

importante et ne cesse d'augmenter depuis la libéralisation mais les termes de livraison ne dépassent pas les 3 années faute de bonne lisibilité des prix au-delà.

Ce marché permet au producteur d'effectuer un premier niveau d'optimisation de la valeur d'optionnalité de la puissance installée dans la mesure où il décide du moment où il va l'exercer (pour un volume donné d'énergie et une période donnée).

Les Grands Clients : souvent des grands sites industriels ou de services consomment en moyenne plus 1 GWh par an. Des études statistiques de la CRE montrent qu'ils représentent 0,1% en nombre et autour de 42% en volume d'énergie consommée.

C'est le marché historique de La SNET où ce sont déployées les forces commerciales dès l'ouverture. Avec un portefeuille de noms prestigieux, des grands clients fidèles renforcent l'image de l'entreprise. Ce marché rend indispensable une activité commerciale dédiée dont la viabilité est assurée par la marge au prix du marché.

Les clients de Masse : constitué des petits consommateurs professionnels, PME, artisans et des résidentiels, ce marché représente 99% du nombre de clients et seulement 68% du volume d'énergie consommée. Il peut être considéré comme un moyen de couverture à long terme.

Ce marché est réservé à des structures de commercialisation dédiée au « B to C ». Il s'agit donc d'un investissement commercial très lourd et très professionnalisé réalisable sur un marché très liquide et réellement concurrentiel pour atteindre la masse critique.

Un vecteur traditionnel de distribution de proximité est également très long à installer, une alternative existe avec les outils informatiques perfectionnés de Gestion des Relations Clients et internet (CRM).

Le Tolling : Est un produit de couverture à long terme généralement supérieur à 6 ans. C'est un produit structuré de vente de la disponibilité et de la puissance de production d'une centrale ou d'un foisonnement de centrale électrique dans ce cas précis. Comme le producteur reste propriétaire des installations, il est souvent appelé « Droit de Tirage ».

L'opérateur reste le producteur qui est rémunéré pour ce service.

Les coûts de production sont à la charge du client.

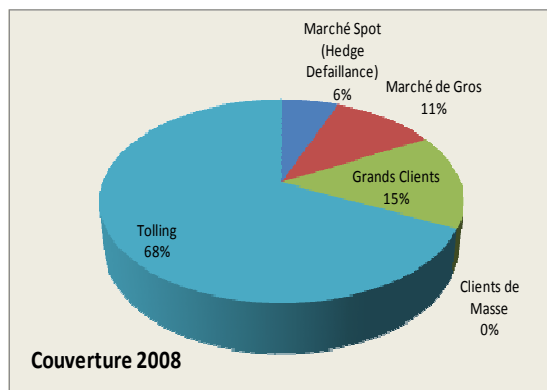
L'énergie produite est propriété du client sous contrainte d'une programmation encadrée par les limitations techniques d'utilisation imposées par le producteur.

Ce marché est également un marché historique de La SNET. C'est une couverture économique des investissements qui peut s'inscrire sur le long terme. En revanche il est très peu liquide, seuls les distributeurs, RTE, les autres fournisseurs ou producteurs d'électricité, voir les traders sont les clients potentiels de ce marché.

La construction d'une stratégie commerciale s'appuie sur ces définitions et sur leurs propriétés respectives :

Segment de marché	Positif	Négatif	Présence E.F.
Spot (Hedge défaillance)	Couvre les indisponibilités fortuites indépendamment des prix de marché Plus économique en moyenne que les contrats de back-up. Au plus 5% de la puissance consolidée du parc	Exposition nécessaire sauf à disposer d'un back-up par un autre producteur. Manque à gagner potentiel Pas de possibilité d'arbitrage	oui
Marché de gros (négoce)	Meilleure couverture de court terme. Moindre complexité : Produits standards Décision du moment de vente par le producteur (fixe le prix)	Horizon maxi des engagements assez court 3 ans Peu de liquidité du marché donc faible volume en jeu Outils d'E.F. mal adaptés aux produits standards « base et pics)	oui
Gros consommateur s industriels	Marché de référence d'E.F. Présence reconnue depuis l'ouverture Meilleure optionalité de vente pour un producteur : arbitrage Faible concurrence entre producteurs produit de couverture de court à moyen terme. Parfait pour la durée des contrats Fourniture difficile par des produits standards Termes des contrats de plus en plus longs	Décision du moment de vente par le client (fixe le prix) Profil des clients industriels en base et mix d'E.F. semi-base Coût de commercialisation Prix de marché au dessus des tarifs régulés Faible taux de fidélité des clients Gisement commercial faible Qualité des clients (risque solvabilité)	oui
Clients de Masse	Horizon de très long terme du fait : - Bon taux de fidélité des clients - Forte densité de clients Marges importantes Volume stable et gisement important	Coût de commercialisation très élevé Perte de contrôle si passage par un instrument externe de commercialisation Persistance du tarif réglementé en deçà du prix de marché Concurrence des opérateurs historiques EDF et GDF Masse critique 5 Million de clients	non
Tolling	Couverture parfaite pour le long terme Transferts des risques Prix et Volumes (yc achat du combustible selon le cas) Garantie du retour sur investissement	Produits complexes Faible marge Perte de la valeur d'optionalité	oui

11.3 Situation actuelle des ventes



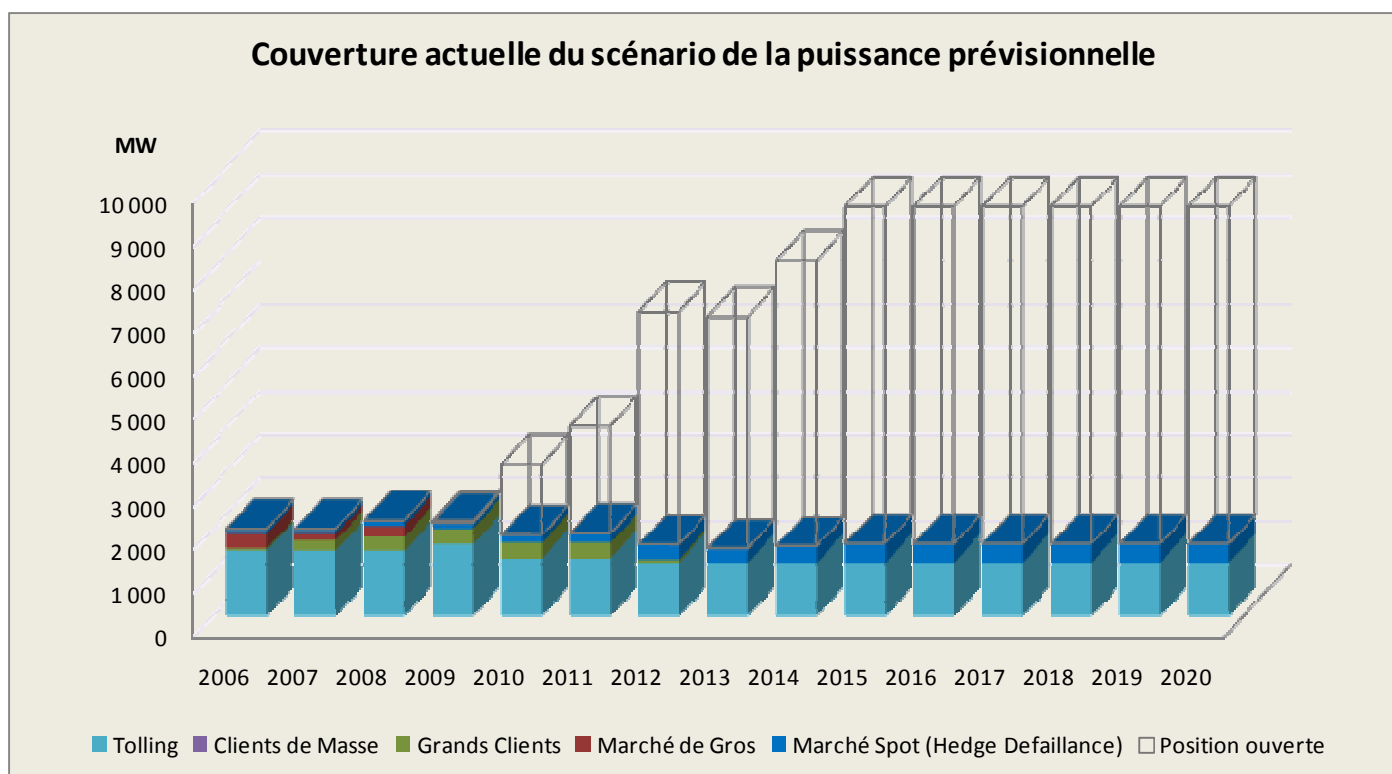
En 2007 La SNET livrait aux consommateurs finals 16,5 TWh dont 45% était produit par ses unités (7,5 TWh) et 55% était acheté pour revente (9 TWh).

La répartition de la couverture des 2019 MW de puissance nette engagée est dominée par le Tolling. Un héritage du contrat avec EDF pourrait être corrigé dès 2010 avec l'entre en service des 2 premiers CCG.

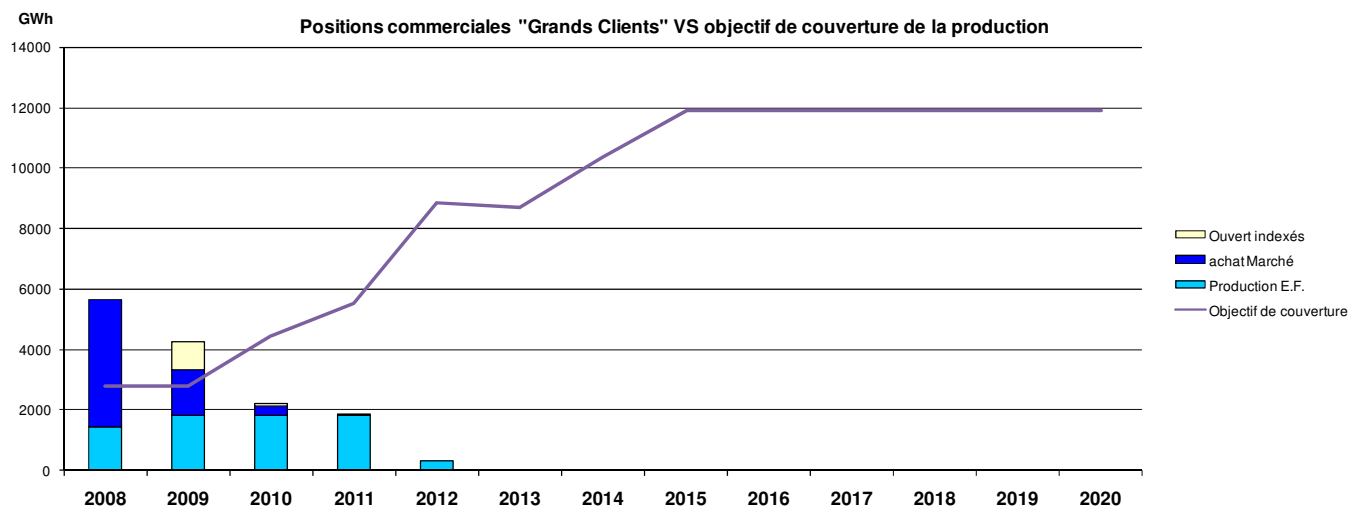
Des contrats avec des Grands Clients ont été signés jusqu'en 2012 et le taux de couverture de la production par le marché Moyen Terme tend vers sa valeur optimale.

11.4 Encours de la couverture du parc de production prévisionnelle

La couverture est très complète jusqu'en 2009. A partir de 2010, les capacités de production devraient augmenter et la couverture devient imparfaite. En revanche les contrats de tolling signés (1200 MW)) couvrent déjà la puissance de production future à près de 30% en 2010, taux de couverture souhaité pour ce marché.



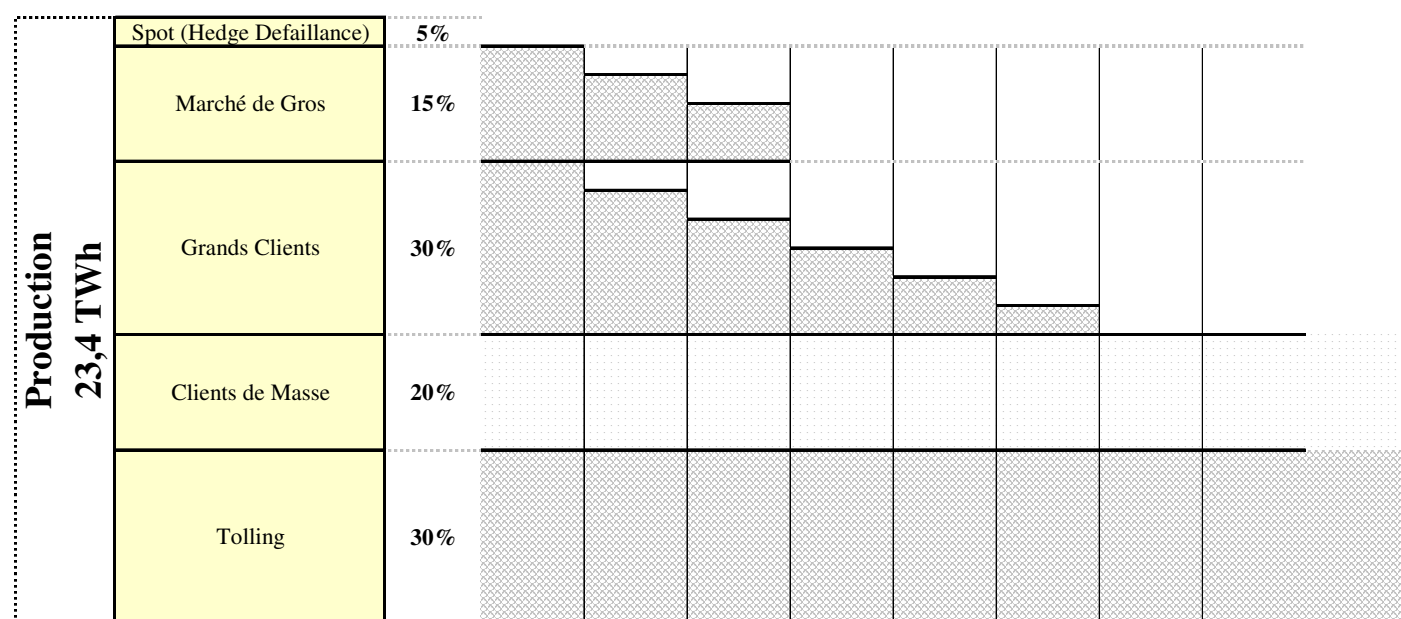
Réciproquement, les ventes d'énergie à terme signées sur le marché des Grands Clients sont, pour 2009, encore couvertes par des achats sur les marchés de gros. Cependant on observe une tendance à la couverture massive de la production sur les termes suivants qui confirme le rôle joué par l'activité commerciale.



Ces positions prises à moyen terme ne sont pas définitives puisque le marché court viendra se superposer pour améliorer le niveau de couverture sans dégrader les marges.

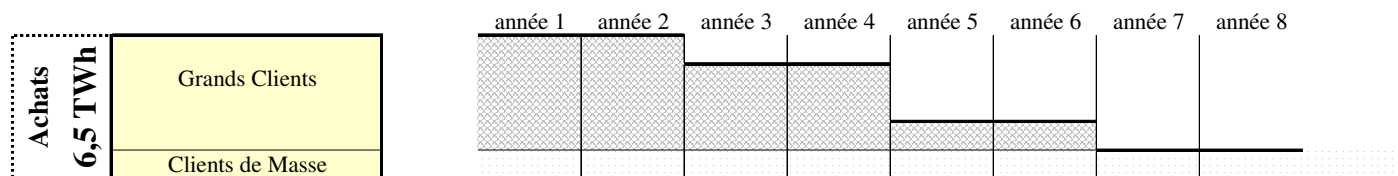
11.5 Stratégie de diversification

Les objectifs stratégiques de diversification de La SNET afin d'optimiser la couverture de l'ensemble de ses outils de production sont résumés dans la figure suivante :



En 2020 le déploiement commercial aura la responsabilité de la vente de 23,4 TWh. Selon cette stratégie l'effort d'atteinte des objectifs le plus important par rapport à la situation actuelle se situerait sur le marché des Clients de Masse avec 4,7 TWh d'objectif soit un portefeuille de 500 000 à 600 000 clients.

Les outils de productions de La SNET sont orientés vers la « semi-base » alors que les Grands Clients et le marché de masse ont besoin de couvrir leur « off-Peak ». Le complément, 6,5 TWh sera acheté sur les marchés pour équilibrer la courbe de charge.



12 Approvisionnement en combustibles

12.1 Le charbon

Dans le contexte actuel de la fourniture massive de la puissance installée via un contrat de tolling avec EDF, l'approvisionnement en charbon est couvert par un contrat avec EDF Trading. Le spread électricité%charbon est favorable comparé à un approvisionnement sur les marchés même avec des coûts logistiques plus chers.

En parallèle et dans la tolérance du contrat de tolling, La SNET poursuit une politique d'achat de combustible à des fournisseurs alternatifs.

Le contrat avec EDF Trading se termine fin 2009. La stratégie au delà de 2009 est en cours de réflexion. Elle s'appuiera sur une stratégie en volume de type :

- 20 % de court terme : marchés « spot » dont les produits cendreux
- 40% de moyen terme à échéance de livraison de 3-6 mois
- 40% de long terme à échéance de livraison de 6 mois-2 ans

Stratégie en volume

La stratégie d'approvisionnement en charbon est formulée pour « acheter du charbon pour produire ». Les volumes complémentaires devront être achetés sur les marchés.

Cette stratégie doit se poursuivre en respectant les règles suivantes :

- Achat sur la base des prévisions de volumes à 4 ans
- Contractualisation de long terme à hauteur de 40% des volumes estimés avec clauses de flexibilité à la fois sur les volumes et les échéances (différences fondamentales par rapport aux « Take or Pay »)

Contractualisation de moyen terme pour le reste avec le mieux disant et sur la base des mêmes exigences de flexibilité et de qualité des produits.

12.2 Le gaz

Les besoins en gaz

Une étude prévisionnelle du fonctionnement d'une tranche CCCT a été réalisée. Les résultats donnent une production annuelle d'électricité par tranche de 1500 Gwh.

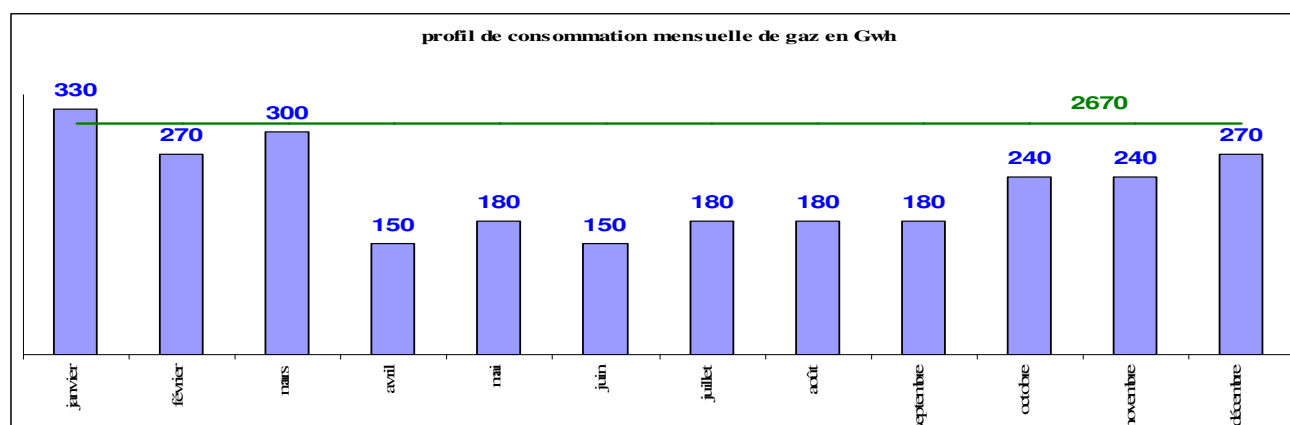
Ces données concernent les tranches en « marche commerciale », et supposent que les coûts d'approvisionnement en gaz sont identiques pour toutes les unités.

Les hypothèses techniques retenues sont une puissance électrique de 400 MWe et un rendement de 0,57. Cela donne un besoin horaire en gaz de 700 Mwh, et un besoin maximal journalier de 17 Gwh.

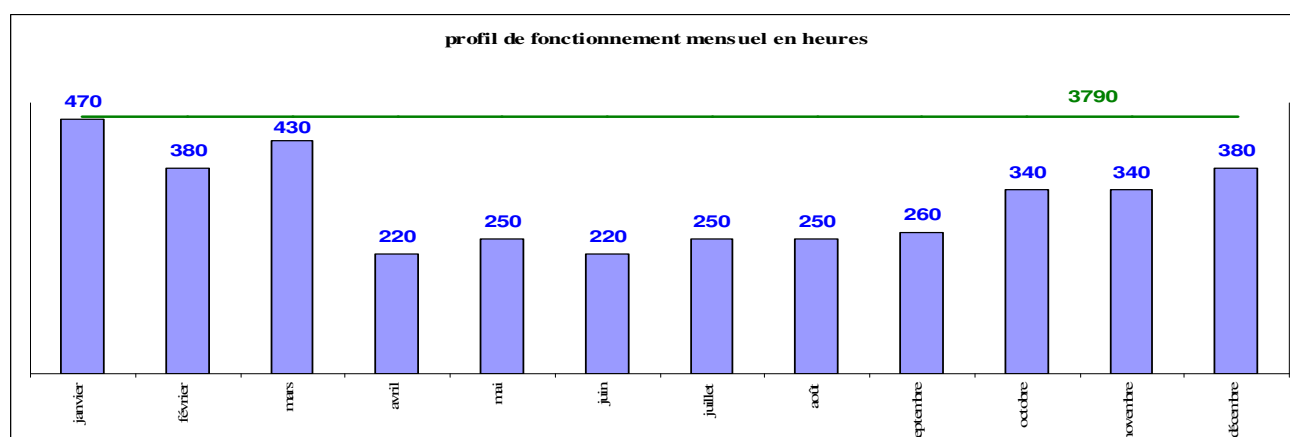
Le profil annuel de fonctionnement correspond à 2 670 Gwh de gaz et 3 790 heures.

Le profil saisonnier n'est pas très marqué : avril à octobre 47 % ; novembre à mars 53 %.

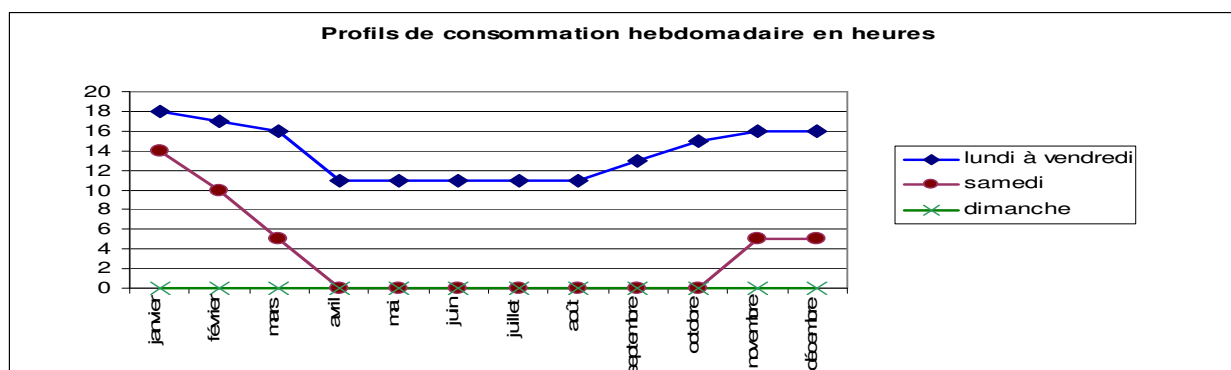
Les consommations mensuelles varient de 150 à 330 Mwh.



Le nombre d'heures mensuel de fonctionnement varie de 220 à 470 heures.



Le profil hebdomadaire correspond à un fonctionnement essentiellement en heures de pointe : lundi au vendredi (samedi en hiver) ; 17 heures par jour en hiver ; 12 heures par jour en été.



Les consommations journalières sont données dans le tableau ci-dessous :

Fonctionnement journalier			
Jours de la semaine	Lundi à dimanche	Lundi à Samedi	Lundi à Vendredi
Gwh	7	9	10
heures	10	13	14

Les sources de flexibilité

La volatilité de l'écart entre le prix de l'électricité « CCGT » et le prix de vente de l'électricité (spark spread) entraîne un besoin de flexibilité important pour optimiser les marges.

Cette flexibilité est limitée par le nombre de démarrages admissibles par l'installation. Ce plafond entraîne une perte de marge.

Au contraire, le gaz est vendu avec des clauses contractuelles de Take or Pay, avec une souplesse limitée.

Il est donc primordial de trouver des sources de flexibilité pour rendre compatible ces clauses avec l'optimisation économique du fonctionnement.

Les sources de flexibilité doivent permettre de gérer les quantités de gaz en écart journalier avec les quantités prévues dans le contrat de fourniture.

Le besoin de flexibilité peut atteindre la consommation journalière moyenne (10 Gwh pour 14 heures).

Les sources de flexibilité sont :

- le contrat de fourniture (les autres contrats de fourniture si le foisonnement entre plusieurs tranches est prévu)
- les stockages
- le Marché d'échange de gaz aux points virtuels (PEG)
- les ressources GNL.

	contrat	stockages
Points positifs	Prix pré négociés S'insère dans la relation Client/Fournisseur	Droits de stockage fonction du profil de consommation (env. 4 Gwh/j soit 5 heures de marche) Droits possibles sur le Marché secondaire
Points négatifs	Take or Pay journalier ou mensuel ou annuel	Droits limités si le profil n'est pas fortement marqué « hiver » Droits possibles en open season à prix élevés Droits attribués au fournisseur si achat DDP

	PEG	GNL
Points positifs	Droits de stockage gérés par La SNET pour toutes les tranches Destination du gaz au choix Marché potentiel (ex : NBP 500 Twh/mois ; TTF 80 Twh/mois) Optionalité Equilibrage sur le portefeuille de E.F.	Source alternative au gaz « continental » Intéressant pour le Sud où le gaz est moins disponible Projets de nouveaux terminaux Capacités en open season Achat/vente de capacités sur le Marché secondaire

Points négatifs	Marché peu développé (10 Twh/mois au PEGs) Trouver une contrepartie en relation bipartite Souscription des capacités de transport et de stockage en direct	Sourcing du GNL Emission en 30 j (1 navire de 150 000 m3 GNL = 1 Twh = consommation de Janvier à Mars pour 1 tranche)

Les déséquilibres entre contrats et besoins entraînent des surcoûts.

Coût de molécule	Take or Pay (report possible sur année suivante) Revente du gaz avec un discount (-50 % sur Zeebrugge chez GRT gaz ou GDF-GI) Achat du gaz sur le Marché avec un premium (+150 % sur Zeebrugge)
Coût de transport	Si toute la capacité n'est pas réservée, risque de dépassement horaire (majoration jusqu'à x 90) Si déséquilibre entrée/sortie, achat/vente du gaz par le transporteur (discount 50%/ premium 150%)
Coût de stockage	Si non respect des limites de capacité, achat/vente du gaz par le stockeur (- 50%/ + 150%) Si dépassement des débits de soutirage/injection majoration de 20 % Perte de marge due au débit de soutirage limité (le « tunnel » et la capacité de stockage n'influencent pas la marge d'après les simulations)

Les modes d'approvisionnement

L'organisation de l'approvisionnement du gaz est basée sur la distribution des rôles entre les différents acteurs, qui conduit à plusieurs contrats bipartites.

Les acteurs	remarques
Vendeur	autorisation de vente au consommateur final ou au PEG données par le Ministère cas des contrats de fourniture régulés (tarif STS) : GDF-Négoce
Expéditeur	avoir une autorisation de vente au consommateur final, ou être consommateur le vendeur est l'expéditeur en cas de vente en Centrale cas des contrats de fourniture régulés (tarif STS) : GDF-Négoce
Exploitant du réseau de transport	GRT gaz et TIGF Les tarifs sont réglementés par la CRE
Exploitant des stockages	GDF Grandes Infrastructures Les tarifs sont négociés
Exploitant de terminal GNL	GDF Grandes Infrastructures Les tarifs sont réglementés par la CRE
Consommateur	Peut être expéditeur et vendeur (PEG ou consommateur final) avec une autorisation du Ministère

Deux modes d'approvisionnement sont possibles : Achat à un Point d'Echange de Gaz (PEG) ; Achat en Centrale au prix libéralisé ou tarif régulé (STS).

	Achat au PEG	Achat en Centrale
Points positifs	Plusieurs contreparties Bénéficiaire de l'optionnalité Présence dans le « cœur de métier » de l'achat du gaz	Les outils de flexibilité sont gérés par le vendeur Structure plus réduite Risques réduits de surcoûts liés aux déséquilibres

	Stockages foisonnés	STS risque de déséquilibre faible tarif augmente moins vite sur le court terme
Points négatifs	Liquidités faibles aujourd'hui Gestion en direct des contrats de transport et de stockage Gestion en direct de l'équilibre journalier et des nominations Risques de surcoûts liés aux déséquilibres Mise en place d'une structure	Droits de stockage attribués au vendeur 1 seule contrepartie pour gérer les déséquilibres perte d'optimisation de la Marge STS Seulement pour les sites raccordés au STS avant le 01/07/07 Pas de confirmation <u>écrite</u> que le STS s'applique aux CCCT Avenir du tarif régulé incertain Nous ne pouvons pas bénéficier d'une baisse du Marché

Le Sourcing du gaz

Le gaz arrive en Europe par 2 types de voie : les gazoducs pour le gaz naturel , les navires via les terminaux de gazéification pour le GNL.

	gazoduc	GNL
Points positifs	Sourcing non nécessaire en dehors de la France Fourniture continue	Concurrence avec le gazoduc Voie d'entrée intéressante pour la France qui est en bout de réseau Les capacités de réception sont en forte augmentation dans le Monde Vente de capacités au Marché secondaire Croissance du Marché court

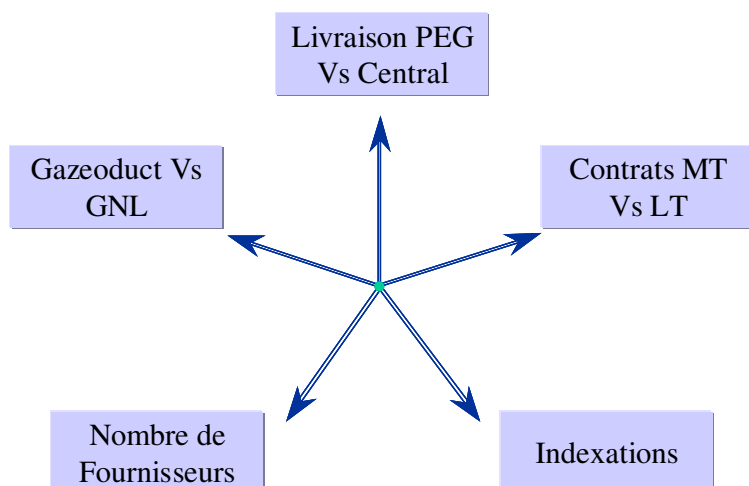
La

		terme
Points négatifs	Suit le prix des produits pétroliers sur le moyen terme et le long terme Forte volatilité sur le court terme liée aux informations du Marché et à la saisonnalité hiver/été	Suit le prix des produits pétroliers sur le moyen terme et le long terme Prix plancher influencé par les arbitrages entre les Marchés USA/Asie/Europe Les capacités de liquéfaction sont très coûteuses Coût de passage au terminal (environ 1 €/Mwh) Sourcing chez le producteur L'essentiel du Marché est basé sur des contrats long terme (90 % en 2002) Obtenir des capacités dans les terminaux GNL

stratégie d'approvisionnement

La stratégie d'approvisionnement en gaz est une stratégie de diversification. Elle doit permettre à l'entreprise de minimiser ses risques tout en augmentant son expertise dans l'achat, le négoce et les arbitrages du gaz.

Les axes de construction de cette stratégie sont indiqués dans le schéma ci-dessous :



Où les lignes directrices sont :

Echéance : Moyen Terme ou Long Terme.

Points de livraison : en Centrale , ou au PEG (réservation des capacités de transport et de stockage).

Type de gaz : gaz naturel, GNL.

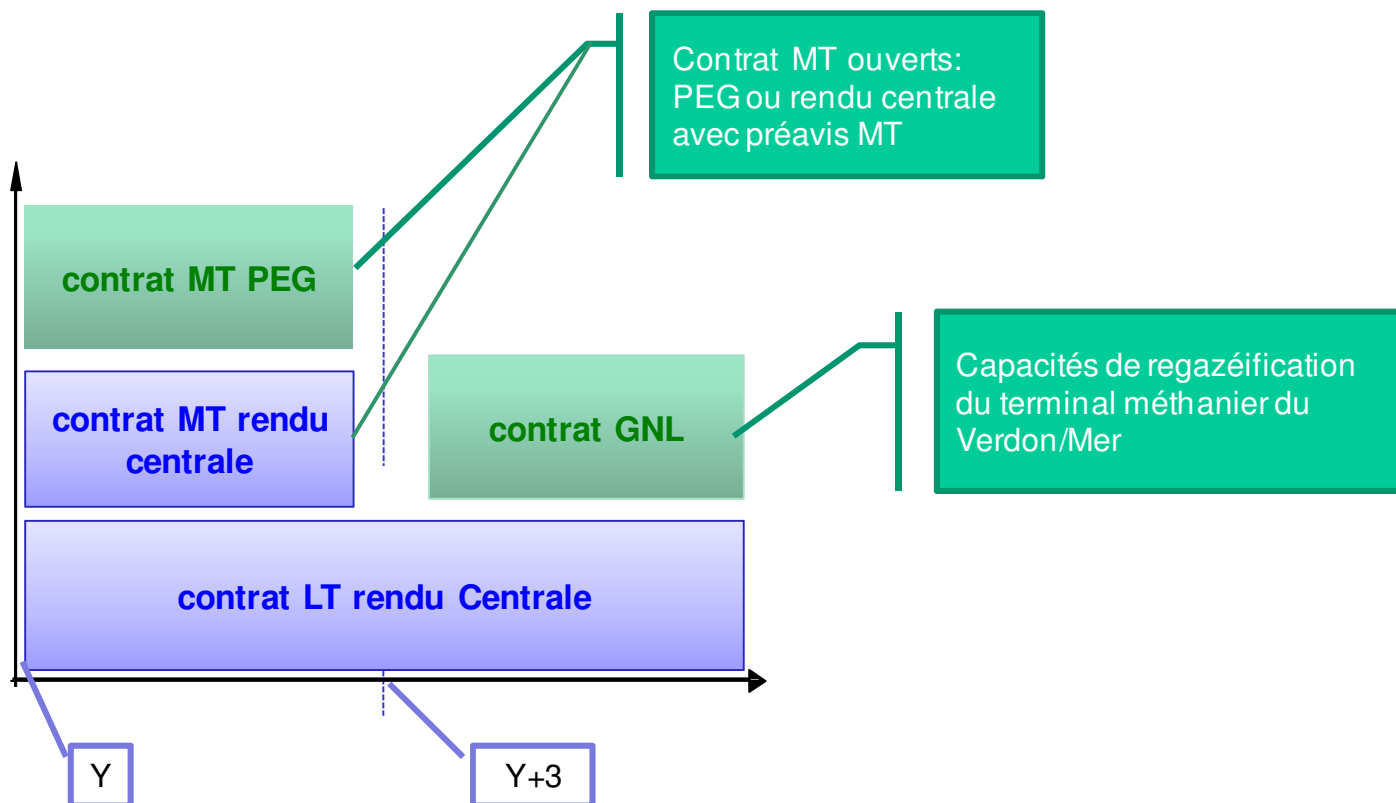
Indexation : diversification des indices.

Fournisseurs : avoir plusieurs fournisseurs

Cette stratégie doit respecter les principes suivants :

1	La SNET future importante consommatrice en France , et détentrice d'un portefeuille large d'équilibrage (15-20 Twh), doit entrer dans le business de l'acheminement/stockage
2	Optimiser la Marge issue de l'optionnalité
3	Le shipping et la gestion de la flexibilité demandent un apprentissage
4	Pour une tranche donnée, l'achat rendu Centrale est incompatible avec le shipping (exclusivité contractuelle)
5	Ne pas contractualiser l'achat de gaz avant la signature du contrat d'achat de turbine (risque de non d'investissement) ; contractualiser rapidement après l'achat des CCGT
6	Il n'est pas nécessaire d'acheter sur le long terme car d'une part le Marché du gaz est en forte évolution (acteurs, infrastructures, organisation), et d'autre part il n'y a pas de tension sur l'approvisionnement du gaz

Le scénario d'approvisionnement compatible avec cette stratégie qui entre dans le cadre des règles ci-dessus prend la forme **suivante** :



13 Impact financier

Pour visualiser l'impact financier du plan de nouvelle capacité, la méthodologie retenue est la consolidation des cash flow obtenus pour chacune des filières. Ces consolidations résultent des éléments extraits des business plans de chacun des projets évalués séparément. Une extrapolation basée sur les taux d'inflation pris en hypothèse est appliquée pour les projets non identifiés porteurs des puissances complémentaires pour atteindre l'objectif en 2020.

13.1 Hypothèses économiques

Taux d'inflation : 1,5%

Taux d'inflation du travail : 2%

Taux d'imposition sur les sociétés: 34,93%

Taux d'intérêt : 6,5%

Taux d'actualisation : 6%

13.2 Hypothèses industrielles

Pour les unités à cycles combinés au gaz :

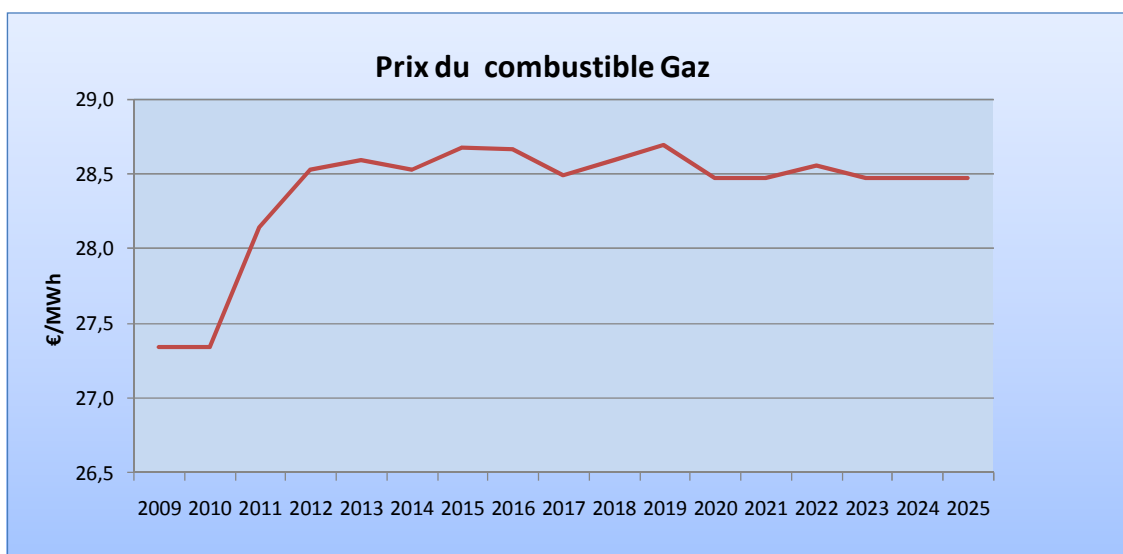
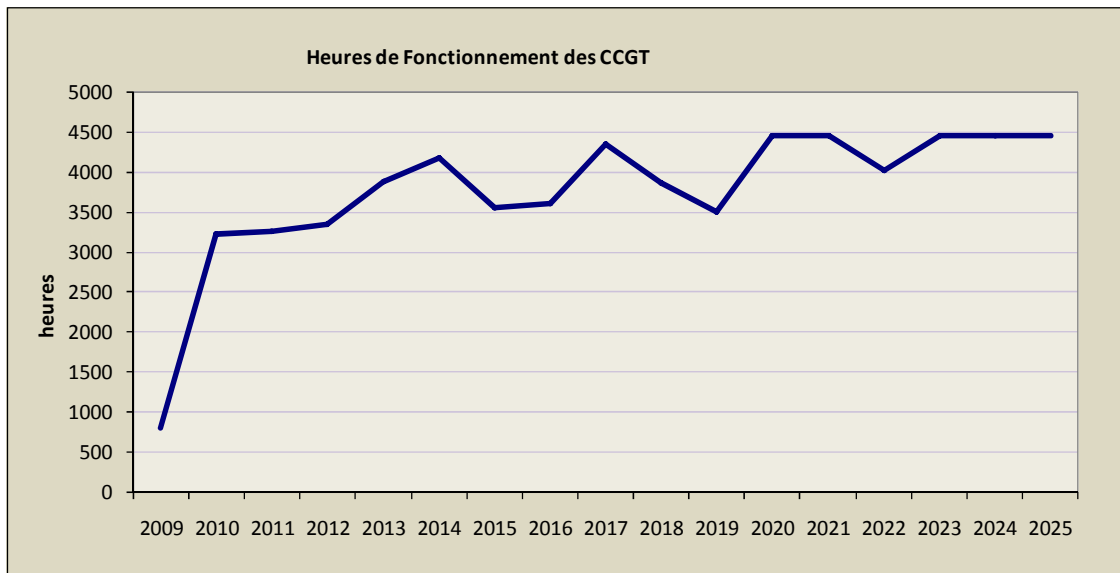
Durée de vie : 25 ans

Rendement : 57%

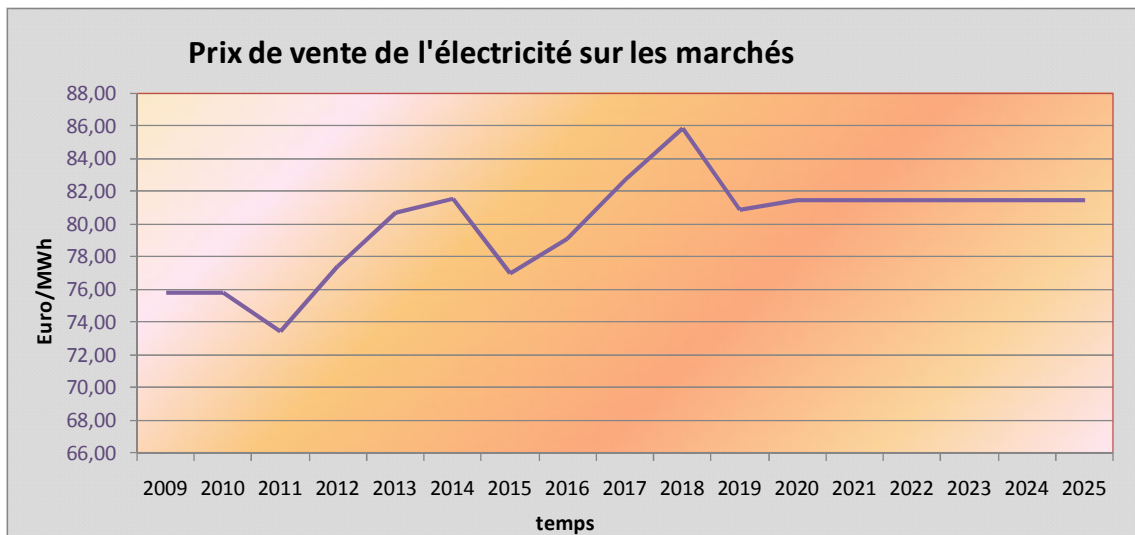
Personnel pour 1 tranche 400 MW : 25

Personnel pour 2 tranches 400 MW : 45

La courbe de charge est ramenée en heures de fonctionnement à pleine puissance par année. La production d'énergie se calcule par le produit des heures par la puissance nette maximale. Le principe d'estimation du nombre d'heures annuel de fonctionnement est confondu avec l'estimation du « spread » entre le prix du combustible et le prix de l'électricité produite.



L'électricité produite par les unités à cycles combinés au gaz est valorisée sur les marchés. Deux prix de référence, Le 'Base Load' et le 'Peak Load' sont estimés en parallèle à partir des indicateurs à court terme ou à partir d'outils de simulation spécialisés pour les termes plus lointains. Le prix et le dual du nombre d'heures de fonctionnement retenu. C'est une moyenne des prix de référence retenus uniquement sur les plages horaires où ils sont supérieurs au coût marginal de production de l'unité donc essentiellement au coût du combustible.



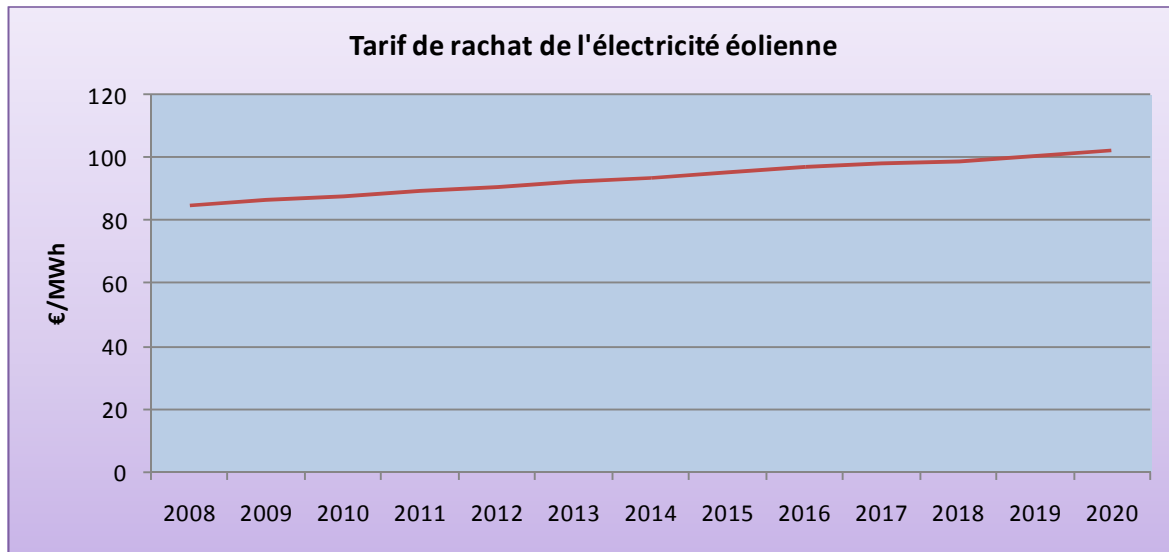
Prix moyen de CO2 sur la durée de vie : 28 €/tonne

Quota de CO2 alloué annuellement : ??

Pour les unités éoliennes :

Nombre d'heure de vent équivalente à pleine puissance : 2100 H

Tarif de rachat :



13.3 Planning d'investissement

Le tableau suivant trace le montant des investissements annualisé de chaque nouvelle capacité de production mise en service jusqu'en 2020.

	MW	Mise en service	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
			M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€
EOLIEN																	
LEHAUCOURT	10,0		3,00														
MOINDREAU	10,0	01/01/2010		2,80	8,40	2,80											
AMBON	10,0	01/04/2008	8,58	4,83													
CERNON VENTS	10,0	15/06/2008	5,36	7,95													
CERNON Centrale	7,5	15/09/2008	3,74	6,41													
MUZILLAC	10,0	15/11/2008	4,55	4,41	4,82												
KERGRIST	26,0	01/06/2009	8,50	15,47	15,47												
THICOURT	8,0	01/07/2009	3,30	2,20	5,50												
MONTBRAY	22,0	01/01/2010		9,40	21,93												
WOELFLING	10,0	01/01/2010		4,17	9,72												
HERBITZHEIM	12,0	01/01/2010		5,00	11,67												
MESNIL	18,0	01/01/2011			8,07	18,82											
ST SYMPHORIEN	28,0	01/01/2011			11,67	27,22											
HOUTTEVILLE	12,0	01/01/2010		5,00	11,67												
OBJ12	60,0	01/01/2012				25,63	59,81										
OBJ13	60,0	01/01/2013					26,27	61,30									
OBJ14	60,0	01/01/2014						26,93	62,84								
OBJ15	60,0	01/01/2015							27,60	64,41							
OBJ16	60,0	01/01/2016								28,29	66,02						
OBJ17	60,0	01/01/2017									29,00	67,67					
OBJ18	60,0	01/01/2018										29,73	69,36				
OBJ19	60,0	01/01/2019											30,47	71,09			
OBJ20	27,5	01/01/2020												14,31	33,40		
total Eolien	701,0		37,03	67,63	108,91	74,48	86,08	88,23	90,44	92,70	95,02	97,39	99,83	85,41	33,40	0,00	1 056,55
Photovoltaïque																	
le Lauzet	10,6	2010		17,42	26,13												
OBJ09	50,0	2011			82,16	123,24											
OBJ10	40,0	2012				65,73	98,59										
total Photovoltaïque	100,6		0,00	17,42	108,29	188,97	98,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	413,26
CCGT																	
Etudes			0,70	0,20													
HUCHET 7	414,0	28/02/2010	94,12	213,69	157,29	0,00											
HUCHET 8	414,0	28/02/2010	94,12	213,69	157,29	0,00											
Hornaing 4	423,0	31/03/2010	10,82	104,00	123,57	33,85											
Lucy 4	414,0	30/06/2011	3,55	94,53	130,16	40,13											
Lacq 1	414,0	01/02/2011	0,88	161,58	217,98	65,34											
Lacq 2	414,0	01/02/2011	0,88	161,58	217,98	65,34											
Gardanne 6	414,0	01/05/2011	0,55	46,98	116,35	90,24	11,75										
Autres	827,0	2014			0,60	0,80	50,00	200,00	200,00	10,00							
total CCGT	3734,0		205,61	996,25	1 121,21	295,70	61,75	200,00	200,00	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3 090,52
Grand total	4435,0		242,64	1 081,30	1 338,41	559,15	246,42	288,23	290,44	102,70	95,02	97,39	99,83	85,41	33,40	0,00	4 560,34

En colonne figurent des projets référencés et en cours de développement. Afin d'atteindre les objectifs du plan long terme, un lissage des capacités supplémentaires nécessaire est effectué. Le montant des investissements supplémentaires est calculé par application du taux d'inflation au dernier projet entré dans la filière considérée.

13.4 Chiffres clés et Business Plan 2020

La consolidation des investissements par filière est résumée dans le tableau suivant. Pour le parc d'unités au charbon existantes, figure le détail des investissements pris en compte. La dépollution des tranches 600 MW est intégralement représentée. Les dépenses engagées avant 2007 ont été reportées sur la ligne 2007. Les autres dépenses d'investissement pour le charbon classique se réfèrent à des opérations de maintenance.

Programmation des capitaux à investir								
ME	CCGT	Eolien	PhVoltaïc	Charbon Propre	Charbon Classique	Charbon Classique	Charbon Classique	TOTAL
					DESOX/DENOX	Invest. Unités existantes yc ADV	Total	
2007	219,60	37,03	-	1,26	135,61	81,20	216,81	474,70
2008	996,25	67,63	17,42	1,98	7,00	38,00	45,00	1 128,28
2009	1 121,21	108,91	108,29	322,33	-	27,00	27,00	1 687,74
2010	295,70	74,48	188,97	491,07	-	12,00	12,00	1 062,22
2011	61,75	86,08	98,59	659,11	-	18,00	18,00	923,53
2012	200,00	88,23	-	176,76	-	16,00	16,00	480,99
2013	200,00	90,44	-	-	-	4,00	4,00	294,44
2014	10,00	92,70	-	-	-	4,00	4,00	106,70
2015	-	95,02	-	-	-	10,00	10,00	105,02
2016	-	97,39	-	-	-	8,00	8,00	105,39
2017	-	99,83	-	-	-	4,00	4,00	103,83
2018	-	85,41	-	-	-	10,00	10,00	95,41
2019	-	33,40	-	-	-	4,00	4,00	37,40
2020	-	-	-	-	-	8,00	8,00	8,00

Prévision de Cash Flow bruts (EBIT)								
ME	CCGT	EOLIEN	PhVoltaïc	CHARBON Propre	Charbon Classique	EBITDA	Amortissement	EBIT
2007	-	1,47	-	-			0,43	
2008	-	4,32	-	-	181,90	186,21	81,00	105,21
2009	14,31	10,81	-	-	195,69	220,81	75,22	145,59
2010	100,60	23,26	4,19	-	107,62	235,67	131,61	104,05
2011	238,38	30,38	23,71	- 5,25	106,19	393,40	145,44	247,96
2012	227,99	39,54	39,80	100,57	94,99	502,90	152,55	350,35
2013	262,93	49,09	40,48	112,10	94,99	559,60	203,97	355,63
2014	292,66	59,40	41,18	112,11	94,99	600,34	208,18	392,17
2015	284,51	69,66	41,90	111,34	94,99	602,40	212,39	390,01
2016	207,24	80,10	42,64	110,68	94,99	535,66	216,60	319,06
2017	267,61	91,26	43,40	110,05	94,99	607,32	220,82	386,49
2018	354,97	102,68	44,18	109,42	94,99	706,25	225,05	481,21
2019	316,06	114,09	44,99	108,53	94,99	678,65	229,27	449,38
2020	271,17	120,67	45,81	108,01	94,99	640,66	231,28	409,38

Tableau suivant montre le CAPEX et la courbe d'EBIT résultante :

