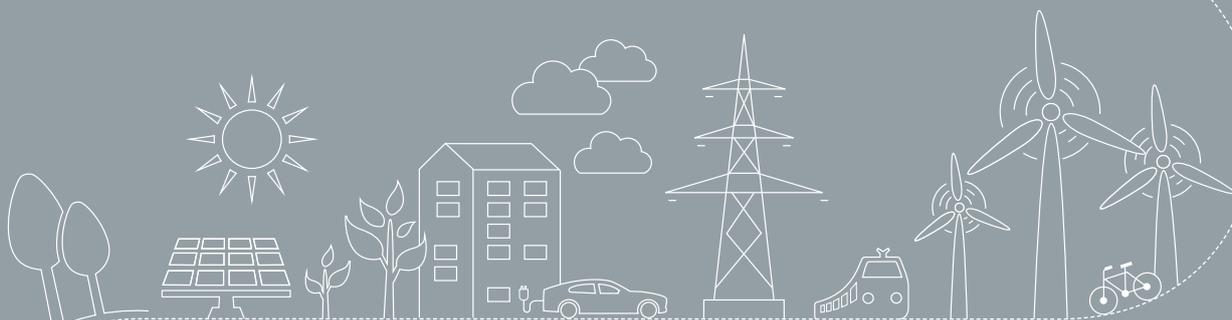


Univers énergétiques



Le schéma de réflexion de l'AES pour l'approvisionnement énergétique de la Suisse du futur



Mise à jour de la
«Tendance 2035 de l'AES»

Nous ne
pouvons pas
prédire l'avenir, mais
nous devons nous
y préparer.

Table des matières

Résumé	05	4. Modèle de marché pour la «Tendance 2035 de l’AES»	31
Quatre univers, quatre sièges	08	4.1 Avant-propos	31
1. Introduction aux univers énergétiques	11	4.2 Principaux éléments du modèle de marché	31
1.1 Projet «Univers énergétiques»	11	4.3 Méthode de détermination du modèle de marché	32
1.2 Rapport «Univers énergétiques 2017»	11	4.4 Caractéristiques du modèle de marché pour l’électricité et le gaz dans la «Tendance 2035 de l’AES»	32
1.3 Rapport «Univers énergétiques 2018»	11	4.4.1 Ouverture du marché	32
2. Situation initiale	13	4.4.2 Réseau: Découplage et accès aux informations	34
3. «Tendance 2035 de l’AES»	15	4.4.3 Réseau: Régulation des recettes du réseau	35
3.1 Différences entre les rapports 2018 et 2017 en termes de politique énergétique, d’économie énergétique et de technologies	15	4.4.4 Réseau: Prescriptions en matière de tarification	35
3.1.1 Différences en matière de politique énergétique	15	4.4.5 Réseau: Redevances	36
3.1.2 Différences en matière d’économie énergétique et de technologies	16	4.4.6 Réseau: Obligation de raccordement	36
3.2 Description des facteurs déterminants de la «Tendance 2035 de l’AES»	17	4.4.7 Énergie: Degré d’ouverture par rapport à l’étranger	37
3.2.1 Dimension «Demande/flexibilisation»	19	4.4.8 Énergie: Interventions étatiques dans la production	37
3.2.2 Dimension «Approvisionnement centralisé/décentralisé»	20	4.4.9 Énergie: Obligation de reprise et de rétribution de l’énergie	38
3.2.3 Dimension «Marchés/UE-CH»	25	4.4.10 Énergie: Obligation relative à l’approvisionnement de base	39
3.2.4 Dimension «Digitalisation»	26	4.4.11 Processus supérieurs: Régulation des flexibilités	39
3.2.5 Dimension «Régulation/interventions étatiques»	27	4.4.12 Processus supérieurs: Prescriptions en matière de TIC	39
3.3 Quel univers énergétique en 2035?	28	5. Modèle d’affaires pour la «Tendance 2035 de l’AES»	41
4. Modèle de marché pour la «Tendance 2035 de l’AES»	31	5.1 Contexte	41
		5.2 Les acteurs du marché et leurs avantages concurrentiels	41
		5.3 Domaines d’activité potentiels	42
5. Modèle d’affaires pour la «Tendance 2035 de l’AES»	41	6. Conclusion et perspectives	45
		6.1 Conclusion	45
		6.2 Perspectives	45
6. Conclusion et perspectives	45	7. Annexe	46
		7.1 Liste des figures et des tableaux	46
		7.2 Liste des abréviations	46
		7.3 Bibliographie	47



À quoi
notre monde
énergétique
ressemblera-t-il
en 2035?



Résumé

Le monde énergétique de demain est marqué par des structures décentralisées, par la décarbonation et par des mesures favorables à la sécurité d'approvisionnement. La dominante de la «Tendance 2035 de l'AES» se situe dans le Smart World. La digitalisation pénètre donc l'ensemble des domaines de la vie.

PROJET «UNIVERS ÉNERGÉTIQUES»

Dans cet environnement incertain, la société, les entreprises énergétiques et les acteurs politiques se doivent de penser à l'avenir. Il leur faut anticiper les évolutions possibles, sonder les possibilités, répertorier les risques existants et identifier les opportunités. Pour appuyer ce processus, l'Association des entreprises électriques suisses (AES) a initié le projet «Univers énergétiques». La version 2017 du rapport présentait quatre univers énergétiques extrêmes mais envisageables, exprimait la vision de l'AES et exposait la tendance. Cette dernière décrit l'univers énergétique considéré par l'Association comme le plus plausible, sur la base de l'état actuel des connaissances. Le rapport «Univers énergétiques 2017» annonçait que la «Tendance 2035 de l'AES» serait contrôlée régulièrement.

Le présent rapport «Univers énergétiques 2018» contient un examen et une analyse détaillés de cette tendance (→ chapitre 3). En outre, un modèle de marché (→ chapitre 4) a été élaboré et des modèles d'affaires potentiels (→ chapitre 5) déduits pour la «Tendance 2035 de l'AES».

«TENDANCE 2035 DE L'AES»

La «Tendance 2035 de l'AES» est déterminée par la description de 15 facteurs décisifs. Ces derniers sont susceptibles de modifier sensiblement l'avenir énergétique dans les 20 prochaines années.

Depuis la publication du rapport «Univers énergétiques 2017», deux événements majeurs se sont produits – l'adoption de la Stratégie énergétique 2050 et la ratification de l'Accord de Paris sur le climat (COP 21) –, dont les effets s'inscrivent dans le long terme et l'impact sur la «Tendance 2035 de l'AES» est déterminant.

La «Tendance 2035 de l'AES» table sur une augmentation de la demande en électricité, principalement liée à la substitution des applications électriques aux combustibles fossiles (couplage des secteurs/convergence des réseaux).

En dépit de la hausse de la part de la production décentralisée, le mix de production centralisée et décentralisée d'électricité perdure. L'hydraulique conservera par ailleurs son rôle-clé. Les secteurs de l'électricité, de la chaleur, du gaz et de la mobilité, ainsi que leurs infrastructures correspondantes, se développent de plus en plus ensemble (couplage des secteurs/convergence des réseaux). Devenus meilleur marché, les batteries et les accumulateurs de gaz et de chaleur seront davantage utilisés.

Le degré d'autoapprovisionnement de la Suisse diminue du fait de la sortie du nucléaire, malgré la construction d'installations basées sur les énergies renouvelables, produisant essentiellement l'été. Les possibilités d'importation en hiver reculent à partir de 2025, compte tenu du démantèlement des capacités des centrales modulables à l'étranger. La date de la conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE reste indéterminée et ne peut être estimée avec précision.

La digitalisation est à l'origine de bouleversements considérables. Compte tenu de la baisse des coûts des énergies renouvelables, les incitations financières ne présentent plus d'intérêt. Les prescriptions en matière d'efficacité énergétique destinées aux consommateurs ne sont plus nécessaires. Les interventions sur les prix diminuent. En revanche, le régime des émissions de CO₂ sera renforcé, ce qui implique des efforts en matière d'efficacité dans tous les secteurs.

LE MONDE ÉNERGÉTIQUE DE 2035 SERA DÉTERMINÉ PAR TROIS FACTEURS PRINCIPAUX.

DES STRUCTURES DE PLUS EN PLUS DÉCENTRALISÉES:

L'utilisation des énergies renouvelables se développe très nettement compte tenu des progrès technologiques et de la réduction des coûts, ce qui se traduit par une décentralisation croissante des structures de production. Cette évolution est favorisée par une digitalisation qui gagne de plus en plus de terrain.

DÉCARBONATION: La volonté de réduire les émissions de CO₂ dans les différents secteurs s'est manifestée à travers la signature de l'Accord de Paris sur le climat (COP 21). La décarbonation impose la substitution du courant électrique renouvelable aux énergies fossiles – principale caractéristique du couplage des secteurs. Ce phénomène entraîne une hausse de la consommation d'électricité.

SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT: Sans contre-mesures, l'incertitude relative aux futures importations de courant et la baisse de la capacité d'auto-approvisionnement amoindrissent la sécurité d'approvisionnement. Outre l'hydraulique, le gaz jouera un rôle dans la production d'électricité pendant le semestre d'hiver si, avec la fermeture des centrales nucléaires, une grande partie de la demande nationale en électricité doit être couverte par la production domestique.

Globalement, la «Tendance 2035 de l'AES» concrétise les principaux éléments du scénario Smart World, selon lequel le coût des technologies de production et de stockage décentralisées connaît une telle baisse que celles-ci



Pour plus d'informations sur la «Tendance 2035 de l'AES» et les univers énergétiques: www.univers-energetique.ch



Le nombre d'acteurs du marché et de modèles d'affaires augmenteront fortement d'ici à 2035.

s'imposent sur le marché. Les systèmes d'information et de communication intelligents pénètrent par ailleurs tous les domaines de la vie.

MODÈLE DE MARCHÉ

Un modèle de marché découle de la «Tendance 2035 de l'AES». Il décrit un ensemble de règles définissant les rôles, les responsabilités et les compétences des différents acteurs. Ce modèle ne reflète pas toujours entièrement les positions actuelles de l'AES, qui se rapportent au monde d'aujourd'hui et à un avenir proche. Le tableau ci-dessous offre une vue d'ensemble des caractéristiques des différents éléments du modèle de marché relatif à la «Tendance 2035 de l'AES».



MODÈLES DE MARCHÉ TABLEAU 1

ÉLÉMENT DU MODÈLE DE MARCHÉ	ACCENTUATION
Accès au marché des fournisseurs et des clients	→ Ouverture totale du marché de l'électricité et du gaz
Découplage et accès aux informations	→ Électricité: pas de découplage supplémentaire → Gaz: sur le réseau local, mêmes règles de découplage que pour l'électricité; découplage comparable au niveau de haute pression → Accès non discriminatoire de tous les acteurs du marché aux données autorisées par le client
Régulation des recettes réseau	→ Régulation axée sur les coûts
Directives de tarification réseau	→ Nouveaux modèles de tarification permettant d'optimiser l'utilisation du réseau → Plus grande liberté de tarification pour les gestionnaires de réseau
Taxes réseau	→ Indépendantes des agents énergétiques et des réseaux (p. ex. taxe de consommation)
Obligation et contrainte de raccordement	→ Électricité: obligation de raccordement du gestionnaire de réseau conforme à la situation actuelle pour les consommateurs finaux et les installations de production; obligation de raccordement désormais étendue aussi aux dispositifs de stockage → Gaz: obligation de raccordement du gestionnaire de réseau pour les producteurs de gaz renouvelable et les dispositifs de stockage du gaz
Degré d'ouverture par rapport à l'étranger	→ Pas d'accord sur l'électricité conclu avec l'UE → Possibilités d'importation et d'exportation conservées → Fournisseurs étrangers autorisés en Suisse
Interventions étatiques dans la production (directes/indirectes)	→ Renforcement des interventions étatiques avec focalisation sur la garantie de la sécurité d'approvisionnement (notamment pour l'hydraulique et le gaz issu de sources d'énergies renouvelables)
Obligation de reprise et de rétribution de l'énergie	→ Suppression de l'obligation de reprise et de rétribution de l'énergie
Obligation relative à l'approvisionnement de base	→ Électricité: maintien de l'obligation relative à l'approvisionnement de base sans ajustement des prix → Gaz: pas d'obligation relative à l'approvisionnement de base
Régulation des flexibilités	→ Solution de marché, mais bases légales permettant au gestionnaire de réseau d'accéder aux flexibilités afin d'éviter les situations d'urgence
Prescriptions relatives aux TIC (protection/sécurité des données)	→ Recherche d'un équilibre entre des prescriptions excessives et insuffisantes → Prescriptions relatives aux TIC applicables à tous les secteurs

MODÈLE D'AFFAIRES

Le nombre d'acteurs du marché et de modèles d'affaires augmente fortement jusqu'en 2035. Les frontières entre producteurs et consommateurs finaux s'effacent. De nombreux consommateurs sont eux-mêmes producteurs, négociants d'énergie ou fournisseurs de flexibilités ou de capacités de stockage sur le marché.

Les étapes traditionnelles de création de valeur, comme la production, le négoce, le stockage et la distribution, sont fragmentées en raison de l'ouverture du marché. Cette évolution est en outre fortement accélérée par la digitalisation. La convergence des réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur – et des installations correspondantes – ainsi que le couplage des secteurs de la mobilité, de

l'industrie et du bâtiment entraînent un élargissement des champs d'activité potentiels. Les entreprises d'autres secteurs prennent pied dans l'économie énergétique. De nouveaux acteurs tout comme les EAE peuvent être actifs dans plusieurs secteurs à la fois, d'où une augmentation des coopérations avec les start-up ou les entreprises technologiques. La clé des futurs modèles d'affaires reste l'accès au client.

Globalement, les modèles d'affaires suivants peuvent être distingués (D'après Mulzer 2017):



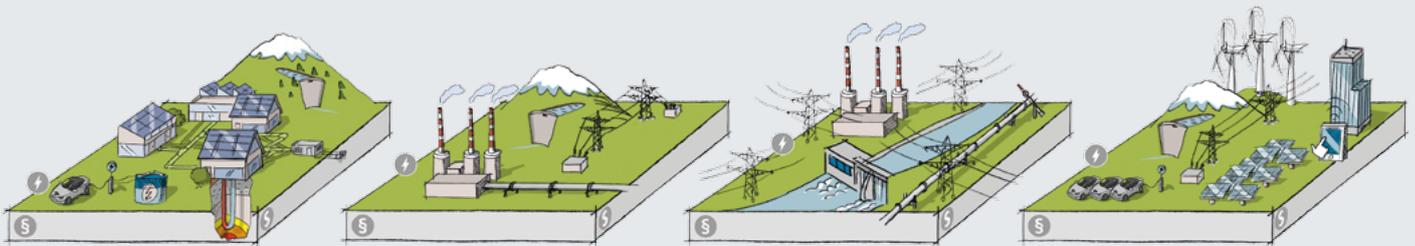
MODÈLES D'AFFAIRES TABLEAU 2

	INSTALLATIONS CENTRALISÉES:	→ Les exploitants d'installation développent, financent et exploitent des centrales et des dispositifs de stockage de grande ampleur.
	INSTALLATIONS DÉCENTRALISÉES:	→ Les fournisseurs de solutions pour le système global conçoivent, construisent, optimisent et entretiennent les installations physiques.
	RÉSEAUX:	→ Les gestionnaires de réseau construisent, exploitent et entretiennent les réseaux à différents niveaux conformément aux prescriptions réglementaires.
	CLIENTÈLE FINALE DE MASSE:	→ Les fournisseurs exploitent une activité de gros volumes en réalisant des marges minimales et à faibles coûts.
	ACTIVITÉ DE NÉGOCE:	→ Les négociants achètent et vendent des produits de masse à fort degré d'automatisation.
	DONNÉES:	→ Les exploitants de plates-formes collectent et exploitent les données des producteurs, des consommateurs et des dispositifs de stockage.
	SERVICES-SYSTÈME:	→ Les fournisseurs de services-système génèrent des produits issus de l'interaction entre producteurs, consommateurs et accumulateurs.
	PRESTATIONS DE SERVICES:	→ Les prestataires proposent des services dans les domaines de la sécurité, de la santé, du social, de la communication, de la formation et de l'administration. Thèmes supplémentaires à venir.

Quatre univers, quatre sièges

Le monde énergétique de demain sera fortement marqué par l'innovation technologique, l'environnement économique et les décisions politiques.

L'AES décrit, du point de vue actuel, quatre univers énergétiques extrêmes mais envisageables. La «Tendance 2035 de l'AES» correspond à l'univers énergétique auquel s'attend l'AES pour 2035 en se basant sur l'état actuel des connaissances. Par ailleurs, elle développe une vision hétérogène et fait prendre conscience des conséquences que les décisions d'aujourd'hui auront sur le monde énergétique de demain.



⚡ = Accentuation

💰 = Modèle de marché

💰 = Modèle d'affaires

Un siège d'avion ou une chaise en bois pour représenter l'approvisionnement énergétique en 2035? Vous vous demandez certainement pourquoi... L'AES vous emmène dans le monde énergétique de demain grâce à son nouveau schéma de réflexion descriptif.

Prenez place et plongez avec nous dans le futur! Que ce soit sur une chaise en bois, sur un siège de haute technologie, dans un fauteuil télé ou dans un siège d'avion, chaque place vous permet d'endosser une position et une perspective différentes. Chacune d'elles représente un univers énergétique extrême mais envisageable. Chaque siège symbolise les principales valeurs de l'univers énergétique correspondant.



Quel objectif
le projet «Univers
énergétiques»
poursuit-il?



1. Introduction aux univers énergétiques

Le monde énergétique de demain est marqué par l'innovation technologique, l'environnement économique et les décisions politiques. Dans cette période incertaine, la société, les entreprises énergétiques et les acteurs politiques se doivent de réfléchir au monde énergétique de l'avenir.

1.1 PROJET «UNIVERS ÉNERGÉTIQUES»

Les univers énergétiques constituent le schéma de réflexion de l'AES pour l'approvisionnement énergétique de la Suisse en 2035. Ils sont destinés à promouvoir et à structurer le débat sur l'avenir de l'énergie. Le schéma de réflexion de l'AES vise à anticiper les évolutions possibles de l'économie énergétique, à répertorier les risques et à identifier les opportunités.

Ce projet est un instrument d'analyse pour l'Association pour: permettre de formuler des recommandations à l'intention du législateur; proposer une base d'évolutions stratégiques pour les entreprises membres; servir de guide aux acteurs politiques et à l'opinion publique intéressée.

L'Association des entreprises électriques suisses (AES) a initié le projet «Univers énergétiques» en 2015. Il vise à répondre aux questions suivantes:

- **Qu'est-ce qui est envisageable à l'avenir?**
(les univers énergétiques)
- **Quelles sont les tendances qui se dessinent?**
(«Tendance 2035 de l'AES»)
- **Qu'est-ce qui est souhaitable pour l'avenir?**
(vision)

Il ne s'agit alors pas de répondre à ces questions par des modèles numériques ou des hypothèses quantitatives. Le débat vise avant tout à regarder vers l'avenir dans une perspective méthodique qualitative. Les chiffres relatifs aux différents univers énergétiques sont utilisés exclusivement à des fins de plausibilisation quantitative.

Le projet est ouvert et évolutif. Le rapport «Univers énergétiques» publié en 2017 est le premier de la série. La version 2018 lui fait suite.

1.2 RAPPORT «UNIVERS ÉNERGÉTIQUES 2017»

Le rapport est basé sur quatre univers énergétiques extrêmes, mais envisageables. Ces derniers visent à dessiner un vaste espace de développement, dans lequel s'inscrira, selon toute probabilité, l'évolution effective au cours des 20 prochaines années.

Ces quatre univers énergétiques sont appelés:

**Trust World,
Trade World,
Local World, et
Smart World.**

Chacun d'entre eux se compose de trois éléments:

- 1) une description des caractéristiques (accentuations) des univers énergétiques,**
- 2) un modèle de marché correspondant, et**
- 3) des modèles d'affaires potentiels.**

La description des univers énergétiques repose sur 15 facteurs décisifs sélectionnés. Ces 15 facteurs sont susceptibles de modifier sensiblement l'avenir de l'énergie dans les 20 années à venir (→ Tableau 1). Ces facteurs peuvent être classés dans cinq dimensions, à savoir:

- 1) Demande / flexibilisation,**
- 2) Approvisionnement centralisé / décentralisé,**
- 3) Marchés / UE-CH,**
- 4) Digitalisation, et**
- 5) Régulation / interventions de l'État.**

Le rapport 2017 contient une présentation détaillée de la méthode et de la déduction des univers énergétiques.

Dans le cadre du projet «Univers énergétiques», l'AES a par ailleurs élaboré sa vision pour l'économie énergétique en 2035.

Outre la vision de l'AES et les quatre univers énergétiques, le rapport présente également la «Tendance 2035 de l'AES» (version 2016/2017). Cette dernière décrit l'univers énergétique considéré par l'Association comme le plus plausible en 2035, sur la base de l'état actuel des connaissances. Le rapport «Univers énergétiques 2017» annonçait que la «Tendance 2035 de l'AES» serait contrôlée régulièrement. Le premier processus ad hoc a eu lieu en 2017/2018. Ses résultats sont consignés dans le présent rapport.

1.3 RAPPORT «UNIVERS ÉNERGÉTIQUES 2018»

La «Tendance 2035 de l'AES» (version 2016/2017) a été réexaminée pour le présent rapport «Univers énergétiques 2018» et, le cas échéant, adaptée aux récentes évolutions (→ chapitre 3.2). Divers événements importants, avec des répercussions à long terme, se sont en effet produits en 2017, notamment au niveau politique/législatif (→ chapitres 2 et 3.1).

Le présent rapport propose un premier modèle de marché pour la «Tendance 2035 de l'AES» (→ chapitre 4). Plusieurs modèles d'affaires potentiels ont par ailleurs été déduits pour la «Tendance 2035 de l'AES» (→ chapitre 5).

Les chiffres relatifs à la «Tendance 2035 de l'AES» sont utilisés à des fins de plausibilisation quantitative. Ils ne s'entendent pas comme des prévisions.



Pour plus d'informations sur la «Tendance 2035 de l'AES» et les univers énergétiques: www.univers-energetique.ch



Comment
la politique et la
régulation influent-
elles sur la
«Tendance 2035
de l'AES»?



2. Situation initiale

Ce chapitre décrit les évolutions fondamentales aux niveaux politique et réglementaire qui ont des répercussions à long terme sur la «Tendance 2035 de l'AES». La «Tendance 2035 de l'AES» décrit l'univers énergétique qui semble le plus plausible pour l'avenir.

STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE 2050

Le 21 mai 2017, le peuple suisse a validé la phase I de la Stratégie énergétique 2050 de la Confédération, et donc les objectifs correspondants ainsi que le maintien et le développement de l'hydraulique. Les lois révisées dans le cadre de la phase I de la Stratégie énergétique 2050 et les vastes modifications d'ordonnances y afférentes sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018. L'AES est en train d'adapter les documents de la branche concernés.

Mais la phase I ne suffira pas à atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique 2050; une phase II sera nécessaire. Dans cette perspective, le Conseil fédéral avait prévu le système incitatif en matière climatique et énergétique (SICE). Ce projet n'a cependant pas recueilli l'adhésion des Chambres fédérales et a été rejeté. Aucune nouvelle proposition n'a été émise depuis par la Confédération. En revanche, dès la campagne précédant la votation, le thème de la sécurité de l'approvisionnement en électricité a été mis en avant. Le débat et le processus décisionnel occuperont la classe politique encore plusieurs années.

La conclusion d'un accord sur l'électricité ou sur l'énergie avec l'UE n'est pas non plus prévue en 2018. Elle suppose notamment la clarification de questions institutionnelles majeures en amont. En soi, un accord sur l'électricité ne modifierait pas grandement la capacité d'exportation des pays pertinents pour la Suisse, mais altérerait les conditions du marché. Le marché intérieur de l'UE évolue par ailleurs toujours plus vers des marchés régionaux. Cependant, l'approche nationale l'emporte dans le cadre de la prévention visant à éviter les situations critiques en matière d'approvisionnement, ce qui se manifeste par la mise en place de mécanismes de capacité nationaux isolés dans presque tous les États-membres de l'UE.

Le message relatif à la révision totale de la Loi sur le CO₂ a été adopté par le Conseil fédéral en décembre 2017. La modification de cette loi est une conséquence de l'Accord de Paris sur le climat, via lequel la Suisse s'est engagée à réduire de moitié ses émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030. Cela représente une baisse des émissions de 30% minimum pour la Suisse. À cet effet, les instruments existants dans les domaines du bâtiment, des transports et de l'industrie sont reconduits et même renforcés pour certains.

Parallèlement, le message relatif à l'accord entre la Suisse et l'Union européenne sur le couplage des systèmes d'échange de quotas d'émissions a été adopté. Cet accord permet aux entreprises suisses d'accéder au marché européen des quotas. Le couplage doit être réalisé avant 2020.

NOUVEAU MODÈLE DE PRESCRIPTIONS

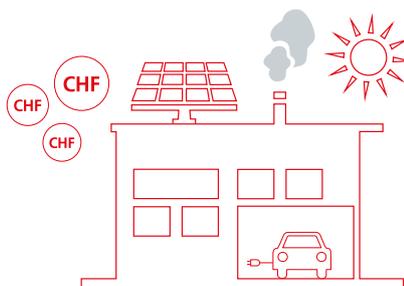
Le nouveau Modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC) entrera en vigueur entre 2017 et 2020 selon les cantons. Il englobe le paquet global des directives de construction énergétique dans le domaine des bâtiments élaboré par les cantons, avec pour objectif une efficacité énergétique accrue des bâtiments. Le nouveau MoPEC renforce les exigences relatives au parc de bâtiments: les nouvelles constructions doivent atteindre une production d'électricité propre de 10 watts par m² de surface de référence énergétique (SSIGE, 2017). Dans le cadre du remplacement des systèmes de chauffage utilisant des énergies fossiles, 10% des besoins calorifiques du bâtiment doivent être couverts par des énergies renouvelables. Pour les chauffages électriques existants, l'obligation d'assainissement est assortie d'un délai de 15 ans (EnDK, 2015). Le Programme Bâtiments introduit par les cantons et la Confédération en 2010 va par ailleurs être poursuivi. Au total, un budget de 525 millions de CHF est désormais alloué à l'encouragement des mesures d'assainissement énergétique (OFEN, 2014).

En septembre 2017, le Conseil fédéral a adopté le message relatif à la révision totale de la Loi fédérale sur la protection des données (LPD). L'objectif de cette révision est d'augmenter le niveau de protection des données et de réunir les conditions nécessaires pour continuer de permettre la transmission de données transfrontalières entre la Suisse et les États-membres de l'UE, et ce sans obstacles supplémentaires (Communiqué de presse du Conseil fédéral, 2017).

On peut partir du principe que les évolutions précitées auront des répercussions à long terme et modifieront de façon déterminante la «Tendance 2035 de l'AES».



Pour des informations complémentaires sur le Programme Bâtiments de la Confédération et des cantons: www.ofev.admin.ch



PROGRAMME BÂTIMENTS: de l'argent est mis à disposition pour encourager les assainissements énergétiques, à savoir

525 mio. CHF

Selon l'AES,
comment le
monde énergétique
va-t-il évoluer?



3. «Tendance 2035 de l'AES»

Ce chapitre analyse la «Tendance 2035 de l'AES». D'abord, les principales différences en matière de politique énergétique, d'économie et de technologie sont examinées en comparaison avec le rapport «Univers énergétiques 2017». Ensuite, chacun des facteurs, regroupés par dimension, est décrit. Enfin, la troisième partie résume la «Tendance 2035 de l'AES».

3.1 DIFFÉRENCES ENTRE LES RAPPORTS 2018 ET 2017 EN TERMES DE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE, D'ÉCONOMIE ÉNERGÉTIQUE ET DE TECHNOLOGIES

3.1.1 Différences en matière de politique énergétique

Deux évolutions politiques majeures intervenues en 2017 ont une incidence sur la «Tendance 2035 de l'AES»: d'une part, l'adoption de la Stratégie énergétique 2050 par le peuple le 21 mai 2017, d'autre part, l'entrée en vigueur en Suisse de l'Accord de Paris sur le climat le 5 novembre 2017. Corrélativement, le Parlement procède actuellement à la révision totale de la Loi sur le CO₂.

Stratégie énergétique 2050: plus d'énergies renouvelables, plus d'efficacité énergétique, sortie du nucléaire

Le 21 mai 2017, le peuple suisse a approuvé la Stratégie énergétique 2050 et ses trois piliers: l'accroissement de l'efficacité énergétique, l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité suisse et la sortie du nucléaire. La Stratégie énergétique 2050 fixe les conditions-cadre de l'avenir énergétique suisse.

Elle définit des valeurs indicatives relatives à la consommation énergétique et électrique par tête: la consommation d'énergie moyenne par personne doit être réduite de 43% d'ici à 2035. La baisse visée est de 13% pour la consommation électrique (art. 3 LEne). Par conséquent, les mesures existantes dans les domaines du bâtiment et de la mobilité (appels d'offres publics, prescriptions relatives aux émissions, Programme Bâtiments et incitations fiscales dans le domaine du bâtiment) seront aussi reconduites et renforcées.

L'accroissement de l'efficacité visé influe sur la consommation d'électricité, autrement dit sur le courant prélevé sur le réseau. Or, cette dernière a tendance à augmenter. La décarbonation voulue favorise le couplage des secteurs/la convergence des réseaux.

Le maintien et le développement des énergies renouvelables, dont l'hydraulique, sont par ailleurs encouragés. En 2035, la production indigène moyenne d'électricité issue d'énergies renouvelables (hors hydraulique) devrait atteindre 11 400 GWh. Le chiffre visé pour la production indigène moyenne d'électricité d'origine hydraulique avoisine les 37 400 GWh (art. 2 LEne). Du fait de l'augmentation du supplément sur les coûts de transport, l'enveloppe disponible pour les subventions est plus élevée. Les instruments d'encouragement existants, la RPC et la rétribution unique, seront reconduits, mais modifiés. Ces mesures sont complétées par d'autres instruments: contributions d'investissement, primes de marché ainsi que subventions et garanties pour la géothermie. Le soutien est toutefois limité dans le temps (d'ici à fin 2022 ou 2030). La structure de la production d'électricité suisse sera en outre influencée par la sortie du nucléaire, qui entraînera dans les décennies à venir la disparition d'une capacité de production centrale et constante pour le pays.

La production d'électricité suisse connaîtra de profonds bouleversements au cours des prochaines années. La part de la production décentralisée et des énergies renouvelables progresse. Les grosses capacités de production, desquelles la Suisse était très dépendante en hiver notamment, seront supprimées. Ces transformations donneront lieu à des défis significatifs en matière d'auto-approvisionnement et de sécurité d'approvisionnement pour la Suisse.



La Tendance prend la direction du «Smart World». Pour plus d'informations sur l'avenir énergétique: www.electricite.ch



OBJECTIF: faire baisser, d'ici à 2035, la consommation d'énergie par personne de
43%



OBJECTIF: faire baisser, d'ici à 2035, la consommation d'électricité par personne de

13%

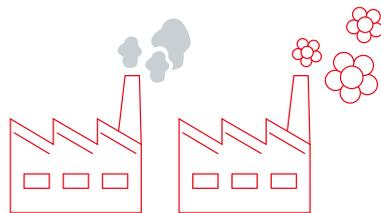


La Stratégie énergétique 2050 et l'Accord sur le climat de la COP 21 ont des effets à long terme. Tous deux modifient de façon déterminante la «Tendance 2035 de l'AES».

Accord de Paris sur le climat et révision totale de la Loi sur le CO₂: un remplacement croissant des énergies fossiles par du courant d'origine renouvelable

Le Conseil national et le Conseil des États ont approuvé la ratification de l'Accord de Paris sur le climat (COP 21) en juin 2017 (Bulletin officiel, 2017). En l'absence de référendum de ratification, l'instrument de ratification a pu être déposé auprès du Secrétaire général de l'ONU en octobre 2017. Après un délai de 30 jours, l'Accord de Paris sur le climat (COP 21) est ainsi entré en vigueur pour la Suisse le 5 novembre 2017 (OFEV, 2017). L'objectif de la Suisse est de réduire de moitié ses émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 par rapport à 1990. La mise en œuvre concrète de l'engagement découlant de l'Accord de Paris sur le climat est la révision totale de la Loi sur CO₂, dont le message a été adopté en décembre 2017 par le Conseil fédéral et est actuellement examiné par le Parlement (OFEV, 2017). Il est probable que l'avant-projet connaîtra encore des modifications lors de la consultation parlementaire.

Le seuil supérieur d'émissions de CO₂ doit être relevé. Dans le domaine de la mobilité, une augmentation de la part des carburants d'origine renouvelable est proposée, ainsi qu'un renforcement des prescriptions sur les émissions relatives aux véhicules nouvellement immatriculés. Cela crée d'une part des incitations à l'utilisation de moteurs alternatifs – électriques, hybrides ou piles à combustible –, et soutient d'autre part le couplage des secteurs/la convergence des réseaux, susceptibles de mettre des carburants d'origine renouvelable à disposition. Le délai du Programme Bâtiments est fixé à 2025. À compter de 2029, des valeurs limites de CO₂ seront instaurées pour les nouvelles constructions et les bâtiments anciens si la baisse des émissions n'est pas suffisamment prononcée dans le domaine. Le couplage visé des systèmes d'échange de quotas d'émissions suisse et européen lie désormais aussi les transports aériens et les centrales fossiles. L'examen du projet par le Parlement se poursuivra vraisemblablement au-delà de 2018.



OBJECTIF: réduction des émissions de gaz à effet de serre en Suisse d'ici à 2030, en comparaison avec 1990:

-50%

Quoi qu'il en soit, la politique climatique va de pair avec le remplacement des sources d'énergie fossiles et favorise par conséquent le couplage des secteurs. Le couplage des systèmes d'échange de quotas d'émissions permettrait par ailleurs de rentabiliser davantage les centrales fossiles, comme les CCC ou les installations de CCF. La Loi sur le CO₂ actuellement en vigueur impose une compensation totale des émissions des centrales fossiles, et ce pour moitié en Suisse. La participation au système d'échange de quotas et le couplage des systèmes offrirait aux exploitants un potentiel de réduction plus important et moins onéreux. Les capacités des centrales, des CCC ou des installations de CCF pourraient être mobilisées pour garantir l'auto-approvisionnement.

La réduction des émissions de CO₂ constitue un objectif ambitieux pour la Suisse. Elle passe par la mise en œuvre des instruments prévus par la Loi sur le CO₂ et par une meilleure tarification des systèmes d'échange de quotas d'émissions. Un prix élevé des certificats de CO₂ favorise à son tour la compétitivité des énergies renouvelables, provoquant ainsi un renchérissement de la production issue des énergies fossiles.

3.1.2 Différences en matière d'économie énergétique et de technologies

Généralisation importante de l'électrification dans le secteur du bâtiment et des transports

Tout comme dans le rapport «Univers énergétiques 2017», nous tablons sur une demande d'électricité accrue en 2035 par rapport à aujourd'hui. L'étude de référence utilisée dans le rapport 2017 (Andersson, Boulouchos, & Bretschger, 2011) estime à environ 4 TWh la demande d'électricité supplémentaire due au remplacement des sources d'énergie fossiles (électrification) dans les domaines de la chaleur et des transports d'ici à 2035 (AES, 2017). Cette même étude évalue à environ 2,5 TWh les besoins de courant supplémentaires pour les pompes à chaleur en 2035. Compte tenu de l'adoption de la Stratégie énergétique 2050, du durcissement du Modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC), de la ratification de la COP 21 et de la révision totale de la Loi sur le CO₂, un développement de l'électrification est à prévoir pour 2035. La révision de la Loi sur le CO₂ prévoit l'introduction de valeurs limites de CO₂ pour les bâtiments à compter de 2029, si la valeur-cible d'une réduction des émissions de CO₂ de 80% par rapport à 1990 n'est pas atteinte d'ici à 2050 (Feuille fédérale, 2018). Le remplacement des sources de chauffage fossiles par des solutions renouvelables comme les pompes à chaleur pourrait donc s'intensifier. En tablant sur une poursuite du taux de croissance moyen enregistré pour la période 2011–2016, le courant supplémentaire nécessaire pour les pompes à chaleur en 2035 sera compris entre 5 et 6 TWh environ (Source des données: Statistique suisse de l'électricité 2016). Ces besoins supplémentaires seront atténués par le durcissement du MoPEC (une meilleure isolation des bâtiments réduit p. ex. les besoins calorifiques).

Selon l'étude Prognos (2012), la part des véhicules électriques (véhicules électriques fonctionnant sur batterie,

véhicules hybrides et véhicules à pile à combustion) dans le parc automobile global sera comprise entre 13% et 2% en 2035, ce qui entraînera une hausse de 4 à 6 TWh environ de la demande en électricité (Calculs propres basés sur (Boulouchos, 2016; PSI, 2016)). Les résultats des SCCER (Swiss Competence Center for Energy Research) indiquent que, sous réserve de la réalisation des objectifs climatiques en 2030, environ deux tiers des kilomètres parcourus par les véhicules automobiles seront imputables à des véhicules hybrides et électriques fonctionnant sur batterie (Panos, Ramachandran, & Kober, 2018). La poursuite des objectifs climatiques conduit par ailleurs à une augmentation des prix du CO₂, ce qui accélère de plus la pénétration des véhicules électriques.

Le gaz pourrait devenir une option pour couvrir les besoins en électricité et garantir la sécurité d'approvisionnement

Le rapport «Univers énergétiques 2017» ne prévoyait pas qu'une partie des capacités de production nucléaires supprimées serait remplacée par la construction de nouvelles centrales à gaz. Il supposait qu'elles seraient couvertes par les importations (→ page 59 du rapport 2017). Compte tenu de l'incertitude relative aux possibilités d'importation qui se dessinent pendant la saison hivernale (→ section 3.2.3.2), la construction de centrales à gaz centralisées et d'installations de couplage chaleur-force décentralisées (CCF) pourrait désormais devenir une option. Contrairement aux installations photovoltaïques et aux éoliennes, les centrales à gaz et les systèmes de CCF peuvent aussi être mis en œuvre en hiver en fonction des besoins. Dans ses Perspectives énergétiques 2050, l'OFEN prévoit une couverture du déficit de production par la construction de nouvelles centrales à gaz à cycle combiné ou par des importations. Selon le scénario retenu, en 2035, l'électricité produite par des centrales à gaz à cycle combiné (CCC) représentera environ 12 à 20 TWh, contre environ 3 TWh pour le CCF (Prognos, 2012). Dans son message sur la Stratégie énergétique 2050 de 2013, le Conseil fédéral stipulait que la couverture de la demande en électricité nécessiterait probablement le développement de la production électrique fossile au moyen d'installations de CCF et de centrales à gaz à cycle combiné ou une augmentation des importations d'électricité (Conseil fédéral, 2013). Les émissions de gaz à effet de serre générées par le développement des installations de CCF et des centrales à gaz à cycle combiné devront être compensées

par des mesures de réduction dans d'autres secteurs. Enfin, il est à noter que ces installations peuvent également fonctionner avec des sources d'énergie renouvelables comme le biogaz par exemple.

Une étude du PSI confirme l'effondrement du prix des énergies renouvelables

L'hypothèse formulée dans le rapport «Univers énergétiques 2017» selon laquelle les prix des modules photovoltaïques vont diminuer de moitié est confirmée par une étude menée par l'institut Paul Scherrer (PSI) dans le cadre du SCCER. Selon cette étude, le coût de revient des nouvelles installations photovoltaïques en Suisse diminuera de moitié d'ici à 2035 (Bauer & Hirschberg, 2017). Cette évolution s'explique principalement par la réduction du coût des modules et des cellules. Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la courbe d'apprentissage du photovoltaïque est raide. Plus les installations photovoltaïques sont grandes, plus les coûts de production baissent. Pour une puissance de 10 kW, ce coût sera de 9 à 22 centimes par kWh en 2035, contre 4 à 10 centimes par kWh pour 1000 kW. Les coûts de l'énergie éolienne en Suisse chuteront par ailleurs d'environ 20% d'ici à 2035 pour tomber à 10 à 17 centimes par kWh.

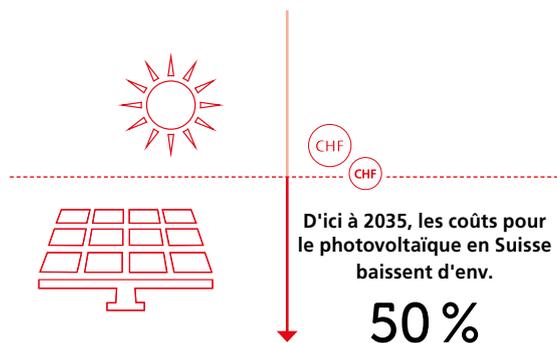
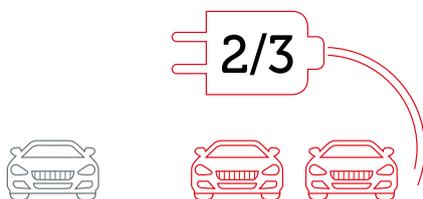
3.2 DESCRIPTION DES FACTEURS DÉTERMINANTS DE LA «TENDANCE 2035 DE L'AES»

Ce chapitre décrit les facteurs décisifs de la «Tendance 2035 de l'AES» et met en évidence les évolutions en matière d'économie énergétique et de technologies. Les différents facteurs décisifs sont abordés selon cinq dimensions: «Demande/flexibilisation», «Approvisionnement centralisé/décentralisé», «Marchés/UE-CH», «Digitalisation» et «Régulation/interventions étatiques». Seuls certains facteurs sont traités de façon approfondie. Pour les facteurs dont l'évaluation n'a pas sensiblement évolué depuis le dernier rapport, un résumé des informations communiquées en 2017 est fourni. Cela concerne le soutirage du réseau, la flexibilité et l'auto-alimentation. Compte tenu des événements évoqués au chapitre 3.1.1, plusieurs facteurs ont été adaptés ou repensés pour le rapport 2018. À des fins d'uniformisation, chaque dimension est désormais axée sur trois facteurs (→ Tableau 1). Les facteurs décisifs ont donc été repensés, tandis que d'autres ont été supprimés. Les facteurs regroupés sous

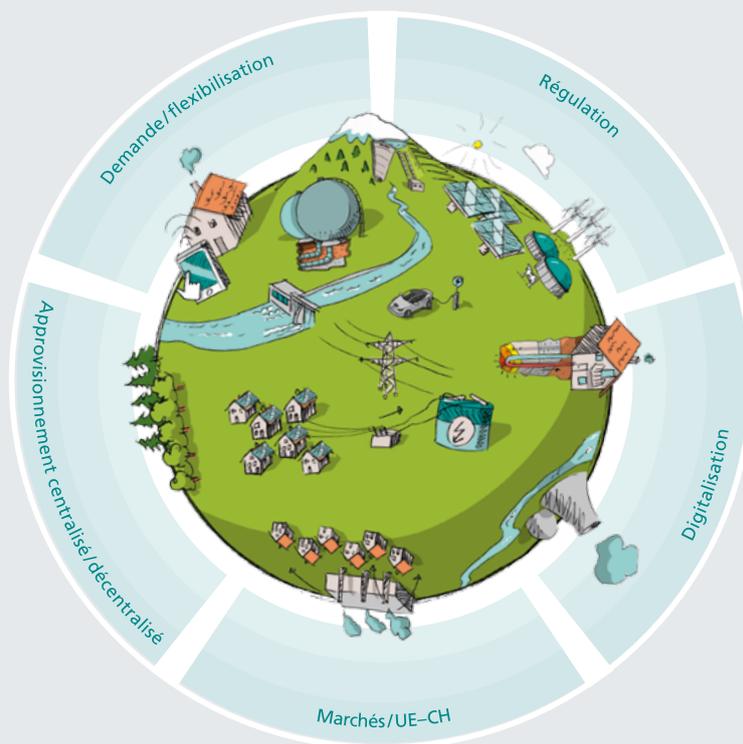


L'Accord de Paris sur le climat, signé en 2015, est considéré comme un grand succès. Les directives de mise en œuvre des mesures exigées par cet accord ne sont pas entièrement définies. L'objectif des membres de la Convention de l'ONU sur le climat: établir le planning de mesures d'ici à fin 2018.

OBJECTIF CLIMATIQUE EN 2030: quelque deux tiers des kilomètres parcourus le sont par des voitures hybrides ou à batterie électrique.



LES CINQ DIMENSIONS DES UNIVERS ÉNERGÉTIQUES



Vue d'ensemble des facteurs déterminants de la «Tendance 2035 de l'AE» dans les rapports 2017 et 2018
TABLEAU 3

Rapport 2017	Rapport 2018
<p>① Demande / flexibilité Soutirage du réseau (électricité/gaz) Consommation propre (niveau de la demande) Flexibilité (report de charge)</p>	<p>1 Soutirage du réseau (électricité/gaz) 2 Consommation propre (niveau de la demande) 3 Flexibilité (report de charge)</p>
<p>② Approvisionnement centralisé / décentralisé Part de production décentralisée Besoins du réseau (électricité/gaz) Convergence des réseaux Batteries, accumulateurs de gaz et de chaleur</p>	<p>4 Part de production décentralisée 5 Couplage des secteurs/convergence des réseaux 6 Batteries, accumulateurs de gaz et de chaleur</p>
<p>③ Marchés / UE-CH Degré d'auto-alimentation CH (électricité/gaz) Intégration aux marchés internationaux (électricité/gaz)</p>	<p>7 Degré d'auto-alimentation CH (électricité/gaz) 8 Intégration aux marchés internationaux (électricité/gaz) 9 Possibilités d'importation en hiver</p>
<p>④ Digitalisation Pénétration des TIC Acceptation de l'échange des données</p>	<p>10 Capteurs et connectivité 11 Évaluation des données, échange des données et analyses 12 Services numériques</p>
<p>⑤ Régulation / interventions étatiques Promotion des énergies renouvelables Prescriptions en matière d'efficacité énergétique Interventions sur les prix (électricité/CO₂)</p>	<p>13 Promotion des énergies renouvelables 14 Prescriptions en matière d'efficacité énergétique 15 Interventions sur les prix (électricité/CO₂)</p>

la dimension Digitalisation ont ainsi été redéfinis en référence aux étapes de création de valeur de l'Internet des objets (Fleisch, Weinberger, & Wortmann, 2014). Le facteur «Possibilités d'importation en hiver» a quant à lui été intégré à l'analyse tendancielle.

LAES entretient des échanges étroits avec les SCCER (Swiss Competence Center for Energy Research). Ces huit centres de compétence pour la recherche ont été fondés dans le cadre du plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée» du Conseil fédéral et du Parlement. Les SCCER s'intéressent aux problématiques politiques, économiques et juridiques de l'avenir énergétique. Pour la seconde phase (2016-2020), des activités conjointes (joint activities) ont été créées: les différents centres de compétence y collaborent. LAES intervient en tant que partenaire industriel dans le Joint Activity Scenario Modeling (JASM), qui modélise des scénarios relatifs à la réalisation de la Stratégie énergétique 2050. Le présent rapport tient compte des derniers résultats publiés par les SCCER.

3.2.1 Dimension «Demande/flexibilisation»

3.2.1.1 Facteur 1: Soutirage du réseau

Le soutirage du réseau d'électricité augmente sensiblement jusqu'en 2035. Selon les projections des SCCER, ce développement devrait être de l'ordre de 70 TWh, ce que confirme une autre étude (Panos, Ramachandran, & et al, 2016). Cette hausse s'explique d'une part par la croissance démographique et économique ((OFS, 2016) et (SECO, 2017)), d'autre part par l'augmentation du nombre et du taux d'utilisation des équipements électroniques. La substitution des énergies renouvelables aux sources d'énergie fossiles entraîne par ailleurs une hausse de la demande (→ 3.2.2.2), notamment dans le domaine de la chaleur du fait du recours accru aux pompes à chaleur. Le développement de l'électromobilité contribue lui aussi à la progression de la consommation d'électricité. L'augmentation de la consommation propre et les retombées des gains d'efficacité ne suffisent pas à compenser cet effet (→ AES, 2017 p. 59).

3.2.1.2 Facteur 2: La consommation propre est en augmentation

La consommation propre progresse jusqu'à dépasser le niveau actuel en 2035. Cela s'explique par l'utilisation accrue des batteries et accumulateurs de chaleur et de gaz, la production décentralisée, la régulation et les TIC. L'utilisation accrue de batteries soutient la consommation propre. Les batteries décentralisées des maisons individuelles et des immeubles collectifs permettent de stocker l'excédent d'électricité produit par les installations photovoltaïques et de le transformer en courant en cas de besoin. La forte réduction des coûts favorise l'utilisation de ces batteries (→ 3.2.2.2). La chute des prix des énergies renouvelables soutient la consommation propre, encouragée sur le plan réglementaire par la Stratégie énergétique 2050, dans la mesure où les conditions-cadre nécessaires ont été créées pour le regroupement dans le

cadre de la consommation propre. Les droits, obligations et compétences d'acteurs tels que les exploitants d'installations, les propriétaires fonciers, les locataires et les fermiers sont clairement définis (art. 16 et 17 LEne). Le Modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC) favorise également une augmentation de la consommation propre. Selon le MoPEC, toutes les nouvelles constructions doivent pouvoir produire elles-mêmes une part de l'électricité dont elles ont besoin (EnDK, 2015, art. 1.26). L'utilisation de batteries associée aux multiples possibilités de pilotage et d'optimisation des flux d'électricité dans les bâtiments (solutions intelligentes pour le bâtiment) soutiennent la consommation propre. Il est ainsi possible de mieux adapter la consommation d'électricité au profil de production photovoltaïque, et vice-versa. La croissance de la consommation propre a des conséquences sur le comportement de soutirage sur le réseau, avec des répercussions sur la tarification réseau (→ 4.4.4).

3.2.1.3 Facteur 3: La flexibilité se développe

La flexibilisation de la demande est supérieure à celle d'aujourd'hui compte tenu de l'apparition de nouveaux services et modèles d'affaires (→ AES, 2017 p. 59). Avec le développement stochastique des énergies renouvelables, le besoin de flexibilité augmente. La flexibilité contribue à stabiliser le réseau. Une utilisation accrue des TIC peut permettre aux autoconsommateurs de mieux exploiter leur flexibilité et d'optimiser ainsi leur degré d'auto-alimentation (→ 4.4.11). De nouveaux modèles commerciaux permettent d'améliorer la commercialisation de la flexibilité de la demande.

3.2.2 Dimension «Approvisionnement centralisé/décentralisé»

3.2.2.1 Facteur 4: La part de la production décentralisée augmente

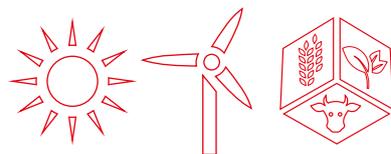
L'adoption de la Stratégie énergétique 2050 va de pair avec l'objectif de développement des énergies renouvelables. Conformément à cette stratégie, en 2035, la production indigène moyenne d'électricité issue d'énergies renouvelables (hors hydraulique) devrait atteindre 11 400 GWh, et la production indigène moyenne d'électricité d'origine hydraulique 37 400 GWh (art. 2 LEne). La Stratégie énergétique 2050 soutient activement le développement des énergies renouvelables. Outre le système de rétribution du courant injecté limité dans le temps, il existe désormais des rétributions uniques également pour les grandes installations photovoltaïques, des contributions d'investissement pour l'hydraulique, la biomasse et les grandes installations photovoltaïques, des contributions et des garanties pour la géothermie et une prime de marché pour les centrales hydrauliques existantes. La réduction des coûts attendue pour le photovoltaïque et l'éolien accroît la compétitivité des installations décentralisées (Bauer & Hirschberg, 2017). Le développement de la production décentralisée est également favorisé par la possibilité du regroupement dans le cadre de la consumma-

tion propre (art. 16 et 18 LEnE). De même, la généralisation des technologies de stockage (→ 3.2.2.2) contribue au développement des installations décentralisées, qui permettent de mieux compenser les fluctuations entre la production et la consommation.

La distinction entre production centralisée et production décentralisée n'est pas toujours sans équivoque. Certaines technologies de production permettent de produire de l'électricité de façon centralisée, mais aussi décentralisée. Dans le présent rapport, la production décentralisée désigne l'injection de courant aux niveaux de réseau 5 et 7. Les énergies renouvelables comme non renouvelables sont étudiées.

Parmi les énergies renouvelables, c'est le photovoltaïque qui présente le plus fort potentiel de développement

En Suisse, compte tenu des restrictions techniques, sociales et économiques, le photovoltaïque est l'énergie renouvelable qui présente le plus fort potentiel de développement. Dans ses Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur, l'AES table sur un potentiel de 0,8 TWh à 2 TWh (AES, 2012). Une récente étude du PSI révèle un potentiel supérieur. Elle estime ainsi le potentiel exploitable du photovoltaïque en 2035 à une plage comprise entre 5,5 et 16 TWh (Bauer & Hirschberg, 2017). Le potentiel exploitable désigne le potentiel technique compte tenu des restrictions écologiques et économiques. Sauf indication contraire, cette section fait référence au potentiel exploitable. Dans ses Perspectives énergétiques, l'OFEN prévoit aussi un potentiel plus important, de 2,5 à 7 TWh (Prognos, 2012). Le coût de revient des nouvelles installations photovoltaïques est divisé par deux d'ici à 2035, pour chuter à 4–10 centimes par kWh (→ 3.1.2). La baisse du prix des modules et des cellules photovoltaïques, qui suit une courbe d'apprentissage abrupte, explique cette évolution. Cette réduction massive des coûts crée des débouchés commerciaux pour le photovoltaïque. Il est donc raisonnable de penser que le potentiel est plus important que ne l'indiquent les Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur. Le développement effectif de la production d'électricité issue du photovoltaïque dépend notamment du soutien politique, des progrès technologiques dans ce domaine (p. ex. rendements accrus ou baisse des coûts de production), ainsi que de l'évolution des prix de l'électricité.



OBJECTIF 2035: augmenter la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (hors hydraulique) à environ

11 400 GWh

Le développement de l'énergie éolienne reste limité du fait de la faible acceptation sociale

Les projets d'installations éoliennes se heurtent aujourd'hui souvent à des résistances de la part de la population et sont retardés ou entravés par des oppositions locales. Avec l'adoption de la Stratégie énergétique 2050, l'utilisation et le développement des énergies renouvelables, de même que la protection de la nature et du paysage revêtent un intérêt national (art. 12 LEnE). En principe, cela a un impact positif sur le développement de l'énergie éolienne. Toutefois, l'éolien ne devrait pas connaître de réductions des coûts aussi prononcées que le photovoltaïque (→ 3.1.2). En 2012, l'AES estimait le potentiel de l'éolien compris entre 0,7 TWh et 1,5 TWh (AES, 2012). À l'horizon 2035, l'étude du PSI évalue ce même potentiel à des valeurs oscillant entre 0,7 TWh et 1,7 TWh (Bauer & Hirschberg, 2017). Le développement de l'énergie éolienne dépendra des conditions-cadre légales (p. ex. de procédures de demande d'autorisation et de planification simplifiées), du degré d'acceptation sociale et des mesures de soutien financier. Le faible niveau d'acceptation sociale constitue un frein à un développement substantiel.

La transformation de la biomasse en électricité est en concurrence avec les secteurs de la chaleur et des transports

La biomasse est une source d'énergie très hétérogène (lisier agricole, eaux usées, déchets, bois), qui peut être transformée en électricité, en chaleur et en carburant via diverses technologies (combustion, fermentation, gazage). Ce chapitre tient compte exclusivement de la production d'électricité. Le secteur des déchets a recours à des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM), des stations d'épuration des eaux usées et des installations de biogaz industrielles. Dans les installations de couplage chaleur-force (CCF) ou les centrales à énergie totale équipée (CETE), le bois est utilisé comme combustible pour la production d'électricité et de chaleur. Contrairement à l'évolution prévue pour l'éolien et le photovoltaïque, on ne devrait pas assister ici à une baisse significative des coûts de production pour la biomasse à l'avenir (Bauer & Hirschberg, 2017).

Dans ses Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur, l'AES table sur un potentiel de 2,5 TWh à 4 TWh pour la biomasse (AES, 2012). À l'horizon 2035, l'étude



OBJECTIF 2035: augmenter la production d'électricité d'origine hydraulique à environ

37 400 GWh

du PSI évalue ce même potentiel pour la production d'électricité entre 1,4 TWh et 2,8 TWh (Bauer & Hirschberg, 2017). L'utilisation du lisier (ou biogaz agricole) et de la biomasse ligneuse est particulièrement prometteuse. Dans les Perspectives énergétiques, le potentiel de la biomasse pour 2035 est estimé à 1 TWh à 3 TWh environ (Prognos, 2012). En termes de production d'électricité, le potentiel de la biomasse est relativement faible. La biomasse est également exploitée dans les secteurs de la mobilité et de la production de chaleur, où la pression relative à une réduction des émissions est plus forte que dans le secteur de l'électricité.

Petite hydraulique: un faible potentiel

Le développement de la petite hydraulique dépend du niveau d'acceptation sociale, des mesures de soutien et des prix du marché. Les installations hydroélectriques d'une puissance inférieure à 10 MW sont désignées par le terme de petite hydraulique (AES, 2014). Dans ses Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur, l'AES table sur un potentiel de 0,6 TWh à 1,3 TWh (AES, 2012). Il s'agit d'un potentiel relativement faible, compte tenu du fait que les coûts de revient des petites centrales hydrauliques sont généralement supérieurs à ceux des centrales au fil de l'eau. Les nouveaux projets se heurtent par ailleurs souvent à une mauvaise acceptation (Bauer & Hirschberg, 2017).

L'étude du PSI évalue quant à elle le potentiel de la petite hydraulique entre 4,3 et 5,5 TWh (Bauer & Hirschberg, 2017). La petite hydraulique se constitue essentiellement de centrales au fil de l'eau. À l'instar des installations photovoltaïques, ces dernières produisent essentiellement l'été. Par conséquent, la petite hydraulique est en concurrence avec le photovoltaïque.

Produire électricité et chaleur de façon décentralisée grâce au CCF et au chauffage utilisant des piles à combustible

Les installations de couplage chaleur-force (CCF) désignent des systèmes qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur. L'électricité est produite à l'aide d'un moteur ou d'une pile à combustible. La chaleur résiduelle qui se forme alors est exploitée en même temps à des fins de chauffage (confort thermique) ou utilisée dans le cadre du processus de production (chaleur de processus). Par rapport à une mise à disposition de chaleur et d'électricité basée sur des combustibles fossiles, totalement séparées l'une de l'autre, les installations de CCF offrent des rendements globaux accrus et génèrent ainsi des émissions de CO₂ plus faibles. Dans les Perspectives énergétiques, la production d'électricité issue du CCF en 2035 est estimée à 3 TWh environ (Prognos, 2012). Une autre étude évalue la capacité des installations de CCF fonctionnant avec du gaz biogène à environ 3 TWh d'électricité d'ici à 2050 (Panos, Ramachandran, & et al, 2016). Dans ses Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur, l'AES table sur un potentiel d'environ 2 TWh (AES, 2012).

Les systèmes de chauffage utilisant des piles à combustible sont mis en œuvre de façon décentralisée dans les maisons individuelles à la place de la traditionnelle

chaudière à gaz, ainsi que dans l'industrie. Quand les besoins en chaleur ne peuvent être couverts à la saison froide, un brûleur à gaz supplémentaire est enclenché. L'étude du PSI estime le potentiel technique des piles à combustible à environ 6 TWh el (Bauer & Hirschberg, 2017). D'après cette étude, les rendements devraient grimper, la durée de vie des piles à combustible augmenter et les coûts d'investissement et de production diminuer du fait d'une production en série. Les conditions-cadre économiques sont déterminantes pour l'utilisation de ces solutions. Les systèmes de chauffage avec piles à combustible sont en concurrence avec des dispositifs renouvelables plus avantageux, comme les pompes à chaleur ou le chauffage à distance. En l'état actuel des connaissances, il n'est pas possible d'affirmer que les piles à combustible contribueront dans une large mesure à la production d'électricité en 2035.

Conclusion: la part de l'approvisionnement décentralisé augmente

La part de la production décentralisée progresse. En additionnant les potentiels moyens par technologie de production figurant dans les études mentionnées, on obtient une production décentralisée comprise entre 8 TWh et 17 TWh environ, soit 11% à 24% des besoins en électricité futurs (uniquement énergies renouvelables décentralisées, hors CCF). La production d'électricité reste un mix d'approvisionnement centralisé et décentralisé en 2035, l'hydraulique continuant à jouer un rôle-clé (→ AES, 2017, p. 59).

3.2.2.2 Facteur 5:

Le couplage des secteurs/la convergence des réseaux: les secteurs et les réseaux se rapprochent

Le couplage des secteurs/la convergence des réseaux désigne la liaison entre les secteurs de l'électricité, de la chaleur, du gaz, de la mobilité, des processus industriels et des infrastructures correspondantes. En 2035, elle fait partie intégrante d'un système énergétique global complet, intègre des énergies renouvelables et contribue de façon déterminante à la réduction des émissions de CO₂.

Le report été-hiver gagne en importance

Un déséquilibre se dessine à l'avenir entre la production d'électricité estivale et la consommation hivernale. Dans le photovoltaïque, qui joue un rôle croissant, 70% de l'électricité sont produits en été, contre seulement 30% en hiver (Calculs reposant sur (OFEN, 2016) et (Pfenninger & Staffell, 2016)). Les centrales au fil de l'eau produisent deux fois plus d'électricité en été qu'en hiver (OFEN, 2017 d). La sortie progressive du nucléaire entraîne une forte baisse de l'énergie en ruban. Le rapport production estivale/hivernale se reportera ainsi de plus en plus vers l'été. Le transfert saisonnier (stockage à long terme) de l'électricité revêtira donc une importance croissante. Comme le montre la figure suivante, le couplage des secteurs peut apporter une contribution majeure en la matière.



La part croissante de production décentralisée d'électricité et la hausse de l'efficacité énergétique globale en Suisse posent nombre de nouveaux défis aux réseaux électriques. Pour plus d'informations: www.ofen.admin.ch

Qu'est-ce que le couplage des secteurs/ la convergence des réseaux?

Le couplage des secteurs/la convergence des réseaux entraîne la constitution d'un système global plus large, au-delà des énergies et des réseaux, dans lequel les options de flexibilité et de stockage sont exploitées efficacement. Via le couplage des secteurs, l'électricité issue des énergies renouvelables est transformée, transférée vers un autre secteur énergétique, stockée, transportée et consommée ou réinjectée dans le secteur initial (→ Figure 1). Les objectifs sont la décarbonation des secteurs, l'intégration des énergies renouvelables et l'exploitation des flexibilités. Les principaux facteurs sont la protection du climat et les objectifs poursuivis dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 (BMW, 2016 a; BMW, 2016 b). Les pompes à chaleur qui remplacent les systèmes de chauffage au gaz ou au fioul, ou encore le remplacement des moteurs à combustion par des moteurs électriques dans les voitures, sont des applications déjà bien établies du couplage des secteurs/de la convergence des réseaux.

Le power-to-gas: une technologie prometteuse du couplage des secteurs

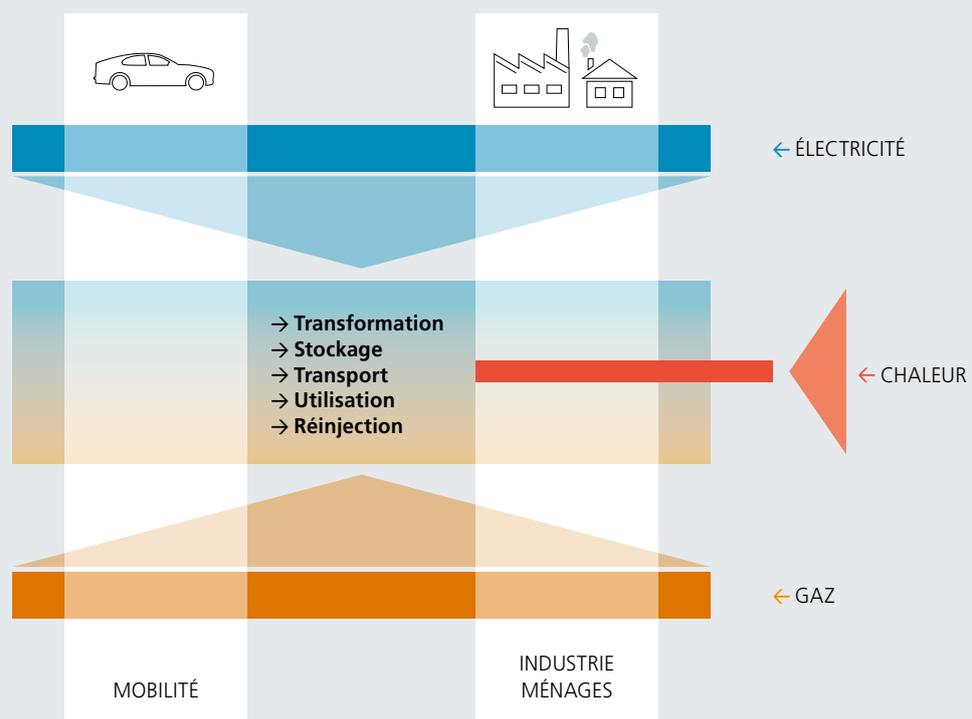
Cette technologie permet de stocker à long terme le gaz issu de l'électricité. Le courant excédentaire est ainsi utilisé pour la méthanisation ou l'électrolyse. Elle constitue

aujourd'hui, avec les centrales hydroélectriques à accumulation, la seule option tangible pour le stockage saisonnier de l'électricité (power-to-gas-to-power) et revêt un potentiel de marché relativement important compte tenu de la production d'électricité continue en été. L'hydrogène obtenu par électrolyse peut être stocké et retransformé en électricité ultérieurement dans des piles à combustion, des installations CCF ou des centrales à gaz. Pour l'heure, cette technologie est encore très coûteuse (AES, 2016 a). L'hydrogène peut aussi être transformé en méthane par adjonction de CO₂. Contrairement à l'hydrogène, le méthane synthétique peut être stocké à long terme sur le réseau de gaz naturel. La production de méthane synthétique est cependant liée à des pertes de rendement supplémentaires. En cas de besoin, le méthane renouvelable peut être retransformé en courant dans une centrale à gaz à cycle combiné. L'hydrogène ou le méthane peuvent aussi être utilisés dans le secteur de la mobilité et dans l'industrie, et contribuer à la décarbonation dans ces secteurs. Les résultats des recherches menées par les SCCER indiquent qu'environ 2 TWh d'électricité seront exploités pour des technologies de type power-to-X d'ici à 2050 (Panos, Ramachandran, & Kober, 2018). Il existe encore d'autres options de flexibilité que le power-to-gas pour la compensation saisonnière. D'une part, il est possible de développer des capacités de production flexibles. Les centrales à gaz à cycle combiné et les installations de CCF pour-

Principe du couplage des secteurs/de la convergence des réseaux (illustration de l'AES)

FIGURE 1

Couplage des secteurs/convergence des réseaux énergétiques en suisse



raient par exemple compenser la baisse de la production de courant d'origine solaire en hiver. D'autre part, on peut recourir au négoce d'électricité. Les possibilités d'importation sont toutefois incertaines (→ 3.2.3.2).

Rentabilité du couplage des secteurs et répercussions sur les réseaux

Certaines technologies du couplage des secteurs telles que les véhicules à batterie électrique ou les pompes à chaleur sont d'ores et déjà rentables, tandis que d'autres technologies comme le power-to-gas ne le sont pas. La rentabilité des technologies du couplage des secteurs dépend de facteurs tels que les prix de l'électricité, les prix de l'énergie primaire, les facteurs de localisation, le niveau de la taxe sur le CO₂, les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation. Pour le power-to-gas-to-power, une différence importante entre les prix les plus hauts et les prix les plus bas pour l'électricité est déterminante.

De manière générale, pour qu'un couplage des secteurs global puisse avoir lieu, des investissements importants doivent être effectués dans les technologies de type power-to-X et dans les infrastructures de réseau. Si le couplage se fait sur le lieu de la production d'électricité et qu'il est disponible durablement, un développement surdimensionné du réseau électrique peut être en partie réduit ou décalé dans le temps grâce au couplage des

secteurs, mais il ne peut toutefois pas être évité. Si, à l'inverse, le courant électrique produit de manière décentralisée doit être transporté vers des installations power-to-gas, les réseaux électriques ne sont alors pas soulagés. Cela ne présenterait un intérêt pour le réseau de distribution que si chaque ménage produisant de l'électricité installait une mini-installation power-to-gas.

Hausse de la consommation d'électricité liée à la décarbonation

La substitution des énergies renouvelables aux énergies fossiles à l'aide des technologies s'inscrivant dans le couplage des secteurs/la convergence des réseaux entraîne une augmentation de la consommation d'électricité, comme en atteste l'étude de l'OFEN (2017 c). Une étude allemande table sur une progression de la consommation d'électricité de 30 à 50% d'ici à 2050 en raison de la décarbonation (Kübler, 2017). En Suisse, cette demande d'électricité supplémentaire devrait être couverte par des capacités de production domestiques ou des importations. Dans la mesure où les possibilités d'importation diminueront à partir de 2025 (→ 3.2.3.2), des centrales à gaz à cycle combiné ou des installations de CCF pourraient alors être utilisées (→ 3.1.2).

3.2.2.3 L'hydrogène: l'énergie du futur?

L'hydrogène est considéré comme une source d'énergie d'avenir depuis longtemps. Il peut être obtenu via différents agents énergétiques (gaz naturel, pétrole, charbon, électricité) et procédés techniques (vaporemformage de gaz naturel, électrolyse). L'importance des énergies renouvelables dans la production d'hydrogène reste faible pour l'instant, mais est cependant appelée à se développer à l'avenir. L'électrolyse issue du courant renouvelable excédentaire revêt un potentiel énorme, dans la mesure où il s'agit de la méthode de production d'hydrogène qui entraîne le plus faible taux d'émission de gaz à effet de serre. On s'attend à une baisse des coûts de production de l'hydrogène à moyen voire à long terme (Shell, 2017).

Contrairement à l'électricité, l'hydrogène peut être stocké en grande quantité et sur de longues périodes. Le stockage à long terme est impératif compte tenu de la production continue en été. Les infrastructures de gaz naturel existantes peuvent servir au transport et au stockage d'hydrogène et de méthane. Seule une quantité limitée d'hydrogène peut toutefois être injectée sur le réseau de gaz naturel (jusqu'à 2% vol.). L'hydrogène peut être converti en méthane par adjonction de dioxyde de carbone. Ce méthane peut ensuite être stocké dans des réservoirs de gaz. L'hydrogène sert de matière première ou auxiliaire dans l'industrie, notamment pour la production d'engrais. La technologie des piles à combustible, qui a énormément progressé ces dernières années, joue un rôle de premier plan dans l'exploitation de l'énergie. Les piles à combustible sont mises en œuvre dans les secteurs de la mobilité, de l'électricité et de la chaleur. Compte tenu de leur rende-

ment élevé, les micro-systèmes de CCF utilisant des piles à combustible constituent une option majeure pour un approvisionnement énergétique durable des ménages à l'avenir. Pour l'instant, ces solutions ne sont toutefois pas encore compétitives. Une autre option réside dans la reconversion de l'hydrogène stocké en électricité. Le secteur de la mobilité représente l'essentiel du potentiel de l'hydrogène, dont l'utilisation permet d'économiser de grandes quantités de CO₂. Les piles à combustible à l'hydrogène offrent des rendements nettement supérieurs aux moteurs à combustion traditionnels. Compte tenu de l'état avancé de ces technologies, elles pourraient s'imposer d'abord dans les voitures particulières et les bus (Shell, 2017). Cela suppose néanmoins un développement du réseau de stations de recharge et des véhicules à pile à combustible abordables (e-mobil BW, 2016).

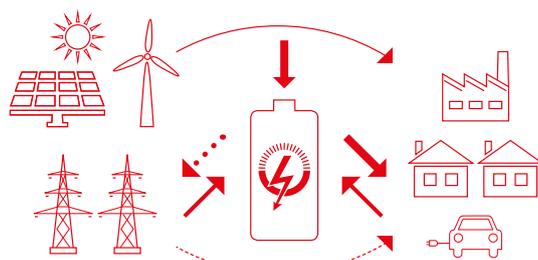
Malgré des recherches intensives et les avantages offerts notamment par la possibilité de stocker ce nouvel agent énergétique, l'hydrogène ne s'est pas encore imposé sur le marché. Le coût encore trop élevé des technologies de piles à combustible et de production d'hydrogène freine leur généralisation à l'ensemble du territoire. L'hydrogène est en concurrence et en interaction avec d'autres énergies primaires et leurs applications. Les objectifs climatiques ambitieux sont toutefois favorables à l'«économie hydrogène». Les technologies correspondantes peuvent contribuer de façon notable à la décarbonation du système énergétique. Dans le secteur de la mobilité, l'hydrogène reste néanmoins un agent énergétique majeur pour l'avenir (Shell, 2017).

3.2.2.4 Facteur 6:

Recours accru aux batteries, aux accumulateurs de gaz et de chaleur

Du fait du développement des énergies renouvelables dont la production est fluctuante (photovoltaïque et énergie éolienne), les batteries et accumulateurs de chaleur et de gaz gagnent du terrain. Il en résulte un besoin de compensation spatiale et temporelle des injections fluctuantes. Les accumulateurs peuvent être utilisés pour la reconversion en électricité et la production de chaleur. Ces technologies sont présentes à tous les niveaux de réseau et se distinguent par les capacités et la durée de stockage. Il peut s'agir de batteries, de centrales de pompage-turbinage, de dispositifs de stockage par air comprimé, d'accumulateurs de chaleur ou de gaz, ou encore de systèmes power-to-gas et de réservoirs d'hydrogène. Le degré de maturité de ces technologies est en partie très variable et nécessite encore de nombreuses recherches (Stalder, 2017). La majorité des technologies de stockage se prête à un équilibrage à court terme, de l'ordre de quelques heures à quelques jours. Les accumulateurs permettent de compenser les variations de charge ou de production.

Les batteries sont chargées de courant électrique et utilisées pour la reconversion en courant. Les batteries plomb-acide constituent une solution économique. Il existe également des batteries au sodium-soufre, au lithium-ion ou encore à flux redox. Ces dernières servent d'accumulateurs à court terme dans l'industrie, chez les particuliers et dans les véhicules. Elles peuvent être combinées, par exemple, avec une installation photovoltaïque pour augmenter le degré de consommation propre. On peut partir du principe que leur durée de vie et leur capacité de stockage seront améliorées (AES, 2016 b). Comme le montre l'étude du SCCER Heat and Electricity Storage (HaE), le coût des batteries va fortement chuter (SCCER HaE, 2017). La baisse du coût des technologies de stockage est la principale raison de leur généralisation. Le rôle joué par les batteries pour la production de masse dans l'industrie des véhicules électriques contribue à ce recul des coûts. D'ici à 2035, les batteries combinées aux installations photovoltaïques seront largement répandues.

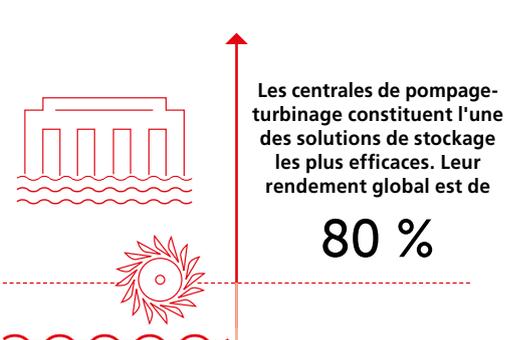


Les BATTERIES servent d'accumulateurs à court terme dans l'industrie, chez les particuliers et dans les véhicules.

Il existe des batteries fabriquées à partir d'éléments primaires non rechargeables et des batteries fabriquées à partir d'éléments secondaires rechargeables. Dans le présent rapport, on utilise le terme familier de «batterie», qui comprend les batteries pures, les éléments primaires et les éléments secondaires. Ainsi, les batteries désignent aussi les accumulateurs. Les batteries peuvent aider à stabiliser le réseau local lorsqu'elles peuvent être pilotées par le gestionnaire de réseau. Pour cela, selon le modèle de marché de la «Tendance 2035 de l'AES», le gestionnaire de réseau peut poser des incitations au moyen de tarifs correspondants, afin que les batteries ne servent pas uniquement à optimiser la consommation propre (→ 4.4.4.). Un développement du réseau en raison des pics de puissance peut être évité ou réduit si le gestionnaire de réseau peut recourir à des batteries sur le long terme.

L'utilisation des accumulateurs de chaleur est particulièrement intéressante en hiver. Il existe différents types d'accumulateurs à court terme et saisonniers. On distingue les accumulateurs thermochimiques, de chaleur sensible et de chaleur latente. Les accumulateurs de chaleur sensibles modifient leur température durant les processus de charge et de décharge. Dans le cas des accumulateurs de chaleur latente, en revanche, l'état même du module est modifié durant ces phases. Les accumulateurs thermochimiques stockent la chaleur par réaction endogène ou exogène. Les chauffe-eau à accumulation sont très prometteurs, compte tenu de la densité énergétique élevée de l'eau et du degré de maturité de cette technologie (AES, 2016 b). La technologie de stockage par air comprimé avec récupération thermique (Advanced Adiabatic Compressed Air Storage, AA-CAES) est encore en cours d'exploration. Elle consiste à stocker la chaleur produite par compression de l'air. Le rendement du système global est de 75%. Un projet pilote mené au Tessin montre que ce type de dispositif est techniquement mature. Les recherches menées à l'avenir devront se pencher sur sa rentabilité (Stalder, 2017).

Caractérisées par un rendement global d'environ 80%, les centrales de pompage-turbinage constituent l'une des solutions de stockage les plus économiques et efficaces. Elles contribuent de façon notable à la sécurité d'approvisionnement et à la stabilité du réseau.



Les centrales de pompage-turbinage constituent l'une des solutions de stockage les plus efficaces. Leur rendement global est de

80 %

L'hydrogène est un accumulateur d'énergie à long terme. L'électrolyse consiste à convertir l'eau en hydrogène et en oxygène par l'intermédiaire du courant (power-to-gas). L'hydrogène ainsi obtenu permet de produire de l'électricité et de la chaleur via des piles à combustible. Le rendement de cette technologie est d'environ 40%. Les quantités d'hydrogène pouvant être injectées sur le réseau de gaz naturel et stockées en milieu poreux ou en cavité, dans des puits de forage ou des grands réservoirs sont limitées (AES, 2016 a). Dans le cadre d'une seconde étape de transformation, l'hydrogène peut aussi être converti en méthane par adjonction de CO₂. Le méthane peut être transporté via le réseau gazier existant et stocké dans des accumulateurs de gaz. La Suisse ne compte que six petits accumulateurs de gaz naturel pour l'instant, essentiellement destinés à compenser les fluctuations journalières. La configuration géologique de la Suisse ne réunit pas les conditions requises pour la mise en place de grands réservoirs de gaz naturels (stockage en sous-sol et en milieu poreux). En revanche, la Suisse est bien raccordée au réseau gazier européen. Elle a donc la possibilité de recourir à des accumulateurs étrangers, ce qu'elle fait d'ailleurs déjà à l'heure actuelle (Ruoss, 2014).

Les réservoirs géothermiques constituent une technologie de stockage supplémentaire, qui consiste à stocker la chaleur résiduelle inutilisée en sous-sol. La chaleur ainsi accumulée est prélevée en hiver et injectée dans le réseau local de chauffage à distance. En Suisse, ces projets n'en sont qu'à la phase de planification (ewb, 2018).

3.2.3 Dimension «Marchés / UE-CH»

3.2.3.1 Facteur 7:

L'auto-provisionnement de la Suisse sous pression

Le degré d'auto-provisionnement de la Suisse en électricité baisse surtout en hiver, conséquence du recul de la production des centrales nucléaires et de sa compensation seulement partielle par la production issue des énergies renouvelables (→ AES, 2017, p. 60). La capacité d'auto-provisionnement de la Suisse est d'autant plus cruciale du fait des incertitudes concernant les possibilités d'importation en hiver (→ 3.2.3.2). Les incitations au

stockage de l'énergie à long terme (report été-hiver) sont d'autant plus importantes. La construction de nouvelles centrales à gaz à cycle combiné et installations de CCF pourrait s'avérer nécessaire pour couvrir les déficits de production (→ 3.1.2).

3.2.3.2 Facteur 8:

Diminution des possibilités d'importation en hiver

Du fait du démantèlement de certaines capacités de production dans les pays voisins, les possibilités d'importation de la Suisse seront incertaines après 2025 et auront tendance à diminuer.

L'Allemagne prévoit d'arrêter toutes ses centrales nucléaires d'ici à 2022. À plus long terme, le pays souhaite également sortir du charbon, afin de remplir ses objectifs climatiques. L'Allemagne ne dispose pas encore d'une feuille de route concrète, la sortie n'étant clairement définie que pour certaines centrales à charbon. En parallèle, elle développe fortement les installations éoliennes et photovoltaïques. Les capacités de production modulables sont en perte de vitesse en Allemagne, tandis que les capacités non modulables sont en nette augmentation (Deutsche TSOs, 2017).

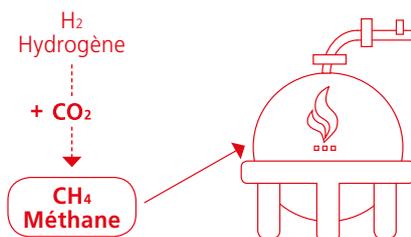
L'Italie et la France annoncent quant à elles une sortie du charbon respectivement d'ici à 2025 et 2021 (S&P Global, 2017; Reuters, 2017). Une grande partie de ces centrales a été construite entre 1980 et 1990: il faut par conséquent tabler sur une fin de durée de vie entre 2025 et 2050. L'avenir de l'énergie atomique après 2030 en France dépend fortement des évolutions en matière de politique énergétique et d'économie. Le gestionnaire du réseau de transport français RTE part du principe que les exportations nettes de la France pourraient être réduites de moitié dès 2030 par rapport au niveau de 2013, en fonction de l'évolution (RTE, 2016).

3.2.3.3 Facteur 9:

Poursuite de l'intégration aux marchés internationaux

La date de la conclusion de l'accord sur l'électricité avec l'UE reste en suspens et ne peut pas être définie plus précisément. De ce fait, par prudence, le présent rapport part du principe qu'aucun accord ne se réalisera (→ chapitre 2). Sans accord sur l'électricité, la Suisse ne sera pas intégrée au marché intérieur de l'UE équitablement. Les importations et les exportations d'électricité et de gaz resteront possibles en 2035, compte tenu de la bonne intégration de la Suisse dans le réseau de transport européen.

Le couplage des systèmes d'échange de quotas d'émissions suisse et européen sera réalisé dans les années à venir. La ratification de l'accord par les parlements est actuellement abordée dans le cadre de la révision totale de la Loi sur le CO₂ (Feuille fédérale, 2017). Ce couplage offre aux entreprises suisses l'accès à un marché de quotas plus étendu et plus liquide, ce qui devrait simplifier les échanges et la formation des prix.



L'HYDROGÈNE peut être converti en MÉTHANE par adjonction de CO₂, transporté via le réseau gazier existant et stocké dans des accumulateurs à gaz.



Plus d'informations sur l'accord sur l'électricité entre l'UE et la Suisse: dfae.admin.ch



L'«Internet des objets» signifie que toujours plus d'appareils équipés de capteurs sont connectés à Internet, livrant des données en permanence.

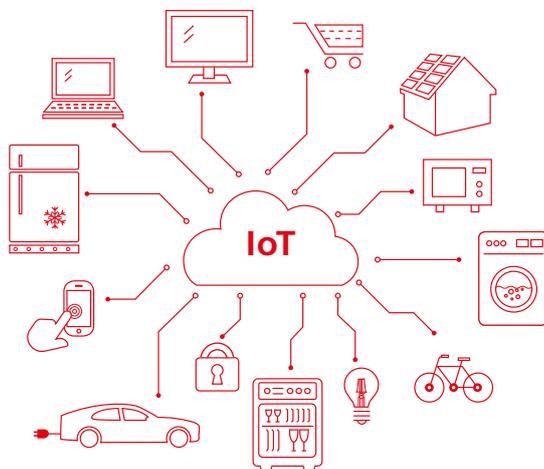
3.2.4 Dimension «Digitalisation»

Dans le domaine de l'économie énergétique, la digitalisation se définit comme la mise en réseau d'applications, de processus commerciaux ainsi que de dispositifs sur la base de technologies Internet en utilisant des capteurs et des appareils autopilotés (BDEW, 2016).

3.2.4.1 Facteur 10:

Capteurs et connectivité ou une interconnexion totale permanente

En 2035, l'approvisionnement énergétique sera largement numérique. Grâce à l'Internet des objets, un nombre croissant d'appareils munis de capteurs sont connectés à Internet (connectivité) et transmettent des données en continu. L'Internet des objets (en anglais Internet of Things, IoT) désigne à la fois l'interconnexion d'objets et leur raccordement à Internet. Un capteur mesure les données locales d'un appareil. La quantité et les possibilités d'application offertes par les capteurs augmentent rapidement, tandis que le coût de ces équipements est en baisse. Les capteurs et la connectivité sont un prérequis important pour le pilotage et la régulation de systèmes énergétiques porteurs d'avenir et sont la clé d'un approvisionnement décentralisé. Sous l'impulsion de la Stratégie énergétique 2050, la généralisation à grande échelle (80% d'ici à 2028) des systèmes de mesure intelligents comme les smart meters avance à grand pas. Ces systèmes permettent de moduler la production d'énergie de façon automatique et de l'adapter en temps réel à la consommation d'énergie me-



L'INTERNET DES OBJETS désigne l'interconnexion d'objets et leur raccordement à Internet.

surée ou prévue (BDEW, 2016). Simultanément, la production et la consommation peuvent être mieux gérées grâce aux accumulateurs connexes.

3.2.4.2 Facteur 11:

Évaluation des données, échange de données et analyses: intensification du volume, de l'échange et des analyses de données

Les capteurs installés dans les appareils de consommation, ainsi que dans les installations de production et réseau aux fins de pilotage des processus génèrent un immense volume de données. La production décentralisée soutient de plus la croissance des données. En 2035, le volume des données est considérablement accru. La vitesse de traitement et de traitement des données, mais aussi leur diversité, sont plus élevées. Les données issues des applications des consommateurs, des installations de production et réseau peuvent être agrégées et exploitées aux fins voulues (gestion de la demande ou optimisation de la coordination des installations décentralisées sur la base de l'analyse des données, par exemple). Les analyses de données accroissent l'efficacité du système global. Les données issues de la production, du réseau et de la consommation sont collectées, enregistrées, «plausibilisées» et classées. L'effondrement du prix des systèmes de calcul et des solutions de stockage de données se poursuit (BDEW, 2016). En 2035, un nombre croissant de sociétés informatiques propose des outils de traitement et d'analyse de données très complexes aux entreprises d'approvisionnement en énergie. De nouvelles formes d'échange des données apparaissent. Les données sont de plus en plus négociées sur des marchés virtuels. Différentes données sur la production, le réseau et les consommateurs sont échangées dans ce cadre. Au sein de l'UE comme en Suisse, les possibilités et les limites de l'utilisation et du traitement des données sont déterminées par la législation en vigueur dans ces zones (→ 4.4.12). Cette année est entrée en vigueur le Règlement européen sur la protection des données (RGPD), qui aura aussi des répercussions directes sur les entreprises suisses.

3.2.4.3 Facteur 12:

Services numériques: de nouvelles missions pour les EAE et une focalisation accrue sur le client

Du fait de la digitalisation du secteur énergétique et de la décentralisation de la production d'énergie qui en résulte, les EAE assurent de nouvelles missions. Elles fournissent notamment des services numériques aux clients. Ces services sont proposés tout au long de la chaîne de création de valeur ajoutée, de la production à l'exploitation de la place de mesure, en passant par le stockage, le négoce et

la distribution. Ils sont davantage centrés sur les données et reposent sur des capteurs, sur la connectivité et les analyses de données, qui permettent tous trois d'optimiser les opérations de maintenance des installations de production et des réseaux (*predictive maintenance*). Ils évitent ainsi les pannes en amont et favorisent la réduction des coûts. Les services de maintenance préventive sont de plus en plus souvent proposés sous forme numérique. Le rôle du client évolue: de simple consommateur, il devient acteur du marché actif dans le système énergétique. Par conséquent, les produits et services restent fortement axés sur le client.

3.2.5 Dimension «Régulation/interventions étatiques»

3.2.5.1 Facteur 13: Recul de la promotion des énergies renouvelables

La première phase de la Stratégie énergétique 2050 entraîne un développement limité dans le temps des instruments d'encouragement, notamment du fait des contributions d'investissement nouvellement créées et de la prime de marché. La rétribution du courant injecté et la prime de marché expirent cependant fin 2022 et la rétribution unique, les contributions d'investissement, les contributions à la recherche de sources géothermiques et les garanties pour la géothermie fin 2030, respectivement (art. 38 LEne). D'un autre côté, l'augmentation du supplément sur les coûts de transport, qui passe à 2,3 ct./kWh par an, permettra de dégager près de 480 millions de francs de subsides supplémentaires (DETEC, 2017). Toutes les demandes sur liste d'attente pour la rétribution du courant injecté ne peuvent cependant pas être satisfaites (OFEN, 2017 b).

Comme indiqué à la section 3.2.2.1, les technologies de production telles que le photovoltaïque et l'éolien sont nettement moins chères. Elles deviennent donc plus compétitives que d'autres technologies. Une politique climatique plus stricte et le prix élevé du CO₂ qui en résulte (→ 3.2.5.3) contribuent à l'attrait des énergies renouvelables, d'où un renchérissement des centrales fossiles. Les énergies renouvelables deviennent ainsi la solution dominante pour le développement de nouvelles capacités de production, car la Stratégie énergétique 2050 proscrit la construction de centrales nucléaires.

Les instruments actuels de promotion des énergies renouvelables expirent en 2022 et en 2030. Les technologies de production renouvelables sont de plus en plus compétitives et offrent de plus en plus de débouchés.

Elles ne sont plus dépendantes des mesures de promotion. La possibilité d'une consommation propre se substitue aux incitations financières (→ 3.2.5.1), l'encouragement ayant disparu en 2035.

3.2.5.2 Facteur 14: Allègement des prescriptions en matière d'efficacité énergétique

Une étiquette énergie existe depuis 2002 pour les équipements électroménagers, les luminaires et les voitures particulières. Elle indique l'efficacité énergétique et les prescriptions d'efficacité en matière de consommation électrique (OFEN, 2018). Ces prescriptions ont été progressivement renforcées et adaptées à la situation de l'UE ces dernières années.

Dans le secteur du bâtiment, le MoPEC impose des critères écologiques plus stricts, et ainsi une efficacité énergétique supérieure. D'autres prescriptions et incitations à l'efficacité énergétique et à la réduction des émissions de CO₂ dans les bâtiments, l'industrie et la mobilité seront instaurées durant la première phase de la Stratégie énergétique 2050, ainsi que dans le cadre de la révision totale de la Loi sur le CO₂ prévue.

La première phase de la Stratégie énergétique 2050 prévoit une augmentation des fonds du Programme Bâtiments (art. 34 de la Loi sur le CO₂), la mise en place d'incitations fiscales à l'assainissement des bâtiments (art. 9 LHID) et un renforcement des prescriptions en matière d'émissions pour les véhicules (art. 10 de la Loi sur le CO₂). L'instrument-clé prévu pour la seconde phase de la Stratégie énergétique 2050, à savoir le système incitatif en matière climatique et énergétique (SICE), a toutefois été rejeté par les Chambres fédérales (→ chapitre 2).

La révision totale de la Loi sur le CO₂ permettra de mettre en application les obligations définies par l'Accord de Paris sur le climat (→ 3.1.1). Il s'agit de mettre en place des incitations à la réduction des émissions et de promouvoir une gestion plus efficace de l'énergie. Dans le secteur des transports, il est notamment prévu de renforcer les prescriptions en matière d'émissions applicables aux véhicules (art. 10, 11 de la Loi sur le CO₂). Dans le bâtiment, le seuil maximum d'émissions de CO₂ va être relevé (art. 21 de la Loi sur le CO₂). Si la réduction des émissions n'est pas au moins réduite de moitié d'ici à 2029, des valeurs-limites de CO₂ seront introduites pour les bâtiments à partir de cette date (art. 8, 9 de la Loi sur le CO₂). Le système d'échange de quotas d'émissions de la Suisse doit par ailleurs être couplé avec celui de l'UE (Feuille fédérale, 2018).

La politique climatique va donc être durcie. Par conséquent, l'AES prévoit une hausse du prix des émissions de CO₂. Ces prix ont une incidence croissante sur le comportement des consommateurs finaux et canalisent leur consommation. Le comportement des consommateurs finaux peut par ailleurs être de plus en plus optimisé à l'aide de signaux tarifaires. Une tarification réseau plus dynamique (→ 4.4.4) permet de communiquer ces signaux aux clients finaux presque en temps réel. Un nombre croissant de clients finaux réagit à ces signaux en adaptant sa consommation au prix et en utilisant les flexibilités disponibles. On obtient ainsi une demande plus élastique par rapport au prix. Le client final réagit au signal de pénurie. La production et la consommation sont ainsi mieux coordonnées, la charge du réseau et, par ricochet, l'efficacité du système global, s'améliorent. Ces adaptations de comportement sont soutenues par une digitalisation croissante et par le déploiement des systèmes de mesure intelligents (smart meters) réclamés par la Stratégie énergétique 2050 (art. 17a LApEl).

Du fait d'une politique climatique plus stricte, de l'augmentation du prix du CO₂ qui en découle, des signaux tarifaires en temps réel et d'une tarification dynamique, les prescriptions en matière de consommation ne sont plus nécessaires. En revanche, la Stratégie énergétique 2050, la révision totale de la Loi sur le CO₂ et le Modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC) entraînent des mesures et la mise en place d'incitations en faveur d'une réduction des émissions de CO₂ dans le bâtiment et l'industrie, ainsi que dans les secteurs de la mobilité et de l'électroménager.

3.2.5.3 Facteur 15:

Augmentation des interventions sur les prix du CO₂

En 2035, le marché de l'électricité envoie des signaux tarifaires en temps réel infalsifiables, qui permet de guider le comportement des usagers. Les interventions sur les prix de l'électricité n'ont donc plus cours.

Celles sur le prix des émissions de CO₂, en revanche, s'intensifient. La Stratégie énergétique 2050, la ratification de l'Accord de Paris sur le climat et la révision totale de la Loi sur le CO₂ prévue visent la décarbonation. Plusieurs nouvelles prescriptions ont ainsi été édictées dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. La révision totale de la Loi sur le CO₂ prévoit le maintien et le renforcement des prescriptions en vigueur (→ 3.2.5.2 et 3.1.1). Ces modifications des dispositions légales contribueront à l'augmentation du prix des émissions de CO₂. L'intervention sur les prix est indirecte.

Le système d'échange de quotas d'émissions de la Suisse doit par ailleurs être couplé avec celui de l'UE. Dans ce cadre, la Suisse adopte le prix des certificats de CO₂ pratiqué par l'UE. Compte tenu de l'excédent de certificats au sein de l'UE, ce prix est actuellement faible. Par conséquent, le système a peu d'impact. L'UE a d'ores et déjà pris des mesures en faveur d'un renforcement du

fonctionnement du système d'échange de quotas, qui passe par la correction de l'excédent (Commission européenne, 2018 c). L'UE s'est par ailleurs fixé des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions de CO₂ d'ici à 2030: moins 40% par rapport au niveau de 1990 (Commission européenne, 2018 a). L'UE a également ratifié l'Accord de Paris sur le climat, entré en vigueur dès le 4 novembre 2016 (Commission européenne, 2018 b). Il est donc raisonnable de penser que l'UE prendra des mesures complémentaires pour consolider le fonctionnement de son système d'échange de quotas. En outre, d'autres mesures susceptibles d'influencer le prix des émissions de CO₂ en Suisse sont à prévoir en vue de la réalisation des objectifs de réduction.

La révision totale de la Loi sur le CO₂ est en cours d'examen par le Parlement. Pour autant, on peut partir du principe que la Suisse poursuivra la décarbonation également en vertu de l'Accord de Paris sur le climat. Le durcissement prévu de la politique climatique et un régime plus strict des émissions de CO₂ en Suisse et au sein de l'UE entraîneront une augmentation du prix du CO₂. Ils favoriseront ainsi une gestion efficace.

3.3 QUEL MONDE ÉNERGÉTIQUE EN 2035?

Le monde énergétique de 2035 repose largement sur des structures décentralisées. L'hydraulique continue à jouer un rôle majeur et incontournable dans l'approvisionnement en électricité. Les énergies renouvelables sont progressivement devenues moins onéreuses, de même que la constitution et l'exploitation d'accumulateurs et de technologies comme le power-to-gas.

Les taxes sur le CO₂ sont désormais colossales, car la société, en Suisse comme en Europe, a donné la première priorité à la réduction des émissions de CO₂ en raison du réchauffement climatique. Les énergies fossiles continuent à être utilisées dans les domaines où aucune alternative n'est envisageable. Partout ailleurs, dans la mesure du possible, les énergies fossiles ont été remplacées par des solutions renouvelables. Le couplage des secteurs est établi. Dans le bâtiment, les énergies fossiles sont utilisées à titre exceptionnel. Dans le secteur de la mobilité, selon les domaines d'application, on a recours à des batteries, au méthane, à des gaz de synthèse comme l'hydrogène et le méthane de synthèse.

Nous maîtrisons le report été-hiver et produisons de l'hydrogène et du méthane à partir du courant excédentaire produit par les installations photovoltaïques et les centrales au fil de l'eau. Cette évolution est très positive à nos yeux, car nous ne souhaitons pas dépendre des pays voisins pour l'approvisionnement en électricité durant le semestre hivernal. Compte tenu du remplacement des énergies fossiles, l'électricité revêt une importance de plus en plus grande. Ce n'est pas la seule raison. La digitalisation omniprésente dans notre quotidien en 2035 implique elle aussi un approvisionne-

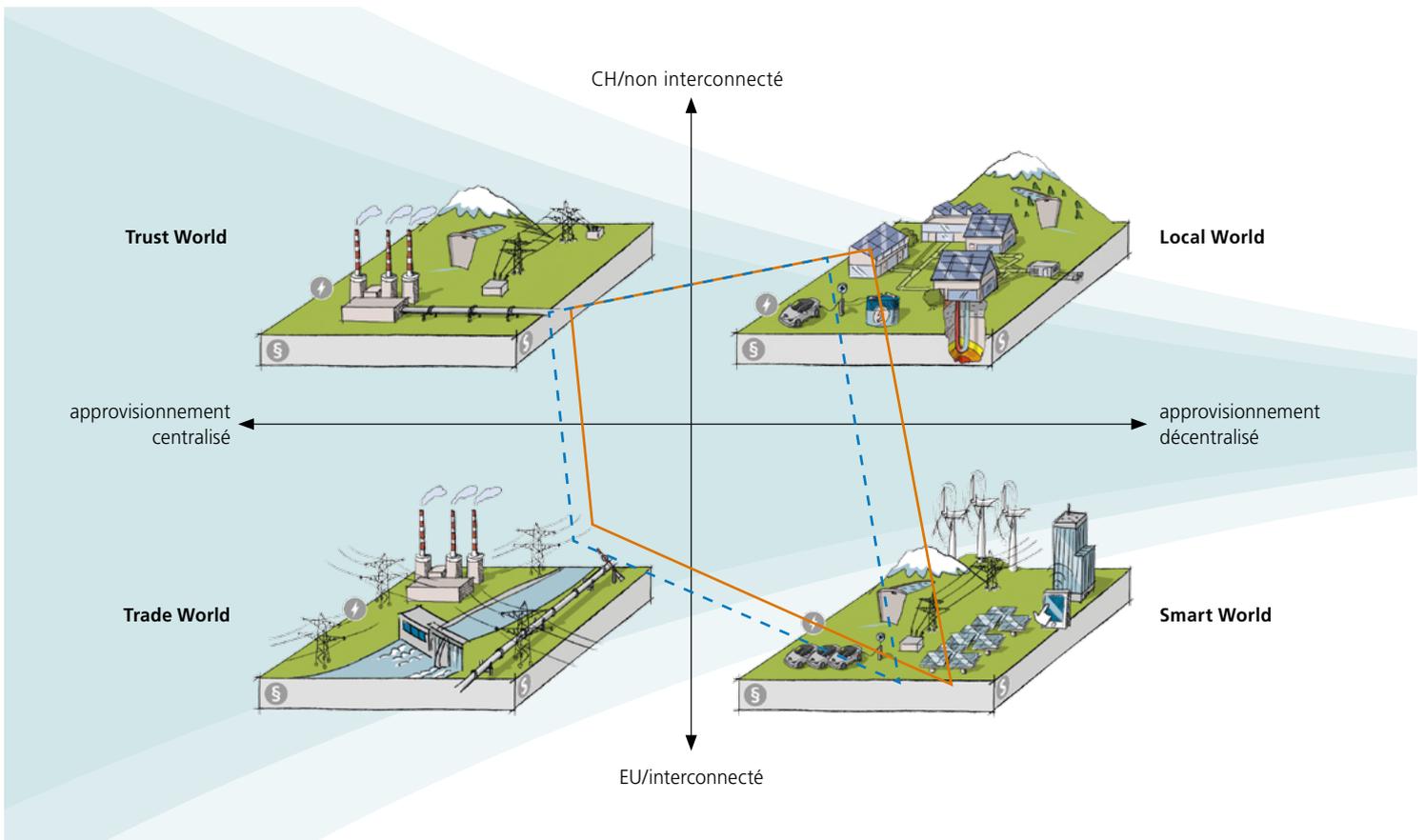
ment en électricité de bonne qualité. Nous maîtrisons les congestions à court terme en matière de fourniture, grâce aux centrales de pompage-turbinage, aux batteries, mais aussi à l'utilisation de gaz de synthèse et du gaz naturel. Le recours au gaz naturel intervient toujours quand toutes les autres possibilités sont épuisées et qu'il s'agit de la solution la plus efficace en dépit des émissions massives de CO₂.

Cette capacité à maintenir un degré élevé d'auto-approvisionnement en électricité tout au long de l'année atténue la gravité pour la sécurité d'approvisionnement des inconvénients liés à l'absence d'un accord sur l'électricité au sein du marché intérieur de l'énergie. Les négociations

d'électricité transfrontalières avec les pays de l'UE se poursuivent, mais pas sur la base d'une participation pleine et entière, avec des droits équitables au marché intérieur de l'énergie. Nous sommes en mesure de couvrir seuls nos besoins quand la production des pays de l'UE est trop juste.

Dans l'ensemble, la «Tendance 2035 de l'AES» suit les grandes lignes du scénario Smart World, à ceci près que les échanges d'électricité avec l'UE ne se déroulent pas sans accroc et que nous ne pouvons pas nous reposer sur les États-membres de l'UE. Globalement, l'univers décrit par la «Tendance 2035 de l'AES» se rapproche plus du scénario Smart World (→ Figure 2).

«Tendance 2035 de l'AES» (état 2018)
FIGURE 2



— ligne orange = rapport «Univers énergétiques 2018»
- - - ligne pointillée bleue = rapport «Univers énergétiques 2017»

En comparaison avec le rapport «Univers énergétiques 2017», la «Tendance 2035 de l'AES» a évolué plus fortement vers l'approvisionnement décentralisé. Avec l'acceptation de la Stratégie énergétique 2050 et la ratification de l'Accord sur le climat, les énergies renouvelables produites de manière décentralisée sont de plus en plus intégrées dans le système global et le marché (→ 3.1.1). Cette évolution est soutenue par des prix en baisse pour le photovoltaïque et l'énergie éolienne (→ 3.1.2).

À quoi le marché
ressemblera-t-il en
2035?



4. Modèle de marché pour la «Tendance 2035 de l'AES»

Ce chapitre présente le modèle de marché pour la «Tendance 2035 de l'AES», en commençant par les principaux éléments de ce modèle. Ensuite, la méthode de détermination du modèle de marché est expliquée, avant de finir par les caractéristiques de chaque élément du modèle.

4.1 AVANT-PROPOS

Le modèle de marché décrit ici se rapporte à la «Tendance 2035 de l'AES». La «Tendance 2035 de l'AES» ne reprend pas en tous points la vision de l'AES pour le secteur énergétique (→ AES, 2017, p. 12 ss). Elle décrit le monde énergétique conformément à l'analyse préalable des différents facteurs décisifs. La vision correspond quant à elle à une représentation idéale du monde énergétique. Il existe des écarts entre la «Tendance 2035 de l'AES» attendue et la vision de l'AES souhaitée. Autrement dit, les prévisions ne correspondent pas parfaitement à l'évolution souhaitée. La vision de l'AES pour le secteur énergétique prévoit ainsi à terme une intégration de la Suisse au marché intérieur de l'énergie européen avec des droits identiques. Or, la «Tendance 2035 de l'AES» ne table pas sur un tel accord avec l'UE, en dépit des efforts déployés par l'AES en ce sens. Dans l'ensemble, le modèle de marché établi pour la «Tendance 2035 de l'AES» ne décrit pas celui du monde énergétique idéal et visionnaire de l'AES, mais celui qui se réalise conformément à la tendance d'après la perspective actuelle.

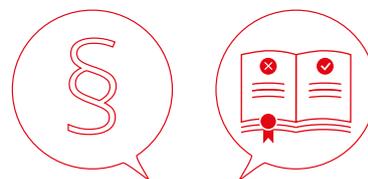
Le modèle de marché ne reflète donc pas les positions que prend l'AES aujourd'hui sur les différents points, car celles-ci concernent l'état actuel et dans un avenir proche, notamment compte tenu de la révision de la LApEI. Autrement dit, il peut diverger des positions actuelles sur des points précis. Cela n'implique en aucun cas, comme nous l'avons expliqué précédemment, un pas de côté vis-à-vis de ces dernières.

Si le monde énergétique évolue réellement conformément à la «Tendance 2035 de l'AES», les éléments décrits ci-après sont, du point de vue de l'AES, pertinents. Si certains aspects de la «Tendance 2035 de l'AES» n'évoluent pas dans la direction actuellement prise, les éléments présentés devront aussi être réévalués.

4.2 PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DU MODÈLE DE MARCHÉ

Conformément à la définition fournie dans le rapport «Univers énergétiques 2017», un modèle de marché décrit les règles régissant la détermination des rôles, responsabilités et compétences des acteurs. Ces règles se composent du cadre réglementaire légal défini, ainsi que des directives et recommandations des associations de branche. Les analyses contenues dans le présent rapport sont axées prioritairement sur l'électricité et le gaz.

Ce rapport ne traite pas des systèmes de chauffage à distance, dont la portée est exclusivement locale, qui sont organisés au niveau des communes et ne sont pas raccordés au niveau national. Bien que des réflexions soient menées à ce sujet au sein de l'UE (→ Commission européenne, 2016), pour les autres discussions, on partira du principe qu'il n'y aura pas de règles nationales régissant l'accès au réseau pour le chauffage à distance, ni de modèle de marché comme pour les secteurs de l'électricité et du gaz en 2035. Aussi bien la chaleur à distance que les autres formes de stockage et de distribution de l'énergie (production d'hydrogène par électrolyse, centrales à énergie totale équipée, réseaux de chaleur de proximité, p. ex.) joueront un rôle croissant dans le modèle de marché présenté, ne serait-ce qu'en raison du couplage des secteurs.



Les RÈGLES se composent du cadre réglementaire légal défini, ainsi que des directives et recommandations des associations de branche.



Pour plus d'informations sur la «Tendance 2035 de l'AES» et les univers énergétiques: www.univers-energetique.ch

L'élément fondamental du modèle de marché est le degré d'ouverture du marché. Les autres éléments-clés examinés sont divisés en régulations pour le réseau, pour l'énergie et pour les processus supérieurs. Voici les éléments étudiés:

OUVERTURE DU MARCHÉ

- Accès au marché des fournisseurs et des acheteurs

RÉGULATION DU RÉSEAU

- Découplage et accès aux informations
- Régulation des recettes du réseau
- Prescriptions en matière de tarification
- Redevances
- Obligation et contrainte de raccordement

RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

- Degré d'ouverture par rapport à l'étranger
- Fournisseurs étrangers autorisés en Suisse
- Accès à des marchés étrangers pour les fournisseurs et les acheteurs suisses
- Interventions visant à préserver les fonctions du marché
- Interventions étatiques dans la production (directes/indirectes)
- Obligation de reprise et de rétribution de l'énergie
- Prescriptions en matière d'efficacité et de consommation
- Obligation relative à l'approvisionnement de base

PROCESSUS SUPÉRIEURS

- Régulation des flexibilités
- Prescriptions relatives aux TIC (protection/sécurité des données)

4.3 MÉTHODE DE DÉTERMINATION DU MODÈLE DE MARCHÉ

Les univers énergétiques sont déterminés par les différentes accentuations des facteurs décisifs. Les modèles de marché établis reposent sur les accentuations des facteurs décrites dans la «Tendance 2035 de l'AES». Le rapport «Univers énergétiques 2017» démontrait déjà que les accentuations très diverses affichées par les quatre univers énergétiques Trust World, Trade World, Local World et Smart World donnaient lieu à de grandes différences dans les modèles de marché correspondants.

Le modèle de marché décrit pour la «Tendance 2035 de l'AES» est développé ci-après en fonction de l'effet des facteurs décisifs sur les différents éléments. Les influences mutuelles entre les divers éléments du modèle de marché sont alors également prises en compte.

4.4 CARACTÉRISTIQUES DU MODÈLE DE MARCHÉ POUR L'ÉLECTRICITÉ ET LE GAZ DANS LA «TENDANCE 2035 DE L'AES»

4.4.1 Ouverture du marché

L'avènement de la consommation propre d'électricité pose la question de la nécessité de poursuivre la régulation des réseaux électriques. La consommation propre et les regroupements dans le cadre de la consommation propre sont-ils un moyen de substitution suffisant au soutirage sur le réseau? La «Tendance 2035 de l'AES» table sur une augmentation de la consommation propre et du nombre d'utilisateurs ayant recours à cette solution. La part d'électricité ainsi produite et consommée reste cependant faible par rapport à la consommation totale du pays. De plus, même avec un degré d'autoapprovisionnement élevé, le raccordement au réseau devra rester la solution de secours / une garantie pour recourir à l'approvisionnement sur le réseau au moins en cas d'urgence. Pour un grand nombre de consommateurs finaux, un approvisionnement entièrement autonome tout au long de l'année est moins efficace qu'un raccordement au réseau et un approvisionnement optimisé aux niveaux local et national. Par conséquent, la «Tendance 2035 de l'AES» ne mise pas sur une perte de la position bien établie du réseau électrique sur le marché.

Compte tenu de la possibilité de remplacer le gaz dans divers types d'applications, la position des réseaux de gaz n'est pas comparable à celle des réseaux électriques. Les consommateurs finaux disposant de possibilités de substitution sont confrontés à la décision d'exploiter ou non des agents énergétiques alternatifs lors du remplacement de leur installation de production de chaleur. Dans la mesure où cela ne concerne pas tous les consommateurs finaux, même en 2035, il faut partir du principe que les réseaux de gaz resteront traités comme des monopoles par le législateur, même dans le cadre de la convergence des réseaux.

Il est fondamental pour le modèle de marché que la structure d'approvisionnement dominante reste le raccordement au réseau régional et national des producteurs et des consommateurs, en dépit de l'avènement de la consommation propre. Les réseaux en îlots demeurent ainsi réservés à des cas exceptionnels. Compte tenu de la persistance de sa position monopolistique, le réseau doit être régulé, ce qui permet de définir l'accès au réseau et le degré d'ouverture du marché qui en découle.

Principales caractéristiques des quatre univers énergétiques
FIGURE 3



TRUST WORLD:
principales caractéristiques

- **REPLI** Dans le domaine de l'électricité, les pays européens s'isolent, tout comme la Suisse.
- **NÉGOCE DU GAZ** À l'international, le gaz continue d'être négocié.
- **TAXE SUR LE CO₂** Il existe une taxe sur le CO₂ harmonisée internationalement.
- **GRANDES CENTRALES** En Suisse, les centrales hydrauliques et désormais aussi les centrales à gaz dominent.
- **PRODUCTION CENTRALISÉE** À l'échelle européenne, la production énergétique centralisée prédomine; la production décentralisée ne se développe pratiquement pas.



TRADE WORLD:
principales caractéristiques

- **BON MARCHÉ** L'énergie est produite là où elle coûte le moins cher.
- **EUROPE** La consommation d'énergie est élevée et la Suisse est fortement interconnectée avec l'Europe.
- **MARCHÉ** Il n'y a ni subventions pour les énergies renouvelables, ni taxe sur le CO₂.
- **SUPPRESSION DES SUBVENTIONS** Le développement des énergies renouvelables stagne.
- **RENTABILITÉ** Les grandes installations centralisées s'imposent à l'échelle européenne.



LOCAL WORLD:
principales caractéristiques

- **ENCOURAGEMENT** L'État encourage l'approvisionnement décentralisé et la consommation propre.
- **PRESCRIPTIONS** On accepte des prescriptions d'efficacité strictes.
- **FLEXIBILITÉ** Les dispositifs de stockage locaux, les réseaux intelligents et l'hydraulique permettent l'approvisionnement décentralisé.
- **CONVERGENCE DES RÉSEAUX** Les réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur convergent.
- **INTERCONNEXION** Les quartiers deviennent des communautés d'autoconsommateurs.



SMART WORLD:
principales caractéristiques

- **PÉNÉTRATION DES TIC** Les technologies de l'information et de la communication s'emparent de tous les domaines de la vie.
- **INNOVATION** Grâce au progrès technologique, les énergies renouvelables et les dispositifs de stockage sont rentables.
- **RENTABILITÉ** L'énergie est produite sur les sites les plus appropriés.
- **FLEXIBILITÉ** Les TIC permettent un approvisionnement décentralisé et flexible, ainsi qu'un contrôle de la consommation.
- **INTERCONNEXION** La Suisse reste fortement interconnectée avec l'Europe et prélève des taxes sur le CO₂.



Dans la «Tendance 2035 de l'AES», le marché de l'électricité comme celui du gaz sont complètement ouverts.

Le degré d'ouverture du marché est influencé par différents facteurs et par d'autres éléments du modèle de marché.

→ **INTÉGRATION AUX MARCHÉS INTERNATIONAUX:**

L'ouverture complète du marché de l'électricité est une condition sine qua non pour un éventuel accord sur l'électricité avec l'UE. La «Tendance 2035 de l'AES» ne prévoit pas la conclusion d'un tel accord au cours des prochaines années. Par conséquent, il n'est pas nécessaire d'ouvrir totalement le marché de l'électricité à la concurrence. Compte tenu de l'absence d'accord, l'UE ne presse pas non plus l'ouverture du marché du gaz à la concurrence.

→ **AUTO-APPROVISIONNEMENT DE LA SUISSE/POSSIBILITÉS D'IMPORTATION D'ÉLECTRICITÉ EN HIVER:**

La «Tendance 2035 de l'AES» part du principe que la capacité d'auto-provisionnement de la Suisse en électricité diminue et que les possibilités d'importation reculent en hiver. Une marge de manœuvre et des investissements suffisants des producteurs dont les consommateurs finaux bénéficient de l'approvisionnement de base sont certes plus à même d'être garantis dans le cadre d'une libéralisation partielle du marché que d'une ouverture complète du marché à la concurrence. Les producteurs dont les clients ne bénéficient pas de l'approvisionnement de base jouent cependant un rôle important pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. Pour garantir cette dernière, des mesures sont introduites au même titre pour les deux types de producteurs (→ 4.4.8). Tous les clients profitent d'une sécurité d'approvisionnement accrue et supportent par conséquent une partie du coût de l'auto-provisionnement. Cela permet de garantir la sécurité d'approvisionnement en cas d'ouverture complète du marché à la concurrence.

→ **PART DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DÉCENTRALISÉE ET FLEXIBILITÉ:**

Tous les producteurs, consommateurs finaux et regroupements dans le cadre de la consommation propre peuvent d'ores et déjà vendre leur production sur le marché. Les consommateurs finaux ont la possibilité de proposer leur flexibilité sur le marché. Il serait contraire au système d'accorder même aux petits et plus petits clients un accès au réseau pour leur production et leur flexibilité, mais pas pour le soutirage d'énergie.

→ **CONSOMMATION PROPRE D'ÉLECTRICITÉ:**

Les plus grands autoconsommateurs et les regroupements dans le cadre de la consommation propre, qui regroupent leur demande d'électricité, bénéficient d'un accès au réseau. La hausse de la consommation propre annon-

cée par la «Tendance 2035 de l'AES» crée une pression en faveur d'une ouverture complète du marché à la concurrence.

→ **COUPLAGE DES SECTEURS/CONVERGENCE DES RÉSEAUX:**

La décarbonation et le couplage des secteurs qu'elle implique réclament un degré élevé de coordination entre les acteurs, les réseaux et les agents énergétiques. Cette coordination peut être effectuée par le marché ou par un service centralisé, normalement un gestionnaire du réseau de distribution. Cette configuration est décrite dans le scénario Local World. Le marché étant ouvert à tous les clients finaux, la «Tendance 2035 de l'AES» vise, comme dans le Smart World, un marché de l'électricité et du gaz fonctionnant sans accroc et formé en temps réel. La Stratégie énergétique 2050 prévoyant une couverture à 80% par les smart meters dans le domaine de l'électricité, également utilisés pour le gaz en 2035, les conditions préalables idéales seront réunies. Globalement, un marché ouvert permet d'exploiter efficacement les possibilités offertes par le couplage des secteurs/la convergence des réseaux (→ 3.2.2.2). La mise en œuvre de systèmes d'approvisionnement et de stockage décentralisés suppose, outre l'accès au marché de l'électricité, un accès non discriminatoire aux réseaux de gaz, également afin de permettre des solutions intersectorielles.

Les réseaux de gaz servent de réserves-tampons, de dispositifs de stockage et d'infrastructures de transport pour les systèmes power-to-gas. Ils conservent par ailleurs leur fonction pour l'approvisionnement dans les domaines des processus d'entreprise, de la chaleur et de la mobilité. Ils revêtent ainsi une importance majeure pour la production d'énergie décentralisée (p. ex. centrales à énergie totale équipée), qui vise à compenser la diminution du degré d'auto-provisionnement et des possibilités d'importation d'électricité pendant la saison froide. Au vu du rôle notable joué par le gaz dans l'approvisionnement énergétique selon la «Tendance 2035 de l'AES», une ouverture complète du marché du gaz semble évidente.

→ **PROMOTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES:**

Avec des coûts de revient supérieurs aux prix du marché, le développement d'installations d'exploitation du courant renouvelable est plus facile à concrétiser dans le cadre d'une libéralisation partielle du marché que d'une ouverture totale du marché à la concurrence. Les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) peuvent en effet répercuter partiellement ou intégralement le coût de leurs installations de production sur les clients de la desserte de base. La «Tendance 2035 de l'AES» dépeint cependant un recul des mesures d'encouragement du courant d'origine renouvelable, qui s'explique par une baisse de son coût de revient. La promotion du courant renouvelable ne peut donc plus être avancée comme argument en défaveur d'une ouverture totale du marché. S'ajoute à cela le fait que les installations de production de courant issu des énergies renouvelables peuvent aussi, selon leurs apti-

tudes, participer aux mécanismes visant à accroître la capacité d'auto-alimentation et disposer ainsi d'une source de revenus complémentaire (→ 4.4.8). Ces mécanismes ont un impact positif sur la part de gaz renouvelable et sur l'importance du gaz dans le mix énergétique, ce qui accroît également la pression en faveur de l'ouverture complète de ce marché.

→ **DIGITALISATION:** L'exécution des processus de changement par les gestionnaires de réseau de distribution fait partie des coûts associés à une ouverture totale du marché. La digitalisation simplifie le déroulement de ces processus et l'échange de données, de sorte qu'ils peuvent être accélérés. Cela facilite l'ouverture complète du marché. Parallèlement, les possibilités techniques offertes par la digitalisation permettent aux consommateurs finaux d'organiser la fourniture d'énergie directement avec les producteurs (notamment via la technologie dite «blockchain»). Cela crée une pression supplémentaire en faveur d'une ouverture complète du marché.

Dans l'ensemble, les facteurs décisifs et éléments du modèle de marché évoqués induisent une ouverture complète des marchés de l'électricité et du gaz dans la «Tendance 2035 de l'AES».

4.4.2 Réseau: Découplage et accès aux informations

Au sein de l'UE, la tendance consiste à durcir les dispositions de découplage pour les entreprises d'approvisionnement en électricité, au fur et à mesure des révisions des textes de loi. La conclusion d'un accord sur l'énergie avec l'UE impliquerait donc nécessairement des prescriptions plus strictes en la matière. Étant donné que d'après la «Tendance 2035 de l'AES», un tel accord ne devrait pas voir le jour, ce durcissement n'est guère nécessaire. Le découplage tel qu'il est pratiqué en Suisse pour les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité en matière d'informations et de comptabilité est suffisant, même en cas d'ouverture complète du marché (→ 4.4.1), pour garantir un accès non discriminatoire au réseau et éviter les subventions croisées. Il en va de même pour le découplage juridique actuel au niveau des gestionnaires de réseaux de transport. Une telle séparation en matière de comptabilité et d'informations s'imposera aussi dans le secteur du gaz au niveau des réseaux locaux, car à l'instar du marché de l'électricité, le marché du gaz sera entièrement libéralisé (→ 4.4.1). Comme pour le marché de l'électricité, les prescriptions en matière de découplage seront plus strictes au niveau des systèmes que des réseaux locaux et de distribution, afin de permettre un accès non discriminatoire au marché. Au niveau haute pression, les prescriptions ad hoc seront similaires à celles qui s'appliquent aujourd'hui à Swissgrid.

Les interactions entre énergie et réseau, notamment en ce qui concerne les flexibilités, ne plaident pas en faveur d'un découplage plus poussé. L'utilisation des informations issues du domaine du réseau pour d'autres secteurs d'activité s'impose dans le cadre des modèles d'affaires

intersectoriels. Afin d'offrir à tous les acteurs du marché un accès non discriminatoire aux données autorisées par le client, on mise sur une régulation de l'accès aux données plutôt que sur un découplage plus poussé. Cela englobe également des règles relatives à la standardisation technique des interfaces et des processus, afin de contenir les coûts pour les acteurs du marché. Les dispositions applicables en matière de protection des données revêtent ainsi une importance croissante (→ 4.4.12).

4.4.3 Réseau: Régulation des recettes du réseau

Au niveau de l'organisation de la régulation des recettes du réseau, on distingue en principe des systèmes basés sur les coûts et des systèmes incitatifs. Les avantages de la première solution dans sa forme actuelle en Suisse résident dans la sécurité des investissements. Les atouts des systèmes de régulation incitative tels qu'ils sont pratiqués en Europe résident quant à eux, théoriquement, dans la rentabilité. Les systèmes de régulation incitative imposent aux gestionnaires de réseau des plafonds de prix et de recettes. Dans un univers statique, les autorités de régulation peuvent définir les prescriptions en matière de recettes sur la base des coûts historiques. Mais, dans un univers en constante évolution, la complexité est accrue. Les prescriptions ne peuvent plus être extrapolées sans autre à partir de données historiques. Cela explique que les systèmes de régulation incitative utilisés en Europe intègrent de plus en plus des éléments axés sur les coûts. Cette orientation sur les coûts dans des systèmes énergétiques en mutation vise à garantir les transformations nécessaires pour assurer la future sécurité d'approvisionnement. Aussi bien les réseaux d'électricité que de gaz subissent un tournant en 2035, lié à diverses exigences d'extension et de transformation. Ainsi, dans un tel contexte, il n'y a aucune raison de penser que la régulation des recettes réseau reposera essentiellement sur la régulation incitative.

Dans la «Tendance 2035 de l'AES», la sécurité d'approvisionnement et les investissements qu'elle implique dans la production (→ 4.4.8) et le réseau ont plus de poids qu'un potentiel accroissement de la rentabilité via des mesures de régulation incitative. Par conséquent, le système de régulation basé sur les coûts est conservé pour les réseaux électriques. Pour les réseaux de gaz aussi, le système de régulation basé sur les coûts est la configuration la plus probable. La valeur totale de réseaux de gaz étant inférieure à celle des réseaux d'électricité, rien ne justifie en effet une intensification de la régulation. Dans le cadre d'une régulation basée sur les coûts, il est par ailleurs possible aussi de proposer aux gestionnaires de réseau des incitations individuelles et d'imposer des directives de rentabilité. Les prescriptions ponctuelles concernant des points précis (au sens du principe RORE, par exemple, ou dans l'esprit du facteur de surcoût pour le choix entre ligne câblée et ligne aérienne), ainsi que le suivi de l'évolution des coûts et des investissements permettent à l'autorité de régulation de surveiller la rentabilité également dans le cadre de leur régulation et d'évaluer l'efficacité de cette dernière.

4.4.4 Réseau: Prescriptions en matière de tarification

L'augmentation de la consommation propre et la part croissante de la production décentralisée ont des conséquences sur le comportement de soutirage sur le réseau d'électricité. Cette tendance va encore s'accroître à l'avenir. Les possibilités de stockage sur site, optimisées et plus avantageuses, ainsi que le recours accru aux TIC permettent de réagir de façon plus flexible aux signaux tarifaires et de décaler les pics de charge en conséquence. Les nouvelles options disponibles pour l'évaluation, l'échange et l'analyse de données favorisent en outre l'apparition d'un nouveau type de modèle de tarif réseau et une tarification flexible. Selon les utilisateurs et les incitations envisagées, le spectre des solutions s'étend des tarifs fixes (flat rate) aux tarifs dynamiques. La forte focalisation actuelle sur les composantes de prix fixes liées à l'énergie pour les petits consommateurs finaux, aujourd'hui conditionnée par des facteurs politiques, évoluera au profit des possibilités d'optimisation du système global. Cela inclut la possibilité de proposer aux autoconsommateurs et aux regroupements dans le cadre de la consommation propre des tarifs tenant compte de la probabilité d'utilisation du raccordement au réseau en période de pénurie ou de congestion des capacités. Tous les utilisateurs du réseau, y compris les utilisateurs ponctuels, supportent ainsi une partie des coûts de réseau. Les tarifs se basent à la fois sur les utilisations variées du réseau. Diverses catégories d'utilisateurs du réseau versent ainsi des contributions différentes.

Les gestionnaires de réseau de gaz bénéficient, eux aussi, d'une certaine flexibilité pour l'optimisation de leur système tarifaire. Sous réserve d'une ouverture complète du marché et de la régulation de l'accès au réseau qui en découle, le principe de tarifs non discriminatoires sera inscrit dans la loi. À l'heure actuelle, ces questions sont réglées par des entreprises privées conformément à l'accord de branche.

D'après la «Tendance 2035 de l'AES», globalement, les anciens tarifs fixes du réseau ne semblent plus appropriés. Dans la mesure où, d'après la «Tendance 2035», les énergies renouvelables se sont déjà imposées sur le marché, la nécessité politique de privilégier la production décentralisée à la formation des tarifs de réseau est en outre moins pressante. Le recours accru à des installations de CCF entraîne par ailleurs une augmentation de la part de la production décentralisée d'électricité issue d'énergies fossiles, une tendance que la classe politique ne souhaite pas favoriser indirectement via la tarification réseau. Il sera également de plus en plus important de coordonner la tarification réseau des secteurs de l'électricité et du gaz, en vue d'une optimisation des possibilités de stockage. Par conséquent, d'après la «Tendance 2035 de l'AES», les modèles de tarification réseau qui s'imposeront dans les secteurs de l'électricité et du gaz seront ceux qui permettront d'optimiser l'utilisation du réseau. Ainsi, aucune catégorie d'utilisateurs du réseau n'échappera a priori à la prise en charge des coûts. Une grande liberté est laissée au gestionnaire de réseau de distribution pour la

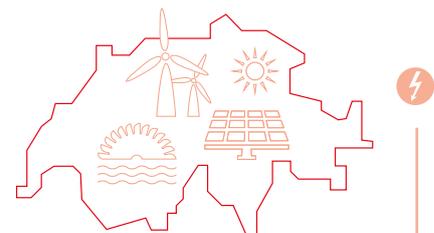
formation des tarifs, en fonction de la diversité des exigences des différents utilisateurs du réseau. Les aspects régis par la loi sont réduits au minimum.

4.4.5 Réseau: Redevances

D'une part, la «Tendance 2035 de l'AES» décrit une baisse des taxes réseau (supplément sur les coûts de transport) liée au recul des mesures d'encouragement des énergies renouvelables. D'autre part, certaines taxes découlent également de l'intervention directe de l'État attendue dans la production (→ 4.4.8). Compte tenu des interdépendances annoncées, ces redevances ne seront pas liées aux agents énergétiques ni aux réseaux. Elles peuvent prendre la forme d'un impôt sur la consommation. Cela permettra d'éviter que les énergies de réseau soient lésées et que les redevances incitent certains consommateurs finaux à se déconnecter du réseau d'électricité ou de gaz. Les efforts en matière de décarbonation nécessitent notamment une augmentation de la consommation d'électricité. Si le courant devient plus cher que les énergies fossiles en raison des taxes réseau, ces efforts pourraient être réduits à néant.

4.4.6 Réseau: Obligation de raccordement

Les facteurs «Soutirage du réseau» et «Consommation propre» se traduisent par une obligation de raccordement du gestionnaire de réseau de distribution de l'électricité pour les consommateurs finaux et les installations de production conforme à la situation actuelle. La «Tendance 2035 de l'AES» indique par ailleurs une généralisation des installations de stockage. L'obligation de raccordement du gestionnaire de réseau de distribution de l'électricité s'étend donc à ces installations. Compte tenu du rôle joué par le système énergétique global, la tendance prévoit également une obligation de raccordement du gestionnaire de réseau de gaz pour les installations de production de gaz d'origine renouvelable et les accumulateurs de gaz. Cependant, cette obligation ne concerne pas les consommateurs finaux purs de gaz.



Dans le pire des cas, le DEGRÉ D'AUTO-
APPROVISIONNEMENT
de la Suisse en électricité tombe à

55%



L'infrastructure électrique et les marchés de l'électricité de la Suisse et de ses pays voisins sont étroitement imbriqués depuis des décennies.

La «Tendance 2035 de l'AES» ne table pas sur une obligation de raccordement à un réseau d'électricité ou de gaz pour les consommateurs finaux (regroupements dans le cadre de la consommation propre p. ex.). Les incitations au partage des réseaux et à une prise en charge proportionnelle des coûts resteront attractives compte tenu des possibilités flexibles de tarification.

4.4.7 Énergie:

Degré d'ouverture par rapport à l'étranger

La conclusion d'un accord avec l'UE sur l'électricité et le gaz est déterminante pour l'ouverture du marché à la concurrence étrangère. Un tel accord sur l'énergie avec l'UE étant notamment associé à d'autres thèmes bilatéraux (subventions, p. ex.), il ne devrait pas voir le jour avant 2035 (→ chapitre 2). Même en l'absence d'un accord, la Suisse continue à faire partie intégrante du marché de l'énergie européen. Les possibilités d'importation et d'exportation peuvent continuer d'être utilisées et les fournisseurs étrangers/achats d'énergie à l'étranger restent autorisés. Les conditions d'accès au marché pour la Suisse devraient néanmoins encore se dégrader. La Suisse s'efforce de garantir le plus possible sa sécurité d'approvisionnement en électricité par ses propres moyens, notamment en raison de l'absence d'accord sur l'énergie avec l'UE.

4.4.8 Énergie:

Interventions étatiques dans la production

D'éventuelles interventions étatiques dans la production d'électricité sont associées aux facteurs ci-dessous:

- **INTÉGRATION DANS LES MARCHÉS INTERNATIONAUX:** Comme nous l'avons vu, la «Tendance 2035 de l'AES» part du principe qu'aucun accord sur l'énergie ne sera conclu avec l'UE. Compte tenu de la faible liquidité du marché suisse qui en résulte, le caractère fonctionnel de ce dernier est restreint. Des interventions étatiques dans la production sont donc probables, comme le montrent les analyses effectuées pour les scénarios Trust World et Local World dans le rapport «Univers énergétiques 2017».
- **SOUTIRAGE DU RÉSEAU:** Du fait de l'augmentation du soutirage sur le réseau (→ 3.2.1), la production d'électricité et la disponibilité de gaz revêtent une importance croissante.
- **DEGRÉ D'AUTO-APPROVISIONNEMENT DE LA SUISSE:** La «Tendance 2035 de l'AES» table sur une réduction du degré d'auto-alimentation en électricité en l'absence de contremesures. Selon les projections les plus pessimistes, il pourrait tomber à 55% certains mois de l'année. Ces estimations augmentent la probabilité d'une intervention étatique dans la production d'électricité.

→ **POSSIBILITÉS D'IMPORTATION EN HIVER:** La «Tendance 2035 de l'AES» prévoit une diminution des possibilités d'importation à partir de 2025, liée aux changements affectant le parc de centrales des pays voisins. Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement en dépit de ce recul des possibilités d'importation, la capacité de garantir un degré d'auto-alimentation suffisant doit être maintenue, ce qui plaide en faveur d'interventions dans la production.

→ **PROMOTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES:** La «Tendance 2035 de l'AES» annonce un déclin de la promotion des énergies renouvelables, qui s'explique notamment par l'effondrement persistant des prix, leur rentabilité étant assurée même sans encouragement. En Suisse, faute d'alternatives, les énergies renouvelables resteront en outre la principale option à l'avenir pour la construction de nouvelles capacités de production (→ 3.2.5.1). Par conséquent, l'influence directe de l'État en faveur de la production d'électricité issue des énergies renouvelables va donc diminuer en soi.

→ **COUPLAGE DES SECTEURS/CONVERGENCE DES RÉSEAUX:** Des mesures complémentaires à l'EOM, telles que l'introduction de mécanismes de capacités, peuvent englober des technologies de convergence des réseaux/couplage des secteurs. Les mécanismes de capacités ou les réserves stratégiques pourraient ainsi prendre en compte de façon explicite le recours au gaz d'origine essentiellement renouvelable. Des incitations spéciales pourraient être mises en place en faveur d'un report du courant excédentaire d'origine renouvelable produit en été à la saison froide, via des installations de type power-to-gas, et d'un stockage ultérieur de l'énergie sous forme d'hydrogène ou de méthane.

→ **INTERVENTIONS SUR LES PRIX DU CO₂:** Compte tenu du durcissement de la politique climatique, la «Tendance 2035 de l'AES» table sur une intensification des interventions sur le prix du CO₂ partout en Europe. Suite à l'Accord de Paris sur le climat signé par la Suisse et en vertu de la loi correspondante sur le CO₂, la Suisse va elle aussi mettre en œuvre un régime de CO₂ plus strict. Il en résulte une hausse des coûts de production des centrales fossiles. Dans la mesure où la Suisse ne dispose que d'accumulateurs de gaz saisonniers épars, les importations de gaz renouvelable figureront parmi les solutions retenues. De même, du gaz renouvelable domestique produit en période de courant excédentaire sera exporté et stocké à l'étranger en vue de sa réimportation durant la saison froide. Pour pouvoir recourir à ces solutions, le gaz renouvelable (ré-)importé est exclu du régime de CO₂.

Globalement, les facteurs décisifs de la «Tendance 2035 de l'AES» favorisent une intensification des interventions étatiques dans la production. La première priorité est la garantie de la sécurité d'approvisionnement, dans un contexte caractérisé par une augmentation du soutirage de courant sur le réseau et un recul des capacités domes-

tiques, qui coïncident avec une diminution des possibilités d'importation en hiver. En 2035, l'hydraulique reste l'épine dorsale de l'approvisionnement suisse en électricité et constitue un élément-clé de la Stratégie énergétique 2050 et de la politique en matière de CO₂. D'autres technologies assurant le report été-hiver du courant excédentaire d'origine renouvelable font également l'objet d'incitations, en priorité les systèmes power-to-gas. Pour assurer une disponibilité suffisante, le stockage du gaz renouvelable en Suisse et à l'étranger, ainsi que sa valorisation pour la production d'électricité en hiver, font partie du système d'incitation mis en place.

La disponibilité des capacités est surveillée. Des incitations spéciales sont mises en place en amont et à long terme, de façon à garantir la disponibilité de capacités et/ou de quantités d'énergie suffisantes pour couvrir les besoins dans les périodes critiques, par exemple à la fin de l'hiver. Les technologies prioritairement envisagées à cet effet contribuent à la réalisation des objectifs de la Stratégie énergétique 2050 et à la réduction des émissions de CO₂. L'accent est mis sur l'hydraulique et le gaz produit prioritairement à partir d'énergies renouvelables.

En revanche, la promotion directe de la production de courant renouvelable passe au second plan. Désormais, l'énergie renouvelable est en effet compétitive par rapport aux autres formes de production. Par ailleurs, la réalisation des objectifs climatiques passe par la tarification du CO₂. Les distorsions actuelles de la concurrence sont ainsi abolies.

4.4.9 Énergie: Obligation de reprise et de rétribution de l'énergie

Le marché de l'électricité est entièrement ouvert à la concurrence (→ 4.4.1) et les clients bénéficiant de l'approvisionnement de base peuvent accéder à tout moment au marché (→ 4.4.10). Par conséquent, les obligations de reprise et de rétribution de l'énergie ne peuvent plus ou plus totalement être régulées via l'approvisionnement de base du gestionnaire de réseau de distribution. L'alternative qui consiste à instaurer des obligations de reprise de l'électricité produite de façon décentralisée, à la rétribuer de façon centralisée et à répercuter les coûts sur tous les consommateurs finaux ne sera pas concrétisée, un encouragement aussi direct étant superflu au vu de la situation de l'offre et de la demande: la production d'électricité issue d'énergies renouvelables est de plus en plus abordable. Parallèlement, la demande en électricité augmente. Elle est incontournable pour assurer un degré d'auto-approvisionnement suffisant (→ 3.2.3). Le développement des technologies de stockage offre aux producteurs décentralisés la possibilité de stocker l'électricité qu'ils ont produite et de la réutiliser ultérieurement, en plus de débouchés auprès des gestionnaires de réseau de distribution et de la solution d'une consommation immédiate. L'ouverture complète du marché et la digitalisation permettent en outre aux producteurs d'accéder à de nouveaux acheteurs. Une obligation de reprise de l'énergie pourrait fausser le jeu.

Les interventions dans le système énergétique seront axées sur la disponibilité de l'énergie, avec des implications également pour l'injection de gaz renouvelables sur les réseaux gaziers. Les obligations de reprise de l'énergie sont insuffisantes au vu du couplage des secteurs et des incitations nécessaires à un équilibrage entre les saisons car elles n'améliorent pas directement la disponibilité de l'énergie durant les mois d'hiver critiques. Elles ne s'appliqueront donc pas au secteur du gaz.

Il existe d'autres formes de stockage de l'électricité produite de façon décentralisée que l'injection de méthane de synthèse sur les réseaux de gaz. Citons les dispositifs de stockage locaux de l'hydrogène, l'injection restreinte sur les réseaux de gaz ou encore les batteries. Une obligation de reprise des gaz de synthèse pourrait mettre à mal le potentiel d'optimisation offert par l'utilisation de ces technologies et conduire ainsi à des distorsions de la concurrence.

La «Tendance 2035 de l'AES» table donc sur une suppression de l'obligation de reprise et de rétribution de l'électricité ou du gaz produits de façon décentralisée.

4.4.10 Énergie: Obligation relative à l'approvisionnement de base

L'obligation relative à l'approvisionnement de base dans le secteur de l'électricité est fortement liée aux éléments suivants du modèle de marché: accord avec l'étranger, découplage et ouverture du marché. En Suisse, l'approvisionnement de base passe aujourd'hui par le gestionnaire de réseau de distribution. Ce principe n'est pas compatible avec les conditions en vigueur au sein de l'UE. Étant donné que, par prudence, la «Tendance 2035 de l'AES» part du principe que l'accord sur l'électricité avec l'UE ne se réalisera pas, il n'est pas nécessaire de modifier l'obligation actuelle d'approvisionnement de base du gestionnaire de réseau de distribution. Cette obligation est par ailleurs compatible avec les prescriptions en matière de découplage (→ 4.4.2).

Globalement, la «Tendance 2035 de l'AES» mise sur le maintien de l'obligation d'approvisionnement de base dans le secteur de l'électricité. Dans la mesure où les consommateurs finaux peuvent bénéficier d'un accès au marché à tout moment, la régulation ne va pas au-delà d'un simple contrôle des abus. Une régulation de l'approvisionnement de base dépassant le cadre de la simple surveillance des abus, alliée à la possibilité de faire des allers-retours entre le marché et l'approvisionnement de base, conduirait à un «menu à la carte» pour les consommateurs finaux. Une régulation plus poussée des tarifs de l'approvisionnement de base serait donc envisageable uniquement si la possibilité d'une sortie du marché en vue d'un retour à l'approvisionnement de base était exclue. Même sans cette restriction, le risque est que les tarifs régulés fixés pour l'approvisionnement de base soient trop bas, entravant ainsi l'entrée sur le marché de nouveaux concurrents et nuisant aux investissements dans les installations de production.



La «Tendance 2035 de l'AES» table sur le fait qu'un équilibre est trouvé entre des prescriptions trop sévères et trop permissives.

Pour l'instant, l'obligation relative à l'approvisionnement de base n'existe que dans le secteur de l'électricité. Pour le gaz, il n'existe toujours pas d'obligation relative à l'approvisionnement de base à l'échelle nationale. Par conséquent, une régulation prévue par une disposition légale spécifique à ce sujet ne serait pas pertinente.

4.4.11 Processus supérieurs: Régulation des flexibilités

Les besoins et l'offre de flexibilités dans le secteur de l'électricité sont appelés à évoluer à la hausse dans la «Tendance 2035 de l'AES», notamment en raison des possibilités offertes par la convergence des réseaux/le couplage des secteurs (→ 3.2.2.2). Dans le secteur du gaz, les clients multisectoriels qui peuvent être déconnectés en fonction de la situation d'approvisionnement ou des capacités du réseau, ou optimisent leur consommation de façon autonome, continueront à jouer un rôle-clé. La possibilité de commutation vers le secteur du gaz peut de plus en plus profiter à la sécurité d'approvisionnement en gaz, mais aussi en électricité. L'offre et l'utilisation des flexibilités vont considérablement progresser, sous l'impulsion des possibilités de stockage et d'un recours accru aux TIC.

En principe, les flexibilités appartiennent aux bénéficiaires du raccordement au réseau, auxquels il incombe de décider comment les utiliser. Pour cela, ils se basent généralement sur le marché ou sur l'offre des gestionnaires de réseau. Pour les consommateurs finaux, les flexibilités servent aussi d'instrument d'optimisation de leur propre approvisionnement. Elles peuvent aussi être revendues sur le marché (c.-à-d. flexibilités utiles au marché). Une participation au marché de gros ou au marché de la puissance de réglage peut, par exemple, permettre d'éviter la construction de capacités de centrales complémentaires ou l'extension des réseaux. Les flexibilités peuvent aussi être proposées au gestionnaire de réseau de distribution, p. ex. pour remédier à des congestions du réseau. On parle alors d'une flexibilité utile au réseau. Les flexibilités doivent être utilisées de façon à générer un bénéfice économique global maximum. Les indemnités correspondantes doivent donc être basées sur des critères de marché. Ce principe devrait s'appliquer au marché de l'énergie comme au réseau, tous deux en concurrence pour l'obtention des flexibilités. Tandis que les flexibilités utiles au marché découlent des prix du marché, il convient d'utiliser comme indice de comparaison pour le réseau des bases telles que les investissements évités. Pour permettre aux gestionnaires de réseau de renoncer à des investissements d'infrastructure au profit de flexibilités, le recours aux flexibilités peut être garanti via des contrats à long terme.

Les flexibilités utiles au marché sont directement indemnisées via celui-ci. Les flexibilités utiles au réseau peuvent quant à elles être indemnisées via les taxes pour l'utilisation du réseau. Si un gestionnaire de réseau de distribution a la possibilité d'éviter une extension du réseau en recourant à des flexibilités, et si cette solution s'avère plus efficace et économique, les coûts correspondants sont imputables et peuvent être répercutés. Les indemnités peuvent être versées directement ou indirectement via une tarification réseau flexible (→ 4.4.4). Afin d'éviter les surcharges locales, comme pour les renforcements de réseau, une partie du coût de l'utilisation de flexibilités liée à l'injection décentralisée est répercutée sur tous les gestionnaires de réseau.

Compte tenu du rôle joué par ce mécanisme dans la sécurité d'approvisionnement, côté énergie comme côté réseau, des bases légales sont en cours d'élaboration, pour pouvoir recourir aux flexibilités dans le système sur la base de critères prédéfinis à des fins de garantie de l'approvisionnement, et ce afin d'éviter les situations d'urgence.

4.4.12 Processus supérieurs: Prescriptions en matière de TIC

Les prescriptions en matière de TIC sont motivées par les nouvelles solutions proposées pour l'interprétation, l'échange et l'analyse de données, mais aussi par les nouveaux services numériques et le développement des capteurs/de la connectivité.

Simultanément, elles ont un impact sur la généralisation de ces solutions et les possibilités offertes. Des prescriptions trop restrictives sur les TIC constituent un frein à l'utilisation de ces technologies. Des prescriptions trop laxistes limitent à leur tour la propension des utilisateurs à recourir à de nouvelles offres ou à autoriser ces nouvelles possibilités, par crainte de la cybercriminalité et d'une protection insuffisante des données. La «Tendance 2035 de l'AES» table sur le fait qu'un équilibre va être trouvé entre des prescriptions trop sévères et trop permissives. Les prescriptions relatives aux TIC peuvent être valables pour plusieurs secteurs, pas uniquement pour celui de l'énergie.

La Loi fédérale révisée sur la protection des données constitue le fondement légal de l'échange de données. Au niveau fédéral, la priorité absolue sera accordée à la lutte contre la cybercriminalité dans les années à venir. La LPD et la lutte contre la cybercriminalité permettent toutes deux un recours accru aux TIC.

Notre modèle
d'affaires actuel
est-il pérenne?



5. Modèle d'affaires pour la «Tendance 2035 de l'AES»

Ce chapitre présente les modèles d'affaires pour la «Tendance 2035 de l'AES». Il décrit l'environnement qui se distingue suite à une ouverture complète du marché, et met en évidence les acteurs du marché et leurs avantages compétitifs.

5.1 CONTEXTE

Comme nous l'avons vu au chapitre 3.3, la «Tendance 2035 de l'AES» concrétise les principaux éléments du scénario Smart World (→ chapitre 3.3). Les modèles d'affaires pour la «Tendance 2035 de l'AES» sont comparables à ceux de l'univers Smart World décrits dans le rapport «Univers énergétiques 2017» (→ AES, 2017).

L'ouverture du marché prédomine dans tous les secteurs de l'économie énergétique, à l'exception des réseaux. Résultat: les étapes de création de valeur sont fragmentées en différents sous-marchés. La fragmentation de l'économie énergétique est en outre fortement accélérée par la digitalisation. Les nouveaux acteurs du marché bénéficient ainsi d'un accès facilité à cette économie.

Le nombre d'acteurs du marché et de modèles d'affaires est en forte augmentation. Des entreprises d'autres secteurs (nouvelles technologies, télécommunications, bâtiment, automobile) prennent pied dans l'économie énergétique.

5.2 LES ACTEURS DU MARCHÉ ET LEURS AVANTAGES CONCURRENTIELS

Les consommateurs finaux traditionnels disparaissent progressivement. De nombreux consommateurs finaux interviennent eux-mêmes comme des acteurs du marché, sous forme de producteurs (prosumers, regroupements dans le cadre de la consommation propre), de négociants d'énergie ou de fournisseurs de flexibilités ou de capacités de stockage. La frontière entre les producteurs et les consommateurs finaux s'estompe de plus en plus. Parallèlement, le nombre de fournisseurs de prestations énergétiques augmente.

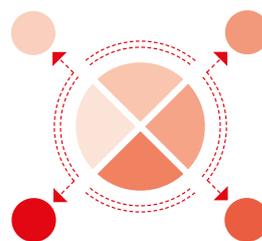
Une concurrence intense règne entre les différents acteurs. Les fournisseurs qui parviennent à s'imposer sont ceux qui sont meilleur marché, se distinguent par une avance technologique, savent anticiper les dernières tendances et disposent du personnel nécessaire pour y faire face. Rester au pas du développement technologique implique la mise en œuvre de processus d'innovation et d'amélioration continue au sein de l'entreprise.

Il convient également de trouver l'équilibre entre investissements et innovations, d'une part, et réduction drastique des coûts, d'autre part. L'une des stratégies fréquemment utilisées pour répondre à ces deux exigences est la standardisation des produits – et l'ajustement qui va de pair. Les processus et les structures doivent en parallèle être contrôlés et adaptés en permanence.

Afin de garder une longueur d'avance sur la concurrence et de pouvoir s'imposer rapidement dans un environnement de marché en mutation rapide, les entreprises traditionnelles du secteur énergétique engagent de plus en plus des coopérations avec des start-up ou d'autres entreprises technologiques. Les entreprises énergétiques établies font bénéficier leurs partenaires de leur grande expérience et de leurs connaissances approfondies dans les domaines thématiques que sont la production, la distribution, la fourniture de prestations énergétiques, le négoce et la régulation. Les start-ups, quant à elles, connaissent bien les tendances actuelles en matière de technologies liées à Internet et à la communication, ainsi que les techniques d'analyse de données performantes. De façon générale, la capacité de coopération des entreprises est désormais un facteur de succès décisif, notamment pour les PME.

Les activités de services sont âprement disputées. Les exigences relatives au suivi clients sont par ailleurs accrues. Les clients présentent des profils de besoins très divers. Il peut s'agir d'autoconsommateurs, de propriétaires d'accumulateurs et/ou de fournisseurs de flexibilités, ce qui entraîne une complexité croissante des activités. Par conséquent, il est essentiel pour l'optimisation et la commercialisation de services de disposer d'un accès aux données concernant les clients, de canaux de communication adaptés avec ces derniers et de différents concepts de vente et d'achat. La plupart des clients n'est sensible qu'aux offres pouvant être gérées de façon conviviale via des supports numériques.

L'accès aux clients est la clé de nombreux modèles d'affaires. La capacité des gestionnaires de réseaux de distribution à accéder aux locataires comme aux propriétaires fonciers dans leur zone de desserte est une condition propre à ces modèles d'affaires.



Les étapes de création de valeur traditionnelles (production, commercialisation, stockage et distribution) sont fragmentées – l'éventail des domaines d'activité potentiels s'agrandit.

Le secteur énergétique va au-devant de profonds changements. Le rôle des principaux fournisseurs d'énergie est remis en question, tandis que les nouvelles technologies numériques offrent des possibilités inédites – mais elles menacent aussi les secteurs d'activité traditionnels.

5.3 DOMAINES D'ACTIVITÉ POTENTIELS

Les étapes de création de valeur traditionnelles (production, commercialisation, stockage et distribution) sont de plus en plus fragmentées. Parallèlement, l'éventail des domaines d'activité potentiels est de plus en plus large. C'est surtout la convergence des réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur, ainsi que des installations correspondantes, qui crée de nouvelles opportunités d'activités. Les interfaces avec les secteurs de la mobilité, de l'industrie et du bâtiment, et les possibilités technologiques croissantes associées, ouvrent par ailleurs la voie à d'autres domaines d'activité. Ces derniers traitent de plus en plus des thématiques suivantes: sécurité (smart home), habitat et travail (concepts énergétiques respectueux du climat), santé (qualité de l'eau potable) et communication (réseau à fibres optiques).

Il en résulte des modèles d'affaires à la fois très divers et prometteurs. Il n'existe pas de modèle d'affaires dominant. De même, les EAE et les autres acteurs du marché peuvent déployer des activités dans plusieurs domaines, notamment grâce à leurs coopérations dans les secteurs visés.

Les domaines d'activité potentiels en 2035 sont sommairement décrits ci-après. Ces domaines sont souvent corrélés et ne s'entendent pas comme des champs d'activité isolés. Ceci est valable notamment pour les applications et services numériques, ainsi que pour les systèmes d'analyse de données performants, qui pénètrent tous les domaines cités.

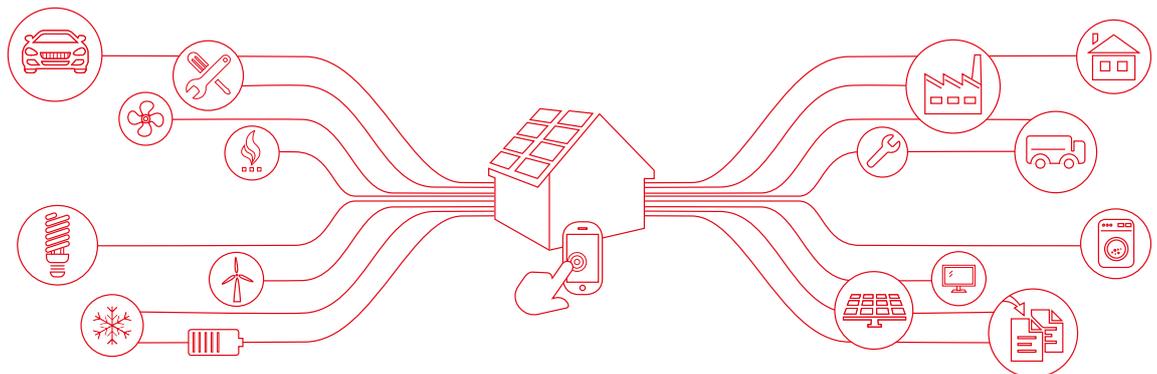
Le développement, le financement et l'exploitation de centrales et de dispositifs de stockage centralisés restent des domaines d'activité majeurs et diversifiés. Parallèlement à la conception, à la construction et à l'exploitation d'installations d'envergure, des champs d'activité connexes émergent dans le domaine de l'approvisionne-

ment décentralisé, avec des installations de production décentralisées. Il peut s'agir de structures de CCF décentralisées, de divers dispositifs de stockage ou encore d'installations power-to-gas reliées à des accumulateurs d'hydrogène ou à des infrastructures de réservoirs de méthane. Dans les installations de type power-to-gas, l'excédent de courant d'origine renouvelable produit au niveau local est converti en gaz de synthèse (hydrogène ou méthane), puis consommé aussitôt par des processus industriels ou dans le secteur de la mobilité, stocké en vue d'une utilisation ultérieure ou injecté sur le réseau de gaz centralisé.

La desserte de domaines d'activités voisins, étroitement liés à l'économie énergétique, comme le secteur de la mobilité et/ou de la gestion immobilière (smart home) ouvre la voie à de multiples champs d'activité et modèles d'affaires. Les détenteurs de stations de recharge peuvent proposer à leurs clients des services diversifiés, reposant sur les données clients (rapports de maintenance ou caractéristiques de charge optimisées).

Les contrats d'entretien et de gestion à long terme ou les modèles de sous-traitance innovants créent des sources de revenus planifiables. Pour les fournisseurs de prestations énergétiques, la copropriété d'actifs tels que des installations photovoltaïques ou des batteries d'accumulateurs est la garantie de disposer d'un accès aux clients. Elle crée par ailleurs des opportunités pour d'autres prestations, comme les travaux de maintenance ou d'exploitation ou encore les offres dans le domaine smart home.

Les solutions d'auto-alimentation tout-en-un proposées répondent elles aussi à un besoin, en soulageant le client de nombreuses tâches, en simplifiant les choix de marché et en réduisant la complexité. Elles peuvent englober une optimisation des installations décentralisées en place et de la consommation, ainsi qu'un pilotage à distance des flexibilités.



La desserte de domaines d'activités voisins, étroitement liés à l'économie énergétique, comme le secteur de la mobilité et/ou de la gestion immobilière (smart home) ouvre la voie à de multiples champs d'activité et modèles d'affaires.

Dans le monde énergétique à fort taux d'interconnexion de 2035, les réseaux (électricité, gaz et chaleur) jouent un rôle important à plusieurs niveaux. Ils doivent donc être optimisés, entretenus, correctement construits et planifiés:

- Les gestionnaires de réseau de distribution s'appuient sur des systèmes de communication, de commande et de surveillance intelligents, basés sur des données en temps réel, pour assurer une exploitation fiable et efficace du réseau.
- La majorité de l'électricité produite doit être absorbée par les réseaux de distribution et répartie entre eux.
- Compte tenu de la volatilité accrue des quantités de courant injectées et de schémas de fonctionnement de plus en plus décentralisés, la stabilisation des réseaux représente une tâche importante et complexe.
- Les gestionnaires de réseau de distribution fixent des tarifs d'utilisation du réseau dynamiques, qui couvrent les coûts engagés et récompensent les comportements utiles au réseau. Par conséquent, ils n'interviennent que dans les cas d'urgence.
- L'augmentation du nombre de réseaux de faible envergure (microgrids) entraîne la déconnexion d'un nombre croissant de quartiers et de petites zones de desserte. Ces réseaux peuvent être gérés par le gestionnaire de réseau de distribution ou par des prestataires de services.

Les fournisseurs d'énergie ou d'accumulateurs proposent des prestations dans les domaines de la production, du stockage (saisonnier ou journalier), du contrôle-commande, de la commercialisation, ainsi que de la planification, du conseil et du financement, qui s'adressent à différents acteurs.

De multiples services numériques font en outre partie intégrante de l'économie énergétique: agrégation d'installations de production décentralisées, centrales virtuelles, marchés décentralisés, surveillance et contrôle-commande de systèmes de type smart home, optimisation de la consommation propre, services de commercialisation ou encore changement de fournisseur sur application mobile. Les systèmes de visualisation des données comme les portails dédiés à l'efficacité énergétique, l'analyse et l'identification des biens nécessitant des travaux d'assainissement, le benchmarking des installations utilisant des énergies renouvelables, etc., sont autant d'exemples de services complémentaires permettant d'attirer de nouveaux clients. Possibilités offertes au consommateur par les applications:

- Choix de la provenance de son électricité
- Obtention d'informations sur le producteur
- Consultation de graphiques et d'informations sur la consommation d'électricité
- Surveillance et commande à distance des équipements domestiques
- Surveillance de sa propre production

Des plateformes d'agrégateurs permettent aux acteurs du marché de proposer et de fournir leurs services et leurs flexibilités. Le regroupement et la concentration de centrales décentralisées, de dispositifs de stockage, de flexibilités ou de prosumers permettent d'atteindre le degré d'ajustement nécessaire, de mieux compenser les risques et de pouvoir réagir de façon plus flexible sur un marché complexe. Les plateformes servent en outre à pouvoir coordonner et couvrir la demande croissante en flexibilités au sein et entre les différents agents énergétiques.

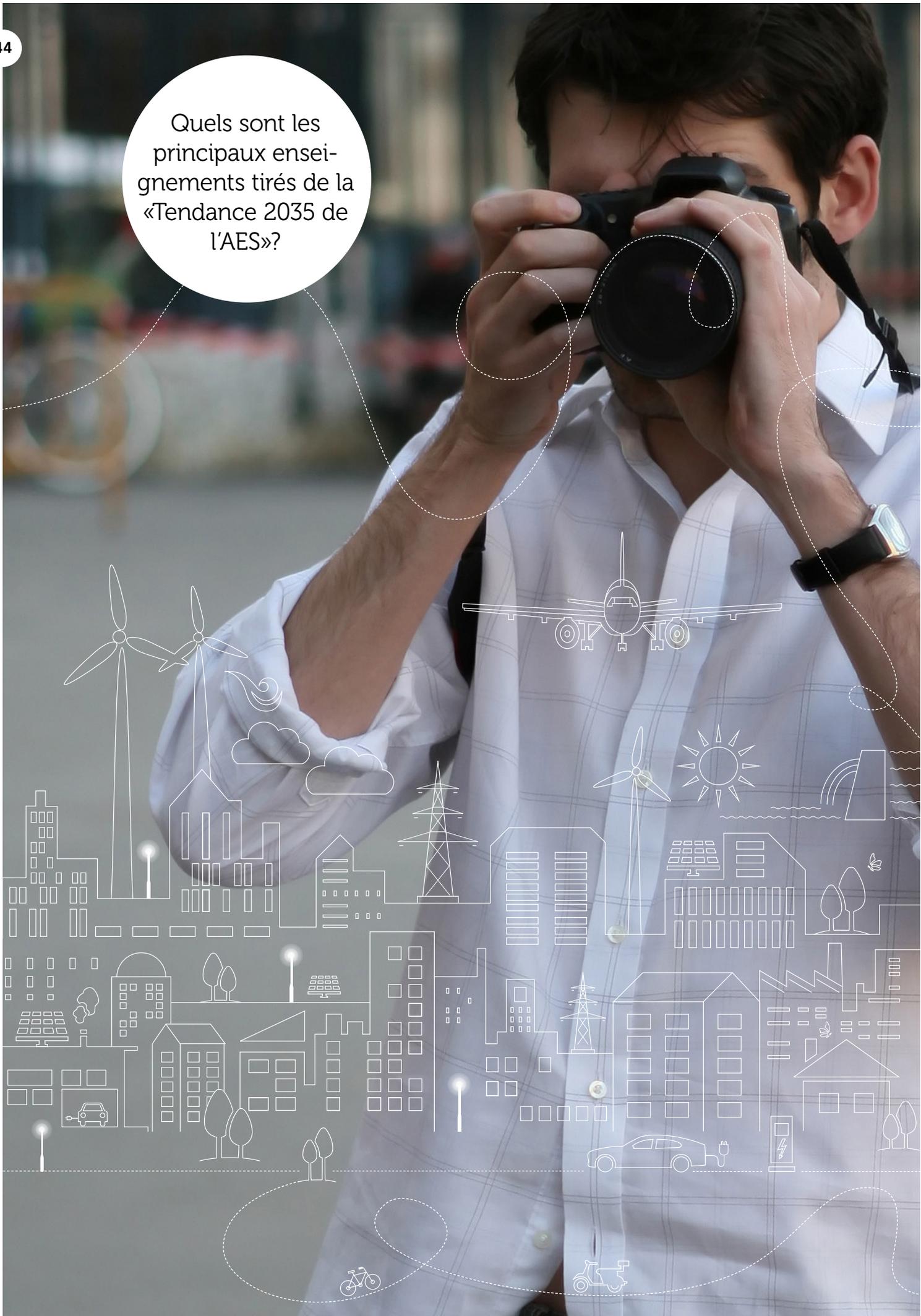
De nouveaux marchés basés sur la technologie dite «blockchain» sont largement répandus. Ces marchés regroupent notamment les offres locales, la demande et les flexibilités. Un blockchain permet de disposer d'un mécanisme de négoce et de compensation (clearing) transparent, automatique et vérifiable sans organe intermédiaire ni Bourse.

Le marché de gros traditionnel reste une composante majeure du système global. Les transactions sont décidées majoritairement sur la base de processus automatisés et d'analyses de données performantes, qui s'appuient sur des projections et des données relatives à la disponibilité des centrales, à la demande et aux conditions météorologiques.

L'accès à des volumes de données variées considérables (big data) allié à des méthodes d'analyse de données performantes (big data) sont des facteurs importants pour améliorer la qualité des prévisions, en dépit de la fluctuation croissante des quantités injectées et de modèles de consommation de plus en plus dynamiques. Ils contribuent à l'amélioration continue des processus de production et de maintenance (p. ex. «predictive maintenance»), permettent de procéder à des contrôles automatiques du bon fonctionnement des installations et d'identifier rapidement et facilement les anomalies, et ce en comparant leur fonctionnement à celui d'autres installations. Les coûts peuvent ainsi être sensiblement réduits. Les analyses de données sont la base de l'optimisation des réseaux, de la consommation et de l'offre. Elles servent de base pour développer de nouvelles offres de prestations dans les domaines de la demande, de la production, de la consommation propre, des smart homes, des flexibilités, du stockage et du négoce.

Cet éventail est complété par des prestations à fort potentiel de développement qui s'étendent progressivement à d'autres domaines, comme la sécurité, la santé ou la communication.

Quels sont les principaux enseignements tirés de la «Tendance 2035 de l'AES»?



6. Conclusion et perspectives

Ce chapitre présente les principaux enseignements de la «Tendance 2035 de l'AES» et du modèle de marché correspondant. De plus, il commente d'importantes évolutions et fournit un aperçu du rapport «Univers énergétiques 2019».

6.1 CONCLUSION

Le monde énergétique brossé par la «Tendance 2035 de l'AES» comprend trois grandes composantes. Premièrement, l'utilisation des énergies renouvelables progresse à grands pas compte tenu du progrès technologique et de la baisse des coûts, ce qui conduit, en l'absence d'encouragement, à des structures décentralisées. Deuxièmement, la volonté de réduire les émissions de CO₂ entraîne la décarbonation dans les différents secteurs et une consommation d'électricité accrue. Troisièmement, l'absence d'un accord sur l'électricité – hypothèse retenue, par prudence, par l'AES – et les incertitudes relatives aux futures importations de courant entraînent des mesures visant à maintenir un degré d'auto-approvisionnement en électricité suffisant pendant le semestre hivernal.

L'hydraulique conserve son rôle-clé dans l'approvisionnement en électricité. Les énergies renouvelables doivent cependant être intégrées à un système global, tout en maintenant un degré suffisant d'auto-approvisionnement en électricité et en mettant en œuvre la décarbonation. Cela implique le recours aux flexibilités et à toutes les possibilités de stockage disponibles au sein du système global, tous réseaux et toutes énergies confondus. Le stockage du courant excédentaire d'origine renouvelable produit pendant l'été, sous la forme de gaz de synthèse, en vue d'une consommation ultérieure pendant la saison froide, permet d'augmenter le degré d'auto-approvisionnement en électricité et, ainsi, la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. À cet égard, la convergence des réseaux/le couplage des secteurs constitue donc un élément-clé de la «Tendance 2035 de l'AES». Cette évolution est soutenue par une digitalisation croissante, qui pénètre tous les domaines de la société.

Le modèle de marché est adapté en conséquence. Il convient ici d'insister sur le fait que le modèle de marché ne reflète pas en tous points les positions actuelles de l'AES, mais correspond à la situation supposée en 2035. Retenue comme postulat de départ, l'ouverture complète des marchés de l'électricité et du gaz est l'aspect fondamental du modèle de marché. Pour les réseaux, un découplage plus poussé ne semble pas pertinent. De même, la régulation des recettes de réseau persiste, étant donné que les avantages du système actuel basé sur les coûts en Suisse résident dans la sécurité d'investissement. Selon le modèle de marché établi pour 2035, les modèles de tarification réseau qui s'imposeront dans les secteurs de l'électricité et du gaz sont ceux qui permettront d'optimiser l'utilisation du réseau. Le gestionnaire de réseau de distribution doit pouvoir former les tarifs en fonction des différents profils d'utilisateurs du réseau.

La Suisse souhaite être largement autonome en matière d'approvisionnement en électricité. Par conséquent, la mise à disposition de capacités de production domestiques et de quantités d'énergie suffisantes sera assortie d'incitations supplémentaires. Les coûts générés par ces

mesures ne seront cependant pas financés par une majoration de la rémunération pour l'utilisation du réseau, mais couverts par d'autres fonds. Une telle majoration aurait pour effet d'augmenter le coût de l'électricité de réseau, notamment par rapport à celui des agents énergétiques fossiles, ce qui serait contraire à l'objectif de décarbonation.

Les tendances et les évolutions décrites dans le présent rapport concordent, sur le fond, avec les opinions de l'AES. Seules quelques évolutions vont, selon l'AES, dans une direction non souhaitée.

Premièrement, il faut mentionner l'absence d'accord sur l'électricité avec l'UE. Il n'est certes pas exclu que cet accord soit conclu prochainement, mais sa mise en œuvre est repoussée, d'autant plus que des questions essentielles d'ordre institutionnel doivent être clarifiées. La Suisse est étroitement interconnectée avec l'Europe. Elle est dépendante des importations d'électricité, en particulier en hiver. Dans la «Tendance 2035 de l'AES», on part du principe que les possibilités d'importations diminueront à l'avenir. L'absence d'accord sur l'électricité, l'incertitude par rapport aux importations de courant futures et la capacité décroissante d'auto-approvisionnement en raison de la sortie du nucléaire réduisent la sécurité d'approvisionnement, sans contre-mesures. C'est pourquoi la Suisse devrait être intégrée dans le marché intérieur européen. Un accord avec l'UE pourrait créer de la sécurité au niveau des importations et permettre à la Suisse de contribuer activement à la conception du marché et d'avoir une participation dans les organes importants.

Deuxièmement, il faut citer les interventions renforcées de l'État dans la production, dont il est question dans la «Tendance 2035 de l'AES». Des interventions étatiques renforcées sont nécessaires en raison de l'absence d'intégration dans le marché intérieur européen de l'énergie. Les interventions étatiques dans la production doivent être conçues correctement de sorte qu'elles produisent l'effet désiré. De telles mesures doivent être coordonnées avec des thèmes influençant l'environnement de marché. De manière générale, il faut saluer les interventions étatiques qui augmentent les capacités locales et garantissent ainsi la sécurité d'approvisionnement.

6.2 PERSPECTIVES

La «Tendance 2035 de l'AES» sera réévaluée en 2019. Au niveau politique, l'aboutissement des négociations avec l'UE au sujet d'un éventuel accord sur l'électricité pourrait modifier considérablement la donne, de même que les discussions relatives à la Loi sur le CO₂ en vue de l'application de l'Accord de Paris sur le climat (COP 21). De nouvelles avancées technologiques peuvent également justifier une réévaluation, notamment dans le domaine de la technologie des batteries et de l'électromobilité, par exemple.

7. Annexe

7.1 LISTE DES FIGURES ET DES TABLEAUX

FIGURE 1	Principe du couplage des secteurs/de la convergence des réseaux (illustration de l'AES)	22
FIGURE 2	«Tendance 2035 de l'AES» (état 2017/2018, T1)	29
FIGURE 3	Principales caractéristiques des quatre univers énergétiques	33
TABLEAU 1	Modèles de marché	6
TABLEAU 2	Modèles d'affaires	7
TABLEAU 3	Vue d'ensemble des facteurs déterminants de la «Tendance 2035 de l'AES» dans les rapports 2017 et 2018	18

7.2 LISTE DES ABRÉVIATIONS

CCF	Couplage chaleur-force
COP 21	21 ^e Conférence des Parties (Conférence des Nations Unies sur le climat à Paris)
EOM	Energy only market (marché «Energy Only»)
IoT	Internet of Things, ou Internet des objets
MoPEC	Modèle de prescriptions énergétiques des cantons
OFEN	Office fédéral de l'énergie
PSI	Institut Paul Scherrer
PV	Photovoltaïque
SCCER	Swiss Competence Center for Energy Research
STEP	Station d'épuration des eaux usées
TIC	Technologies de l'information et de la communication
UIOM	Usine d'incinération des ordures ménagères

7.3 BIBLIOGRAPHIE

AES. (2012).

Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur. Rapport global.

AES. (2014).

Petite hydraulique. Document de connaissances de base. AES.

AES. (2016 a).

Document thématique 38: Power-to-Gas. Aarau.

AES. (2016 b).

Dispositifs de stockage décentralisés. Document de connaissances de base. Juin 2016.

AES. (2017).

Rapport «Univers énergétiques 2017».

Andersson, G., Boulouchos, K., & Bretschger, L. (2011).

Energiezukunft Schweiz. Zurich: EPF.

Bauer, C., & Hirschberg, S. (2017).

Potentiels, coûts et impact environnemental des installations de production d'électricité. Sur mandat de l'OFEN.

BDEW. (2016).

Die digitale Energiewirtschaft – Agenda für Unternehmen und Politik.

BMWi. (2016 a).

Grünbuch Energieeffizienz – Diskussionspapier für Wirtschaft und Energie.

BMWi. (2016 b).

Sektorkopplung im Impulspapier Strom 2030 – Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre.

Boulouchos, K. (04 2016).

Die Zukunft der Mobilität aus energiesystemischer Sicht. Energie & Umwelt.

Bulletin officiel. (2017).

16.083 Accord de Paris sur le climat.

Commission européenne. (2016).

Directive on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), COM, 767 final, article 24, Abs. 4.

Commission européenne. (2018 a).

Cadre pour le climat et l'énergie à l'horizon 2030. Consulté le 15.03.2018, sur https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en

Commission européenne. (2018 b).

Accord de Paris. Consulté le 15.03.2018, sur https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de

Commission européenne. (2018 c).

Réforme structurelle du SEQE-UE. Consulté le 13.02.2018, sur https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform_de

Communiqué de presse du Conseil fédéral. (2017).

Une meilleure protection des données et un renforcement de l'économie suisse. 15.09.2017.

Conseil fédéral. (2013).

Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050.

DETEC. (2017).

Fiche d'information «Encouragement des énergies renouvelables» – Premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050. État: 21.03.2017.

Deutsche TSOs. (2017).

Netzentwicklungsplan Strom 2030. Offshore-Netzentwicklungsplan 2030. 2. Entwurf.

e-mobil BW. (2016).

Kommerzialisierung der Wasserstoff-Technologien in Baden-Württemberg. Rahmenbedingungen und Perspektiven. Stuttgart.

EnDK. (2015). Modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC). Édition 2014, version française, Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK).

ewb. (2018). Energie Wasser Bern. Geospeicher Forsthaus. Chancen und Herausforderungen. Roundtable 28.02.2018.

Feuille fédérale. (2017).

Message concernant l'approbation de l'accord conclu entre la Suisse et l'Union européenne sur le couplage de leurs systèmes d'échange de quotas d'émission et sa mise en œuvre (modification de la loi sur le CO₂). État: 01.12.2017: Feuille fédérale 2018 n° 4, 229–557.

Feuille fédérale. (2018).

Message relatif à la révision totale de la loi sur le CO₂ pour la période postérieure à 2020. Feuille fédérale 2018 n° 4, 229–557.

Feuille fédérale. (2018).

Projet d'arrêté fédéral concernant l'approbation de l'accord conclu entre la Suisse et l'Union européenne sur le couplage de leurs systèmes d'échange de quotas d'émission et sa mise en œuvre (Modification de la loi sur le CO₂). Feuille fédérale 2018 n° 4, 229–557, FF 2018 449.

Fleisch, E., Weinberger, M., & Wortmann, F. (2014).

Business Models and the Internet of Things. Bosch IoT Lab White Paper. Page 7. Août 2014.

Kübler, K. (2017).

Energiewende im Wandel: «Old School» et «New School». Energiewirtschaftlichen Tagesfragen. Heft 10.

LHID. (2018).

Loi fédérale sur l'harmonisation des impôts directs des cantons et des communes. 01.01.2018.

Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl). (2018).

01.01.2018.

Loi sur l'énergie (LEne). (2018).

RS 730.0. 01.01.2018.

OFEN. (2014).

Das nachhaltige Gebäude in der Energiestrategie 2050. 22.01.2014: NNBS-Themenanlass, Swissbau Basel. Consulté le 14.11.2017, sur https://www.nnbs.ch/fileadmin/user_upload/Swissbau/presentation-daniel-buechel.pdf

OFEN. (2016).

Rapport Le recensement du marché de l'énergie solaire en 2016.

OFEN. (2017 b).

Encouragement du photovoltaïque – Fiche d'information. 02.11.2017.

OFEN. (2017 c).

Auswirkungen der Energiepolitik der EU-Staaten auf die Versorgungssicherheit mit Elektrizität und die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz. Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 11.4088 Bourgeois vom 20.12.2011. Bern.

OFEN. (2017 d).

Statistique suisse de l'électricité 2016. Berne: Office fédéral de l'énergie (édit.).

OFEN. (2018).

Appareils électriques. État: 1.1.2018. Consulté le 14.02.2018, sur <http://www.bfe.admin.ch/themen/00507/05479/index.html?lang=de>

OFEV. (2017).

Remise de l'instrument de ratification: l'accord de Paris sur le climat entre en vigueur le 5 novembre 2017 pour la Suisse. Communiqué de presse, 06.10.2017.

OFS. (2016).

Scénarios de l'évolution de la population des cantons de la Suisse 2015–2045. Office fédéral de la statistique.

Panos, E., Ramachandran, K., & et al. (2016).

System modelling for assessing the potential of decentralised biomass-CHP plants to stabilise the Swiss electricity network with increased fluctuating renewable generation. PSI/swisselectric research. Berne.

Panos, E., Ramachandran, K., & Kober, T. (2018).

Preliminary results from the STEM model. Reference Climate Scenario. PSI/SCCER Joint Activity Scenario and Modelling Team Meeting, Olten, 20.03.2018.

Pfenninger, S., & Staffell, I. (2016).

Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. Energy 114, pp. 1251–1265.

Prognos. (2012).

Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000–2050, Ergebnisse der Modellrechnungen für das Energiesystem. Berne: OFEN (édit.).

Projet de loi sur le CO₂. (2018).

Projet: Loi fédérale sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Feuille fédérale 2018 n° 4, 229–557, FF 2018 373.

PSI. (2016).

Opportunities and challenges for electric mobility: an interdisciplinary assessment of passenger vehicles.

Reuters. (2017).

Macron setzt für Frankreich Enddatum bei Kohle-Energie. 15.11.2017. Consulté le 18.01.2018, sur <https://de.reuters.com/article/frankreich-klima-macron-idDEKBN1DF2EU>

RTE. (2016).

Bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande d'électricité en France. Paris: RTE.

Ruoss, F. (2014).

Erdgasinfrastruktur der Schweiz. HSR.

S&P Global. (2017).

Power in Europe. Issue 761. 6.11.2017.

SCCER HaE. (2017).

ISCHESS – Integration of stochastic renewables in the Swiss electricity supply system. Fuchs, A.; Demiray, T.; Evangelos, P.; Kannan, R.; Kober, T.; Bauer, C.; Schenler, W.; Burgherr, P.; Hirschberg, S. Final Report of the Swiss Competence Center Energy and Mobility.

SECO. (2017).

Tendances conjoncturelles, hiver 2017/2018. SECO.

Shell. (2017).

Shell Wasserstoff-Studie. Energie der Zukunft. Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H².

SSIGE. (2017). Muken 2014.

Neue Herausforderungen für Immobilienbesitzer und Hausverwaltungen. Andreas Peter.

Stalder, H. (2017).

Strom lagern in einem Atemzug. NZZ.

IMPRESSUM

Participants à l'établissement du rapport «Univers énergétiques 2018»

Cornelia Abouri

Nadine Brauchli

Barbara Büchli

Stefan Muster

Niklaus Mäder

Frédéric Roggo

Commission Économie énergétique de l'AES

Commission Questions réglementaires de l'AES

Éditeur

Association des entreprises électriques suisses (AES), Aarau

Conception

aebi allenspach kommunikation, Waltenschwil

Graphique Univers énergétiques/illustrations pages 8, 9, 18, 29, 33

C-Factor, Zurich et Eclipse Studios, Schaffhouse

Traduction

cb service, Lausanne

**Verband Schweizerischer
Elektrizitätsunternehmen (VSE)**

Hintere Bahnhofstrasse 10
Postfach
5001 Aarau

Tel. +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
www.strom.ch
info@strom.ch

**Association des entreprises
électriques suisses (AES)**

Av. Louis-Ruchonnet 2
1003 Lausanne

Tél. +41 21 310 30 30
Fax +41 21 310 30 40
www.electricite.ch
info@electricite.ch

