



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

12 octobre 2016

---

# **Incidences fiscales liées au soutien des énergies renouvelables. Optimisation**

Rapport du Conseil fédéral donnant suite au postulat 11.3561 Bourgeois du 15 juin 2011

---



# Table des matières

<b>Index des tableaux .....</b>	<b>1</b>
<b>Condensé .....</b>	<b>2</b>
<b>1. Introduction.....</b>	<b>4</b>
1.1. <i>Etat des lieux.....</i>	4
1.2. <i>Procédure suivie pour donner suite au postulat.....</i>	4
1.3. <i>Objet du rapport .....</i>	4
1.4. <i>Le contenu en résumé.....</i>	5
<b>2. Les flux financiers de la RPC .....</b>	<b>6</b>
<b>3. Rentabilité et durée d'amortissement des installations RPC .....</b>	<b>9</b>
3.1. <i>IRR et durée d'amortissement des installations photovoltaïques RPC .....</i>	11
3.2. <i>IRR et durée d'amortissement des petites centrales hydrauliques RPC .....</i>	13
3.3. <i>IRR et durée d'amortissement des installations à biomasse RPC.....</i>	14
3.4. <i>IRR et durée d'amortissement des installations éoliennes RPC.....</i>	16
<b>4. Effets de la TVA .....</b>	<b>18</b>
4.1. <i>TVA sur la rétribution du courant injecté .....</i>	18
4.2. <i>Conséquences d'une défiscalisation de la RPC .....</i>	19
4.2.1. <i>Exclusion du champ de l'impôt.....</i>	19
4.2.2. <i>Exonération de l'impôt.....</i>	19
<b>5. Conséquences financières pour les impôts sur le revenu et sur les bénéfices.....</b>	<b>21</b>
5.1. <i>Principes d'imposition de la RPC dans la fortune privée .....</i>	21
5.2. <i>Principes d'imposition de la RPC dans la fortune commerciale.....</i>	21
5.3. <i>Conséquences de l'imposition de la RPC pour les impôts sur le revenu et sur les bénéfices ..</i>	22
5.4. <i>Conséquences d'une exonération de la RPC des impôts sur le revenu et sur les bénéfices ...</i>	22
<b>6. Conclusions .....</b>	<b>24</b>
<b>7. Bibliographie.....</b>	<b>25</b>



## Index des tableaux

Tableau 1: Flux financiers de la RPC 2013 – 2015 .....	7
Tableau 2: Rentabilité effective et durée d’amortissement des installations photovoltaïques .....	12
Tableau 3: Rentabilité effective et durée d’amortissement des petites centrales hydrauliques .....	14
Tableau 4: Rentabilité effective et durée d’amortissement des installations à biomasse .....	15
Tableau 5: Rentabilité effective et durée d’amortissement des éoliennes .....	17



## Condensé

Le présent rapport donne suite au postulat 11.3561 «Incidences fiscales liées au soutien des énergies renouvelables. Optimisation» déposé par le conseiller national Jacques Bourgeois. Il analyse les flux financiers et les incidences fiscales en lien avec la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC). Il présente en outre les chiffres de rentabilité et les durées d'amortissement effectifs pour une sélection de projets RPC.

Ces trois dernières années, plus de deux tiers des aides sont revenues à des personnes morales de droit privé, des personnes physiques et des organisations de droit public se partageant le reste. Le taux de rétribution moyen, toutes technologies confondues, est resté plus ou moins stable depuis 2013, à quelque 20,5 ct./kWh.

Le calcul de **rentabilité** d'installations RPC choisies se fonde sur la méthode du taux de rentabilité interne (IRR). Une enquête a permis de collecter certaines données spécifiques aux installations dans le but de déterminer ce taux. Le choix s'est porté sur trois installations RPC caractéristiques pour chaque technologie. Les résultats montrent un grand écart entre les rendements, entre -1,2% et 8,3%. Certaines installations sont plus rentables que les installations de référence, d'autres présentent des rendements plus faibles. Les durées d'amortissement varient aussi considérablement, entre 11 et 40 ans. L'échantillon ne révèle aucun signe de gains ou de pertes systématiquement excessifs. Sa pertinence est néanmoins limitée, car il ne comprend que trois exemples; il est difficile d'établir des généralités au regard de la grande diversité des installations.

La **taxe sur la valeur ajoutée** est un impôt sur la consommation. Seule la consommation à la fin de la chaîne de production devrait être grevée de l'impôt. Tant que chaque maillon d'une chaîne de production est assujéti à l'impôt, que son chiffre d'affaires est imposé et que les prestations préalables (dépenses) peuvent être dégrévées (c.-à-d. qu'elles sont déductibles de l'impôt préalable), il ne résulte aucune incidence fiscale dans la chaîne de production. Il n'y a une incidence que pour le consommateur final ou les entreprises qui ne sont pas habilitées à la déduction (intégrale) de l'impôt préalable.

Les *producteurs assujettis à la TVA* peuvent déduire tous leurs impôts préalables sur les frais d'acquisition et d'exploitation de l'installation. En même temps, ils doivent s'acquitter de la TVA sur la RPC, qui est toutefois remboursée par le fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau (fonds). La TVA perçue sur la RPC est alors restituée au fonds, qui est soumis à l'impôt, par l'Administration fédérale des contributions (AFC) à titre d'impôt préalable. A l'heure actuelle, l'imposition de la RPC est donc fiscalement neutre pour les producteurs assujettis à la TVA et pour le fonds.

Les *producteurs non assujettis à la TVA* ne peuvent pas faire valoir de déduction de l'impôt préalable sur les frais d'acquisition et d'exploitation en cas d'investissement. Ils perçoivent néanmoins la RPC, TVA comprise, sans devoir s'acquitter de cette dernière. Pour eux, la RPC compense ainsi l'incidence fiscale liée aux investissements. Au final, les producteurs assujettis et les producteurs non assujettis à la TVA perçoivent la même somme. La TVA facturée aux producteurs non assujettis est supportée par le fonds (taxe occulte). En supposant que la construction et l'exploitation de l'installation sont assurées par des tiers assujettis (c.-à-d. aucune prestation propre du producteur non assujéti), un producteur non assujéti n'est pas avantagé par rapport à un producteur assujéti.



En passant à des rémunérations nettes (dégrèvement de la TVA), il n'y aurait pour le fonds qu'un potentiel d'économies négligeable à hauteur de la taxe occulte qui résulte pour les producteurs non assujettis à la TVA, soit près de quatre millions de francs en 2014. Ces économies devraient être comparées aux frais administratifs d'un passage à la TVA. C'est la raison pour laquelle il est en principe conseillé de ne pas modifier la pratique actuelle, et donc les bases légales en vigueur.

Selon le droit actuel, la rétribution du courant injecté est considérée comme un revenu. L'incidence sur les **impôts sur le revenu et sur les bénéfices** pour la Confédération, les cantons et les communes a été estimée entre 35 et 55 millions de francs en 2014. Exonérer complètement la RPC de la TVA dégrèverait le supplément perçu sur le réseau de 0,1 ct./kWh tout au plus. Mais les pouvoirs publics seraient confrontés à une diminution des recettes fiscales. La non-imposition de la RPC violerait par ailleurs les principes fiscaux en vigueur. Il n'y a donc pas lieu de recommander un allègement fiscal pour les revenus RPC.



# 1. Introduction

## 1.1. Etat des lieux

Le postulat 11.3561 «Incidences fiscales liées au soutien des énergies renouvelables. Optimisation», déposé par le conseiller national Jacques Bourgeois, charge le Conseil fédéral d'établir un rapport qui analyse les kilowattheures soutenus et les incidences fiscales en lien avec la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC). Le rapport donnant suite au postulat doit notamment décrire la situation actuelle afin d'exploiter le potentiel de la production d'électricité renouvelable de telle sorte que le prix du kilowattheure permette de maintenir les règles du marché et que les subventions puissent déployer pleinement leur effet.

Le postulat vise en particulier les quatre points suivants:

1. une analyse des flux financiers et de leur efficacité en terme de production d'électricité liés au soutien actuel des énergies renouvelables avec différenciation au niveau des bénéficiaires: personnes physiques et personnes morales;
2. la durée d'amortissement, intérêts compris, des projets retenus au sein du système de la rétribution du courant à prix coûtant (RPC) par rapport aux tarifs de rétribution;
3. dans le cadre également de la RPC, les recettes perçues, par le biais de la TVA, sur la majoration du prix de l'électricité et les recettes découlant de l'impôt sur le revenu perçu auprès des bénéficiaires du soutien;
4. les effets d'une défiscalisation des soutiens octroyés sur le prix du kilowattheure, sur les recettes de l'Etat et sur la promotion des énergies renouvelables.

Le postulat a été déposé le 15 juin 2011 et adopté par le Conseil national le 30 septembre 2011.

## 1.2. Procédure suivie pour donner suite au postulat

Une analyse des données provenant des rapports annuels de la Fondation RPC et de la base de données RPC a permis de répondre à la première question du postulat. Quant à la seconde relative à la rentabilité des installations RPC, nous avons réalisé des évaluations à partir d'une sélection d'exemples concrets d'installations. Il s'agit de trois installations, pour chaque technologie sous revue (petite hydraulique, biomasse, énergie éolienne, énergie photovoltaïque), qui sont représentatives pour la RPC. Enfin, nous avons abordé avec l'Administration fédérale des contributions les troisième et quatrième questions sur la quantification et les incidences d'une défiscalisation.

## 1.3. Objet du rapport

Le présent rapport a pour objet le système d'encouragement de la RPC. Il n'analyse pas les autres mesures d'encouragement financées par le biais du supplément perçu sur le réseau (appels d'offres publics, rétribution unique, redevance pour la protection des eaux, garanties pour la géothermie).



Nous avons considéré les technologies suivantes pour la première moitié du rapport: biomasse, petite hydraulique, énergie photovoltaïque, énergie éolienne. La géothermie ne fait pas partie intégrante de l'analyse, car aucune installation n'a été réalisée jusqu'ici.

Le présent rapport tient compte des résultats jusqu'à la fin du premier semestre 2016. Comme la consultation parlementaire n'est pas encore terminée, le rapport laisse de côté le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, même si la conception de l'encouragement, nettement plus proche du marché (primes d'injection axées sur les coûts, commercialisation directe, contributions à l'investissement, rétributions uniques), entraînera une utilisation plus efficace des aides.

#### **1.4. Le contenu en résumé**

Le postulat pose quatre questions auxquelles le rapport répond comme suit: après une introduction (section 1), il analyse les flux financiers de la RPC et l'efficacité des aides pour les années 2013 à 2015 (section 2). La section 3 montre le rendement et la durée d'amortissement effectifs d'installations RPC choisies; elle traite à chaque fois trois installations par technologie. Les effets de la TVA, à l'instar de l'incidence d'une défiscalisation sur la rétribution du courant injecté, sont discutés à la section 4. Le rapport révèle enfin les effets des impôts sur le revenu et les bénéfices sur la RPC (section 5) avant de conclure à la section 6.



## 2. Les flux financiers de la RPC

La section 2 analyse l'efficacité des flux financiers utilisés pour financer la RPC. Ce faisant, elle distingue si le bénéficiaire est une personne physique, une personne morale de droit privé ou une organisation de droit public.

En 2013, le supplément perçu sur le réseau s'est élevé à 0,35 ct./kWh<sup>1</sup>, ce qui a permis des recettes de l'ordre de 255 millions de francs. Il est passé à 0,5 ct./kWh<sup>1</sup> en 2014 (recettes de 334 millions de francs) avant d'être relevé à 1 ct./kWh<sup>1</sup> en 2015. Les rétributions globales et la production d'énergie ont toutefois augmenté de près de 50% pendant ces trois ans (de 284 à 419 millions de francs et de 1389 à 2018 GWh).

L'efficacité des aides, exprimée ici en ct./kWh<sup>2</sup>, a légèrement diminué au fil des années. La rétribution moyenne a augmenté pour passer de 20,5 ct./kWh en 2013 à 20,7 ct./kWh en 2015, ce qui s'explique notamment par une hausse de la part du photovoltaïque dans la production globale. Malgré la réduction massive des coûts de cette technologie, les coûts demeurent en moyenne plus élevés que pour les autres technologies en raison de la part importante d'anciennes installations plus onéreuses.

La répartition des aides entre les personnes physiques, les personnes morales de droit privé et les pouvoirs publics est restée relativement constante au cours des années. La part la plus importante – environ 65% des aides – est versée à des personnes morales de droit privé. Les personnes physiques obtiennent environ 15 à 20% des fonds, les 15 à 20% restants vont aux pouvoirs publics. Les installations à biomasse, hydrauliques et éoliennes sont presque exclusivement exploitées par des entreprises ou par des institutions publiques. Ce n'est que dans le cadre du photovoltaïque que les personnes physiques obtiennent plus de la moitié des aides.

---

<sup>1</sup> Sans la redevance pour la protection des eaux de 0,1 ct./kWh.

<sup>2</sup> Un paramètre simple est utilisé ici pour déterminer l'efficacité des aides. Des facteurs tels que la qualité disparate de la forme d'énergie, l'intégration du marché, les distorsions dues à l'encouragement et les frais de transaction ne sont pas pris en compte.





Tableau 1: Flux financiers de la RPC 2013 – 2015

2015	Rétribution (ct./kWh) <sup>3</sup>	Personne morale de droit privé	Personne physique	Pouvoirs publics
Biomasse	19,2	63%	5%	32%
Energie photovoltaïque	37,0	44%	52%	4%
Energie hydraulique	15,0	86%	1%	13%
Energie éolienne	18,7	100%	0%	0%
<b>Moyenne</b>	<b>20,7</b>	<b>65%</b>	<b>20%</b>	<b>15%</b>
<b>Supplément LEne perçu<sup>1</sup> (ct./kWh)</b>		<b>1,0</b>		
<b>Recettes provenant du supplément LEne<sup>1</sup> (en millions de francs)</b>		<b>561</b>		
<b>Rétributions (en millions de francs)</b>		<b>419</b>		
Part des rétributions financée par le prix du marché		19%		
Part des rétributions financée par le fonds RPC		81%		
<b>Production (GWh)</b>		<b>2018</b>		
Biomasse (GWh)		629		
Energie photovoltaïque (GWh)		396		
Energie hydraulique (GWh)		930		
Energie éolienne (GWh)		63		

  

2014	Rétribution (ct./kWh) <sup>3</sup>	Personne morale de droit privé	Personne physique	Pouvoirs publics
Biomasse	19,9	66%	3%	31%
Energie photovoltaïque	42,6	43%	53%	4%
Energie hydraulique	15,2	83%	1%	16%
Energie éolienne	18,7	100%	0%	0%
<b>Moyenne</b>	<b>20,6</b>	<b>67%</b>	<b>16%</b>	<b>18%</b>
<b>Supplément LEne perçu<sup>1</sup> (ct./kWh)</b>		<b>0,5</b>		
<b>Recettes provenant du supplément LEne<sup>1</sup> (en millions de francs)</b>		<b>278</b>		
<b>Rétributions (en millions de francs)</b>		<b>344</b>		
Part des rétributions financée par le prix du marché		22%		
Part des rétributions financée par le fonds RPC		78%		
<b>Production (GWh)</b>		<b>1669</b>		
Biomasse (GWh)		636		
Energie photovoltaïque (GWh)		214		
Energie hydraulique (GWh)		766		
Energie éolienne (GWh)		53		

<sup>3</sup> Rétributions moyennes des installations admises dans la RPC.



2013	Rétribution (ct./kWh) <sup>3</sup>	Personne morale de droit privé	Personne physique	Pouvoirs publics
Biomasse	19,5	65%	3%	32%
Energie photovoltaïque	46,9	39%	56%	5%
Energie hydraulique	15,5	84%	1%	15%
Energie éolienne	18,9	100%	0%	0%
<b>Moyenne</b>	<b>20,5</b>	<b>67%</b>	<b>14%</b>	<b>19%</b>
<b>Supplément LEne perçu<sup>1</sup> (ct./kWh)</b>		<b>0,35</b>		
<b>Recettes provenant du supplément LEne<sup>1</sup> (en millions de francs)</b>		<b>201</b>		
<b>Rétributions (en millions de francs)</b>		<b>284</b>		
Part des rétributions financée par le prix du marché		29%		
Part des rétributions financée par le fonds RPC		71%		
<b>Production (GWh)</b>		<b>1389</b>		
Biomasse (GWh)		581		
Energie photovoltaïque (GWh)		139		
Energie hydraulique (GWh)		618		
Energie éolienne (GWh)		51		

Source: Fondation RPC (2014), (2015), (2016)



### 3. Rentabilité et durée d'amortissement des installations RPC

Les taux de rétribution de la RPC se fondent sur les coûts de revient des installations de référence; la rentabilité à long terme des installations de référence est un préalable (art. 7a, al. 2, LEnE). Le taux de rétribution est fixé à la date de mise en service de l'installation.

Les taux de rétribution sont fixés sur la base des coûts de revient d'installations de référence. On renonce ainsi délibérément à évaluer des installations individuelles et à déterminer des taux de rétribution de cas en cas. Ce choix permet d'une part d'éviter le contrôle onéreux du coût de revient de chaque installation, ce qui réduit le coût d'exécution par installation. Dans un système basé sur des installations de référence, il se peut d'autre part que des installations présentent des coûts de revient plus bas ou plus élevés que l'installation de référence. Les installations dont les coûts de revient sont plus bas peuvent obtenir des gains plus élevés que l'installation de référence, tandis que les installations aux coûts de revient supérieurs ne sont pas suffisamment rentables et peuvent donc même ne jamais être construites. Cela entraîne souvent une distorsion ex post: les installations non construites sur des sites coûteux n'apparaissent pas dans les statistiques des installations réalisées. Le législateur a volontairement tenu compte de ces écarts inhérents au système. En recourant à un mécanisme de calcul complexe des taux de rétribution, basé sur des caractéristiques déterminées, telles que la puissance ou le type de l'installation, on tente de maintenir l'écart entre les coûts de revient effectifs et ceux des installations de référence aussi faibles que possible. Les taux de rétribution ont été déterminés de manière à ce que les coûts de l'installation de référence soient couverts durant toute la durée de rétribution, compte tenu d'une valeur résiduelle de l'installation (pour un taux moyen de coût du capital donné [*Weighted Average Cost of Capital – WACC*]) (Interpellation 14.3972, 2014). Les technologies sont réparties en deux groupes de risques et un WACC est défini pour chaque groupe. Le WACC fait l'objet d'un examen périodique et s'élève actuellement à 4,75% pour l'énergie photovoltaïque, éolienne et hydraulique et à 5,18% pour la biomasse.

L'OFEN vérifie régulièrement le montant des coûts de revient des différentes technologies. En cas de changements importants, les taux de rétribution sont adaptés pour les nouvelles installations dans le cadre d'une révision de l'ordonnance sur l'énergie. Cela permet de garantir que les nouvelles installations mises en service n'obtiennent pas de rétributions systématiquement excessives ou insuffisantes. Ces évaluations révèlent aussi si les installations RPC existantes réalisent des bénéfices ou des pertes excessifs. En pareils cas, le DETEC peut adapter les taux de rétribution a posteriori. En 2012, il a par exemple adapté les taux de rétribution pour les centrales de chauffage au bois qui avaient déjà obtenu une décision positive pour la RPC et étaient en exploitation.

Depuis l'introduction de la RPC en 2009, les coûts de revient ont été complètement contrôlés en 2011/12 et en 2015/16<sup>4</sup>. L'examen des coûts de revient et les adaptations subséquentes des rétributions ont été plus fréquentes pour l'énergie photovoltaïque. La vérification tient compte d'un ensemble de données aussi grand et représentatif que possible. Mais ces données ne portent qu'en partie sur les installations RPC existantes car celles-ci reflètent le passé.

<sup>4</sup> Cf. Rapport sur la vérification des coûts de production et des taux de rétribution des installations RPC (2016): [https://www.ad-min.ch/ch/f/gg/pc/documents/2777/Bericht\\_Tarif\\_2017\\_f.pdf](https://www.ad-min.ch/ch/f/gg/pc/documents/2777/Bericht_Tarif_2017_f.pdf)



La vérification s'attache plutôt aux nouvelles installations. C'est principalement parce que l'OFEN ne dispose pas de données fiscales sur les différents exploitants que les ensembles de données existants ne se prêtent pas au présent rapport.

Il n'est pas possible de quantifier d'éventuelles rétributions excessives ou insuffisantes dans leur globalité a posteriori; comme la détermination de la rétribution de l'injection ne nécessite aucune donnée financière de base spécifique aux installations, nous ne pouvons pas calculer la rentabilité effective.

Pour donner suite au postulat, nous avons choisi des exemples concrets d'installations RPC et collecté les données effectives des installations, données fiscales comprises. Les évaluations se fondent sur ces données réelles. Il s'agit de trois installations pour chaque technologie: petite hydraulique, biomasse, énergie éolienne et énergie photovoltaïque. La sélection vise à ce que le rapport reflète la diversité des types d'installations soutenues.

Les données pour le calcul de rentabilité ont été collectées directement dans le cadre d'une enquête auprès des exploitants ou, pour l'énergie photovoltaïque, auprès des monteurs d'installations RPC existantes. Le choix s'est explicitement porté sur des installations représentatives pour la RPC. Il n'est toutefois pas possible d'établir des généralités sur d'éventuels rendements excessifs ou insuffisants avec trois installations par technologie. Les exemples révèlent plutôt la grande diversité des projets au sein de la RPC.

Pour des raisons de protection des données, les installations sont présentées sous une forme anonymisée.

L'échantillon ne comprend aucun exploitant d'installation à titre de personne physique afin de garantir une meilleure comparabilité des résultats.

### **Rentabilité des installations RPC:**

La méthode du taux de rentabilité interne (IRR – *internal rate of return*) a été appliquée pour calculer la rentabilité effective des installations RPC sélectionnées. Cet indice donne la rémunération moyenne du capital investi dans l'installation. C'est une valeur qui est comparable avec le taux d'intérêt d'investissements alternatifs. En d'autres termes, l'IRR mesure la rentabilité d'un projet avec une valeur actuelle nette (*net present value*) de zéro.<sup>5</sup>

Les calculs de rentabilité tiennent compte des différentes réalités des technologies, mais leur conception repose sur la même méthode, ce qui les rend comparables. Les valeurs effectivement indiquées par les auteurs des projets sont utilisées pour les paramètres suivants: taux d'imposition, part et amortissement du financement externe, intérêts sur les capitaux de tiers, coûts de production, coûts d'investissement initial et de remplacement et frais d'exploitation, taux de rétribution. En cas de données lacunaires, nous nous sommes fondés sur les hypothèses de l'installation RPC de référence qui correspondent aux valeurs usuelles de la branche. Nous avons aussi tablé sur une inflation de 0,5% pour les frais d'entretien, un prix

---

<sup>5</sup> Valeur actuelle nette =  $-\text{investissements} + \sum_{t=1}^T \frac{\text{paiement}_t}{(1+WACC)^t} = 0$ ; la valeur actuelle nette indique la valeur actuelle de tous les futurs flux de trésorerie (*cash flows*). Différents investissements sont ainsi comparables. Le WACC (4,75% pour l'énergie photovoltaïque, la petite hydraulique et l'énergie éolienne; 5,18% pour la biomasse) sont utilisés pour l'estimation de la valeur actuelle. Cette valeur sert aussi à calculer les taux de rétribution des installations de référence.



sur le marché de l'électricité de 10 ct./kWh<sup>6</sup> après la durée de rétribution, des coûts d'emprunt de 3,9 % et des coûts de capitaux propres de 7,2% (8,3% pour les installations à biomasse).

Le WACC effectif après impôt (ci-après « WACC ») est indiqué comme base de comparaison avec l'IRR. Il contient des informations sur la structure du capital et le taux d'imposition<sup>7</sup> des différents projets, raison pour laquelle il se prête à la comparaison. Comme les impôts ne s'appliquent qu'aux rendements des fonds propres, les corrections d'impôt sur les capitaux de tiers réduisent le WACC. S'il n'y avait plus d'avantage fiscal sur la part des capitaux de tiers, l'indemnisation en capital (*vanilla WACC*) serait plus importante. La structure du capital influence aussi le WACC effectif. Si une installation est par exemple entièrement autofinancée, son WACC effectif correspond aux coûts des fonds propres (7,2% ou 8,3% pour les installations à biomasse). Un niveau d'endettement plus élevé fait baisser les coûts moyens des capitaux et entraîne un effet de levier par le biais de la déductibilité fiscale des intérêts sur les capitaux de tiers. Si l'IRR est supérieur ou inférieur au WACC effectif, l'installation réalise un rendement plus élevé ou plus faible que l'installation de référence pour la RPC.

#### **Durée d'amortissement des installations RPC:**

La durée d'amortissement de l'investissement est déterminée au moyen de la somme des remboursements<sup>8</sup>. Une fois que ces derniers sont nuls, l'installation commence à dégager un bénéfice et est donc amortie. Deux approches différentes peuvent s'appliquer en l'espèce, une approche dynamique ou une approche statique. On entend par dynamique que les remboursements annuels sont escomptés avant leur addition avec le WACC. Dans la méthode statique, ils sont additionnés sans escompte. Pour la durée d'amortissement dynamique, cela signifie concrètement que l'installation ne peut pas être amortie pendant sa durée d'utilisation si l'IRR est inférieur au WACC effectif. La période d'amortissement dynamique est indiquée entre parenthèses dans les tableaux 2 à 5.

### **3.1. IRR et durée d'amortissement des installations photovoltaïques RPC**

Jusqu'à aujourd'hui, 10 400 installations photovoltaïques ont reçu une décision positive et sont en exploitation. 80% d'entre elles sont des petites installations (< 30 kW), 15% des installations entre 30 et 100 kW et 5% des grandes installations. Pour garantir la comparabilité des résultats, nous pouvons seulement prendre en considération les installations dont l'exploitant est une personne morale. Cela limite quelque peu le choix et porte l'attention sur les installations de taille moyenne. Les plus grandes installations sont en général montées sur le toit et n'y sont pas intégrées. Partant, les installations A, B et C sont des installations ajoutées (Tableau 2).

Le calcul de rentabilité tient compte de la valeur de la consommation propre<sup>9</sup> pour le photovoltaïque. L'enquête a notamment demandé la part moyenne de consommation propre avant, pendant et après la RPC. La part de consommation propre est plus ou moins élevée en fonction de l'âge de l'installation et des prix d'achat de l'électricité. A noter que les coûts de revient

<sup>6</sup> Les futurs prix du marché sont repris de l'étude de l'OFEN «Perspectives énergétiques 2050» (Prognos, 2012).

<sup>7</sup> Pour le calcul de la RPC, des impôts calculatoires sont appliqués au revenu avant intérêts et impôts (*Earning before interests and taxes, EBIT*) à hauteur du taux d'imposition moyen en Suisse de 21% (KPMG, 2013).

<sup>8</sup> Amortissement statique: somme des flux de trésorerie annuels disponibles (*free cash flow*) et du bouclier fiscal (*tax shield*). Amortissement dynamique: somme des flux de trésorerie disponibles (*free cash flow*) et du bouclier fiscal (*tax shield*) escomptés avec le WACC.

<sup>9</sup> La valeur de la consommation propre est donnée par l'économie qui résulte des kilowattheures d'électricité non achetés dans le réseau.



du courant solaire ne se situent dans la fourchette des prix de l'électricité achetée dans le réseau que depuis 2014 («grid parity»).

De manière générale, nous avons en outre supposé qu'une installation photovoltaïque produit de l'électricité pendant 25 ans<sup>10</sup> et que la perte annuelle de production s'élève à 0,89%. Sauf indication contraire des exploitants, les frais d'entretien se chiffrent à 4,5 ct./kWh<sup>10</sup>.

L'installation A est une petite installation de 8 kW mise en service en 2013 et qui présente une rentabilité du capital total de 3% sur 25 ans: elle est ainsi inférieure de 1,8% à l'installation de référence. Cette installation peut être amortie en 17 ans. Les installations B et C sont des installations de taille moyenne d'une puissance de 200 ou 350 kW. L'installation B est légèrement moins rentable que l'installation de référence et peut être intégralement amortie en 14 ans. La durée d'amortissement dynamique de cette installation (indiquée entre parenthèses dans le tableau) est nettement plus longue – plus de 25 ans. La rentabilité de l'installation C est en revanche un peu plus élevée (1%) que le WACC effectif et peut être amortie en 13 ans. Cette installation a été mise en service en 2015 et, contrairement aux autres installations, la rétribution est accordée sur 20 ans et non sur 25 ans. Il est intéressant d'observer l'évolution des coûts d'investissement standard, qui ont fortement baissé.

L'enquête n'a fourni aucune indication au sujet du taux d'imposition. Mais on sait que les trois installations appartiennent à des exploitants qui ne sont pas exonérés de l'impôt.

Tableau 2: Rentabilité effective et durée d'amortissement des installations photovoltaïques

		<b>Installation A</b>	<b>Installation B</b>	<b>Installation C</b>
Canton		VS	LU	FR
Type d'installation		ajoutée - petite	ajoutée – taille moyenne	ajoutée – taille moyenne
Mise en service		2013	2014	2015
Production annuelle*	kWh/a	9400	173 000	300 000
Taux de rétribution*	ct./kWh	33,2	21,9	19,1
Durée de rétribution	ans	25	25	20
Investissements / kW	CHF	4700	2170	1400
Frais d'exploitation*	ct./kWh	5	4,5	3,1
Taux d'imposition effectif	%	21%	21%	21%
<b>IRR</b>	%	<b>3,0%</b>	<b>4,6%</b>	<b>5,3%</b>
<b>WACC effectif (RPC)</b>	%	4,8%	4,8%	4,3%
<b>Durée d'amortissement statique (dynamique)</b>	ans	<b>17 (&gt; 25)</b>	<b>14 (&gt; 25)</b>	<b>13 (19)</b>

\* moyenne annuelle

La branche du photovoltaïque est très dynamique et les baisses de prix dépassent les prévisions depuis des années. Nous nous attendons à ce que les coûts de revient continuent de baisser, mais plus aussi fortement que par le passé. Pour la RPC, cela signifie qu'il est nécessaire d'observer le marché en permanence et de contrôler les taux de rétribution au moins une fois par an. Depuis 2014, les taux de rétribution diminuent deux fois par an. En déterminant

<sup>10</sup> Cf. Révision de l'ordonnance sur l'énergie au 1<sup>er</sup> janvier 2015 (OFEN, 2014)



les rétributions pour l'année suivante, l'OFEN tente d'anticiper l'évolution du marché pour qu'aucun bénéfice excessif ne puisse être réalisé.

### **3.2. IRR et durée d'amortissement des petites centrales hydrauliques RPC**

La moitié des petites centrales hydrauliques dans la RPC sont des centrales à eau potable. Malgré leur nombre important, elles ne représentent globalement que 10% de la production de la petite hydraulique et comprennent un éventail de puissance comparativement faible. C'est un cas particulier, car elles utilisent une infrastructure existante. Les centrales au fil de l'eau<sup>11</sup> sont plus caractéristiques pour la RPC: elles représentent près d'un tiers des petites centrales hydrauliques RPC et produisent plus de la moitié du courant de la petite hydraulique. Un autre cinquième des installations se compose des centrales à dérivation. Le reste consiste en centrales sur eaux usées et en centrales de dotation.

Pour l'évaluation (tableau 3), nous avons choisi trois centrales au fil de l'eau de taille différente (petite, moyenne, grande), car elles englobent tout l'éventail de puissance de la RPC. Les trois installations réalisent un rendement positif, les installations A et C présentant un IRR inférieur au WACC de l'installation de référence. La petite installation A affiche un rendement tout juste positif et nettement inférieur au WACC de référence, avec un IRR de 1,1%, elle ne peut être amortie qu'en 40 ans. L'installation C a un IRR de 3,7%, ce qui est également en-deçà du WACC effectif de 6,4%. Cette grande installation peut toutefois être intégralement amortie en 17 ans. L'installation B (8,3%) rapporte plus que l'installation de référence (6,5%) et est amortie en 11 ans. La faible part de capitaux de tiers dans les installations B et C entraîne un WACC effectif relativement élevé. On connaît seulement le taux d'imposition effectif de l'installation B: il s'agit d'un exploitant public, raison pour laquelle les recettes RPC sont exonérées de l'impôt. De taille moyenne, cette installation affiche par ailleurs des coûts d'investissement et des frais d'exploitation spécifiques inférieurs à ceux des autres installations.

---

<sup>11</sup> «Les centrales dites au fil de l'eau sont construites directement sur un cours d'eau dont elles utilisent le débit tel qu'il se présente, de sorte qu'elles n'ont pas besoin d'un tronçon de dérivation » (OFEN, 2009)



Tableau 3: Rentabilité effective et durée d'amortissement des petites centrales hydrauliques

		Installation A	Installation B	Installation C
Canton		UR	GR	AG
Type d'installation		Petite centrale au fil de l'eau	Centrale au fil de l'eau de taille moyenne	Grande centrale au fil de l'eau
Mise en service		2009	2009	2006
Production annuelle*	kWh/a	554 000	7000 000	32 500 000
Taux de rétribution*	ct./kWh	21,2	16,5	15,6
Durée de rétribution	ans	25	25	25
Investissement initial / kW	CHF	6500	4000	6,200
Frais d'exploitation*	ct./kWh	6,5	2,7	5,7
Taux d'imposition effectif	%	21%	0%	21%
<b>IRR</b>	<b>%</b>	<b>1,1%</b>	<b>8,3%</b>	<b>3,7%</b>
WACC effectif (RPC)	%	4,7%	6,5%	6,4%
<b>Durée d'amortissement statique (dynamique)</b>	<b>ans</b>	<b>40 (&gt; 50)</b>	<b>11 (19)</b>	<b>17 (&gt; 50)</b>

\* moyenne annuelle

La variabilité des coûts de revient des petites centrales hydrauliques RPC est particulièrement importante, dépendant fortement des conditions des sites et de l'éventuelle infrastructure existante. Afin d'éviter des bénéfices excessifs pour certaines installations, la diversité des types d'installation et des réalités locales est prise en compte dans l'ordonnance sur l'énergie dans la mesure du possible, grâce à différents barèmes et bonus pour la détermination des taux de rétribution.

### 3.3. IRR et durée d'amortissement des installations à biomasse RPC

Il y a en principe deux types d'installations à biomasse dans la RPC: les installations de biogaz avec centrale à énergie totale équipée dans l'agriculture, l'industrie et les stations d'épuration (STEP), d'une part, et les installations de combustion telles que les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) ou les centrales de chauffage au bois, d'autre part. La part des STEP atteint près de 50%, celle des installations agricoles de biogaz environ 43%. Le reste concerne les UIOM et les centrales de chauffage au bois. Partant, nous avons choisi pour cette étude une STEP (A) et deux installations agricoles de taille différente (B, C).

Nous avons pris en compte les recettes annexes (p. ex. par la vente de chaleur) dans le calcul. De telles recettes varient pendant la durée d'utilisation et peuvent avoir une influence importante sur la rentabilité.

Le tableau 4 montre que les installations A et B présentent un rendement positif et l'installation C un rendement négatif. L'installation A affiche un rendement inférieur à l'installation de référence (IRR: 3,2%; WACC effectif: 8,3%). Malgré tout, elle peut être amortie au cours de la durée de rétribution de 20 ans. La rentabilité de l'installation B (5,1%) correspond en revanche





au WACC effectif de l'installation de référence. L'installation C constitue un cas spécial: elle a un rendement négatif de -1,2%.

Aucun investissement de remplacement n'a encore été réalisé pour ces installations. Il subsiste donc des incertitudes importantes quant au moment et au montant des coûts nécessaires pour la remise en état de ces installations pendant la durée de rétribution. Le calcul IRR se fonde sur les durées d'utilisation usuelles dans la branche pour les différents composants, et nous avons supposé que les investissements initiaux et les investissements de remplacement sont comparables. L'installation C pourrait ne pas être amortie aux conditions supposées et son exploitation devrait être arrêtée d'un point de vue économique. Mais si les investissements de remplacement sont en réalité meilleur marché qu'anticipé, elle pourrait quand même se révéler rentable.

Nous disposons uniquement de données sur le taux d'imposition de l'installation A, qui est exonérée de l'impôt parce qu'il s'agit d'une collectivité de droit public. Pour les installations B et C, nous avons admis un taux d'imposition moyen de 21%.

Les frais d'exploitation varient fortement d'une installation à l'autre. Cela s'explique notamment par les différents types d'installation et les substrats utilisés pour la production d'électricité. Nous avons pris en compte les recettes annexes (p. ex. par la vente de chaleur) dans le calcul. De telles recettes varient pendant la durée d'utilisation et peuvent avoir une influence importante sur la rentabilité.

Tableau 4: Rentabilité effective et durée d'amortissement des installations à biomasse

		<b>Installation A</b>	<b>Installation B</b>	<b>Installation C</b>
Canton		LU	n.n.	n.n.
Type d'installation		STEP	Grande installation agricole	Petite installation agricole
Mise en service		2009	2007	2008
Production annuelle*	kWh/a	350 000	1400 000	987 000
Taux de rétribution*	ct./kWh	24,0	33,9	41,8
Durée de rétribution	ans	20	20	20
Investissement initial	milliers de CHF	1225	2183	1990
Frais d'exploitation*	ct./kWh	2,9	14,0	27,1
Taux d'imposition effectif	%	0%	21%	21%
<b>IRR</b>	%	<b>3,2%</b>	<b>5,1%</b>	<b>-1,2%</b>
<b>WACC effectif (RPC)</b>	%	<b>8,3%</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,2%</b>
<b>Durée d'amortissement statique (dynamique)</b>	ans	<b>15 (&gt; 20)</b>	<b>15 (&gt; 20)</b>	<b>&gt; 20 (&gt; 20)</b>

\* moyenne annuelle

La diversité des installations à biomasse est très importante. On observe une grande dispersion non seulement en raison des différentes technologies (installations de méthanisation vs installations de combustion), mais aussi au sein même de ces technologies. Cela peut s'expliquer par les réalités disparates des installations (substrats, combustibles, produits dérivés,



etc.). Pour la détermination des taux de rétribution, l'ordonnance sur l'énergie tient compte desdites conditions à travers des bonus et des catégories d'installations spéciales.

### **3.4. IRR et durée d'amortissement des installations éoliennes RPC**

Au moment de l'enquête, il y avait sept éoliennes ou parcs éoliens producteurs dans la RPC. Quatre autres installations sont de très petites turbines qui ne sont pas représentatives des éoliennes RPC, nous les avons donc exclues de l'analyse.

Le plus grand défi est aujourd'hui la phase de planification et d'autorisation des projets éoliens et le long processus qui en découle jusqu'au permis de construire. Seul un projet sur dix annoncés pour la RPC est effectivement réalisé<sup>12</sup>. En outre, il se passe aujourd'hui entre sept et dix ans entre la planification et la réalisation. Une fois réalisée, une installation peut en général être amortie intégralement au moyen de la RPC. Mais l'investisseur ne doit pas supporter lui-même les coûts de planification pour les installations non réalisées.

Etant donné le contexte difficile, aucune éolienne n'a été mise en service en 2014 et en 2015. Ces dernières années, la charge et le risque de planification ont eu tendance à augmenter. C'est de plus en plus un obstacle pour les investisseurs.

Les exploitants des installations ont mis les données figurant au tableau 5 à la disposition de l'OFEN. Nous les avons complétées par des données provenant d'une enquête interne sur la vérification de la rétribution du courant injecté.

Les trois installations sélectionnées (tableau 5) ont réalisé un rendement positif: les installations A et B (4,6% et 3,4%) rapportent moins que le WACC effectif de l'installation de référence de 7,2% et 4,4%. L'installation C a en revanche un IRR de 6,6%, soit 2,7% de plus que l'installation de référence. La durée d'amortissement se situe dans tous les cas entre 11 et 14 ans.

Des données fiscales sont disponibles pour les installations A et B. Nous avons tablé sur le taux d'imposition moyen de 21% pour l'installation C. L'installation A est imposée avec un taux inférieur à la moyenne (12%). Aucun impôt n'a été perçu jusqu'ici sur les revenus RPC de l'installation B en raison des résultats comptables négatifs de l'exploitant.

---

<sup>12</sup> La probabilité qu'une éolienne soit effectivement réalisée dépasse toutefois 10%, car plusieurs annonces RPC sont déposées à double ou irréalistes.



Tableau 5: Rentabilité effective et durée d'amortissement des éoliennes

		<b>Installation A</b>	<b>Installation B</b>	<b>Installation C</b>
Canton		Anonymisée pour des raisons de protection des données		
Mise en service				
Production annuelle*	kWh/a	2500 000	6800 000	4900 000
Taux de rétribution*	ct./kWh	21,4	15,5	17,7
Investissements / MW	milliers de CHF	2022	2346	2536
Frais d'exploitation*	ct./kWh	4,7	6,8	4,1
Taux d'imposition effectif	%	12%	0%	21%
<b>IRR</b>	<b>%</b>	<b>4,6%</b>	<b>3,4%</b>	<b>6,6%</b>
<b>WACC effectif (RPC)</b>	<b>%</b>	<b>7,2%</b>	<b>4,4%</b>	<b>3,9%</b>
<b>Durée d'amortissement statique (dynamique)</b>	<b>ans</b>	<b>15 (&gt; 20)</b>	<b>15 (&gt; 20)</b>	<b>11 (15)</b>

\* moyenne annuelle

\*\* rétribution moyenne prévue sur 20 ans.

Les coûts d'investissement et d'exploitation sont aussi très variables pour les éoliennes et sont fonction de nombreux facteurs. Outre les conditions de vent, d'éventuelles restrictions d'exploitation, les participations d'institutions locales aux bénéficiaires et la position géographique du site (accessibilité, longueur du raccordement au réseau) jouent aussi un rôle pour les coûts de revient. Par ailleurs, il y a des différences entre les installations isolées et les parcs éoliens. Ces derniers bénéficient d'économies d'échelle pour la commande des turbines, le raccordement à la route et au réseau électrique ainsi que le contrat d'entretien.



## 4. Effets de la TVA

### 4.1. TVA sur la rétribution du courant injecté

L'OFEN calcule la rétribution à prix coûtant à laquelle ont droit les producteurs d'énergie renouvelable pour l'injection de leur énergie dans le réseau en s'appuyant sur l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie<sup>13</sup>. La TVA grevant les coûts de revient de l'électricité est un facteur de coût de la fourniture d'électricité, raison pour laquelle la TVA de 8% est incluse dans les rétributions (rétribution brute). L'arrêt A-1989/2009 du Tribunal administratif fédéral du 11 janvier 2011<sup>14</sup> l'a confirmé.

Les producteurs d'électricité d'origine renouvelable vendent leur énergie au groupe-bilan pour les énergies renouvelables (GB-EE), lequel est chargé, par contrat, de rétribuer cette énergie conformément aux taux de rétribution fixés par l'OFEN au moyen des installations de référence. Les rétributions sont payées par le fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau<sup>15</sup>.

Lorsqu'un producteur est assujéti à la TVA, il reçoit du fonds la rétribution avec une mention claire de la TVA. Il décompte l'impôt avec l'Administration fédérale des contributions (AFC). Le producteur assujéti peut déduire toute la TVA qui grève ses dépenses pour la construction et l'exploitation de l'installation dans les décomptes TVA avec l'AFC à titre d'impôt préalable. Pour les personnes assujétiées à la TVA, le groupe-bilan pour les énergies renouvelables, qui est soumis à l'impôt, peut faire valoir la déduction de l'impôt préalable sur la rétribution. Ainsi, ni le fonds ni le producteur assujéti à l'impôt ne sont grevés de la TVA.

Le producteur qui n'atteint pas le montant annuel limite du chiffre d'affaires, fixé à 100 000 francs<sup>16</sup>, et qui n'est donc pas tenu de payer la TVA (p. ex. ménage avec une installation photovoltaïque), ne doit pas s'acquitter de la TVA sur la RPC. Mais il ne peut pas réclamer le remboursement des impôts préalables sur la construction et l'exploitation de son installation auprès de l'AFC. En supposant que l'installation est construite et exploitée par des tiers assujétiés à l'impôt (c.-à-d. aucune prestation propre du producteur non soumis à l'impôt), le producteur non assujéti n'est pas avantagé par rapport à un producteur qui doit s'acquitter de l'impôt. Il n'existe aucun rapport de prestations soumis à la TVA entre le GB-EE et le producteur non assujéti à l'impôt, raison pour laquelle le groupe-bilan ne peut pas faire valoir de déduction de l'impôt préalable. Il y a ainsi une incidence fiscale pour le fonds (taxe occulte: env. 4 millions de francs en 2014).

Malgré les différences d'application de la TVA chez les producteurs assujétiés et non assujétiés à l'impôt, la rétribution du courant injecté est équivalente. Car les producteurs assujétiés à la TVA, contrairement aux producteurs non assujétiés, peuvent faire valoir la TVA sur les frais d'acquisition et d'exploitation à titre d'impôt préalable. Il n'y a ainsi aucun cumul d'impôt indésirable au sein de la chaîne de création de valeur.

---

<sup>13</sup> RS 730.01

<sup>14</sup> <http://www.bvger.ch/publiws/pub/search.jsf>

<sup>15</sup> Art. 15b LEne.

<sup>16</sup> 150 000 francs pour les associations sportives et culturelles à but non lucratif et gérées par des bénévoles ainsi que pour les institutions d'utilité publique.



## 4.2. Conséquences d'une défiscalisation de la RPC

La TVA est un impôt sur la consommation. Seule l'utilisation d'un produit à la fin de la chaîne de production devrait être imposée. Cet objectif est atteint, étant donné que chaque maillon de la chaîne peut déduire de l'impôt grevant son chiffre d'affaires la TVA grevant ses acquisitions en tant qu'impôt préalable. Tant que chaque maillon d'une chaîne de production est assujéti à l'impôt, son chiffre d'affaires est imposable dans son ensemble et les impôts pré-alables sont par conséquent déductibles. Aucune charge fiscale ne vient grever la chaîne de production (taxe occulte<sup>17</sup>). (Interpellation 09.3116, 2009)

### 4.2.1. Exclusion du champ de l'impôt

Si une prestation est exclue du champ de l'impôt<sup>18</sup>, le chiffre d'affaires n'est pas grevé de la TVA, mais il n'existe aucune possibilité de déduire l'impôt préalable (art. 29, al. 1, LTVA). Les exclusions du champ de l'impôt entraînent ainsi une charge fiscale occulte et violent le principe général de l'universalité de l'impôt. Elles sont particulièrement dangereuses lorsqu'elles sont appliquées avant le dernier maillon de la chaîne de création de valeur (consommateur). Si un dégrèvement fiscal (déduction de l'impôt préalable) n'est pas possible, il s'ensuit un cumul d'impôt.

Si l'on excluait la RPC du champ de l'impôt (prestations au producteur d'électricité), la perception ne serait plus neutre dans les différentes étapes de la chaîne de production. Les producteurs d'électricité assujéti à l'impôt ne seraient plus habilités à déduire l'impôt préalable. Il serait ainsi nécessaire d'augmenter la RPC pour couvrir la TVA sur les frais d'acquisition et d'exploitation qui ne serait plus déductible.

En outre, une exclusion du champ de l'impôt complique la perception et le paiement de la TVA pour les entreprises qui présentent des chiffres d'affaires aussi bien imposables qu'exclus du champ de l'impôt, car il est nécessaire de corriger l'impôt préalable au regard de l'utilisation<sup>19</sup>. Dans de telles entreprises, la charge administrative est nettement plus importante que dans les entreprises qui ne fournissent que des prestations imposables.

Partant, une exclusion du champ de l'impôt n'est pas opportune pour les recettes provenant de la RPC.

### 4.2.2. Exonération de l'impôt

Contrairement à l'exclusion du champ de l'impôt, l'exonération ne prévoit pas l'imposition du chiffre d'affaires, mais une déduction de l'impôt préalable. Dans le système actuel, il y a uniquement des exonérations de l'impôt dans le domaine des exportations de biens et de prestations connexes (art. 23 LTVA) ainsi que pour le commerce de monnaies d'or et d'or fin (art. 44 et 61 LTVA).

---

<sup>17</sup> La taxe occulte apparaît lorsque des entreprises effectuent des livraisons et fournissent des prestations de service exclues du champ de l'impôt. Elles ne peuvent en effet pas demander le remboursement de la TVA qui grève leurs achats et la transfèrent généralement de manière non apparente aux acquéreurs. Si l'acquéreur est une entreprise assujéti, cela donne lieu à un cumul de la TVA, car l'impôt préalable compris de manière non apparente dans le prix ne peut pas être déduit.

<sup>18</sup> Art. 21 de la loi sur la TVA (LTVA)

<sup>19</sup> Art. 30 LTVA



Aujourd'hui, l'imposition des taux de rétribution pour les producteurs assujettis à la TVA<sup>20</sup> est neutre sur le plan de la TVA pour le supplément perçu sur le réseau et pour l'AFC. En cas d'exonération de la TVA, aucune entité (producteur, supplément, AFC) ne s'en sortirait mieux ou moins bien.

Pour les producteurs non assujettis à la TVA, l'exonération de la TVA ne change rien à la taxation, car ils ne doivent en aucun cas s'acquitter de la TVA et ne sont pas non plus habilités à déduire l'impôt préalable, et ce même si les fournitures sont exonérées de l'impôt.

En passant à des rémunérations nettes (aucun remboursement de la TVA pour les producteurs non assujettis à l'impôt), il n'y aurait pour le fonds qu'un potentiel d'économies négligeable à hauteur de la taxe occulte qui résulte pour les producteurs non assujettis à la TVA, soit près de quatre millions de francs en 2014. Ces économies devraient être comparées aux frais administratifs d'un passage à la TVA et à la plus grande complexité de la taxation. En outre, des restrictions de l'objet de l'impôt ne devraient être introduites qu'avec une grande retenue et nécessitent une justification particulière et qualifiée (DFF, 2008). C'est la raison pour laquelle il est en principe conseillé de ne pas modifier la pratique actuelle, et donc les bases légales en vigueur.

---

<sup>20</sup> C'est un jeu à somme nulle pour les producteurs assujettis à la TVA: ils peuvent faire valoir une déduction de l'impôt préalable pour les frais d'acquisition et d'exploitation et versent la TVA sur la rétribution à l'AFC.



## 5. Conséquences financières pour les impôts sur le revenu et sur les bénéfices

### 5.1. Principes d'imposition de la RPC dans la fortune privée

Dans le droit en vigueur, la rétribution du courant injecté constitue un revenu imposable provenant de la fortune immobilière<sup>21</sup>. Si une installation sert à couvrir les besoins propres, il est possible de renoncer à l'imputation d'un rendement<sup>22</sup>.

Le législateur a explicitement assimilé les investissements destinés à économiser l'énergie et à ménager l'environnement aux frais d'entretien<sup>23</sup>. Cela signifie que de tels investissements sont déductibles. En font aussi partie les frais de montage des installations photovoltaïques. Si l'encouragement fiscal est inscrit dans le droit cantonal, ce sont les dispositions du droit fédéral qui priment. A l'heure actuelle, il semble que seuls les cantons des Grisons et de Lucerne n'ont pas ancré l'encouragement fiscal des investissements destinés à économiser l'énergie et à ménager l'environnement dans leurs lois.

L'art. 5 de l'ordonnance sur les frais relatifs aux immeubles précise que les investissements destinés à économiser l'énergie et à ménager l'environnement concernent le remplacement d'éléments de construction ou d'installations vétustes et l'adjonction d'éléments de construction ou d'installations dans des bâtiments existants. En font aussi partie les frais de montage des installations photovoltaïques. En revanche, la déductibilité desdits frais est supprimée pour les nouvelles constructions et les transformations assimilables à de nouvelles constructions. De telles dépenses sont qualifiées de dépenses d'investissement non déductibles. Comme elles ne sont pas déductibles de l'impôt sur le revenu, elles peuvent l'être de l'impôt cantonal sur les gains immobiliers en tant que dépenses d'investissement en cas d'aliénation.

### 5.2. Principes d'imposition de la RPC dans la fortune commerciale

Dans le droit en vigueur, la rétribution du courant injecté constitue un revenu imposable provenant d'une activité lucrative indépendante<sup>24</sup>. Pour les personnes morales de droit privé, elle forme une partie du bénéfice imposable de l'entreprise<sup>25</sup>.

Les frais d'installation font partie des frais d'investissement devant obligatoirement être portés à l'actif. La dépréciation est comptée dans les amortissements ordinaires. En vertu des directives de l'AFC concernant les amortissements sur les valeurs immobilisées des entreprises commerciales<sup>26</sup>, les investissements dans des installations visant à économiser l'énergie et dans des technologies qui préservent l'environnement peuvent être amortis durant les premier et deuxième exercices à raison de 50% de la valeur comptable et durant les années suivantes aux taux usuels appliqués à de telles installations.

<sup>21</sup> Art. 21, al. 1, let. a, LIFD et art. 7, al. 1 LHID

<sup>22</sup> (Conférence suisse des impôts – Union des autorités fiscales suisses, 2011, p. 5). A noter que différentes pratiques sont en vigueur dans les cantons.

<sup>23</sup> Art. 32, al. 2, deuxième phrase, LIFD. Le principe est concrétisé dans le droit fédéral dans deux ordonnances (ordonnance sur les frais relatifs aux immeubles et ordonnance du DFF sur les mesures en faveur de l'utilisation rationnelle de l'énergie et du recours aux énergies renouvelables). Cette réglementation spéciale est formulée de manière potestative dans la LHID (art. 9, al. 3, let. a, LHID).

<sup>24</sup> Art. 18, al. 1, LIFD et art. 7, al. 1, LHID

<sup>25</sup> Art. 58 LIFD et art. 24 LHID

<sup>26</sup> Notice A 1995



### **5.3. Conséquences de l'imposition de la RPC pour les impôts sur le revenu et sur les bénéfiques**

Pour pouvoir estimer précisément les recettes actuelles des impôts sur le revenu et sur les bénéfiques pour la Confédération, les cantons et les communes suite à l'imposition de la rétribution de l'injection, la Confédération devrait disposer d'une quantité d'informations qui lui font défaut. En sus de la forme juridique (personne physique, personne morale de droit privé ou organisation de droit public), elle devrait notamment connaître le taux d'impôt marginal de chaque assujetti, assorti d'informations sur le montant de la rétribution et le mode d'utilisation de l'électricité (besoins propres vs injection dans le réseau). Mais ces informations ne sont pas disponibles au niveau des personnes assujetties à l'impôt.

Les estimations doivent notamment tenir compte des collectivités territoriales et de leurs établissements de droit public ainsi que des institutions de prévoyance professionnelle et d'autres personnes morales de droit privé qui sont exonérés de l'impôt sur la base d'exceptions<sup>27</sup>.

La liste des bénéficiaires de la RPC pour 2014<sup>28</sup> et les hypothèses sur la charge fiscale marginale des différentes catégories de producteurs permettent d'estimer sommairement le volume de la part des impôts sur le revenu et sur les bénéfiques qui revient à la RPC. Le volume devrait ainsi osciller entre 35 et 55 millions de francs en 2014 pour les impôts sur le revenu et sur les bénéfiques de la Confédération, des cantons et des communes. Il convient d'interpréter cette estimation avec prudence du fait des nombreuses hypothèses.

Cette fourchette correspond à 0,05 à 0,1 ct./kWh du supplément perçu sur le réseau.

### **5.4. Conséquences d'une exonération de la RPC des impôts sur le revenu et sur les bénéfiques**

Une exonération complète de la rétribution du courant injecté soulagerait le fonds. Mais il y aurait moins de moyens pour financer les tâches qui incombent aux pouvoirs publics. La diminution des recettes provenant des impôts sur le revenu et sur les bénéfiques pour la Confédération, les cantons et les communes est estimée entre 35 et 55 millions de francs en 2014 (cf. section 5.3). Ce chiffre augmente chaque année avec le volume des bénéficiaires de la RPC.

Le principe constitutionnel de l'imposition selon la capacité économique veut que toute personne assujettie à l'impôt contribue aux dépenses des pouvoirs publics en fonction des moyens à sa disposition. Les bénéficiaires de la RPC augmentent leurs revenus et, ainsi, leur capacité économique. C'est pourquoi les rétributions sont soumises aux impôts sur le revenu et sur les bénéfiques comme d'autres indemnités.

En ce qui concerne la fortune privée, rappelons qu'une non-imposition de la RPC reviendrait à violer les principes fiscaux en vigueur. Si les frais de montage des installations photovol-

---

<sup>27</sup> Art. 56 LIFD et art. 23 LHID

<sup>28</sup> [http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_502661552.xlsx&endung=Liste aller KEV-Bezueger en 2014](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_502661552.xlsx&endung=Liste+aller+KEV-Bezueger+en+2014)





taïques privées dans des bâtiments existants engendrent des dépenses déductibles pour l'acquisition du revenu, la rétribution obtenue constitue un revenu imposable. L'imposition des revenus provenant de la RPC est ainsi une condition préalable à la déductibilité des frais d'acquisition du revenu en lien avec l'installation. La question des dépenses déductibles dans le droit en vigueur se poserait dans le cas d'une éventuelle exonération de l'impôt.



## 6. Conclusions

Le présent rapport montre les flux financiers dans le cadre de la RPC et les chiffres de rentabilité effectifs de projets RPC choisis. La grande dispersion des résultats est frappante; chaque installation a ses particularités, et il est difficile d'établir des généralités. Nous n'avons trouvé aucune indication quant à un encouragement systématiquement excessif ou insuffisant des installations dans l'échantillon sous revue.

Le présent postulat prône une utilisation la plus efficace possible des aides. C'est déjà le cas aujourd'hui en ce que les taux de rétribution font l'objet d'une vérification régulière et d'une adaptation à l'évolution actuelle du marché. Ces dernières années, les coûts de revient et, partant, les taux de rétribution ont uniquement baissé de manière significative dans le photovoltaïque. Pour les autres technologies, la tendance des coûts est stable voire légèrement à la hausse. Car les meilleurs sites sont déjà utilisés ou les conditions-cadres sont très difficiles dans la phase de planification et de construction (en particulier pour les éoliennes). Dans le cadre de la révision de l'ordonnance sur l'énergie prévue au 1<sup>er</sup> janvier 2017, l'OFEN a vérifié une nouvelle fois les taux de rétribution pour toutes les technologies. Il procède à des adaptations lorsque les coûts de revient d'une technologie donnée ont changé de manière significative depuis la dernière révision.

Une défiscalisation n'aurait guère d'incidences sur l'efficacité du système d'encouragement. Le potentiel d'économies serait minime pour la RPC. Une exonération des impôts sur le revenu ou sur les bénéfices soulagerait le fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau, mais la Confédération, les cantons et les communes verraient leurs recettes diminuer dans la même mesure. Dans les deux cas, une défiscalisation violerait des principes fiscaux de base et créerait des distorsions dans le système. Ces exceptions occasionneraient par ailleurs des frais administratifs. Partant, le présent rapport conseille de ne pas modifier le système actuel, et donc les bases légales en vigueur.

La Stratégie énergétique 2050 n'est pas discutée dans le présent rapport. Les nouveautés prévues dans la loi sur l'énergie permettront de développer et d'optimiser le système d'encouragement existant. Elles visent une meilleure intégration des installations de production d'électricité renouvelable sur le marché et une structure plus efficace de l'encouragement. Il s'agit ainsi d'introduire la commercialisation directe avec les primes d'injection, de ne plus concevoir les taux de rétribution de manière à couvrir les coûts, mais à les refléter, de raccourcir la durée de rétribution et de prévoir des contributions uniques à l'investissement ne couvrant plus qu'une partie des frais d'investissement pour certaines installations, en lieu et place de la prime d'injection (cela concerne les installations photovoltaïques, hydrauliques et à biomasse). D'après les décisions parlementaires relatives à la Stratégie énergétique 2050, le système d'encouragement sera en outre limité dans le temps.

Dans la seconde étape de la Stratégie énergétique 2050, un système incitatif en matière climatique et énergétique remplacera l'encouragement (deuxième paquet de mesures). Deux facteurs détermineront si les nouvelles énergies renouvelables seront concurrentielles d'ici là: l'évolution des coûts de revient des technologies et les conditions-cadres du marché européen de l'électricité.



## 7. Bibliographie

- OFEN. (2009). *Petite hydraulique - Typologies*.  
<http://www.bfe.admin.ch/kleinwasserkraft/03875/03876/index.html?lang=fr>
- OFEN. (2011). *Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor*.
- OFEN. (2014). *Révision de l'ordonnance sur l'énergie au 1er janvier 2015*.  
[http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=fr&name=fr\\_311388366.pdf](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=fr&name=fr_311388366.pdf)
- DFE. (2008). *Message du 25 juin 2008 sur la simplification de la TVA*.
- ESP Energie Pool Schweiz AG. (2012). *Anpassung MWSt. Vergütungen*.
- Interpellation 09.3116. (2009). *Réponse à l'interpellation Rime - Energie renouvelable. TVA sur la rétribution à prix coûtant*.
- Interpellation 14.3972. (2014). *Réponse à l'interpellation Fluri - RPC. Versement aux centrales hydrauliques de montants trop élevés*.
- KPMG. (2013). *Corporate Indirect Tax Survey 2012*.
- Prognos. (2012). *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050*.
- Conférence suisse des impôts - Union des autorités fiscales suisses. (2011).  
*Analyse sur la qualification juridique fiscale des investissements dans les technologies respectueuses de l'environnement telles les installations photovoltaïques*.
- Fondation RPC. (2014). *Rapport annuel 2013*.
- Fondation RPC. (2015). *Rapport annuel 2014*.
- Fondation RPC. (2016). *Rapport annuel 2015*.