

Vers une croissance durable pour les énergies renouvelables

Réglementation, réduction des coûts et croissance des énergies renouvelables aux États-Unis

Le 29/07/2016



Samantha Stephens
Analyste ISR

Malgré leur dépendance historique aux énergies fossiles, les États-Unis voient leur mix énergétique et électrique se modifier rapidement, à mesure que les coûts des énergies renouvelables diminuent, que les réglementations en leur faveur deviennent effectives et que leur déploiement est encouragé par les politiques fiscales.

Les crédits d'impôt à l'investissement¹ et à la production², deux dispositifs connus pour avoir contribué au développement des capacités de production solaire et éolienne, ont été récemment prolongés, ce qui présage de la poursuite de l'augmentation du nombre d'installations et de la production d'énergie renouvelables. De plus, la participation dans le marché de l'énergie verte atteint des niveaux record : en effet, la comptabilisation des bénéfices environnementaux liés à l'électricité renouvelable est dorénavant prise en compte dans les objectifs fixés aux producteurs d'électricité, lesquels rendent obligatoire le déploiement des énergies renouvelables dans les différents États.

La réduction des coûts s'accélère grâce aux avancées technologiques et aux économies d'échelle, moteurs clés du développement du marché. Bien sûr des obstacles persistent, en particulier à cause de l'abondance d'énergies fossiles bon marché sur le marché intérieur, de l'application variable des réglementations et des mesures incitatives selon les États ou de l'incertitude quant à la pérennité du soutien politique.

Cependant, les verrous traditionnels sautent peu à peu, laissant entrevoir un déploiement à grande échelle des énergies renouvelables à travers le pays.

¹ *Investment Tax Credit (ITC)*

² *Production Tax Credit (PTC)*

Sommaire

Le mix énergétique américain sera-t-il bouleversé par l'éolien et le solaire ?	3
Le rôle croissant des énergies renouvelables.....	3
Des perspectives différentes selon le type d'énergie renouvelable	5
Historique des développements de l'éolien et du solaire	7
La réduction des coûts et la réglementation sont à l'origine du développement des énergies renouvelables.....	10
Deux études de cas	11
La réduction des coûts s'accélère.....	13
Politiques publiques et réglementation.....	17
Revue d'un plan de financement	23
Les énergies renouvelables et le marché.....	24
La chaîne de valeur de l'énergie solaire	24
La chaîne de valeur de l'énergie éolienne	27
Conclusion.....	28
Annexes.....	31
I: La dérégulation a ouvert la voie pour les producteurs d'électricité indépendants	31
II: Les autres dispositifs incitatifs importants.....	32
Bibliographie	35

Les préoccupations environnementales et en matière de sécurité énergétique conduisent au déploiement croissant des énergies renouvelables, y compris dans les régions riches en énergies fossiles.

Au cours de ces dernières années, sous l'influence de préoccupations économiques, environnementales, sociales ainsi qu'en matière de sécurité énergétique, les politiques liées à l'énergie à travers le monde se sont profondément modifiées. Compte tenu du rôle des Etats-Unis dans les émissions de CO₂, 16 % en 2014, un déploiement rapide des énergies renouvelables est essentiel pour contenir l'augmentation des températures et atténuer les nombreuses menaces que fait peser le changement climatique sur la planète. Bien que les enjeux climatiques restent un sujet controversé aux Etats-Unis, un consensus en faveur d'un renforcement de la sécurité énergétique se fait jour. Ainsi, malgré les complexités régionales telles que les divisions politiques, les leviers limités au niveau fédéral en matière de réglementations et l'abondance des ressources en énergies fossiles, les nouvelles installations d'énergies renouvelables ainsi que leur part dans le mix énergétique s'accroissent rapidement.

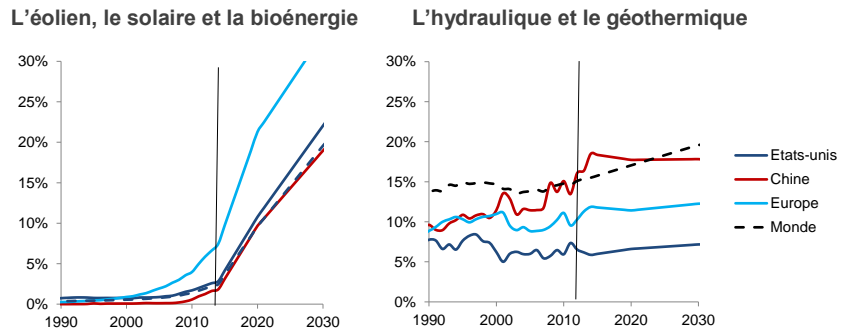
Le mix énergétique américain sera-t-il bouleversé par l'éolien et le solaire ?

Le rôle croissant des énergies renouvelables

Jusqu'au début des années 2000, le déploiement à l'échelle mondiale des énergies renouvelables dépendait pour beaucoup des coûts : seules l'énergie hydraulique et géothermique étaient compétitives pour la production électrique par rapport aux énergies fossiles ; dans le secteur du transport, il n'existait pas d'alternatives économiquement compétitives pour couvrir les besoins énergétiques des particuliers, du commerce ou de l'industrie. En conséquence, les énergies renouvelables ont seulement pris une part importante dans le mix électrique des pays dotés de ressources hydrauliques et géothermiques importantes, tels que le Brésil, la Norvège ou l'Islande. Partout ailleurs, les énergies fossiles, et dans une moindre mesure le nucléaire, sont restées prédominantes.

Néanmoins, ces dernières années, en lien avec les préoccupations croissantes en matière environnementales et de sécurité énergétique, les réglementations, les évolutions technologiques et les politiques fiscales ont permis de faire baisser le coût de certaines énergies renouvelables. L'Union Européenne s'est montrée particulièrement réactive en fixant des objectifs et en mettant en place des subventions visant à développer rapidement ce type de ressources énergétiques. Les États-Unis et la Chine ont quant à eux suivi plus lentement ce mouvement, pour diverses raisons, parmi lesquelles l'abondance de leurs ressources en hydrocarbure, la préférence de la Chine pour un développement économique rapide et à bas coûts, et le rejet des États-Unis de toute intervention de l'État dans les marchés de libre concurrence. Néanmoins, la croissance des énergies renouvelables dans ces deux régions s'intensifie, stimulée par la chute des prix et la prise en compte progressive des enjeux environnementaux par le grand public, le secteur privé et les législateurs.

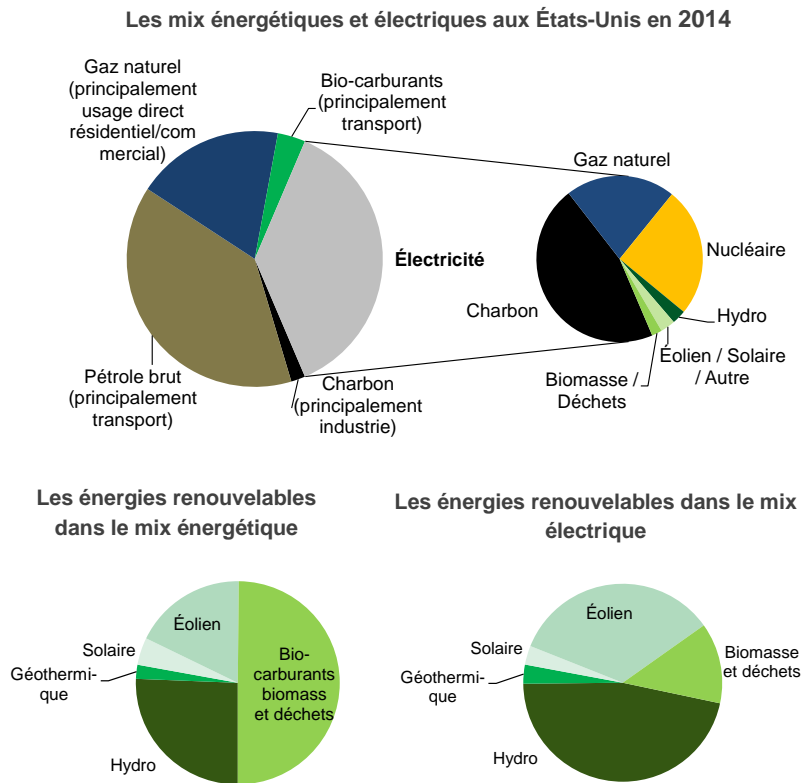
Figure 1: La part des énergies renouvelables dans l'électricité dans les régions sélectionnées, 1990 - 2030



Source : Mirova / BP 2015/ IEA 2015

En 2014, les ressources en énergies renouvelables ont représenté aux États-Unis 9,8 % de la totalité de la consommation énergétique et 13,5 % de la production électrique, les chiffres les plus élevés depuis le début du XX^e siècle. Un peu plus de la moitié des énergies renouvelables a été utilisée pour produire de l'électricité, l'hydraulique en générant environ 50 %, suivi de l'éolien (33 %), du solaire (6 %) et de la géothermie (3 %).

Figure 2 : Les énergies renouvelables dans le mix énergétique américain

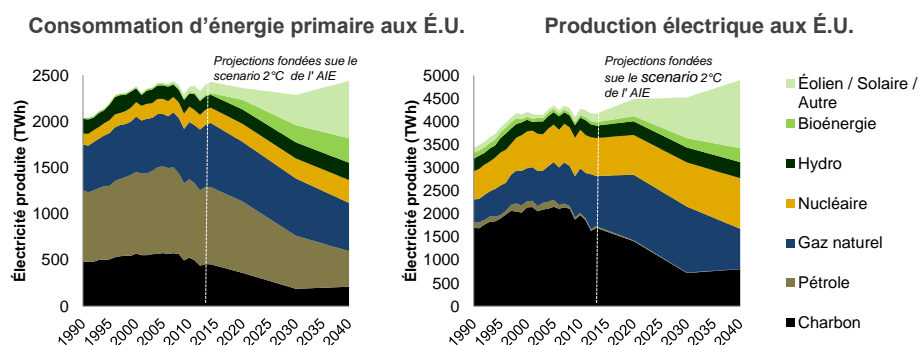


Source : Mirova / US EIA 2016/ IEA 2015

Des perspectives différentes selon le type d'énergie renouvelable

Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), si l'on veut limiter à moins de 2°C l'augmentation des températures dans le monde, les énergies renouvelables, – y compris le solaire, l'éolien, la bioénergie, l'hydraulique et la géothermie – devront augmenter jusqu'à représenter 33 % du mix énergétique américain d'ici à 2040. Le recours aux énergies fossiles devrait également diminuer en parallèle. Le maintien du mix énergétique américain aux niveaux actuels entraînerait une augmentation d'environ 6°C des températures. Néanmoins, les énergies renouvelables devraient croître de manière très hétérogène.

Figure 3 : Évolution des mix énergétiques et électriques américains (pour le scénario +2°C)



Source : Mirova / BP 2015/ IEA 2015

Le potentiel de croissance de l'hydraulique et du géothermique est limité

L'espace est limité pour les énergies hydrauliques et géothermiques, tandis que la bioénergie continue à susciter des inquiétudes.

Les énergies hydrauliques et géothermiques, les «énergies renouvelables historiques», ont déjà été déployées sur la plupart des sites disponibles. En conséquence, même si leur intensité carbone est faible et leurs impacts environnementaux limités³, ces énergies représentent un potentiel de croissance relativement limité. L'AIE prévoit d'ailleurs que l'hydraulique contribuera à hauteur de 8 % au mix électrique américain d'ici 2040, c'est-à-dire au même niveau qu'aujourd'hui. De la même façon, la part de la géothermie passera de moins de 1 % aujourd'hui à seulement 2 % en 2040, malgré des avancées dans la production de chaleur et d'électricité géothermiques décentralisées.

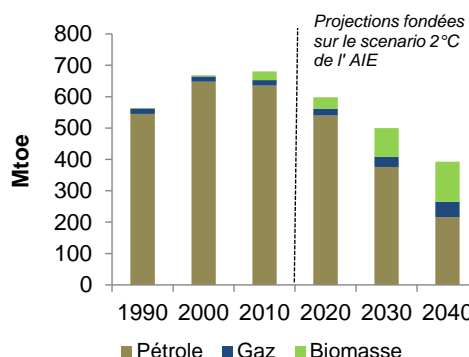
³ Bien que les grands projets hydrauliques peuvent susciter des critiques lorsqu'ils impliquent le déplacement des populations riveraines ou lorsqu'ils perturbent l'écosystème, on ne rencontre pas ces problèmes aux États-Unis.

Le développement incertain de la bioénergie

La bioénergie consiste à produire de l'énergie à partir de matières végétales. Elle représente environ 50 % de la totalité de la consommation d'énergies renouvelables aux États-Unis. Bien qu'il soit possible de produire de l'électricité à partir de la biomasse ou des déchets agricoles, la majorité de l'énergie issue des végétaux est utilisée dans le secteur du transport sous la forme de biocarburants, comme le biodiesel et l'bioéthanol. Ces derniers sont mélangés à des énergies fossiles ou utilisés comme additifs, et constituent parfois une alternative moins polluante que le pétrole brut. En 2005, les États-Unis se sont placés à la tête du secteur en devenant les premiers producteurs mondiaux de biocarburants, et leur marché intérieur devrait continuer à progresser, du fait de normes de pollution plus strictes et d'incitations fiscales accrues.

Cela étant, la bioénergie n'est pas exempte d'inconvénients : ses émissions de polluants sont importantes et les cultures dédiées qu'elle requière crée une compétition avec la production alimentaire pour les terres cultivables. Les biocarburants de deuxième génération visent à améliorer ces problèmes mais jusqu'à ce jour, même si la bioénergie procure une énergie d'intensité carbone moins élevée, son potentiel de croissance risque d'être amoindri à cause de ces autres facteurs.

Figure 4: Mix énergétique du secteur du transport aux E.U.



Source : Mirova / U.S. EIA 2015

L'éolien et le solaire apparaissent comme les énergies les plus viables pour un déploiement à grande échelle dans les prochaines années.

Au total, l'éolien et le solaire représentent le plus fort potentiel de croissance parmi toutes les énergies renouvelables aux États-Unis, grâce à leur impacts sociaux et environnementaux minimes, leurs ressources abondantes et accessibles, ainsi que leurs coûts en baisse. Ils constituent des opportunités de développement majeures, et semblent se diriger de 10 % de la production d'énergie aujourd'hui à 31 % en 2040, selon le scénario +2°C de l'AIE.

L'éolien et le solaire offrent les plus grandes opportunités tout en créant le moins d'impacts sociaux et environnementaux négatifs.

Historique des développements de l'éolien et du solaire

La croissance hétérogène de l'éolien et du solaire au sein des différents États s'explique généralement par les facteurs suivants : les structures réglementaires des producteurs d'électricité ; l'abondance des réserves domestiques en énergies fossiles ; enfin, des paysages politiques changeants. Tout d'abord, chacun des 50 États américains réglementent ses producteurs d'électricité indépendamment des autres, créant ainsi de nombreuses divergences. Ensuite, les réglementations imposées par le pouvoir fédéral sont parfois adoptées avec lenteur, contestées par les producteurs d'électricité ou encore contredites par les États au niveau législatif. Les producteurs d'électricité et les États peuvent en effet vouloir protéger leurs propres intérêts économiques liés aux énergies fossiles. Enfin, compte tenu du débat très idéologisé sur le climat aux États-Unis, il est généralement admis que les politiques des États influencent clairement les politiques publiques en matière d'énergies renouvelables ainsi que leur développement à l'échelle de l'État. Toutefois, le clivage Démocrates/Républicains ne constitue pas un facteur d'explication aussi simple qu'il en a l'air.

La diversité des ressources naturelles et la politique n'expliquent pas totalement les différences

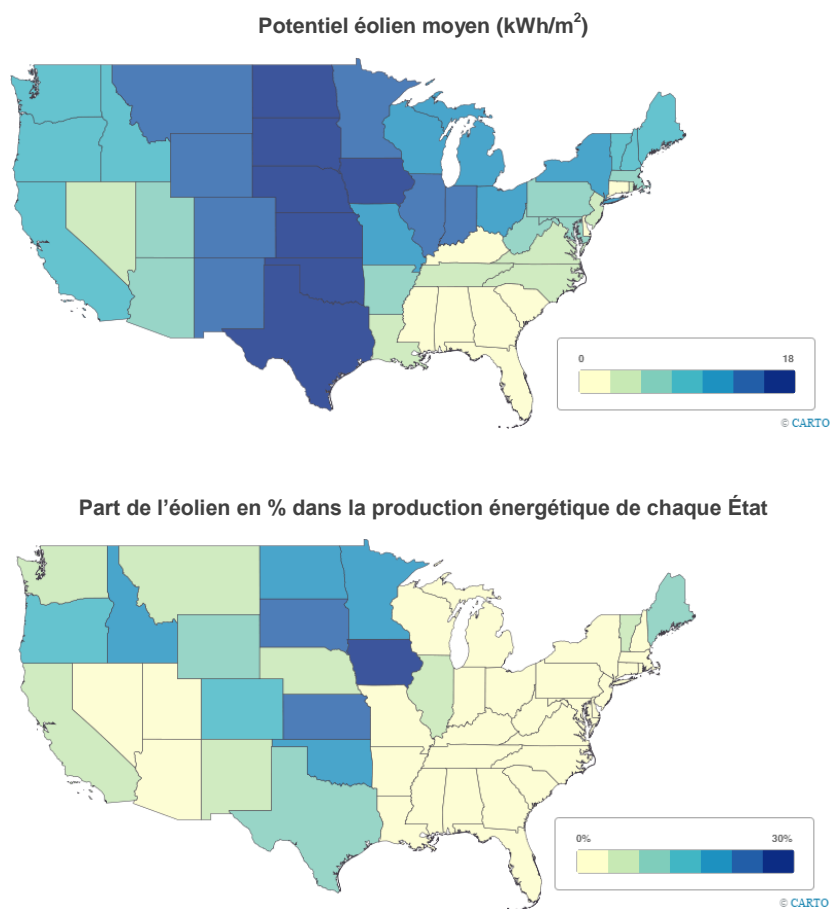
Le territoire des États-Unis est aussi vaste que ses ressources, fossiles et renouvelables, sont variées. On pourrait donc s'attendre à ce que les différences de dotation en ressources naturelles expliquent le développement hétérogène des énergies renouvelables parmi les États. Or ce n'est pas toujours le cas.

L'évolution des capacités de production des énergies renouvelables ne semble pas non plus dépendre de l'idéologie dominante d'un État donné. Il est difficile d'en cerner la raison principale : implication limitée des pouvoirs publics au niveau des États ou attrait croissant pour les énergies renouvelables de part et d'autre de l'échiquier politique. Il faut donc conclure que ni la politique ni l'abondance en ressources naturelles ne permettent de prévoir de manière fiable le développement des énergies renouvelables dans un État donné.

La Floride par exemple, dispose de ressources solaires importantes, mais ne bénéficie pas de dispositifs de soutien réels, peut-être parce que la sphère politique est très présente dans les services publics⁴. Le Texas, pourtant considéré comme un bastion conservateur, a adopté les énergies renouvelables dans une perspective d'économies de long terme. Une autre explication pourrait être que les idéaux de libre concurrence incarnés par la production décentralisée d'énergie sont en fait compatibles avec ceux de la base conservatrice de cet État. En conséquence, le Texas possède le plus important potentiel d'énergie éolienne de tous les États-Unis et le déploie de manière considérable.

⁴ Voir Florida Center for Investigative Reporting, 2015 et Dickinson, 2016

Figure 5: L'éolien par État



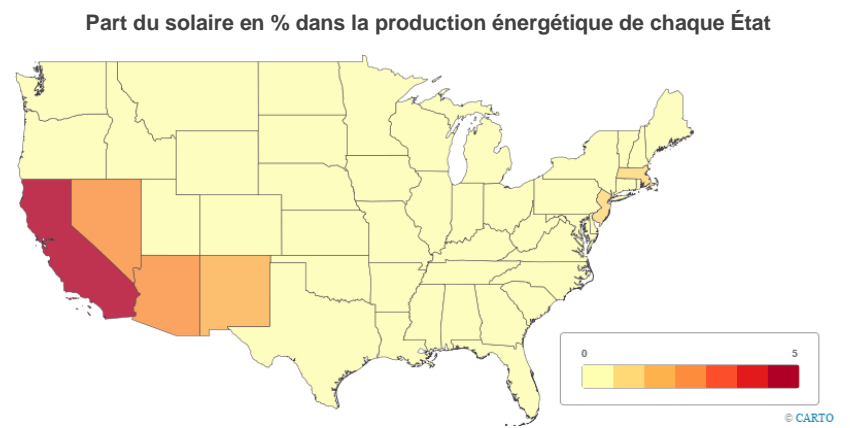
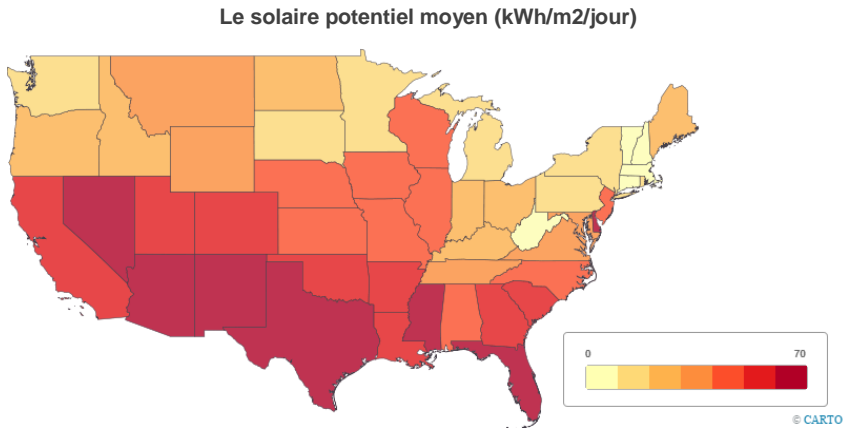
Source: Mirova / US EIA 2015/ NREL 2016 / CartoDB

Bien que faiblement doté en ressources solaires, le Massachusetts participe activement à la transition énergétique de par sa culture progressiste, et fait partie des cinq premiers États pour la capacité solaire installée.

Enfin, la Californie est en tête du secteur des énergies renouvelables, car elle est non seulement dotée d'importantes ressources solaires et éoliennes mais cultive également une volonté politique favorable à ces énergies.

Malgré ces différences, les tendances de fond apparaissent très clairement lorsque les données sont agrégées. En effet, la croissance et les variations d'année en année des installations éoliennes et solaires peuvent s'expliquer par la réduction des coûts et le soutien de la réglementation.

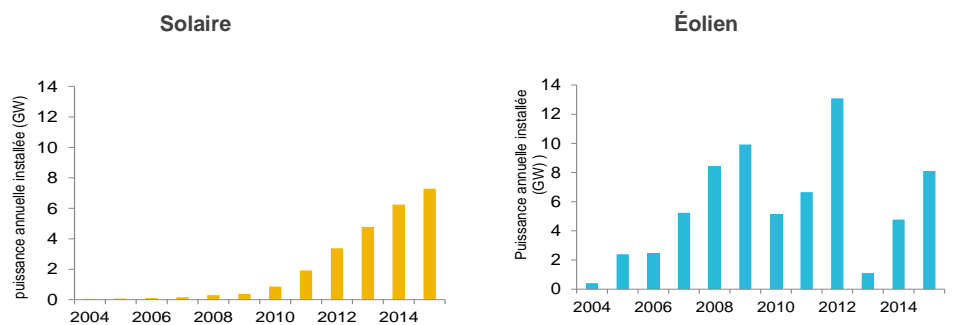
Figure 6: Le solaire, par État



Source: Mirova / US EIA 2015 / NREL 2016/ CartoDB

Le marché du solaire a crû rapidement et régulièrement durant les dernières années, alors que celui de l'éolien connaît de plus grandes variations, étant un marché légèrement plus mature. En 2015, l'éolien a représenté 41 % du total des nouvelles installations contre 26 % l'année précédente, ce qui correspond à une augmentation importante. Le solaire a représenté environ 26 % du total des nouvelles installations à la fois en 2014 et en 2015.

Figure 7: évolutions des marchés de l'éolien et du solaire aux des États-Unis



Source : Mirova / U.S.EIA 2016

Les énergies renouvelables et leur mise en place à grande échelle sont de plus en plus viables, grâce à la réduction des coûts, des politiques en leur faveur et de la réglementation.

La réduction des coûts et la réglementation sont à l'origine du développement des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont devenues de plus en plus attractives aux yeux des développeurs de projets, des investisseurs et du grand public grâce à la réduction des coûts, à des politiques et à une réglementation favorable.

Il existe actuellement trois dispositifs de soutien aux énergies renouvelables aux États-Unis :

- **Les Power Purchase Agreement, ou PPA** : Le PPA est un moyen essentiel pour sécuriser les financements. Il s'agit d'un contrat de long terme établi entre un acheteur et un fournisseur d'électricité auquel est assuré un revenu régulier à partir de sa vente d'électricité sur une période donnée. Il permet à une entreprise d'être équipée d'un système de production d'énergie solaire ou éolienne sans coût initial.
- **Les Renewable Portfolio Standards, ou RPS et les Renewable Energy Certificates, ou REC** : le marché de l'énergie verte se développe grâce aux normes réglementaires, les Renewable Portfolio Standards, qui imposent aux États de se fournir dans une certaine proportion en électricité issue d'énergies renouvelables. Le marché dépend ensuite de l'achat et de la vente des REC.
- **Politique fiscale/budgétaire** :
 - **Les ITC et les PTC** : Le crédit d'impôt à l'investissement (ITC) est un crédit unique égal à 30 % des coûts après installation et qui est d'habitude appliqué aux projets en énergie solaire. Le crédit d'impôt à la production (PTC) est quant à lui un crédit d'une durée de dix ans, lié à la production d'énergie, d'habitude appliqué aux grands projets éoliens (23 USD/MWh). Ces crédits sont les plus connus et les plus efficaces des dispositifs pour le développement des énergies renouvelables aux États-Unis.
 - **Modified Accelerated Cost Recovery System (MACRS)** : il s'agit d'un dispositif d'amortissement accéléré qui peut déboucher sur une charge fiscale sensiblement réduite dès le lancement du projet, voire durant tout la vie de celui-ci.

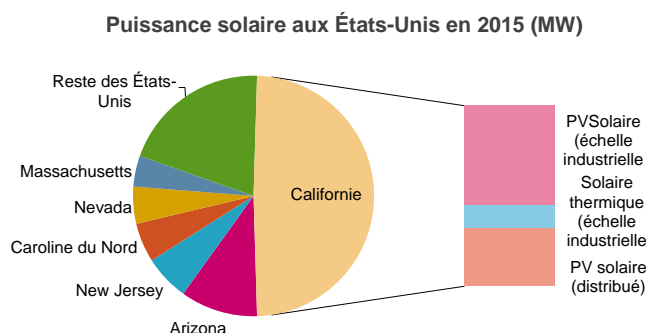
Les études de cas suivantes illustrent les implications financières des dispositifs mentionnés ci-dessus pour un projet d'énergie renouvelable.

Le solaire à grande échelle dépend des PPA/REC et des ITC, mais ces équipements deviendront de plus en plus compétitifs par eux-mêmes. La baisse du coût de l'investissement en est le signe.

Deux études de cas

Étude de cas illustratif n°1: Le solaire à grande échelle en Californie

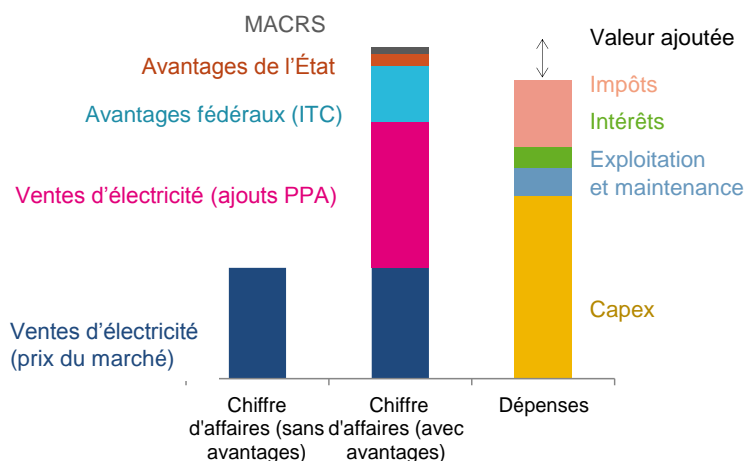
Étant donné que près de la moitié de la puissance solaire américaine est située en Californie, et que plus de la moitié est issue des grandes centrales solaires, ces dernières constituent un exemple pertinent du déploiement de l'énergie solaire aux États-Unis.



Les crédits d'impôts à l'investissement (ITC), la vente de Renewable Energy Certificates (REC) ainsi que les Purchase Price Agreements (PPA) sont essentiels pour l'équilibre économique de l'électricité solaire, et sa rentabilité repose encore sur des PPA au-dessus du prix du marché.

Dans le schéma ci-dessous, les prix de l'électricité ont été fixés à 65 USD/MWh (ce qui est représentatif d'un PPA à fin 2014) ; ce qui permet, avec les ITC et à la vente de REC, à la centrale solaire d'être profitable. *Puisque les PPA incluent souvent l'achat de REC, les REC et les PPA ne contribuent pas nécessairement de manière séparée aux chiffres d'affaire d'un projet.*

Estimation des dépenses et du chiffre d'affaires d'un projet solaire



(Hypothèses : PPA à 65 \$/MWh ; ITC aux niveaux de 2016 ; coût du système une fois installé à 1.5 \$/WDC ; facteur de charge de 28 % ; exploitation et maintenance estimés à 19 \$/kW/an ; coût moyen pondéré du capital à 6.6 % WACC ; prix de vente de gros de l'électricité à 28 \$/MWh ; investisseur habilité à percevoir les avantages fiscaux et ayant une dette fiscale suffisamment importante pour pouvoir utiliser n'importe quel crédit d'impôt durant la même année de production.)

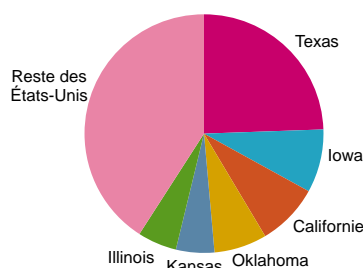
Source: Mirova / US EIA 2016/ DSIRE 2016/ US NREL 2015

Étude de cas illustratif n°2 : éolien onshore au Texas

Le Texas détient près de 25 % des capacités de production de l'éolien aux États-Unis et constitue ainsi un exemple représentatif d'une zone géographique favorable à la croissance de l'électricité éolienne.

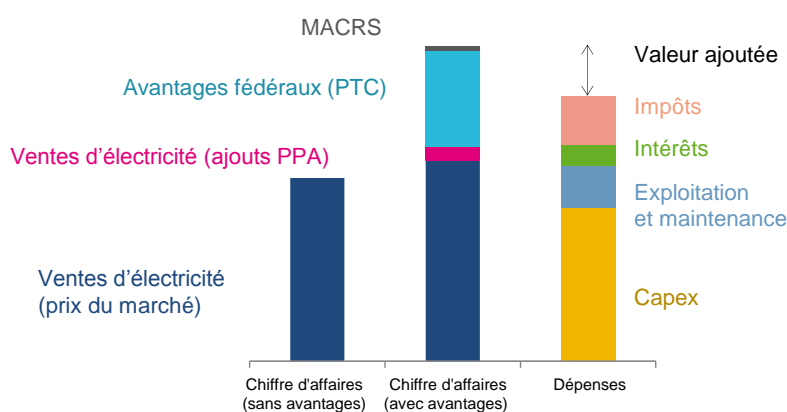
L'électricité éolienne texane, déjà compétitive au prix du marché, est encore plus attractive grâce aux crédits d'impôt à la production (PTC).

Capacité éolienne aux États -Unis en 2015 (MW)



Même si l'éolien se rapproche de la parité tarifaire avec le réseau, les crédits d'impôt à la production (PTC) restent un contributeur majeur à son modèle économique. Même avec un prix de l'électricité fixé à 30 USD/MWh, c'est-à-dire seulement quelques dollars au-dessus du prix de gros au Texas (cf. ci-après, sur la base du PPA moyen en 2014), de la valeur est créée pour les actionnaires. Ainsi, avec la baisse continue des coûts (en particulier du Capex), l'électricité éolienne onshore devrait poursuivre sa trajectoire actuelle et devenir de plus en plus compétitive par rapport aux autres sources d'énergie.

Estimation des dépenses et du chiffre d'affaires d'un projet éolien



(Hypothèses : PPA à 30 \$/MWh ; ITC aux niveaux de 2016 ; coût du système une fois installé à 1.3 \$/WDC ; facteur de charge de 45 % ; exploitation et maintenance estimés à 30 \$/kW/an ; coût moyen pondéré du capital à 5,2 % WACC ; prix de vente de gros de l'électricité à 28 \$/MWh ; investisseur habilité à percevoir les avantages fiscaux et ayant une dette fiscale suffisamment importante pour pouvoir utiliser n'importe quel crédit d'impôt durant la même année de production.)

Source: Mirova / US EIA 2016/ DSIRE 2016/ US NREL2015

Tandis que les coûts en matériel de l'éolien et du solaire diminuent, les coûts connexes restent importants (main d'œuvre, aménagement du site, financement)

Ces études de cas montrent que l'éolien est en passe de devenir totalement compétitif par rapport aux autres énergies, même sans soutien financier public, alors que le solaire doit encore améliorer ses coûts structurels avant de pouvoir s'émanciper du soutien public et de la réglementation. Il est cependant intéressant de constater que le faible niveau des prix de gros de l'électricité aux Etats-Unis (qui ont perdu entre 27 et 37% en 2015 par rapport à 2014 à travers le pays et avoisinent maintenant les \$25/MWh principalement en raison des bas prix du gaz naturel) a même mis certaines centrales d'énergies fossiles en difficulté pour rester compétitives au prix du marché.

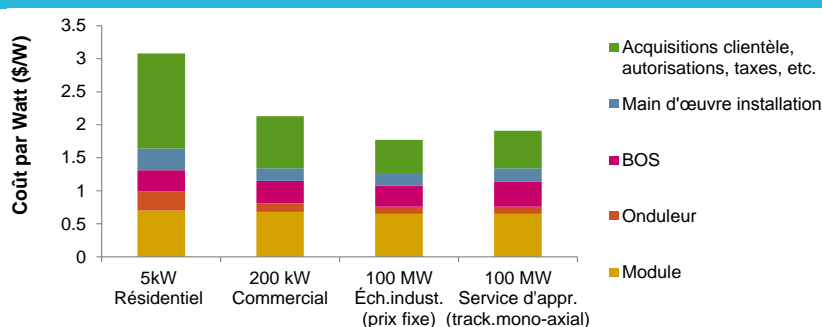
La réduction des coûts s'accélère

Les principaux arguments à l'encontre des énergies renouvelables sont leurs coûts élevés qui ont de fait constitué un frein majeur à leur développement. Toutefois, les coûts d'installation ont baissé sensiblement durant les dernières années, grâce au déploiement relativement rapide des technologies liées aux énergies renouvelables, à un rythme d'apprentissage élevé ainsi qu'aux subventions publiques. En conséquence, les énergies renouvelables se rapprochent progressivement de la compétitivité avec les énergies fossiles.

Le solaire photovoltaïque est toujours relativement cher, mais ses prix sont en baisse.

Les coûts des installations solaires se répartissent de manière assez égale entre coûts liés au matériel et coûts connexes. Les coûts liés au matériel proviennent d'une chaîne de production souvent complexe, la production d'un panneau photovoltaïque implique des processus de fabrication très consommateurs de main d'œuvre et de matériaux.

Figure 8: Répartition des coûts après installation du solaire PV (silicium polycristallin, 2014)



Les coûts liés au matériel, dont le module, l'onduleur ainsi que d'autres composants électriques, représentent 35 % à 40 % du coût d'investissement pour les systèmes photovoltaïques. Les coûts connexes sont généralement de 40 % pour les grands systèmes, et de 55 % à 60 % pour les petits systèmes ou ceux des particuliers.

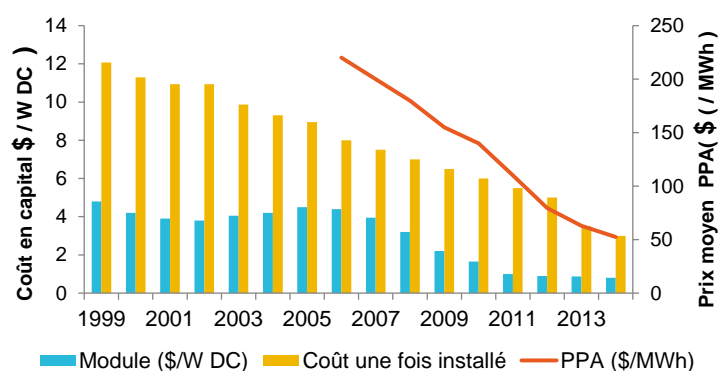
Source: Mirova / NREL2015

S'y ajoutent en outre les éléments électriques et de structure, souvent désignés par le terme de composants du système BOS ([Balance of System]).

Les coûts connexes comprennent les frais d'autorisations, la main d'œuvre, l'aménagement du site, la connexion au réseau et les frais d'installation⁵.

La technologie photovoltaïque est relativement récente et sa marge de progression encore importante. Les modules ont été les premiers éléments dont les coûts ont baissé sensiblement, - de 75 % entre 2009 et 2014, principalement à cause de la chute des prix du polysilicium, des avancées technologiques et des économies d'échelle. L'efficacité constitue un axe majeur d'amélioration continue, puisque les progrès sur cet aspect signifient davantage d'électricité produite par panneau solaire, ce qui a un impact direct sur le coût d'investissement. À mesure que la technologie devient plus mature, les baisses de coûts ralentissent, impliquant la nécessité d'optimiser encore plus les coûts BOS et des coûts connexes.

Figure 9: Évolution des prix du solaire



Source: Mirova / US DOE 2014-2015 / US NREL 2013

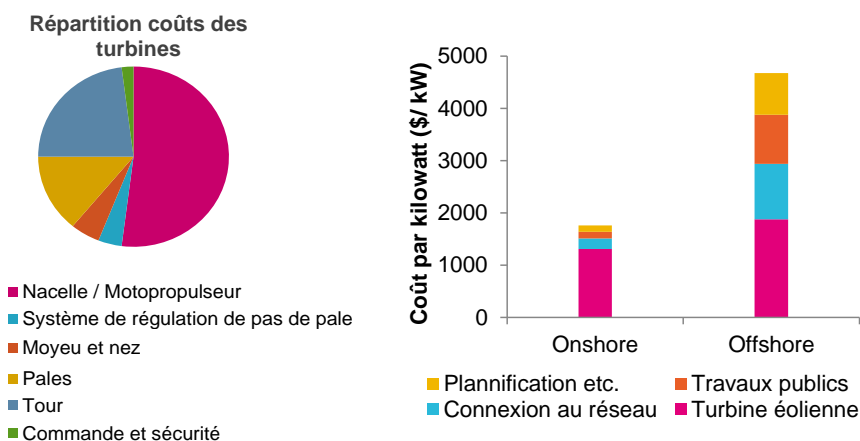
Les coûts de l'éolien liés au matériel diminuent également, grâce à des économies d'échelle plus importantes

La technologie permettant la production d'électricité éolienne est relativement mature. Ses composants et fonctionnalités principaux sont similaires à ceux des autres moyens de production d'électricité. La technologie employée évolue ainsi relativement peu.

Les coûts d'investissement de l'éolien comprennent surtout le matériel (la turbine et tous ses composants) et les coûts connexes comme la construction, la connexion au réseau, l'aménagement du site et le financement. Les travaux publics, la connexion au réseau et les coûts d'aménagement du site ont tendance à être plus élevés pour les projets d'éolien en mer par rapport à ceux des projets terrestres, car moins accessibles.

⁵ Toutes les données chiffrées indiquées ici ont pour référence les cellules photovoltaïques polycristallines, qui représentent le gros du marché. Le solaire à concentration, bien qu'en progression, ne sera pas pris en compte car il ne représente qu'une petite fraction des capacités ajoutées.

Figure 10: Répartition des coûts d'installation de l'éolien en 2014

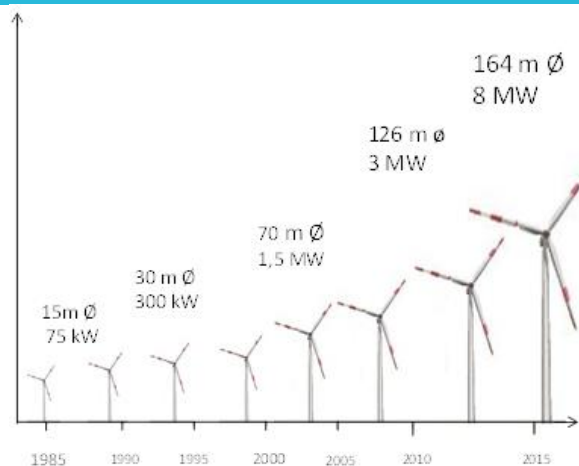


Le coût des turbines représentent 64 % à 84 % du coût d'investissement pour les projets onshore, mais 30 % à 50 % pour les projets offshore, car les coûts de connexion au réseau, d'ingénierie et de construction sont largement plus élevés.

Source: Mirova / US DOE 2015 / NREL 2013

La baisse des coûts est encore une fois liée principalement au matériel. Les prix des turbines ont diminué sensiblement à partir de leur pic de 2009, à mesure que les rotors ont augmenté de diamètre et les tours de hauteur, débouchant sur une production électrique plus importante.

Figure 11: Evolution du diamètre des éoliennes commercialisées

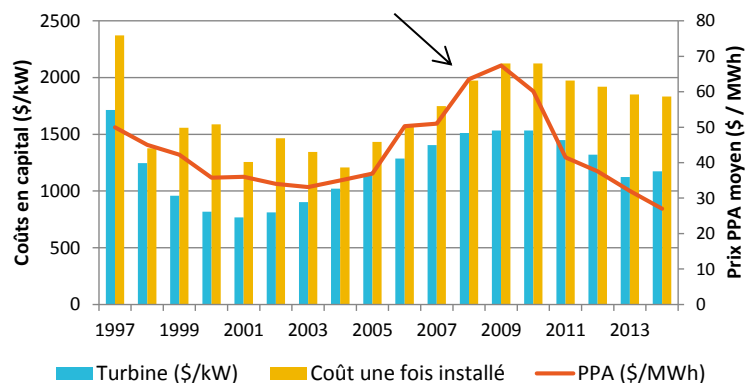


Source : Mirova d'après les données entreprises

L'environnement compétitif et des économies d'échelle plus élevées ont également contribué à la baisse des coûts. Les coûts connexes sont quant à eux en grande partie liés au financement et à l'éloignement géographique du projet, deux aspects pour lesquels la possibilité d'une baisse des coûts reste limitée. Avec les avancées technologiques et l'exploitation des sites les plus adaptés, les zones géographiques éloignées seront à leur tour davantage exploitées, impliquant une augmentation des coûts d'exploitation et connexes.

Figure 12: Évolution des prix de l'éolien

L'augmentation du prix des turbines en 2008 (puis celles des coûts d'installation et des prix des PPA) est attribuée à la baisse en valeur du dollar américain par rapport à l'euro ; au prix des intrants ; aux ruptures d'approvisionnement en turbines et en composants ; et enfin, à l'augmentation de la taille des turbines.



Source: Mirova / NREL 2013 / AWEA 2015

Le LCOE s'avère plus compétitif en particulier pour l'éolien onshore

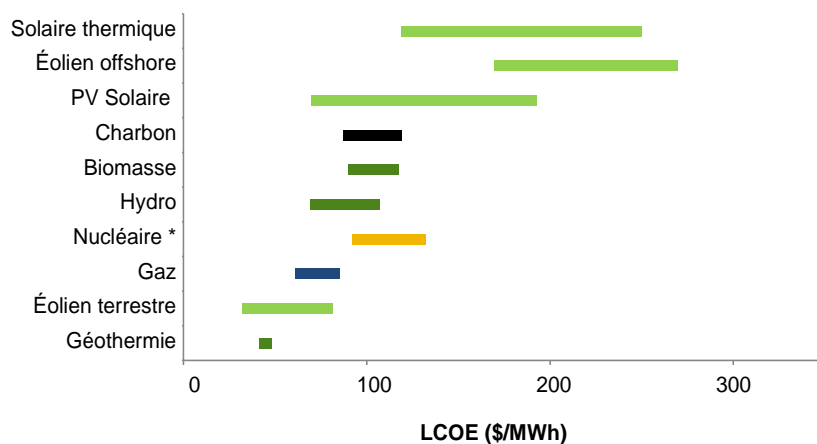
Le coût actualisé de l'énergie (LCOE [Levelized Cost of Energy]) permet de comparer les systèmes énergétiques entre eux, ainsi que les structures des coûts sur le long terme. Le LCOE est calculé en additionnant l'ensemble des coûts occasionnés sur toute la durée de vie d'un système, puis en divisant le total par la production prévue (également sur toute la durée de vie du système).

Les LCOE des énergies renouvelables dépendent très largement des zones géographiques, qui n'ont pas les mêmes ressources disponibles, les mêmes dispositifs incitatifs ou les mêmes interconnexions électriques. En conséquence, les LCOE des systèmes électriques solaires et éoliens aux États-Unis varient notablement.

Tandis que les ressources en biomasse, en hydraulique et en géothermie produisent de l'électricité à un prix comparable aux énergies fossiles depuis des décennies, le LCOE de l'éolien terrestre n'est devenu plus bas que celui des énergies fossiles et des autres énergies renouvelables mentionnées seulement récemment. D'autre part, en dépit de cette rentabilité apparente, le LCOE du solaire et de l'éolien ne tiennent pas compte des coûts élevés liés à l'intermittence de ce type de ressources, et entre autres des coûts d'intégration ce type d'énergies au réseau et potentiellement aux structures de stockage.

Toutefois, dans la plupart des régions, le LCOE de l'éolien offshore et celui de tous les types d'énergie solaire sont sensiblement plus élevés que les LCOE de la biomasse, de l'hydraulique et de la géothermie.

Figure 13 : Les LCOE par technologie, 2014



Les écarts représentent les variations régionales pour chaque technologie. Sur la base d'un recouvrement des coûts sur 30 ans et d'un coût moyen pondéré du capital (WACC) à 6,1 % ; ici on ne considère que la production d'électricité éolienne et solaire à l'échelle industrielle.

* Le prix est susceptible d'évoluer, compte tenu de l'incertitude liée aux provisions à effectuer pour les déchets nucléaires et le démantèlement des centrales

Source : Mirova / U.S. EIA 2016

Les pouvoirs réglementaires du gouvernement fédéral américain sont limités, comme le montre clairement le blocage du "Clean Power Plan"

Politiques publiques et réglementation

Bien que leurs prix soient en baisse, l'éolien et le solaire ont eu besoin jusqu'à présent de soutiens publics. Tandis que l'éolien onshore devient compétitif à part entière, l'éolien offshore ainsi que le solaire dépendent encore de ces mécanismes.

De manière générale, l'État américain donne au gouvernement fédéral un pouvoir limité pour imposer ses réglementations aux États et aux entreprises. En conséquence, bien que de grandes lignes directrices puissent être définies au niveau fédéral, les États conservent leur capacité à remettre en cause ces directives et contrôlent leur mise en place. Ce qui explique l'hétérogénéité des politiques que l'on observe d'une région à l'autre (voir annexes 1, vue d'ensemble du marché des producteurs d'électricité aux États-Unis).

Présentées comme des moyens de créer des emplois et d'atteindre la sécurité énergétique, plusieurs mesures visant à promouvoir le développement des énergies renouvelables ont été néanmoins mises en place au niveau fédéral. Ces mesures comprennent les décrets *Public Utility Regulatory Policies Act* (décret sur les politiques réglementaires des services publics), *Energy Policy Acts* de 1992 et de 2005 (décrets sur les politiques énergétiques), l'*American Recovery and Reinvestment Act* de 2009 (décret sur les recouvrements des coûts et le réinvestissement), et le 2015 *Clean Power Plan* de 2015 (plan pour une électricité propre).

Le *Clean Power Plan* vise à réduire la pollution par le carbone issue de la production électrique sur une période de 15 ans, en instaurant de nouvelles normes pour les centrales au charbon et en fixant des objectifs de réduction des émissions à chaque État. Une fois déployé, le plan prévoit que la pollution par le carbone liée à la production électrique devra se situer en-deçà de 32 % par rapport aux niveaux de 2005 et qu'un système d'échange des émissions devra exister à part entière. En février 2016, le *Clean Power Plan* était bloqué dans 27 États par la Cour suprême des États-Unis après que le plan a été accusé d'empiéter sur les droits des États. Le jugement définitif est prévu pour fin 2016, soit après l'élection présidentielle et la nomination d'un nouveau juge de la Cour suprême. Il existe donc un risque pour l'avenir de ce plan.

Le *Clean Power Plan* pourrait avoir un impact positif sur le secteur des énergies renouvelables dans le cas de son adoption définitive, mais d'autres formes de réglementations se sont déjà révélées très efficaces. Il s'agit notamment des contrats d'achat d'électricité, des Renewable Energy Certificates (REC), Renewable Portfolio Standards (RPS) et des politiques fiscales incitatives du gouvernement fédéral.

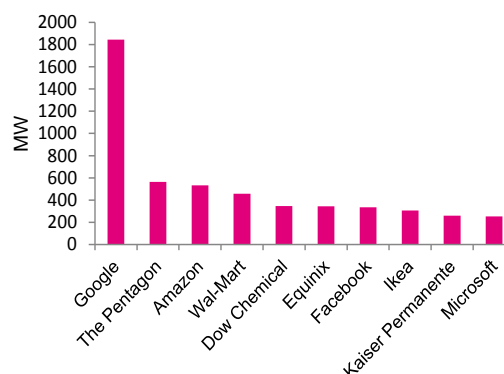
Les contrats d'achat d'électricité (PPA) fixent les tarifs de l'électricité au-dessus de ceux du marché

Le coût d'exploitation marginal des énergies renouvelables étant nul, l'électricité qu'elles produisent peut être vendue à prix fixe durant toute la vie du projet, typiquement par le biais d'un PPA. Les PPA jouent un rôle clé dans le financement des projets d'énergie renouvelable ainsi que pour les fournisseurs indépendants d'électricité, nombreux à se focaliser sur les énergies renouvelables.

En général, un PPA est un contrat de long terme établi entre le propriétaire d'une installation produisant de l'électricité et un acheteur grossiste d'énergie. Il permet au propriétaire de l'installation de bénéficier d'une source de chiffre d'affaires sécurisée, nécessaire pour le financement du projet et utile dans différentes situations, en particulier : lorsque l'acheteur souhaite disposer d'un approvisionnement garanti ; qu'un petit nombre de consommateurs souhaite acheter la majeure partie de la production ; qu'il est nécessaire de protéger le projet d'une concurrence à bas coût ; ou enfin, que le chiffre d'affaire est incertain et qu'un revenu sûr est essentiel à la viabilité du projet.

L'avantage du PPA est de permettre à une entreprise (ou au gouvernement) d'accueillir un système électrique éolien ou solaire sans coûts initiaux supportés par l'acheteur. Le développeur construit ainsi le système électrique financé par un investisseur en capital qui peut alors percevoir les avantages fiscaux associés. L'entreprise paie ensuite l'électricité à un prix potentiellement supérieur à celui du marché (et les REC) sur la durée, contribuant par là même à ce que le développeur et l'investisseur récupèrent leurs fonds. Cette organisation favorise la construction de grands projets solaires, sans avoir recours pour l'investissement à des subventions de la part du gouvernement ou de l'entreprise.

Figure 14: Les plus grands acheteurs d'électricité par contrats PPA



Source: Mirova / Bloomberg New Energy Finance 2016

Les contrats d'achat d'électricité (PPA) et le marché de l'électricité verte sont des moteurs clés pour le développement des énergies renouvelables dans de nombreux États.

Certaines caractéristiques des PPA sont variables. Ainsi leur durée (généralement entre 15 et 25 ans), les procédures de mise en service, l'achat et la vente des REC, les prix et les assurances. Enfin, il existe différentes configurations de PPA : les contrats d'achat d'électricité solaire hors site, qui incluent le partage d'une installation solaire entre plusieurs utilisateurs ; les contrats d'achat d'électricité éolienne hors site pour les entreprises, et qui fournissent celles dont la charge électrique est élevée ; les contrats pour les systèmes solaires sur les toits, qui consiste en un bail pour les systèmes solaires permettant aux particuliers propriétaires de ne pas assumer de coûts initiaux élevés ; et enfin des contrats pour les producteurs d'électricité, par lesquels des fournisseurs d'électricité ou de gros négociants achètent l'électricité des générateurs.

Les « Renewable Energy Certificates » (REC) ont facilité le développement du marché de l'électricité verte

Puisqu'il est impossible de suivre chaque électron généré par des sources d'énergie renouvelables, le marché américain se fonde sur des « Renewable Energy Certificates » (REC), qui permettent de rendre compte des impacts environnementaux positifs créés par les énergies renouvelables. Ces impacts ne proviennent que des sources d'énergie dont les impacts sociaux et environnementaux sont les plus faibles: le solaire, l'éolien, la géothermie, l'hydraulique à petite échelle et la biomasse.

Pour chaque mégawatt/heure (MWh) produit, un générateur d'électricité renouvelable raccordé au réseau crée deux produits : un MWh d'électricité physique et un REC, qui représente l'impact environnemental positif associé. Le générateur peut vendre ces deux produits ensemble ou séparément, et donc choisir entre conserver ces REC et les déclarations environnementales positives qui y sont associées ou les revendre.

Il existe deux marchés distincts pour les REC : le marché volontaire et le marché réglementaire. Les entreprises qui souhaitent pouvoir revendiquer le bénéfice environnemental ou les consommateurs qui cherchent à pallier les effets environnementaux négatifs de leur propre consommation électrique constituent le marché volontaire. Les entités qui cherchent à se

conformer à certaines exigences telles que les « Renewable Portfolio Standards » (RPS) constituent le marché réglementaire. Le marché volontaire représente environ 25 % du marché américain total de l'électricité verte, et le marché réglementaire les trois quarts restants.

Les prix des REC varient selon les régions et le type de ressources, mais généralement, les certificats éoliens s'échangent entre quelques centimes et quelques dollars par MWh, ce qui représente au maximum 10 % du prix de gros de l'électricité ; les prix des certificats solaires (SREC) s'achètent et se vendent habituellement à des prix beaucoup plus élevés (entre 40 et 100 USD/MWh, ce qui est souvent sensiblement supérieur au prix de gros). Cette divergence s'explique par les objectifs spécifiques de l'État d'encourager le solaire, en maintenant son prix à un niveau largement au-dessus de celui du marché et en favorisant les SREC du marché volontaire. C'est pourquoi, la vente de REC, en particulier des SREC peuvent déboucher sur un recouvrement important des dépenses.

Les « Renewable Portfolio Standards » (RPS) permettent de fixer des objectifs contraignants à chaque État

Les « Renewable Portfolio Standards » (RPS) sont de loin les politiques les plus répandues et les plus incitatives menées à l'échelle des États. Ces politiques intègrent le marché des REC à la réglementation en matière de production d'électricité. Elles sont à l'origine de la création du marché obligatoire des REC, imposant aux producteurs d'électricité de fournir un pourcentage précis de leur électricité à partir d'énergies renouvelables, en autoproduction ou en achetant des certificats REC. Il n'existe pas actuellement de programme pour ces standards à l'échelle nationale, mais 30 États ont promulgué des normes exécutoires, qui varient en ambition, en technologie recommandée et en échéancier.

Par exemple, la Californie et Hawaï se sont dotés de RES particulièrement ambitieux, le premier État visant à produire 50 % de son électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2030, et le second, 100 % d'ici 2045. En revanche, l'Illinois s'appuie sur la technologie pour définir ses standards, qui établissent à 25 % la part de l'électricité renouvelable de cet État (6 % du total) devant être produite par le solaire et à 75 % par l'éolien en 2016. La Caroline du Nord, quant à elle, établit des standards distincts pour les producteurs d'électricité privés (12,5 % d'énergies renouvelables d'ici 2021) et les services municipaux (10 % d'ici 2018).

Les incitations fiscales du gouvernement fédéral, ITC et PTC, ont le plus contribué à la progression des installations éoliennes et solaires

Le soutien fédéral aux énergies renouvelables s'appuie en grande partie sur les subventions et les incitations fiscales visant à réduire le coût des installations pour les particuliers, les entreprises et les institutions. Ainsi, les subventions liées à l'énergie ont augmenté de près de 40 % entre 2010 et 2013, essentiellement grâce au soutien apporté aux énergies renouvelables. En 2013, celles-ci ont perçu la plus grosse part des subventions et des aides fédérales directes, soit 72 % de la totalité des

Les crédits d'impôt à l'investissement et à la production (ITC et PTC) constituent les dispositifs incitatifs les plus connus et probablement les plus efficaces disponibles actuellement.

subventions. Plus des deux tiers de ces subventions ont été réalisées en dépenses directes ou fiscales ciblant des investissements initiaux en capital pour des projets dont la durée de production est prévue pour 20 ans au moins.

Les dépenses fiscales débouchent généralement sur un crédit spécifique, un taux d'imposition préférentiel ou un report de la dette fiscale. En 2013, ce type de subventions a généré 12,4 milliards de dollars de dépense au total (soit 42 % du total des subventions et des aides destinées à l'énergie), dont 44 % ont été orientées vers les énergies renouvelables. On estime que les crédits d'impôts *Business Energy Investment Tax Credit (ITC)* et *Renewable Electricity Production Tax Credit (PTC)* constituent les dépenses fiscales ayant l'impact le plus fort sur le développement et le déploiement des énergies renouvelables aux États-Unis. Ces deux dispositifs autorisent certains contribuables à déduire de leurs impôts le montant du crédit, ce qui implique que seuls ceux ayant des charges fiscales importantes peuvent véritablement bénéficier de ce système.

Le dispositif d'amortissement accéléré (MACRS [*Modified Accelerated Cost Recovery System*]) peut lui aussi modifier de manière importante la charge fiscale d'une entreprise.

- Le crédit d'impôt à l'investissement (ITC) s'est révélé particulièrement bénéfique pour les installations solaires à grande échelle

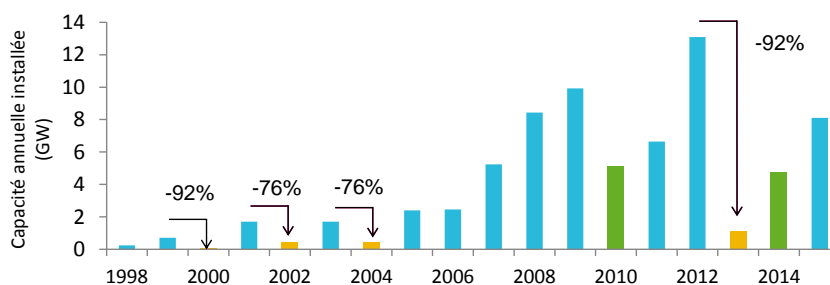
Ce crédit d'impôt est effectif depuis 2005, mais a beaucoup été élargi en 2008 avec le décret *Energy Improvement and Extension Act*, puis de nouveau en 2009, avec le décret *American Recovery and Reinvestment Act*. Il a été prolongé récemment jusqu'à fin 2019, sa suppression progressive étant prévue entre 2019 et 2023. Ce crédit s'applique au solaire photovoltaïque, aux piles à combustible, aux petites turbines éoliennes, à la géothermie et à la production combinée de chaleur et d'électricité. **Il représente un crédit de 10 % (géothermie, production combinée chaleur-électricité) et 30 % (solaire, petit éolien et piles à combustible) du total des coûts après installation.** Ce crédit est applicable aux secteurs commerciaux, industriels, agricoles et à celui des producteurs d'électricité. Il est le seul crédit d'impôt fédéral ayant cours actuellement pour les installations solaires commerciales, et a été salué pour avoir largement contribué au développement du solaire, en particulier à grande échelle.

- Le crédit d'impôt à la production (PTC) soutient les grands systèmes éoliens

Le crédit d'impôt à la production (PTC) a été établi par le décret de 1992 sur la politique énergétique (*Energy Policy Act*).

Il a depuis été étendu par intervalles de un à deux ans, et encore récemment jusqu'à fin 2019 avec une sortie progressive. Cette incertitude a créé une grande confusion au sein du secteur, les nouvelles installations ont tendance à chuter brutalement à l'approche des dates d'expiration du décret.

Figure 15: historique des nouvelles installations éoliennes aux États-Unis



Les colonnes en jaune correspondent aux années durant lesquelles le PTC a effectivement expiré ; les colonnes en vert aux années durant lesquelles le PTC était censé expirer mais a finalement été prolongé.

Source: Mirova / US EIA 2016

Ce crédit d'impôt permet aux propriétaires d'installations d'énergies renouvelables éligibles de percevoir des crédits d'impôt pour chaque kWh d'énergie produite sur une période de dix ans. **Appliqué dans sa totalité, le dispositif permet aux propriétaires de percevoir 0,023 USD/kWh pour l'électricité produite à partir d'éoliennes d'échelle industrielle, de ressources géothermiques ou de systèmes de biomasse fonctionnant en circuit fermé ainsi que 0,011 USD/kWh pour l'électricité issue d'autres systèmes de biomasse ou du mini-hydraulique.** Ce crédit a toutefois été utilisé en priorité pour les grands systèmes éoliens.

- Le dispositif d'amortissement accéléré (MACRS [*Modified Accelerated Cost Recovery System*]) peut aussi déboucher sur une réduction des charges fiscales, surtout dans le cas où il est combiné aux crédits d'impôts à l'investissement et à la production (ITC/PTC).

Avec les crédits d'impôts à l'investissement et à la production (ITC/PTC), le dispositif d'amortissement accéléré (MACRS) a dynamisé la croissance récente du nombre annuel d'installations d'énergies renouvelables.

Avec ce dispositif, il est possible en cinq ans de recouvrir en partie les investissements effectués dans les équipements d'énergie renouvelable, par le biais des déductions fiscales annuelles. La confiance vis-à-vis de ce marché s'en trouve renforcée, et le taux de rendement pour le solaire et l'éolien accéléré. L'amortissement bonus lié au MACRS a récemment été prolongé, permettant aux entreprises d'amortir 50 % de la base d'amortissement la première année, avant que le reste ne se déprécie sur la durée habituelle de cinq ans. Cet amortissement bonus sera néanmoins supprimé progressivement début 2017.

La combinaison des crédits d'impôts ITC et PTC avec le dispositif MACRS débouche sur une charge fiscale sensiblement inférieure durant la vie du projet. Lorsque les crédits d'impôts sont utilisés immédiatement pour compenser des charges fiscales existantes, la valeur actuelle nette de l'incitation fiscale est plus élevée (environ 57 % du CAPEX ; 30 % du PTC et

De nombreuses autres mesures incitatives contribuent à rendre les énergies renouvelables attractives, à la fois en termes financiers et d'un point de vue environnemental.

27 % du MACRS) par rapport à sa valeur nette dans le cas d'une utilisation ultérieure, au moment où le projet devient rentable (environ 31% du CAPEX; 10% du PTC et 21% du MACRS)⁶. C'est pourquoi les producteurs d'électricité, qui ont une charge fiscale importante, sont à même d'utiliser ce dispositif beaucoup plus efficacement que les petites entités, pour lesquelles les charges fiscales ne leur permettent pas d'utiliser les crédits immédiatement. Pour ces dernières, les subventions ou les aides directes seraient probablement plus avantageuses.

D'autres formes de réglementations ont également influé sur les énergies renouvelables

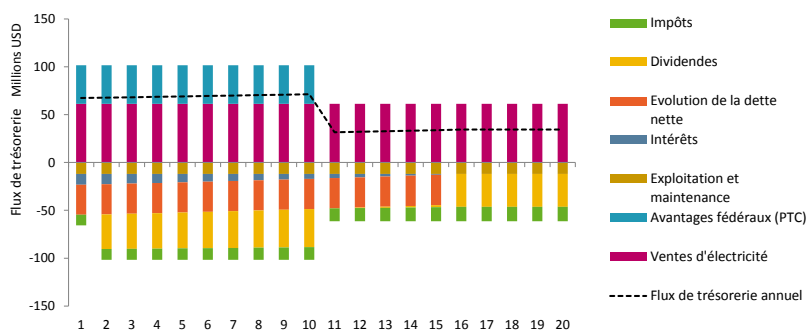
De nombreuses autres formes de politiques et de réglementations ont influé sur les énergies renouvelables, et sont présentées en annexe II. Elles comprennent :

- Des mesures fiscales et des politiques incitatives à l'échelle de l'État, dont des aides directes, des avantages fiscaux, des prix de rachat, des facturations nettes ainsi que les normes d'interconnexion.
- Des subventions fédérales directes.

Revue d'un plan de financement

Compte tenu des structures de prix et des mesures incitatives, les flux de trésorerie sont positifs dès les premières années d'exploitation, en partie grâce à l'application des MACRS et des crédits d'impôts à l'investissement et à la production (PTC et ITC) (voir les études de cas en pages 12 et 13). À partir du moment où les amortissements sont considérés comme des déductions à effectuer sur le revenu imposable, les dépenses fiscales annuelles du projet, qui sont relativement limitées, sont supprimées et cela mène à un résultat d'exploitation négatif. Ainsi, ces projets génèrent des économies d'impôts plus importantes à un stade précoce de leur durée de vie, ce qui encourage l'investissement et augmente la probabilité de flux de trésorerie positifs.

Figure 16 : Étude de cas éolien / diagramme des flux de trésorerie



⁶ Voir Bolinger, 2014.

Figure 17 : Étude de cas solaire / diagramme des flux de trésorerie



Chacun de ces diagrammes est fondé sur la même série d'hypothèses que les études de cas correspondantes : voir page 11 les paramètres appliqués au solaire et en page 12 ceux à l'éolien. Hypothèses supplémentaires : les projets sont financés par la dette (80%) et les actions (20%) ; tout valeur ajoutée est reversée aux actionnaires

Source : Mirova

La chaîne de valeur solaire se déploie à l'international et repose sur un processus de fabrication des cellules solaires très coûteux

Les énergies renouvelables et le marché

Suite à ce tour d'horizon des mécanismes favorisant le développement des énergies renouvelables, il est intéressant de parcourir la chaîne de valeur de l'éolien et du solaire. Cette analyse est importante car les schémas de production divergent par rapport aux autres sources de génération d'énergie. Comprendre les chaînes de valeur permet de cerner de manière plus approfondie les défis et les opportunités actuels et futurs du secteur ainsi que ses risques.

La chaîne de valeur de l'énergie solaire

La chaîne de valeur de l'énergie solaire se déploie à l'international et se compose de trois étapes majeures : la fabrication, l'installation et l'utilisation. Selon le type de technologie utilisé, quelques différences mineures apparaissent entre les acteurs et les processus en jeu.

La présente étude porte sur les cellules solaires polycristallines, dominantes sur le marché. Cependant les chaînes de production du silicium monocristallin, des cellules en couche mince et du solaire à concentration divergent quelque peu, notamment en ce qui concerne leur processus de fabrication.

Les cellules solaires polycristallines sont fabriquées en plusieurs étapes :

Production du silicium. Le silicium (un semi-conducteur) sert de matière première pour les cellules photovoltaïques. La première étape dans la création d'un panneau solaire consiste en la production d'un silicium ultra-pur, production qui se fait elle-même en deux phases : une première phase de transformation du quartz ou du sable en silicium métallurgique ; puis une deuxième phase de purification de celui-ci pour obtenir une substance de qualité solaire ;

Fabrication des wafers. Avant d'être convertie en cellules photovoltaïques, le silicium purifié est transformé en grand lingot, qui est ensuite découpé en tranches fines. Ce sont ces tranches fines de silicium qui constituent les wafers ;

Fabrication des cellules. Les wafers subissent un traitement chimique ; on y ajoute ensuite des éléments métalliques qui les transforment en cellules ;

Fabrication des modules. Une seule cellule ne générant pas beaucoup d'électricité, un grand nombre d'entre elles est assemblé jusqu'à obtenir un module, lequel génère de l'énergie en quantité bien plus importante ; le module comprend également une structure de protection.

Bien que certains des plus grands producteurs de silicium, de cellules ou bien de modules soient intégrés verticalement, la fabrication d'un panneau solaire entier prêt pour le BOS, pour l'installation et pour la connexion au réseau électrique n'est pas forcément effectuée dans une seule usine, ni même au sein d'une seule entreprise.

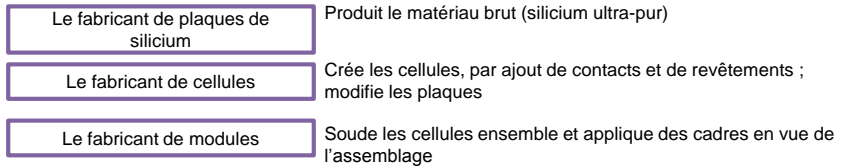
Au contraire, la fabrication s'étale sur deux ou trois sites : un premier site pour produire le silicium extra-pur nécessaire ; un autre pour le traitement du silicium pour l'adapter aux applications PV ; et parfois un troisième site où l'on assemble ces cellules en modules. Cette distribution est en grande partie due au clivage existant entre le coût de la production de cellules et celui de la production des modules : si la fabrication de cellules nécessite des investissements importants (1-2 million USD / MW de la capacité de l'installation), la fabrication de modules ou de panneaux a une plus faible intensité capitalistique, ce qui permet de la réaliser sur place, chez le fabricant de cellules, ou bien à proximité du marché final, par des petits fabricants locaux. Le marché des éléments BOS (y compris l'onduleur et les pièces électriques associées) est dominé par un petit nombre de grands acteurs.

Le gros de la fabrication de cellules solaires à l'échelle mondiale s'effectue en Chine, alors que la plupart des installations ont lieu aux Etats-Unis et en Europe. En Chine, le coût de la production de cellules solaires est sensiblement plus bas par rapport aux Etats-Unis (0,91 USD contre 1,19 USD), ce qui s'explique par une régulation moins stricte, des normes environnementales moins exigeantes et le faible coût de la main d'œuvre. En conséquence, du point de vue social et environnemental cela crée des risques, d'autant plus que les entreprises chinoises ne sont pas soumises à des normes de transparence exigeantes.

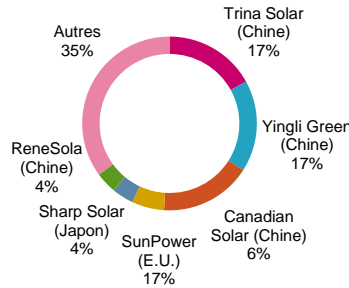
Si l'installation requiert moins d'investissements initiaux les coûts de main d'œuvre en revanche sont très élevés. Par conséquent, le marché pour l'installation est plutôt régional et fragmenté. Bien qu'il soit important de veiller à la localisation du site et du chantier, l'installation de l'électricité solaire a généralement un impact positif sur la création de valeur en termes économiques, sociaux et environnementaux, et ce, avec un risque intrinsèque minimal.

Figure 18: La chaîne de valeur solaire et les leaders du marché

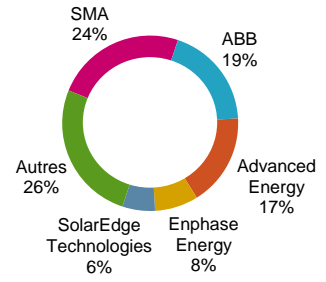
Fabrication



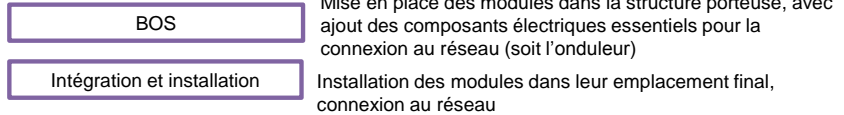
Premiers fabricants de cellules et/ou modules (% du marché résidentiel américain, 2014)



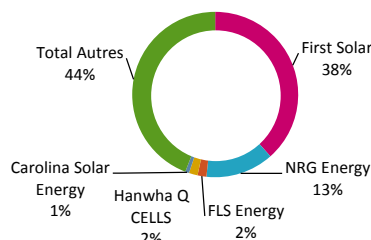
Premiers fabricants d'onduleurs américains (par MW_{ac} expédié, 2014)



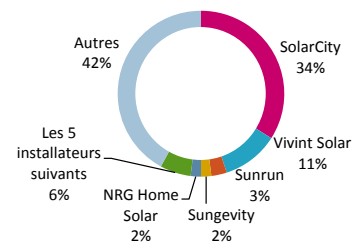
Installation



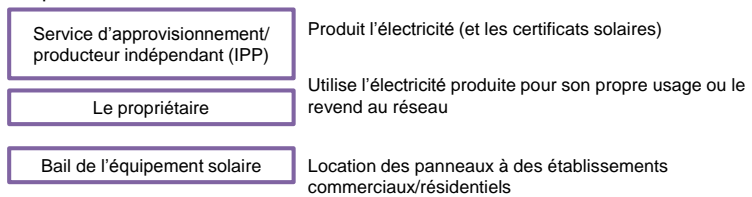
Installateurs (échelle industrielle par MW, 2014)



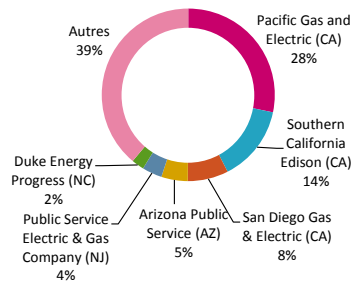
Installateurs (particuliers par MW, 2014)



Exploitation



Installations (par puissance solaire installée totale)



Source: Mirova / SEIA 2015 / Solar Power World 2015 / SEPA 2015

La chaîne de valeur est simple et l'importance de la taille des turbines favorise la décentralisation de la fabrication.

Enfin, les producteurs d'électricité peuvent acheter les panneaux et les utiliser pour générer de l'électricité et vendre ensuite celle-ci au réseau ; les propriétaires particuliers ont également la possibilité d'installer des systèmes photovoltaïques résidentiels. Certaines entreprises louent à des riverains un espace de leur toiture et leur revendent ensuite l'électricité qu'ils y produisent à un tarif inférieur à celui du producteur d'électricité local.

La chaîne de valeur de l'énergie éolienne

La chaîne de valeur éolienne comprend la fabrication, l'installation et les étapes de la mise en service.

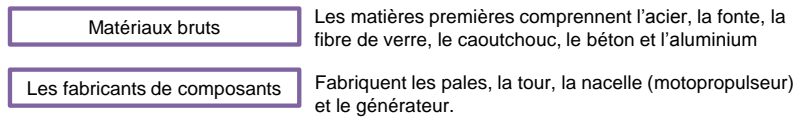
Après l'achat des matières premières nécessaires (acier, fonte, fibre de verre, caoutchouc, béton, aluminium) auprès de différents fournisseurs indépendants, les fabricants de pièces réalisent la turbine, avec les pales, la tour, la transmission et / ou le générateur. La fabrication de turbines, à la différence de celle des modules solaires, reste relativement simple même si elle exige un investissement en capital assez élevé et si l'accès au marché est limité par la localisation de l'usine, compte tenu de la taille importante du produit.

Au niveau mondial, les fabricants de turbines les plus importants se trouvent en Chine, pourtant ils n'ont gagné qu'une part minime du marché américain. Cela s'explique par la taille importante des nacelles, des pales et des tours qui rendent leur expédition très onéreuse, surtout lorsque celle-ci n'est pas assurée en totalité par des cargos de haute mer. La plupart des régions américaines à fort potentiel éolien se situant dans les terres, un acheminement par voie terrestre depuis le port de livraison est nécessaire. En conséquence, 88 % de la puissance éolienne installée aux Etats-Unis en 2015 a nécessité un fournisseur de turbines disposant d'au moins un site de fabrication situé aux Etats-Unis. Par exemple, Vestas gère des usines situées au Colorado proche des zones à fort potentiel éolien.

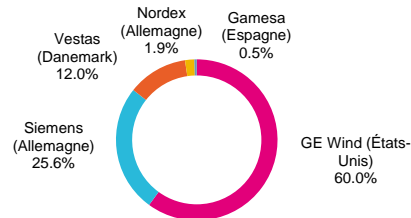
Si l'installation elle-même entraîne des dépenses en capital relativement réduites, les frais d'autorisation ainsi que le coût de la main d'œuvre peuvent être élevés en fonction de l'éloignement du site. Les installateurs sont nombreux et varient selon la région et sont obligés de veiller constamment à la sécurité des ouvriers. L'installation de turbines éoliennes ne crée pas de risque environnemental et social important, même si l'éolien peut poser plus de problèmes que le solaire en raison de la nuisance sonore et des effets d'ombrage qu'il occasionne. En dernier lieu, producteurs d'électricité traditionnels ou indépendants gèrent les turbines ; le manque d'espace et les difficultés d'obtention des autorisations freinent la mise en place de systèmes éoliens par les propriétaires particuliers ou les établissements commerciaux. En ce qui concerne la maintenance, celle-ci est de plus en plus souvent prise en charge par le fabricant à travers des contrats à vie.

Figure 19: La chaîne de valeur éolienne et les leaders du marché

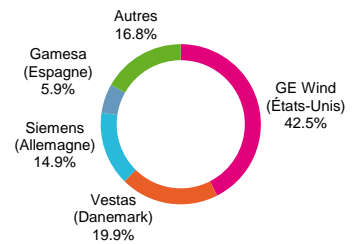
Fabrication



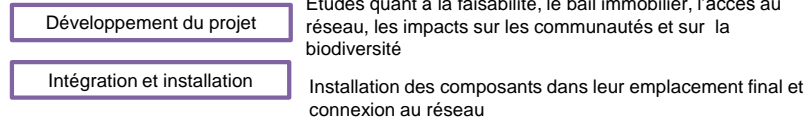
Turbine producers (share of U.S. market, 2014)



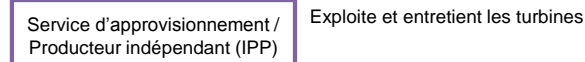
Turbine producers (share of U.S. market, 2015)



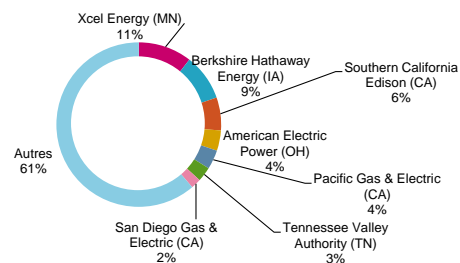
Installation



Exploitation



Production d'électricité (par puissance éolienne installée totale, 2014)



Source: Mirova / AWEA2015 / NREL 2016

Conclusion

La réglementation et les politiques gouvernementales jouent un rôle primordial dans le développement des énergies renouvelables aux Etats-Unis comme en témoignent la chute brutale du nombre d'installations éoliennes chaque fois qu'une période de crédits d'impôt à la production (PTC) vient à expirer, ou la contribution des MACRS et des crédits d'impôts à la viabilité financière des projets éoliens ou solaires. Etant donné les récentes extensions pour une durée assez longue des crédits d'impôts (ITC et PTC). Ces tendances devraient profiter en particulier aux acteurs présents en fin de chaîne de valeur. Les grandes producteurs sont à même de profiter pleinement des crédits d'impôts et des RPS afin d'augmenter la rentabilité de leur projets éoliens et solaires. D'un point de vue économique et réglementaire, les acteurs qui facilitent l'accès aux énergies

En l'absence d'évènement politique ou de choc économique majeurs, les énergies renouvelables devraient poursuivre leur conquête du mix énergétique américain

renouvelables, que à l'échelle industrielle ou résidentielle, se trouveront dans une position favorable.

En ce qui concerne les étapes intermédiaires de la chaîne de valeur, le solaire offre plus de marge d'amélioration et d'opportunités technologiques que l'éolien puisque cette industrie est plus jeune. Tandis que les modules solaires continuent à gagner en efficacité, les nouvelles cellules, qui ne sont pas à base de silicium, continuent aussi à se développer : bien que la demande pour les cellules en couche mince ait baissé ces dernières années, des avancées très rapides dans le développement de cellules solaires « perovskites » ou à hétérojonction ont eu lieu. Ainsi, il est de plus en plus probable qu'à moyen terme, de nouveaux acteurs proposant une gamme plus large de technologies investissent le marché. Du côté des fabricants de cellules à base de silicium, les prix continueront sans doute de baisser, débouchant sur des prix plus compétitifs, une compétition exacerbée entre les fabricants actuels ainsi qu'à un déploiement plus vaste (le solaire restant encore relativement cher). Toutefois, puisque la chaîne de production solaire comprend beaucoup d'acteurs étrangers à la transparence limitée et dont le cadre réglementaire reste faible ; une analyse détaillée de cette chaîne de production sortirait du cadre de la présente étude.

Etant donné que la technologie de turbines éolienne est mature, l'entrée de nouveaux acteurs favorisant la compétition sur la base de l'innovation technologique semble peu probable. Si compétition il y a, elle portera plutôt sur les coûts des turbines. Des économies d'échelle sont possibles à travers la baisse des coûts (par rapport au pic de 2009) liée à des turbines plus grandes et plus aérodynamiques. Ces économies seront de nature néanmoins bien moins radicales que celles prévues dans le solaire. Les contrats pour la mise en œuvre et la maintenance vendus par les fabricants étant souvent des contrats à vie, une compétition sur les prix est également envisageable sur cet aspect. S'ajoutant au fait que la chaîne d'approvisionnement de turbines est une chaîne simple et exempte de controverses, ces opportunités renforcent l'attractivité des fabricants de turbines aux yeux des investisseurs.

Concernant les perspectives d'avenir, le rétablissement du plan américain pour une énergie propre (*America's Clean Power Plan*) devrait devenir un élément clé de la politique climatique visant à promouvoir les énergies renouvelables. Ce plan dépend pourtant entièrement de la nomination d'un juge favorable à la lutte contre le changement climatique à la Cour suprême des États-Unis, en remplacement du juge actuel Antonin Scalia. Quoi qu'il en soit, il est difficile de savoir si ce plan est nécessaire pour enclencher la suppression progressive du charbon et la réduction globale de sa production aux États-Unis, ou bien s'il constitue avant tout un message politique. Des facteurs économiques, principalement l'essor du gaz de schiste, ont entraîné la dégradation actuelle de la compétitivité du charbon ainsi que la faillite de nombreux géants de sa production aux États-Unis. Les RPS à l'échelle nationale sont constamment sujets à renégociation, mais on constate néanmoins quelques progrès depuis plusieurs années. Plus généralement, la grande incertitude liée aux élections présidentielles de

novembre rend difficile de spéculer davantage sur l'évolution de la réglementation.

Des structures financières favorables, des solutions pour le réseau et les problèmes d'interruptions (à savoir le stockage d'électricité) et un consensus politique sur la décarbonisation de la production d'électricité (par exemple grâce à des législations telles que le *Clean Power Plan*), constitueront autant d'éléments cruciaux pour les prochaines années. Les nouvelles capacités électriques seront soumises à la compétition du gaz naturel, ressource facilement accessible, bon marché et disponible sur le territoire intérieur. Le gaz naturel continue de représenter un moyen pour faire baisser l'intensité carbone du mix énergétique, même si sur ce point les énergies renouvelables sont plus efficaces.

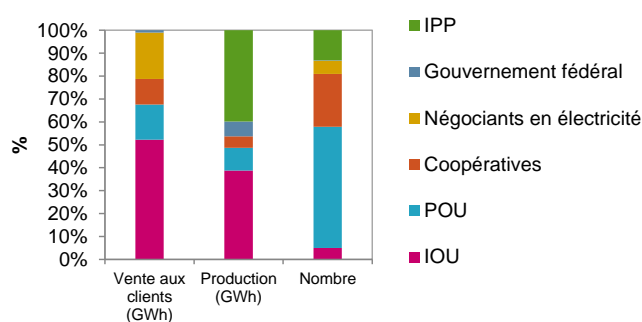
Quoiqu'il en soit, à mesure que les énergies renouvelables se popularisent grâce aux économies et au bénéfice environnemental qu'elles permettent, elles devraient représenter une part croissante du mix énergétique américain. L'éolien est d'ores et déjà la ressource la plus compétitive par rapport aux énergies fossiles ; les producteurs d'électricité ainsi que les fabricants de turbines contribueront à la poursuite de son développement et en bénéficieront sans doute également le plus. Dans le solaire, une baisse des coûts reste nécessaire pour prétendre au même niveau de déploiement ; néanmoins, si les tendances actuelles perdurent, les entreprises promouvant les installations solaires aux Etats-Unis, (que ce soit à l'échelle industrielle ou résidentielle), seront également bien positionnées.

Annexes

I: La dérégulation a ouvert la voie pour les producteurs d'électricité indépendants

Il existe deux types majeurs de producteurs d'électricité aux Etats-Unis, les services publics (POU) et ceux, privés, appartenant aux investisseurs (IOU). Les producteurs d'électricité publics sont des coopératives détenues par les membres de ces dernières, des entités appartenant au gouvernement ou encore à la municipalité ; généralement, ces services ne sont réglementés. Les producteurs d'électricité privés en revanche, des entités importantes et verticalement intégrées, sont réglementés à l'échelle de l'État par des commissions réglementaires. Si la Commission fédérale de la Régulation Énergétique (*Federal Energy Regulatory Commission*) régule les prix de gros, elle ne peut en revanche intervenir que dans le cadre de transmissions interétatiques de l'électricité, conformément à la Constitution américaine.

Figure 20: Le marché des services de production d'électricité américain



Source: Mirova / American Public Power Association

Depuis la deuxième moitié des années 1990, le marché de l'électricité a connu une restructuration dans 16 états américains, permettant ainsi à des producteurs d'électricité indépendants (IPP), de vendre leur électricité aux acteurs traditionnels; et aux fournisseurs spécialisés de la vente au détail d'acheter de l'électricité auprès des producteurs et de la vendre à des clients finaux. Cette dérégulation a été mise en place avec un objectif d'efficacité et pour faire baisser les prix à la consommation, grâce à un environnement devenu plus compétitif. Toutefois, un grand nombre des IPP, qui se sont établis par le biais de la dérégulation, sont aussi des contributeurs majeurs de la progression du marché des énergies et de l'électricité renouvelables.

De plus, il est intéressant de noter que les droits de propriété sur l'installation au niveau des infrastructures de transmission, sont gérés à l'échelle de l'État mais peu de cadres réglementaires étatiques exigent une gestion collaborative. Selon le projet, la construction de nouvelles infrastructures peut être soumise à un ensemble de juridictions régionales, étatiques ou encore fédérales. La seule réglementation harmonisée liée à la

transmission est celle touchant à la tarification des transactions pour les transmissions de gros qui sont régulées au niveau fédéral.

II: Les autres dispositifs incitatifs importants

Les dispositifs incitatifs fiscaux à l'échelle des États complètent ceux à l'échelle fédérale

Les États ont mis en place de nombreux plans et dispositifs incitatifs afin d'améliorer la faisabilité de la mise en place de projets pour la clientèle. Parmi les dispositifs les plus populaires, on compte les fonds d'intérêt public pour l'énergie renouvelable (proposés dans 16 états), ainsi que les plans de financement liés au foncier, lesquels se concrétisent à travers le plan « énergie propre foncière » (*Property Assessed Clean Energy, PACE*, proposé dans 31 états).

De nombreux États proposent également des dispositifs incitatifs pour des projets d'énergie renouvelable ou des usines de fabrication, à condition que ceux-ci soient mis en place au sein de leurs frontières. Généralement, les primes sont versées aux exploitants d'installations d'énergie solaire soit sous la forme d'une remise au moment du lancement du projet, soit sous la forme d'un paiement régulier calculé sur la base des performances réalisées. S'ajoutant aux programmes de facturation nette à l'échelle étatique, ces dispositifs ont fortement encouragé la clientèle à investir dans le photovoltaïque sur place. Si la plupart de ces projets visent à favoriser le solaire photovoltaïque, c'est cependant l'éolien qui a reçu le plus gros des fonds versés par les États.

Au total, environ 27 états ont mis en place un plan de remise en espèces ciblant les installations d'énergie renouvelable présentes chez la clientèle. Dans la plupart des États, des programmes similaires sont proposés à l'échelle municipale. Si les détails du fonctionnement, les sources de financement et les sommes disponibles varient considérablement, on constate néanmoins que la plupart des États applique des frais modestes à la vente en détail de l'électricité. Ces frais sont ensuite redistribués par une agence publique ou un fournisseur d'électricité public. Entre 2010 et 2017 ces charges devraient permettre de collecter une somme supérieure à 7,2 milliards USD, soit 2 % des flux totaux d'investissement.

En Californie, par exemple, le secteur solaire résidentiel vise à produire 3 000 MW d'énergie photovoltaïque grâce à des installations chez la clientèle d'ici 2016. L'État vise à atteindre cet objectif par le biais de primes destinées à des installations solaires PV, payables en espèces, pouvant atteindre 2,50 USD par watt, ce qui permettrait de couvrir jusqu'à la moitié des frais totaux de construction d'une installation d'électricité solaire. Le Massachusetts est un exemple encore plus représentatif : cet État offre des crédits d'impôts de 15 % (ceux-ci étant plafonnés à 1 000 USD) sur l'impôt sur le revenu à l'échelle de l'État en compensation des frais nets d'installation d'un système d'énergie renouvelable chez un particulier. Les taxes sur les ventes ainsi que sur la valeur ajoutée appliquée au foncier sont également levées pour tout équipement lié à l'énergie renouvelable ; tandis

que les ITC et les PTC accordés par l'État fédéral restent applicables (voir ci-dessus).

D'autres politiques à l'échelle des États peuvent également renforcer ou freiner le développement des énergies renouvelables

Il est aussi important de souligner que les producteurs d'électricité sont soumis à une réglementation établie à l'échelle de chaque États, les réglementations étatiques sur les structures tarifaires jouent donc un rôle déterminant dans leur déploiement. Les trois dispositifs les plus importants comprennent les normes d'interconnexion, lesquelles prescrivent la manière dont les producteurs d'électricité prennent en charge les sources d'énergie renouvelable souhaitant se connecter au réseau électrique ; la facturation nette, qui permet à la clientèle produisant elle-même de l'énergie renouvelable de prétendre à une compensation pour l'électricité produite; enfin, les tarifs de rachat, qui obligent producteurs d'électricité à payer des tarifs fixés préalablement supérieurs à ceux du marché pour l'électricité renouvelable alimentant leur réseau.

Les normes d'interconnexion portent sur des processus et des prérequis techniques qui décrivent la manière dont les producteurs d'électricité gèrent les sources d'énergie renouvelable devant être connectées au réseau. L'existence de procédures normalisées atténue l'incertitude et évite les retards qui risquent de toucher les systèmes d'énergie renouvelable lors de leur connexion au réseau électrique dans des États n'ayant pas mis en place une interconnexion normalisée. Depuis 2015, 46 états ont mis en place des prérequis règlementaires pour une interconnexion normalisée afin de faciliter le développement des énergies renouvelables et de la redistribution de la production.

La facturation nette permet aux clientèles résidentielle et commerciale produisant elles-mêmes de l'électricité renouvelable d'être rémunérées pour leur production. La réglementation de la facturation nette exige que les producteurs d'électricité d'un État s'assurent que les compteurs électriques de la clientèle mesurent de manière très précise la quantité d'électricité qui est consommée sur place ou réinjectée dans le réseau. En cas de non-consommation sur place, l'électricité est redirigée vers le réseau ; en cas d'insuffisance de la production sur place par rapport aux besoins de la clientèle, celle-ci s'approvisionne en électricité à partir du réseau. Au bout du compte, tout excès d'électricité que la clientèle aurait normalement dû payer est redirigé cette dernière à un moment ultérieur.

La Loi sur l'énergie (*Energy Policy Act, EAct*) de 2005 exigeait que tout producteur d'électricité propose la possibilité de facturation nette à ses clients. Depuis, 44 États ont autorisé ce système, et trois autres (l'Idaho, la Caroline du Sud et le Texas), ont étendu leurs programmes de facturation nette. Si la plupart des États et des territoires ont permis la facturation nette, leurs pratiques diffèrent néanmoins en matière de : terminologie ; de seuils de capacités (lesquels varient de 20 kW au Vermont jusqu'à 10MW au Massachusetts, voire 80 MW au Nouveau-Mexique) ; de technologies éligibles (tous les États incluent le solaire, mais tous n'autorisent pas les autres sources d'énergie renouvelable) ; de droit de rétention de la

facturation nette (reconduction à durée indéterminée en Alaska et reconduction annuelle à Hawaï, alors que la Californie propose à la clientèle de lui rembourser les crédits non utilisés) et de droits de détention de Renewable Energy Certificates.

Enfin, les tarifs de rachat favorisent un déploiement plus vaste des énergies renouvelables car ils obligent les producteurs d'électricité à payer à des tarifs fixés au préalable et supérieurs à ceux du marché pour l'énergie renouvelable injectée dans leur réseau. Ces tarifs, qui peuvent varier en fonction du type de ressource utilisé, garantissent aux producteurs d'énergies renouvelables des revenus stables et continus. Si c'est en Europe que les tarifs de rachat se pratiquent le plus, six états américains (la Californie, l'Oregon, l'État de Washington, le Maine, le Vermont et l'île de Hawaï) ont également mis en place des tarifs de rachat réglementaires et plusieurs producteurs d'électricité ont volontairement mis en place des dispositifs similaires dans différentes régions.

Les énergies renouvelables ont également bénéficié de subventions directes importantes

Ces subventions comprennent habituellement le versement direct de fonds fédéraux pour des projets spécifiquement liés à l'énergie et ont atteint la somme de 12,9 milliards USD (44 % des subventions et des aides au total) en 2013, dont 64 % destinés à promouvoir les sources d'énergie renouvelable. Le Département du Trésor Américain a contribué à hauteur de 8,2 milliards USD à ces dépenses directes (62 %), dont la totalité a été investie dans la promotion d'énergies renouvelables en accord avec les dispositions de l'article 1603 du *American Reinvestment and Recovery Act* de 2009. La répartition des dépenses directes en termes de type d'énergies a profondément évolué au cours des dernières années : les fonds pour les énergies renouvelables ont augmenté de 175 %, alors que ceux pour le gaz, pour diverses formes de produits pétroliers, et pour le nucléaire ont diminué. Si les subventions versées pour le charbon semblent aussi avoir augmenté c'est principalement lié à la mise en place d'un nouveau grand programme pour la capture et le stockage du carbone

Bibliographie

American Wind Energy Association (AWEA), 2015. *U.S. Wind Industry Annual Market Report / Manufacturing Overview*. Retrieved from <http://www.awea.org/Issues/Content.aspx?ItemNumber=5081&navItemNumber=704>

Bloomberg New Energy Finance (Roston, Eric, and Brian Eckhouse), 2016. *Waging America's Wars Using Renewable Energy*. Bloomberg.

Bolinger, Mark, 2014. *An Analysis of the Costs, Benefits, and Implications of Different Approaches to Capturing the Value of Renewable Energy Tax Incentives*. Retrieved from www.emp.lbl.gov/reports/re

Bolinger, Mark, Samantha Weaver, and Jarett Zuboy, 2015. *Is \$50/MWh Solar for Real? Falling Project Prices and Rising Capacity Factors Drive Utility-Scale PV Toward Economic Competitiveness*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications.

BP, 2015. *Statistical Review of World Energy 2015*. Retrieved from <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Center for Resource Solutions, 2010. *Fiscal Policies Supporting Renewable Energy in the United States*. The Regulatory Assistance Project.

Dickinson, T., 2016. *The Koch Brothers' Dirty War on Solar Power*. Rolling Stone.

Durkay, J. 2015. *State renewable portfolio standards and goals*. Retrieved from <http://www.ncsl.org/research/energy/renewable-portfolio-standards.aspx#tx>

Florida Center for Investigative Reporting, 2015. *In Sunshine State, Big Energy Blocks Solar Power*. Retrieved from <http://fcir.org/2015/04/03/in-sunshine-state-big-energy-blocks-solar-power/>.

Geothermal Energy Association, 2015. *Annual US and Global Geothermal Power Production Report*. Retrieved from <http://geo-energy.org/reports.aspx>

Goodrich, A. et al, 2013. *Assessing the drivers of regional trends in photovoltaic manufacturing*. Energy & Environmental Science 2013, 6, 2811-2821.

Institute for Energy Research, 2015. *The Status of Renewable Electricity Mandates in the United States*. Retrieved from <http://instituteforenergyresearch.org/wp-content/uploads/2011/01/IER-RPS-Study-Final.pdf>

International Energy Agency (IEA), 2016. *Statistics*. Retrieved from <http://www.iea.org/statistics/>

National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2016. *Dynamic Maps, GIS Data, & Analysis Tools*. Retrieved from <http://www.nrel.gov/gis/maps.html>

National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2015. *Status and Trends in the U.S. Voluntary Green Power Market*. Retrieved from <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64746.pdf>

National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2013. *Cost of Wind Energy Review*. Retrieved from <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63267.pdf>

National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2015. *U.S. Photovoltaic Prices and Cost Breakdowns*. Retrieved from <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65252.pdf>

REN21, 2015. *Renewables 2015 Global Status Report*. Retrieved from http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf

Fares, Robert, 2016. *Texas Sets New All-Time Wind Energy Record*. Scientific American.

Solar Energy Industries Association (SEIA), 2015. *Solar Market Insight 2015 Q3*. Retrieved from <http://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-2015-q3>

Solar Energy Industries Association (SEIA), 2016. *Solar States*. Retrieved from <http://www.seia.org/research-resources/top-10-solar-states>

Smart Electric Power Alliance, 2015. *Solar Market Snapshot*. Retrieved from <https://www.solarelectricpower.org/discover-resources/solar-tools/2015-solar-power-rankings.aspx>

Solar Power World, 2015. *Top 500 Solar Contractors*. Retrieved from <http://www.solarpowerworldonline.com/2015-top-500-north-american-solar-contractors/>

Sunpower, 2014. *Why Power Purchase Agreements Make Sense*. Retrieved from <https://us.sunpower.com/sites/sunpower/files/media-library/white-papers/wp-why-power-purchase-agreements-make-sense.pdf>

U.S. Partnership for Renewable Energy Finance (PREF), 2015. *MACRS Depreciation and Renewable Energy Finance*. Retrieved from <http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/01/MACRSwhitepaper.pdf>

US Department of Energy (DOE) / NC Clean Energy Technology Center, 2016. *Database of State Incentives for Renewables and Efficiency*. Retrieved from <http://www.dsireusa.org/>

US Department of Energy (DOE) Sunshot Initiative, 2015. *Photovoltaic System Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections*. Retrieved from https://emp.lbl.gov/sites/all/files/pv_system_pricing_trends_presentation_0.pdf

US Department of Energy (DOE), 2013. *Federal Incentives for Wind Power*. Retrieved from http://www1.eere.energy.gov/wind/pdfs/57933_eere_wwpp_federal_incentives.pdf

US Department of Energy (DOE), 2014. *Wind Technologies Market Report*. Retrieved from <http://energy.gov/sites/prod/files/2015/08/t25/2014-Wind-Technologies-Market-Report-8.7.pdf>

US Department of Energy (DOE), 2015. *2014 Renewable Energy Data Book*. Retrieved from <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64720.pdf>

US Department of Energy (DOE), 2015. *Renewable Energy Certificates: Price Data*. Retrieved from <http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/markets/certificates.shtml?page=5>

US Department of Energy (DOE), 2016. *Tax Credits, Rebates, and Savings*. Retrieved from <http://energy.gov/savings>

US Energy Information Administration (EIA), 2015. *Direct Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy in Fiscal Year 2013*. Retrieved from <https://www.eia.gov/analysis/requests/subsidy/pdf/subsidy.pdf>

US Energy Information Administration (EIA), 2016. *Today in Energy*. Retrieved from <http://www.eia.gov/todayinenergy/>

US Energy Information Administration (EIA), 2016. *(Electricity) Data Browser*. Retrieved from <http://www.eia.gov/electricity/data/browser/>

US Environmental Protection Agency (EPA), 2015. *State and Local Climate and Energy Program*. Retrieved from <http://www3.epa.gov/statelocalclimate/state/topics/renewable.html>

US Internal Revenue Service, 2015. *Renewable Electricity Production Tax Credit*. Retrieved from <http://energy.gov/savings/renewable-electricity-production-tax-credit-ptc>

US National Conferences of State Legislatures, 2014. *Net Metering: Policy Overview and State Legislative Updates*. Retrieved from <http://www.ncsl.org/research/energy/net-metering-policy-overview-and-state-legislative-updates.aspx>

Disclaimer

Document édité par Mirova, agréée par l'Autorité des Marchés Financiers.

Société anonyme au capital de 7 461 327,50 euros

RCS Paris 394 648 216 – Agrément AMF n° GP 02014

21 quai d'Austerlitz – 75013 Paris

Mirova est une filiale de Natixis Asset Management

Dans le cadre de sa politique de responsabilité sociétale et conformément aux conventions signées par la France, Mirova exclut des fonds qu'elle gère directement toute entreprise impliquée dans la fabrication, le commerce et le stockage de mines anti-personnel et de bombes à sous munitions.

Ce Document est un document non contractuel à caractère purement informatif. Il est strictement confidentiel et les informations qu'il contient sont la propriété de Mirova. Il ne saurait être transmis à quiconque sans l'accord préalable et écrit de Mirova. De même, toute reproduction, même partielle, est interdite sans l'accord préalable et écrit de Mirova. La distribution, possession ou la remise de ce Document dans ou à partir de certaines juridictions peut être limitée ou interdite par la loi. Il est demandé aux personnes recevant ce Document de s'informer sur l'existence de telles limitations ou interdictions et de s'y conformer.

L'information contenue dans ce Document est fondée sur les circonstances, intentions et orientations actuelles et peuvent être amenées à être modifiées. Mirova ne porte aucune responsabilité concernant les descriptions et résumés figurant dans ce Document. Mirova ne s'engage en aucune manière à garantir la validité, l'exactitude, la pérennité ou l'exhaustivité de l'information mentionnée ou induite dans ce Document ou toute autre information fournie en rapport avec le Fonds. Aussi, Mirova n'assume aucune responsabilité pour toutes les informations, quelle qu'en soit la forme, contenues, mentionnées ou induites, dans ce Document ou en cas d'éventuelles omissions. Toutes les informations financières notamment sur les prix, marges ou rentabilités sont indicatives et sont susceptibles d'évolution à tout moment, notamment en fonction des conditions de marché. Mirova se réserve le droit de modifier ou de retirer ces informations à tout moment sans préavis. Plus généralement, Mirova, ses sociétés mères, ses filiales, ses actionnaires de référence, les fonds qu'elle gère ainsi que leurs directeurs, administrateurs, associés, agents, représentants, salariés ou conseils respectifs rejettent toute responsabilité à l'égard des lecteurs de ce Document ou de leurs conseils concernant les caractéristiques de ces informations. Par ailleurs, la remise de ce Document n'entraîne en aucune manière une obligation implicite de quiconque de mise à jour des informations qui y figurent.

Mirova
Responsible Investing

 **Visit us:**
www.mirova.com

 **Follow us:** [@Mirova_RI](https://twitter.com/Mirova_RI)  [Mirova profile](#)