



Berne, 20 décembre 2017

---

# **Incidences de la politique énergétique des pays de l'UE sur la sécurité d'approvisionnement en électricité et sur la compétitivité en Suisse**

Rapport du Conseil fédéral  
en réponse au postulat 11.4088 Bourgeois du  
20 décembre 2011

---



# Table des matières

<b>Table des matières</b> .....	<b>2</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>4</b>
<b>Sintesi del rapporto</b> .....	<b>6</b>
<b>1 Introduction</b> .....	<b>8</b>
1.1 Contexte et but .....	8
1.2 Procédure suivie pour répondre au postulat .....	8
1.3 Aperçu du contenu .....	8
<b>2 Sécurité d’approvisionnement et compétitivité – état actuel et perspectives</b> .....	<b>9</b>
2.1 Sécurité d’approvisionnement .....	9
2.1.1 Considération régionale .....	9
2.1.2 Situation en Suisse .....	10
2.2 Compétitivité .....	11
2.3 Eventuels changements dans la conception du marché (parenthèse) .....	12
<b>3 Analyse de l’évolution de la production d’électricité dans l’UE</b> .....	<b>13</b>
3.1 Evolution de la production d’électricité dans l’UE de 2000 à 2015.....	13
3.2 Evolution de la politique énergétique de l’UE.....	13
3.2.1 Objectifs en matière d’énergie et de climat.....	13
3.2.2 Evolution du cadre réglementaire .....	13
3.3 Evolution de la production d’électricité dans l’UE .....	15
3.3.1 Tendances dans la production d’électricité .....	15
3.3.2 Evolution de la demande et intégration du marché .....	18
3.4 Répartition des évolutions pour la Suisse .....	19
3.4.1 Incidences sur les échanges d’électricité .....	19
3.4.2 Incidences sur la sécurité d’approvisionnement .....	20
3.4.3 Evolution des prix.....	21
<b>4 Réglementation particulière pour les entreprises grandes consommatrices d’électricité dans les Etats membres de l’UE</b> .....	<b>23</b>
4.1 Formes et aspects de l’aide d’Etat.....	23
4.2 Analyse de certains pays .....	24
4.2.1 Allemagne .....	24
4.2.2 Autriche .....	25
4.2.3 France .....	25
4.2.4 Italie.....	26
4.2.5 Pays-Bas.....	27
4.2.6 Grande-Bretagne .....	28
4.3 Evaluation comparative.....	29



4.3.1	Contexte en Suisse .....	29
4.3.2	Comparaison internationale .....	29
<b>5</b>	<b>Conclusions .....</b>	<b>31</b>
<b>6</b>	<b>Sources .....</b>	<b>33</b>
	<b>Annexe: graphiques complémentaires pour le chapitre 3.3.....</b>	<b>34</b>

## Table des illustrations et des tableaux

Figure 1:	Production d'électricité UE-28, scénario de référence de l'UE (TYNDP vision 2).....	16
Figure 2:	Flux transfrontaliers d'électricité (TYNDP vision 2) .....	19
Tableau 1:	Visions 2030 du TYNDP 2016, présentées sur la base de Frontier Economics (2017).....	15
Tableau 2:	Parts dans la production d'électricité de l'UE en 2015 et 2030 .....	17
Tableau 3:	Valeurs seuil pour la réglementation particulière de la consommation d'électricité .....	30



## Résumé

Rédigé en exécution du postulat Bourgeois du 20 décembre 2011 (11.4088, « Incidences de la politique énergétique des pays de l'UE sur la sécurité d'approvisionnement en électricité et sur la compétitivité en Suisse »), le présent rapport donne un aperçu des évolutions possibles de la production d'électricité dans l'UE, en prêtant une attention particulière aux pays voisins de la Suisse. Il montre leurs incidences sur la sécurité d'approvisionnement et les prix de l'électricité en Suisse en termes qualitatifs et analyse les conditions-cadres de l'industrie grande consommatrice d'électricité dans plusieurs pays européens.

### *Evolutions possibles de la production d'électricité dans l'UE*

Le *Plan de développement du réseau sur dix ans* (TYNDP 2016) du Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (REGRT-E ou ENTSO-E) comprend des scénarios futurs sur la production d'électricité dans l'UE jusqu'en 2030 qui se fondent sur le scénario de référence de l'UE et des données actuelles. Les «visions» tiennent compte de différentes hypothèses sur le développement des énergies renouvelables, l'intégration du marché de l'électricité, l'évolution du prix du CO<sub>2</sub> et celle de la demande d'électricité.

Les parts de production d'électricité suivantes sont attendues en 2030 (*indications entre parenthèses si le prix du CO<sub>2</sub> est élevé*): 31% d'énergies renouvelables (sans la force hydraulique) (*le cas échéant hausse jusqu'à 43%*), 13% de force hydraulique, 24% d'énergie nucléaire (*le cas échéant baisse jusqu'à 17%*), 6% de gaz (*le cas échéant hausse jusqu'à 14%*), 18% de charbon (*le cas échéant baisse jusqu'à 5%*), 0% de fioul, 8% d'autres.

Le développement des énergies renouvelables a pour effet que les capacités traditionnelles à l'étranger tendent à être remplacées. Il crée toutefois aussi des opportunités pour des centrales flexibles. Les surcapacités actuelles dans la production d'électricité sont réduites.

Quel que soit le scénario d'avenir, la balance commerciale sera en grande partie équilibrée. La Suisse restera la plaque tournante du transit d'électricité en Europe de l'Ouest et en Europe centrale. Les prix demeurent dans la fourchette entre l'Allemagne, la France et l'Italie. La position relative de la Suisse sur le marché ne change pas de manière significative. La formation des prix à l'échelle nationale est marquée par le fait que la part du courant industriel est déterminée en grande partie par les prix de gros, ce qui permet de lutter à armes égales avec la concurrence. La conclusion d'un accord sur l'électricité garantirait l'accès de la Suisse au marché de l'UE. L'évolution des prix de l'énergie pour les ménages et les petits clients dépendra de l'éventuelle libéralisation complète du marché. S'agissant de la composante réseau, le développement de la réglementation (organisation du modèle de réglementation), la hauteur du CMPC (ou WACC en anglais) et le futur développement du réseau jouent un rôle déterminant (pour tous les consommateurs finaux), auxquels s'ajoute l'évolution de la charge fiscale.

La sécurité d'approvisionnement et la compétitivité ne sont pas compromises par les évolutions qu'ont connues les Etats membres de l'UE. Des évaluations approfondies de la sécurité d'approvisionnement jusqu'en 2035 figurent dans l'analyse de l'OFEN sur l'adéquation du système électrique (system adequacy), publiée le 27 octobre 2017.

### *Dispositions particulières pour les entreprises grandes consommatrices d'électricité*

Dans les six Etats membres sous revue (Allemagne, Autriche, France, Italie, Pays-Bas et Grande-Bretagne), différentes dérogations s'appliquent aux entreprises grandes consommatrices d'électricité.

- Il existe d'importantes réglementations spéciales en Allemagne, en Italie et en France. Celles-ci comprennent des rémunérations en partie réduites pour l'utilisation du réseau ainsi que des taxes



et impôts limités (voire des exonérations complètes). A noter que ces charges sont nettement plus élevées qu'en Suisse.

- En Autriche et en Grande-Bretagne, les dérogations sont moins marquées et ne concernent pas les rémunérations pour l'utilisation du réseau. Sur le fond, elles sont ainsi comparables aux réglementations suisses. Il existe aussi quelques exceptions aux Pays-Bas, les grands consommateurs atypiques (c.-à-d. pour une consommation décalée qui intervient dans une large mesure aux heures creuses) sont cependant favorisés dans le cadre des rémunérations pour l'utilisation du réseau.

En principe, les réglementations particulières décrites ci-dessus n'entraînent aucune distorsion systématique de concurrence en Suisse par rapport aux Etats membres de l'UE sous revue, même au regard de la faible charge fiscale induite par l'Etat. A relever toutefois, dans la comparaison internationale, les rémunérations en partie fortement réduites pour l'utilisation du réseau, car une telle disposition n'existe pas en Suisse, pas plus qu'en Autriche, en Italie et en Grande-Bretagne. Une réduction des rémunérations pour l'utilisation du réseau ne constitue une approche de politique industrielle que si une grande consommation justifie une réduction considérable des tarifs. Dans un monde de plus en plus décentralisé, il est nécessaire de soutenir une utilisation atypique du réseau par d'éventuelles réductions tarifaires, notamment en cas de pénurie croissante. Les tarifs de réseau peuvent en tenir compte aujourd'hui déjà – mais sans subventions croisées d'autres utilisateurs. Au regard des coûts de réseau plutôt élevés en Suisse, il faut également veiller à ce qu'une flexibilisation adéquate des tarifs puisse créer des incitations supplémentaires pour un comportement servant le réseau et le système, dont peut aussi bénéficier l'industrie grande consommatrice d'électricité par le biais des rémunérations pour l'utilisation du réseau.



## Sintesi del rapporto

Il presente rapporto in adempimento del postulato 11.4088 Bourgeois del 20 dicembre 2011 fornisce una panoramica dei possibili sviluppi della produzione elettrica nell'UE, con particolare attenzione per i Paesi limitrofi della Svizzera, e offre una descrizione qualitativa delle ripercussioni di tali sviluppi sulla sicurezza dell'approvvigionamento e sui prezzi dell'elettricità nel nostro Paese. Inoltre, analizza le condizioni quadro vigenti in vari Paesi europei per le industrie ad elevato consumo di energia.

### *Possibili sviluppi della produzione elettrica nell'UE*

Il Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2016 della Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*, ENTSO-E) presenta scenari aggiornati relativi alla futura produzione di elettricità nell'UE fino al 2030. Tali scenari, che si basano sullo scenario di riferimento dell'UE, includono svariate ipotesi per quanto concerne il potenziamento delle energie rinnovabili, l'integrazione del mercato elettrico nonché l'andamento del prezzo del CO<sub>2</sub> e della domanda di elettricità.

Si prevede che entro il 2030 la produzione elettrica sarà così composta (tra parentesi sono indicate le percentuali stimate in caso di prezzo del CO<sub>2</sub> elevato): 31 per cento di energie rinnovabili, esclusa l'energia idroelettrica (eventuale aumento fino al 43 %), 13 per cento di energia idroelettrica, 24 per cento di energia nucleare (eventuale calo fino al 17 %), 6 per cento di gas (eventuale aumento fino al 14 %), 18 per cento di carbone (eventuale calo fino al 5 %), 0 per cento di petrolio, 8 per cento di altre fonti.

L'ulteriore potenziamento delle energie rinnovabili comporta tendenzialmente la sostituzione delle capacità convenzionali all'estero, ma crea anche opportunità per centrali elettriche flessibili. Gli attuali eccessi di capacità quanto alla produzione di elettricità verranno ridotti.

Indipendentemente dagli scenari, la bilancia commerciale è sostanzialmente in pareggio: la Svizzera rimane pertanto l'*hub* per il transito di energia elettrica nell'Europa occidentale e centrale. I prezzi nazionali restano quindi nell'intervallo dei prezzi tra Germania, Francia e Italia. Di conseguenza, la relativa posizione di mercato della Svizzera non subisce importanti modifiche. La fissazione dei prezzi a livello nazionale è influenzata dal fatto che la quota di energia dell'elettricità delle industrie viene determinata per lo più mediante i prezzi all'ingrosso, il che assicura in linea di principio condizioni eque. La stipulazione di un accordo sull'energia elettrica garantirebbe l'accesso della Svizzera. Determinante per l'andamento dei prezzi dell'energia per le economie domestiche e per i piccoli clienti sarà l'eventuale liberalizzazione totale del mercato. Nel caso dei componenti di rete (per tutti i consumatori finali), assumono un ruolo determinante l'ulteriore sviluppo della regolamentazione (impostazione del modello di regolamentazione), l'ammontare del WACC (tasso d'interesse calcolatorio per il capitale immobilizzato nella rete elettrica) nonché lo sviluppo dell'ampliamento della rete. A ciò si aggiunge l'andamento futuro del carico fiscale.

Gli sviluppi negli Stati UE non riducono né la sicurezza dell'approvvigionamento né la competitività svizzere. Stime accurate della sicurezza dell'approvvigionamento fino al 2035 figurano nella *System Adequacy Analyse* dell'UFE, pubblicata il 27 ottobre 2017.



#### *Disposizioni speciali per le imprese a elevato consumo di energia elettrica*

Nei sei Stati UE presi in considerazione (Germania, Austria, Francia, Italia, Paesi Bassi e Gran Bretagna) vigono disposizioni speciali differenti per le imprese a elevato consumo di energia elettrica.

- In Germania, Italia e Francia tali disposizioni speciali sono ampie e prevedono diminuzioni parziali dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete e riduzioni di tasse e imposte (o esoneri completi). Si tenga presente che in questi Paesi tali oneri sono notevolmente superiori rispetto alla Svizzera.
- In Austria e Gran Bretagna le disposizioni speciali sono meno sviluppate e non riguardano i corrispettivi versati per l'utilizzazione della rete; sono quindi in linea di principio comparabili con le regolamentazioni vigenti in Svizzera. Anche nei Paesi Bassi sono previsti pochi esoneri, ma nell'ambito dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete viene favorito il grande consumo atipico (ovvero il consumo differito completamente nelle fasce orarie di ridotto consumo).

In linea di massima le disposizioni speciali descritte non si ripercuotono sulla Svizzera provocando distorsioni sistematiche della concorrenza rispetto agli Stati UE considerati, anche a causa del basso carico fiscale imposto dalla Confederazione. Nel confronto internazionale sono tuttavia da menzionare le riduzioni (talvolta totali) dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete, poiché esse non esistono né in Svizzera, né in Austria, in Italia e in Gran Bretagna. La riduzione dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete è un principio di politica industriale che si applica solo quando un consumo intensivo giustifica una notevole riduzione delle tariffe. In un mondo organizzato in modo sempre più decentralizzato è tuttavia necessario sostenere un'utilizzazione atipica della rete mediante eventuali riduzioni delle tariffe di rete, in particolare quando l'elettricità in rete diventa sempre più scarsa. Di una tale utilizzazione atipica si può tenere conto già oggi nelle tariffe di rete, tuttavia senza sovvenzionamenti trasversali da parte di altri utenti della rete. Considerati i costi di rete piuttosto elevati, in Svizzera si deve inoltre tenere presente che un'adeguata flessibilizzazione delle tariffe di rete può creare ulteriori incentivi per un comportamento al servizio della rete e del sistema, incentivi dei quali può beneficiare in particolare anche l'industria ad elevato consumo di energia elettrica mediante i corrispettivi versati per l'utilizzazione della rete.



# 1 Introduction

## 1.1 Contexte et but

Le postulat Bourgeois du 20 décembre 2011 (11.4088, « Incidences de la politique énergétique des pays de l'UE sur la sécurité d'approvisionnement en électricité et sur la compétitivité en Suisse ») a chargé le Conseil fédéral d'établir un rapport sur les incidences de la politique énergétique des pays de l'UE sur la sécurité d'approvisionnement en électricité et sur la compétitivité de la Suisse.

Le rapport doit fournir des informations sur les aspects suivants:

- principaux développements dans la production d'électricité au sein des Etats membres de l'Union européenne en prenant en considération également les réglementations particulières de ces pays pour les entreprises grandes consommatrices d'électricité;
- part actuels et futurs des différents types d'énergies (nucléaire, renouvelable, fossile, etc.) dans ces pays;
- incidences de ces développements pour la Suisse, notamment:
  - a. sur les échanges commerciaux (quantités de kilowattheures importés et exportés), et
  - b. sur les prix du courant électrique importé et sur la formation des prix sur le plan interne. Le rapport doit permettre d'examiner les incidences de ces évolutions afin de situer l'accord avec l'UE sur l'électricité au regard des éléments précités. Il doit aussi prendre d'éventuelles dispositions qui pourraient éviter les effets négatifs sur nos entreprises et le pouvoir d'achat en Suisse.

Dans son avis du 15 février 2012, le Conseil fédéral a proposé d'accepter le postulat. Le Conseil national a suivi cette proposition le 16 mars 2012.

## 1.2 Procédure suivie pour répondre au postulat

Pour répondre au postulat, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a évalué des statistiques publiques et des rapports sur l'évolution de la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité dans le domaine de l'électricité en Suisse, de même que des statistiques européennes sur la production d'électricité. Dans le but d'approfondir l'analyse les questions du postulat, il a commandé une étude à la société de conseil Frontier Economics pour évaluer l'évolution de la production d'électricité dans l'UE28 jusqu'en 2030 et examiner ses répercussions en Suisse. Des données et des scénarios détaillés qui incluent la Suisse sont disponibles jusqu'à cette année à l'échelle européenne. L'étude révèle en outre le traitement des industries grandes consommatrices d'électricité dans certains Etats membres.

## 1.3 Aperçu du contenu

Le chapitre 2 comprend une description de la situation actuelle en matière de sécurité d'approvisionnement en Suisse et une estimation de la compétitivité. Le chapitre 3 analyse l'évolution de la production d'électricité dans les Etats membres de l'UE et dans les pays voisins de la Suisse. Il met en évidence les incidences importantes sur la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité (aspects liés aux échanges commerciaux et aux prix). Le chapitre 4 montre le traitement des industries grandes consommatrices d'électricité dans six Etats membres de l'UE et le compare à la situation en Suisse. Le chapitre 5 porte sur les conclusions.



## 2 Sécurité d'approvisionnement et compétitivité – état actuel et perspectives

### 2.1 Sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'approvisionnement en électricité comprend plusieurs dimensions temporelles. A court et moyen terme, il s'agit surtout d'analyser la fiabilité de l'approvisionnement en électricité. A long terme, il y a lieu d'évaluer l'adéquation des ressources système en matière d'économie électrique (adéquation du système ou *system adequacy*)<sup>1</sup> sur la base de scénarios adaptés sur le plan politique et de révéler les investissements nécessaires.

La conception concrète de l'analyse de la sécurité d'approvisionnement en électricité vise en Suisse un processus en plusieurs étapes. A court terme, Swissgrid<sup>2</sup>, en tant que gestionnaire responsable du réseau de transport, établit des perspectives sur un horizon de six mois au plus. Par modélisation, il analyse la sécurité d'approvisionnement et la sécurité du système en tenant compte de la situation actuelle en Suisse et dans les pays voisins pour l'hiver à venir.

Dans la planification à moyen terme (horizon de cinq ans), la sécurité d'approvisionnement est mise en évidence à l'aune des projets prévus. Dans ce laps de temps, les principales conditions-cadres peuvent être définies avec peu d'incertitudes. Depuis l'été 2014, l'EICOM publie, à un rythme bisannuel, un rapport sur la sécurité d'approvisionnement en électricité qui tient aussi compte des réseaux en Suisse.

Au-delà de cinq ans, il est nécessaire de prendre en compte des scénarios adaptés sur le plan politique pour la Suisse, conçus de manière cohérente avec l'étranger. Ces considérations qui portent généralement sur 10 à 20 ans sont importantes pour les investissements conséquents ayant des incidences à long terme, par exemple dans le réseau à très haute tension ou les grandes centrales.

#### 2.1.1 Considération régionale

La modélisation de la sécurité d'approvisionnement, c.-à-d. une analyse de l'adéquation du système, nécessite, en plus des dimensions temporelles et des scénarios, une limitation spatiale du système sous revue. Par le passé, la sécurité d'approvisionnement était principalement considérée sur un plan national. En raison de la forte interdépendance du marché intérieur européen, une considération régionale a vu le jour dans le cadre de la plate-forme de coopération du Forum PENTA (FR, BE, NL, LUX, DE, AT et CH). Elle a pris en compte les capacités frontalières disponibles et la production de nouvelles énergies renouvelables. Le premier rapport régional a été publié en mars 2015 et examine la situation dans la région PENTA pour les années 2015-2016 et 2020-2021. L'analyse montre qu'avec les capacités frontalières existantes, la Suisse n'a pas à craindre de pénurie d'approvisionnement, même avec un hiver très froid et une année de sécheresse. Une simulation sans capacités frontalières, c.-à-d. une considération autarcique de la Suisse, révèle que la consommation d'électricité ne peut pas être couverte pendant plus de mille heures dans l'année. Cela coïncide aussi avec les valeurs mensuelles du bilan énergétique, qui révèlent un déficit pendant les mois d'hiver.

En plus de l'analyse régionale par le Forum PENTA, le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (REGRT-E) détermine la sécurité d'approvisionnement pour l'ensemble de

<sup>1</sup> L'adéquation du système électrique repose sur deux dimensions: une disponibilité suffisante des capacités de centrale et des capacités de réseau suffisantes. Elle est examinée dans le cadre d'une simulation réaliste.

<sup>2</sup> Swissgrid (2016) a établi pour la première fois un tel rapport pour la Suisse pour l'hiver 2015-2016.



l'Union. En vertu de l'art. 8, al. 3b, du règlement (CE) n° 714/2009<sup>3</sup>, il adopte tous les deux ans un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (TYNDP), comprenant des perspectives européennes sur l'adéquation des capacités de production, appelées *Scenario outlook & adequacy forecast* (SOAF)<sup>4</sup>. Ces dernières décrivent l'adéquation de la production d'électricité et donnent des renseignements sur l'évolution dans les différents scénarios.

L'OFEN a commandé cette année pour la première fois une évaluation à long terme de l'adéquation du système électrique en Suisse, qui a été modélisée conjointement par l'Université de Bâle et l'EPFZ. Publiée le 27 octobre 2017, cette étude peut être téléchargée sur le site Internet de l'OFEN<sup>5</sup>. Elle a choisi la limite systémique du modèle pour pouvoir tenir compte de l'influence des pays voisins (AT, DE, FR et IT). L'influence des autres pays de l'UE n'a pas été prise en compte. Les scénarios pour la modélisation de l'adéquation du système suisse sont analogues, pour les pays voisins, aux analyses du REGRT-E et du Forum PENTA. Pour la Suisse, l'étude a adopté les scénarios de la stratégie énergétique 2050 avec des valeurs actualisées.

Même si les hypothèses des scénarios sont similaires dans les différentes analyses, les résultats peuvent varier. Cela dépend surtout de la limite systémique modélisée et doit être pris en compte dans l'interprétation des résultats. C'est notamment le cas pour la production d'électricité qui doit être en équilibre avec la demande. Pour disposer d'une évaluation solide de la sécurité d'approvisionnement, la modélisation de l'OFEN a pris en compte certaines situations extrêmes qui reproduisent une diminution des capacités de production d'électricité à l'étranger.

## 2.1.2 Situation en Suisse

Une évaluation de la sécurité d'approvisionnement en Suisse, en particulier au regard des éléments d'adéquation du système, doit aussi examiner les disponibilités et la charge du réseau en plus de la production.

### 2.1.2.1 Réseaux

La qualité des réseaux est jugée bonne par l'EiCom<sup>6</sup>. Leur disponibilité en Suisse est excellente en comparaison internationale. La durée moyenne des coupures de courant (SAIDI) est de 19 à 34 minutes par an. Les investissements dans les réseaux dépassent nettement les amortissements et l'entretien du réseau de distribution est approprié. Les données d'observation en matière de gestion du système sont stables ou ont suivi une évolution légèrement positive ces dernières années. On s'attend toutefois à ce que les exigences relatives à l'exploitation du système augmentent avec les capacités de production toujours plus décentralisées. Le développement du réseau est en revanche tendu. Des congestions surviennent en divers endroits dans le réseau de transport, en particulier l'hiver. Dans le cadre de «Réseau stratégique 2025», Swissgrid a identifié les projets de réseau nécessaires qui sont pertinents pour la mise en œuvre de la stratégie énergétique 2050. Au regard de la situation de l'hiver 2015-2016, les priorités ont été redéfinies pour améliorer la disponibilité des capacités d'importation, en particulier l'hiver.

<sup>3</sup> Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003, JO L 211/15 du 14.8.2009, pp. 15 ss.

<sup>4</sup> Désormais *Mid-term adequacy forecast* (MAF).

<sup>5</sup> [http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/index.html?lang=fr&dossier\\_id=06901](http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/index.html?lang=fr&dossier_id=06901).

<sup>6</sup> Cf. EiCom (2016b), p. 17 et s. ou la version actuelle (2017b).



## 2.1.2.2 Production

### *Bilan énergétique et degré d'auto-provisionnement*

Le degré d'auto-provisionnement de la Suisse offre tout au long de l'année un bilan énergétique équilibré où les importations et les exportations d'électricité se compensent en moyenne. On exporte de l'électricité l'été et on en importe l'hiver. Cette situation s'explique principalement par le portefeuille de centrales de la Suisse. Les centrales nucléaires ont une production globalement constante. Les centrales à accumulation et au fil de l'eau présentent par contre une caractéristique saisonnière, avec une production accrue au printemps et l'été en raison de la fonte des neiges. De plus, les besoins en électricité augmentent légèrement l'hiver. La production qui manque en hiver est importée de l'étranger. La Suisse dispose en principe de capacités de réseau suffisantes aux frontières. L'approvisionnement peut être toutefois entravé par des congestions du réseau en Suisse, comme ce fut le cas au cours de l'hiver 2015-2016<sup>7</sup>. Cette situation montre qu'il n'est possible de tirer des conclusions définitives sur la sécurité d'approvisionnement réalisable qu'en tenant compte de nombreux scénarios de défaillances et en utilisant des méthodes adéquates qui s'appuient sur des scénarios adaptés sur le plan politique.

### *Déficit hivernal et analyse de l'adéquation du système*

Des pénuries d'approvisionnement ne peuvent survenir que dans des cas extrêmes, lorsque plusieurs événements extraordinaires coïncident, comme par exemple d'importantes défaillances de centrales en Allemagne et en France en même temps qu'une vidange précoce des lacs d'accumulation en Suisse et une fonte des neiges tardive. A noter toutefois que les situations de pénurie surviennent à différents moments en Suisse et à l'étranger, ce qui rend une telle situation peu probable. Des examens approfondis figurent dans l'analyse précitée de l'OFEN sur l'adéquation du système, qui en évalue la sécurité en détail jusqu'en 2035.

## 2.2 Compétitivité

Le rapport d'activité de l'EICom présente les tarifs industriels actuels dans l'approvisionnement de base et les compare à l'échelle internationale<sup>8</sup>. La comparaison internationale se sert du profil C3 (consommation annuelle de 150 MWh, puissance maximale de 50 kW). Elle révèle que les gros clients dans l'approvisionnement de base font face à des prix de l'électricité sensiblement plus élevés par rapport aux clients moyens sous le régime de la libéralisation dans l'UE. De plus, on trouve des prix comparativement supérieurs à la moyenne pour les profils de consommation des PME dans l'approvisionnement de base – en raison de la baisse récente des prix du marché<sup>9</sup>.

Ce désavantage ne concerne pas le marché libre, qui est déterminé par les prix sur le marché de gros. En 2017, deux bons tiers des gros clients étaient sur le marché libre et consommaient près de 80% de l'électricité dans ce segment. Les prix sur le marché libre ne sont pas relevés par l'EICom. Mais on constate en principe que les prix suisses du marché au comptant (marché spot) se situent entre ceux de l'Allemagne (limite inférieure) et de l'Italie (limite supérieure)<sup>10</sup>. En général, le niveau des prix suisses est plus proche des prix allemands, sauf l'hiver où il se rapproche du niveau italien. Ce modèle s'explique par le fait que les capacités d'importation à la frontière nord sont totalement

<sup>7</sup> Ces congestions ont résulté de l'absence d'une production suffisante au niveau du réseau 220kV et d'une production réduite des centrales hydrauliques, ce qui a entraîné des besoins d'importation accrus au niveau du réseau 380kV. Les changements de flux de charge dans le réseau ont conduit à des congestions lors de la transformation de 380kV à 220kV.

<sup>8</sup> Cf. EICom (2016b), p. 53.

<sup>9</sup> Cf. <http://www.stromkunden.ch/aktuell/vergleich-industriestrompreis>. On y voit que l'Allemagne et l'Italie voisines enregistrent des prix élevés de l'électricité. La France et l'Autriche sont nettement plus avantageuses.

<sup>10</sup> Cette situation s'explique par les différentes structures dans les parcs de centrales: alors que la production d'électricité à partir de gaz prédomine en Italie, dont les coûts (variables) sont comparativement élevés, des technologies comparativement plus avantageuses sont utilisées en France et en Allemagne (coûts variables plus faibles).



exploitées l'hiver, alors que la congestion touche plutôt l'exportation à la frontière sud pendant les autres saisons. La France a un niveau de prix plus ou moins comparable à la Suisse.

Au regard de la compétitivité, il importe, pour l'intégration de la Suisse au marché, que les échanges d'électricité permettent un accès à des prix étrangers plus avantageux. A cet égard, les capacités d'interconnexion sont déterminantes (y compris les pénuries), tout comme une intégration au *market coupling* (couplage de marché par des enchères communes d'électricité et de capacités frontalières). Les capacités d'importation depuis l'Allemagne n'ont pas augmenté de manière insignifiante ces dernières années<sup>11</sup>. La Suisse est toutefois exclue du *market coupling* depuis la mi-août 2015 faute d'un accord avec l'UE sur l'électricité. Cette procédure d'échange transnational d'électricité permet une meilleure utilisation des capacités d'interconnexion frontalières.

Pour les gros clients suisses (à forte consommation d'électricité), les facteurs d'influence suivants sont déterminants pour leur compétitivité:

- Différences dans les tarifs d'utilisation du réseau, les impôts et les taxes, en particulier les rabais éventuels, c.-à-d. les dérogations explicites ou implicites, dans les pays voisins. L'évolution des taux de change est aussi importante s'agissant des coûts d'utilisation du réseau.
- Différences dans les coûts d'acquisition de l'électricité dues contraintes de capacité des interconnexions transfrontalières et à la non-participation au *market coupling*. Les restrictions de capacité à la frontière nord ont pour effet que les prix suisses de l'électricité se rapprochent des prix italiens.

### 2.3 Eventuels changements dans la conception du marché (parenthèse)

Si les conditions actuelles du marché persistent (en particulier les faibles prix de l'électricité dans le négoce de gros, dus notamment au bas prix du CO<sub>2</sub> et aux surcapacités), les investissements dans des capacités de centrale existantes et futures en Suisse semblent compromis. C'est important pour la force hydraulique notamment au regard de la stratégie énergétique 2050. C'est pourquoi l'OFEN a publié à l'hiver 2016 un état des lieux sur les changements possibles dans la conception du marché<sup>12</sup>. Il y décrit des mesures qui peuvent améliorer la rentabilité des centrales et conduire à une meilleure sécurité d'approvisionnement. Des travaux approfondis se déroulent dans le cadre de la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), qui s'attaque à la conception du marché suisse à long terme.

A noter, dans ce cadre, une révision de la redevance hydraulique, qui a un impact non négligeable sur les coûts de revient. Le taux maximal est actuellement de 110 CHF/kWbr et entraîne une charge moyenne de près de 1,5 ct./kWh. La révision en cours propose de baisser la redevance maximale à 80 CHF/kWbr pour les années 2020 à 2022. La production supplémentaire soutenue par des contributions à l'investissement sera exemptée de la redevance hydraulique pendant dix ans. Une alternative envisageable est qu'un taux maximal de 80 CHF/kWbr s'applique aux centrales largement déficitaires et un taux de 110 CHF/kWbr aux autres. A long terme, cette réglementation doit être remplacée par un modèle de redevance maximale flexible (en fonction de la situation économique). La proposition fait actuellement l'objet d'une consultation au cours de laquelle notamment la question de la réduction de la redevance hydraulique est sujette à controverse.

---

<sup>11</sup> Cf. EICOM (2016b), p. 40.

<sup>12</sup> Cf. en détail OFEN (2016).



## 3 Analyse de l'évolution de la production d'électricité dans l'UE

### 3.1 Evolution de la production d'électricité dans l'UE de 2000 à 2015

Depuis 2000, la demande d'électricité dans l'UE est soumise à d'importantes fluctuations, dues notamment à des facteurs conjoncturels<sup>13</sup>. En conséquence, la production d'électricité a fortement diminué pendant la crise financière. Elle se situe maintenant au niveau de 2003. La hausse constante de la production d'énergies renouvelables est un fait marquant dans le mix de production européen. Au regard du volume de production, les énergies renouvelables dans leur ensemble (y c. la force hydraulique) sont devenues les sources d'énergie les plus importantes – plus que la production d'électricité, en baisse, à partir du nucléaire et du charbon<sup>14</sup>. La crise financière a surtout affecté la production d'électricité à partir de gaz, qui s'est stabilisée à présent suite à la réduction des désavantages de prix par rapport au charbon.

### 3.2 Evolution de la politique énergétique de l'UE

#### 3.2.1 Objectifs en matière d'énergie et de climat

L'UE s'estime sur la bonne voie s'agissant de ses objectifs 20-20-20 pour l'efficacité énergétique (consommation finale d'énergie par rapport à 1995), la part d'énergies renouvelables (dans la consommation finale d'énergie) et la réduction des gaz à effet de serre (par rapport à 1990). La croissance économique s'écarte des émissions de gaz à effet de serre. L'UE veut poursuivre cette politique et a défini un cadre ambitieux pour 2030. D'ici là, elle veut réduire ses émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40% sous les valeurs de 1990. Pour réaliser cet objectif à moindre coût, les secteurs participant au système d'échange de quotas d'émission de l'UE (SEQUE-UE) doivent réduire leurs émissions de 43% par rapport à 2005. Tous les autres secteurs doivent atteindre une réduction de 30% par rapport à 2005. Pour ce faire, la délivrance des droits d'émission doit diminuer de 2,2% par an à partir de 2021 pour permettre une économie de près de 556 millions de tonnes de dioxyde de carbone. La réserve de stabilité du SEQUE, qui retire l'excédent de quotas d'émission du marché et le place dans une réserve, joue un rôle important. Cette réserve sera opérationnelle dès 2021.

#### 3.2.2 Evolution du cadre réglementaire

Le cadre réglementaire de l'UE est largement défini par le troisième paquet de mesures sur le marché intérieur de l'énergie<sup>15</sup> et la directive sur la promotion des énergies renouvelables (directive RES)<sup>16</sup>. Le développement des marchés de l'électricité dépend notamment des propositions actuelles de la Commission européenne sur la nouvelle conception du marché de l'électricité<sup>17</sup> et la coordination en matière de sécurité d'approvisionnement, qui se trouvent dans le «paquet d'hiver» de la commission et feront l'objet d'une discussion approfondie dès le second semestre 2017 au sein du Conseil et du Parlement.

<sup>13</sup> Cf. en détail European Commission, DG ENER (2017).

<sup>14</sup> La production d'électricité à partir de la force hydraulique est comparativement stable pendant cette période.

<sup>15</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/market-legislation>.

<sup>16</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive>.

<sup>17</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>.



### *Refonte de la directive RES*

La révision de la directive RES doit permettre d'atteindre l'objectif d'une part renouvelable d'au moins 27% dans la consommation finale d'énergie. Pour ce faire, cette part doit passer à 45% au moins dans le secteur de l'électricité d'ici 2030. Par souci d'efficacité, le cadre politique de l'UE ne doit pas se traduire par des objectifs nationaux contraignants pour que les Etats membres puissent agir avec plus de la flexibilité. La contribution des Etats membres à la réalisation de cet objectif dans le domaine des énergies renouvelables jusqu'en 2030 est examinée par la commission dans le cadre d'une nouvelle gouvernance. Il est en outre important que les mécanismes de soutien au renouvelable soient conçus de manière compétitive, non discriminatoire et économique. Ils doivent être ouverts pour 10% au moins à des projets nouvellement mis en soumission provenant d'autres Etats membres.

### *Efficacité énergétique*

L'objectif est d'augmenter l'efficacité énergétique d'au moins 27% d'ici 2030, de manière contraignante à l'échelle de l'UE. Des objectifs indicatifs nationaux doivent permettre de l'atteindre.

### *Révision de la directive et du règlement sur le marché intérieur de l'électricité*

La révision de la directive sur le marché intérieur de l'électricité<sup>18</sup> vise à renforcer un marché intérieur flexible et axé sur les consommateurs. Pour ce faire, elle définit les rôles et les droits des consommateurs, fixe un cadre tourné vers le marché pour la production propre et l'intégration d'agrégateurs et explique les tâches et les devoirs des gestionnaires de réseau de transport et de distribution. Elle met un terme aux prix de détail réglementés et fixe des incitations efficaces pour l'exploitation et la planification des réseaux. De plus, elle concrétise des dispositions relatives aux services de stockage de la part des gestionnaires de réseau. Une révision du règlement sur le marché intérieur de l'électricité<sup>19</sup> doit également renforcer les mécanismes de marché. Il s'agit notamment d'une responsabilité accrue des groupes-bilan pour tous les acteurs du marché, d'améliorations du négoce à court terme, de réglementations fondées sur le marché pour le redispatching et le réglage ainsi que d'un contrôle des zones de prix axé sur les congestions. De plus, les Etats membres doivent coordonner les mécanismes nationaux visant à garantir l'approvisionnement (mécanismes de capacité) avec les pays voisins et l'Agence de coopération des régulateurs d'énergie (ACER). De tels mécanismes ne doivent pas conduire à des distorsions du marché ou à des entraves aux échanges transfrontaliers. La décision pour ou contre un mécanisme de capacité doit se fonder, dans les Etats membres, sur une évaluation de l'adéquation du système à l'échelle de l'UE, si bien qu'il ne pourrait être mis en application qu'en cas de problèmes avérés de sécurité d'approvisionnement et au regard du contexte européen. La participation de fournisseurs étrangers doit aussi être possible. L'ACER doit approuver la méthodologie utilisée. Des critères environnementaux sont par ailleurs requis. Cinq ans après l'entrée en vigueur du règlement, seules les centrales dont la valeur d'émission est inférieure à 550 grammes de CO<sub>2</sub> par kilowattheure doivent pouvoir participer aux mécanismes de capacité. Les centrales à charbon et, le cas échéant, les anciennes centrales à gaz seraient concernées.<sup>20</sup>

### *Sécurité d'approvisionnement et préparation aux risques*

Le nouveau règlement sur la préparation aux risques<sup>21</sup> doit préparer les Etats membres aux situations de crise dans le secteur de l'électricité. De telles crises ont souvent des répercussions par-delà les frontières. Le règlement prévoit des plans nationaux contraignants de préparation aux risques qui sont mis à jour tous les trois ans sur la base de scénarios régionaux uniformes et comprennent à la fois

<sup>18</sup> <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/FR/COM-2016-864-F2-FR-MAIN-PART-1.PDF>.

<sup>19</sup> [http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9b9d9035-fa9e-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0001.02/DOC\\_1&format=PDF](http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9b9d9035-fa9e-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF).

<sup>20</sup> La commission prévoit en outre la revalorisation des *regional security coordinators* (RSC) au niveau du réseau de transport en *regional operational centers* (centres opérationnels régionaux ou ROC). Les ROC doivent acquérir certaines compétences dans l'exploitation opérationnelle du réseau. Ils doivent en outre pouvoir prendre des mesures en cas de pénuries d'approvisionnement et assumer des tâches de gestion de crise.

<sup>21</sup> <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/FR/COM-2016-862-F1-FR-MAIN-PART-1.PDF>.



une partie nationale et une partie régionale. En plus de ces plans, le REGRT-E doit effectuer des évaluations saisonnières de l'adéquation du système pour toute l'Europe (les pays tiers sont pris en compte de manière explicite) pour pouvoir mieux estimer la probabilité de crises à court terme<sup>22</sup>.

### 3.3 Evolution de la production d'électricité dans l'UE

Pour estimer la future production d'électricité dans l'UE, dans les pays voisins de la Suisse et en Suisse même, il est possible de consulter plusieurs scénarios. Il y a notamment le scénario de référence de l'UE 2016 de la Commission européenne, les visions 2030 du *Plan de développement du réseau sur dix ans* (TYNDP 2016) du REGRT-E et des études nationales. La suite de l'analyse se fonde en premier lieu sur les visions du TYNDP 2016, complétées par des informations provenant des scénarios nationaux des pays voisins. Ces scénarios ont été choisis parce qu'ils comprennent de nombreux chiffres détaillés sur la production, la demande et les échanges d'électricité pour les pays sous revue.

Le TYNDP varie en outre les hypothèses du scénario de référence de l'UE par quatre scénarios d'avenir possibles (visions). Ceux-ci sont (en premier lieu) définis par le degré d'intégration européenne du marché de l'électricité, le développement attendu des énergies renouvelables et le prix du CO<sub>2</sub>.<sup>23</sup>

	Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4
Développement des énergies renouvelables	Faible / en retard	Faible	Important	Important / selon les plans
Intégration du marché UE de l'électricité	Faible	Importante	Faible	Importante
Demande d'électricité	Légère hausse	Baisse	Stagnation	Hausse
Prix du CO <sub>2</sub>	Bas (17€/t)	Bas (17€/t)	Elevé (71€/t)	Elevé (76€/t)
Gaz/charbon	Charbon devant gaz	Charbon devant gaz	Gaz devant charbon	Gaz devant charbon
DSM et applications électriques	Faibles	Moyennes	Moyennes	Importantes

Tableau 1: Visions 2030 du TYNDP 2016, présentées sur la base de Frontier Economics (2017)

Le choix se porte sur les scénarios médians (visions 2 et 3). Comme la vision 2 est proche du niveau actuel du prix du CO<sub>2</sub>, la représentation de la vision 3 peut être considérée comme un scénario alternatif avec un prix du CO<sub>2</sub> élevé.

#### 3.3.1 Tendances dans la production d'électricité

Le parc européen de centrales est en mutation. D'ici 2030, il y aura un fort développement des énergies renouvelables (en particulier l'éolien et le photovoltaïque), en particulier dans les pays voisins. Les capacités éoliennes, solaires et de biomasse enregistrent une hausse significative; les capacités hydrauliques n'augmentent que légèrement, car le potentiel est en grande partie exploité aujourd'hui. Dans l'ensemble, les capacités totales des énergies renouvelables passent de 396 à

<sup>22</sup> Les ROC complètent ces analyses par des évaluations *week-ahead* et *intraday* régulières pour leur région.

<sup>23</sup> S'ajoutent, comme indicateurs déterminants, l'évolution de la demande d'électricité, qui est diversement évaluée dans les deux visions médianes, et la généralisation de la gestion de la demande (*demand side management*, DSM). Pour une présentation détaillée des hypothèses dans les visions, voir ENTSO-E (2015), p. 18.



595 GW (812 GW dans le scénario alternatif). Les capacités hydrauliques passent de 128 à 167 GW (188 GW). Les capacités de centrale traditionnelles diminuent modérément pour toutes les technologies, de 570 GW à l'heure actuelle à 441 GW (453 GW), même si les centrales à charbon sont davantage représentées dans la vision 2 (102 contre 81 GW dans le scénario alternatif). Le scénario alternatif enregistre une hausse significative pour les centrales à gaz (216 contre 163 GW), car elles deviennent nettement plus rentables. Le prix plus élevé du CO<sub>2</sub> entraîne un retour des types de production fossiles dans la courbe de l'offre sur le marché de gros (ordre de mérite), qui contribue à cette évolution de manière déterminante.

Dans la production d'électricité, on assiste à des changements comparables aux capacités (mais le scénario alternatif comprend une demande d'électricité généralement plus importante et un plus grand développement des énergies renouvelables). La production d'électricité à partir des énergies renouvelables passe de 936 à 1347 TWh (1795 TWh). La position de la force hydraulique s'améliore légèrement (387 ou 401 TWh) par rapport aux 362 TWh actuels. On enregistre une baisse considérable de la production de gaz, de 566 à 169 TWh. La production à partir de charbon diminue de 847 à 553 TWh. Dans le scénario alternatif, l'évolution de la production fossile est inverse: il prévoit une production importante à partir de gaz (446 TWh) et une production nettement plus faible à partir de charbon (151 TWh). La production d'énergie nucléaire diminue pour s'établir à 733 TWh (534 TWh), moins qu'aujourd'hui.

La figure 1 montre une répartition précise des capacités et des quantités d'électricité produites. La présentation analogue de la vision alternative se trouve en annexe (figure A-2).

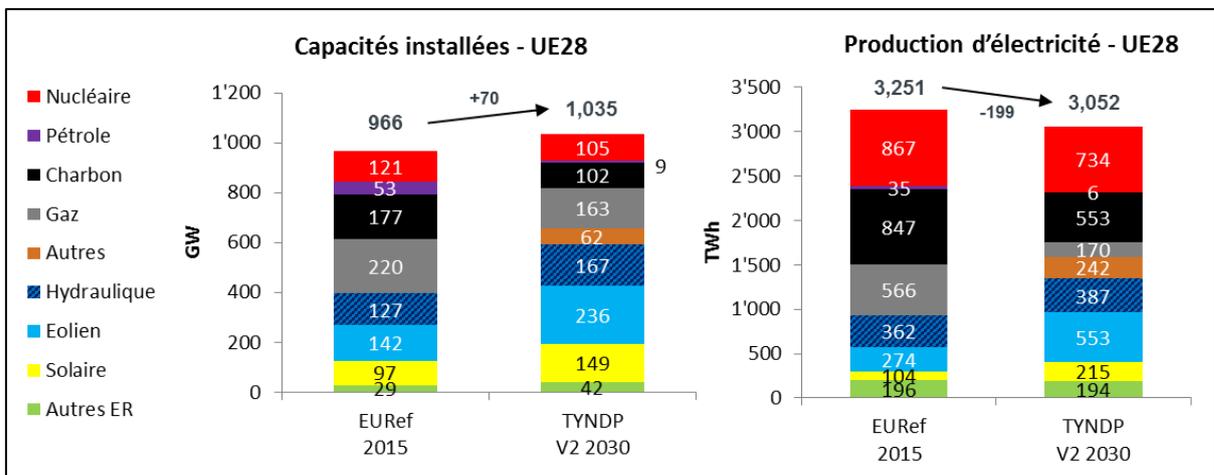


Figure 1: Production d'électricité UE-28, scénario de référence de l'UE, TYNDP Vision 2, source: Frontier Economics (2017)

En complément, le tableau 2 montre les parts relatives dans la production d'électricité au sein de l'UE, conformément à la question concrète du postulat.



	Référence UE Part 2015	Vision 2 TYNDP Part (2030)	Vision alternative Part (2030)
Energie nucléaire	27%	24%	17%
Pétrole	1%	0%	0%
Charbon	26%	18%	5%
Gaz	17%	6%	14%
Autres énergies non renouvelables <sup>24</sup>	N.N.	8%	8%
Force hydraulique	11%	13%	13%
Eolien	8%	18%	25%
Solaire	3%	7%	9%
Autres énergies renouvelables	6%	6%	9%

**Tableau 2: Parts dans la production d'électricité de l'UE en 2015 et 2030, source: Frontier Economics (2017)**

*Estimations détaillées pour les pays voisins de la Suisse*

Les capacités totales pour tous les pays voisins ne changent guère dans la vision 2 par rapport à 2015 (464 GW [2030] contre 467 GW [2015]), contrairement à la composition du parc de centrales.

Allemagne: la part des capacités traditionnelles baisse suite à la sortie complète du nucléaire. De plus, les capacités du charbon reculent du fait de la politique climatique et de l'âge. Cette tendance pourrait se renforcer si le gouvernement fédéral accélérât politiquement l'abandon du charbon (la question est actuellement débattue en Allemagne, mais pas tranchée). Le développement des énergies renouvelables progresse encore, notamment pour les capacités éoliennes.

France: les capacités de production nucléaire diminuent modérément. Les centrales à charbon disparaissent presque complètement du marché. Elles n'ont pas non plus joué de rôle essentiel par le passé en France. En même temps, on assiste à un développement notable des énergies renouvelables, en particulier des capacités éoliennes.

Italie: la puissance installée des centrales à gaz diminue sensiblement à cause de la relation de prix supposée entre le gaz et le charbon, alors que les capacités du charbon restent constantes. En cas de hausse importante du prix de la production électrique à partir de charbon par rapport au gaz naturel – due p. ex. à un renchérissement significatif du prix des certificats de CO<sub>2</sub> dans le SEQUE-UE –, la production à partir de gaz naturel en bénéficierait aux dépens du charbon et la production d'électricité en Italie augmenterait globalement grâce à la disponibilité de capacités des centrales à gaz (c'est le cas dans la vision alternative)<sup>25</sup>. De plus, on assiste à un fort développement des énergies renouvelables, imputable en particulier à une hausse des capacités photovoltaïques installées.

Autriche: les capacités installées des technologies traditionnelles, force hydraulique et gaz naturel, restent largement stables. Les capacités totales augmentent grâce à une hausse des énergies renouvelables, en particulier l'éolien et le photovoltaïque. En Autriche, le charbon ne joue pas de rôle prépondérant (et il n'y a pas de centrale nucléaire).

A relever en particulier, dans la considération globale des pays voisins, le développement de l'éolien en Allemagne, qui passe à 61,2 GW, et la diminution des capacités des centrales à gaz en Italie (à

<sup>24</sup> Définies comme la valeur agrégée pour les CCF non renouvelables, les déchets et les types de production qui ne sont pas clairement définis. Cette catégorie n'apparaît pas dans le scénario de référence de l'UE.

<sup>25</sup> A cet égard, il convient d'observer qu'à l'heure actuelle il est question d'abandonner le charbon en Italie. Cet agent énergétique joue toutefois un rôle mineur dans ce pays.



34,9 GW). Les centrales à charbon et à gaz en Allemagne réduisent aussi leurs capacités de production dans une large mesure.

S'agissant de la production d'électricité, la part des énergies renouvelables augmentera sensiblement dans les pays voisins (de 28 à 41%). La baisse est frappante en Allemagne (de 645,7 à 494,8 TWh) et en France (de 584,2 à 528,1 TWh). En revanche, il y a un développement de 67,3 TWh en Autriche. En Italie, la situation évolue peu (réduction de 22 TWh). Dans l'ensemble, ce scénario table pour 2030 sur un volume d'électricité produite dans les pays voisins de 1357,3 TWh (contre 1578,5 TWh).

La vision alternative (prix de CO<sub>2</sub> élevés) a notamment des incidences différentes en Allemagne et en Italie. En Allemagne, la production électrique des centrales à charbon diminuerait de manière significative et serait compensée par davantage d'énergies renouvelables (surtout l'éolien). En France également, la production d'énergie éolienne augmenterait notablement. La production électrique des centrales à gaz italiennes augmenterait sensiblement (par rapport à la vision 2), de même que la production à partir d'énergies renouvelables. Dans ce cas, l'Italie pourrait devenir un exportateur net d'électricité. Globalement, la production d'électricité dans les pays voisins ne changerait que modérément dans la vision alternative par rapport à 2015, avec une part renouvelable de 58% (à 1,406 TWh). Les capacités de production augmenteraient pour s'établir à 598 GW.

### 3.3.2 Evolution de la demande et intégration du marché

La demande d'électricité et les conditions-cadres précises de l'intégration du marché sont d'autres facteurs importants de l'évolution du marché en Europe et en Suisse.

En plus des effets conjoncturels, la demande d'électricité est influencée de manière déterminante par le développement de l'efficacité énergétique et le couplage des secteurs entre l'électricité et la chaleur/mobilité. Ces facteurs agissent de manière opposée. L'effet produit par le couplage des secteurs va dans le sens contraire d'une faible demande d'électricité due à l'efficacité énergétique. Il n'agit toutefois guère jusqu'en 2030. Le couplage des secteurs sera véritablement efficace à partir de 2040 et conduira à une demande d'électricité significativement plus élevée<sup>26</sup>.

Le développement des interconnexions, l'évolution de la conception européenne du marché et la prise en compte de la Suisse dans le marché européen sont des facteurs centraux de l'intégration de la Suisse au marché. S'agissant des capacités d'interconnexion, qui déterminent la possibilité physique des échanges d'électricité, il faut s'attendre à une hausse de 50 à 60% d'ici 2030 (doublement d'ici 2050)<sup>27</sup>. Quant à la conception européenne du marché, la tendance à la création de marchés de capacité nationaux joue un rôle essentiel. On ignore pour l'heure dans quelle mesure la Commission européenne peut viser une harmonisation en l'espèce. Il existe actuellement différents modèles dans les Etats membres: le marché *energy only* (Autriche, Danemark), la création de réserves stratégiques en dehors du marché *energy only* qui sont notamment disponibles pour les situations de pénurie hivernales et rémunérées en conséquence (Suède, Allemagne, Belgique) ainsi que des marchés de capacité étendus qui rétribuent la réservation de capacités par le biais de mécanismes décentralisés ou centralisés (Grande-Bretagne, France, Italie)<sup>28</sup>. Une nouvelle répartition des zones de prix dans l'UE, en particulier entre le nord et le sud de l'Allemagne, peut revêtir une importance économique pour la Suisse, car les prix seraient plus élevés et moins volatiles dans une zone de prix spécifique (voisine) au sud de l'Allemagne. La conclusion d'un accord sur l'électricité joue un rôle important dans l'optique de la poursuite de l'intégration de la Suisse dans le marché de l'UE<sup>29</sup>.

<sup>26</sup> Cf. Frontier Economics, 2017 p. 38.

<sup>27</sup> Cf. figure A-1 en annexe.

<sup>28</sup> Sur l'état de l'évolution des marchés de capacité européens, cf. figure A-4 en annexe.

<sup>29</sup> Cf. chap. 3.4.2.



### 3.4 Répartition des évolutions pour la Suisse

Sur la base du développement des marchés européens, il est possible de déduire des estimations concernant la sécurité d’approvisionnement et les échanges d’électricité en Suisse.

#### 3.4.1 Incidences sur les échanges d’électricité

Indépendamment des visions, on s’attend à ce que la balance commerciale d’électricité reste relativement équilibrée durant l’année. La figure 2 illustre le modèle des relations en matière d’échanges d’électricité (en TWh) avec les pays voisins jusqu’en 2030 (vision 2 du TYNDP).

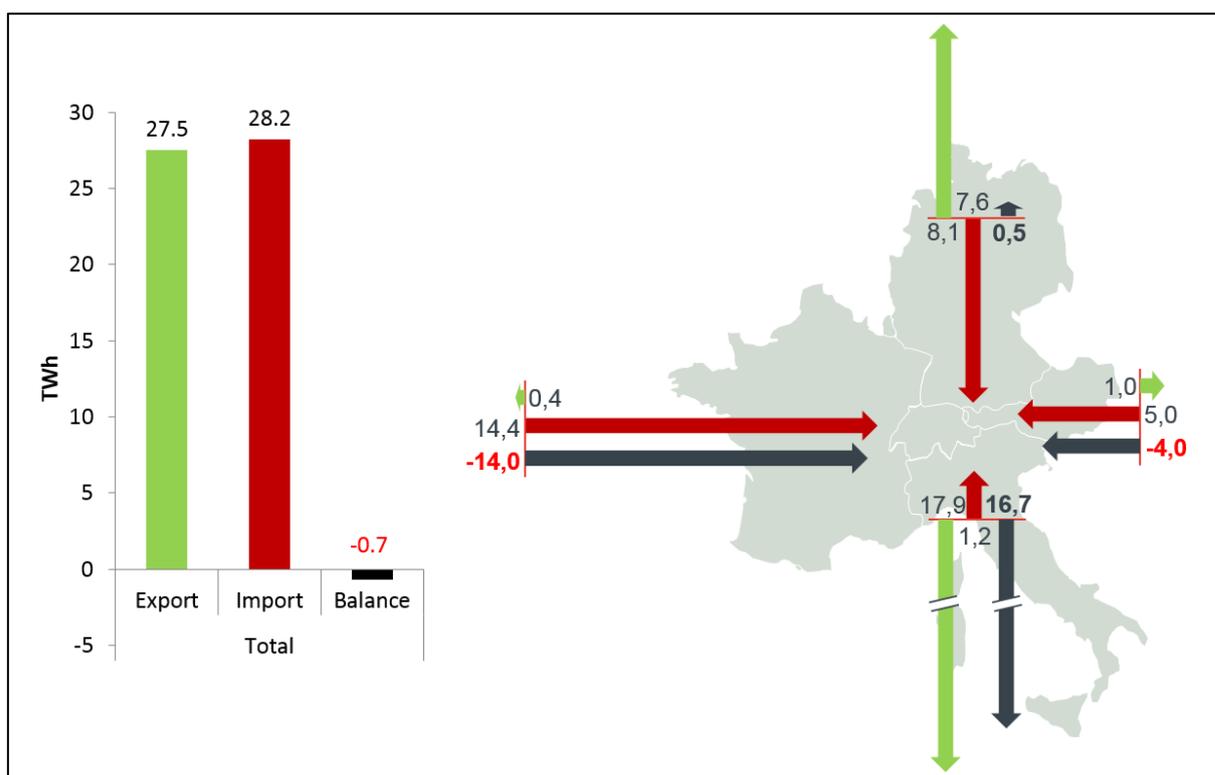


Figure 2: Flux transfrontaliers d’électricité en 2030 (vision 2), source: Frontier Economics (2017), sur la base de TYNDP 2016

Dans ce scénario, la Suisse a un faible déficit à l’exportation de -0,7 TWh. La balance commerciale d’électricité est largement équilibrée avec l’Allemagne et l’Autriche. Il existe un excédent d’importation important avec la France (-14 TWh) et un excédent d’exportation important avec l’Italie (+16,7 TWh). Les importations élevées depuis la France s’expliquent par la part relativement élevée d’énergie nucléaire et une demande nationale d’électricité en légère baisse, ce qui permet aux centrales nucléaires françaises d’exporter davantage de courant. Les exportations d’électricité élevées vers l’Italie découlent du rapport supposé entre le gaz et le charbon. La Suisse reste un pays de transit pour les flux d’électricité d’Europe de l’Ouest en direction de l’Italie.

La vision alternative (prix du CO<sub>2</sub> élevé) révèle un résultat global similaire (cf. figure A-3 en annexe). La différence par rapport à la vision 2 s’explique par l’hypothèse d’un développement plus important des énergies renouvelables, d’une demande plus stable et de prix du CO<sub>2</sub> plus élevés. Ces paramètres exercent une influence positive sur la situation économique des centrales suisses et les



flux commerciaux. Il en découle un léger excédent d'exportation de 1,7 TWh. Il y a un excédent commercial de 5,3 TWh avec l'Allemagne, qui résulte de la sortie du nucléaire et de la modification du rapport entre les prix du gaz et du charbon à l'aune de la part (encore) élevée des capacités du charbon en Allemagne. Le niveau des échanges d'électricité avec l'Allemagne est globalement très élevé, ce qui tient au développement plus important des énergies renouvelables fluctuantes. La balance avec l'Autriche et la France est légèrement négative. Le fort recul de l'excédent d'importation depuis la France par rapport à la vision 2 découle de la plus faible production d'énergie nucléaire française. La balance commerciale avec l'Italie est presque équilibrée. Cela s'explique par la part importante de la production à partir de gaz naturel en Italie et les coûts très avantageux de la production de gaz.

### 3.4.2 Incidences sur la sécurité d'approvisionnement

Ces évolutions dans l' UE se répartissent comme suit au regard de leurs incidences sur la sécurité d'approvisionnement à l'échelle nationale (en particulier aussi en termes d'incitations à l'investissement).

#### *Développement des énergies renouvelables*

Le développement des énergies renouvelables dans les pays voisins de la Suisse révèle des effets ambivalents. D'une part, les recettes réalisées sur les marchés de gros de l'électricité tendent à diminuer dans la mesure où des énergies renouvelables subventionnées s'implantent sur le marché et les prix de gros baissent. D'autre part, il est fort probable que les variations de la production d'électricité à partir de nouvelles énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque) augmentent à moyen et long terme, tout comme le prix du CO<sub>2</sub> – ce qui fait globalement monter le niveau des prix et crée des recettes supplémentaires. De ces évolutions découlent de nouvelles opportunités, notamment pour les centrales à accumulation et à pompage-turbinage, qui peuvent profiter de pics de prix plus fréquents et importants et de plus grandes marges bénéficiaires. Cela renforcerait leur rentabilité et aurait, grâce à l'amélioration des incitations à l'investissement, une influence positive sur la sécurité d'approvisionnement intérieure<sup>30</sup>.

#### *Développement des centrales traditionnelles*

A l'instar du développement des énergies renouvelables, la tendance à l'arrêt de la capacité de centrale traditionnelle à l'étranger doit être jugée ambivalente. Une mise hors service de centrales traditionnelles à la production contrôlable tend à réduire la sécurité d'approvisionnement, car il y a moins de capacités de production disponibles en cas de pénurie. Cette évolution doit être considérée comme négative pour la sécurité d'approvisionnement. Une raréfaction de la capacité disponible augmente par ailleurs les prix de l'électricité dans la région, si bien que les capacités de centrale dans le pays bénéficient de meilleures conditions d'investissement. L'amélioration des incitations à l'investissement doivent être considérées comme positives pour la garantie de l'approvisionnement en électricité sur le plan intérieur.

#### *Estimation compte tenu des pays voisins*

Si l'on considère en outre l'évolution de l'économie électrique dans les pays voisins, on ne doit pas s'attendre à une pénurie de capacité critique en Suisse à court ou moyen terme. En Autriche, aucune mise hors service n'est escomptée dans une ampleur critique. Les mises hors service prévisibles en Allemagne concernent la réduction des surcapacités dans le parc de centrales. Il n'y aurait une pénurie substantielle que si les acteurs politiques accéléraient l'abandon de la production d'électricité à partir de charbon. La France et l'Italie présentent déjà à court terme un bilan de capacité

<sup>30</sup> L'ampleur de la hausse des fluctuations de prix sur le marché suisse de l'électricité peut dépendre d'autres facteurs – outre la vitesse de développement des énergies renouvelables –, à l'instar d'une possible répartition des zones de prix en Allemagne.



relativement faible dans la production d'électricité. Les deux pays ont néanmoins décidé de gérer administrativement le bilan de capacité en introduisant des marchés de capacité étendus et de prévenir ainsi des situations de pénurie par un pilotage centralisé. D'après l'expertise de Frontier Economics (2017), il semble peu vraisemblable que des situations de pénurie surviennent simultanément dans tous les pays voisins<sup>31</sup>. L'Italie, la France et l'Allemagne ont des parcs de centrales, des caractéristiques de la demande et des conditions météorologiques trop disparates pour cela. De plus, la Suisse disposera de capacités de production suffisantes d'ici 2030 pour pouvoir garantir l'approvisionnement en électricité à partir de sources indigènes en cas de pénuries simultanées à l'étranger. Par conséquent, les risques généraux sont considérés comme modérés pour la sécurité d'approvisionnement. Les décideurs politiques pourraient fixer de meilleures incitations à l'investissement pour renforcer les capacités nationales par le biais de mesures supplémentaires<sup>32</sup>.

En résumé, la sécurité d'approvisionnement de la Suisse ne semble pas compromise par l'évolution de la production d'électricité dans l'UE sur la base des scénarios du TYNDP jusqu'en 2030, aussi parce qu'il y a un développement considérable des interconnexions (et donc du raccordement physique à l'étranger).

#### *Poursuite de l'intégration dans le marché par un accord sur l'électricité*

Une amélioration de l'intégration au marché européen par un accord sur l'électricité aurait pour effet que l'accès aux marchés européens de l'électricité disposerait d'un cadre juridique. L'accès à la capacité de secours étrangère serait en outre amélioré en cas de pénurie. Un autre avantage au regard de la sécurité d'approvisionnement serait une meilleure acquisition des services-système par-delà les frontières. La Suisse pourrait surtout participer au *market coupling*. Deux effets sont à relever: d'une part, la concurrence à l'importation, par exemple, augmente avec le *market coupling*, de manière analogue au développement des interconnexions. D'autre part, il est possible de recourir dans une large mesure à des offres plus avantageuses, ce qui est positif d'un point de vue économique. Un accord sur l'électricité faciliterait par ailleurs l'accès des prestataires suisses aux marchés de capacité nationaux dans les pays concernés de l'UE. Ces marchés garantissent des capacités de centrale. Cela profite à la Suisse sous la forme d'une sécurité d'approvisionnement importée<sup>33</sup>.

Sur la base des résultats actuels de l'analyse de l'adéquation du système, publiée le 27 octobre 2017, la sécurité d'approvisionnement peut être considérée comme garantie en Suisse jusqu'en 2035.

### **3.4.3 Evolution des prix**

Du fait de la fonction de plaque tournante entre les pays du nord et l'Italie, les prix de gros de l'électricité en Suisse se situaient jusqu'à présent toujours entre les prix de gros de ces pays. D'après l'analyse des scénarios d'avenir du secteur européen de l'électricité, ce sera aussi le cas à l'avenir. Cette situation découle des différences structurelles de prix escomptées entre les pays voisins de la Suisse ainsi que de la nécessité d'équilibrer l'injection fluctuante en hausse d'énergies renouvelables à l'échelle européenne et internationale. La position relative des prix de gros suisses par rapport aux pays voisins ne changera donc pas.

De plus, le développement des capacités d'interconnexion renforce la position de plaque tournante de l'électricité. Les prix de gros suisses devraient donc rester en moyenne supérieurs à ceux de

<sup>31</sup> Cf. Frontier Economics, 2017, p. 48 s.

<sup>32</sup> A noter dans ce contexte les analyses de l'OFEN sur d'éventuelles adaptations de la conception du marché, cf. section 2.3.

<sup>33</sup> En cas d'importants objectifs de capacité à l'étranger, les centrales étrangères pourraient toutefois éjecter les centrales indigènes du marché à moyen terme. La sécurité d'approvisionnement serait alors davantage importée de l'étranger, comme pour le développement des interconnexions. Ce dernier effet serait corrigé si les centrales suisses pouvaient enchérir avec succès sur les marchés de capacité étrangers, ce qui engendrait des revenus supplémentaires pour les exploitants.



l'Allemagne et de l'Autriche et inférieurs à ceux de l'Italie. Dans certains cas, le sens des flux d'électricité peut toutefois s'inverser structurellement. Cela peut par exemple arriver en cas de développement important des énergies renouvelables en Italie et de plus grands potentiels de bénéfice pour les centrales à gaz par rapport aux centrales à charbon. Dans ces conditions, l'Italie pourrait devenir un exportateur d'électricité vers l'Allemagne. Mais dans un tel scénario, seul le sens des flux d'électricité changerait, et non la position en tant que pays de transit important.

Il y aurait un autre effet structurel: la fourchette dans laquelle se situent les prix de gros de l'électricité en Suisse et dans les pays voisins devrait se resserrer. Cela signifie que les prix moyens de l'électricité des pays voisins se rapprocheraient. Cette estimation se justifie notamment par les capacités d'interconnexion croissantes<sup>34</sup>. Une participation à un *market coupling* tendrait aussi à renforcer cette tendance.

S'agissant de la volatilité des prix de l'électricité, une tendance claire à de plus grandes fluctuations se dessine. Cela tient notamment à la hausse de la production d'électricité fluctuante à partir d'énergies renouvelables. Les échanges d'électricité augmenteront en conséquence et les prix nationaux fluctueront davantage.

Pour déterminer les prix sur le plan intérieur, il importe de savoir si la libéralisation du marché sera complète pour les composantes des prix de l'électricité. Celle-ci entraînera une plus grande diversité des prix et de l'offre pour les ménages et les clients commerciaux<sup>35</sup>. Les petites et moyennes entreprises, qui ne peuvent jusqu'ici pas choisir librement leur fournisseur, devraient notamment en bénéficier grâce à la dynamique de la concurrence<sup>36</sup>. De plus, une telle libéralisation devrait légèrement renforcer la compétitivité de l'industrie dans l'ensemble puisque l'accès à une production étrangère meilleur marché sera amélioré et que les PME pourront participer au marché libre<sup>37</sup>. Elle peut influencer le refinancement de certaines capacités de centrale suisses à un moment défavorable de l'évolution des prix si elle est liée à d'importants mouvements de changement. Mais on n'a pas encore assisté à d'importants changements immédiats dans le segment des petits clients dans les processus de libéralisation de l'UE. Les marges devraient toutefois être sous pression. De plus, on peut s'attendre à une forte hausse des prix de l'électricité à moyen terme, d'une part en raison de la réduction des surcapacités sur le marché, d'autre part du fait que le prix du CO<sub>2</sub> ne peut pas durablement rester bas si l'UE veut atteindre ses objectifs climatiques ambitieux<sup>38</sup>.

Outre le développement des prix de l'énergie, l'évolution des taxes et des rémunérations pour l'utilisation du réseau joue aussi un rôle dans l'évaluation de la compétitivité. La situation est différente en Suisse puisqu'en comparaison internationale les rémunérations pour l'utilisation du réseau y sont plutôt élevées<sup>39</sup> alors que les taxes y sont relativement basses. Les rémunérations visent à introduire des incitations (financières) efficaces. S'agissant de la réglementation, une autre valeur déterminante réside dans le développement du CMPC et l'évolution concrète de l'extension du réseau, sans oublier l'évolution future de la charge fiscale, un domaine où il importe, en termes de compétitivité, que la Suisse garde sa position avantageuse.

---

<sup>34</sup> Une division de la zone de prix allemande, une hausse de l'attractivité économique des centrales à gaz italiennes et une harmonisation transnationale des parts d'énergies renouvelables entraîneraient un resserrement de la fourchette de prix entre les pays concernés et la Suisse.

<sup>35</sup> Les tarifs de gros sont aujourd'hui déjà largement soumis à la concurrence et l'offre de l'approvisionnement de base disparaîtra en cas de libéralisation complète du marché.

<sup>36</sup> Pour les petits clients qui restent volontairement dans l'approvisionnement de base, les prix dépendent pour l'essentiel d'un supplément pour un approvisionnement sûr et de la composition du courant dans cette offre, en plus de la dynamique de la concurrence.

<sup>37</sup> Cf. Ecoplan (2013).

<sup>38</sup> Tous les pronostics actuels prévoient une augmentation de prix. Par ailleurs, l'UE a l'intention de réduire les certificats dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission de l'UE (SEQE-UE), cf. chap. 3.2.2.

<sup>39</sup> Cf. OFEN (2013), p. 34.



## 4 Réglementation particulière pour les entreprises grandes consommatrices d'électricité dans les Etats membres de l'UE

### 4.1 Formes et aspects de l'aide d'Etat

Les prix de l'électricité sont un facteur essentiel pour la compétitivité de l'industrie grande consommatrice d'électricité, qui est exposée à la concurrence internationale et ne peut pas répercuter la hausse des coûts sur les prix – ou en partie seulement. Une part élevée des coûts de l'énergie peut considérablement restreindre la rentabilité et la compétitivité. Afin d'alléger les charges pour l'industrie à forte intensité d'énergie et de renforcer sa compétitivité internationale, des dérogations visent différentes composantes des prix de l'électricité.

- Rémunérations pour l'utilisation du réseau: rabais sur les rémunérations usuelles pour l'utilisation du réseau ou structuration favorable à l'industrie. Des réductions peuvent aussi découler de négociations bilatérales entre les gros clients et le gestionnaire de réseau.
- Taxes/prélèvements et impôts: dérogations au refinancement des énergies renouvelables subventionnées ou des CCF, taux d'imposition réduits ou exceptions fiscales.
- Prix d'acquisition de l'électricité: prix d'achat de l'électricité avantageux; notamment une compensation des coûts indirects du CO<sub>2</sub> pour les gros clients à forte intensité d'énergie.

Pour éviter les distorsions de concurrence découlant de telles réglementations particulières, les Etats membres de l'UE doivent, dans le cadre des régimes d'aide, informer la Commission européenne avant l'octroi des aides. La commission n'approuve des aides d'Etat que si elles servent l'intérêt général et la société ou l'économie dans son ensemble. Les dérogations accordées à l'industrie grande consommatrice d'électricité concernent les différentes composantes du prix de l'électricité et doivent être vérifiées à l'aune des règles sur les aides d'Etat: pour les prix d'acquisition de l'électricité, une compensation est possible pour les coûts élevés qui peuvent résulter des effets indirects des prix du CO<sub>2</sub> sur le prix de l'électricité. Ceux-ci concernent les coûts indirects découlant du SEQE-UE ou des taxes nationales sur le CO<sub>2</sub><sup>40</sup>. On observe des rémunérations réduites pour l'utilisation du réseau pour des entreprises grandes consommatrices d'électricité dans certains pays à forte intensité d'énergie. Il n'existe aucune législation spécifique de l'UE pour contrôler les règles correspondantes sur les aides d'Etat. S'agissant des taxes, prélèvements et impôts, des taux d'imposition réduits<sup>41</sup>, des taxes ou des prélèvements réduits pour les sources d'énergie renouvelables<sup>42</sup> ou des taxes ou prélèvements réduits pour les CCF<sup>43</sup> sont envisageables.

Trois critères principaux sont appliqués dans le cadre d'un tel contrôle:

- (i) l'allègement sert un objectif paneuropéen (directement ou indirectement),
- (ii) il ne fausse pas la concurrence (de manière disproportionnée) et
- (iii) il est lui-même proportionné.

Si ces critères sont remplis, une aide d'Etat est jugée admissible. Pour les cas examinés jusqu'ici, une procédure mérite d'être mentionnée dans l'optique de la comparaison ci-après entre les pays, une procédure contre l'Allemagne pour des rémunérations réduites pour l'utilisation du réseau accordées à

<sup>40</sup> Régulé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013 dans les lignes directrices concernant certaines aides d'Etat dans le contexte du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre après 2012 et les lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie, § 179-180.

<sup>41</sup> P. ex. des taxes sur l'électricité, voir la directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, JO L 283 du 31.10.2003, p. 51, art. 17 et annexe I.

<sup>42</sup> Cf. lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie, § 181 à 192.

<sup>43</sup> Cf. lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie, § 139-140, 150-151.



de gros consommateurs. Une étude des réductions accordées depuis 2011 est en cours depuis 2013. L'avis préliminaire de la commission est que la réglementation particulière procure un avantage sélectif aux bénéficiaires par rapport aux autres Etats membres et nuit ainsi à la concurrence européenne<sup>44</sup>. L'analyse se poursuit pour déterminer si l'allégement sert un objectif d'intérêt général et justifie ainsi des incidences qui entravent la concurrence<sup>45</sup>. En Allemagne, le système des rémunérations réduites pour l'utilisation du réseau a été adapté par la suite.

## 4.2 Analyse de certains pays

Ci-après, six pays sont présentés pour donner un aperçu de la pratique en vigueur. Le choix s'est porté sur les quatre grands pays voisins, les Pays-Bas et la Grande-Bretagne.

### 4.2.1 Allemagne

L'Allemagne compte parmi les pays aux taxes et impôts les plus élevés. Nombre de consommateurs finaux (ménages / clients commerciaux) paient 75 à 80% de leur prix de l'électricité pour les rémunérations pour l'utilisation du réseau, les taxes et les prélèvements. Le prélèvement EEG (loi sur les énergies renouvelables) pour financer les énergies renouvelables représente la plus grande part des prélèvements induits par l'Etat pour un montant de 22,9 milliards d'euros (2016).

Rémunérations pour l'utilisation du réseau: l'industrie grande consommatrice d'électricité peut réduire considérablement les rémunérations pour l'utilisation du réseau à certaines conditions. Pour les grands clients industriels justifiant d'une consommation minimale de 10 GWh/an, les rémunérations peuvent être réduites jusqu'à un taux minimal de 10% de la rémunération publiée pour l'utilisation du réseau, un taux qui s'applique dès 8000 heures d'utilisation par an. En cas d'utilisation atypique du réseau, lorsque les consommateurs finaux décalent la charge de pointe aux heures creuses, des réductions peuvent être demandées individuellement à concurrence de 20% de la rémunération publiée pour l'utilisation du réseau, car ils contribuent au délestage du réseau.

Les pertes de recettes pour les gestionnaires de réseau, de l'ordre de 1,2 milliard d'euros, sont financées par le prélèvement visé au §19 Stromnetzentgeltverordnung (ordonnance sur la rémunération du réseau d'électricité) et supportées par tous les autres consommateurs. En cas de consommation supérieure à 1 GWh, ce prélèvement est réduit pour les entreprises du secteur manufacturier. Le taux réduit est de 0,05 ct/kWh, ou 0,025 ct/kWh si les coûts de l'électricité représentent plus de 4% du chiffre d'affaires. Le taux normal est de 0,378 ct/kWh (2016).

Impôts: la taxe sur l'électricité est un impôt sur la consommation avec un taux normal de 2,05 ct/kWh. Les entreprises à forte intensité d'énergie qui utilisent l'électricité pour certains processus et procédés (p. ex. électrolyse, fabrication de verre, ciment ou production et traitement du métal) peuvent obtenir une réduction jusqu'à 100%. Les entreprises du secteur manufacturier peuvent bénéficier d'une réduction jusqu'à 90%. La perte de revenus s'élève à près de 3,6 milliards d'euros<sup>46</sup>.

Taxes et prélèvements: le taux normal du prélèvement EEG (2016) de 6,354 ct/kWh peut (en fonction du cas de figure des entreprises grandes consommatrices d'électricité) être réduit, à partir d'un volume de consommation annuel de 1 GWh jusqu'à 15 ou 20% et, en cas de coûts d'électricité importants, jusqu'à un taux minimal fixé à 0,05 ct/kWh (pour la production et le traitement d'aluminium,

<sup>44</sup> Cf. ouverture de la procédure par la Commission européenne, [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-13-191\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-191_en.htm).

<sup>45</sup> Pour l'état d'avancement de cette procédure (SA.34045) consulter le site [http://ec.europa.eu/competition/elo-jade/isef/case\\_details.cfm?proc\\_code=3\\_SA\\_34045](http://ec.europa.eu/competition/elo-jade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_34045).

<sup>46</sup> De plus, les gestionnaires de réseau doivent payer des redevances de concession considérablement réduites en cas de livraison à des bénéficiaires parmi les gros clients (0,11 ct/kWh pour la fourniture de clients à contrats spéciaux avec une consommation supérieure à 30 MWh/a). Les clients à contrats spéciaux, pour lesquels le prix d'achat (y c. tous les impôts et rémunérations pour l'utilisation du réseau) est inférieur à une valeur seuil (2016: 13,27 ct/kWh), sont intégralement exemptés de la redevance de concession.



de plomb, de zinc, d'étain et de cuivre) ou 0,1 ct/kWh<sup>47</sup>. Les dérogations s'appliquent aux entreprises à forte intensité d'énergie dont la consommation d'électricité représente au moins 14 ou 20% des coûts au cours de l'exercice précédent en plus de la valeur seuil pour la consommation (1 GWh). A partir d'une consommation de 5 GWh, les entreprises doivent en outre justifier d'un système certifié de gestion de l'énergie et de l'environnement.

Quant au prélèvement KWKG visant à financer le couplage chaleur-force (CCF), il y a une réduction du taux normal de 0,445 à 0,03 ct/kWh pour les entreprises grandes consommatrices d'électricité pour la part au-delà de 1 GWh.

De plus, il existe des réductions, de 0,04 à 0,025 ct/kWh, du taux normal pour le prélèvement offshore, qui comprend des indemnités pour les gestionnaires de réseau en cas de défaillance ou de raccordement différé d'éoliennes offshore, à partir d'une consommation de 1 GWh. Les coûts des exceptions sont aussi répercutés sur les autres consommateurs finaux.

Prix d'acquisition de l'électricité: en juillet 2013, la Commission européenne a approuvé une aide d'Etat aux secteurs industriels à forte intensité d'énergie dont les coûts indirects découlant des quotas d'émission SEQUE-UE font craindre un risque considérable de délocalisation de la production à l'étranger (fuite de carbone ou *Carbon Leakage*)<sup>48</sup>. Les intensités d'aide correspondent à l'intensité d'aide maximale admissible. De 2013 à 2015, l'aide s'élevait au plus à 85% des coûts éligibles, à 80% de 2016 à 2018 et à 75% en 2019 et 2020.

## 4.2.2 Autriche

L'Autriche se distingue par le faible nombre de prélèvements et de taxes induits par l'Etat, ce qui apparaît dans les dérogations limitées accordées à l'industrie grande consommatrice d'électricité.

Impôts: la seule dérogation concerne la taxe sur l'électricité (redevance sur l'énergie) avec un taux normal de 1,5 ct/kWh. Elle est (en partie) remboursée aux entreprises à forte intensité d'énergie dont l'activité principale est la fabrication de biens économiques matériels. C'est le cas dès que les exigences minimales nationales dépassent 0,5% de la valeur nette de la production et satisfont aux niveaux minima de taxation de 0,05 ct/kWh selon la directive de l'UE sur la taxation de l'énergie<sup>49</sup>. L'exonération fiscale s'effectue par remboursement des taxes payées au préalable suite à la présentation d'une demande avec effet rétroactif de cinq ans, pour autant que les conditions de remboursement soient réunies.

## 4.2.3 France

En France, diverses dérogations sont prévues. Elles portent notamment sur des rémunérations réduites pour l'utilisation du réseau et (en partie) des exonérations fiscales. De plus, il existe un tarif réglementé de la compagnie d'électricité EdF pour les autres fournisseurs (introduit en raison de la position dominante du groupe) et un contrat à long terme d'EdF avec 27 entreprises grandes consommatrices d'électricité à un prix garanti de 42 euros/MWh à l'heure actuelle.

Rémunérations pour l'utilisation du réseau: par des dérogations, l'industrie grande consommatrice d'électricité bénéficie, en fonction de sa consommation, d'une réduction de 45 à 90% des rémunérations pour l'utilisation du réseau si elle se caractérise par une consommation prévisible et stable ou une consommation anticyclique. D'autres utilisateurs du réseau sont par conséquent davantage imposés. Des tarifs réduits s'appliquent aux profils de consommation constants (plus de

<sup>47</sup> Les allègements ne peuvent pas représenter plus de 0,5 à 4% de la valeur ajoutée brute (différenciée selon l'intensité des coûts de l'électricité).

<sup>48</sup> Cf. [http://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/248967/248967\\_1482144\\_86\\_2.pdf](http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/248967/248967_1482144_86_2.pdf).

<sup>49</sup> La valeur la plus élevée est recouvrée et la rémunération la plus faible versée (déduction faite d'un montant de 400 euros).



10 GWh/a, utilisation annuelle supérieure à 7000 heures), aux clients anticycliques (consommation de plus de 20 GWh/a, au moins 44% d'utilisation aux heures creuses) et aux gros clients (consommation de plus de 500 GWh/a, 40 à 44% d'utilisation aux heures creuses). Les taux réduits ne sont accordés qu'aux grands ou très grands consommateurs d'électricité. Pour cette dernière catégorie, la consommation annuelle doit être d'au moins 50 GWh. De plus, des valeurs seuil en matière de pertinence des coûts s'appliquent à ces deux catégories: des consommations de 2,5 kWh ou 6 kWh sont exigées pour chaque euro de valeur créée. Les réductions atteignent respectivement 45 à 60% et 80 à 90%<sup>50</sup>.

Impôts: la taxe sur l'électricité, qui finance les coûts de la promotion des énergies renouvelables et l'approvisionnement en électricité des territoires d'outre-mer non raccordés au réseau, a un taux normal de 2,25 ct/kWh. Elle se réduit à 0,2 ct/kWh pour les consommateurs à forte intensité d'énergie dont la consommation dépasse 3 kWh par euro de valeur créée, voire 0,1 ct/kWh si ces entreprises sont en outre exposées à un risque important de fuite de carbone (procédés de métallurgie et d'électrolyse). Pour les très grands consommateurs (dit hyper électro-intensifs), le taux d'imposition est réduit à 0,05 ct/kWh<sup>51</sup>.

Les consommateurs disposant d'un raccordement d'au moins 250 kVA peuvent obtenir une exonération totale du taux normal de l'impôt communal à la consommation (0 à 0,9 ct/kWh) et de l'impôt départemental (0,1 à 0,32 ct/kWh). Cette exonération concerne près de 40% de la quantité d'électricité (près de 180 TWh/an).

#### 4.2.4 Italie

En Italie, il existe beaucoup de taxes et d'impôts induits par l'Etat, en plus du prix d'acquisition de l'électricité comparativement élevé, qui représentent une part toujours plus importante de la facture d'électricité. Le prélèvement visant à soutenir les sources d'énergie renouvelables a notamment augmenté de manière significative depuis 2011 et s'élevait à 13,8 milliards d'euros en 2015. Le système très complexe est condensé dès janvier 2018 en un système tarifaire simplifié qui se compose pour l'essentiel de deux prélèvements, l'un pour promouvoir les énergies renouvelables et les CCF, l'autre qui regroupe tous les autres prélèvements existants. Pour les entreprises grandes consommatrices d'électricité, il subsistera une seule exonération du prélèvement pour les énergies renouvelables et les CCF. Le prélèvement pour soutenir les utilisateurs à forte intensité d'énergie est payé par tous les autres consommateurs finaux (689 millions d'euros en 2015).

La réglementation particulière a été approuvée par la Commission européenne en mai 2017. L'approbation est assortie de deux conditions: les réductions sont limitées à 85% au plus pour le prélèvement visant à financer la promotion des énergies renouvelables et les CCF et ne s'appliquent qu'aux entreprises grandes consommatrices d'électricité qui sont actives dans des secteurs relevant du commerce international. Il n'existe pas de dérogations explicites pour les tarifs des réseaux.

Impôts: le taux normal de la taxe sur l'électricité de 1,25 ct/kWh pour les 200 premiers MWh/mois est réduit à 0,75 ct/kWh en cas de consommation inférieure à 1,2 GWh/mois (pour la consommation au-delà de 200 MWh). A cela s'ajoute une taxe mensuelle fixe de 4820 euros à partir d'une consommation supérieure à 1,2 GWh/mois. Cet échelonnement permet aux entreprises grandes consommatrices d'électricité de payer au moins 35% de moins après les 200 premiers MWh.

Taxes et prélèvements: l'actuel système de prélèvement comprend neuf catégories: (1) promotion des énergies renouvelables et CCF, (2) financement du démantèlement des centrales nucléaires, (3)

<sup>50</sup> En France, un prix de capacité est en outre payé. Il s'élève à 0,14 ct/kWh pour les ménages. Les consommateurs finaux qui garantissent une interruptibilité aux heures de pointe sont exemptés de l'obligation de le payer. En général, il s'agit de consommateurs à forte intensité d'énergie.

<sup>51</sup> Sur la classification de la très grande consommation, voir la section «Rémunérations pour l'utilisation du réseau».



financement du bonus social sur l'énergie, (4) financement de la recherche dans l'industrie électrique, (5) financement du soutien à la société nationale des chemins de fer, (6) financement du soutien aux utilisateurs à forte intensité d'énergie, (7) financement des déséquilibres du système, (8) financement pour garantir la continuité de l'approvisionnement, (9) soutien des petites entreprises d'approvisionnement en énergie.

Les prélèvements 1 à 6 ont la même structure, avec un montant annuel fixe par compteur et un montant variable (en ct/kWh). Les clients avec une consommation plus élevée paient de plus faibles tarifs variables, échelonnés par blocs de consommation, jusqu'à exonération totale à partir d'une consommation de plus de 12 GWh. Les consommateurs disposant d'un raccordement au réseau à haute ou très haute tension paient le tarif par défaut sur les composantes variables si leur consommation est inférieure à 4 GWh par mois. Pour une consommation entre 4 et 12 GWh, ils obtiennent une réduction de 50% sur les composants variables. Le taux variable s'élève à 4,787 ct/kWh (uniquement) pour le prélèvement (1) destiné aux énergies renouvelables et CCF.

De plus, les entreprises grandes consommatrices d'électricité 1 à 6 (avec un raccordement au-delà du niveau de basse tension) bénéficient d'une déduction spéciale en pourcentage sur les prélèvements, jusqu'à 60% si les coûts de l'électricité représentent au moins 15% du chiffre d'affaires. L'échelonnement commence avec une part de 2% des coûts de l'électricité sur le chiffre d'affaires et une consommation annuelle de plus de 2,4 GWh. Les entreprises à forte intensité d'énergie sont en outre complètement exonérées du prélèvement visant à garantir la continuité de l'approvisionnement (prélèvement 8)<sup>52</sup>.

## 4.2.5 Pays-Bas

Aux Pays-Bas, le prix de l'électricité se compose, en plus du prix d'achat et de la rémunération pour l'utilisation du réseau, de la taxe sur l'électricité et d'un prélèvement pour les énergies renouvelables. Cette structure simple s'explique par le fait que les impôts généraux sont comparativement élevés et que la politique énergétique mise sur des accords volontaires en matière d'efficacité énergétique. Les prix d'acquisition de l'électricité sont comparativement élevés, car ils dépendent fortement du prix du gaz en raison du parc de centrales. En revanche, les rémunérations pour l'utilisation du réseau sont comparativement avantageuses. Elles se composent de deux éléments: un *Systeemdiensentarief*, qui se calcule d'après la consommation en kWh pour les raccordements au réseau à haute tension, et un *Transporttarief*, qui se calcule à l'aune des charges fournies (en kW).

Rémunérations pour l'utilisation du réseau: le *Systeemdiensentarief* n'a pas d'exception, mais constitue une plus faible participation aux coûts. Le *Transporttarief* est réduit lorsque le profil du consommateur d'électricité diminue la charge du gestionnaire de réseau. C'est le cas s'il consomme plus de 50 GWh par an et le fait pendant 65% des 2920 heures en dehors de la période de pointe. Si ces conditions sont remplies, une réduction jusqu'à 90% du *Transporttarief* est possible.

Impôts: la taxe sur l'électricité commence assez haut dans la plus faible catégorie de consommation et diminue clairement en cas de consommation plus importante. La distinction entre utilisation privée et commerciale ne se fait qu'à partir d'une consommation annuelle de plus de 10 000 MWh: en 2016, le taux d'imposition était de 0,107 ct/kWh pour les consommateurs non commerciaux et de 0,053 ct/kWh pour les consommateurs commerciaux.

Taxes et prélèvements: le prélèvement pour les énergies renouvelables est actuellement de 0,0131 ct/kWh pour les clients dont la consommation annuelle est supérieure à 10 000 MWh (échelonné, comme la taxe sur l'électricité, au profit d'une consommation plus importante). Les clients

<sup>52</sup> Les prélèvements 7 à 9 sont échelonnés selon le niveau de tension, les consommateurs raccordés aux niveaux de tension supérieurs paient des tarifs variables moins élevés.



industriels grands consommateurs d'électricité peuvent obtenir une réduction s'ils se mettent d'accord avec le gouvernement sur un plan d'efficacité énergétique. La réduction porte sur le prélèvement pour les énergies renouvelables et la taxe sur l'électricité. En cas de consommation de plus de 10 000 MWh, le montant total supérieur au niveau minimum de taxation européen de 0,05 ct/kWh est remboursé. Pour les entreprises à forte intensité d'énergie, une exonération totale est possible (sans contrepartie) si elles utilisent l'électricité à des fins de réduction chimique, d'électrolyse ou de processus métallurgiques.

Prix d'acquisition de l'électricité: en octobre 2013, la Commission européenne a donné l'autorisation aux Pays-Bas de mettre en place une aide de l'Etat qui, de manière analogue à la réglementation allemande, réduit les coûts indirects du CO<sub>2</sub> pour les secteurs grands consommateurs d'électricité.

#### 4.2.6 Grande-Bretagne

En Grande-Bretagne, il n'y a pas de taxes pour la promotion des énergies renouvelables, car les fournisseurs d'électricité sont tenus de remplir certains quotas d'énergies renouvelables ou d'acheter des certificats (*renewable obligation certificates*). Ils répercutent ces coûts sur le prix de l'électricité. Il existe plusieurs mesures compensatoires pour l'industrie à forte intensité d'énergie afin de faire baisser ces charges. Elles concernent en particulier les coûts d'achat accrus qui découlent du SEQUE-UE et du *carbon floor price* et les coûts des *renewable obligations* (ainsi que la rétribution de l'injection fixe supplémentaire pour les petites installations). Le *carbon price floor* est une particularité du marché britannique qui fixe un prix minimum pour les émissions de CO<sub>2</sub>, car le prix SEQUE-UE actuel est jugé insuffisant pour réduire les émissions de carbone de l'économie britannique. Il est actuellement de 18 livres/t CO<sub>2</sub>. S'agissant des rémunérations pour l'utilisation du réseau, il n'existe aucune dérogation pour les industries à forte intensité d'énergie. Les utilisateurs du réseau peuvent néanmoins faire baisser les rémunérations dans le réseau de transport en décalant la charge aux heures creuses.

En avril 2016, le gouvernement britannique a achevé une consultation dans le but d'introduire des réglementations particulières en lieu et place des paiements compensatoires. Elles entraînent une réduction de la facture d'électricité pour les entreprises à forte intensité d'énergie à hauteur de 2,127 livres/kWh en 2017/18 et de 2,627 livres/kWh en 2020/21.

Coûts (indirects) des *renewable obligations*: l'industrie grande consommatrice d'électricité reçoit des paiements compensatoires jusqu'à concurrence de 85% des coûts (indirects) par le biais des *renewable obligations* dans le cadre de la promotion des énergies renouvelables. Dès janvier 2018, les entreprises bénéficiaires sont directement exonérées. Tous les autres consommateurs supportent ces coûts.

Taxe sur le changement climatique (*climate change levy*): la taxe sur le changement climatique, avec un taux normal de 0,642 ct/kWh, n'est payée que par les utilisateurs finaux industriels et le secteur public. Pour l'industrie grande consommatrice d'électricité, il existe des dérogations jusqu'à 90% du montant de la taxe si un *climate change agreement* (CCA) est conclu avec les autorités environnementales britanniques. Les CCA sont des accords volontaires de l'industrie britannique visant à réduire la consommation d'énergie et les émissions de dioxyde de carbone.

Prix d'acquisition de l'électricité: les industries à forte intensité d'énergie obtiennent des paiements compensatoires jusqu'à concurrence de 80% pour compenser les coûts indirects du *carbon price floor*. Ces mesures ont été approuvées fin 2015 par la Commission européenne<sup>53</sup>.

<sup>53</sup> Cf. [http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case\\_details.cfm?proc\\_code=3\\_SA\\_35449](http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_35449).



## 4.3 Evaluation comparative

### 4.3.1 Contexte en Suisse

Le prix suisse de l'électricité se compose du prix de l'énergie, de la rémunération pour l'utilisation du réseau, du supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension (supplément perçu sur le réseau) et d'autres taxes. En comparaison internationale, les faibles impôts et taxes sont bien visibles. En Suisse, les taxes ne représentent en moyenne que 12% du prix de l'électricité (supplément perçu sur le réseau 8% et autres taxes 4%)<sup>54</sup>. Les prix d'acquisition de l'électricité sont marqués par la concurrence pour les grands clients industriels. Les rémunérations pour l'utilisation du réseau sont déterminées en fonction des coûts qui résultent du niveau de réseau et du profil de consommation. D'après les renseignements de l'EICOM, des tarifs individualisés sont possibles pour les grands clients au-delà du niveau de basse tension pour autant qu'ils soient orientés en fonction des coûts.

Taxes et prélèvements: le supplément perçu sur le réseau est actuellement de 1,5 ct./kWh et passera à 2,3 ct./kWh avec l'entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018 de la loi sur l'énergie entièrement révisée<sup>55</sup>. Sur demande, les entreprises grandes consommatrices d'électricité peuvent se le faire rembourser. Le remboursement est partiel pour les coûts d'électricité représentant 5% de la création de valeur brute, intégral à partir de 10%. Il est effectué à partir d'un montant de 20 000 francs par an. En contrepartie, les entreprises concluent pour dix ans une convention d'objectifs avec la Confédération dans le but d'améliorer l'efficacité énergétique.

En Suisse, il n'existe pas de taxe sur le CO<sub>2</sub> ni de compensation des coûts indirects du CO<sub>2</sub> sur le prix d'acquisition de l'électricité.

### 4.3.2 Comparaison internationale

La Suisse compte, avec l'Autriche, la Grande-Bretagne et dans une large mesure les Pays-Bas, parmi les pays qui aident le moins l'industrie grande consommatrice d'électricité par des dérogations. On trouve des dérogations nettement plus vastes, surtout s'agissant des rémunérations pour l'utilisation du réseau, en Allemagne et en France. L'Italie a aussi des régimes spéciaux étendus. L'Allemagne et l'Italie font en même temps partie des pays de l'UE dont les taxes induites par l'Etat sont les plus élevées (c.-à-d. prélèvements, taxes et impôts).

De manière générale, une certaine tendance à des dérogations plus transparentes pour l'industrie à forte intensité d'énergie semble se dessiner. L'exemple de l'Italie montre qu'il y a alors moins de réglementations. A l'inverse, la France enregistre une hausse des réglementations spéciales. A noter en particulier, à l'échelle européenne, les aides à la compensation des coûts indirects du CO<sub>2</sub> (en cas de risque de fuite de carbone), qui sont possibles et réglementées par des taux maximaux.<sup>56</sup>

La présentation à la section 4.2 révèle par ailleurs que les dérogations diffèrent considérablement d'un pays à l'autre. Elles ne sont donc pas facilement comparables. Partant, les incidences possibles sur la compétitivité en Suisse dépendent de détails conceptuels:

- Définition des entreprises grandes consommatrices d'électricité: les définitions et valeurs seuil diffèrent en partie considérablement. Elles dépendent notamment de la consommation d'électricité, des coûts, de l'intensité des échanges, des processus particulièrement gourmands en énergie, etc.

<sup>54</sup> Les redevances hydrauliques ne sont pas incluses.

<sup>55</sup> Cf. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/50167.pdf>.

<sup>56</sup> Cf. les réglementations présentées à la section 4.3.1 pour l'Allemagne et les Pays-Bas (ainsi que la réglementation largement analogue sur le *carbon price floor* en Grande-Bretagne).



- Niveau initial: les allègements accordés diffèrent considérablement. Plus le niveau initial est élevé, plus la réduction est généralement importante (levier politique des dérogations).
- Point de départ des allègements: les allègements peuvent porter sur différentes composantes du prix de l'électricité. Dans certains pays, des entreprises efficaces sur le plan énergétique sont aussi récompensées par des prélèvements ou impôts réduits.

Le tableau suivant montre les différences des valeurs seuil pour la seule consommation d'électricité.<sup>57</sup>

Pays	Rémunérations pour l'utilisation du réseau	Taxes, prélèvements, impôts
Allemagne	>10 GWh/a	>1 GWh/a tarifs réduits pour les prélèvements EEG, KWKG et offshore pour la consommation au-delà de 1 GWh/a
France	Tarifs échelonnés selon le profil et la définition de consommation <u>Profil:</u> >10 GWh/a profil constant >20 GWh/a profil anticyclique >500 GWh/a gros consommateur <u>Définition de la consommation:</u> >50 GWh/a très grande consommation	
Italie		Prélèvements: >48 GWh/a et <144 GWh/a exonération de 50% >144 GWh/a exonération de 100% Taxe sur l'électricité: >2,4 GWh/a taxe réduite pour la consommation au-delà de 2,4 GWh/a
Pays-Bas	>10 GWh/a plus faible catégorie de tarifs	>10 GWh/a plus faible catégorie de tarifs
Grande-Bretagne, Autriche et Suisse	Aucune dérogation en fonction de la consommation	

**Tableau 3: Valeurs seuil pour la réglementation particulière de la consommation d'électricité, source: Frontier Economics (2017)**

L'étude mandatée par l'OFEN ne dispose pas d'informations suffisantes pour une comparaison quantitative des coûts totaux des entreprises grandes consommatrices d'électricité. Les données nécessaires en l'espèce ne sont pas accessibles au public. Des études existantes se fondent sur diverses hypothèses et proposent une image floue (p. ex. des classements par pays de pertinence variable)<sup>58</sup>. On ne peut donc pas évaluer de manière définitive la place de l'industrie suisse à forte intensité d'énergie en comparaison internationale<sup>59</sup> – d'autant plus au vu de l'importance d'une comparaison du coût total d'une entreprise par rapport à ses concurrents étrangers directs dans le segment de marché concret.

D'après Frontier Economics (2017), il n'y a pas de distorsion systématique de concurrence en Suisse par rapport aux Etats membres de l'UE sous revue, en raison aussi de la faible charge fiscale induite par l'Etat<sup>60</sup>. Au regard des différents contextes nationaux (notamment des faibles charges étatiques en

<sup>57</sup> Pour nombre de ces privilèges, d'autres valeurs seuil doivent être atteintes s'agissant d'autres dimensions (p. ex. les coûts de l'électricité en fonction de la création de valeur brute), faute de quoi les entreprises n'obtiennent pas d'allègement. Les valeurs de consommation en Italie sont définies par mois et converties ici en valeurs annuelles.

<sup>58</sup> Ecofys parvient p. ex. à différents classements nationaux en fonction des possibilités d'exemption. Cf. Ecofys (2016), p. 96 s.

<sup>59</sup> Des comparaisons sous l'angle des grands consommateurs d'électricité semblent indiquer que les gros clients à forte intensité d'énergie en Suisse ont des coûts totaux qui se situent en haut du spectre de l'UE – à peu près comparables à l'Allemagne et l'Italie, plus avantageux que la Grande-Bretagne et nettement plus élevés que les Pays-Bas, l'Autriche et la France. Cf. GGS (2016) et, dans une version actualisée: <http://www.stromkunden.ch/aktuell/vergleich-industriestrompreis>.

<sup>60</sup> Cf. Frontier Economics (2017), p. 84 s.



Suisse), une analyse qualitative ciblée fait ressortir les rémunérations réduites en parties accordées pour l'utilisation du réseau, car il n'y en a pas en Suisse. Ce type de réglementation particulière reflète une approche de politique industrielle avec d'importantes réductions telles qu'on en trouve en Allemagne et en France. A relever que seule une utilisation atypique du réseau bénéficie d'un allègement aux Pays-Bas. En Autriche ainsi qu'en Grande-Bretagne et en Italie dans une large mesure, il n'y a pas de réductions explicites sur la rémunération pour l'utilisation du réseau. Comme en Suisse, des accords individuels y sont envisageables pour les clients qui n'entrent pas dans une catégorie tarifaire générale.

Les réglementations spéciales visant les rémunérations pour l'utilisation du réseau doivent faire l'objet d'une évaluation critique au niveau réglementaire (et sous l'angle de l'économie de réseau). Pour les rémunérations réduites de manière significative qui n'entraînent pas un délestage notable du réseau, le risque existe qu'elles puissent être qualifiées d'aides d'Etat. De plus, l'Agence fédérale allemande des réseaux, par exemple, critique les actuelles dérogations accordées à l'utilisation à forte intensité d'énergie d'un point de vue économique<sup>61</sup>. Dans le contexte du tournant énergétique, avec une part volatile croissante dans la production d'électricité renouvelable, la réduction des rémunérations pour l'utilisation du réseau n'est plus opportune en cas d'utilisation intensive – c.-à-d. une importante baisse uniforme. Au contraire, seul un profil de charge flexible contribue à délester le réseau, à savoir une utilisation atypique. Seuls devraient être avantagés les consommateurs finaux (conformément au principe de causalité) qui ont effectivement une influence déterminante sur la charge de pointe et la charge en période creuse du gestionnaire de réseau concerné. Un profil de charge flexible devrait donc être une condition préalable à une demande d'allègement.

En Suisse, une telle utilisation atypique du réseau peut être prise en compte dans la tarification conformément aux coûts. Les adaptations de la LApEI dans le cadre des travaux de révision en cours doivent plus largement favoriser une flexibilité des producteurs et des charges servant le réseau et le système (car de nouveaux modèles d'activité et donc de nouvelles flexibilités en découlent et permettent de réduire considérablement les coûts d'extension du réseau)<sup>62</sup>. Les industries grandes consommatrices d'électricité notamment peuvent bénéficier d'une telle incitation si elles se présentent aux gestionnaires de réseau comme des fournisseurs de flexibilité, par exemple en réduisant leur charge à des moments de congestion et en obtenant une rétribution en contrepartie. De plus, elles peuvent davantage se présenter sur le marché des services-système en tant que fournisseurs d'énergie de réglage envers Swissgrid en cas de volatilité de production croissante. Pour le développement d'un marché de flexibilité, la garantie d'un comportement non discriminatoire de la part du gestionnaire de réseau est importante, c.-à-d. aucun avantage accordé aux propres flexibilités, ainsi que des incitations marquées à l'efficacité pour les coûts du réseau, dans l'idéal par le biais d'incitations financières équilibrées pour les coûts totaux sur lesquels le gestionnaire de réseau a une influence<sup>63</sup>.

## 5 Conclusions

La sécurité d'approvisionnement et la compétitivité de la Suisse ne sont pas compromises par l'évolution de l'économie électrique dans l'UE d'ici 2030. Un accord avec l'UE sur l'électricité renforcerait l'accès à la production étrangère et, ainsi, la sécurité d'approvisionnement. Publiée par l'OFEN le 27 octobre 2017, une analyse de l'adéquation du système qui tient largement compte de l'environnement européen évalue la situation jusqu'en 2035 et ne révèle aucun risque pour la sécurité

---

<sup>61</sup> Cf. BNetzA (2015), p. 75 ss.

<sup>62</sup> Des mesures de promotion de la flexibilité sont aussi spécialement discutées en Allemagne.

<sup>63</sup> D'autres mesures de réduction des coûts de réseau en cas de consommation atypique, qui vont au-delà d'une approche orientée en fonction des coûts, entraînent un transfert de coûts à d'autres utilisateurs du réseau, ce qui serait à envisager dans une réflexion explicite de politique industrielle.



d'approvisionnement. Les lacunes actuelles en termes de réglementation (du réseau) seront notamment traitées lors de la révision de la LApEI.

A noter en particulier, dans la comparaison internationale des dérogations accordées à l'industrie grande consommatrice d'électricité, les taxes étatiques (en partie nettement) plus élevées en Europe qui entraînent davantage de réglementations particulières. Par ailleurs, les réductions en partie étendues accordées pour les rémunérations pour l'utilisation du réseau peuvent aussi revêtir de l'importance. Il convient de souligner que les rémunérations réduites pour l'utilisation du réseau (notamment dans un monde où la production est toujours plus décentralisée) se justifient surtout par une rétribution – orientée en fonction des coûts – des comportements servant le réseau et/ou le système. S'agissant d'une utilisation atypique du réseau (c.-à-d. en cas de consommation décalée qui intervient dans une large mesure aux heures creuses), il s'avère en Suisse qu'elle peut se retrouver dans la tarification, quoique sans subventions croisées d'autres clients du réseau. Pour ce qui est de cette question spéciale de la tarification, il y a lieu de tenir compte des mesures envisagées dans le cadre de la révision de la LApEI pour réglementer les flexibilités, dont les industries grandes consommatrices d'électricité pourraient aussi profiter par le biais des rémunérations pour l'utilisation du réseau.



## 6 Sources

**Office fédéral de l'énergie OFEN (2013)**, Sécurité d'approvisionnement et développement de la concurrence sous la LAPeI et l'OApEI, Rapport de l'Office fédéral de l'énergie au Conseil fédéral, Berne.

**Office fédéral de l'énergie OFEN (2017)**, Statistique suisse de l'électricité 2016, Berne.

**Office fédéral de l'énergie OFEN (2016)**, Etat des lieux du marché de l'électricité après 2020 – Rapport succinct relatif aux mesures supplémentaires concernant les centrales existantes et les énergies renouvelables, Berne.

**Bundesnetzagentur (2015)**, Bericht Netzentgeltssystematik Elektrizität, Bonn.

**Ecoplan (2013)**, Strommarktliberalisierung zweiter Marktöffnungsschritt, Analysen zu den Auswirkungen eines zweiten Marktöffnungsschrittes, Arbeitspapier zuhanden des BFE, Bern.

**Ecofys Netherlands (2016)**: Prices and Cost of EU Energy, Study for DG ENER, Utrecht.

**Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom (2016 a)**, Versorgungssicherheit Winter 2015/16, Bericht der EICom, Bern.

**Commission fédérale de l'électricité EICom (2016 b)**, Rapport sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse 2016, Berne.

**Commission fédérale de l'électricité EICom (2017 a)**, Rapport d'activité de l'EICom 2016, Berne.

**Commission fédérale de l'électricité EICom (2017 b)**, Rapport sur la qualité de l'approvisionnement en électricité en 2016, Berne.

**European Network of Transmission System Operators for Electricity ENTSO-E (2015)**, Ten-Year Network Development 2016, Scenario Development Report, Brussels.

**European Network of Transmission System Operators for Electricity ENTSO-E (2016)**, Ten-Year Network Development 2016, Executive Report, Brussels.

**European Commission (2016)**, European Commission publishes latest energy, transport and emission projections in EU Reference Scenario 2016, Commission proposes new rules for consumer centred clean energy transition, Brussels.

**European Commission, DG ENER, Unit A4, (2017) ENERGY STATISTICS**, Energy datasheets: EU-28 countries, Brussels.

**Frontier Economics (2017)**, Stromwirtschaftliche Entwicklungen in der Europäischen Union und Ausnahmeregelungen für stromintensive Industrien, Studie für das Bundesamt für Energie, Köln.

**Forschungsstelle Energienetz ETH Zürich / Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung an der Universität Basel, (2017)**, Modellierung der System Adequacy im Bereich Strom, Bericht für das Bundesamt für Energie (Forschungsprogramm Netze), Zürich / Basel.

**Gruppe Grosser Stromverbraucher (2016)**: Was erwarten grosse Endverbraucher von der Stromwirtschaft, Vortrag von Walter Müller auf der BET Challenge, Olten, 7. September 2016 bzw. <http://www.stromkunden.ch/aktuell/vergleich-industriestrompreis>

**Mercados, Ref-E, Indra (2015)**, Study on Tariff Design for Distribution Systems, Study for DG ENER, Madrid.

**Pentalaterales Energy Forum, PLEF (2015)**, Generation Adequacy Assessment 6. April 2016

**Swissgrid (2016)**, Rapport hiver 2015/2016, Maîtrise de la situation tendue au niveau énergétique et du réseau, Laufenburg.



## Annexe: graphiques complémentaires pour le chapitre 3.3

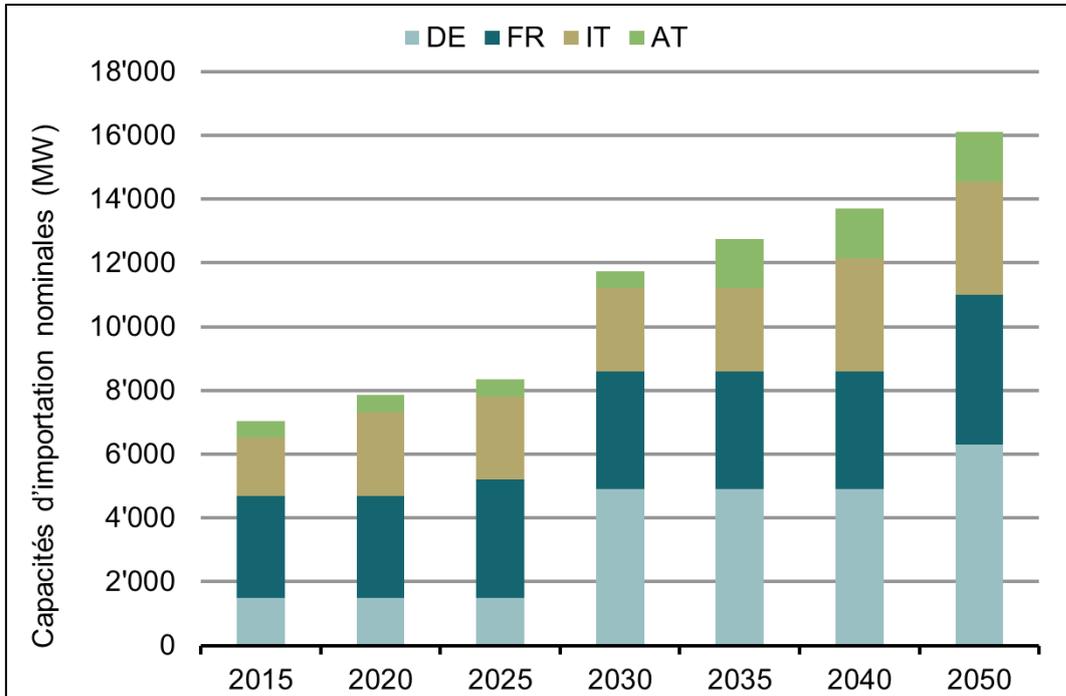


Figure A-1: Evolution des capacités d'interconnexion de la Suisse jusqu'en 2050 (capacités d'importation), source: Frontier Economics (2017)

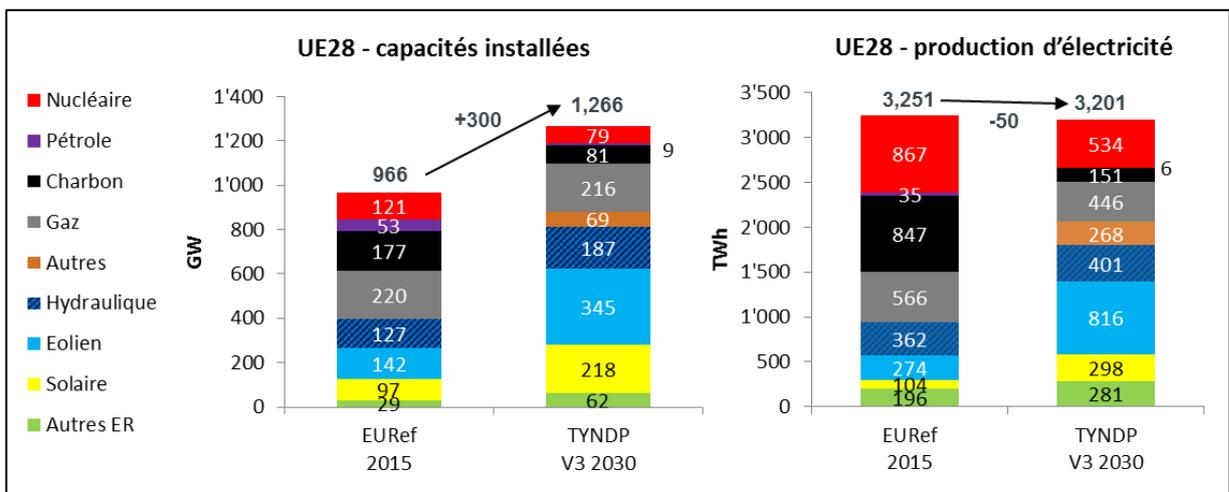


Figure A-2: Production d'électricité UE-28, vision alternative 3, source: Frontier Economics (2017)

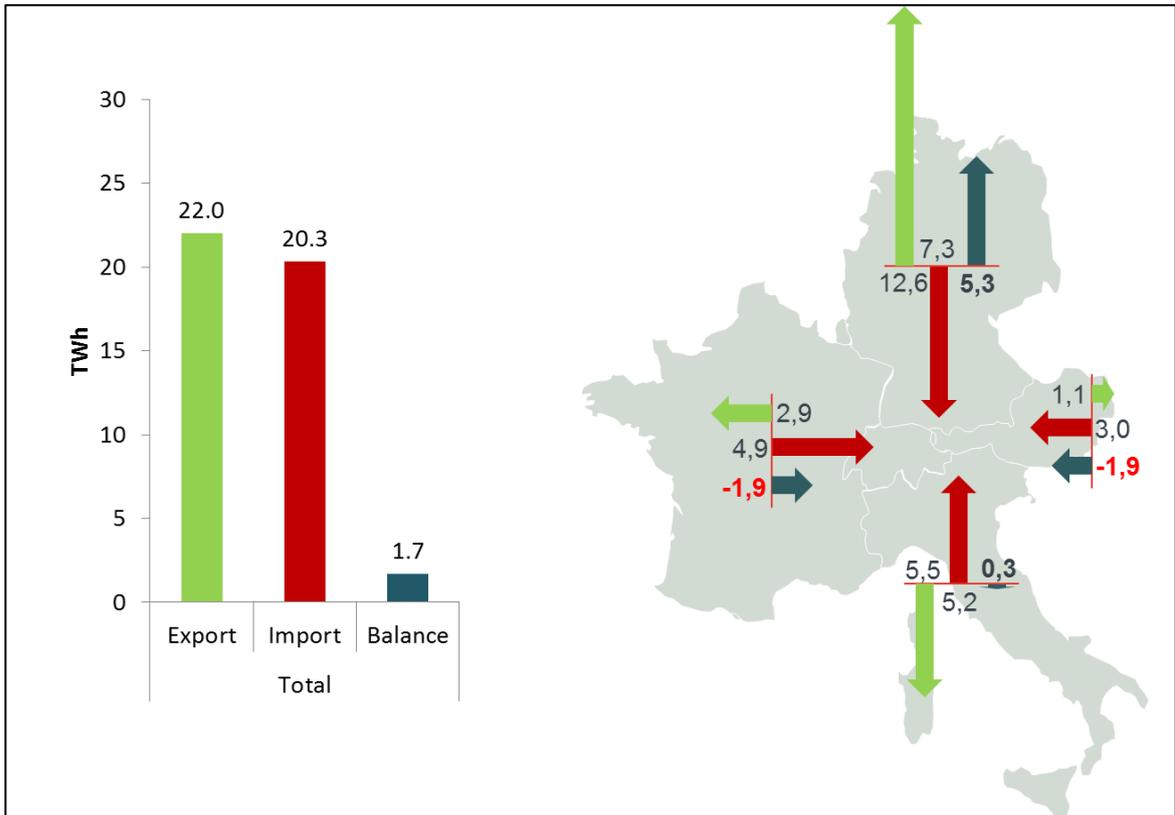


Figure A-3: Flux transfrontaliers d'électricité en 2030 (vision alternative 3), source: Frontier Economics (2030) sur la base du TYNDP 2016

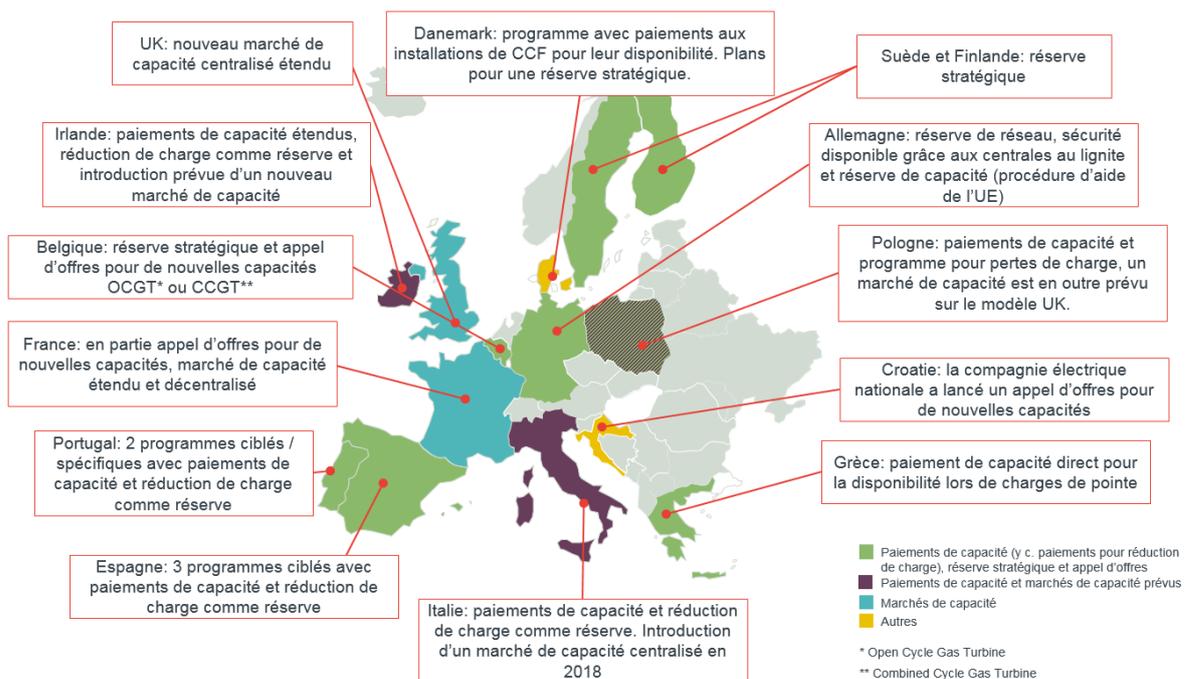


Figure A-4: Tableau récapitulatif sur l'état des marchés de capacité européens («conception du marché»), source: Frontier Economics (2017)