

Le développement des énergies renouvelables bénéficie d'un soutien de l'Etat soit en amont dans le domaine de la recherche et développement, soit en phase d'industrialisation en soutien à la demande et au déploiement commercial (par exemple par le biais de tarifs d'achats, d'appels d'offres ou de dispositifs fiscaux).

Le choix entre les différents outils de soutien dépend de la maturité technologique, de la compétitivité et des retombées en termes de valeur ajoutée en France et en Europe, au regard des caractéristiques de la chaîne de valeur de chaque énergie et de nos avantages comparatifs.

Les EnR ne sont pas toutes compétitives dans l'état actuel du marché

Le degré de maturité est spécifique à chaque technologie

Une technologie n'est pas figée. Elle fait l'objet de recherches permanentes à sa conception ou lors de son déploiement industriel. Avant d'arriver à maturité, son processus de développement peut durer plusieurs dizaines d'années, depuis la recherche en laboratoire pour la conception d'un produit innovant et performant à la production industrielle permettant la réduction des coûts par effet d'échelle, en passant par le développement de pilotes de recherche, de démonstrateurs et par les débuts de la commercialisation.

Ce processus de maturation vise à l'optimisation technique, économique et industrielle de la technologie développée, dans une perspective de maximisation des performances et de minimisation des coûts. Il perdure au-delà de la première production industrielle. Par ailleurs, à chaque étape du développement, les recherches peuvent permettre des ruptures conduisant à l'émergence de nouvelles technologies. Une technologie peut être considérée comme mature lorsque qu'on ne peut attendre une baisse significative de ses coûts du fait d'améliorations techniques ou de gains de productivité importants.

La compétitivité s'évalue par rapport à l'ensemble des technologies

Il faut bien distinguer maturité et compétitivité. Une technologie peut en effet être mature sans pour autant être compétitive.

Pour déterminer la compétitivité d'une technologie, il faut la comparer aux technologies auxquelles elle se substitue et tenir compte de l'offre existante, notamment du mix énergétique et du réseau (pour les cas de l'électricité et de la chaleur) dans lequel elle s'inscrit, ainsi que les externalités qu'elle induit (déchets, besoins en capacités de secours, émissions de gaz à effet de serre, de polluants atmosphériques...). La demande est un critère d'évaluation important, de même que les prix de marché sur les périodes de production de cette technologie. Moins le profil de production correspond au profil de demande, moins bonne est la compétitivité. La compétitivité dépend aussi des conditions d'exploitation liées à la géographie d'implantation et aux gisements accessibles à la technologie, ou encore du contexte réglementaire et des exigences environnementales et de sûreté en vigueur.

Ainsi, la compétitivité d'une technologie est propre à un contexte énergétique, à un lieu géographique, à un cadre réglementaire, à un service rendu.

La connaissance des coûts des énergies renouvelables est hétérogène mais selon les technologies, leur compétitivité peut être proche des prix de marché (éolien terrestre) ou très éloignée (solaire résidentiel)

Certaines technologies sont d'ores et déjà commercialisées, leurs coûts actuels sont dès lors « connus ». C'est le cas de l'hydraulique, de l'éolien on-shore, du solaire photovoltaïque, de la géothermie hors EGS¹, de la biomasse ou des biocarburants de 1^{ère} génération.

Certaines sont à un stade plus précoce de commercialisation et leurs coûts actuels sont plus incertains. Il s'agit par exemple de l'éolien off-shore.

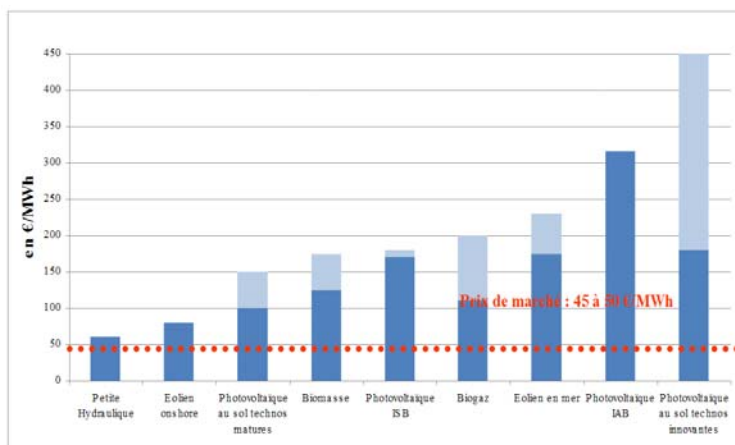
D'autres enfin en sont à des stades plus amont de développement, de la recherche au

¹ EGS « Enhanced geothermal systems » : exploitation de fluides géothermiques présents dans des réservoirs très profonds.

prototype industriel. Par conséquent, leurs coûts sont plus difficilement mesurables. Ce sont en particulier le solaire thermodynamique, les biocarburants avancés, les énergies marines.

Dans le cas des énergies renouvelables électriques, les tarifs d'achat (hydraulique, biomasse, biogaz, éolien terrestre, photovoltaïque intégré au bâti) ou les appels d'offres (éolien off-shore, photovoltaïque au sol) permettent d'estimer les coûts de production, car ces dispositifs sont calibrés pour couvrir les différentiels de coûts par rapport au prix de marché. Le graphique 1 compare les différentes estimations disponibles à l'heure actuelle. Il en ressort une compétitivité très variable des énergies renouvelables électriques dans le fonctionnement de marché actuel. L'éolien terrestre est à une des extrémités du spectre (coût de production compris entre 1,5 et 2 fois le prix de marché), alors que le solaire résidentiel en est très éloigné.

Graphique 1 : Comparatif des estimations de coûts de production des énergies renouvelables électriques (estimation 2013)



ISB : Intégré Simplifié au Bâti - IAB : Intégré au Bâti
 Les histogrammes indiquent les fourchettes hautes et basses des prix estimés grâce aux tarifs de rachat ou aux appels d'offre pour les différentes technologies.

Le soutien de l'Etat tient compte du niveau de maturité et de compétitivité des technologies

Les coûts des énergies renouvelables sont donc plus ou moins bien connus, très variables selon la technologie considérée. Ces technologies évoluent par ailleurs très vite, ce qui nécessite une adaptation constante des dispositifs de soutien dont elles bénéficient.

Plus les technologies sont à un stade précoce de développement plus les verrous sont d'ordre technologique. Leur levée nécessite des actions de R&D qui sont également soutenues par l'Etat dans le cadre de programmes spécifiques. Il peut s'agir d'aides ciblées (fonds démonstrateurs) ou d'aides transverses (crédit d'impôt recherche par exemple) (cf. fiche n°4 de ce rapport).

Lorsque les technologies sont au stade du déploiement commercial, les verrous peuvent être davantage d'ordre technico-économique : optimisation industrielle, modèle d'affaire. Le soutien de l'Etat au déploiement des EnR a vocation à répondre à cet objectif, ainsi qu'à l'atteinte des objectifs nationaux en termes de pénétration des EnR dans le mix énergétique. Compte tenu des perspectives d'amélioration de la compétitivité de ces filières, le coût du soutien public, rapporté à l'énergie produite par ces technologies, a vocation à se réduire.

Des outils de soutien public sont nécessaires au déploiement des EnR

Il existe aujourd'hui de grandes disparités de maturité et de coût entre les filières de production d'énergies renouvelables électriques. A l'exception de l'hydraulique, leur déploiement ne pourrait pas se faire sur le seul critère de compétitivité dans un fonctionnement de marché.

Ainsi, des outils de soutien sont nécessaires pour permettre à la France d'atteindre ses objectifs de politiques énergétiques. Les objectifs en vigueur actuellement sont issus du cadre européen (fiche n°4) et de ses déclinaisons au niveau national. Ils feront l'objet d'une évolution prochaine dans les suites du débat national sur la transition énergétique et de la préparation de la future loi de programmation. Les mécanismes incitatifs mis en place sont spécifiques à chaque filière et doivent faire l'objet d'adaptations périodiques pour tenir compte des évolutions techniques et économiques. Ils sont guidés par le principe d'assurer à ces technologies la rentabilité minimale nécessaire à leur déploiement.

Les outils dans le secteur électrique

Les deux dispositifs de soutien principaux au développement des EnR électriques en France sont : les appels d'offres et les tarifs d'achat.

Les appels d'offres

Le soutien au travers d'appels d'offres est particulièrement adapté aux filières renouvelables présentant l'une des caractéristiques suivantes :

- besoin de pilotage fort du fait du risque de conflits d'usage (cas de la biomasse de grande puissance) ;
- rareté des zones propices (cas de l'éolien en mer) ;
- forte asymétrie d'information sur les coûts ;
- enjeu de démonstration technologique et de développement industriel.

Lorsque les objectifs en termes de puissance installée fixés par la PPI électrique ne sont pas atteints le ministre en charge de l'énergie a la possibilité de lancer des appels d'offres pour développer de nouvelles capacités de production.

Le cahier des charges de l'appel d'offres est au Journal Officiel de l'Union Européenne (JOUE) et les candidats disposent d'un délai minimum de six mois entre la publication du cahier des charges et la date limite de dépôts des offres auprès de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Celle-ci est ensuite en charge de l'instruction des offres.

Les derniers appels d'offres concernant une production d'électricité renouvelable lancés depuis 2010 ont concerné notamment :

- en 2010 : la construction de centrales biomasse (27/07/10) et de parcs éoliens terrestre avec dispositif de stockage dans les DOM et en Corse (09/11/10) ;
- en 2011 : la construction de parcs éoliens en mer (05/07/11) et d'installations photovoltaïques de plus de 100kWc (appels d'offres simplifiés entre 100 et 250kWc (13/07/11), et appel d'offres ordinaire au delà de 250kWc (30/07/11)) ;
- en 2011 : la construction de parcs éoliens en mer (18/03/13) et d'installations photovoltaïques de plus de 100kWc (appels d'offres simplifiés entre 100 et 250kWc (27/03/13), et appel d'offres ordinaire au delà de 250kWc (13/03/13)).

Les tarifs d'achat

A contrario les tarifs d'achat sont mieux adaptés aux filières matures, pour lesquelles les coûts de production sont relativement connus et stables et pour lesquelles les sites potentiels de développement sont nombreux, avec des conflits d'usages limités.

L'obligation d'achat de l'électricité concerne tous les moyens de production renouvelables (l'éolien, la biomasse, le biogaz et les petites installations photovoltaïques). Les textes législatifs et réglementaires associés sont l'article L 314-1 du code de l'énergie, le décret n°2001-410 du 10 mai 2001 et le décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000. Chaque filière fait l'objet d'un arrêté tarifaire spécifique pris par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie. Ces arrêtés décrivent les tarifs d'achat et les conditions d'attribution.

L'obligation d'achat est contractée pour une durée de 12 à 20 ans selon les technologies et leur degré de maturité. Pour chaque filière, les tarifs d'achat ont vocation, conformément à la loi, à assurer une rentabilité normale aux capitaux investis et sont revus périodiquement afin de rester en adéquation avec la maturité de la filière et la baisse des coûts de production.

Les organismes responsables de l'obligation d'achat sont EDF ou les entreprises locales de distributions sur leur territoire. Le surcoût lié à l'achat de l'électricité est financé par la contribution au service public d'électricité (CSPE) payée par les consommateurs d'électricité.

Concernant les spécifications techniques, certains tarifs d'achat sont modulés en fonction de critères de performance : c'est en particulier le cas pour la biomasse où une prime à l'efficacité énergétique, ainsi qu'une prime selon le type de biomasse utilisée, peuvent être accordées. Dans le cas particulier du photovoltaïque, les tarifs applicables aux nouveaux projets s'ajustent automatiquement chaque trimestre en fonction du volume de demandes de raccordement déposé le trimestre précédent au regard d'une trajectoire-cible.

La loi Grenelle II a ouvert aux collectivités territoriales et aux établissements publics qui en dépendent directement la possibilité de bénéficier de l'obligation d'achat.

Dans un souci de concision, le tableau ci-dessous résume les principales caractéristiques des tarifs d'achat ainsi que leur évolution passée. Le détail des conditions d'attribution figure dans les arrêtés tarifaires.

Filière	Arrêtés régissant l'achat de l'électricité	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les installations mise en service à la date de parution des arrêtés
Hydraulique	1er mars 2007	20 ans	- 6,07 c€/kWh + prime comprise entre 0,5 et 2,5 pour les petites installations + prime comprise entre 0 et 1,68 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production - 15 c€/kWh pour énergie hydraulique des mers (houlomotrice, marémotrice ou hydrocinétique)
Géothermie	23 juillet 2010	15 ans	- Métropole : 20 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 8 c€/kWh - DOM : 13 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh
Energie éolienne	17 novembre 2008	15 ans (terrestre) 20 ans (en mer)	- éolien terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. - éolien en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites.
Photovoltaïque	4 mars 2011 modifié et du 7 janvier 2013	20 ans	Tarifs en vigueur au premier trimestre 2013: - installations intégrées au bâti : 31,59c€/kWh - installations intégrées simplifiées au bâti: 18,17 ou 17,27 c€/kWh selon la puissance de l'installation - autres installations: 8,18 c€/kWh - majoration possible des tarifs d'achat de 5% ou 10% si certaines étapes du processus de fabrication des modules sont réalisées au sein de l'Espace économique européen
Cogénération	31 juillet 2001	12 ans	- 6,1 à 9,15 c€/kWh (40 et 60 cF/kWh) environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
Déchets ménagers sauf biogaz	2 octobre 2001	15 ans	- 4,5 à 5 c€/kWh (29,5 à 32,8 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Combustion de matières non fossiles végétales et animales (biomasse)	27 janvier 2011	20 ans	- 4,34 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
Biogaz (issu de décharge)	19 mai 2011	15 ans	- entre 8,121 et 9,745 c€/kWh selon la puissance auquel peuvent s'ajouter une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh .
Méthanisation	19 mai 2011	15 ans	- entre 11,19 et 13,37 c€/kWh selon la puissance auquel peuvent s'ajouter une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh et une prime pour le traitement d'effluent d'élevage comprise entre 0 et 2,6 c€/kWh
Autres installations de puissance inférieure à 36kVA	13 mars 2002	15 ans	- 7,87 à 9,60 c€/kWh (51,6 à 63 cF/kWh) issu du tarif « bleu » aux clients domestiques

Les outils dans le secteur de la chaleur

Les outils de soutien aux EnR thermiques dans le secteur résidentiel individuel

Les outils réglementaires

Pour les constructions neuves, la loi Grenelle 1 a fixé comme objectif la généralisation des bâtiments basse consommation en 2012 et des bâtiments à énergie positive à l'horizon 2020. La réglementation thermique a ainsi été renforcée afin que toutes les constructions neuves à partir du 1^{er} janvier 2013 présentent une consommation d'énergie primaire conventionnelle inférieure à un seuil de 50 kWh/m².an en moyenne (niveau de performance énergétique équivalent au niveau « bâtiment basse consommation »), avec au moins 5 kWh/m².an provenant d'une source d'énergie renouvelable.

Les outils incitatifs

Pour les logements individuels existants, le développement des ENR thermiques passe principalement, par trois outils de soutien : le crédit d'impôt développement durable, l'éco-prêt à taux zéro et le dispositif des certificats d'économies d'énergie.

▪ Le crédit d'impôt développement durable (CIDD)

La loi de finances pour 2005 a créé un crédit d'impôt dédié au développement durable et aux économies d'énergie. Afin de renforcer son caractère incitatif, cette mesure est désormais ciblée sur les équipements les plus performants au plan énergétique ainsi que sur les équipements utilisant les énergies renouvelables. Cette mesure vise à permettre une diffusion large des équipements énergétiques durables afin de contribuer à l'atteinte des objectifs ambitieux de la France en matière d'économies d'énergie et d'énergies renouvelables.

Les lois de finances successives ont complété certaines mesures prévues initialement : la loi de finances pour 2012 a notamment prorogé le dispositif jusqu'en 2015. Pour que cette mesure reste efficace et continue à promouvoir les équipements et matériaux les plus performants auprès des particuliers, ses modalités ont également été amendées.

Plus de 7 millions de logements ont été bénéficiaires du dispositif entre 2005 et 2011, qui a également des impacts en termes de stimulation de l'innovation de structuration des

filières et de soutien à l'activité économique et à l'emploi.

▪ L'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ)

Mis en place dans la loi de finances pour 2009, ce dispositif d'un montant maximal de 30 000 € alloués aux ménages sans condition de ressources, permet de financer les travaux lourds de rénovation énergétique en résidence principale (acquisition d'équipement de production d'énergie renouvelable notamment) de sorte que les mensualités de remboursement de prêt soient commensurables avec les économies d'énergie issues de la rénovation.

Sous condition de ressources, ce dispositif est cumulable avec le crédit d'impôt développement durable.

▪ Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE)

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie impose aux fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, fioul, carburant, etc.) de développer les économies d'énergie. Ces derniers choisissent librement les actions qu'ils vont mettre en place (prime pour l'acquisition d'un équipement, bon d'achat, diagnostic gratuit, etc.) afin d'atteindre leur objectif d'économies d'énergie (proportionnel à leurs ventes d'énergie) et reçoivent en contrepartie des certificats d'économies d'énergie.

La mise en place d'équipements de production d'ENR thermiques peut également donner lieu à délivrance de certificats sous certaines conditions. Ainsi, entre son instauration le 1^{er} juillet 2006 et le 31 décembre 2012, le dispositif a contribué à la mise en place de 5,1 TWh de production annuelle de chaleur renouvelable, soit 10 % de l'accroissement de consommation des énergies renouvelables depuis 2005.

Les outils de soutien aux EnR thermiques hors secteur résidentiel

Le principal outil de soutien aux EnR thermiques est le fonds chaleur : lancé en 2009, le fonds chaleur a pour vocation le financement de projets dans les secteurs de l'habitat collectif, du tertiaire et de l'industrie à hauteur de 5,5 millions de tonnes équivalent pétrole (tep) à l'horizon 2020. Il est doté de près de 1,2 milliard d'euros sur la période 2009-2013 et sa gestion est déléguée à l'ADEME. Il permet de garantir que le prix de la chaleur d'origine renouvelable produite est

inférieur d'environ 5 % à celui obtenu avec des énergies conventionnelles, en apportant des aides sous forme de subvention à l'investissement ou au kilowatt-heure renouvelable produit, voire par un mixte des deux. Les aides ne sont cumulables ni avec les certificats d'économies d'énergie ni avec les projets domestiques.

Une intervention à deux niveaux :

- sous forme d'appels à projets Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire (BCIAT). Ces consultations sont nationales, de périodicité annuelle et concernent les installations biomasse de grande taille (production de chaleur supérieure à 1 000 tep/an).
- sous forme d'aides régionales gérées par les directions régionales de l'ADEME pour les autres filières (géothermie/hydrothermie, solaire thermique, énergies de récupération, réseaux de chaleur), quel que soit le secteur, et pour les installations biomasse ne relevant pas des appels à projets. Elles sont accessibles toute l'année, sans contrainte de calendrier.

Un succès franc et croissant depuis sa création :

Chiffres clés 2009-2012	Nombre de projets	Investissements (M€)	Aide ADEME (M€)	tep ENR/an	Aide ADEME (€/tep)
Bois hors BCIAT	389	759,9	181	305 556	592
Bois BCIAT	108	575,9	225,5	568 333	396
Géothermie	236	256,8	64,6	61306	1055
Biogaz	7	7	2,1	4 564	468
Solaire	1090	107,7	53	4708	11286
Réseaux de chaleur	379	887,8	306,3	144 465	
Total	2209	2595	832,9	1 088 932	765

Les outils dans le secteur des transports

- **Le principal levier incitatif : la taxe générale sur les activités polluantes**

La TGAP permet d'encourager l'incorporation et la distribution de biocarburants en pénalisant les opérateurs qui mettent à la consommation une proportion de biocarburants inférieure au seuil fixé. Depuis 2010, le taux de la TGAP est fixé à 7 % en énergie. Pour le calcul de la TGAP, ce taux est diminué à proportion des volumes de biocarburants incorporés dans les carburants mis sur le marché.

- **Une fiscalité réduite pour les biocarburants issus des unités agréées**

La directive 2003/96/CE prévoit la possibilité pour les États Membres d'appliquer un taux d'accises réduit sur certaines huiles minérales (carburants) qui contiennent des biocarburants et sur les biocarburants. L'exonération partielle de la taxe intérieure de consommation (TIC) permet de réduire le surcoût de fabrication des biocarburants (issus des unités agréées) par rapport aux carburants d'origine fossile.

Les taux de la défiscalisation (€/hl)

	2009	2010	2011	2012	2013
Biodiesel*	15	11	8	8	8
Ethanol**	21	18	14	14	14

* esters méthyliques d'acide gras, biodiesel de synthèse
 ** Ethanol ou part éthanol si incorporé sous forme d'ETBE. Les esters éthyliques d'huile végétale bénéficient du même taux.

Après une diminution régulière des taux de défiscalisation des biocarburants, les taux ont été stabilisés entre 2011 et 2013. Ce dispositif sera abandonné fin 2015.

Les outils de soutien représentent un coût public variable selon les filières

Le soutien au déploiement des EnR repose sur de nombreux instruments qui peuvent peser sur le contribuable (CIDD) ou le consommateur (tarifs d'achat par exemple), être de nature incitative (CIDD) ou réglementaire (RT 2012). Les EnR peuvent aussi bénéficier d'outils qui ne les ciblent pas spécifiquement, par exemple les instruments de lutte contre la précarité énergétique (aides ANAH), de soutien au bâtiment (TVA réduite pour travaux dans les logements anciens)... L'évaluation précise des coûts est donc délicate.

Le coût du soutien aux EnR électriques

Le soutien des EnR électriques est financé au travers des charges de CSPE (contribution au service public de l'électricité) répercutées *in fine* sur le consommateur d'électricité. Dans sa délibération portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013 en date du 9 octobre 2012 la commission de régulation de l'énergie (CRE) indiquait que sur un montant de charges prévisionnelles de CSPE estimé à

5,1 Mds€ au titre de l'année 2013, les énergies renouvelables électriques représentent 3 Mds€ dont 2,1 Md€ sont dédiés à la seule filière photovoltaïque (soit 41% des charges CSPE prévisionnelles pour 2013).

	Charges constatées au titre de 2011 (M€/ part du total)		Charges prévisionnelles au titre de 2012 (M€/ part du total)		Charges prévisionnelles au titre de 2013 (M€/ part du total)	
Total énergies renouvelables	1 464,0	41,0%	2 223,1	52,2%	3 014,7	58,8%
Eolien MC	399,7	11,2%	494,9	11,6%	560,6	10,9%
Eolien ZNI	4,8	0,1%	6,0	0,1%	6,6	0,1%
Photovoltaïque MC	794,9	22,3%	1 373,1	32,2%	1 898,9	37,1%
Photovoltaïque ZNI	106,2	3,0%	153,9	3,6%	208,1	4,1%
Autres EnR (MC)	151,8	4,3%	183,4	4,3%	330,1	6,4%
Autres EnR (ZNI)	6,7	0,2%	11,8	0,3%	10,4	0,2%
Total contrats d'achat hors ENR (MC)	838,5	23,5%	729,0	17,1%	531,6	10,4%
Cogénération (MC)	801,7	22,5%	709,2	16,6%	527,5	10,3%
Autres contrats d'achat (MC)	36,8	1,0%	19,8	0,5%	4,1	0,1%
Total péréquation tarifaire hors ENR (ZNI)	1 198,3	33,6%	1 210,2	28,4%	1 431,8	27,9%
Surcoût de production	910,7	25,5%	901,0	21,1%	915,5	17,9%
Contrats d'achat hors ENR	287,6	8,1%	309,2	7,3%	516,4	10,1%
Dispositions sociales	68,4	1,9%	98,4	2,3%	145,5	2,8%
Total	3 569,2		4 260,8		5 123,5	

MC : métropole continentale

ZNI : zones non interconnectées

EnR : énergies renouvelables

Les charges CSPE dédiées aux EnR électriques sont donc en forte croissance puisque qu'elles représentaient 1,5 Mds€ en 2010. Les données complètes de la CRE (délibération du 9 octobre 2012 mentionnée ci-dessus) figurent dans le tableau ci-dessus.

Le coût du soutien aux EnR thermiques

Parmi les outils de soutien aux EnR thermiques, le CIDD est le principal instrument pour le résidentiel individuel. Son coût s'élève en 2011 (année de dépense 2010) à 1,9 Mds€, dont 57,8% (soit 1.1 Mds€) pour les EnR. Suite à la réforme intervenue dans le cadre de la LFI 2012, son coût a été abaissé en 2012 à 1.1 Mds€ dont environ 700 M€ pour les EnR (année de dépense 2011)

L'éco-PTZ, dédié au financement des rénovations lourdes dans le logement, a eu un impact budgétaire de 80M€ en 2012².

Le principal instrument de soutien à la production centralisée de chaleur est le fonds chaleur géré par l'ADEME. Il est doté de 1.2 Mds€ sur la période 2009-2013.

Le coût du soutien au secteur des transports

Le système de soutien à la production de biocarburants repose sur deux types d'incitations : l'exonération partielle de la taxe intérieure de consommation (TIC) pour des

unités de production agréées et des taux réduits de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) appliquée sur la mise à la consommation des carburants, à proportion de la part de biocarburants mis sur le marché.

Les montants TGAP (M€) :

2006	2
2007	25
2008	62
2009	104
2010	110
2011	150
2012	156

En matière de TIC, après une diminution régulière des taux de défiscalisation des biocarburants, les taux ont été stabilisés à partir de 2011. Les montants globaux des exonérations fiscales correspondantes se sont élevés à 500 M€ en 2007, 720 M€ en 2008, 521 M€ pour 2009 et 425 M€ en 2010, 271 M€ en 2011 et 288 M€ en 2012.

Le rapport de la Cour des comptes (jan. 2012) évalue les coûts et transferts entre agents liés à la politique de soutien aux biocarburants entre 2005 et 2010. Il identifie trois types de transferts :

- la surconsommation de carburants lié au moindre pouvoir calorifique (PCI) des biocarburants. Une partie du surcoût payé par le consommateur se traduit par un surplus de recettes fiscales (TIC) pour l'État ;
- l'augmentation du prix au litre du carburant lié à la répercussion de la TGAP payée par les distributeurs ;

² Il s'agit du coût générationnel, soit le montant total du crédit d'impôt, étalé sur 5 ans, accordé aux banques ayant distribué les 35 000 prêts

- l'exonération partielle de TIC, répercutée par les distributeurs sur les producteurs, qui se traduit par un manque à gagner pour l'État.

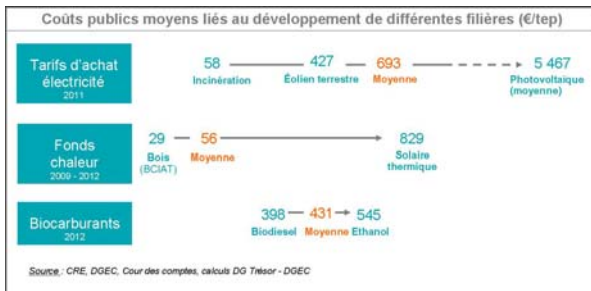
Le bilan du soutien aux transports se traduit par un surcroît de recettes pour l'Etat de 70 M€ et un coût pour les consommateurs de l'ordre de 770 M€.

Comparatif des coûts de soutien aux différentes filières

Le graphique ci-dessous récapitule les coûts moyens du soutien aux différentes filières ENR.

Il en ressort une efficacité plus grande des financements liés au déploiement des ENR thermiques :

Graphique 2 : Coûts publics moyens liés au développement des différentes filières



Méthodologie de calcul :

Pour les tarifs d'achats, le coût public par tep est égal à la différence entre le coût moyen constaté par filière et le coût évité de l'électricité (année 2011).

Pour le fonds chaleur, le coût public est égal, pour chaque filière, au montant de l'aide versée par l'Ademe (année 2012) rapporté à la production actualisée sur la durée de vie (20 ans) des installations au taux de 4%.

Pour les biocarburants, les coûts moyens pour chaque filière correspondent à la différence de prix entre les carburants contenant des biocarburants et ceux qui n'en contiendraient pas, exprimée en euros par Tep (année 2012)..

- Martine LECLERCQ ;
Alice VIEILLEFOSSE ;
Nicolas BARBER ; Yves LEMAIRE ;
Georgina GRENON ;
Soraya THABET.