

Multidis 13.2.2018

Quelques décisions récentes en matière électrique

Roger Nordmann, Conseiller national, Lausanne,
Président de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie (CEATE-N)
Président du Groupe socialiste aux Chambres fédérales
Président de Swissolar

Présentation disponible sur www.rogernordmann.ch

Plan

1. Tarif de rachat prod. décentralisée
2. Autoconsommation
3. RU / RPC Commercialisation directe
4. PV Pronovo (Ex Swissgrid)
5. Pronovo: Biomasse, éolien, hydro
6. Modif. Lapel dans Stratégie réseau 16.035
(déc.2017)
7. Libéralisation totale?

1. Tarif de rachat prod. décentralisée (art 15 LEne et 12 Oene)

Art. 12 Rétribution

¹ Si le producteur et le gestionnaire du réseau ne peuvent pas s'entendre, la rétribution sera basée sur les coûts du gestionnaire de réseau pour l'achat d'électricité équivalente auprès de tiers et sur les coûts de revient des propres installations de production; les coûts d'éventuelles garanties d'origine ne sont pas pris en compte. L'équivalence se réfère aux caractéristiques techniques de l'électricité, en particulier à la quantité d'énergie et au profil de puissance, ainsi qu'à la possibilité de régler et de prévoir la production.

totalité de son énergie dans le réseau ou s'il en consomme une partie sur place.

Les dispositions visant la rétribution distinguent les différents agents énergétiques conformément aux dispositions légales. L'électricité issue d'énergies renouvelables doit être rétribuée au moins au prix que le gestionnaire de réseau paie pour l'électricité qu'il acquiert par ailleurs, pour autant que la puissance de l'installation ne dépasse pas 3 MW ou que l'installation n'injecte pas plus de 5000 MWh par an dans le réseau, ou les deux. Le coût de cette acquisition comprend les coûts d'achat auprès d'un fournisseur aussi bien que les coûts de revient des propres centrales. Les tarifs de l'énergie de l'approvisionnement de base, qui doivent justement se fonder sur ces contrats d'achat et ces coûts de revient, peuvent servir de référence (art. 4, al. 1, OApEI). Toutefois, le tarif de l'approvisionnement de base et la rétribution minimale ne doivent pas coïncider exactement, puisque l'approvisionnement de base comprend des coûts de commercialisation et, cas échéant, une plus-value écologique. Le tarif

2. Autoconsommation (Art 16 à 18 Lene et art 14 et suivants Oene)

Art 16

³ Dans le cas de l'électricité produite et consommée en interne, les coûts facturés par kilowattheure ne doivent pas dépasser les coûts par kilowattheure du produit électrique soutiré à l'extérieur.

Art. 16 Participation de locataires et de preneurs à bail au regroupement

Conformément à l'al. 1, un propriétaire foncier doit facturer aux locataires et aux preneurs à bail leurs coûts d'électricité en fonction de la consommation. Dans ce cadre, il a le droit de leur facturer les coûts survenus lors de la production propre ainsi que ceux de l'électricité prélevée sur le réseau de distribution. Les coûts de l'énergie soutirée à l'extérieur comprennent l'ensemble des coûts (énergie, rémunérations pour l'utilisation du réseau, redevances et prestations fournies à des collectivités publiques), mais ils ne doivent faire l'objet d'aucune majoration. Les coûts de la production propre au sein du regroupement résultent des coûts de l'investissement et du taux d'intérêt approprié, des coûts de traitement (administration, mesure et mise à disposition de données), moins les recettes provenant

Pg 16 du commentaire

Newsletter swissolar: [Accès au résumé](#)

3. Photovoltaïque: RU / RPC / Commercialisation directe

	Déjà sous RPC (décision pos. et construite)	Déjà sur liste d'attente ou nouvelles inscriptions sans décision positive	Cas spécial: décision positive pour la RPC avant 2018, mise en service à partir de 2018
500 kW- 50 MW	Taux de rétribution comme jusqu'à présent, obligation de commercialisation directe dès 2020	<p>EVS (fr: système de rétribution de l'injection) Commercialisation directe dès 2020 Taux de rétribution diminué de 20%,</p> <p><i>Choix jusqu'au 30.6.18, aucun droit au EVS en cas d'annonce après 30.6.2012</i></p>	<p>EVS Commercialisation directe dès 2020, taux de rétribution de 11 cts/kWh</p>
100 -500 kW	Taux de rétribution comme jusqu'à présent, pas d'obligation de commercialisation directe, injection au prix de marché de référence		
2-100 kW		<p>PRU (rétribution unique pour petites installations)</p>	<p>EVS Pas d'obligation de commercialisation directe, injection au prix de marché de référence, taux de rétribution 11 cts/kWh</p>

4. PV Pronovo (Ex Swissgrid)

- PV (>100 KW) Contingent 2018 SRI («EVS» = Ex-RPC) : date d'annonce jusqu'au 11.1.2012 compris.
En bonne partie déjà en service → fin de la reprise par le GRD
- GRU PV (>100 KW) : ordre d'inscription (max 6 ans...)
- PRU PV (< 100 KV): ordre d'inscription (ordre de mise en service).

5. Pronovo: Biomasse, éolien, hydro

Autres technologies: pas de nouveaux OK sauf les «prêt à être construits» ou les «construits»

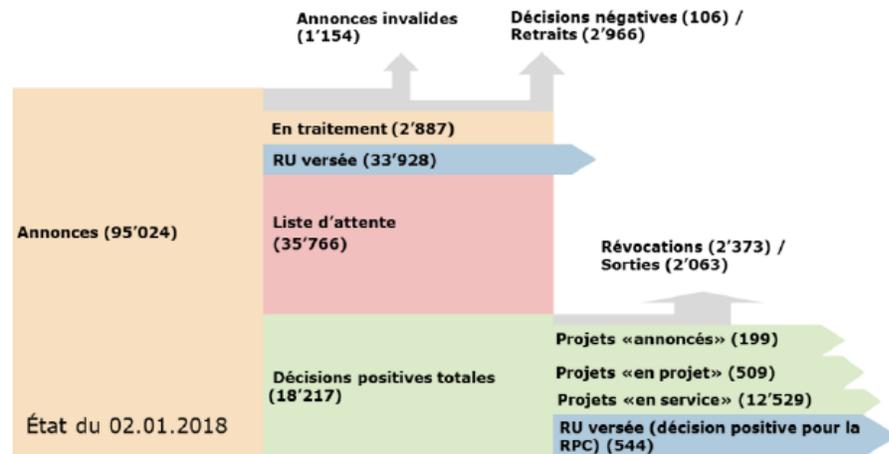
Fin septembre 2017, 39 000 installations se trouvaient sur la liste d'attente, dont environ 1300 n'étaient pas des installations photovoltaïques. Parmi ces dernières, quelque 180 installations étaient au bénéfice du traitement prioritaire. **En d'autres termes, elles se sont retrouvées en tête de liste parce qu'elles étaient prêtes à être construites ou qu'elles étaient déjà en service.**

Avec la Stratégie énergétique 2050, il y a certes davantage de moyens disponibles, mais ceux-ci restent limités et ne suffisent pas pour soutenir toutes les installations de la liste d'attente avec la RPC. De plus, la RPC expire fin 2022.

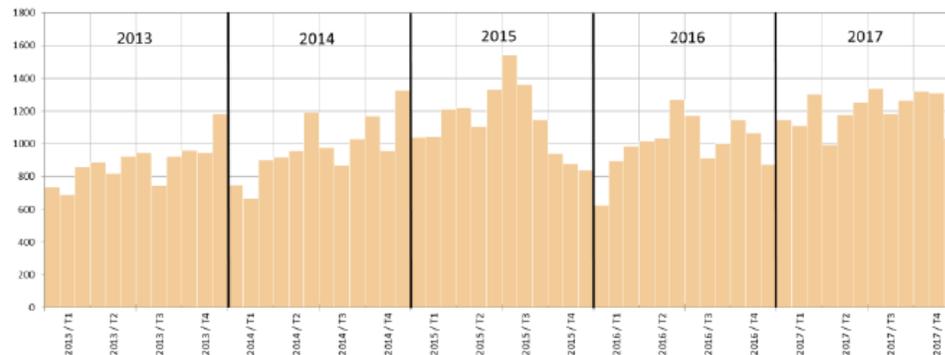
En raison des moyens restreints et de la limitation de la RPC dans le temps, la liste d'attente ne peut pas être réduite intégralement. **Compte tenu des conditions légales actuelles, les projets qui sont passés prioritaires dans la liste d'attente en 2015 et en 2016 ont probablement encore une chance d'être admis dans la RPC. En revanche, l'admission dans le système de rétribution de l'injection est incertaine pour les projets passés prioritaires en 2017.** Les projets passés prioritaires dans la liste à partir de 2018 ainsi que les autres installations sur liste d'attente n'ont, dans la perspective actuelle, probablement plus de chance réelle d'obtenir une réponse positive².

Source:

http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=fr&dossier_id=02090

Cockpit RPC 4^e trimestre 2017, Etat au 2 janvier 2018


RPC: Nombre d'annonces par mois



Tab. 1: Installations rétribuées par la RPC (en service)

Technologie	Nombre	Puissance [MW]	Prod. [MWh/a]	Rétribution fond [KCHF]	Rétribution totale [KCHF]
Biomasse	281	352	1'240'962	180'118	242'337
Photovoltaïque	11'658	561	525'748	151'241	177'601
Hydraulique	556	396	1'456'061	164'437	237'440
Eolien	34	49	83'443	8'970	13'154
Total	12'529	1'358	3'306'214	504'766	670'532

Tab. 2: Installations avec décision positive pour la RPC (pas encore réalisées)

Technologie	Nombre	Puissance [MW]	Prod. [MWh/a]	Rétribution fond [KCHF]	Rétribution totale [KCHF]
Biomasse	35	35	189'102	39'710	49'192
Géothermie	3	7	61'342	21'461	24'537
Photovoltaïque	59	4	4'251	414	627
Hydraulique	155	238	804'580	91'206	131'546
Eolien	456	1'030	1'727'345	259'573	346'178
Total	708	1'314	2'786'620	412'364	552'080

Tab. 3: Projets RPC sur liste d'attente

Technologie	Nombre	Puissance [MW]	Prod. [MWh/a]	Rétribution fond [KCHF]	Rétribution totale [KCHF]
Biomasse	369	148	930'803	201'728	248'396
Géothermie	3	15	123'516	43'214	49'406
Photovoltaïque	34'447	2'097	2'005'826	181'877	282'444
Hydraulique	568	633	2'248'674	229'106	341'849
Eolien	379	904	1'675'653	251'927	335'940
Total	35'766	3'797	6'984'472	907'852	1'258'035

Tab. 4: RU versée (installations RU réalisées)

Etat	Nombre	Puissance [MW]	Prod. [MWh/a]	Contribution RU [KCHF]
RU versée	33'928	354	334'884	307'404
RU versée (décision positive pour la RPC)	544	4	4'180	6'584
Total	34'472	358	339'064	313'988

Pour les explications de termes et des informations complémentaires, veuillez noter les commentaires et les analyses figurant sur la deuxième page

6. Modif. Lapel dans Stratégie réseau 16.035 (déc.2017)

2. Loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité¹

Art. 6, al. 5 et 5^{bis}

⁵ Les gestionnaires d'un réseau de distribution sont tenus de répercuter proportionnellement sur les consommateurs captifs le bénéfice qu'ils tirent du libre accès au réseau, au besoin au moyen d'adaptations des tarifs les années suivantes. Ils ne sont pas tenus de procéder à de telles adaptations si le bénéfice de l'exercice concerné date de plus de cinq ans.

^{5bis} S'ils fournissent de l'électricité issue d'énergies renouvelables aux consommateurs captifs, ils peuvent prendre en compte dans leurs tarifs le coût de revient de cette électricité jusqu'à l'expiration de la prime de marché visée à l'art. 30 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie¹⁵ sans être tenus de prendre en compte le bénéfice visé à l'alinéa 5. Ce droit n'est applicable que pour l'électricité provenant de capacités de production indigènes, déduction faite des mesures de soutien. Le Conseil fédéral fixe les modalités et peut prévoir des exceptions.

7. Libéralisation totale?