



Rapport du 16 décembre 2022

Stratégie énergétique 2050

Rapport quinquennal dans le cadre du monitoring

Table des matières

Table des matières	2
Liste des illustrations	5
Liste des tableaux	5
Résumé	6
1 Introduction	9
1.1 Contexte de la politique énergétique et climatique en Suisse	9
1.2 Contexte international de politique énergétique et climatique	13
2 Consommation et production énergétiques	17
2.1 Consommation d'énergie	19
2.1.1 Évaluation de la réalisation des objectifs liés aux valeurs indicatives à court terme et évolution jusqu'à ce jour	19
2.1.2 Réalisation des objectifs à moyen et long termes et moteurs de la consommation d'énergie et d'électricité à l'avenir	26
2.2 Production d'énergie	34
2.2.1 Évaluation de l'atteinte des valeurs indicatives à court terme	34
2.2.2 Réalisation des objectifs à moyen et long termes	35
2.2.3 Accélération des procédures pour développer les énergies renouvelables	37
2.2.4 État de la sortie du nucléaire	39
2.3 Conclusion	39
3 Sécurité d'approvisionnement	40
3.1 Sécurité de l'approvisionnement toutes énergies confondues	41
3.2 Sécurité d'approvisionnement dans le domaine de l'électricité	43
3.3 Conclusion	49
4 Développement du réseau	50
4.1 Stratégie Réseaux électriques	50
4.2 Réseau intelligent	52
4.3 Tarification	53
4.4 Flexibilités	54
4.5 Régulation Sunshine et hausse de l'efficacité des gestionnaires suisses de réseau de distribution	56
4.6 Autres réseaux	56

4.7	Conclusion	58
5	Analyses de l'impact des instruments et mesures	58
5.1	Encouragement du photovoltaïque	59
5.2	Programme Bâtiments	61
5.3	Prime de marché destinée à la grande hydraulique	61
5.4	Expériences concernant l'intérêt national à l'utilisation des énergies renouvelables	62
5.5	Expériences relatives aux allègements fiscaux étendus destinés aux bâtiments	64
5.6	Conclusion	65
6	Viabilité économique	66
6.1	Conclusion	69
7	Conséquences environnementales	69
7.1	Évolution des émissions de CO ₂ liées à l'énergie	70
7.2	Conséquences environnementales des technologies de production d'électricité	72
7.3	État des assainissements de cours d'eau financés par le supplément perçu sur le réseau .	74
7.4	Conclusion	75
8	Recherche et technologie	76
8.1	Fonds publics alloués à la recherche énergétique	76
8.2	Enseignements tirés des programmes de recherche dans le domaine de l'énergie	77
8.3	Enseignements relatifs aux aspects socio-économiques	78
8.4	Évolution dans le domaine de l'énergie nucléaire	80
8.5	Développement des autres technologies.....	84
8.6	Conclusion	87
9	Autres sujets	87
9.1	Numérisation	87
9.2	Rôle de modèle de l'administration fédérale.....	88
9.3	SuisseEnergie	89
10	Conclusion globale et mesures recommandées	90
11	Liste des références bibliographiques	94
12	Annexe	99
12.1	Aperçu des mesures	99
12.1.1	Mesures concernant l'efficacité énergétique	99
12.1.2	Mesures concernant les énergies renouvelables	105
12.1.3	Mesures concernant les réseaux électriques	114

12.1.4	Mesures concernant la sécurité d'approvisionnement et le marché.....	121
12.2	Effets sur l'environnement	126
12.3	Exemples de projets de recherche	127
12.4	Aperçu des concepts de SMR en développement	130
12.5	État de développement des réacteurs d'un genre nouveau (SMR et 4 ^e génération) par pays	131

Liste des illustrations

Illustration 1: Évolution de la consommation d'énergie finale et de ses facteurs déterminants et croissance démographique depuis 2000	20
Illustration 2: Évolution de la consommation d'électricité, des facteurs déterminants pour la consommation d'électricité et croissance démographique depuis 2000.....	24
Illustration 3: Évolution de la consommation d'énergie finale par personne d'ici à 2050	27
Illustration 4: Consommation d'énergie finale en 2021 et en 2050 par scénario et par agent énergétique, en PJ	28
Illustration 5: Consommation d'énergie finale en 2021 et en 2050 par scénario et par affectation, en PJ	29
Illustration 6: Évolution de la consommation d'électricité par habitant d'ici à 2050.....	30
Illustration 7: Consommation d'électricité en 2021 et en 2050 par scénario et par consommateurs, en PJ	31
Illustration 8: Consommation d'électricité en 2021 et en 2050 par scénario et par affectation, en PJ	32
Illustration 9: Évolution du développement des énergies renouvelables d'ici à 2050	36
Illustration 10: Évolution des émissions de CO ₂ liées à l'énergie depuis l'an 2000, par secteur de consommation, selon l'inventaire actuel des émissions de gaz à effet de serre	71
Illustration 11: Aperçu de la réalisation des objectifs dans les domaines de la migration des poissons, des éclusées et des régimes de charriage.....	75

Liste des tableaux

Tableau 1: Valeurs indicatives et valeurs cibles pour la consommation d'énergie et d'électricité et le développement de la production électrique d'origine renouvelable.....	18
Tableau 2: Évolution de la consommation d'énergie finale entre 2000 et 2020 par secteur et par facteur déterminant, en PJ	21
Tableau 3: Évolution de la consommation d'énergie finale en 2020 par rapport à 2000, par secteur et par affectation, en PJ	22
Tableau 4: Évolution de la consommation d'électricité en 2020 par rapport à 2000 par secteur et par facteur déterminant ⁵ , en PJ	25
Tableau 5: Évolution de la consommation d'électricité par affectation et par secteur, en PJ	26
Tableau 6: Coûts de revient d'installations de production électrique d'origine renouvelable nouvellement construites en Suisse (ct./kWh)	86
Tableau 7: Émissions de gaz à effet de serre et unités de charge écologique des différentes technologies	126
Tableau 8: Aperçu des concepts de SMR en développement	130

Résumé

La Stratégie énergétique 2050 permet à la Suisse de mettre en œuvre la transformation de son approvisionnement en énergie: elle vise à sortir progressivement de l'énergie nucléaire, à accroître l'efficacité énergétique et la part des énergies renouvelables et à réduire les émissions de CO₂ liées à l'énergie tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement jusqu'à présent élevée et l'approvisionnement énergétique finançable dont bénéficie la Suisse. En 2017, les citoyens suisses ont accepté en votation référendaire la réorientation correspondante de la législation suisse relative à l'énergie, qui est en vigueur depuis le début de 2018. Comme les trois quarts environ des émissions de gaz à effet de serre de la Suisse sont causées par l'utilisation d'agents énergétiques fossiles, les objectifs de la politique énergétique sont étroitement liés à ceux de la politique climatique. De ce fait, la décarbonisation du système énergétique joue un rôle important pour réaliser l'objectif de zéro émission nette, décidé par le Conseil fédéral, qui revient à équilibrer le bilan des gaz à effet de serre d'ici à 2050.

La transformation visée du système énergétique suisse étant un projet de longue haleine, elle fait l'objet d'un suivi conformément aux art. 55 ss de la loi sur l'énergie (LEne). Outre un rapport de monitoring annuel comportant d'importants indicateurs et champs thématiques en matière de statistique énergétique et d'économie énergétique, ce suivi comprend un compte-rendu quinquennal du Conseil fédéral au Parlement, dont voici le premier exemplaire. Il s'agit d'un état des lieux approfondi de politique énergétique sur la réalisation des objectifs de la stratégie énergétique et d'une évaluation des mesures. De plus, cet état des lieux couvre le développement de la technologie nucléaire conformément à l'art. 74a de la loi sur l'énergie nucléaire (LENu).

Les valeurs indicatives de production et de consommation prévues par la loi sur l'énergie pour 2020 ont été atteintes. Des efforts supplémentaires sont nécessaires pour le long terme. Les Perspectives énergétiques 2050+ de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) montrent que la Suisse peut transformer son approvisionnement en énergie conformément à l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050 tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement. Cependant, les mesures actuellement en vigueur ne suffisent pas à réaliser les objectifs de développement de la production énergétique renouvelable de la production énergétique renouvelable et de réduction de la consommation nécessaires à cet effet. La poursuite du développement de la Stratégie énergétique 2050 a déjà débuté et de nombreuses mesures sont prévues et sur les rails. En outre, les nouveaux développements sur les marchés de l'énergie (hausse importante des prix) devraient conforter à moyen terme les incitations au développement nécessaire de la production énergétique renouvelable et d'une consommation énergétique économe. Mais les mesures nécessaires à prendre pour atteindre les objectifs énergétiques et climatiques d'ici à 2050 restent importantes: pour que l'objectif de zéro émission nette se réalise, il est crucial d'*exploiter complètement les potentiels d'efficacité* dans les bâtiments, les processus, les installations, les appareils et les transports tout en accélérant fortement le *développement des énergies renouvelables*. Un développement supplémentaire de la *production hydroélectrique* est également nécessaire. Il est essentiel, durant la nécessaire transformation du système énergétique, de maintenir un approvisionnement énergétique sûr et fiable. À long terme, la consommation d'agents énergétiques fossiles tels le pétrole et le gaz naturel doit fortement baisser pour être presque totalement remplacée en 2050 par la consommation d'agents énergétiques renouvelables. L'électricité et les agents énergétiques basés sur l'électricité joueront donc un rôle important dans le

futur système énergétique. Les modélisations de la capacité de production et de la capacité du système réalisées à ce stade par la Confédération indiquent que la situation d'approvisionnement sera stable jusqu'en 2035. Cependant, les échanges d'électricité avec les pays voisins et le bon fonctionnement du marché de l'électricité sont décisifs à cet égard: l'absence d'un accord sur l'électricité entre l'UE et la Suisse apportera son lot de défis supplémentaires à court et moyen termes. De plus, au cours des mois passés, de fortes augmentations de prix sont survenues à court terme sur les marchés européens de l'énergie. Cette situation s'est encore aggravée avec la guerre en Ukraine. Bien que les entreprises électriques suisses soient bien positionnées, une telle situation peut conduire, dans le pire des cas, à une réaction en chaîne incontrôlée susceptible de menacer les liquidités d'un groupe d'entreprises électriques d'importance systémique et, partant, l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Des défis proviennent aussi à long terme de l'augmentation des besoins en électricité induite par la décarbonisation et par l'abandon de la production électrique fossile réglable à l'étranger. À ce stade, malgré la complète dépendance de l'étranger, la sécurité d'approvisionnement dans le domaine des agents énergétiques fossiles était bonne. Mais l'évolution de la situation d'approvisionnement énergétique due à la guerre en Ukraine a clairement montré les risques inhérents à la dépendance de certains agents énergétiques et de certains pays producteurs.

Le Conseil fédéral, respectivement le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) ont déjà décidé des mesures étendues visant la consommation et la production d'énergie: le projet de loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, les adaptations prévues de la loi sur l'énergie visant à accélérer les procédures de développement des énergies renouvelables ainsi que les allègements administratifs et fiscaux pour le développement du photovoltaïque, la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique et les travaux liés aux mesures supplémentaires d'efficacité électrique. Certaines de ces mesures en sont au stade des délibérations parlementaires. Les mesures d'encouragement prises jusqu'ici ont fait leurs preuves: elles seront prorogées et adaptées au marché par la loi mentionnée. Le Parlement a adopté, dès sa session d'automne 2021, certaines parties importantes des adaptations du système d'encouragement proposées par le Conseil fédéral. Pour assurer la sécurité d'approvisionnement à court terme, un certain nombre d'instruments ont été anticipés afin qu'ils soient disponibles dès l'hiver 2022/2023. C'est notamment le cas de la réserve hydroélectrique, de centrales de réserve et des groupes électrogènes de secours. Par ailleurs, le Conseil fédéral entend rapidement exploiter le potentiel d'efficacité électrique supplémentaire, ce qui contribuera également de manière déterminante à assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Grâce à ces mesures, la dépendance de l'étranger qui est actuellement forte, notamment pour les énergies fossiles, doit être réduite sur le long terme. Enfin, le 1^{er} octobre 2022, la loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique (LFiEI) est entrée en vigueur de manière urgente. Cet instrument préventif vise à assurer que l'approvisionnement électrique de la Suisse continue de fonctionner si de nouvelles hausses de prix importantes dans le négoce international de l'électricité entraînaient dans la branche de l'électricité une réaction en chaîne incontrôlée susceptible d'aboutir à l'effondrement du système. Le Conseil fédéral a également décidé des mesures préventives dans le secteur gazier pour l'hiver 2022/23, compte tenu des conséquences de la guerre en Ukraine.

Du fait de la transformation du système énergétique, de nouvelles exigences sont aussi posées aux réseaux. Les conditions-cadres du développement du réseau ont été améliorées grâce à la Stratégie Réseaux électriques. Les nouvelles dispositions, aux niveaux de la loi et de l'ordonnance, sont pour la

plupart entrées en vigueur le 1^{er} juin 2019. Le 23 novembre 2022, le Conseil fédéral a approuvé le scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau d'électricité. Leur efficacité n'a donc pas encore été entièrement évaluée dans la pratique et elle reste en observation. Le besoin de flexibilité augmente à mesure que la part de production décentralisée progresse. C'est pourquoi des nouveautés concernant la réglementation des flexibilités sont déjà prévues dans la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Outre les réseaux électriques, d'autres réseaux gagneront en importance à l'avenir (p. ex. pour l'hydrogène, le CO₂ ou la chaleur). À cet égard également, la Confédération s'emploie déjà à élaborer les conditions-cadres voulues.

Comme déjà mentionné ci-dessus, la politique énergétique et la politique climatique sont étroitement liées. Les effets économiques d'une transformation du système énergétique concordant avec l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050 peuvent être qualifiés de modérés pour la Suisse, eu égard notamment à l'ampleur de cette transformation et de la brièveté des délais à disposition. Cette affirmation ne tient pas encore compte de l'utilité que présente la limitation du changement climatique si tous les pays appliquent à temps les mesures visant l'objectif de zéro émission nette. En effet, les coûts qu'engendrerait un changement climatique effréné pourraient être très élevés. Les mesures prévues par la stratégie énergétique apportent une importante contribution à la réalisation des objectifs climatiques de la Confédération. L'inverse est aussi vrai. Cependant, la transformation de l'approvisionnement en énergie a diverses conséquences environnementales, par exemple en ce qui concerne les eaux, l'utilisation du sol, la biodiversité ou le paysage. La charge globale exercée sur l'environnement par les énergies renouvelables est toutefois nettement moindre que celle des énergies non renouvelables. Des mesures d'efficacité permettent en outre d'éviter des effets négatifs supplémentaires sur l'environnement. Il n'est pas encore possible d'évaluer actuellement l'impact de l'intérêt national sur la protection de la nature et des paysages. La mise en œuvre fructueuse de la Stratégie énergétique 2050 et de la politique climatique est soutenue par les enseignements de la recherche énergétique. Le présent rapport présente également le développement de la technologie nucléaire conformément à l'art. 74a LENu. Aucune percée n'est attendue en ce domaine dans un futur proche.

Du point de vue actuel, les mesures nécessaires à la réalisation d'un approvisionnement énergétique sûr et climatiquement neutre d'ici à 2050 sont importantes. Le Conseil fédéral a toutefois déjà largement poursuivi le développement des conditions-cadres de la Stratégie énergétique 2050 en lançant de nombreuses mesures nouvelles. Il a également, vu la situation actuellement tendue sur les marchés de l'énergie, décidé des mesures préventives correspondantes et il continue d'observer la situation de près. Les conditions du marché se sont elles aussi modifiées. Les hausses de prix de l'énergie observées devraient renforcer les incitations aussi bien à développer la production d'énergie renouvelable qu'à adopter un comportement de consommation économe et à améliorer l'efficacité énergétique. C'est pourquoi le Conseil fédéral renonce pour l'heure à proposer des mesures supplémentaires. Il convient toutefois de suivre attentivement la suite de la discussion sur les mesures déjà engagées et leur mise en œuvre ultérieure. Cette remarque s'applique aussi à l'évolution de la situation par rapport aux objectifs à long terme, d'ici 2050, qui devra faire l'objet d'un suivi dans le cadre du monitoring et d'autres analyses. Il s'agit aussi de promouvoir d'importants travaux de la Confédération dans le domaine de la chaleur et du couplage des secteurs (hydrogène, technologies d'émission négative, registre national des carburants et combustibles renouvelables).

1 Introduction

La Suisse met en œuvre la transformation de son approvisionnement en énergie par le biais de la Stratégie énergétique 2050. Celle-ci doit permettre de sortir progressivement du nucléaire, d'augmenter l'efficacité énergétique et la part des énergies renouvelables et de réduire les émissions de CO₂ liées à l'énergie, sans toutefois mettre en péril ni la sécurité d'approvisionnement élevée dont la Suisse a bénéficié jusqu'à présent ni le caractère financièrement abordable de l'approvisionnement énergétique. Lors du vote référendaire de mai 2017, le peuple suisse a accepté la législation sur l'énergie réorientée en conséquence, qui est en vigueur depuis début 2018.

Projet à long terme, la transformation souhaitée du système énergétique s'accompagne d'un monitoring, dont les bases légales figurent aux art. 55 ss de la LEne et 69 ss de l'ordonnance sur l'énergie (OEné). Consacré aux rapports sur le développement de la technologie nucléaire, l'art. 74a de la LENu est lui aussi pertinent. Ce monitoring repose sur deux piliers: *premièrement*, un rapport de monitoring annuel élaboré et publié depuis 2018 par l'OFEN en collaboration avec d'autres offices fédéraux, qui comprend des indicateurs statistiques et économiques sur l'énergie et des champs thématiques (cf. www.energiemonitoring.ch), et, *deuxièmement*, un rapport quinquennal du Conseil fédéral au Parlement tel qu'il est présenté ici pour la première fois. Ce rapport quinquennal dresse un bilan approfondi de la politique énergétique et de la réalisation des objectifs de la Stratégie énergétique, tout en évaluant les mesures. Il contient également des conclusions et des recommandations sur la future organisation de cette politique.

Avertissement: *Ce rapport n'approfondit pas l'analyse des conséquences de la guerre en Ukraine sur l'approvisionnement énergétique à court terme de la Suisse, qui font l'objet de travaux en cours. Mais dans la mesure du possible, il signale les mesures prises par le Conseil fédéral. À l'instar des Perspectives énergétiques 2050+, le présent rapport se concentre sur l'évolution à moyen et long termes.*

1.1 Contexte de la politique énergétique et climatique en Suisse

En adoptant en juin 2021 le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Conseil fédéral a lancé la poursuite du développement de la Stratégie énergétique 2050. Le projet de loi fait actuellement l'objet des délibérations du Parlement. Les énergies renouvelables doivent autant que possible remplacer les agents énergétiques fossiles, en particulier dans les domaines des transports et de la chaleur, afin d'atteindre l'objectif de zéro émission nette d'ici 2050 (cf. ci-après). Par ce projet, qui contient une révision de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité, le Conseil fédéral entend développer rapidement et systématiquement la production suisse d'électricité renouvelable, améliorer son intégration dans le système électrique et renforcer la sécurité d'approvisionnement à long terme. Au mois de septembre 2021, dans le cadre de l'initiative parlementaire 19.443 «Promouvoir les énergies renouvelables de manière uniforme. Accorder une rétribution unique également pour le biogaz, la petite hydraulique, l'éolien et la géothermie», le Parlement a par ailleurs décidé de prolonger et d'étendre l'encouragement des énergies renouvelables à titre de solution de transition, car le système actuel est limité jusqu'en 2022. En outre, au début de 2022, le Conseil fédéral a proposé des mesures visant à accélérer les procédures de planification et d'autorisation auxquelles sont soumises les installations de production

d'énergie éolienne et hydraulique les plus importantes en mettant un projet correspondant en consultation. Ce projet comprend aussi des mesures pour encourager le développement du photovoltaïque: les investissements dans les installations photovoltaïques sur les nouvelles constructions doivent aussi bénéficier d'une déduction fiscale et l'obtention d'une autorisation d'installations solaires sur les façades doit être simplifiée.

En raison de la guerre en Ukraine, la situation de l'approvisionnement, notamment dans le domaine du gaz, s'est détériorée en Suisse et en Europe. Depuis mars 2022, le Conseil fédéral et l'industrie gazière suisse œuvrent intensivement de concert pour assurer l'approvisionnement en gaz de la Suisse au cours de l'hiver à venir. Comme la Suisse dépend totalement des importations pour le gaz, le Conseil fédéral a décidé le 18 mai 2022 de renforcer l'approvisionnement en gaz pour l'hiver 2022/23. Il a obligé la branche gazière à s'assurer de capacités de stockage dans les États membres de l'UE et de disposer d'options pour des livraisons de gaz non russe supplémentaires. À cet effet, le Conseil fédéral a mis en vigueur une ordonnance urgente et pris connaissance du plan élaboré par la branche et les autorités fédérales pour maîtriser une éventuelle situation de pénurie de gaz en hiver. Par ailleurs, des négociations ont été engagées avec l'Allemagne et l'Italie en vue d'un accord de solidarité. La Confédération veut faire face à une éventuelle situation de pénurie de gaz en prenant différentes mesures. En cas de pénurie de gaz imminente, une campagne d'information menée par la Confédération et la branche gazière appellera tous les consommateurs de gaz naturel à faire des économies: des conseils et des recommandations devront alors permettre de réduire sensiblement la consommation de gaz naturel. Simultanément, les clients équipés d'une installation bicomcombustible passeraient au mazout, puisque ces installations peuvent être exploitées aussi bien au gaz naturel qu'au mazout. Si les appels aux économies et l'ordre de commuter les installations bicomcombustibles sur le mazout ne suffisaient pas à maîtriser une situation de pénurie de gaz, la consommation de gaz naturel serait contingentée. En prévision d'un cas de pénurie grave, l'Approvisionnement économique du pays (AEP) a développé des mesures supplémentaires: en complément à la commutation des installations bicomcombustibles, les clients non protégés pourraient être ensuite soumis au contingentement. Il est d'ores et déjà prévisible que l'approvisionnement en gaz restera tendu en Europe au-delà de l'hiver 2022/23.

En octobre 2021, le Conseil fédéral a pris connaissance de deux rapports concernant la sécurité de l'approvisionnement en électricité à court et moyen termes ainsi que la coopération avec l'UE dans le domaine de l'électricité. Ces rapports servent à préparer les prochaines étapes du renforcement de la sécurité d'approvisionnement alors qu'un accord sur l'électricité avec l'UE n'est pas en vue jusqu'à nouvel avis. La probabilité d'une pénurie d'électricité s'est accrue en raison de la guerre en Ukraine et des éventuelles interruptions des livraisons de gaz en Europe qui lui sont liées. Cette situation est aggravée par la mise hors service de centrales nucléaires française à des fins de contrôle de sécurité. En février 2022, le Conseil fédéral a décidé d'instaurer une *réserve hydroélectrique* dès l'hiver 2022/23 pour assurer la première couverture des besoins en situation de pénurie extraordinaire. Il a en outre chargé le DETEC d'élaborer des dispositions pour la construction et l'exploitation de *centrales de réserve* à titre de deuxième couverture. Le 17 août 2022, le Conseil fédéral a décidé que le DETEC et le DEFR peuvent mener des négociations contractuelles concernant l'utilisation de centrales de réserve. Complémentaires à la réserve hydroélectrique, ces centrales doivent être disponibles dès la fin de l'hiver 2023 pour maîtriser les situations de pénurie extraordinaires. Le 2 septembre 2022, la Confédération a signé un contrat avec la société General Electric Gas Power. La Confédération lui achète ainsi huit turbines à gaz mobiles d'une puissance d'environ 250 MW, destinées à être installées sur le site à Birr, dans le canton d'Argovie. En outre, le Conseil fédéral entend avoir recours à des groupes électrogènes

de secours, qui peuvent également fournir une contribution précieuse au titre de réserve. Les exploitants de ces groupes doivent donc également pouvoir participer aux appels d'offres. L'ordonnance sur une réserve d'hiver, qui regroupe les trois réserves mentionnées, constitue la base de cette utilisation des groupes électrogènes de secours. L'ordonnance régleme la création d'une réserve d'électricité fonctionnant à titre d'assurance, pour parer aux situations exceptionnelles de pénurie susceptibles de survenir en hiver et jusqu'au printemps, et régit l'utilisation, les modalités du recours à la réserve et l'interaction des réserves dans le cas où il faudrait y avoir recours. L'ordonnance doit entrer en vigueur à la mi-février 2023 au plus tard. En raison des fortes hausses de prix sur les marchés européens de l'énergie, qui se sont accentuées avec la guerre en Ukraine, les entreprises d'électricité ont besoin de ressources supplémentaires pour couvrir leurs garanties financières liées au négoce de l'électricité. Le risque de manque de liquidités et de réactions en chaîne, susceptible de compromettre la sécurité de l'approvisionnement en électricité, augmente de ce fait. Afin de prévenir ce risque, le Conseil fédéral a transmis au Parlement en date du 18 mai 2022 le message concernant la loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique. Cette loi, déclarée urgente et dont l'effet est limité au 31 décembre 2026, est entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2022.

La campagne nationale d'économies d'énergie élaborée par le DETEC en coopération avec le DEFR et mise en œuvre avec le monde de l'économie est aussi une mesure visant à améliorer la situation de l'approvisionnement durant l'hiver 2022/23. La campagne de sensibilisation a commencé en août 2022. Elle vise à communiquer à la population et aux milieux économiques des mesures d'économies d'énergie simples et rapidement applicables, notamment dans les domaines du gaz et de l'électricité. L'objectif est de réaliser des économies dans la perspective de l'hiver 2022/23. Il faut distinguer l'initiative de communication des appels aux économies lancés par le DEFR selon la situation de pénurie, respectivement des appels aux économies dans le cadre des mesures préparatoires visant à assurer l'approvisionnement économique du pays en cas de pénurie grave imminente.

Durant sa session d'automne 2022, le Parlement a voté la loi sur des «mesures urgentes visant à assurer rapidement l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver». Celles-ci simplifient notamment les procédures d'autorisation des grandes installations photovoltaïques, introduisent une obligation d'utiliser l'énergie solaire pour les grands bâtiments et apportent des simplifications dans les procédures d'autorisation du projet hydroélectrique du Grimsel. Les modifications correspondantes de la loi sur l'énergie sont entrées en vigueur au 1^{er} octobre 2022 et doivent s'appliquer jusqu'au 31 décembre 2025.

Les objectifs de la politique énergétique sont étroitement liés à ceux de la politique climatique, puisqu'environ trois quarts des émissions de gaz à effet de serre de la Suisse sont causés par l'utilisation d'agents énergétiques fossiles. La Suisse, qui a ratifié l'Accord de Paris en 2017, s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. En 2019, le Conseil fédéral a décidé que, d'ici à 2050, la Suisse n'émettrait au final pas plus de gaz à effet de serre que ce que les solutions de stockage naturelles et techniques sont capables d'absorber (objectif de zéro émission nette). Les Perspectives énergétiques 2050+ de l'OFEN montrent que la Suisse est en mesure de transformer son approvisionnement énergétique à l'horizon 2050 conformément à l'objectif de zéro émission nette tout en garantissant sa sécurité d'approvisionnement. Les Perspectives énergétiques 2050+ constituent une base importante de la «stratégie climatique à long terme» de la Suisse que le Conseil fédéral a adoptée en janvier 2021 pour concrétiser l'objectif de zéro émission nette et qu'il a transmise au Secrétariat des Nations Unies pour le climat. Cette stratégie présente les lignes directrices de la politique climatique

suisse jusqu'en 2050 et elle fixe des objectifs stratégiques pour les différents secteurs. Le 27 novembre 2019, l'initiative pour les glaciers était déposée. Elle vise à fixer l'objectif de zéro émission nette dans la Constitution. En août 2021, le Conseil fédéral a adopté le message relatif au contre-projet direct à l'initiative pour les glaciers. Ce contre-projet demande, conformément à l'initiative pour les glaciers, d'inscrire à titre obligatoire dans la Constitution l'objectif jusqu'ici indicatif de zéro émission nette. Mais le Conseil fédéral souhaite renoncer à une interdiction de principe des carburants et combustibles fossiles à partir de 2050. Il veut aussi prendre en compte la situation spéciale des régions de montagne et des régions périphériques de même que les besoins de l'armée, de la police et des services de secours. En outre, il entend autoriser des puits de carbone en Suisse et à l'étranger pour compenser les émissions restantes. Le Parlement soutient le contre-projet direct du Conseil fédéral, mais il a en outre voté un contre-projet indirect au niveau de la loi dans le cadre de l'initiative parlementaire 21.501 de la CEATE-N. Ce contre-projet indirect veut inscrire l'objectif de zéro émission nette en 2050 dans une loi-cadre («loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique») en le concrétisant par des objectifs intermédiaires et des valeurs indicatives sectorielles. Le retrait conditionnel de l'initiative pour les glaciers au profit du contre-projet indirect a été communiqué le 5 octobre 2022. Le délai référendaire court jusqu'au 19 janvier 2022.

La Suisse s'est engagée sur le plan international à réduire de 50% ses gaz à effet de serre d'ici à 2030. La loi révisée sur le CO₂, rejetée en votation populaire en juin 2021, prévoyait la mise en œuvre au niveau national de cet objectif par des mesures correspondantes. L'objectif de réduction à l'horizon 2030 indiqué à l'internationale reste valable. C'est pourquoi le Conseil fédéral a mené de décembre 2021 à avril 2022 une consultation concernant une nouvelle révision de loi sur le CO₂ pour la période comprise entre 2025 et 2030. Le 16 septembre 2022, il adoptait le message correspondant. Le projet renonce aux instruments qui ont conduit au rejet de la dernière révision. Afin de prolonger les mesures incontestées prévues par la loi sur le CO₂ qui arrivaient à échéance fin 2021 et pour poursuivre l'objectif de réduction national jusqu'à la fin de 2024, le Parlement a décidé, en s'appuyant sur l'initiative parlementaire 21.477 de la CEATE-N, une révision partielle de la loi sur le CO₂ qui est entrée en vigueur rétroactivement le 1^{er} janvier 2022. Entre 2021 et 2024, les émissions de gaz à effet de serre doivent être abaissées de 1,5% par année par rapport à 1990 et, désormais, un maximum de 25% des mesures y contribuant est autorisé à l'étranger à partir de 2022. L'exemption de la taxe sur le CO₂ pour les entreprises qui ont pris un engagement de réduction, l'obligation de compensation pour les importateurs de carburants fossiles et l'allègement de l'imposition des huiles minérales pour les carburants biogènes ont été prorogés.

Relation entre la politique climatique et la politique énergétique

À la fin de 2015, lors de la Conférence de Paris sur le climat, un nouvel accord a été conclu pour l'après-2020. Par cet accord, tous les États se sont engagés pour la première fois à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. L'art. 4.19 de l'Accord de Paris demande aux États d'élaborer une stratégie climatique à long terme. Le Conseil fédéral a adopté la stratégie climatique à long terme de la Suisse le 27 janvier 2021 et il en a approuvé la transmission au Secrétariat des Nations Unies pour le climat.

Le point de départ de la stratégie climatique à long terme est l'objectif de zéro émission nette en 2050, que le Conseil fédéral a décidé en août 2019. Cette stratégie constitue une première étape

importante. Elle formule dix principes stratégiques censés influencer profondément les mesures de politique climatique de la Suisse au cours des années à venir. Puis elle présente des objectifs envisageables et l'évolution possible des émissions dans les domaines suivants: bâtiments, industrie, transports, trafic aérien international, agriculture, alimentation, déchets, gaz synthétiques et marchés financiers. Ces principes stratégiques indiquent la direction à prendre pour la politique climatique et pour d'autres domaines politiques. Le principe 5 montre en particulier l'étroite relation entre la politique énergétique et la politique climatique: outre la suppression aussi complète que possible des combustibles et carburants fossiles et le développement rapide des énergies renouvelables, une utilisation parcimonieuse de tous les agents énergétiques est un élément clé pour atteindre l'objectif visé.

La stratégie climatique à long terme repose sur les résultats des Perspectives énergétiques 2050+ de l'OFEN, qui illustrent selon divers scénarios l'évolution des émissions vers l'objectif de zéro émission nette tout en présentant les développements technologiques nécessaires et le rôle des technologies capables d'extraire durablement les gaz à effet de serre de l'atmosphère (technologies d'émission négative, NET).

La stratégie climatique à long terme et les Perspectives énergétiques 2050+ montrent que la Suisse peut réduire ses gaz à effet de serre de quelque 90% par rapport à 1990 d'ici à 2050. Le domaine de l'énergie étant responsable d'environ trois quarts de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre de la Suisse, il est d'une importance cruciale pour l'atteinte de l'objectif. Les émissions restantes, difficilement évitables, qui proviennent surtout des processus industriels, de la valorisation thermique des déchets et de l'agriculture (élevage), doivent être compensées au moyen de technologies d'émission négative en Suisse et à l'étranger. Les futures technologies de captage et de stockage de CO₂ («carbon capture and storage», CCS) de même que les technologies d'émission négative (NET) nécessitent de l'électricité et joueront un rôle important dans le futur système énergétique. La politique énergétique et la politique climatique doivent donc être considérées conjointement, puisqu'elles sont étroitement liées l'une à l'autre et qu'elles se soutiennent mutuellement.

1.2 Contexte international de politique énergétique et climatique

Intimement intégrée dans les marchés internationaux de l'énergie, la Suisse dépend des importations d'énergie. Sur le plan réglementaire, les développements du cadre juridique européen sont essentiels. Les efforts visant à protéger le climat jouent en outre un rôle important.

L'UE prépare de nombreux projets de loi pour accroître son objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 55% en 2030. Dans le cadre du plan de relance NextGenerationEU, des centaines de milliards d'euros sont investis dans la transition énergétique, l'environnement et la durabilité des transports. Le plan REPowerEU, qui a été adopté en réaction à la crise de l'approvisionnement énergétique, veut accélérer encore le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique afin d'assurer l'indépendance envers le gaz russe à partir de 2027.

À court terme, les émissions augmenteront en Europe, puisque plusieurs États de l'UE recourent davantage aux centrales à charbon durant l'hiver afin de combler la pénurie de gaz russe. La conversion d'installations industrielles du gaz au mazout générera également plus d'émissions, en Suisse également. L'UE et les pays du G7 estiment qu'il ne s'agira là que d'un pic temporaire qui sera plus que

compensé au cours des années suivantes grâce au renforcement des politiques énergétique et climatique.

Depuis mars 2022, l'UE a adopté de huit trains de sanctions contre la Russie qui comprennent des mesures importantes dans le domaine énergétique: interdiction d'importer de Russie du charbon à partir d'août 2022, du pétrole brut par voie maritime à partir de décembre 2022 et des produits pétroliers par voie maritime à partir de février 2023. Une exception est prévue à titre temporaire pour l'importation de pétrole acheminé par oléoduc aux États-membres de l'UE particulièrement dépendants des livraisons de la Russie et ne disposant pas d'alternatives viables. En outre, le commerce et la fourniture de services financiers correspondants sont interdits, y compris les assurances et réassurances basées sur ces produits. Le huitième train de sanctions de l'UE inclut une base légale plafonnant le prix du pétrole, le transport de pétrole et la fourniture de services financiers correspondants étant interdits au-delà du plafond de prix pour les entreprises de l'UE. En décembre, le G7, les États-membres de l'UE et l'Australie se sont prononcés en faveur d'un plafonnement du pétrole russe à 60 dollars par baril.

La Suisse a repris dans sa législation nationale l'ensemble des huit trains de sanctions de l'UE, à quelques exceptions près. Le commerce du pétrole russe et des produits pétroliers russes à destination de la Suisse est donc interdit. L'entrée en vigueur de l'embargo se fait progressivement, en Suisse, comme dans l'UE, jusqu'au début de l'année 2023, après des périodes de transition. La Suisse importe des produits pétroliers russes en provenance des États-membres de l'UE.

L'UE active la transformation de son système énergétique pour des raisons de politique climatique. La cadence s'est accélérée à cause de la guerre en Ukraine. En mai 2022, la Commission a présenté le plan REPowerEU, par lequel l'UE entend s'affranchir aussi rapidement que possible des agents énergétiques fossiles russes et contribuer à la maîtrise du changement climatique en conformité avec les trains de mesures déjà prises pour obtenir la neutralité climatique ou avec la stratégie-cadre correspondante du «pacte vert pour l'Europe». Le paquet de mesures du plan REPowerEU repose sur trois piliers: 1. les économies d'énergie: les mesures d'efficacité énergétique à long terme doivent être améliorées, ce qui comprend un relèvement de 9 à 13% de l'objectif d'efficacité énergétique obligatoire dans le cadre du paquet «Ajustement à l'objectif 55»¹ par une révision de la directive relative à l'efficacité énergétique; 2. diversification de l'approvisionnement en énergie: l'UE s'est assurée de quantités record d'importations de gaz naturel liquéfié (GNL) et de quantités supérieures de livraisons de gaz par gazoduc; une plateforme énergétique de l'UE nouvellement créée permettra l'achat en commun de gaz, de gaz liquide et d'hydrogène sur une base volontaire; 3. Le développement accéléré des énergies renouvelables: extension massive et accélération du développement des énergies renouvelables dans les domaines de la production électrique, de l'industrie, du bâtiment et des transports. L'objectif à l'horizon 2030 pour les énergies renouvelables doit être relevé de 40 à 45% dans le cadre du paquet «Ajustement à l'objectif 55».

En juin 2022, l'UE a en outre décidé un nouveau règlement concernant le stockage de gaz²: elle veut ainsi assurer que les capacités de stockage de gaz de l'UE soient remplies avant l'hiver malgré les

¹ Réduction de 13% par rapport à un scénario de référence actualisé pour 2020; la réduction correspond à un niveau absolu de la consommation d'énergie finale jusqu'en 2030 de 750 millions de tonnes d'équivalents pétrole brut (mtep) et à une consommation d'énergie primaire de 980 mtep.

² Règlement (UE) 2022/1332 du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022 modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) n° 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz.

perturbations sur le marché du gaz et qu'elles puissent être utilisées en commun par les États membres. Selon ce règlement, les installations de stockage de gaz situées sur le territoire des États membres doivent être remplies au moins à 80% avant le début de l'hiver 2022/23 et au moins à 90% avant le début des hivers suivants. Comme certains États membres n'ont pas d'installations de stockage, ils peuvent stocker 15% de leur consommation annuelle de gaz dans les installations d'autres États membres de manière à avoir accès à ces réserves de gaz. Le 20 juillet 2022, la Commission a proposé un nouvel instrument juridique et un plan européen visant à abaisser la demande de gaz, afin de réduire la consommation de gaz en Europe de 15% jusqu'au printemps prochain. Les ministres européens de l'énergie ont approuvé ce plan d'urgence commun en date du 26 juillet 2022.

Pour le long terme, la neutralité climatique à l'horizon 2050 reste un objectif important de l'UE. L'objectif de zéro émission nette est ancré dans la loi européenne sur le climat³, de même que l'obligation juridiquement contraignante d'abaisser les émissions nettes de gaz à effet de serre d'ici à 2030 d'au moins 55% par rapport à leur niveau de 1990. En juillet et en décembre 2021, la Commission a soumis un paquet de mesures intitulé «Ajustement à l'objectif 55» pour mettre en œuvre ces objectifs. Il fait actuellement l'objet des délibérations du Parlement et du Conseil. La première partie contient notamment une révision du système d'échange de quotas d'émission de l'UE (SEQE-UE), qui doit être affûté par une diminution plus rapide des droits d'émission disponibles, de 4,2% au lieu de 2,2% par an, et par une proportion décroissante des droits d'émission attribués gratuitement. Pour atténuer les désavantages concurrentiels, un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) doit être introduit. Le SEQE doit aussi être renforcé pour le trafic aérien et il sera étendu à la navigation maritime. Un SEQE est désormais prévu dans les secteurs des transports et du bâtiment. Il ne couvre toutefois pas les consommateurs finaux, mais soumet les vendeurs de combustibles et de carburants fossiles au commerce des droits d'émission. Les recettes provenant de la mise aux enchères des droits d'émission alimentent un fonds social de compensation en faveur des ménages aux revenus les plus faibles, afin d'amortir la hausse des prix du carburant et du mazout, estimée à 30-40 centimes par litre. Les valeurs cibles relatives au CO₂ pour la flotte de voitures neuves doivent être encore abaissées jusqu'en 2030. À partir de 2035, dans l'UE, la propulsion de tous les véhicules neufs devra être renouvelable. Pour y parvenir, il faut investir dans les infrastructures de recharge électrique. Les carburants renouvelables devront surtout jouer un rôle essentiel dans la navigation aérienne et la navigation maritime. À partir de 2025, une part minimale de carburants renouvelables devra être incorporée aux carburants d'aviation. De plus, un impôt sur le kérosène sera introduit pour les vols intérieurs à l'Europe. Des directives contraignantes s'appliqueront et l'offre d'agents énergétiques renouvelables sera développée pour améliorer l'efficacité énergétique. Parallèlement, certains États membres de l'UE introduisent des interdictions de chauffage à gaz. La deuxième partie contient des propositions de décarbonisation des marchés gaziers, de promotion de l'hydrogène, de réduction des émissions de méthane et d'encouragement à la décarbonisation dans le secteur du bâtiment. La Commission a présenté une nouvelle version du règlement de l'UE sur les marchés du gaz, de la directive de l'UE relative aux marchés du gaz et une révision de la directive relative à l'efficacité énergétique des bâtiments.

Les développements au sein de l'UE dans le cadre du pacte vert intéressent aussi la Suisse. Ils révèlent plus clairement l'orientation que prendra ces prochaines décennies la politique européenne en matière

³ Règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les règlements (CE) n° 401/2009 et (UE) 2018/1999 («loi européenne sur le climat»).

d'énergie et de climat, qui influencera aussi la politique énergétique et climatique de la Suisse. Il convient donc de continuer à observer précisément la future concrétisation de la politique énergétique et climatique de l'Europe et d'identifier précocement les défis éventuels qui se poseront à la Suisse. C'est ainsi que notre pays est concerné dans divers domaines par la première partie du paquet «Ajustement à l'objectif 55», notamment par la révision du SEQUE-UE, qui est couplé depuis le début de 2020 au système suisse d'échange de quotas. Selon la proposition de règlement de la Commission, compte tenu du couplage des systèmes d'échange de quotas d'émission, la Suisse est exclue du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières: la taxe d'ajustement ne sera donc pas perçue à la frontière lors de l'exportation de produits suisses à destination de l'UE. Il faudra observer les effets éventuels du nouveau système d'ajustement carbone aux frontières sur toute la chaîne logistique des producteurs suisses. Il faut en outre examiner comment la Suisse doit gérer les nouvelles dispositions relatives aux émissions pour les véhicules à partir de 2025. En l'absence d'un accord sur l'électricité ou sur l'énergie, les actes juridiques proposés dans la deuxième partie du paquet n'ont aucune influence directe sur la politique énergétique et climatique de la Suisse. Pour la même raison, les effets réglementaires du paquet RePowerEU sur la Suisse sont limités. La Suisse dépend fortement du bon fonctionnement des marchés de l'énergie dans l'UE et elle importe largement les niveaux de prix pour le pétrole, le gaz et l'électricité des marchés mondiaux liquides ou des marchés régionaux de l'UE.

Les marchés et infrastructures électriques de la Suisse et de ses pays voisins sont étroitement interconnectés. En 2007, la Suisse et l'UE ont engagé des négociations en vue d'un accord bilatéral sur l'électricité. Depuis la mi-2018, les négociations sont au point mort parce que l'UE subordonne leur poursuite à des progrès dans la question de l'accord institutionnel entre la Suisse et l'UE. En mai 2021, le Conseil fédéral a décidé de mettre fin aux négociations sur le projet d'accord institutionnel. De ce fait, un accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE n'est pas envisageable en l'état. La réglementation du marché intérieur de l'électricité européen a beaucoup évolué depuis le début des négociations visant un accord sur l'électricité en 2007. Cette situation concerne aussi la Suisse puisque son réseau de transport est étroitement relié avec ceux des pays limitrophes. Depuis 2020, un nouveau train de mesures réglementaires est en vigueur: «Une énergie propre pour tous les Européens» (Clean Energy Package, CEP). Il fixe de nouvelles règles pour le commerce de l'électricité et pour l'exploitation technique du réseau. La Suisse est notamment concernée par la règle de 70%, qui oblige tous les gestionnaires de réseau de transport européens à garder, dès 2025, au moins 70% des capacités transfrontalières du réseau pour le négoce d'électricité au sein de l'UE. La législation de l'UE ne précise pas comment il faut prendre en compte les capacités aux frontières d'États tiers comme la Suisse. Or, les capacités d'importation de la Suisse pourraient être sensiblement restreintes par cette disposition. De plus, les flux électriques non planifiés que génère le commerce d'électricité entre les pays voisins pourraient continuer d'augmenter et menacer la stabilité du réseau en Suisse. Les conséquences de ces développements sur la sécurité d'approvisionnement de la Suisse sont décrites au chapitre 3.2.

Sur le plan de la coopération régionale, la Suisse participe depuis février 2011, en qualité d'observatrice active et permanente, au Forum pentalatéral de l'énergie. Les ministres de l'énergie allemand, français, belge, hollandais, luxembourgeois, autrichien et suisse collaborent sur une base volontaire dans le cadre de ce forum, dont les travaux portent sur le couplage des marchés de l'électricité, la sécurité de l'approvisionnement en électricité, la flexibilité du marché de l'électricité et l'hydrogène. À l'automne 2021, les États du Forum pentalatéral de l'énergie ont publié une vision commune sur le développement d'un cadre de réglementation flexible pour l'hydrogène (PENTA, 2021). Début décembre, la conseillère fédérale Simonetta Sommaruga a participé virtuellement à la réunion ministérielle du Forum pentalatéral

de l'énergie. À cette occasion, les pays Penta ont signé une déclaration d'intention sur la prévention des crises affectant le secteur de l'électricité («Memorandum of Understanding on risk preparedness in the electricity sector»). Cette déclaration ouvre la voie à la poursuite de la coopération entre les pays Penta en matière de prévention des crises affectant le secteur de l'électricité et au développement de mesures solidaires pouvant être mises en œuvre au niveau régional en cas de crise. La forme que prendra cette coopération entre les pays Penta, notamment avec la Suisse, doit encore être négociée. En mars 2022, les pays Penta ont signé une déclaration politique pour renforcer leur coordination concernant le stockage de gaz naturel. Ils entendent contribuer ainsi à sécuriser l'approvisionnement en gaz durant l'hiver 2022/23.

2 Consommation et production énergétiques

Abaisser la consommation d'énergie et d'électricité en renforçant les mesures d'efficacité constitue l'un des principaux axes de la Stratégie énergétique 2050 et, de ce fait, un important pilier de la législation sur l'énergie. Il en va de même du développement de la production électrique à partir de sources renouvelables pour compenser partiellement l'abandon progressif des capacités des centrales nucléaires. La LEnE en vigueur (art. 2, al. 1 et 2) comprend donc des valeurs indicatives sur la consommation d'énergie et d'électricité par personne et sur la production électrique d'origine renouvelable pour 2020 et 2035 (cf. Tableau 1). Il convient de noter que ces valeurs indicatives ne sont pas compatibles avec l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre à l'horizon 2050. En s'appuyant sur les Perspectives énergétiques 2050+, il est donc prévu d'augmenter sensiblement les valeurs de production à moyen et long termes et de les inscrire en tant qu'objectifs contraignants non seulement pour 2035, mais désormais également dans la loi pour 2050. En outre, les valeurs de consommation seront modifiées et présentées elles aussi comme des objectifs contraignants, comme le propose le Conseil fédéral dans le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Le Conseil des États, en tant que conseil prioritaire, a entamé l'examen de la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables pendant la session d'automne 2022. Comme le Conseil fédéral, il entend établir les valeurs indicatives de production et de consommation en tant qu'objectifs contraignants. Néanmoins, par rapport à la proposition du Conseil fédéral, il considère que les valeurs cibles de développement doivent être sensiblement revues à la hausse: en ce qui concerne la production issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique), le Conseil des États prévoit 35 térawattheures (TWh) d'ici à 2035 et 45 TWh d'ici à 2050; en ce qui concerne la force hydraulique, il prévoit 37,9 TWh d'ici à 2035 et 39,2 TWh d'ici à 2050. En ce qui concerne les valeurs cibles de consommation, le Conseil des États a repris celles figurant dans le message du Conseil fédéral.

Tableau 1: Valeurs indicatives et valeurs cibles pour la consommation d'énergie et d'électricité et le développement de la production électrique d'origine renouvelable

	2020 (court terme, LEne)	2035 (moyen terme, LEne)	2050 (long terme, message SE2050)
Consommation d'énergie finale par personne et par an (par rapport à l'an 2000)	– 16%	– 43%	– 54% <i>Nouveau*</i> : – 53%
Consommation électrique par personne et par an (par rapport à l'an 2000)	– 3%	– 13%	– 18% <i>Nouveau*</i> : – 5%
Production annuelle de la force hydraulique (FH)	(Aucune valeur indicative pour 2020)	<i>Au moins 37 400 GWh</i>	<i>Au moins 38 600 GWh</i>
Production annuelle d'électricité d'origine renouvelable (hors FH)	<i>Au moins 4400 GWh</i>	<i>Au moins 11 400 GWh</i> <i>Nouveau*</i> : 17 000 GWh	<i>Au moins 24 200 GWh</i> <i>Nouveau*</i> : 39 000 GWh

* Selon le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables

Les sections ci-après évaluent l'avancement de la réalisation des objectifs, présentent les principaux indicateurs et analysent les facteurs d'influence. L'évaluation de la réalisation des objectifs à moyen et long termes (2035 et 2050) s'appuie sur les Perspectives énergétiques 2050+ (PE2050+).

Perspectives énergétiques 2050+

Les PE2050+, qui analysent plusieurs variantes du scénario «Zéro émission nette de gaz à effet de serre à l'horizon 2050», présentent les voies technologiques permettant d'atteindre cet objectif à long terme. La variante de base (ZÉRO base) transpose dans l'avenir les tendances actuelles du développement technologique et analyse une évolution du système énergétique compatible avec cet objectif climatique. Du point de vue actuel, elle apparaît avantageuse quant à une efficacité maximale des coûts et une acceptation élevée au sein de la société, compte tenu des aspects de sécurité de l'approvisionnement énergétique ainsi que de la fiabilité de la réalisation des objectifs. Les chiffres cités dans le présent rapport s'appuient sur cette variante de base, l'accent étant mis sur ZÉRO base en tant que variante principale pour réaliser les objectifs à moyen et long termes.

Les PE2050+ examinent plusieurs variantes du réseau électrique qui reposent sur diverses hypothèses de développement des énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité. Les chapitres ci-après se concentrent sur les résultats de la voie de développement de ces énergies qui assure en 2050 un bilan annuel équilibré, dans lequel la consommation nationale d'électricité peut être couverte sur l'année par la production indigène. Dans cette variante, on part également du principe que la durée de vie moyenne des quatre centrales nucléaires existantes est de 50 ans. Le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PEA) permet d'effectuer une comparaison avec les valeurs indicatives et le scénario ZÉRO base et, partant, d'identifier les actions requises pour parvenir à l'objectif de zéro émission nette.

Le scénario PEA reflète les conditions de marché et autres conditions-cadres en vigueur sur le marché de l'électricité à la date de référence, soit le 1^{er} janvier 2019. L'évolution des technologies (efficacité, installations, véhicules, appareils, etc.) et leur utilisation reposent sur le progrès technique autonome et sur les bases légales en vigueur fin 2018. Ce scénario n'englobe ni les différentes mesures qui font actuellement l'objet d'un processus législatif (p. ex. la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables ou la révision de la loi sur le CO₂), ni les adaptations intervenues dans l'intervalle. Il ne comprend donc aucune mesure supplémentaire ou plus stricte. De même, les développements tels que la pandémie de COVID-19 et la guerre en Ukraine ne sont pas pris en compte.

Les PE2050+ se focalisant sur les évolutions du système énergétique à moyen et long termes, des événements tels que la pandémie de coronavirus et la guerre en Ukraine ont peu d'influence sur les résultats à long terme des scénarios. Il est néanmoins possible que la situation actuelle en matière de prix et d'approvisionnement accélère le développement des énergies renouvelables, les effets des mesures d'efficacité et, dès lors, les évolutions à court et moyen termes.

2.1 Consommation d'énergie

2.1.1 Évaluation de la réalisation des objectifs liés aux valeurs indicatives à court terme et évolution jusqu'à ce jour

Consommation d'énergie finale

Valeur indicative pour 2020: La *consommation d'énergie finale par personne* a baissé en Suisse depuis l'an 2000: en 2020, elle était de 20,7% inférieure à l'année de référence 2000 après correction des fluctuations météorologiques. Pendant la même période, la croissance démographique a atteint 20,2%. La valeur indicative pour 2020 (-16%) a donc été atteinte. La forte baisse de la consommation d'énergie finale par personne en 2020 s'explique dans une large mesure par les effets de la pandémie de COVID-19. Néanmoins, la valeur indicative avait déjà été atteinte les trois années précédentes, et elle aurait donc très probablement aussi été atteinte en 2020 sans le recul de la consommation dû à la pandémie. En 2021, la consommation d'énergie finale a encore baissé par rapport à 2020, après correction des fluctuations météorologiques, pour s'établir à 21% en deçà de l'année de référence 2000.

Moteurs de la consommation d'énergie: Les analyses de modèles⁴ montrent quels facteurs ont joué un rôle déterminant dans l'évolution de la consommation d'énergie entre 2000 et 2021 (cf. Illustration 1): la consommation d'énergie finale en chiffres absolus en 2021 était inférieure d'environ 8,3% à celle de 2000. La croissance de la consommation d'énergie finale due aux effets de quantité tels que la croissance démographique ou le développement économique, soit 15,7%, et aux conditions météorologiques, soit 2,8%, a été plus que compensée par un certain nombre de facteurs: le principal facteur de réduction de la consommation (-15,2%) a été le progrès technologique, qui s'est traduit par une baisse de la consommation d'énergie spécifiquement liée à des appareils, des installations et à

⁴ Prognos/TEP/INFRAS (2022): *Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 bis 2021* (en allemand avec résumé en français)

l'éclairage ainsi que les approches de politique énergétique. Le facteur de *substitution* (-3,4%) a également contribué à la réduction de la consommation finale. Celui-ci désigne les effets sur la consommation induits par le passage d'un agent énergétique à un autre. Généralement, cela va de pair avec un gain d'efficacité lié aux progrès technologiques, de sorte qu'une délimitation claire par rapport aux *effets techniques / politiques* n'est pas toujours possible. Entre 2000 et 2021, il s'agissait surtout de la substitution du pétrole par le gaz naturel, la chaleur à distance, le bois énergie et d'autres énergies renouvelables à des fins de chauffage, ainsi que de la substitution de l'essence par le diesel dans le secteur des transports. Depuis le scandale du «dieselgate» en 2015, la substitution de l'essence par le diesel ne joue plus guère de rôle. Les facteurs en baisse *Tourisme à la pompe* (-1,5%) et *Effets structurels* (-1,7%) ont contribué à ce recul, quoique dans une moindre mesure.

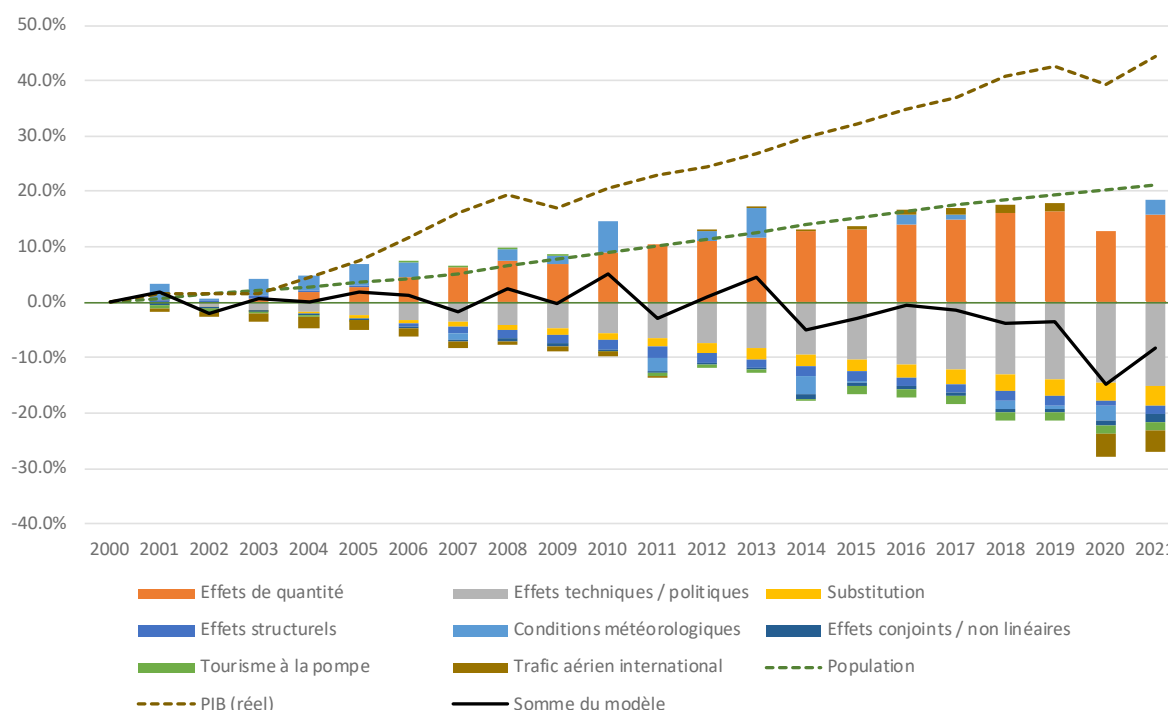


Illustration 1: Évolution de la consommation d'énergie finale et de ses facteurs déterminants⁵ et croissance démographique depuis 2000 (Prognos/TEP/INFRAS, 2022)

La forte baisse de la consommation d'énergie finale par personne entre 2020 et 2021 (-14,9%) résulte dans une large mesure de la pandémie de COVID-19. En comparaison, le recul entre 2000 et 2019 n'avait été que de 3,4%. Le ralentissement de la conjoncture et la mobilité restreinte, qui s'est traduite par un recul marqué des prestations kilométriques et des mouvements aériens, se reflètent dans les *effets de quantité* et dans le *trafic aérien international*. Avant la pandémie, jusqu'en 2019, le trafic aérien

⁵ La catégorie *Effets conjoints / non linéaires* présente le degré de non-linéarité des résultats, à savoir l'écart entre les effets combinés des modèles et la somme des différents effets.

international, en raison de la forte hausse des mouvements aériens internationaux au départ de la Suisse, a contribué à une croissance de la consommation finale de 1,7%. En raison de l'effondrement de la demande en kérosène pendant l'année 2020, la consommation d'énergie finale a reculé de 4,2% par rapport à 2000, si l'on considère exclusivement le trafic aérien international. En 2021, la consommation d'énergie finale a augmenté par rapport à l'année antérieure. La hausse s'explique, d'une part, par les *effets de quantité* (principalement l'amélioration de la conjoncture et l'augmentation des prestations kilométriques) et, d'autre part, par les conditions météorologiques plus fraîches. La consommation de carburant pour le trafic aérien international était, quant à elle, encore largement en deçà de son niveau prépandémique.

L'*examen par secteur* se présente comme suit (voir Tableau 2): la consommation d'énergie finale a reculé de 70,6 pétajoules (PJ) au total entre 2000 et 2021⁶. Si l'on fait abstraction du facteur *Conditions météorologiques*, le recul est de -94,7 PJ. La forte baisse dans le secteur des transports s'explique en grande partie par le niveau durablement faible de la consommation du trafic aérien international:

Tableau 2: Évolution de la consommation d'énergie finale entre 2000 et 2020 par secteur et par facteur déterminant⁵, en PJ (Prognos/TEP/INFRAS, 2022)

Secteur de consommation	Conditions météorologiques	Effets de quantité	Effets techniques / politiques	Substitution	Effets structurels	Tourisme à la pompe	Trafic aérien international	Effets conjoints / non linéaires	Somme du modèle
Ménages privés	+16.6	+67.2	-63.6	-17.0	+8.6	+0.0	+0.0	-9.7	+2.1
Industrie	+0.1	+10.8	-10.6	-1.1	-21.8	+0.0	+0.0	+1.4	-21.2
Services	+7.4	+13.6	-14.7	-2.5	-0.9	+0.0	+0.0	-2.5	+0.3
Transports	+0.0	+41.4	-40.2	-8.1	+0.0	-12.8	-32.5	+0.5	-51.8
Somme	+24.1	+132.9	-129.0	-28.8	-14.1	-12.9	-32.5	-10.3	-70.6

L'augmentation de 132,9 PJ due aux *effets de quantité* est à mettre sur le compte principalement des ménages privés (+67,2 PJ) et du secteur des transports (+41,4 PJ). La progression de la consommation d'énergie finale entre 2000 et 2021 a été atténuée essentiellement par le facteur *Effets techniques / politiques* (-129,0 PJ). Une grande partie des économies réalisées grâce au facteur *Effets techniques / politiques* sont à mettre au crédit des ménages (-63,6 PJ) et du secteur des transports (-40,2 PJ). Les progrès techniques et les approches de politique énergétique ont suffi, dans le secteur des services, à compenser les *effets de quantité* qui alimentent la consommation. Dans tous les secteurs, la *substitution* a également contribué à la réduction de la consommation finale (-28,8 PJ); ici aussi, l'influence déterminante vient du secteur des ménages (-17,0 PJ). Le *trafic aérien international* (-32,5 PJ) et le *tourisme à la pompe* (-12,9 PJ), qui relèvent du secteur des transports, ont également un effet

⁶ D'après la Statistique globale suisse de l'énergie, le recul atteint -52,6 PJ. Les analyses ex-post sont des données provenant de modèles, de sorte que des écarts peuvent exister par rapport aux valeurs de la Statistique globale de l'énergie.

atténuateur clairement marqué. Le recul du *trafic aérien international* est dû au niveau de consommation durablement bas suite à la pandémie de COVID-19. Le *trafic aérien international* n'est pas pris en compte dans les valeurs cibles énoncées dans le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Si l'on exclut cette catégorie, le secteur des transports affiche un recul de la consommation moins marqué (-19,3 PJ). Si l'on exclut également le *tourisme à la pompe*, la baisse de la consommation dans la mobilité en Suisse atteint -6,4 PJ.

Le tableau 3 montre la consommation d'énergie finale selon les affectations et les secteurs. La consommation d'énergie finale en Suisse a reculé de 25,2 PJ entre 2000 et 2021. La diminution de la consommation liée au *chauffage des locaux*, principalement dans les ménages privés, explique en grande partie cette baisse (-8,3 PJ). La consommation de *chaleur industrielle* a également nettement baissé (-14,4 PJ), ce qui, dans une large mesure, est à mettre sur le compte du secteur de l'industrie. On observe également un recul au niveau de la consommation de *mobilité intérieure* (-6,4 PJ) ainsi que dans la consommation liée à l'*éclairage* (-5,1 PJ) et à l'*eau chaude* (-1,4 PJ). La consommation dans le secteur des services a, quant à elle, légèrement augmenté (+0,3 PJ) en raison des besoins énergétiques accrus pour *la climatisation, la ventilation et les installations techniques* (+3,9 PJ).

Tableau 3: Évolution de la consommation d'énergie finale en 2020 par rapport à 2000, par secteur et par affectation, en PJ (Prognos/TEP/INFRAS, 2022)

Application	Ménages privés	Industrie	Services et agriculture	Transports	Total
Chauffage des locaux	-3.9	-4.2	-0.3	+0.0	-8.3
Eau chaude	+1.1	-0.0	-2.5	+0.0	-1.4
Chaleur industrielle	-0.0	-14.2	-0.2	+0.0	-14.4
Eclairage	-1.5	-0.6	-3.0	+0.0	-5.1
Climatisation, ventilation et installations techniques	+0.9	+0.9	+3.9	+0.0	+5.8
Médias de divertissement, I&C	+0.0	-0.1	+0.7	+0.0	+0.6
Systèmes d'entraînement, processus	+1.5	-1.5	+1.5	+0.0	+1.5
Mobilité intérieure	+0.0	+0.0	+0.0	-6.4	-6.4
Autres	+3.9	-1.5	+0.1	+0.0	+2.4
Total consommation d'énergie finale en Suisse	+2.1	-21.2	+0.3	-6.4	-25.2
Tourisme à la pompe	+0.0	+0.0	+0.0	-12.9	-12.9
Trafic aérien international	+0.0	+0.0	+0.0	-32.5	-32.5
Total	+2.1	-21.2	+0.3	-51.8	-70.6

Consommation d'électricité

Valeur indicative pour 2020: la consommation d'électricité en chiffres absolus a progressé depuis l'année de référence 2000. Néanmoins, la progression est plus faible que la croissance démographique, de sorte que la consommation par personne est en baisse. La consommation d'électricité a augmenté jusqu'en 2006, mais cette tendance s'est inversée depuis, puisqu'en 2020, la consommation d'électricité par personne après correction des fluctuations météorologiques était de 10,5% inférieure à celle de 2000. La valeur indicative pour 2020 (-3% par rapport à l'année de référence 2000) a donc été atteinte. Le résultat aurait très probablement été semblable sans le recul de la consommation dû à la pandémie. En effet, depuis 2015 déjà, la consommation électrique par personne est inférieure à la valeur indicative pour 2020. Par rapport à l'année 2020 marquée par la pandémie de COVID-19, la consommation d'électricité par personne après correction des fluctuations météorologiques a progressé en 2021, mais elle est restée 8,8% en deçà de l'année de référence 2000.

Moteurs de la consommation d'électricité: l'illustration 2 montre quels facteurs ont été déterminants dans l'évolution de la consommation d'électricité entre 2000 et 2021 d'après les analyses de modèles. En 2021, la consommation d'électricité en chiffres absolus était d'environ 6,8% supérieure à celle de 2000. La hausse s'explique principalement par des *effets de quantité* tels que la croissance démographique et le développement économique (18,9%). Les effets de *substitution* (2%) et les *effets structurels* (0,9%) ont également de plus en plus contribué à l'augmentation. Les effets structurels sont dus aux changements structurels dans le secteur des services (croissance différente d'une branche à l'autre) et à la croissance variable dans les branches de l'industrie (déplacements de l'intensité énergétique liée à la création de valeur), aux changements dans les proportions d'appareils électroménagers plus ou moins énergivores à l'intérieur d'une même catégorie (p. ex. entre appareils de réfrigération, réfrigérateurs-congélateurs combinés et congélateurs) ainsi qu'aux changements dans l'usage que les ménages privés font des bâtiments (glissements entre bâtiments non habités, partiellement habités et habités). L'augmentation de la consommation d'électricité a été presque entièrement compensée par les *progrès technologiques* (réduction de la consommation d'électricité de certains appareils et installations ainsi que de l'éclairage) et par les *approches de politique énergétique* (-14,8%). Les répercussions de la pandémie de COVID-19 sur la consommation d'électricité sont, d'une part, un recul des *effets de quantité* (en raison du ralentissement de la conjoncture) et, d'autre part, une influence du facteur *effets techniques / politiques* moins marquée que les années antérieures. Entre 2020 et 2021, la consommation d'électricité a connu une hausse, qui s'explique, comme dans le cas de la consommation d'énergie finale, par le renforcement des *effets de quantité* suite à la pandémie et par des *conditions météorologiques* plus fraîches.

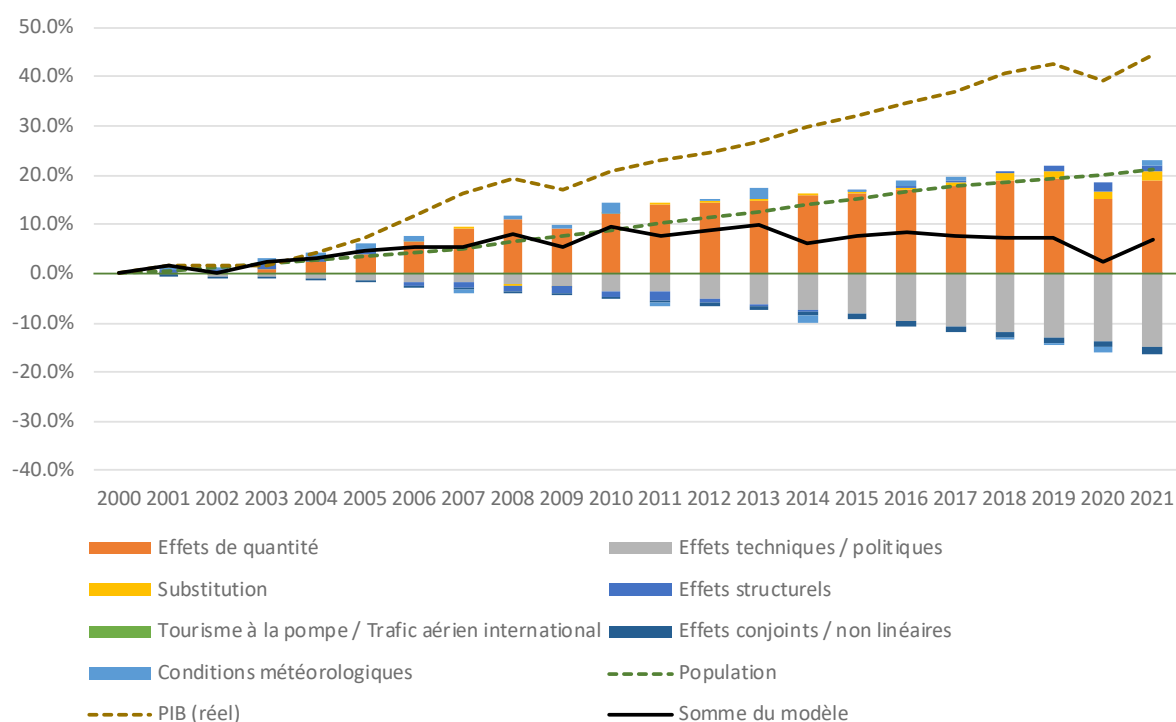


Illustration 2: Évolution de la consommation d'électricité, des facteurs déterminants⁵ pour la consommation d'électricité et croissance démographique depuis 2000 (Prognos/TEP/INFRAS, 2022)

Le tableau 4 présente plus en détail l'augmentation de la consommation d'électricité modélisée en chiffres absolus entre 2000 et 2021 par secteur et par facteur déterminant. Au total, la consommation d'électricité a progressé de 12,9 PJ⁷. Après correction de l'incidence du facteur *Conditions météorologiques*, la hausse s'élève à 10,3 PJ. Avec ou sans la correction de ce facteur, la consommation d'électricité a augmenté entre 2000 et 2021 dans tous les secteurs à l'exception de l'industrie.

⁷ D'après la Statistique globale de l'énergie, l'augmentation a atteint +20,7 PJ. Les analyses ex-post sont des données provenant de modèles, de sorte que des écarts peuvent exister par rapport aux valeurs de la Statistique globale de l'énergie.

Tableau 4: Évolution de la consommation d'électricité en 2020 par rapport à 2000 par secteur et par facteur déterminant⁵, en PJ (Prognos/TEP/INFRAS, 2022)

Secteur de consommation	Conditions météorologiques	Effets de quantité	Effets techniques / politiques	Substitution	Effets structurels	Tourisme à la pompe / Trafic aérien international	Effets conjoints / non linéaires	Somme du modèle
Ménages privés	+1.7	+22.4	-20.3	+3.5	+8.5	+0.0	-3.3	+12.5
Industrie	+0.0	+3.9	-1.8	+0.0	-5.8	+0.0	+0.0	-3.7
Services	+0.9	+8.2	-5.7	-0.2	-1.0	+0.0	-0.1	+2.2
Transports	+0.0	+1.1	+0.0	+0.4	+0.0	+0.0	+0.4	+1.9
Somme	+2.6	+35.6	-27.9	+3.7	+1.8	+0.0	-2.9	+12.9

Une augmentation de 35,6 PJ est due aux *effets de quantité*, principalement dans les ménages (+22,4 PJ) et dans le secteur des services (+8,2 PJ). Les *effets structurels* (+1,8 PJ) et la *substitution* (+3,7 PJ), principalement dans le secteur des ménages, ont contribué dans une moindre mesure à l'augmentation de la consommation d'électricité. La progression de la consommation d'électricité a été atténuée par le facteur *Effets techniques / politiques* (-27,9 PJ), là aussi principalement dans les ménages privés (-20,3 PJ). Le progrès technique (réduction de la consommation d'électricité de certains appareils et installations ainsi que de l'éclairage) et les approches de politique énergétique n'ont pas suffi dans tous les secteurs à compenser les effets de quantité qui favorisent la consommation.

Le tableau 5 montre que l'augmentation de la consommation d'électricité dans le secteur des ménages (+12,5 PJ) est dominée par les affectations *Chauffage des locaux* (+4,9 PJ), *Eau chaude* (+2,3 PJ) et *Autres* (+3,9 PJ). L'augmentation des besoins en chaleur pour le chauffage des locaux est due au recours accru aux pompes à chaleur électriques. La hausse dans le secteur des services (+2,2 PJ) est due en premier lieu aux besoins accrus pour *la climatisation, la ventilation et les installations techniques* (+3,9 PJ). En 2021, la consommation d'électricité dans la mobilité intérieure a dépassé de 1,9 PJ celle de l'an 2000; l'augmentation provient essentiellement du secteur des transports ferroviaires. Pour l'heure, la part de l'électromobilité dans le trafic routier sur le plan énergétique demeure très faible. Par contre, la consommation d'électricité dans le secteur de l'industrie a reculé (-3,7 PJ) en raison de la baisse des besoins liés aux *systèmes d'entraînement, processus* (-1,5 PJ).

Tableau 5: Évolution de la consommation d'électricité par affectation et par secteur, en PJ (Prognos/TEP/INFRAS, 2022)

Applications	Ménages privés	Industrie	Ménages privés	Transports	Total
Chauffage des locaux	+4.9	-0.1	-0.2	+0.0	+4.6
Eau chaude	+2.3	+0.0	-0.7	+0.0	+1.6
Chaleur industrielle	+0.4	-0.8	-0.2	+0.0	-0.6
Eclairage	-1.5	-0.6	-3.0	+0.0	-5.1
Climatisation, ventilation et installations techniques	+0.9	+0.9	+3.9	+0.0	+5.8
Médias de divertissement, I&C	+0.0	-0.1	+0.7	+0.0	+0.6
Systèmes d'entraînement, processus	+1.5	-1.5	+1.5	+0.0	+1.5
Mobilité intérieure	+0.0	+0.0	+0.0	+1.9	+1.9
Autres	+3.9	-1.4	+0.1	+0.0	+2.5
Total	+12.5	-3.7	+2.2	+1.9	+12.9

2.1.2 Réalisation des objectifs à moyen et long termes et moteurs de la consommation d'énergie et d'électricité à l'avenir

Consommation d'énergie finale

Valeurs cibles pour 2035 et 2050: l'illustration 3 montre que la réduction de la consommation d'énergie finale par personne compatible avec l'objectif de zéro émission nette ne sera pas atteinte avec les conditions-cadres qui prévalent au moment des PE2050+. Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PEA), la diminution atteint en effet 36% d'ici 2035, soit un écart de 7 points de pourcentage par rapport à l'objectif fixé à -43%. D'ici à 2050, la consommation d'énergie finale dans le scénario PEA baisse de 45%, soit un écart de 8 points de pourcentage par rapport à l'objectif de -53%. Les principaux motifs de non-réalisation des objectifs dans le scénario PEA sont la faible pénétration des véhicules électriques et des pompes à chaleur et le fait que le gain d'efficacité énergétique nécessaire dans tous les secteurs ne se produit pas. D'après les PE2050+, les gains d'efficacité énergétique concernant les bâtiments, les processus, les installations et les appareils ne suffisent pas pour obtenir la réduction requise de la consommation d'énergie finale. Les mesures instaurées ou prévues entretemps et les développements sur les marchés de l'énergie devraient toutefois inciter davantage à une consommation d'énergie parcimonieuse.

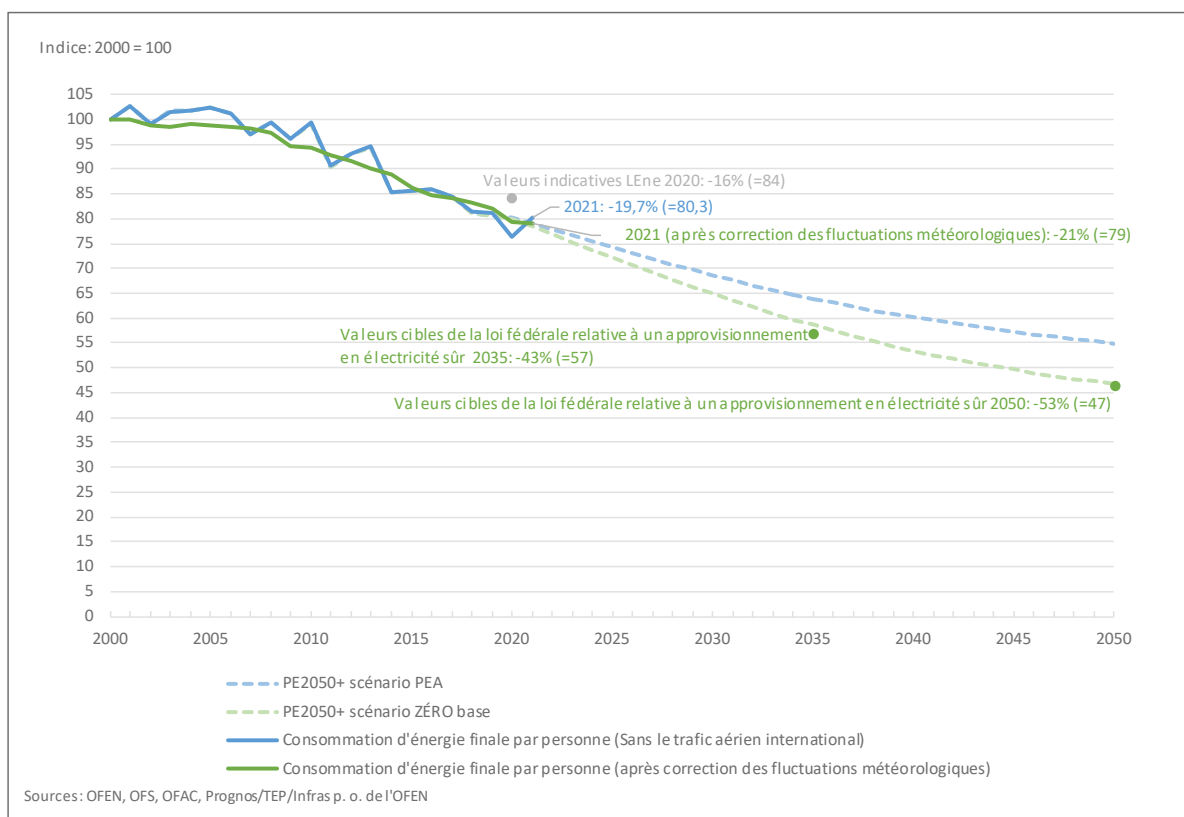


Illustration 3: Évolution de la consommation d'énergie finale par personne d'ici à 2050

Moteurs de la consommation d'énergie à l'avenir: comme le montre l'illustration 4, la consommation d'huiles minérales fossiles (-309 PJ) et de gaz naturel (-116 PJ) dans le scénario ZÉRO base d'ici à 2050 est ramenée presque à zéro, tandis que la consommation d'électricité augmente sensiblement (+45 PJ). En 2050, la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale (y compris une part de la transformation) avoisine 46,3% (PEA: 37,8%). La consommation de chaleur à distance (+17 PJ) et d'agents énergétiques renouvelables progresse également (en particulier la chaleur de l'environnement et la biomasse, +117 PJ); les agents énergétiques basés sur l'électricité accentuent leur pénétration à long terme (Power-to-X [PtX], +56 PJ). Ces derniers, dans le scénario ZÉRO base, sont exclusivement utilisés dans le secteur des transports pour la décarbonisation du trafic poids lourds ainsi que pour les véhicules hybrides rechargeables subsistant dans le parc automobile en 2050.

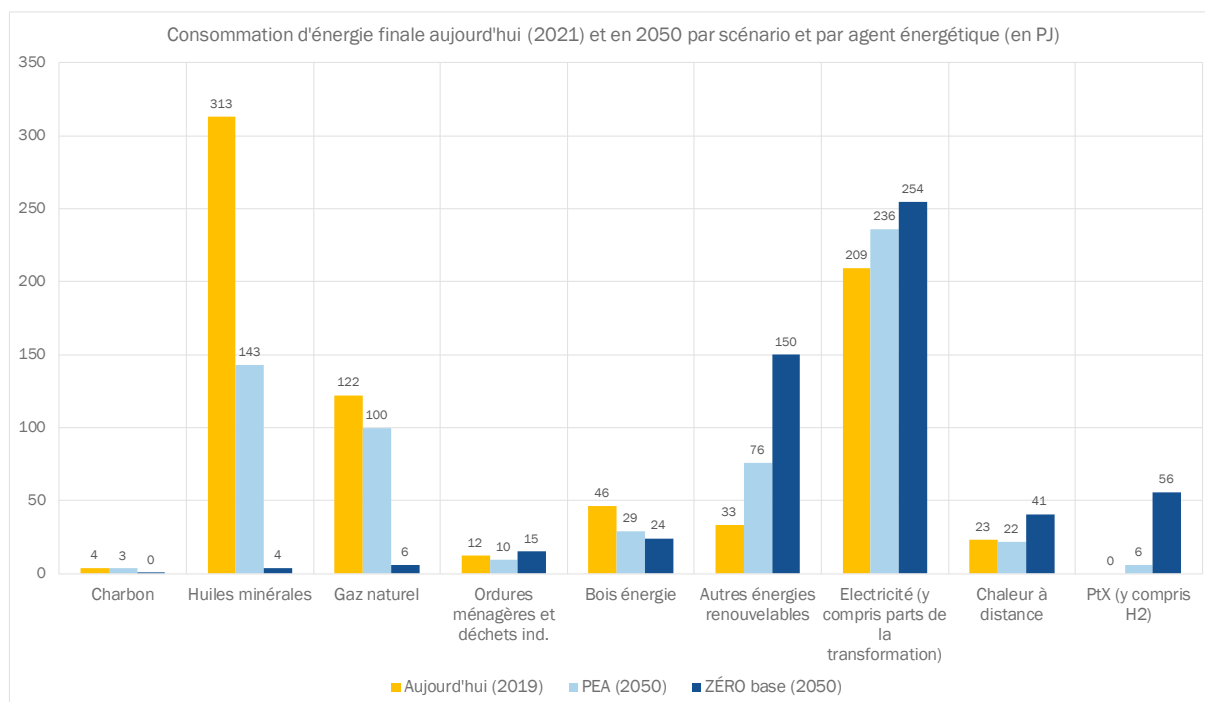


Illustration 4: Consommation d'énergie finale en 2021 et en 2050 par scénario et par agent énergétique, en PJ

En 2021, les affectations *Chauffage des locaux* (256 PJ) et *Mobilité* (219 PJ) étaient celles qui ont nécessité le plus d'énergie (cf. illustration 5). Dans le scénario ZÉRO base, les gains d'efficacité énergétique découlant des assainissements énergétiques et le passage aux pompes à chaleur et aux véhicules électriques induisent une nette baisse de la consommation d'énergie pour le chauffage des locaux (-37%) et la mobilité (-39%) entre 2021 et 2050. Toutefois, ces deux affectations absorberont encore le plus d'énergie en 2050. La plus forte baisse concerne la consommation liée à l'éclairage (-47%). On ne relève qu'une faible diminution de la consommation pour *les médias de divertissement, l'information et la communication (I&C)* (-17%) ainsi que dans le secteur *Climatisation, ventilation et installations techniques* (-6%). Dans le scénario ZÉRO base, la consommation d'énergie finale en 2050 est inférieure, dans toutes les affectations, au scénario PEA. Les raisons en sont l'électrification du système énergétique et le gain d'efficacité énergétique marqué dans tous les secteurs.

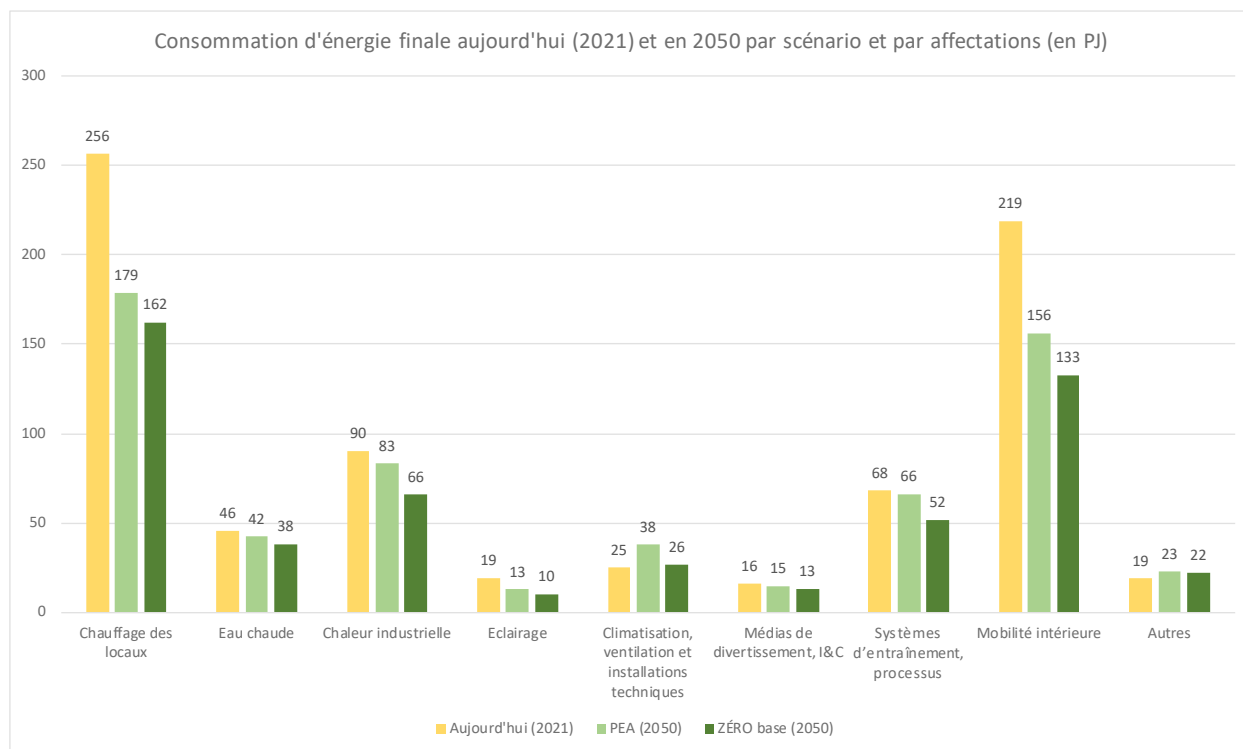


Illustration 5: Consommation d'énergie finale en 2021 et en 2050 par scénario et par affectation, en PJ

Consommation d'électricité

Valeurs cibles pour 2035 et 2050: d'ici à 2035, la consommation électrique par personne doit diminuer de 13% par rapport à l'an 2000. À cet effet, l'efficacité énergétique doit être sensiblement améliorée. À long terme, en raison de l'électrification croissante requise par la décarbonisation du système énergétique, la consommation électrique par personne augmente. En 2050, elle est de 5% inférieure à la consommation de l'an 2000. La pénétration des véhicules électriques et des pompes à chaleur ainsi que les nouveaux consommateurs d'électricité du secteur de la transformation dans le scénario ZÉRO base entravent à long terme la réalisation de l'objectif. Pour compenser la consommation supplémentaire d'électricité, des gains d'efficacité énergétique conséquents sont nécessaires à long terme dans tous les secteurs. Dans le scénario PEA, par contre, les valeurs cibles ne sont clairement pas atteintes. La réduction plus forte dans le scénario PEA par rapport au scénario ZÉRO base n'est pas due à une meilleure efficacité, mais au recours moins important aux véhicules électriques, aux pompes à chaleur, à la technologie CCS et à la production d'hydrogène. Elle va de pair avec une décarbonisation beaucoup moins poussée du système énergétique, qui ne permet plus d'atteindre l'objectif de zéro émission nette. Pour évaluer l'atteinte des valeurs cibles, l'évolution de l'efficacité énergétique et le développement des technologies de décarbonisation du système énergétique mentionnées plus haut doivent être jugés indépendamment l'un de l'autre. Dans la perspective actuelle, le scénario PEA ne permet d'obtenir ni les gains d'efficacité ni la pénétration des technologies de décarbonisation du système énergétique qui s'imposent.



Illustration 6: Évolution de la consommation d'électricité par habitant d'ici à 2050

Moteurs de la consommation d'électricité à l'avenir: l'illustration 7 montre, dans le scénario ZÉRO base, une augmentation de la consommation totale d'électricité (y compris parts de la transformation) à 254,4 PJ (70,7 TWh) d'ici à 2050, ce qui correspond à une hausse de 22% par rapport à 2021. La consommation d'électricité plus élevée dans le scénario ZÉRO base que dans le scénario PEA s'explique, d'une part, par un plus grand nombre de pompes à chaleur et de véhicules électriques et, d'autre part, par une consommation d'électricité accrue dans le secteur de la transformation. Celle-ci englobe la consommation liée à la production d'hydrogène (par électrolyse) en Suisse, aux pompes à chaleur de grande puissance et aux technologies NET/CCS. Une grande partie de cette consommation d'électricité supplémentaire dans le scénario ZÉRO base est compensée par de nets gains d'efficacité dans tous les secteurs. La consommation d'électricité en 2050 dans le scénario ZÉRO base (18,5 PJ) ne dépasse donc celle du scénario PEA que de manière insignifiante.

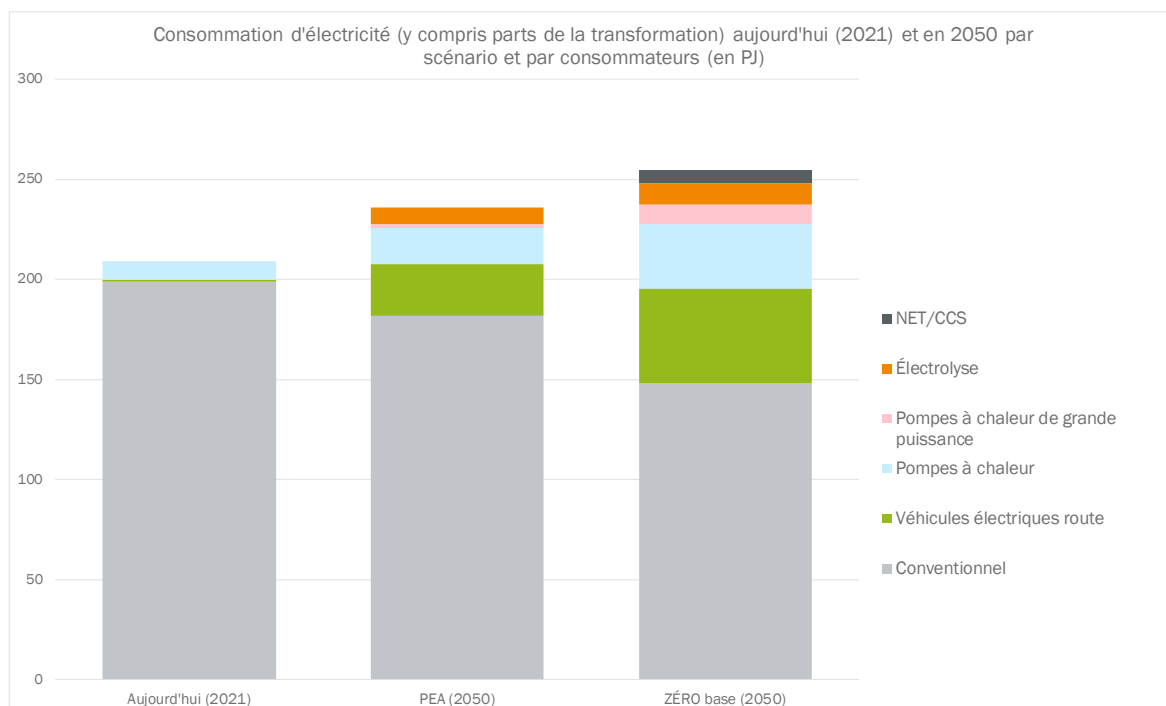


Illustration 7: Consommation d'électricité en 2021 et en 2050 par scénario et par consommateurs, en PJ

L'évolution de la consommation d'électricité par application (sans les parts de la transformation) dans le scénario ZÉRO base montre que la consommation pour l'affectation *Mobilité intérieure* a progressé d'environ 49 PJ (13,5 TWh) pendant la période de 2021 à 2050. En 2050, l'affectation *Mobilité intérieure* est celle qui emploie le plus d'électricité. Le parc de voitures de tourisme électriques à batterie avoisine 3,6 millions de véhicules en 2050. Malgré la forte progression des pompes à chaleur électriques (env. 1,5 million de pompes à chaleur produisent de la chaleur pour le chauffage des locaux en 2050), la consommation électrique destinée au chauffage des locaux n'augmente que de 5 PJ (1,5 TWh) entre 2021 et 2050. Outre les mesures d'efficacité énergétique visant l'enveloppe des bâtiments et la meilleure efficacité des pompes à chaleur, cette évolution s'explique en particulier par le remplacement des chauffages électriques directs et chauffe-eau électriques conventionnels. La consommation d'électricité pour les affectations *Mobilité intérieure*, *Chauffage des locaux* et *Chaleur industrielle* est plus élevée dans le scénario ZÉRO base fondé sur l'électrification du système énergétique que dans le scénario PEA. Dans les autres affectations, la consommation d'électricité diminue grâce aux gains d'efficacité.

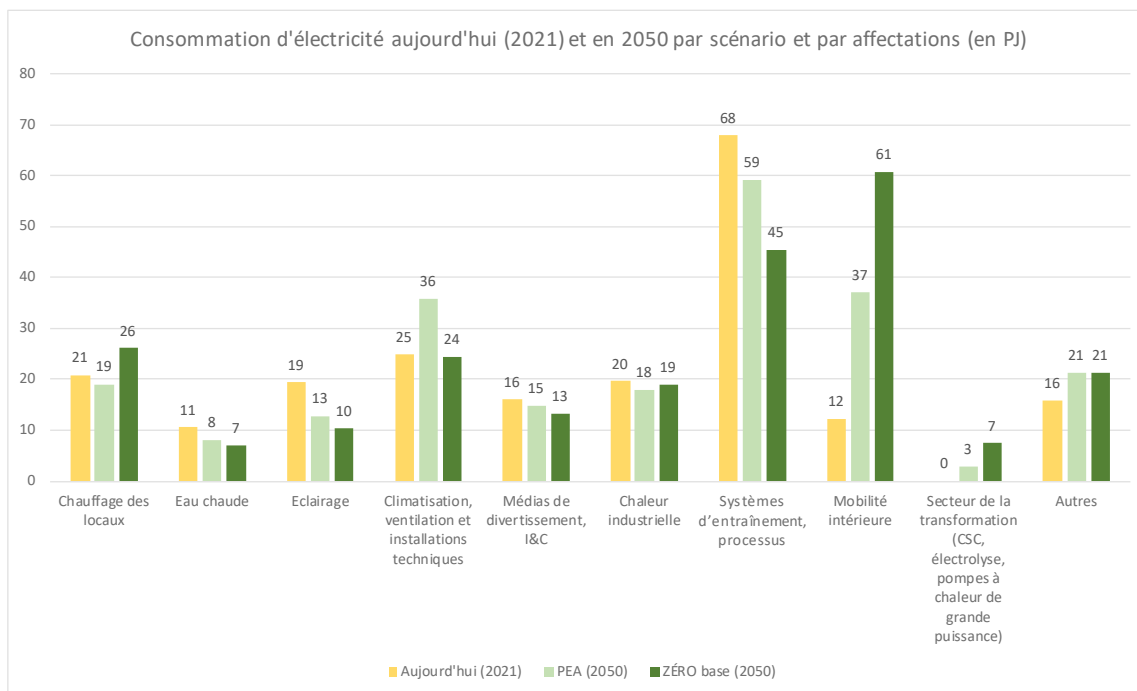


Illustration 8: Consommation d'électricité en 2021 et en 2050 par scénario et par affectation, en PJ

Système énergétique intégré (couplage des secteurs)

Pour atteindre les objectifs de la politique énergétique et climatique, certains secteurs du système énergétique sont de plus en plus interconnectés, par exemple par l'électrification du secteur de la chaleur et des transports ou par la production d'agents énergétiques basés sur l'électricité, tels que l'hydrogène ou d'autres combustibles et carburants liquides ou gazeux. De l'énergie provenant d'un secteur est alors transformée en fonction des besoins et transférée dans un autre secteur pour y être stockée, transportée, utilisée ou – lorsque cela est judicieux – restituée au secteur énergétique d'origine, à un autre moment ou sur un autre site. Ce procédé appelé *couplage des secteurs* vise à établir un système énergétique intégré, dans lequel chaque partie est coordonnée avec les autres.

Dans les domaines de la chaleur et de la mobilité, en particulier, le couplage des secteurs consiste essentiellement en l'exploitation directe de l'électricité d'origine renouvelable via des pompes à chaleur ou des véhicules électriques. Dans les domaines qui ne se prêtent pas à une utilisation directe de l'électricité d'origine renouvelable, l'hydrogène et les produits qui en sont dérivés (p. ex. le méthane synthétique), en tant qu'agents énergétiques flexibles, jouent un rôle central dans le couplage des secteurs et la décarbonisation du système énergétique. Chaque étape de la transformation implique toutefois des pertes, ce qui occasionne des coûts supplémentaires et des répercussions environnementales, et requiert une infrastructure adaptée. Une utilisation directe de l'électricité s'avère donc plus judicieuse, pour autant que les possibilités techniques le permettent.

Les PE2050+ montrent qu'en Suisse aussi, l'hydrogène et d'autres carburants et combustibles basés sur l'électricité apporteront une contribution majeure à la réalisation de l'objectif de zéro émission

nette à l'horizon 2050. Différentes interventions parlementaires demandent que le Conseil fédéral prenne des mesures: à la session de printemps 2021, le Conseil national a transmis le postulat Candinas 20.4709 «Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse». En outre, le Conseil fédéral a demandé l'adoption de la motion Suter 20.4406 «Production d'hydrogène vert. Stratégie pour la Suisse» et de la motion CEATE-E 22.3376 «Hydrogène. Stratégie pour la Suisse». L'OFEN élabore actuellement une stratégie en matière d'hydrogène, qui présente le rôle de l'hydrogène dans le système énergétique de la Suisse à l'avenir et met en parallèle les futurs besoins en hydrogène du pays avec le potentiel de production indigène et les importations requises, ainsi que l'infrastructure nécessaire (production, transport, stockage, distribution, consommation). L'OFEN mène également des travaux dans d'autres domaines pertinents pour le couplage des secteurs: il élabore une stratégie sur l'approvisionnement en chaleur à l'horizon 2050 et poursuit différentes activités dans le domaine de la mobilité, dont la Feuille de route mobilité électrique.

Outre le couplage des secteurs, des installations de stockage de l'énergie contribuent à la flexibilité et à la sécurité d'approvisionnement dans un système énergétique intégré. Une étude réalisée sur mandat de l'OFEN a examiné un éventail de technologies de stockage dans les secteurs de l'électricité, du gaz et de la chaleur, et leurs applications dans le système énergétique (DNV 2021, en allemand avec résumé en français). Dans le secteur de la chaleur, différentes technologies centralisées et décentralisées sont disponibles. L'étude parvient à la conclusion que des investissements dans les accumulateurs de chaleur sont pertinents à long terme, surtout dans les réseaux de chaleur locale et à distance, et essentiellement sous la forme de systèmes de stockage à court terme. Le stockage saisonnier de la chaleur ne devrait quant à lui revêtir un potentiel économique qu'à long terme. À l'heure actuelle, le secteur du gaz recourt principalement à des installations de stockage à court terme. Celles-ci permettent de soustraire du gaz du gazoduc de transit en quantités variables et offrent ainsi une flexibilité suffisante pour le réseau gazier suisse. Du fait de la baisse attendue de la demande en gaz et de la perspective à plus long terme d'une utilisation directe de gaz synthétiques dans les secteurs de l'industrie et des transports, l'étude estime qu'il n'y a pas de besoin d'installations de stockage supplémentaires. Dans le domaine de l'électricité, la Suisse dispose aujourd'hui déjà d'une grande flexibilité avec la force hydraulique pilotable et les centrales à pompage-turbinage. Celle-ci pourrait être étoffée à l'avenir par le recours accru à des batteries. Pour tirer encore meilleur parti de la flexibilité des accumulateurs électriques à l'avenir, la révision de la LApEI dans le cadre de la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prévoit une réglementation de l'utilisation et de l'indemnisation de la flexibilité au service du réseau dans le réseau de distribution (cf. aussi le chap. 4.4); outre les accumulateurs, d'autres sources de flexibilités sont concernées.

2.2 Production d'énergie

2.2.1 Évaluation de l'atteinte des valeurs indicatives à court terme

Développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables

En ce qui concerne la production, le futur abandon progressif des centrales nucléaires place le développement de la production électrique issue des énergies renouvelables au cœur de l'attention. C'est pourquoi, outre une augmentation de l'efficacité énergétique, la Stratégie énergétique 2050 prévoit de développer les nouvelles énergies renouvelables en tenant compte des exigences écologiques. Le rapport de monitoring pour l'année 2021 a montré que la valeur indicative de 4400 GWh a été atteinte et que la part de la production d'électricité d'origine renouvelable dans la production nationale a progressé pour s'établir à 7,2%. Au total, la production d'électricité renouvelable s'est établie à 4712 GWh en 2020. Le principal moteur a été ici la forte progression de la production d'électricité d'origine photovoltaïque: celle-ci est passée de 94 GWh en 2010 à 2599 GWh en 2020.

Le développement soutenu du photovoltaïque s'explique, sous un angle technique, par les débouchés multiples qu'offre cette technologie, qui s'adapte à presque tous les types et toutes les grandeurs de surfaces, par sa maturité technologique ainsi que par son installation comparativement simple et rapide et son exploitation qui ne requiert pratiquement aucune maintenance. Du point de vue des maîtres d'ouvrage, les investissements dans le photovoltaïque ont clairement gagné en attrait ces dernières années en raison de la forte baisse des prix et de la stabilité des conditions-cadres, notamment les conditions d'encouragement. La possibilité pour les propriétaires de bâtiments de produire eux-mêmes de l'électricité joue vraisemblablement aussi un rôle majeur dans l'essor du photovoltaïque. Du point de vue de l'aménagement du territoire et de la protection de l'environnement, un avantage décisif du photovoltaïque réside dans le fait qu'il peut être réalisé dans des zones peuplées, où le potentiel de conflit avec les autres intérêts est extrêmement faible, une desserte souvent utile et la production située à proximité du lieu de consommation. Le chapitre 5.1 présente un récapitulatif des enseignements tirés de l'encouragement du photovoltaïque grâce à la rétribution unique et des possibilités de consommation propre.

Par rapport au photovoltaïque, les autres technologies ont connu une croissance moins marquée: la production d'électricité dans des usines d'incinération des ordures ménagères et à partir de déchets renouvelables a progressé de 928 GWh à 1184 GWh et représentait environ 25% de la production d'électricité d'origine renouvelable en 2020. La production d'électricité à partir d'installations de combustion au bois ou en partie au bois a progressé de 260 GWh (part en 2020: 9%), celle à partir d'installations de biogaz de 180 GWh (part en 2020: 8%). La production d'électricité renouvelable provenant d'éoliennes demeurait peu importante en 2020, avec une part de 3%, même si cette technologie, avec 108 GWh, a également enregistré une nette croissance.

Développement de l'hydraulique

La force hydraulique, qui assure une large partie de l'approvisionnement électrique de la Suisse, doit encore être développée selon la Stratégie énergétique 2050. La loi sur l'énergie prévoit une valeur indicative de 37 400 GWh d'ici à 2035 pour la production d'électricité indigène (art. 2, al. 2, LEné). Entre 2000 et 2020, la production hydroélectrique nette moyenne a progressé de 2278 GWh,

principalement grâce à la construction de nouvelles installations, avant tout dans la petite hydraulique (puissance brute inférieure à 10 MW) et aux agrandissements et optimisations d'installations existantes, principalement dans la grande hydraulique. Les centrales au fil de l'eau ont contribué à l'augmentation à hauteur d'environ 1526 GWh, les centrales à accumulation à hauteur de 799 GWh. La production des micro-centrales hydroélectriques (puissance installée inférieure à 300 kW, au fil de l'eau pour la plupart) a progressé de 72 GWh. La production nette des centrales à pompage-turbinage (uniquement la production provenant des affluents naturels) a baissé de 122 GWh. Une partie de la hausse, notamment pour les centrales hydroélectriques à accumulation, s'explique par l'accroissement des débits entrants généré par l'accélération de la fonte des glaciers.

L'augmentation de la production est également due, dans une large mesure, à la mise en service de nouvelles centrales. Entre le 31 décembre 2000 et le 31 décembre 2020, 164 nouvelles installations hydroélectriques (puissance installée supérieure à 300 kW) ont été mises en service, soit 24 installations jusqu'en 2008 et 140 entre 2009 et 2020, pour une production totale de 1137 GWh. Le 1^{er} janvier 2009, la loi sur l'énergie est entrée en vigueur, et avec elle un encouragement par la rétribution de l'injection à prix coûtant, donnant lieu à une augmentation sensible de l'activité de construction. À une exception près, toutes les nouvelles centrales présentent une puissance brute inférieure à 10 MW et relèvent donc de la catégorie de la petite hydraulique. Ce chiffre n'inclut pas les nouvelles centrales qui ont été construites sur le site d'une installation existante et ont ainsi permis une augmentation notable de la production.

2.2.2 Réalisation des objectifs à moyen et long termes

La sortie progressive du nucléaire doit être partiellement compensée par le développement de la production d'électricité issue de sources renouvelables. En outre, la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale totale augmentera en raison de la décarbonisation du secteur de l'énergie. La production d'électricité issue des énergies renouvelables doit donc être massivement développée. Les PE2050+ montrent que le potentiel énergétique de la Suisse suffit à couvrir intégralement les besoins annuels en électricité à l'horizon 2050 (Prognos/TEP Energy/Infras, 2020). Toutefois, des importations demeureront nécessaires en 2050 pour couvrir la demande horaire en électricité à certaines périodes. Outre le potentiel que recèlent les énergies renouvelables en vue de l'approvisionnement en électricité, le potentiel de la biomasse, des sources de chaleur de l'environnement et des rejets de chaleur en Suisse doit être pleinement exploité.

Développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique)

Le rythme du développement des énergies renouvelables dans le scénario PEA – autrement dit sans nouvelles mesures comme celles prévues dans le projet de loi visant à accélérer les procédures ou dans la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables – est trop lent pour permettre la réalisation à moyen et long termes des valeurs cibles fixées dans celle-ci. En 2035, la production d'électricité issue des énergies renouvelables dans le scénario PEA atteint ainsi 9518 GWh, soit 7482 GWh de moins que la valeur cible de 17 000 GWh. On relèvera néanmoins que le rythme du développement effectif s'est nettement accéléré dans les années 2020 et 2021 et que les demandes de fonds d'encouragement pour des installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ont continué à progresser au cours des premiers mois de l'année 2022. Le

mouvement devrait encore s'accroître avec l'évolution des prix du marché et la situation d'approvisionnement tendue. La lenteur du développement dans le scénario PEA s'explique en particulier par la suppression de l'encouragement en 2030. Pour atteindre un bilan annuel équilibré dans le scénario ZÉRO base, il faut un développement conséquent. En comparaison avec le scénario PEA, la production d'électricité supplémentaire requise est de 25 692 GWh d'ici à 2050. Pour y parvenir, le Conseil fédéral a notamment proposé la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables ainsi que le projet de loi visant à accélérer les procédures. Le Parlement a d'ores et déjà avalisé une bonne partie des modifications du système d'encouragement demandées par le Conseil fédéral lors de la session d'automne 2021 en adoptant l'initiative parlementaire 19.443 «Promouvoir les énergies renouvelables de manière uniforme. Accorder une rétribution unique également pour le biogaz, la petite hydraulique, l'éolien et la géothermie».

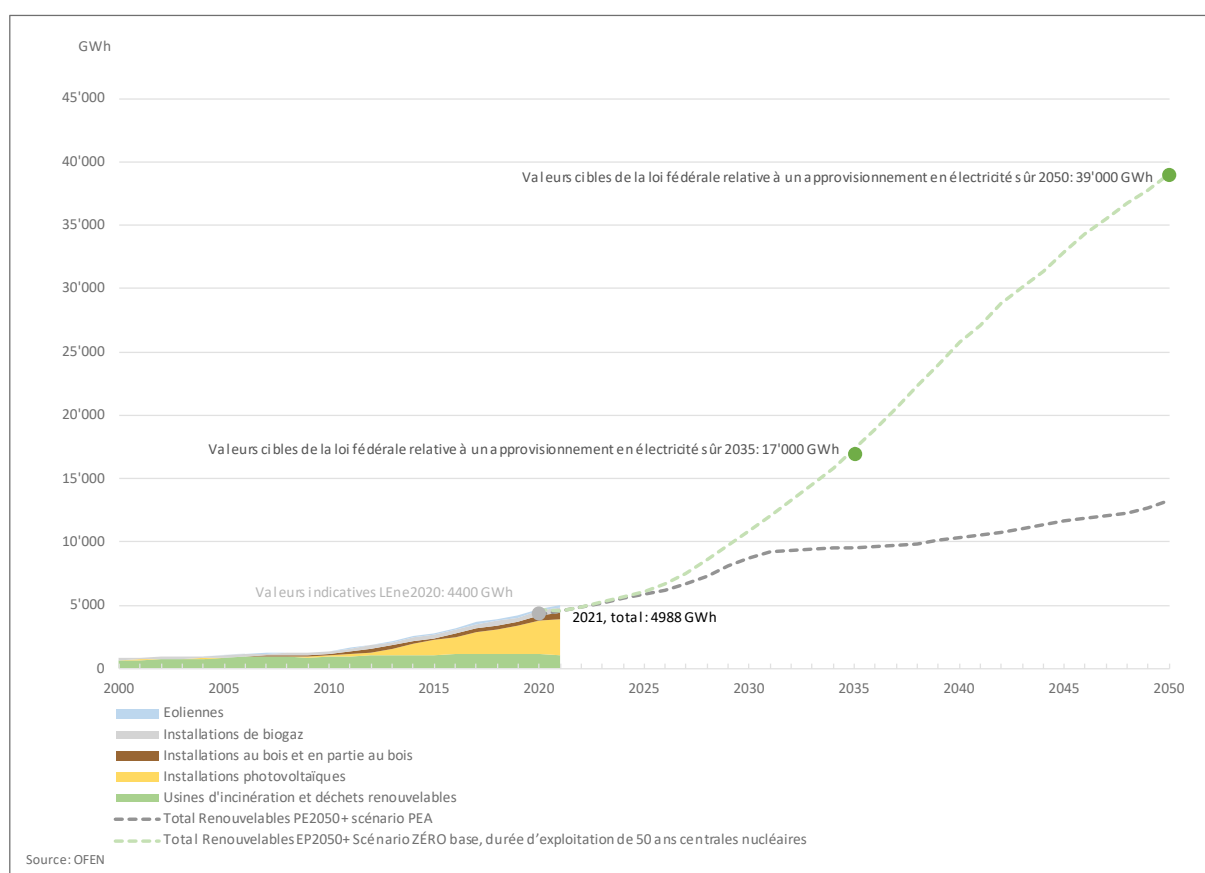


Illustration 9: Évolution du développement des énergies renouvelables d'ici à 2050

Développement de la force hydraulique

Dans le scénario ZÉRO base, sous des conditions-cadres optimisées grâce à un développement plus soutenu, la production hydroélectrique est supérieure à celle du scénario PEA. Dans le scénario PEA, la production hydroélectrique nette atteint 36 567 GWh en 2035, en deçà de l'objectif de développement

fixé à 37 400 GWh par la loi sur l'énergie et le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. L'objectif de développement de 38 600 GWh pour un bilan annuel équilibré en 2050 n'est pas atteint avec les conditions-cadres actuelles. La production nette dans le scénario PEA s'élève à 35 691 GWh en 2050. Le recul de la production nette à long terme dans le scénario PEA s'explique, d'une part, par les pertes de production attendues du fait des dispositions relatives aux débits résiduels: depuis l'entrée en vigueur de la loi sur la protection des eaux en 1992, les débits résiduels doivent être respectés dans le cas d'une nouvelle concession ou du renouvellement d'une concession existante. Or, une grande partie des concessions actuelles arriveront à échéance entre 2030 et 2050 et seront ensuite soumises aux nouvelles dispositions sur les débits résiduels. D'autre part, il faut s'attendre à ce que certaines petites centrales hydroélectriques prévues ne voient pas le jour et certaines centrales existantes disparaissent si elles ne sont pas rentables sans encouragement, ou à ce qu'elles soient mises à l'arrêt dès qu'un investissement conséquent sera nécessaire pour les rénover. Pour permettre le développement de la force hydraulique, différentes mesures ont été décidées et introduites, notamment la prolongation de l'encouragement, l'accélération des procédures d'approbation des plans et d'autorisation ainsi que le consensus portant sur quinze projets de centrales hydroélectriques à accumulation obtenu lors de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique qui a réuni les cantons, le secteur de l'énergie et les organisations de protection.

2.2.3 Accélération des procédures pour développer les énergies renouvelables

Les procédures d'autorisation souvent fastidieuses pour construire, agrandir ou rénover des installations constituent un obstacle majeur au développement des énergies renouvelables. En particulier, il peut s'écouler plus de 20 ans entre le lancement d'un projet de grande installation de production d'énergie et sa réalisation. Depuis 2018, la LEne comprend plusieurs dispositions visant à accélérer les procédures. Par exemple, les cantons doivent prévoir des procédures d'autorisation rapides, et les commissions pour la protection de la nature et du paysage doivent remettre leur rapport d'expertise à l'autorité compétente en matière d'autorisation dans un délai de trois mois (art. 14, al. 1 et 3, LEne). Jusqu'à présent, la Commission fédérale pour la protection de la nature et du paysage (CFNP) a pu respecter dans toutes ses expertises ce délai en vigueur depuis 2018 (*indication de la CFNP*). De plus, les cantons doivent veiller à ce que le plan directeur et les plans d'affectation désignent en particulier les zones et tronçons de cours d'eau qui se prêtent à l'exploitation de l'énergie hydraulique et éolienne (art. 10 LEne). Cela indique aux investisseurs et aux autorités que certaines zones conviennent à des installations de production d'énergie renouvelable.

Le Guichet unique Énergie éolienne a été mis en place dans ce domaine en 2018. Point de contact central de la Confédération pour les questions liées à cette technologie de production, le Guichet unique est secondé par le groupe de travail Énergie éolienne, qui comprend des représentants des autorités fédérales concernées par les projets éoliens. Il vise notamment à mieux coordonner l'évaluation de la compatibilité de projets éoliens concrets avec les autres intérêts de la Confédération, dont le trafic aérien civil et militaire, la protection de la nature et du paysage, la météorologie, les communications civiles et militaires ainsi que l'aménagement du territoire. Depuis la création du Guichet unique, de nombreux dossiers relatifs à des projets variés ont été examinés, les questions portant en particulier sur l'évaluation technique des avant-projets. En outre, le Guichet unique répond régulièrement aux questions de la population et des spécialistes cantonaux sur l'énergie éolienne. Il est désormais connu

comme étant l'interlocuteur privilégié des porteurs de projets ainsi que des autorités cantonales et fédérales. Bien établie, la coordination des avis des services fédéraux réduit la charge organisationnelle pour toutes les parties prenantes.

L'OFEN a fait recenser les projets de production d'énergie renouvelable en vue du rapport sur le postulat 19.3730 «Des procédures plus efficaces et plus courtes pour la réalisation des installations de production d'énergies renouvelables» (IC Infraconsult SA, 2021). Selon l'étude correspondante, la durée d'un projet depuis son lancement jusqu'au permis de construire dépend en général du dépôt d'oppositions et de recours contre le projet, de l'obligation éventuelle de réaliser une étude d'impact environnemental et de la diligence des autorités compétentes pour traiter la demande de permis de construire. Il s'écoule entre 6 et 10 ans entre le lancement d'un projet de biogaz et la mise en service de l'installation, et au moins 13 ans pour les projets éoliens. Les procédures concernant la force hydraulique sont elles aussi longues (14 ans en moyenne). Les voies de droit sont souvent utilisées quelle que soit la technologie en question, et les projets éoliens, notamment, sont régulièrement portés jusqu'au Tribunal fédéral. Dans le cas de la force hydraulique et de l'éolien, des précisions complémentaires en matière de protection de l'environnement (avis divergents concernant l'étendue de l'obligation de remplacement) font partie des motifs cités pour les retards. En général, les procédures relatives aux installations photovoltaïques sur des bâtiments ne posent pas de problèmes ou ne sont pas retardées. La plupart de ces installations ne requièrent même pas d'autorisation, l'annonce de la construction étant suffisante. En revanche, la mise en service d'installations photovoltaïques en dehors des zones à bâtir peut prendre plusieurs années en raison des oppositions. Quant à la géothermie, les projets et les expériences correspondantes sont encore peu nombreux. De plus, certains cantons n'ont aucune base légale ou procédure ou processus définis en la matière. Quel que soit l'agent énergétique renouvelable, l'étude estime que les procédures pourraient être raccourcies en uniformisant autant que possible à l'échelle nationale la pratique d'exécution dans le cadre du droit en vigueur et les indications sur les documents à fournir, et en précisant certaines dispositions. Par ailleurs, les documents de procédure ne peuvent pas encore être remis par voie électronique dans tous les cantons. Or, on sait d'expérience que les solutions numériques allègent la charge des porteurs de projets et facilitent un traitement simultané par plusieurs autorités.

Conscient du problème lié à la durée des procédures, le Conseil fédéral a élaboré un projet visant à les accélérer. Il propose de simplifier et d'alléger les procédures de planification et d'autorisation des installations de production d'énergie éolienne et hydraulique les plus importantes. Pour ce faire, la Confédération élaborera une conception indiquant les sites des principales installations hydroélectriques et éoliennes, qui servira de base à la planification directrice cantonale. Au niveau cantonal, il faut qu'une procédure d'approbation des plans concentrée soit introduite pour l'autorisation de ces installations. Outre l'affectation au mode d'utilisation admis du sol selon l'art. 14 de la loi sur l'aménagement du territoire (LAT) et de l'autorisation de construire proprement dite, cette procédure devra couvrir toutes les autres autorisations, telles que celles qui portent sur le défrichement ou sur la protection des eaux, ou encore les droits d'expropriation. Le Conseil fédéral entend ainsi empêcher qu'un projet soit subdivisé en une succession d'étapes qui pourraient chacune faire l'objet d'un recours jusqu'au Tribunal fédéral. À l'avenir, il ne devra plus y avoir qu'une seule voie de recours, par laquelle seront traitées toutes les questions juridiques. Le Conseil fédéral veut également accélérer le développement du photovoltaïque en permettant de déduire fiscalement les investissements dans des installations correspondantes, même sur de nouvelles constructions, et en simplifiant l'obtention d'une autorisation pour les installations solaires sur les façades (obligation d'autorisation remplacée par une

procédure d'annonce). Dans les zones protégées, les cantons pourront maintenir l'obligation d'obtenir une autorisation. Le Conseil fédéral a mis un projet correspondant en consultation lors de sa séance du 2 février 2022.

Au total, 258 avis ont été reçus lors de cette consultation qui courait jusqu'au 23 mai 2022. Leur évaluation est encore en cours. Les avis qui ont déjà été évalués saluent le fait que le projet présenté en consultation souhaite accélérer la construction d'installations de production d'électricité dans le domaine des énergies renouvelables et optimiser les procédures de planification et d'autorisation. Toutefois, il est souvent objecté que ce projet de loi ne répond pas à l'objectif souhaité ou n'y répond que de manière très limitée et qu'il devrait être remanié en conséquence. Prévu dans le projet, la simplification et la promotion du développement des installations solaires bénéficient d'un écho favorable.

2.2.4 État de la sortie du nucléaire

En approuvant la législation sur l'énergie en mai 2017, le peuple suisse a décidé de sortir progressivement du nucléaire: les centrales nucléaires existantes continueront d'être exploitées tant que la sécurité est garantie, mais aucune nouvelle autorisation générale ne sera délivrée pour de nouvelles centrales nucléaires. En Suisse, toutes les centrales nucléaires (Beznau I et II, Mühleberg, Gösgen et Leibstadt) disposent d'une autorisation d'exploitation d'une durée illimitée et peuvent dès lors être exploitées aussi longtemps qu'elles sont sûres. L'exploitation à long terme des centrales nucléaires pose un défi technique. L'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN) contrôle si les conditions d'une exploitation sûre sont réunies et est habilitée à ordonner toutes les mesures nécessaires pour garantir la sécurité nucléaire et conformes au principe de proportionnalité.

Fin 2019, la centrale de Mühleberg a été la première des cinq centrales à cesser son exploitation, après 47 ans de service. L'exploitant BKW avait décidé en octobre 2013 de l'arrêter pour des motifs opérationnels. Le démantèlement a commencé début 2020. Les éléments combustibles ont été transférés du réacteur dans un bassin de stockage, où ils refroidissent jusqu'à ce qu'ils puissent être transportés vers le dépôt intermédiaire de Würenlingen à partir de 2022. Tous les éléments combustibles auront quitté la centrale d'ici à fin 2024, et le site sera exempt de tout matériau radioactif à partir de fin 2030. Selon la planification actuelle, le site pourra être réutilisé dès 2034, lorsque les autorités auront validé la réaffectation du terrain (BKW, 2021). Aucun autre projet de démantèlement n'est annoncé.

Visé à l'art. 74a LEnu, le rapport sur le développement actuel de la technologie nucléaire figure au chapitre 8.4.

2.3 Conclusion

L'objectif général de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050 recèle des défis de taille pour le système énergétique. Les mesures en vigueur le 1^{er} janvier 2019 ne permettent pas, à elles seules, l'atteinte des objectifs énoncés dans le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, comme le montrent clairement les PE2050+. En raison des longs cycles d'investissement dans le système énergétique, tous les secteurs sont sous pression et doivent agir. Pour la réalisation de l'objectif de zéro émission

nette, il est essentiel que le *potentiel d'efficacité énergétique* dans les bâtiments, les processus, les installations et les appareils ainsi que dans les transports soit *pleinement exploité*. Le *couplage des secteurs* jouera également un rôle crucial à l'avenir: l'électricité deviendra l'agent énergétique central dans les secteurs de la production de chaleur (bâtiments) et la mobilité. De plus, l'électricité pourra être transformée, grâce aux technologies Power-to-X, en des agents énergétiques liquides ou gazeux, permettant une utilisation flexible dans le temps et l'espace. La pénétration du marché par ces technologies clés doit se faire à un rythme beaucoup plus soutenu. Des efforts supplémentaires importants sont nécessaires en ce qui concerne le *développement des énergies renouvelables*. Pour permettre l'atteinte des valeurs cibles pour l'année 2050, les nouvelles énergies renouvelables doivent être massivement développées. La dynamique que connaissent actuellement certaines des nouvelles énergies renouvelables, notamment le photovoltaïque, devrait encore s'accélérer et être étendue à l'ensemble des nouvelles énergies renouvelables. Un développement supplémentaire est également nécessaire dans la production hydroélectrique. La table ronde a identifié les quinze projets de centrales hydroélectriques à accumulation qui, en l'état des connaissances actuelles, sont les plus prometteurs sur le plan énergétique et dont la mise en œuvre implique un impact minimal sur la biodiversité et le paysage. Leur réalisation permettrait d'atteindre une production saisonnière des centrales à accumulation de 2 TWh d'ici à 2040. En parallèle, des conflits d'objectifs dans le champ de tension entre les enjeux de protection et ceux d'utilisation de l'énergie doivent être évités autant que possible. Les procédures souvent très longues ont pour effet de freiner le développement de la force hydraulique et des nouvelles énergies renouvelables. Le Conseil fédéral respectivement le DETEC ont décidé, avec la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, les modifications de la loi sur l'énergie visant à accélérer les procédures et introduisant des simplifications administratives et fiscales pour le développement du photovoltaïque ainsi que la révision de la loi sur le CO₂, la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique et les travaux portant sur d'autres mesures visant à améliorer l'efficacité électrique, de mesures étendues dans les domaines de la consommation et de la production d'énergie, qui doivent permettre d'atteindre les objectifs à moyen terme, à l'horizon 2035. Certaines de ces mesures sont déjà en cours d'examen au Parlement. En outre, le Parlement a d'ores et déjà avalisé une bonne partie des modifications du système d'encouragement demandées par le Conseil fédéral lors de la session d'automne 2021 en adoptant l'initiative parlementaire 19.443. Les révisions d'ordonnances correspondantes entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2023. L'évolution de la situation par rapport aux objectifs à long terme, à l'horizon 2050, doit être suivie attentivement dans le cadre du monitoring et d'autres analyses; le cas échéant, il y a lieu de prendre des mesures supplémentaires. D'importants travaux menés par la Confédération dans le domaine de la chaleur et du couplage des secteurs (hydrogène, technologies d'émission négative, registre national des carburants et combustibles renouvelables) doivent par ailleurs être poursuivis.

3 Sécurité d'approvisionnement

Jusqu'à présent, la Suisse a pu compter sur un approvisionnement en énergie sûr et fiable. La Stratégie énergétique 2050 entend pérenniser cette situation, conformément aux mandats inscrits dans la

Constitution (Cst.)⁸ et au but de la LEne⁹: dans les limites de sa compétence, la Confédération s'emploie à promouvoir un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économiquement optimal et respectueux de l'environnement. Pour atteindre les objectifs climatiques, cet approvisionnement devra être presque entièrement décarboné à plus long terme, une sécurité d'approvisionnement élevée devant être garantie en toutes circonstances.

Pour évaluer la sécurité de l'approvisionnement en énergie, les sections ci-après se concentrent sur les principaux agents énergétiques de la Suisse quant au volume, soit l'électricité, le pétrole et le gaz. D'autres aspects importants de la sécurité d'approvisionnement tels que l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables et des infrastructures énergétiques indigènes sont abordés dans les champs thématiques correspondants (cf. également chap. 2 et 4). Les conséquences de la guerre en Ukraine sur l'approvisionnement en énergie à court terme ne sont pas analysées de manière approfondie dans le présent rapport, elles font l'objet de travaux en cours. Dans la mesure du possible, il est renvoyé aux mesures prises par le Conseil fédéral. À l'instar des Perspectives énergétiques 2050+, ce rapport cible les développements à moyen et long termes.

3.1 Sécurité de l'approvisionnement toutes énergies confondues

La diversification de l'approvisionnement en énergie est importante dans la perspective de la sécurité d'approvisionnement. Le recours à divers agents énergétiques permet de réduire la dépendance envers certains d'entre eux. Dans l'ensemble, l'approvisionnement énergétique de la Suisse est largement diversifié¹⁰: en 2021, la consommation énergétique finale était couverte par des produits pétroliers (env. 43%)¹¹, par le gaz (env. 15%) et par l'électricité (env. un quart). Le reste de la consommation se répartit entre divers autres agents énergétiques: le bois et le charbon de bois, les autres énergies renouvelables, la chaleur à distance, les déchets industriels, le charbon et le coke. La part revendiquée par les combustibles pétroliers a été légèrement réduite entre 2015 et 2019, tandis que celle des énergies renouvelables, du bois, de la chaleur à distance, des déchets industriels et des autres énergies renouvelables augmentait légèrement. La proportion des agents énergétiques restants est demeurée relativement constante durant la période en observation. En raison de la pandémie de COVID-19, la part des carburants pétroliers a baissé de 5% en 2020 par rapport à l'année précédente. Cette diminution a pour conséquence que les parts de tous les autres agents énergétiques ont augmenté, même si leur consommation en valeur absolue a baissé pour cause de pandémie. La répartition de la consommation finale entre les agents énergétiques est semblable en 2020 et en 2021.

L'approvisionnement en énergie de la Suisse reste très dépendant de l'étranger puisque la part des énergies fossiles dans la consommation d'énergie finale y est importante. Entre 2009 et 2021, les importations brutes (à ce stade essentiellement des agents énergétiques fossiles et des combustibles

⁸ Art. 89, al. 1, Cst. «Dans les limites de leurs compétences respectives, la Confédération et les cantons s'emploient à promouvoir un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économiquement optimal et respectueux de l'environnement, ainsi qu'une consommation économe et rationnelle de l'énergie.»

⁹ Art. 1, al. 1, LEne: «La présente loi vise à contribuer à un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement.»

¹⁰ Le rapport de monitoring annuel (champ thématique Sécurité d'approvisionnement) fournit des informations détaillées sur les parts des divers agents énergétiques et sur l'évolution depuis 2000 (OFEN, 2021).

¹¹ Combustibles et carburants, y compris les carburants d'aviation du trafic aérien international

nucléaires) ont reculé. La production nationale d'agents énergétiques primaires s'est continuellement accrue grâce au développement des énergies renouvelables, de sorte que la dépendance envers l'étranger, tous agents énergétiques confondus, a diminué durant la période correspondante (de 79,7% en 2009 à 70,3% en 2021). À l'horizon 2050, l'approvisionnement en énergie doit être presque complètement couvert avec des énergies renouvelables (objectif de zéro émission nette). Une telle évolution implique l'abandon progressif des énergies fossiles et elle contribue à réduire la forte dépendance envers l'étranger. À cet effet, il ne suffit pas de développer les énergies renouvelables, il faut aussi améliorer l'efficacité énergétique. Selon les Perspectives énergétiques 2050+, il est possible de réduire la dépendance envers l'étranger à moins de 25% d'ici à 2050¹². Cependant, la Suisse restera comprise dans le marché mondial de l'énergie, une autarcie énergétique n'est pas recherchée.

La Suisse est bien intégrée dans le réseau européen de gazoducs et elle jouit, dans les circonstances normales, de l'accès aux marchés de gros des États voisins. Le gazoduc de transit, qui constitue la principale artère d'approvisionnement de la Suisse, achemine normalement du gaz de la France et de l'Allemagne vers l'Italie. Depuis 2017, il permet aussi de transporter du gaz de l'Italie vers la Suisse (flux inversé), ce qui influence positivement la sécurité d'approvisionnement. Mais s'agissant des agents énergétiques fossiles, notre pays est très exposé à la situation d'approvisionnement internationale et à l'évolution des prix sur les marchés européens ou mondiaux. La guerre en Ukraine fait clairement apparaître que si la Suisse importe directement son gaz des pays européens qui l'entourent (l'Allemagne, la France et l'Italie), ces derniers sont eux-mêmes tributaires de leurs importations. La Suisse ne disposant pas de grands réservoirs de gaz, elle ne constitue pas de réserve obligatoire de gaz naturel et dépend donc d'importations continues. Mais certaines capacités de stockage peuvent être achetées à l'étranger. En date du 18 mai 2022, le Conseil fédéral a créé les conditions permettant de renforcer l'approvisionnement pour l'hiver à venir et il a obligé la branche gazière à assurer des capacités de stockage dans les pays voisins ainsi que des options pour des livraisons de gaz supplémentaires. À cet effet, le Conseil fédéral a mis en vigueur une ordonnance urgente et pris connaissance du concept élaboré par la branche et les autorités fédérales en vue de constituer une réserve de gaz hivernale. En outre, des négociations ont été engagées en vue d'un accord de solidarité entre l'Allemagne et la Suisse. Des discussions sont également en cours avec l'Italie dans ce but. Le Conseil fédéral suit de près l'évolution et prendra des mesures supplémentaires au besoin. Les installations bicom bustibles des gros consommateurs, qui peuvent si nécessaire passer du gaz naturel au mazout, peuvent aussi fournir une contribution à la sécurité d'approvisionnement. On peut ainsi maintenir l'approvisionnement en gaz des autres consommateurs. En comparaison mondiale, la part de gaz écoulée dans les installations bicom bustibles est élevée, mais elle a continuellement baissé au cours des dernières années (de 39% en 2009 à près de 20% en 2021). La répartition de ces clients et des potentiels de commutation n'est pas uniforme en Suisse. De plus, on ne saurait exclure que certains clients aient déjà passé au pétrole pour des questions de prix. Des réserves obligatoires de mazout sont constituées pour 4,5 mois en remplacement du gaz pour les clients équipés d'installations bicom bustibles. L'Approvisionnement économique du pays (AEP) a élaboré un concept de contingentement pour les consommateurs non protégés afin de tenir compte du changement des conditions-cadres lors des préparatifs à une éventuelle pénurie sévère de gaz. Le 30 mars 2022, la Suisse a signé une déclaration politique avec les autres pays représentés dans le forum pentalatéral de l'énergie afin de renforcer leur coordination dans le stockage de gaz naturel. Les pays Penta veulent

¹² Scénario ZERO base

ainsi contribuer à la sécurité de l'approvisionnement en gaz en hiver et au fonctionnement harmonieux du marché européen de l'énergie. Cette déclaration n'entraîne aucune obligation juridique pour la Suisse, mais elle souligne l'intention de notre pays d'apporter sa contribution aux efforts visant à renforcer la sécurité de l'approvisionnement en gaz en Europe. Le Conseil fédéral a ainsi décidé, le 24 août 2022, un objectif volontaire de réduction de la demande de gaz de 15% pour le semestre d'hiver 2022/2023, analogue à celui qui prévaut dans l'UE.

Contrairement au secteur de l'électricité, le marché du gaz est à peine réglementé en Suisse. C'est pourquoi l'OFEN élabore une loi sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz) qui prévoit des règles claires et uniformes pour garantir un marché gazier efficace. Le 18 mai 2022, le Conseil fédéral a chargé le DETEC de remanier le projet de loi sur l'approvisionnement en gaz destiné à la consultation en tenant compte des enseignements tirés des conséquences du conflit ukrainien et de lui soumettre les nouvelles valeurs clés sous la forme d'une note de discussion en 2023.

En ce qui concerne le pétrole, la sécurité d'approvisionnement est renforcée par une large diversification des moyens de transport (oléoduc, rail, navigation rhénane, route) et des pays de provenance. En outre, les possibilités de stocker du pétrole en Suisse sont bonnes. Pour parer aux pénuries d'approvisionnement, on détient des stocks obligatoires de carburant et de combustible (pour 4,5 mois) et de kérosène (pour 3 mois) d'approvisionnement complet.

3.2 Sécurité d'approvisionnement dans le domaine de l'électricité

Un approvisionnement en électricité sûr représente une base essentielle du fonctionnement de l'économie et de la société. Sans électricité, ni l'approvisionnement en eau potable, ni les équipements de communication, ni le système de transport, ni les services de santé ne fonctionnent. La dernière analyse nationale des risques produite par l'Office fédéral de la protection de la population, qui identifie une pénurie d'électricité grave et durable comme le plus grand risque pour la Suisse (OFPP, 2020), montre l'importance que revêt le fonctionnement de l'approvisionnement en électricité. La sécurité de l'approvisionnement en électricité dépend des interactions entre les capacités des centrales électriques et le réseau électrique qui transporte et distribue l'énergie produite.

Contrairement aux agents énergétiques fossiles, l'électricité peut être produite en Suisse. À cet égard aussi, une diversification des modes de production contribue à une bonne sécurité d'approvisionnement. En 2021, l'électricité produite en Suisse provenait pour environ 62% des centrales hydroélectriques et pour 29% des centrales nucléaires. Le reste provenait en majeure partie des nouvelles énergies renouvelables (8%), dont la proportion n'a cessé d'augmenter depuis 2000. Compte tenu de la décision de sortir progressivement de l'énergie nucléaire (cf. point 2.2.4), il faut prévoir une diminution substantielle à long terme de la part des centrales nucléaires dans la production électrique.

La guerre en Ukraine et les éventuelles interruptions des livraisons de gaz en Europe qui lui sont liées influencent négativement l'approvisionnement énergétique de l'Europe. La production électrique de la France, où nombre de centrales nucléaires sont hors service pour cause de contrôle de sécurité, aggrave cette situation difficile. En conséquence, l'approvisionnement électrique durant l'hiver 2022/23 pourra être tendu. Mais l'approvisionnement de la Suisse est actuellement sûr et son niveau de sécurité d'approvisionnement était élevé jusqu'au déclenchement du conflit ukrainien, comme l'indiquent divers

indicateurs du rapport de monitoring annuel¹³ (OFEN, 2021a) et du rapport de l'EICom sur la sécurité d'approvisionnement en électricité (EICom, 2020c). En Suisse, la disponibilité de l'électricité est globalement très bonne: en 2019, selon l'indice usuel à l'internationale SAIDI¹⁴, qui représente la durée annuelle des interruptions de l'approvisionnement, les consommateurs finaux de la Suisse n'ont eu en moyenne qu'environ 20 minutes sans électricité, la bonne moitié correspondant à des interruptions planifiées. Le développement et le renforcement en temps utile du réseau de transport demeurent un défi (cf. chapitre 4). Ces dernières années, les surcharges du réseau de transport suisse ont augmenté. Il est probable que cette évolution s'explique en particulier, au semestre d'hiver, par l'augmentation des flux de transit non planifiés dus à l'optimisation du couplage de marchés basé sur les flux dans la région du centre-ouest de l'Europe (AT, DE, LU, NL, BE). C'est pourquoi Swissgrid souhaite conclure des contrats techniques pour être impliquée dans les méthodes de calcul des capacités transfrontalières, ce qui lui permettrait d'atténuer le problème des flux de transit non planifiés. Un tel contrat technique a déjà été conclu à la frontière sud de la Suisse. Au semestre d'été, la part croissante de production stochastique est une raison expliquant la hausse des valeurs de la charge sur le réseau. Comme mentionné dans l'introduction, le présent rapport n'analyse pas la sécurité de l'approvisionnement en électricité à court terme. Mais le groupe de travail Sécurité de l'approvisionnement, placé sous la direction de l'EICom suit de près la situation. Au besoin, des mesures supplémentaires seront introduites.

La mise hors service des centrales nucléaires, le développement des énergies renouvelables et les changements fondamentaux intervenant dans le système énergétique en raison de la politique climatique créent de nouveaux défis. Des analyses régulières sont donc nécessaires pour évaluer la sécurité de l'approvisionnement en électricité à moyen et long termes. À cet égard, il importe aussi de se coordonner étroitement à l'échelle internationale, car l'approvisionnement en électricité de la Suisse étant fortement lié à celui de l'étranger, il dépend des conditions qui prévalent dans les pays voisins et dans l'UE. Suite à l'abandon des négociations concernant un accord institutionnel avec l'UE, un accord sur l'électricité n'est pas en vue pour l'heure. De nouveaux défis se posent aussi de ce fait (cf. section suivante). L'OFEN publie régulièrement des études sur la sécurité d'approvisionnement à long terme (horizon 2040) de manière à pouvoir réagir en temps utile aux futurs développements. Les résultats de l'étude actualisée en 2019 qualifient la sécurité d'approvisionnement future de non critique, compte tenu du marché européen de l'électricité, pour autant que la Suisse puisse échanger suffisamment d'électricité avec les autres pays européens (OFEN, 2020a). D'autres études ont été réalisées par le forum pentalatéral de l'énergie et l'EICom¹⁵. Les analyses à moyen terme du forum pentalatéral, avec 2025 pour horizon temporel, ne révèlent pas de pénuries importantes dans l'approvisionnement (PLEF SG2, 2020). L'étude de l'EICom, qui prend 2030 pour horizon, parvient aussi à la conclusion que, dans les scénarios probables¹⁶, la demande d'électricité en Suisse sera couverte en toute heure par l'énergie produite en suffisance dans notre pays et à l'étranger. Néanmoins, les résultats de l'analyse montrent qu'on ne saurait exclure des pénuries d'approvisionnement en 2025 en cas d'enchaînement de circonstances malheureuses (EICom, 2020a).

¹³ Chapitre Sécurité de l'approvisionnement en électricité dans le champ thématique Sécurité de l'approvisionnement

¹⁴ System Average Interruption Duration Index

¹⁵ Le champ thématique Sécurité de l'approvisionnement du rapport de monitoring annuel fournit des informations plus détaillées sur ces deux rapports.

¹⁶ Scénario de base 2030 et scénario de stress 1-2030

D'une manière générale, les modélisations des capacités de production et des capacités du système effectuées à ce stade par la Confédération laissent fondamentalement augurer une situation d'approvisionnement stable jusqu'en 2035. Néanmoins, les échanges d'électricité avec les pays voisins et le bon fonctionnement du marché de l'électricité, avec des capacités de production suffisantes, seront décisifs. L'accroissement des besoins d'électricité en raison de la décarbonisation et de la renonciation à la production pilotable d'électricité fossile à l'étranger (notamment suite à la sortie imminente de l'énergie nucléaire et du charbon en Allemagne) pose des défis. Des incertitudes et des risques existent au cas où des besoins d'importation importants persisteraient et en ce qui concerne l'intégration technique de la Suisse dans les processus du marché intérieur européen de l'électricité (EiCom, 2020b). La sécurité d'approvisionnement à moyen et long termes fait actuellement l'objet d'une étude supplémentaire. Depuis qu'il est clair qu'un accord sur l'électricité ne devrait pas être conclu avec l'UE en temps utile, après que les négociations pour un accord institutionnel ont été abandonnées, l'attention se concentre particulièrement sur la sécurité d'approvisionnement à court et moyen termes. Cette étude examine les éléments décrits ci-après concernant les capacités commerciales transfrontalières alors que les négociations ont été abandonnées. La Suisse est notamment concernée par la règle des 70%, qui oblige dès 2025 tous les gestionnaires de réseau de transport européens à maintenir au moins 70% des capacités de réseau transfrontalières à la disposition du commerce de l'électricité intérieur à l'UE. La législation européenne ne règle pas les modalités selon lesquelles les capacités aux frontières de pays tiers comme la Suisse seraient prises en compte. Mais les capacités d'importation de la Suisse pourraient être sensiblement restreintes par cette règle, en particulier au semestre d'hiver lorsque les besoins en électricité augmentent. En octobre 2021, le DETEC a informé le Conseil fédéral sur deux rapports concernant le thème de la sécurité d'approvisionnement dans le domaine de l'électricité¹⁷. Le premier rapport a été établi conjointement par l'EiCom et Swissgrid. Il décrit des mesures permettant d'accroître la sécurité du réseau et de l'approvisionnement à court et moyen termes. Le deuxième rapport analyse les effets de divers scénarios de coopération entre la Suisse et l'UE. Garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité est crucial pour la Suisse. Les deux rapports servent au Conseil fédéral à préparer les étapes suivantes du renforcement de la sécurité d'approvisionnement. En février 2022, il a chargé le DETEC d'anticiper l'instauration de la réserve hydroélectrique par voie d'ordonnance et d'envisager d'accorder un soutien en faveur de centrales de réserve pour assurer la sécurité d'approvisionnement. En août 2022, le Conseil fédéral a habilité le DETEC et le DEFR à mener des négociations contractuelles visant l'utilisation de centrales de réserve. Ces centrales doivent être à disposition dès la fin de l'hiver 2023 déjà en complément de la réserve hydroélectrique, afin de maîtriser les situations de pénurie extraordinaires (cf. ci-après). En outre, dans le but d'exploiter les potentiels d'efficacité existants, le Conseil fédéral adoptera pour le 1^{er} janvier 2023 la révision de l'ordonnance sur l'efficacité énergétique. De plus, la réserve d'énergie prévue dans le cadre de la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (cf. ci-après) a été anticipée par voie d'ordonnance sous la forme d'une réserve hydroélectrique. Celle-ci sera disponible durant l'hiver 2022/23 déjà. Par ailleurs, le Parlement a décidé des mesures d'efficacité énergétique dans la loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique.

¹⁷ Le rapport de monitoring annuel 2021 (version complète) contient un résumé des deux rapports aux pages 52 à 54 (OFEN, 2021).

Mécanisme de sauvetage destiné au secteur de l'électricité

En raison des fortes hausses de prix sur les marchés européens de l'énergie, que le conflit ukrainien a accentuées, les entreprises électriques ont besoin de ressources supplémentaires pour couvrir les garanties de sécurité liées au négoce de l'électricité. Le risque de manque de liquidités et de réactions en chaîne incontrôlées, susceptibles de compromettre la sécurité de l'approvisionnement en électricité, augmente de ce fait. C'est pourquoi, le 18 mai 2022, le Conseil fédéral a transmis au Parlement le message concernant la loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique. Le Parlement a décidé d'examiner la loi lors d'une procédure non urgente. Cet instrument préventif doit assurer le bon fonctionnement de l'approvisionnement en électricité en Suisse même si de fortes hausses de prix dans le commerce international de l'électricité devaient de nouveau provoquer une réaction en chaîne dans le secteur de l'électricité, qui pourrait entraîner un effondrement du système. En cas d'évolution exceptionnelle du marché, les entreprises électriques suisses d'importance systémique doivent pouvoir obtenir des prêts auprès de la Confédération pour combler les manques de liquidités. Cette loi ne s'appliquera que jusqu'à la fin de 2026 et sera remplacée par d'autres règles telles que les prescriptions permettant de maintenir en tout temps les fonctions importantes comme la production électrique (gestion de la continuité des affaires), par une loi sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'électricité et du gaz et des directives relatives à la liquidité et à la dotation en capital. Suivant le Conseil des États, le Conseil national a aussi adopté le projet durant la session d'automne 2022. La loi urgente est entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2022.

En septembre 2022, Axpo Holding SA a déposé une requête de soutien temporaire en liquidités auprès du Conseil fédéral. Se fondant sur une ordonnance d'urgence, le Conseil fédéral a décidé d'activer le mécanisme de sauvetage et de mettre à la disposition d'Axpo Holding SA un crédit-cadre de 4 milliards de francs. Ce faisant, le Conseil fédéral s'est fondé sur les modalités prévues dans le message concernant la loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique. En octroyant ce soutien, le Conseil fédéral veut empêcher qu'Axpo Holding SA ne se trouve en manque de liquidités, ce qui pourrait, dans le pire des cas, menacer l'approvisionnement énergétique de la Suisse.

Si la politique énergétique est systématiquement axée sur l'objectif de zéro émission nette, il faudra relever les objectifs de développement de la production électrique d'origine renouvelable prévue par la loi sur l'énergie en vigueur et adapter les objectifs de consommation d'énergie et d'électricité. Le semestre d'hiver requiert à cet égard une attention particulière, car on importe généralement d'ores et déjà plus qu'on exporte durant cette période (importation nette). Cette situation s'accroîtra encore avec l'abandon de l'énergie de bande provenant de la production nucléaire. Il faut donc faire évoluer les conditions-cadres légales et prévoir des mesures spécifiques aux mois d'hiver pour maintenir la sécurité d'approvisionnement à un niveau élevé tout au long du processus de transformation et au-delà. C'est pourquoi, le 18 juin 2021, le Conseil fédéral a adopté et transmis au Parlement la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Celle-ci est pendante au Parlement. Cette loi comprend des révisions partielles de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité. Le maintien et le renforcement de la sécurité d'approvisionnement y occupent une place essentielle. Les mesures suivantes sont notamment prévues à cet effet:

Accélération du développement des énergies renouvelables

Les valeurs indicatives déjà ancrées actuellement dans la loi sur l'énergie concernant le développement de l'énergie hydraulique et des autres énergies renouvelables de même que les valeurs indicatives de réduction de la consommation énergétique et électrique par personne sont déclarées objectifs contraignants pour 2035 et complétés en tant que tels pour 2050. La Confédération envoie ainsi précocement un signal clair quant à l'ampleur des adaptations nécessaires du système énergétique de la Suisse et elle renforce la sécurité de planification des investisseurs. Cependant, les seuls mécanismes de marché ne suffisent pas à promouvoir une cadence de développement suffisamment élevée. Le Conseil fédéral a déjà noté antérieurement que des mesures supplémentaires sont nécessaires à long terme.

D'importants efforts supplémentaires sont nécessaires pour atteindre les valeurs indicatives à moyen terme d'ici à 2035 (cf. chapitre 2). Selon le droit en vigueur, les actuels instruments d'encouragement en faveur de la production électrique d'origine renouvelable sont limités à la fin de 2022 (rétribution de l'injection) et à 2030 (contributions d'investissement). Le Conseil fédéral veut les prolonger jusqu'en 2035 (en phase avec l'objectif légal fixé pour 2035) et les adapter au marché. Par exemple, les grandes installations photovoltaïques doivent être promues au moyen d'appels d'offres publics. Le système de rétribution de l'injection expire comme prévu et il sera remplacé par les contributions d'investissement. Cette substitution représente un allègement administratif et permet un plus grand développement par franc investi dans la promotion. Des ressources financières plus importantes seront à disposition pour les grandes installations hydroélectriques. Le financement des instruments de soutien restera assuré par le supplément perçu sur le réseau de 2,3 centimes par kilowattheure. Ce supplément ne sera pas relevé, mais sa perception sera prolongée. Notons que le Parlement a déjà décidé lors de sa session d'automne 2021 d'importantes parties des adaptations du système d'encouragement proposées par le Conseil fédéral. Le nouveau droit qui entre en vigueur au 1^{er} janvier 2023 prévoit des contributions d'investissement pour toutes les technologies de production électrique d'origine renouvelable jusqu'en 2030; des enchères sont réalisées pour des installations photovoltaïques sans consommation propre. Le Parlement a prorogé la prime de marché pour les grandes centrales hydroélectriques, qui était limitée à 2022 jusqu'ici. Cette prime sera également versée jusqu'en 2030. À titre d'élément d'encouragement supplémentaire, le nouveau droit permet aux gestionnaires de réseau de distribution de vendre l'électricité produite en Suisse à partir d'énergies renouvelables, à l'avenir également (jusqu'en 2030), au coût de revient complet à leurs clients captifs. Cette disposition ne couvre pas seulement la production propre d'un fournisseur de base, mais aussi ses achats auprès de tiers (p. ex. auprès de producteurs ne disposant pas de leur propre approvisionnement de base).

Outre les mesures décrites ici, le Conseil fédéral entend aussi accélérer les procédures de développement des énergies renouvelables. Il a mis un projet en consultation à cette fin (cf. point 2.2.3).

Développement à l'horizon 2040 d'une capacité de 2 TWh de production hivernale climatiquement neutre dont la disponibilité est assurée

Afin de renforcer la capacité d'autonomie, un instrument est mis en œuvre pour développer une production hivernale d'électricité sans émission de CO₂, reliée au réseau suisse et dont la disponibilité est assurée. Un objectif de développement de 2 TWh/a en 2040 est ancré dans la LApEI. Associé à une réserve stratégique d'énergie, ce développement de la production doit permettre de maintenir la capacité actuelle d'autonomie d'environ 22 jours.

Le développement prioritaire concerne les centrales hydroélectriques à accumulation des grands ouvrages d'accumulation: les projets qui satisfont aux critères prévus par la LApEI quant à leur adéquation et leur contribution à l'objectif de production électrique hivernale reçoivent sur demande un soutien financier sous forme de contribution d'investissement. La table ronde consacrée à l'énergie hydraulique a déjà identifié 15 projets hydroélectriques, que le Conseil des États a inscrits dans la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Si ces projets sont réalisés, ils représenteront globalement une production hivernale supplémentaire pilotable de 2 TWh/a à l'horizon 2040. S'il devait apparaître d'ici à 2030 que l'objectif de développement lié à la grande hydraulique ne peut pas être atteint, des appels d'offres ouverts à toutes les technologies devront être organisés pour obtenir des capacités supplémentaires répondant aux critères fixés. Cet instrument sera financé, comme prévu par le message du Conseil fédéral, par le supplément perçu sur le réseau de transport. Ce supplément est d'ores et déjà prévu à l'art. 9, al. 4, LApEI pour prévenir d'éventuels déficits dans la sécurité d'approvisionnement. Le Conseil fédéral doit pouvoir fixer ce «supplément hiver» en fonction des besoins à 0,2 ct./kWh au maximum.

Introduction d'une réserve d'énergie

La loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prévoit l'instauration d'une réserve stratégique d'énergie à titre d'assurance supplémentaire. Normalement, l'approvisionnement de la Suisse en énergie est sûr et économiquement optimal grâce à la gestion des capacités des centrales électriques sur le marché et aux échanges avec les marchés de l'électricité voisins. Mais dans des situations extraordinaires non prévisibles par les acteurs du marché, il pourrait arriver que la sécurité d'approvisionnement soit menacée. C'est alors que la réserve d'énergie constitue une assurance efficace: elle garde encore de l'énergie à disposition au moment où les mécanismes de marché faillissent («réserve de secours») et contribue ainsi à la capacité d'autonomie de la Suisse. Swissgrid organise une procédure d'appel d'offres pour acquérir cette réserve. L'adjudicataire s'engage à conserver en stock une quantité d'énergie minimale déterminée pendant une période définie ou à renoncer à y recourir.

Le 16 février 2022, le Conseil fédéral a décidé de constituer dès l'hiver 2022/23 une réserve hydroélectrique servant de mécanisme fonctionnant à titre d'assurance en cas de pénurie. Cette réserve, introduite par voie d'ordonnance, sera ultérieurement remplacée par la réglementation prévue dans le cadre de la révision en cours de la loi sur l'approvisionnement en électricité. Le Conseil fédéral a adopté l'ordonnance correspondante lors de sa séance du 7 septembre 2022. Elle est limitée à la mi-2025. Des centrales de réserve sont prévues à titre de deuxième mécanisme et en complément à la réserve hydroélectrique. L'OFEN élabore actuellement les dispositions relatives à la construction et à l'exploitation de ces centrales de réserve conçues pour fournir une assurance dans des situations exceptionnelles. L'intégration dans le système d'échange des quotas d'émission doit permettre de compenser les émissions supplémentaires de ces installations. Au début de septembre, le DETEC a signé un contrat d'achat de turbines à gaz avec l'entreprise General Electric Gas Power par lequel la Confédération acquiert huit turbines à gaz mobiles qui seront à disposition pendant la période critique comprise entre la fin de l'hiver 2022/23 et la fin d'avril 2026. Ces turbines, qui seront construites sur le terrain de General Electric à Birr dans le canton d'Argovie peuvent être alimentées au gaz, au pétrole ou à l'hydrogène. En outre, le Conseil fédéral entend avoir recours à des groupes électrogènes de secours, qui peuvent apporter une précieuse contribution à titre de réserve. Leurs exploitants doivent également pouvoir participer aux appels d'offres. Le fondement en est l'ordonnance sur l'instauration

d'une réserve d'hiver qui regroupe les trois réserves précitées. L'ordonnance règle la création de la réserve d'électricité conçue comme une assurance en cas de situation de pénurie extraordinaire pouvant survenir en hiver et jusqu'au printemps et régit l'utilisation, les modalités du recours à la réserve ainsi que l'interaction entre les réserves dans le cas où il faudrait y avoir recours. L'ordonnance doit entrer en vigueur au plus tard à la mi-février 2023.

3.3 Conclusion

Jusqu'à présent, malgré la dépendance complète envers l'étranger, la sécurité d'approvisionnement était foncièrement bonne grâce aux agents énergétiques fossiles. Mais le conflit ukrainien a clairement révélé les risques que recèle la dépendance envers certains agents énergétiques et pays de production. Le Conseil fédéral observe continuellement les développements liés à la guerre en Ukraine. Il prendra au besoin à court terme les mesures nécessaires ou il les a déjà engagées, en particulier dans le secteur gazier pour les entreprises électriques d'importance systémique et en vue d'une réserve hydroélectrique et de centrales de réserve à partir de l'hiver 2022/23. Vu l'objectif de zéro émission nette, la consommation de pétrole et de gaz naturel doit fortement baisser à long terme et elle doit être presque complètement remplacée par des agents énergétiques renouvelables en 2050. Dans ce contexte, le secteur de l'électricité gagnera beaucoup en importance. En raison de l'absence d'un accord sur l'électricité entre l'UE et la Suisse, *des défis supplémentaires se posent en l'occurrence à court et moyen termes*. C'est pourquoi le Conseil fédéral anticipe par voie d'ordonnance la réserve hydroélectrique prévue dans la loi à titre de premier mécanisme fonctionnant à titre d'assurance pour les situations de pénurie extraordinaires, de manière à ce qu'elle soit à disposition à l'hiver 2022/23. Cette réserve hydroélectrique doit être coordonnée avec la construction et l'exploitation prévues de centrales de réserve et le recours à des groupes électrogènes de secours en tant que seconde solution d'assurance. L'intégration dans le système d'échange des quotas d'émission doit permettre de compenser les émissions supplémentaires de ces installations. En outre, le Conseil fédéral entend exploiter rapidement le potentiel supplémentaire d'efficacité électrique, ce qui contribuera également à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité (notamment en renforçant les fonds d'encouragement pour le remplacement des chauffages électriques, en imposant certaines conditions à l'éclairage des bâtiments non résidentiels ou en durcissant les exigences minimales en matière d'efficacité de différentes catégories d'appareils électriques). Des défis se posent également s'agissant de la *sécurité d'approvisionnement à long terme* en raison des besoins en électricité accrus qu'induisent la décarbonisation (besoins d'importation en hausse) et l'abandon de la production pilotable d'électricité fossile à l'étranger (possibilités d'importer). La sortie de l'énergie nucléaire, imminente en Allemagne et à moyen et long termes en Suisse, vient s'y ajouter. La loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prévoit des mesures visant à assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme (développement plus rapide et conséquent de la production électrique d'origine renouvelable en Suisse selon les valeurs cibles prévues, développement de la production hivernale priorisant l'énergie hydraulique d'accumulation, la réserve d'énergie, l'efficacité énergétique). Les mesures prévues qui visent à accélérer la procédure pour les installations de production électrique d'origine renouvelable et l'exploitation des potentiels d'efficacité existants contribuent aussi à long terme à la sécurité d'approvisionnement. Il convient de continuer à suivre de près l'évolution à moyen et long termes de la sécurité d'approvisionnement en électricité et les analyses nécessaires doivent être régulièrement mises à jour.

4 Développement du réseau

Reliant la production à la consommation, les réseaux électriques sont essentiels à l'approvisionnement en énergie. Eu égard à la transformation du système énergétique en Suisse et en Europe, il est important de les adapter à la nouvelle donne, notamment à la modification des flux sur le réseau de transport et aux réinjections provenant des réseaux de distribution, qui font varier la répartition entre les importations et les exportations aux frontières du pays par rapport à la situation actuelle. De plus, l'infrastructure de réseau doit pouvoir garantir de manière suffisante le transport de l'électricité en Suisse malgré l'arrêt des centrales nucléaires du pays.

La loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Stratégie Réseaux électriques)¹⁸ a donc été élaborée dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. Elle améliore les conditions-cadres pour l'optimisation et le développement des réseaux d'électricité. Par ailleurs, il conviendra à l'avenir d'accroître régulièrement l'efficacité de ces derniers grâce à la régulation Sunshine et de mieux exploiter la flexibilité. En outre, il faut définir des conditions-cadres pour les réseaux d'hydrogène et de chaleur.

4.1 Stratégie Réseaux électriques

La loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Stratégie Réseaux électriques) améliore les conditions-cadres et pose ainsi de meilleures bases pour l'optimisation et le développement requis des réseaux d'électricité. Les nouvelles dispositions de la loi et des ordonnances concernées sont entrées en vigueur, pour la plupart, le 1^{er} juin 2019, le reste s'appliquant depuis juin 2020 et 2021.

Voici les quatre axes principaux de la Stratégie Réseaux électriques:

1. Directives pour l'optimisation et le développement des réseaux d'électricité en Suisse
2. Optimisation de la procédure d'approbation pour les projets de lignes électriques
3. Critères et directives pour la prise de décision entre une ligne souterraine et une ligne aérienne
4. Amélioration de l'acceptation et de la transparence des projets de lignes électriques

Scénario-cadre pour la planification du réseau d'électricité

Le scénario-cadre dans le domaine de l'économie énergétique constitue un élément important de la Stratégie Réseaux électriques: conformément à l'art. 9a LApEI, l'OFEN l'établit en tant que fondement à la planification du réseau de transport (niveau de réseau 1, 380/220 kV) et des réseaux de distribution d'électricité suprarégionaux (niveau de réseau 3, entre 36 et 220 kV), l'objectif étant d'aménager de façon optimale les réseaux électriques pour répondre aux futures évolutions dans le secteur suisse de l'énergie. Ce scénario-cadre est crucial pour maintenir la sécurité d'approvisionnement en raison des longs cycles de planification, d'autorisation et de réalisation des réseaux de transport et des réseaux de distribution d'électricité suprarégionaux.

¹⁸ Cf. www.developpementreseaux.ch.

Les objectifs de politique énergétique de la Confédération, les données de référence macroéconomiques et le contexte international sont pris en compte en la matière. Les gestionnaires de réseau utilisent dès lors les mêmes hypothèses concernant le développement des installations de production, l'évolution de la consommation d'électricité et les autres moteurs de l'extension du réseau. Réalisées sur la base de ce scénario-cadre, leurs simulations du marché et du réseau présentent les flux d'électricité, qui comprennent éventuellement les importations supplémentaires pendant les semestres d'hiver. Le scénario-cadre est examiné tous les quatre ans et mis à jour si nécessaire. Le 23 novembre 2022, le Conseil fédéral a approuvé le premier scénario-cadre, que l'OFEN a élaboré avec la participation d'un vaste groupe d'accompagnement¹⁹. Les prescriptions seront intégrées dans la planification pluriannuelle régulière subséquente des gestionnaires de réseau. Par exemple, après l'approbation du scénario-cadre, Swissgrid, le gestionnaire national du réseau de transport, commencera à mettre à jour sa planification pluriannuelle du réseau sur le long terme intitulée «Réseau stratégique 2040», qui présente et justifie les projets de réseaux prévus à l'horizon 2040.

Optimisation de la procédure d'approbation pour les projets de lignes électriques

En ce qui concerne les installations du réseau de transport, la procédure de plan sectoriel et la procédure d'approbation des plans durent souvent plusieurs années. Les mesures de la Stratégie Réseaux électriques devraient réduire la durée moyenne de procédure pour les projets de lignes du niveau de réseau 1 et la porter à une durée comprise entre 4 à 8 ans, contre 5 à 13 ans actuellement.

L'OFEN observe la durée et l'état de la mise en œuvre des projets de réseaux qui figurent dans la planification stratégique actuelle de Swissgrid («Réseau stratégique 2025») et d'autres projets d'extension du réseau de transport qui ont parfois été initiés par des tiers. Le champ thématique «Développement du réseau» des rapports de monitoring annuels fournit des informations détaillées à ce sujet (OFEN, 2021). Les modifications législatives apportées dans le cadre de la Stratégie Réseaux électriques étant entrées en vigueur récemment, l'efficacité des nouvelles dispositions n'a pas encore pu être étudiée en détail dans la pratique. De manière générale, la mise en place de délais d'ordre pour la procédure de plan sectoriel et la procédure d'approbation des plans permet désormais à l'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI) et à l'OFEN de fixer des délais plus courts pour le dépôt des avis ou des compléments à un projet, par exemple, en se référant à ces nouveaux délais d'ordre ou de réduire ou de refuser les demandes de prolongation de délai. Cela pourrait se traduire par des procédures un peu plus courtes. Cette mesure ne peut toutefois être efficace que dans les cas où les investigations nécessaires sont effectivement réalisables dans un délai plus restreint. De plus, les petites modifications techniques et les travaux d'entretien des installations électriques peuvent dorénavant être exécutés sans approbation des plans dans des circonstances précises. Certains travaux d'assainissement ou certaines adaptations des installations du réseau de transport sont dès lors réalisables sans autorisation préalable et donc plus rapidement. Les projets exemptés d'autorisation ne font toutefois pas l'objet du monitoring. Par conséquent, l'efficacité de cette mesure en matière d'accélération du développement du réseau n'est pas quantifiable.

¹⁹ Sont notamment représentés les cantons (Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie [EnDK]), la société nationale responsable du réseau de transport de l'électricité (Swissgrid SA), les autres gestionnaires de réseau (Association des entreprises électriques suisses [AES], Swisspower), les exploitants de centrales hydroélectriques (Association suisse pour l'aménagement des eaux [ASAE]), les Chemins de fer fédéraux (CFF), des associations de protection de l'environnement (Fondation suisse de l'énergie/Alliance-Environnement), le secteur des énergies renouvelables (AEE), l'industrie gazière (Association suisse de l'industrie gazière [ASIG]) et la Commission fédérale de l'électricité (EiCom).

Critères pour la prise de décision entre une ligne souterraine et une ligne aérienne

La loi sur les installations électriques (LIE) indique que toute ligne d'une tension nominale inférieure à 220 kV doit être réalisée sous forme de ligne souterraine, dans la mesure où cela est possible du point de vue de la technique et de l'exploitation (art. 15c LIE). Les coûts totaux d'un enfouissement ne doivent cependant pas dépasser un facteur donné (facteur de surcoût, FS) par rapport aux coûts totaux pour la réalisation d'une ligne aérienne. Si une ligne est enfouie en dépit d'un dépassement de ce facteur, le surcoût ne peut pas être facturé aux consommateurs finaux.

En collaboration avec l'ESTI, l'OFEN suit l'évolution des projets de câblage, notamment pour le niveau de réseau 3, afin de déterminer les effets du FS sur le degré de câblage et les coûts et de procéder à des adaptations éventuelles. Il existe actuellement une grande différence entre le niveau de réseau 3 (réseaux à haute tension) et les niveaux de réseau 5 et 7 (réseaux à moyenne et à basse tension). Un peu plus de 20% seulement des réseaux à haute tension font l'objet d'un câblage, tandis que cette part atteint presque 80% pour les réseaux à moyenne tension et dépasse les 90% pour les réseaux à basse tension (ElCom, 2020d, tableau 4, p. 22). L'instrument n'étant entré en vigueur que le 1^{er} juin 2020, l'impact sur le degré de câblage ne peut pas encore être évalué. L'évolution des parts continuera d'être observée dans les années à venir et la valeur maximale du FS sera adaptée en cas de besoin.

Amélioration de l'acceptation et de la transparence des projets de lignes électriques

L'OFEN a entièrement remanié les pages de son site Internet qui sont consacrées aux réseaux d'électricité²⁰ afin d'améliorer l'information du public sur les aspects importants du développement du réseau et sur les possibilités de participation à la procédure, conformément à l'art. 9e LApEI. Des contenus et des informations sur la Stratégie Réseaux électriques sont proposés, les principaux aspects (p. ex. scénario-cadre dans le domaine de l'économie énergétique) et des sujets tels que «lignes aériennes ou souterraines», le regroupement des infrastructures et les réseaux intelligents (*smart grids*) étant présentés de manière approfondie. Les informations relatives aux procédures d'autorisation ont fait l'objet d'une attention particulière: les différentes phases de la procédure d'autorisation ainsi que les possibilités de participer au plan sectoriel et à la procédure d'approbation des plans sont exposées. La présentation des principaux aspects comprend également des documents pertinents, des bases légales, des communiqués de presse et des liens vers des informations complémentaires.

4.2 Réseau intelligent

La part croissante de production décentralisée d'électricité pose de nouveaux défis aux réseaux électriques, que les réseaux intelligents, ou *smart grids*, contribuent à relever. Le recours aux technologies de l'information et de la communication permet de connecter les producteurs d'électricité, les consommateurs et les sites de stockage et de les coordonner entre eux. Les gestionnaires de réseau reçoivent à brefs intervalles des informations sur la production et la consommation d'énergie et peuvent dès lors optimiser plus facilement la charge du réseau. Offrant une gestion sûre, efficace et fiable des systèmes, les réseaux intelligents concourent à diminuer les besoins de développement du réseau. La transformation des réseaux en *smart grids* constitue donc un autre axe important de la Stratégie énergétique 2050.

²⁰ www.bfe.admin.ch > Approvisionnement > Approvisionnement en électricité > Réseaux d'électricité

Depuis 2018, l'OFEN observe le développement des principaux composants²¹ de ce réseau intelligent pour suivre la progression de cette transformation. Les résultats détaillés sont présentés dans le champ thématique «Développement du réseau» du rapport de monitoring annuel (OFEN, 2021). La brève période d'observation ne permet pas encore de tirer des conclusions sur le rythme de la mise en œuvre. Les compteurs intelligents (*smart meters*) sont un élément central des réseaux intelligents. Leur mise en place est considérée comme une première étape importante dans ce domaine. L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) fixe donc des exigences techniques minimales en la matière et prescrit l'installation de ces systèmes: à l'issue d'un délai transitoire de dix ans à compter de l'entrée en vigueur de l'OApEI début 2018 (soit jusqu'à fin 2027), 80% des installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre aux exigences, les 20% d'installations restantes pouvant être utilisées aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré. Le suivi du déploiement des compteurs intelligents (*smart meter rollout*) révèle cependant qu'environ 20% des clients suisses sont actuellement raccordés au réseau électrique avec un tel compteur.

L'utilisation de systèmes intelligents de commande et de réglage chez les consommateurs finaux et les producteurs est une autre caractéristique principale des réseaux intelligents. Ces systèmes permettent de piloter à distance la consommation, la production ou le stockage de l'électricité pour optimiser la consommation propre ou garantir une exploitation stable du réseau, par exemple. Les systèmes conventionnels de télécommandes centralisées sont encore très présents sur le réseau: on en comptait près de 1,4 million en 2021. En revanche, les systèmes intelligents de commande et de réglage sont encore peu répandus. Ils gagneront toutefois en importance à l'avenir en raison du besoin croissant de flexibilité pour adapter la demande à une production d'énergie toujours plus fluctuante. Proposée par le Conseil fédéral, la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables comprend plusieurs dispositions à ce sujet pour inciter à fournir ces flexibilités (cf. chap. 4.4).

4.3 Tarification

Les coûts de construction, d'exploitation et d'entretien des réseaux électriques sont répercutés aux consommateurs finaux par l'intermédiaire de la tarification du réseau, qui comprend plusieurs éléments: un tarif de base, un prix du travail (en fonction du volume d'énergie prélevé en kWh) et un prix de la puissance (en général, selon la puissance mensuelle maximale en kW). Chaque gestionnaire de réseau fixe ses tarifs du réseau. Les modèles de tarification correspondants divergent parfois fortement en raison du grand nombre de gestionnaires de réseau de distribution d'électricité. Les principes de la tarification sont définis dans la législation relative à l'approvisionnement en électricité (LApEI et OApEI). Sur le niveau de réseau le plus bas (7, basse tension) auquel sont raccordés les petits consommateurs présentant une consommation annuelle inférieure à 50 MWh, l'OApEI impose une part du travail d'au moins 70% pour les tarifs d'utilisation du réseau. Le tarif de base et le prix de la puissance sont davantage prépondérants dans les tarifs des niveaux de réseau supérieurs.

La révision prévue de la LApEI devrait accroître la marge de manœuvre dans la tarification du réseau. Dans un premier temps, les possibilités d'une tarification dynamique du réseau devraient encore être

²¹ Les indicateurs suivants sont pris en considération: compteurs intelligents (*smart meters*), outils de régulation de la tension (transformation), nouveaux systèmes de commande et de réglage, y c. la part de la prestation pilotable sur le réseau (flexibilité).

améliorées (tarifs variables selon les heures, principalement), accentuant dès lors le principe de causalité en la matière. De plus, les consommateurs propres seront mieux protégés contre les discriminations. L'OApEI devrait permettre des modèles plus étendus pour le prix de la puissance, mais ceux-ci nécessitent le déploiement de compteurs intelligents. Par ailleurs, la répercussion des coûts entre les différents niveaux du réseau devrait davantage tenir compte du caractère toujours plus décentralisé de la production. Lors de cette répercussion, les coûts des niveaux de réseau supérieurs sont répartis proportionnellement entre les niveaux de réseau subordonnés. À l'avenir, ils devraient moins peser sur les réseaux dont la part du travail comprend une forte injection locale.

Dans le cadre des débats sur la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, les milieux politiques se demandent si la tarification du réseau devrait à l'avenir reposer davantage sur la distance. Cela engloberait un tarif local (qui ne serait éventuellement pas axé sur les coûts), en plus du changement de paradigmes préconisé en la matière par la faïtière des gestionnaires suisses de réseaux de distribution (Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber). Les études de l'OFEN actuellement disponibles tablent sur de faibles réductions de coûts (Fritz et al, 2021). En particulier, les économies induites au niveau du réseau par la production photovoltaïque locale sont très limitées. En outre, des tarifs liés à la distance seraient incompatibles avec le cadre juridique européen.

4.4 Flexibilités

La part croissante de la production décentralisée accentue le besoin de flexibilité du système électrique. L'exploitation de cette flexibilité par les producteurs et les consommateurs d'électricité permet de mieux coordonner l'offre et la demande, contribuant ainsi à éviter les pénuries sur les réseaux et à mieux intégrer cette production décentralisée. Sur le réseau de transport, Swissgrid utilise déjà les flexibilités pour compenser les fluctuations de fréquence du courant électrique et stabiliser le réseau d'électricité. Elle acquiert ces services-système sur le marché de l'énergie de réglage. À l'avenir, le réseau de distribution aura lui aussi besoin d'une flexibilité accrue à son service pour soutenir son développement efficace et donc plus avantageux. Il n'existe encore aucun marché propre correspondant, notamment car les réseaux de distribution sont très bien développés.

Du côté de la production, le développement des installations photovoltaïques, principalement, offre un potentiel de flexibilité utile au réseau. La régulation de ces installations (écrêtement) peut prévenir les pics de production et, dès lors, les surcharges du réseau. Du côté des consommateurs, l'activation ou la désactivation des applications de consommation (p. ex. chauffe-eau électriques ou pompes à chaleur) recèlent également un potentiel de flexibilité. D'autres offres telles que l'électromobilité s'y ajouteront à l'avenir.

Ces potentiels de flexibilité sont actuellement peu exploités. L'interface entre les gestionnaires des réseaux de distribution et les fournisseurs de flexibilité doit faire l'objet de conditions-cadres réglementaires appropriées pour pouvoir intégrer ces flexibilités à court et moyen termes sur le marché, tout en les utilisant pour éviter les pénuries sur le réseau. Une réglementation correspondante sera ajoutée dans la LApEI dans le cadre de la future loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Le droit d'utiliser des flexibilités sera conféré à chaque producteur, exploitant de stockage ou consommateur final. Si des tiers, y compris des gestionnaires de réseau de distribution, souhaitent employer les flexibilités, ils doivent les réserver contractuellement.

Pour optimiser les coûts de développement du réseau en recourant aux flexibilités, les gestionnaires de réseau devraient éviter d'appliquer d'autres mesures plus coûteuses au niveau du réseau et intégrer le potentiel de flexibilité dans la planification du réseau de leur zone de desserte. Un ajout viendra souligner ce point dans le principe légal ORARE (optimisation du réseau avant renforcement avant extension). Selon ce principe, l'exploitation actuelle du réseau, y compris l'utilisation de la flexibilité, doit d'abord être optimisée avant de renforcer les lignes existantes et, en dernier recours, d'étendre le réseau.

Le stockage et son rôle dans le système électrique

Les modifications du système énergétique requièrent toujours plus de flexibilité. Le défi consiste à disposer d'un volume d'énergie suffisant lorsque celle-ci est consommée, tout en garantissant la stabilité du réseau. Le stockage de l'énergie peut jouer un rôle majeur en la matière. De grandes installations de stockage peuvent contribuer à cette stabilité lorsque la production est faible et la demande forte ou, inversement, lorsque la demande est basse et la production importante. Actuellement, le secteur de l'électricité utilise surtout des centrales à pompage-turbinage. À l'avenir, les installations de stockage conventionnelles seront de plus en plus complétées par des batteries ou un stockage chimique en convertissant l'électricité en gaz.

Une rémunération pour l'utilisation du réseau doit être versée lorsque de l'électricité est retirée du réseau à des fins de stockage, car le principe du prélèvement s'applique en Suisse: les coûts du réseau sont imputés là où l'électricité est prélevée sur le réseau. Un simple stockage autonome sans consommateurs finaux définis ne prélève certes pas de l'électricité «pour sa consommation propre», mais il utilise néanmoins le réseau électrique lors du stockage. Actuellement, les centrales à pompage-turbinage sont explicitement exclues de cette disposition.

Pour garantir une rémunération appropriée aux propriétaires d'installations de stockage décentralisées et autres sources de flexibilité en cas d'accès au service du réseau, le Conseil fédéral propose de réglementer l'usage et la rémunération de la flexibilité au service du réseau de distribution dans le cadre de la future loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Cela engloberait les installations de stockage et autres sources de flexibilité. Cette nouvelle réglementation présente les caractéristiques suivantes:

- La détention des flexibilités est redéfinie pour supprimer les droits de préemption inappropriés des gestionnaires de réseau de distribution.
- Les sources de flexibilité qui prélèvent de l'électricité sur le réseau de distribution (y c. les installations de stockage décentralisées) versent certes une rémunération pour l'utilisation du réseau, mais reçoivent simultanément une indemnisation en raison de leur utilité pour le réseau (moyen de lutter contre les pénuries sur le réseau).
- Il est envisageable de réduire la rémunération pour l'utilisation du réseau dans le cadre des possibilités d'accès octroyées lorsqu'un gestionnaire de réseau de distribution recourt à la flexibilité sur une base contractuelle. Les installations de stockage pourraient également en bénéficier dans une large mesure.

Alliée à une tarification plus souple du réseau, la réglementation de la flexibilité pourrait permettre de fixer des prix plus conformes au principe de causalité pour l'utilisation du réseau par les installations de stockage. Cela ne modifierait en rien les possibilités de commercialiser la flexibilité au service du

marché et du système. Les coûts d'utilisation des flexibilités au service du réseau sont imputables aux gestionnaires de réseau de distribution. Les flexibilités devraient ainsi être davantage exploitées par rapport à un développement conventionnel du réseau.

4.5 Régulation Sunshine et hausse de l'efficacité des gestionnaires suisses de réseau de distribution

Les coûts des réseaux électriques représentent près de la moitié des coûts de l'électricité. Il faut donc une réglementation effective de ces prestations monopolistiques, y compris dans le contexte d'un développement nécessaire. Les réseaux électriques suisses sont très fiables, mais les coûts du réseau des différents gestionnaires de réseau de distribution présentent des écarts considérables, notamment en raison des particularités topographiques des zones de desserte et de l'efficacité divergente. Depuis plusieurs années, l'EiCom teste la «régulation Sunshine» et effectue des comparaisons détaillées entre les gestionnaires de réseau de distribution. Elle examine les coûts et les tarifs, la qualité de l'approvisionnement, les prestations ainsi que la mise en œuvre des obligations de publication et d'information. Les enquêtes révèlent une grande disparité des coûts des gestionnaires de réseau de distribution, que la taille des entreprises ne saurait expliquer. Jusqu'à présent, seuls les gestionnaires de réseau reçoivent ces comparaisons. En revanche, aucune information transparente sur la distribution économe de l'électricité n'est fournie au public, ce qui atténue la nécessité d'adaptation de ces gestionnaires. La révision de la LApEI devrait changer la donne en mettant en place une régulation Sunshine en tant qu'instrument de transparence. L'EiCom obtiendra ainsi une base légale pour réaliser des comparaisons détaillées entre les gestionnaires de réseau de distribution et présenter en toute transparence les résultats à l'opinion publique. Si l'efficacité de l'exploitation du réseau ne s'améliore pas en dépit de la régulation Sunshine, le Conseil fédéral prendra des dispositions en vue d'un encouragement financier supplémentaire pour l'accroître.

4.6 Autres réseaux

En plus des réseaux électriques, la transformation du système énergétique requiert d'autres réseaux qui gagneront en importance à l'avenir:

Réseaux thermiques

Les réseaux thermiques constituent un élément important dans la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 et la réalisation de l'objectif de zéro émission nette, notamment pour l'utilisation des sources locales de rejets de chaleur inévitables et d'énergies renouvelables dans les zones présentant une densité élevée de chaleur ou de froid. De vastes investissements dans des réseaux thermiques ont déjà été réalisés dans les zones urbaines denses en chaleur. Le raccordement de ces réseaux présente encore un grand potentiel. Les Perspectives énergétiques 2050+ tablent quasiment sur un doublement de la consommation du chauffage à distance et de proximité par rapport à la situation actuelle. Compte tenu du potentiel limité des énergies renouvelables disponibles localement, les réseaux de chaleur sont indispensables pour exploiter des sources d'énergie aux températures basses telles que les lacs, les fleuves et la géothermie de moyenne profondeur. Les réseaux thermiques représentent en l'espèce une

technologie fondamentale pour atteindre les objectifs climatiques et assurer une sécurité d'approvisionnement maximale en Suisse. Leur planification et leur réalisation durent toutefois plusieurs années. La complexité des projets, les divergences régionales, politiques et juridiques ainsi que les attentes relatives à la rentabilité placent les constructeurs de réseaux thermiques face à des obstacles significatifs, le facteur temps, et non la technologie, étant le principal défi. Le développement des réseaux thermiques a atteint un moment charnière en raison du futur remplacement de nombreux chauffages à énergie fossile. Il faut donc s'atteler encore plus à supprimer les entraves à son accélération. Les villes, les communes, les cantons et la Confédération souhaitent accentuer ce développement en Suisse. La cheffe du DETEC, ainsi que les présidents de la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK), de l'Association des communes suisses (ACS) et de l'Union des villes suisses (UVS) ont signé une charte correspondante le 18 août 2022 (SG-DETEC, 2022b). De plus, la nouvelle loi sur le CO₂ prévoit des mesures d'encouragement pour les réseaux thermiques.

Réseaux d'hydrogène

Selon les Perspectives énergétiques 2050+, l'hydrogène et d'autres carburants et combustibles à base d'électricité renouvelable peuvent grandement contribuer à la réalisation de l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050. Agent énergétique flexible, l'hydrogène vert peut permettre d'utiliser des énergies renouvelables dans tous les secteurs et faire dès lors du couplage de ceux-ci l'élément central d'une industrie énergétique décarbonée. Il reste cependant rare et ne devrait à terme être employé que lorsque cela est le plus judicieux sur les plans écologique et économique, soit principalement dans le trafic longue distance, lourd, aérien et maritime et dans l'industrie, en tant que matière première et pour préparer la chaleur des processus à haute température. À l'avenir, la Suisse devrait être tributaire des importations d'hydrogène vert, car la demande d'électricité issue des énergies renouvelables progressera et leur potentiel de développement est limité dans le pays.

Outre l'utilisation et l'acquisition ou la production d'hydrogène, le transport et le stockage jouent un rôle majeur. Le transport peut être réalisé en surface, par la route, le rail ou par bateau, ou dans des pipelines en tant qu'hydrogène pur ou, jusqu'à une certaine mesure, comme mélange dans le réseau de gaz existant. Dans ses travaux relatifs à une stratégie sur l'hydrogène, l'OFEN analyse également les questions liées à l'infrastructure (production, transport, stockage, répartition, consommation) et à l'organisation d'une éventuelle réglementation du réseau.

Réseaux de CO₂

Il ressort des Perspectives énergétiques 2050+ que les émissions de gaz à effet de serre pourront diminuer jusqu'en 2050 grâce aux technologies déjà connues. Des émissions résiduelles difficilement évitables de quelque 12 millions de tonnes demeureront toutefois, principalement dans l'agriculture, la valorisation thermique des déchets, la production de ciment et d'autres processus industriels. Il sera donc nécessaire de recourir à des technologies de captage et de stockage du CO₂ (*carbon capture and storage*, CCS) et à des technologies d'émission négative (*negative emission technologies*, NET) en Suisse et à l'étranger (Prognos/TEP Energy/Infras, 2020). Le développement des NET et des CCS en Suisse requerra la construction d'infrastructures de transport et de stockage du CO₂. Une étude récente²² et un projet en cours²³ confirment la faisabilité de ces infrastructures, tout en précisant que

²² CO2NET: Grobes Design und Kostenschätzung für ein CO₂ Sammel-Netzwerk in der Schweiz ([Lien](#))

²³ DemoUpCARMA: Demonstration und Upscaling von Kohlenstoffdioxid-Management-Lösungen für Netto-Null-Schweiz ([Lien](#))

leur construction engendrera des coûts et une consommation d'énergie élevés. En outre, la réglementation des réseaux de CO₂ au niveau fédéral nécessiterait de modifier la Constitution suisse. La motion 20.4063 «Faire la lumière sur la protection du climat, la sécurité énergétique et l'exploitation des infrastructures grâce à l'exploration du sous-sol» réclame une amélioration de cette exploration en Suisse. Le 18 mai 2022, le Conseil fédéral a approuvé un rapport qui expose les mesures et les conditions-cadres permettant de développer les CCS et les NET à l'échelle requise d'ici à 2050 (Conseil fédéral, 2022c). La recherche énergétique se penche également sur les questions relatives aux CCS et aux NET.

4.7 Conclusion

La Stratégie énergétique 2050, la transformation subséquente du système énergétique et les évolutions au niveau international placent les réseaux face à de nouvelles exigences. La Stratégie Réseaux électriques a amélioré les conditions-cadres pour le développement du réseau: la planification de ce dernier sera mise en œuvre efficacement et selon des critères clairement définis. Les nouvelles dispositions des lois et des ordonnances sont en vigueur depuis respectivement juin 2019 et juin 2020 ou 2021, de sorte que leur efficacité n'a pas encore pu être vérifiée de manière approfondie dans la pratique. Le besoin de flexibilité croît à mesure que la part de la production décentralisée augmente. Au niveau des réseaux, cette flexibilité peut contribuer à éviter les pénuries et à mieux intégrer cette production décentralisée. En particulier, il sera important à l'avenir d'établir une réglementation efficace en matière de flexibilité, ce qui pose également des exigences pour l'évolution du modèle réglementaire général. Des innovations correspondantes sont prévues dans la future loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. D'autres réseaux (chaleur, hydrogène et CO₂) gagnent eux aussi en importance, en plus des réseaux électriques. Il convient donc d'élaborer les conditions-cadres correspondantes. La Confédération a lancé ces travaux dans le cadre de la législation sur le CO₂, de la loi sur l'approvisionnement en gaz, de la stratégie en matière de chaleur, de la charte sur l'accélération du développement des réseaux thermiques, de l'analyse consacrée à l'hydrogène en réponse au postulat Candinas 20.4709 et dans le domaine des technologies d'émission négative.

5 Analyses de l'impact des instruments et mesures

Différents instruments et mesures sont à disposition pour atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique. Pour les financer, le supplément réseau a été relevé, passant de 1,5 à 2,3 centimes par kWh, lors de l'entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018 de la loi sur l'énergie révisée. Cet argent est versé au fonds alimenté par le supplément, qui sert à financer plusieurs mesures d'encouragement et l'assainissement des cours d'eau. Une vue d'ensemble des principaux instruments et mesures et une brève analyse d'impact figurent en annexe. Les chapitres ci-après analysent de manière approfondie certains de ces instruments.

5.1 Encouragement du photovoltaïque

Impact de la rétribution unique sur les installations photovoltaïques

Pour accélérer le développement du photovoltaïque, la Confédération encourage les installations correspondantes grâce à des rétributions uniques (RU). Celles-ci sont versées après la mise en service et correspondent au plus à 30% des coûts d'investissement d'installations de référence. La RU est financée par l'intermédiaire du supplément réseau. Une première évaluation portant sur les années 2014 à 2017 a révélé que le concept et l'exécution de la RU étaient clairs et cohérents. De plus, la RU tient compte de la rentabilité et des coûts d'investissement, visant ainsi les principaux obstacles au développement du photovoltaïque (INFRAS/Energie Zukunft Schweiz, 2020).

Jusqu'en 2018, les RU n'encourageaient que les petites installations photovoltaïques de 2 à 30 kWp. Cet outil d'encouragement a été étendu en 2018 et comprend désormais deux sous-programmes: les installations photovoltaïques petites et moyennes de 2 à 99,9 kWp bénéficient de la rétribution unique pour les petites installations photovoltaïques (PRU), tandis que les grandes installations à partir de 100 kWp perçoivent une rétribution unique pour les grandes installations photovoltaïques (GRU). Même après cette extension, les petites installations continuent de jouer un rôle important: elles représentent la majeure partie des demandes et, en moyenne des années 2018 à 2020, 60% de la puissance prévue (EBP/Planair, 2021).

L'évaluation montre un effet d'aubaine estimé à quelque 50% pour les installations photovoltaïques tant petites que grandes, même si ces effets sont difficiles à mesurer de manière empirique (EBP/Planair, 2021): selon les informations recueillies, seule la moitié des installations a donc été construite en raison de la RU; l'autre moitié aurait été réalisée de manière similaire même sans contribution d'encouragement. Cet effet d'aubaine élevé repose principalement sur le fait que la consommation propre de l'électricité autoproduite améliore beaucoup plus la rentabilité des installations que la RU, qui est plafonnée à 30% du montant total des investissements. L'effet d'aubaine est d'ailleurs bien plus haut pour les installations présentant une forte consommation propre que pour celles dont la consommation propre est faible. En outre, l'impact de la RU tend à croître avec la taille des installations. En revanche, les effets d'aubaine sont les plus élevés pour les petites installations des particuliers, car la décision d'ériger une installation photovoltaïque repose surtout sur des motifs non économiques, à savoir l'écologie principalement.

Impact de la consommation propre et du regroupement dans le cadre de celle-ci

La possibilité, pour les exploitants d'installations photovoltaïques, d'utiliser directement sur place l'électricité produite est la principale incitation à construire ces installations. Ni la rémunération pour l'utilisation du réseau ni d'autres taxes ne doivent être payées pour cette électricité. De plus, la LEne permet depuis début 2018 un *regroupement dans le cadre de la consommation propre* (RCP): les consommateurs d'un même bâtiment et des biens-fonds avoisinants peuvent employer directement l'électricité produite sur place. La consommation propre et le RCP sont disponibles pour toutes les installations de production d'énergie renouvelable, mais en pratique, il s'agit majoritairement d'installations photovoltaïques. Les dispositions légales relatives à la consommation propre et, en particulier, au RCP sont compréhensibles et ne comportent aucune lacune ou contradiction significative (EBP/Planair, 2021). Leur concrétisation et leur mise en œuvre sont toutefois sujettes à plusieurs incertitudes. La plupart des obstacles au RCP ne concernent pas les nouvelles constructions, mais les

bâtiments existants et la formation de RCP sur plusieurs biens-fonds. La mise en place de l'infrastructure des compteurs, l'interdiction d'utiliser l'infrastructure réseau existante et la charge pour convaincre les locataires comptent parmi les principales entraves.

La consommation propre et les RCP sont primordiaux pour la rentabilité de la plupart des installations. Presque tous les propriétaires d'installations consomment une partie de l'électricité qu'ils produisent. Une faible part recourt en plus à la possibilité d'un RCP. Parfois, les installations photovoltaïques avec une consommation propre particulièrement élevée (p. ex. sur des bâtiments scolaires ou industriels) peuvent même être exploitées rentablement sans rétribution unique. Le taux moyen de consommation propre, c'est-à-dire la proportion de l'électricité autoconsommée par rapport au volume total d'électricité solaire produite, est de 44% pour les propriétaires interrogés lors de l'évaluation (EBP/Planair, 2021). Cette valeur atteint même jusqu'à 71% pour les grandes installations de plus de 500 kW. Presque tous les propriétaires prennent des mesures pour accroître la consommation propre. Les propriétaires fonciers installent, par exemple, des pompes à chaleur et adaptent la consommation électrique des différents appareils ménagers à la production grâce à des capteurs intelligents. Chez les gestionnaires commerciaux de grandes installations photovoltaïques, l'exploitation des machines et installations ayant des besoins élevés et continus en électricité (en général, installations de réfrigération, de chauffage ou d'aération) peut être adaptée à la production électrique. Les grandes installations photovoltaïques sont surtout érigées à des endroits où un taux élevé de consommation propre assure leur rentabilité. Elles sont en revanche rares lorsque les possibilités de consommation propre sont négligeables.

Dans 80% des cas, les modules photovoltaïques des installations réalisées prises en compte dans l'évaluation n'occupent pas la totalité de la surface de toiture appropriée. En moyenne, près d'un tiers de cette surface n'est pas utilisée, voire environ 40% pour les petites installations. Or, ces surfaces représenteraient un potentiel d'économies, car les coûts des unités supplémentaires baissent à mesure que la taille de l'installation augmente. L'utilisation insuffisante de la surface disponible tient surtout à l'ombrage, à l'optimisation de la consommation propre, au manque de ressources financières ou à une autre utilisation du toit.

L'évaluation conclut que l'encouragement du photovoltaïque via la RU et la possibilité d'une consommation propre et d'un RCP fonctionnent bien. Ces outils pourraient néanmoins être améliorés en diminuant les effets d'aubaine de la RU et en utilisant mieux les surfaces de toiture appropriées. Pour réduire les effets d'aubaine, la progression des montants des subventions pourrait être optimisée et celles-ci pourraient être axées sur les grandes installations. La suppression de la contribution de base, qui est pertinente pour les petites installations notamment, et un encouragement à l'aide d'une contribution liée à la puissance uniquement pourraient inciter à mieux utiliser les surfaces de toiture. En outre, les installations qui ne peuvent pas afficher une consommation propre élevée devraient être davantage subventionnées (EBP/Planair, 2021). Concernant l'encouragement ciblé des installations sans consommation propre, le Parlement a décidé de les faire bénéficier d'une RU plus élevée pouvant aller jusqu'à 60%. Cette RU élevée peut être attribuée dans le cadre d'enchères à partir d'une puissance de 150 kW. Le Conseil fédéral a fixé l'entrée en vigueur des modifications d'ordonnances correspondantes pour le 1^{er} janvier 2023.

5.2 Programme Bâtiments

Les bâtiments présentent un fort potentiel pour accroître l'efficacité énergétique et l'utilisation des énergies renouvelables. Lancé en 2010, le Programme Bâtiments est l'un des piliers de la politique énergétique et climatique de la Suisse dans ce domaine. Il soutient financièrement les propriétaires fonciers qui réalisent des mesures visant à réduire la consommation d'énergie et les émissions de CO₂ de leurs immeubles (p. ex. isolation thermique de l'enveloppe du bâtiment, remplacement d'un chauffage fossile ou électrique conventionnel par un système de chauffage reposant sur les énergies renouvelables ou raccordement à un réseau de chaleur). Les rénovations énergétiques intégrales et les nouvelles constructions à haute efficacité qui se démarquent fortement des nouvelles constructions usuelles sont elles aussi soutenues. En outre, les mesures indirectes dans le domaine du conseil, de la formation, du perfectionnement, de l'assurance-qualité et de l'optimisation de l'exploitation sont encouragées depuis 2018.

Le Programme Bâtiments repose sur la loi sur le CO₂, qui précise qu'un tiers du produit de la taxe sur le CO₂ prélevée sur les combustibles, mais au plus 450 millions de francs par an, est mis à sa disposition (affectation partielle). Les cantons sont chargés de sa mise en œuvre. Ils reçoivent directement une partie des fonds disponibles pour leurs propres programmes d'encouragement. En outre, ils perçoivent au plus deux francs supplémentaires issus de la taxe sur le CO₂ pour chaque franc de subvention qu'ils financent eux-mêmes en plus des ressources allouées.

En 2021, les contributions d'encouragement versées dans le cadre du Programme Bâtiments étaient d'environ 361 millions de francs, soit un niveau record depuis le lancement du programme. La croissance a été particulièrement marquée au niveau des projets liés aux installations techniques du bâtiment (+ 75%), en particulier le remplacement des systèmes de chauffage, qui a un fort impact sur les émissions de CO₂. Outre ses effets bénéfiques sur la consommation d'énergie et les rejets de CO₂, le Programme Bâtiments a un impact positif sur la création de valeur et sur l'emploi (Infras, 2020). Entre 2010 et 2021, les contributions d'encouragement versées ont totalisé 2,6 milliards de francs et les mesures réalisées ont permis de réduire la consommation annuelle d'énergie de 2,8 milliards de kWh et les émissions de CO₂ de 0,75 million de tonnes par an.

Une enquête a cherché à déterminer si les rénovations réalisées auraient présenté une qualité similaire sans les subventions du Programme Bâtiments (enquête M.I.S. Trend 2021). Selon ses résultats, la rénovation a été plus complète et plus qualitative grâce aux contributions d'encouragement.

Pendant la session d'automne 2022, le Parlement a adopté la loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique. Cette loi, qui est le contre-projet indirect à l'initiative pour les glaciers, prévoit que le Programme Bâtiments soit doté de 200 millions de francs supplémentaires par année pendant 10 ans pour encourager le remplacement des installations de chauffage à combustible fossile et des chauffages électriques fixes à résistances par une production de chaleur à base d'énergies renouvelables.

5.3 Prime de marché destinée à la grande hydraulique

Depuis 2018, une prime de marché encourage la grande hydraulique existante: les exploitants et les propriétaires de grandes installations hydrauliques suisses dont la puissance est supérieure à 10 MW

peuvent demander une prime de marché pour l'électricité produite qu'ils doivent manifestement vendre sur le marché à un prix inférieur aux coûts de revient. Cette prime s'élève au plus à 1 centime par kilowattheure et par centrale. Elle est financée par le fonds alimenté par le supplément réseau: 0,2 centime par kilowattheure du supplément réseau lui est alloué. Le Parlement a approuvé la prime de marché destinée à la grande hydraulique dans le cadre de la nouvelle LEné du 30 septembre 2016, cette prime étant limitée à cinq ans à compter de son entrée en vigueur (de 2018 à 2022). Elle ne figurait pas dans le projet correspondant du Conseil fédéral sur la Stratégie énergétique 2050 et y a été ajoutée lors des débats parlementaires. Le Parlement a prolongé la prime de marché jusqu'en 2030 dans le cadre de l'initiative parlementaire 19.443. Estimant que l'absence de prime de marché ne mettait pas en péril la poursuite de l'exploitation de la grande hydraulique, le Conseil fédéral s'était opposé à la prolongation.

Le Contrôle fédéral des finances (CDF) a réalisé un audit des subventions de la prime de marché destinée à la grande hydraulique et présenté les résultats correspondants début 2022 (CDF, 2022). Le CDF a axé son audit sur l'organisation de la prime de marché et examiné notamment les dispositions d'exécution figurant dans l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnéR) en vue d'éventuelles améliorations. Le Conseil fédéral pourrait adapter ces dispositions d'exécution dans la perspective de l'entrée en vigueur de la prolongation de la prime de marché. Le CDF a constaté que le besoin et les objectifs de cette prime n'étaient pas présentés de manière transparente et qu'aucune affectation n'était prévue. Les objectifs énoncés explicitement ou implicitement lors de l'élaboration de la prime de marché englobaient en particulier la garantie de la poursuite de l'exploitation des centrales existantes et la prévention des faillites de certaines entreprises en raison de problèmes financiers dans le domaine de la force hydraulique. Selon le CDF, l'organisation de la prime de marché est inappropriée pour promouvoir ces deux objectifs d'une manière économe et efficace, notamment car le subventionnement d'une large partie des coûts de capital imputables n'est pas nécessaire pour poursuivre l'exploitation des centrales et éviter des faillites. Le Conseil fédéral partageait lui aussi cet avis par le passé. Le Parlement ayant prolongé la prime de marché sans apporter de modifications significatives aux dispositions législatives, l'OFEN considère que l'exécution de cette prime ne doit pas fondamentalement changer. De plus, le CDF a déploré que la reconnaissance des groupes d'installations au lieu des installations individuelles ne soit pas clairement justifiable pour certaines centrales au fil de l'eau dans les dispositions d'exécution sur le droit à la prime et puisse potentiellement se traduire par des primes de marché plus élevées. Allant dans le sens du CDF, l'OFEN interprétera plus strictement la définition du groupe d'installations pour les centrales au fil de l'eau. De plus, il examinera plus attentivement à l'avenir si le produit de la prime de marché et les ventes dans l'approvisionnement de base peuvent entraîner une couverture excessive pour certains requérants, ce que le CDF avait également critiqué.

5.4 Expériences concernant l'intérêt national à l'utilisation des énergies renouvelables

Lors de la construction d'infrastructures destinées à produire de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, les intérêts d'utilisation peuvent s'opposer à d'autres intérêts tels que la protection de la nature, du paysage ou de l'environnement. Ces différents intérêts doivent donc être pesés dans le cadre

de la planification et de l'autorisation des installations de production d'électricité²⁴. Depuis l'entrée en vigueur de la version révisée de la LEné le 1^{er} janvier 2018, l'utilisation et le développement des énergies renouvelables revêtent un *intérêt national* pour renforcer la production d'électricité à partir de celles-ci. De plus, cet intérêt national est accordé aux installations nouvelles et existantes à partir d'une certaine taille et d'une certaine importance (art. 12, al. 2, LEné). Le Conseil fédéral a fixé les seuils correspondants pour les centrales hydroélectriques et éoliennes dans l'ordonnance sur l'énergie (OEné)²⁵.

Lorsqu'une autorité ou un tribunal doit décider entre les intérêts de protection et ceux d'utilisation, le nouveau droit confère aux deux requêtes (protection et utilisation) le statut d'intérêt national. Celles-ci doivent donc être considérées comme équivalentes; une pesée des intérêts peut alors être exécutée. Souvent, cette dernière n'est possible que si un projet énergétique concret présente un intérêt d'importance nationale équivalent ou supérieur (cf. art. 6, al. 2, de la loi fédérale sur la protection de la nature et du paysage [LPN], art. 12, al. 3, LEné et art. 5, al. 3^{bis}, de la loi sur les forêts [LFo]²⁶). Cela s'applique en particulier aux zones qui sont inscrites à l'Inventaire fédéral des paysages, sites et monuments naturels d'importance nationale (zones IFP). S'il y a d'autres conflits d'intérêts, par exemple avec la protection des zones alluviales, les réserves ornithologiques, le transport aérien (civil et militaire), les terres arables / surfaces d'assolement et les biotopes ou les forêts, la pratique exige qu'un projet énergétique ait une importance considérable, voire présente un intérêt national pour que l'installation correspondante puisse être autorisée.

L'impact de l'intérêt national sur les procédures d'autorisation et les investisseurs ne peut pas encore être évalué de manière générale. Les procédures concernant les installations hydroélectriques et éoliennes durent très longtemps, parfois plusieurs décennies pour certaines installations, et il existe peu de décisions définitives. En ce qui concerne l'énergie éolienne, le Tribunal fédéral a reconnu dans plusieurs arrêts les seuils fixés pour l'intérêt national²⁷. Dans un premier arrêt sur le parc éolien de Sainte-Croix²⁸, il a explicitement confirmé que le seuil de 20 GWh/an était conforme à la loi et à la Cst. De plus, il a précisé que l'entrée en vigueur de l'art. 12, al. 2 et 3, LEné avait étendu l'intérêt national au profit de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables. Le législateur a conféré à ces installations le même niveau de protection que les objets inscrits à l'IFP par exemple, ce qui dans le cas présent devrait améliorer la probabilité de réalisation par rapport à la situation précédente.

Pour ce qui est de la force hydraulique, au moins huit procédures nécessitant une expertise de la CFNP²⁹, c'est-à-dire présentant une atteinte grave de l'intérêt national de protection, ont été recensées sur cette période. Il s'agit toutefois de projets dont l'intérêt national de l'installation n'est pas contesté, car les seuils sont clairement dépassés ou ne sont manifestement pas atteints.

Jusqu'à présent, le Tribunal fédéral a concrètement décidé du point ci-après en matière de force hydraulique: dans son arrêt sur l'agrandissement du barrage du Grimsel³⁰, il a constaté que le projet

²⁴ Cf. art. 3 de l'ordonnance sur l'aménagement du territoire (OAT; RS 700.1).

²⁵ Cf. art. 8 et 9 OEné.

²⁶ RS 921.0

²⁷ Cf. les arrêts sur les parcs éoliens du Grenchenberg et de Sainte-Croix ainsi que les parcs éoliens EolJorat Sud et Sur Grati.

²⁸ ATF 147 II 319.

²⁹ Tout projet hydroélectrique qui pourrait altérer sensiblement un objet inscrit dans un inventaire fédéral requiert une expertise de la CFNP (art. 7 LPN).

³⁰ ATF 147 II 164

revêtait un intérêt national. Le Tribunal fédéral a cependant approuvé les recours contre le projet pour d'autres motifs (base insuffisante du projet dans le plan directeur). En ce qui concerne l'intérêt national, il est arrivé à la conclusion que l'extension d'une installation ne présente pas automatiquement un intérêt national, même si l'installation existante revêt cet intérêt en raison de sa taille. L'extension doit se traduire par un agrandissement considérable de l'installation existante pour être elle aussi d'intérêt national³¹. Le Tribunal fédéral n'a cependant pas défini la taille à partir de laquelle une extension relèverait de l'art. 12 LEn. Pour lever cette incertitude juridique, le Conseil fédéral a révisé l'OEn en novembre 2021³²: premièrement, il est précisé que les installations hydroélectriques peuvent être autorisées même en l'absence de désignation dans le plan directeur cantonal des tronçons de cours d'eau qui se prêtent à l'utilisation d'énergies renouvelables. Deuxièmement, les projets qui n'ont pas d'incidences importantes sur le territoire et l'environnement ne doivent pas être prévus dans le plan directeur. Troisièmement, les seuils à partir desquels l'agrandissement ou la rénovation d'une centrale hydroélectrique revêt un intérêt national ont été fixés, et un nouveau seuil a été défini pour les centrales à accumulation. Ces précisions juridiques sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2022.

Pendant la session d'automne 2022, le Parlement a adopté des mesures urgentes pour augmenter la production d'électricité en hiver en y intégrant des dispositions visant à simplifier l'octroi de l'autorisation pour le projet du Grimsel. S'agissant du rehaussement du barrage, l'intérêt de la réaliser prime en principe d'autres intérêts nationaux, régionaux et locaux. Les dispositions sont entrées en vigueur le 1^{er} octobre 2022 et sont valables jusqu'au 31 décembre 2025.

Lors de sa séance du 2 février 2022, le Conseil fédéral a mis en consultation un projet visant à accélérer les procédures relatives au développement des énergies renouvelables (cf. chap. 2.2.3).

5.5 Expériences relatives aux allègements fiscaux étendus destinés aux bâtiments

La Stratégie énergétique 2050 a introduit deux nouveautés au niveau de l'impôt fédéral direct: la déductibilité des frais de démolition en vue d'une construction de remplacement et la possibilité de reporter sur plusieurs périodes fiscales les frais d'investissement et de démolition destinés à économiser l'énergie. Au lieu de rénovations partielles, un nombre accru de rénovations intégrales devrait être réalisé, car ces dernières sont plus judicieuses sur le plan énergétique. Ces nouveautés ayant une incidence simultanée sur l'impôt fédéral direct ainsi que sur les impôts cantonaux et communaux, les lois fiscales cantonales ont dû être adaptées en l'espace de deux ans. Les nouvelles dispositions sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2020 dans tous les cantons, sauf celui de Lucerne. Comme ce canton n'encourage pas fiscalement les économies d'énergie et la protection de l'environnement, il n'était pas tenu de transposer les dispositions étendues dans sa loi fiscale. Début 2021, les documents relatifs à la déclaration de revenus 2020 ont informé les contribuables de ces nouveautés.

Les déductions fiscales n'ayant pu être imputées pour la première fois qu'avec les impôts de 2020, l'impact énergétique des nouvelles mesures ne peut pas encore être évalué. De plus, l'Administration

³¹ En mai 2019, le Tribunal administratif du canton de Berne avait reconnu l'intérêt national du projet en raison de la production totale considérable et de la capacité de stockage de l'installation (arrêt du 21 mai 2019 du Tribunal administratif du canton de Berne [100.2017.125/126U]).

³² Cf. communiqué de presse du 24 novembre 2021 du Conseil fédéral (Bundesrat, 2021).

fédérale des contributions (AFC) ne connaît pas le volume des rénovations de bâtiments destinées à économiser l'énergie, car les mesures d'économie d'énergie et de protection de l'environnement ne sont pas présentées de manière distincte dans la déclaration de revenus. Selon des estimations de l'AFC datant de 2016, la diminution des recettes de la Confédération et des cantons serait comprise entre 155 et 275 millions de francs par an. Ces estimations reposent toutefois sur un faible volume de données et comportent dès lors des incertitudes (cf. avis du Conseil fédéral sur l'interpellation Badran 18.4293). Par conséquent, l'impact énergétique ne peut pas être estimé. Par rapport à un encouragement direct, on peut cependant préciser que les effets d'aubaine des déductions fiscales relatives aux rénovations énergétiques des bâtiments devraient représenter entre 70% et 80% (AFC, AFF, OFEN, OFL, 2009; BFE, 2015), soit un niveau sensiblement plus élevé que dans le cadre d'un encouragement ciblé ou du Programme Bâtiments³³.

5.6 Conclusion

L'objectif de développement 2020 visé à l'art. 2, al. 1, L'Ene pour les nouvelles énergies renouvelables a pu être atteint principalement grâce au photovoltaïque. Sur le plan économique, la consommation propre de l'électricité autoproduite a joué un rôle plus important à cet égard que l'encouragement à l'aide des RU. Le système d'encouragement basé sur ces dernières et sur la consommation propre a globalement fait ses preuves et devrait être maintenu sans modification significative. Pour réaliser l'objectif de développement 2035 en matière d'énergies renouvelables (hors force hydraulique), il faut construire davantage d'installations photovoltaïques sur les bâtiments consommant peu d'énergie, tels que les entrepôts et les bâtiments agricoles. L'encouragement devrait donc être axé précisément sur ces bâtiments. De même, il devrait être optimisé afin que toute la surface de toiture appropriée soit davantage utilisée au lieu de viser une simple maximisation de la consommation propre. Ce point est déjà concrétisé par la mise en place d'une RU élevée dès 2023 (cf. ci-dessous), qui peut couvrir jusqu'à 60% des coûts des installations de référence (au plus 30% jusqu'à présent) pour les installations sans consommation propre. On incite ainsi plus fortement à couvrir entièrement de panneaux photovoltaïques les grandes toitures appropriées. En outre, la contribution de base de la RU sera supprimée à partir de 2023 pour toutes les installations d'une puissance supérieure à 5 kW, de sorte que les installations plus grandes tendront à être plus rentables que celles qui sont plus petites. De plus, les obstacles aux RCP devraient être encore réduits. Selon le droit en vigueur, les outils d'encouragement de la production d'électricité d'origine renouvelable sont limités jusqu'à fin 2022 (rétribution de l'injection) et jusqu'en 2030 (contributions d'investissement). Grâce à la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Conseil fédéral entend prolonger cet encouragement jusqu'en 2035 – en le coordonnant sur le plan temporel avec l'objectif légal pour 2035 – et le rendre plus proche du marché. Le Parlement a déjà approuvé durant la session d'automne 2021 de larges pans des modifications du système d'encouragement qu'avait proposées le Conseil fédéral – à la suite de l'initiative parlementaire 19.443 «Promouvoir les énergies renouvelables de manière uniforme. Accorder une rétribution unique également pour le biogaz, la petite hydraulique, l'éolien et la géothermie». Le Conseil fédéral a fixé l'entrée en vigueur des révisions d'ordonnances correspondantes au 1^{er} janvier 2023.

³³ Les commentaires se réfèrent uniquement aux déductions fiscales pour les rénovations énergétiques des bâtiments et ne sauraient être étendus à d'autres déductions, p. ex. pour les investissements dans des installations photovoltaïques.

Les projets photovoltaïques ne sont guère retardés par des procédures, tandis que les projets hydrauliques et éoliens durent souvent plus de 15 ans entre leur lancement et leur mise en service. Le Conseil fédéral souhaite accélérer les procédures concernant le développement des énergies renouvelables et a mis en consultation un projet correspondant.

En raison principalement de la longue durée des procédures, très peu d'expériences ont été recueillies sur l'intérêt national prévu depuis 2018 pour le développement des énergies renouvelables. Davantage de décisions définitives sont nécessaires pour pouvoir évaluer l'impact de cet intérêt national sur ce développement, sur la propension à investir, sur l'environnement ou sur l'aménagement du territoire. De même, les conséquences énergétiques des nouvelles déductions fiscales concernant les frais de démolition en vue d'une construction de remplacement et la possibilité de reporter sur plusieurs périodes fiscales les frais d'investissement et de démolition destinés à économiser l'énergie ne peuvent pas encore être estimées, car ces déductions ont été accordées pour la première fois lors de la déclaration de revenus 2020.

Le Programme Bâtiments soutient financièrement les propriétaires fonciers en cas de mesures directes qui réduisent la consommation d'énergie et les émissions de CO₂. En outre, les mesures indirectes dans le domaine du conseil, de la formation, du perfectionnement, de l'assurance-qualité et de l'optimisation de l'exploitation sont encouragées depuis 2018. Grâce à ce programme, les rénovations sont plus complètes et de meilleure qualité.

6 Viabilité économique

La Suisse veut réduire ses émissions de gaz à effet de serre à zéro émission nette d'ici à 2050. Le Conseil fédéral a concrétisé ce plan par la «stratégie climatique à long terme de la Suisse» (cf. encadré au point 1.1). Parallèlement, la Suisse poursuit le développement de la Stratégie énergétique 2050, qui vise la sortie progressive de l'énergie nucléaire, l'accroissement de l'efficacité énergétique et de la part des énergies renouvelables ainsi que la réduction des émissions de CO₂ liées à l'énergie. Ce faisant, le niveau élevé de la sécurité d'approvisionnement et la viabilité financière de l'approvisionnement énergétique de la Suisse doivent être maintenus. C'est pourquoi le rapport de monitoring annuel apporte un éclairage sur les dépenses et les prix.

Pour évaluer la viabilité économique, il importe aussi de connaître ce que la transformation du système énergétique et la mise en œuvre de l'objectif de zéro émission nette de la Suisse signifie pour l'économie de notre pays. Les Perspectives énergétiques 2050+ montrent par des scénarios que l'objectif de zéro émission nette est techniquement réalisable d'ici à 2050 et que les investissements supplémentaires nécessaires à cet effet jusqu'en 2050 sont finançables. Dans le scénario ZÉRO base, ces investissements sont supérieurs de 8%, soit 73 milliards de francs, aux 1 400 milliards de francs qui seraient de toute manière nécessaires jusque-là pour rénover et remplacer les éléments du système énergétique³⁴.

Outre les coûts directs, la transformation du système énergétique pour atteindre zéro émission nette à l'horizon 2050 a aussi des effets sur l'ensemble de l'économie. En effet, la structure économique, le prix des marchandises, la consommation et le commerce extérieur s'adapteront au monde largement

³⁴ Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan (2021) *Energieperspektiven 2050+ - Technischer Bericht*. Documentation complète des travaux (en allemand), sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), Berne.

décarboné. Quels sont les effets probables sur le bien-être, le PIB et l'emploi? Ces questions ont été examinées dans le cadre des travaux des *Perspectives énergétiques 2050+. Effets économiques*³⁵. Les principaux résultats sont reproduits dans la présente section.

Comme le Conseil fédéral l'explique dans sa stratégie climatique à long terme³⁶, le but d'une réduction à zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050 «est d'éviter de dangereuses perturbations du système climatique et d'atténuer ainsi les effets négatifs des changements climatiques (...) et des coûts qu'ils engendrent». Par sa politique climatique nationale, la Suisse apporte sa contribution à la réalisation de ce but. Cette étude ne prend pas en compte les coûts générés par les dommages au climat (ou l'utilité d'éviter ces coûts). Elle se concentre sur le calcul des effets économiques pour la Suisse des mesures visant à atteindre l'objectif mondial de zéro émission nette conformément à l'Accord de Paris. Diverses études^{37,38,39} montrent que les coûts d'une renonciation globale à agir seraient potentiellement très élevés. Cette étude offre donc un tableau incomplet, qui ne suffit pas à la pesée des coûts et de l'utilité que suppose une politique climatique et énergétique ambitieuse pour la Suisse.

Les conséquences économiques induites par la transformation du système énergétique et la réalisation de l'objectif de zéro émission nette sont calculées dans un modèle d'équilibre général. Outre le scénario «Poursuite de la politique actuelle» (PEA), on a défini divers scénarios KLIMA MIX qui aboutissent à une réduction des émissions de gaz à effet de serre et à une transformation du système énergétique tout en étant – contrairement au scénario PEA – compatible avec l'Accord de Paris. Les scénarios KLIMA MIX ne représentent pas un cavalier seul de la Suisse, ils correspondent aux efforts de tous les pays du monde en direction du zéro net (à l'horizon 2050 pour la Suisse et l'Union européenne (UE) et d'ici à 2070 pour les autres régions du monde, selon le modèle). En effet, une telle réduction globale des gaz à effet de serre est nécessaire pour limiter les effets sur le changement climatique conformément à l'Accord de Paris. Dans cette étude, les résultats des scénarios KLIMA MIX sont toujours présentés comme des écarts par rapport au scénario de référence PEA. Si l'on parle d'effets négatifs sur le bien-être ou sur le PIB, il ne faut pas comprendre que le bien-être ou le PIB baissent en valeur absolue, mais qu'ils progressent moins vite que dans le scénario PEA, les effets négatifs du changement climatique sur le bien-être et le PIB (le coût de l'inaction) n'entrant pas dans les calculs, comme nous venons de le voir. De même, les éventuels effets positifs exercés sur le développement économique par l'innovation déclenchée par la politique climatique ne sont pas pris en compte.

Il apparaît que l'économie suisse croît jusqu'en 2050 dans tous les scénarios orientés vers l'objectif de zéro émission nette: le bien-être et le PIB⁴⁰ continuent de progresser jusqu'en 2050. Dans le scénario principal KLIMA MIX 1, le bien-être augmente au total de 36% et le PIB de 33% entre 2020 et 2050, mais ils progressent moins vite dans les scénarios KLIMA MIX que dans le scénario de référence PEA: dans le scénario KLIMA MIX 1, ils augmentent chaque année jusqu'en 2050 moins vite que dans le

³⁵ Office fédéral de l'énergie (2022): *Perspectives énergétiques 2050+. Effets économiques. Résumé des principales conclusions*.

³⁶ *Stratégie climatique à long terme de la Suisse*, Conseil fédéral 2021, consultable sous: [Stratégie climatique à long terme 2050](#).

³⁷ Stern (2006): *Stern Review – The economics of climate change*: L'économiste britannique Nicholas Stern estime les coûts annuels d'un réchauffement climatique effréné au cours des deux siècles à venir à environ 5-20% de la performance économique.

³⁸ OCDE (2015): *Les conséquences économiques du changement climatique*. Selon le réchauffement (+1,5 ou +4,5°C), l'OCDE suppose des coûts compris entre 1 et 3,3% du PIB (2060) ou 2 et 10% du PIB (2100).

³⁹ [GIEC \(IPCC\): AR5 Synthesis Report: Climate Change 2014](#): Cinquième rapport sur l'état des connaissances publié par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC).

⁴⁰ La notion économique de bien-être utilisée en l'occurrence comprend les possibilités de consommation et les loisirs de la population indigène. Par contre, le PIB représente la valeur des biens et services produits dans le pays pour autant qu'il ne s'agisse pas de prestations préalables entrant dans la production d'autres biens et services.

scénario PEA à raison de 0,04% (bien-être) et de 0,07% (PIB). Mais cet effet est très modéré en regard de la transformation massive de l'ensemble du système énergétique requise et vu qu'un changement climatique effréné causerait très probablement à long terme un préjudice plusieurs fois supérieur si l'on considère le coût des dommages et de l'adaptation. Près de la moitié des effets sur le bien-être et le PIB calculés sont dus à la politique climatique nationale, tandis que l'autre moitié provient de la politique climatique étrangère. Les effets sur l'emploi sont assez faibles dans l'ensemble pour la Suisse: en 2050, le niveau de l'emploi dans le scénario KLIMA MIX 1 est de 0,1% supérieur à son niveau dans le scénario PEA, alors qu'il lui est légèrement inférieur les années précédentes. Globalement, l'emploi progresse jusqu'en 2050, tant dans le scénario PEA que dans le scénario KLIMA MIX 1. Les effets économiques diffèrent peu entre les divers scénarios KLIM MIX.

Les effets structurels sont mesurés sur la base des modifications de la valeur brute de la production⁴¹ des secteurs. La transformation en direction de l'objectif zéro émission nette induit un léger renforcement de la tendance préexistante de l'industrie vers une société des services encore plus prononcée. Les secteurs économiques générant beaucoup de gaz à effet de serre et ceux consommant beaucoup d'énergie sont plus fortement concernés parce qu'ils doivent consentir des efforts plus importants pour réduire leurs émissions en vue d'atteindre l'objectif de zéro émission nette. Les secteurs de la construction et le secteur énergétique bénéficient de la transformation du système énergétique et des investissements dans l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables en Suisse.

De plus, diverses variantes ont été examinées dans les Perspectives énergétiques 2050+. Outre la variante «Bilan annuel équilibré», qui entre dans la plupart des calculs effectués dans le cadre de l'analyse des effets économiques, il s'agit des variantes «Valeurs indicatives/objectifs de développement» et «Conditions-cadres actuelles». Dans ces deux dernières variantes, la production d'électricité renouvelable suisse est développée moins rapidement que dans la variante «Bilan annuel équilibré» et les importations d'électricité sont plus importantes. L'analyse économique de ces trois variantes alternatives en combinaison avec le scénario KLIMA MIX 1 montre que le bien-être évolue de manière très semblable dans les trois variantes. Ceci est dû au fait que les différences de coûts sont plutôt faibles entre les importations et la production indigène. En comparant ces diverses variantes, il faut considérer que la mesure du bien-être n'intègre pas la thématique de la sécurité d'approvisionnement.

En résumé, on peut qualifier de modérés les effets économiques de la transformation du système énergétique pour atteindre l'objectif de zéro émission nette en 2050, en particulier si l'on considère la nécessaire envergure de cette transformation et les brefs délais à disposition pour y procéder. En outre, l'utilité d'un ralentissement du changement climatique, respectivement les coûts d'un changement climatique effréné ne font pas partie des analyses.

La Commission européenne note également ce qui suit dans son estimation des conséquences des scénarios de décarbonisation ambitieux⁴²: «Les résultats des modélisations se distinguent peu et ils livrent un message cohérent: les effets de la décarbonisation sur le PIB seront limités». La présente étude s'inscrit aussi dans les nombreuses études analysées par le GIEC (IPCC) et elle parvient à la

⁴¹ La valeur brute de la production est en l'occurrence la somme de la valeur de tous les biens et services produits dans un secteur de l'économie suisse.

⁴² Commission européenne (2018): *In-depth analysis in support of the Commission communication COM(2018) 773* (https://ec.europa.eu/clima/system/files/2018-11/com_2018_733_analysis_in_support_en.pdf). Notre traduction.

même conclusion principale: «Les effets de la protection du climat sur le PIB global sont faibles comparativement à la croissance globale du PIB qui est projetée»⁴³.

6.1 Conclusion

Les effets économiques de la transformation du système énergétique conformément à l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050 peuvent être qualifiés de modérés pour la Suisse, eu égard notamment à l'ampleur de cette transformation et à la brièveté des délais à disposition. De plus, l'utilité de freiner le changement climatique, n'est pas encore comprise dans ces analyses. Il en va de même de l'innovation déclenchée par la politique climatique et des avantages potentiels inhérents à un rôle de pionnier dans le développement technologique. Quant aux effets négatifs sur l'économie qu'entraînerait un changement climatique effréné dans le scénario PEA, ils ne sont également pas pris en compte.

7 Conséquences environnementales

La dimension environnementale de l'approvisionnement en énergie est inscrite à l'art. 89 Cst. et à l'art. 1 LEné, selon lequel un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement doit être recherché. L'approvisionnement en énergie et les mesures de la Stratégie énergétique 2050 ont plusieurs conséquences sur l'environnement, notamment sur les cours d'eau, sur l'utilisation des sols, sur la biodiversité ou sur l'agriculture. Ces aspects environnementaux sont d'autant plus importants que la nouvelle loi sur l'énergie opère un changement de paradigmes en faveur des énergies renouvelables et du développement des installations correspondantes, sans pour autant assouplir la loi sur la protection de l'environnement ni la loi fédérale sur la protection des eaux. Par ailleurs, les mesures de la Stratégie énergétique 2050 apportent une contribution majeure aux objectifs climatiques de la Confédération. Le développement des énergies renouvelables est déterminant pour réduire les émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie.

Les mesures destinées à atteindre les objectifs énergétiques et les objectifs de protection de l'environnement peuvent se soutenir mutuellement et s'influencer favorablement. Par exemple, le Conseil fédéral indique clairement dans son contre-projet à l'initiative biodiversité qu'il est possible de promouvoir la biodiversité sans remettre en question les objectifs de la stratégie énergétique. Il existe des synergies directes par exemple au niveau des mesures qui réduisent les émissions de gaz à effet de serre dans les écosystèmes affectés ou qui augmentent leur captation et leur stockage dans les écosystèmes (p. ex. régénération des habitats, gestion adaptée des espaces verts et des terres cultivables, utilisation plus extensive du territoire et des forêts). Rentables, ces solutions basées sur la nature exploitent de manière ciblée son potentiel pour la protection du climat. L'assainissement écologique de la force hydraulique a lui aussi plusieurs effets positifs: il promeut la biodiversité tout en améliorant l'adaptation aux changements climatiques (accès à des zones aux températures plus clémentes dans les cours d'eau d'altitude grâce au rétablissement de la migration des poissons). On peut également citer à titre d'exemple l'encouragement du photovoltaïque, qui réduit les émissions de CO₂ et contribue à la réalisation des objectifs énergétiques.

⁴³ GIEC (2022), *AR 6 Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change, Summary for Policymakers*, C.12.2. Le GIEC analyse diverses études qui, comme la présente, approfondissent l'examen des effets de la protection du climat sans prendre en compte les coûts du changement climatique.

En 2019, le Conseil fédéral a décidé d'abaisser les émissions de gaz à effet de serre jusqu'à un niveau de zéro émission nette à l'horizon 2050. Il a réaffirmé et concrétisé cet objectif dans la stratégie climatique à long terme approuvée en 2021. Pour ce faire, il faut notamment développer fortement les énergies renouvelables. Il convient donc d'appréhender conjointement la politique énergétique et la politique climatique, car elles sont étroitement liées et se soutiennent mutuellement. La politique énergétique et la politique environnementale peuvent cependant présenter des conflits d'objectifs et d'intérêts. Par exemple, les Perspectives énergétiques 2050+ tablent sur une hausse de la production hydraulique de 36,7 TWh actuellement à 38,6 TWh, ce qui accroîtrait la charge pesant sur les écosystèmes aquatiques.

Le DETEC élabore des moyens auxiliaires pour gérer ces conflits d'intérêts. Par exemple, l'OFEN, l'Office fédéral du développement territorial (ARE) et l'Office fédéral de l'environnement (OFEV) rédigent actuellement une nouvelle aide à l'exécution «Recommandations en matière de force hydraulique», qui présente la procédure des cantons pour inscrire dans le plan directeur, conformément à la loi, les tronçons de cours d'eau qui se prêtent à l'exploitation de l'énergie hydraulique, comme les cantons sont tenus de le faire en vertu de l'art. 10 LEne. La consultation est prévue à l'été 2023.

7.1 Évolution des émissions de CO₂ liées à l'énergie

L'utilisation de combustibles et carburants fossiles tels que l'huile de chauffage, le gaz naturel, le charbon, l'essence ou le diesel, à des fins énergétiques engendrent des émissions de CO₂ liées à l'énergie qui représentent près des trois quarts des émissions totales de gaz à effet de serre en Suisse. Ces émissions de CO₂ liées à l'énergie se produisent surtout lors du chauffage des bâtiments, de la production de biens industriels ainsi que dans le trafic routier et aérien. Grâce à l'utilisation accrue d'agents énergétiques pauvres en CO₂ ou exempts de CO₂, les émissions correspondantes liées à l'énergie ont sensiblement reculé, notamment ces dix dernières années environ, en dépit d'une progression constante de la population et de la performance économique. En d'autres termes, la croissance de la population et de l'économie est de plus en plus découplée des émissions de CO₂.

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie sont inscrites au bilan de l'inventaire des émissions de gaz à effet de serre de la Suisse. L'OFEV établit cet inventaire chaque année, conformément aux directives de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). La figure 10 présente l'évolution des émissions de CO₂ liées à l'énergie depuis l'an 2000, par secteur de consommation, selon l'inventaire actuel des émissions de gaz à effet de serre.

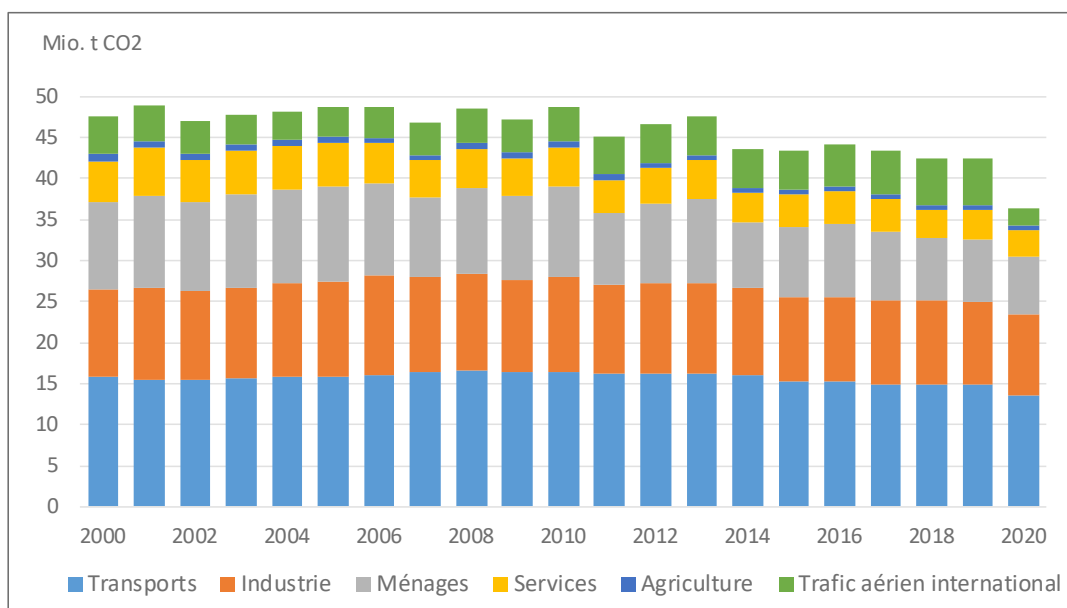


Illustration 10: Évolution des émissions de CO₂ liées à l'énergie depuis l'an 2000, par secteur de consommation, selon l'inventaire actuel des émissions de gaz à effet de serre

Dans le secteur des transports, les émissions de CO₂ liées à l'énergie ont baissé d'environ 2,3 tonnes de CO₂ depuis l'an 2000. L'adjonction de carburants renouvelables a progressé ces dernières années: en 2020, elle représentait presque 4% des ventes totales de carburants. L'efficacité accrue des véhicules et l'expansion de l'électromobilité ont également conduit à une diminution des émissions de CO₂ par kilomètre. Ces effets positifs ont toutefois été presque entièrement compensés par l'augmentation du nombre total de kilomètres parcourus. En 2020, la pandémie de COVID-19 a entraîné une chute brutale des émissions de CO₂ dans les transports d'environ 1,3 million de tonnes par rapport à l'année précédente. L'industrie affiche un recul clair de ses émissions au cours des dix dernières années principalement. En 2020, les émissions de CO₂ étaient inférieures de près de 0,9 million de tonnes à celles de l'an 2000. Bien que réjouissante, cette évolution doit s'accélérer dans les années à venir. Cela vaut également pour les ménages et les services, qui sont souvent considérés conjointement dans le secteur des bâtiments. Depuis l'an 2000, les émissions de ces derniers ont fléchi dans l'ensemble d'environ 5,3 millions de tonnes de CO₂. Les fluctuations annuelles dues aux conditions météorologiques demeurent néanmoins importantes. Les émissions sont sensiblement plus élevées les années où les hivers sont relativement froids, ce qui souligne la dépendance persistante vis-à-vis des systèmes de chauffage fossiles. Dans l'agriculture, les émissions de CO₂ liées à l'énergie ont une importance moindre. Les gaz à effet de serre tels que le méthane et le protoxyde d'azote, qui résultent par exemple de l'élevage ou de l'utilisation d'engrais, sont surtout prépondérants. En revanche, le trafic aérien international joue un rôle de plus en plus majeur. Ses émissions se sont accrues d'environ 1 million de tonnes entre 2000 et 2019. En 2020, elles se sont effondrées en raison de la pandémie (– 3,6 millions de tonnes env. par rapport à l'année précédente), comme pour le trafic terrestre, et étaient même sensiblement en deçà de leur niveau de 1990. Conformément aux directives internationales, les émissions du trafic aérien international ne sont pas prises en compte dans les objectifs climatiques suisses pour 2030. Le Conseil fédéral souhaite lui aussi inclure les émissions du

trafic aérien dans l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050 – comme le réclame l'initiative pour les glaciers – mais uniquement si cela est possible sur les plans technique et scientifique et répond aux prescriptions de l'inventaire des émissions de gaz à effet de serre. C'est ce que prévoit le contre-projet direct à l'initiative. La loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique va dans le même sens.

Malgré la forte influence de la pandémie de coronavirus, la Suisse n'a pas atteint son objectif de réduction pour 2020 (– 20% par rapport à 1990, tous gaz à effet de serre confondus). La baisse était d'environ 19%. Par rapport à 1990, les émissions de gaz à effet de serre ont reculé de 39% dans le secteur des bâtiments (objectif de 40%), de 8% dans les transports (objectif de 10%) et de 17% dans l'industrie (objectif de 15%). Les autres émissions ont fléchi d'environ 2% (objectif de 10%). L'industrie est donc le seul secteur à avoir atteint ses objectifs.

7.2 Conséquences environnementales des technologies de production d'électricité

Outre les émissions de gaz à effet de serre qui se produisent dans la centrale directement lors de la production, les technologies produisant de l'électricité ont d'autres conséquences sur l'environnement, qui sont régulièrement examinées sur mandat de l'OFEV (treeze, 2021).

Nombre de ces technologies, notamment les énergies renouvelables et le nucléaire, n'émettent pas directement des gaz à effet de serre depuis la centrale. Les émissions indirectes sont toutefois pertinentes pour déterminer les émissions de gaz à effet de serre. Elles sont générées dans les chaînes en amont, par exemple lors de la fabrication des installations des centrales ou de l'extraction et de la préparation des agents énergétiques primaires et secondaires.

La force hydraulique émet le moins de gaz à effet de serre (12,4 g eq.-CO_2^{44}), à l'exception des centrales hydrauliques à pompage-turbinage (169 g eq.-CO_2). Les émissions de ces dernières sont sensiblement plus élevées, car le besoin d'électricité de pompage et ses émissions sont pris en compte. Les émissions de gaz à effet de serre sont également très faibles dans la géothermie (centrale de chauffage; 30,9 g eq.-CO_2), le nucléaire (23,9 g eq.-CO_2) et l'éolien (28,4 g eq.-CO_2). Elles sont un peu plus élevées dans les centrales solaires (de 37,1 à 72 g eq.-CO_2) ou à bois (37,5 g eq.-CO_2), même si elles restent nettement inférieures à celles des énergies fossiles (gaz naturel: de 480 à 743 g eq.-CO_2 ; charbon: de 1070 à 1360 g eq.-CO_2).

L'impact environnemental global constitue un autre indicateur pour évaluer les conséquences sur l'environnement. Celles-ci sont calculées selon la méthode de la saturation écologique et exprimées en «unités de charge écologique» (UCE). Sont prises en compte l'ensemble des émissions polluantes et des ressources utilisées qui sont réglementées sur le plan politique, depuis l'extraction des matières premières jusqu'à l'élimination des déchets. En plus des émissions de gaz à effet de serre, cela englobe les autres émissions polluantes (p. ex. métaux lourds, nitrate ou phosphore), les déchets radioactifs, l'utilisation de l'eau et des sols et les autres charges. Les technologies de production d'électricité d'origine renouvelable sont sensiblement plus respectueuses de l'environnement que les alternatives

⁴⁴ Grammes d'équivalents de CO_2 par kWh d'électricité sur le réseau, selon les données écobilans 2022 de la Conférence de coordination des services de la construction et des immeubles des maîtres d'ouvrage publics (KBOB)

non renouvelables. L'électricité issue des centrales à pompage-turbinage, du biogaz et du bois affiche une charge écologique relativement élevée (valeurs comprises entre 172 et 666 UCE/kWh). Parmi les technologies de production d'électricité examinées, les centrales hydrauliques présentent la charge écologique la plus faible (moins de 77 UCE/kWh). Il convient de noter que la qualité de l'électricité est constante dans une centrale hydraulique à pompage-turbinage. Lorsque l'eau est pompée avec de l'énergie nucléaire, la charge écologique de l'eau turbinée équivaut à celle de l'énergie nucléaire (d'après les garanties d'origine). De plus, des garanties d'origine doivent également être annulées pour les pertes de l'électricité de pompage, qui représentent environ 20% de l'énergie utilisée pour le pompage. Pour ces pertes, on annule surtout des garanties d'origine de l'énergie nucléaire. La charge écologique de l'électricité provenant des usines d'incinération des déchets est de 55 UCE/kWh. En Suisse, le mix moyen livré par les fournisseurs a un impact environnemental global spécifique de 265 UCE/kWh. Des informations détaillées sur le volume total des émissions et sur l'impact environnemental global des différentes technologies de production d'électricité figurent également en annexe (tableau 7).

Dans certains cas, la protection de la nature et des paysages entre en conflit avec leur utilisation pour produire de l'électricité à partir d'énergies renouvelables. Pour renforcer ces dernières, leur usage et leur développement sont réputés d'*intérêt national* depuis l'entrée en vigueur de la version révisée de la LEnE le 1^{er} janvier 2018 (cf. également point 5.4). Si un tribunal doit statuer entre les intérêts de protection et les intérêts de l'utilisation, ces deux requêtes – protection et utilisation – bénéficient du statut d'intérêt national et doivent dès lors être considérées de manière équitable. Les procédures portant sur certains projets d'installations hydrauliques ou éoliennes durent très longtemps et il existe pour le moment peu de décisions définitives. L'impact de l'intérêt national sur la protection de la nature et des paysages ne peut donc pas encore être évalué.

Véhicules électriques

Le nombre de véhicules électriques circulant sur les routes suisses va croissant. Leur part doit continuer d'augmenter fortement pour atteindre les objectifs climatiques. Les véhicules électriques présentent de grands avantages, car ils sont très efficaces, peuvent être alimentés par des énergies renouvelables et émettent localement peu de polluants atmosphériques. En l'espèce, la charge écologique liée à la fabrication des batteries joue également un rôle important. Une étude de l'Institut Paul Scherrer (PSI) a examiné et comparé l'impact environnemental de véhicules de tourisme ayant différentes motorisations (Cox et al., 2020). Elle révèle que la fabrication des véhicules électriques occasionne des charges écologiques et des émissions de gaz à effet de serre supérieures à celles des voitures avec un moteur à combustion principalement en raison de la fabrication des batteries, mais ces émissions plus élevées inhérentes à la production des véhicules électriques peuvent être compensées lors de l'utilisation en Suisse dès 30 000 kilomètres environ grâce à la part élevée d'électricité d'origine renouvelable. En outre, hormis les émissions résultant de l'abrasion des routes, des pneus et, dans une moindre mesure, des freins, les véhicules électriques ne produisent aucune émission polluante directe, contribuant ainsi à améliorer la qualité de l'air dans les agglomérations congestionnées par le trafic routier. À faible vitesse en milieu urbain, ils sont également sensiblement plus silencieux que les véhicules dotés d'un moteur à combustion et diminuent ainsi la pollution sonore en ville. L'usage des matériaux et de l'énergie et la qualité de l'électricité lors de la fabrication des éléments de batterie sont des facteurs importants pour la charge écologique de la production correspondante: à l'avenir, la production des batteries avec des énergies renouvelables progressera

sensiblement y compris en Europe, de sorte que sa charge écologique diminuera encore fortement, notamment en raison des volumes de production plus élevés. Actuellement, la durée de vie des batteries est généralement suffisante pour tout le cycle de vie des véhicules. Des méthodes de recyclage efficaces ou une réutilisation des batteries usagées des véhicules électriques, par exemple pour un stockage stationnaire dans les bâtiments, pourraient encore améliorer l'écobilan des batteries.

7.3 État des assainissements de cours d'eau financés par le supplément perçu sur le réseau

On dénombre en Suisse plus de 1300 installations hydroélectriques. Un millier de ces installations entravent la libre migration des poissons et une centaine d'entre elles portent atteinte au biotope aquatique en raison des variations artificielles de débit. En outre, 500 centrales hydroélectriques et autres installations (p. ex. les collecteurs de gravier et les installations industrielles de prélèvement de gravier) perturbent le régime de charriage des cours d'eau dont sont extraites les matières rocheuses.

Les dispositions légales exigent que des mesures de restauration de la migration piscicole, d'atténuation des éclusées et de réactivation du régime de charriage soient mises en œuvre d'ici à 2030. Dans une première phase, jusqu'en 2014, les cantons ont planifié les mesures sur le plan stratégique et ils ont défini quelles installations seraient soumises à l'obligation d'assainissement. Depuis 2015, les propriétaires d'installations planifient et réalisent les mesures d'assainissement selon les directives des autorités. Sur les 2,3 ct./kWh perçus sur le prix de l'électricité principalement pour promouvoir les énergies renouvelables, 0,1 ct./kWh sont à disposition pour l'assainissement de cours d'eau. À la fin mars 2021, les garanties d'octroi de contributions d'encouragement à l'assainissement de cours d'eau provenant de cette source ont atteint 297 millions de francs, dont 133 millions de francs ont été versés à ce stade.

Selon les rapports établis par les cantons sur l'état de la mise en œuvre des mesures d'assainissement (OFEV, 2020), seule une petite part des mesures prévues étaient achevées à la fin de 2018 (illustration 11). Généralement, dans les projets d'assainissement, les installations hydroélectriques sont déjà nettement plus avancées que les installations sans lien à la force hydraulique (p. ex. les exploitations de gravières).

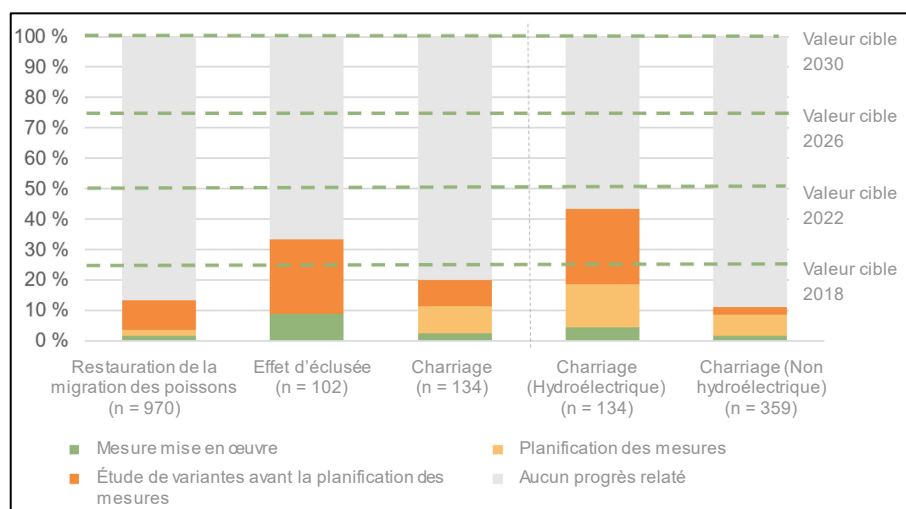


Illustration 11: Aperçu de la réalisation des objectifs dans les domaines de la migration des poissons, des éclusées et des régimes de charriage (état à fin 2018); n = nombre total de projets d'assainissement à réaliser d'ici à 2030 selon la planification stratégique

7.4 Conclusion

Les mesures de la stratégie énergétique contribuent de manière importante à la réalisation des objectifs climatiques de la Confédération, et inversement. Les principes de la stratégie climatique du Conseil fédéral visant à concrétiser l'objectif de zéro émission nette constituent donc une ligne directrice pour le futur développement de la stratégie énergétique. Ils ont déjà été pris en compte dans la future version révisée de la loi sur le CO₂ et dans la nouvelle loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. La transformation de l'approvisionnement en énergie a cependant plusieurs conséquences sur l'environnement, notamment sur les cours d'eau, sur l'utilisation des sols, sur la biodiversité ou sur l'agriculture. D'après les bases scientifiques actuellement disponibles, si l'on considère l'impact environnemental global des différentes technologies de production d'électricité, les énergies renouvelables sont sensiblement plus respectueuses de l'environnement que les alternatives non renouvelables. Leur développement est crucial pour atteindre les objectifs de la stratégie énergétique. C'est la raison pour laquelle l'utilisation et le développement des énergies renouvelables revêtent un intérêt national depuis l'entrée en vigueur de la version révisée de la LEn le 1^{er} janvier 2018. Ils bénéficient donc du même statut que les intérêts dignes de protection lors de la pesée des intérêts. Dans le cadre des modifications de la LEn qui sont prévues pour accélérer les procédures, une conception relative aux énergies renouvelables au sens de l'art. 13 de la loi sur l'aménagement du territoire (LAT) sera mise en place en vue d'une priorisation des installations hydrauliques et éoliennes les plus importantes et les plus appropriées. Une pesée des intérêts conforme à l'étape devra être exécutée pour définir le site dans la conception. Elle devra tenir compte de tous les intérêts majeurs pour évaluer une installation, en particulier les intérêts liés à l'aménagement du territoire, à l'environnement et à l'économie. Les voies de recours des organisations de protection de la nature et de l'environnement seront conservées.

8 Recherche et technologie

8.1 Fonds publics alloués à la recherche énergétique

Les objectifs à long terme de la Stratégie énergétique 2050 impliquent d'autres évolutions technologiques. Pour stimuler celles-ci de manière ciblée, la Suisse a régulièrement augmenté depuis 2005 les fonds publics alloués à la recherche énergétique. On constate en particulier une hausse sensible depuis 2014, dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et du plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée». Cette croissance des fonds est réjouissante, car la mise en œuvre réussie de la Stratégie énergétique 2050 s'appuie sur le développement de technologies et de stratégies. De plus, les progrès de la recherche se renchérissent de manière générale en raison du haut degré de maturité de nombreuses technologies.

En septembre 2020, le Parlement a approuvé le programme d'encouragement de la recherche «Swiss Energy Research for the Energy Transition» (SWEET), grâce auquel le Conseil fédéral entend faire progresser la recherche dans les principaux domaines de la Stratégie énergétique 2050 (Conseil fédéral, 2020). Ce programme complète les outils existants de la Confédération pour l'encouragement de la recherche; il se déroule sur huit ans, de 2021 à 2028. En l'approuvant, le Parlement reconnaît la nécessité de poursuivre les efforts dans la recherche énergétique. SWEET met à disposition d'autres moyens d'encouragement pour la recherche énergétique après la fin du plan d'action et, partant, celle du programme national de recherche (PNR) Énergie (cf. ci-après) et des centres de compétences en matière de recherche (Swiss Competence Centers for Energy Research [SCCER; cf. ci-après]). La poursuite des travaux des chercheurs des SCCER est ainsi assurée sans interruption.

La répartition des fonds dans la recherche énergétique supportée à titre subsidiaire correspond aux principaux axes de la Stratégie énergétique 2050 et englobe les domaines suivants: *utilisation efficace de l'énergie, énergies renouvelables, fondements de l'économie énergétique et transfert et énergie nucléaire*. Depuis 2005 environ, les dépenses ont tendance à fortement progresser dans les domaines de recherche «Utilisation efficace de l'énergie» et «Énergies renouvelables». De plus, la recherche énergétique non technique (fondements de l'économie énergétique et transfert) s'est sensiblement développée depuis 2014, en particulier dans les universités cantonales. Les fonds consacrés à l'énergie nucléaire sont stables depuis 2004, mais leur part dans les dépenses totales a diminué.

La recherche énergétique s'est beaucoup diversifiée ces dix dernières années. Avant 2010, plus des deux tiers des fonds étaient encore utilisés dans le domaine des écoles polytechniques fédérales (domaine des EPF). La part des universités et des hautes écoles spécialisées a progressé depuis (SEFRI, 2020). Cela tient à une recomposition des disciplines qui relèvent désormais de la recherche énergétique (p. ex. pans de la géologie et de l'hydrologie, informatique) et à la recherche réalisée dans le programme national de recherche Énergie [cf. ci-après] (SEFRI, 2020). On ignore encore comment cette tendance réjouissante se poursuivra. Le comportement (p. ex. investissements, modes de vie), qui fait généralement l'objet de recherches dans des instituts de recherche universitaires (p. ex. sociologie, sciences juridiques, économie ou psychologie), jouera également un rôle important dans la réussite de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050.

8.2 Enseignements tirés des programmes de recherche dans le domaine de l'énergie

Entre 2014 et 2019, le programme national de recherche «Énergie» (PNR 70 et PNR 71) a abordé les aspects scientifiques, technologiques et socio-économiques nécessaires à la transformation réussie du système énergétique. Selon le résultat synthétisé de plus de 100 rapports finaux, l'abandon des agents énergétiques fossiles et la sortie du nucléaire à l'horizon 2050 sont techniquement possibles, économiquement intéressants et socialement acceptables. Les recommandations formulées en vue de la mise en œuvre sont rassemblées dans une brochure librement accessible sur le site Internet www.nfp-energie.ch.

Axé sur le long terme, le programme de recherche thématique SWEET permet d'utiliser de manière ciblée dans les hautes écoles les compétences et les capacités développées dans les SCCER. SWEET soutient des projets en partenariat retenus au terme d'un appel d'offres, qui traitent des thèmes de recherche centraux en lien avec les stratégies énergétiques et climatiques et se concentrent sur la recherche appliquée et la démonstration des résultats obtenus. Ce programme est sciemment transdisciplinaire pour tenir compte des dimensions sociales des thèmes de recherche. Pondérés différemment en fonction du thème et de l'axe de recherche, les partenariats regroupent donc des chercheurs issus de domaines techniques et des sciences sociales et humaines ainsi que des représentants de l'industrie et des pouvoirs publics.

En juin 2020, l'OFEN a lancé le premier appel d'offres SWEET consacré à l'«intégration des énergies renouvelables». Après un examen indépendant des treize demandes reçues, quatre partenariats dirigés respectivement par l'EPF de Zurich (EPFZ), l'EPF de Lausanne (EPFL), l'Université de Genève et le PSI ont été choisis en janvier 2021. Rassemblant de 16 à 22 candidats et de 15 à 34 partenaires, ces partenariats bénéficient du soutien du programme SWEET pendant 6 à 8 ans pour un montant total de 30 millions de francs. De plus, ils apportent d'autres ressources totalisant 40 millions de francs et peuvent demander 15 millions supplémentaires dans le cadre du programme pilote et de démonstration de l'OFEN. Le premier appel d'offres SWEET est épaulé par le premier appel d'offres du programme complémentaire «SWEET Outside-the-Box Rethinking» (SOUR), qui permet d'explorer des approches alternatives non conventionnelles pendant 6 à 18 mois. Le deuxième appel d'offres SWEET portant sur le thème «Living & Working» a été publié en avril 2021. Les partenariats ont été invités à examiner la manière dont les nouveaux modes de vie et de travail, des comportements différents en matière de mobilité et une conscience environnementale croissante influent sur la consommation d'énergie. Pour accroître la pertinence pratique, les partenariats doivent collaborer avec des *living labs*, qui permettent de développer et de tester de nouvelles approches et de nouveaux produits dans un cadre de vie et de travail réaliste. Après une évaluation en deux étapes par un panel d'experts indépendants, deux partenariats ont été retenus début 2022: LANTERN – Living IABs iNterfaces for the Energy tRansition (institution hôte: HES-SO / Valais-Wallis) et SWICE – Sustainable Wellbeing for the Individual and the Collectivity in the Energy transition (institution hôte: EPFL). Ils bénéficient d'un soutien total de 20 millions de francs et ont commencé leurs travaux de recherche dans le courant de l'année 2022. À l'automne 2021, un troisième appel d'offres SWEET «infrastructures critiques, changement climatique et résilience du système énergétique suisse» a été lancé en collaboration avec le National Centre for Climate Services (NCCS) afin d'étudier la vulnérabilité et la résilience du système énergétique face aux risques techniques, naturels et sociétaux, les menaces induites par le changement climatique revêtant un intérêt particulier. Le quatrième appel d'offres, sur le thème «Co-évolution du système énergétique

et de la société suisse et sa représentation dans des simulations coordonnées», a été publié en mars 2022. D'autres appels d'offres SWEET sont en cours d'élaboration. Un appel d'offres, intitulé «Sustainable Fuels and Platform Chemicals», a été publié à l'automne 2022 en collaboration avec l'Office fédéral de l'aviation civile et Armasuisse, tandis qu'un autre concernant l'objectif de zéro émission nette est prévu pour début 2024 en collaboration avec l'OFEV.

Parallèlement, les instruments d'Innosuisse sont à disposition également pour le domaine de l'énergie. Fin 2020, un nouveau programme d'encouragement d'Innosuisse, l'initiative Flagship, a été approuvé. Il soutient des projets de partenariats qui sont pertinents pour une grande partie de l'économie ou de la société suisse. Il n'est pas axé spécifiquement sur l'énergie, mais ses appels à projets peuvent traiter des aspects énergétiques et les chercheurs du domaine de l'énergie sont libres de poser leur candidature s'ils peuvent intégrer un partenariat approprié.

L'interconnexion internationale dans le domaine de l'énergie est, pour sa part, encouragée en particulier au sein des programmes-cadres européens pour la recherche et l'innovation. Certes, il n'a pas encore été possible de finaliser une association au neuvième programme-cadre, mais une participation aux projets est aussi possible en qualité de pays tiers non associé et elle restera cruciale pour la recherche énergétique de la Suisse. Dans ce contexte, le plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (Plan SET) joue aussi un rôle important. Ce plan vise à poursuivre le développement technologique de manière à ce que les émissions de gaz à effet de serre soient réduites à un niveau compatible avec l'objectif de 2 degrés.

Depuis le milieu des années 1980, l'OFEN accompagne des projets de recherche énergétique proches de la pratique dans le cadre de 20 programmes de recherche actuellement. Il soutient également à titre subsidiaire la recherche correspondante et la coordonne sur le plan tant national qu'international. L'orientation stratégique à long terme, qui a par exemple permis l'essor du photovoltaïque ou des vélos électriques en Suisse, constitue un atout majeur des programmes de recherche. Ces dernières années, l'expertise des responsables de programme et le suivi parfois strict des projets de recherche ont également porté leurs fruits. Tous les projets de recherche sont répertoriés dans la base de données www.aramis.admin.ch, qui fournit des indications sur leur contenu, la contribution d'encouragement et les chercheurs. La brochure «Recherche énergétique et innovation», qui est publiée chaque année, et des articles spécialisés présentent des projets couronnés de succès, prometteurs ou intéressants (cf. Publications [www.ofen.admin.ch]). Certains exemples particulièrement pertinents pour la Stratégie énergétique 2050 dans les domaines «Réseaux», «Mobilité», «Énergies renouvelables» et «Bâtiments» figurent en annexe du présent rapport (cf. point 12.3).

8.3 Enseignements relatifs aux aspects socio-économiques

Du point de vue socio-économique, la transformation réussie du système énergétique suisse nécessite une adaptation des conditions-cadres politiques et de vastes changements de comportement dans la population. Le programme national de recherche «Énergie» (PNR 70 et PNR 71) et le SCCER CREST (Competence Center for Research in Energy, Society and Transition) se sont donc penchés sur ces aspects de ladite transformation. Les projets de recherche concernés ont élaboré des solutions spécifiques et formulé des recommandations politiques pour un large éventail de questions socio-économiques. Les résultats des deux programmes de recherche figurent dans les rapports finaux correspondants, dans le résumé du programme national de recherche «Énergie» (Balthasar &

Schalcher, 2020) et dans la communication finale (*end communication*) du SCCER CREST (SCCER-CREST, 2021). Voici, au sens d'une synthèse, certaines recommandations des programmes de recherche:

- Il faut un concept fédéral général sur la transformation du système énergétique, qui couvre différents scénarios de manière souple, comprend une vaste gamme de mesures financières et non financières et coordonne les incitations mises en place.
- La transformation du système énergétique doit être abordée de manière holistique. La réduction des énergies fossiles, l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables doivent présenter le même degré de priorité et être réalisés simultanément.
- Les développements dans le contexte international proche doivent être suivis attentivement, et les relations entre la Suisse et l'UE dans le domaine de l'électricité devraient être clarifiées rapidement dans l'intérêt de la sécurité d'approvisionnement.
- Une réglementation ciblée encouragerait l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables. Les nouvelles capacités ainsi créées doivent être intégrées de manière innovante dans le système énergétique, par exemple grâce à des tarifs flexibles et dynamiques pour l'électricité et le réseau et à un couplage avec les mécanismes de flexibilité. Les redevances hydrauliques devraient être versées en fonction des rendements.
- En théorie, une taxe incitative globale sur le CO₂ applicable à tous les agents énergétiques fossiles est très efficace et donc particulièrement appropriée pour faire progresser sur le long terme la transformation du système énergétique. À court terme et lorsqu'il existe d'autres taxes et d'autres dommages environnementaux non internalisés, des arguments plaident également pour une approche différenciée par secteur et par agent énergétique.
- La population devrait être impliquée activement, dès le départ, dans la planification des projets d'infrastructures, et il faudrait créer des conditions optimales pour les modèles de financement auxquels elle peut participer.
- Les changements de comportement doivent être permis et soutenus. Pour ce faire, les connaissances doivent être transmises à la population de manière neutre et ciblée.

La recherche socio-économique continue d'être soutenue même en dehors de ces programmes, par exemple dans le cadre des programmes Énergie – économie – société (EES) et SWEET de l'OFEN. EES encourage la recherche socio-économique appliquée dans les domaines thématiques «Consommation d'énergie et comportement individuel», «Entreprises et marchés» et «Mesures et instruments de politique énergétique et environnementale». Par exemple, des études de l'EPFZ et de l'Université de Genève révèlent l'importance d'une acquisition ciblée des connaissances et de l'expérience individuelle dans l'acceptation et la décision d'achat des véhicules électriques. En particulier, l'«angoisse de l'autonomie» (*range anxiety*) peut être réduite grâce à une meilleure information sur les capacités des véhicules électriques actuels et à une disponibilité adéquate des stations de recharge publiques. Une étude de la haute école spécialisée de Genève (HES-SO Genève) indique qu'en matière d'énergie solaire, nous adaptons fortement notre comportement à celui de nos congénères. Observer des installations solaires chez les voisins se traduit par une meilleure acceptation et une probabilité accrue de décider d'acquérir une technologie similaire.

Lorsque la population suisse participe à la transformation du système énergétique, l'intérêt pour les technologies durables et les connaissances correspondantes augmentent sur le long terme, comme en témoigne le baromètre de la clientèle «Énergies renouvelables» de l'Université de Saint-Gall. En 2015,

seuls 47% des personnes interrogées pensaient que nous pourrions un jour nous passer de l'énergie fossile. En 2020, cette part avait progressé et s'inscrivait à 67%. Cette tendance se reflète également dans les déclarations suivantes: plus de la moitié des personnes interrogées estiment que la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 est trop lente. Toutefois, comme l'indique l'enquête scientifique SHEDS (Swiss Household Energy Demand Survey) du SCCER CREST, l'impact climatique relatif des différentes activités et les effets des mesures doivent encore être expliqués: seuls 14% des sondés connaissent le fonctionnement de la taxe sur le CO₂; 61% ignorent la classe d'efficacité de leur véhicule et, dans le baromètre de la clientèle «Énergies renouvelables», 68% des personnes interrogées ne savent pas si elles pourraient recharger un véhicule électrique à leur domicile ou au travail.

La Stratégie énergétique 2050 et son développement ultérieur s'appuient sur de solides scénarios quantitatifs. Pour ce faire, des analyses détaillées comme les Perspectives énergétiques 2050+ sont réalisées régulièrement. Un large éventail de travaux permet de mettre en œuvre de manière ciblée et dûment justifiée la transformation à long terme du système énergétique suisse. De plus, des analyses régulières de l'adéquation du système vérifient, par exemple, que la sécurité de l'approvisionnement en électricité est garantie, et le programme «SuisseEnergie» intègre directement la population dans l'application de la politique énergétique suisse. Les perspectives socio-économiques et les enseignements tirés de la recherche correspondante sont des éléments clés de ces opérations. Une recherche socio-économique soutenue demeurera nécessaire pour réaliser sur le long terme, de manière sûre et efficace, la transformation souhaitée du système énergétique suisse.

8.4 Évolution dans le domaine de l'énergie nucléaire

Conformément à l'art. 74a LENu, le Conseil fédéral fait rapport à l'Assemblée fédérale sur le développement de la technologie nucléaire dans le cadre du présent rapport.

La part de l'énergie nucléaire dans la production électrique mondiale est d'environ 10%. Plus de la moitié des réacteurs en exploitation dans le monde ont plus de 30 ans et seront mis hors service dans un avenir prévisible. L'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) estime que la production électrique d'origine nucléaire continuera d'augmenter jusqu'en 2050. Des réacteurs sont actuellement en voie de construction ou de planification dans plusieurs pays, en Chine, en Inde et en Russie pour une large part (OFEN, 2020c). Ces dernières années, les capacités n'ont guère été développées dans les pays de l'OCDE. Cette situation s'explique surtout par les coûts élevés des nouveaux projets d'énergie nucléaire, notamment dans les pays où aucune centrale nucléaire n'a été construite ces dernières décennies. En effet, les premiers projets de troisième génération ont été entachés de grands retards de construction et d'importants accroissements des coûts.

Énergie nucléaire: la recherche en route vers la quatrième génération

Nombre des centrales nucléaires actuellement en construction ou en voie de planification sont de troisième génération: elles doivent répondre aux normes de sécurité les plus élevées. Les chercheurs en la matière travaillent à des installations de quatrième génération. Les concepts de centrales nucléaires de quatrième génération (Gen IV) sont censés consommer plus efficacement le combustible nucléaire, produire moins de déchets, être économiquement plus concurrentiels et remplir le critère de résistance à la prolifération nucléaire tout en satisfaisant aux actuelles normes de sécurité.

Le Forum international Génération IV (ou GIF pour Generation IV International Forum) a été fondé en 2001. Il doit coordonner les recherches portant sur le domaine Gen IV en vue d'améliorer et de tester la faisabilité des systèmes nucléaires de quatrième génération. Le GIF réunit treize pays (Afrique du Sud, Argentine, Australie, Brésil, Canada, Chine, Corée du Sud, États-Unis, France, Japon, Russie, Royaume-Uni et Suisse) et Euratom, qui représente les 27 États-membres de l'Union européenne. Le PSI représente la Suisse au sein du GIF et apporte la contribution de notre pays aux activités de recherche du forum.

Le GIF a choisi six technologies de réacteurs pour la suite de la recherche et développement (GIF, 2021): le réacteur rapide refroidi au gaz (GFR), le réacteur rapide refroidi au plomb (LFR), le réacteur à sels fondus (MSR), le réacteur rapide refroidi au sodium (SFR), le réacteur refroidi à l'eau supercritique (SCWR) et le réacteur à très haute température (VHTR). Une pénétration du marché conséquente par les réacteurs de quatrième génération n'est pas attendue avant 2040 ou 2050.

Comparativement aux réacteurs à eau légère (LWR), les technologies des réacteurs de quatrième génération recourent à d'autres agents de refroidissement (métal liquide, sels fondus ou gaz) et à des systèmes configurés différemment. Les concepts de quatrième génération les plus aboutis sont des systèmes refroidis au gaz ou au métal qui se trouvent déjà en phase d'exploitation ou de construction. Actuellement, la Russie exploite les deux réacteurs refroidis au sodium BN-600 et BN-800: il s'agit de grands réacteurs et non de petits réacteurs modulaires (SMR). De son côté, la Chine a mis en service à la fin de 2021 un réacteur à lit de boulets refroidi au gaz (HTR-PM) et elle construit le réacteur refroidi au sodium CFR-600. Grâce aux températures d'exploitation supérieures des réacteurs et à des cycles du combustible nucléaire innovants, les concepts de réacteur de quatrième génération offrent des possibilités étendues d'application non électrique, comme la production de chaleur à distance ou de chaleur industrielle ou la production d'hydrogène et de combustibles de synthèse. En certains endroits, par exemple à la centrale nucléaire suédoise d'Oskarshamn (Collins, 2022), l'électricité des centrales nucléaires est d'ores et déjà utilisée pour produire de l'hydrogène par électrolyse. L'hydrogène dont l'électricité nécessaire à l'électrolyse est d'origine nucléaire est qualifié d'«hydrogène rose». La France, elle aussi, prévoit de produire de l'hydrogène à proximité de ses nouvelles centrales nucléaires. Cependant, on peut encore améliorer nettement l'efficacité de la production d'hydrogène en recourant à des températures supérieures (électrolyse à haute température). La production d'hydrogène par le cycle soufre-iode fait aussi l'objet des recherches de l'Agence japonaise de l'énergie atomique depuis les années 1970.

Activités de recherche sur les petits réacteurs modulaires

Les petits réacteurs modulaires (*small modular reactors*, SMR) se définissent actuellement comme des réacteurs nucléaires d'une puissance comprise entre 10 et 30 mégawatts électriques (MWe). Leur origine remonte aux applications mobiles (p. ex. moteurs de sous-marin). Leur conception intègre une modularisation, une standardisation et une production en série de plus grande ampleur visant à accroître leur rentabilité et à réduire le risque d'investissement par rapport aux grands réacteurs non standardisés. De ce fait, les SMR correspondent davantage à un concept économique lié à la production en série qu'à une technologie déterminée. Ainsi, les SMR peuvent être aussi bien de troisième que de quatrième génération. Selon les informations de l'AIEA, une septantaine de concepts SMR, présentant des différences considérables, sont actuellement en développement. Par exemple, les concepts SMR recourent à une multitude de frigorigènes et de combustibles et ils diffèrent par leur degré de maturité technologique et leur stade d'autorisation. L'utilisation des SMR peut elle aussi se présenter

différemment: des installations consistant en une seule unité aux agrégats de propulsion mobiles des navires en passant par les installations comptant plusieurs modules. Le tableau 8 de l'annexe fournit une vue d'ensemble des concepts SMR actuellement en développement dans le monde. L'annexe indique également l'état de développement des nouveaux types de réacteurs (SMR et quatrième génération) par pays.

Les concepts de SMR les plus aboutis à ce stade sont les variantes évolutionnaires de réacteurs à eau légère de deuxième génération (Gen II) et de troisième génération (Gen III/III+) (LWR-SMR) qui, exploitées dans le monde entier, bénéficient de plusieurs années d'expérience d'exploitation et de réglementation. Il s'agit d'environ la moitié des concepts de SMR en cours de développement. Plusieurs concepts sont en construction (p. ex. CAREM en Argentine, ACPR50S en Chine) ou en phase d'exploitation commerciale (p. ex. KLT-40S en Russie). D'autres concepts progressent considérablement au niveau des autorisations et pourraient être construits d'ici 2030 comme installations de démonstration, notamment en Europe. C'est ainsi que la Roumanie prévoit de mettre en service d'ici à 2028 une installation pluri-modulaire de l'entreprise américaine NuScale (WNN, 2021a). Les autres concepts SMR correspondent à des réacteurs de quatrième génération (Gen IV SMR) qui reposent sur des agents de refroidissement différents (métal liquide, gaz ou sels fondus) et sur des combustibles inédits et des configurations de système innovantes.

En Suisse, la recherche sur les installations SMR et celles de quatrième génération se poursuit à un niveau limité dans le cadre du monitoring technologique et de quelques rares projets d'Euratom. Les travaux se concentrent sur des analyses génériques concernant des aspects de sécurité et de durabilité des réacteurs refroidis aux sels fondus ou au sodium et sur l'étude de nouveaux matériaux pour les réacteurs à hautes températures (HTR ou VHTR). La coopération à l'étude des concepts de réacteurs ainsi que la participation au GIF et aux projets d'Euratom apportent toutefois une importante contribution à la formation de la prochaine génération de spécialistes, par exemple dans le cadre des études de master en ingénierie nucléaire proposées conjointement par l'EPFZ et l'EPFL en coopération avec le PSI.

Estimation des coûts concernant les installations construites dans le monde depuis 1990

Les données publiques relatives aux coûts des installations nucléaires actuelles et futures sont peu nombreuses. En particulier pour les installations d'un genre nouveau (premières installations de leur catégorie), les coûts sont très incertains et ne peuvent être abaissés qu'une fois la commercialisation lancée. Les récents projets conduits en Amérique du Nord et en Europe dans le domaine de l'énergie nucléaire ont été sujets aux retards et à des augmentations de coûts⁴⁵. En revanche, la planification des projets a été mieux respectée pour les projets menés en Asie pendant la même période.

Une étude mandatée en 2018 par le gouvernement britannique a examiné 33 projets conventionnels dans le domaine de l'énergie nucléaire sous l'angle des coûts pour les comparer à un projet de réacteur à eau pressurisée (PWR) pris à titre de référence aux États-Unis (ETI, 2018). Le coût de revient de l'électricité était d'environ 80 dollars par MWh dans le projet de référence. Or, les coûts de revient des récents projets européens et nord-américains avoisinaient 115 dollars par MWh, contre un peu plus de 50 dollars pour les projets menés en Asie et ailleurs dans le monde (ROW). Il faut considérer le fait que les centrales nucléaires doivent être exploitées en continu (charge en ruban) et qu'elles sont peu

⁴⁵ Les retards et les dépassements de coûts sont ou ont été importants pour les centrales nucléaires d'Europe en construction comme celle de Flamanville (France) ou celle d'Olkiluoto (Finlande), qui a été récemment mise en exploitation.

flexibles, ce qui influence négativement leur rentabilité. La production simultanée d'hydrogène permet de gagner en flexibilité.

La recherche dans le domaine de la fusion nucléaire

Un autre concept dans le domaine de l'énergie nucléaire fait l'objet de recherches depuis des décennies: la fusion nucléaire. Contrairement à la fission nucléaire, utilisée dans les centrales nucléaires classiques, la fusion nucléaire procède par la fusion de deux noyaux d'atome. La fusion nucléaire est fondamentalement sûre, propre et durable. Elle doit couvrir les besoins en électricité d'une société à faible bilan de carbone sans produire de déchets radioactifs ou de déchets nucléaires à vie longue. L'hélium, le produit de la réaction de fusion, n'est ni un gaz à effet de serre ni un gaz radioactif. Les composantes radioactives, qui se trouvent principalement dans la cuve du réacteur, ont une durée de vie très courte comprise entre 50 et 100 ans.

Cependant, la recherche sur la fusion achoppe à de très grands obstacles scientifiques et techniques. Elle mobilise des ressources considérables et demande une très forte coordination internationale. Les efforts de recherche et développement mondiaux et européens se concentrent sur la construction du réacteur d'essai thermonucléaire international ITER et sur la réalisation de programmes de recherche pour préparer la construction du premier réacteur à fusion à des fins de démonstration (DEMO). L'objectif principal du projet ITER, financé par l'UE, la Chine, la Corée du Sud, les États-Unis, l'Inde, le Japon et la Russie, est de montrer que la production d'énergie par la fusion nucléaire est techniquement réalisable et sûre à grande échelle. Le projet ITER est en voie de construction depuis 2007 sur le site de Cadarache, en France. Le calendrier actuel prévoit que les expériences nucléaires décisives seront réalisées vers 2035.

Les institutions de recherche européennes regroupées dans le programme commun de recherche sur la fusion nucléaire poursuivent leurs activités conformément aux priorités fixées dans la feuille de route européenne vers la réalisation de l'énergie de fusion. En voici les principales étapes:

1. démontrer la faisabilité scientifique et technologique de la production d'énergie à grande échelle (principal objectif du projet ITER);
2. développer les bases scientifiques, technologiques, innovatrices et industrielles permettant le passage du projet ITER à une centrale à fusion de démonstration adaptée à une utilisation commerciale à grande échelle;
3. produire et injecter de l'électricité dans le réseau à partir d'une centrale de démonstration exploitée sur la base d'un cycle de combustible fermé dont les caractéristiques peuvent être utilisées par les premières centrales commerciales.

Les principales décisions quant à la conception d'une centrale européenne de démonstration devraient être prises d'ici à 2027. Une décision formelle de construction pourrait être prise dès que les résultats des expériences à haute puissance deutérium-tritium menées dans le cadre d'ITER seront disponibles. Une telle centrale pourrait ensuite être mise en exploitation une vingtaine d'années plus tard. D'ici là, des travaux de grande ampleur sont nécessaires dans de nombreux domaines. Ils sont résumés dans la feuille de route sous la forme de huit tâches principales: régimes de fonctionnement basés sur le plasma, récupération de chaleur, développement de matériaux résistants aux flux de neutrons, autosuffisance en tritium, certification de technologies de fusion, conception intégrée du réacteur de démonstration DEMO, compétitivité internationale et développement de l'architecture de réacteur alternative «stellarator».

Le développement de l'utilisation industrielle et commerciale de la fusion est un processus de très longue haleine, mais de grands progrès sont accomplis chaque année. En 2021, l'institut scientifique National Ignition Facility (États-Unis) générait la première réaction de fusion nucléaire auto-entretenu issue d'une fusion par confinement inertiel: l'énergie libérée par la fusion sert de première source d'énergie pour chauffer le plasma. Le tokamak supraconducteur chinois EAST a maintenu le plasma pendant 101 secondes à une température constante de 120 millions de degrés Celsius. En 2021, en coopération avec le Massachusetts Institute of Technology (MIT, États-Unis), l'entreprise Commonwealth Fusion Systems a testé l'électroaimant à haute température supraconducteur le plus puissant du monde avec une intensité de champ mesurée de 20 teslas. En 2022, le tokamak Joint European Torus (JET) établissait un nouveau record en maintenant pendant cinq secondes un plasma de deutérium-tritium avec une énergie totale de 59 mégajoules. Ces résultats confirment nombre d'hypothèses et de modèles utilisés pour la conception du projet ITER.

La recherche suisse sur la fusion nucléaire, à la pointe au niveau mondial, est principalement menée au Swiss Plasma Center (SPC) de l'EPFL (sur les sites de l'EPFL et du PSI) ainsi qu'à l'Université de Bâle. Fort de quelque 160 collaboratrices et collaborateurs, le SPC étudie six lignes de recherche: la physique des tokamaks, la théorie et la simulation numérique, la physique des plasmas de base, la supraconductivité pour la fusion, les procédés plasma et les collaborations internationales. Il exploite le Tokamak à Configuration Variable (TCV), l'une des trois infrastructures de moyenne taille choisies en Europe par le consortium EUROfusion pour mettre en œuvre la feuille de route européenne. Le TCV fournit ainsi une contribution importante au programme européen de recherche sur la fusion nucléaire, mais aussi au programme ITER, puisqu'il permet une meilleure compréhension de la physique du futur réacteur. Le SPC fournit de nombreuses autres contributions par des contrats avec l'organisation internationale ITER et l'organisation européenne commune Fusion for Energy, qui doit fournir la contribution européenne au projet ITER. Le programme soutient aussi la participation de l'industrie suisse, qui fournit des composants et des services tels que la cryogénie, des supraconducteurs, des installations électrotechniques et des systèmes de chauffage de pointe, à la construction d'ITER.

Sur le plan institutionnel, la Suisse participe depuis 1979 aux activités de la recherche européenne sur la fusion nucléaire. Entre 2004 et 2020, la Suisse a été formellement associée au programme de recherche d'Euratom. Depuis janvier 2021, elle continue de participer en tant qu'État tiers au programme européen commun pour la recherche sur la fusion nucléaire. En sa qualité de membre de Fusion for Energy, la Suisse a participé à la réalisation du projet depuis la création d'ITER en 2007. En l'absence d'un accord associant la Suisse au programme-cadre de l'UE pour la recherche et l'innovation Horizon Europe et au programme de recherche et de formation 2021–2025 d'Euratom, la participation suisse aux activités de Fusion for Energy et d'ITER Organization est suspendue depuis début 2021. L'objectif déclaré du Conseil fédéral reste la pleine association de la Suisse à Horizon Europe et au programme d'Euratom 2021–2025 ainsi que la pleine participation à ITER en qualité de membre de Fusion for Energy.

8.5 Développement des autres technologies

L'OFEN fait régulièrement évaluer les développements attendus des technologies de production électrique (Bauer et al., 2017). Dans le domaine de la grande hydraulique, aucun progrès technologique substantiel n'est attendu. S'agissant de la petite hydraulique, un certain potentiel de développement

subsiste encore pour améliorer l'utilisation des petites hauteurs de chute et des faibles débits. Ces aspects font actuellement l'objet de la recherche. Les éoliennes installées sur terre représentent aussi une technologie largement développée. Dans ce domaine, le développement technologique tend vers l'accroissement de la puissance des installations et l'amélioration de la fiabilité. Des puissances pouvant atteindre 20 MW apparaissent réalisables. Actuellement, en Suisse, les turbines modernes disposent normalement d'une puissance installée comprise entre 1 et 3 MW. À l'avenir, les hauteurs de moyeu plus importantes entraîneront une meilleure utilisation de l'énergie éolienne, puisque la vitesse des vents croît avec l'élévation au-dessus du sol. En ce qui concerne le photovoltaïque, le marché est actuellement dominé par les cellules en silicium cristallin. Le développement technologique dans le domaine photovoltaïque vise principalement à réduire les coûts de fabrication et à accroître le rendement et la durée de vie des modules. Pour la biomasse, la recherche et le développement ont actuellement pour but de maximiser la production électrique à partir d'une offre limitée en améliorant le rendement des technologies disponibles à ce stade et en mettant au point de nouvelles technologies. L'énergie géothermique destinée à la production électrique peut être obtenue par deux types de ressources géothermiques profondes (profondeur supérieure à 400 m, température supérieure à 120°C): soit à partir de systèmes hydrothermaux, soit à partir de systèmes pétrothermaux (*enhanced geothermal systems*, EGS). Les systèmes hydrothermaux ont besoin de températures relativement élevées dans le sous-sol (supérieures à 100°C), de couches géologiques permettant la circulation de l'eau et d'une production adéquate d'eau très chaude dans ces formations géologiques. Ces conditions ne semblent réunies qu'en peu d'endroits en Suisse. Les coûts de la géothermie profonde (EGS) dépendent pour une part décisive de la géologie et du dégagement de chaleur potentiel. Le PSI estime que le coût de revient de l'électricité d'origine géothermique sera, en 2050, compris entre approximativement 13 et 47 ct./kWh selon le rendement du dégagement de chaleur, parce que les forages sont relativement chers et qu'ils impliquent des risques techniques.

L'étude du PSI présente aussi les coûts de revient des diverses technologies de production électrique en Suisse et en Europe entre aujourd'hui et 2050 (Bauer et al., 2017). L'électricité provenant des nouvelles centrales hydroélectriques tendra à être plus chère à l'avenir, puisque les meilleurs sites sont déjà utilisés. L'électricité produite par les installations de biomasse et les centrales au gaz naturel et au charbon deviendra aussi plus onéreuse, car les coûts croissants des combustibles ne seront pas compensés par une réduction des coûts de la technologie. Il en va de même de la production électrique d'origine fossile. La réduction des coûts de production la plus marquée est attendue pour l'électricité provenant des piles à combustible, de l'énergie éolienne et du photovoltaïque. Le tableau 6 présente les coûts de production attendus pour des installations de production électrique d'origine renouvelable nouvellement construites en Suisse.

Tableau 6 Coûts de revient d'installations de production électrique d'origine renouvelable nouvellement construites en Suisse (ct./kWh)

Technologie	Nouvelle installation		
	Aujourd'hui	2035	2050
Grande hydraulique	7-30	7-30	7-30
Petite hydraulique	12-28	14-33	14-34
Énergie éolienne	13-21	10-17	9-15
Photovoltaïque			
- 10 kW	18-31	9-22	8-19
- 1000 kW	8-13	4-10	3-9
CETE alimentée au bois	18-36	18-41	18-45
Installations de biogaz agricoles	20-49	18-50	16-51
Géothermie profonde	Non disponible	16-58	13-47

Dans le futur système énergétique, l'hydrogène jouera aussi un rôle important. Les futurs prix de production de l'hydrogène dépendront de multiples facteurs, ce qui les rend difficilement prévisibles. La technologie utilisée, la «couleur» de l'hydrogène⁴⁶, les prix de l'électricité ou l'octroi d'un soutien à l'avenir sont d'importants facteurs d'influence.

Le PSI a étudié, sur mandat de l'OFEN, les fourchettes de prix de production de l'hydrogène fabriqué en Suisse au moyen de diverses technologies d'électrolyse (Bauer *et al.*, 2022). Ont été considérés les prix possibles d'un kilogramme d'hydrogène produit au moyen de l'électrolyse alcaline, de l'électrolyse PEM⁴⁷ et de l'électrolyse à oxyde solide. L'électrolyse alcaline et l'électrolyse PEM sont aujourd'hui à maturité commerciale. L'électrolyse à oxyde solide en est encore au stade du développement: on n'a pas encore résolu la question de la durée de vie limitée de ce type d'électrolyseurs en mode d'opération dynamique. Actuellement, les coûts d'investissement sont encore très élevés et la durée de vie des électrolyseurs est limitée. C'est pourquoi le prix du kilogramme d'hydrogène produit par électrolyse à oxyde solide est encore élevé aujourd'hui par rapport aux autres technologies d'électrolyse.

Le rendement moyen des électrolyseurs alcalins est actuellement d'environ 67%, contre 61% pour les électrolyseurs PEM et 82% pour les électrolyseurs à oxyde solide. Ces rendements augmenteront à l'avenir, tout comme la durée de vie des installations: les valeurs moyennes déterminées pour 2050 dans l'étude du PSI sont de 71% pour les électrolyseurs alcalins, de 73% pour les électrolyseurs PEM et de 90% pour les électrolyseurs à oxyde solide. De ce fait, les besoins en électricité diminueront. Les coûts d'investissement pour les électrolyseurs sont aujourd'hui d'environ 1000 CHF/kW (alcalins), 1200 CHF/kW (PEM) et 2700 CHF/kW (à oxyde solide). D'ici 2050, on table sur une réduction des prix, lesquels s'établiront à environ 300-400 CHF/kW (alcalins et PEM) et à environ 600 CHF/kW (à oxyde solide). Plus la période de l'électricité à bas prix est longue, plus le nombre d'heures d'exploitation rentables est élevé et plus l'électrolyse est avantageuse. C'est pourquoi l'étude du PSI débouche sur de grandes amplitudes dans son estimation pour la Suisse des coûts de production d'un kilogramme

⁴⁶ L'hydrogène en soi est un gaz incolore. Mais selon le mode de production, on distingue l'hydrogène vert (produit avec de l'électricité renouvelable), l'hydrogène gris (produit à partir d'énergies fossiles), l'hydrogène bleu (hydrogène gris dont le dioxyde de carbone lié à la production est capté et stocké) et d'autres couleurs encore.

⁴⁷ Membrane échangeuse de protons (*proton exchange membrane*, PEM)

d'hydrogène au moyen des trois technologies d'électrolyse présentées. Sur la base du mix de l'électricité prévu pour la Suisse, ces coûts se présentent comme suit: environ 3,5-12 CHF/kg_{H2} aujourd'hui (soit 10,5-36 ct./kWh_{H2}) et 3-9,5 CHF/kg_{H2} en 2050 (9-28,5 ct./kWh_{H2}) pour des prix de l'électricité de 5-15 ct./kWh. Actuellement, les coûts de production de l'hydrogène par électrolyse sont nettement supérieurs à ceux de reformage du gaz naturel (avec ou sans CSC). On s'attend à ce que, d'ici 2050, l'hydrogène puisse être produit par électrolyse à un coût semblable à celui de sa production à partir de gaz naturel avec CSC, alors que le reformage du gaz naturel sans CSC pourrait être plus cher si les prix du CO₂ sont élevés. Les facteurs d'incertitude se situent, d'une part, dans les futurs prix du gaz naturel, du CO₂ et de l'électricité et, d'autre part, dans les prix des électrolyseurs, qui devraient baisser à l'avenir sous l'effet d'une production en série accrue.

8.6 Conclusion

La recherche énergétique fournit des connaissances et des technologies précieuses qui permettent une mise en œuvre efficace de la Stratégie énergétique 2050 et de la politique climatique. Ces connaissances doivent cependant être appliquées et les technologies, utilisées, ce qui requiert des conditions-cadres appropriées et des adaptations sociétales. La réalisation des objectifs énergétiques et climatiques à moyen et long termes nécessite d'autres grands efforts en matière de recherche afin de stimuler les innovations requises. Pour ce faire, il est nécessaire que la recherche se consacre aux questions tant techniques que socio-économiques. Par exemple, il existe encore des questions en suspens concernant le stockage saisonnier, l'entreposage sûr à long terme des matériaux radioactifs et son acceptation par la population ou la manière d'atteindre l'objectif de zéro émission nette. Il faut donc poursuivre la recherche, en particulier les travaux de recherche relevant de l'OFEN. Selon le monitoring du développement de la technologie nucléaire (art. 74a LENu), aucune avancée remettant en cause l'interdiction légale d'accorder des autorisations générales pour de nouvelles centrales nucléaires ne devrait être réalisée dans un avenir proche. Le développement des technologies nucléaires à travers le monde et la recherche dans ce domaine sont suivis attentivement.

9 Autres sujets

9.1 Numérisation

Les possibilités inhérentes à la numérisation soutiennent, voire accélèrent la transformation du système énergétique et la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. Contribuant à la réalisation des objectifs de cette stratégie, la numérisation aide également à maîtriser la complexité systémique croissante. Dans ce contexte, la Stratégie énergétique 2050 a franchi de premières étapes importantes en vue d'une numérisation accrue du système énergétique. La mise en place de systèmes de mesure intelligents permet de recueillir numériquement de plus en plus de données qui n'étaient pas disponibles jusqu'à présent et de renforcer l'automatisation de leur traitement. Cela vaut également pour les systèmes intelligents de commande et de réglage, qui veillent toujours plus à la disponibilité de la flexibilité décentralisée. La technologie dite de l'«Internet des objets» offre à cet égard des fonctionnalités avancées qui transforment les réseaux électriques en réseaux intelligents.

La numérisation du système énergétique ne se limite cependant pas au simple déploiement de systèmes intelligents de mesure, de commande et de réglage au niveau des réseaux. La mise à disposition, sans discrimination, des données et informations numériques sur les différents niveaux est déterminante pour voir émerger des solutions, des prestations et des applications de marché numériques innovantes, en particulier au sens de la Stratégie énergétique 2050. Actuellement, des données sur la consommation et la production d'énergie, le stockage, etc. sont disponibles au niveau des communes, du canton ou d'une grande région, par exemple. Les données d'intérêt public en libre accès, également appelées *open data*, ne sont pas encore d'actualité dans le secteur de l'énergie, qui reste en retrait, tandis que la Confédération montre l'exemple et publie dans le cadre de sa stratégie Open Government Data des données numériques utilisables. Aucune donnée en libre accès présentant un degré d'agrégation élevé n'est encore disponible pour l'innovation et les prestations. De plus, les clients ne peuvent pas exercer simplement leur droit à la portabilité des données et autoriser des entreprises tierces novatrices à, par exemple, utiliser leurs données de consommation ou celles concernant leur bâtiment en vue de services innovants et de conseils en énergie ou à les proposer à des tiers. Les données demeurent fréquemment dans l'enceinte des entreprises du secteur de l'énergie. De même, la progression des échanges complexes de données sur le marché de l'énergie est sans précédent, ceux-ci étant souvent organisés de manière inefficace. En l'espèce, la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables franchit une étape capitale en mettant en place une plate-forme centralisée (centre de données ou *datahub*) qui relie numériquement les sources de données décentralisées et met ces dernières à disposition beaucoup plus simplement, y compris pour les entreprises novatrices qui ne sont pas au cœur du secteur de l'énergie, pour autant que les consommateurs ou les propriétaires des données les y autorisent. Les consommateurs deviennent donc actifs, et l'idée de données en libre accès présentant un degré d'agrégation élevé est soutenue pour la première fois. Eu égard à son importance pour le marché de l'énergie et celui des services, ce centre de données doit être neutre et garantir un accès non discriminatoire aux données.

Dès que davantage de données numériques seront disponibles, la sensibilisation et la transparence au sens de la Stratégie énergétique 2050 devraient connaître un sursaut. L'utilisation des nouvelles possibilités inhérentes à la numérisation (p. ex. science des données, intelligence artificielle, *Blockchain*, flexibilisation, modèles d'affaires *peer-to-peer*, etc.) fera naître des approches encore insoupçonnées sur le marché des services énergétiques. Ce faisant, la cybersécurité et la résilience face aux cyberattaques ne doivent pas être négligées. Les activités en cours visent à accroître rapidement le niveau de cybermaturité dans l'approvisionnement en énergie, ce niveau étant plutôt faible actuellement, comme en témoigne une étude récente. À mesure que les différents systèmes numériques prennent de l'ampleur, il convient de veiller en permanence à les intégrer en toute sécurité dans le système.

9.2 Rôle de modèle de l'administration fédérale

L'administration fédérale doit elle aussi apporter sa contribution et montrer l'exemple pour soutenir la Stratégie énergétique 2050. Depuis près de 20 ans, elle utilise deux systèmes de management environnemental pour concrétiser les différents efforts en matière d'environnement, d'énergie et de climat: le système de management environnemental et de l'aménagement du territoire (SMEA DDPS) au sein du Département fédéral de la défense, de la protection de la population et des sports [DDPS]

(DDPS, s.d.) et le système de gestion des ressources et de management environnemental RUMBA au sein des autres départements et de la Chancellerie fédérale (RUMBA, s.d.). RUMBA et SMEA DDPS collaborent étroitement et exploitent les synergies existantes afin que l'administration fédérale puisse assumer son rôle de modèle.

L'initiative «Exemplarité Énergie et Climat» est l'une des douze mesures de la Stratégie énergétique 2050. Elle s'adresse aux principaux fournisseurs suisses de prestations d'intérêt public qui souhaitent agir de manière innovante et exemplaire dans le domaine de l'énergie, dont l'administration fédérale. En signant une déclaration d'intention, ces acteurs s'engagent à contribuer de manière ambitieuse à l'amélioration de l'efficacité énergétique et au développement des énergies renouvelables en Suisse. Pendant la première phase, de 2013 à 2020, l'efficacité énergétique de l'administration fédérale civile (RUMBA) a progressé de 67,4% par rapport à 2006 et celle du DDPS (SMEA DDPS), de 7,6%. En 2021, l'initiative est entrée dans sa deuxième phase, qui court jusqu'en 2030. Les objectifs de cette deuxième phase s'appuient de nouveau sur la Stratégie énergétique 2050 et mettent l'accent sur la protection du climat, en plus de l'efficacité énergétique (EEC, OFEN, 2021).

En 2019, le Conseil fédéral a envoyé un autre signal clair en adoptant un train de mesures sur le climat pour l'administration fédérale (OFEN, 2020). S'appuyant sur la Stratégie énergétique 2050, ce train de mesures vise à réduire sensiblement les émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030. Les émissions résiduelles sont entièrement compensées par des certificats de réduction des émissions (jusqu'en 2021) ou par des certifications internationales (depuis 2022). Le train de mesures fixe les priorités concernant le transport aérien, le parc automobile et les bâtiments. Dans ce contexte, le plan d'action «Voyages en avion», qui comprend plusieurs mesures destinées à réduire de 30% les émissions de gaz à effet de serre imputables aux voyages en avion des employés de l'administration fédérale d'ici à 2030, est entré en vigueur en 2020 (Conseil fédéral, 2019a). En outre, l'administration fédérale n'acquiert plus que des véhicules de fonction électriques depuis 2021. Dans le domaine des bâtiments, le remplacement des chauffages à combustibles fossiles et le développement des installations photovoltaïques sont accélérés. L'OFEN et le DDPS ont publié les premiers résultats du train de mesures sur le climat au niveau du bilan environnemental dans le cadre du rapport 2021. Par ailleurs, le Conseil fédéral souhaite que le potentiel de production d'électricité le long des parois antibruit puisse être mieux exploité à l'avenir. Dans le cadre de la mise en œuvre du train de mesures sur le climat pour l'administration fédérale, l'Office fédéral des routes (OFROU) produira quelque 35 GWh supplémentaires par an d'ici à 2030 et investira 65 millions de francs à cet effet.

Des interventions parlementaires abordent régulièrement le rôle de modèle de l'administration fédérale. Le Parlement suit attentivement les progrès réalisés par celle-ci et pose également des exigences qui confortent le Conseil fédéral dans ses efforts afin que l'administration fédérale réduise ses futures émissions de gaz à effet de serre, améliore son efficacité énergétique et optimise son propre approvisionnement grâce aux agents énergétiques renouvelables.

9.3 SuisseEnergie

SuisseEnergie est une plateforme centralisée de la Confédération consacrée à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables (sensibilisation, information, conseil, formation, perfectionnement et assurance-qualité). Ce programme fait partie intégrante des différentes mesures de la politique énergétique suisse. Il s'appuie sur les valeurs cibles définies dans la LEné pour la consommation

d'énergie et d'électricité ainsi que pour la production d'électricité et de chaleur à partir d'énergies renouvelables. Il renforce et complète les effets des autres mesures d'encouragement grâce à des mesures facultatives.

Entre 2011 et 2020, SuisseEnergie a défini des objectifs et des mesures dans huit domaines prioritaires. En 2012, le Conseil fédéral a renforcé le programme SuisseEnergie dans le cadre du premier paquet de mesures pour la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 en le désignant comme une partie intégrante de cette stratégie. Le budget du programme a été augmenté pour s'inscrire à 55 millions de francs, et les mesures relatives à la mobilité efficace énergétiquement et générant de faibles émissions, aux appareils et moteurs électriques, à l'industrie et aux services, aux villes et aux communes ainsi qu'à la formation et au perfectionnement ont été consolidées. Pour la période allant de 2021 à 2030, le Conseil fédéral souhaite que l'accent soit mis sur les trois champs d'action prioritaires «Efficacité énergétique des bâtiments et énergies renouvelables destinées aux particuliers», «Mobilité des ménages privés et des entreprises» et «Installations et processus dans le secteur de l'industrie et des services», le budget étant ramené à 44 millions de francs. Le Parlement a relevé le budget 2022 à 49 millions de francs. Les champs d'action prioritaires sont complétés par d'autres champs d'action, dont les grandes installations de production d'énergies renouvelables ainsi que les réseaux et le stockage. Les champs d'action sont soutenus par des thèmes transversaux qui englobent la formation et le perfectionnement, les villes, communes, quartiers et régions et la numérisation. Ces thèmes transversaux sont essentiels pour aborder les champs d'action prioritaires. SuisseEnergie gère un portefeuille de près de 700 projets qui sont mis en œuvre avec quelque 350 partenaires et prestataires externes.

10 Conclusion globale et mesures recommandées

En mettant en œuvre la Stratégie énergétique 2050, le Conseil fédéral a progressivement amélioré et développé ces dernières années les conditions-cadres pour un approvisionnement en électricité sûr et climatiquement neutre. La sortie progressive de l'énergie nucléaire, le développement des énergies renouvelables, l'amélioration de l'efficacité énergétique, la transformation et le développement des réseaux électriques sont les grandes lignes de cette stratégie. Comme les trois quarts environ des émissions de gaz à effet de serre générées en Suisse sont causées par l'utilisation d'agents énergétiques fossiles, les objectifs de la politique énergétique sont étroitement liés à ceux de la politique climatique. La décarbonisation du système énergétique joue donc un rôle important pour atteindre l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050. Simultanément, il faut renforcer la sécurité d'approvisionnement et continuer d'assurer un approvisionnement en énergie à bon marché.

Les valeurs indicatives de consommation et de production ancrées dans la loi sur l'énergie pour 2020 ont été atteintes. Des efforts supplémentaires sont toutefois nécessaires à plus long terme. Les Perspectives énergétiques 2050+ de l'OFEN montrent que la Suisse est en mesure de transformer son approvisionnement énergétique d'ici à 2050 conformément à l'objectif de zéro émission nette tout en garantissant la sécurité de son approvisionnement. Mais les mesures actuellement en vigueur ne suffisent pas à atteindre les objectifs prévus dans le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Certes, les mesures prévues et celles mises sur les rails depuis lors ainsi que les développements sur les marchés de l'énergie devraient sensiblement renforcer à moyen terme les incitations au nécessaire développement de la production d'énergie et à une consommation économe de l'énergie. Mais les actions nécessaires

pour atteindre les objectifs énergétiques et climatiques d'ici à 2050 restent importantes: *l'exploitation complète des potentiels d'efficacité* dans les bâtiments, les processus, les installations, les appareils et les transports de même qu'une forte accélération du *développement des énergies renouvelables* demeurent cruciales. La *production hydroélectrique* doit elle aussi connaître un développement supplémentaire. Il est essentiel qu'un approvisionnement énergétique sûr et fiable soit maintenu durant la nécessaire transformation du système énergétique. À plus long terme, la consommation des agents énergétiques fossiles comme le pétrole et le gaz naturel doit fortement baisser et, en 2050, elle doit avoir presque complètement fait place à la consommation d'agents énergétiques renouvelables. C'est pourquoi, dans le futur système énergétique, l'électricité et les agents énergétiques basés sur l'électricité joueront un rôle important. Les modélisations des capacités de production et des capacités du système réalisées à ce stade par la Confédération indiquent en l'occurrence fondamentalement une situation d'approvisionnement stable jusqu'en 2035. Mais les échanges d'électricité avec les pays voisins et un bon fonctionnement du marché de l'électricité sont décisifs à cet effet. En l'absence d'un accord sur l'électricité entre l'UE et la Suisse, des défis supplémentaires peuvent donc se poser à court ou moyen termes. Swissgrid vise à conclure des contrats techniques pour être impliquée dans les méthodes de calcul des capacités transfrontalières de manière à atténuer le problème des flux de transit non planifiés. Au cours des mois passés, de fortes augmentations de prix sont survenues à court terme sur les marchés européens de l'énergie. Cette situation s'est encore aggravée avec la guerre en Ukraine. Même si les entreprises électriques suisses sont bien positionnées, une telle situation peut conduire, dans le pire des cas, à une réaction en chaîne incontrôlée susceptible de menacer les liquidités d'une entreprise électrique d'importance systémique et, partant, l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Des défis apparaissent aussi à long terme en raison des besoins accrus en électricité dus à la décarbonisation et de la renonciation à la production électrique fossile réglable à l'étranger. À ce stade, la sécurité d'approvisionnement en agents énergétiques fossiles était fondamentalement bonne malgré la dépendance complète envers l'étranger. Mais la situation d'approvisionnement énergétique tendue en raison du conflit ukrainien a clairement montré les risques inhérents à la dépendance envers certains agents énergétiques et pays producteurs. Le présent rapport ne contient pas d'analyse approfondie des développements induits par la guerre. Le Conseil fédéral observe cependant ces développements en continu et il prendra au besoin les mesures nécessaires à court terme s'il ne l'a déjà fait.

Le Conseil fédéral, respectivement le DETEC ont déjà décidé des mesures étendues visant la consommation et la production d'énergie: le projet de loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, les adaptations prévues de la loi sur l'énergie concernant l'accélération des procédures ainsi que les allègements administratifs et fiscaux pour le développement du photovoltaïque, la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique et les travaux liés aux mesures supplémentaires d'efficacité électrique. Certaines de ces mesures en sont au stade des délibérations parlementaires. Les mesures d'encouragement prises jusqu'ici ont fait leurs preuves: elles seront prorogées et adaptées au marché par la loi mentionnée. Le Parlement a décidé, dès sa session d'automne 2021, certaines parties importantes des adaptations du système d'encouragement proposées par le Conseil fédéral. Des mesures ont également déjà été prises pour assurer la sécurité d'approvisionnement: par la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Conseil fédéral entend sécuriser l'approvisionnement à moyen et long termes. Au vu de la situation actuelle, un certain nombre d'instruments tels que le recours à la réserve hydroélectrique et à des groupes électrogènes de secours ont été anticipés pour être disponibles dès

l'hiver 2022/2023. Par ailleurs, le Conseil fédéral entend rapidement exploiter le potentiel d'efficacité électrique supplémentaire, ce qui contribuera également de manière déterminante à assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Grâce à ces mesures, la dépendance vis-à-vis de l'étranger, qui est actuellement forte, notamment pour les énergies fossiles, doit être réduite sur le long terme. Les changements survenus dans l'environnement de marché engendrent également une nouvelle dynamique pour la transformation du système énergétique. Toutefois, on ne sait comment la situation évoluera à l'avenir. Enfin, en octobre 2022, la loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique (LFI EI) est entrée en vigueur dans l'urgence. Cet instrument préventif vise à assurer que l'approvisionnement électrique de la Suisse continue de fonctionner si de nouvelles hausses de prix importantes dans le négoce international de l'électricité entraînaient dans la branche de l'électricité une réaction en chaîne incontrôlée susceptible d'aboutir à l'effondrement du système. En mai 2022, dans le secteur gazier, le Conseil fédéral a par ailleurs précisé les mesures préventives prises compte tenu des conséquences de la guerre en Ukraine et créé les conditions préalables au renforcement de l'approvisionnement pour l'hiver 2022/2023.

Du fait de la transformation du système énergétique, de nouvelles exigences sont aussi posées aux réseaux. Les conditions-cadres du développement du réseau ont été améliorées grâce à la Stratégie Réseaux électriques. Les nouvelles dispositions, aux niveaux de la loi et des ordonnances, sont pour la plupart entrées en vigueur le 1^{er} juin 2019. Le 23 novembre 2022, le Conseil fédéral a approuvé le scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique. Leur efficacité n'a donc pas encore été contrôlée de façon exhaustive dans la pratique et elle reste sous observation. Le besoin de flexibilité augmente à mesure que la part de production décentralisée progresse. C'est pourquoi des nouveautés concernant la réglementation des flexibilités sont prévues dans la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Outre les réseaux électriques, d'autres réseaux gagneront en importance à l'avenir (p. ex. pour l'hydrogène, le CO₂ ou la chaleur). À cet égard également, la Confédération s'emploie déjà à élaborer les conditions-cadres voulues.

Comme déjà mentionné à plusieurs reprises, la politique énergétique et la politique climatique sont étroitement liées. Les mesures prévues dans le cadre de la stratégie énergétique apportent une importante contribution à la réalisation des objectifs climatiques de la Confédération. L'inverse est aussi vrai. Cependant, la transformation de l'approvisionnement en énergie a diverses conséquences environnementales, par exemple en ce qui concerne les eaux, l'utilisation du sol, la biodiversité ou le paysage. La charge globale exercée sur l'environnement par les énergies renouvelables est toutefois nettement moindre que celle des énergies non renouvelables. Des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique permettent de réduire encore davantage les effets négatifs sur l'environnement. Il n'est pas encore possible d'évaluer actuellement quel impact la reconnaissance de l'intérêt national aura sur la protection de la nature et des paysages. La mise en œuvre fructueuse de la Stratégie énergétique 2050 et de la politique climatique est soutenue par les enseignements de la recherche énergétique. Le présent rapport présente également le développement de la technologie nucléaire conformément à l'art. 74a LENu. Aucune percée n'est attendue en ce domaine dans un futur proche.

Dans la perspective du prochain rapport qu'établira le Conseil fédéral dans cinq ans, il convient en particulier d'examiner de plus près l'efficacité des instruments en vigueur depuis peu de temps. Le présent rapport ne fournit aucune indication sur les interactions des divers instruments et l'efficacité

relative des différents encouragements. À cet égard, il faut examiner si des analyses supplémentaires seraient judicieuses et devraient être réalisées.

Mesures recommandées

L'art. 55, al. 3, LEne demande au Conseil fédéral de proposer des mesures supplémentaires s'il apparaît que les valeurs indicatives ne pourront pas être atteintes. Du point de vue actuel, le besoin d'agir est certes important pour qu'un approvisionnement en énergie sûr et climatiquement neutre soit atteint d'ici à 2050. Mais depuis l'entrée en vigueur de la loi sur l'énergie révisée au début de 2018, le Conseil fédéral a déjà poursuivi le développement complet des conditions-cadres dans l'esprit de la Stratégie énergétique 2050 et il a mis de nombreuses mesures sur les rails (cf. ci-dessus). Cette remarque s'applique aussi à la situation actuellement tendue sur les marchés de l'énergie: le Conseil fédéral a déjà décidé à cet égard des mesures préventives correspondantes et il continue de suivre la situation de près. Les conditions de marché se sont elles aussi modifiées. Les augmentations de prix observées devraient renforcer les incitations à développer la production énergétique renouvelable, à adopter un comportement de consommation économe et à améliorer l'efficacité énergétique.

En conséquence, le Conseil fédéral renonce à proposer des mesures supplémentaires à ce stade. Mais il s'agira de suivre attentivement la suite de la discussion sur les mesures déjà introduites et sur leur mise en œuvre ultérieure. Ceci vaut aussi pour l'évolution comparée aux objectifs à long terme, d'ici 2050, qu'il faudra continuer de suivre précisément dans le cadre du monitoring et d'autres analyses. En outre, il s'agit aussi de promouvoir d'importants travaux de la Confédération dans le domaine de la chaleur et du couplage des secteurs (hydrogène, technologies d'émission négative, registre national des carburants et combustibles renouvelables).

11 Liste des références bibliographiques

AFC, AFF, OFEN, OFL, 2009. *Steuerliche Anreize für energetische Sanierungen von Gebäuden - Studie der interdepartementalen Arbeitsgruppe*, Berne.

ARAMIS, 2021. *CO2NET Grobes Design und Kostenschätzung für ein CO2 Sammel-Netzwerk in der Schweiz*. [Online]

Available at: <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=47346>

[Cité le 13 avril 2022].

ARAMIS, 2022. *DemoUpCARMA - Demonstration und Upscaling von Kohlenstoffdioxid-Management-Lösungen für Netto-Null-Schweiz*. [Online]

Available at: <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=49400>

[Cité le 13 avril 2022].

Balthasar, A. & Schalcher, H., 2020. *Forschung für die Schweizer Energiezukunft. Resümee des Nationalen Forschungsprogramms «Energie»*, Berne: Leitungsgruppen der Nationalen Forschungsprogramme «Energiewende» (NFP 70) und «Steuerung des Energieverbrauchs» (NFP 71), Schweizerischer Nationalfonds.

Bauer et al., 2017. *Potentials, costs and environmental assesement of electricity generation technologies*, Villigen: Paul Scherrer Institut.

BKW, 2021. *Die Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg*. [Online]

Available at: <https://www.bkw.ch/de/energie/energieproduktion/stilllegung-kernkraftwerk-muehleberg>

[Cité le 07 mai 2021].

CDF, 2022. *Ergebnisse der Subventionsprüfung der Eidgenössischen Finanzkontrolle zur Marktpremie für Grosswasserkraft*, Berne: Contrôle fédéral des finances CDF.

Collins, L., 2022. *World first for nuclear-powered pink hydrogen as commercial deal signed in Sweden*. [Online]

Available at: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/world-first-for-nuclear-powered-pink-hydrogen-as-commercial-deal-signed-in-sweden/2-1-1155202>

[Cité le 12 août 2022].

Conseil fédéral, 2020. *Botschaft und Entwurf zum Bundesbeschluss über einen Verpflichtungskredit für das Forschungsförderungsinstrument SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition) für die Jahre 2021–2032*, BBI 2020 1961, Berne: Le Conseil fédéral.

Conseil fédéral, 2021a. *Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien*, BBI 2021 1666, Berne: Le Conseil fédéral.

Conseil fédéral, 2021b. *Botschaft zur Volksinitiative «Für ein gesundes Klima (Gletscher-Initiative)» und zum direkten Gegenentwurf (Bundesbeschluss über die Klimapolitik)*, BBI 2021 1972., Berne: s.n.

Conseil fédéral, 2021c. *Langfristige Klimastrategie der Schweiz*, Berne: Le Conseil fédéral.

Cox et al., 2020. Life cycle environmental and cost comparison of current and future passenger cars under different energy scenarios. *Applied Energy* 269, p. 115021 (13 pp.).

EBP/Planair, 2021. *Externe Evaluation Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch 2018 bis 2020*, Berne: Office fédéral de l'énergie.

EICom, 2020a. *EICom System Adequacy 2030 - Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2030*, Berne: Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom.

EICom, 2020b. *Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion - Einschätzung der EICom*, Berne: Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom.

EICom, 2020c. *Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2020*, Berne: Eidgenössische Elektrizitätskommission.

EICom, 2020d. *Tätigkeitsbericht der EICom 2020*, Berne: Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom.

ETI, 2018. *The ETI Nuclear Cost Drivers Project: Summary Report*, s.l.: Energy Technologies Institute LLP.

Fritz et al, 2021. *Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie*, Berne: Office fédéral de l'énergie.

GIF, 2021. *GIF 2020 Annual Report*, Paris: Nuclear Energy Agency of the OECD (NEA).

IC Infraconsult AG, 2021. *Bestandesaufnahme von Projekten für die Produktion erneuerbarer Energie - Kurzevaluation*, Berne: sur l'ordre de l'Office fédéral de l'énergie.

INFRAS/Energie Zukunft Schweiz, 2020. *Externe Evaluation der Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen und der Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch in den Jahren 2014 bis 2017*, Berne: Office fédéral de l'énergie.

Infras, 2020. *Jahresbericht 2019 des Gebäudeprogramms*, Berne: Office fédéral de l'énergie.

Nagra, 2016. *Entsorgungsprogramm 2016 (NAB 16-01)*, Wettingen: Nagra.

NEA, 2021. *Small Modular Reactors: Challenges and Opportunities*, Paris: Nuclear Energy Agency.

Nuclear Asia, 2021. *World's first high temperature gas-cooled reactor connected to grid in China*. [Online]

Available at: <https://www.nuclearasia.com/news/worlds-first-high-temperature-gas-cooled-reactor-connected-to-grid-in-china/4505/>

[Cité le 20 octobre 2022].

OFEN, 2015. *Wirkung steuerlicher Anreize für energetische Gebäudesanierungen und mögliche Hemmnisse bei deren Finanzierung - Zusatzbericht zur Ausgestaltung eines Mindeststandards*, Berne: Office fédéral de l'énergie.

OFEN, 2020a. *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2019*, Berne: Office fédéral de l'énergie.

OFEN, 2020b. *Weitere Massnahmen*. [Online]

Available at: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050/erstes->

[massnahmenpaket/weitere-massnahmen.html](#)

[Cité le 20 juillet 2021].

OFEN, 2020c. *Weltweite Kernenergienutzung*. [Online]

Available at: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/kernenergie/aufgaben-des-bfe/weltweite-kernenergienutzung.html>

OFEN, 2021a. *Energiestrategie 2050 - Monitoringbericht 2021 (ausführliche Fassung)*, Berne: Office fédéral de l'énergie.

OFEN, 2021b. *Medienmitteilung vom 24. November 2021 - Bundesrat setzt revidierte Verordnungen im Energiebereich in Kraft*. [Online]

Available at: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-86027.html>

[Cité le 09 août 2022].

OFEV, 2020. *Renaturierung der Schweizer Gewässer: Stand ökologische Sanierung Wasserkraft 2018*, Berne: Office fédéral de l'environnement.

OFPP, 2020. *Katastrophen und Notlagen Schweiz 2020 - Bericht zur nationalen Risikoanalyse*, Berne: Office fédéral de la protection de la population.

PENTA, 2021. *Joint position paper of the Pentalateral Energy Forum on*, s.l.: Pentalateral Energy Forum.

PLEF SG2, 2020. *Generation Adequacy Assessment April 2020 - Final Report*, s.l.: Pentalateral Energy Forum.

powermag.com, 2021. *Terrestrial Energy Launches 390-MW Molten Salt Nuclear Reactor Design*. [Online]

Available at: <https://www.powermag.com/terrestrial-energy-launches-390-mw-molten-salt-nuclear-reactor-design/>

[Cité le 12 août 2022].

Prognos/TEP Energy/Infras, 2020. *Energieperspektiven 2050+ Kurzbericht*, Berne: Office fédéral de l'énergie.

Prognos/TEP/INFRAS, 2022. *Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 bis 2021*, Berne: Office fédéral de l'énergie.

Reuters, 2019. *France drops plans to build sodium-cooled nuclear reactor*. [Online]

Available at: <https://www.reuters.com/article/us-france-nuclearpower-astrid-idUSKCN1VK0MC>

[Cité le 12 août 2022].

RUMBA, kein Datum *Die Ziele von RUMBA*. [Online]

Available at: <https://www.rumba.admin.ch/rumba/de/home.html>

[Cité le 20 juillet 2021].

SEFRI, 2020. *Öffentlich finanzierte Energieforschung in der Schweiz*, Berne: Secrétariat d'État à la formation, à la recherche et à l'innovation.

SCCER-CREST, 2021. *SCCER CREST Endcommunication*, Basel: Swiss Competence Center for Energy Research - Competence Center for Research in Energy, Society and Transition.

treeze, 2021. *Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2018*, Berne: Office fédéral de l'environnement.

EEC, OFEN, 2021. *Bericht 2013-2020*, Berne: Geschäftsstelle Vorbild Energie und Klima VBE, Office fédéral de l'énergie BFE.

DDPS, *Umweltmanagement - Raumordnungs- und Umweltmanagementsystem VBS*. [Online]
Available at: <https://www.vbs.admin.ch/de/umwelt/umweltschutz/umweltmanagement.html>
[Cité le 20 juillet 2021].

Westinghouse, kein Datum *Lead-cooled Fast Reactor (LFR): The Next Generation of Nuclear Technology*. [Online]
Available at: <https://www.westinghousenuclear.com/energy-systems/lead-cooled-fast-reactor>
[Cité le 12 août 2022].

WNN, 2017. *Xe-100 HTGR moves to conceptual design*. [Online]
Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Xe-100-HTGR-moves-to-conceptual-design>
[Cité le 12 août 2022].

WNN, 2021a. *NuScale SMR planned for Romania*. [Online]
Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/NuScale-SMR-planned-for-Romania>
[Cité le 12 août 2022].

WNN, 2021b. *Wyoming site chosen for Sodium plant*. [Online]
Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Wyoming-site-chosen-for-Sodium-plant>
[Cité le 12 août 2022].

WNN, 2021c. *Moltex SMR clears first phase of regulatory review*. [Online]
Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Moltex-SMR-clears-first-phase-of-regulatory-review>
[Cité le 12 août 2022].

WNN, 2021d. *Rolls-Royce submits SMR design for UK assessment*. [Online]
Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Rolls-Royce-submits-SMR-design-for-UK-assessment>
[Cité le 12 août 2022].

WNN, 2021e. *Russia starts building lead-cooled fast reactor*. [Online]
Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Russia-starts-building-lead-cooled-fast-reactor>
[Cité le 12 août 2022].

WNN, 2021f. *Japanese gas-cooled reactor restarts*. [Online]
Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Japanese-gas-cooled-reactor-restarts>
[Cité le 12 août 2022].

WNN, 2021g. *Demonstration HTR-PM connected to grid*. [Online]
Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Demonstration-HTR-PM-connected-to-grid>
[Cité le 12 août 2022].

WNN, 2022. *Macron sets out plan for French nuclear renaissance*. [Online]
Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Macron-announces-French-nuclear-renaissance>
[Cité le 12 août 2022].



12 Annexe

12.1 Aperçu des mesures

12.1.1 Mesures concernant l'efficacité énergétique

Mesure / article	Brève description	État de la mise en œuvre et du développement
Valeurs indicatives de consommation (art. 3 LEne)	Les valeurs indicatives concernant la consommation moyenne d'énergie et d'électricité prévues par la LEne sont importantes, car elles servent de boussole pour les entreprises et la société et elles permettent de vérifier simplement l'évolution de la mise en œuvre de la stratégie énergétique. À l'horizon 2035, la consommation moyenne par personne et par année doit être réduite de 43% pour l'énergie et de 13% pour l'électricité par rapport au niveau de l'an 2000.	En vigueur depuis le 1.1.2018. Les valeurs indicatives fixées dans la LEne pour 2020 (consommation d'énergie finale: -16%; consommation électrique: -3%) ont été atteintes⁴⁸. Le 18.6.2021, en adoptant le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Conseil fédéral a décidé de déclarer les valeurs indicatives ancrées dans la LEne comme des objectifs obligatoires pour 2035 et de les adapter partiellement. En outre, des valeurs cibles pour 2050 doivent également être prévues dans la loi. Les valeurs cibles concernant la consommation énergétique moyenne par personne restent inchangées d'ici 2035 (-43% par rapport à l'an 2000) et presque inchangées d'ici 2050 (-53%). La valeur cible pour la consommation électrique moyenne par personne pour 2035 reste inchangée (-13% par rapport à l'an

⁴⁸ La valeur indicative pour la consommation d'énergie finale par personne a déjà été atteinte les trois années qui ont précédé la pandémie de COVID-19. La consommation électrique par personne est, depuis 2015, inférieure à la valeur indicative. Il est donc très probable que les valeurs indicatives auraient aussi été atteintes en 2020 sans la baisse de la consommation induite par la pandémie.

		2000). Compte tenu de l'électrification accrue que requiert l'objectif de zéro émission nette, la valeur cible pour 2050 est ramenée à -5% (-18% jusqu'ici). Le projet fait actuellement l'objet des délibérations parlementaires.
Programme Bâtiments (art. 51 et 52 LEné et art. 34 de la loi sur le CO ₂)	La Confédération et les cantons soutiennent par le Programme Bâtiments des mesures de construction efficaces sur le plan énergétique dans le domaine du bâtiment. Ces mesures doivent contribuer à réduire considérablement la consommation énergétique du parc immobilier suisse et à abaisser les émissions de CO ₂ .	Le Programme Bâtiments, qui répond aux dispositions de l'art. 34 de la loi sur le CO₂, est en vigueur depuis 2010. Environ 2,6 milliards de francs ont été versés depuis 2010 dans le cadre du Programme Bâtiments à titre de contributions d'encouragement (état 2021). Grâce à cet investissement, le parc immobilier suisse consomme aujourd'hui 2,8 milliards de kilowattheures de moins par an et il émet 753 000 tonnes de CO₂ de moins par an. L'effet cumulé des mesures d'encouragement tout au long du cycle de vie se chiffre à environ 72 milliards de kilowattheures et plus de 18 millions de tonnes de CO₂. Le Programme Bâtiments a été développé en 2018 dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 (modification de l'ordonnance dès 2017). La bipartition appliquée jusqu'à ce stade entre une partie nationale gérée de manière centralisée pour encourager la modernisation de l'enveloppe des bâtiments et une partie cantonale pour encourager les énergies renouvelables dans le bâtiment, la technique du bâtiment et l'utilisation des rejets de chaleur a été abandonnée: la compétence pour encourager la modernisation énergétique de l'enveloppe des bâtiments a été transférée aux cantons. Pendant la session d'automne 2022, le Parlement a adopté la loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur

		l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique. Cette loi, qui est le contre-projet indirect à l'initiative pour les glaciers, prévoit que le Programme Bâtiments soit doté de 200 millions de francs supplémentaires par année pendant 10 ans pour encourager le remplacement des installations de chauffage à combustible fossile et des chauffages électriques fixes à résistances par une production de chaleur à base d'énergies renouvelables.
Allègements fiscaux pour l'assainissement énergétique des bâtiments (art. 32, al. 2, 2 ^e et 3 ^e phrases, et al. 2 ^{bis} , LIFD; art. 9, al. 3, let. a, et 3 ^{bis} , LHID)	Il était déjà possible antérieurement de déduire des impôts sur le revenu les investissements consentis dans l'assainissement énergétique des bâtiments. La Stratégie énergétique 2050 a introduit deux nouveautés dans l'impôt fédéral direct: la déductibilité des frais de démolition en vue d'une construction de remplacement et la transférabilité des coûts d'investissement et des frais de démolition énergétiques sur les deux périodes fiscales suivantes lorsqu'ils ne peuvent pas être entièrement pris en considération durant la période fiscale. Cette mesure vise à encourager la réalisation d'assainissements complets plutôt que partiels, car les premiers sont plus sensés énergétiquement.	En vigueur depuis le 1.1.2020. Comme il n'était possible d'exercer le droit à cette nouvelle déduction fiscale qu'à partir de l'impôt 2020, on ne saurait encore estimer l'effet énergétique des nouvelles mesures. Méthodologiquement, il faut attendre dix ans pour estimer l'impact sur la base des données fiscales.
Appels d'offres publics (art. 32 LEne)	Les appels d'offres publics («ProKilowatt») soutiennent des programmes et des projets visant à réduire la consommation électrique dans les entreprises industrielles et de services ainsi que dans les ménages. Des incitations financières doivent soutenir l'éclosion de mesures d'efficacité qui ne sont pas encore rentables ou qui achoppent à d'autres obstacles. La mise en œuvre passe par une procédure de mise aux enchères	En vigueur depuis le 1.1.2009. Depuis l'entrée en vigueur de l'instrument, les fonds d'encouragement disponibles ont été progressivement augmentés en plusieurs étapes de 9 millions de francs par an à 50 millions de francs par an. En outre, dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, on a élargi l'éventail des mesures pouvant bénéficier d'un soutien en considérant les mesures de réduction des pertes de transformation dans les installations

	qui vise à maximiser les économies d'électricité par rapport aux moyens d'encouragement investis.	électriques de production et de distribution d'électricité et les mesures d'utilisation, dans la production électrique, des rejets de chaleur non exploitables par ailleurs. Effets (état à la fin de 2021): plus de 800 projets et programmes ont bénéficié d'un volume de soutien d'environ 333 millions de francs entre 2010 et 2021. Sur la durée d'utilité des mesures encouragées, les économies d'électricité ainsi réalisées atteignent 11,9 TWh. La loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables doit désormais constituer une base pour les programmes nationaux d'encouragement des mesures d'efficacité électrique standard susceptibles de compléter les programmes de «ProKilowatt».
Dispositions visant les émissions de CO₂ des véhicules (art. 10 à 13 de la loi sur le CO₂) et l'efficacité énergétique des véhicules (art. 44 LEne)	Les dispositions visant les émissions de CO₂ ont pour but d'accroître l'efficacité des voitures de tourisme, des voitures de livraison et des tracteurs à sellette légers. À l'instar de l'UE, la Suisse connaît des dispositions réglementant les émissions de CO₂ des véhicules neufs. Jusqu'à la fin de 2020, les émissions des voitures de tourisme mises en circulation pour la première fois ont été réduites à 95 g de CO₂/km en moyenne, et à 147 g de CO₂/km en moyenne pour les voitures de livraison et les tracteurs à sellette légers mis en circulation pour la première fois. À partir de 2021, les valeurs cibles sont de 118 g,	Les dispositions relatives aux émissions de CO₂ sont en vigueur depuis le 1.7.2012. Les valeurs cibles ont été adaptées pour le 1.1.2020, dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, par analogie à celles de l'UE. En 2021, ces valeurs ont été adaptées en 2021 sur la base de la procédure WLTP, qui donne des résultats plus proches de la réalité. À ce stade, les valeurs cibles ont toujours été manquées, nettement en général, ce qui a conduit, notamment en 2019 et 2020, à des sanctions s'élevant à plusieurs dizaines, voire des centaines de millions de francs. Simultanément, de fortes incitations ont été introduites en faveur des voitures électriques, dont la part a fortement progressé en 2020 et, surtout, en 2021.

	respectivement de 186 g de CO₂/km selon la nouvelle méthode de mesure WLTP⁴⁹. Une étiquette-énergie renseigne sur la consommation de carburant en l/100 km, les émissions de CO₂ en g/km et l'efficacité énergétique, afin de soutenir la réduction visée de la consommation moyenne de carburant des voitures de tourisme neuves.	Suite au rejet par le peuple du projet de révision totale de la loi sur le CO₂ en 2021, les réductions suivantes des valeurs cibles selon la trajectoire prévue d'ici à 2025 et 2030 sont suspendues pour le moment. Dans le nouveau projet de révision de la loi sur le CO₂, le Conseil fédéral propose, sur le modèle de la législation de l'UE, de maintenir le cap en prévoyant des réductions supplémentaires des valeurs cibles en matière d'émissions de CO₂ pour les véhicules neufs.
Consommation énergétique des entreprises (art. 46 LEne)	Les conventions d'objectifs entre la Confédération et les entreprises sont un instrument qui vise à améliorer l'efficacité énergétique des entreprises industrielles et de services et à réduire leurs émissions de CO₂. Les entreprises peuvent conclure volontairement une convention d'objectifs ou y être astreintes pour être exemptées de la taxe sur le CO₂ (art. 31, al. 1, de la loi sur le CO₂). En outre, les conventions d'objectifs constituent une condition préalable au remboursement du supplément perçu sur le réseau. Cet instrument comprend les conventions d'objectifs librement consenties (art. 46, al. 2, LEne) et les conventions d'objectifs édictées par les cantons (art. 46, al. 3, LEne). La plupart des cantons recourent à trois instruments: les conventions d'objectifs de la Confédération, leurs propres conventions d'objectifs cantonales et l'analyse de la consommation énergétique.	En vigueur depuis le 1.1.1999. <i>Conventions d'objectifs librement consenties (art. 46, al. 2, LEne)</i> Les conventions d'objectifs librement consenties ne sont pas particulièrement demandées: les mandataires de la Confédération, l'Agence Cleantech Suisse (act) et l'Agence de l'économie pour l'énergie (AEnEc) ont pour mandat de conclure ensemble au moins 2000 conventions d'objectifs librement consenties. À la fin de 2021, 265 conventions étaient signées. Malgré leur obligation contractuelle, Act et AEnEc ne sont pas en mesure d'appliquer à grande échelle les conventions d'objectifs librement consenties. <i>Conventions d'objectifs des cantons (art. 46, al. 3, LEne)</i> Les cantons ont développé, à partir de cette disposition et de celles qui l'ont précédée dans l'ancienne loi sur l'énergie, le modèle de consommation pour les grands consommateurs, qui oblige ceux-ci à améliorer leur efficacité énergétique. La plupart des cantons appliquent ce modèle.

⁴⁹ Procédure d'essai mondiale pour les voitures particulières et les véhicules utilitaires légers (Worldwide Harmonized Light-Duty Vehicles Test Procedure)

Remboursement du supplément perçu sur le réseau (art. 39 à 43 LEne)	Les entreprises à forte consommation d'électricité obtiennent sur demande et à certaines conditions le remboursement total ou partiel du supplément perçu sur le réseau qu'elles ont payé pour encourager l'électricité renouvelable.	En vigueur depuis le 1.1.2014. En 2020, le montant remboursé a atteint environ 102 millions de francs. Quelque 230 consommateurs finaux pouvaient prétendre à ce remboursement. En contrepartie, ces ayants droit sont tenus d'améliorer leur efficacité énergétique. L'amélioration de l'efficacité énergétique est inférieure à la moyenne du progrès technique et inférieure à l'objectif visant une amélioration d'au moins 2 points de pourcentage par an: les conventions d'objectifs prévoyant le remboursement du supplément perçu sur le réseau ont induit une amélioration de l'efficacité d'environ 1,2 point de pourcentage par an.
Dispositions concernant l'efficacité énergétique des installations et appareils (art. 44 LEne)	Afin de réduire la consommation énergétique, le Conseil fédéral édicte pour les installations et appareils fabriqués en série, y compris leurs pièces également fabriquées en série, des dispositions concernant la consommation énergétique, l'efficacité énergétique et d'autres propriétés qui ont une incidence sur la consommation énergétique, la procédure d'expertise énergétique et les exigences relatives à la mise en circulation.	En vigueur depuis le 1.1.2005. La combinaison d'exigences minimales et de l'étiquetage énergétique débouche sur un effet «<i>push & pull</i>» sur le marché: les appareils les moins efficaces sont «poussés» («push») hors des circuits de distribution tandis que le développement d'appareils plus efficaces est encouragé («pull»). Bien que le parc des appareils électriques et électroniques ait augmenté globalement de 41,8% entre 2002 et 2020, sa consommation d'électricité a baissé d'environ 1,2 TWh (-15,6%). L'ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique (RS 730.02) fait l'objet de mises à jour régulières afin d'intégrer les nouveaux règlements en matière d'écoconception et d'étiquetage énergétique ainsi que leurs révisions. La dernière révision en date, qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2023, relève

		sensiblement les exigences minimales. Les appareils énergivores seront ainsi retirés du marché, ce qui permettra des économies d'électricité.
--	--	---

12.1.2 Mesures concernant les énergies renouvelables

<i>Mesure / article</i>	<i>Brève description</i>	<i>État de la mise en œuvre et du développement</i>
Valeurs indicatives pour le développement de l'électricité issue d'énergies renouvelables (art. 2 LEne)	Les valeurs indicatives de la loi sur l'énergie constituent pour les entreprises et la société une orientation importante quant au développement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables. Elles permettent aussi de vérifier simplement l'évolution effective de la mise en œuvre de la stratégie énergétique. La production électrique renouvelable annuelle (énergie hydraulique non comprise) doit atteindre au moins 11,4 TWh d'ici à 2035, tandis que la production hydroélectrique devra être d'au moins 37,4 TWh.	En vigueur depuis le 1.1.2018. La valeur indicative prévue dans la LEne pour le développement de la production électrique renouvelable en 2020 (minimum de 4,4 TWh, énergie hydraulique non comprise) a été pleinement réalisée. Le 18.6.2021, en adoptant le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Conseil fédéral a décidé de déclarer les valeurs indicatives ancrées dans la LEne en tant qu'objectifs obligatoires pour 2035 et de les adapter partiellement de sorte qu'elles soient compatibles avec l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre à l'horizon 2050. Ceci vaut désormais également pour les valeurs cibles pour 2050. La valeur cible pour le développement de la production électrique renouvelable (énergie hydraulique non comprise) d'ici à 2035 est désormais de 17 TWh (auparavant 11,4 TWh). La valeur cible pour 2050 est de 39 TWh (auparavant 24,2 TWh). Les valeurs cibles concernant le développement de la production hydroélectrique restent inchangées (37,4 TWh pour 2035, 38,6 TWh pour 2050). Le projet fait actuellement l'objet des délibérations parlementaires.

<i>Mesure / article</i>	<i>Brève description</i>	<i>État de la mise en œuvre et du développement</i>
Système de rétribution de l'injection (art. 19 à 23 LEne) et financement des frais supplémentaires (art. 73, al. 4, LEne)	Le système de rétribution de l'injection a été introduit en 2009 pour encourager la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable. Il rémunère les producteurs pour l'électricité provenant de l'énergie solaire, de l'énergie éolienne, de la biomasse, de la géothermie ou des petites centrales hydroélectriques qu'ils injectent dans le réseau électrique. Le financement est assuré par le supplément perçu sur le réseau. Des décisions d'octroi peuvent encore être rendues jusqu'à la fin de 2022, mais les nouvelles installations ne sont désormais plus admises pour cette mesure d'encouragement. Le financement des frais supplémentaires est le modèle précurseur de la rétribution à prix coûtant du courant injecté.	En vigueur depuis le 1.8.2008. Les fonds d'encouragement ont atteint environ 2,3 milliards de francs entre 2018 et 2021. En 2021, la production électrique bénéficiant d'un encouragement a atteint environ 4000 GWh/a. Dans le cadre de la révision totale de la LEne, entrée en vigueur au 1.1.2018, le système de rétribution de l'injection est désormais axé sur les coûts. La commercialisation directe a été introduite pour les grandes installations. Le système de rétribution de l'injection expire à la fin de 2022. Il sera remplacé par les contributions d'investissement.
Rétribution unique pour le photovoltaïque (art. 25 ainsi que 24, 28 et 29 LEne)	Les contributions d'investissement uniques (rétributions uniques) sont un instrument de la Confédération visant à encourager la production d'électricité provenant d'installations photovoltaïques (installations PV). On distingue les rétributions uniques pour les petites installations PV (PRU) des rétributions uniques pour les grandes installations PV (GRU). La rétribution unique se monte au maximum à 30% des coûts d'investissement déterminants des installations de référence au moment de la mise en exploitation.	En vigueur depuis le 1.1.2018. Le développement du photovoltaïque a fortement progressé entre 2018 et 2022: 271 MW de puissance photovoltaïque ont été vendus en 2018, contre 493 MW déjà en 2020 et 705 MW en 2021. Les listes d'attente qui existaient depuis des années pour bénéficier de l'encouragement ont été résorbées en septembre 2021. Quelque 901 millions de francs ont été versés à titre de rétribution unique entre 2018 et 2021. La production électrique des installations bénéficiant de la rétribution unique a atteint 2000 GWh en 2021.

Mesure / article	Brève description	État de la mise en œuvre et du développement
		Selon la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, les installations sans consommation propre doivent pouvoir recevoir un soutien à concurrence de 60% des coûts d'investissement des installations de référence. Il doit être possible de fixer le montant de cette rétribution unique par mise aux enchères. Le Parlement a anticipé cette demande dans le cadre de l'initiative parlementaire 19.443. Le Conseil fédéral a décidé que les révisions d'ordonnances correspondantes entreront en vigueur le 1 ^{er} janvier 2023.
Prime de marché (art. 30 et 31)	Les exploitants de grandes installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW ont droit à une prime de marché s'ils doivent vendre sur le marché l'électricité issue de ces installations à des prix inférieurs aux coûts de revient. La prime de marché est plafonnée à 1 ct./kWh.	En vigueur depuis le 1.1.2018. Quelque 406 millions de francs ont été versés entre 2018 et 2021 à titre de prime de marché. À l'origine, cet instrument était limité à la fin de 2022. Suite à l'initiative parlementaire 19.443, la prime de marché a été prorogée jusqu'à la fin de 2031.
Contribution d'investissement allouée pour la grande hydraulique (art. 26 ainsi que 24, 28 et 29 LEne)	Les exploitants de grandes installations hydroélectriques peuvent demander une contribution d'investissement pour les nouvelles installations et pour les agrandissements ou les rénovations notables d'installations existantes d'une puissance supérieure à 10 MW _{br} (puissance mécanique brute moyenne). Ces contributions visent à encourager le développement et la flexibilisation de la force hydraulique. Cinquante millions de francs sont disponibles chaque année jusqu'en 2030.	En vigueur depuis le 1.1.2018. L'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR) a été révisée chaque année. Les critères définissant les agrandissements et l'imputabilité des entrées de liquidités ont notamment été précisés. En outre, le stockage d'énergie supplémentaire est désormais plus fortement encouragé (40% au lieu de 35%). Entre 2018 et 2021, quelque 147 millions de francs ont été alloués à titre de contributions d'investissement aux grandes centrales

Mesure / article	Brève description	État de la mise en œuvre et du développement
		hydroélectriques. La production attendue de ces installations après l'investissement est d'environ 4469 GWh/a. Dans le cadre de l'initiative parlementaire 19.443, les ressources à disposition pour la grande hydraulique sont doublées pour atteindre 100 millions de francs par an (0,2 ct./kWh/a). De plus, les nouvelles installations et les agrandissements notables pourront bénéficier d'un soutien à hauteur de 60% au maximum des coûts d'investissement (auparavant 40%), les contributions en cas de rénovation notable restant inchangées (40%). Les coûts supplémentaires non amortissables ne seront plus déterminants pour le plafonnement de la contribution d'investissement. Le Conseil fédéral a décidé que la révision d'ordonnance correspondante entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2023. La loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur les énergies renouvelables prévoit en outre des contributions aux coûts d'étude de projet et une prorogation de l'encouragement par les contributions d'investissement jusqu'en 2035.
Contribution d'investissement allouée pour la petite hydraulique (art. 26 ainsi que 24, 28 et 29 LEne)	Les exploitants de petites installations hydroélectriques peuvent bénéficier d'une contribution d'investissement pour les agrandissements notables ou les rénovations notables d'installations existantes d'une puissance d'au moins 300 kW _{br} et d'au plus 10 MW _{br} . Ces contributions visent à encourager le développement et la flexibilisation de la force hydraulique.	En vigueur depuis 1.1.2018. L'OEnER a été révisée chaque année. Les critères définissant les agrandissements et l'imputabilité des entrées de liquidités ont notamment été précisés. En outre, les centrales situées sur les canaux de dérivation ou sur les canaux de fuite existants sont

<i>Mesure / article</i>	<i>Brève description</i>	<i>État de la mise en œuvre et du développement</i>
	Quelque 10 à 20 millions de francs sont à disposition chaque année jusqu'en 2030.	désormais considérées comme exploitables de manière autonome. Entre 2018 et 2021, quelque 64 millions de francs ont été alloués aux petites centrales hydroélectriques à titre de contributions d'investissement. La production attendue des installations après l'investissement est d'environ 191 GWh/a. Dans le cadre de l'initiative parlementaire 19.443, les nouvelles installations à partir d'une puissance de 1 MW doivent pouvoir bénéficier, en remplacement de la RPC, d'une contribution limitée à 60% au maximum des coûts d'investissement. Les coûts supplémentaires non amortissables ne seront plus déterminants pour le plafonnement de la contribution d'investissement. Les taux maximaux applicables aux agrandissements notables (60%) et aux rénovations notables (40%) sont les mêmes que pour la grande hydraulique. Le Conseil fédéral a décidé que la révision d'ordonnance correspondante entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2023. La loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur les énergies renouvelables prévoit en outre des contributions aux coûts d'étude de projet et une prorogation de l'encouragement par les contributions d'investissement jusqu'en 2035.
Contributions d'investissement pour les installations de	Les usines d'incinération des ordures ménagères, les installations au gaz d'épuration et les centrales au bois d'importance régionale peuvent bénéficier d'une contribution d'investissement. La contribution d'investissement est limitée à	En vigueur depuis le 1.1.2018. Quelque 13 millions de francs ont été alloués aux installations de biomasse entre 2018 et 2021 à titre de contributions

<i>Mesure / article</i>	<i>Brève description</i>	<i>État de la mise en œuvre et du développement</i>
biomasse (art. 27 ainsi que 24, 28 et 29 LEne)	20% au plus des coûts d'investissement imputables (c'est-à-dire des coûts d'investissement directement liés à la production d'électricité) et à 100% au plus des coûts supplémentaires non amortissables.	d'investissement. La production attendue est d'environ 109 GWh/a. Dans le cadre de l'initiative parlementaire 19.443, l'encouragement pour les installations de biomasse doit être revu à la hausse pour atteindre 60% au plus des coûts d'investissement. Il faut donc s'attendre à ce que le nombre des demandes augmente. La contribution d'investissement pour les installations au gaz d'épuration et les installations d'incinération des ordures ménagères continue de se monter à 20% des coûts d'investissement imputables. Le Conseil fédéral a décidé que la révision d'ordonnance correspondante entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2023. La loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prévoit en outre des contributions aux coûts d'étude de projet et une prolongation de l'encouragement par les contributions d'investissement jusqu'en 2035.
Contributions à la recherche de ressources géothermiques et garanties pour la géothermie (art. 33 LEne)	S'agissant de projets géothermiques destinés à la production électrique, des contributions sont versées et des garanties pour la géothermie sont accordées pour la phase exploratoire et de prospection. Ces contributions visent à atténuer les risques géologiques auxquels les projets géothermiques sont exposés (à savoir le risque de ne pas trouver les ressources géothermiques propres à l'utilisation prévue en surface). Ces contributions sont donc à disposition pendant les phases de	En vigueur depuis le 1.1.2018. Entre 2018 et 2021, quelque 107 millions de francs ont été libérés à titre de contributions à la recherche géothermique et aux garanties pour la géothermie. La production attendue est d'environ 109 GWh/a. Dans le cadre de l'initiative parlementaire 19.443, les installations géothermiques doivent désormais recevoir des contributions

Mesure / article	Brève description	État de la mise en œuvre et du développement
	prospection et d'exploration, durant lesquelles les risques géologiques sont les plus importants, et elles couvrent jusqu'à 60% des coûts d'investissement des installations dans le sous-sol. Un montant annuel maximum de 50 millions de francs est à disposition jusqu'en 2030 pour les garanties et les contributions.	d'investissement au lieu de contributions à la recherche de ressources géothermiques. Il est aussi possible de faire valoir les coûts de mise en valeur du sous-sol et certains coûts d'étude de planification inhérents à la phase de prospection et de mise en valeur. Une fois la phase de prospection fructueusement achevée, il est désormais possible de demander des contributions d'investissement pour la réalisation d'installations géothermiques destinées à la production d'électricité. La loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prévoit que des contributions d'investissement peuvent désormais être versées également pour la mise en valeur du sous-sol. Cette mise en valeur va au-delà de la recherche de ressources géothermiques qui prévaut actuellement: elle comprend la confirmation d'un réservoir géothermique supposé et la détermination du potentiel de rendement (exploration) ainsi que l'éventuelle réinjection de l'eau captée dans le réservoir géothermique.
Consommation propre / regroupement dans le cadre de la consommation propre (art. 16 à 18 LEne)	Quiconque produit de l'électricité peut la consommer lui-même ou se regrouper avec des consommateurs finaux situés à proximité d'une installation de production électrique décentralisée dans la perspective d'une consommation propre commune (regroupement dans le cadre de la consommation propre, RCP). Outre le bien-fonds sur lequel se trouve l'installation de production, les terrains environnants sont aussi réputés lieu de production. La consommation propre permettant d'économiser sur les coûts d'acquisition de l'énergie, elle	En vigueur depuis le 1.1.2014 (consommation propre), respectivement depuis le 1.1.2018 (RCP). Comme les revenus liés à la consommation propre ont une plus forte incidence sur la rentabilité des installations photovoltaïques que le soutien financier via la rétribution unique, le développement du photovoltaïque au cours de ces dernières années s'explique surtout par les possibilités de consommation propre. Dans ce contexte, le RCP joue un rôle important, puisque plusieurs

Mesure / article	Brève description	État de la mise en œuvre et du développement
	constitue elle-même une incitation à produire soi-même de l'énergie.	consommateurs peuvent bénéficier de la production d'électricité solaire. La loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prévoit des optimisations comme l'élargissement des possibilités de constitution d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre.
Plans directeurs et plans d'affectation cantonaux (art. 10 et 11 LEné et art. 6 et 8b LAT)	En établissant des plans directeurs et des plans d'affectation, les cantons signalent aux autorités chargées de prendre les décisions que certaines zones se prêtent en principe aux installations de production d'énergie renouvelable. Cette désignation doit contribuer à accélérer les procédures d'autorisation pour des projets de construction d'installations de production d'électricité issue des énergies renouvelables.	En vigueur depuis le 1.1.2018. Avant même l'entrée en vigueur de la LEné révisée, certains cantons ont établi une planification globale délimitant les tronçons de cours d'eau appropriés. L'ARE, l'OFEV et l'OFEN s'emploient à élaborer une aide à l'exécution qui doit remplacer la recommandation actuelle concernant la petite hydraulique tout en fournissant un outil de pesée des intérêts au niveau du plan directeur. À ce stade, les cantons sont peu nombreux à avoir mis en œuvre la nouvelle disposition. En outre, l'art. 22a OEné a précisé que les nouvelles autorisations ne supposent pas une planification cantonale globale.
Intérêt national (art. 12 et 13 LEné)	Les centrales hydroélectriques et les éoliennes, nouvelles et existantes, reçoivent à partir d'une certaine taille et d'une certaine importance, le statut d'intérêt national. Les installations destinées à la production d'énergie sont ainsi mises fondamentalement sur un pied d'égalité avec les autres intérêts nationaux, notamment avec le niveau de protection des objets	En vigueur depuis le 1.1.2018. Certaines procédures liées à des projets hydroélectriques et d'énergie éolienne durent plusieurs décennies. Il est donc encore trop tôt pour s'exprimer généralement sur l'effet des nouvelles dispositions.

Mesure / article	Brève description	État de la mise en œuvre et du développement
	figurant dans l'inventaire fédéral des paysages, sites et monuments naturels d'importance nationale (IFP). Ainsi, les projets de production d'énergie renouvelable auront plus de poids dans la nécessaire pesée des intérêts que comporte la procédure d'autorisation et ils seront plus intéressants aux yeux des investisseurs.	
Procédure d'autorisation et délai d'expertise (art. 14 LEne)	Les projets de construction d'installations de production d'énergie renouvelable seront autorisés plus rapidement, car les cantons prévoient des procédures d'autorisation brèves et que les commissions de protection de la nature et du paysage devront rendre leurs expertises dans les trois mois aux autorités compétentes pour délivrer les permis. En ce qui concerne les prises de position et les autorisations de la Confédération, une unité administrative de coordination a été mise sur pied (guichet unique) et des délais sont prévus.	En vigueur depuis le 1.1.2018. La Commission fédérale pour la protection de la nature et du paysage a rendu dans les délais toutes ses expertises concernant les projets de construction d'installations de production d'énergie renouvelable. Le guichet unique est à l'œuvre depuis 2018. Depuis le début de 2021, on dispose d'une banque de données sur les projets d'énergie éolienne prévus, réalisés et abandonnés ainsi que sur les zones inscrites dans le plan directeur car elles se prêtent à l'exploitation de l'énergie éolienne. La coordination des avis des services fédéraux est établie et réduit le coût organisationnel à la fois pour les responsables de projet et les services fédéraux.
Garantie d'origine / marquage de l'électricité (art. 9 LEne)	Les garanties d'origine facilitent le commerce international de l'électricité renouvelable et permettent de tracer l'électricité consommée par le client final jusqu'à son origine. Elles servent de preuve à la branche de l'électricité en vue du marquage de l'électricité: le marquage complet du mode de production de l'électricité achetée (déclaration complète, élimination du «courant gris») vise à accroître la transparence envers les consommateurs.	En vigueur depuis le 1.1.2018 (déclaration complète). En 2021, environ 80% de l'électricité distribuée en Suisse provenait de sources renouvelables (2020: 76%), 68% étaient produits par la grande hydraulique et quelque 11,5% trouvaient leur origine dans le photovoltaïque, l'éolien, la petite hydraulique et la biomasse. En outre, 18,5% provenaient de l'énergie nucléaire et 2% des déchets et des agents énergétiques fossiles.

<i>Mesure / article</i>	<i>Brève description</i>	<i>État de la mise en œuvre et du développement</i>
Accélération des procédures de planification et d'autorisation	De nos jours, les procédures de construction de grandes installations éoliennes ou hydroélectriques sont souvent longues. C'est pourquoi le Conseil fédéral propose de simplifier et de rationaliser les procédures de planification et d'autorisation pour les installations éoliennes et hydroélectriques les plus importantes, sans toutefois faire de concession quant à la protection de la nature, de l'environnement et des monuments historiques. Le Conseil fédéral veut en outre favoriser le développement du photovoltaïque en autorisant la déduction fiscale des investissements dans les installations photovoltaïques également pour les nouveaux bâtiments et en simplifiant l'autorisation des installations solaires sur les façades (procédure d'annonce au lieu de procédure d'autorisation).	Lors de sa séance du 2 février 2022, le Conseil fédéral a mis un projet correspondant en consultation. L'évaluation des résultats de la consultation est en cours.

12.1.3 Mesures concernant les réseaux électriques

<i>Mesure / article</i>	<i>Brève description</i>	<i>État de la mise en œuvre et du développement</i>
Scénario-cadre (art. 9a LApEI)	L'OFEN établit un scénario-cadre servant de fondement à la planification du réseau de transport (380/220 kV, niveau de réseau 1) et des réseaux de distribution suprarégionaux (36-220 kV, niveau de réseau 3). Il s'appuie pour ce faire sur les objectifs de politique énergétique de la Confédération et sur les données de référence macroéconomiques, tout en tenant compte du contexte international. Le scénario-cadre découle d'une considération énergétique globale. Les dispositions du	En vigueur depuis le 1.1.2019. Le Conseil fédéral a approuvé le premier scénario-cadre le 23 novembre 2022. L'approbation est prévue pour la fin de 2022. Le scénario-cadre est vérifié tous les quatre ans et il est actualisé au besoin.

Mesure / article	Brève description	État de la mise en œuvre et du développement
	scénario-cadre alimentent la planification pluriannuelle subséquente des gestionnaires de réseau. Le scénario-cadre doit fournir des dispositions étayées par la politique énergétique dans la perspective d'un futur développement du réseau capable d'assurer le transport de l'électricité dans divers scénarios d'économie énergétique.	
Facteur de surcoût «câble souterrain – ligne aérienne» (art. 15c LIE)	Selon la loi sur les installations électriques, toute ligne d'une tension inférieure à 220 kV doit être réalisée sous forme de ligne souterraine dans la mesure où cela est possible du point de vue de la technique et de l'exploitation. Mais les coûts totaux d'un câblage ne peuvent dépasser ceux d'une ligne aérienne que d'un facteur déterminé: le facteur de surcoût. Le Conseil fédéral a fixé ce facteur de surcoût à 2,0 dans l'ordonnance sur les lignes électriques (OLEI; RS 734.31).	En vigueur depuis le 1.6.2020. Comme l'instrument n'est entré en vigueur qu'au 1 ^{er} juin 2020, les effets sur le taux de câblage ne peuvent pas encore être évalués. L'évolution des valeurs sera observée au cours des années à venir et le facteur de surcoût sera adapté au besoin.
Accélération des procédures au moyen des délais d'ordre dans la procédure de plan sectoriel (art. 15f, al. 3, LIE) et dans la procédure d'approbation des plans (art. 16a LIE)	L'introduction des délais d'ordre, qui représente une mesure d'accélération qui agit directement sur la durée de la procédure, a été mise en œuvre. C'est ainsi qu'un délai réglementaire de deux ans s'applique actuellement tant à la procédure de plan sectoriel qu'à la procédure d'approbation des plans. Le Conseil fédéral a en outre fixé dans l'ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques (OPIE; RS 734.25) – en plus des délais déjà existants pour la procédure d'approbation des plans – divers nouveaux délais pour les différentes étapes de la procédure de plan sectoriel (cf. art. 15f ss LIE). Ainsi, les autorités directrices (ESTI/OFEN) de même que les parties à la procédure sont tenues de régler les procédures dans les délais prescrits. Les parties doivent	En vigueur depuis le 1.6.2019. Comme les adaptations légales dans le cadre de la Stratégie Réseaux électriques ne sont entrées en force que récemment, l'efficacité des nouvelles réglementations dans la pratique n'a pas encore été contrôlée complètement.

Mesure / article	Brève description	État de la mise en œuvre et du développement
	exercer leurs droits et s'acquitter de leurs obligations de participation sans retard.	
Comptage intelligent (art. 17a et 17c LApEI)	D'ici à la fin de 2027, 80% de toutes les installations de mesure d'une zone de desserte devront avoir été équipés de compteurs intelligents. Les 20% restants peuvent être utilisés tant qu'ils sont en état de fonctionner. Les gestionnaires de réseau sont habilités à traiter les données enregistrées au moyen de systèmes de mesure, de commande et de réglage sans le consentement des personnes concernées uniquement pour la mesure, la commande et le réglage, pour l'utilisation de systèmes tarifaires ainsi que pour une exploitation sûre, performante et efficace du réseau, pour l'établissement du bilan du réseau, pour la planification du réseau, pour le décompte de l'électricité livrée, de la rémunération versée pour l'utilisation du réseau et de la rétribution pour l'utilisation de systèmes de commande et de réglage.	En vigueur depuis le 1.1.2018. Eu égard à la brève durée de la période d'observation, il n'est pas encore possible de tirer des conclusions quant à la cadence de la mise en œuvre. Le suivi du déploiement des compteurs intelligents (<i>smart meter rollout</i>) indique toutefois qu'environ 20% des clients suisses détiennent actuellement un compteur intelligent pour leur raccordement électrique (état en 2020).
Systèmes de commande et de réglage (art. 17b et 17c LApEI)	Les gestionnaires de réseau ne sont autorisés à installer des systèmes de commande et de réglage intelligents chez les clients finaux ou les producteurs qu'avec leur consentement, à moins que cette mesure ne soit nécessaire pour éviter une mise en péril immédiate et importante de la sécurité de l'exploitation du réseau. Le gestionnaire de réseau peut utiliser les systèmes de commande et de réglage intelligents déjà installés tant que le consommateur final ne l'interdit pas expressément. Le consommateur final ne peut pas interdire l'utilisation de ces	En vigueur depuis le 1.6.2019. En 2020, selon les indications des gestionnaires de réseau de distribution, l'utilisation des systèmes de télécommande centralisés traditionnels a légèrement diminué parmi les consommateurs d'électricité par rapport à 2019. Les nouveaux types d'installations de commande ont aussi régressé auprès des consommateurs. Une raison possible de cette évolution réside dans le démontage des systèmes de télécommande centralisés parallèlement à l'installation de possibilités de connexion simples

<i>Mesure / article</i>	<i>Brève description</i>	<i>État de la mise en œuvre et du développement</i>
	systèmes s'il s'agit d'éviter une mise en péril immédiate et importante du réseau.	dans le système de mesure intelligent lui-même. Ces nouveaux types d'installation de commande, nettement moins nombreux parmi les producteurs d'électricité, ont augmenté par rapport à 2019.
Régulation de la flexibilité	Un cadre légal doit être introduit pour l'utilisation de la flexibilité au service du réseau. Au préalable, un droit de propriété est défini pour l'utilisation des flexibilités. Ce droit doit revenir au producteur, à l'exploitant de stockage ou aux consommateurs finaux. Les principes de l'utilisation seront désormais réglés contractuellement avec les gestionnaires de réseau et les tiers. Les contrats doivent être exempts de discrimination et aussi uniformes que possible pour les petites flexibilités. Ainsi, la mise à disposition de flexibilité reçoit une valeur financière. Les gestionnaires de réseau de distribution sont habilités, dans un cadre limité, à ajuster l'injection décentralisée à la baisse de manière à décharger le réseau. Ils doivent rétribuer l'énergie non injectée. Dans les situations d'urgence, les gestionnaires de réseau sont autorisés à recourir sans frais aux flexibilités (sans contrat). Les gestionnaires de réseau sont tenus de prendre en compte les flexibilités lors de la planification du réseau, afin que les réseaux se développent plus avantageusement en ce qui concerne les coûts (et plus intelligemment). L'EICom, par la surveillance des abus, exerce le contrôle de l'évolution du marché.	Adoption par le Conseil fédéral du message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables en date du 18.6.2021. Le projet fait l'objet des délibérations parlementaires.
Régulation Sunshine	Une régulation Sunshine (=instrument de transparence) doit être introduite en complément à la régulation des coûts. L'EICom peut ainsi procéder à des comparaisons complètes	Adoption par le Conseil fédéral du message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur

Mesure / article	Brève description	État de la mise en œuvre et du développement
	des gestionnaires de réseau de distribution et les publier sur son site web. En utilisant cet instrument de transparence, l'EiCom adopte une approche multidimensionnelle, qui comprend en particulier des indicateurs pour des coûts et des tarifs adéquats, la qualité de l'approvisionnement et des services ainsi que la mise en œuvre des obligations de publier et de communiquer. Un indicateur concernera également les réseaux intelligents. Pour le reste, la régulation des coûts demeure. L'OFEN évaluera tous les quatre ans l'évolution des coûts du réseau au moyen de la régulation Sunshine. Si les améliorations de l'efficacité dans le domaine du réseau et les effets correspondants sur les coûts du réseau ne sont pas suffisants, le Conseil fédéral soumet un projet de loi visant à introduire une régulation incitative.	des énergies renouvelables le 18.6.2021. Le projet fait l'objet des délibérations parlementaires.
Tarification du réseau	Il faut commencer par créer dans la loi une amélioration pour les tarifs de réseau dynamiques et interdire la discrimination (négative) des consommateurs propres / regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP). Il faut en outre prévoir que les différences de couverture doivent être compensées rapidement. Les sous-couvertures «échoient» si elles ne sont pas compensées dans le délai prescrit. Des libertés tarifaires plus importantes sont esquissées pour l'ordonnance, notamment des prix en fonction de la puissance, des prix en fonction de la capacité ou des prix de base plus élevés pour les clients dont la puissance est mesurée et plus de libertés pour une tarification dynamique. En outre, l'ordonnance	Adoption par le Conseil fédéral du message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables le 18.6.2021. Le projet fait l'objet des délibérations parlementaires.

Mesure / article	Brève description	État de la mise en œuvre et du développement
	doit améliorer partiellement la répercussion des coûts d'un niveau de réseau à l'autre. Ces mesures doivent améliorer l'application du principe de causalité dans la tarification du réseau.	
Bac à sable réglementaire	En ce qui concerne la législation expérimentale dans le droit régissant l'approvisionnement en électricité, il s'agit d'instaurer désormais une base légale, et plus précisément un espace d'innovation non réglementé (aussi appelé «bac à sable réglementaire» [<i>regulatory sandbox</i>]). Cet espace permet, dans un domaine matériellement et géographiquement bien défini, de réunir des expériences concernant des réglementations qui s'écartent de certaines dispositions de la législation sur l'approvisionnement en électricité (LApEI / OApEI). Des dérogations aux dispositions extérieures à la LApEI (p. ex. LEnE, LIE ou LPD) ne sont pas possibles. Sur la base des expériences gagnées dans le «bac à sable», on peut ensuite évaluer si, et le cas échéant comment, il faut adapter la législation sur l'approvisionnement en électricité.	Adoption par le Conseil fédéral du message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables le 18.6.2021. Le projet fait l'objet des délibérations parlementaires.
Exploitation sûre du réseau / cascade	Pour éviter ou éliminer une mise en péril de la sécurité de l'exploitation du réseau de transport, Swissgrid est tenue par principe de préparer les mesures nécessaires contractuellement. Des conventions contractuelles sont conclues à cet effet entre Swissgrid et les gestionnaires de réseau de distribution/les consommateurs finaux/les producteurs. Si une convention n'est pas signée, l'EICom peut décider la conclusion d'un contrat. Les gestionnaires de réseau de distribution passent des contrats correspondants avec les	Adoption par le Conseil fédéral du message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables le 18.6.2021. Le projet fait l'objet des délibérations parlementaires.

<i>Mesure / article</i>	<i>Brève description</i>	<i>État de la mise en œuvre et du développement</i>
	acteurs dans leur réseau (cascade). Si la sécurité de l'exploitation du réseau de transport est mise en péril, les acteurs concernés sont tenus d'appliquer les consignes prévues par les conventions conclues. Exception: en cas de mise en péril immédiate de l'exploitation du réseau de transport et en l'absence de réglementation contractuelle, Swissgrid peut ordonner les mesures voulues unilatéralement. Règlement de la prise en charge des coûts: les coûts liés à la préparation et à la réalisation des mesures sont assimilés aux coûts de réseau de Swissgrid. Les coûts d'éventuelles mesures de substitution sont assumés par les acteurs défaillants. Responsabilité: les dommages éventuels subis par les consommateurs finaux concernés n'entrent pas dans les coûts d'exécution. Il n'existe aujourd'hui déjà aucun droit à un réseau totalement exempt de perturbation. Les consommateurs finaux qui dépendent d'un approvisionnement en électricité ininterrompu et sans perturbation doivent prendre des mesures appropriées (p. ex. groupe électrogène de secours dans un hôpital).	

12.1.4 Mesures concernant la sécurité d’approvisionnement et le marché

<i>Mesure</i>	<i>Brève description, objectif et effet attendu de la mesure</i>	<i>État de la mise en œuvre et développement</i>
Développement des énergies renouvelables	Le développement de la production électrique renouvelable doit être accéléré. Ce développement représente aussi en hiver une contribution (de base) importante pour la sécurité d’approvisionnement. À cet effet, les valeurs indicatives jusqu’à 2035 déjà ancrées dans la LEné sont déclarées objectifs obligatoires. Le niveau de certaines de ces valeurs est relevé. En outre, des objectifs de développement à atteindre d’ici à 2050 sont intégrés dans la LEné. Les responsables de projet reçoivent des contributions d’investissement pour réaliser les objectifs. Dans ce contexte, des critères spécifiques au développement de la production d’électricité en hiver peuvent être prévus. Les contributions sont financées par les consommateurs d’électricité en la forme du supplément (actuel) perçu sur les coûts de réseau.	Adoption par le Conseil fédéral du message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables le 18.6.2021. Le projet fait l’objet des délibérations parlementaires.
Capacité de production en hiver	Afin de maintenir l’actuelle capacité d’autonomie d’environ 22 jours également après la sortie de l’énergie nucléaire, il faut, à l’horizon 2040, accroître la production des barrages d’environ 2 TWh en hiver. Les projets de stockage appropriés doivent recevoir des contributions d’investissement spécifiques. Ces contributions seront financées par un supplément additionnel de 0,2 ct./kWh perçu sur les coûts du réseau de transport. Si l’objectif de développement de 2 TWh d’ici à 2040 ne pouvait être atteint par la seule grande hydraulique, des appels d’offres pourraient être organisés pour obtenir les capacités voulues à partir d’autres technologies applicables à plus court terme, dont la disponibilité est également assurée et qui sont neutres en termes de CO ₂ .	Adoption par le Conseil fédéral du message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables le 18.6.2021. Le projet fait l’objet des délibérations parlementaires.

Réserve d'énergie		Afin d'assurer la disponibilité de l'énergie dans des situations extraordinaires non prévisibles, une réserve d'énergie stratégique doit être constituée. Cette réserve doit être contractée par Swissgrid dans le cadre d'un appel d'offres. Les exploitants de centrales impliqués s'engagent, en cas d'adjudication, à conserver en stock une quantité d'énergie minimale déterminée pendant une durée définie, respectivement à se déconnecter du réseau. En contrepartie, ils reçoivent une rémunération que financent les consommateurs d'électricité par la rémunération versée pour l'utilisation du réseau.	Adoption par le Conseil fédéral du message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables le 18.6.2021. Le projet fait l'objet des délibérations parlementaires. Le 16 février 2022, le Conseil fédéral a décidé de constituer une réserve hydroélectrique dès l'hiver 2022/23. Cette réserve hydroélectrique, introduite par voie d'ordonnance, est entrée en force au 1^{er} octobre 2022. Elle sera remplacée ultérieurement par la réglementation prévue dans la révision en cours de la loi sur l'approvisionnement en électricité.
Ouverture du marché de l'électricité	du de	À l'heure actuelle, le marché de l'électricité en Suisse n'est ouvert que pour les grands consommateurs avec une consommation annuelle d'au moins 100 MWh. L'ouverture complète du marché mettra l'ensemble des consommateurs finaux, producteurs et fournisseurs d'électricité sur un plan d'égalité. Les petits consommateurs finaux (ménages, petites entreprises) pourront ainsi bénéficier également des avantages du libre choix. La réorganisation du marché de l'électricité doit renforcer la production décentralisée et améliorer l'intégration des énergies renouvelables dans le marché de l'électricité tout en permettant de nouveaux modèles d'affaires innovants. Par exemple, des communautés énergétiques peuvent se former pour vendre l'électricité renouvelable produite localement directement par des plateformes («électricité de proximité»). De telles structures permettent d'augmenter la valeur ajoutée directement au lieu de	Adoption par le Conseil fédéral du message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables le 18.6.2021. Le projet fait l'objet des délibérations parlementaires.

	production décentralisé et, partant, de réduire les besoins d'encouragement.	
Registre de données central («datahub»)	L'infrastructure des données du secteur de l'électricité doit être renforcée par la mise sur pied d'une plateforme numérique nationale performante: le registre de données. Le principe de subsidiarité s'applique: les entreprises doivent engager le développement et l'exploitation de ce registre de données. La Confédération édicte à cet effet des principes de gouvernance. S'il n'est pas fait usage de cette possibilité dans le délai prédéfini, la Confédération pourvoit à l'introduction d'un registre de données central. Tous les acteurs du marché et les clients y ont accès. Les processus fondamentaux d'économie énergétique sont traités uniformément par cette plateforme. Seules quelques données sont conservées de manière centralisée (données de référence). Le registre de données relie les silos de données décentralisés et simplifie les processus, qui sont actuellement lents et compliqués.	Adoption par le Conseil fédéral du message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables le 18.6.2021. Le projet fait l'objet des délibérations parlementaires.
Ouverture partielle du marché des systèmes de mesure	En ce qui concerne les systèmes de mesure, les responsabilités et la liberté de choix légale doivent être clarifiées. Les grands consommateurs finaux, tous les producteurs et les exploitants de stockage doivent pouvoir choisir librement l'exploitant de stations de mesure et le prestataire de mesure. En outre, indépendamment de la consommation électrique annuelle, la liberté de choix doit être donnée aux consommateurs propres et à certains groupes de consommateurs finaux qui ont besoin d'accéder à leurs données de mesure en raison de la flexibilité liée à la consommation ou de mesures d'économie d'énergie (le développement de nouvelles prestations énergétiques en dépend).	Adoption par le Conseil fédéral du message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables le 18.6.2021. Le projet fait l'objet des délibérations parlementaires.

Mécanisme de sauvetage pour les entreprises électriques d'importance systémique	Les fortes hausses de prix sur les marchés de l'énergie ont pour conséquence que les entreprises électriques ont besoin de ressources financières accrues pour couvrir les garanties de sécurité liées au négoce de l'électricité. Pour éviter que la défaillance incontrôlée d'une entreprise majeure ne menace la sécurité d'approvisionnement de la Suisse, le Conseil fédéral a transmis au Parlement en date du 18 mai 2022 le message concernant la loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique. Ce mécanisme de sauvetage vise à assurer que l'approvisionnement électrique de la Suisse continue de fonctionner si de nouvelles hausses de prix importantes dans le négoce international de l'électricité entraînaient dans la branche de l'électricité une réaction en chaîne incontrôlée susceptible d'aboutir à l'effondrement du système. En cas de développements extraordinaires sur le marché, les entreprises électriques suisses d'importance systémique doivent pouvoir obtenir auprès de la Confédération des prêts leur permettant de surmonter les pénuries de liquidités. Le mécanisme de sauvetage ne doit être que temporairement à disposition jusqu'à la fin de 2026. Pour la suite, d'autres mesures sont prévues afin de rendre la branche électrique plus résistante. Il s'agit notamment de dispositions visant à assurer que les fonctions importantes, comme la production électrique, soient maintenues en tout temps («business continuity management»), d'une loi sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'électricité et du gaz	Le Conseil fédéral a transmis au Parlement, en date du 18 mai 2022, le message concernant une loi fédérale urgente sur des aides financières aux entreprises électriques. Le Parlement a examiné le projet de loi pendant les sessions d'été et d'automne 2022 et l'a mis en vigueur de manière urgente pour le 1^{er} octobre 2022.
--	---	---

	ainsi que d'éventuelles dispositions relatives aux liquidités et à la dotation en capital.	
--	--	--



12.2 Effets sur l'environnement

Tableau 7: Émissions de gaz à effet de serre et unités de charge écologique des différentes technologies (KBOB 2022)

ÉNERGIE	Référence		UBP'21	Emissions de gaz à effet de serre kg CO ₂ -eq
	Dimension	Unité		
			UBP	
Électricité du réseau				
Centrale nucléaire	Énergie finale	kWh	675	0.024
Centrale combinée gaz naturel G+V	Énergie finale	kWh	622	0.480
Centrale gaz naturel	Énergie finale	kWh	945	0.743
Centrale au lignite	Énergie finale	kWh	1'610	1.36
Centrale au charbon	Énergie finale	kWh	1'530	1.23
Centrale, pétrole	Énergie finale	kWh	1'570	1.07
Incinération des ordures ménagères	Énergie finale	kWh	55.6	0.007
Centrale à cogénération, bois	Énergie finale	kWh	172	0.038
Centrale à cogénération, diesel	Énergie finale	kWh	1'180	0.841
Centrale à cogénération, gaz	Énergie finale	kWh	826	0.648
Centrale à cogénération, biogaz	Énergie finale	kWh	511	0.364
Photovoltaïque	Énergie finale	kWh	151	0.048
Photovoltaïque toiture inclinée	Énergie finale	kWh	176	0.055
Photovoltaïque toiture plate	Énergie finale	kWh	161	0.053
Photovoltaïque façade	Énergie finale	kWh	221	0.072
Photovoltaïque toiture inclinée monocristalline	Énergie finale	kWh	177	0.055
Photovoltaïque toiture inclinée polycristalline	Énergie finale	kWh	179	0.055
Photovoltaïque toiture inclinée tellurure de cadmium	Énergie finale	kWh	144	0.037
Photovoltaïque toiture inclinée CIS	Énergie finale	kWh	164	0.048
Énergie éolienne	Énergie finale	kWh	110	0.028
Énergie hydraulique	Énergie finale	kWh	77.0	0.012
Accumulation par pompage	Énergie finale	kWh	666	0.169
Centrale à cogénération, géothermie	Énergie finale	kWh	143	0.031
Mix consommateur CH	Énergie finale	kWh	513	0.125
Mix de production CH	Énergie finale	kWh	329	0.032
Mix de produits des énergies renouvelables CH	Énergie finale	kWh	81.8	0.015
Mix des fournisseurs CH HKN	Énergie finale	kWh	265	0.054
Mix ENTSO-E (anc. mix UCTE)	Énergie finale	kWh	935	0.523
Électricité produite sur place, y compris énergies renouvelables				
Photovoltaïque	Énergie finale	kWh	86.7	0.037
Photovoltaïque toiture inclinée	Énergie finale	kWh	110	0.044
Photovoltaïque toiture plate	Énergie finale	kWh	96.0	0.042
Photovoltaïque façade	Énergie finale	kWh	149	0.059
Photovoltaïque toiture inclinée monocristalline	Énergie finale	kWh	111	0.043
Photovoltaïque toiture inclinée polycristalline	Énergie finale	kWh	112	0.043
Photovoltaïque toiture inclinée tellurure de cadmium	Énergie finale	kWh	80.0	0.027
Photovoltaïque toiture inclinée CIS	Énergie finale	kWh	98.8	0.037
Photovoltaïque monocristallin en collecteur hybride	Énergie finale	kWh	111	0.049
Énergie éolienne	Énergie finale	kWh	49.8	0.019
Biogaz	Énergie finale	kWh	411	0.322
Biogaz agricole	Énergie finale	kWh	232	0.155
Centrale à cogénération, petite, gaz	Énergie finale	kWh	943	0.768
Centrale à cogénération, petite, gaz	Énergie finale	kWh	569	0.432

12.3 Exemples de projets de recherche

Réseaux: solutions destinées aux réseaux de distribution intelligents

Le développement accru des énergies renouvelables décentralisées modifie la production d'électricité, qui s'effectue de plus en plus au niveau du réseau de distribution également. Les exigences relatives à la qualité de la tension sont conservées, mais leur respect permanent requiert un nouveau type de surveillance et de pilotage des réseaux électriques. La start-up Depsys de la haute école spécialisée d'Yverdon a élaboré un dispositif correspondant grâce à GridEye et à ses algorithmes. Cette solution soutient les réseaux intelligents et le développement supplémentaire des énergies renouvelables, tout en réduisant la nécessité d'étendre le réseau. Les modules de GridEye mesurent la tension à différents points du réseau de distribution et peuvent intervenir à plusieurs endroits pour gérer celui-ci. Ils communiquent avec les modules environnants via le réseau électrique ou sans fil et peuvent gérer en toute sécurité le réseau avoisinant dans le respect des valeurs limites, même sans serveur centralisé. Le transfert des données à un système de gestion permet un pilotage optimal du réseau de distribution. Des projets issus du programme de recherche «Réseaux» de l'OFEN, un projet d'Innosuisse et un projet pilote et de démonstration ont contribué à l'élaboration de GridEye, qui a été présenté dans l'édition 2015 de la brochure «Recherche énergétique et innovation». En outre, Depsys a bénéficié au total depuis 2017 de sept bourses de recherche destinées à la relève dans le cadre des actions Marie Skłodowska-Curie dans le cadre du huitième programme-cadre de l'UE, Horizon 2020. Informations complémentaires: [brochure «Recherche énergétique et innovation» de l'OFEN \(édition 2015\)](#), www.depsys.com.

Photovoltaïque: technologie de pointe suisse

Depuis les années 1980, l'OFEN soutient le développement du photovoltaïque à Neuchâtel: à l'université de la ville jusqu'en 2009 et désormais sur le site neuchâtelois de l'EPFL et au CSEM (centre photovoltaïque depuis 2013). En 2009, Roth & Rau Research, qui appartient dorénavant à Meyer Burger Technology (MBT), a créé un centre de recherche à Neuchâtel. Ces dix dernières années, une technologie de pointe liée aux cellules photovoltaïques cristallines a fait l'objet de recherches avant d'être développée et testée à une échelle pilote avec le soutien de l'OFEN et d'Innosuisse. Jusqu'en 2019, MBT a commercialisé des installations de production à cet effet. Depuis 2020, une production propre de 400 MW est en place dans l'ancienne «Solar Valley» de l'industrie solaire allemande, en Saxe-Anhalt. Une extension jusqu'à 5 GW est prévue, et une production éventuelle en Suisse est également envisagée.

Ce projet repose sur une technologie d'hétérojonction (HJT) co-développée en Suisse et associée à une technologie spécifique de connexion des cellules (SmartWire). La technologie de MBT présente un degré d'efficacité de 25,4% sur les installations industrielles, ce qui en fait l'une des meilleures en matière de cellules photovoltaïques cristallines. Des degrés d'efficacité élevés sont décisifs pour réduire encore les coûts de revient du photovoltaïque. Le fabricant norvégien REC utilise depuis 2019 une ligne de MBT de 600 MW pour sa production et commercialise avec succès des modules HJT à haute performance («REC Alpha»). Cette évolution a vu le jour grâce au soutien prolongé et déterminant de l'OFEN dans le domaine de la recherche et des projets pilotes, notamment la ligne de production pilote

HJT Swiss Inno encouragée par l'OFEN. Le pôle de développement suisse conservera une importance majeure à l'avenir.

Mobilité: électrification du trafic lourd

L'électrification du trafic lourd s'accompagne de défis techniques liés aux nouveaux modes de propulsion et d'interrogations sur la rentabilité (coûts d'acquisition, frais d'infrastructure). Dans le cadre d'un projet phare, l'OFEN a fait progresser le développement de camions-poubelle de 26 tonnes alimentés par des batteries électriques. Ces camions présentent de grands avantages par rapport à des véhicules à propulsion conventionnelle: motorisation écologique et efficace, niveau sonore réduit, absence d'émissions et coûts d'entretien faibles. Ce projet a donné naissance à l'entreprise Designwerk Products AG, qui propose désormais toute une gamme de véhicules utilitaires électriques (www.futuricum.com).

L'hydrogène (H₂) associé à une pile à combustible destinée à produire de l'électricité à bord des camions électriques convient aux longs trajets. Plusieurs projets de l'OFEN ont permis d'étudier sa production durable, d'examiner les questions techniques et réglementaires liées à une station-service à hydrogène accessible au public et de présenter avec succès le prototype d'un camion de 36 tonnes à pile à combustible. Réalisés avec des organismes privés et des hautes écoles suisses, ces projets ont posé les bases du déploiement de camions propres à pile à combustible dans le secteur de la distribution à l'initiative de l'économie privée, ce qui est une première mondiale. Un réseau de stations-service à hydrogène est développé simultanément à l'échelle nationale ([association pro Mobilité H2 Suisse](http://association.pro/Mobilité%20H2/Suisse): <https://h2mobilitaet.ch/>, <https://h2energy.ch/fr/>, <https://hydrospider.ch/fr/>). Le développement des piles à combustible, par exemple, est mené par EH Group Engineering, l'une des jeunes pousses européennes les plus prometteuses, qui a été soutenue à ce titre dans le projet pilote du Conseil européen de l'innovation dans le cadre d'Horizon 2020.

Bâtiments et villes: optimisation énergétique des anciens bâtiments

La rénovation des bâtiments est un élément essentiel pour atteindre les objectifs énergétiques et climatiques suisses, le défi étant de convaincre les propriétaires fonciers d'investir en conséquence. Le Programme Bâtiments comprend des incitations financières correspondantes, mais des solutions intéressantes et innovantes et une sécurité de planification sont encore nécessaires sur le plan technique.

Le projet de recherche de l'OFEN «Compare Renove» s'est penché sur la sécurité de planification et a examiné la rénovation énergétique de 26 immeubles regroupant 3000 logements du point de vue énergétique, économique et écologique. Le potentiel d'optimisation réaliste a été déterminé grâce à l'analyse des écarts de performance en termes de chauffage, des recommandations générales ayant été formulées pour y remédier. Des études de cas ont permis d'analyser le fonctionnement, les coûts et l'efficacité des mesures spécifiques de rénovation énergétique. Enfin, des recommandations sur la conception et le dimensionnement des installations ont été élaborées sur la base de vastes simulations.

Parmi les exemples d'innovation technologique, on peut citer les fenêtres sous vide. L'OFEN a encouragé ce développement en 2009 dans le cadre du projet «Development of vacuum glazing with advanced thermal properties», qui a fourni les connaissances de base ayant permis dix ans plus tard de réaliser le projet pilote et de démonstration «Développement de systèmes de fenêtres hautement isolantes avec des verres sous vide et des éléments de façade opaques ultrafins», là encore avec le soutien de l'OFEN. Ce projet pilote a montré qu'une enveloppe de bâtiment répondant à la norme

Minergie-A et comprenant des verres sous vide (12 mm, valeur U de 0,4 W/m²K) et des murs ultrafins (10 cm grâce à une couche isolante d'aérogel) était réalisable. Le verre isolant sous vide est désormais recommandé pour les grandes surfaces vitrées (vitrage > 85%) et la rénovation de fenêtres historiques.

12.4 Aperçu des concepts de SMR en développement

Design	Net output per module (MWe)	Number of modules (if applicable)	Type	Designer	Country	Status
Single unit LWR-SMRs						
CAREM	30	1	PWR	CNEA	Argentina	Under construction
SMART	100	1	PWR	KAERI	Korea	Certified design
ACP100	125	1	PWR	CNNC	China	Construction began in 2019
SMR-160	160	1	PWR	Holtec International	United States	Conceptual design
BWRX-300	300	1	BWR	GE Hitachi	United States-Japan	First topical reports submitted to the US NRC and to the CNSC as part of the licensing process
CANDU SMR	300	1	PHWR	SNC-Lavalin	Canada	Conceptual design
UK SMR	450	1	PWR	Rolls Royce	United Kingdom	Conceptual design
Multi-module LWR-SMRs						
NuScale	50	12	PWR	NuScale Power	United States	Certified design. US NRC design approval received in August 2020
RITM-200	50	2	PWR	OKBM Afrikantov	Russia	Land-based nuclear power plant – conceptual design
Nuward	170	2 to 4	PWR	CEA/EDF/Naval Group/ TechnicAtome	France	Conceptual design
Mobile SMRs						
ACPR50S	60	1	Floating PWR	CGN	China	Under construction
KLT-40S	35	2	Floating PWR	OKBM Afrikantov	Russia	Commercial operation
Gen IV SMRs						
Xe-100	80	1 to 4	HTGR	X-energy LLC	United States	Conceptual design
ARC-100	100	1	LMFR	Advanced Reactor Concepts LLC	Canada	Conceptual design
KP-FHR	140	1	MSR	Kairos Power	United States	Pre-conceptual design
IMSR	190	1	MSR	Terrestrial Energy	Canada	Basic design
HTR-PM	210	2	HTGR	China Huaneng/CNEC/ Tsinghua University	China	Under construction
EM2	265	1	GMFR	General Atomics	United States	Conceptual design
Stable Salt Reactor	300	1	MSR	Moltex Energy	United Kingdom	Pre-conceptual design
Sodium	345	1	SFR	Terrapower/GE Hitachi	United States	Conceptual design
Westinghouse Lead Fast Reactor	450	1	LMFR	Westinghouse	United States	Conceptual design
MMRs						
eVinci	0.2-5	1	Heat pipe reactor	Westinghouse	United States	Basic design
Aurora	2	1	LMFR	Oklo	United States	Licence application submitted to the US NRC
U-Battery	4	1	HTGR	Urenco and partners	United Kingdom	Basic design
MMR	5-10	1	HTGR	USNC	United States	Basic design

Tableau 8: Aperçu des concepts de SMR en développement, répartis en réacteurs à eau légère (LWR) avec une ou plusieurs unités (LWR-SMR), SMR mobiles, SMR de 4^e génération et réacteurs micromodulaires (MMR) selon AEN 2021

Légende: BWR = réacteur à eau bouillante; PWR = réacteur à eau pressurisée; MSR = réacteur à sels fondus; LMFR = réacteur rapide à métal liquide; GMFR = réacteur rapide modéré au gaz; HTGR = réacteur à haute température refroidi au gaz; SFR = réacteur rapide refroidi au sodium; PHWR = réacteur à eau lourde pressurisée.

CEA = Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives; CGN = China General Nuclear; CNEA = Comisión Nacional de Energía Atómica; CNEC = China Nuclear Engineering Corporation; CNNC = China National Nuclear Corporation; KAERI = Korea Atomic Energy Research Institute. Si rien d'autre n'est indiqué, tous les réacteurs sont placés sur le sol. Les unités RITM-200 ont été construites déjà pour les brise-glaces «Arktika», «Sibir» et «Ural», tous trois propulsés à l'énergie nucléaire.

12.5 État de développement des réacteurs d'un genre nouveau (SMR et 4^e génération) par pays

Les informations présentées proviennent pour l'essentiel des communiqués de presse de entreprises mentionnées dans le tableau ci-dessus. Il faut donc considérer les estimations comme plutôt optimistes.

Les **États-Unis** ont connu au cours de la dernière décennie une «renaissance» des réacteurs de faibles puissances. En 2015, dans la seule Amérique du Nord, on dénombrait une cinquantaine d'entreprises engagées dans des recherches sur les technologies de réacteur SMR qui étaient soutenues par 1,3 milliard de dollars de capital privé. Une analyse plus précise fait apparaître qu'une douzaine de ces entreprises travaillent à des réacteurs à fusion ou à de nouveaux combustibles, ce qui signifie qu'elles poursuivent plutôt des plans à long terme.

Par exemple, l'entreprise TerraPower, dont les principaux actionnaires sont Bill Gates et Warren Buffet, conçoit deux lignes de construction de réacteurs: le «travelling wave reactor» (réacteur à onde progressive) et un réacteur rapide à sels fondus (basé sur des chlorures), tous deux ayant un horizon de développement lointain. En outre, TerraPower a annoncé que, d'ici à 2029, un réacteur refroidi au sodium serait achevé au site de Kemmerer, dans l'État du Wyoming (WNN, 2021b). Selon les indications du fabricant, ce réacteur doit exploiter le combustible jusqu'à quatre fois mieux que le réacteur à eau légère (LWR) et il atteint, grâce à des températures d'exploitation supérieures (env. 550 °C), un meilleur rendement thermique. En outre, l'installation de 345 MW_e est munie d'un système de stockage de chaleur à sels fondus dans lequel l'énergie excédentaire peut être temporairement stockée pendant les périodes de faible charge et transformée en électricité aux heures de pointe. Des changements de charge rapides sont ainsi possibles.

Le réacteur rapide refroidi au plomb (LMFR) de Westinghouse est, selon les informations de l'entreprise, un réacteur modulaire de taille moyenne à sécurité passive. L'utilisation du plomb, dont le point d'ébullition est supérieur à 1700 °C, comme réfrigérant, permet une exploitation à haute température à la pression atmosphérique sans crainte que l'agent réfrigérant ne passe à ébullition. Cette situation accroît le rendement thermodynamique et facilite, comparativement aux systèmes à eau pressurisée, l'obtention d'une sécurité intrinsèque (Westinghouse, sans date).

Le Xe-100, de l'entreprise X-Energy, est un réacteur à gaz à lit de boulets fonctionnant à haute température d'une puissance prévue d'environ 300 MW_e. Selon l'entreprise, il devrait être réalisé d'ici 2027 (WNN, 2017).

L'entreprise **canadienne** Terrestrial Energy développe un réacteur à sels fondus (IMSR). L'IMSR est un réacteur de type «brûleur» alimenté par un combustible liquide au lieu d'un combustible solide classique. Ce liquide contient le combustible nucléaire et sert aussi d'agent de refroidissement primaire. La première phase de l'examen de prévente auprès de l'autorité canadienne de surveillance Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC), comme premier système de quatrième génération, s'est achevée en 2017. Selon les indications de l'entreprise, le premier réacteur pourrait être raccordé au réseau en 2028 (powermag.com, 2021). De plus, l'autorité canadienne de surveillance a terminé en mai 2021 la première phase de l'examen de prévente pour le petit réacteur modulaire à sels fondus de 300 MWe (SSR-W 300, Wasteburner) de l'entreprise Moltex Energy (WNN, 2021c). Ce réacteur doit être construit à Point Lepreau.

S'agissant des concepts SMR, l'entreprise **britannique** Rolls-Royce, qui construit également les moteurs des sous-marins nucléaires, peut présenter des activités de développement dans le domaine des réacteurs à eau pressurisée, qui ne sont toutefois pas de quatrième génération (WNN, 2021d). En outre, il faut mentionner le microréacteur «U-Battery», un réacteur à gaz à haute température qui doit être réalisé en 2028.

La **France** est le leader européen de l'industrie nucléaire. Les trois centrales nucléaires EPR (réacteur pressurisé européen) d'Olkiluoto, de Flamenville et de Hinkley Point C, qui sont en Europe en voie de construction ou déjà en exploitation, reposent sur la technologie française de la génération III+. Mais en 2019, la France a dû essuyer un important revers dans le développement d'un réacteur de quatrième génération: le développement d'un surgénérateur refroidi au sodium (projet ASTRID) a été arrêté après que le projet eut été soutenu depuis 2010 à hauteur de 653 millions d'euros (Reuters, 2019). Selon le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), aucun autre concept n'est actuellement en développement. En février 2022, le président Macron a annoncé que l'État mettait à disposition des fonds à concurrence d'un milliard d'euros pour le développement du réacteur Nuward SMR, afin qu'un premier prototype puisse être réalisé d'ici à 2030 (WNN, 2022).

En **Russie**, les plans de réacteurs rapides de la série BN refroidis au sodium s'inscrivent dans le projet «Breakthrough» de Rosatom qui vise à développer des réacteurs rapides munis d'un cycle de combustible fermé, dont le combustible à oxydes mixtes est retraité et recyclé. Outre le réacteur BN-600, le réacteur à neutrons BN-800 pour neutrons rapides, d'une puissance de 789 MWe, construit sous l'appellation *Beloyarsk-Block 4*, est entré en exploitation commerciale au mois d'octobre 2016. Il s'agit là de grands réacteurs sur la voie de la quatrième génération, qui ne peuvent pas être attribués à la catégorie des SMR. Le fabricant russe de combustible nucléaire TVEL a fait connaître en juin 2021 le début des travaux de construction, sur le site du combinat chimique de Sibérie, à Seversk, d'une centrale nucléaire de 300 MW dotée de l'innovant réacteur rapide refroidi au plomb BREST-OD-300. Ce réacteur est alimenté par un combustible mixte d'uranium, de plutonium et de nitrure (MNUP), qui permet de réduire les déchets résiduels en recyclant du combustible déjà irradié (WNN, 2021e).

Le réacteur d'essai à haute température HTTR («High Temperature Engineering Test Reactor») est en exploitation au **Japon**. Le développement de ce réacteur remonte à 1969. La construction a été réalisée entre 1991 et 1997. La première criticité était atteinte en 1998. Le HTTR est un réacteur à haute température qui est exploité à 950 °C. Suite à l'accident de Fukushima en 2011, le réacteur d'essai a été déconnecté. Il a été remis en service en 2021 après avoir satisfait aux nouvelles exigences de sécurité (WNN, 2021f).

Dès les années 1980, la **Chine** a importé le concept de réacteur à haute température d'Allemagne et d'Afrique du Sud. Puis, sur cette base, elle a développé le réacteur à lit de boulets refroidi au gaz (HTR-PM). Le réacteur de démonstration de la province de Shandong a été mis en service en novembre 2021. Il a été raccordé au réseau depuis lors (Nuclear Asia, 2021). Cette installation dispose de deux petits réacteurs qui actionnent une seule turbine de 210 MWe. Le HTR-PM est le successeur du HTR-10 chinois, un réacteur expérimental à haute température, refroidi au gaz, d'une puissance de 10 MWth installé à l'Institute of Nuclear & New Energy Technology de l'Université de Tsinghua. Mis en exploitation en 2000, ce réacteur a atteint sa pleine puissance en 2003.

Les travaux de construction pour le deuxième réacteur nucléaire CFR-600 refroidi au sodium ont commencé en décembre 2020 dans la province chinoise de Fujian. Le CFR-600 fait partie du plan de la Chine de réaliser un cycle de combustible nucléaire fermé.

En **Corée du Sud**, l'institut étatique de recherche KAERI (Korea Atomic Energy Research Institute) a commencé en 1997 de développer le concept SMART (que l'on ne saurait toutefois pas encore attribuer à la génération IV). La motivation initiale était déjà à l'époque d'exporter, en particulier à destination de pays dont les réseaux électriques sont de petite taille et qui rencontrent des problèmes d'approvisionnement en eau (dessalement de l'eau de mer). Pourtant, la construction d'un prototype de réacteur n'est actuellement pas prévue en Corée du Sud. Après que la Corée du Sud a décidé en 2017 d'abandonner progressivement l'énergie nucléaire, le gouvernement sud-coréen a annoncé en juillet 2022 qu'il entendait conserver l'énergie nucléaire et construire deux nouveaux réacteurs.

Il faut noter que diverses entreprises, dont les concepts sont très différents, recherchent actuellement dans le monde entier des investisseurs pour continuer le développement de l'énergie nucléaire. Mentionnons par exemple l'entreprise genevoise Transmutex ou les deux jeunes pousses danoises Copenhagen Atomics et Seaborg Technologies, qui ont essaimé des milieux universitaires.