

CSFRS 

Conseil Supérieur de la Formation
et de la Recherche Stratégiques



GEOSTRATEGIA
L'agora stratégique 2.0 du CSFRS

TARANIS

**Les technologies
vertes, nouveaux
instruments de la
puissance**

IDDRI

Rapport TARANIS « Les technologies vertes, nouveaux instruments de la puissance »

Edité en Mars 2016.

Nous rendons compte dans ce rapport des résultats de nos recherches sur la course aux technologies vertes ou green race entre l'Europe et la Chine dans trois secteurs ou « filières » d'énergie renouvelable que sont l'énergie photovoltaïque, éolienne (terrestre et offshore), et les biocarburants pour le secteur aéronautique ou jet fuels.

A elles trois, ces filières couvrent des champs technologique de maturité très différente. Les panneaux solaires échangés dans le monde sont produits pour la plupart grâce à des technologies vieilles de 20 ou 30 ans, celles des éoliennes terrestres et plus encore offshore sont en pleine mutation tandis que l'utilisation de biocarburants pour l'aviation relèvent encore du pari technologique et commercial. Les biocarburants pour l'aviation sont pour cette raison, en plus du fait qu'ils ne provoquent pas à ce jour de course entre l'Europe et la Chine, traités de manière autonome dans le dernier chapitre de ce rapport.

Cette étude est à retrouver sur le site du Conseil Supérieur de la Formation et de la Recherche Stratégiques.

Auteur(s) : T. Voituriez, E. Gaarder, Wang Xin, O.Sartor, Th. Spencer, H. Waisman

Source(s) : CSFRS, IDDRI

IDDRI

PROJET TANARIS

Rapport Final

1er mars 2016

T. Voituriez, E. Gaarder, Wang Xin, O. Sartor, Th. Spencer, H. Waisman

IDDRI

Projet financé par le



Résumé

Nous rendons compte dans ce rapport des résultats de nos recherches sur la course aux technologies vertes ou *green race* entre l'Europe et la Chine dans trois secteurs ou « filières » d'énergie renouvelable que sont l'énergie photovoltaïque, éolienne (terrestre et *offshore*), et les biocarburants pour le secteur aéronautique ou *jet fuels*. A elles trois, ces filières couvrent des champs technologique de maturité très différente. Les panneaux solaires échangés dans le monde sont produits pour la plupart grâce à des technologies vieilles de 20 ou 30 ans, celles des éoliennes terrestres et plus encore offshore sont en pleine mutation tandis que l'utilisation de biocarburants pour l'aviation relèvent encore du pari technologique et commercial. Les biocarburants pour l'aviation sont pour cette raison, en plus du fait qu'ils ne provoquent pas à ce jour de course entre l'Europe et la Chine, traités de manière autonome dans le dernier chapitre de ce rapport.

Les questions que nous avons examinées sont simples. Nous nous sommes demandés si la stratégie d'innovation et de *leadership* par l'exemple poursuivie par l'Union Européenne et ses Etats membres apportait les résultats escomptés face à la concurrence des économies émergentes, et singulièrement chinoise, en matière économique (valeur ajoutée et emploi), environnementale (atténuation climatique) mais aussi politique (influence internationale). Notre intuition résidait dans le fait que les technologies bas carbone, promues à un large déploiement si l'on en croit les contributions des pays membres de la CNUCCC à la COP21, sont des nouveaux instruments de la puissance par leurs possibles implications sur les modèles de croissance, la sécurité énergétique, et la réduction ou l'aggravation des maux publics globaux.

Deux récits sont en concurrence pour expliquer et dessiner la hiérarchie de la puissance entre nations, que la généralisation progressive des technologies bas-carbone dans nos systèmes de production est susceptible de provoquer renforcer ou au contraire de bouleverser à l'horizon de 15 ou 20 ans.

Le premier récit est conservateur en ce sens qu'il n'annonce pas de bouleversement dans l'ordre des puissances, au premier motif que ces technologies sont aujourd'hui uniformément réparties entre pays riches et pays en développement et ne confèrent pas un avantage particulier aux uns ou aux autres. Selon ce récit, de surcroît, puissance réside dans la capacité d'investir, d'innover, de contrôler les chaînes de valeur et d'en capter la part la plus élevée. Cela est vrai des trains à grande vitesse, des automobiles, des téléphones portables, des écrans plats ou de n'importe quel équipement à fort contenu technologique. Celui qui investit, qu'il s'agisse d'une firme ou d'une nation, celui qui innove, contrôle la chaîne de valeur, capture la valeur ajoutée, s'approprie la puissance. Les technologies bas-carbone ne font pas exception. Le commerce désentravé, la protection de la propriété intellectuelle, la libre concurrence, en somme, le jeu du marché alloue valeurs et profits au regard

des risques pris, des investissements consentis. Rien de nouveau depuis Ricardo et son traité d'économie politique en 1817. La mondialisation ne rétribue pas davantage le leader ou le suiveur technologique : elle accroît et répartit les gains sur la base des avantages comparatifs. Celui-ci peut résider, en Chine, dans l'assemblage à partir de chaînes de montage clef en main ; et il peut résider en Europe dans l'exportation de ces dernières, plus intensives en main d'œuvre hautement qualifiée, pour un gain mutuel positif et un gain relatif favorable à « l'innovant ».

Un autre récit met en avant les risques, pour « l'innovant », liés au rattrapage entre nations par le truchement de l'échange international. Contre les enseignements de l'économie, les nations seraient dans ce second récit en concurrence entre elles – pour jouir des attributs de la puissance, précisément, qui ne se partagent pas. Cette entaille dans le marbre de la concurrence sur lequel repose l'architecture du commerce international depuis la création du GATT en 1947, est motivée par plusieurs observations ou énoncés. Le premier est qu'il est théoriquement possible qu'en raison d'imitations peu scrupuleuses et de rattrapage technologique, survenant pour un quelconque autre motif, une nation voit sa richesse – et donc sa puissance – s'accroître alors que celle de son pays partenaire commercial, leader technologique, elle, se réduit. Autrement dit, lorsque les avantages comparatifs changent dans un pays – sans changer dans les autres – la course en tête peut s'avérer une stratégie perdante, sauf à encadrer plus strictement le jeu de la concurrence et prévenir rigoureusement tout rattrapage technologique « injuste » ou « indu » chez le pays poursuivant (encadré 1). C'est le sens des mesures anti-dumping mises en place par l'Union Européenne contre les importations de panneaux solaires chinois au premier semestre 2013.

Encadré 1 : Une mondialisation gagnant-perdant en raison du rattrapage technologique chinois ?

Dans un article paru en 2004 et qui allait faire grand bruit, le prix Nobel Paul Samuelson évoque à grands traits les conséquences possibles du rattrapage des États-Unis par la Chine dans les secteurs où les États-Unis bénéficient d'un avantage comparatif – autrement dit, dans un secteur où les États-Unis font la course en tête de la *green race*. Samuelson (2004) pose comme hypothèse que ce rattrapage est le résultat de l'innovation technique (« par imitation ou du fait de son génie propre ») et de la sous-traitance. Ses conclusions contredisent la version souriante de la mondialisation. « Que nous disent [les] chiffres sur les effets réalistes à long terme pour les États-Unis de cette sous-traitance ? Les nouveaux [...] niveaux de productivité impliquent que cette invention étrangère qui octroie à la Chine une partie de l'avantage comparatif auparavant détenu par les États-Unis peut induire pour ces derniers une baisse inéluctable du revenu réel par habitant ».

Les prévisions sur les futurs investissements dans les technologies énergétiques propres et les anticipations tendancielle des capacités installées d'énergies renouvelables entre l'UE, la Chine et les États-Unis pourraient apporter une nouvelle illustration de ce syndrome : si la Chine devait poursuivre son rattrapage sur le front des technologies vertes et s'octroyer une part encore plus grande de la valeur ajoutée le long de la chaîne logistique, cela aurait un impact sur les revenus réels Européens.

Le problème réside pour résumer dans le fait que la Chine et l'Inde tendent à se spécialiser dans les secteurs et les tâches où, historiquement, les pays de la Quadrilatérale (Canada, UE, Japon et États-Unis) bénéficiaient d'avantages comparatifs indiscutables dans leurs relations commerciales réciproques.

Ce second récit met également en avant la nature particulière des biens considérés. Ceux-ci sont singuliers sous plusieurs aspects. La production des technologies « vertes » reste très intensive en politique publique – leur viabilité commerciale étant très largement conditionnée par celles-ci. Les règles de la concurrence ne garantissant plus le gain mutuel entre nations, s’y soustraire ou y déroger peut être justifié. En second lieu, et en lien avec le point précédent, les technologies vertes ont l’autre particularité de servir plusieurs finalités. Leur utilité sociale réside dans la contribution qu’elles apportent à la lutte contre le réchauffement climatique. Mais au-delà, par la transformation radicale des économies qu’elles sont censées accompagner sinon provoquer, elles acquièrent dans le discours politique une portée révolutionnaire : la nouvelle révolution industrielle les réclame, et justifie l’annonce de nouvelles richesses et de gisements d’emploi. Ces biens ne sont pas comme les autres et doivent rester à portée de main des gouvernements et non remis à celle invisible du marché.

Ces deux histoires dessinent des perspectives différentes pour la France et l’Europe dans leurs relations avec la Chine. La première met en avant les gains de l’échange et le nécessaire approfondissement de la libéralisation commerciale, dans la perspective d’une conquête réciproque des marchés sur des segments spécifiques des filières – la Chine dans les activités d’assemblage et de production à grande échelle et faible marge, l’Europe dans les parties amont et aval (conceptions et marketing) et les activités d’assemblage et de production à haute valeur ajoutée. La seconde est plus sélective dans l’ouverture à la concurrence et conditionne celle-ci à l’accroissement de la valeur ajoutée et de l’emploi industriels sur le territoire européen.

Questions

A l’aune des trois objectifs politiques que sont l’atténuation des émissions de gaz à effet de serre, la contribution à la richesse nationale et l’emploi industriel, que valent ces deux histoires? Quels risques comportent-elles ? Quelles opportunités pour l’Europe « first mover » ?

Pour répondre à ces interrogations, nous nous sommes appuyés sur une littérature académique et technique grandissant en nombre, en détail et en qualité. Nous avons également eu recours à des entretiens à Paris, Chambéry, Bruxelles, Copenhague et Pékin auprès de 25 institutions ou personnes afin d’obtenir des informations qualitatives de première main. La plupart des cadres d’entreprises contactés ont accepté de nous recevoir – mais certaines ont manifesté un goût du secret supérieur et n’ont pas donné suite. A notre surprise, les syndicats européens d’énergies renouvelables (EPIA, EWEA) se montrent assez peu diserts lorsqu’il s’agit de fournir les données ayant servi à établir les graphiques qu’ils ont pu produire sur la répartition de la valeur ajoutée.

Hypothèses et scénarios

La problématique générale organisant nos lectures, nos entretiens et nos analyses a été celle des effets de la mondialisation sur la production de l'innovation et la localisation de la valeur ajoutée. Nous avons testé qualitativement deux scénarios ou hypothèses : celle d'une mondialisation concentrant la valeur ajoutée dans les parties extrêmes de la filière (amont et aval) au détriment de l'assemblage et de ce que l'on appelle en anglais le *manufacturing*, et celle d'une mondialisation favorisant l'imitation et donnant l'avantage au « dernier arrivé » (*late comer* ou *follower*) dont une stratégie gagnante consisterait à monter en gamme à partir d'un segment à basse valeur ajoutée – le *manufacturing*, précisément – au détriment des leaders piégés dans une spécialisation ruineuse aux extrémités de la chaîne de valeur. Laquelle de ces hypothèses se vérifie-t-elle aujourd'hui dans les filières considérées, et à quelles conditions l'une plus que l'autre pourrait-elle se vérifier à l'horizon 2030 qui est celui de nombreuses contributions nationales à l'Accord de Paris sur le climat (*intended nationally determined contributions – INDCs*) – dont celle de l'Union Européenne ?

Nous avons identifié 4 instruments de la puissance : la mobilisation de politiques publiques et de l'investissement, l'exploitation des économies d'échelle et des effets d'apprentissage, le transfert de technologies par le commerce international, enfin la création d'un écosystème d'innovation performant. Nous avons évalué les mobilisations relatives par l'Europe et la Chine de ces 4 instruments sur deux périodes. La période dite de « green race » (2000-2015) et l'autre plus prospective de décarbonisation profonde (2015-2050) en vue d'atteindre l'objectif de 2°C de hausse maximale de température par rapport à l'ère pré-industrielle.

Résultats

1. Contre les prévisions de déclin de la puissance européenne, annoncées sur la base des valeurs anticipées des investissements « verts » dans différents pays du monde, notre enquête montre que dans la course à la valeur ajoutée, à l'emploi, et à la puissance considérée comme une maîtrise technologique supérieure, l'Europe dispose aujourd'hui d'atouts que n'érode pas la mondialisation face aux entreprises concurrentes chinoises.

2. Tel est particulièrement le cas en matière d'éoliennes, et singulièrement d'éolienne offshore. Mais tel est aussi le cas dans le domaine de l'énergie photo-électrique où l'antécédent d'exportations massives et brutales de panneaux au silicium par la Chine ne modifie en rien l'avantage comparatif de l'Europe dans les technologies plus avancées, non plus que la nécessité de poursuivre l'investissement technologique et en capital humain aux extrémités de la chaîne de valeur où résident les plus grands profits.

3. « La guerre du soleil » entre l'Europe et la Chine était un conflit symbolique et politique entre puissances aux intérêts commerciaux complémentaires ; elle n'était pas une guerre technologique de conquête de la puissance, la technologie du silicium cristallin ayant vu ses brevets expirés depuis plusieurs années. La méprise autour de la performance technologique de la Chine, sous-jacente à son émergence comme premier pays exportateurs de panneaux au silicium, a fait passer ce pays pour une puissance capable d'innovation et de rattrapage technologique sur des produits haut de gamme quand il poursuivait en réalité une stratégie d'insertion dans le commerce international par une

spécialisation dans des activités d'assemblage, sur la base de lignes clef en main et d'automates de montage importées depuis l'Europe.

4. En prolongeant les tendances d'investissement actuels entre régions, et en gardant en tête l'incertitude autour de la mise en œuvre de stratégies nationales des pays membres de l'UE pour atteindre l'objectif non contraignant d'une part de 27% d'énergie renouvelable en 2030 dans la consommation d'énergie, la Chine ressort comme *puissance* dominante à l'aune de l'usage du premier instrument de la puissance considérée dans l'étude : la mobilisation de politiques publiques et de l'investissement.

5. La mobilisation des effets d'échelle et d'apprentissage conduit à des résultats plus équilibrés. La Chine est arrivée au bout du solaire, si l'expression a un sens – les effets d'échelle et d'apprentissage y sont aujourd'hui limités. Les firmes européennes en revanche, à l'instar de Siemens, recherchent un fractionnement des filières, une modularisation plus poussée qu'elle ne l'est actuellement, afin de satisfaire à la demande de masse d'éoliennes devenues des *commodities* grâce à l'exploitation d'économies d'échelle. Les effets d'apprentissage qui en découleraient profiteraient à la Chine, selon l'exemple du solaire durant la dernière décennie.

6. L'écosystème de l'innovation en Chine ne paraît pas en mesure de satisfaire aux besoins de R&D, et RDD&D induits à l'avenir par la décarbonisation profonde, alors que cet écosystème convenait pour la phase de rattrapage durant la green race de ces quinze dernières années. Ce que la Chine a réussi de son fait sur des technologies datées - la production de masse d'une commodité, le panneau solaire silicium, avec effets d'apprentissage fournisseurs-clients – ne pourra être reproduit à l'identique dans l'exemple de l'éolien on shore ou off-shore au regard des progrès technologiques attendus et du rythme de ceux-ci. Les activités de production de module dans le secteur de l'éolien ne devraient pas lui permettre de pouvoir livrer clef en main les éoliennes conçues en Europe, ni de capturer la majorité de la valeur ajoutée.

7. L'échange international, dans la green race comme dans la décarbonisation, profite au « late mover » - le transfert de technologie se fait toujours par définition depuis le vendeur vers l'acheteur. En important les produits intermédiaires européens, en acquérant des licences, en apprenant-en-faisant par les relations fournisseurs-clients, la Chine profite du commerce sans doute davantage que n'en profite l'Europe à l'aune du transfert de technologie.

8. Tout cela valide-t-il davantage le premier récit, ou au contraire le second plus critique à l'égard du rattrapage technologique par un pays tel que la Chine? Jusqu'à aujourd'hui, la green race a profité au climat, d'abord, en s'inscrivant dans une perspective inéluctable ; ensuite, elle a conféré davantage de puissance *relative* à la Chine qu'à l'Europe, par l'étendue des instruments mobilisés (tableau 10).

9. Pour autant rien dans nos entretiens ne justifie des mesures de relocalisation de la valeur ajoutée industrielle par des instruments tels que le droit douane, les avantages comparatifs de l'Europe dans la R&D et la RDD&D justifiant de consacrer à celles-ci des moyens croissants et plus élevés que ceux consentis actuellement. Les gains de puissance, dans notre tableau, restent relatifs, et conditionnés par la capacité de l'Europe à mobiliser sur son territoire les instruments plus pacifiques et plus efficaces que sont les rendements d'échelle et des politiques énergétiques claires, ambitieuses, et coordonnées. Le concurrent de l'Europe à l'horizon 2030 semble bien moins être la Chine que l'Europe elle-même.

Tableau 7: la mobilisation des instruments de la puissance, de la green race à la décarbonisation profonde

Instruments de la puissance	Mobilisation observée dans la green race (2000-2015)	Gain relatif de puissance	Mobilisation dans la décarbonisation (DDP) (2015-2050)	Gain relatif de puissance	Commentaires
Politiques publiques et investissements	Oui	Chine	Oui	Chine	L'incertitude européenne sur les modalités 2030 Les tendances d'investissement observées
Effets d'échelle et d'apprentissage	Oui	Chine	Oui	Neutre	Les effets d'apprentissage sur le PV limités. Effets d'échelle sur l'éolien (modulation) recherchées par les firmes européennes Effet d'apprentissage possible en conséquence pour les firmes chinoises
Transferts de technologie par le commerce	Oui	Chine	Non mentionné	Chine	Le commerce profite au <i>late-mover</i>
Ecosystème d'innovation	Oui	Chine	Oui	Europe	Ecosystème chinois inadapté aux besoins de R&D et RDD&D

10. La localisation géographique détaillée de la valeur ajoutée, de même que les emplois attachés à chaque maillon de la filière, sont des données requises dans le débat public – or elles font défaut dans les appareils statistiques nationaux. La green race, comme la décarbonisation, créent des gagnants et des perdants. La mobilisation des premiers et la compensation des seconds sont nécessaires au bon déroulement du processus d’ajustement rapide vers la décarbonisation. Une connaissance approfondie de l’état de l’innovation – qualité des brevets, innovation hors brevet – est requise pour anticiper le sort et l’identité des perdants à l’avenir. À l’identique, la connaissance de la répartition de la valeur et de l’emploi est cruciale pour instruire le débat public et faciliter la transition. L’intelligence économique, telle que rassemblée par la D2IE, sans être inutile, nous paraît moins nécessaire qu’une veille sur la répartition de la valeur et de l’emploi au sein de filières « stratégiques » de la décarbonisation.

Organisation du rapport

Les trois premiers chapitres – les manifestations de la puissance (chapitre 1), les instruments de la puissance (chapitre 2) et les effets de la puissance (chapitre 3) – synthétisent les résultats documentés par nos entretiens et la littérature disponibles sur les énergies solaires et éoliennes. Le chapitre 4 détaille ces résultats dans le cas de l’éolien, le chapitre 5 dans le cas du solaire. Le chapitre 6 est un chapitre plus prospectif portant sur les biocarburants pour l’aviation.

TABLE DES MATIERES

Chapitre 1.....	11
La course aux technologies vertes : définitions et faits stylisés.....	11
1. Investissements dans les énergies renouvelables : la Chine première puissance.....	12
2. Innovation dans les énergies renouvelables : la puissance de l'OCDE contestée	15
3. Partage de la valeur : une spécialisation Européenne vers des activités non délocalisables	19
4. La puissance politique: l'émergence d'un soft power chinois.....	24
Chapitre 2.....	29
Les instruments de la puissance.....	29
1. La mobilisation de politiques publiques volontaristes	30
2. L'exploitation des rendements d'échelle et de l'automatisation	33
3. Le transfert de technologies par le commerce international.....	37
4. Coordination horizontale et intégration verticale : les leçons du rattrapage chinois.....	40
5. L'écosystème de l'innovation	44
Chapitre 3.....	48
A qui profite la « green race »?.....	48
1. La contribution à la lutte contre le changement climatique.....	49
2. Croissance et emploi.....	51
3. Les avantages de la course en tête	56
4. Implications pour 2030	57
4.1. <i>Leçons des scénarios de décarbonisation profonde</i>	60
4.2. <i>De la green race à la décarbonisation profonde : quelles conséquences sur la puissance ?</i>	63
Conclusion.....	66
Références des chapitres 1 à 3	68
Chapitre 4.....	71
La course aux technologies vertes dans le secteur des énergies éoliennes	71
Introduction	72
Section I - Historical background	74
Section II – Defining the objectives.....	77
Section III – International Trade in Wind Turbine Components: <i>Risks and Opportunities</i>	79
<i>Opportunity: Exploiting natural barriers to trade: a low-risk, light-touch industrial policy</i>	81
<i>Opportunity: Domestic markets</i>	82
Section IV – Policy Recommendations	87
Chapitre 5.....	94
La course aux technologies vertes dans le secteur des énergies solaires.....	94
1. Introduction.....	96
2. PV market outlook.....	96
2.1 <i>EU and China in the global PV market</i>	96
2.2 <i>Projections for 2018-19 PV market: a Chinese leadership</i>	98
2.3 <i>PV system cost evolution</i>	101
2.4 <i>PV system components</i>	101
3. PV value chain.....	101
3.1 <i>General trend</i>	101
3.2 <i>Value chain in Europe</i>	107

3.3 Value chain evolution in China.....	107
4. PV trade.....	111
4.1 EU-China PV trade through value chain.....	111
4.2 China PV export structure.....	111
4.3 China's PV export: processing trade dominated.	112
4.4 The role of free trade.....	112
5. Domestic supportive policy.....	114
5.1 Supporting production during early phases.....	114
5.2 Insufficient demand side supportive policies in early phase.....	115
5.3 Increasing efforts to stimulate domestic demand in recent years.....	115
5.4 Particular focus on distributed PV power installation.....	116
5.5 Ambition to build competitive solar power industry.....	116
6. Future PV market development.....	117
6.1 Current challenges.....	117
6.2 Strategies.....	118
Chapitre 6.....	121
La course aux technologies vertes dans le secteur des biocarburants pour l'aviation.....	121
Executive Summary.....	123
1. Introduction.....	124
2. Background.....	124
3. Sustainable alternative jet fuel.....	126
4. Cost.....	129
5. Drivers of innovation.....	135
6. Support policies.....	137
7. Recommendations.....	140
Conclusion.....	143
Bibliographie du chapitre 6.....	145
ANNEXE.....	147
Liste des personnes interrogées.....	147
En Chine.....	148
En Europe.....	148

Chapitre 1

La course aux technologies vertes : définitions et faits stylisés

Les “technologies vertes” désignent ici les technologies employées dans la production de biens et services conçus pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Ces technologies sont au cœur de la production et la consommation des énergies renouvelables (énergies solaires, éoliennes, hydrauliques, géothermiques, marée-motrice, agrocarburants). On les rencontre également dans ce que l’on dénomme les « réseaux intelligents » (*smart grids*), le stockage de l’électricité, les transports dit « avancés » (*i.e.* non émetteurs de GES), la capture et le stockage du carbone et l’efficacité énergétique au sens large (incluant en particulier l’isolation des bâtiments). A lire les brèves et rapports publiés par le Programme des Nations unies pour l’environnement (PNUE), l’agence Bloomberg, le Pew Center¹, ces technologies font aujourd’hui l’objet d’une course entre pays du G20 (*green race*), quand bien même la science économique récuse toute idée de compétition entre pays.

Différents indicateurs de la puissance d’une nation ou d’une entreprise existent dans la littérature, selon l’acception que choisit pour celle-ci. La puissance est une capacité. Capacité d’influence permettant à un Etat d’aligner les objectifs et actions des autres acteurs dans le sens de ses propres intérêts, la puissance est dans l’histoire de la pensée l’apanage de l’Etat, conçu de manière anthropomorphique comme égoïste rationnel, doué de volonté. La puissance est « *toute chance de faire triompher, au sein d’une relation sociale, sa propre volonté contre la résistance d’autrui* » selon Max Weber². « *Capacité d’une unité politique d’imposer sa volonté aux autres unités. En bref, la puissance n’est pas un absolu, mais une relation humaine* » selon Raymond Aron³. Dans l’école réaliste des relations internationales, l’individu recherche le pouvoir pour assouvir ses intérêts ; la

1 Voir en particulier PewCenter (2013), « Who’s winning the clean energy race », Pew Charitable Trust, et UNEP (2013) “Global trends in renewable energy investment 2013”, Frankfurt School of Management and Investment, a report commissioned by UNEP’s Division of Technology, Industry and Economics (DTIE) in cooperation with Frankfurt School-UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance and produced in collaboration with Bloomberg New Energy Finance..

2 Max Weber, *Économie et société*, chap. I, § 16.

3 Raymond Aron, *Paix et Guerre entre les nations*, Calmann-Lévy, Paris, 1962, p. 58

transposition à l'Etat transforme simplement « pouvoir » en « puissance » en français - la langue anglaise ne s'embarrasse pas d'une telle subtilité et emploie un seul et même mot - *power*.

Dans l'école libérale et institutionnaliste, la puissance s'incarne dans la norme et le droit – elle est alors la capacité d'un Etat à énoncer et faire appliquer les règles d'action collective indispensables à la survie des Etats eux-mêmes qui, sans elles, seraient plongés dans une guerre perpétuelle, la seule alternative étant d'être placés sous l'autorité toute puissante d'un *hegemon*. La modification des actions et des comportements des Etats dans le sens de l'intérêt général mais aussi dans le sens de l'intérêt de certains survient par l'entremise des règles, des normes et du droit. C'est le *soft power* de Joseph Nye, tombé dans le langage commun aujourd'hui. Enonçant d'abord la puissance comme « *la capacité d'obtenir un résultat recherché et d'altérer les comportements des autres protagonistes dans ce sens, et ce pour un coût acceptable* » Nye définit le *soft power* comme la « *capacité d'un pays à structurer une situation de telle manière que d'autres pays développent des préférences ou définissent leurs intérêts en harmonie avec les siens* » ou, plus simplement, à « *façonner ce que les autres désirent* »⁴.

Si la puissance est volonté, comment la mesurer ? Ce sont les moyens mobilisés pour son expression que l'on trouve dans la littérature empirique – davantage que la mesure de la volonté elle-même dont on perçoit immédiatement l'impossibilité ou les limites. L'école réaliste, pour faire court, s'intéresse aux indicateurs de la puissance matérielle : revenus et patrimoines, accumulation de ressources naturelles, dépense énergétique et alimentaire, budget militaire ; c'est dans l'économie et la finance que s'atteste la puissance. Les libéraux (au sens de la philosophie politique) et institutionnalistes ornent cette liste des attributs du pouvoir *soft* : standards et brevets, issues des différents commerciaux, traduction dans les textes internationaux des principes, règles et des choix collectifs nationaux.

Nous puisons dans ces deux registres pour dresser dans ce chapitre un état des lieux de la puissance et de ses plus récents changements. Nous mesurons la capacité financière (investissements), la capacité technologique (production et déploiement d'innovations), la capacité économique (part de la valeur ajoutée) et enfin la capacité politique au sens *soft* (fréquence et issues des différents commerciaux).

1. Investissements dans les énergies renouvelables : la Chine première puissance

Les investissements « verts » sont mesurés par Bloomberg New Energy Finance Desktop, dont la base de données inclut plus de 40000 transactions, 45000 projets d'énergie renouvelable et plus de 50000 organisations. Sans être complète, elle est considérée comme la plus exhaustive dans ce domaine. La mesure des innovations « vertes » est plus fragile. La plupart des articles et études utilisent la base de données de brevets de l'OCDE (PATSTAT), avec cette double réserve que toutes les innovations ne font pas l'objet d'un brevet, et que les brevets protègent des innovations de caractère et qualité très

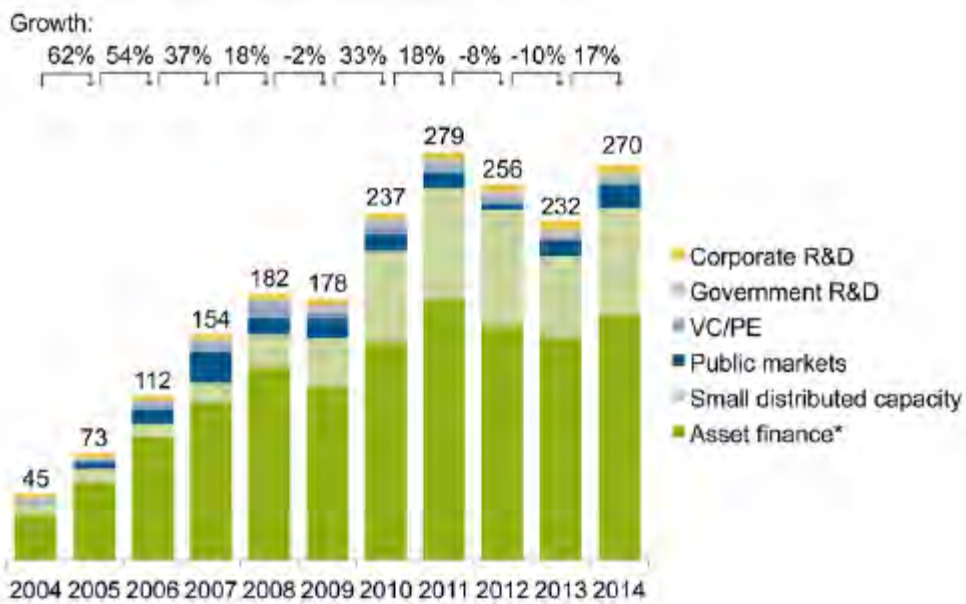
4 Joseph Nye, *Bound to Lead; the Changing Nature of American Power*, Basic Books, New York, 1990, Chap. 2. *Soft Power ; the Means to Success in World Politics*, Public Affairs, New York, 2004.

différentes (Johnstone, Hašič, Watson, 2011). Des éléments qualitatifs, sous formes d'entretiens, et des monographies d'entreprise, complètent l'information statistique fournie par PATSTAT. Nous y aurons recours, en première ou deuxième main. Enfin les parts de marché (production, puissance installée) et la répartition de la valeur ajoutées sont accessibles auprès des associations des différentes énergies renouvelables qui nous intéressent ici (European Wind Energy Association EWEA, European Photovoltaic Industry Association EPIA, Global Wind Energy Council GWEC), et le cas échéant pour certains pays (en particulier la Chine) auprès de bureaux d'étude (GTM Consult) et de chercheurs (Joanna I. Lewis, Georgetown University).

Les investissements dans les énergies renouvelables sont passés de 45 milliards de dollars en 2004 à 270 milliards de dollars en 2014 selon les dernières estimations disponibles de Unep-Bloomberg New Energy Finance, après un pic historique à 279 milliards de dollars en 2011. Derrière cette multiplication par 6 en 10 ans, il convient de noter deux points.

Pour la première fois dans l'histoire, les investissements dans les énergies renouvelables dans les pays en développement font part égal avec ceux des pays développés. En 2015, selon toute vraisemblance (les données ne sont pas encore consolidées au moment où nous écrivons ces lignes), les pays en développement seront les premières régions d'investissement dans les énergies renouvelables (figure 1). La Chine à elle seule est à l'origine – ou à la destination – de 83 milliards de dollars, soit deux fois les montants investis aux Etats-Unis. Derrière la Chine, d'autres pays en développement sont en phase d'émergence affirmée dans le secteur des renouvelables, ainsi de l'Indonésie, du Chili, du Mexique, du Kenya, de l'Afrique du Sud et de la Turquie, qui entrent dans le club des « 1 milliard et plus ». La Jordanie, Uruguay, Panama, les Philippines, et la Birmanie suivent, avec des investissements compris entre 500 millions et 1 milliard de dollars. A titre de comparaison, les investissements dans les énergies renouvelables en France en 2014 s'élevaient à 5,3 milliards de dollars – les $\frac{3}{4}$ concernant l'énergie solaire – et à près du double en Allemagne (Frankfurt School-Unep/Bloomberg New Energy Finance, 2015). Sur cet indicateur qu'est le volume des investissements observés, ce n'est pas l'Europe qui fait la course en tête mais la Chine, et la course s'est mondialisée.

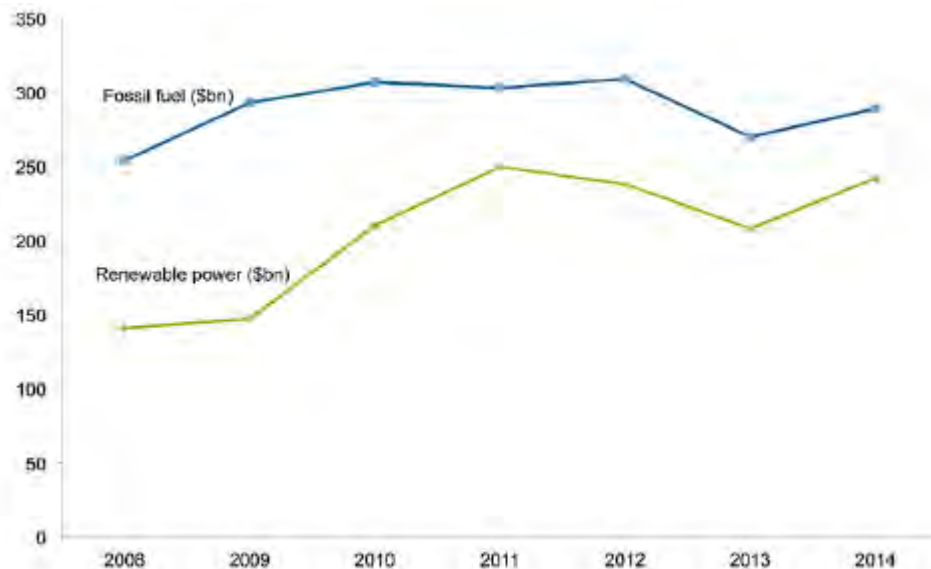
Figure 1 : Nouveaux investissements par classe d'actifs, 2004-2014



*Asset finance volume adjusts for re-invested equity. Total values include estimates for undisclosed deals

Source : Unep-Bloomberg Energy Finance

Figure 2: Comparaison entre les investissements dans les énergies renouvelables et dans les énergies fossiles (2008-2014), milliards de dollars.



Source : Unep-Bloomberg Energy Finance

Il convient ensuite de rapporter ce chiffre de 270 milliards de dollars à celui des investissements consentis pour les énergies fossiles. Si la comparaison est compliquée par le fait que le périmètre et la nature du capital investi est différent – les investissements dans les énergies fossiles sont mesurés « bruts » et inclus le remplacement d’anciennes centrales et ne peuvent donc tous être assimilés à de « nouveaux » investissements, ce qui est le cas des renouvelables – elle reste éclairante. Les

investissements bruts dans les énergies fossiles plafonnent depuis la crise de 2008 dans la fourchette des 250-300 milliards par an, soit l'actuel niveau des investissements renouvelables. Si on exclut les investissements dans les barrages hydro-électriques, spécifiques par leur durée, les investissements dans les renouvelables sont tout juste inférieurs à ceux dans les énergies fossiles (figure 2).

Cette seconde observation est importante, car elle suggère un changement d'attitude des investisseurs à l'égard du risque dans le secteur de l'énergie. Longtemps perçus comme plus risqué que les énergies fossiles, les énergies renouvelables semblent désormais un profil de risque/rendement compatible avec ceux requis par les détenteurs de portefeuille et les investisseurs institutionnels. La possibilité qu'il existe aujourd'hui une bulle « fossile » sur les marchés, en raison d'une survalorisation des actifs par rapport à leur valeur corrigée du prix inéluctable du carbone, a conduit avant la COP21 à Paris des grands patrons et banquiers centraux à réclamer la généralisation des tests de stress des portefeuilles face à l'effondrement de ladite bulle. Le patron du fonds de retraite BlackRock – plus de 4 trillions de dollars d'actif -, Larry Fink, a rendu public la lettre envoyée aux patrons des 500 sociétés de l'indice Standard & Poor par laquelle il les enjoint d'annoncer des plans crédibles de prise en compte des risques climatiques de long terme sous peine de les sortir de son portefeuille⁵. La mise en garde est identique dans l'adresse de Mark Carney, banquier central d'Angleterre, aux assureurs. La « tragédie de l'horizon » n'est pas inéluctable si ceux-là mêmes qui ont le souci du temps long sur les places boursières corrigent la valeur anticipée de leurs actifs afin d'intégrer les conséquences du changement climatique⁶. La perception d'un risque « fossile » change la donne pour les renouvelables. Elle a également des conséquences sur les protagonistes de la course aux énergies bas carbone, dans la mesure où le leadership pourrait à l'avenir s'attester bien moins dans la prise de risque technologique et le souhait de mener par l'exemple, en jetant la lumière dans un monde d'obscurité – le projet européen, pour faire court -, que dans le déploiement à grande échelle de technologies de moins en moins risquées.

2. Innovation dans les énergies renouvelables : la puissance de l'OCDE contestée

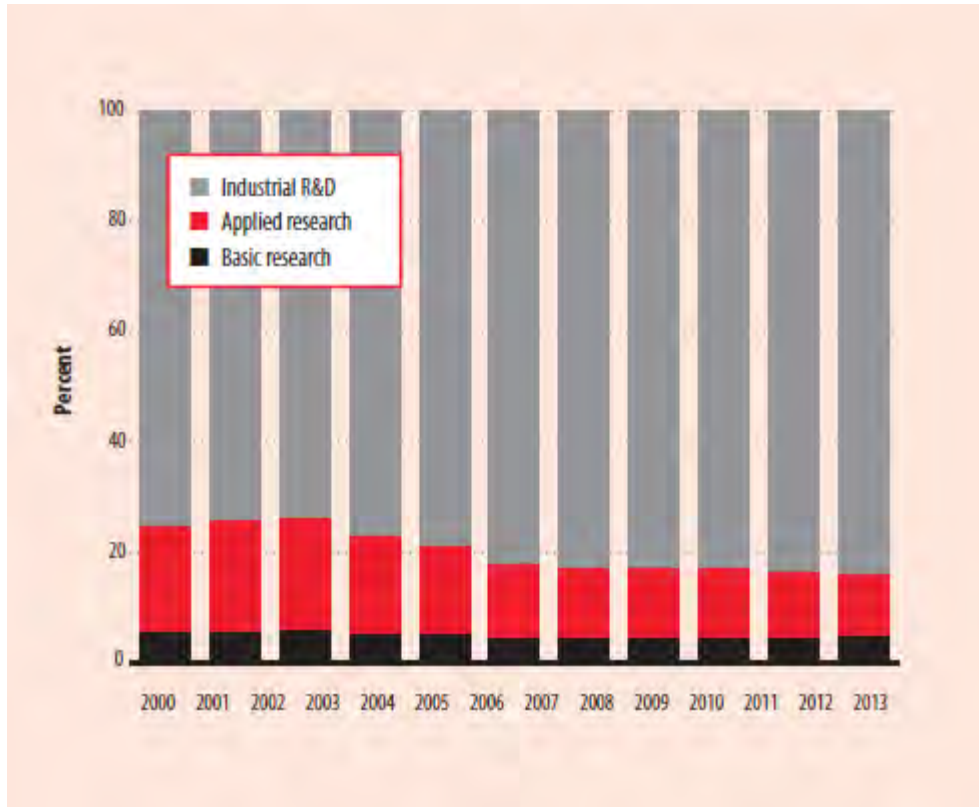
La proportion des dépenses de R&D dans le PIB chinois a été multipliée par 2 entre 2002 et 2012 pour atteindre 2% en 2014. Pour les 4/5, les investissements en R&D se concentrent sur l'industrie. La recherche fondamentale et la recherche appliquée occupent une part qui se réduit avec le temps – celle-ci est passée d'environ 30% en 2002 à 17% en 2014 (figure 3). La moitié de la R&D n'est pas le fait d'entreprises industrielles, mais d'universités et d'instituts publics de recherche.

Cette double évolution s'observe également en matière de brevet. Les dépôts de brevets domestiques se sont accrus de 17,5% par an durant les dix dernières années, et parmi ceux-ci, les brevets d'invention sont en progression beaucoup plus modérée (figure 4).

5 <http://www.climatechangenews.com/2016/02/05/blackrock-worlds-largest-investor-flags-up-climate-risk/>

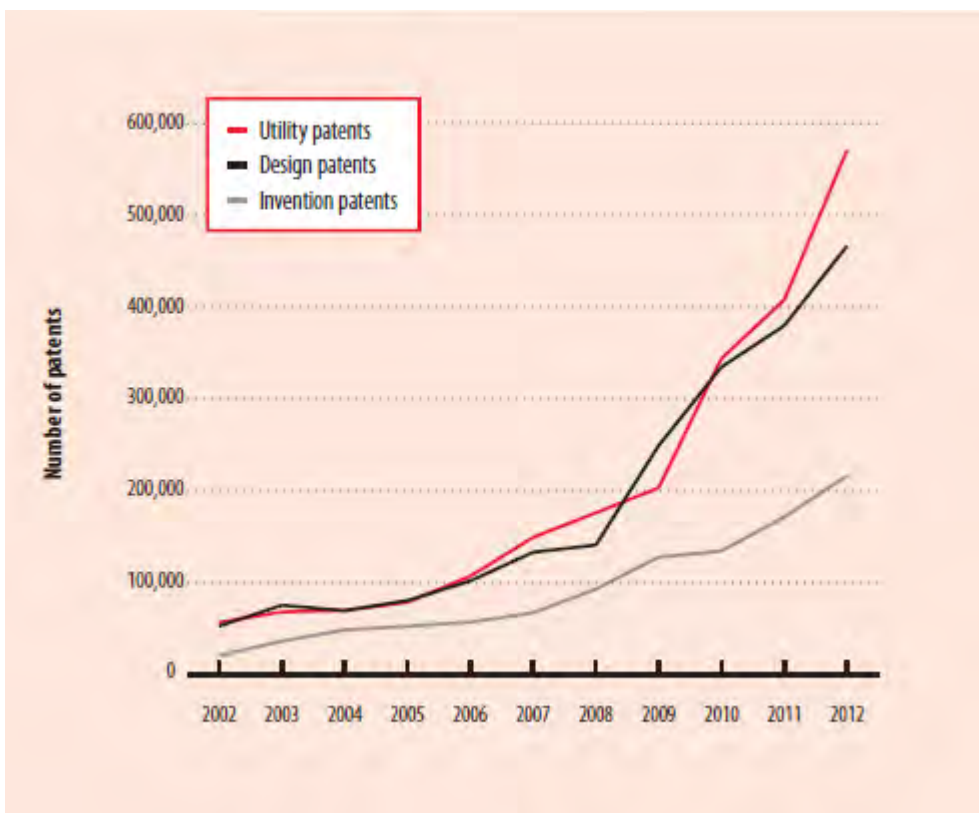
6 Mark Carney: Breaking the tragedy of the horizon - climate change and financial stability, 29 September 2015. <http://www.bankofengland.co.uk/publications/Pages/speeches/2015/844.aspx>

Figure 3 : Investissements en sciences et technologies en Chine (2002-2012)



Source : Global Innovation Index, p. 107

Figure 4 : Dépôts de brevet en Chine, 2002-2012



Source : Global Innovation Index, p. 108

Avec les limites que présentent les brevets, indicateurs approximatifs de l'innovation, nous pouvons dresser un classement des pays – considérés comme un territoire économique – les plus innovants en matière d'atténuation du changement climatique. Les équipes de recherche parmi les plus ferrées sur le sujet aujourd'hui en France se trouvent au Cerna, sous la direction de Matthieu Glachant. Nous restituons ici leur travail de décompte statistique effectué sur les bases de données de brevets de l'OCDE.

Le périmètre des brevets étudiés couvre les innovations relatives à l'atténuation des émissions de gaz à effet de serre (énergies renouvelables et efficacité énergétique principalement) ou « brevets climat ». Le pourcentage des brevets déposés par pays dans ce domaine, en proportion du nombre global de « brevets climat », est fourni par le tableau 1. Parmi le top 10 se concentrent des pays de l'OCDE, à l'exception de la Chine, seul pays émergent à parvenir à se hisser dans le club des innovants (les données couvrent la période 2007-2009). Il y a, comme en matière d'investissement, une particularité chinoise à l'intérieur du groupe des pays émergents. D'autres études statistiques des brevets déposés en matière de traitement de déchets ou de la chimie verte confirment ce classement OCDE+Chine (OCDE, 2011).

Tableau 1 : Répartition des brevets relatifs à la lutte contre le changement climatique par pays (2007-2009)

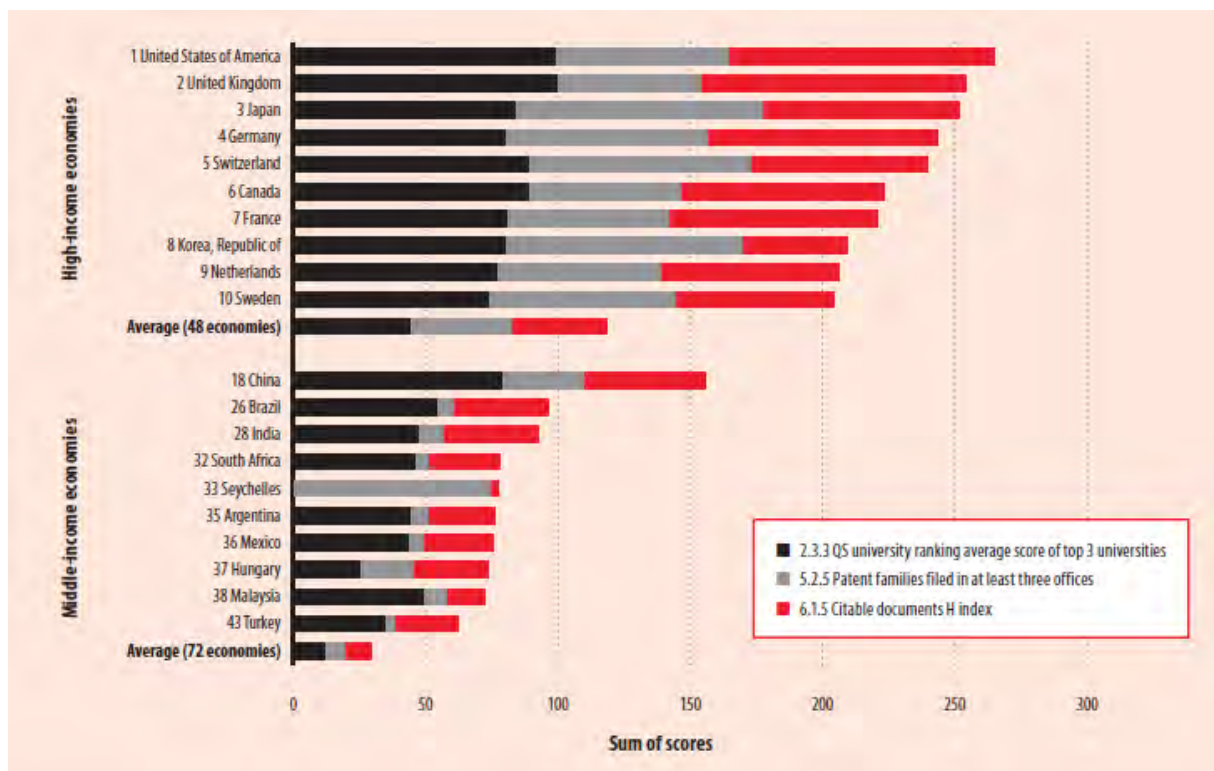
Etats-Unis	19%
Allemagne	18,70%
Japon	17,50%
Corée du Sud	5,60%
France	4,80%
Royaume-Uni	3,60%
Italie	3,40%
Canada	2,70%
Chine	1,70%
Pays-Bas	1,60%
TOTAL TOP 10	78,60%
Taiwan	0,90%
Inde	0,70%
Russie	0,50%
Brésil	0,40%
Afrique du Sud	0,20%

Source des données: Glachant, Dussaux, Ménière, Dechezleprêtre (2013) d'après les données de l'OCDE (PATSTAT).

A la question plus difficile de la qualité des innovations produites, l'initiative du Global Innovation Index lancée par l'université de Cornell, l'Insead et l'Organisation mondiale de la propriété intellectuelle (OMPI) répond par un indice synthétique agrégeant les performances des trois meilleures universités selon les classements internationaux, le nombre de brevet déposés dans au moins trois bureaux différents, et l'indice H de citation des documents académiques. Sur la base ces

trois critères combinés en un seul indice, la Chine se distingue parmi tous les pays émergents pour la qualité de son innovation—laquelle se situe même au-dessus de celle de la moyenne des pays riches (figure 5). Le classement en matière de protection de la propriété intellectuelle va dans le même sens : la Chine de 2015 n’a plus grand-chose à voir avec celle d’il y a ne serait-ce que dix ans. Ses performances en matière de protection étant aujourd’hui proches de celles de l’OCDE et bien supérieures à celles d’autres émergents comme le Brésil, l’Inde et l’Afrique du Sud⁷.

Figure 5 : Qualité de l’innovation – classement des 10 meilleurs pays riches et émergents



Source : Source : Global Innovation Index, p. 15

En plus de participer à la production d’innovation (brevetée), la Chine est un acteur important de la diffusion des technologies bas carbone, sous forme d’importation de biens d’équipement, de flux entrants d’investissements directs étrangers (*joint ventures* incluses) et d’achats de licences (Glachant, Dussaux, Ménière, Dechezleprêtre, 2013).

En nous limitant au photovoltaïque et à l’éolien, deux faits saillants émergent des bases de données : la Chine qui était un acteur insignifiant au début des années 2000 est aujourd’hui le premier marché d’installation de nouvelles capacités, le premier producteur et exportateur de panneaux solaires dans le monde, avec des firmes à présents installées dans le top 10 des producteurs d’éoliennes à côté des champions historiques danois, américains et allemands. Les autres acteurs émergents, à l’exception

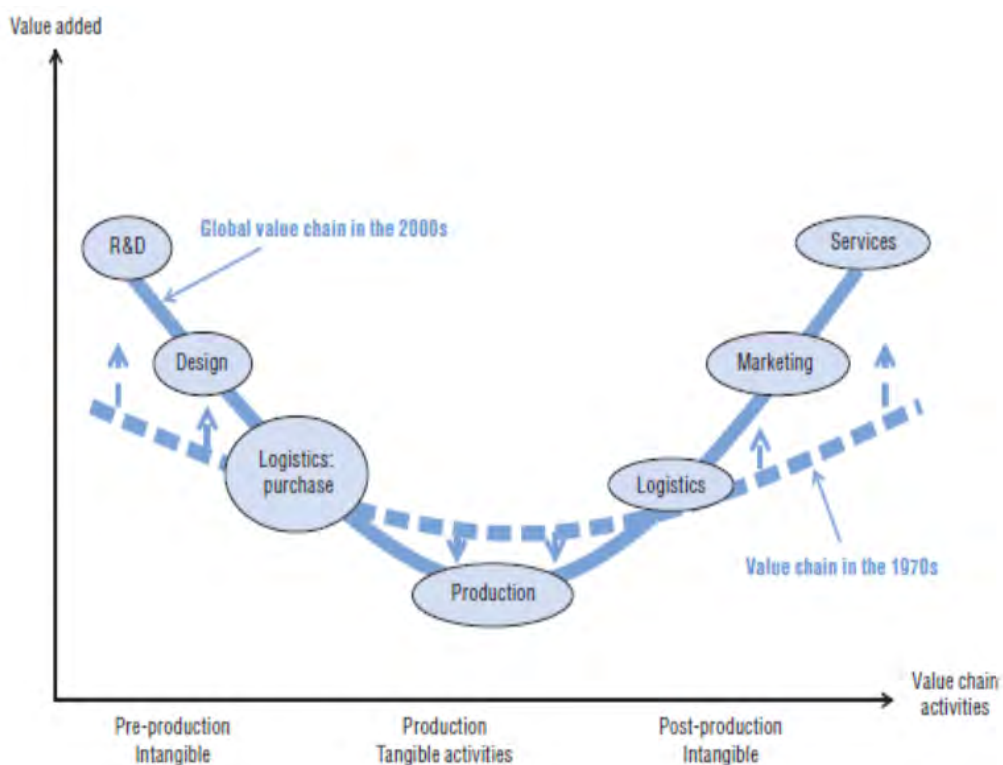
⁷ Dans un classement de 1 (faible) à 7 (élevée), le Global IP Center établit un classement des pays selon la qualité de la protection de la propriété intellectuelle sous forme de brevets. La moyenne de l’OCDE se situe à 5,5, la Chine obtient la note de 4,1 contre 1 pour l’Afrique du Sud et l’Inde et 1,25 pour le Brésil (<http://www.theglobalipcenter.com/>.)

de l'Inde et de son producteur de turbines Suzlon sont à peu près inexistantes en terme de parts de marché global.

3. Partage de la valeur : une spécialisation Européenne vers des activités non délocalisables

La valeur ajoutée n'est pas uniformément répartie le long des chaînes de valeur technologiques – celles parmi les plus étudiées étant les filières de l'industrie électronique (OCDE, 2013). Dans son rapport, l'OCDE souligne que la plupart de la valeur créée dans les chaînes globales de valeur se rencontre dans les activités en amont (développement de nouveaux concepts, R&D) ou en aval (marketing, services clients) et fort peu dans l'assemblage final, qui occupe une position intermédiaire entre ces deux extrémités (OCDE, 2013). Délocalisables, les activités d'assemblage (*manufacturing*) tendent à se "routiniser" au point de produire ce qui ressemble à des commodités (*commodities*) – un panneau solaire assemblé sur des chaînes de montage chinoises par exemple différant peu d'une puce électronique ou d'une clef USB. La concurrence accrue par l'accès peu onéreux aux routines de production et la quasi impossibilité de différencier les produits contribuent à réduire les coûts et les prix et comprimer les marges. Tel est le raisonnement sous-jacent à la « courbe du sourire » dont la paternité remonte au fondateur de Acer, Stan Shih, au milieu des années 1990 (figure 6).

Figure 6 : La « courbe du sourire » : répartition de la valeur ajoutée le long des chaînes de valeur



Source : OCDE (2013) d'après Shih (1996), Dedrick et Kraemer (1999), Baldwin (2012).

Si l'on suit le dessin de cette courbe, les entreprises ou nations spécialisées dans les activités aux extrémités des chaînes globales de valeur en capture la plus large partie. L'OCDE met en avant une

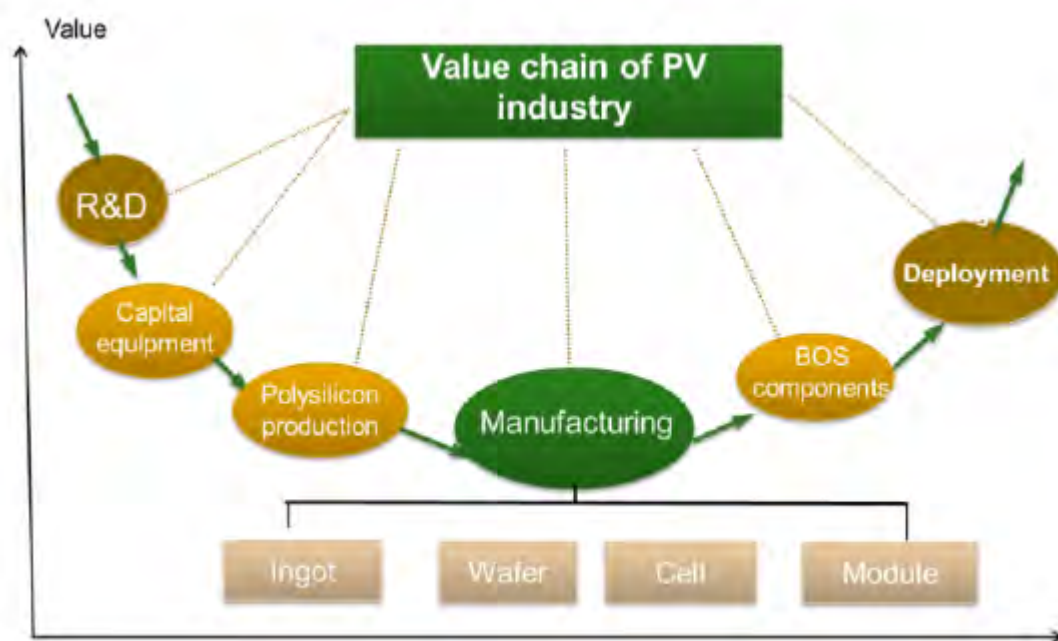
telle courbe pour banaliser les conséquences des délocalisations industrielles (*outsourcing* ou *offshoring*) depuis le vieux continent ou l'Amérique du Nord dès lors que celles-ci prennent la forme, dans les faits, de délocalisations manufacturières au sens anglais contemporain du terme, c'est-à-dire pour l'essentiel d'assemblage final.

La « courbe du sourire » s'observe-t-elle dans l'exemple des chaînes de valeur des technologies vertes ? Une première réponse, politique, est apportée par le premier ministre chinois – et elle est affirmative. Quelques mois avant d'être nommé Premier, alors que la Chine se trouvait au centre de plusieurs conflits commerciaux « verts » avec l'Europe et les Etats-Unis (figure 1), Li Keqiang avait affirmé dans les colonnes du *Financial Times*, en substance, que la combinaison d'un « designed in Europe » et d'un « assembled in China » produisait les meilleurs résultats :

« Economically, both China and Europe have much to benefit from each other's strength; this is the defining feature of China-EU relations. When "designed in Europe" is combined with "made in China" and when European technologies are combined with the Chinese market, there will be amazing results"⁸.

Une confirmation statistique est apportée par les mesures de De la Tour, Glachant et Ménière (2010), Ruoss (2007), Gallagher et Fang Zhang (2013) et REDP (2008) ainsi que par l'EPIA, le syndicat européen des industries photovoltaïques (figure 7).

Figure 7 : Répartition de la valeur stylisée le long de la filière photovoltaïque



Plus des trois quarts des profits se concentrent dans la production de silicone et de lingots, l'assemblage des modules ne générant que 7% des profits totaux (tableau 2). Ce sont dans les

8 Li Keqiang, 2012. China has high hopes for European ties, FT May 2012, available at <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/f6911db2-92aa-11e1-b6e2-00144feab49a.html#axzz2kWVQT1P>

premières que les barrières technologiques sont le plus élevées ; et ces activités à haute valeur ajoutée restent l'apanage des entreprises des pays de l'OCDE. Le rattrapage chinois concernerait donc le maillon le moins lucratif, où la concurrence est la plus élevée et les marges les plus basses (figures 9 et 10).

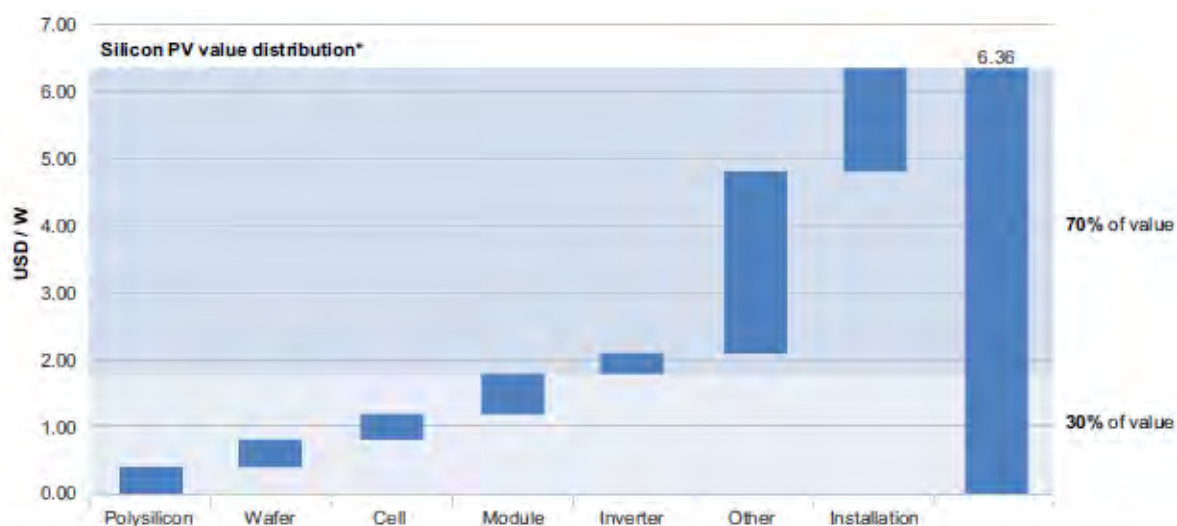
Le partage de la valeur dans les filières photovoltaïques et éoliennes est aujourd'hui favorable aux pays de l'Union Européenne. Selon les estimations d'EPIA (2015), la valeur ajoutée capturée par les firmes européennes se concentre à 83% dans les activités de services : conception, développement, marketing, maintenance et pour 17% dans des activités dites « amont » (fabrication de modules, cellules, polysilicon, onduleurs, *balance of system*). La part de ces activités amont dans la valeur ajoutée totale n'excédant pas les 50% en raison de la baisse du prix des panneaux (figure 8), l'UE selon EPIA capture plus de la moitié de la valeur ajoutée de la filière. Les conclusions sont les mêmes dans les filières éoliennes, même si la complexité plus élevée des filières en raison du nombre accru de composants rend l'estimation plus fragile, comme nous le verrons dans le chapitre qui leur est dédié.

Tableau 2 : Répartition des profits dans les chaînes de valeur des panneaux PV c-SI

	% du coût du panneau	Concentration/concurrence (HHI)	Barrières technologiques	% profit
Silicone	13%	0,19	Elevées	41%
Lingot	27%	0,24	Medium/élevées	41%
Cellule	27%	0,04	Medium/basses	11%
Module	33%	<0,04	Basses	7%

Source: De la Tour, Glachant and Ménière (2010), adapté de Ruoss (2007) et REDP (2008).

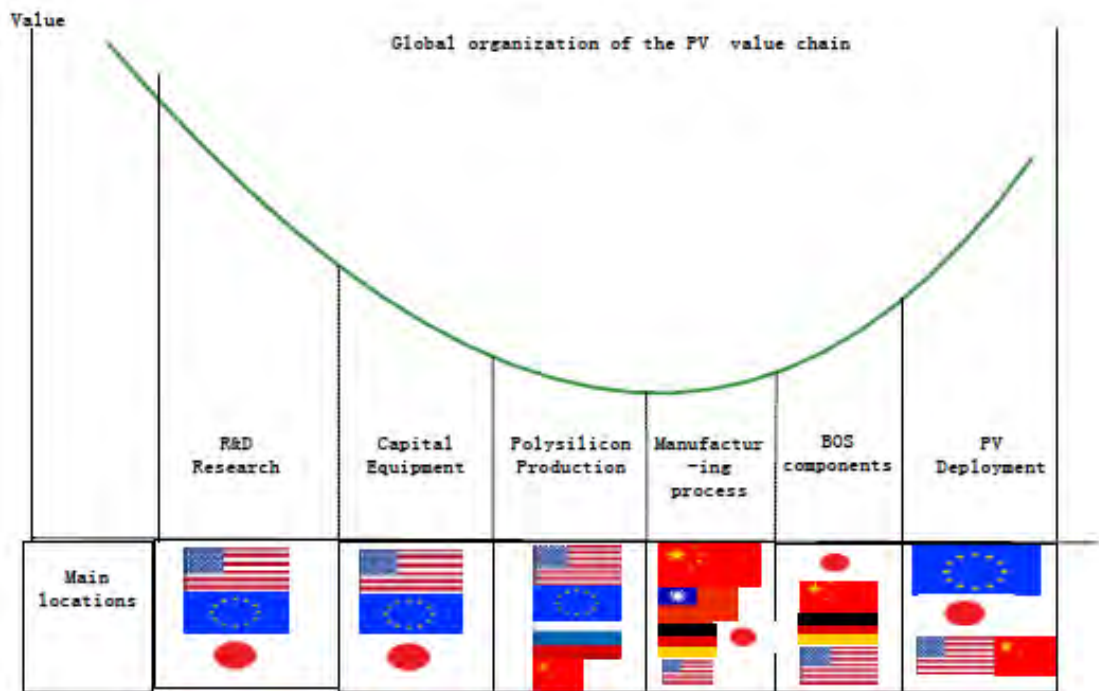
Figure 8 : Plus de la moitié de la valeur ajoutée de la filière solaire dans les segments avals



Based on unsubsidised value chain analysis of US silicon PV market. Roughly similar value distribution for thin-film technologies.

Source : OECD (2015)

Figure 9: Répartition de la valeur pour les systèmes photovoltaïques c-Si (2011)



Source : Gallagher et Fang Zhang (2013, p. 16).

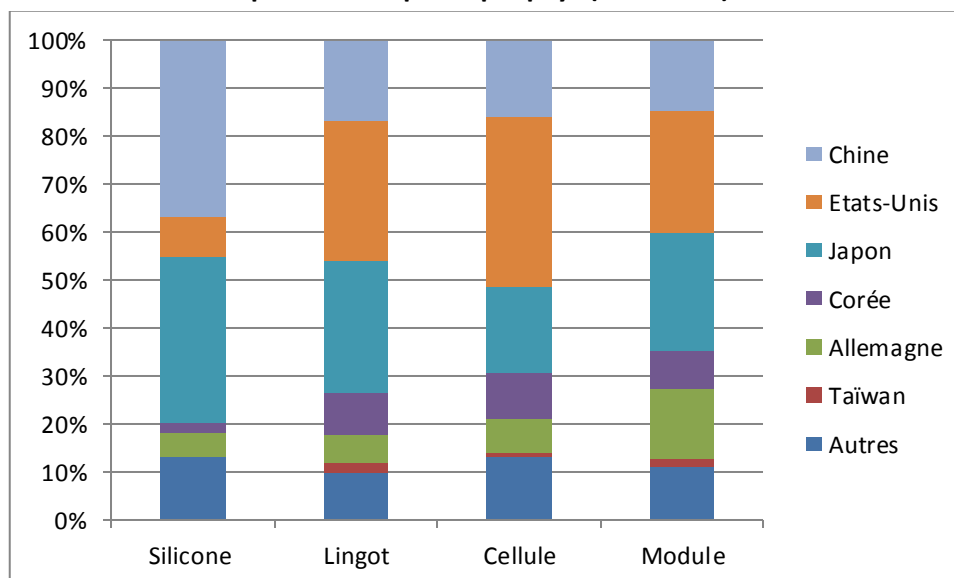
Figure 10: Principaux acteurs économiques de la filière solaire (2011)

Ranking	R&D: Patent assignees (2010)	Capital equipment providers (2011)	Polysilicon producers (2010)	Manufacture: Cells production (2011)	Manufacture: Modules production (2011)	BOS manufacturing: inverter producers	Deployment: Newly installed capacity in 2011	Deployment: cumulative installed capacity in 2011
1	Canon KK (Japan)	Applied Materials (USA)	Hemlock Semiconductor corporation (USA)	First Solar (USA)	Suntech (China)	Power-One (Germany)	Italy, 31.6%	Germany, 36.7%
2	Sharp KK (Japan)	Centrotherm (Germany)	Wacker Polysilicon (Germany)	JA Solar (China)	First Solar (USA)	Siemens (Germany)	Germany 26.4%	Italy, 18.6%
3	LG Electronics Inc (South Korea)	MeyerBurger (Switzerland)	OCI Company (South Korea)	Suntech (China)	Yingli (China)	Advanced Energy (USA)	China 9.5%	Japan, 7%
4	Samsung Electronics Co Ltd (South Korea)	GTAT (USA)	GCL-Roly Energy Holdings Limited (China)	Yingli (China)	Trina Solar (China)	Sungrow Power (China)	USA 5.6%	Spain, 6.2%
5	Mitsubishi Co (Japan)	Schmid (Germany)	MEMC Electronic Materials Inc. (USA)	Trina (China)	Canadian Solar (Canada)	Danfoss Solar Inverters (Denmark)	France 5.3%	USA, 6.2%
6	Sumitomo Chem Co Ltd (Japan)	Komatsu-NTC (Japan)	Renewable Energy Corporation (Norway)	Motech (Taiwan)	Sharp (Japan)	Satcon (USA)	Japan 4.2%	China, 4.3%
7	Du Pont (USA)	Oerliko (Switzerland)	LDK Solar Co. Ltd (China)	Gintech (Taiwan)	Jinko (China)	Electronica Santerno (Italy)	Australia 2.5%	France, 3.7%
8	Sanyo Electric Co Ltd (Japan)	APOLLO (USA)	Tokuyama Corporation (Japan/Malaysia)	NEO Solar Power (Taiwan)	Sunpower (USA)	AEG Power Solutions (Germany)	UK 2.5%	Belgium 2.2%
9	Applied Materials Inc (USA)	RENA (Germany)	Kumgang Korean Chemical Company (South Korea)	Canadian Solar (Canada)	Hanwha Solarone (China)	Refu Elektronik (Germany)	Belgium 1.9%	Australia 1.7%
10	Fujikura Ltd (Japan)	JGST (China)	Mitsubishi Materials Corporation (Japan)	Sun Power (Germany)	Kyocera (Japan)	Riello Elettronica (Italy)	Spain 1.4%	UK, 1.1%
Else		Else 51%		Else 51%			Else 9.2%	Else 12.7%

Source: Gallagher et Fang Zhang (2013, p. 17)

Nous adoptons avec la figure 11 une approche plus dynamique de la répartition de la valeur dans la chaîne globale des panneaux photovoltaïques, statistiquement la mieux renseignée. La figure 11 illustre la part de l'innovation ayant donné lieu à dépôt de brevets par les grands pays de la planète pour chaque segment de l'industrie PV au cours des deux années qui ont précédé la crise, soit 2006 et 2007. La performance chinoise est impressionnante, le pays se classant en troisième position sur tous les segments. Étonnamment, il arrive en tête des brevets mondiaux pour la production de silicium, avec 37 %, alors que c'est là où ses parts de marché sont les plus faibles. La Chine dépose nettement plus de brevets dans le domaine de la production de silicium et de la fabrication de lingots et de wafers qu'elle ne contribue à la production mondiale (respectivement 2,5 et 5 %). Mais c'est l'inverse dans les segments en aval : la Chine est le deuxième producteur, avec 27 % des parts de marché (et leader depuis 2008, avec plus de 35 %) alors qu'elle n'est à l'origine que de 15 % environ des inventions dans le monde.

Figure 11 : Pourcentage des brevets internationaux, par segments de la chaîne de valeur photovoltaïque et par pays (2006-2007)



Source des données: de la Tour, Glachant et Ménière (2010)

Tableau 3 : Les 5 plus grands producteurs de panneaux solaires chinois dans la chaîne de valeur

Firms	Polysilicon	Manufacturing				Balance of system	Deployment
		Ingot	wafer	cell	module		
Yingli	√	√	√	√	√	√	
Suntech			√			√	
Trina	√	√	√		√	√	
Jinko Solar	√	√	√	√		√	
JA Solar			√	√	√	√	

Source : Gallagher et Fang Zhang (2013).

L'intégration progressive des segments amont et aval spécialisés à l'origine dans les modules ne fait plus de doute aujourd'hui (tableau 3). La hausse exponentielle de la production de modules en Chine à compter de 2004 exerce une pression telle sur le marché du silicone purifié que les cours grimpent, le polysilicone atteint les \$500/kg en 2008, entraînant à la hausse les prix des panneaux. Afin de s'assurer un approvisionnement stable, les producteurs de module chinois se lancent très tôt dans l'intégration de ce maillon. En 2010, la production mondiale est estimée à 140000 tonnes, ce qui avec un taux de conversion de 7g/Wp assure la mise en marché de 20 GW de modules. La Chine dont la production était quasi nulle cinq ans auparavant en produit 45000 tonnes, soit 32% du total, ce qui lui permet de satisfaire environ 75% de sa demande intérieure. On sait qu'ensuite l'excès d'offre tant de silicone que de panneaux, dans un contexte de brutale crise financière, précipite les cours à la baisse et provoque un différend commercial avec l'UE.

4. La puissance politique: l'émergence d'un soft power chinois

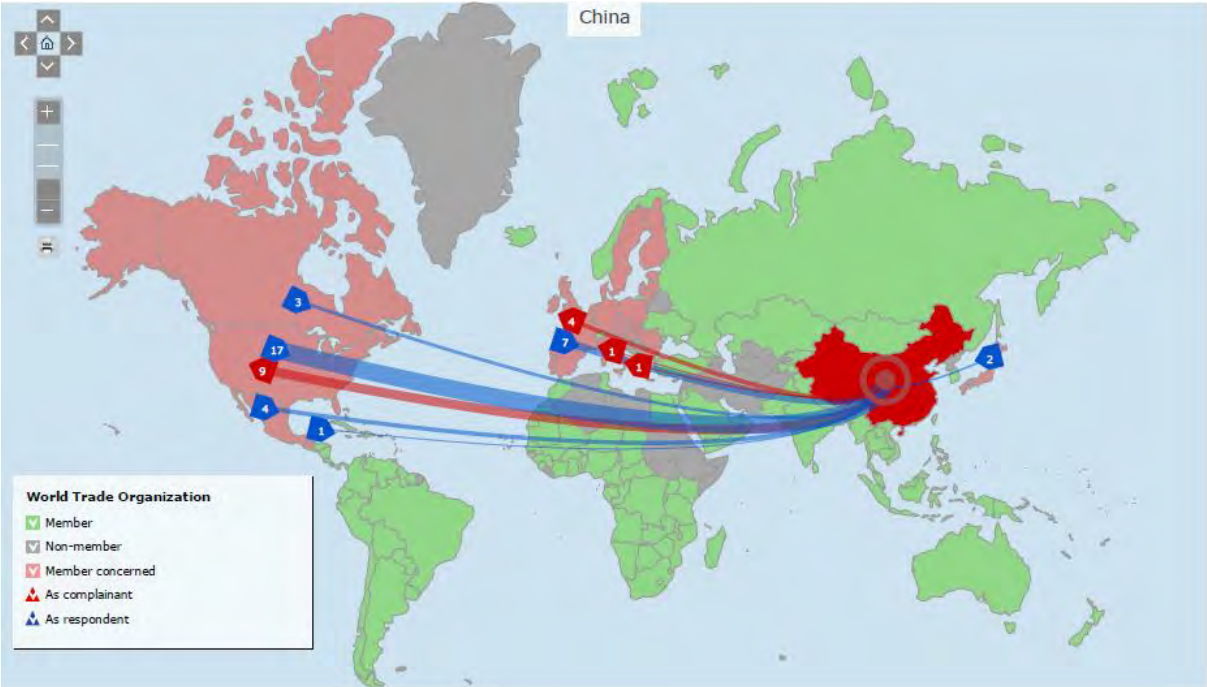
Un argument mis en avant pour défendre le multilatéralisme énonce, et pour le dire vite, les vertus du droit sur la force, réside dans la protection qu'offre ce système d'organisation des relations internationales aux Etats dépourvus de puissance au sens réaliste du terme. Le multilatéralisme protégerait les Etats sans « hard power » ; il n'est pas étonnant alors de constater le soin mis par l'UE à défendre ce type d'organisation, le hard power de l'Union, comme entité politique, étant des plus émoussés (Badie et Devin, 2007). La puissance *soft* conférée par les règles et le droit s'incarne en particulier dans la règle d'unanimité et de vote selon laquelle 1 pays=1 voix. En offrant un droit de veto à tous ses Etats membres, les organisations multilatérales à l'exception des institutions financières (Banque Mondiale, Fonds Monétaire International) et du Conseil de sécurité, offre aux Etats la certitude d'être entendus.

La puissance effective, et non plus seulement théorique et symbolique, offerte par ce système, s'incarne dans la possibilité de faire échouer une négociation (les faire réussir sur sa seule voix est plus délicat), et de créer sur la base des textes existants une jurisprudence favorable à ses propres intérêts et à sa conception de l'intérêt général. Nombre de textes de l'OMC en particulier, négociés sur la base du consensus, nécessitent pour être transformés en droit intangibles la clarification offerte par le règlement des différends. L'examen des plaintes oblige en effet le conseil général de l'OMC à clarifier les zones grises du droit *écrit*, et de transformer celui-ci en droit *de fait* selon le principe de jurisprudence. La capacité de mobiliser l'organe de règlement des différends, d'y porter des plaintes ou de s'associer en tierce partie à celles-ci, mais aussi d'en recevoir et de se défendre est une indication de l'exercice de la puissance *soft* d'une Nation.

Nous avons extrait des bases de données de l'OMC les cas de différends commerciaux déposés auprès de l'Organe de règlement des différends de l'organisation. La Chine en l'espace d'un peu moins de 15 ans, soumise à des règles particulières relatives à son protocole d'accession, a fait l'objet de 34 plaintes, en a formulé 13 comme plaignant. Elle s'est associée comme tierce partie à 129 dossiers déposés à l'ORD. Ce nombre est considérable et traduit une volonté d'apprentissage des règles avant l'exercice de plein droit de celles-ci. Afin de faciliter les comparaisons, nous avons reproduit sous forme de carte le flux des plaintes entre pays – Etats-Unis, Europe, et le groupe des

BRICS, Brésil, Russie (dont l'adhésion remonte à 2012), Inde, Chine et Afrique du Sud. La Chine, l'Inde et le Brésil ont un recours soutenu aux mécanismes de l'ORD, signe de leur volonté de puissance *soft*.

Figure 12 : Carte des différends commerciaux impliquant l'UE, la Chine et autres « BRICS »

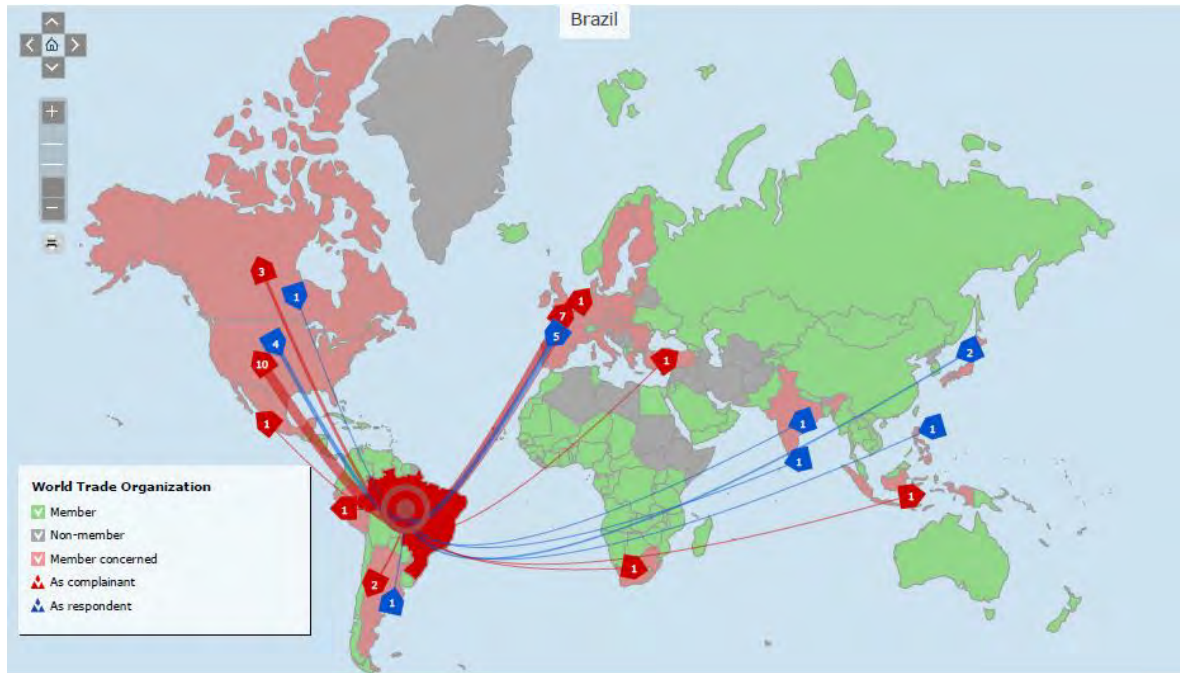


Source : OMC



Source : OMC

Figure 12 (suite)

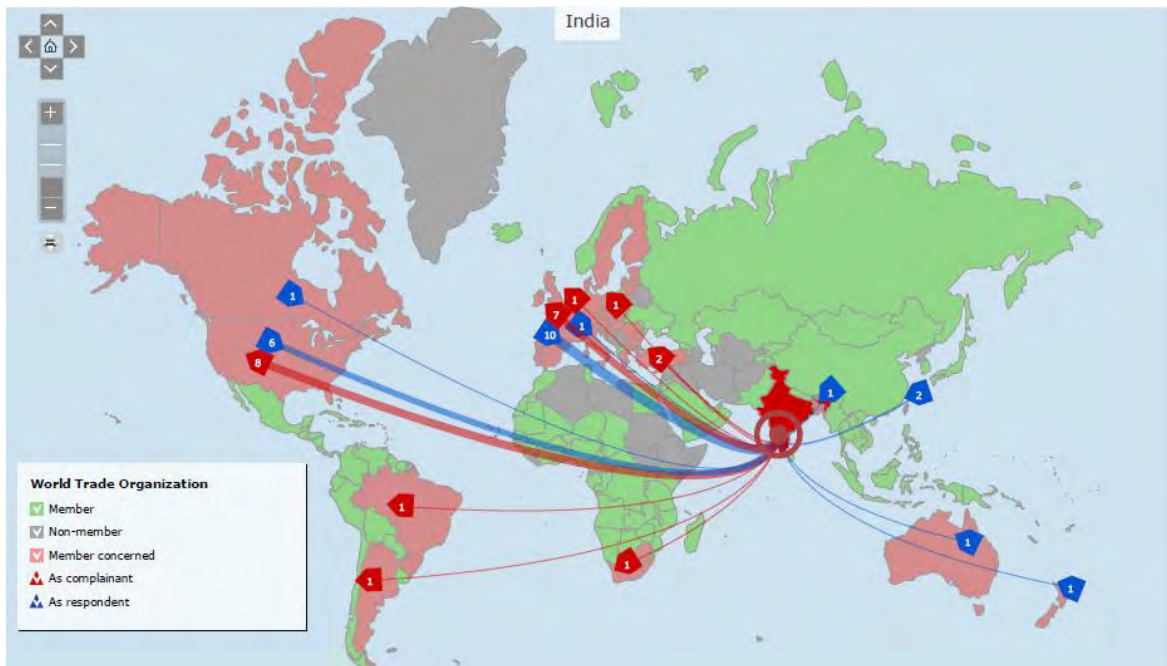


Source : OMC



Source : OMC

Figure 12 (fin)



Source : OMC



Source : OMC

Le fait que ni le Brésil, ni l'Inde, ni la Chine ne soient impliqués dans des accords de libre-échange bilatéraux avec l'Europe – alors qu'ils le sont avec des pays en développement dans le cadre d'accords régionaux peut également attester de leur volonté de conserver la jouissance d'instruments commerciaux propices à leurs intérêts et compatibles avec les règles de l'OMC, instruments protectionnistes pour l'essentiel que des discussions bilatérales ne pourraient que raboter.

Chapitre 2

Les instruments de la puissance

Les manifestations des différents aspects de la puissance énoncés, intéressons-nous maintenant aux instruments mobilisés pour en accroître l'audience et l'emprise. Pour l'essentiel, la littérature réaliste s'intéresse aux instruments économiques de production de richesse et de renforcement de l'Etat en tant qu'administration chargée d'exercer le monopole de la violence légitime. On ne peut comprendre le capitalisme chinois et ses investissements dans l'économie bas carbone depuis cinq ans sans garder en tête les particularités de cette économie qui la prédispose à se placer au service ou sous l'influence de l'Etat. L'économie « verte » ou « bas carbone » se distingue en effet de l'économie conventionnelle – économie des équipements et technologies des énergies fossiles -, offrant de ce fait des instruments ou leviers particuliers.

Nous nous demanderons dans un premier temps s'il est possible de caractériser cette économie bas carbone au moyen d'indicateurs capables de motiver l'action publique dans les perspectives d'affirmation ou de conquête de la puissance dessinées dans le chapitre précédent. Les documents institutionnels (OCDE, PNUÉ notamment, mais aussi les documents ministériels comme ceux produits par le Department for Business, Innovation and Skills britannique⁹) insistent bien évidemment sur les externalités – positives et négatives – attachées à l'économie et aux technologies vertes. Celles-ci contribuent à réduire l'empreinte d'une externalité négative (les émissions de gaz à effet serre) et par effet miroir, participent à la production d'un bien public – la fourniture de technologies d'atténuation bon marché. D'autres défaillances de marché émaillent cependant le fonctionnement de l'économie bas carbone – ainsi des problèmes d'incertitude (retour sur investissement) et d'asymétrie d'information (entre innovants et consommateurs achetant l'innovation), de relation principal-agent, de pouvoir de marché (marchés non contestables, ie avec barrière à l'entrée), d'incohérence institutionnelle et réglementaire (incohérence transversale entre instruments – taxes, subventions, normes – et incohérence dans le temps, qui renvoie au problème d'incertitude énoncé précédemment)¹⁰.

9 Department for Business, Innovation and Skills, and Department of Energy and Climate Change. (2009). *The UK Low Carbon Industrial Strategy*. London

10 Department for Business Innovation and Skills (2009) economics paper – Towards a Low Carbon Economy – economic analysis for a low carbon industrial strategy.

Sans la distinguer radicalement de l'économie conventionnelle, ces défaillances de marché, par leur ampleur et par leur nombre, font de l'économie verte une économie intrinsèquement intensive en politiques publiques (Gillingham et Swinney, 2010) et donc très logiquement un objet, en soi, de la puissance. Le soutien public financier – et non simplement réglementaire - constitue un premier instrument de la puissance au regard de ce que l'on a pu observer sur les marchés du solaire et de l'éolien ces dix dernières années. Ce n'est pas le seul, comme nous le verrons dans les sections suivantes, s'y ajoutent l'exploitation des économies d'échelle et de l'automatisation, le commerce international mis au service du transfert de technologies, enfin l'apprentissage horizontal et l'intégration verticale dans l'exemple particulier de l'écosystème d'innovation chinois.

1. La mobilisation de politiques publiques volontaristes

Contrairement à l'innovation pour laquelle un indice d'intensité existe, à notre connaissance aucun indice d'intensité en politiques ou soutiens publics n'est disponible pour les différents secteurs de l'économie, si on excepte l'agriculture et les travaux menés par l'OCDE pour évaluer les distorsions de concurrence internationale et les écarts entre prix observé et prix d'équilibre du marché¹¹. Nous avons rassemblé dans le tableau 4 les différentes mesures de politique publique soutenant l'offre ou la demande d'énergies renouvelables, et en regard de chacune d'elles, les pays où de telles mesures sont appliquées.

Plusieurs constats peuvent être dressés à partir du recensement proposé par le tableau 4.

- Il n'est pas de pays où la production d'énergie renouvelable survienne sans le concours de politiques publiques.
- Le soutien public aux énergies renouvelables, et, partant, le déploiement de celles-ci, ne sont pas confinés aux pays de l'OCDE et s'observent sur tous les continents.
- La gamme des instruments de soutien est large ; elle inclut les mesures aux frontières et les mesures dites « derrière les frontières » (incitations fiscales et subventions en particulier), les mesures soutenant l'offre (droit de douane, exemptions fiscales) et celles soutenant la demande (tarif d'achat), souvent dans un même pays.
- Aucune coordination internationale de toutes ces mesures de soutien domestique n'existe à proprement parler, celle en vigueur à l'OMC établies sur les bases des règles du GATT (baisse des droits de douane, encadrement des subventions internes et à l'export) n'ayant pas de finalité spécifique de production et de diffusion accrues des technologies vertes ou bas carbone. Pour preuve, un projet d'accord spécifique sur les biens « verts » (Green Goods Initiative)¹², lequel se borne à réduire les barrières tarifaires sur les biens en questions (De Melo, 2014).

11 Pour une définition voir <http://stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=2150>

12 L'initiative rassemble l'Australie, le Canada, la Chine, le Costa Rica, Taiwan, L'Union Européenne, Hong Kong (Chine), le Japon, la Corée, la Nouvelle Zélande, la Norvège, la Suisse, Singapour, et les Etats-Unis (<http://trade.ec.europa.eu/doclib/press/index.cfm?id=1116>)

Tableau 4 : Mesures de soutien à la production et à la diffusion des énergies renouvelables

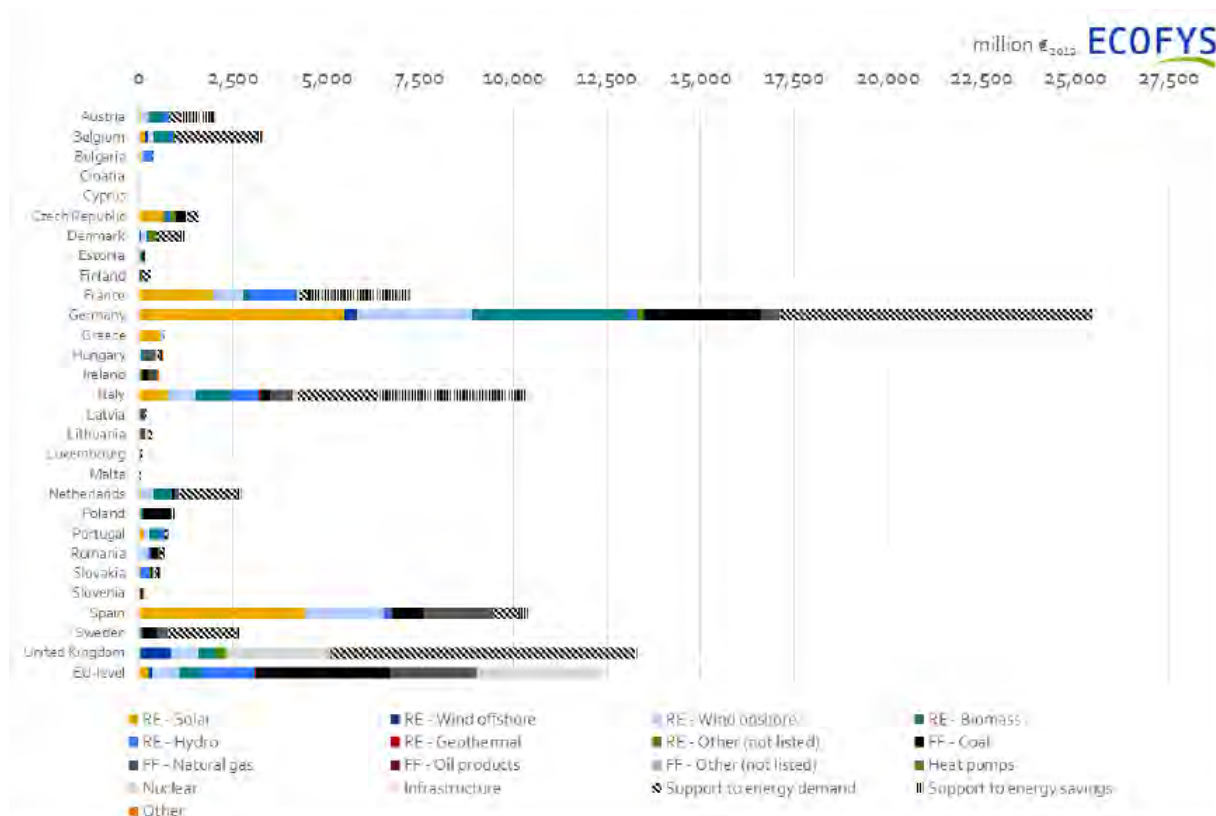
Mesures de soutien	Pays
Tarifs d'achat	Allemagne; Australie; Autriche; Canada; Croatie; Chypre; République Tchèque; Danemark; Estonie; Finlande; France; Grèce; Hongrie; Irlande; Israël; Italie; Japon; Luxembourg; Malte; Pays-Bas; Portugal; Slovaquie; Slovénie; Espagne; Suisse; Royaume-Uni; Algérie; Argentine; Bosnie/Herzégovine; Bulgarie; Chine; République Dominicaine; Equateur; Iran; Jordanie; Kazakhstan; Lettonie; Lituanie; Macédoine; Malaisie; Maurice; Monténégro; Panama; Pérou; Serbie; Thaïlande; Turquie; Uruguay; Arménie; Ghana; Honduras; Inde; Indonésie; Lesotho; Moldavie; Mongolie; Nicaragua; Nigéria; Pakistan; Palestine; Philippines; Sénégal; Sri Lanka; Syrie; Ukraine; Kenya; Rwanda; Tadjikistan; Tanzanie; Ouganda
Subventions directes, remises, prêts avantageux	Allemagne; Australie; Autriche; Canada; Croatie; Chypre; République Tchèque; Danemark; Finlande; France; Grèce; Hongrie; Italie; Japon; Luxembourg; Malte; Pays-Bas; Norvège; Oman; Pologne; Portugal; Slovaquie; Slovénie; Corée du Sud; Espagne; Suède; Suisse; Royaume-Uni; États-Unis; Argentine; Bosnie/Herzégovine; Botswana; Bulgarie; Chili; Chine; République Dominicaine; Russie; Turquie; Uruguay; Égypte; Ghana; Inde; Indonésie; Lesotho; Nigéria; Pakistan; Philippines; Sri Lanka; Vietnam; Bangladesh; Kirghizstan; Népal; Tanzanie; Ouganda; Zambie
Contenu local	Chine (Eolien, 1997); Brésil (Eolien, 2002); Inde (Solaire, 2010); Canada (Eolien, 2003 ; Eolien/Solaire 2009); Ukraine (Eolien/Solaire, 2013); USA (Eolien/Solaire/Autres, 2009) Espagne (Eolien, 1994); Italie (Solaire, 2011); France (Solaire, 2012); Croatie (Eolien/Solaire/Autres, 2012) Afrique du Sud (Eolien/Solaire, 2011); Turquie (Eolien/Solaire/Autres, 2011) Argentine (Eolien, 2005); Malaisie (Eolien/Solaire/Autres, 2010)
Incitations fiscales	Royaume-Uni (Produits verts, 2009); Brésil (Eolien, 2009); États-Unis (Eolien/Solaire/Autres, 2009)
Droits de douane	Brésil (Eolien, 2009); Russie, Belarus et Kazakhstan (Solaire, 2010); Chine (Eolien, multiples années) Venezuela (toute production électrique, 2009)
Assistance crédit export	Danemark (Eolien, diverses années); États-Unis (Produits verts vers la Corée, 2009; ENR vers Abu Dhabi, 2013 ; Autres); OCDE (Toutes ENR, 2012)
Soutien R&D&Démonstration	Chine (Eolien, Solaire, diverses années); États-Unis (Solaire, Eolien Offshore ; 2011/2013) Danemark (Eolien, diverses années); Allemagne (Eolien, Solaire, diverses années)

Source : D'après Lewis (2014) ; Lewis and Wiser 2005; Lewis 2007b; Lewis and Wiser 2006; Lewis 2012a; Center for Economic Policy Research 2013; REN21 2013

La quantité des interventions s'explique par la multiplicité des desseins. Une particularité de l'économie verte réside dans la nature de ses produits, tout à la fois de nature privée – les brevets en attestent – et publique, dans une acception large, dès lors que la production de technologies bas carbone contribue à fournir ce bien public qui est la stabilisation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute « perturbation anthropique dangereuse du système climatique. L'incarnation de cette double nature s'observe en Europe comme en Chine.

En Chine, les dépenses consenties dans le secteur des énergies renouvelables s'explique par divers motifs – lutte contre la pollution de l'air, modernisation d'équipements obsolètes, investissements sans regrets en raison de l'abondance de liquidités, conquête de parts de marché sur un segment à valeur ajoutée supérieure à celles des produits précédemment exportés (Xin Wang, Shuwei Zhang, 2016). Les secteurs prioritaires high-tech que sont l'éolien, le solaire et les télécommunications ont de surcroît bénéficié de prêts à des taux inférieurs à ceux du marché d'un montant de 92,4 milliards de dollars entre 2005 et 2010 selon les estimations de Sanderson et Forsythe (2013).

Figure 13 : Ventilations de soutiens publics à l'énergie dans l'UE-28 en 2012



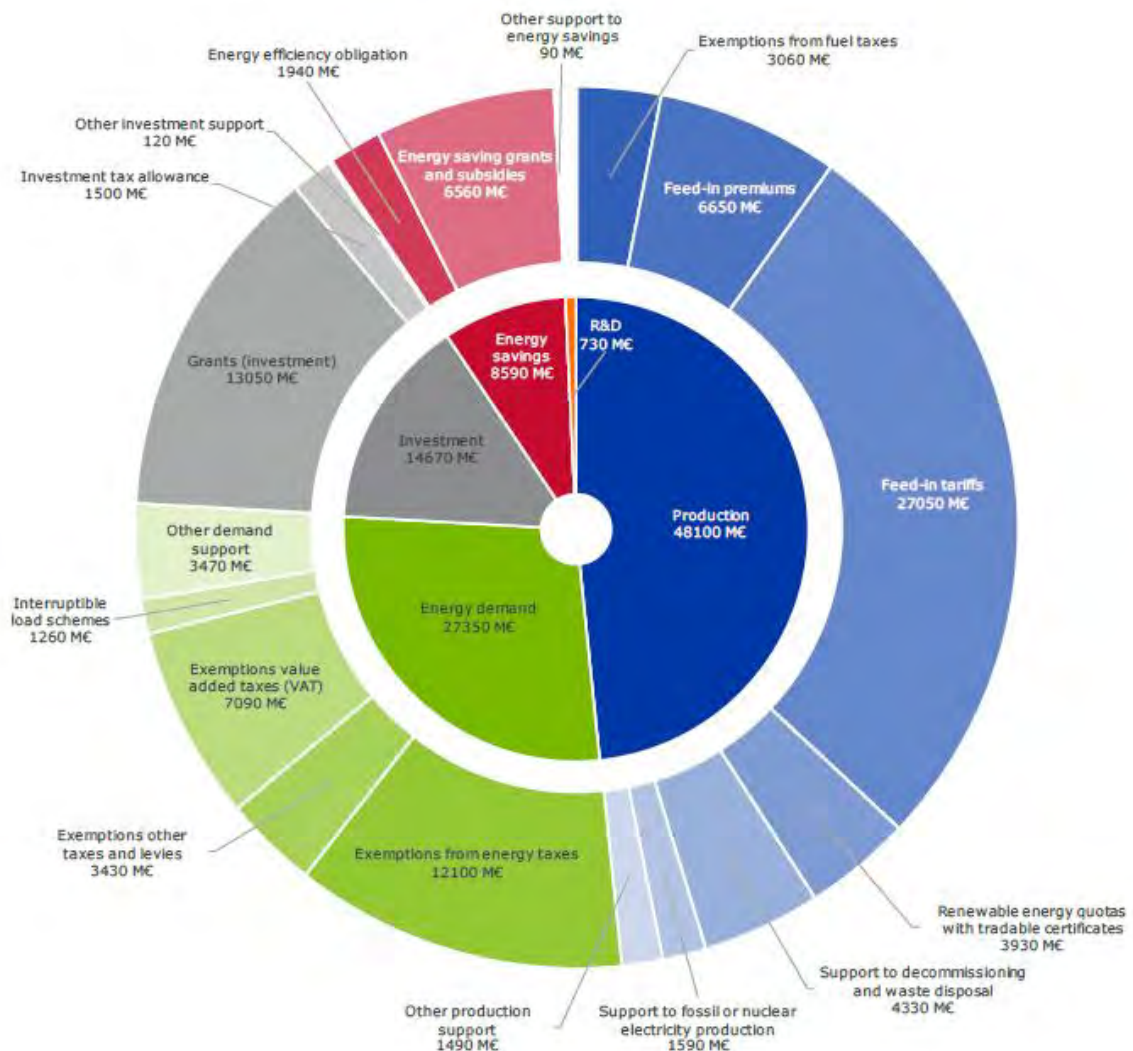
Source : ECOFYS, 2014

Les sommes dépensées par l'Allemagne pour l'énergie solaire, pour l'essentiel sous forme de tarifs d'achat, sont à peu près équivalentes – une moyenne 10 milliards d'euro par an au cours des treize dernières années, et 5 milliards par an annoncés durant les 2 prochaines décennies (une « photo » des soutiens publics est donnée figure 13, la ventilation des soutiens à l'énergie dans l'UE-28 par types d'instruments figure 14). Rapportés aux émissions évitées, ces chiffres sont colossaux. Selon les estimations de Lomborg, très critique de ces subventions « pour des technologies dépassées », le coût d'abattement s'élève à 1000\$ la tonne – une absurdité¹³. Les réserves de Lomborg à l'égard de politiques de soutien de la demande (« pull ») relève du calcul coût/bénéfice. Sauf à valoriser les dégâts climatiques très au-delà des estimations les plus courantes, il est inefficace de subventionner l'installation de panneaux solaires à la technologie dépassée n'ayant aucun effet d'entraînement sur l'offre technologique allemande. Ces critiques réouvrent un vieux débat sur politiques d'offres et politiques de demandes, la vérité restant que l'une et l'autre, en Europe comme en Chine, ont été essayées et que les émissions ne sont toujours pas stabilisées. Plus fondamentalement, l'aberration économique d'un soutien de l'ordre de 100 milliards d'euros pour du déploiement ne fait pas justice aux motivations politiques. 100 milliards peut être le prix à payer pour prétende être champion des renouvelables, rassurer les investisseurs, donner le signal en somme que l'ère du fossile ce termine – et ce quel qu'en soit le prix. Rétrospectivement, il serait injuste d'accabler les subventions allemandes quand on sait que grâce à elles, en partie, les volumes produits se sont démultipliés et, à

13 Bjorn Lomborg. 2012. « Goodbye Sunshine ». Project Syndicate. http://www.slate.com/articles/news_and_politics/project_syndicate/2012/02/why_germany_is_phasing_out_its_solar_power_subsidies_.html

l'inverse, les prix des panneaux touchent à la parité. Le symbole d'une énergie renouvelable à parité des énergies fossiles valait visiblement 100 millions d'euros – il est en réalité sans valeur marchande, comme nombre d'attributs de la puissance.

Figure 14 : Ventilation des soutiens publics à l'énergie par instruments dans l'UE-28 (million €₂₀₁₂)

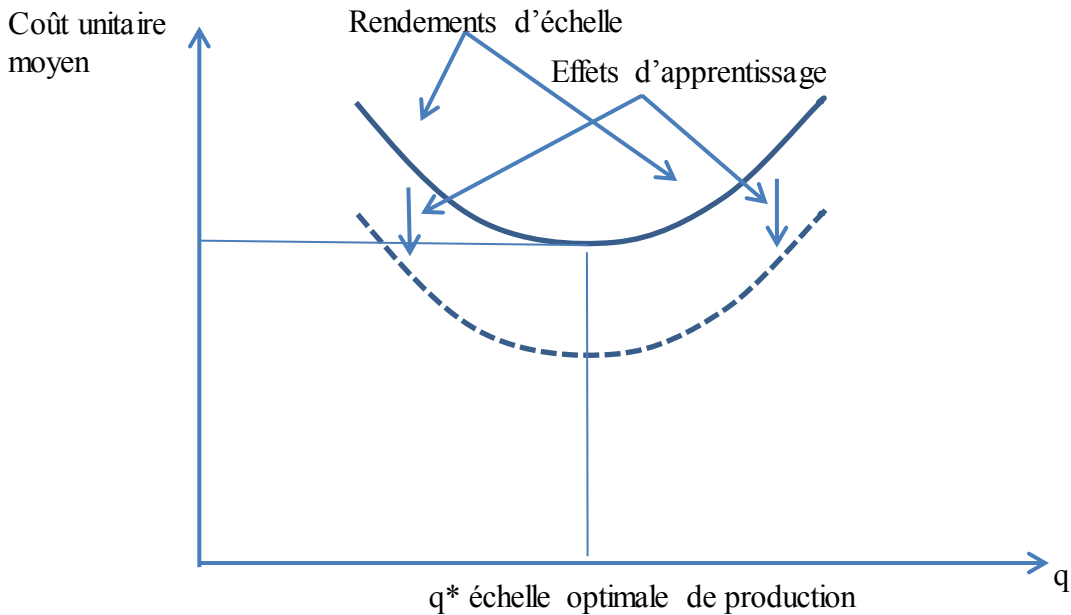


Source : Ecofys (2014)

2. L'exploitation des rendements d'échelle et de l'automatisation

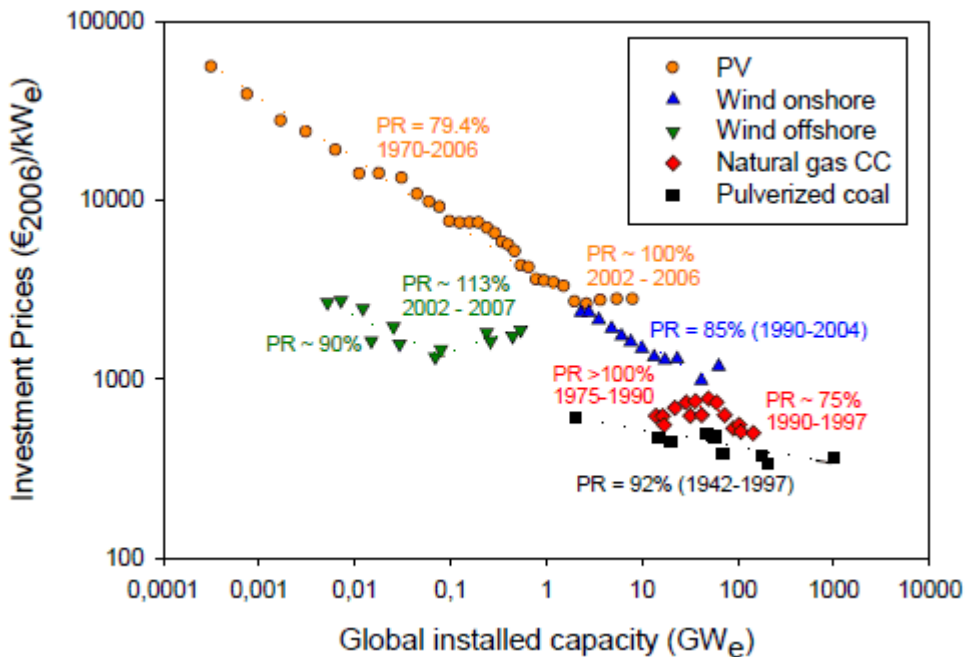
Les rendements d'échelle et les effets d'apprentissage rendent le coût unitaire d'autant plus faible que le volume produit est élevé – soulevant éventuellement la nécessité de subventionner les premières unités produites ou installées (figure 15). La différence essentielle est que les rendements ou effet d'échelle sont dépendants des volumes produits, quand l'effet d'apprentissage provoque un déplacement de toute la courbe de coût, indépendamment du rendement d'échelle observé.

Figure 15 : Effets d'apprentissage et rendements d'échelle



Une estimation économétrique de ces deux effets dans le secteur éolien et photovoltaïque confirme l'existence d'un effet d'apprentissage (figure 16) et de rendements d'échelle constants à long terme mais négatifs à court terme, suggérant la nécessité d'un soutien massif à l'innovation et à la production avant que la courbe de coût ne suive une pente décroissante (Isoard et Soria, 2001).

Figure 16 : Courbes d'apprentissage, diverses sources d'énergie électrique

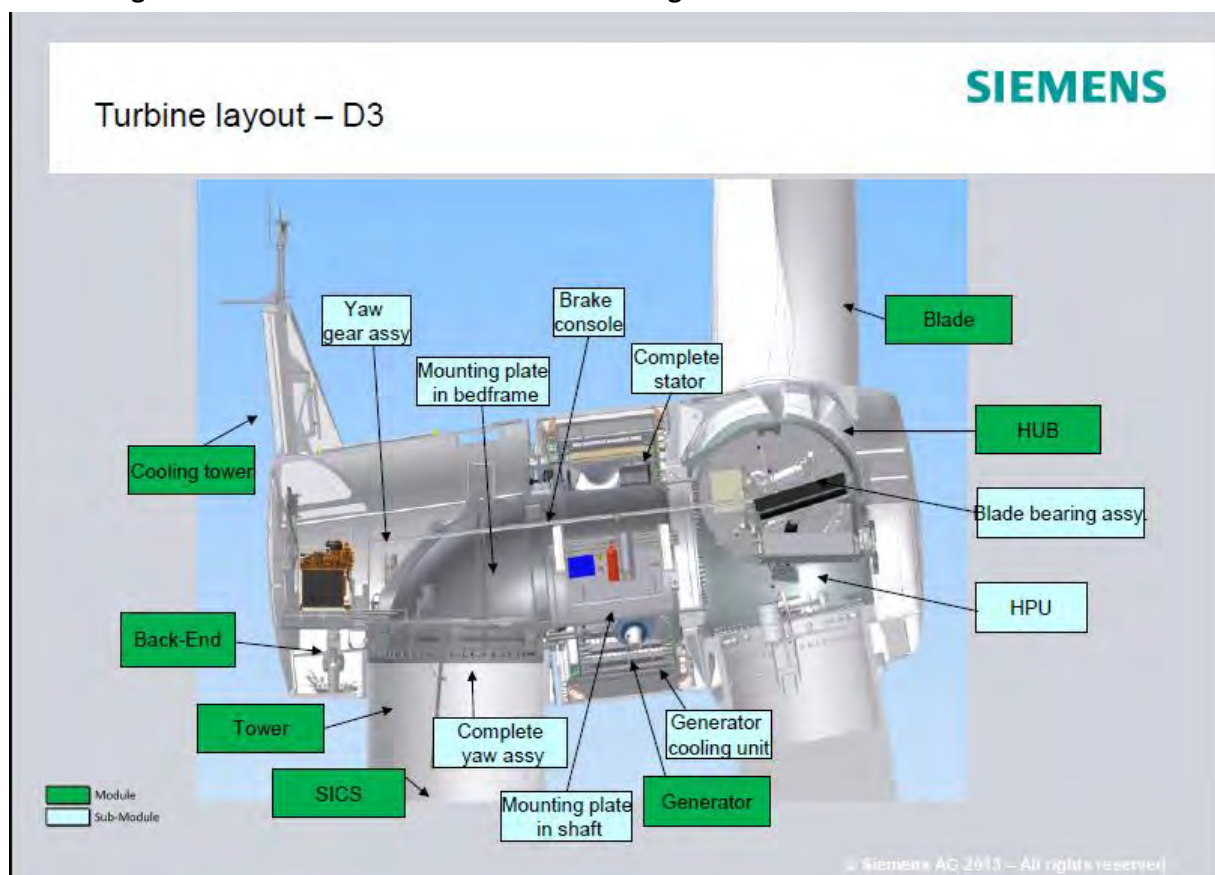


Source : Junginger, M., W. v. Sark, et al. (2010).

Une technologie n'est pas prédisposée, par nature en quelque sorte, à faire l'objet d'une production avec rendements d'échelle. C'est le procédé de production qui fait l'objet d'un effet d'échelle, et non le produit final. L'exploitation d'effets d'échelle est survenue dans le cas du photovoltaïque par l'entremise d'automates, semi-automates, et lignes de production modulaires décuplant les rendements. La « routinisation » de certaines activités de production et d'assemblages grâce à des équipements pour l'essentiel allemands a permis aux producteurs chinois de produire à grande échelle des modules et panneaux en bénéficiant de coûts unitaires décroissants - une fois pris en compte le coût fixe de l'investissement dans l'équipement (Dunford, Kyoung Hoon Lee, Liu Weidong, Yeung, 2012).

L'automatisation a des conséquences économiques indubitables – mais aussi juridique. L'automatisation, la production modulaire, transforme un bien différencié, ou différenciable, en une commodité. Un des profonds malentendus autour de l'afflux de panneaux solaires bon marché en Europe entre 2009 et 2012 est que certains les tenaient pour des produits « high-tech » dignes d'être produits en Europe et d'y être défendus, quand d'autres n'en voyaient pas l'opportunité au motif qu'il s'agissait de commodités pour lesquelles l'Europe ne peut prétendre à une quelconque vocation (Voituriez et Xin Wang, 2014).

Figure 17 : La « modularisation » en marche également dans le secteur de l'éolien



Source : Siemens

Il est frappant de constater que la production modulaire, l'automatisation, est aujourd'hui dans les projets des grands producteurs d'éoliennes européens tels que Siemens. Cette modulation,

permettant un éclatement de la chaîne de valeur, n'est pas subie : elle est recherchée, car source de réduction des coûts dans la mesure où chaque module peut être transporté ensuite par conteneur pour un prix dérisoire à travers le monde.

A titre d'illustration, nous reproduisons trois transparents corroborant ce point, extraits d'une présentation de Mogens Nyborg Pedersen, responsable de l'approvisionnement mondial chez Siemens, selon lequel « Turbine is commodity » (figure 17).

Figure 15 (suite)

Modularization has achieved already some initial success cases <i>on the existing items</i>			
Modularization and Standardization	<ul style="list-style-type: none"> • Same Yaw Gear assembly can be used in D3 and D6 platform • Reduction of, e.g., development and testing time, warehouse space, ... 		
Modularization and outsourcing	<ul style="list-style-type: none"> • Cooling Tower/ Generator Cooling outsourced to Tier 1 supplier • Reduction of complexity. Reduce BoM parts from > 50 pcs. To 1 pc. 		
Modularization and logistics cost reduction	<ul style="list-style-type: none"> • Split Nacelle and Back-end • Reduction of transport cost US • Enabler for flexible production (back-end from US, generator from DK) 		

Wind Turbine industry need to adopt the Industrialization and Modularization techniques

SIEMENS

Can we adopt the industrialization and modularization techniques used by the automobile industry? This is not quite the case.....



Using modules and product platforms for wind power plants saves money on purchasing activities, simplifies storage and allows us to execute large production runs as just a few benefits.

Source : Siemens

3. Le transfert de technologies par le commerce international

La mesure de l'intensité en innovation de différents secteurs de l'économie est rendue possible par le calcul des dépenses de R&D (qui sont, certes, une approximation de l'innovation) rapportés à des différents dénominateurs possibles – le plus courant étant le chiffre d'affaire ou volume des ventes (turnover ou sales) de l'entreprise. A notre connaissance, la Commission Européenne produit la base de données la plus complète de ces différents calculs, sur la base d'un échantillon de 527 entreprises européennes et 1473 non européennes (EU Industrial R&D Investment Scoreboard 14). Ces 2000 entreprises sont choisies pour être celles qui dans le monde investissent le plus en R&D.

Nous avons extrait de cette base de données les entreprises classées dans le secteur industriel des « Energies Alternatives » (tableau 5), puis nous avons comparé l'intensité de l'innovation – littéralement, l'intensité de la R&D (volumes investis en R&D/volume des ventes) – des entreprises de ce secteur avec l'intensité de l'innovation moyenne des 2000 entreprises de l'échantillon. Comme l'indique le tableau 5, les 8 entreprises recensées dans le top 2000, si elles sont d'un classement modeste en volumes absolus investis en R&D (1^{re} et 5^e colonnes), se distinguent par une intensité supérieure à la moyenne. La moyenne de l'intensité en R&D de ces entreprises est de 5,2, contre 3,2 pour la moyenne du top 2000 (8^e colonne).

14 European Commission (2013), The 2013 EU Industrial R&D Investment Scoreboard. <http://iri.jrc.ec.europa.eu/documents/10180/cf102ca1-e554-46d2-b271-1168e83a419c>

A l'intérieur de ce groupe d'entreprises « vertes » innovant, les écarts d'intensité sont considérables, l'intensité variant dans un rapport de 1 à 3. Les mesures d'intensité collectées auprès de 5 entreprises photovoltaïques par De La Tour, Glachant et Ménière (2010) confirment le niveau élevé de l'intensité (Schott Solar) et sa grande dispersion – les entreprises chinoises enquêtées, en particulier, accusant un niveau d'intensité très en-deçà de la moyenne de 5 que nous avons estimée sur la base des données du *Scoreboard* de la Commission Européenne (tableau 6).

Tableau 5 : Intensité en R&D des entreprises du secteur des énergies alternatives

World - 2000 companies ranked by R&D								
world rank	Name	Country	Industrial sector (ICB-3D)	R&D 2012 (€million)	R&D 1 year growth (%)	R&D 3 years growth (CAGR-3y, %)	R&D intensity (%)	Sales 2012 (€million)
387	VESTAS WIND SYSTEMS	Denmark	Alternative Energy	221,0	-47,1	-2,6	3,1	7216,0
694	SMA SOLAR TECHNOLOGY	Germany	Alternative Energy	103,2	3,3	28,1	7,1	1463,4
714	FIRST SOLAR	USA	Alternative Energy	100,4	-5,7	17,4	3,9	2553,1
1129	CENTROTHERM PHOTOVOLTAICS	Germany	Alternative Energy	53,1	-7,7	28,4	7,6	698,5
1295	SOLARWORLD	Germany	Alternative Energy	43,9	88,9	62,9	7,2	606,0
1514	NORDEX	Germany	Alternative Energy	35,2	-39,8	7,8	3,3	1075,3
1843	3W POWER	Luxembourg	Alternative Energy	25,2	56,6	19,9	6,8	368,0
1866	RENEWABLE ENERGY	Norway	Alternative Energy	24,9	-40,0	-17,8	2,4	1018,4
Totals - world 2000				538763,8	6,2	6,4	3,2	16854415,9

Source des données: European Commission (2013), The 2013 EU Industrial R&D Investment Scoreboard. <http://iri.jrc.ec.europa.eu/documents/10180/cf102ca1-e554-46d2-b271-1168e83a419c>

Tableau 6 : Intensité en R&D de quelques entreprises photovoltaïques

	Pays d'origine	Intensité R&D (% ventes 2008)	Segments
Schott Solar	ALL+Etats-Unis	5%	Cellules
Q-Cells	ALL	2%	Cellules
SunPower	Etats-Unis	1,70%	Cellules+modules
Solar World	ALL	1,40%	Cellules

Source : Arnaud de la Tour, Matthieu Glachant et Yann Ménière (2010)

Des transferts massifs de technologie ont eu lieu entre les pays de l'OCDE et la Chine grâce au commerce – l'échange international étant bien plus efficace en la matière que les mécanismes dédiés de l'UNFCCC (Glachant et Dechezleprêtre, 2015). Le transfert survient essentiellement *via* les échanges de biens intermédiaires, l'octroi de licences et le développement joint de technologies adaptées aux capacités humaines et techniques des marchés émergents (Lewis, 2013). Le tableau 7 compile, à partir des enquêtes conduites par Lewis, les principaux modes de transferts de technologies (deuxième colonne) utilisées par les principales entreprises chinoises de turbines éoliennes.

Tableau 7 : modes de transferts de technologies vers les entreprises chinoises de l'éolien

A-Power (Gaoke)	License
	License/développement joint
Beijing Beizhong	License
Changzong	Auto-développement
CSIC Haizhuang	License
	Développement joint
CSR Zhuzhou	License
DEC	License
	Développement joint
	Auto-développement
Engga	Auto-développement
Envision	Développement joint
Goldwind	License
	Développement joint
Guodian United	License
Hadian	Auto-développement
Hafei	Joint Venture
Harbin Steam Turbine Co.	License
Hewind	Développement joint
Huachuang	Auto-développement
Huide	License
Jiuhe	License
Minyang	Développement joint
New United	Auto-développement
REpower North	Joint Venture
SBW	Développement joint
Sewind	License
	Développement joint
Sinovel	License
	License
	Développement joint
Tianwei	Développement joint
Windey	License
	Auto-développement
Wuhan Guoce Nordic New Energy	License
XEMC	License
XJ Group	Développement joint
Yinhe Avantis	Développement joint
Yinxing	License

Source : d'après Lewis (2013)

Une partie de l'énigme du système d'innovation chinois réside dans la concomitance peu intuitive entre des taux de R&D plutôt faibles et des nombres d'enregistrement de licence (rapportés au même dénominateur tel que le chiffre d'affaire) extrêmement élevé. Quel est donc le *contenu véritablement innovant* des brevets ? La part des brevets d'invention dans le total des brevets

domestiques oscille entre 25% et 35% - les brevets d'utilité et de design externes sont préférés (Wei Zhao et Ruet, 2014). La part de brevets également déposés à l'étranger fait également partie des indicateurs communément utilisés pour en apprécier le caractère véritablement novateur. Seules les inventions offrant des perspectives lucratives sont déposées à l'étranger – pour d'évidentes raisons de coût – alors que les inventions mineures sont uniquement brevetées pour le marché intérieur. Bien entendu, cette méthode d'appréciation est très imparfaite et peut donner lieu à des controverses, mais elle a le mérite de débroussailler en quelque sorte le terrain. Si l'on en croit l'analyse des données de PATSTAT effectuée par De La Tour, Glachant et Ménière (2011), seuls 1 % des brevets chinois sont également déposés à l'étranger, contre une proportion de 15 % pour l'Allemagne, 7 % pour les États-Unis et 26 % pour le Japon. Pour les auteurs, ce taux « conforte l'hypothèse selon laquelle la valeur des inventions brevetées par les Chinois est en moyenne assez faible ». Ils en veulent pour preuve que les entreprises chinoises ne consacrent qu'une faible partie de leurs recettes à la recherche et au développement (R-D) : de 0,4 à 0,8 %, contre une fourchette de 1,4 à 5 % pour les sociétés occidentales (*ibid.*). Conclusion, les entreprises chinoises « ont une propension supérieure à faire breveter leurs inventions que leurs concurrents étrangers – elles déposent plus de dossiers pour un taux d'innovation équivalent¹⁵ ».

Mais, comme le reconnaissent ces auteurs, il serait dangereux d'extrapoler de ce constat que les entreprises de Chine n'innovent pas. Leur travail sur le terrain et les entretiens qu'ils ont pu mener en Chine suggèrent que les entreprises chinoises axent davantage leur recherche sur les processus et que cette recherche n'est en général pas conduite dans des départements dédiés à la R-D mais directement sur les lignes de production – et qu'ils en préfèrent garder le secret autour des conclusions plutôt que de les breveter (*ibid.*).

4. Coordination horizontale et intégration verticale : les leçons du rattrapage chinois

L'histoire du rattrapage technologique chinois en matière de panneaux solaires au silicium est maintenant connue. Des articles lui ont été consacrés, que nos enquêtes ont confirmés (Dunford, Kyoung Hoon Lee, Liu Weidong, Yeung, 2012) – nous en résumons les grandes lignes ici.

La Chine a dû surmonter deux “désavantages compétitifs” pour pénétrer le marché international du solaire au silicium (Hobday, 1995). Elle a dû d'abord satisfaire les normes techniques (certifications TÜV and IEC notamment), satisfaire aux exigences européennes de garantie des produits sur 25 ans et établir une réputation de crédibilité pour des produits bon marché. Les industriels chinois ont pour cela importé des équipements et chaînes de montage « clefs en main » depuis l'Allemagne, les États-Unis et le Japon, et étendu leur savoir-faire par l'apprentissage (*learning by doing*). Au début des années 2000, les technologies au silicium étaient considérées comme matures et leur production à grande échelle « routinisable » pour créer un affreux anglicisme (Dunford et al., 2012). Un savoir-faire établi dans d'autres chaînes de montage industrielles a permis à ces firmes de sélectionner les

¹⁵ De La Tour, Glachant et Ménière (2011) ont effectué des recherches en Chine qui ont effectivement confirmé que les entreprises locales déposent systématiquement des brevets pour des inventions mineures. Ils ont remarqué, c'est intéressant de le noter, que « le but n'est pas de protéger les inventions – les plus importantes étant en général tenues secrètes – mais d'envoyer un signal aux pouvoirs publics. En effet, les décisions de la Commission nationale pour le développement et la réforme (NDRC) d'allouer des subventions publiques sont fortement influencées par le nombre de brevets déposés ».

meilleurs procédés et équipements de production. Ce rattrapage sur certaines technologies n'est pas incompatible avec un retard sur d'autres – relatives à certains procédés spécifiques de production de silicium, de cellules, de panneaux ou de lignes d'assemblage – pour lesquelles certaines firmes européennes conservent l'ascendant et l'essentiel des parts de marchés. La « green race » est une course au sens propre ; elle doit être saisie dans une perspective dynamique entre firmes en mouvement.

Un élément souvent négligé dans les récentes analyses a été le rôle de la demande intérieure dans l'accroissement de l'offre d'équipements complémentaires aux chaînes de montage, ou substituables à celles-ci. Un écosystème industriel construit sur la coopération entre assembleurs de panneaux et équipementiers locaux s'est développé à partir de 2005, soutenu par la disponibilité d'actifs propres à la Chine : machine outils, semi-conducteurs, capital humain acquis après la première génération de compagnies chinoise du solaire. En 2009, les équipementiers chinois détenaient 50% des parts du marché chinois de l'équipement solaire (Dunford et al., 2012). L'acquisition de capacités technologiques s'est développée, outre par l'importation de chaînes clefs en main, par des activités de fusion et acquisition de firmes étrangères ; ainsi de Suntech absorbant MSK Corporation (assembleur de modules, Japon), et KSL-Kuttler (spécialisé dans la production d'automates de montage pour la production de circuits imprimés, Allemagne) en 2008. Enfin le capital humain – non limité aux techniciens intervenant sur les chaînes de montage et incluant des scientifiques et ingénieurs ayant étudié les technologies du solaire dans des grands centres à l'étranger tels que l'Université de Galles du Sud (Nobel Laureate Prof Martin A Green's centre in the University of New South Wales) a joué un rôle considérable dans le rattrapage chinois).

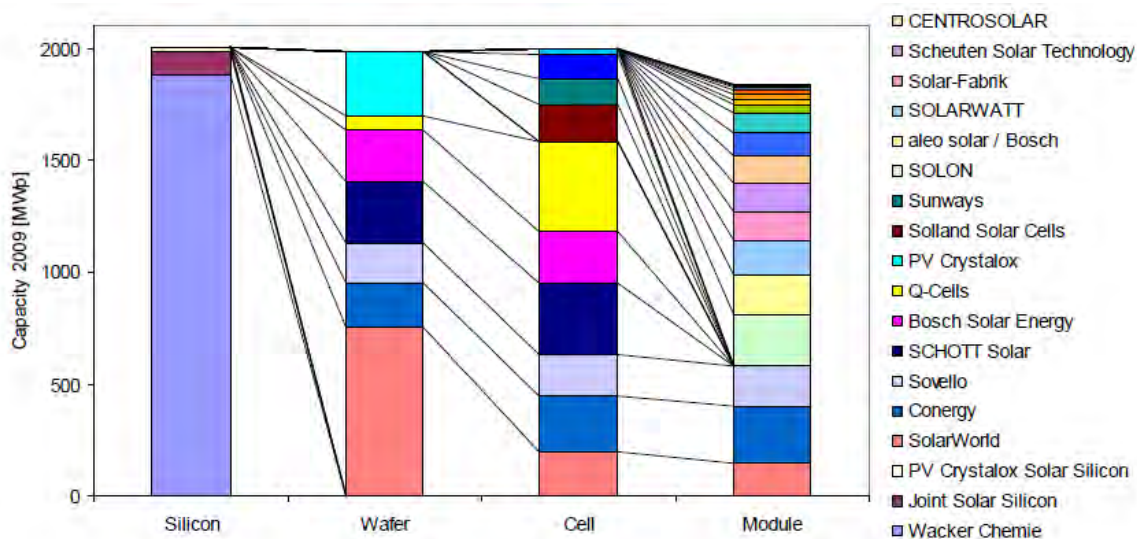
Dans une enquête conduite auprès de firmes chinoises du photovoltaïque au silicium, Dunford et al. soulignent que la quasi-totalité des entreprises chinoises (à l'exception de JA Solar) ont adopté des stratégies d'intégration verticale amont afin de sécuriser l'approvisionnement en matières premières et réduire les coûts de transaction. Yingli, Trina Solar, et Solarfun ont démarré leur activité comme assembleurs de modules, en raison de la relative simplicité technologique de ce maillon de la filière, avant d'intégrer l'amont des filières (lingot, cellule). Une fois le retard technologique comblé, les entreprises chinoises ont pu s'appuyer sur leur avantage-coût et vendre leurs panneaux à un prix environ un tiers moins cher que celui de leurs concurrents occidentaux. Les coûts salariaux, dans les activités amont intensives en main d'œuvre (soudure et déploiement des cellules en particulier), ont contribué à cet écart de prix. Les salaires industriels moyens étaient de 26,599 RMB/year (environ 3900 USD) in 2009 (NBSC, 2010). A Jiangsu en 2009 le salaire moyen des ouvriers du solaire se situaient entre 146\$ and 220 \$ (Lee, 2010). Il en va de même des cadres techniques et des ingénieurs. Un ingénieur sénior travaillant pour Suntech par exemple dans une usine du Yunnan recevait un salaire mensuel d'environ 2000 RMB (environ 300\$ USD) dans les années 1990s. Le premier salaire moyen d'un des 300000 ingénieurs et techniciens diplômés en master d'une université chinoise chaque année touchait dans le PV aux alentours de 3,000 RMB (environ \$430) à la fin des années 2000. Des salaires peu élevés (au regard de la productivité du travail élevés grâce aux équipements et chaînes de montage importés) ont renforcé l'avantage de la Chine sur la production de panneaux au silicium à grande échelle. Ajoutons qu'à l'identique de ce qui s'est passé en Allemagne, la collaboration entre entreprises du solaire silicium, universités locales et instituts nationaux de recherche tels que la Shanghai Jiatong University, Sun Yat-sen University, et l'Académie des sciences chinoise ont facilité le développement d'innovations à faible coût. Ce point est important ; il est confirmé par nos entretiens et énonce très simplement le fait que le rattrapage n'est pas exempt d'innovation. D'anciens cadres de Suntech par exemple insistent sur les dépenses engagées en R&D pour améliorer la rentabilité électrique des panneaux et accroître les signes de qualité.

L'accès à un crédit bon marché, la jouissance presque gracieuse de terrains et d'infrastructure consentie par les gouvernements locaux ont été les autres déterminants du succès chinois dans la

production et l'exportation de modules intégrés. Wang (2010) estime que les coûts d'installation d'une ligne de production de 25 MWp combinant équipement local et importé se situaient à environ la moitié du coût supporté par les entreprises étrangères dans les années 2000. Dans les premiers développements de l'industrie solaire chinoise après 2000, le soutien des gouverneurs des villes (shi) et la fourniture de garanties publiques pour les emprunts commerciaux et le financement direct par des entreprises publiques (Park, 2009) ont permis la production de masse et la conquête des marchés extérieurs à mesure que s'infléchissait la courbe d'apprentissage.

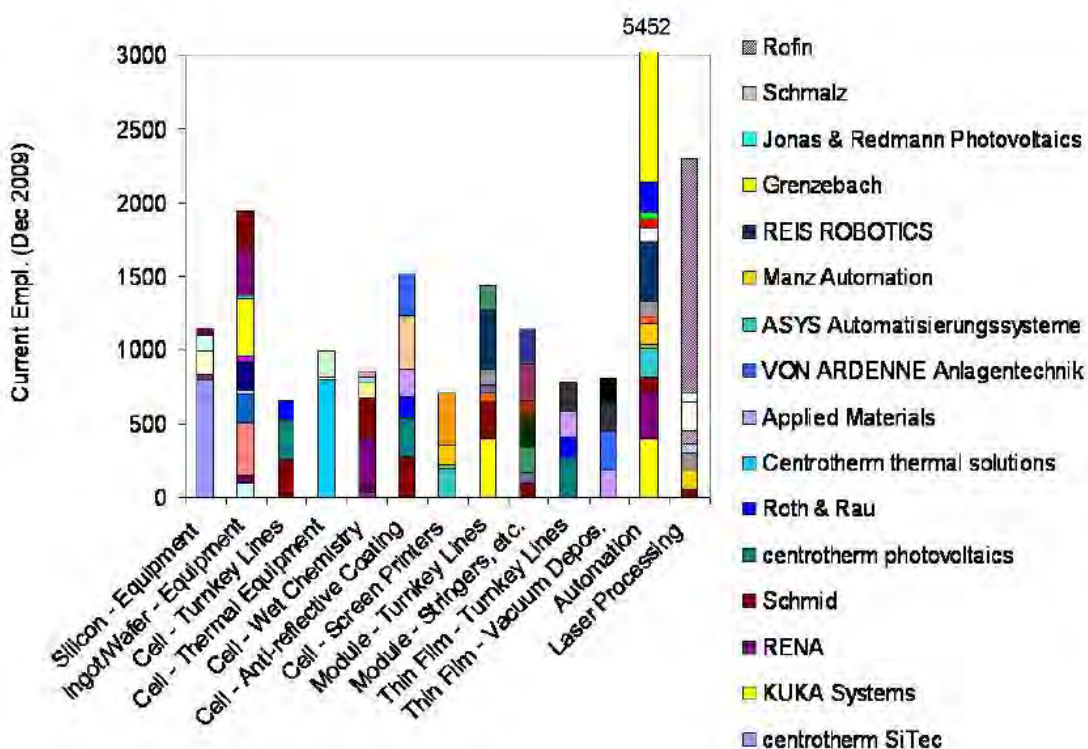
Les producteurs européens n'ont pu résister à une concurrence par les prix dans les segments de la filière où les barrières technologiques étaient les plus faibles et les rendements d'échelle croissants – tel est le cas de la production de cellule au silicium et de modules (figure 18). Les activités à barrière technologique plus élevée (silicium, et dans une moindre mesure équipements et chaînes de montage) ont conservé leur avantage comparatif après le rattrapage technologique chinois sur les activités d'assemblage et l'intégration de la filière amont (figure 19). Ce constat soulève la question pour l'Europe, en matière de panneaux solaires comme d'éolienne, d'accroître et coordonner la demande intérieure afin de créer les conditions de production à moindre coûts de technologie dont la production repose sur des rendements d'échelle croissants.

Figure 18 : Industries photovoltaïques (silicium) en Allemagne, 2010



Source : Grau, Molin Huo, Neuhoff (2011).

Figure 19 : une spécialisation allemande dans les chaînes de montage et automates de production



Source : Grau, Molin Huo, Neuhoff (2011).

Un bilan complet pour la Chine du rattrapage sur les technologies au silicium ne doit pas faire l'économie de certains coûts pour la Chine : en termes de balance commerciale d'abord, avec l'importation de silicium et d'équipement de production et d'assemblage, mais aussi coûts financiers avec l'achat de licence, et enfin, plus largement, coût d'opportunité quand on se souvient que la « crise du solaire » en 2011 survient en période de chute du prix du silicium et d'excédents chinois,

lesquels se traduiront par la fermeture d'un grand nombre de firmes – de toutes tailles- l'exemple de la faillite de Suntech étant sans doute le plus frappant. A l'inverse, le tableau doit être nuancé en Europe. Si les entreprises de production de modules au silicium ont fermé les unes après les autres, le bilan en terme de valeur ajoutée et d'emploi de la spécialisation européennes dans les extrémités de « la courbe du sourire », et de production à moindre coût d'électricité photovoltaïque grâce à la modicité des coûts des panneaux chinois infirment l'idée d'une « guerre du solaire » perdue en rase campagne. Le déplacement vers la Chine de la production des panneaux s'est accompagné d'une concentration de la valeur ajoutée et de la création de l'emploi en Europe aux extrémités de la chaîne de valeur, sans érosion de leur valeur agrégée.

5. L'écosystème de l'innovation

La Chine est un état « éponge » ou « absorbant » pour reprendre, en la traduisant sans doute maladroitement, une définition donnée par Nesta (2015). L'écosystème d'innovation chinois combine le développement de capacités et d'infrastructures de production nationales (« *homegrown* ») avec des connaissances et des technologies étrangères, le tout lui permettant dans un laps de temps sidérant de construire le super-ordinateur le plus puissant de tous les temps – il sera chinois avec des chips IMB..., d'envoyer des astronautes dans l'espace et de mettre au point un système concurrent du GPS.

Pour définitivement mettre au rebus l'image d'une Chine exportatrice de jouets en plastique et de vêtements de mauvaise qualité, le gouvernement central a publié en 2006 un Plan national pour le développement des sciences et de la technologie qui fixe sept grands objectifs à l'horizon 2020 :

- Porter les apports à la R&D à 900 milliards de Yuans, soit environ 90 milliards d'euros ;
- Edifier une « nation innovante » ;
- Augmenter les allocations à la R&D de 10% par an ;
- Accroître les contributions des sciences et de la technologie à l'économie (plus de 70%) ;
- Renforcer les capacités locales d'innovation (réduire la dépendance à l'égard des technologies étrangères de 60% à 30% en termes de droits de licence) ;
- Augmenter la productivité des activités scientifiques et techniques, par l'intermédiaire des brevets notamment.

Peu après l'annonce du Plan, 90 mesures de soutien ont été énoncées pour sa mise en œuvre.

Il est intéressant de noter que depuis 2006, la politique d'innovation chinoise est qualifiée « d'innovation indigène » - terme qui tient le milieu entre endogène et exogène, et recouvre différentes approches comme l'innovation à travers l'échange libre de droits entre fournisseurs et donneurs d'ordre, l'intégration novatrice de technologies importées, en plus des traditionnels brevets).

Le terme *d'indigène* est révélateur des intentions du gouvernement – de sa volonté et donc de sa puissance : il implique le développement indépendant et autonome de secteurs identifiés comme stratégiques (au nombre desquels on compte les énergies renouvelables) à travers une coordination organisée et de lourds investissements de l'Etat dans les activités de recherche des universités, des instituts et des entreprises publiques (Wei Zhao et Ruet, 2014). La distinction est marquée entre la

R&D technologique et la production industrielle, entre les universités et les instituts de recherche, activement engagés dans des projets industriels en aval, et les entreprises concentrées sur la production de quotas fixés par le gouvernement. L'implication massive de la recherche publique dans la R&D constitue une singularité chinoise, avec pour résultats des interactions entre recherche et invention souvent à sens unique.

« le savoir allant des universités vers les industries, [cela] signifie que les projets sont organisés de manière à ce que les universités puissent innover avant de s'atteler à la recherche d'applications industrielles à leurs inventions. Pratiquement, toutes les universités créent des « centres de transfert de technologie » qui s'efforcent de vendre les nouvelles technologies aux industriels. Mais dans la plupart de cas, ceux-ci rechignent à acheter ces technologies, de sorte que les universités créent leurs propres entreprises qui elles les appliqueront. Les projets de recherche dans les universités sont rarement initiés pour répondre à la demande d'un industriel » (Wei et Ruet, 2014, p. 345).

Encadré 1 : Pourquoi la R&D des entreprises industrielles chinoises reste-t-elle si faible

Pourquoi les entreprises chinoises ont-elles tendance à poursuivre leur trajectoire d'imitation au lieu de passer à une phase d'innovation indigène ? La mondialisation et la désintégration des chaînes d'approvisionnement ont eu pour effet d'abaisser les barrières aux entrants, telles que les entreprises chinoises, qui ont assumé une grande partie de la production et de la fabrication dans la chaîne de valeur mondiale. Une fois les activités de fabrication établies comme « tête de pont » par ces entreprises locales, celles-ci s'appuient sur leurs avantages au niveau des coûts et leurs capacités d'apprentissage rapide grâce à la formation de leurs équipes pour se lancer dans des activités à plus forte valeur ajoutée, sans passer par la « case » R&D. La sous-traitance est en un soi un vecteur de R&D.

La conséquence est que les entreprises sont moins enclines à absorber le savoir produit localement par les entreprises et les instituts de recherche. En 2009, un peu moins de 16% du budget de R&D des entreprises chinoises était consacré à des projets conjoints avec des universités et des instituts de recherche.

Par ailleurs, même si les entreprises chinoises commencent à investir davantage dans la R&D elles tendent à mener ces activités dans le secret de laboratoires et donc à moins coopérer avec d'autres organisations. Une enquête effectuée en 2010 auprès de 42 entreprises de Chine centrale a montré que les nouvelles idées pour des projets de R&D provenaient essentiellement de trois sources : les utilisateurs finaux, les entreprises elles-mêmes et les concurrents. Pour les sondés, les universités et les instituts de recherche sont des sources de technologie moins importants. Un constat semblable ressort de l'enquête réalisée en 2012 dans le delta de la rivière des Perles. La R&D indépendante et la coopération avec les clients – qui sont en général des entreprises étrangères – constituaient des sources majeures de projets de R&D.

Enfin, en dehors du secteur étatique, la société chinoise ressemble à un marché uniquement dicté par le principe du laisser-faire, laissant peu de place au respect formel des contrats et de la propriété intellectuelle. Les opérateurs non publics doivent compter sur les réseaux interpersonnels et la confiance traditionnels (le *guanxi*) pour tisser des liens avec des instituts de recherche, des financiers, des partenaires, des fournisseurs et des clients pour mettre le savoir et le capital au service de l'innovation – une gageure sans aucun cadre juridique fiable pour faire respecter les contrats.

Source : Wei Zhao et Ruet (2014).

Le mystère de l'inflation des brevets de dissipe lorsque l'on sait que ceux-ci émanent d'abord des universités (encadré 1). Qu'en est-il du faible niveau de R&D ?

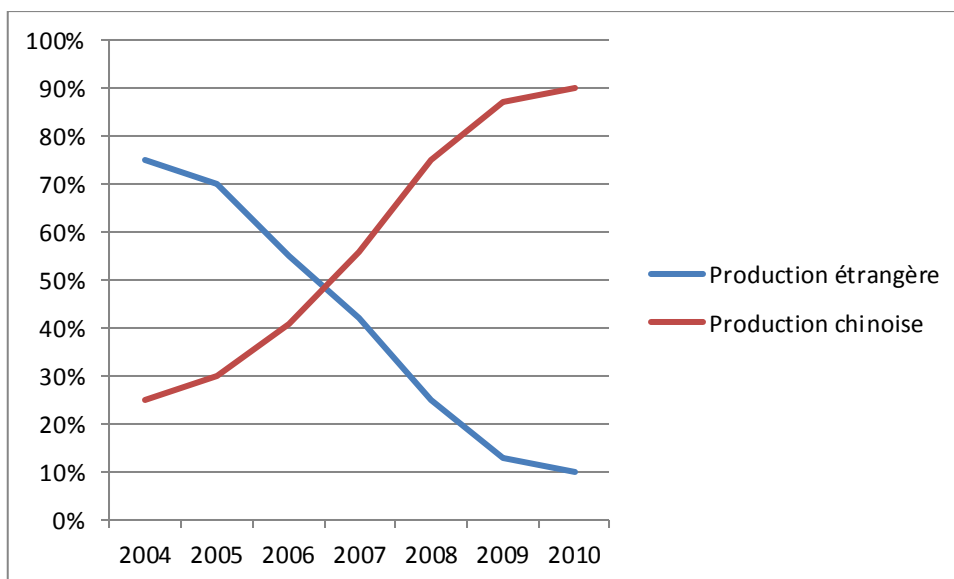
Remontons dans le temps. Des années 1950 aux années 1970, la Chine se livre à la rétro-ingénierie ou « ingénierie inverse » pour acquérir de nouvelles technologies (il s'agit de démonter un objet ou équipement, en comprendre le mécanisme, et concevoir un identique sans utiliser ni copier l'original). Les entreprises concernées étant détenues par l'Etat, l'incitation à investir dans la R&D est faible – faiblesse qui persiste jusqu'à l'annonce du plan de 2006, le recours aux importations et aux licences restant privilégié. Le commerce plutôt que la R&D.

Depuis 2006 cependant la R&D est en hausse maquée dans certains secteurs – ainsi de l'électronique et des technologies de l'information, où la part du chiffre d'affaires des grands leaders dédiée à la R&D peut osciller entre 3 et 10%. Néanmoins en moyenne nationale, les entreprises industrielles, grandes ou petites, consacrent moins de 1% à la R&D. Le commerce international reste meilleur marché. De surcroît, au sein de la R&D, la part des dépenses de recherche fondamentale et appliquée est faible. Elle était de 32% en 1995 et a été divisée par 2 (Global Innovation Index, 2015).

« Les entreprises chinoises sont bloquées à mi-chemin entre l'innovation et l'imitation » selon l'analyse de Wei Zhao et Ruet (2014). Une enquête réalisée en 2012 dans le delta de la rivière des Perles (Province de Guangdong) auprès de 1201 entreprises industrielles révélait que 44% d'entre elles s'étaient lancées dans des activités de R&D après 2008 en réaction à la crise, mais que même à cette époque, 55% affirmaient continuer à imiter en partie les technologies étrangères (Qui, Zhao et al., 2012). Une illustration de de la « dépense de sentier » en matière de rétro-ingénierie.

Au cours des sept dernières années, la Chine a fait en sorte par sa politique « d'innovation indigène » même balbutiante (encadré 1) de disposer de technologies de production lui permettant de développer une industrie solaire PV hautement performante, en acquérant des lignes de production clé en mains en Allemagne, aux États-Unis et au Japon et, selon De La Tour, Glachant et Ménière (2011), en recrutant au sein de la diaspora chinoise des cadres qualifiés qui avaient fait partie de l'aventure du PV à ses débuts. De sorte que le pays est désormais en mesure de fabriquer ses propres équipements de production – un secteur où les entreprises américaines et allemandes jouissaient naguère d'un avantage comparatif incontestable (Glachant *et al.*, 2013). Le même phénomène s'observe en matière de turbines éoliennes, la production étrangère en Chine passant de près de 80% à 10% en tout juste six ans (figure 20) grâce à un avantage-coût renforcé au fil du temps (figure 21).

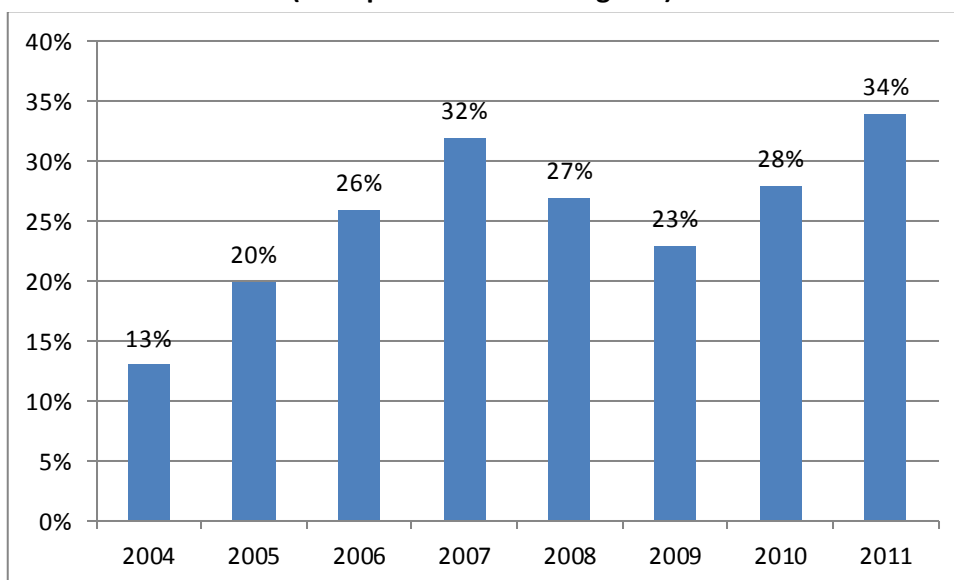
Figure 20 : Parts de marché des turbines éoliennes en Chine selon la nationalité des fabricants*



Source des données : Lewis (2013)

* : la nationalité des fabricants d'indique pas que 100% du contenu est de nationalité identique

Figure 21 : Ecart des prix des turbines éoliennes (étrangères-chinoises) sur le marché chinois (% du prix turbines étrangères)*



Source des données : Lewis (2013)

* : L'auteur a choisi des éoliennes comparables par leur puissance, sans correction d'éventuels écarts de qualité.

Chapitre 3

A qui profite la « green race »?

Est-on capable de dire aujourd'hui si la course aux technologies vertes est un jeu à somme positive, tel que l'esquisse la « courbe du sourire » que nous avons présentée dans le premier chapitre (figure 6), ou s'il est au contraire un jeu gagnant-perdant ou perdant-gagnant, confirmant alors les réserves de Samuelson, présentées dans l'introduction (encadré 1) ? Nous rassemblons dans ce chapitre des éléments de réponse à cette question. Les chapitres précédents nous ont montré que si la courbe du sourire s'observe dans les cas de l'éolien et du photovoltaïque, l'écosystème de l'innovation chinois permet aux firmes chinoises de remonter, par apprentissage avec leurs clients, et dans une moindre mesure par investissement dans la R&D, de remonter les filières, et profitant d'un avantage coût, de se placer progressivement en concurrents des firmes européens spécialisées dans les extrémités du sourire.

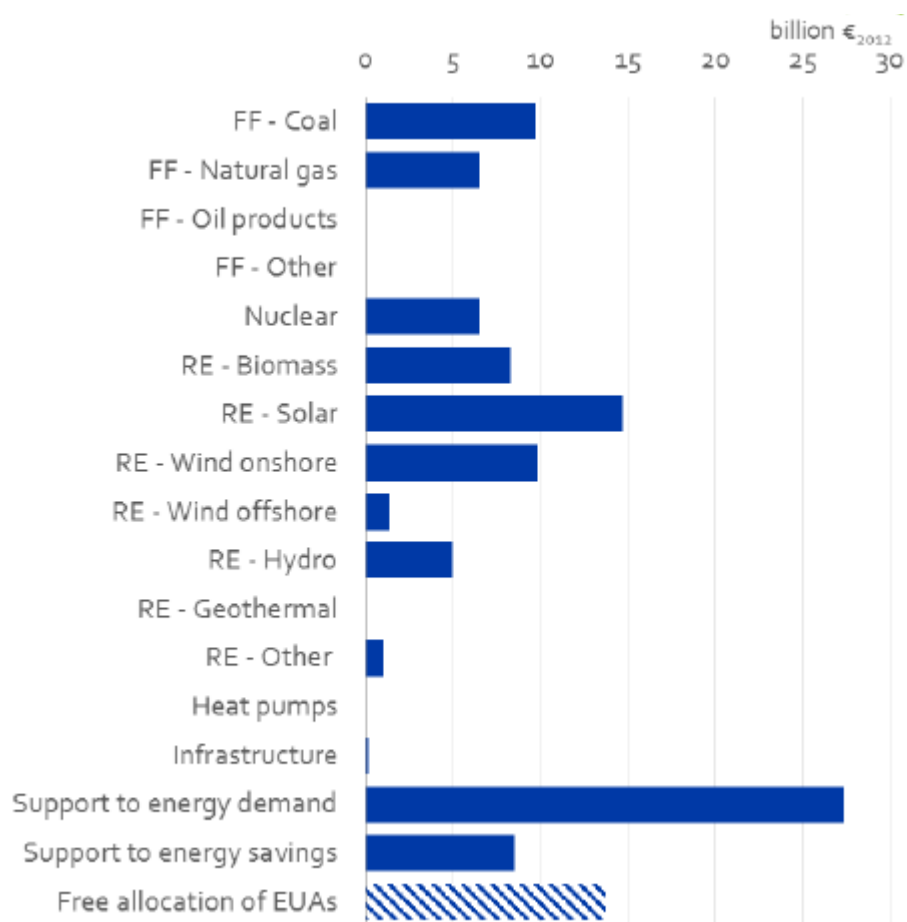
Nous nous plaçons ici dans une perspective délibérément européenne, et nous demandons, aux regards des attentes exprimées à l'égard des énergies renouvelables, si la stratégie européenne de cours en tête et ses modalités sont conformes ou non à celles-ci. Rappelons ici que l'alternative pour la France et l'Europe, sur laquelle nous nous penchons, n'est pas de choisir entre « leader » et « suiveur ». Il ne ferait aucun sens pour l'Europe de regarder la Chine prendre le leadership en matière d'innovation et de se spécialiser dans l'assemblage ou l'imitation. L'alternative réside dans les modalités de la course en tête, et des choix d'instruments de politique publique mobilisés dans l'accomplissement de celle-ci.

Nous retenons trois critères d'évaluation des performances de la France et de l'Europe en matière de course aux technologies bas carbone, circonscrite aux filières photovoltaïque et éolienne. La contribution à l'atténuation du changement climatique, l'effet richesse (gains de croissance), et les effets sur l'emploi des instruments de la puissance mobilisés par la Chine et l'UE. Notre estimation est qualitative : elle repose sur des données existantes et des entretiens et n'est pas passée par le filtre de l'économétrie ou d'une quelconque évaluation quantitative. Elle vise à confirmer des intuitions et lancer le débat sur la pertinence et les meilleurs moyens d'atteindre trois objectifs de nature différents.

1. La contribution à la lutte contre le changement climatique

Le soutien total aux énergies renouvelables en Europe (UE-28) est estimé entre 16,4 (European Commission, 2014) et 17,2 (Council of European Regulators – Ceer, 2011) milliards €₂₀₁₂ en 2012. A titre de comparaison, le soutien à la production fossile dans l'UE-28 est estimé, lui, entre 4,3 et 5,6 milliards €₂₀₁₂ selon les mêmes sources, auquel il convient d'ajouter entre 30,1 et 33 milliards €₂₀₁₂ de soutien à la demande. Le rapport est donc d'environ ½ (figure 22).

Figure 22 : Soutien public des 28 états membres de l'UE aux énergies fossiles (FF) et renouvelables (RE), 2012



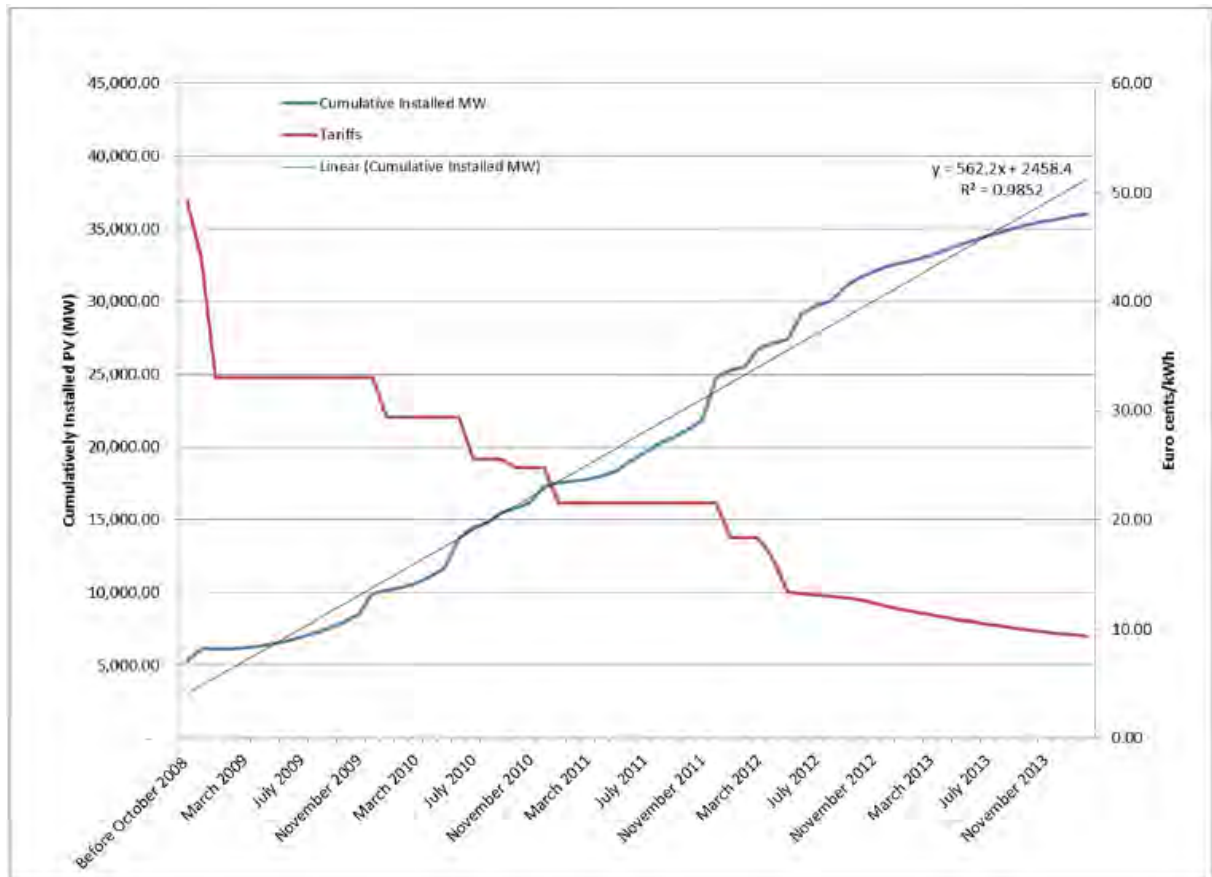
Source : European Commission (2014)

L'objectif des politiques de soutien aux énergies renouvelables est en premier lieu un objectif de déploiement, avant que d'être, in fine, un objectif d'atténuation proprement dit. Le lien de causalité entre soutien public et déploiement d'équipements de génération d'électricité solaire et éolienne est incontestable en Europe – c'est même le caractère systématique de ce lien qui a obligé les gouvernements des pays membres à revoir leurs tarifs d'achat à la baisse depuis cinq ans, l'élasticité de l'offre d'électricité renouvelable étant très sensible au prix¹⁶. La figure 23 montre l'évolution

¹⁶ Voir par exemple dans l'actualité récente : <http://www.businessgreen.com/bg/analysis/2439589/job-losses-and-higher-emissions-how-feed-in-tariff-cuts-will-impact-the-uk>

croisée entre tarifs d'achat, passant de 0,50€/kWh en 2008 à environ 0,10€/kWh en 2014 (le barème est variable selon la taille des capacités installées) et au regard de celle-ci la hausse des installations cumulées, qui se réduit à mesure que le tarif d'achat atteint un plancher.

Figure 23 : Tarifs d'achat et installations photovoltaïques cumulée, Allemagne 2008-2014



Source : SEIA (2015)

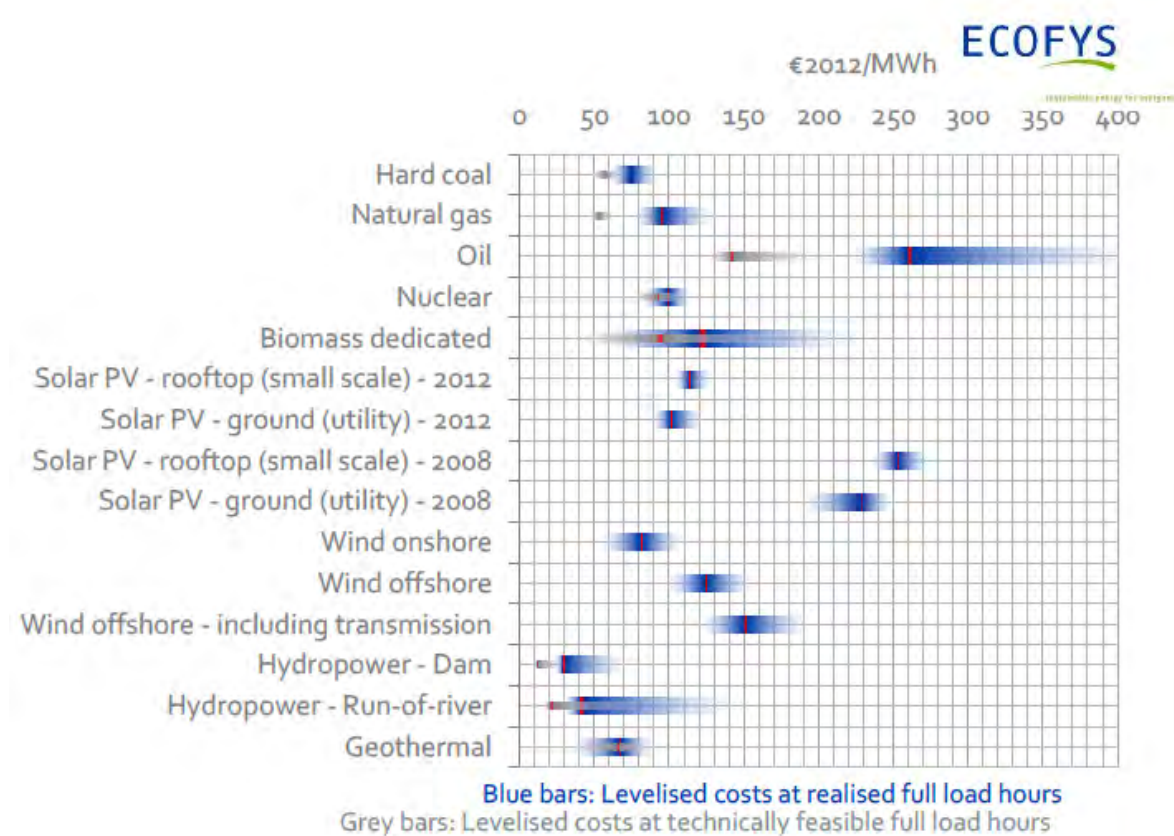
Dans le cas exemplaire de l'Allemagne, où le déploiement de technologies de production d'électricité renouvelable a été le plus précoce et le plus massif, la hausse des soutiens à ces énergies a été concomitante d'une hausse des émissions de CO₂ – ce qui a pu provoquer quelques railleries, comme nous l'avons vu dans certains billets de Lomborg dans le chapitre précédent. Les émissions des centrales électriques allemandes se sont accrues de 10% entre 2008 et 2014, au moment où précisément l'Allemagne déployait ses centrales solaires et ses éoliennes. Un rapport commandé par le gouvernement allemand aboutit à la conclusion que le programme de soutien aux renouvelables n'a pas contribué à réduire les émissions de gaz à effet de serre au-delà de ce qui était attendu du Système Communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE ou marché carbone européen)¹⁷. La baisse du prix du CO₂ sur le SCEQE et le prix élevé du gaz en Europe comparativement au gaz de schiste américain sur le prix duquel s'aligne la production d'électricité-charbon ont conduit à cette situation singulière d'un pays champion du climat développant massivement les installations photoélectriques et éoliennes en même temps qu'il ouvrait de nouvelles centrales à charbon.

17 Expertenkommission Forschung und Innovation, Gutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands, Gutachten 2014, pages 51-52.

Une contribution moins ambiguë ou paradoxale réside dans la convergence du coût de l'électricité renouvelable vers la parité réseau. Le coût moyen actualisé de l'électricité solaire a été divisé par trois entre 2008 et 2012, date à laquelle elle passe sous la barre des 100€/MWh et se place en concurrent du nucléaire ou du gaz (figure 24). Précisons qu'il s'agit de coûts moyens actualisés et non de prix au détail - ni donc de coûts marginaux, et que ceux-ci n'intègrent pas les coûts systèmes, et notamment les investissements dans les infrastructures de réseau.

La convergence vers la parité réseau n'aurait pu être obtenue, dans le cas du photovoltaïque, sans la chute des prix des modules et des panneaux, laquelle est le résultat de politiques « pull » de l'Europe et « push » de la Chine – sans que les deux puissances se soient concertées.

Figure 24 : Coût moyen actualisé de l'énergie dans l'UE-28 pour la production d'électricité (€₂₀₁₂/MWh)



Source : Commission Européenne (2014)

2. Croissance et emploi

La crise 2008-2010 a nourri l'espoir, chez quelques économistes comme Lord Stern, qu'un « green New Deal » était à la fois possible et nécessaire. Lord Stern annonce l'imminence d'une révolution industrielle verte – avec tout ce que celle-ci contient de promesse de croissance – fondée sur les nouvelles technologies de décarbonisation (Stern, 2010). Il est impossible de vérifier la qualité d'une telle intuition. Nous pouvons néanmoins nous demander si la course aux technologies vertes, telle

qu'elle se déroule actuellement et pourrait se dérouler à l'avenir, satisfait ou non l'ambition d'une « révolution » et génère les points de croissance attendus par les leaders européens.

Nous utilisons pour cela les exercices de modélisation conduits sous la direction de Henri Waisman à l'IDDRI, en collaboration avec le Earth Institute de l'Université de Columbia à New York, dans le cadre du projet *Deep Decarbonization Pathways* (encadré 3). Les exercices de simulation par *backcasting* partent d'un objectif final très ambitieux de 2 tonnes par tête de CO₂ émises par habitant pour tous les pays considérés dans le projet. C'est bien une révolution qui est nécessaire pour l'atteindre quand on sait que le chiffre actuel se situe à 10 fois ce niveau en Europe et plus de 20 fois aux Etats-Unis.

Encadré 3 : Les scénarios de décarbonisation profonde - *Deep Decarbonization Pathways*

Atteindre l'objectif de 2°C inscrit dans l'Accord de Paris requiert des changements profonds dans les modes de production, de consommation, les choix d'investissement, l'organisation des transports et de l'échange. Peut-on tracer des trajectoires de décarbonisation au sein de chaque pays, permettant de décrire toutes ces transformations nécessaires au sein d'une économie ?

L'IDDRI et le Sustainable Development Solutions Network (SDSN) se sont réunis pour former le secrétariat de la plateforme Deep Decarbonization Pathways Project (DDPP), rejointe à ce jour par des équipes de recherche de premier plan dans 16 pays représentant plus de 70 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre : Afrique du Sud, Allemagne, Australie, Brésil, Canada, Chine, États-Unis, France, Inde, Indonésie, Italie, Japon, Mexique, République de Corée, Royaume-Uni, Russie.

Les trajectoires de décarbonisation profonde de chaque pays sont élaborées par les équipes de recherche locales selon une approche commune dite de *backcasting* qui part de l'objectif à atteindre en 2050 de 2 tonnes de CO₂ par tête et ce quel que soit le pays.

Les rapports nationaux et les rapports de synthèse sont consultables sur le site : <http://deepdecarbonization.org/>

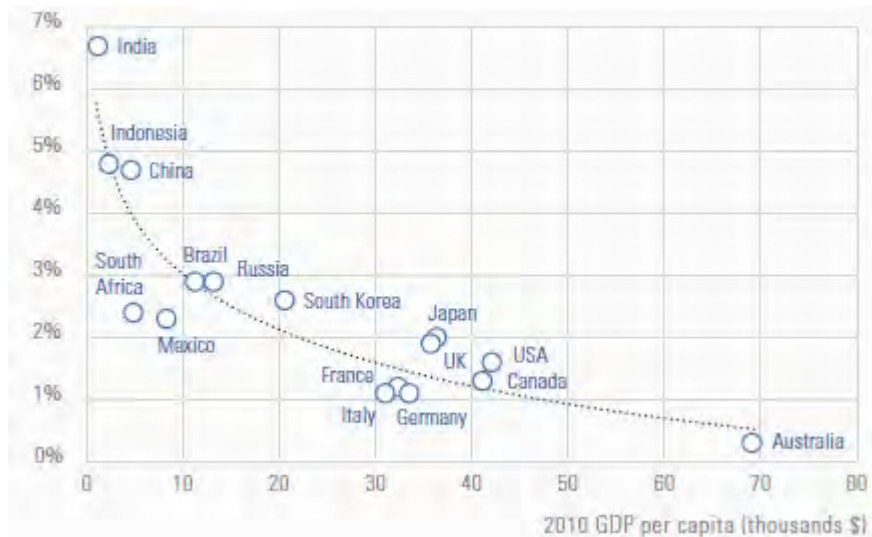
Les trajectoires de décarbonisation sont portées par les transformations affectant deux variables : l'efficacité énergétique et l'intensité carbone de l'énergie. La réduction drastique de cette dernière s'obtient par la décarbonisation quasi complète du mix électrique (-93% entre 2010 et 2050), l'électricité de surcroît entrant dans une proportion accrue dans la consommation finale d'énergie.

Les effets de la « décarbonisation profonde » sur le PIB figurent parmi les variables renseignées et discutées par les équipes du projet. Sur le temps long – l'horizon 2050 – les politiques de décarbonisation placent les pays sur des trajectoires de PIB similaires aux trajectoires historiques observées : les pays de l'OCDE croissent à une moyenne de 1 à 2% par an, tandis que les pays émergents (à l'exception de l'Inde partie d'un niveau de PIB/tête faible par rapport aux autres émergents) connaissent un taux de croissance situé entre 3 et 5% (figure 25).

Ces chiffres nous disent que l'économie bas carbone est compatible avec les performances de croissance contemporaines et les scénarios à moyen terme établis dans des économies fossiles où le changement climatique ne causerait aucun dommage. La conclusion est que la décarbonisation est compatible avec la croissance – mais que cette croissance, en France et en Europe, ne sera pas au-

delà des valeurs que nous connaissons en moyenne depuis dix ans. Une révolution sans catastrophe et sans miracle, en somme, à l'aune de cette seule variable qu'est le PIB. Les taux de croissance en France, dans les simulations, évoluent entre 1,2% et 1,5% par an selon les décennies.

Figure 25: Taux de croissance du PIB/tête dans des trajectoires compatibles avec l'objectif de 2°C

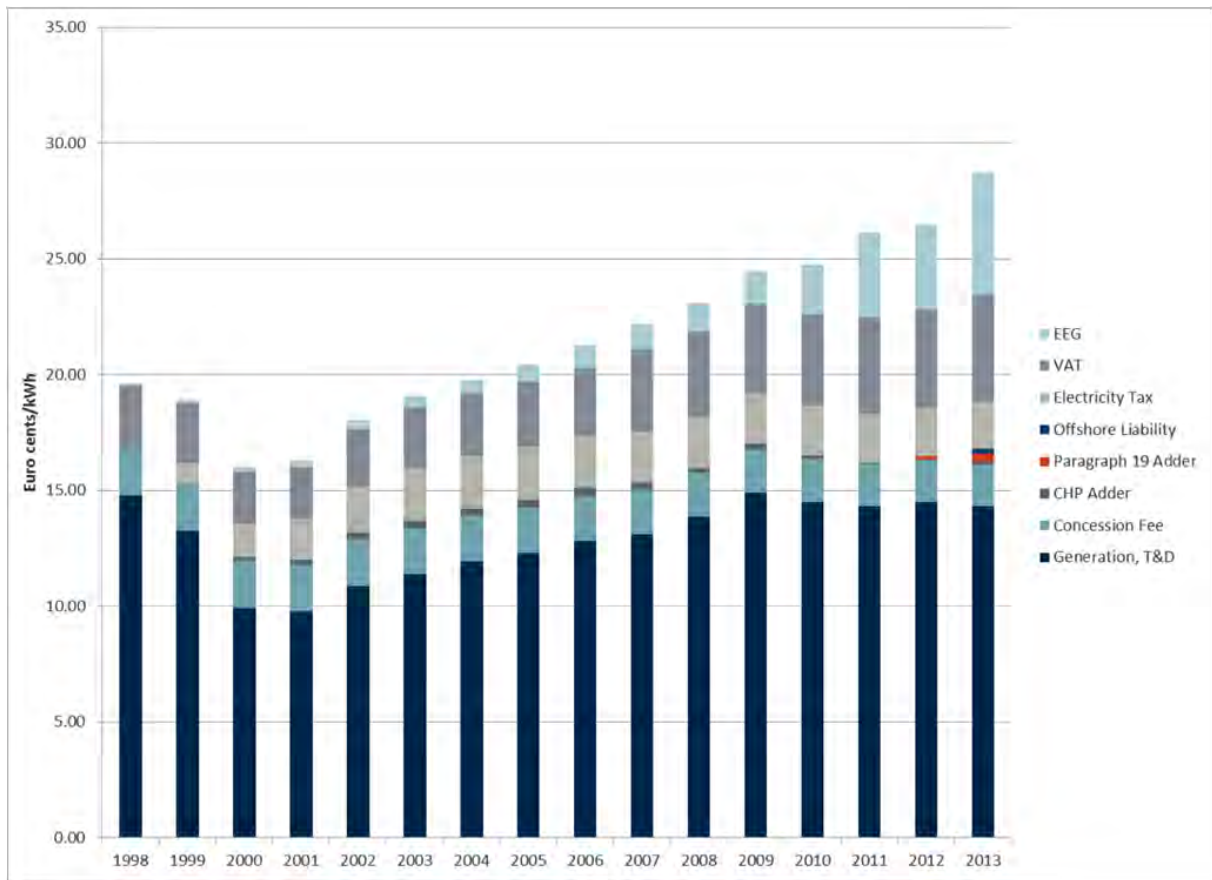


Source : DDP - Deep Decarbonization Pathway (2015).

Isoler l'effet des seules énergies renouvelables, quand on sait que l'effet de l'ensemble de la décarbonisation est neutre sur la croissance, n'a dans ces conditions pas grand sens, pour ne pas dire pas grand intérêt. Les politiques de soutien aux renouvelables ne créeront pas les points de croissance qui manquent à l'Europe actuellement. Lui nuiront-elles éventuellement ? Une critique de ces politiques réside dans leurs possibles effets négatifs sur la compétitivité, via une hausse du prix de l'électricité.

L'effet des politiques de soutien sur les prix de détail varie selon les pays. Dans le cas allemand, choisi ici parce que volontariste (et donc affirmant son ambition de puissance *soft*), ces politiques (EEG dans l'acronyme allemand) ont représenté un surcoût pour le consommateur de 10 €/kWh entre 1998 et 2014, équivalant à environ la moitié de la hausse de la facture énergétique pour un ménage type de 3 personnes (figure 26). Les tarifs d'achat ajoutent donc une hausse à une hausse lui pré-existant. Par ailleurs, il convient de noter que dans le surcoût de 6,24 €/kWh en 2014, seule la moitié environ relève d'un soutien public « pur ». 24% et 20% sont des transferts de charge, vers les ménages, compensant la baisse des prix de gros provoquée par le surcroît d'électricité produite mise en réseau et les déductions accordées à certaines industries exposées à un risque de perte de compétitivité. Celles-ci ont en réalité profité du dispositif de soutien aux renouvelables en s'approvisionnant à moindre coût auprès du marché de gros (SEIA, 2015).

Figure 26 : Moyenne du tarif résidentiel pour un ménage de 3 personnes consommant 3500 kWh d'électricité par an (2012)



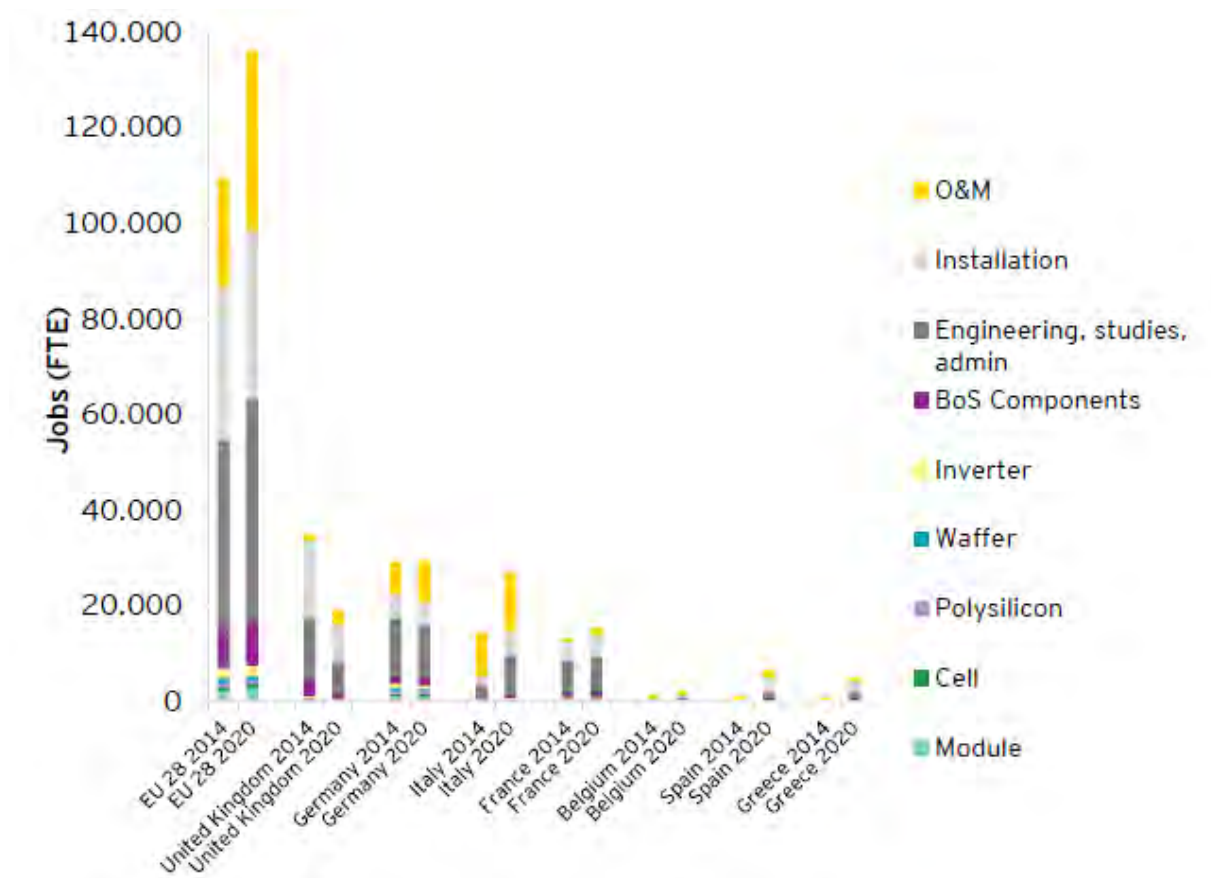
Source : SEIA (2015)

Les effets sur l'emploi ne sont pas plus spectaculaires – ce qui ne signifie pas, comme précédemment, qu'ils doivent être tenus comme dérisoires et impropres à nourrir le débat public (figure 27). Dans le cas du solaire, les estimations des emplois directs de la filière créés par les politiques de soutien sont de l'ordre de 100000 dans l'UE28 selon les estimations de SolarPower Europe (2015b). Rapporté aux 242 millions d'actifs et aux 22 millions de chômeurs, c'est évidemment peu – respectivement 0,04% et 0,45%. Rapportés aux 15 milliards de soutien public accordée au secteur du photovoltaïque, il en coûte 150000 euros par emploi créé.

Il convient d'apporter deux remarques. Si les performances sur le volume de l'emploi sont faibles et la performance-coût élevée, un argument mis en avant réside dans la sécurité des emplois créés. Non-échange (*non-tradable*) au sens économique du terme, ils se rencontrent pour l'essentiel dans des activités à l'abri de la mondialisation – installation, maintenance, marketing. Ils ne constituent donc pas un réservoir d'emplois industriels indubitable.

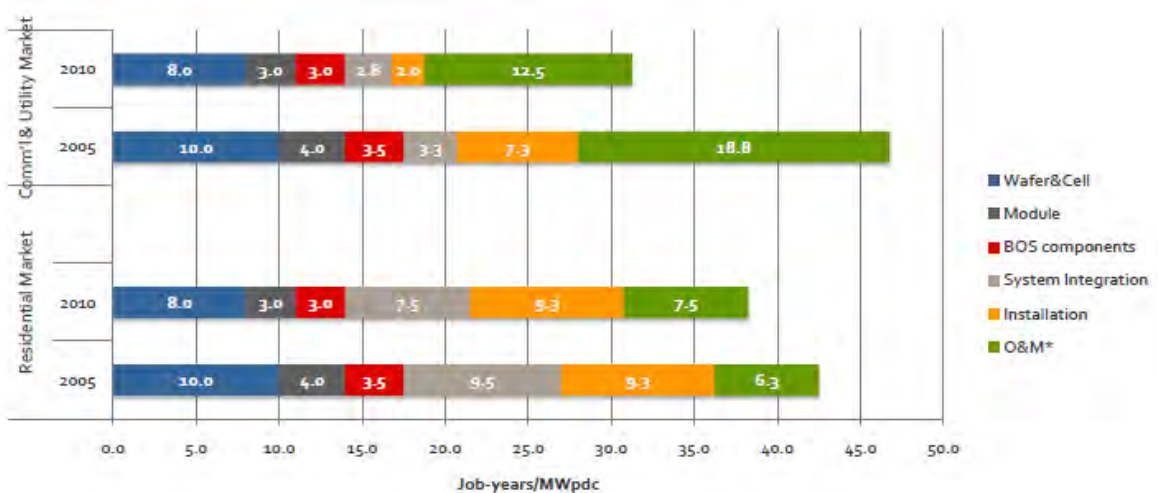
Un dernier argument excitant d'effets positif sur l'emploi réside dans les comparaisons de l'intensité en travail entre sources d'énergie électrique – les énergies renouvelables étant plus intensives en travail que les énergies conventionnelles dans les maillons des filières situés en Europe. Si l'argument est exact, il doit être nuancé par le fait que cette intensité s'érode au cours du temps (Navigant consulting, 2012 et figure 28).

Figure 27: Nombre d'emplois directs et indirects induits par les politiques de soutien dans la filière solaire en 2020, direct and indirect, by step of the value chain.



Source : SolarPower Europe (2015b)

Figure 28 : Intensité en travail de la filière photovoltaïque, 2005 et 2010 (emploi-an/MW)



Source: Navigant

3. Les avantages de la course en tête

Le cas de l'éolien terrestre et off-shore contraste par bien des aspects avec celui du solaire au silicium et permet de tirer des leçons complémentaires à celles dégagées dans ce dernier. L'avance technologique et industrielle de l'Europe s'y rencontre tout au long de la chaîne, et si la Chine parvient à maîtriser les technologies indispensables à la fabrication d'éoliennes « made in China » et à conquérir en moins de cinq ans le marché intérieur chinois, la pénétration du marché européen reste marginale et la dépendance technologique pour certains composants des nacelles élevée.

Les pays européens pionniers dans la production d'éoliennes conservent un avantage technologique dans les composants de valeur ajoutée élevée de la filière. Avec le renfort de politiques publiques bien conçues que nous abordons dans le prochain chapitre, cet avantage pourrait être maintenu sinon renforcé dans le court et moyen terme. Dans le cas de la filière éolienne *offshore*, les avantages potentiels de l'Europe n'ont pas été convenablement exploités. Il serait souhaitable d'augmenter la coopération entre les pays membres de l'UE, qui ont souvent des compétences complémentaires, afin de renforcer leur position stratégique dans l'industrie éolienne mondiale et diffuser les gains de la croissance verte à des pays plus récemment actifs dans ce secteur – ainsi de la France. L'idée d'un "airbus de l'éolienne offshore", loin d'être un slogan politique un peu vague, est apparu de lui-même dans nos entretiens avec des cadres techniques du secteur. Un potentiel élevé selon nos enquêtes existe à l'exportation des technologies et savoir-faire dans les principaux marchés de l'éolien offshore, comme la Chine.

Grâce à la barrière naturelle que constituent la dimension de certains composants des éoliennes (pâles, larges turbines, mâts) et l'impossibilité de faire voyager celles-ci en conteneurs, une part de la valeur ajoutée et de l'emploi est captive du territoire où les turbines sont déployées. Cette particularité renforce l'attrait de politiques publiques incitatives pour la production ou le déploiement – les effets des politiques de soutien sont en quelque sorte naturellement territorialisées. En conséquence, l'Union Européenne et la France ont-elles tout intérêt à orienter leur politique à la fois sur les segments à haute et basse valeur ajoutée dès lors que ces dernières ne sont pas mondialisables/mondialisées. Par les caractéristiques dimensionnelles de ses composants principaux, le marché des éoliennes, de surcroît offshore, infirme l'hypothèse de Samuelson énoncée plus haut.

Une part élevée de la valeur ajoutée est produite et captée par des activités non industrielles – activités de service en amont et en aval de la chaîne. Ici encore des perspectives d'accroissement du volume des emplois associés existent, lesquelles dépendent d'objectifs de déploiement de long terme prévisibles et crédibles. Signalons que dans le cas Français, le développement d'une filière complète de classe mondiale est, dans cette perspective, une priorité.

Un protectionnisme et une "préférence nationale" cachés sont pratique courante parmi tous les grands pays leaders dans l'éolien. Sous la forme, le plus souvent, de contenu local (*local content requirement*) ces pratiques constituent une barrière à l'entrée pour les entreprises éoliennes Européennes dans quelques marchés clefs (Etats-Unis, Chine, Brésil) – y compris à l'intérieur de l'Europe dans l'accès au marché d'Etats membres. Le gain en emploi et valeur ajoutée domestiques ne semblent pas suffisants pour justifier ces pratiques au regard du coût pour les consommateurs et les contribuables soucieux d'atteindre des objectifs d'atténuation à moindre coût. Des dialogues bilatéraux pourrait réduire l'occurrence de ces politiques "court termistes". A un niveau pluri-latéral,

la France et les pays Européens pourraient joindre et renforcer l'agenda d'un accord sur le commercial des énergies durables (Sustainable Energy Trade Agreement).

Le marché de destination des biens et services de l'éolien européen reste l'Europe. Même dans la perspective d'un approfondissement de la mondialisation avec la réduction des derniers obstacles au commerce existants entre l'Europe et ses pays partenaires, la barrière naturelle que constitue la taille des composants limite les perspectives de commerce longue distance (comparativement à l'auto-provisionnement) – la taille du marché européen et son évolution potentielle faisant de celui-ci le premier marché cible pour les firmes européennes. Dans cette filière plus que dans toute autre filière d'énergie renouvelable semble-t-il, les co-bénéfices entre création de valeur industrielle et non-industrielle domestique, création d'emploi, et atténuation à moindre coût semblent justifier une stratégie volontariste de développement de champions européens.

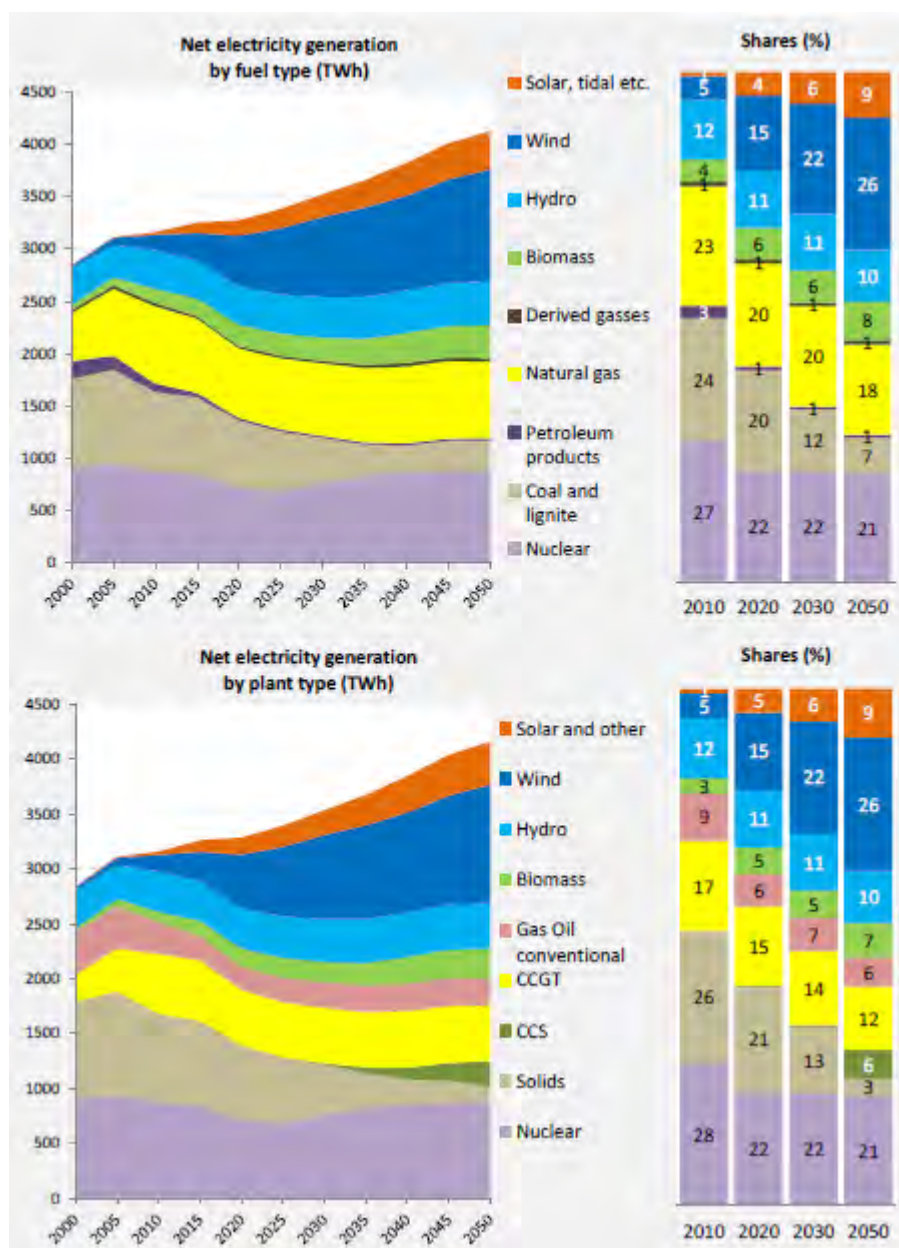
4. Implications pour 2030

L'Agence Internationale de l'Energie, la Commission Européenne, les syndicats européens des énergies renouvelables (SunPower Europe, EWEA) produisent des scénarios de croissance de la production d'électricité renouvelables à différents horizons. Les scénarios de l'AIE et de la Commission sont plus conservateurs - sans surprise, que ceux des syndicats européens. Dans son scénario de référence, la Commission (CE, 2013) évalue par exemple à un peu moins de 50% la contribution des énergies renouvelables à la production européenne d'électricité en 2050 (figure 29), quand l'EWEA affirme dans ses projections qu'il est possible de mettre en place en Europe au même horizon un réseau électrique capable de distribuer une électricité 100% renouvelable produite pour moitié par des éoliennes. Le scénario de l'EWEA, quoiqu'indubitablement partisan, a cet intérêt de visualiser le changement radical qu'implique l'objectif de décarbonisation profonde du mix électrique (figure 30). Le scénario de référence de la Commission Européenne tire les tendances des engagements européens tenus pour acquis à l'horizon 2020. Il est une « référence » en ce sens qu'il appelle au développement de scénarios de décarbonisation permettant à l'Europe d'atteindre son objectif d'une limitation des émissions de 80% à 95%.

Les scénarios de l'AIE, de la Commission Européenne, comme ceux de l'EWEA et de SunPower Europe, reposent sur une idée commune et consensuelle aujourd'hui : l'efficacité-coût des réductions d'émission est la plus élevée dans le secteur électrique, il faut donc substituer autant que possible les sources d'énergie fossile par des sources électriques. Electrification et décarbonisation vont de pair et contribuent tout ensemble, à côté d'une réduction de la consommation d'énergie, à la décarbonisation des économies

Cette idée est développée au sein du projet *Deep Decarbonization Pathway* de l'IDDRI, conjointement à 16 équipes nationales réparties dans différents pays (encadré «3»). Les scénarios DDP présentent l'intérêt d'être cohérents d'un point de vue économique – ils ne sont pas des extrapolations de tendances sectorielles comme peuvent l'être ceux des syndicats d'énergie renouvelable européen – et non partisans, en ce sens qu'ils ne privilégient pas une source d'énergie à une autre. Ils ont cet intérêt supplémentaire pour notre étude de dessiner aux horizons 2030 et 2050 les possibles évolutions de la course aux technologies vertes, pour peu que l'on y cherche les manifestations de la puissance présentées dans notre premier chapitre (figure 31).

Figure 29 : Scénario de référence de la Commission Européenne (CE, 2013). Production d'électricité dans l'UE en 2050.

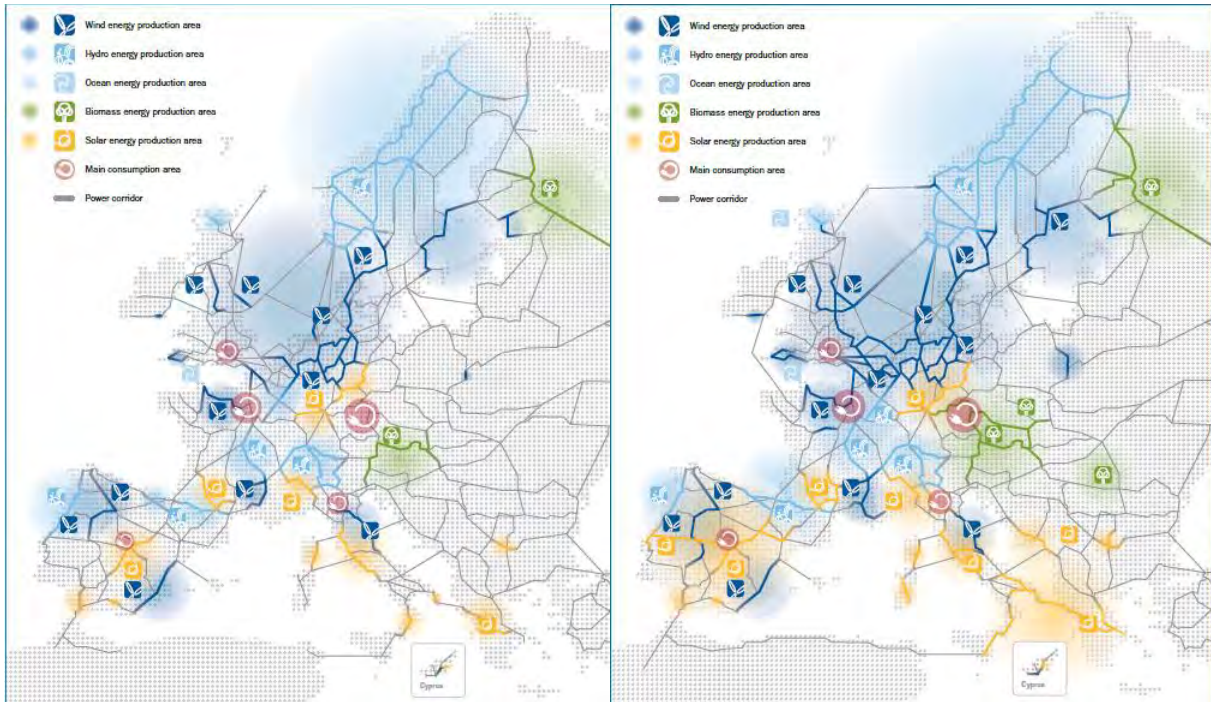


Source : CE (2013).

Figure 30 : Le réseau électrique européen 2020, 2030, 2040, 2050 selon l'EWEA dans l'hypothèse d'un mix électrique 100% renouvelable en 2050

2020

2030



2040

2050

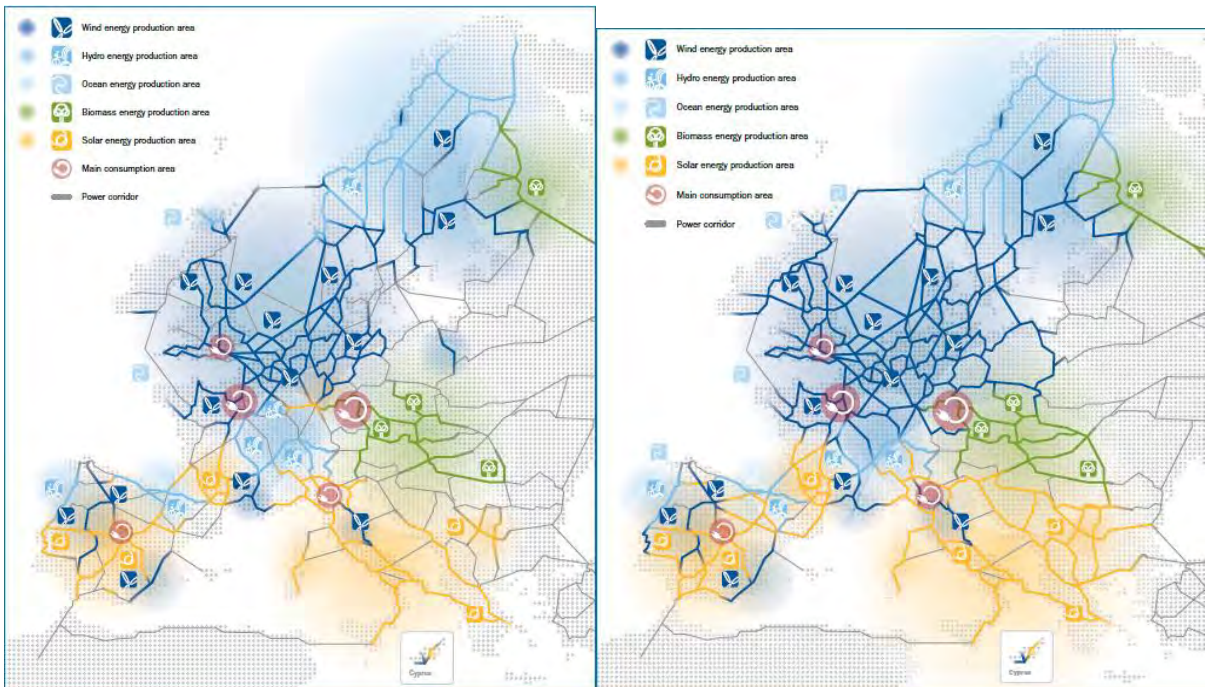
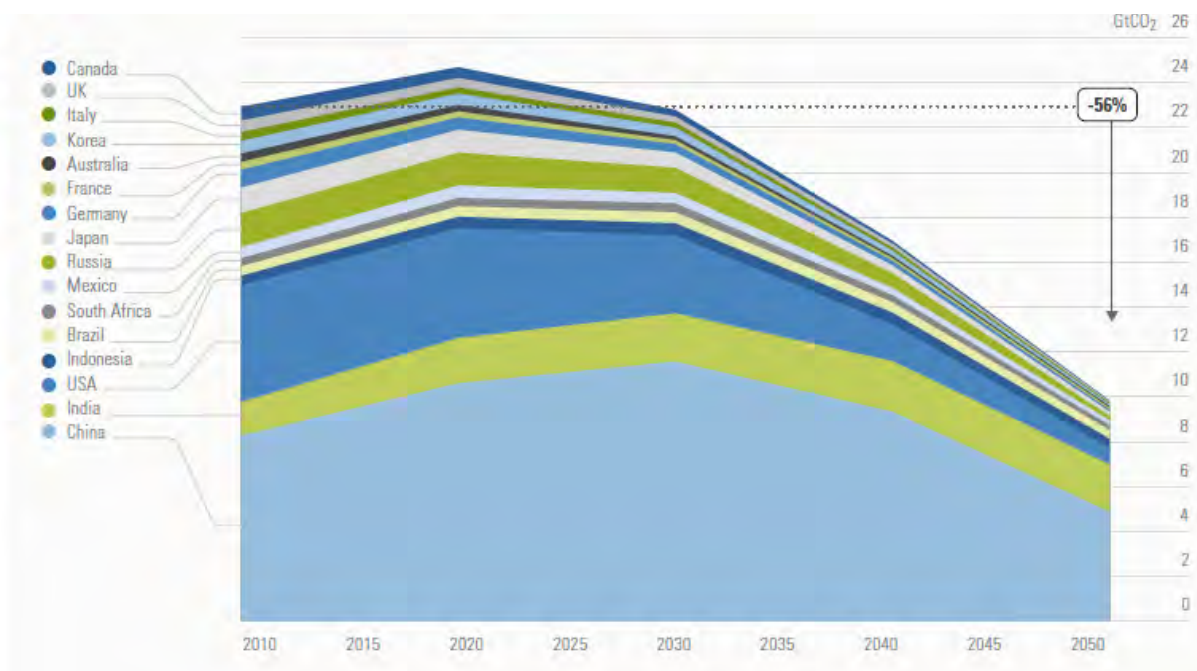


Figure 31 : Trajectoires d'émission de CO2 (énergie) 2010-2050 des 16 pays du projet DDP (scénarios les plus ambitieux conduisant à une baisse de 56%)



Source : EWEA (2011)

4.1. Leçons des scénarios de décarbonisation profonde

La décarbonisation profonde consiste à remplacer des technologies inefficaces, intensives en carbone, par des technologies efficaces et bas carbone produisant les mêmes (voire de meilleurs) services énergétiques. Les scénarios du projet DDP retiennent un même « point d'arrivée » par pays qui est de 2 tonnes de CO₂ par tête maximum, et ce pour les 16 pays considérés dans le projet.

La répartition entre énergies est donnée tableau 8. Le déploiement cumulé de systèmes de production d'électricité solaire atteint 3800 GW ; et il dépasse les 4100 GW pour l'éolien. Il est supposé dans les scénarios que tous les pays s'engagent dans la décarbonisation, de sorte qu'une demande pour des technologies bas carbone s'y rencontre – demande que satisfait l'offre, dans un cercle vertueux de hausse de la production et de baisse des coûts, laquelle favorise la demande et ainsi de suite. Le point de bascule ou "tipping point" dans ce processus survient lorsque les coûts de la génération d'électricité solaire et éolienne pas sous celle de l'électricité charbon (puis du gaz).

Tableau 8 : Production cumulée d'unités décarbonées – 16 pays du projet DDPP

Technology		2010	2020	2030	2040	2050
Electric Generation Capacity						
Coal w/ CCS	GW	0	3	36	160	362
Fuel Oil w/CCS	GW	0	0	1	1	2
Natural gas w/ CCS	GW	0	12	93	342	798
Nuclear	GW	2	53	259	632	1053
Hydropower	GW	8	190	425	624	813
Wind-Onshore	GW	13	315	1064	2174	3511
Wind-Offshore	GW	1	29	100	268	616
Solar PV	GW	11	275	823	1752	3254
Solar Thermal	GW	0	10	90	294	598
Biomass	GW	1	26	105	221	370
Geothermal	GW	0	4	27	61	97
Fuel Production Capacity						
Hydrogen Production - Steam Reformation	EJ	0	0	0	0	1
Hydrogen Production - Electrolysis	EJ	0	1	5	13	20
Power-to-Gas Production	EJ	0	0	1	2	4
Biorefinery - Ethanol	EJ	0	2	4	7	9
Biorefinery - Diesel	EJ	0	4	10	18	28
Biogas Production - SNG	EJ	0	4	10	20	32
Alternative vehicles						
Electric Vehicle	Million	0	32	134	333	650
Plug-in Hybrid Electric Vehicle	Million	0	12	75	206	375
Hydrogen Fuel Cell Vehicle	Million	0	3	31	102	221
Compressed Pipeline Gas Vehicle	Million	1	12	27	64	121
Liquefied Pipeline Gas Vehicle	Million	0	5	16	25	34
Hydrogen Fuel Cell Vehicle	Million	0	0	4	27	104

* The values in this table represent total number of units produced over the period, and exclude retirement of worn-out units.

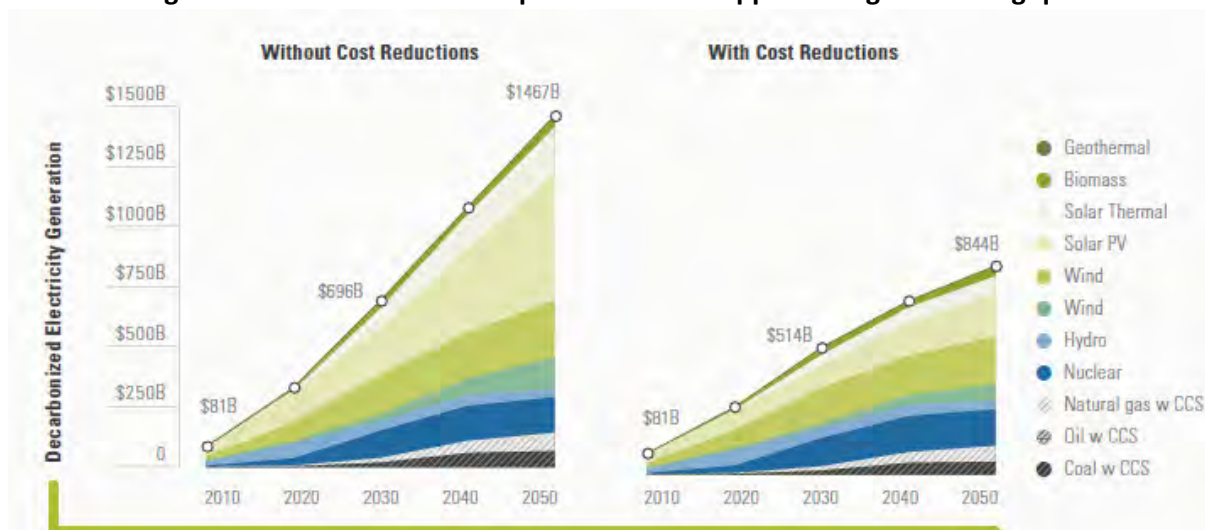
DDPP (2015, p. 33)

« History has shown that technology costs tend to decrease as a function of cumulative production, as technologies mature and capture economies of scale, and learn more efficient production methods from experience” écrivent les auteurs (DDPP, 2015, p.34). “Applying historically-based assumptions about technological learning to key low-carbon technologies for power generation, fuel production and transportation shows that dramatic reductions in the cost of these technologies can be expected at the scale of production required by the country DDPPs, relative to the cost without learning” (DDPP, 2015, p.34).

La décarbonisation profonde est donc un processus porté par les effets d'échelle et d'apprentissage, dont on a vu qu'ils sont des instruments caractéristiques mobilisés par ou par la puissance (figure 32).

La décarbonisation profonde est également un processus intensif en investissement et en innovation – investissement pour le déploiement jusqu'à passer le « point de bascule » et provoquer un processus auto-entretenu conduisant les prix à la baisse. Le déploiement de masse se « paye » jusqu'au point de basculement –la parité réseau –et devient profitable ensuite à tous les acteurs de la filière, capables de satisfaire à moindre coût la demande d'électricité.

Figure 32 : Investissements requis avec et sans apprentissage technologique



DDPP (2015, p.35). A gauche, les investissements annuels requis pour une décarbonisation de l'électricité sans apprentissage technologique, à droite, les investissements annuels *avec* apprentissage technologique induit au sein des filières.

Atteindre l'objectif de 2° et réduire les émissions de CO₂ du secteur énergétique de 56% entre 2010 et 2050 requiert un flux annuel d'investissement d'une ampleur supérieure au flux actuel. Les besoins d'investissement brut « bas carbone » s'établissent à environ 1,2% du PIB pour les pays de l'étude. Avec des investissements totaux représentant aujourd'hui environ 20% du PIB, les besoins d'investissement « bas carbone » représentent ainsi 7% des investissements totaux, ce qui est à la fois élevé par rapport au niveau actuel, mais possible au regard des investissements totaux des différentes économies. **L'investissement, autre arme de la puissance, est aussi un composant essentiel de la décarbonisation.** Même si une clef se trouve dans l'allocation des flux d'investissements, autant voir davantage que dans leur accroissement au regard direct des besoins.

Tableau 9 : Investissements annuels dans des technologies bas carbone clés – 16 pays du projet DDPP

		2020	2030	2040	2050
Annual investments in the 16 DDPP scenarios (B\$)	Low-carbon power generation	270	514	701	844
	Low-carbon fuel production	57	117	124	127
	Low-carbon transport vehicles (passenger+freight)	157	333	626	911
	Total (Billion US \$)	484	963	1452	1882
Annual investments in low-carbon technologies as a share of GDP (%)		0,8%	1,2%	1,3%	1,3%

Source: DDPP (2015, p. 36)

Les scénarios DDP montrent enfin que la coopération internationale pour la recherche, le développement, la démonstration et la diffusion (RDD&D) est absolument indispensable à la diffusion de masse des technologies bas carbone requises par l'objectif de 2°. Beaucoup de ces technologies sont aujourd'hui disponibles mais elles requièrent alors un déploiement beaucoup plus ample pour que se réduisent leur coût grâce aux effets d'échelle et d'apprentissage. D'autres technologies ne sont pas matures et donc au stade de la R&D. Une des conclusions importante des scénarios DDP est que le passage de la R&D à la RDD&D ne pourra se faire que de manière coordonnée, vue l'ampleur des besoins de technologies déployées et commercialement viable dans des termes rapprochés.

Les activités de capture et stockage du carbone en fournissent un bon exemple. Elles entrent dans les scénarios DDP comme dans ceux de la Commission et de l'AIE. Mais il faut achever la phase de démonstration au plus vite pour entrer dans une phase commerciale à croissance rapide dans les années 2020. Cela est impossible sans une réduction rapide des coûts. Sans politiques volontaristes et coordonnées des Etats – via un prix du carbone notamment, mais également en matière de RDD&D, on voit mal comment la baisse des coûts pourra être obtenue dans des délais aussi rapprochés. La coordination – qui n'est pas forcément la coopération – est un élément indispensable du franchissement des points de basculement dans des horizons compatibles avec l'ambition de 2°C.

4.2. De la *green race* à la décarbonisation profonde : quelles conséquences sur la puissance ?

L'objectif auquel a souscrit l'UE – réduire la hausse de la température à 2°C et si possible 1,5°C par rapport au niveau pré-industriel – rend nécessaire une décarbonisation profonde des économies les plus émettrices aujourd'hui, ou appelées à figurer parmi les plus émettrices dans des scénarios *business as usual*. Cette décarbonisation profonde, selon notre lecture des scénarios du projet *Deep Decarbonization Pathway*, prolonge la course à la puissance que nous avons décrite dans les premiers chapitres. La décarbonisation magnifie, en quelque sorte, les instruments de la puissance en reposant sur l'exploitation des économies d'échelle et des effets d'apprentissage technologique, en requérant de nouveaux investissements, de l'innovation, et à l'identique de ce que l'on a pu observer avant la « guerre du solaire » entre l'Europe et la Chine, en impliquant une production et une diffusion de masse sur injonction de la puissance publique jusqu'à franchir le point de basculement – la parité réseau, pour le dire vite.

Les scénarios DDP, pas plus que ceux de l'AIE, de la Commission Européenne ou des syndicats européens d'énergie renouvelable ne sont conçus pour établir qui, de l'Europe et de ses pays partenaires, profitera le plus des trajectoires simulées pour projetées. L'inaction coûtant plus cher que l'action, par hypothèse, chaque pays se trouve en meilleure situation après qu'avant décarbonisation, que celle-ci soit profonde comme dans le cas DDP, ou légère comme dans les scénarios de référence de la Commission Européenne. Les gains relatifs entre pays, et notamment les gains de puissance, ne sont pas l'objet de ces études. Il est par ailleurs acquis que l'Europe n'a pas d'autre choix que de mener par l'exemple pour exercer son *soft power*, et tenir ses engagements. La décarbonisation est donc bonne pour tous les pays, à l'aune des valeurs moyennes de variables économiques, environnementales, et sanitaires, même si des perdants se rencontrent à l'intérieur de ceux-ci.

Nous tentons dans le tableau 10 de synthétiser les effets relatifs entre l'UE et la Chine de la *green race* et d'évaluer les ceux découler d'une transformation, d'un prolongement de la *green race* en une *deep decarbonization*. L'investissement, qui est à la fois une manifestation de la puissance (chapitre 1) et un instrument de celle-ci (chapitre 2) apparaît comme instrument dans le tableau, pour en simplifier la lecture. Notre évaluation est qualitative et repose sur notre lecture, l'analyse qui précède, et les entretiens conduits pendant l'étude.

Tableau 10: la mobilisation des instruments de la puissance, de la green race à la décarbonisation profonde

Instruments de la puissance	Mobilisation observée dans la green race (2000-2015)	Gain relatif de puissance	Mobilisation dans la décarbonisation (DDP) (2015-2050)	Gain relatif de puissance	Commentaires
Politiques publiques et investissements	Oui	Chine	Oui	Chine	L'incertitude européenne sur les modalités 2030 Les tendances d'investissement observées
Effets d'échelle et d'apprentissage	Oui	Chine	Oui	Neutre	Les effets d'apprentissage sur le PV limités. Effets d'échelle sur l'éolien (modulation) recherchées par les firmes européennes Effet d'apprentissage possible en conséquence pour les firmes chinoises
Transferts de technologie par le commerce	Oui	Chine	Non mentionné	Chine	Le commerce profite au <i>late-mover</i>
Ecosystème d'innovation	Oui	Chine	Oui	Europe	Ecosystème chinois inadapté aux besoins de R&D et RDD&D

En prolongeant les tendances d'investissement actuels entre régions, et en gardant en tête l'incertitude autour de la mise en œuvre de stratégies nationales des pays membres de l'UE pour atteindre l'objectif non contraignant d'une part de 27% d'énergie renouvelable en 2030 dans la consommation d'énergie, la Chine est la puissance dominante à l'aune de l'usage du premier instrument.

La mobilisation des effets d'échelle et d'apprentissage conduit à des résultats plus équilibrés. La Chine est arrivée au bout du solaire, si l'expression a un sens – les effets d'échelle et d'apprentissage y sont aujourd'hui limités. Les firmes européennes en revanche, à l'instar de Siemens, recherchent un fractionnement des filières, une modularisation plus poussée qu'elle ne l'est actuellement, afin de satisfaire à la demande de masse d'éoliennes devenues des *commodities* grâce à l'exploitation d'économies d'échelle. Les effets d'apprentissage qui en découleraient profiteraient à la Chine, selon l'exemple du solaire durant la dernière décennie.

L'écosystème de l'innovation en Chine ne paraît pas en mesure de satisfaire aux besoins de R&D, et RDD&D, comme nous l'avons souligné dans le chapitre précédent. Ce que la Chine a réussi de son fait sur des technologies datées - la production de masse d'une commodité, le panneau solaire silicium, avec effets d'apprentissage fournisseurs-clients – ne pourra être reproduit à l'identique dans l'exemple de l'éolien on shore ou off-shore au regard des progrès technologiques attendus et du rythme de ceux-ci. Les activités de production de module ne devraient pas lui permettre de pouvoir livrer clef en main les éoliennes conçues en Europe, ni de capturer la majorité de la valeur ajoutée.

Reste la variable commerce. L'échange dans la green race comme dans la décarbonisation profonde profite au « late mover » - le transfert de technologie se fait toujours par définition depuis le vendeur vers l'acheteur. En important les produits intermédiaires européens, en acquérant des licences, en apprenant-en-faisant par les relations fournisseurs-clients, la Chine profitera du commerce sans doute davantage que n'en profitera l'Europe à l'aune du transfert de technologie.

Tout cela valide-t-il davantage la thèse du sourire de l'OCDE, ou de la « grimace » de Samuelson et Krugman ? Notre réponse est que jusqu'à aujourd'hui, la green race a profité au climat, d'abord, en s'inscrivant dans une perspective inéluctable ; ensuite, elle a conféré davantage de puissance à la Chine qu'à l'Europe, par l'étendue des instruments mobilisés. Le sourire, qui est une photographie, n'est pas complètement avéré dans la mesure où les firmes chinoises ont su apprendre, intégrer les segments amonts et avals et gagner des parts de marché dans les parties extrêmes du sourire.

Pour autant rien dans nos entretiens ne justifie des mesures de relocalisation de la valeur ajoutée industrielle par des instruments tels que le droit douane, les avantages comparatifs de l'Europe dans la R&D et la RDD&D justifiant de consacrer à celles-ci des moyens croissants et bien plus élevés que ceux consentis actuellement. Les gains de puissance, dans notre tableau, restent relatifs, et conditionnés par la capacité de l'Europe à mobiliser sur son territoire les instruments plus pacifiques et plus efficaces que sont les rendements d'échelle et des politiques énergétiques claires, ambitieuses, et coordonnées. Le concurrent de l'Europe à l'horizon 2030 semble bien moins être la Chine que l'Europe elle-même.

Enfin, des exercices tels que le DDP gagneraient à être assortis de scénarios détaillés par filière des évolutions possibles de la valeur ajoutée. La localisation géographique de celle-ci, de même que les emplois attachés à chaque maillon de la filière, sont des données requises dans le débat public. La

green race, comme la décarbonisation, créent des gagnants et des perdants. La mobilisation des premiers et la compensation des seconds sont nécessaires au bon déroulement du processus d'ajustement rapide vers la décarbonisation. Si une connaissance approfondie de l'état de l'innovation – qualité des brevets, innovation hors brevet – en Chine est requise pour anticiper le sort et l'identité des perdants à l'avenir, il en va de même de la connaissance de la répartition de la valeur et de l'emploi, celle-ci de surcroît permettant de confirmer s'il y a lieu le bien-fondé de la décarbonisation.

Le premier champ – l'évaluation de la production d'un écosystème d'innovation – engage la recherche, pour ses parties les plus méconnues, et pour le reste, selon nos entretiens, relève de l'activité décentralisée du marché – ce sont les entreprises qui connaissent le mieux leur propre secret industriel et devinent éventuellement ceux de leurs concurrents. L'intelligence économique, telle que rassemblée par la D2IE, sans être inutile, nous paraît moins nécessaire qu'une veille sur la répartition de la valeur et de l'emploi au sein de filières « stratégiques » de la décarbonisation.

Conclusion

En 2012, le Parlement européen publie un rapport sur l'UE et la Chine, intitulé *L'échange inégal ?*, où il rappelle que « le commerce entre l'Union et la Chine a connu une croissance rapide et continue ces 30 dernières années, [...] culminant à 395 milliards EUR en 2010 [et que] le commerce bilatéral accuse un déséquilibre en faveur de la Chine depuis 1997, ce déficit [...] s'élevant en 2010 à 168,8 milliards EUR contre 49 milliards en 2000 » Le texte se poursuit ainsi : « la valeur ajoutée des exportations chinoises est très limitée après soustraction de la valeur des composants importés de l'Union et d'ailleurs ; [et] les sociétés étrangères installées en Chine réalisent près de 85 % de l'ensemble du commerce d'exportation découlant des activités d'assemblage » (Parlement européen, 2012).

Le creusement rapide du déficit commercial de l'UE vis-à-vis de la Chine pour les panneaux et cellules PV a joué un rôle déterminant dans l'initiative antidumping de la Direction générale du commerce (DG Trade) de la CE contre les importations de panneaux solaires chinois. L'addition des soldes des échanges pour le silicium, les wafers, les panneaux, cellules et inverseurs PV fait apparaître un déficit moyen de l'UE vis-à-vis de la Chine de 10 milliards EUR entre 2008 et 2011 – contre un excédent cinq ans auparavant. L'ampleur de cette dégradation et la rapidité avec laquelle elle s'est concrétisée rappellent des scénarios observés dans le secteur du textile et de l'habillement en janvier 2005, date de l'expiration de l'Accord multifibres (AMF) : la position commerciale de l'UE vis-à-vis de la Chine s'est alors brusquement et fortement détériorée.

Mais deux différences majeures demeurent : dans le cas du photovoltaïque, aucune réduction des droits ni suppression de quotas n'explique la brusque envolée des importations de l'UE depuis la Chine ; et la valeur symbolique des modules photovoltaïques – décrits à tort comme des produits high-tech de la « troisième révolution industrielle », produits high-tech dont l'importance a été soulignée par le président de la Commission, José Manuel Durão Barroso¹⁸ – est bien évidemment supérieure à celle de sous-vêtements féminins. La nature emblématique du PV cristallise également des attentes

¹⁸ Conférence sur l'énergie de Loyola de Palacio, "Europe's energy policy and the third industrial revolution", Madrid, 1^{er} octobre 2007 (http://europa.eu/rapid/press-release_SPEECH-07-580_en.htm).

en matière de création d'emplois « verts » au sein de l'UE et donc d'inversion du déclin de l'emploi manufacturier dans l'UE – un traumatisme particulièrement douloureux en France même si, jusqu'ici, la filière PV n'a reçu que très peu de soutien de l'État.

L'équation peut être posée de la manière suivante : les forces du marché mondial sont-elles toujours à l'origine de l'innovation et de sa diffusion, conformément aux descriptions des manuels d'économie ou bien le *syndrome de Samuelson* que nous avons décrit dans ce chapitre est-il à l'œuvre, qui veut que les transferts massifs de technologie/l'imitation vers/dans une Chine tardivement convertie aux technologies vertes entraînent une érosion du revenu réel dans les pays qui, comme les États-Unis ou l'UE, ont été des précurseurs en la matière et, de ce fait, y réduisent l'innovation ? Si tel était le cas, alors la division du travail défendue par le Premier ministre chinois, selon qui « le 'conçu en Europe' va de pair avec le 'fabriqué en Chine' et les technologies européennes s'appliquent au marché chinois », ne produirait plus de « résultats étonnants » étant donné le manque d'activité sur le front du « conçu en Europe ».

Rien dans nos résultats d'enquête et notre revue de la littérature ne nous permet de contredire la vision du Premier ministre chinois. Si la division du travail dans la chaîne logistique des renouvelables photovoltaïques et éolien est en train de connaître des ajustements qui voient les entreprises chinoises poursuivre leur intégration verticale, progresser dans la chaîne de valeur et accroître sensiblement leurs dépenses de R-D et leurs dépôts de brevets, rien dans ce mouvement ne paraît remettre en question les avantages comparatifs de l'Europe dans les segments à haute valeur ajoutées et/ou forte intensité en emploi naturellement protégé.

Un objectif de ré-industrialisation de l'UE via la fabrication des modules PV en silicium cristallin serait en conséquence, d'un point de vue strictement économique, un non-sens. En revanche, un objectif de création d'emplois protégés dans les segments aval des filières (parce que « non-tradable », ie en concurrence sur le marché international) et de poursuite de l'avantage technologique conquis dans les segments amonts en particulier en matière d'éolienne offshore paraît satisfaire aux trois critères de performances des technologies vertes que sont la production d'un bien à caractère public (atténuation des émissions de gaz à effet de serre), à fort contenu en emploi protégé de la concurrence internationale, et à forte valeur ajoutée.

Références des chapitres 1 à 3

Badie, B., Devin, G. 2007. Le multilatéralisme, nouvelle forme de l'action internationale. La Découverte. Paris.

Baldwin, R. (2012), "Global Supply Chains: Why They Emerged, Why They Matter and Where They Are Going", CEPR Discussion Paper, No. DP 9103. Center for Economic Policy Research. 2013. Global Trade Alert Database. Center for Economic Policy Research.

DDP - Deep Decarbonization Pathway. 2015. Pathways to Deep Decarbonization. SDSN and IDDRI. Paris.

De La Tour, A. et M. Glachant (2013), "How do solar photovoltaic feed-in-tariffs interact with solar panel and silicon prices? An empirical study", *Working Paper 13-ME-04*, Institut interdisciplinaire de l'innovation, avril.

De La Tour, A., M. Glachant et Y. Ménière (2011), "Innovation and International Technology Transfer: the Case of the Chinese Photovoltaic Industry", *Energy Policy*, 39(2), pp. 761-770.

De Melo, J. (2014). The Launch of an Environmental Goods Agreement: A Timid Agenda. Planet Policy, Brookings Institute, <http://www.brookings.edu/blogs/planetpolicy/posts/2014/07/15-environmental-goods-agreement-de-melo>.

Dedrick, J. and K. L. Kraemer (1999), "Compaq Computer: Information Technology in a Company in Transition", *CRITO Working Paper*, Center for Research on Information Technology and Organizations, University of California, Irvine.

Dunford, Kyoung Hoon Lee, Liu Weidong, Yeung, 2012. Geographical interdependence, international trade and economic dynamics: The Chinese and German solar energy industries. Mimeo.

EPIA (2012), *EPIA-market-report-2011*, Bruxelles.

European Commission (2013), The 2013 EU Industrial R&D Investment Scoreboard

European Commission. 2013. EU Energy, Transport and GHG Emissions. Trends to 2050. Reference scenario 2013.

European Commission. 2014. Subsidies and costs of EU Energy. Report by Ecofys.

EWEA. 2011. EU Energy Policy to 2050. Achieving 80-95% emissions reductions. EWEA. March 2011.

Frankfurt School-Unep-Bloomberg Energy Finance. 2015. Global Trends In Renewable Energy Investment. Frankfurt School of Finance & Management.

Gillingham, K., Sweeney, J. (2010) Market failure and the structure of externalities, in A. Jorge Padilla and Richard Schmalensee (eds) *Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems: Theory, Practice, Policy*, Resource for the Future Press: 69-92.

Glachant, M., Dechezleprêtre, A. 2016. What role for climate negotiations on technology transfer? Forthcoming, *Climate Policy*.

Glachant, M., Dussaux, D., Ménière, Y., Dechezleprêtre, A. (2013) Promoting International Technology Transfer of Low-Carbon Technologies: Evidence and Policy Perspectives. Study commissioned by the French Council of Strategic Analysis.

Hobday, Michael (1995) *Innovation in East Asia*. Cheltenham and Lyme: Edward Elgar.

Isoard, S., Soria, A. (2001) Technical change dynamics: evidence from the emerging renewable energy technologies, *Energy Economics* 23(6): 619-636.

Johnstone, J., Haščič, I., Watson, F. (2011) Methodological Issues in the Development of Indicators of Innovation and Transfer in Environmental Technologies. In OECD, *Invention and Transfer of Environmental Technologies*.

Junginger, M., W. v. Sark, et al. (2010). The experience curve approach: history, methodological aspects and applications. Technological Learning in the Energy Sector: Lessons for Policy, Industry and Science. M. Junginger, W. Sark and A. Faaij. Cheltenham, Edward Elgar: 90-104.

Lewis, Joanna I. 2007b. *A Review of the Potential International Trade Implications of Key Wind Power Industry Policies in China*. Beijing: Energy Foundation China Sustainable Energy Program.

Lewis, Joanna I. 2010. The evolving role of carbon finance in promoting renewable energy development in China. *Energy Policy* 38: 2875-2886.

Lewis, Joanna I. 2012a. Emerging Conflicts in Renewable Energy Policy and International Trade Law. In *Proceedings of the World Renewable Energy Forum*. Denver, CO.

Lewis, J.I (2013) *Green Innovation in China. China's Wind Power Industry and the Global Transition to a Low-Carbon Economy*, Columbia University Press, New York.

Lewis, J.I (2014) The Rise of Renewable Energy Protectionism: Emerging Trade Conflicts and Implications for Low Carbon Development, *Global Environmental Politics*, vol 14 (4), November.

Lewis, Joanna I., and Ryan Wiser. 2005. *A Review of International Experience with Policies to Promote Wind Power Industry Development*. Energy Foundation China Sustainable Energy Program.

National Science Board. 2012. *Science and Engineering Indicators 2012*. (NSB 12-01). Arlington, VA: National Science Foundation.

OECD (2011), *Invention and Transfer of Environmental Technologies*, Paris, OECD.

OCDE (2013), *Interconnected economies – benefiting from global value chains*, OCDE, Paris.

Park, Bun-Soon (2009) *Joongkook Kiup Daehaeboo (An Analysis of Chinese firms)* Seoul: Samsung Economic Research Institute (in Korean). Cité par Dunford et al. (2012).

Parlement européen (2012), *Rapport sur l'UE et la Chine : l'échange inégal ?*, Document de séance, Strasbourg, 20 avril.

REDP (China Renewable Energy Development Project) (2008), *Report on the development of the photovoltaic industry in China*.

REN21. 2013. *Renewables Global Status Report 2013*. Paris: REN21 Secretariat. Available from <http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21_GSR2011.pdf>.

Ruoss, D. (2007), "Global Photovoltaics Business and PV in Malaysia", *Envision report*.

Samuelson, P. (2004), "Where Ricardo and Mill Rebut and Confirm Arguments of Mainstream Economists Supporting Globalization", *The Journal of Economic Perspectives*, vol. 18, n° 3 (été), 135-146.

Shih, Stan (1996), "Me-Too is Not My Style", Acer Foundation, 136, Chinese Taipei.

Wei Zhao, Ruet, J. 2014. Chine: comment la transition économique redessine l'innovation. In Paugam, Tubiana, Pachauri (eds) *Regards sur la terre 2014 : les promesses de l'innovation durable*. Armand Colin. Paris : 343-355.

Xin Wang, Shuwei Zhang. 2016. Exploring linkages among China 2030 targets. *Climate Policy*. DOI:10.1080/14693062.2015.1124752

Chapitre 4

La course aux technologies vertes dans le secteur des énergies éoliennes

(chapitre en anglais)

Introduction

A by-product of international efforts to tackle climate change has been the emergence of a “green race” among governments: a competitive drive to capture a share of new markets for high-potential, low-carbon technologies. This issue has garnered all the more attention because of the macro-economic context in which it has emerged. Major emerging economies, such as China, Brazil and India, have tended to see export-led industrialization as central to their economic development strategies. As part of this process, these countries are keen to move up the manufacturing value chain and thus to increasingly produce high-value added technologies – traditionally the domain of advanced economies.

At the same time, many advanced economies find themselves mired in a prolonged period of slow growth due to deficient demand, high unemployment (particularly among young and low-skilled workers) and declining productivity. These countries are therefore sometimes alarmed at the declining share of manufacturing in GDP and the declining share of manufacturing jobs in total employment. In this context, low-carbon technologies have emerged as a new frontier in the battle for economic growth and high-quality employment opportunities.

Another dimension to the green race is the fact that the low-carbon transition will entail some degree of economic disruption for stakeholders in traditional fossil-fuel using sectors. In the short run, providers of goods and service related to transport, power, and energy-intensive industries will be disrupted to some extent as they are required to modify their business models in order to reduce their emissions. For governments, the capacity to create stakeholder groups for whom the benefits of decarbonisation – e.g. in terms of jobs and GDP – offset or outweigh the short run cost of these disruptions in traditional sectors could be an important part to maintaining momentum towards change.

This raises the question of what industrial strategy advanced economies in Europe, and what strategy France in particular, should adopt. There are a number of aspects to this question: Should these economies simply focus on specific areas of comparative advantage within the value chain, such as R&D related to high tech components? Or should they focus on gaining a strategic foothold throughout the entire value chain? Depending on the chosen strategy, is there likely to be a strategic benefit in being a first-mover or a second-mover relative to other countries? Moreover, what should be the articulation and prioritization between different strategic objectives? Is there a trade-off, for instance, between minimizing the costs of decarbonisation and maximizing the share of employment and GDP that is generated from domestic production of components? How should this trade-off be managed? What policy options exist to pursue these strategies most effectively?

The present study seeks to answer these questions with respect to the wind power sector. It does so based on interviews with wind power company and industry representatives in Europe, China and Brazil. It is also based on a comprehensive literature survey and available data on the evolution of the wind power value chain. The study focuses on both offshore and onshore wind technologies. It also seeks to draw distinctions between France and other European countries where appropriate.

The main conclusions of the study can be summarised as follows:

1. **Advanced countries in Europe retain a large first mover advantage in high value components for wind technologies.** With the right policies, this advantage could remain in place for a significant period of time. In the case of offshore wind, this advantage is not yet fully exploited and possibilities for greater cooperation between EU countries with differing competencies should be further explored as strategic option to the benefit of several Member States, including France. Significant potential to export offshore technologies and exploit European know-how abroad in major markets, such as China, exist if Europe can develop a robust value chain in the offshore space.
2. **Natural barriers to trade are important for key components in the wind sector value chain.** This means that a significant share of the benefits of wind power deployment policies, particularly in terms of manufacturing employment, are likely to accrue domestically regardless of trade policies. Thus advanced economies have a can and should focus on both high value added *and* lower value added parts of the value chain, since many of the latter are non-traded.
3. **Much value added is added in non-manufacturing activities throughout the value chain.** To realise these benefits, the focus should be on the quality and predictability of deployment policies for value chain component providers. For France, facilitating the development of a world class domestic value chain is also a critical priority.
4. **Hidden trade protectionism is practiced in virtually all countries in the wind industry sector and is a barrier to entry for European manufacturers in some markets.** In several large markets, including the US, China and Brazil (but also within Europe), non-tariff-based protectionism (mainly in the form of local content requirements) remains significant. In some instances, protectionist policies appear to be significantly raising costs of providing wind energy for consumers and/or taxpayers. However, evidence suggests that the long-run economic benefits of such protectionism for the domestic market are often unjustified compared to the costs imposed for achieving environmental goals and access to affordable energy for consumers. In some cases, the most appropriate option may be to pursue bilateral dialogues with the relevant countries to pursue “win-win” trade deals bilaterally. There may also be a value in Europe throwing its weight behind the Sustainable Energy Trade Agreement agenda, starting with a small sub-group of major markets where there may be mutually beneficial gains from freer trade in wind components.
5. **Europe’s main trading partner in wind energy components is Europe.** Even if non-tariff barriers to imports and FDI from European component providers are removed, a range of natural barriers to trade over long distances, and the size of the EU energy market, means that the bedrock of European markets for wind components is likely to remain in Europe. This points to a strong synergy between domestic environmental goals (and the deployment objectives that are set to meet them) and industrial and employment objectives of developing a robust domestic value chain for wind components.

The structure of this paper is as follows. Section 2 describes the status and evolution of the wind power chain as well as expectations of future developments. Section 3 defines the strategic

objectives Europe as a whole, as France in particular, is seeking to pursue with respect to that value chain. Section 4 then discusses strategic opportunities and risks for France and other EU economies with regard to the wind sector value chain. Section 5 concludes.

Section I - Historical background

Technologies for wind power generation were first developed in Europe in the 1970s and 1980s, and Denmark soon emerged as the hub of an industry that is now of strategic importance at the international level.¹⁹ The benefits of having established an early foothold in the sector are being felt to this day: in 2013, five European companies were ranked among the top ten wind turbine manufacturers by market share, being responsible for almost 40% of global capacity added in that year (see infographic).²⁰ Most of these companies are German (Enercon, Siemens, Nordex) but Denmark is home to the leader among them (Vestas), and it was in Denmark that most of the technologies first used by other European companies were originally developed.²¹ This head-start was the result of government “policies [to] ensure stable demand” in domestic markets – including long-term commitments to purchase electricity from renewable sources at fixed prices (Feed-in-Tariffs or FITs) – which acted as an incentive for investment in wind power generation.²² Once the industry had attained critical mass in home markets, European wind turbine manufacturers were able to export their equipment into important new markets, where they were faced with little or no competition. In the words of Joanna Lewis, “when the first utility-scale wind turbine was installed in China in 1985, it was imported from Denmark [and] Vestas pretty much had the Chinese market to itself”.²³

19 Joanna I. Lewis, *Green Innovation in China: China's Wind Power Industry and the Global Transition to a Low-Carbon Economy*, Columbia University Press, New York, 2013, pp. 26-31.

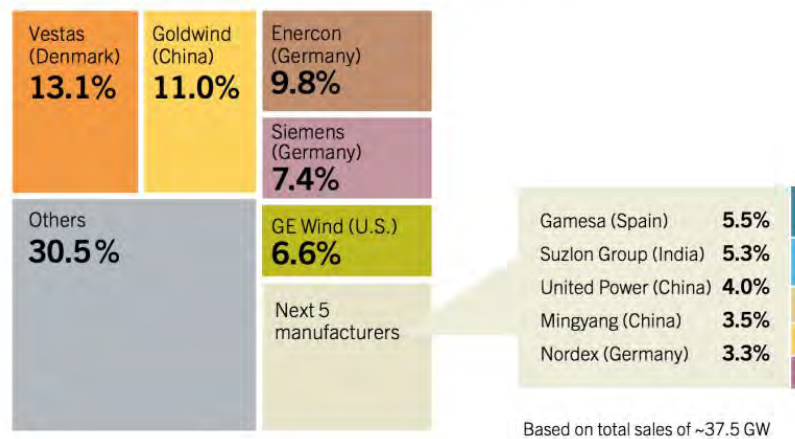
20 REN21, *Renewables 2014: Global Status Report*, REN21 Secretariat, Paris, France, available online at http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2014/gsr2014_full%20report_low%20res.pdf, (accessed 06 May 2015), p. 59.

21 Lewis, pp. 75-105.

22 Ibid., p. 37.

23 Ibid., p. 61.

Market Shares of Top 10 Wind Turbine Manufacturers, 2013



The situation today, however, is very different, as the largest European companies find themselves competing for global market share with one Indian, one US and three Chinese companies. Suzlon was the first emerging-market multinational (EM) to begin large-scale production of wind turbines in 1995, but it was joined within a decade by Chinese companies like Goldwind, United Power and Mingyang. The Chinese companies in particular have been able to grow at a spectacular rate due to the numerous opportunities that have emerged in their home market over the past ten years, including: the introduction of a Chinese FIT programme as a result of the Renewable Energy Law of 2006, which created massive domestic demand for wind power; the establishment of local content requirements and mandatory joint ventures by the Chinese government, which kick-started the transfer of skills and advanced technologies from European to Chinese companies; and a broader enabling environment of low wages, decent infrastructure, industrial agglomerations and economies of scale, all of which stem from being the world's industrial powerhouse.

These developments have given rise to fears that European wind power companies will lose global market share to emerging-market multinationals (EMs), since the latter have a competitive advantage when it comes to the price of the final product.²⁴ Another concern is that European companies, in order to remain competitive, might increasingly seek to relocate certain activities to emerging markets like China, which would have a direct impact on the European economy and employment. In a post-crisis world, this would in turn undermine claims that green growth can offer a path towards economic recovery or, in the words of the EWEA, that "investment in the wind power sector should be seen as a way to restore Europe's economy to health".²⁵ On a more strategic level, there is a concern that the EMs may be seeking to move up the global value chains (GVCs), designing and patenting high-tech components to replace those that have traditionally been sourced from Europe. This would have implications on the level of control that European companies are able to exercise over the GVCs, as leaders in technological innovation and the production of high-tech components. It could also have negative repercussions on the amount of value-added that accrues to

²⁴ Lewis, p. 66.

²⁵ EWEA, *Green Growth: the impact of wind energy on jobs and the economy*, 2012, available online at http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Green_Growth.pdf (accessed 8 June 2015).

the European economy. Following sections will examine these concerns and attempt to determine the impact of recent changes in GVCs on European objectives.

In fact, EM's integration into the GVC has historically been achieved through specialisation in low-cost, labour-intensive activities and a focus on domestic markets, coupled with the import of high-tech components from Europe. Only later did some firms seek to develop a knowledge-base to manufacture (and eventually develop their own) high-tech components, through the purchase of licenses and / or the acquisition of companies with strong R&D and a history of technological innovation. Suzlon, for example, initially relied on licenses to manufacture technologies developed by Sudwind in Germany, before completing strategic acquisitions of Sudwind in 2002 and REpower in 2007, both of which were leaders in the field of technological innovation and wind turbine design.²⁶ Goldwind followed a similar trajectory, obtaining licenses from REpower and Vensys, before completing a strategic acquisition of Vensys in 2008.²⁷ Although both companies have secured access to European technologies and are therefore in a good position to engage in international competition in this area, most R&D and technological innovation still occurs on European soil, and evidence suggests that EMs have struggled to impose themselves on the high-tech segments of the value chain. Suzlon has recently taken a decision, for example, to sell its German unit (Senvion, formerly REpower) for €1 billion, having bought it for €1,32 billion in 2007, in order "to service its mammoth debt pile", reorient its strategy away from "high-profile overseas acquisitions" and "empire-building", back towards "higher-growth regions such as the domestic market."²⁸ Chinese firms have also chosen to focus on the less demanding domestic market, where their weaknesses – shorter warranties, limited after-sale service, and some persistent shortcomings in quality – pose less of a problem than in Europe, where industry standards are typically stringent and complex.²⁹

It is nevertheless important to explore the risks and opportunities that have emerged as a result of the increasing presence of emerging market players in the various segments of the GVC. How should Europe respond to new challenges in the sector and how can it best position itself in order to reap the benefits from the wind power GVC? Two strategies have been proposed in the Terms of Reference for this paper: in the first, business-as-usual (BAU) scenario, Europe attempts to maintain its leadership in technological innovation in order to capture a significant proportion of value-added within the global wind energy value chain; in the second scenario, Europe and France attempt to "repatriate" a number of industrial activities in order to boost domestic employment and manufacturing capacity. The conclusion that will be drawn from the analysis that follows is that neither of these strategies is well suited to the global wind energy value chain as it exists today, and that a different approach is needed to promote European interests in this sector. The suggested approach would recognise that the liberalisation of international markets can play an important role in promoting the economic and the environmental objectives of both Europe and China, because

²⁶ Ravi Ramamurti and Jitendra V. Singh (eds.), *Emerging Multinationals in Emerging Markets*, Cambridge University Press, Cambridge, 2009, Kindle Edition.

²⁷ Lewis, p. 124.

²⁸ Avantika Chilkoti, *Suzlon sells German unit to Centerbridge for €1bn*, Financial Times, January 22nd 2015, available online at <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/d5351544-a1fa-11e4-bbb8-00144feab7de.html#axzz3cTsEsMHY>, (accessed 8 June 2015).

²⁹ Lewis, p. 139.

there is scope for mutual gains through international trade in wind turbine components. Although it may be tempting to protect domestic markets in order to support domestic industries, this could actually end up harming the long-term interests of Europe and France. Instead, policies could seek to maximise the gains from trade and to harness the “green race” as a tool for long-term economic development and climate change mitigation.

Section II – Defining the objectives

Effective strategic action presupposes that one or more objective(s) have been clearly defined in advance. For the purpose of this paper, the broad objectives have been organised into three categories: environmental, economic and strategic.

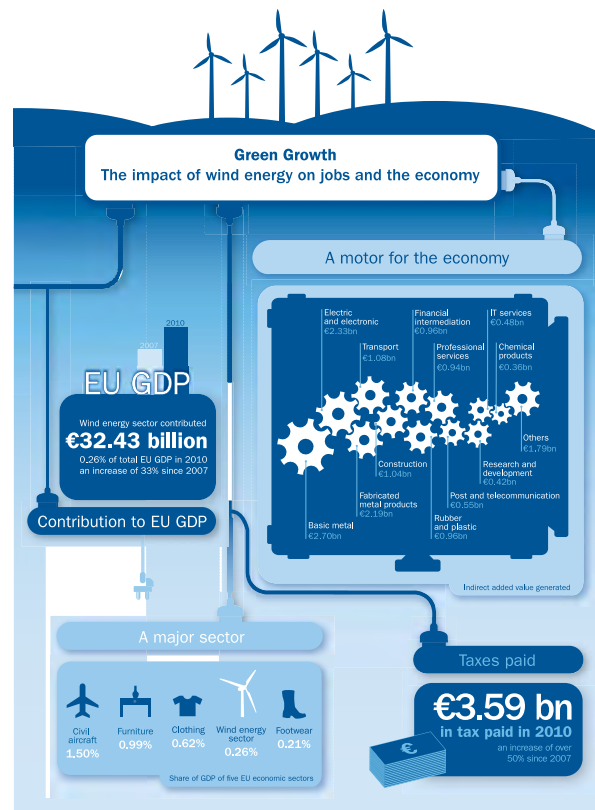
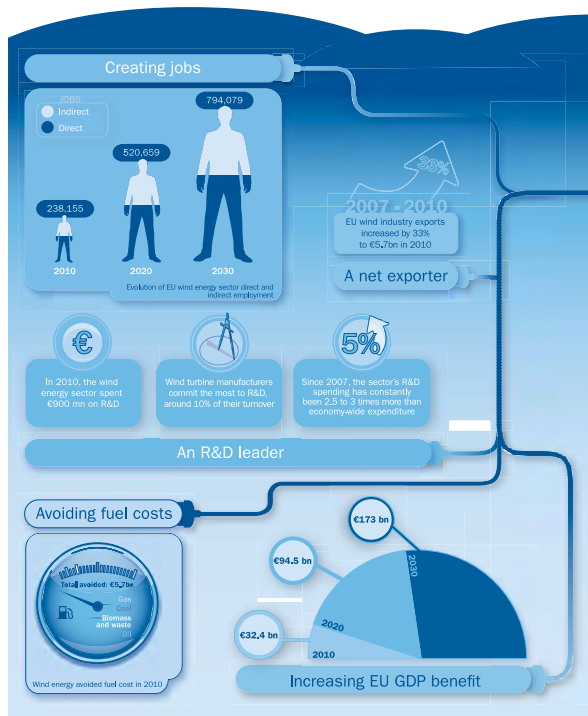
Environmental objectives – Government support for wind power generation in Europe was first designed to incentivise the development of a commercially viable alternative to fossil fuels. Whereas the combustion of coal and natural gas result in the emission of CO₂, which acts as a Green House Gas (GHG) and contributes to climate change, wind turbines harness a renewable natural resource for power generation, producing few harmful by-products and thus causing less environmental damage than conventional fuel-based plants. A transition towards the use of renewable energy sources for electricity generation has an indispensable role to play in limiting anthropogenic global temperature increases to +2°C. In Europe, wind power alone is claimed to have contributed to avoiding 140 million metric tonnes of CO₂ emissions by 2012 and is projected to avoid a further 200 million metric tonnes by 2020.³⁰ The main instruments that have been used to promote wind power in Europe are “feed-in tariffs, feed-in premiums, quota obligations, tax exemptions, tenders, and investment aid”.³¹ Public support for R&D is another fundamental pillar in the development of green technologies for power generation.

As a result of these support policies and the incentives provided by the main markets for clean energy, companies have been able to bring down the levelised cost of electricity (LCOE) generated by wind turbines through technological improvements, economies of scale and the optimisation of manufacturing, logistics, project development and O&M functions.³² Wind power has begun to demonstrate its potential as a competitor to fossil fuels, reaching grid parity in a number of locations with strong winds and low costs. However, the rapid diffusion of these gains into international markets has often found itself hampered by market barriers, erected with a view to secure the economic benefits of green industries. There are areas, therefore, where the environmental objectives that first gave birth to the wind power sector can be compromised by economic self-interest, which is the second major policy objective associated with the wind power sector.

30 EWEA poster

31 EU document

32 O&M: Operations and Maintenance.



Economic objectives – The “green growth” discourse has been one of the most important ideas used by policymakers to “sell” the transition towards renewable energy to domestic stakeholders. Under this framework, there are co-benefits to investing in wind power, including job creation and economic growth. According to EWEA, for example, “the wind energy sector – both directly and indirectly – contributed €32.43 billion (bn) to the EU’s GDP, 0.26% of the EU’s total GDP” in the year 2010.³³ In addition to this, in 2010, the wind industry is claimed to have generated net exports of €5.7 billion, contributed €3.59 bn in taxes, avoided fuel costs of €20.18 bn, and been responsible for 238,154 jobs.³⁴ By 2020, the wind power sector is expected to meet 15%-17% of European electricity demand, attract a total of €26,6 billion in investments, be responsible for more than half a million jobs and help to avoid €27 billion in fossil fuel costs.³⁵ In the wake of the Great Recession of 2007-2008, it has become even more crucial for policy-makers to promote job creation, and a transition towards wind power has been identified as an effective way of doing this: one oft-cited report estimates that generating energy from wind “creates 27 per cent more jobs than the same amount of energy produced by a coal plant and 66 per cent more jobs than [that produced by] a natural gas combined-cycle power plant”.³⁶

In developing countries like India and China, moreover, wind turbine design and manufacturing have been identified as high-tech activities that can be performed on domestic soil, contributing to national industrialisation efforts and increasing access to advanced technologies. The creation of

33 EWEA, p. 5.
 34 Ibid.
 35 EWEA poster
 36 Cited in Lewis, p. 40.

national champions in this promising sector can, in turn, allow these economies to integrate themselves into the global marketplace and provide them with significant opportunities for economic and social development. Ramamurti and Singh (2009), for example, use Suzlon as an example of how an EM can leverage “the technological know-how of leading European nations” and couple them “with low-cost manufacturing and engineering in China and India” in order to “serve an emerging global market”.³⁷ Positive spillovers are numerous: in addition to its contributions to job creation, economic growth, technology transfer, and national pride, wind power can also increase access to electricity in remote areas, since wind power generation (in conjunction with mini-grids) is more easily decentralised. Emerging countries have therefore demonstrated intense levels of interest in localising wind turbine design and manufacturing activities. Their relative success in competing with more established, European companies has led some observers to adopt adversarial vocabulary to describe the phenomenon of the “Green Race”.

Strategic objectives – The last objective that should be borne in mind in our approach to wind GVCs is a strategic one. Leadership in R&D/ innovation and control of intellectual property rights (IPRs) over key technologies currently allow Europeans to exercise a degree of control over the value chain as a whole, since these segments of the value chain determine the rate of progress in the industry, the competitiveness of wind power generation *vis-à-vis* other technologies, the emergence of new business opportunities, and so on. Some key raw materials also have strategic value, including the rare earths that are used in direct-drive turbines (without gearboxes) and are controlled by China, which accounts for 95%-97% of world production.³⁸ On a more general note, it is crucial for companies to maintain a diverse range of suppliers in order to ensure access to components that could become scarce in the event of an external shock. Some stakeholders, moreover, may consider it important to source select components from domestic suppliers, in order to hedge against geopolitical risks. As Europe progresses towards its target of generating 28,5% or more of its power from wind in 2030, all of the above may acquire increasing prominence in discussions concerning European energy security and soft power.

Section III – International Trade in Wind Turbine Components: *Risks and Opportunities*

The previous section outlined two objectives for Europe and for France in particular – environment and economic – with respect to its industrial strategy. This section now examines some of the main opportunities and risks for achieving those objectives.

Risk: The dangerous attraction of Local Content Requirements.

Many countries with renewable energy deployment policies also implement Local Content Requirements (LCRs). LCRs are illegal under WTO law for direct support schemes, but may be legal if

³⁷ Ramamurti and Singh.

³⁸ Voituriez, *Muddle Over Green Race*

set as part public procurement conditions (ICTSD, 2013). LCRs are often motivated by a range of arguments, such as to generate employment, technological learning and improvements in national productivity, and potential to increase global competition in component manufacturing in the long run. On the other hand, there are concerns that LCRs can have a number of negative unintended consequences. For instance, LCRs necessarily lead to higher costs for deployment of renewable energy and thus for energy consumers in the short run and this may limit deployment and thus environmental benefits. Secondly, LCRs may restrict competition and raise energy costs for consumers even in the long run if they create the conditions for regulatory capture. Thirdly, LCRs may allocate productive labor and capital inefficiently, leading to lower aggregate economic productivity, growth and higher inequality.

Unfortunately, the ex-post literature on the experience of LCRs for renewable energy and for wind in particular is very limited and inconclusive on the benefits and costs of LCRs. There is nevertheless a significant amount of literature that suggests that import-substituting industrialization – a policy approach to trade close relation to LCRs – has produced uneven results (Krugman and Obstfeld, 2002). More specifically, both existing theoretical literature on LCRs (cf. ICTSD, 2013) and a closer analysis of the wind sector, suggests that there is likely to be a relatively precise set of pre-conditions that need to be checked before LCRs should be implemented.

- **The size and stability of the final market for wind components.** If the market is large, then the higher upfront investment cost in developing a domestic industry from scratch for producing all components is more likely to be subject to higher economies of scale.
- **An honest evaluation of existing industrial capacities.** If the home market is a long way from being capable producing a certain component at high quality, then restrictive LCRs are likely to add significant costs for energy consumers while running a high risk of failure to generate a competitive world class industry in an acceptable timeframe.
- **The coordination of the implementation of LCRs with industry and investors.** If LCRs are introduced gradually and predictably, then industry will tend to have more time to adapt and create the necessary supply chain. They will also be able to highlight where LCR restrictions are likely to pose problems and raise costs for deployment and thus for energy consumers.
- **The targeting of LCRs:** are LCRs targeted to those parts of the value chain that are likely to generate the most employment and long-run competition benefits for consumers, or are they applied in an indiscriminate manner? In the case of onshore wind, since around 40% of value added is produced in the actual installation and maintenance of turbines, and a large share of value added is contained in the technically complex nacelles, is a restrictive focus on high LCRs on *manufacturing* of components the best way to promote diffusion and employment?
- **Is there a clear set of objectives for the LCRs and thus a clear review and phase out strategy once they have achieved (or not achieved) their aim?**

A survey of the available evidence suggests that there is reason to be concerned that many LCRs are not implemented in accordance with these principles. For instance, ICTSD (2013) analysed LCRs in 12 countries and find that “most countries using them base their policy choices on political motivations,

rather than on economic and empirical analyses, which remain largely absent in the case of LCRs.”³⁹ There is also evidence that LCRs in some countries, such as Brazil are extremely costly and are consequently inhibiting the market for wind deployment. For instance, Brazil’s average wind turbine costs have been estimated at 30% higher than those in Europe as a result of its 60% LCRs for onshore wind turbines. Key regions where wind is competitive have also reportedly struggled to compete with new coal-fired power plant. Brazil has recently raised the possibility of increasing its LCR ratios for onshore wind turbines to 100%.

In principle, LCRs may be circumvented by European firms engaging in foreign direct investment in local plant. There is evidence of this in Brazil, for instance, where Vestas and Gamesa have set up local operations to supply the market directly while meeting local content requirements. Moreover, FDI can be a more effective way to drive technology transfer. However, FDI may be excessively expensive relative to importing key components if the local market is small and fixed costs of FDI cannot be spread over large and predictable demand. Firms may also be reticent to engage on FDI if the local market conditions are too unfavourable. For instance, our interviews revealed that some European wind turbine manufacturers had pulled out of China because of perceived bias in the awarding of competitive contracts by local authorities towards lower quality and higher cost local producers. Finally, limits on the local availability of skilled labour and important value chain component producers can still render FDI unattractive for European firms. This can in turn lead to a backlog of orders that are unfulfilled and thus slow diffusion and therefore also employment linked to other parts of the wind power value chain.

Opportunity: Exploiting natural barriers to trade: a low-risk, light-touch industrial policy

However, more fundamentally, one must also question the empirical logic of LCRs for the wind power deployment sector given that there are in fact many natural barriers to trade for many key components of wind turbines. For instance, the size and shape of both blades, nacelles and towers, means that they are difficult and expensive to containerize and ship and even to transport domestically. Moreover, local investors in domestic wind farms typically like to have a reliable local supply chain for components to ensure quality, timeliness of delivery, availability of after sale services, etc. Thus there is typically a strong pre-existing economic case for the development of domestic industry to produce many wind components irrespective of LCRs.

Goods with tradeable potential will tend to be those components that are both high value but relatively small or low-weight, such as key components inside the nacelle of a wind turbine. It is here that local content requirements may present some promise of long term gains in terms of domestic value added for countries that are able to develop high quality and low-average cost production of these parts.

³⁹ P.9 Jan-Christoph Kuntze and Tom Moerenhout (May 2013) Local Content Requirements And The Renewable Energy Industry - A Good Match? (SETA), ICSTD, Geneva,

However, for the reasons just-described, not all markets will be able or well-positioned to do so in the short or medium-term, let alone support the R&D investment required to be durably competitive industry in tradeable, high tech components. Thus, it is here that ill-advised LCRs could do the most damage to the diffusion of wind technologies and thus other parts of the value chain contributing to growth and employment. Therefore, policy-makers looking to promote employment and value added from wind power technology, may be better advised to aim, as a first low-risk step, to foster the favourable local conditions for a domestic supply chain to develop for those parts of the value chain that naturally would be less costly if produced locally and which are less R&D intensive. This requires stable and efficient deployment policies (to ensure stable demand for the supply chain to develop). Secondly, it may require identification and guidance to local manufacturers with relevant skills to facilitate entry into the domestic wind supply chain. The French example of Windustry is an interesting model in this regard.

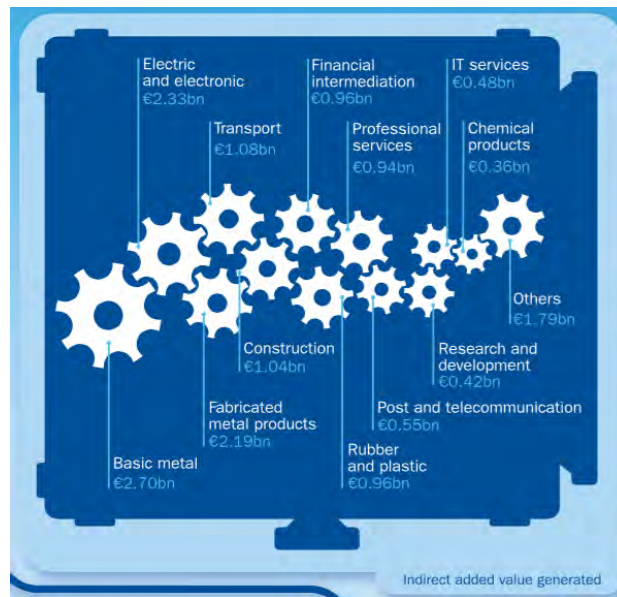
Opportunity: Domestic markets

There is a lot of attention given to the “globalized” nature of world markets, however, it is likely that even in the long run, Europe will remain the biggest market for European firms to sell wind technology components. This partly reflects the natural barriers to trade in key components of the wind-value chain described above. It also partly reflects regulatory constraints and technological catch up in large foreign markets (such as North America or China) that are likely to lead to an enduring competitive position by local firms in those markets (at least for onshore wind, for offshore wind Europe arguably has an important first mover advantage).

In this context, Europe’s domestic market becomes all-the-more important. A robust domestic market can enable three things: Firstly, a healthy domestic market in Europe ensures that Europe can fully exploit the lion’s share of European employment and value generating potential linked to the entire value chain for wind farm deployment.

Secondly, a strong domestic market is important for innovation to maintain a competitive edge in high tech components. The wind technology sector is highly R&D intensive, with some interviewees suggesting that around 25% of their costs were linked to R&D. The greater is the sales volume of European firms, the greater is the capacity of these firms to continue to have free cashflow to invest in R&D. Moreover, a significant amount of innovation in the sector in the future is starting to be linked to developing technologies that facilitate integration of high shares of wind into the power system – e.g. slow wind technologies, virtual power plants, storage options, forecasting tools, etc. Thus, there are important synergies between the overall level of wind deployment and the kind of innovation that is undertaken by European firms and thus, in turn, the innovative edge of EU firms in new wind technologies.

Thirdly, where entry into foreign markets is limited and exposes firms to high risks, a robust domestic base can help to maintaining revenue stability and protect company-wide returns on investment. This may be important to maintaining long-run readiness to enter and exploit new opportunities abroad as they present themselves.



Employment risks – The one risk that most preoccupies policy-makers, when considering global wind energy value chains, is the loss of employment that can result from the “off-shoring” of labour-intensive activities to low-cost locations. These concerns are centred around manufacturing in particular, because “[a]pproximately two-thirds of the labour requirements are in the manufacturing of the wind power equipment, which includes turbines, blades, towers and other components, while the remaining one-third is accounted for by installation, services, transport and development”.⁴⁰ However, it is misleading to focus exclusively on manufacturing, because a lot of value is added indirectly through activities that are less labour-intensive, but have a bias towards localisation. These activities include geotechnical services, project development, inland transportation, construction and O&M. In the case of Europe, for example, the total value added *indirectly* through transport (€1,08 billion), construction (€1,04 billion), financial intermediation (€0,96 billion), professional services (€0,94 billion), IT services (€0,48 billion) and others (€1,79 billion) accounted for more than 20% of total value added by the wind power sector in 2010.⁴¹ Project development, another segment of the value chain which is often carried out by local companies and labour, was responsible for over 40% of the sector’s *direct* contribution to GDP in 2010.⁴²

The more labour-intensive segments of the value chain, moreover, are protected by “natural” barriers to trade. Assembled blades, tower sections and nacelles in particular are difficult and expensive to transport by land and by sea, as they require the use of specialised equipment: flatbed lorries, long trailers, project cargo vessels, shore cranes, etc. The transport of these components over long distances is also complicated for a number of other reasons, including lack of intermediate storage space and the need to avoid damages from accidental impacts or the weather. It has therefore proven cost-effective, in a number of cases, to manufacture tower sections and blades (and to assemble nacelles) near the final project site. According to one interviewee, as long as

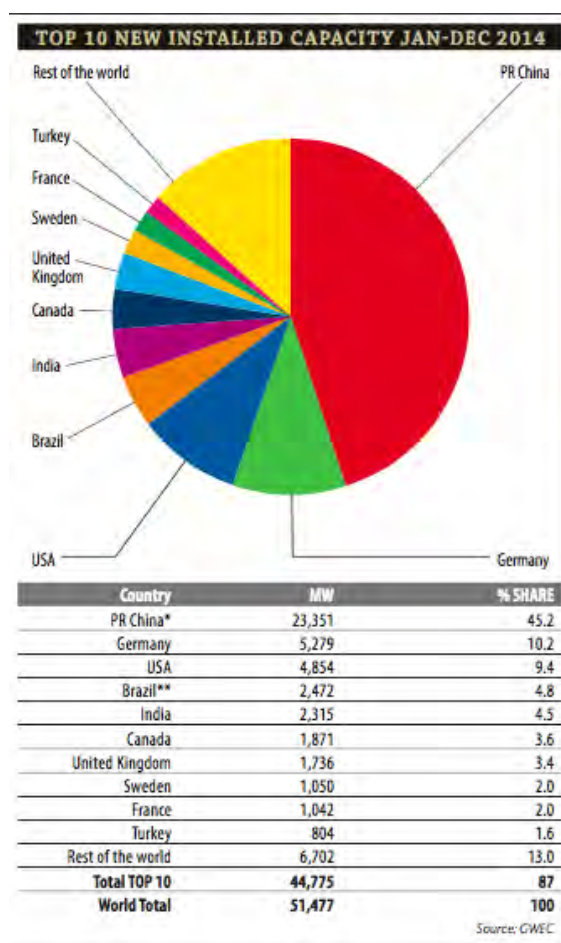
⁴⁰ Lewis, p. 40.

⁴¹ EWEA, *Green Growth*.

⁴² Ibid.

governments provide long-term guidance regarding future demand and the planned location of wind farms, investment in manufacturing and assembly should continue to generate economic benefits and employment in Europe. There are examples where this has not been the case due to skills shortages: a number of ventures by Suzlon in the Brazilian State of Ceará, for example, have relied on imported Indian labour to carry out almost all blade manufacturing activities despite the relatively low wages that prevail in the local labour market.⁴³ In Europe, however, relatively few obstacles exist to the targeted upskilling of the labour force, and government programmes like *Windustry* (discussed below) have demonstrated the ease with which existing skills can be reoriented towards the wind GVC.

Insofar as import competition is concerned, it is also important to take into account the prospects of EMs in their domestic markets, since growth opportunities at home may act as a disincentive to export to Europe. Chinese OEMs, for example, often express their intention to export wind turbines around the world, but most of their manufacturing capacity is still being used to service the burgeoning Chinese market, which has for several years been the largest market for new installations in the world (see graph). It is also important to note that, whereas Chinese wind turbines may be suited to the less demanding domestic market – with shorter warranties, limited after-sale service, and some persistent shortcomings in quality – these characteristics could prove to be a liability in Europe, where industry standards are typically stringent and complex.⁴⁴ The most important barrier to competition from China, however, is the cost of transport (or relocation of manufacturing plants) which erodes the cost-advantage of Chinese turbines: one interviewee, for example, has suggested that the prices of Goldwind products, once they reach the European market, are considered “average” to “expensive” in comparison with the those of their European competitors.⁴⁵ It is therefore unlikely that European companies will face significant import competition from EMs in their home market, at least in the near future.



43 ENGEMEP, *Atração de Investimentos no Estado do Ceará : mapa territorial de parques eólicos*. Available online at <http://investimentos.mdic.gov.br/public/arquivo/arg1321639205.pdf>, 2010, (accessed 06 May 2015).

44 Lewis, p. 139.

45 Interview with Goldwind.

Table 2-2 Research Institutions approved by the Ministry of Science and Technology and the National Energy Bureau and established during 2010-2011

	Name of research institution	Backing unit
Institutions approved by the Ministry of Science and Technology include	State Key Laboratory of Wind Power Equipment and Control	Guodian United Power Technology Company Limited
	National Engineering Research Center of Offshore Wind Power	CSIC (Chongqing) Haizhuang Wind Power Equipment Co. Ltd.
	State Key Laboratory of Wind Power Generation Systems	Zhejiang Windey Co., Ltd.
	State Key Laboratory of Offshore Wind Power Generation Technologies and Inspection	XIANGTAN ELECTRIC MANUFACTURING GROUP (XEMC)
Institutions established with approval of the National Energy Bureau include	National Energy Wind Power Blades R&D (Experimental) Center	Institute of Engineering Thermophysics, Chinese Academy of Sciences
	National Energy Offshore Wind Power Technical Equipment R&D Center	Sinovel, Shanghai Jiao Tong University
	National Energy Large-Scale Wind Power Grid-Connecting System R&D (Experimental) Center	State Grid Corporation of China
	National Energy Wind Power Generator R&D Center	XEMC Xiangtan Electric Research Institute of Traction Equipment, etc.
	National Energy Wind Power Operation Technology R&D Center	China Guodian Corporation, China Longyuan Power Group Corporation Limited
	National Energy Key Laboratory of Wind Energy & Solar Energy Emulation and Inspection Certification Technology	China General Certification Center

Strategic risks – This discussion will now turn to the perceived risk that European countries are losing control of “strategic” high-tech segments of the value chain. It is clear that the Chinese government and companies are investing in new R&D centres (see table) and this has led to the development of new prototypes, including "low wind speed" or "high altitude" models adapted to typical Chinese wind farm locations.⁴⁶ But will this lead to a shift between Europe and China in their relative power over the value chain?

Evidence suggests that China’s share of global R&D related to wind power is still relatively small. The largest cumulative investments in wind power R&D from 1974-2009 were made by the United States, Germany, the Netherlands, the United Kingdom and Denmark.⁴⁷ Denmark is the undisputed leader in cumulative wind power R&D relative to the size of its economy, with more than 0,7% of cumulative GDP spent in the period 1974-2009.⁴⁸ European figures for 2010 are even more encouraging, and have been summarised by the EWEA as follows: “The wind industry spent more than 5% of its total turnover on research and development (R&D) in 2010 [...] well above the EU’s objective of 3% of GDP being invested in R&D. Wind turbine manufacturers [committed] the most to R&D – around 10% of their total turnover – highlighting how well placed European wind power companies are to take on the challenge emerging from China, the US, India, South Korea and Japan.”⁴⁹ In comparison, R&D related to wind power in China was only 1,7% of GDP in 2009 (73% of which originated from the private sector).⁵⁰ In addition to this, China’s share of patents for wind

⁴⁶ Li Junfeng et al., *2012 China Wind Energy Outlook*, Global Wind Energy Council, available online at <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/11/China-Outlook-2012-EN.pdf>, (accessed 06 May 2015). Interview with Goldwind.

⁴⁷ Lewis, pp.29-31.

⁴⁸ Ibid.

⁴⁹ EWEA, *Green Growth*.

⁵⁰ Lewis, p. 46.

power technologies, filed under the Patent Cooperation Treaty in the year 2009, was less than 5%; much less than the United States, which filed almost 25% of all patents related to wind energy, and Germany, which filed more than 10% of total patents. In one of the interviews conducted for this study, the representative of a European OEM provided a ball-park estimate that around 80%-90% of wind-related R&D still takes place in Europe.

Manufacturer	Outsource Most Components	In-House Production of Some Key Components	In-House Production
Enercon			●
Gamesa		●	◎
GE Wind	●		
Goldwind	○	◎	
Ming Yang	●		
Nordex	●	○	
Siemens Wind		●	
Sinovel	●		
Suzlon		◎	○
United Power	○		◎
Vestas		●	

- *Main position today*
- ◎ *Anticipated position in coming years*
- *Position today but in process of changing direction*

The 2014 Wind Energy Supply Chain Assessment by Navigant Research, moreover, reveals that the the companies which “outsource most components” (GE Wind, Goldwind, Ming Yang, Nordex, Sinovel, United Power) are predominantly non-European, whereas the largest European companies rely on in-house production of some or all key components (Enercon, Gamesa, Siemens and Vestas). This reinforces our hypothesis that EMs have not been able to fully integrate the production of high-tech components into their businesses. A publication by the Global Wind Energy Council, the *2012 China Wind Energy Outlook*, goes even further, estimating that “the percentage of directly imported high-added-value critical parts and components such as converters, main shaft bearings and control system is still more than 50%.”⁵¹ One conclusion that can be drawn, therefore, is that European companies need not fear imminent competition from China in high-value added, high-tech components, and that efforts should instead be made to maintain leadership in R&D investment and technological innovation – particularly in offshore wind – in order to ensure that the economic benefits of the wind energy value chains continue to flow towards Europe.⁵²

Section III. Conclusion – The preceding discussion suggests that investments in R&D and technological innovation will continue to be made by the European wind industry, because there are currently few alternatives to European leadership in this segment of the value chain. A number of economic activities, moreover, will continue to take place on European soil, given natural biases towards localisation that exist in several segments of the value chain. Given that most Chinese manufacturing

51 Li Junfeng et al., *2012 China Wind Energy Outlook*, Global Wind Energy Council, available online at <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/11/China-Outlook-2012-EN.pdf>, (accessed 06 May 2015).

52 Interview with Senvion.

capacity is being used to service the burgeoning Chinese market, there is reason to believe that import competition is less of a concern in the wind energy sector than it has been in other sectors, like solar PV. Protection of domestic markets is therefore not the most appropriate way to support the wind industry, and may even serve to undermine the environmental and economic objectives that have been outlined above. However, there is still significant scope for policy-makers to support the growth of the industry through other means. On the one hand, there is a need to ensure that demand in the domestic market remains strong, to act as a base from which European companies can develop their businesses and continue to make progress at the technological frontier. As demand in non-European countries continues to grow, it will also be important to ensure that European companies are able to access the most promising markets, such as China, the US, India, Brazil and South Africa. On the supply side, a number of actions could be taken to strengthen the domestic supply chain without compromising the interests of existing actors. These policy options will be discussed in more detail below.

Section IV – Policy Recommendations

Domestic demand – The preceding discussion has emphasized the role of domestic demand-side policies to driving employment, domestic value creation and competitiveness in international markets. There are three key elements sound demand-side policy for deployment of wind-technologies:

- Credibility and stability of deployment targets,
- Effective cost-control policies, and
- Innovation sensitive public procurement and tendering processes.

These principles may sound obvious, but they are often implemented ineffectively.

Credibility and stability of medium and longer term targets is crucial to firm-level decision-making on local investment in the value chain and to allocations to potentially more risky investments in innovative technologies. Credibility and stability of deployment goals is also crucial to ensuring that there is effective coordination along the value chain to supply key components and ensure fast and cost-efficient construction of wind farms. Because they are capital intensive investments linked to sometimes debt-intensive project finance structures, delays in the pre-operational investment phase can substantially raise the financing costs of a given wind-farm investment, thus discouraging investors, reducing competition and requiring higher rates of investment support. This in turn can weaken momentum for the development of the sector as a whole in a given market.

Because wind technologies are very capital intensive and have higher capex/opex ratios than conventional technologies, it is critical that investment support and state aid frameworks for deployment are designed in a way that minimizes *capital* costs. There are several elements to this, including the targeted use (or non-use) and design of competitive tendering procedures, the use of effective long-term price risk mitigating support instruments, the simplicity and efficiency of permitting procedures, the targeted use of loan guarantees or other financial instruments to facilitate access to low-cost finance (cf. Sartor et al, 2015 or Rathmann, 2011). By mitigating capital

costs and thus the overall cost of deployment of wind technologies, well-designed support frameworks can help to minimize opposition to wind-power deployment, thus allowing for their benefits in terms of employment and value added to be maximized.

When new technologies in the wind sector are developed, they are sometimes accompanied by higher project risks and may have a higher initial cost structure due to the absence of economies of scale in the production of new innovative components. If these technologies are placed directly into competition with more mature technologies, they may be unable to compete and thus to gain a foothold in markets. It is important that, although the wind-power sector is increasingly seen as being relatively mature technologically, that appropriate scope is kept for technology-specific tendering or public procurement for new and promising technologies in an otherwise maturing sector.

International demand – OEMs' access to a number of international markets for wind power is currently restricted by explicit or implicit local content requirements (LCRs), which have long been a feature of support policies targeted at this sector. Under such rules, companies that wish to benefit from support policies – like FITs, tax exemptions or concessional finance – must prove that a certain percentage of the content of the wind turbines used in a given project has been produced within national borders. The enforcement of LCRs (and other regulations with similar effects) is ubiquitous in developing countries and developed countries alike, as can be seen from the table below. The degree of protectionist intent behind these policies varies from case to case, but there is evidence to suggest that most of them serve to encourage or protect domestic actors.

Country	Market potential	LCR % (start year), % (2012)	Vertical cooperation & financial support	Technology Installation prior to LCRs ³
China	Very large	20% (1997), 70% (2009)	Joint venture, CDM, state tariffs, national tender requirement	56.5 MW (1997), 468 MW (2002)
Ontario (Canada)	Large	25% (2009), 50% (2012)	Feed-in tariff conditionality	704 MW (2008)
Quebec (Canada)	Small	40% (2003), 60% (2012)	Tender requirement	100 MW (2002)
Spain	Large	70% (2012)	Market entry requirement (provincial), non-coupled FIT (national)	73 MW (1994)
Turkey	Large	Variable (2011)	Additional FIT / local content used	1.3 GW (2010)
Brazil	Large	60% (2002), 60% (2012)	Condition for subsidized BNDES loans	22 MW (2002)
South Africa	Large	35% (2011), >35% (2012)	Tender requirement	< 10 MW (2010)

Source: ICTSD (2013)

Only two of these policies have been the subject of formal disputes. The first dispute began in 2009, when Canada was challenged at the WTO for the FIT programme of the province of Ontario, which featured LCRs and was therefore claimed to violate the principle of non-discrimination that is enshrined in GATT Article III:4. Canada was eventually defeated by Japan and the EU, setting a precedent for future litigation.⁵³ China is the second country to have been formally accused of discriminating against foreign companies through the use of LCRs and subsidies. On this occasion, it was the USA that sought to address “subsidies to Chinese wind producers, local content requirements for wind and solar [...] and other [export-import] support and ‘trade-distorting’ subsidies [granted] to Chinese green technology firms”.⁵⁴ Following bilateral consultations, China agreed to eliminate discriminatory LCRs and remove a number of subsidies for domestic manufacturers, thus resolving the dispute without the need to form a panel of experts.

In a sense, it is natural that countries should wish to ensure that local industries and the domestic labour force are able to insert themselves into the wind GVC. LCRs and subsidies for domestic OEMs

⁵³ “The products of the territory of any contracting party imported into the territory of any other contracting party shall be accorded treatment no less favourable than that accorded to like products of national origin in respect of all laws, regulations and requirements affecting their internal sale, offering for sale, purchase, transportation, distribution or use.”

WTO, *Canada — Certain Measures Affecting the Renewable Energy Generation Sector*, available online at https://www.wto.org/english/tratop_e/dispu_e/cases_e/ds412_e.htm (accessed 05 May 2015);

WTO, *Canada — Measures Relating to the Feed-in Tariff Program*, available online at https://www.wto.org/english/tratop_e/dispu_e/cases_e/ds426_e.htm, (accessed 05 May 2015).

⁵⁴ Lewis, pp. 114-118.

can be an effective way of building up a national industry, as the Chinese case clearly illustrates: Chinese companies are now strong enough to compete with international OEMs on their own merits. In the long term, the existence of numerous companies across several countries could serve to disseminate green technologies and intensify the competitive drive towards innovative, cost-efficient turbines. Nevertheless, the protectionist approach implies that gains from trade (discussed above) will be foregone in the short term, as companies find themselves making sub-optimal decisions over the sourcing of components or the localisation of manufacturing plants, driving up the costs of the turbines and the price of the electricity that is ultimately paid by the consumer or the taxpayer. Brazil is a case in point: LCRs are a precondition for access to concessional finance from BNDES (the Brazilian Development Bank), which is considered “almost essential in order for turbine manufacturers to secure sales in the market”.⁵⁵ The requirements stipulate that 60% of wind turbine components should be manufactured on Brazilian soil, including several critical components within the nacelle. As a consequence, equipment procurement costs are “up to 30% [more expensive] compared to alternative optimal procurement strategies” (see table below). This has limited the viability of wind power generation to areas with exceptional wind resources in the northeast / southeast of the country and has caused a number of companies with a historical presence in Brazil to exit the market altogether.⁵⁶

	Component		Independent Suppliers	Total Suppliers	Custo Brasil	Export	Notes
Disponíveis	Nacelles/Hubs		-	7	+10% - 35%	Yes	Some suppliers will exit
	Towers		7	9	+18% - 55%	No	Only a single supplier of steel plate exists until 2014
	Blades		3	4	+3% - 9%	Yes	Brazil's most successful wind export
	Castings		3	3	+20% - 40%	Yes	All three located in Sao Paulo
	Pitch/Yaw Bearings		1	1	+12% - 25%	No	Current supply bottleneck
Disponíveis em breve	Main Shaft		1	1	+20% - 30%	No	One Brazilian suppliers will begin production in 2014
	Main Bearing		1	1	+20%	No	One experience supplier
	Converter		2	2	+40% - 75%	No	Two foreign suppliers
	Generator		-	4	+5% - 25%	No	Only currently produced by turbine OEMs in Brazil
Não	Gearbox		-	-	???	-	Localization will be expensive

A form of LCRs also exist in the United States, where subnational governments demand that “offshore wind projects [...] show net positive benefits to the State”, which in practice implies a

⁵⁵ Brian Gaylord, *Challenges for the Brazilian Wind Power Supply Chain*, MAKE Consulting, available at <http://www.consultmake.com/research-products>, (accessed 06 May 2015).

⁵⁶ Ibid.; Stephan Nielsen, *Buy Local Rules Makes Vestas Wind-Market Loser in Brazil*, Bloomberg, 2013, <http://www.bloomberg.com/news/articles/2013-10-04/buy-local-rules-make-vestas-wind-market-loser-in-brazil>, (accessed May 06 2015); see also interview with Senvion.

“need to find local sources for offshore wind turbine [...] components”.⁵⁷ In addition to this, the Merchant Marine Act of 1920 (Jones Act) mandates the use of US flag vessels in the development of offshore wind farms, further limiting the options available to foreign companies wishing to enter that market.⁵⁸ These policies can hardly be claimed to be protecting an “infant industry”, since the USA already has ample domestic manufacturing capacity and is home to one of the world’s leading OEMs: GE Wind. Instead, it would seem that the main purpose of such policies is to favour domestic companies and to create jobs in the State that is providing the support. In contrast to China, LCRs in the USA and Brazil do not appear to be temporary in nature, as there seems to be little prospect of their removal, gradual or otherwise, once domestic OEMs have improved their competitiveness and begin to compete on an equal footing with the more established players. One could argue that these policies therefore serve little purpose other than to drive up the cost of wind power generation *vis-à-vis* the alternatives, by protecting inefficient producers from import competition.

Non-tariff barriers also exist within Europe that implicitly favour local industries, even though the EU market rules prohibit the use of LCRs and other protectionist policies. In order to apply for a Contract for Difference in the UK, for example, companies must submit a supply chain plan for the approval of the Department for Energy and Climate Change, which assesses applications on the basis of three criteria. Under the first criteria (“competition”) companies must demonstrate that their procurement processes are competitive and help to “broaden the supply chain”, develop “a wider and therefore more robust pipeline of suppliers”, remove “barriers to entry” and increase “competition amongst suppliers”. The second criteria (“innovation”) also emphasises the need for “new types of procurement and contracting strategies” to “support less established suppliers”. The third criteria (“skills”) seeks to promote “investment [...] to address the current skills shortages [...] through internal training or working in partnership with education institutions, colleges, institutions, local or regional authorities, universities, or public or private skills providers”. Private companies, of course, already have their own reasons to pursue each of these objectives, including the incentive of increased profit margins (by sourcing more cost-effective components) and reputation (by providing better quality products and services). It is unlikely that the (rather *dirigiste*) requirements contained in these guidelines would render companies more efficient than they already are, so one wonders what the supply chain plans are really meant to achieve. In an brief discussion with an anonymous interviewee, it was suggested that such plans were responsible for encouraging foreign companies to increase investments in the domestic supply chain, in order to boost manufacturing capacity and employment in the UK.

Other examples abound. Idiosyncratic regulations, like the grid code in Denmark or the DTIP construction rules in Germany, make it more difficult for foreign companies to compete in these markets. Spanish provinces enforce “an informal, noninstitutionalized LCR as a condition for project developers to be allowed market entry [...] There is no national LCR policy [but] provincial LCRs [are]

⁵⁷ Bruce Hamilton, Navigant Consulting, *The US Offshore Wind Market: Opportunities and Challenges Faced by Project Developers in a Brave New World*, presented at Copenhagen Offshore 2015 on March 11 2015.

⁵⁸ *ibid.*

used when governments decide to grant development concessions, [even though they] are often not formalized in legislation”.⁵⁹

In view of the above, the ICTSD has carried out an “assessment of the use, potential usefulness and legality of local content requirements (LCRs) in [renewable energy] policy”. It finds that, while “LCRs [...] create short-term costs for the industry and [...] inflate retail power prices alike, a medium-term benefit of increasing competition and innovation on the international market may offset these costs”, although this trade-off has “not been modelled or demonstrated”. The question remains, therefore, of what can be done to improve the governance of wind GVCs, in order to maximise the environmental and economic benefits that the wind power sector can bring to the international community. According to the ICTSD, “the current stalemate in the WTO’s Doha negotiations, particularly in efforts to liberalise environmental goods and services, has prevented action to address barriers to trade in sustainable energy goods and services”, indicating that there is a need for innovative approaches. The report concludes by supporting calls for a “Sustainable Energy Trade Agreement (SETA), a stand-alone initiative designed to address barriers to trade and enable a trade policy-supported energy governance regime, [which could] help clarify existing ambiguities in various trade rules and agreements as they pertain to sustainable energy and provide focalised governance through effective, operational provisions”. This paper supports this idea and urges policy-makers to consider alternatives to the WTO, which has proven too slow to effectively deal with the proliferation of protectionism related to green technologies.

Supply side | France – the Windustry idea

In order to pass ambitious post-2020 renewable energy support policies in Europe – with the ultimate aim of reducing GHG emissions and mitigating climate change in accordance with the 2°C scenario – there is a need to ensure buy-in from all EU Member States, including those that have hitherto not participated in wind GVCs due to limited R&D and manufacturing capacity. In a post-crisis context, “green growth” policies still have a role to play in helping governments to meet economic and environmental objectives, although care should be taken not to resort to the sort of beggar-thy-neighbour protectionist policies that the EU was designed to eliminate. *Windustry* is one example of how this might be done.⁶⁰

Established by leaders of the European wind industry in collaboration with the French government, *Windustry* is an industrial development programme that identifies companies with the potential to manufacture wind turbine components and attempts to ease their insertion into the wind energy value chain. *Windustry* hires expert consultants to advise selected companies on how they might adapt their existing processes to meet the needs of OEMs, with the objective of creating a domestic manufacturing industry that can act as a reliable source of crucial components in France, thus capturing value and creating employment on French soil. So far, the programme has identified opportunities to manufacture large, low-cost components for which international transport is not a cost-effective option (e.g. tower sections) and some innovative components that are already in use in the French aerospace industry (e.g. protective coating for blades). It has also observed that companies located near final project sites have a competitive advantage in being able to customise

⁵⁹ ICTSD

⁶⁰ All of the information on *Windustry* is from an interview with project manager, David Saint-André.

their products at short notice. The main challenges encountered to date have been the absence of production lines in continuous use and the need to improve companies' quality control so as to meet industry standards. Although it is too early to measure the success of this programme, it seems reasonable to assume that this 'light-touch' approach will prove effective in identifying 'low-hanging fruit' without harming the interests of France's European partners.

Supply side | Europe – the Airbus idea

Another suggested initiative would aim to capitalise on the complementarities between European countries in order to accelerate the development of the offshore wind industry.⁶¹ Based on the 'Airbus model', such an initiative would incentivise the creation of an industrial cluster that could combine Danish leadership in R&D with German manufacturing expertise, British experience in the offshore sector, and so on. European companies are the first to have invested significantly in offshore wind technologies, and competition from non-European competitors is extremely limited. China, for example, is expected to fall far short of its target to add 5GW of offshore capacity by the end of 2015. It is therefore reasonable to expect that European companies could benefit from first-mover advantages (FMA) in the production of offshore wind turbine components, similar to those that led to European leadership in onshore wind energy markets. In order for this to happen, however, it will be crucial to act with speed and determination, given the global recognition of the sector's potential and the increasing ability of EMs to compete for market share and the development of new technologies. The domestic industrial base needs to grow and adapt, in order for European companies to benefit from economies of scale and the concomitant cost reductions. It will also be vital to establish a strong presence in emerging markets with a view to future growth. Strong demand in the home market and a set of clear incentives for collaboration could provide the necessary impetus for further progress in offshore wind, which could become yet another success for renewable energy whilst simultaneously acting as the stimulus for economic growth that Europe so desperately needs.

⁶¹ Interview with Senvion.

Chapitre 5

La course aux technologies vertes dans le secteur des énergies solaires

(chapitre en anglais)

Structure

1. Introduction

2. PV market outlook

2.1 EU and China in the global PV market

2.2 Projections for 2018-19 PV market: a Chinese leadership

2.3 PV system cost evolution

2.4 PV system components

3. PV industry value chain

3.1 General trend

Silicon, wafers, modules, inverters and installation

3.2 PV value chain in Europe

3.3 PV value chain in China

4. Trade

4.1 EU-China PV trade value chain

4.2 China's PV export structure

4.3 China's PV export quality: still processing trade dominated

4.4 Free trade and implications of anti-trade measures

5. Domestic supportive policies in China

5.1 Supporting PV production in early phase

5.2 Insufficient supports on consumption side in early phase

5.3 Increasing supports on consumption in recent years

5.4 A particular focus on distributed PV

5.5 An ambition of building competitive PV industry

6. PV market development in China

6.1 Current challenges

Key technologies still depend on import

Trade and competitiveness

Reduced access to credits

Environmental pollution of PV production

6.2 Future orientations

Going out strategy: installation of production sites in tier countries

From polysilicon to monosilicon

1. Introduction

On 5 June 2013, the European Commission (EC) imposed provisional anti-dumping duties on EU imports of solar panels from China on the grounds that Chinese solar panels were exported at a price lower than their production cost and that this gap created severe injury to the EU's photovoltaic (PV) industry. After fierce negotiations, the Commission accepted, on 2 August 2013, an undertaking offered by the majority of Chinese solar panel exporters that limits module imports to 7 GW annually at a minimum price of €0.56/watt. Companies outside the agreement or in breach of it are liable for punitive import duties averaging 47.7%. The deal was commended by EU trade officials as the amicable solution sought by both the EU and China. Bearing in mind the dispute over the inclusion of civil aviation in the EU Emissions Trading System, which China resolutely opposed, this settlement has shown that amicable solutions can indeed help ease economic tensions between key trade players in the low-carbon and climate change-related industries and prevent long-lasting and costly dispute settlement at the World Trade Organisation (WTO) Dispute Settlement Body (DSB).

Yet, as both the EU and China have identified green and low-carbon sectors as key drivers for economic growth, the possibility of trade conflicts over low-carbon products in the near future cannot be ruled out. In various statements, the EU PV industry has reasserted that it remains unhappy with the amicable solution. EU ProSun, the alliance of European solar manufacturers that brought the Chinese anti-dumping case, said on 3 December 2013 that it was confident the European Court of Justice would rule that the resolution of the deal is not in line with the Commission's own rules. However, in a recent statement from the European Photovoltaic Industry Association (EPIA), it was said that 'EPIA is a strong supporter of free and fair trade and we would like to see trade relations between Europe and China, on solar modules and cells, return to normal undistorted, fair trade as soon as possible, when the duties and respective price undertaking expire in 2015.'

Such different positions from different value-chains of PV industries in the EU demand an analysis on EU and China's PV value-chains in order to answer the question if the EU industries can be competitive vis-a-vis Chinese industries in the PV sector. This chapter is organised as follows. Part Two presents global PV market with a focus on China and the EU in recent years; Part Three presents the PV industry value-chain and provide specific outlook on EU and China PV industry value chain; Part Four explores the link between EU and China in terms of trades through the PV industry value chain; Part Five explores China's domestic supportive policies and explains how they can contribute to cost release through PV value chain; Part Six provides outlook on China's future PV market development trend and identifies key sub-sectors where the EU industries can ensure benefit.

2. PV market outlook

2.1 EU and China in the global PV market

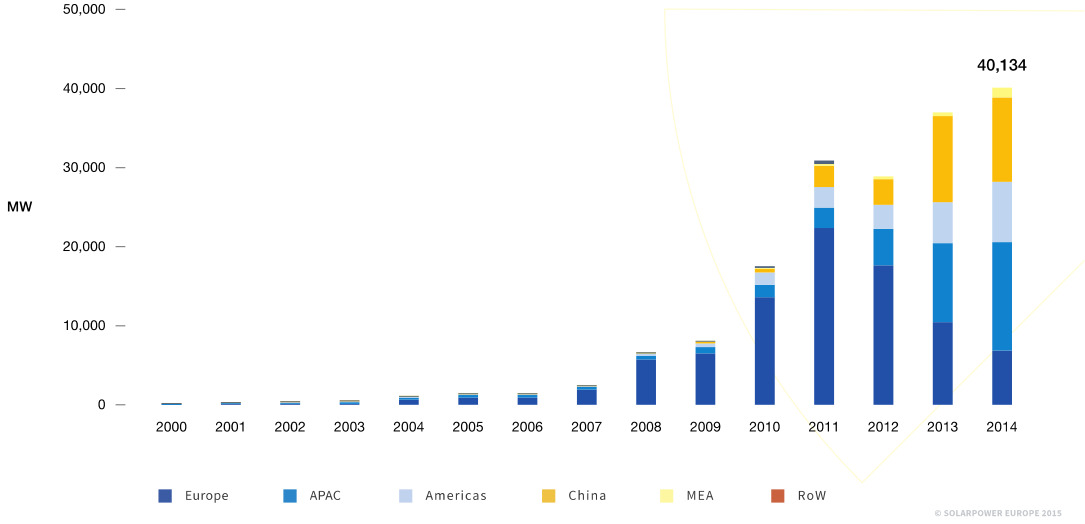
So far, EU remains the PV leader measured in accumulated installations yet this trend may not sustain: total accumulated installations occupy 59% and 49.4% of the global total in 2013 and 2014, respectively. Measured in annual installation, EU only represented 29% and 17.5% of the world's new PV installations in 2013 and 2014, respectively, provided that Europe accounted for 74% of the world's new PV installations in 2011, and 55% in 2012. New growth driver comes from China and Japan in 2013. China became the biggest solar market in the world with 11.8 GW installations in 2013, and has been key to a faster-than-expected global recovery. In 2013, Japan and US follows China in terms of total installed PV power with 6.9GW and 4.8GW, respectively. This trend continues for 2014. According the Global Market Outlook 2015, 40GW was installed in 2014 relative to 37GW in

2013. China, Japan and the US lead the market. China installed 10.6GW with 2GW distributed solar power thanks to the continuous policy support such as FITs. 9.7GW was installed in Japan and 6.5 GW installed in the US. Around 7GW was installed in Europe in 2014. China's National Energy Administration has set a target of 17.8GW as total solar power installation for 2015.

In 2013, Germany was the top European market with 3.3GW. Several other European markets exceeded the one GW mark: the UK (1.5 GW), Italy (1.4 GW), Romania (1.1 GW) and Greece (1.04 GW). Several European markets that performed well in the past went down in 2013, a consequence of political decisions to reduce PV incentives, Belgian installations went from 600 megawatts (MW) to 215 MW, French went from 1,115 MW to 613 MW, and Danish went down from 300 to around 200 MW. Aside from the significant decline in Germany and Italy, the size of the remaining European PV market was stable, with around 6 GW per year in the last three years. In 2014, the UK led the market with 2.4GW installed while the German market installed 1.9GW. France follows with 900MW installed capacity.

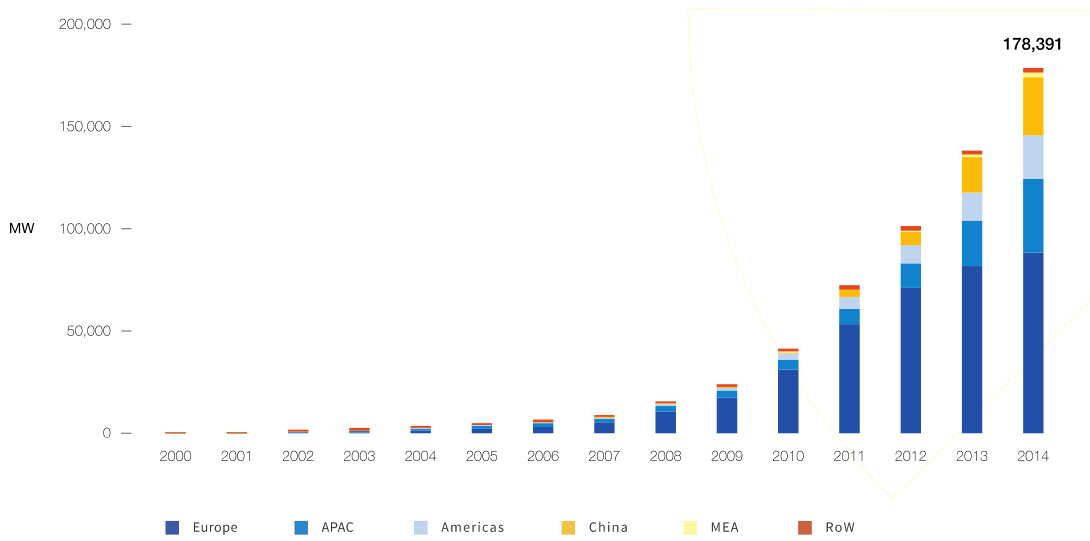
Tier market starts to expand: for example in 2013, India with 1,115 MW, Korea with 442 MW, Thailand with 317 MW, Canada with 444 MW, etc.

Figure 1. Accumulated installed capacity of PV power: 2000-2014



Source: EPIA.

Figure 2. Annual installed PV power capacity: 2000-2014



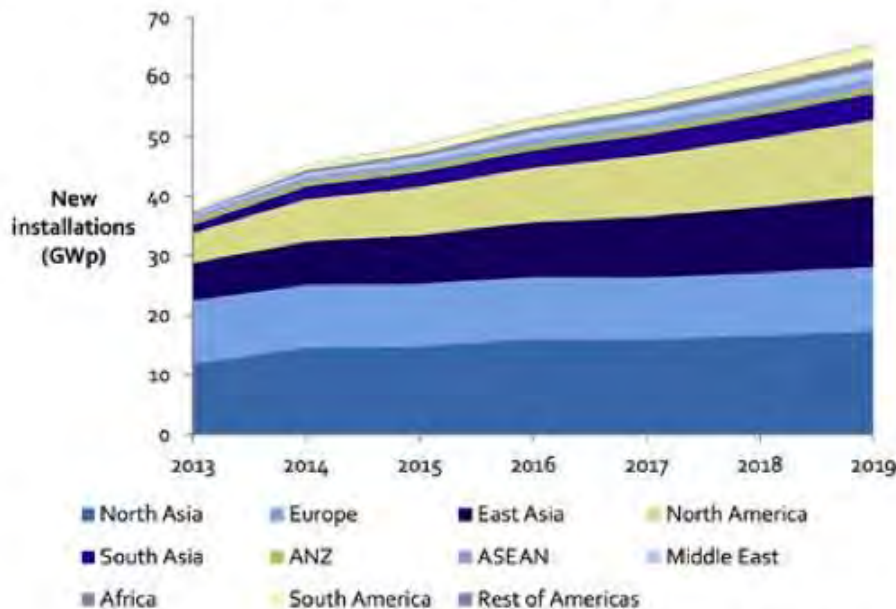
Source: EPIA.

2.2 Projections for 2018-19 PV market: a Chinese leadership

The solar industry will grow at a compound annual growth rate (CAGR) of 8.3 percent—from 37.5 GW in 2013 to 65.6 GW in 2019, according to a report from Lux Research titled *Solar Market Size Update 2014: Reform for the Long Haul*.

Figure 3. Outlook of global solar market 2019.

North Asia Remains the Largest Market in the World through 2019



Source: Lux Research, Inc.
www.luxresearchinc.com

EPIA provides a similar projection for annual installations of PV power with a range of 8-17GW per year by 2018 for Europe by considering uncertainties such as the drop of FITs in certain Member

States. EPIA also provides a projection of annual installation of PV power at global level with 39-69GW per year by 2018 and amended in its new Outlook to 47-86GW for 2019. Global accumulative capacity could reach to between 396-540GW by 2019. China together with other Asian Pacific countries can lead both in dynamic terms and accumulated capacities in the short future.

Figure 4. Projected Global cumulative PV market

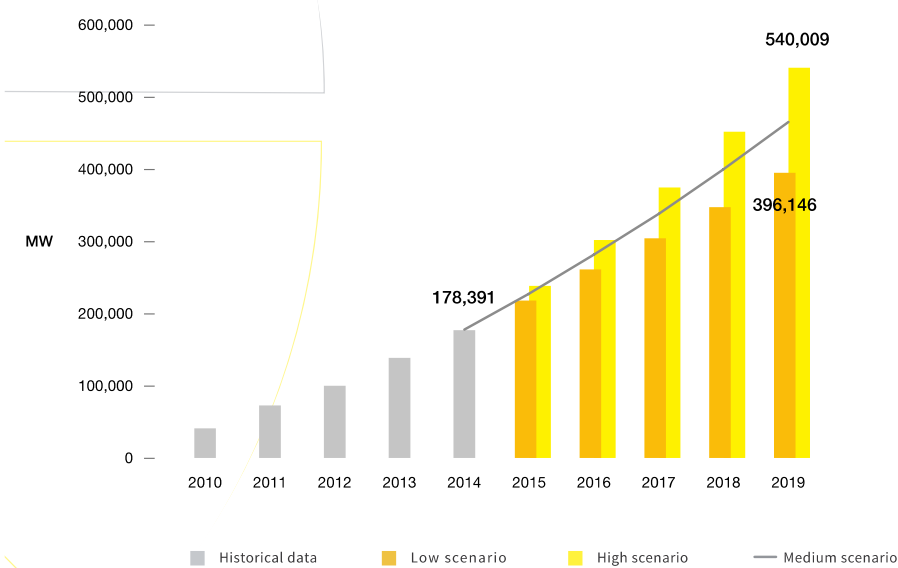


Figure 5. Projected global annual PV power installation capacity

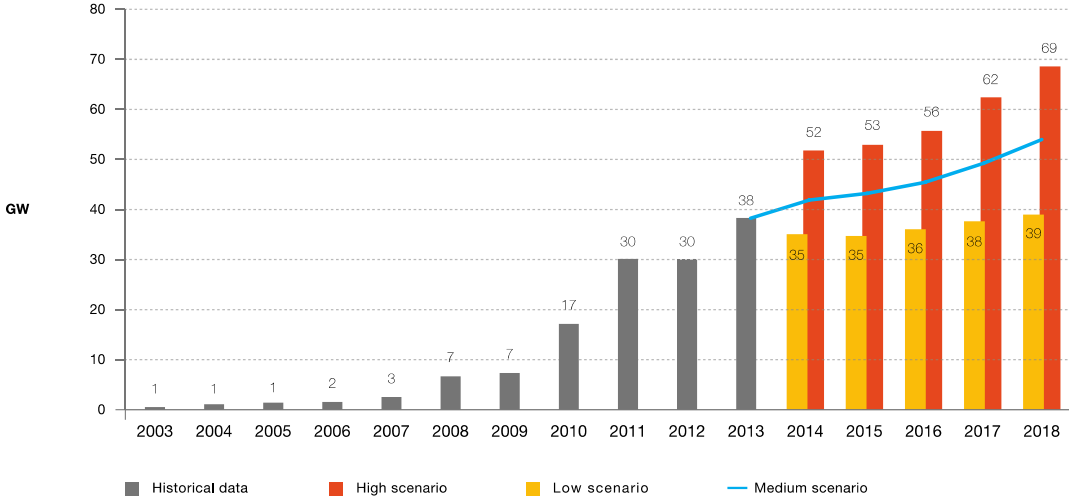


Figure 6. Evolution of annual PV market

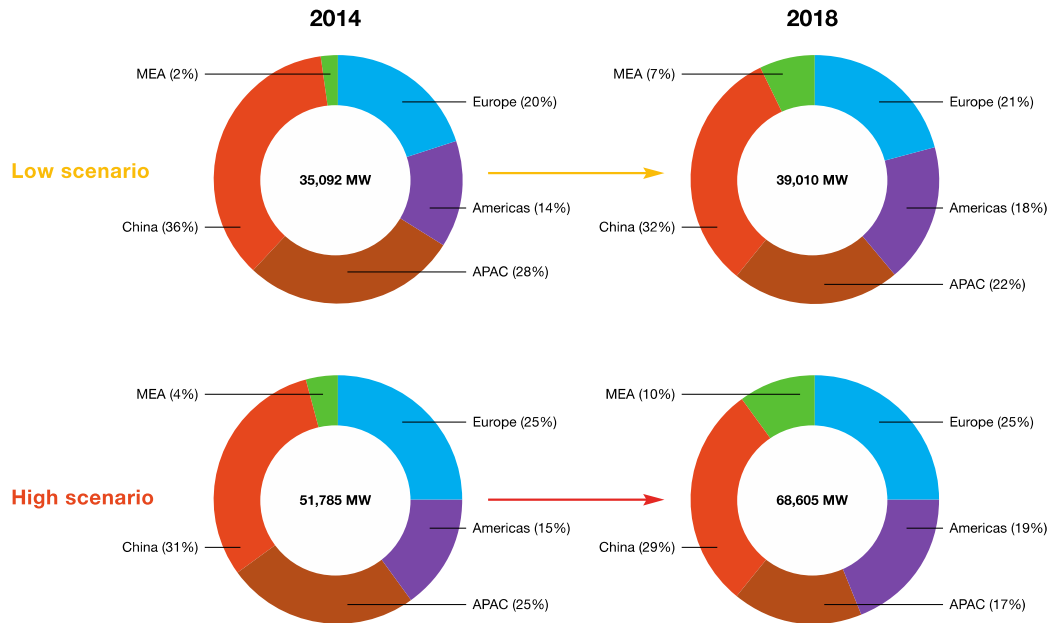
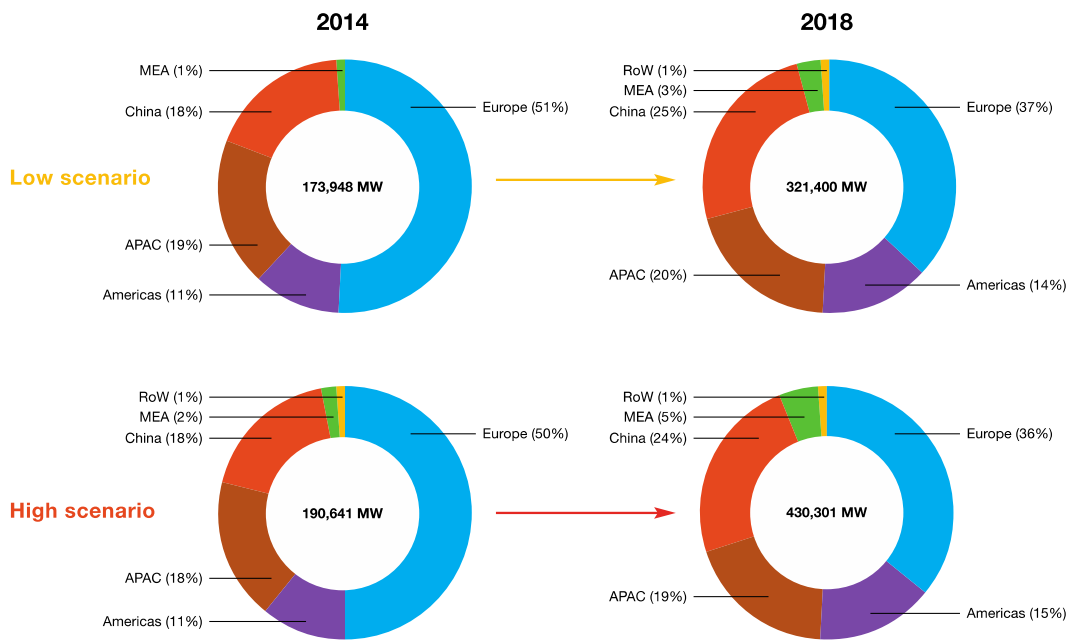


Figure 7. Evolution of accumulated PV power



Similar conclusions on China's leadership of PV power market is also obtained by The *Technology Roadmap on Solar Photovoltaic Energy* of the IEA (2014). By anticipating 16% as PV power's share to global electricity generation by 2050, it points out that China is expected to continuously lead the global market, accounting for about 37% of global capacity by 2050. China is expected to overtake Europe as the largest producer of PV electricity soon after 2020, with its share regularly increasing from 18% of global generation by 2015 to 40% by 2030 then slowly declining to 35% by 2050.

2.3 PV system cost evolution

In terms of electricity generation cost, the *Technology Roadmap on Solar Photovoltaic Energy* of the IEA (2014) expects an average cost reduction of 25% by 2020, 45% by 2030, and 65% by 2050, leading to a range of 40 to 160\$/MWh. According to the report *Solar Market Size Update 2014: Reform for the Long Haul*, incremental increases in efficiency from technologies such as passivated emitter rear contact (PERC), heterojunction with intrinsic layer (HIT) and selective emitter (SE), will enable system costs to drop by between \$0.36/W for utility-scale and \$0.60/W for residential by 2019, equaling to a 20% cut in total system costs.

The Global Market Outlook 2015 draws similar conclusion. The cost of PV systems continued to decline in 2014 with system prices below 1 Eur/wp (for utility scale PV above 1 MW) common in several European countries and 1\$/wp reported in the most competitive tenders. The cost reduction of PV system is a general result of declining prices of modules, inverters and economies of scale that brought installation costs down much faster than many expected.

One particular point the Outlook highlighted is that the minimum import price on modules from China in Europe as the result of 2012 EU-China PV trade dispute settlement has maintained module prices higher than market level, thus increasing the total cost of PV system in Europe.

2.4 PV system components

Crystalline silicon (c-Si) will dominate the solar market through 2019. X-Si, with an 84.6 percent market share, will grow from 31.6 GW in 2013 to 55.7 GW in 2019, growing at a CAGR of 8.45 percent. Cadmium telluride (CdTe) and copper iridium gallium diselenide (CIGS) will be a distant second and third, growing to 4.8 GW and 4.2 GW, respectively, in 2019. Alternative PV technologies, including thin films, had been expected to gain an increasing share of the market, but instead their share shrank from 15% in 2009 to about 10% in 2013.

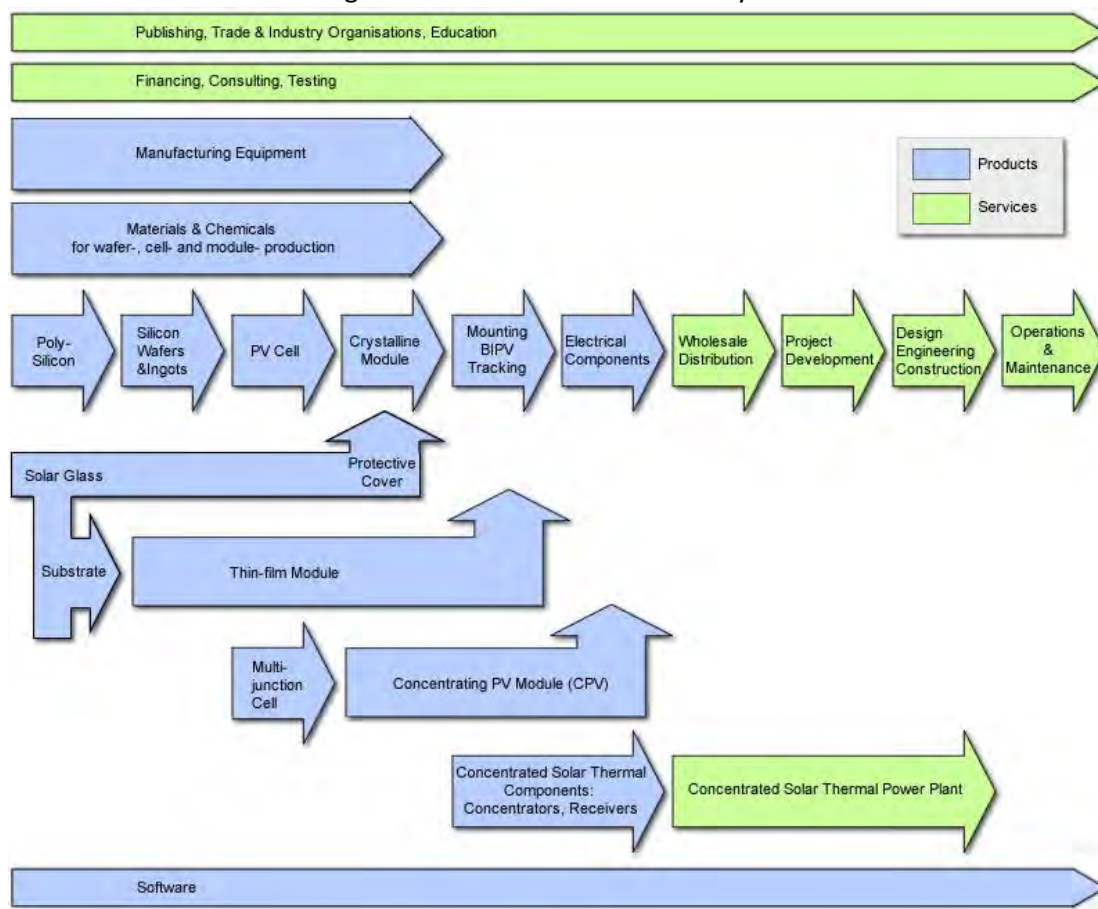
Utility-scale systems and rooftop systems will each have roughly half of the global market by 2050.

3. PV value chain

3.1 General trend

In general, the PV sector value chain is described by figure 8. PV power has witnessed important development and growth in recent years. The decreasing costs of PV power can be considered in general as a result of technological improves and rapid market expansion that ensures economies of scale. Such a continuous cost reduction enables PV power to be competitive with other REN and conventional energies.

Figure 8. Illustration of PV industry value chain.



3.1.1 Silicon and wafers

The market for polysilicon is shared between electronics and solar. In 2000, only 10% of polysilicon was used for solar cells, rising to over 50% in 2008. This trend will continue in the next decade. With growing demand for solar, there will be more supply of solar-grade silicon (upgraded metallurgical silicon), though due to lack of experience, it is not yet fully known what the impact of the lack of purity is on the long-term performance of a solar module. Even though new capacity is being built, the growing demand for solar electricity may still mean another supply shortage.

As the cost of raw silicon makes up only 4% of the total silicon production costs, the price drop in raw silicon did not change the cost structure at all. However, due to the drop in demand, the average margins have come under pressure, increasing the pressure on cost. Companies with access of cheap energy will therefore have an absolute cost advantage. In comparison, medium-term estimates for solar-grade producer Timminco are \$20/kg for production cost at a gross margin of 25%, reflecting the discounted price for solar-grade over high-purity polysilicon.

With wafer and cell manufacturers forward-integrating into polysilicon, new entrants, especially in the solar-grade segment and aggressive plans for capacity build-up, the once sheltered oligopoly is seriously challenged. Competition is increasingly based on capacity. These drivers eat into once exceptional margins. However, after the massive drop in polysilicon prices, the cost advantage of solar-grade silicon is fading, as demonstrated by the bankruptcy of Timminco in 2012 or the de-listing of Arise.

The industry is dominated by 7 companies that supply around 90% of the total polysilicon market: Hemlock, Wacker Chemie, REC, MEMC, Tokuyama, LDK Solar and OCI Company. The competition is capacity-based. There are high capital requirements of \$500m - \$1bn for building a plant, and long lead times to add capacity. The purification process requires a lot of energy. Polysilicon processing is estimated to be 85% of the energy input into the whole module. For instance, Wacker Chemie has own hydropower and co-generation unit for its plant. Most customers have long-term contracts with existing suppliers, making it difficult for new entrants.

The purer the silicon the less material is required per kWp. Solar applications do not require the same purity levels as electronic chips. Therefore, a number of companies such as Timminco specialise in solar-grade silicon, which can be produced more cheaply.

The input material is metallurgical grade silicon with around 98.5% purity and this is a commodity. Suppliers of metallurgical grade silicon tend not to forward integrate into polysilicon production.

3.1.2 Modules

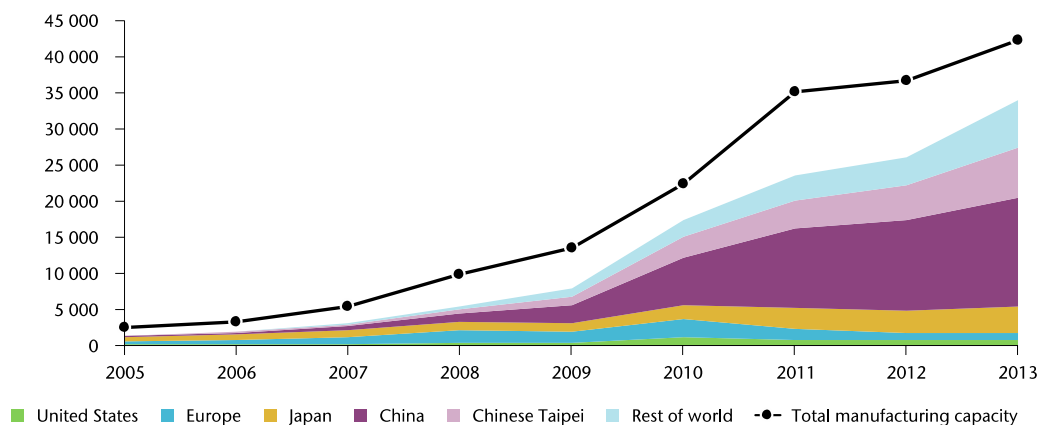
In the last few years, manufacturing of PV systems has been concentrated in Asia, particularly in China and Chinese Taipei, mainly based on economies of scale in large new production facilities. As shown by Figure 9, the PV manufacturing facilities shifted from OECD to the non-OECD countries only in the past few years. This can be considered as a primary contribution of huge investments in production capacity in Asia by the IEA according to which labour costs only played a marginal role, as PV production is highly automated; other variable costs, including energy costs, played a more important role. Fast technology transfer was facilitated by the availability of turn-key production lines producing very good quality PV modules.

Manufacturing PV cells and modules now accounts for less than half the value chain. Upstream activities, from research and development (R&D) to building production lines, and downstream activities linked to installation and services, together account for the largest part.

In many European countries, in particular those where PV manufacturing has never been important, such as Spain, thousands of PV-related jobs have been created and eliminated more because of on-again off-again renewable energy policies than because of competition from Asia (IEA, 2014).

At a global level, the PV industry has been estimated to represent about 1.4 million full-time jobs, including 300 000 to 500 000 in China, 312 000 in Europe, 112 000 in India and 90 000 in the United States (REN21, 2014). Yet data collection process and compatibility as well as fast market evolution must be taken into account once considering these figures.

Figure 9. PV manufacturing by countries

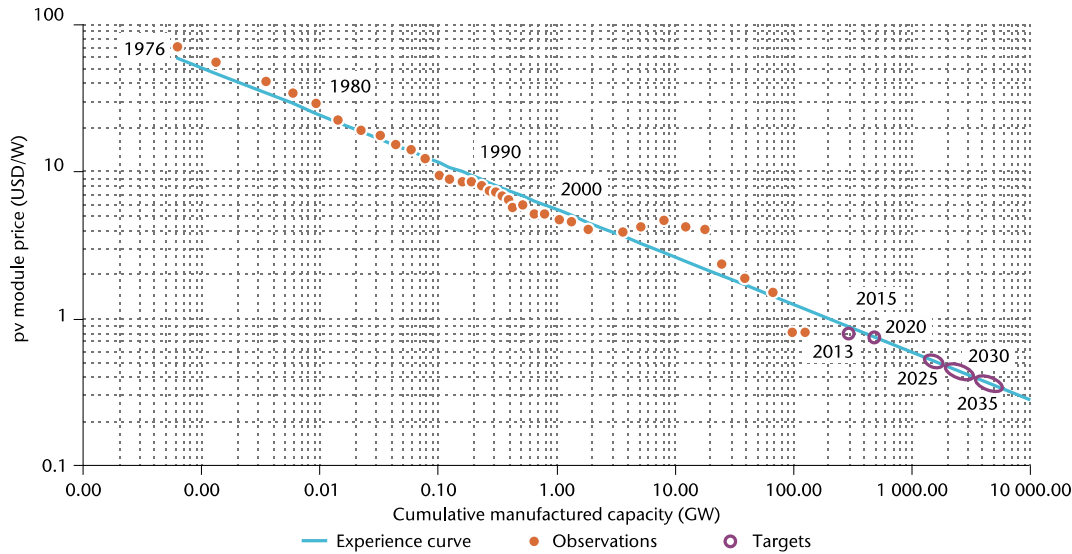


Source: SPV Market Research (2014), *Photovoltaic manufacturer Shipments: Capacity, Price & Revenues 2013/2013*, Report SPV-Supply 2, April.

A detailed analysis of the cost trends of c-Si modules and the shift of manufacturing to China suggests that the historical price advantage of a China-based factory over a US-based factory is driven not by country-specific factors, but by scale, supply-chain development and access to finance. Technology innovations may result in effectively equivalent minimum sustainable manufacturing prices for the two locations (Goodrich et al., 2013) – and this may hold true for many other locations.

The *Technology Roadmap on Solar Photovoltaic Energy* of the IEA (2014) states that PV system prices have been divided by three in six years in most markets, while module prices have been divided by five. The cost of electricity from new built systems varies from USD 90 to USD 300/MWh depending on the solar resource; the type, size and cost of systems; maturity of markets and costs of capital. With the increasing deployment of PV power and improvement of technology, the price of PV modules is expected to decrease further in the future.

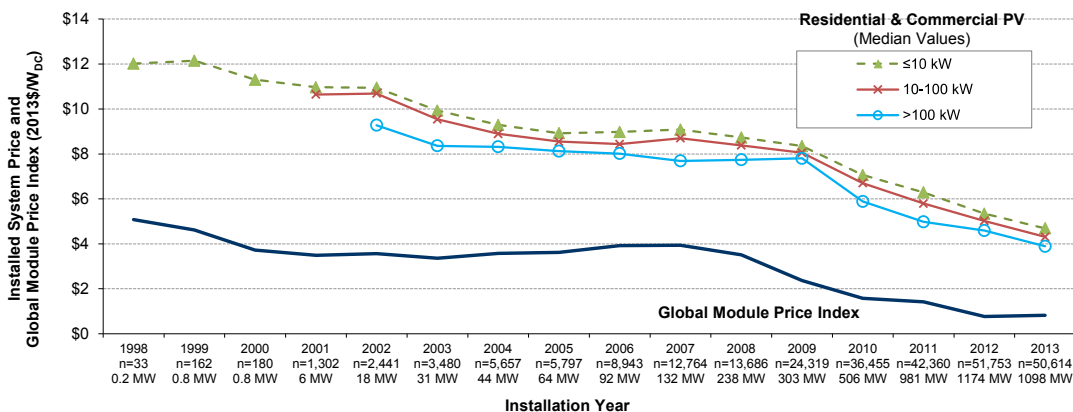
Figure 10. Past PV modules prices and anticipated future price cut.



Source: IEA 2014.

Similar price decrease has also been found in the US. According to the National Renewable Energy Laboratory of the U.S., the price per Watt of solar modules (not counting installation) drop from \$22 dollars in 1980 down to under \$3 by the end of 2009. At the same time, the efficiency of solar cells keeps on being improved. Without considering technological barriers of efficiency, by keeping the trend of solar modules cost of the past year, in 20 years the cost per watt of PV cells could be just over 0.5\$. *Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections* (2014 Edition), a recent report released by NREL provides a high-level overview of historical, recent and projected near-term PV system pricing trends in the United States. It shows that the general downward trend in PV system price is expected to continue through 2016.

Figure 11. Installed Prices of Residential and Commercial PV Systems in the US



Source: NREL, US.

The world's top 10 solar panel suppliers accounted for 49% of the 23.7GW shipped throughout the world in 2014, from 48% a year earlier. Top 10 suppliers remained the same in 2014, but their rankings changed slightly from the year before. Most notably, Trina Solar moved into the top slot in 2014, edging out Yingli62.

Global Top 10 PV Module Suppliers, 2014

62 Source: IHS PV Integrated Market Tracker

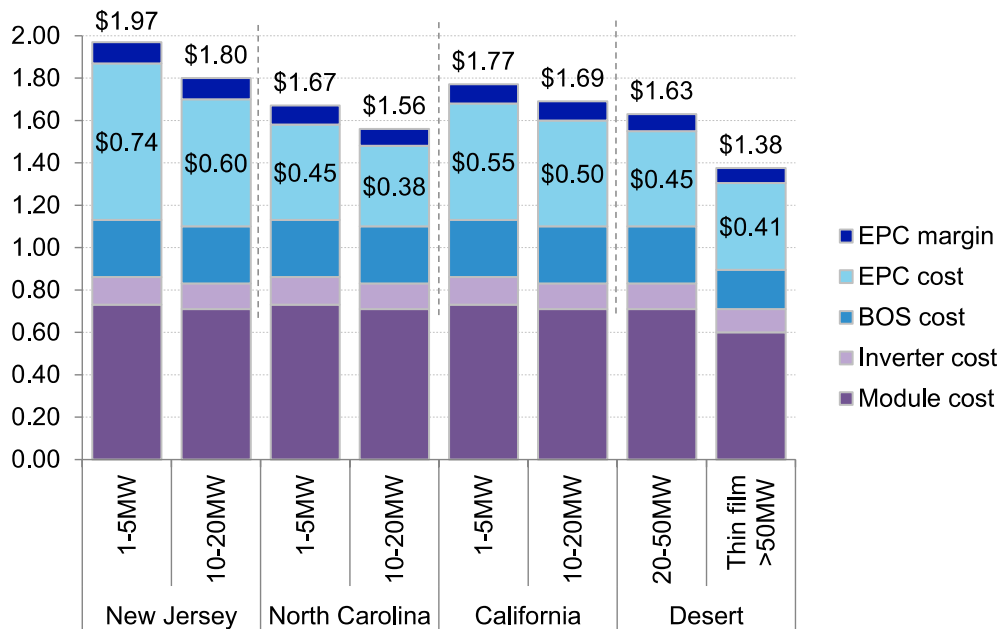
- 1) Trina Solar (China)
- 2) Yingli Green Energy (China)
- 3) Canadian Solar (China)
- 4) Hanwha SolarOne/Hanwha Q Cells (South Korea)
- 5) JinkoSolar (China)
- 6) JA Solar (China)
- 7) Sharp (Japan)
- 8) ReneSola (China)
- 9) First Solar (US)
- 10) Kyocera (Japan)

3.1.3 Inverter and installation services

Inverters have followed an impressive learning curve, similar to that of PV modules. The reduction in material has been dramatic in the last ten years, from 12 kg/W to 2 kg/W. Manufacturers expect this trend to continue. Other hardware costs – materials, such as support and cables, or labour, such as installation – relate to the area of the solar PV systems and thus depend mostly on the efficiency of the modules.

The report *Evolving Landscape for EPCs in US Renewables* assesses the economics of EPC (Engineering, Procurement and Construction) services. Estimated EPC prices (including component costs but excluding development costs) for photovoltaic solar projects range from \$1.38/W for very large desert-based projects using thin-film modules, to \$1.97/W for projects around 5 MW in size. Labor is the most important variable cost.

Figure 12. Estimated EPC costs and overall project economics for different project sizes across various US regions (\$/WDC)



Source: Bloomberg New Energy Finance, interviews with selected market participants. Notes: New Jersey

3.2 Value chain in Europe

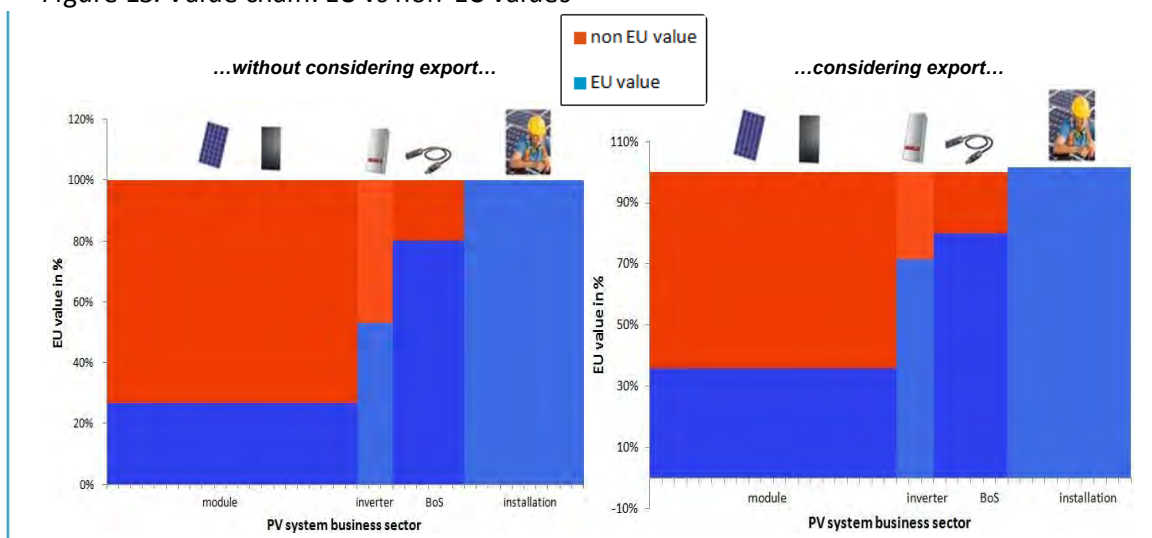
Figure 13 shows the EU value share for each elements of the entire PV industry value chain. Downstream sectors after PV modules assemblage occupy half of the entire value chain (thanks to the continuous decrease of PV modules) where most added values are European. For PV module, even though most of the large production facilities for PV modules are located elsewhere, more than 25% of the value associated with the PV modules placed on the European market is still created within European borders (without considering exports).

According to EPIA, around 53% of the total EU value of inverters is created in Europe. This value chain step alone creates around €2.2 billion in Europe. Taking into account the strong export activity that many big manufacturers have, the EU value rises to 72% which accounts for almost €3 billion. Other BOS components are typically supplied by companies close to the end market. In Europe, the manufacture of these components accounts for at least €5.7 billion which is 80% of the EU market.

The installation part is usually provided by EU companies which also export their expertise of project management to other countries. Installation service creates more than €14.3 billion in Europe.

In total, approximately 58% of the value of the €58 billion European PV market is being created by European manufacturing upstream and downstream as well as European services in installation. Considering exports the EU value rises to 67% and close to €40 billion.

Figure 13. Value chain: EU vs non-EU values



Source: EPIA.

3.3 Value chain evolution in China

China's PV industry was once concentrated on PV panel assemblage and module production since the market entrance barrier is very low. These subsectors are in general very labor-intensive and captures only a small share of added value. China's PV module and panel industries once exported more than 95% of domestic production to developed country due to the lack of domestic supportive policy. PV industry in China also lacks the capacity of R&D and had no capacity of high-tech products such as purified polycilicon.

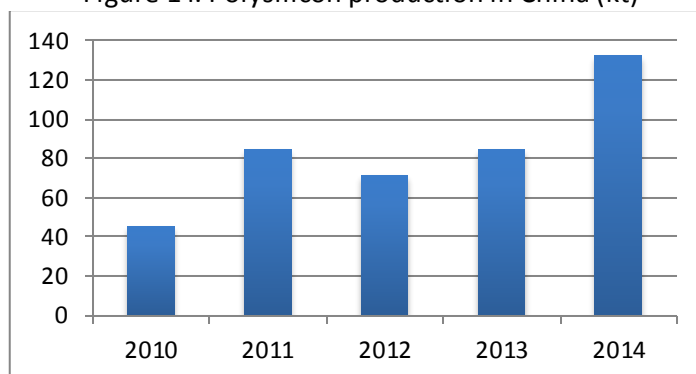
However, such a situation did not last long. By 2014, China led the global PV power installation (as mentioned above). Also, through the PV power value chain, Chinese firms are among the top-10

global firms: 4 firms for polysilicon production; 8 for wafers; 5 for PV cells and 5 for PV modules and panels. Despite the anti-dumping duty imposed as a settlement of the EU-China PV trade dispute, major firms regained their turnover rate at a double digit.

3.3.1 Polysilicon

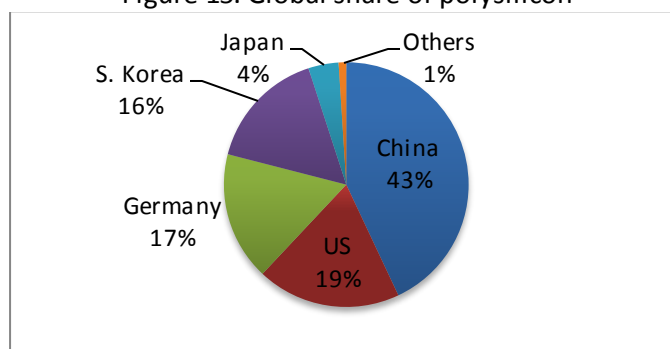
By 2014, up to 18 firms are capable of producing polysilicon for PV power industry. Total capacity use rate reached to 84.6%. Total capacity of the top 10 firms represent 91% of the entire market with 77% for top 5 firms. Domestic capacity is supposed to be capable to substitute imports.

Figure 14. Polysilicon production in China (kt)



Source: authors' rearrangement based on Chinese PV association reports⁶³ (in Chinese).

Figure 15. Global share of polysilicon



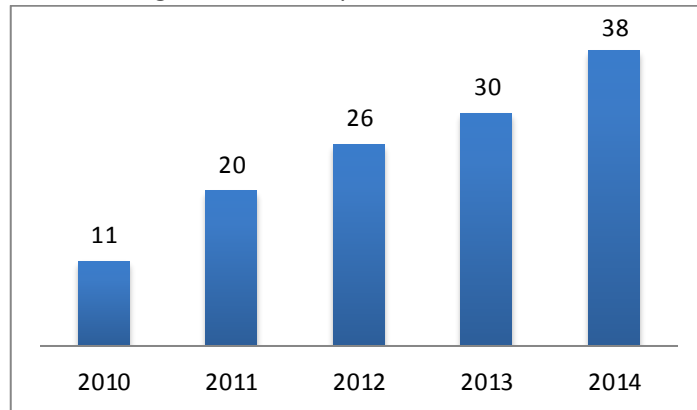
Source: idem

3.3.2 Wafers:

Total production reached to 38GW by 2014. Sectoral concentration remains high with market share of 77% and 58% for top 10 and top 5 firms, respectively. Average capacity use rate is higher than 72%. The ratio of polysilicon and monosilicon use is 83:17.

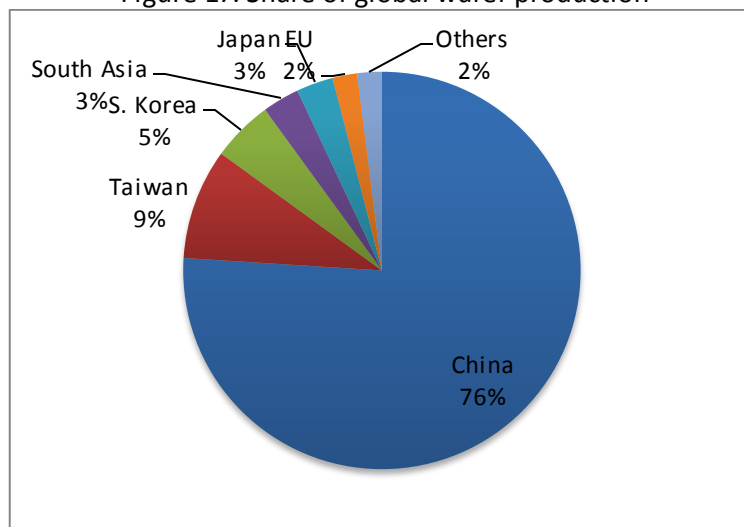
⁶³ Available at : <http://guangfu.bjx.com.cn/news/20150204/587682.shtml>

Figure 16. Wafer productions in China



Source: idem

Figure 17. Share of global wafer production

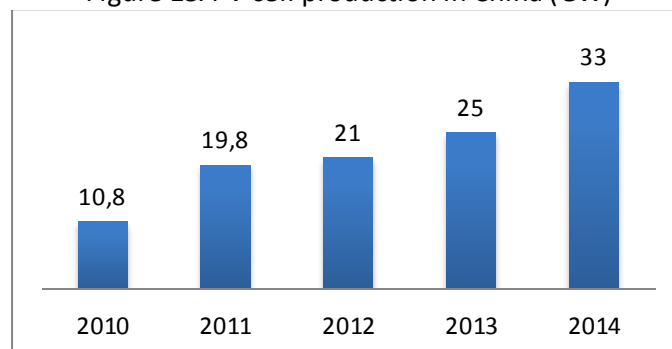


Source: idem

3.3.3 PV cells

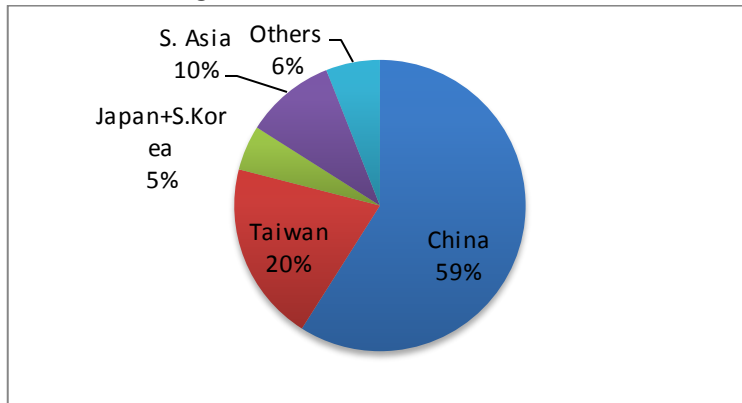
In 2014, PV cells production reached to 33GW in China, 32% higher than 2013 level. Market concentration level is low with top-10 firms representing 52% total capacity. Capacity use rate is in general below 70% while 85% is reported for top-10 firms. The share of the use of polysilicon and monosilicon is 87:13.

Figure 18. PV cell production in China (GW)



Source: idem

Figure 19. Global market of PV cell

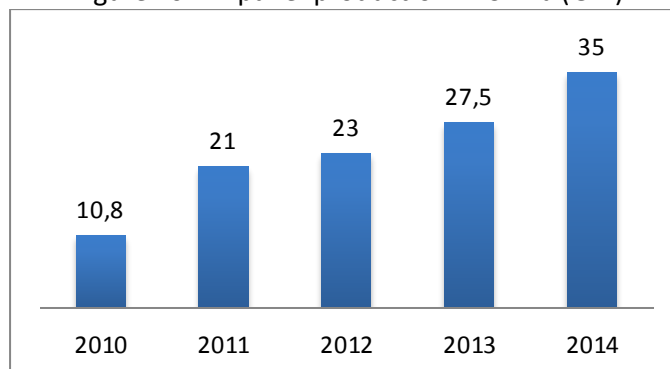


Source: idem

3.3.4 PV panels:

In 2014, PV panel production reached to 35GW, 27% higher than 2013. Market concentration is relatively low comparing to other products in the PV value chain: top-10 PV panel production firms represent 56% total capacity. Total capacity use rate remains low while 90% is reported for top-10 producers. The use of polysilicon and monosilicon takes the share of 88:12.

Figure 20. PV panel production in China (GW)



Source: idem

4. PV trade

4.1 EU-China PV trade through value chain

EU is so far one of the biggest supplier of purified silicon (content >99.99%). As Table 1 shows, through the PV value chain from raw materials to inverters, EU only ensures its position of net exporter vis-a-vis China on purified silicon: measured in gross trade value, total accumulated surplus for 2008-2011 reaches to 1.64 billion USD where Chinese export to the EU only represent 3.6% of EU's export to China. This is coherent to the lack of production and innovative capacity of purified silicon as the latter requires massive knowledge and fixed asset investment (as mentioned in Part 3 above). For other parts (silicon dioxide, wafers, PV cell and panel as well as inverters), EU remain a deficit position vis-a-vis China.

Table 1. EU trade relation with China through PV value chain (unit: 1k Euro)

	$IM_{CN,i}$	China's position as import partner	$EX_{CN,i}$	China's position as export partner
Silicon dioxide, HS281122	191523.5	1st	79646.91	2nd
Silicon, HS280461	62299.39	5th	1701720	1st
Wafers, HS381800	1134348	2nd	420473.5	3rd
PV panels and cells, HS854140	40812062	1st	793669.4	2nd
Inverters (HS85044084 for COMEXT data and HS850440 for ComTrade data)	787552.7	1st	163041	3rd

Source: COMEXT

4.2 China PV export structure

In 2014, traditional trade of PV cell and panels export reached to 6.35 billion USD, representing 44.07% total export. One remarkable issue is that it increased significantly with an annual growth rate of 25.95%. The increase of traditional trade of PV cell and panels indicates a higher degree of vertical integration of China's PV cell and panel producers.

After the minimum price and quantity settlement from EU-China PV trade dispute, China's export partners majorly shifted to Japan, US as well as other Asian and emerging markets in 2014. Table 2 provides details of China's major export destination countries. The rapid increase to the UK is majorly a reason of project developers' reaction before policy shift of abolishing subsidies to ground unit >5MW in 2015. Similar explanation is used for the increase of the export to the US market as prevention before US's anti-dumping measures implementation to Chinese PV panels.

In general, total Chinese export of PV cells and panels decreased to 2.82 billion USD in 2014, with 24.25% reduction relative to 2013 level. Total export to the EU represents 19.5% total Chinese export. Asian market becomes China's biggest buyer with 7.85 billion USD as total export in 2014 and an annual growth rate of 42.73%. Measured in terms of export growth, China's export growth rate to Latin American markets is 159.2% although total quantity remains low (486 million USD).

Table 2. China's export of PV cell and panels by major countries in 2014

	Export (Mn USD)	Share to total export (%)	Annual growth rate(%)
Japan	4880	33.86	61.24
US	2168	15.04	29.35
Netherlands	1101	7.64	-35.13
UK	900	6.24	156.24
India	524	3.64	-7.9
HK	470	3.26	-29.02
S. Korea	447	3.1	74.01
Australia	421	2.92	-6.34
Philippines	279	1.94	136.12
Taiwan	251	1.74	110.89

Source: Customs of China

4.3 China's PV export: processing trade dominated.

China's PV cell and panel export is still dominated by processing trade: total export amount of processing trade reached to 7.59 billion USD in 2014, representing 52.64% total export with 15.75% as annual growth rate. Processing trade refers to the business activity of importing all or part of the raw and auxiliary materials, parts and components, accessories, and packaging materials from abroad in bond, and re-exporting the finished products after processing or assembly by enterprises within the mainland. The advantage for processing trade comparing to traditional trade is the exemption of imported intermediary materials (that must be re-exported). This makes economy taking into account the delay of export-import tariffs and refunding practice in China. Processing trade in PV cell and panels can be started fast as long as offers from foreign firms are made; yet the technological contents and added value are relative low among the entire value chain since only the assemblage procedure is made while key savoir-faire of each component remains at foreign firms.

4.4 The role of free trade

In theory, free trade brings competition and helps to improve product efficiency and reduce costs. Recent EU-China trade dispute settlement has a few implications.

China's export price formation involves a combination of two mechanisms, each of which is likely to trigger disputes over dumping. First, there is an export price formation process based on bargaining between exporters and importers. China's domestic PV product markets (wafers, cells, and panels, as well as converters and racks, etc.) can be deemed competitive given the high number of firms, their relatively small and/or equal market shares, and the similar nature of their products (Zhao, Shi, Chen, Ren, & Finlow, 2011). To reduce prices, EU purchasers are able to bargain and play off several Chinese PV panel producers providing that there is no collusion or price fixing among the Chinese exporters. As China's domestic PV product market remained relatively small compared to its export market before the massive implementation of supply-side support policies in 2012, some Chinese PV producers have had to shrink their margins and offer prices that are sometimes lower than domestic prices (and sometimes even factory prices), while ensuring that they average out over time with a profit. This also helps to win more customers and expand foreign market share. This trade practice is

common in the solar energy sector and a regular subject for complaint by the Chinese PV manufacturers themselves⁶⁴.

Second, China provides PV producers with corporate tax rebates (50% reduction), enabling them to sell their PV products at a price that undercuts the price they would have to apply in the absence of such policies. Moreover, for PV cell and panel manufacturers, Chinese banks offer loan facilities at below-market rates, and leading PV producers (e.g. SunTech) have been encouraged to accept the loans, particularly during the boom years (roughly 2008–2012). Combined with economies of scale, this may have lowered the marginal cost of PV manufacturing in China and provided Chinese firms with additional financial sources to offset any temporary losses induced by factory price dumping (Yu, 2013). Given all these domestic support policies, the hypothesis that China is pursuing a strategic export policy (with the intention to bankrupt foreign firms and then raise prices, in line with the textbook behaviour of monopolistic firms) cannot be totally discarded, despite the fact that no evidence has been collected so far to corroborate this.

A third dispute-triggering factor is the lack of coordination among push and pull policies worldwide, and especially between the EU and China. In terms of timing, the above-mentioned supply-side policies in the Chinese PV production sector coincided massively with demand-side policies (notably, feed-in tariffs, FITs) in the EU⁶⁵. Moreover, the unbalanced nature of supply-side/demand-side support policies between the EU and China will very probably extend to other (green) sectors. On the one hand, according to the National Plan for the Development of SES over the 12th Five-Year Plan period⁶⁶ (published in 2012), China will implement more supply-side support measures for SES. As several Chinese official documents indicate⁶⁷, the clear objective of China's supply-side support policies is to make sure that the industries promoted (e.g. SES) gain dominant competitiveness in the future, even though this choice incurs expensive social costs due to the sub-optimal use of public budgets (which, in the short term, need to be used for other priorities such as poverty, health, and transport). On the other hand, EU Member States are constrained by free competition regulations and cannot, like China, massively and rapidly implement supply-side support policies for green industries (although there are different supply-side support policies in certain Member States). All else equal, the imbalance between the capacities of China and the EU to pursue domestic support policies heightens the likelihood of future trade disputes.

PV industry value chain can be affected by anti-trade measures. For example, an anti-dumping duty could increase the PV panel cost thus the entire PV project costs in Europe. Provided that the added value of most of the downstream sectors remains at the EU territory, this could entail negative impact on PV project development as long as PV panel prices from China remain high and no alternative suppliers of PV panels and cells can be found in the short term for EU. This corresponds to the argument of the new EPIA announcement mentioned in the introduction.

64 Source: Chinese media report (in Chinese), available at http://news.xinhuanet.com/fortune/2013-08/09/c_125139787.htm.

65 Even though FITs have been revised downward in the EU since 2008–2009 and China has started to use demand-side policies to stimulate the domestic installation of PV energy since 2013, this differentiated pattern of support still holds.

66 A Chinese version is available at http://www.gov.cn/zwggk/2012-07/20/content_2187770.htm.

67 For example, State Council Order No. 512 on the Implementation Regulations of Corporate Income Tax Law published in January 2008.

5. Domestic supportive policy

Comparing to wind power development in China, and comparing to the important export of PV panels, solar power installation has only witnessed a rapid development since very recent years, which is to an important degree, due to the lack of related supporting policies. Annual newly added solar power capacity remains at a very low level before 2009. However, after this, annual new solar power installation capacity has skyrocketed: 0.52GW, 2.7GW, 4.5GW, 12GW respectively for 2010-2013. Such a superfast solar power development in China cannot be disconnected with massive supportive policies implemented since 2012. Provided the rapid solar power development, in 2013, China's State Council issued suggestions on promoting the healthy development of PV industry which set a revised target for solar power development: 35GW of installed PV power by 2015, with an annual growth rate of 10GW for 2013-2015.

China's PV power development can be generally divided by several phases based on different supportive policies and strategies.

5.1 Supporting production during early phases

From the outset, China's domestic support policies in the PV sector have been of the push variety, while pull policies have been increasingly introduced in recent years. In general, while a handful of circulars and notices were published in the early 2000s that contained qualitative regulations to support the PV industry and its deployment, the first concrete and effective support measures for the PV sector were not produced until 2006. Table A1 in the Annex summarizes China's PV sector support policies, listing them according to their implementation date. These policies have had both direct and indirect effects on the development of the PV sector in China.⁶⁸ Interestingly, most policies have been very recently released (since 2011), indicating China's increasing focus on the PV sector. When measured purely in terms of the numbers of concrete support policies, the PV sector (from the production of PV panels through to the installation and service side) has still benefited from fewer policies than the wind power sector, which currently has more than 20 support policies in place in different chains throughout the whole sector.

Early domestic support policies in China were mainly of a push nature. The first effective supportive measures were implemented in January 2006 and focused on providing fiscal facilities and tax reductions for PV research and development (R&D) in order to accelerate the commercialization of PV panels. As PV panels and related supplies and services gradually commercialized, China's State Council published implementation rules for a corporate income tax in January 2008, which reduced income tax for PV production enterprises (as well as other renewable energy production firms) during their first six years of operation. These two policies may have contributed to China's increasing domestic capacity for PV panel production and to China's recent shift from being a net importer to becoming the biggest exporter of solar panels and cells.

68 Other policies also exist (circulars, notices, etc.) that were not included in this paper given that they only provided guidelines or propaganda and did not have a real effect on the development of the PV sector.

5.2 Insufficient demand side supportive policies in early phase

Early phase pull policies were insufficient to absorb domestic PV production capacity. As domestic PV panel capacity rapidly increased, policies were introduced in 2009 to facilitate domestic PV electricity power projects, including subsidies for the building of PV power generation facilities. The well-known Golden Sun project was then implemented in July 2009 as an additional boost to domestic PV panel capacity through the financing and subsidizing of PV electricity projects. However, PV investors lacked relevant experience and an insufficient number of projects were financed, so that only a (relatively) small amount of PV panels were purchased in China compared to its exportation level.⁶⁹

5.3 Increasing efforts to stimulate domestic demand in recent years

China became aware of this insufficiency in the domestic need for its PV panels, and since 2011 has introduced more pull policies. In July 2011, the National Development and Reform Commission (NDRC) released price regulations on standard PV power grid connections. While in September 2011, additional regulations were introduced to follow up the Golden Sun project, requiring the strengthening and scaling up of PV power project implementation in China. It provided further clarifications regarding China's project financing facility: both PV producers and investors in PV electricity power became eligible for subsidies from the central government. Although this subsidy to PV panel producers is of a push nature, the policy can be considered as a stimulus to the consumption of PV panels given that subsidies are only given for PV panels sold to build domestic PV power projects in cases where project investors could benefit from lower PV panel prices.

Additional policies to encourage the scaling up of domestic PV power projects were introduced in 2012. In March 2012, subsidies were brought in to finance the connection of PV electricity generation projects to the national power grid. In September 2012, a notice was released on the scaling up of pilot projects for distributed PV electricity power, which encouraged the moving up of such projects to the national level, with very detailed guidelines for project implementation following in October 2012. After this, the State Grid Corporation of China released a policy that made available several facilities and free or low cost services for PV electricity grid connection. In the meantime, the 12th Five Year Plan (FYP) for the PV electricity industry (2011-2015) set ambitious targets for total PV power installation, distributed PV electricity capacity as well as the development of PV power pilot projects in cities and districts. More recently, China's Energy Minister Liu Tienan announced a further increase to its ambitious targets for PV power, stating that China would double its objectives by seeking to install 10GW of PV power in 2013 (cf. real achieved target in 2013: 13GW).⁷⁰ In addition, the 2015 objective for installed PV power capacity has been increased four times, now standing at 35GW.⁷¹ Together with the ongoing reform of environmental taxation, resource and consumption taxes as well as the introduction of an emission trading system for CO₂ which would raise the costs of fossil fuel energy and/or CO₂ emissions, these measures and targets that focus on the current key obstacles of PV power installation in China could significantly drive up the demand for PV panels in China in the coming years.

69 Further, the technical and institutional difficulties for PV power grid connection were also an important obstacle for developing domestic PV electricity projects in China in 2009.

70 Leslie Hook, China Solar Industry aims to shine out, Financial Times, 10 Jan. 2013. <http://www.ft.com/cms/s/0/394bb232-5a58-11e2-bc93-00144feab49a.html#axzz2HZ3wQTTh>

71 See <http://www.ccchina.gov.cn/Detail.aspx?newsId=39196&TId=57> for details.

5.4 Particular focus on distributed PV power installation

Since 2013, NDRC published a number of policies promoting and supporting the development of distributed power generation, including distributed PV power development in China. Subsidies (0.42Yuan/kWh) are given to electricity generated from distributed PV power. 18 pilot projects have been identified to conduct distributed PV power. CDB also provides loan facilities and third-party insurance and guarantee system for distributed power projects. Also, REN electricity price added fees, National key hydro power fund added fees, Supportive Fund for migration due to key hydro power installation added fees, Agricultural loans Fund added fees are usually collected from electricity price in China. MOF released a notice that exempts these four fees from own use electricity generated by distributed PV power in order to reduce their final price of electricity.

In order to ensure the real development of distributed power, NEA also requires local governments to provide 2013 distributed PV power generation development report and provide suggestions for 2014 targets.

5.5 Ambition to build competitive solar power industry

While most of the recent PV policies have focused on boosting the demand for PV panels in China, there is evidence that China will continue to support the development of its PV industry as a strategic sector in the coming years. This is not surprising given that in 2010 China identified seven strategic and emerging sectors, which included new energy and PV power, where it wanted to sustain competitiveness and ensure green growth. Although no further concrete support measures have been introduced to date since those mentioned above (aside from a confirmation in 2012 from the China Development Bank that it would guarantee loans to key PV enterprises), China's Ministry of Industry and Information Technology (MIIT) and its Ministry of Science and Technology (MOST) have set a dozen targets for the production costs of PV companies and for technology improvement, which were published in the 12th FYP for the PV industry and the 12th FYP for PV technology, respectively in February and March 2012, which aim to develop a higher value-added and technology-and-innovation-led PV industry within the current decade. Additionally, pull policies have been increasingly introduced since 2012.

MIIT published Standards of PV Manufacturing Sectors in 2013 which formalised the future sectoral development strategies. Key elements include:

1. Strictly limit pure expansion of PV production capacity, own capital rate of total investment of new expansion/installation of PV production capacity should be higher than 20%
2. PV production firms must possess R&D activities: for each year, at least 3% (and more less than 10Mn Yuan) of total sale revenue of the firm should be used to conduct R&D and production process improvement activities.
3. Minimal annual production capacity is set: 3000ton for polycilicon, 1000ton for silicon ingot and rod, 50Mn pieces for silicon wafers (pellet), 200MWp for PV cells and panels, 50MWp for thin film PV panels.
4. Minimum technical standard of products, energy intensity, water consumption standards for existing PV production firms
5. More stringent minimum technical standard for new installations of PV production capacity.

6. Future PV market development

6.1 Current challenges

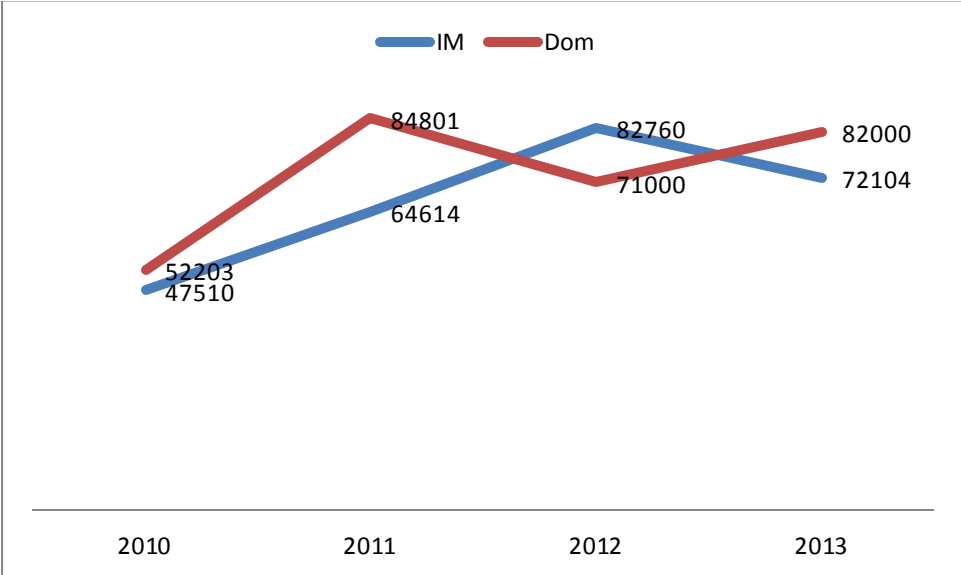
Key technologies still depend on import

Despite China's dominant position on PV cells and modules production in the world, there is still a lack of key technologies. One particular fact is that China is highly dependent on highly purified polysilicon, the core resource to produce wafers and PV cells. Core technology is still concentrated at a few companies in the EU, Japan and the US. A few domestic firms also produce purified silicon in China, yet firstly, the quantity produced cannot meet domestic manufacturing demand and secondly, the quality is usually considered inferior to imported purified silicon associated with a higher production cost. As figure 21 shows, imported purified polysilicon still occupies around half of China's total domestic need even in recent years.

As mentioned above, the purer the silicon, the lower the PV system cost. As the efficiency becomes a decisive factor in future PV electricity development, China will highly rely on foreign supplies of purified silicon given that the sector entrance barrier (technology and capital) is very high.

In terms of equipment related to the manufacturing of PV cells and panels, China still relies on foreign supply for some parts, for example, Silicon tetrachloride closed loop recovery system used during the process of purifying silicon. Also, automatic screen-printing system, automatic sorting machine, automatic cell welding machine, as well as PECVD (plasma enhanced chemical vapor deposition) system are highly dependent on import.

Figure 21. Domestic and imported purified polysilicon (unit: tonne)



Source: www.wind.com.cn

Trade and competitiveness

As mentioned in Part 4, China's PV manufacturing sector is still highly dependent on export despite recent rapid domestic PV market expansion. Processing export that is usually less technology and

capital-dependent than traditional export still takes half of total PV cell and panel exports, indicating low technological content of the PV manufacturing market in China.

China's domestic supportive policies, together with the increasing interest of supporting domestic PV industries in other countries, could trigger further trade disputes thus affecting the export of PV manufacturing sector in China.

A large number of Chinese PV manufacturing firms do not invest sufficient capital into R&D and most of the PV manufacturing firms do not yet have a mature R&D department. The competitiveness of PV cells and panels made in China majorly rely on its relatively lower price thanks to other inputs costs and complete market infrastructures, while the technological innovation is still not a Chinese competitiveness.

Reduced credit accessibility

Before the EU-China PV trade dispute and recent global economic crisis, PV production was considered as an emerging and new sector in China. Some local governments had even identified big PV firms as the key driver of local economy. Chinese banks were not totally familiar with the PV industry (and its dynamic). As certain local governments promoted a lot the development of PV industry, this makes the illusion for banks that PV industries are very low risk together with the high record of PV panel export in China. This explains why during that period, banks even begged big PV panel production firms to accept their standard (sometimes slightly lower interest rate) rate loans.

As the SunTech bankruptcy affair and continuous shut-down of small and mid-sized PV producers due to foreign market shrink and PV sector development, Chinese banks also start to learn better the PV sector. Today, there are very few bank loans accorded to PV panel producers, even for top 10 producers. This is a reason that banks now consider the PV production as indifferent to other sectors and start to allocate their resource to sectors with lower risks or higher return rates.

Environmental pollution

The production chain of PV cells and panels is sometimes very polluting. Most of China's current PV producers do not possess clean production technology. The production of polysilicon, ingots and wafers is in particular energy-intensive and environmentally polluting. As China pays more political attention to depollution, environmental cost may be added into production costs, thus reducing their price advantage in the future.

6.2 Strategies

Going out strategy

In general, there is a trend for the coming years for Chinese PV manufacturers to go out of China and install production sites in other countries. This is motivated by several reasons: first, to prevent recent EU and US trade protective measures; second, to anticipate tier market development; and third, to integrate into the general Chinese strategy of "one belt, one road" that aims at integrating and promoting Chinese domestic firms into pan EU-Asia economy.

So far, mainland and Taiwan firms aim at installing around 3GWp PV cells and panels production in Malaysia, Thailand and Vietnam by the end of 2015. Some Chinese firms also intend to install production site in other countries. For example, CSun, one of the biggest PV cell and modules manufacturers in China, started to install its first production site abroad in Turkey in May 2013 with 100MW and 300MW capacity for PV cells and modules. This makes CSun the first Chinese domestic PV manufacturer that installed outside China and ensured profit. CSun will expand the capacity up to 200MW and 400MW for PV cells and modules in Turkey by the mid 2015. The cost in its Turkish production site almost equals to the cost in its domestic production site in China with a total turnover more than 100 Million USD in 2014 and a positive net profit. CSun has also invested in South Korea in early 2015 with a total first round investment of 20 Million Yuan for a capacity of 200MW PV cell production site. The particularity is that CSun positioned this production site to produce high-end PV products. Before the completion of its production site, CSun's facility in South Korea has already received commands for wafers, PV cells and modules.

JinkoSolar, one of the top 10 PV cell producers in the world, has also completed its installation in Malaysia since May 2015 with an annual capacity of 500MW and 450MW for PV cells and modules. JA Solar will also complete its installation in Malaysia with an annual capacity of 400MW for PV modules by the end of 2015. JA Solar also signed a MoU with Essel Infraprojects Ltd, a sub-sector of Indian's big industrial group Essel Group in charge of infrastructures and solar power investment, to co-invest an installation site in India with an annual capacity of producing 500MW PV cells and modules.

Trina Solar, another top 10 PV manufacturers in the world, also signed a MoU with Welspun in India aiming at co-investing in a production site in India with 1GW for each of PV cell and modules as well as constructing a PV industry park for vertical integration.

Chinese PV firms' actions are also in coherent to China's general strategy of promoting domestic firms at the international market. The State Council of China published on 13 May, 2015 the Guidelines for promoting international cooperation on capacity and manufacturing, which stated that Chinese domestic PV firms should participate actively in foreign tenders to promote international cooperation in the PV industry.

Such a strategy could in fact shift current market location where more than 70% PV cells and modules are produced in China. Also, the promotion of international cooperation can also be considered as co-investments in PV manufacturing and R&D in European territory.

From polysilicon to monosilicon

The Chinese government continues to require on improvement of PV module efficiency in 2015. NDRC together with other seven ministries published the Implementation Plan of Leaders of Energy Efficiency in January 2015, which requires that transformation efficiency of PV modules with monosilicon and polysilicon higher than 17% and 16.5%, respectively. In February 2015, National Energy Administration issued opinions on promoting technology improvement and sector upgrade of the PV sector. In this document, a minimum PV market entrance was set and it required that solar power developers must apply the most efficient PV modules and inverters in order to be eligible to receiving government subsidies.

So far, China's PV capacity is dominated by polysilicon (as mentioned in above sections) and most of the monosilicon-based products are exported. The share of monosilicon wafer in total wafer export increased from 41.6% in 2013 to 43.2% in 2014. At firm level, taking XiAn LONGi Silicon Materials Co Ltd for example, total production of monosilicon wafer is 2GW and 3GW in 2013 and 2014

respectively, around 75% are exported and the 25% are further processed in China and exported in the form of monosilicon modules.

However, Chinese domestic producers have shown great interests in monosilicon-based products (wafers, modules). For example, GCL power, one of the biggest silicon wafer producers in the world with 13GW capacity and 12.9GW production in 2014, recently announced that it would invest in a 10GW polysilicon project in China. For PV module producers, JA Solar also declared that it would increase its capacity of Percium type monosilicon module from 80MW in 2014 to 400MW by the end of 2015.

According to our interviews with PV industries in China, such a trend of focusing on monosilicon is due to the fact that current efficiency of polysilicon-based PV system is closed to its theoretical threshold while monosilicon-based PV modules (P-type, N-type) still have large space to increase its efficiency. In fact, transformation efficiency becomes more and more decisive and kernel for reducing PV modules and BOS costs.

Comparing to polysilicon solar power, monosilicon has several advantages as higher stability and transformation rate as well as higher per surface installation rate, etc. Yet the higher cost and more complicated technology and process requirements of monosilicon was not coherent with Chinese domestic investor's "short-term fast money" logic. This explains why polysilicon dominated current PV market in China. As monosilicon-related system costs continues to go down, together with the Chinese government's requirement of developing high efficient PV industries, the monosilicon market in China is anticipated to have a 50% future market share by 2018.

Chapitre 6

La course aux technologies vertes dans le secteur des biocarburants pour l'aviation

(chapitre en anglais)

Table des matières

1. Executive Summary	123
2. The case for aviation biofuels	Erreur ! Signet non défini.
i. Introduction	124
ii. Background	124
iii. Sustainable alternative jet fuel	126
iv. Cost.....	129
v. Drivers of innovation	135
3. Support policies	137
vi. Recommendations	140
4. Conclusion.....	143

Executive Summary

The global aviation industry is responsible for about 2% of total green house gas (GHG) emissions worldwide, most of which result from the burning of kerosene during flights. Given high industry growth rates, it is clear to observers that fuel-efficiency gains will be unable to bring about a reduction in absolute aviation-related emissions over the coming decades, meaning that alternative power sources will have to be found. Alternative jet fuels are being developed that will allow flights to be powered by renewable sources in the future, although at the moment, these technologies are either speculative or at a very early stage of development. Current discussions on this issue are focussed on “drop-in” biofuels for aviation, which are identical to and fungible with conventional kerosene, but are made from biomass and therefore have a better carbon footprint than their fossil fuel counterparts. However, question marks remain over all alternative jet fuels with regards to their commercial viability and their potential at the large scales demanded by the aviation industry. This paper provides an overview of the different technologies available, concluding that cost – and in particular, the cost of feedstocks used in the production process – remain a major stumbling block in the development of aviation biofuels.

The paper also provides an overview of existing support policies and attempts to identify the different motivations behind the development of aviation biofuels, which straddle a number of policy areas: environment and sustainability, economic development, energy security, agricultural support. It evaluates the advantages and disadvantages of existing policies and makes recommendations with a view to developing an enabling framework for green technologies in the aviation sector. Its main conclusion is that alternative jet fuels are not yet able to make a significant contribution to GHG emissions reduction in aviation. More support is needed to improve the performance of aviation biofuels and integrate them into existing logistics infrastructure at scale. In the meantime, it is recommended that the industry be made to internalise some of the negative externalities generated by air travel, particularly in the case of short-haul flights, for which other, less carbon-intensive transport modes can substitute. This will be achieved in the long run through economic instruments like the EU ETS and, eventually, the international market-based mechanism (MBM) being discussed at ICAO. In the short-term, governments could address these issues by considering different taxation options, and using the revenues to fund further efforts to de-carbonise aviation. Unless applied across the board, however, such a solution could affect the competitiveness of airlines based in the countries where the tax is first introduced. A more indirect and less conspicuous means of taxing short-haul aviation would involve an adjustment of airport taxes, especially those with a greater reliance on budget airlines.

Insofar as the Green Race is concerned, it is not clear if there are advantages to be gained from being a first- or second-mover in the development of aviation biofuels, as the technology is still immature and its full potential has not yet been confirmed.

1. Introduction

The case for developing alternative jet fuel for aeroplanes is compelling. Arguments in favour have been made in a number of recent publications, of which perhaps the most comprehensive is Walter J. Palmer's book-length study: *Will Sustainability Fly? Aviation Fuel Options in a Low-Carbon World* (Palmer 2015). In this book and elsewhere, proponents of alternative jet fuels begin by estimating the (historical, current and predicted) contribution of aviation to total Green House Gas (GHG) emissions worldwide, before explaining why the development of alternative jet fuels could be the most important means of reducing the negative environmental impacts of aviation over the next decades. This paper will briefly summarise these arguments, before proceeding to examine a range of alternative jet fuels that are either available or expected to become available in the coming years. The purpose of the paper is to develop policy recommendations for the French and European contexts, with a view to achieving the following objectives:

- (i) minimise the environmental impact of aviation (bearing in mind the industry commitment to reduce emissions by 50% in 2050);
- (ii) minimise the economic costs incurred by the domestic aviation industry as a result of objective (i);
- (iii) maximise the economic gains from new global value chains that will emerge to meet demand for sustainable aviation solutions.

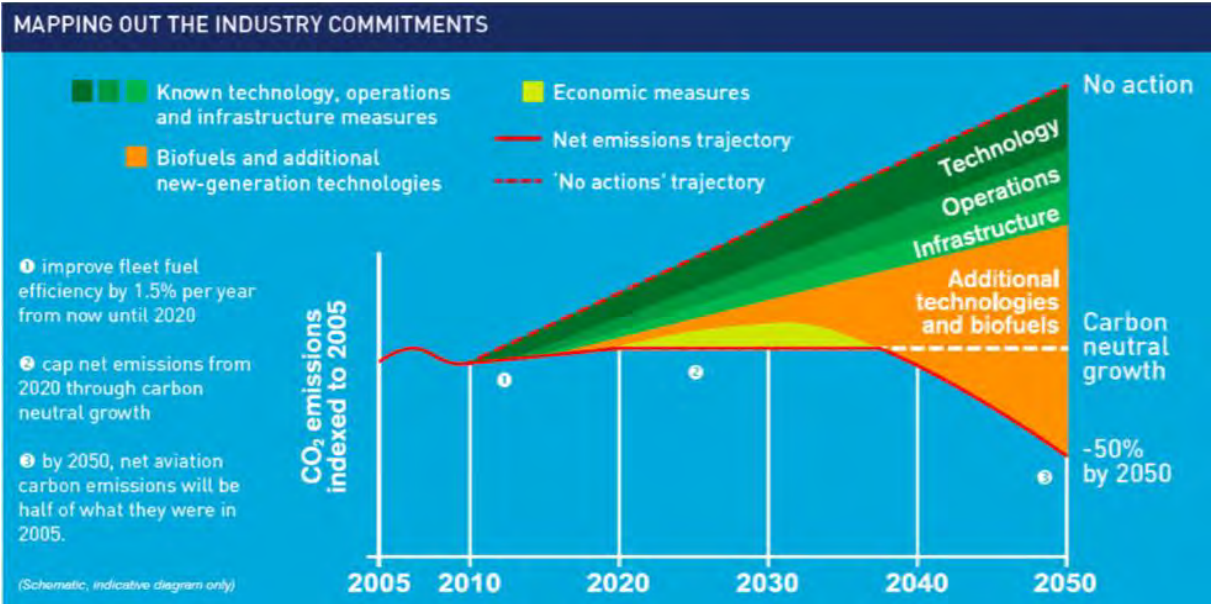
These objectives correspond to the terms of reference of the *Green Race* project, which seeks to identify opportunities for stimulating "green growth" and increasing the competitiveness of France and Europe vis-à-vis emerging markets like China, with a focus on three specific green technologies: solar PV, wind and alternative jet fuels. The last case study to be presented – on alternative jet fuels – distinguishes itself from the previous two, due to the immaturity of the relevant technologies and the scarcity of existing value chains to be studied. The following discussion will therefore offer some projections regarding the future development of alternative jet fuel technologies and associated value chains before attempting to develop "Green Race" strategies for France and Europe in this sector. In particular, we hope to determine whether a *first-* or *second-mover* strategy would be most appropriate, given the current state of affairs and possible future scenarios.

2. Background

The share of global GHG emissions attributable to aviation has been estimated at around 2%-3%, although the inclusion of substances other than CO₂ can be considered to increase this figure to 5% (Palmer 2015). The contribution of aviation to global GHG emissions can therefore be considered rather minor in comparison with other sectors, like land transport and electricity. There is nevertheless still cause for concern, given prevailing growth projections for the industry over the coming decades: this could amount to more than 5% per annum, leading to a sixfold increase by 2050 (Pearce 2015). Combine this with expected

emissions reductions in other sectors, and it becomes clear that the share of global GHG emissions attributable to aviation could increase exponentially, unless immediate efforts are made to mitigate the environmental impact of air travel. In recognition of this state of affairs, members of the International Air Transport Association have made a commitment to achieve carbon-neutral growth by 2020, and to halve carbon emissions by 2050 (ATAG 2013). These efforts will (and should) be focussed on reducing the the amount of fuel used to provide air transport services, since the lion’s share of aviation-related GHG emissions result from the burning of kerosene.

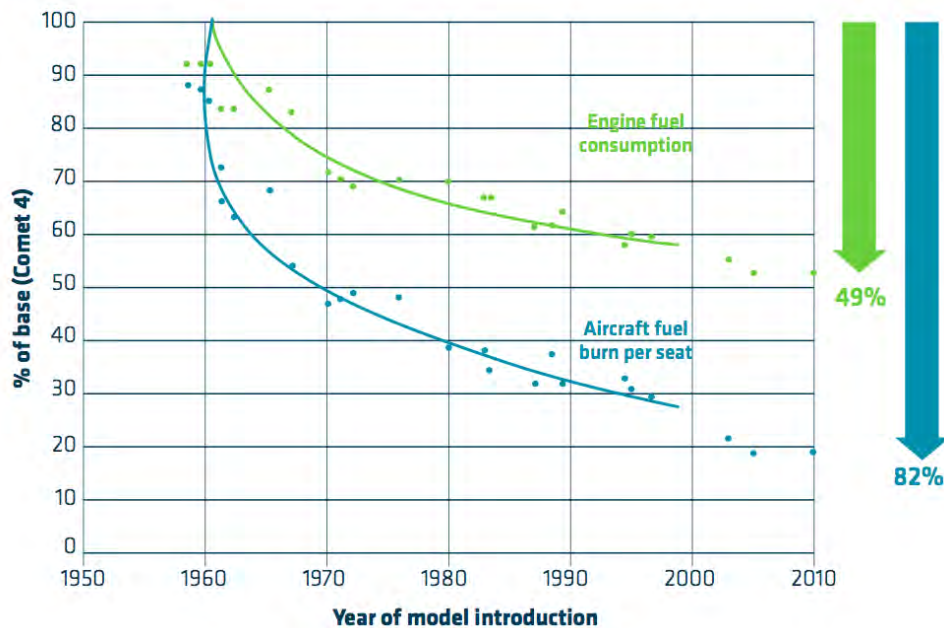
Below is a schematic diagram illustrating the means through which the industry expects to reduce its emissions:



(ATAG 2013)

The diagram is frequently used because it demonstrates that conventional measures to reduce emissions (in green) cannot be relied upon to deliver *absolute* emissions reductions by 2050. This is because the growth rate of the industry as a whole far outpaces the gains that can be expected from more fuel-efficient technologies, improved operational arrangements and enhanced infrastructure. Historically, the industry has pursued such fuel measures of its own accord: fuel is currently responsible for ca. 30% of industry-wide costs (IATA 2014), so economic self-interest already provides an overwhelming incentive to reduce the carbon-intensity of air transport services, irrespective of environmental concerns. Impressive gains have been made as a result: “aircraft are 80% more fuel efficient than they were in the 1960s” (ATAG 2010). However, it has become clear to us over this period that these measures are subject to diminishing returns, and can only contribute about 1.5% to the mitigation effort per year until 2020 – or less than 1%, according to some estimates. There is therefore a pressing need to find solutions in other areas.

Fuel efficiency gains since the early jet age



(ATAG 2010)

Discussions on the environmental impact of aviation held during the 38th Assembly of the International Civil Aviation Organization (ICAO) in 2013 focussed on Economic Measures, with particular emphasis on the creation of a market-based mechanisms (MBMs). A MBM would seek to cap aviation-related GHG emissions in 2020 (and thus ensure carbon-neutral growth). Certain designs would allow emissions above the predetermined limit to be offset through the purchase of carbon credits. It is important to note that this could lead to a reduction in actual aviation-related emissions *only if* the carbon credits are supplied from within the industry itself, which is unlikely to be the case in the short run, as carbon credits are almost certain to be more readily available in sectors with cheaper mitigation solutions than those available to aviation. In the long run, absolute reductions in GHG emissions due to aviation will have to come, not from a more efficient use of conventional jet fuel (the green field), but from the use of an altogether different source of energy (the orange field).

3. Sustainable alternative jet fuel

The orange field in the above diagram is labelled “additional technologies and biofuels”, which points to a fundamental dilemma in the drive towards sustainable aviation. On the one hand, there is a recognition that aviation industry will have to develop aeroplanes that can use a fuel other than kerosene, implying the need for research into “additional technologies” that are either unknown or at a very speculative stage of early development, such as renewable liquid hydrogen fuels, solar- or nuclear- powered engines, or jet fuel derived from sunlight, CO₂ and water. On the other hand, such solutions will entail a fundamental transformation of current equipment and infrastructure, which could take

several decades. Palmer, for example, estimates that these “new and daring technologies” will require a gestation period of thirty years before they can be brought into widespread commercial use (Palmer 2015). An aircraft manufacturer interviewed for this project estimated a similar time horizon (2040-2050) for ongoing research and development of new technologies, such as liquid hydrogen fuels, liquid methane fuels and hybrid aeroplanes.

In the short run, therefore, attention must be turned to “drop-in biofuels”, which are already available and “when refined, [...] are virtually identical to the Jet A-1 fuel” currently used by the industry (ATAG 2009, ATAG 2009). According to the European Commission: “drop-in fuels are the only current candidates for aviation: any perceived production cost advantages of non-drop-in fuels do not stack up against costly incompatibilities with the current equipment and infrastructure” (SWAFEA 2011). There are currently three approved pathways for transforming biomass into “drop-in” biofuels for aviation:

- The Fischer-Tropsch process, approved by ASTM International in 2009;
- Hydroprocessed Esters and Fatty Acids HEFA, approved by ASTM International in September 2011;
- Synthetic Iso-Paraffin from Fermented Hydroprocessed Sugar (SIP), formerly known as Direct-Sugar-to-Hydrocarbon, approved by ASTM International in 2014.

The approval of other pathways are ongoing, and include Alcohol-to-Jet, pyrolysis and catalytic cracking (Hydroprocessed Depolymerized Cellulosic Jet), catalytic hydrothermolysis and catalytic conversion of sugars (IATA 2014). De Jong et al. (2015) consider HEFA to be the most promising pathway in the short-term, whilst expecting pyrolysis and hydro-thermal liquefaction to provide more durable solutions in the long-run (de Jong, et al. 2015). There is also an ongoing effort at the ASTM to approve the blending of (up to 10%) hydro-treated renewable diesel with conventional kerosene jet fuel. If approved, this could transform the sustainable jet fuel landscape, bringing an enormous amount of pre-existing capacity into the market.

Below is a diagram demonstrating the different biofuel options that are available or will be available to the civil aviation industry in the near future, and the feedstocks used to produce them:

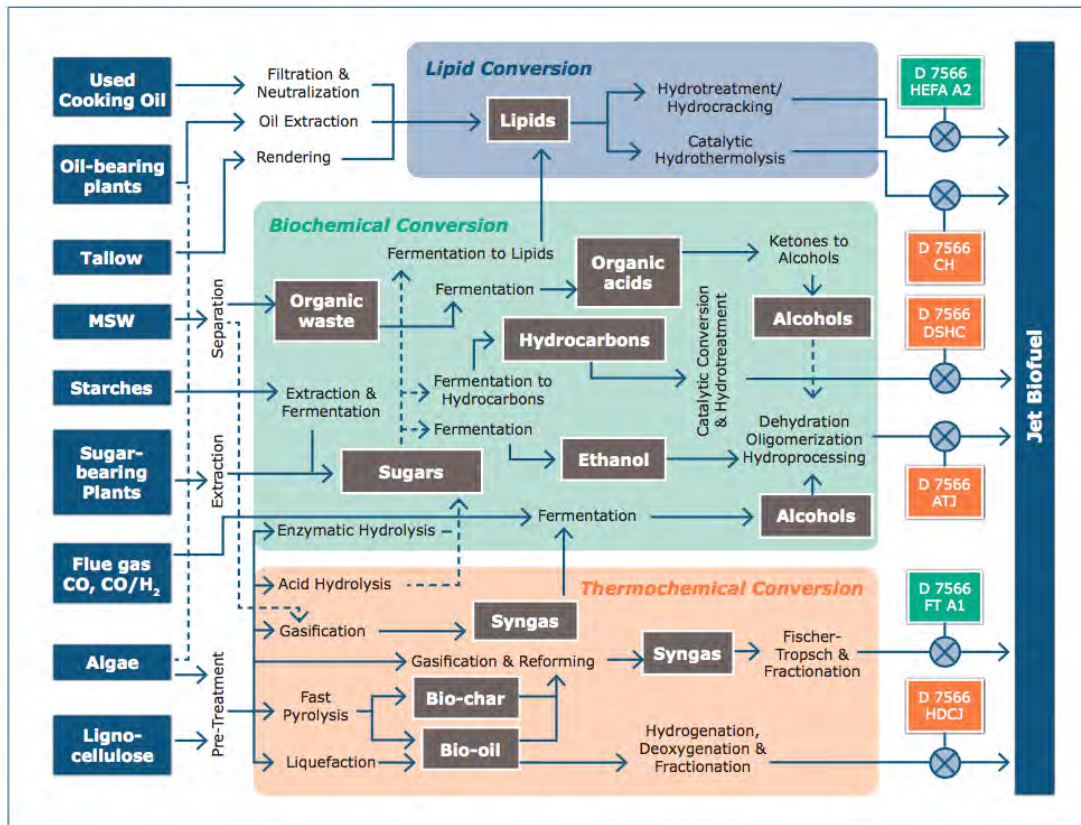


Figure 8: Identified pathways for the production of sustainable jet biofuel in Brazil [Note: HEFA – Hydroprocessed Esters and Fatty Acids; CH – Catalytic Hydrothermolysis; DSHC – Direct fermentation of Sugars to Hydrocarbons; ATJ – Alcohol to Jet; FT – Fischer-Tropsch hydroprocessed synthesized paraffinic kerosene; HDCJ – Hydrotreated Depolymerized Cellulosic to Jet].

(Boeing2013)

A number of questions have yet to be answered regarding drop-in biofuels and the different feedstocks used in the production of these fuels. The most pressing question, from an industry perspective, is whether existing biofuels can become commercially viable within the time-frame established by IATA: carbon neutral growth by 2020 and a 50% reduction in absolute emissions by 2050. A related question is whether the investment needed to develop aviation biofuels can be justified in light of their possible obsolescence in 2040-2050. In that sense, it is worrying to note that current pilot projects / offtake agreements all produce and sell biofuel at a cost that is far above the spot market price for kerosene. In the words of Kohler, “data on current prices shows that biofuels prices are much higher than fossil fuels (e.g. Reuters, 2012: \$59 per gallon for biofuels vs. \$4 for jet fuel [...])” (Köhler, et al. 2013).

From a sustainable development perspective, moreover, there are important concerns regarding the impact of biofuels on the environment and on food prices. These concerns are particularly salient in the case of first-generation biofuels, which are derived from food crops (e.g. rapeseed, sugarcane and corn) and are known to provoke land use change (LUC), food price fluctuations, deforestation and environmental degradation due to the introduction of

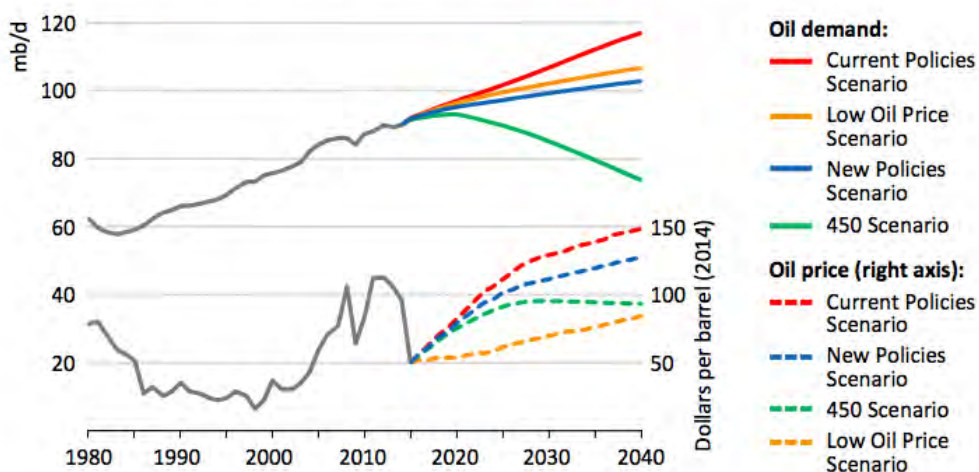
irrigation, pesticides and fertilisers into local ecosystems (ATAG 2009). Second-generation biofuels may have a weaker impact in all (or at least some) of these areas, but only third-generation biofuels (from microbes, macroalgae and microalgae) avoid them altogether (Adenle, Haslam e Lee 2013). We have yet to discover which combination(s) of feedstock and biofuel production process (if any) could prove to be a sustainable solution for aviation on all three levels: environmental, social and economic. To complicate matters even further, the solution is likely to be different depending on the geographical region in question: countries with significant amounts of arable land and an efficient agricultural sector could be expected to favour crop-based biofuels, whilst others might choose to invest in biofuels derived from algae or municipal solid waste (MSW).

Subsequent sections will explore these issues in more detail and attempt to identify competitive tensions that might emerge on an international level, creating a *Green Race* in the development of sustainable alternative jet fuels.

4. Cost

Cost is by far the most significant constraint faced by in the development of alternative jet fuels. In the words of IATA report, “Airlines operate in a highly competitive, low-margin market and can be expected to refrain from large-scale usage of alternative fuels if they are not cost-competitive with the conventional counterpart” (IATA 2014). There are two elements in this calculation: (1) the price of kerosene; and (2) the price of the alternative jet fuel. Currently around \$61 per barrel, kerosene prices are largely a function of oil prices, which have fallen drastically over the past few years, thus weakening the economic incentive to develop alternatives to conventional fossil fuels. Projections in the IEA’s *World Energy Outlook 2015* reveal the considerable uncertainty surrounding the future price of oil: in this report, a new “Low Oil Price Scenario” has been included to complement the IEA’s three standard scenarios, suggesting that average oil prices in 2025 could find themselves anywhere between \$60 and \$120 per barrel (OECD / IEA 2015). Needless to say, this uncertainty hugely increases the risk to potential investors in alternative jet fuels, as new products will necessarily find themselves in direct competition with kerosene.

Figure 3.1 ▷ World oil demand and price by scenario



(OECD / IEA 2015)

The potential and role of biofuels in commercial air transport: Biojetfuel – a report by IEA Bioenergy written in 2012, when oil prices were still high and there was more grounds for optimism – presents a clearer picture of the gap between jet fuel / kerosene prices and the cost of production of aviation biofuels (IEA Bioenergy 2012). According to this report, the best case scenario would be a difference of about 20%, whereas the worst would be a difference of 350%. Policy support for alternative jet fuels is unlikely to compensate for the cost advantage enjoyed by kerosene at the upper end of these estimates. The margin of error itself constitutes a massive disincentive to investment, in any case, even if policy support is taken into account.

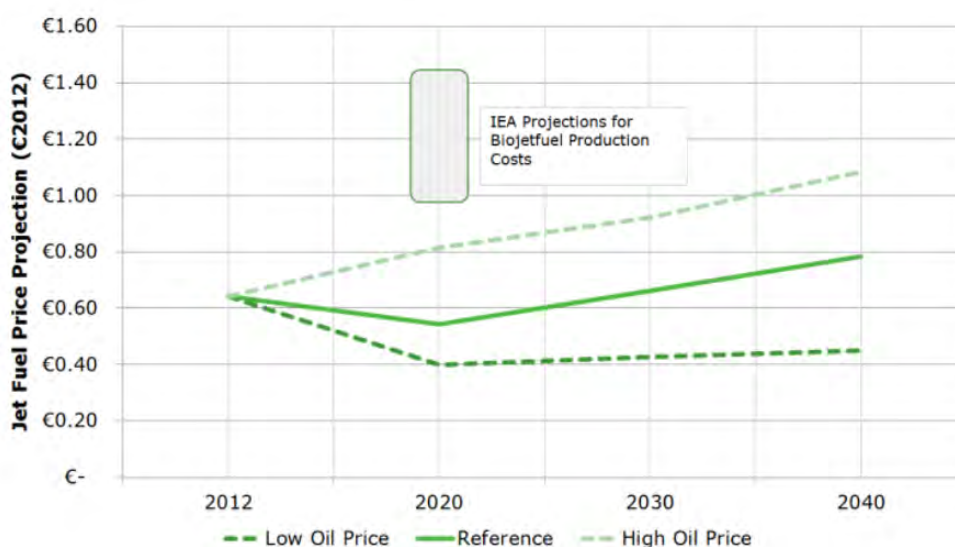


Figure 3: EIA price projections per litre for jet fuel in the United States to 2040 from the 2014 Annual Energy Outlook compared to projected IEA bio jet fuel costs in 2020 (€1 to \$0.85) (IEA Bioenergy 2012)

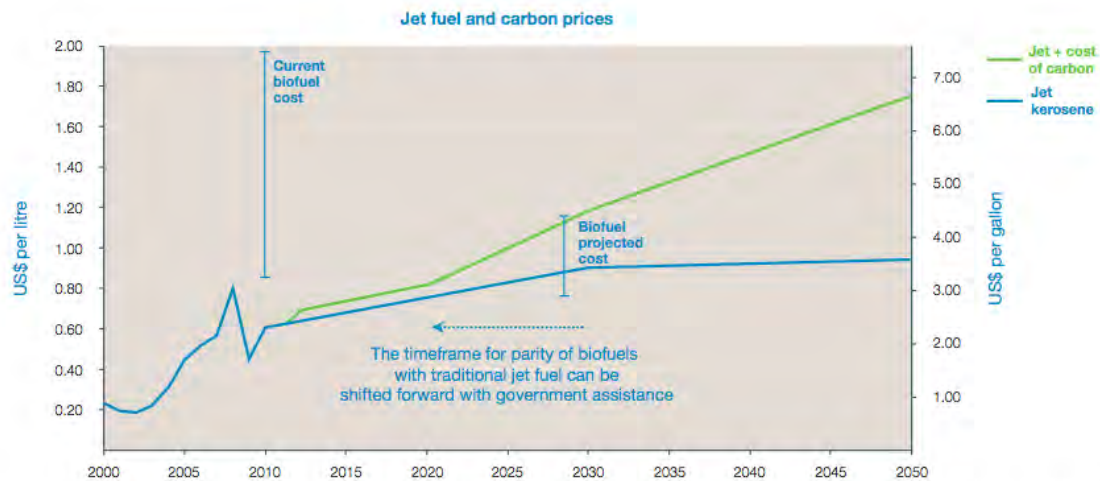
There is, moreover, considerable uncertainty regarding the cost of production of alternative jet fuels and the cost reductions that can be expected over time, as a result of technological improvements, learning-by-doing and economies of scale. This is because alternative jet fuel technologies are still immature, and data on existing pilot projects and commercial ventures are scarce. In the words of Kohler: “the economic data required for a detailed empirical analysis of the market: prices, diffusion and learning curves, trade and market shares do not exist” (Köhler, et al. 2013). Nevertheless, some attempts have been made to gather data on alternative jet fuel costs, as well as the main drivers behind these costs. A number of n^{th} plant studies have also been conducted, incorporating both ASTM-approved biofuel technologies and those that have yet to be certified, and attempting to estimate costs “as if the technology were already mature and deployed at commercial scale” (de Jong, et al. 2015).

Purchaser	Pathway	Average cost in \$/gal
US Air Force	HRJ/HEFA8	\$38,26
US Air Force	ATJ10	\$59,00
US Air Force	DSH11	\$25,73
US Air Force	HDC-D12	\$8,85
Alaska Airlines	used cooking oil	\$17,00
United Airlines	agricultural waste and non-edible oils	?
Southwest Airlines / Red Rock Biofuels*	woody biomass F-T	\$3,00
British Airways / Solena	MSW F-T	?

**in addition to \$70m from US Government for building a biorefinery*

(IATA 2014)

The *IATA 2014 Report on Alternative Fuels*, for example, contains a reasonably comprehensive data-set on aviation biofuel production costs, taking into account both private sector pilot projects and biofuels produced for the US Air Force. These figures are summarised in the table above. The average cost (\$/gal) is in all cases several times the current price of kerosene (\$1,45/gal). The lowest figure – the result of a collaboration between Southwest Airlines, Red Rock Biofuels and the US Government – does not incorporate a \$70 million public grant for building the biorefinery. The offtake agreements by United Airlines and British Airways both claim to be sourcing the biofuel at competitive rates at current market prices, but the figures have not been made available to the public. One can reasonably assume, therefore, that the starting point on the learning curve for aviation biofuels is exceptionally high in comparison with kerosene, its conventional fossil fuel competitor.



Source: Jet kerosene price based on 25% markup over IEA's crude oil forecast in Energy Technology perspectives 2010. Carbon price taken from UK DECC 2010 central case forecast for traded carbon price. All are in constant (inflation adjusted) US dollars. IATA Economics. Schematic, indicative diagram.

(Faaij e van Dijk 2012)

The above diagram demonstrates how carbon prices could help to bring aviation biofuels to price parity with jet kerosene. However, the assumptions implicit in the diagram are highly optimistic regarding the future price of carbon and the shape of the learning curve for aviation biofuel technologies as we approach 2030. In fact, studies reveal a number of cost constraints that are not immediately prone to cost reduction through technological improvement, learning-by-doing and economies of scale. These are revealed in n^{th} -plant studies, which estimate aviation biofuel production costs, breaking them down into their different cost components, such as CAPEX, OPEX, feedstock costs, etc.

De Jong et al (2015), for example, compare different aviation biofuel pathways, both approved (HEFA, Fischer-Tropsch, DSHC) and not approved (Hydrothermal Liquefaction, Pyrolysis, Alcohol-to-Jet), for a range of feedstock options (used cooking oil, forestry residues and wheat straw) (de Jong, et al. 2015). These pathways are compared both with each other, in terms of their cost components, and with three different jet fuel prices. In most cases, feedstock costs (in green) are already equal to or above the average fossil jet fuel price for 2014, and in the majority of cases, they are also above the top ten percentile of fossil jet fuel prices in the period 2005-2014. Feedstock costs must therefore be acknowledged as the major cost driver in the biofuel production process.

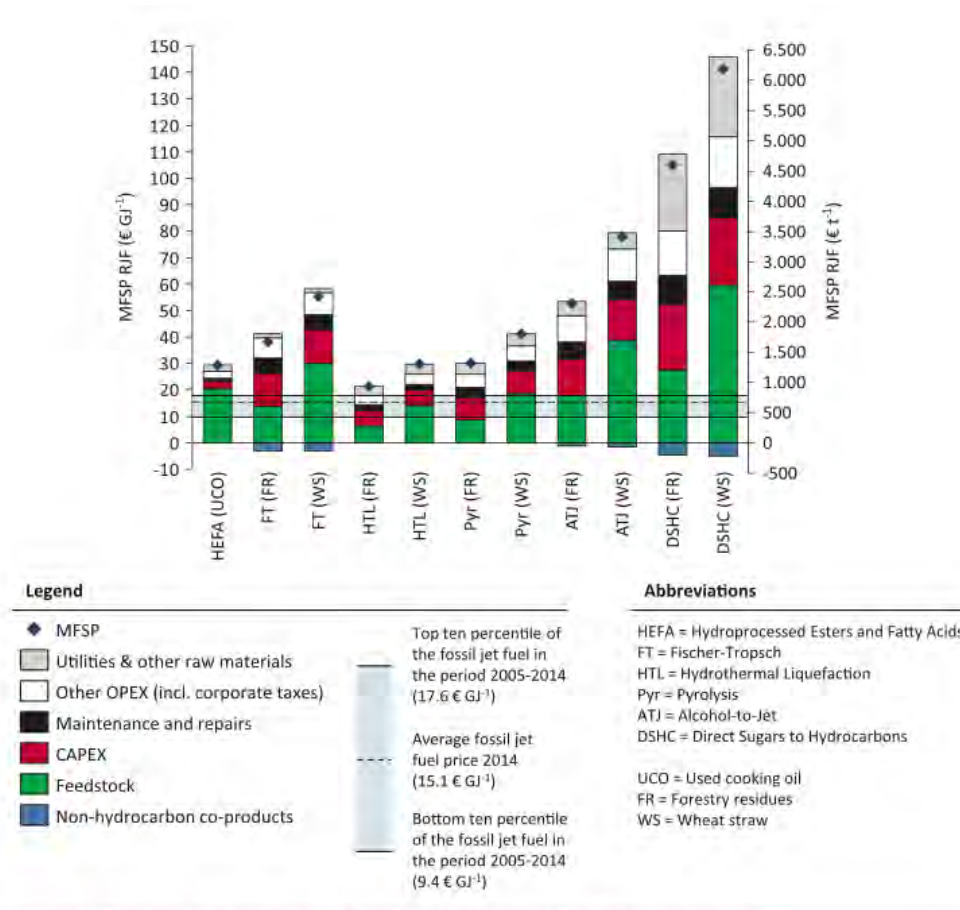


Figure 4. The cost breakdown of the MFSP for greenfield (n^{th} plant) production.

(de Jong, et al. 2015)

It is important to recognise that feedstocks do not present much scope for cost reductions. Most feedstocks (sugarcane, soy, palm oil, algal oils and even MSW) have alternative uses which form an additional source of demand, thus pushing up prices. Others, like camelina (a favourite in the European context) – have disappointed in terms of yield and reliability of supply. One alternative approach would be to focus on residues – like sugar-cane bagasse or wood chippings from the forestry industry – but sufficient volume would have to be sourced, on a reliable basis, near production facilities and airports in order to avoid the costs and negative environmental impact of long-distance transport. In general, prices of agricultural crops are subject to significant market swings, and this volatility translates to a higher risk-profile for investors. It also remains to be seen whether a nascent aviation biofuels industry would be able to compete for these feedstocks with other emerging industries that might find more high-end uses for them. One aircraft manufacturer expressed concerns that even waste will come to be used in a range of different activities, and that the aviation industry will therefore find it hard to secure a reliable supply of feedstock for its biofuels.

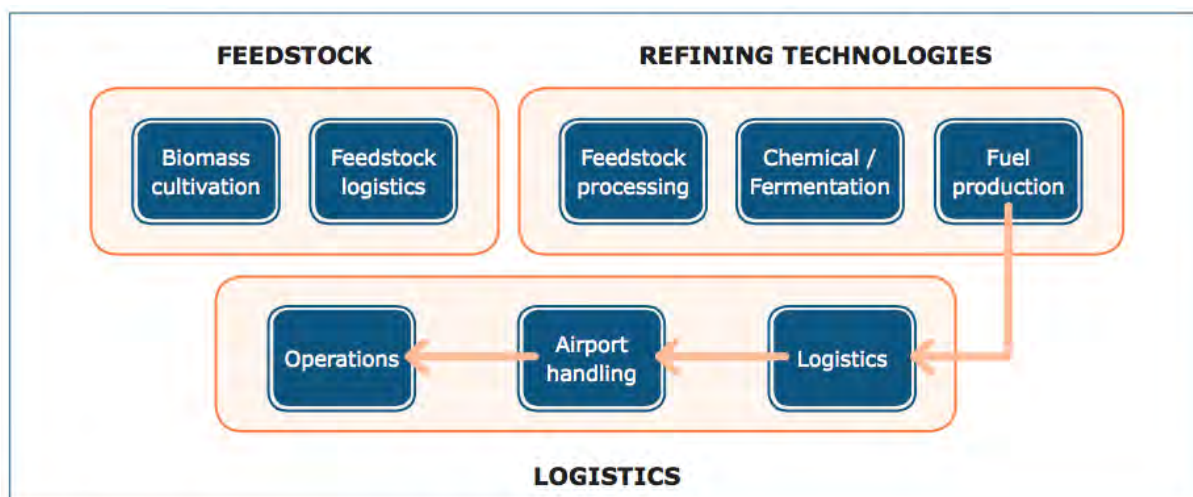


Figure 2: Roadmap components for biofuels to the aviation industry.

The perspective is hardly better for third generation biofuels, as the necessary algal oils “will not be commercially available within the next 5 [...] years”, according to the European Commission (SWAFEA 2011). Interviews conducted for the present project revealed an even greater degree of pessimism, suggesting a longer time-horizon of 20-25 years. There are also significant concerns about the other, higher value-added applications for algae (in the cosmetics industry, for example), which can generate higher returns and therefore outcompete the aviation industry. Using algae as a feedstock would significantly reduce land-use requirements and has shown the potential to generate impressive yields, thus overcoming one of the major limitations associated with other feedstocks. However, algae cultivation demands a large amount of water as an input, which would put pressure on another scarce resource and generate a different – but perhaps equally harmful – environmental impact. Algae have therefore taken a backseat in ongoing discussions on the development of alternative sustainable fuels for aviation.

Given the aviation industry’s need for a cheap and reliable source of fuel in the long term, it would therefore seem that the cost and availability of feedstocks are an even greater liability than capital and logistics, which are the other two major cost components of the aviation biofuel production process. Indeed, evidence suggests that relatively minor adaptations to transport infrastructure and to existing refineries could allow us to accommodate aviation biofuels at quite a low cost, as “existing infrastructure (most importantly pipelines) can be used both for transport to and for fuelling at the airport” (European Commission 2013). Some doubts remain about whether existing biofuels can be stored over long periods of time without losing some of their combustibility, which would have safety implications. There are also concerns that blending regular kerosene with existing biofuel strands could demand more strenuous cleaning procedures and more frequent safety checks. However, these issues are subordinate to the broader question of whether costs could be brought down far enough, and fast enough, for investors to recoup their investment prior to the technologies’

obsolescence (taking into account rational and affordable support measures from governments attempting to meet their commitments to reduce GHGs).

5. Drivers of innovation

The preceding discussion makes it clear that the future of aviation biofuels, as a low-carbon solution for aviation, is riddled with uncertainties. This begs the question: how can governments justify ambitious support policies when the prospect of rapid cost reductions are uncertain, the technologies face possible obsolescence over the next 25-35 years, and the environmental benefits are ambiguous? It has been suggested that aviation biofuels could be used to ease the transition to a low-carbon future, but given the high costs and short time-horizon, risk-averse investors can be forgiven for suspecting that they will be unable to recoup their investments before another, better low-carbon solution for aviation enters the scene. Governments should also be cautious not to expect too much from aviation biofuels in terms of economic growth, employment and other typical “green growth” benefits. These could be limited or short-lived, and simply substitute economic activities in the domestic oil and gas sector. In order to understand recent efforts to promote aviation biofuels, therefore, we have to look elsewhere.

The USA is currently the “world leader in biofuels production and has the highest level of technological development activity in patents and demonstration plants”, so the history of its domestic production can perhaps help us to identify the most important drivers of aviation biofuel development (Köhler, et al. 2013). As expected, GHG reductions and economic growth have not been the main motivation behind US support for aviation biofuel technologies. Energy security concerns have clearly played a much greater role, explaining grants from the US Department of Defense through DARPA (*Defense Advanced Research Project Agency*) and the US Air Force’s aggressive public procurement policies, including its target to have “have one-half of its jet fuel nonpetroleum-based by the year 2016” (ATAG 2011). More recently, the *Farm to Fly* initiative (July 2010) brought together the US Department of Agriculture, the US Air Transport Association and Boeing in a commitment to “accelerate the availability of a commercially viable sustainable aviation biofuel industry in the United States, increase domestic energy security, establish regional supply chains and support rural development” (ATAG 2011). Domestic farm support has thus emerged as another driver behind public support for aviation biofuels in the US.

In the debate on sustainable alternative jet fuels, it is important to take into account such (potentially conflicting) interests, in order to avoid a situation in which different countries – in conjunction with representatives of domestic industries and farm lobbies – seek to take advantage of their standing in global fora (IATA, ICAO) to promote low-carbon solutions that suit their own interests, regardless of the net impact on a global level. To some extent, this seems to be happening already, as Boeing and the US government push hard to promote crop-based biofuels as the alternative jet fuel of choice, whilst Airbus and EU governments

take a more cautious approach, with more conservative blend limits and a stronger focus on next-generation technologies (Airbus interview). There is therefore a strong need for independent arbiters, such as the Geneva-based Roundtable on Sustainable Biomass (RSB), which can conduct life-cycle analyses (LCAs) and compare different aviation biofuel options to determine net sustainable development benefits.

The RSB is widely recognised as the most objective and rigorous certification body currently in operation. It assesses the production of biofuels according to twelve principles, which are listed below:

Principle 1: Legality	<i>Biofuel operations shall follow all applicable laws and regulations</i>
Principle 2: Planning, Monitoring & Continuous Improvement	<i>Sustainable biofuel operations shall be planned, implemented, and continuously improved through an open, transparent, and consultative impact assessment and management process and an economic viability analysis.</i>
Principle 3: Greenhouse Gas Emissions	<i>Biofuels shall contribute to climate change mitigation by significantly reducing lifecycle GHG emissions as compared to fossil fuels.</i>
Principle 4: Human and Labor Rights	<i>Biofuel operations shall not violate human rights or labor rights, and shall promote decent work and the well-being of workers.</i>
Principle 5: Rural and Social Development	<i>In regions of poverty, biofuel operations shall contribute to the social and economic development of local, rural and indigenous people and communities.</i>
Principle 6: Local Food Security	<i>Biofuel operations shall ensure the human right to adequate food and improve food security in food insecure regions.</i>
Principle 7: Conservation	<i>Biofuel operations shall avoid negative impacts on biodiversity, ecosystems, and conservation values.</i>
Principle 8: Soil	<i>Biofuel operations shall implement practices that seek to reverse soil degradation and/or maintain soil health.</i>
Principle 9: Water	<i>Biofuel operations shall maintain or enhance the quality and quantity of surface and ground water resources, and respect prior formal or customary water rights.</i>
Principle 10: Air	<i>Air pollution from biofuel operations shall be minimized along the supply chain.</i>
Principle 11: Use of Technology, Inputs, and Management of Waste	<i>The use of technologies in biofuel operations shall seek to maximize production efficiency and social and environmental performance, and minimize the risk of damages to the environment and people.</i>
Principle 12: Land Rights	<i>Biofuel operations shall respect land rights and land use rights.</i>

(RSB 2013)

It is of utmost importance that biofuel support policies be made conditional on RSB or similar certification criteria, whenever stakeholders wish to ensure that public funds are being used to promote low-carbon solutions, as opposed to being “greenwashed” prior to being used for other purposes. Objective evaluations by organisations such as the RSB can facilitate proper scrutiny of policy choices, allowing us to distinguish between the genuine environmental benefits of biofuels and other policy objectives associated with this emerging technology, such as energy security and domestic agricultural support. In the case of the US Air Force, our research has revealed that biofuel mandates could have significant repercussions for defence contractors in Europe, such as Dassault Aviation, which produces

the well-known *Rafale* fighter jets. *Rafale* jets are not designed to run on biofuels, and could therefore lose access an important market unless they are adapted to burn the kind of blends that the USAF is targeting in the near future. It is therefore in the interest of defence contractors in Europe to rigorously scrutinize any environmental claims made by US biofuel support programmes.

6. Support policies

Aside from the USAF procurement policies described above, support policies for aviation biofuels are rather scarce at the moment. In Europe, flights within the European economic Area (EEA) are subject to the EU Emissions Trading Scheme (ETS), which can be seen as an indirect stimulus for biofuel production. However, the original objective of legislation passed in 2012 – seeking to bring all flights to and from the European Union into the scope of the ETS – was suspended due to intense pressure from the US and others. Partner countries insisted that the measure should not be introduced prior to the development of an international MBM, to be agreed upon during the 2016 ICAO General Assembly and applied by 2020 at the latest. In any case, the ETS is unlikely to have a strong influence on the development of aviation biofuels in the short run, as airlines are likely to prefer offsetting their emissions through the purchase of surplus allowances from other sectors or industries, as this will continue to be the cheaper option for the foreseeable future. The reduction of emissions from within the industry itself could thus be postponed to an uncertain future date.

Notwithstanding the above, more targeted efforts *have* been made to support aviation biofuels in Europe, in the form of targets, funding for research and development (R&D) and public support for pilot projects. These inscribe themselves into the European Commission's (European Commission 2011), a plan developed by the High Level Group on Aviation Research. The objectives included are expected to lead to a 75% reduction in CO₂ emissions per passenger kilometre by 2050, as can be seen in the below diagram:

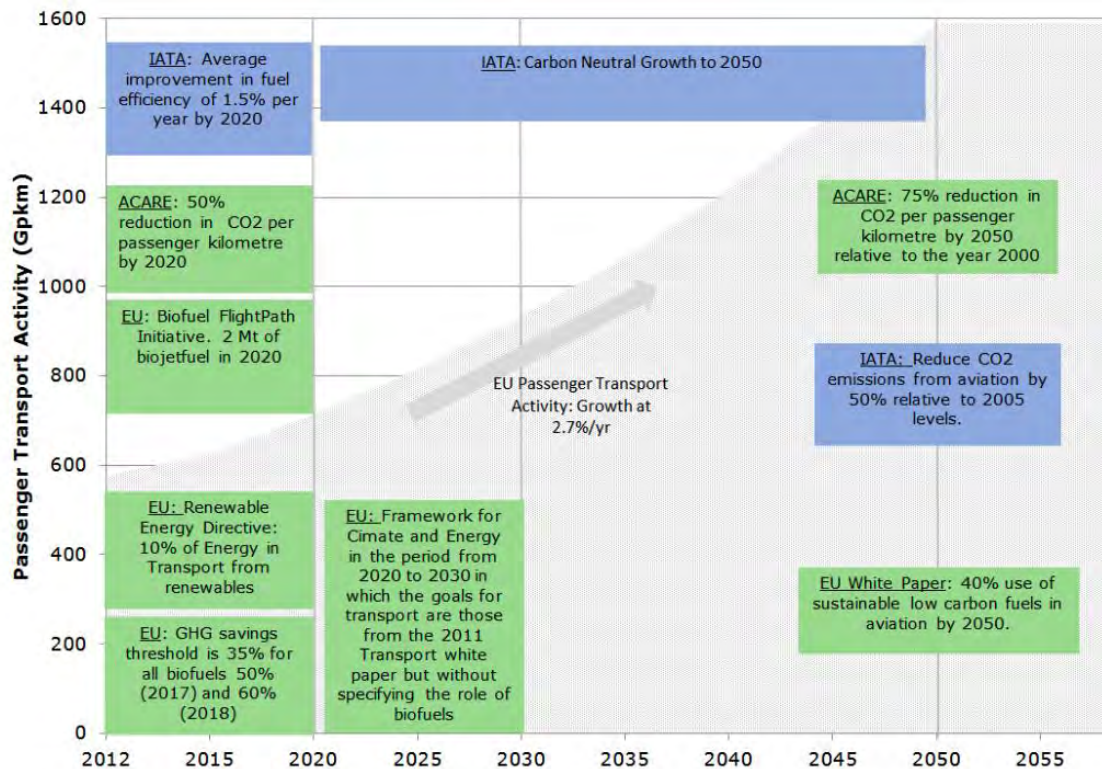


Figure 1: EU (green) and Global (blue) Policy Landscape to 2050

(Deane, O Shea e Ó Gallachóir 2015)

Most relevant to the purposes of this discussion is the Biofuel FlightPath: a set of objectives developed by the European Commission in collaboration with Airbus, KLM-Air France, British Airways, Lufthansa and a number of biofuel producers (Chemtex Italia, Neste Oil, Biomass Technology Group, UOP and Swedish Biofuels). This element of the plan seeks to produce 2 million metric tonnes of fuel from renewable sources per annum by 2020, according to the following time schedule: three new plants commissioned and 300.000 mt of biofuel produced in 2016; four new plants commissioned and 800.000 mt of biofuel produced in 2018; nine plants in operation and 2.000.000 mt of biofuel produced in 2020 (European Commission 2013). In order to reach these targets, a 2013 update by the European Commission predicts spending requirements of €3 billion for capital investment and production over this period. If reached, projections in Deane, O’Shea and Gallachóir (2015) estimate that the total amount produced would equate to “approximately 1% of the total world jet fuel consumption in 2020 or 4% of EU jet fuel consumption” (Deane, O Shea e Ó Gallachóir 2015). Unfortunately, evidence gathered during this research suggests that these targets are unlikely to be reached, due to disappointing progress so far.

In Europe, the most high-profile initiatives to develop supply chains for aviation biofuels include BioPort Holland, Green Sky London, and the Initiative Towards Sustainable Kerosene for Aviation (ITAKA), to name a few (see table below). A number of demonstration flights have also been run by European airlines, in order to establish the viability of regular biofuel-

powered flights, including: *Lab'Line*, a weekly Air-France flight between Paris Orly and Toulouse, run on a 10% blend of Amyris-Total Farnesene (a SIP biofuel) and counting on the support of Safran and DGAC72; a *KLM Takes Care* series of twenty weekly flights between Amsterdam and Aruba, run on biofuels sourced by ITAKA and supplied by SkyNRG; and *Burnfair*, a series of four daily round flights between Hamburg and Frankfurt, fuelled with a 50% blend of HEFA synthetic fuel produced by Neste Oil in its refinery of Porvoo in Finland.

Name	Partners	Description
BioPort Holland	KLM, Schiphol Airport, SkyNRG, Neste Oil, Port of Rotterdam, Dutch Ministries	SkyNRG's bioport creates demand for sustainable jet fuel in the short term and enables investments in the development of a regional sustainable jet fuel supply chain for the long run.
Green Sky London	British Airways, Solena	Green Sky London is a project to build a biofuel production plant combining plasma gasification and Fischer-Tropsch technology to convert municipal waste in liquid fuels. The project is based on an off-take agreement between BA and Solena for 50.000 mt of jet fuel per annum over 10 years, at "market competitive" prices".
ITAKA	SENASA, Airbus, Embraer, Camelina Company España, Neste Oil, SkyNRG etc.	This project seeks to develop a full value-chain in Europe to produce sustainable drop-in Hydroprocessed Esters and Fatty Acids at large scale to be tested using biojet fuel [...] in existing logistical systems and in normal flight operations in the EU.
NISA	Nordic airlines, airports, government authorities, Boeing, Volvo, Airbus	Several of NISA's members have been involved in a number of biofuel blend promotional flights, and in agreements on the establishment of biofuel airports. NISA is also committed to the establishment of a Nordic biofuel fund, Fly Green Fund Nordic, which aims to engage customers in contributing to the purchase of available biofuel and to support new research.

Evidence suggests that these regular flights – although technically viable – are not yet sustainable, given the high costs involved. The *Lab'Line* project, for example, will be discontinued once it has run its course, just as the *Burnfair* project was before it. Our interviews also suggested that a number of difficulties have been encountered in the ITAKA project, due to insufficient and unpredictable yields from the camelina crops harvested in Spain as feedstock, thus having an impact on the economic viability of the supply chain as a whole. It seems, therefore, that the Biofuel FlightPath objectives for 2020 will have to be revised, and the current approach to aviation biofuel development improved, if we hope to genuinely address the issue of aviation emissions through these means. The following sections will explore and evaluate supply-side and demand-side policy options available to

decision makers, in order to arrive at a set of policy recommendations that seem best suited to stimulate the development of the emerging aviation biofuel sector.

7. Recommendations

There are number of policy instruments that could be used to support the aviation biofuel sector. Carbon pricing and emissions trading schemes have already been discussed, and remain an effective means of addressing GHG emissions without attempting to “pick winners” from among the most immature green technologies. This paper supports efforts underway at the EU level and at ICAO to create a market-based mechanism for aviation at an international level. However, this will not be sufficient to spur the long-term development of sustainable alternative jet fuels, since carbon prices are and will remain far below the additional costs associated with existing alternative fuels (i.e. biofuels of the type described above). Efforts must continue to be made, therefore, to support existing and nascent biofuel technologies through funding for R&D and pilot projects, whilst attempting to address the problems that have emerged in past and present initiatives, including cost and reliability of supply. Again, it is important that such funding be “technology-neutral” and that the net be cast as widely as possible, in order to give all existing technologies a chance to emerge as viable options, thus avoiding the logic of “picking winners” from among different feedstock and biofuel production pathways. In this vein, it is suggested that the European Biofuel FlightPath be revised to include more realistic targets, and to encourage new initiatives from stakeholder groups and governments.

But what about other support measures, such as biofuel mandates, public procurement policies and direct subsidies for production? Indonesia, for example, has positioned itself as a pioneer in the use of biofuel mandates for aviation, declaring a mandatory blend of 2% in all domestic flights by 2016, to be increased to 5% in 2025 (IATA 2014). Should the European Union follow suit? There is a competitiveness issue here, as those airlines that can mostly easily circumvent a mandate that is introduced in any given country, or group of countries, would be able to refuel at a lower cost and thus gain the upper hand on its competitors. This reflects the fact that airlines on international flights can choose where to refuel, at origin or destination. Routes could also be retraced to avoid refuelling in countries with biofuel mandates. In addition to this point, it seems risky to oblige airlines to use biofuels at this point, given the fact that the technology is still unproven: aviation biofuels are not yet available on a commercial basis, they are very costly, and the feedstock supplies used to make them are unreliable. Given these constraints, it has yet to be seen whether enough supply will come online in Indonesia to supply the domestic aviation industry in accordance with the new mandate. One interviewee from Indonesia suggested that the government’s landmark biofuel policy was intended more as a mechanism to support palm oil cultivators, as opposed to a genuine attempt to develop alternative jet fuels for aviation.

What about subsidies? At the moment, the main complaint from the European aviation industry is that it faces unfair competition from the road transport sector for biofuels, for which mandates and subsidies already exist. This creates a distortion in biofuel markets, generating an incentive to produce biofuel for road vehicles rather than for aeroplanes. Aviation industry representatives are careful not to make an explicit appeal for subsidies, but the desired “level playing field” implies that the level of subsidies in the road transport sector should either be matched for aviation, or eliminated altogether. The sole action being taken at the moment is the impending decision at EU level to reward the production / consumption of aviation with “biotickets” that can be sold to the road transport sector and contribute to its emissions reduction targets (SkyNRG interview). This policy change will have the unfortunate effect of diluting the total emissions reductions required from the road transport sector without obliging aviation to make concomitant emissions reductions on its own side. The policy change, moreover, cannot be expected to create a level playing field of its own accord, as the amounts involved are small in comparison to total subsidies that exist in the road transport sector. A range of other subsidies are therefore being considered by proponents of aviation biofuels.

Palmer proposes the following (Palmer 2015):

...the simplest and most efficient way of providing support might be to simply tender contracts to buy fuel. Rather than the granting agencies chasing fuel development ideas and trying to sort out what is currently and potentially promising, perhaps the fuels should come to the funding: fuel technologies seeking support should, while meeting set standards of sustainability on environmental and social fronts, quantify their level of carbon reduction against a fossil fuel equivalent and bid for contract. [...] If even the best bids can only offer the sustainable fuel at a price above that of the petroleum fuel that is also in the system, government support means paying the higher price and putting the sustainable fuel into the market at the prevailing price.

A scheme like this could prove quite costly, and would have to set a ceiling on the maximum price that the government is willing to pay for a given amount of fuel. However the scheme would have the merit of revealing whether the private sector is able to supply at or below the ceiling and – in an ideal situation where several bidders compete for the contract – would also reveal the lowest feasible price given current levels of technological progress. If there are no bidders, the funds would be kept and another tender could be set for a later date. The downside, of course, would be the considerable demand on the public purse, which would take on the whole responsibility for reducing GHG emissions from aviation, with no contribution from the industry itself. This would be a misallocation of responsibility, as taxpayers should not be expected to protect the profit margins of commercial airlines, or defend the ticket prices of consumers. On the contrary, one can convincingly argue that airlines and consumers should be the ones internalising the negative externalities generated by air travel. It will be therefore be argued, in the following sections, that commercial airlines and passengers should make a just contribution *both* towards emissions reductions in the aviation sector *and* towards the development of sustainable alternative jet fuels.

Evidence suggests that this is already happening, but could be encouraged further by governments.

At the moment, the negative externalities from aviation are only internalised on a voluntary basis, through (1) offsetting schemes offered by some airlines to individual consumers when they buy their tickets, and (2) donations made by companies to offset the emissions associated with business travel. Offsetting schemes of the first type are generally quite inexpensive for consumers, costing less than €5 per round flight, and yet there seems to be a natural limit to the number of passengers that are willing to “buy-in”. Voluntary donations of the second type are an inbuilt element in the business model of some companies in the sustainable jet fuel business, most notably SkyNRG. In the framework of the KLM Corporate Biofuel Programme, for example, voluntary donations co-fund the supply of aviation biofuels to KLM, bridging the price premium with respect to conventional kerosene. Launched this summer, the Fly Green Fund is a similar collaborative initiative – between Karlstad Airport, SkyNRG the Nordic Initiative on Sustainable Aviation (NISA), Swedavia, SAS, Braathens, KLM and EFS (European Flight Service) – that seeks to co-found the supply of aviation biofuels to the aforementioned Nordic airlines. According to interviews conducted for this study, these initiatives have allowed SkyNRG to reduce the cost of the biofuels supplied from 1500% the cost of conventional kerosene to 150-200%, in some cases (SkyNRG interview).

It is nevertheless legitimate to question whether voluntary donations can be relied upon to scale up these initiatives in a sustainable manner. At the scale needed to meet a sizeable percentage of fuel demand from aviation (e.g. 1% of the total world jet fuel consumption in 2020 or 4% of EU jet fuel consumption), it is doubtful whether enough voluntary contributions could be found to bridge the price premium between aviation biofuels and kerosene. It might therefore be wise for national governments to consider imposing a tax on fuel, which could then be used to fund efforts to reduce aviation-related emissions across Europe. This would probably result in higher air fares for passengers, and a subsequent decrease in demand for air travel, thus account for the negative externalities incurred when taking a flight. A unilateral tax on kerosene, however, would have a negative impact on the domestic airlines of the country that imposes the tax, given that domestic airlines refuel most often in their home countries. This loss in competitiveness and the possible consequences – reduced market share *vis-à-vis* competitors from other countries – are likely to face vehement objections from domestic airlines, unless equivalent measures are introduced in neighbouring countries. In Europe, given that the EU does not have a mandate to raise taxes, this would require a coordinative effort by the largest players in the European market, which may be difficult given the current political context.

It would be preferable, moreover, to design a system that accounts for the differences between short-haul and long-haul flights. Most air travel-related emissions are incurred during take-off and landing, meaning that short-haul flights produce more CO₂ per kilometre

travelled, on average, than long-haul flights. Short-haul flights are also more easily substituted by other modes of transport, like train networks or car-sharing arrangements. The exceptionally low ticket prices that currently prevail for short-distance flights – offered mainly by budget airlines – are a huge disincentive for consumers to make environmentally responsible choices with regards to transport modes. Although inexpensive flights are valued for their contribution towards economic development, the cheapest flights are in fact concentrated in developed economies, where average incomes could probably bear the impact of price increases. It would nonetheless be desirable to conduct further studies on the income profiles of the customers of budget airlines, to better understand the socioeconomic impacts of such a measure.

One major problem with the above-mentioned regulatory solutions is that they could be considered “a frontal assault on the aviation industry”. Palmer (2015) recommends that such measures should remain voluntary, and originate from within the industry itself. Another approach would be to raise token amounts, which would have only a marginal effect on bottom lines, but which could act as a signal that irresponsible behaviour should not continue. These amounts could be increased in the future if the air transport sector fails to act on GHG emissions of its own accord. Another measure mentioned by more than one interviewee is the airport tax, a form of indirect taxation that is ‘invisible’ to consumers. This could be a particularly effective means of targeting budget airlines, which tend to be based at small airports at mid- to long-range distance from major demand hubs so as to avoid punitive runway charges and airport taxes. It should be noted, here, that such measures should *not* be used merely as a means to raise revenue, which would in all likelihood then be redirected back to carbon-intensive economies. Instead, the measures must themselves become part of the solution, helping to fund sustainable alternatives for aviation with a view to cancelling themselves out in the future. Demand-side measures could thus act as a transition towards low-carbon aviation, providing both the funds to develop alternative sustainable jet fuels at scale, and the incentive to do so.

Conclusion

Alternative jet fuels currently fall into two categories: (1) technologies that are unknown or at the early, more speculative stages of Research and Development, and (2) aviation biofuels, based on known technologies, some of which have been approved by the ASTM for use in aviation. Although the latter are technically viable at the moment, obstacles remain to their use on a large scale, including costs associated with the production process, such as the cost of feedstock. It is doubtful whether enough biofuel production capacity will come online in the next five years to reach the IATA objective of carbon-neutral growth by 2020, without much stronger public support. The IATA target for 2020 could still be *nominally* reached if the market-based mechanism (MBM) under consideration by ICAO allows the aviation

industry to offset its emissions by purchasing carbon credits from other sectors. It is important to note, however, that this would still not lead to a reduction in *actual* aviation-related emissions. In order to meet more long-term targets – e.g. 50% absolute reduction in emissions by 2050 – more revenue will have to be directed towards green technologies for aviation, including alternative jet fuels as the main priority.

In order to accelerate the development of alternative jet fuels, an appropriate incentive structure needs to be created that will both discourage airlines from using kerosene and encourage innovative solutions for aviation. At the moment, the only incentives in the drive towards sustainability in aviation in Europe are the EU ETS, and private firms' more general concern with their reputation among customers. Given the low price of EU Allowances and EU Aviation Allowances, and the limited return on investment in Corporate Social Responsibility (CSR), it is argued here that there needs to be a stronger incentive to avoid the negative externalities associated with burning jet fuel. This is particularly true for short-haul flights, which can be substituted by less carbon-intensive transport modes, and which are responsible for the largest emissions per kilometre travelled. Suggested solutions include higher taxation, either on kerosene or on the use of airports. It is acknowledged that unilateral action on this front would have an impact on the competitiveness of domestic airlines in the country or countries taking the action. It is therefore suggested that the countries with the largest share of the European air transport sector be encouraged to come up with a solution that could be applied across the board.

Insofar as the Green Race is concerned, it is not clear if there are advantages to be gained from being a first- or second-mover in the development of aviation biofuels. "Drop-in" biofuels will not themselves be a major game-changer in the aircraft manufacturing or the commercial aviation industries, as they are designed to be compatible with existing infrastructure and entirely fungible with conventional kerosene. At most, they may be expected to displace some activity in the oil & gas sector. Governments should also be cautious not to expect too much from aviation biofuels in terms of economic growth, employment and other typical "green growth" benefits. The production of aviation biofuels is not a labour-intensive or high value-added activity. The emerging aviation biofuels sector could perhaps increase the market for certain agricultural crops, but the impact on land-use and food prices would be uncertain, and potentially very negative. There is also little reason to expect intense international competition in this area, given the global nature of the aviation industry. In the words of Kohler (2013): "the aviation industry has a history of international cooperation and this can be clearly seen in the international nature of the airline-supplier relationships that are being developed". Rather than adopting a *Green Race* logic, therefore, it might be more rewarding to encourage international cooperation in order to better promote the development of this nascent technology.

Bibliographie du chapitre 6

Adenle, Ademola A., Gareth E. Haslam, et Lisa Lee. «Global assessment of research and development for algae biofuel production and its potential role for sustainable development in developing countries.» *Energy Policy*, 6 July 2013: 182-195.

ATAG. «Beginner's Guide to Aviation Biofuels.» May 2009.
www.atag.org/component/downloads/downloads/60.html (accès le December 16, 2015).

—. «Beginner's Guide to Aviation Efficiency.» November 2010.
www.atag.org/component/downloads/downloads/59.html (accès le December 16, 2015).

—. «Powering the future of flight: The six easy steps to growing a viable aviation biofuels industry .» March 2011. www.atag.org/component/downloads/downloads/152.html (accès le December 16, 2015).

—. «Reducing Emissions from Aviation through Carbon-Neutral Growth from 2020.» September/October 2013. <https://www.iata.org/policy/environment/Documents/atag-paper-on-cng2020-july2013.pdf> (accès le December 16, 2015).

Boeing, Embraer, FAPESP & UNICAMP. «Flightpath to Aviation Biofuels in Brazil: Action Plan.» June 2013. <http://www.fapesp.br/publicacoes/flightpath-to-aviation-biofuels-in-brazil-action-plan.pdf> (accès le December 16, 2015).

de Jong, Sierk, Ric Hoefnagels, André Faaij, Raphael Slade, Rebecca Mawhood, et Martin Junginger. «The feasibility of short-term production strategies for renewable jet fuels – a comprehensive techno-economic comparison .» *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 21 September 2015: 778-800.

Deane, Paul, Richard O Shea, et Brian Ó Gallachóir. «Biofuels for Aviation.» Insight Energy. April 2015.
http://www.insightenergy.org/system/publication_files/files/000/000/013/original/RREB_Biofuels_in_Aviation_Draft_Final.pdf?1438176277 (accès le December 16, 2015).

European Commission. «Flightpath 2050 Europe's Vision for Aviation : Report of the High Level Group on Aviation Research.» 2011.
<http://ec.europa.eu/transport/modes/air/doc/flightpath2050.pdf> (accès le December 16, 2015).

European Commission. «2 million tons per year: A performing biofuels supply chain for EU aviation .» August 2013.
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/20130911_a_performing_biofuels_supply_chain.pdf (accès le December 16, 2015).

Faaij, André, et Maarten van Dijk. «White Paper on Sustainable Jet Fuel: SkyNRG Future Friendly Flying.» June 2012. <http://skynrg.com/wp-content/uploads/2013/11/White-paper-on-sustainable-jet-fuel-June-2012-Faaij-van-Dijk-copy.pdf> (accès le December 16, 2015).

IATA. «IATA 2014 Report on Alternative Fuels.» December 2014.
http://rsb.org/pdfs/documents_and_resources/IATA%202014-report-alternative-fuels.pdf (accès le December 16, 2015).

—. «IATA forecast - December 2014.» December 2014.
<http://www.iata.org/whatwedo/Documents/economics/Central-forecast-Dec-2014-Figures.pdf> (accès le December 16, 2015).

IEA Bioenergy. «The Potential and Role of Biofuels in Commercial Air Transport.» September 2012. www.bioenergytrade.org (accès le December 16, 2015).

Köhler, Jonathan, Rainer Walz, Frank Marscheder-Weidemann, et Benjamin Thedieck. «Lead markets in 2nd generation biofuels for aviation: A comparison of Germany, Brazil and the USA .» *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 30 October 2013: 59-76.

OECD / IEA. *World Energy Outlook 2015*. Paris: IEA Publications, 2015.

Palmer, Walter J. *Will Sustainability Fly? Aviation Fuel Options in a Low-Carbon World*. Farnham, Surrey: Ashgate Publishing Limited, 2015.

Pearce, Brian. «Economic Performance of the Airline Industry: mid-year 2015 forecast.» IATA. June 2015. <https://www.iata.org/whatwedo/Documents/economics/Economic-Performance-of-the-Airline-Industry-mid-year-2015-forecast-slides.pdf> (accès le December 16, 2015).

RSB. «RSB Principles & Criteria for Sustainable Biofuel Production.» 2013. <http://rsb.org/pdfs/standards/11-03-08%20RSB%20PCs%20Version%202.1.pdf> (accès le December 16, 2015).

SWAFEA. «Sustainable Way for Alternative Fuels and Energy in Aviation.» April 2011. http://www.icao.int/environmental-protection/GFAAF/Documents/SW_WP9_D.9.1%20Final%20report_released%20July2011.pdf (accès le December 16, 2015).

ANNEXE

Liste des personnes interrogées

Liste des personnes interrogées

En Chine

Nom	Institut/fonction	Sujet
Dr. LI Hualin	China Guodian Corporation Responsible for REN project development	E/S
Mr. XIONG Bozeng	GoldWind EU market director	Eolien
Mr. QI Xiaozong	Guorun Solar Project manager	E/S
Mr. ZHAO Tao	Yingli Power Sale manager	Solaire
Prof HE Jiankun	3E Institute, Tsinghua University	E/S
Prof FU Jun	School of Government, Peking University	Solaire
Dr. LI Jifeng	General Directorate, National Energy Administration of China	E/S
Dr. ZHANG Shuwei	IEA, WEO team	E/S
M. LI Wen	Vice President, Minsheng Bank of China	E/S
Dr. WANG Wenmei	Tianjin local government	E/S

En Europe

Nom	Institut/fonction	Sujet
GIESE Norbert	Senvion	Eolien
COOK Nancy	LM Wind Power	Eolien
CHEVALIER Lucas R.	France Energie Eolienne	Eolien
SAINT-ANDRE David	SER/Windustry	Eolien
BIRDI Oankar	RenewableUK	Eolien
HAMILTON Bruce	Navigant	Eolien
SAWYER Steve	Global Wind Energy Council	Eolien
QIN Haiyan	Chinese Wind Energy Association	Eolien
DESCLEES DE MARESDSOUS Thibaut	Alstom	Eolien
DE SANTANA Francisco José Teles	Brandão Filhos Fortship Agência Marítima	Eolien
GLACHANT Matthieu	MinesParisTech	Solaire
JACQUES LE SEIGNEUR Vincent	INES	Solaire
BAL Jean-Louis	SER	E/S
PHILIBERT Cédric	AIE	E/S
RÖSNER Sven	OFAENR	E/S
FALKENBERG Karl	Commission Européenne	S
DE JONG Sierk	SkyNRRG	Jet
MARCHAND Philippe	Total Energies Nouvelles	Jet
LOMBAERT-VALOT Isabelle	Airbus	Jet