

# Impacts des importations et de l'injection stochastique décentralisée sur le réseau

Document de connaissances de base, état: janvier 2018

## 1. Synthèse

L'électricité doit être disponible à tout moment à la prise murale, pour tous les consommateurs finaux, en quantité suffisante et à des prix conformes au marché. Suite à la décision prise en mai 2011 par le Conseil fédéral d'arrêter les centrales nucléaires existantes au terme de leur durée d'exploitation correspondant à la technique de sécurité et de ne pas les remplacer, on doit s'attendre, d'une part, à un développement accru des technologies renouvelables (énergies photovoltaïque ou éolienne) et, d'autre part, à une intensification des importations d'électricité, ce qui ne sera pas sans effet sur l'infrastructure du réseau d'électricité suisse.

L'irrégularité de la production ainsi que l'injection décentralisée des technologies renouvelables constituent des défis que devront relever les réseaux de distribution, notamment ceux des niveaux de tension inférieurs et aux périodes de pointe.

Quant aux importations, elles auront un fort impact sur le réseau de transport, les capacités d'échange d'électricité actuelles avec l'étranger arrivant à saturation. De plus, des centrales doivent rester disponibles pour l'approvisionnement des consommateurs finaux lors des périodes où la production des centrales photovoltaïques et éoliennes est insuffisante. Cela concerne surtout le semestre d'hiver et la nuit; toutefois, même en été, les installations photovoltaïques ne produisent que très peu d'énergie par mauvais temps.

## 2. Généralités

L'énergie électrique est transportée et distribuée via un réseau de lignes qui n'a cessé de s'étendre pendant plus d'un siècle. À l'origine, les lignes les plus performantes étaient destinées à relier les sites de production alpins dont le lieu d'implantation ne peut être déplacé aux consommateurs installés en ville. Par la suite, des lignes sont venues s'ajouter pour transporter les importantes productions des centrales nucléaires sises à proximité des grands sites de consommation.

Le développement du réseau de transport du niveau de réseau 1 (voir illustration 1) est dû à l'intensification continue des lignes reliant les grandes centrales aux villes. Il est aujourd'hui géré par la société de réseau nationale Swissgrid et relié aux pays voisins à l'aide de lignes de couplage. Ces dernières ont été aménagées pour l'échange d'énergie avec les pays frontaliers ainsi que pour l'importation d'énergie nucléaire depuis la France dans le cadre de contrats à long terme.

Le réseau de transport doit remplir les tâches suivantes:

- transport de l'électricité de la centrale aux consommateurs finaux via des distributeurs régionaux et locaux;
- transport transfrontalier de l'énergie électrique à travers la Suisse vers les pays voisins le long de l'axe Nord-Sud entre l'Allemagne et l'Italie et le long de l'axe Est-Ouest de l'Autriche vers la France. Il permet ainsi à la Suisse d'assoir son rôle de pays de transit majeur.

Le niveau de réseau 3 sert à la distribution d'énergie suprarégionale et, en cas de forte concentration de centrales comme c'est le cas dans les Alpes, également au transport de l'énergie produite localement. Les niveaux de réseau 4 à 7 sont principalement destinés à l'approvisionnement des consommateurs finaux.

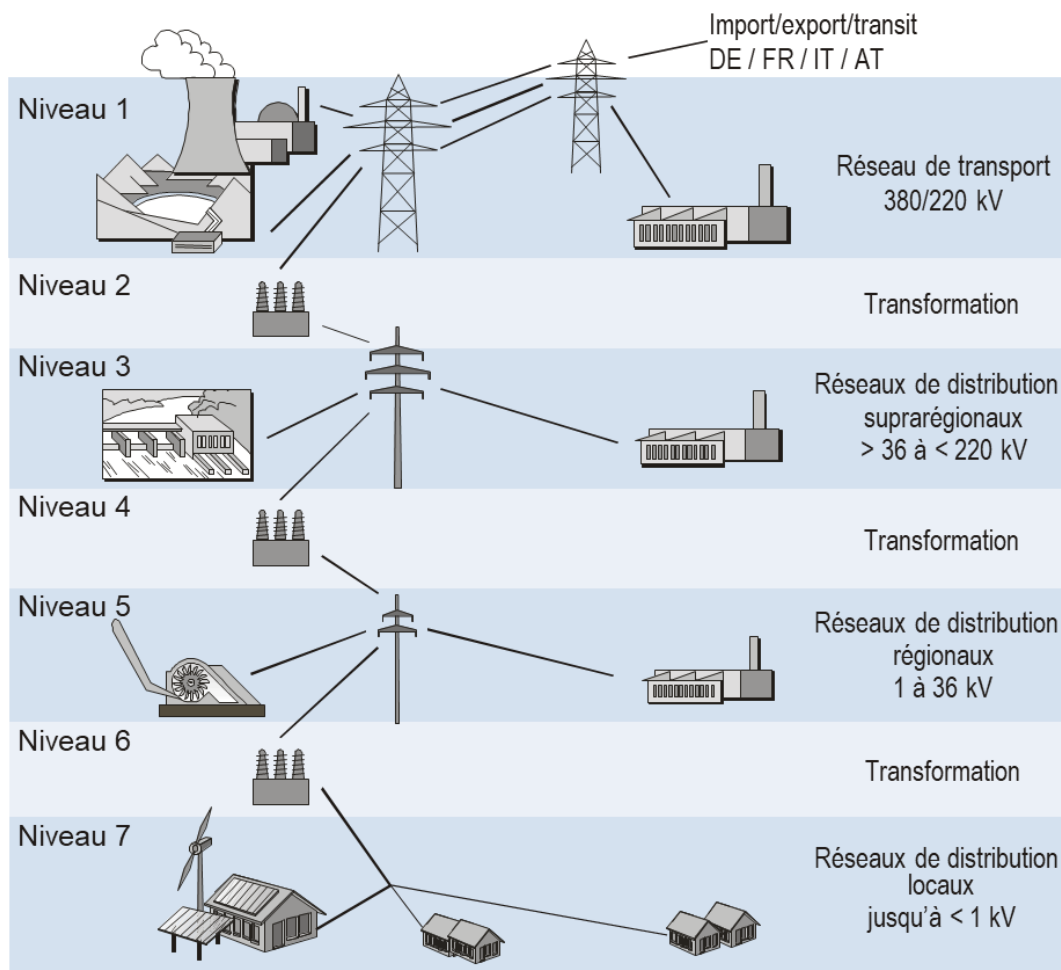


Illustration 1. Modèle des sept niveaux du réseau d'électricité. Source: AES.

### 3. Réalité aujourd'hui

#### 3.1 Impact de l'injection décentralisée

La structure actuelle du réseau a été conçue pour la production centralisée dans de grandes centrales. L'énergie produite de manière décentralisée, telle que celle produite par de petites installations d'une puissance de quelques kilowatts à plusieurs mégawatts et injectée dans les réseaux de distribution, constitue un nouveau défi et peut entraîner aussi bien une réduction qu'une augmentation supplémentaire de la charge des réseaux de distribution.

L'injection décentralisée ne permet une baisse de la charge du réseau que si l'énergie produite est immédiatement consommée localement. En effet, la quantité d'énergie devant être prélevée du réseau de distribution est ainsi moindre. La charge potentielle maximale des consommateurs d'énergie raccordés constituant un facteur déterminant pour le dimensionnement du réseau, ce dernier pourrait être aménagé pour des puissances inférieures à celles que la charge nécessiterait. Pour cela, il faut toutefois que l'injection décentralisée soit constamment disponible lorsqu'elle est demandée. Comme cela n'est généralement pas le cas, la ligne doit cependant être aménagée pour la charge maximale possible. L'illustration 2 représente cet état de fait de manière graphique,  $P_{dim}$  correspondant à la puissance de dimensionnement, «50» à l'injection décentralisée et «100» à la charge.

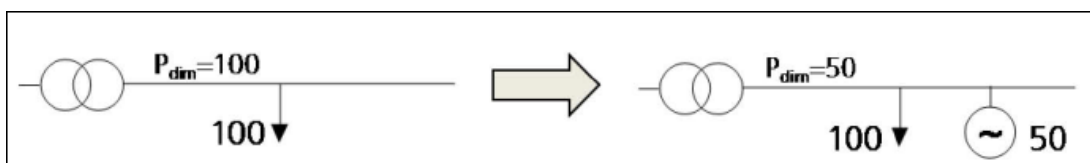


Illustration 2. Réduction de la charge du réseau de distribution due à l'injection décentralisée. Source: OFEN 2010.<sup>1</sup>

Si toutefois l'injection dépasse la consommation momentanée, on peut alors observer une charge supplémentaire pour le réseau de distribution. La puissance que le réseau doit absorber dans ce cas peut nécessiter un renforcement de ce dernier.

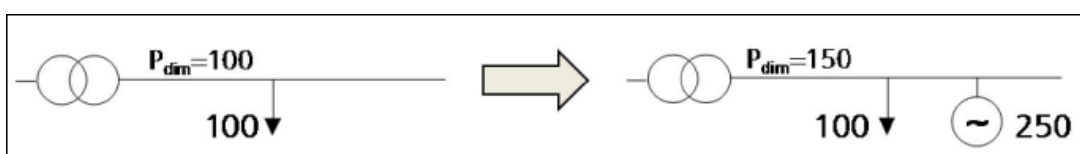


Illustration 3. Augmentation de la charge du réseau de distribution due à l'injection décentralisée. Source: OFEN 2010.

Outre la puissance à transporter, la chute de tension sur la ligne doit être également prise en compte lors du dimensionnement des réseaux. L'illustration 4 montre une chute de tension entre le poste de transformation et le consommateur. Plus le flux d'électricité est élevé, plus la chute de tension est importante. Si de l'électricité supplémentaire est injectée via des installations photovoltaïques ou éoliennes, la tension remonte. Les installations décentralisées influent par conséquent sur la qualité de la tension et peuvent même entraîner des refoulements d'énergie problématiques vers le réseau amont. L'absorption d'importantes quantités d'énergie décentralisée et leur transmission au niveau de réseau amont constituent un nouveau défi pour le

<sup>1</sup> Source: OFEN 2010

réseau de distribution. Le problème de la qualité insuffisante de la tension se pose principalement sur les longues lignes, comme on peut en trouver dans les zones rurales.

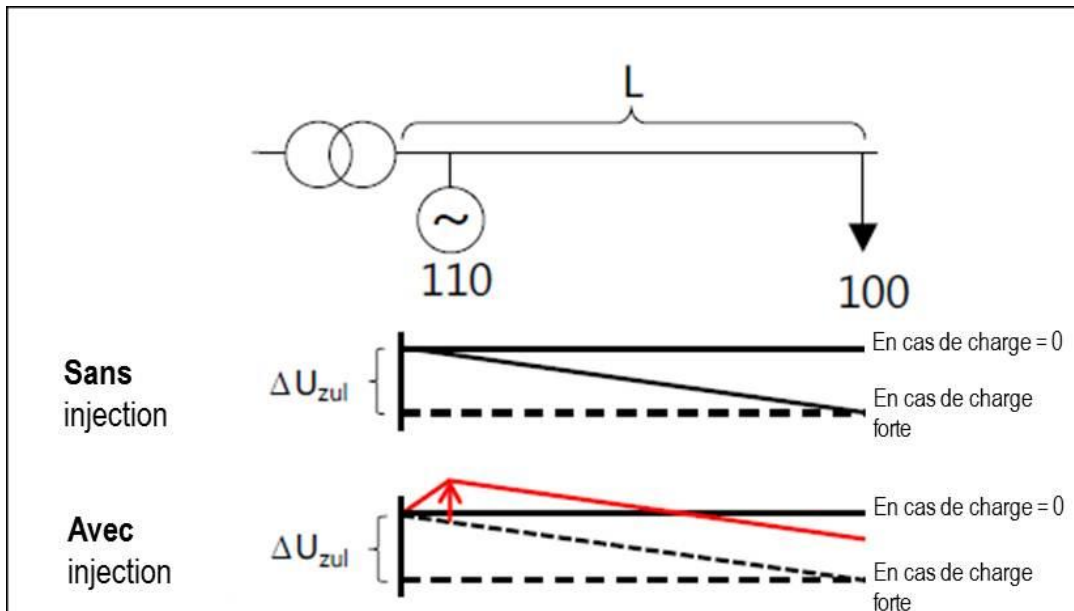


Illustration 4. Impact des refoulements de courant électrique sur le profil de tension de lignes. Source: OFEN 2010.

Le **niveau de réseau de distribution suprarégional 2** sert à la distribution brute de l'énergie et également, en cas de forte concentration de centrales comme c'est par exemple le cas dans les cantons de montagne, de moyen d'amenée vers le niveau de réseau 1 afin d'acheminer l'énergie produite régionalement. De par leur fonction, ces réseaux situés dans les cantons de montagne peuvent donc être en partie considérés comme des réseaux de transport. En cas d'injection d'énergie décentralisée, les réseaux déjà sollicités par une forte production atteignent beaucoup plus tôt leurs limites de transport que les réseaux destinés principalement à l'approvisionnement.

Les **niveaux de réseau régionaux et locaux 4 à 7** servent à peu d'exceptions près à l'approvisionnement. La structure actuelle du réseau n'est pas conçue pour absorber et transporter les grandes puissances dues à l'énergie produite de manière décentralisée si cette dernière ne peut pas être utilisée localement. Pour les consommateurs finaux raccordés, les objectifs de qualité du réseau ainsi que la tension maximale doivent être respectés.

Ainsi la capacité du réseau à supporter l'injection d'énergies renouvelables supplémentaires dépend largement du comportement de consommation et de production des petites cellules d'approvisionnement. En cas de construction massive d'installations photovoltaïques, de fortes et très rapides variations de charge apparaîtront dans le réseau de distribution régional et local aux niveaux de réseau 4 à 7, ce qui pourrait entraîner des écarts de tension significatifs chez les consommateurs si aucune mesure technique de stabilisation n'est prise. Dans les zones rurales, la limite de stabilité en cas de longues lignes est plus rapidement atteinte que dans les zones urbaines.

### 3.2 Impact de l'injection stochastique

Les technologies de production se distinguent par des facteurs tels que la prévisibilité, la flexibilité et la pilotabilité.<sup>2</sup> La production des centrales photovoltaïques et éoliennes dépend des conditions météorologiques et n'est pas pilotable. De même, la prévisibilité est moyenne pour les installations photovoltaïques et très faible pour les installations éoliennes. Une augmentation du volume d'électricité injecté variable suite à la construction de nouvelles installations de production d'électricité éolienne et solaire s'accompagne de nouveaux défis:

- Des capacités d'approvisionnement plus pilotables, plus flexibles et plus prévisibles sont nécessaires: pour les périodes durant lesquelles le volume d'électricité solaire et éolienne injecté est plus faible avec une utilisation au cours d'une journée, comme capacités de réserve flexibles ou comme capacités *day-ahead/intra-day*<sup>3</sup> pour la compensation d'erreurs de prévision.
- De plus, des capacités de centrales supplémentaires sont requises pour fournir des services-système<sup>4</sup> puisque, par rapport à d'autres technologies, les risques d'erreur dans les prévisions sont plus élevés dans le cas de la production d'énergie solaire et surtout éolienne. C'est particulièrement le cas pour les installations éoliennes vu que la production d'électricité est, dans ce cas, proportionnelle à la vitesse du vent au cube («puissance 3»). Si la vitesse du vent est doublée, la production d'énergie est alors multipliée par 8. De faibles écarts dans les prévisions ont par conséquent un impact significatif.

En principe, un court horizon de prévisibilité diminue le besoin en services-système nécessaire à l'équilibre énergétique du système. L'illustration 5 montre l'importance de l'influence de l'ensoleillement sur l'approvisionnement électrique. Il suffit de se pencher sur les différences d'un jour à l'autre pour comprendre dans quelle mesure la production fluctue et combien elle est peu pilotable, et pour voir l'importance des différences saisonnières (électricité solaire relativement basse en hiver et relativement élevée en été).

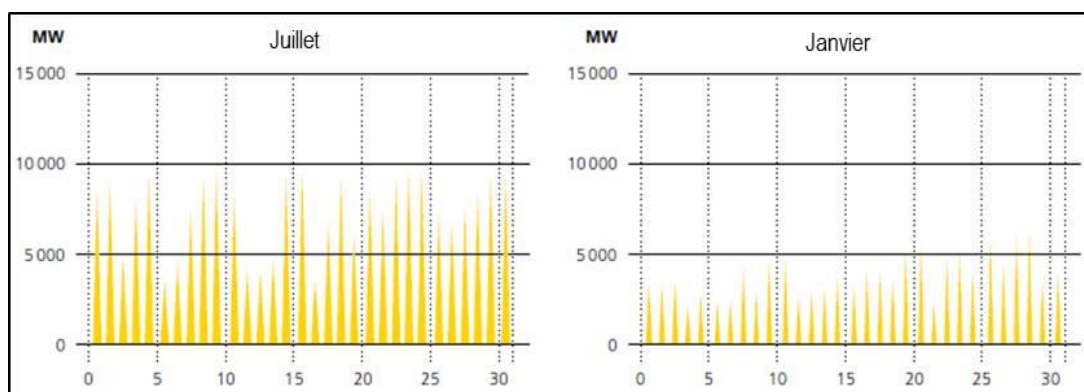


Illustration 5. Production d'installations photovoltaïques pour une future puissance installée de 14 000 MW en Suisse sur la base de données météorologiques réelles de 2008. Le graphique de gauche représente le mois de juillet, celui de droite le mois de janvier. Source: AES 2012.

Dans le cadre de l'une de ses études, l'OFEN conclut qu'en fonction du scénario, des frais supplémentaires sont à prévoir non seulement pour l'extension des réseaux mais également pour les services-système.<sup>5</sup>

<sup>2</sup> Voir document de connaissances de base «Contributions des technologies de production».

<sup>3</sup> Capacités dont la puissance est commandée avec un jour d'avance ou au cours de la journée de demande.

<sup>4</sup> Puissance de réserve et énergie de réglage pour la stabilisation du réseau, voir également le document de connaissances de base «Contributions des technologies de production».

<sup>5</sup> Source: OFEN 2010

L'étude a montré que le facteur le plus important lors de l'augmentation de la puissance injectée de manière stochastique est l'erreur de prévision, à savoir l'écart entre la quantité d'énergie pronostiquée (un jour à l'avance = *day-ahead* ou 1-2 h = *intraday*) et l'énergie réellement produite par quart d'heure.

L'injection stochastique a également un impact sur le dimensionnement des réseaux de distribution: comme expliqué au chapitre 3.1, l'injection peut rapidement entraîner une surcharge du réseau de distribution, notamment en cas de consommation faible et d'installations de productions raccordées de manière centralisée. Pour dimensionner la ligne de raccordement, la puissance de production maximale possible est donc déterminante même si elle n'est que très rarement atteinte.

### 3.3 Impact des importations

Les grandes centrales, comme les centrales nucléaires et les grandes centrales hydroélectriques dans les Alpes, ainsi que les réseaux de distribution sont raccordés au réseau de transport. Cela permet ainsi de garantir que les centrales puissent à tout moment délivrer leur énergie et que les consommateurs puissent à tout moment en prélever suffisamment.

En Europe et en particulier en Suisse, l'échange et le négoce d'énergie avec les pays voisins sont d'ores et déjà intenses. Bien que la Suisse ne consomme que 2 à 3% de l'électricité européenne, 10% de l'électricité échangée au niveau international transite par les frontières suisses. La Suisse constitue ainsi depuis de nombreuses années déjà une plaque tournante majeure de l'électricité. Les réseaux de transport européens ont été initialement dimensionnés pour l'échange d'électricité en cas de défaillances momentanées des centrales et d'autres situations d'urgence. Le négoce, qui s'est développé depuis lors, et l'échange massif d'électricité représentent un défi tant pour les lignes de couplage que pour les gestionnaires des réseaux.

La disponibilité des lignes de couplage transfrontalières constitue une condition préalable importante à la contribution du négoce en matière de sécurité d'approvisionnement. Les gestionnaires de réseau de transport définissent les capacités de transport disponibles et octroient des droits de passage aux plus offrants en cas de congestions au moyen de procédures d'adjudication basées sur le marché. Pour le négociant ayant acquis de l'électricité à l'étranger, ce processus représente un certain risque dans le cas d'enchères explicites, car il n'a aucune garantie de pouvoir également importer son électricité achetée à l'étranger. Son offre pour l'enchère de capacité doit être suffisamment élevée pour remporter le marché, sans quoi il devra se résigner à laisser l'importation à la concurrence.

Si les capacités de production indigènes ne peuvent pas à elles seules couvrir les besoins, la sécurité d'approvisionnement est mise en péril dès lors que la capacité d'importation n'est plus suffisante pour couvrir les besoins nationaux. Lors de vagues de froid, des congestions peuvent avoir lieu car l'importation ou le besoin en transit vers d'autres pays atteint les limites physiques des capacités des lignes. Bien que les programmes prévisionnels soient liés aux droits de passage, des congestions peuvent également survenir pour des raisons physiques, car le flux d'électricité physique diverge du flux planifié (flux de bouclage) ou qu'une ligne est défaillante. Dans de telles situations, les gestionnaires de réseau de transport ont ainsi la possibilité de limiter le commerce transfrontalier. Les quantités d'électricité qui ne peuvent pas être importées doivent alors être produites dans le pays ou bien la consommation doit être limitée en conséquence.

Le négoce international d'électricité contribue grandement à l'approvisionnement de nombreux pays européens, comme c'est le cas pour la Suisse. Depuis 2002, cette dernière affiche un solde importateur lors des

mois d'hiver, et, pour la première fois en 2005, cela a même été le cas sur l'ensemble de l'année (illustration 6).

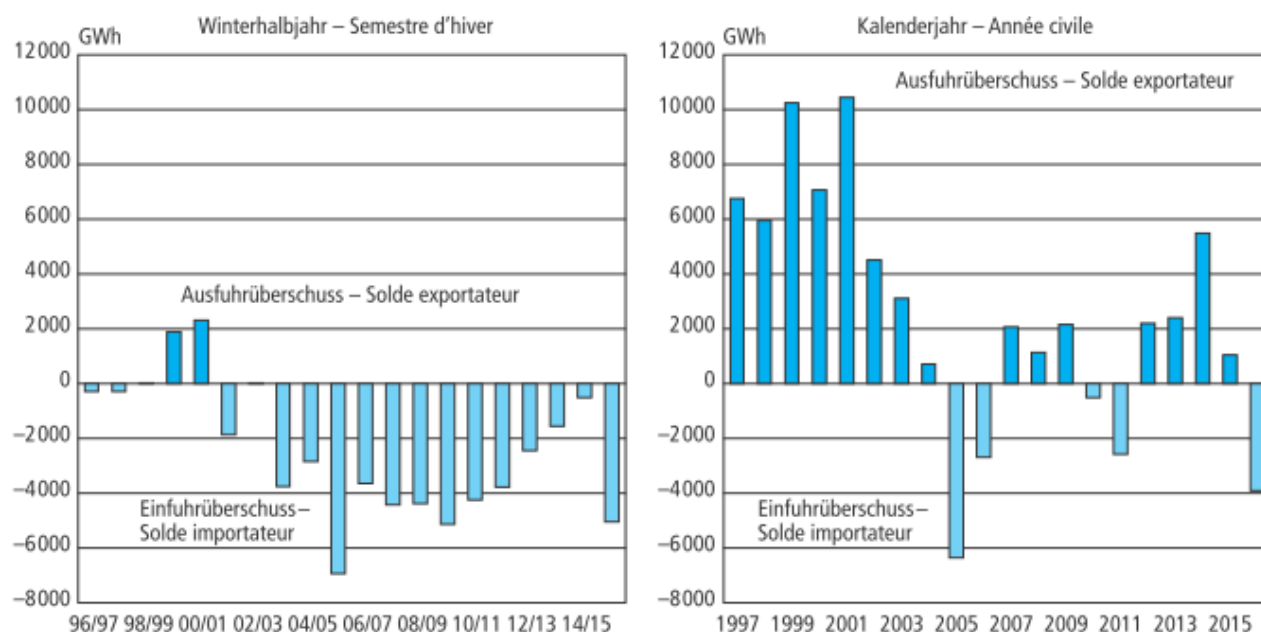


Illustration 6. Solde exportateur et importateur de la Suisse. Source: OFEN 2010.

## 4. Évolutions futures

Les sociétés Pöyry<sup>6</sup> et Consentec<sup>7</sup> ont chacune évalué les évolutions futures dans le cadre d'une étude. Elles ont étudié les impacts d'une injection décentralisée et stochastique croissante sur les réseaux électriques. En cas d'injection moyenne et uniforme, le nombre de mesures d'envergure requises sur le réseau devrait être très limité. En revanche, si différentes grandes installations injectent leur production, de nombreuses mesures pourraient être nécessaires sur l'ensemble du réseau.

### 4.1 Développement de l'injection décentralisée

Les réseaux de distribution des niveaux de tension inférieurs (niveau de réseau 4 à 7) initialement conçus pour l'approvisionnement des consommateurs devront à l'avenir également «accueillir» de petites et moyennes installations de production. Les gestionnaires du réseau de distribution doivent cependant éviter que la puissance totale des installations de production raccordées dépasse la capacité d'accueil du réseau afin de garantir en tout temps la qualité de la tension et la stabilité du réseau.

La capacité d'accueil d'un réseau est principalement limitée par le dépassement des limites de tension et/ou des valeurs limites d'électricité. Selon les enquêtes menées sur les réseaux réels, la charge des réseaux est

<sup>6</sup> Source: AES 2012

<sup>7</sup> Source: AES 2012 a

à l'heure actuelle modérée. Fehler! Textmarke nicht definiert. Il n'y a souvent pas d'injection d'énergies renouvelables. Les calculs partent des hypothèses suivantes:

- Les installations décentralisées dont la puissance est inférieure à 400 kW sont raccordées au réseau de distribution, les installations dont la puissance varie entre environ 400 kW et 10 MW au réseau moyenne tension et les installations dont la puissance est supérieure à 10 MW au réseau haute tension.
- Vu l'expérience gagnée dans les autres pays en ce qui concerne la distribution à grande échelle des installations de production, on suppose que des installations de production sont raccordées en grand nombre, en moyenne à un point de connexion au réseau sur quatre du RT, du RD NR 5 et du RD NR 3, puisque les installations les plus rentables peuvent être construites dans le rayon d'action de ces connexions en raison des conditions favorables (rayonnement solaire, vent, etc.). Cela signifie donc que 25% des réseaux actuels sont concernés par le développement des énergies décentralisées. Dans les autres secteurs du réseau, moins d'installations de production et uniquement celles de moindre puissance sont raccordées, ce qui n'entraîne pas de besoin de développement.

Les analyses détaillées des sections de réseau indiquent que les réseaux moyenne et basse tension actuels présentent en moyenne des réserves pour le raccordement d'installations de production décentralisées. Cependant, une extension du réseau pour l'injection décentralisée s'avère d'ores et déjà nécessaire dans certains cas.<sup>8</sup> Dans les réseaux ruraux, la capacité d'absorption des installations de production est principalement limitée par le maintien de la tension (lignes longues). Le courant maximal admissible constitue également un facteur de limitation sur les réseaux urbains.

En outre, l'influence de la taille des injecteurs décentralisés sur l'utilisation du réseau a elle aussi fait l'objet d'une analyse. Les installations de production augmentent la tension au point d'injection alors que les consommateurs d'énergie abaissent la tension au point de raccordement au réseau. On obtient des résultats très satisfaisants lors d'une distribution uniforme des installations qui injectent de l'électricité. La tension peut être d'autre part diminuée par les consommateurs d'énergie répartis sur le réseau, ce qui diminue le risque d'atteindre des valeurs critiques. Si par contre l'injection se fait uniquement via une grande installation, il convient de limiter la quantité injectée totale en fonction de la charge, afin de ne pas dépasser la tension maximale sur une grande partie des lignes.

Si l'on compare ce total des injections distribuées à la puissance injectée par une installation unique, on s'aperçoit que pour une répartition identique, une puissance presque double peut être injectée sur le réseau de distribution concerné. Plus la distribution est uniforme, plus la quantité d'énergie produite pouvant être raccordée est élevée. Lorsque de grandes installations sont raccordées, le réseau doit être développé plus tôt. Les très grandes installations d'une puissance similaire à celle des plus grandes centrales (supérieure à 10 MW au niveau de réseau 3) pourraient même injecter du courant dans des niveaux de tension plus élevés.

<sup>8</sup> Entre 2009 et 2016, l'EiCom a édicté au total 532 décisions visant au passage à la collectivité publique de coûts s'élevant à plus de 57 millions CHF pour les renforcements du réseau, via le tarif de services-systèmes de Swissgrid.



En résumé, les calculs de l'étude indiquent que les installations de production décentralisées d'une puissance maximale d'environ 5000 MW peuvent être raccordées sur les réseaux moyenne et basse tension, sans nécessiter d'extension du réseau. Le seuil à partir duquel une transformation et une extension massives du réseau s'avèrent nécessaires dépend du nombre, de la distribution et de la puissance des installations de production. Il doit être pris en compte de façon spécifique sur chaque réseau. Les calculs modélisés partent de l'hypothèse d'une distribution uniforme des sites d'injection.

Les mesures de développement du réseau permettent d'augmenter la capacité d'absorption:

- jusqu'à environ 7000 MW de puissance de production de basse tension (niveaux de réseau 6 et 7), et
- jusqu'à environ 7500 MW de puissance de production de moyenne tension (niveaux de réseau 4 et 5).

Pour ce faire, il faut que des installations de production soient raccordées en grand nombre à chaque quatrième point de connexion. Il peut arriver que dans une région, plus de 25% des réseaux actuels soient concernés par le développement des énergies décentralisées (parce que cette région présente des conditions favorables aux énergies renouvelables, par exemple). Le réseau serait donc renforcé plus tôt et plus rapidement dans cette région.

Il convient également de tenir compte du fait que dans le cas de charge moindre des réseaux de distribution (due à l'utilisation propre de l'énergie produite par les injecteurs), les coûts du réseau sont répartis sur les autres consommateurs raccordés au réseau et augmentent donc pour ces derniers.

Pour augmenter la capacité d'accueil des réseaux, des mesures **conventionnelles** ou **novatrices** peuvent être mises en œuvre. On entend par développement conventionnel du réseau le remplacement des lignes et des transformateurs existants. Les mesures novatrices, par contre, ne sont disponibles que depuis peu sur le marché ou sont encore dans leur phase d'essai dans des projets pilotes. Ces mesures touchent notamment des transformateurs commandés en tension. Il est possible d'augmenter la puissance de production maximale raccordable par des mesures novatrices dans une proportion allant de 10 à 90%. Font notamment partie des facteurs d'influence la répartition des installations de production sur les différents points de connexion au réseau et la concordance dans le temps du profil de production et du profil de charge.

Il convient de sélectionner, voire de combiner, les mesures à prendre en fonction de la situation sur le réseau et du type d'installations de production. La diffusion et la promotion des mesures novatrices de développement du réseau renforcent donc l'intégration des énergies renouvelables et réduisent les coûts à long terme. De plus, il apparaît que les mesures novatrices augmentent la capacité d'accueil plus efficacement et plus fortement sur le réseau moyenne tension que sur le réseau basse tension. Ainsi, la mise en œuvre de mesures novatrices permet de réduire considérablement (de 40 à 50% en moyenne) le besoin en investissements par rapport à des mesures classiques de développement du réseau. Les mesures permettant d'influencer activement le niveau de tension sur les réseaux moyenne et basse tension par le réglage de la tension des transformateurs et des installations de production permettent particulièrement de réduire les investissements.

Lorsque des réseaux doivent être modernisés dans une zone de production potentielle, il convient donc de vérifier si des mesures en faveur de futurs producteurs injectant dans le réseau ne doivent pas déjà être prises. En règle générale, le montant des investissements de chaque mesure individuelle est plus élevé que celui d'une solution conventionnelle: l'investissement plus onéreux au départ est cependant rentable car il permet d'atteindre la limite de puissance plus tardivement que dans le cas de mesures conventionnelles.

## 4.2 Développement de l'injection stochastique

Sauf par beau temps, il sera difficile de prévoir précisément l'injection en termes de durée et de quantité pour les installations photovoltaïques. Les nombreuses installations réparties sur toute la Suisse vont en partie se compenser mutuellement, mais ne pourront guère contribuer localement à la stabilité du réseau. Quand le rayonnement solaire sera bon, toutes les installations pourront à peu près injecter les valeurs maximales installées. Mais en fonction de leur orientation (Est, Sud, Ouest, façade), celles-ci ne pourront pas être atteintes simultanément, tant sur la saison que sur la journée.

Le besoin en services-système va connaître une augmentation proportionnelle au développement des installations. Au début, la production quotidienne pourra couvrir les pointes de consommation journalières. Si la production d'électricité renouvelable continue de croître, la production journalière excédentaire devra être stockée. On peut estimer en moyenne la production des installations photovoltaïques à 800 à 1000 heures de pleine charge par an en fonction de leur emplacement et de leur orientation. Si le nombre d'installations stochastiques est important, il sera nécessaire, pour des raisons de stabilité du réseau, de déconnecter temporairement des installations décentralisées afin d'éviter toute surcharge du réseau. Il peut tout à fait s'avérer plus rentable de déconnecter des installations du réseau quelques heures par mois que d'investir lourdement dans le développement des réseaux ou dans des accumulateurs décentralisés.

L'injection d'énergie éolienne est également sujette à de fortes fluctuations. Toutefois, par rapport à la consommation et aux installations photovoltaïques, on ne table pas en Suisse sur de grandes quantités d'énergie. En 2016, en Suisse, 37 installations avec une puissance de 74,9 MW étaient raccordées.<sup>9</sup> Les installations éoliennes d'une puissance de plus 10 MW injectent quant à elles principalement de l'énergie dans le niveau de réseau 3.

À l'avenir, le parc de centrales flexibles, comme les centrales hydroélectriques avec barrages ou, peut-être aussi à l'avenir, les centrales à gaz, pourra être utilisé pour couvrir la demande en charge dite résiduelle<sup>10</sup>. Dans ce cas, les exigences évolutives en termes de services-système augmenteront avec le développement de la production stochastique. Aux fluctuations actuelles de la consommation viendront s'ajouter celles de la production, qui accroîtront et accéléreront de manière significative les variations de charge du réseau. Les installations de production décentralisées vont à l'avenir couvrir une partie de la demande pour les niveaux de réseau inférieurs. Cela entraînera une modification de la charge devant être équilibrée par les niveaux de réseau supérieurs et par les installations centralisées. Étant donné que les nouvelles énergies renouvelables viendront un jour remplacer les centrales nucléaires, des défauts de couverture feront leur apparition au fil des saisons. La charge résiduelle devra alors faire face à une offre trop faible.

Des heures voire des semaines peuvent s'écouler entre un pic et un creux de production d'énergie, tandis que des effets météorologiques momentanés peuvent ne durer que quelques minutes dans certaines circonstances. Les fluctuations observées entre l'hiver et l'été sont bien plus importantes. On constate de plus des variations de consommation contraires à la production saisonnière. La charge résiduelle sera ainsi influencée par ces facteurs pendant des secondes, des minutes, voire pendant plusieurs mois si le développement des nouvelles énergies est renforcé. La mise à disposition de capacités flexibles entraînera dans ce cas des coûts non négligeables.

<sup>9</sup> Cf. OFEN 2017 a

<sup>10</sup> Charge résiduelle = consommation nationale moins la production influençable: énergie éolienne et solaire, énergie issue de centrales au fil de l'eau, et part du fil de l'eau dans les centrales hydroélectriques à accumulation, voir le document connaissances de base «Contributions des technologies de production».

Avec les services-système, Swissgrid ne peut assurer l'équilibre que pour quelques heures. Dès lors que des modifications se dessinent au niveau de la consommation ou de la production, les acteurs du marché réagissent rapidement en procédant à des ajustements de la production flexible (négoce *intraday*). Si l'ensoleillement ou le vent sont plus forts que prévu, une quantité plus importante d'énergie est alors momentanément disponible. Les prix de l'énergie chutent et les centrales à accumulation sont déconnectées ou les pompes des centrales de pompage-turbinage mises en route. Si le contraire se produit, les prix de l'énergie augmentent, et une quantité non prévue d'énergie supplémentaire doit être produite.

### 4.3 Développement des importations

Au regard des plans d'extension multinationaux, et tout particulièrement du fait de la directive 2009/28/CE, et du souhait de préserver la sécurité d'approvisionnement, le réseau de transport suisse de 6700 km de long est confronté à de grands défis. Les nouvelles centrales doivent être raccordées, la production adaptée à la consommation énergétique croissante et les possibles déplacements de centres de charge au niveau régional compensés. De plus, les lignes existantes, principalement construites lors de la phase d'extension du parc de centrales suisse dans les années 50 à 70, arriveront bientôt à échéance de leur durée d'exploitation initiale.

C'est pourquoi l'extension et le renouvellement des réseaux suisses s'avèrent nécessaires. Le besoin en développement est défini dans le plan d'extension «Réseau stratégique 2020». <sup>11</sup> Si les projets prévus peuvent être mis en œuvre, la Suisse disposera alors d'un des réseaux de transport des plus performants d'Europe. Selon Swissgrid, des investissements supplémentaires d'environ 2 milliards de francs d'ici à 2035 et de 0,6 milliard de plus jusqu'en 2050 seront nécessaires pour le «réseau stratégique». Cela permettrait de développer et de renouveler 1000 km de lignes d'ici 2020, ce qui constituerait, en comparaison des 150 km de réseau construits au cours des dix dernières années, une extension massive.

La manière d'importer et d'exporter de l'électricité depuis ou vers la Suisse dépend de l'évolution de l'injection, de la demande et des prix. Si une pénurie (momentanée et physique) de capacités de production venait à survenir dans un pays voisin, des exportations auraient lieu vers cette destination à court terme, le niveau de prix étant élevé. À long terme, de nouvelles capacités de production pourraient cependant rendre ces exportations inutiles. Des surplus peuvent par exemple voir le jour lorsque de nouvelles énergies renouvelables sont massivement développées via des mécanismes d'encouragement. Outre cette considération financière, il faut également tenir compte du fait que l'électricité doit trouver son chemin physique et que ce dernier peut diverger du «flux financier». Cette tendance risque de se renforcer à l'avenir étant donné que les restrictions physiques du réseau (congestions) ne coïncident pas avec la production et la consommation.

Les importations et les exportations ainsi que les flux de transit vont sensiblement évoluer en fonction des conditions-cadre régulatrices, et ce, notamment en raison du fort développement des énergies éolienne et photovoltaïque en Allemagne et en Italie. En Suisse, ce dernier n'est attendu qu'entre 2035 et 2050. <sup>12</sup>

Si une part importante de l'électricité devant être consommée en Suisse est produite à l'étranger, le besoin en capacités d'importation augmentera. Ceci, et surtout le développement d'énergies renouvelables dans toute l'Europe sur des sites éloignés des points de consommation augmente le besoin en capacité de transport. Ces longues distances rendent nécessaire la construction de connexions point à point sur le continent

<sup>11</sup> Source: Swissgrid 2012

<sup>12</sup> Source: AES 2012

européen puisque celles-ci peuvent représenter un élément important d'un futur «super réseau» (en anglais *super grid*). Ces connexions se composent de lignes à courant continu haute tension très performantes. Cette stratégie permet non seulement d'éliminer les congestions de réseau au niveau international, mais également les congestions nationales à l'étranger. L'extension du réseau de transport mais aussi de distribution peut être sensiblement influencée par le développement de nouvelles technologies dans le domaine du stockage d'énergie, telles que la conversion d'électricité en gaz ou les accumulateurs à batterie locaux.

Le développement du réseau en Suisse et dans l'Union européenne se heurte à une forte opposition. Celle-ci peut retarder considérablement les projets, voire mettre en péril la sécurité d'approvisionnement. Il importe donc de faire prendre conscience à la population de l'urgence de la construction de nouvelles lignes ou de la transformation de lignes existantes, et d'accroître l'acceptation par la population.

## 5. Bilan

Les injections décentralisées entraînent, en raison de la production fortement stochastique, une exploitation du réseau sensiblement modifiée, tant aux niveaux de réseau situés en amont qu'en aval.

Actuellement la puissance d'injection décentralisée installée est d'environ 1358 MW.<sup>13</sup> Dans les années à venir, d'autres installations RPC approuvées seront ajoutées, avec une puissance de 1314 MW. C'est pourquoi les besoins d'extension du réseau resteront limités ces prochaines années jusqu'à l'atteinte d'une puissance injectée d'environ 7000 MW tant que la répartition des installations est homogène. En revanche, la mise à disposition des services-système en fonction de la précision des prévisions ne va cesser de croître. Si les coûts peuvent être maintenus à un niveau relativement bas jusqu'à une puissance d'absorption de quelque 7000 MW, une fois le cap des 7000 MW de puissance injectée dépassé, les frais de développement du réseau augmenteront de manière disproportionnée si l'on n'a pas recours au stockage décentralisé au moyen de batteries ou à l'utilisation de la technologie «power to gas» (conversion de l'électricité en gaz). Il est aujourd'hui impossible de prédire quelle solution – de l'extension du réseau ou du stockage local d'énergie – sera la plus avantageuse sur le plan économique.

Pour des raisons macroéconomiques, les différentes technologies de production doivent être utilisées dans les régions où elles sont les plus rentables, le photovoltaïque par exemple dans les régions les plus ensoleillées comme le Tessin ou les régions montagneuses. La limite d'extension obligatoire du réseau peut être atteinte plus tôt en fonction de la région.

Indépendamment du développement des énergies renouvelables, des capacités de production doivent être mises à disposition en Suisse ou à l'étranger. La mise à disposition d'énergie à l'étranger entraîne des importations et des frais de transports supplémentaires correspondants (enchères frontalières), qui doivent être fixés par le transit ou par les prix du marché dans les pays voisins.

Si à l'avenir plus d'énergie renouvelable stochastique est importée à des fins d'approvisionnement, les capacités de remplacement requises devront être mises à disposition à l'étranger ou en Suisse.<sup>14</sup> Dans le cas où

<sup>13</sup> Source: Pronovo 2018

<sup>14</sup> Voir également les documents de connaissances de base relatifs aux thèmes Marché de capacités, Contribution des technologies de production, Développement et exploitation de réseaux de transport au sein de l'UE.

les réseaux de transport doivent être utilisés de manière aussi rentable que possible, suffisamment de capacités de remplacement seront nécessaires des deux côtés des frontières de l'enclère.

Si la capacité de réseau actuelle est augmentée de manière homogène via des mesures novatrices, comme le réglage actif de tension des transformateurs et des installations de production, l'énergie injectée de manière stochastique et décentralisée pourra être transportée vers les consommateurs ou vers les centrales de pompage-turbinage. Il sera cependant impératif d'augmenter les services-système ainsi que les capacités pour de rares situations de pénurie. Au besoin, les prestations (énergie, services-système, capacités) devront être importées à condition que les réseaux de transport et les installations de production dans les pays voisins le permettent. En cas de développement faible à moyen de l'injection décentralisée, il ne sera guère utile d'étendre les réseaux ou de mettre à disposition des capacités de remplacement ou des services-système supplémentaires. Si l'injection dans les zones de desserte compromet la sécurité d'approvisionnement, il sera inévitable, pour une exploitation rentable du réseau, d'interrompre le fonctionnement des installations de production stochastique quelques heures par an.

## 6. Sources

AES	<a href="http://www.electricite.ch">www.electricite.ch</a> (Association des entreprises électriques suisses VSE/AES)
AES 2012	Pöyry Management Consulting. Angebot und Nachfrage nach flexibler Erzeugungskapazität in der Schweiz. Association des entreprises électriques suisses (VSE/AES), Aarau, 2012
AES 2012 a	Consentec GmbH, Bestimmung von und Umgang mit Verteilnetzenpässen, Umbau und Anpassung der Netze, Association des entreprises électriques suisses (VSE/AES), Aarau, 2012
OFEN 2010	Consentec, Polynomics, Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisung auf die elektrischen Netze der Schweiz, Office fédéral de l'énergie OFEN, Berne, 2010
OFEN 2017	Statistique suisse de l'électricité 2016, Office fédéral de l'énergie OFEN, Berne, 2017
OFEN 2017 a	Statistique globale suisse de l'énergie 2016, Office fédéral de l'énergie OFEN, Berne, 2017
Pronovo 2018	(ancienne Fondation RPC) Cockpit RPC, 4 <sup>e</sup> trimestre 2017, état au 2 janvier 2018, consulté le 15 février 2018 sur <a href="https://pronovo.ch/fr/landing-page-fr/services/rapports-et-publications/#">https://pronovo.ch/fr/landing-page-fr/services/rapports-et-publications/#</a>
Swissgrid	<a href="http://www.swissgrid.ch">www.swissgrid.ch</a> (Société suisse d'exploitation du réseau)
Swissgrid 2012	Tournant énergétique – Le réseau de transport joue un rôle clé. Swissgrid, Frick, 2012