

Zelya Energy
Rapport intermédiaire Phase 3
Recherche des solutions techniques

Nice, le 15 mai 2009



Zelya Energy

TABLE DES MATIÈRES

I - Introduction.....	4
II – Matrice comparative des solutions techniques	5
a. Méthodologie	5
b. Matrice comparative	5
III – Diagramme des procédures	6
a. Les procédures à accomplir selon les solutions techniques.....	6
Le certificat ouvrant droit à l’obligation d’achat.....	7
Droit d’exploiter une installation produisant de l’électricité.....	7
Droit d’exploiter une installation classée pour la protection de l’environnement (ICPE) ...	8
Droit d’achat de gaz naturel	9
Raccordement au réseau de transport électrique	9
Raccordement au réseau de distribution électrique.....	10
Raccordement au réseau de transport de gaz	11
b. Diagrammes des procédures administratives pour chaque solution technique	12
IV – Synthèse des avantages et inconvénients des solutions techniques	12
a. Critères d’évaluation.....	13
b. Avantages et inconvénients par solution technique.....	13
c. Cartes du potentiel du Finistère et de la Bretagne.....	13

Annexe 1 : Explicitation des champs de la matrice des solutions techniques	14
Annexe 2 : Matrice comparative / Parcs éoliens à terre	16
Annexe 3 : Matrice comparative / Parcs éoliens en mer fixes.....	18
Annexe 4 : Matrice comparative / Parcs éoliens en mer flottants.....	20
Annexe 5 : Matrice comparative / Centrale biomasse solide	22
Annexe 6 : Matrice comparative / Centrale solaire photovoltaïque au sol.....	24
Annexe 7 : Matrice comparative / Centrale solaire thermodynamique.....	26
Annexe 8 : Matrice comparative / Centrale hydraulique	28
Annexe 9 : Matrice comparative / Centrale thermique à cycle combiné au gaz	30
Annexe 10 : Matrice comparative / Centrale thermique classique (au fioul).....	32
Annexe 11 : Matrice comparative / Centrale nucléaire	34
Annexe 12 : Tableau des procédures	36
Annexe 13 : Synthèse des avantages et inconvénients	37
Annexe 14 : Diagramme 1	38
Annexe 15 : Diagramme 2	39
Annexe 16 : Potentiels et productibles en Bretagne et Finistère.....	40

I - Introduction

Lors de la phase 2, les besoins électriques nets à couvrir par des installations de production **locales** et **décentralisées** ont été quantifiés dans deux perspectives :

- dans une perspective d'ajustement conjoncturel de court terme de la consommation (= la couverture des pics hivernaux journaliers de consommation électrique), qui a mis en évidence la nécessité de disposer de **sources de production de pointe, mais dont l'énergie secondaire est maîtrisable** pour y recourir précisément lors des pics de consommation ;
- dans une perspective d'ajustement structurel de long terme (= la couverture des besoins annuels nets de consommation électrique au-delà des besoins bruts couverts par les installations de production existantes ou attendues, situées en ou à l'extérieur du Finistère), qui a fait apparaître la nécessité de disposer de **sources de production de taille significative**.

La combinaison de ces deux critères (sources de production locales et décentralisées : 1) de pointe maîtrisable et : 2) de taille significative) amène à analyser le type de solutions techniques à privilégier, compte tenu de la maturité des technologies actuelles et du potentiel propres du Finistère. Il s'agit donc ici de présenter les différentes solutions techniques possibles ou type d'énergie primaire à mettre en œuvre.

La recherche des solutions techniques se limite aux sources d'énergie primaire arrivées à maturité industrielle ou susceptibles de l'être à moyen terme, c'est-à-dire en vue d'un développement en Finistère à l'horizon 2015. Elles incluent donc : l'éolien à terre (on-shore), la biomasse, l'hydraulique (barrage), l'énergie solaire thermique ou photovoltaïque, et les énergies classiques : thermique à gaz en cycle simple ou combiné, nucléaire. Par ailleurs, nous incluons, pour information, la toute jeune filière de l'éolienne en mer (off-shore) et nous avons exclu l'énergie marémotrice, depuis que le nombre d'installation est très réduit dans le monde.

Dans un premier temps, on présentera, sous forme de **matrice comparative** et pour chaque solution technique ses principales caractéristiques technico-économiques.

Dans un deuxième temps, pour chaque solution technique, on établira un **diagramme des procédures** mettant en évidence la durée des procédures administratives et diverses, les étapes techniques de développement et les délais de réalisation d'un projet-type.

Enfin, dans un troisième temps, on fournira pour chaque solution technique un **tableau des avantages et inconvénients**, comprenant également une description des impacts économiques et environnementaux.

II – Matrice comparative des solutions techniques

Actuellement, les sources primaires d'énergie électrique parvenues au stade de l'exploitation industrielle sont relativement limitées, comparativement avec les sources primaires d'énergie au stade de la recherche ou du développement (voir le rapport de la phase 2).

La recherche des solutions techniques est donc confinée à celles susceptibles d'être développées à l'horizon 2015 et incluent : l'éolien à terre (on-shore), la biomasse, l'hydraulique (barrage), l'énergie solaire thermique ou photovoltaïque, et les énergies classiques : thermique à gaz en cycle simple ou combiné, nucléaire. Par ailleurs, nous incluons, pour information, la toute jeune filière de l'éolienne en mer (off-shore) et nous avons exclu l'énergie marémotrice, depuis que le nombre d'installation est très réduit dans le monde.

a. Méthodologie

Les données utilisées pour établir la matrice des solutions techniques sont issues des bases de données de ZELYA ENERGY et de l'expérience de ses consultants.

La matrice comparative présente les principales caractéristiques techniques, économiques, réglementaires et financières de chaque solution technique. Toutefois, la sélection d'une solution technique ne dépend pas seulement de ces caractéristiques, mais également du potentiel propre du site pour lequel une solution technique est envisagée, de la longueur, du coût et des risques associés aux procédures administratives de la phase de développement, ainsi que de la stratégie propre des acteurs liés à son développement (investisseur, développeur).

Les champs de la matrice sont explicités en **ANNEXE 1**.

b. Matrice comparative

La matrice comparative des solutions techniques est présentée de l'**ANNEXE 2** à l'**ANNEXE 8**.

III – Diagramme des procédures

A l'issue de la phase de faisabilité d'un projet pour une solution technique retenue, peut être lancée la phase de développement. Celle-ci inclut l'accomplissement des procédures diverses, et la phase de construction proprement dite de l'installation de production. Les procédures conditionnent donc par leur durée, leur coût et leurs risques associés, la confirmation de la phase de faisabilité et le lancement de la phase de construction.

Le diagramme des procédures est le calendrier ordonné des procédures liées à l'acquisition du foncier, à l'obtention des autorisations administratives (liées au droit d'exploiter ou de construire une installation produisant de l'électricité ou de fournir de l'énergie), et aux procédures de raccordement aux réseaux.

Un tel diagramme permet de mettre en évidence les aspects dynamiques cruciaux d'un projet, et notamment l'échéancier et la fourchette des délais incompressibles dans lesquels l'installation pourra être effectivement mise en exploitation. Pour un développeur, le diagramme des procédures permet ainsi de valider la faisabilité et la rentabilité financière de son projet.

a. Les procédures à accomplir selon les solutions techniques

Les procédures et formalités administratives à accomplir diffèrent en fonction des solutions techniques et des réglementations spécifiques mises en place par l'Etat les concernant. Le tableau figurant en **ANNEXE 9** résume pour chaque solution technique les procédures administratives à prendre en compte au cours de la phase de développement d'un projet.

Outre des procédures communes et classiques (sécurisation du foncier, respect des règles d'urbanisme, contrat d'acquisition du matériel), on retrouve des procédures particulières mais aux modalités distinctes (droit d'exploiter une installation produisant de l'électricité, raccordement aux réseaux électriques) ou encore des procédures spécifiques pour quelques solutions techniques.

Le tableau de l'**ANNEXE 9** permet de mettre en évidence, selon la solution technique envisagée, le nombre des procédures à accomplir et la complexité du dossier à constituer pendant la phase de développement.

Nous présentons ci-après plus particulièrement :

- les procédures administratives : d'obtention du certificat d'obligation d'achat, de demande de concession ou d'autorisation et de déclaration d'une installation produisant de l'électricité, ainsi que de demande d'autorisation d'exploiter une installation classée pour la protection de l'environnement ;

- les procédures de raccordement des installations produisant de l'électricité : aux réseaux de transport ou de distribution électriques et au réseau de transport de gaz.

Le certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat

Les installations de production d'électricité raccordées aux réseaux publics de distribution d'électricité et qui utilisent des énergies renouvelables (éolienne terrestre, éolienne en mer, solaire photovoltaïque, solaire thermique, hydraulique, biomasse) peuvent bénéficier de l'obligation d'achat par Electricité de France (eDF) et les producteurs non nationalisés de l'électricité qu'elles produisent (article 10 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000).

Il s'agit donc d'un droit, et non d'une obligation.

Néanmoins, en pratique, les certificats sont demandés par les développeurs de projets, afin de bénéficier de tarifs incitatifs garantis par l'Etat, ce qui permet de sécuriser le prix de vente de l'électricité produite.

Ce droit n'est ouvert qu'aux installations d'une capacité de moins de 12 MW et, pour l'énergie éolienne terrestres, par celles situées à l'intérieur d'une zone de développement de l'éolien (ZDE).

Ce droit est conditionné par l'obtention d'un certificat délivré par le Préfet, après instruction du dossier par la Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE), qui deviendra progressivement, dans chaque région, la Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL).

Les modalités de délivrance du certificat sont fixées par le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001. En particulier, Le certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat est nominatif et incessible, mais peut être transféré. Le certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat est délivré par le Préfet dans un **délai de deux mois** à compter de la réception du dossier de demande.

Pour l'éolien terrestre, et lorsque le bénéfice de l'obligation d'achat est subordonné à l'implantation en ZDE, doivent également être fournis le permis de construire de l'installation lorsqu'il est nécessaire.

Droit d'exploiter une installation produisant de l'électricité

Toutes les installations de production d'électricité doivent obtenir une concession, une autorisation d'exploiter ou faire l'objet d'une déclaration, et relèvent donc de l'un de ces trois régimes (concession, autorisation, déclaration). Quelque soit le régime, les demandes de concession ou d'autorisation et la déclaration sont adressées au ministre en charge de l'Energie, le Ministère de l'Energie, du Développement Durable, de l'Aménagement du Territoire et des Transports (MEDDATT).

Il s'agit donc d'une obligation.

Pour les installations nouvelles, le régime applicable dépend du type d'installation et de sa capacité :

- pour les installations autres qu'hydrauliques, le régime est soit l'autorisation (si la capacité électrique installée est supérieure à 4,5 MW), soit la déclaration (si la capacité électrique installée est inférieure à 4,5 MW) ;
- pour les installations hydrauliques qui relèvent de la loi du 16 octobre 1919, le régime est soit la concession, soit l'autorisation.

Les modalités de délivrance d'une autorisation pour les installations autres qu'hydrauliques sont fixées par le décret n°2000-877 du 7 septembre 2000. En particulier, le MEDDATT statue sur la demande d'autorisation d'exploiter dans un **délai de quatre mois** à compter de la date de réception de la demande d'autorisation.

Droit d'exploiter une installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE)

Toute exploitation industrielle susceptible de créer des risques ou de provoquer des pollutions ou nuisances, notamment pour la sécurité et la santé des riverains, est une installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE). C'est en particulier le cas des centrales thermiques classiques ou à cycle combiné au gaz, à partir du moment où elles génèrent des émissions de substances dans l'atmosphère. A ce titre, le développeur d'une telle installation doit obtenir une déclaration ou une autorisation d'exploiter une ICPE. Compte tenu de la taille des centrales thermiques classiques et des centrales thermiques à cycle combiné au gaz, l'autorisation est le régime applicable.

Il s'agit donc d'une obligation.

La procédure applicable est fixée par le Code de l'Environnement (Livre V, Titre 1er). Elle implique notamment des consultations publiques de la population, des enquêtes auprès des collectivités territoriales et une instruction par les administrations déconcentrées de l'Etat, sous l'autorité du Préfet de département.

Les **délais de la procédure ICPE sont en général de 9 à 12 mois**.

Il est à noter que :

- le lancement de la procédure est conditionné par le dépôt, dans le dossier de demande du requérant, du permis de construire ou du récépissé de demande de permis de construire.
- l'autorisation délivrée par le Préfet n'est valable qu'à condition que le référant ait mis en exploitation l'installation dans le délai de trois ans, à compter de la délivrance de l'autorisation.

A cet égard, le délai d'instruction du permis de construire (dont le délai de droit commun est de trois mois), est inférieur au délai de la procédure ICPE, y compris dans le cas d'un délai de majoration (en cas de défrichement, par exemple).

Droit d'achat de gaz naturel

Toute entreprise qui achète ou vend du gaz sur le territoire français est tenue d'être autorisée à fournir de l'électricité. C'est notamment le cas des exploitants de centrales thermiques à cycle simple ou combiné.

Il s'agit donc d'une obligation.

Les modalités d'obtention sont précisées dans le décret n°2004-250 du 19 mars 2004 relatif à l'autorisation de fourniture de gaz. La demande est instruite par la Direction Générale de l'Energie et du Climat du Ministère de l'Energie, du Développement Durable, de l'Aménagement du Territoire et des Transports (MEDDATT).

Les modalités de délivrance d'une autorisation pour les installations autres qu'hydrauliques sont fixées par le décret n°2000-877 du 7 septembre 2000. En particulier, le MEDDATT statue sur la demande d'autorisation dans un délai de trois mois à compter de la date de réception de la demande d'autorisation.

Il est à noter que l'autorisation cesse de produire effet lorsque l'installation n'a pas été mise en service dans un délai de trois ans à compter de sa délivrance.

Raccordement au réseau de transport électrique

Le raccordement au réseau de transport électrique géré par Réseau de Transport d'Electricité (RTE), filiale à 100% d'Electricité de France (EDF) se déroule en trois temps : une phase d'études visant à quantifier les coûts et spécifier les délais de réalisation de l'infrastructure, puis une phase de procédures administratives liées aux autorisations diverses liées au tracé de l'infrastructure de raccordement, enfin une phase de construction proprement dite.

La **phase d'études** comprend successivement :

- une étude exploratoire, non engageante pour les deux parties, gratuite et non obligatoire, mais fortement recommandée par RTE. RTE rend cette étude dans un délai de six semaines à compter de la demande ;
- une proposition technique et financière, engageante si elle est signée par le requérant, payante et obligatoire. RTE rend cette étude dans un délai de trois mois, avec un délai d'acceptation pour le requérant de trois mois.

La durée de la **phase de procédures administratives** est variable, en fonction de la longueur du tracé, de la configuration géologique du terrain si le tracé est souterrain (traversée de rivières, par exemple), et de la propriété privée ou publique des terrains traversés. La durée est principalement dépendante des contraintes réglementaires qui s'appliquent aux infrastructures électriques, qui impliquent des consultations publiques et diverses instructions sous l'autorité des administrations centrales ou déconcentrées de l'Etat. Il est donc difficile d'indiquer un délai classique. Néanmoins, l'expérience de Zelya Energy prouve que pour un tracé souterrain d'une longueur comprise entre 0,5 km (le site est adjacent au réseau HT) et 12,0 km sans difficulté majeure liée à la géologie ou à une résistance particulièrement forte des propriétaires des terrains traversés, les délais peuvent s'échelonner de seize à quarante mois.

La durée de la **phase de construction** proprement dite varie avec la difficulté des terrains, notamment si le tracé est souterrain. On peut retenir des délais s'échelonnant de quatre à huit mois.

Globalement, la procédure de raccordement électrique s'achève donc dans un **délai total approximatif compris entre 24,5 mois et 53,5 mois**.

Raccordement au réseau de distribution électrique

De manière similaire au raccordement au réseau de transport électrique, le raccordement au réseau de distribution électrique, lorsqu'il est géré par Electricité Réseau de Distribution France (ERDF), filiale à 100% d'Electricité de France (EDF) se déroule en trois temps : une phase d'études visant à quantifier les coûts et spécifier les délais de réalisation de l'infrastructure, puis une phase de procédures administratives liées aux autorisations diverses liées au tracé de l'infrastructure de raccordement, enfin une phase de construction proprement dite.

La **phase d'études** comprend plusieurs éventualités, combinant trois types d'études et des hypothèses sur le type de projet. Lorsque la capacité installée est supérieure à 2,5 MW et que le développeur ne modifie pas les caractéristiques de son installation au cours de la phase :

- une étude détaillée, non engageante pour les deux parties, gratuite et non obligatoire, mais fortement recommandée par ERDF. ERDF rend cette étude dans un délai de trois mois à compter de la demande ;
- une proposition technique et financière, engageante si elle est signée par le requérant, payante et obligatoire. ERDF rend cette étude dans un délai compris entre 1 mois (si l'étude détaillée a été commandée) et trois mois.

La durée de la **phase de procédures administratives** est variable, en fonction de la longueur du tracé, de la configuration géologique du terrain si le tracé est souterrain (traversée de rivières, par exemple), et de la propriété privée ou publique des terrains traversés. La durée est principalement dépendante

des contraintes réglementaires qui s'appliquent aux infrastructures électriques, qui impliquent des consultations publiques et diverses instructions sous l'autorité des administrations centrales ou déconcentrées de l'Etat. Il est donc difficile d'indiquer un délai classique. Néanmoins, dans le cas d'un raccordement d'une longueur de 17 km (ce qui est assez long et coûteux), le **délai peut atteindre jusqu'à 11 mois**. L'achèvement de cette phase se traduit par la signature d'une convention de raccordement.

La durée de la **phase de construction** proprement dite varie avec la difficulté des terrains, notamment si le tracé est souterrain. Le **délai peut atteindre jusqu'à 10 mois**.

Globalement, la procédure de raccordement électrique s'achève donc dans un **délai total approximatif peut atteindre 25 mois**.

Raccordement au réseau de transport de gaz

De manière similaire (mais non coordonnée) avec le raccordement au réseau de transport d'électricité, le raccordement au réseau de transport de gaz, qui est géré, en Bretagne, par GRTgaz, filiale à 100% de GDF-SUEZ. Il s'applique spécifiquement aux centrales thermiques classiques fonctionnant au gaz naturel, ou aux centrales thermiques à cycle combiné au gaz. Le raccordement se déroule en trois temps : une phase d'études visant à quantifier les coûts et spécifier les délais de réalisation de l'infrastructure, puis une phase de procédures administratives liées aux autorisations diverses liées au tracé de l'infrastructure de raccordement, enfin une phase de construction proprement dite.

La **phase d'études** comprend successivement :

- une étude d'opportunité, non engageante pour les deux parties, gratuite et non obligatoire, mais fortement recommandée par GRTgaz. GRTgaz rend cette étude dans un **délai de trois à quatre mois** à compter d'une demande ;
- une convention d'étude, qui donne lieu à deux études successives, engageante si elle est signée par le requérant, payante et obligatoire. GRTgaz rend cette étude dans un **délai de seize mois environ**, avec un délai d'acceptation pour le requérant de quatre mois.

La durée de la **phase de procédures administratives** est variable, en fonction de la longueur du tracé, de la configuration géologique du terrain (traversée de rivières, par exemple), et de la propriété privée ou publique des terrains traversés. La durée est principalement dépendante des contraintes réglementaires qui s'appliquent aux infrastructures gazières, qui impliquent des consultations publiques et diverses instructions sous l'autorité des administrations centrales ou déconcentrées de l'Etat. Il est donc difficile d'indiquer un délai classique. Néanmoins, l'expérience de Zelya Energy prouve que pour un tracé souterrain d'une longueur comprise entre 4,0 km et 23,0 km sans difficulté majeure liée à la géologie ou à une résistance particulièrement forte des propriétaires des terrains traversés, les **délais peuvent s'échelonner de seize à vingt huit mois**.

La durée de la **phase de construction** proprement dite varie avec la difficulté des terrains. On peut retenir des délais s'échelonnant de quatre à huit mois.

Globalement, la procédure de raccordement électrique s'achève donc dans un **délai total approximatif compris entre 39,0 mois et 56,0 mois**.

b. Diagrammes des procédures administratives pour chaque solution technique

Le diagramme des procédures administratives d'une solution technique met en évidence la durée des procédures qui doivent être effectuées pendant la phase de développement, ainsi que la durée totale qui résulte de leur enchevêtrement.

Pour certaines procédures toutefois, la durée peut varier en fonction du projet (distance au réseau électrique pour la procédure de raccordement, par exemple). Les durées utilisées sont donc indicatives et résultent de l'expérience de ZELYA ENERGY en matière d'accompagnement des investisseurs et développeurs dans leurs projets.

Globalement, en raison de procédures communes à plusieurs solutions techniques, il existe deux types de diagrammes principaux (si on écarte le nucléaire, dont la procédure est plus politique) :

- **un diagramme 1, applicable aux projets d'énergie renouvelable, qui permettent l'obtention d'un certificat d'obligation d'achat et un raccordement (en général) au réseau de distribution ;**
- **un diagramme 2, applicable aux projets d'énergie conventionnelle, qui nécessitent un raccordement au réseau électrique et l'obtention d'une autorisation d'exploiter une ICPE.**

Il est à noter, toutefois, concernant le diagramme 1, que la durée du raccordement au réseau de distribution est très variable en fonction de la distance de l'infrastructure de raccordement. Dans tous les cas, c'est le principal goulot d'étranglement (les autres procédures, administratives, étant plus rapides).

Les deux diagrammes des procédures pour chaque solution technique figurent à l'**ANNEXE 10** et l'**ANNEXE 11**.

IV – Synthèse des avantages et inconvénients des solutions techniques

L'examen des différentes caractéristiques et des procédures administratives propres à chaque solution technique permet de mettre en évidence les principaux avantages et inconvénients objectifs et théoriques de chacune d'elles.

En toute rigueur, les avantages et inconvénients de chaque solution technique devraient être évalués en prenant également en compte le potentiel du site sur lequel cette solution technique est envisagée et de la stratégie du développeur qui porte le projet. A cette fin, et lorsque l'information est disponible, et bien qu'en la matière une analyse par géo-localisation est la plus appropriée, Zelya Energy reproduit ci-après les cartes du potentiel de chaque solution technique pour le Finistère ou la Bretagne.

a. Critères d'évaluation

Nous analyserons donc ici les avantages et inconvénients de chaque solution technique au regard de l'objectif de la mission, c'est-à-dire aux fins d'identifier, parmi les solutions techniques étudiées, celles qui sont susceptibles, simultanément : 1) d'être compatibles avec le potentiel du département du Finistère ; 2) de couvrir les besoins de consommation de pointe du Finistère et de la Bretagne et de réaliser la couverture des besoins électriques en augmentant l'indépendance énergétique du Finistère ; 3) d'être mises en œuvre à court ou moyen terme (horizon 2015) ; 4) d'être compatibles avec la stabilité et le développement futur du réseau électrique.

b. Avantages et inconvénients par solution technique

On trouvera à l'**ANNEXE 12** le tableau présentant les impacts économiques et environnementaux, ainsi que les avantages et inconvénients de chaque solution technique.

c. Cartes du potentiel du Finistère et de la Bretagne

Pour certaines solutions techniques, comme la biomasse ou les sources classiques d'électricité (thermique, cycle combiné, nucléaire), qui ne dépendent pas d'une source primaire d'énergie localisée, aucune carte de potentiel ou de productible ne peut être fournie.

C'est pourquoi, en **ANNEXE 13** nous présentons ci-dessous le potentiel ou le productible de la Bretagne ou du Finistère, pour l'éolien terrestre (on-shore), le solaire (photovoltaïque ou thermique), et l'hydraulique. Pour information, nous reproduisons une carte du potentiel de l'éolien en mer (off-shore).

Annexe 1 : Explicitation des champs de la matrice des solutions techniques

Nom du champ		Contenu du champ
Principe de fonctionnement	Principe	Ce champ décrit la manière dont l'énergie électrique est produite.
	Flexibilité	Ce champ indique si l'énergie primaire est prévisible, si l'énergie primaire est disponible en fonction de la stratégie de l'exploitant et si l'énergie secondaire (électrique) est maîtrisable par l'exploitant.
	Risques	Ce champ décrit les principaux risques associés au développement du projet et qu'assument le développeur (risques liés aux coûts, aux recettes, aux procédures administratives,...).
Caractéristiques techniques	Equipements	Ce champ décrit les principaux éléments constituant l'installation.
	Puissance nominale habituelle	Ce champ fournit l'ordre de grandeur de la capacité électrique nominale installée unitaire par installation ou par tranche, en MWe et, dans le cas de parcs, la capacité électrique nominale installée correspondante, en MWe.
	Durée annuelle de fonctionnement	Ce champ fournit l'ordre de grandeur de la durée annuelle de fonctionnement réelle, en heures par an (h/an), qui s'obtient par le quotient du productible électrique annuel et de la capacité électrique nominale installée.
	Productible électrique annuel	Ce champ fournit l'ordre de grandeur du productible électrique annuel, en GWh/an.
	Rendement global	Ce champ fournit l'ordre de grandeur du rendement global, en %, qui est le rapport entre l'énergie secondaire (électrique) produite et l'énergie primaire utilisée, et résulte des rendements successifs des éléments constituant l'installation.
	Facteur de charge	Ce champ fournit l'ordre de grandeur du facteur de charge, en %, qui est le rapport entre le productible électrique annuel effectif et le productible électrique annuel de la même installation, si elle fonctionné à sa puissance nominale.
	Densité de puissance	Ce champ fournit l'ordre de grandeur de la densité de puissance, en W/m^2 , qui représente la capacité électrique qu'il est possible habituellement d'installer par unité de surface.
	Sensibilité du productible	Ce champ décrit les principaux facteurs relatifs au site ou aux modalités de la production, influençant le niveau et la variation du productible électrique annuel.
	Axes de R&D	Ce champ décrit les principaux axes de recherche et de développement permettant d'augmenter l'efficacité énergétique du type de production considéré, de diminuer les coûts d'investissement ou d'exploitation ou d'améliorer la flexibilité de la ressource.
Contraintes et servitudes de localisation	Surface foncière habituelle requise	Ce champ fournit un ordre de grandeur de la surface foncière, en ha, habituellement nécessaire pour implanter l'installation, et qui résulte non seulement de la dimension des équipements, mais également de contraintes environnementales, urbanistiques, etc.
	Proximité aux réseaux	Ce champ décrit les réseaux desquels l'installation doit être proche, pour des raisons d'approvisionnement en énergie primaire. Par ailleurs, ce champ explique dans quelle mesure la distance à ces réseaux est susceptible de faire varier le coût de raccordement.

	Accessibilité de la ressource	Ce champ décrit les conditions d'accessibilité et de disponibilité de l'énergie primaire : localisation du site par rapport aux infrastructures et réseaux (énergies primaires conventionnelles) ; répartition géographique (énergies primaires renouvelables).
Ressources du projet	Régime de l'obligation d'achat	Ce champ détermine dans quelle mesure et à quelle condition la production peut bénéficier du système d'obligation d'achat de l'électricité produite par les organismes prévus par l'Etat et aux tarifs réglementaires qu'il fixe.
	Tarif de vente de l'électricité produite	Ce champ rappelle, dans le cas où l'installation peut bénéficier du régime de l'obligation d'achat, les principaux termes tarifaires réglementés et les paramètres influençant leur niveau pour l'installation considérée (puissance, durée annuelle de fonctionnement, type d'installation, etc.).
	Indexation de l'électricité produite	Ce champ rappelle, dans le cas où l'installation peut bénéficier du régime de l'obligation d'achat, la formule d'indexation des tarifs réglementés.
Principaux coûts du projet	Coûts d'investissement	Ce champ fournit un ordre de grandeur des coûts d'investissement unitaires (en euros) et rapportés à la capacité installée (en euros par MW) et aux productible annuel (en euros par MWh et par an).
	Coûts d'exploitation	Ce champ fournit un ordre de grandeur des coûts d'exploitation en euros unitaires (en euros) et rapportés à la capacité installée (en euros par MW et par an) et au productible annuel (en euros par MWh et par an).
	Coûts de raccordement aux réseaux	Ce champ fournit un ordre de grandeur des coûts de raccordement au réseau électrique unitaires (en euros) et rapportés à la capacité installée (en euros par MW), à la distance aux réseaux (en euros par km) et au productible annuel (en euros par MWh et par an).

Annexe 2 : Matrice comparative / Parcs éoliens à terre

Champ		Descriptif
Principe de fonctionnement	Principe	Le rotor équipé en règle générale de trois pales transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique qui est ensuite transformée en énergie électrique aux caractéristiques requise par le réseau par une génératrice électrique.
	Flexibilité	Le régime de vent est variable, mais prévisible (difficilement avec précision, toutefois).
	Risques	Le risque principal de ce type de projet est la connaissance fine du productible et de ses variations annuelles potentielles.
Caractéristiques techniques	Equipements	Une éolienne est composée d'un rotor en règle générale équipé de trois pales, d'une chaîne cinématique entraînant une génératrice, d'une ou plusieurs turbines et de pâles (en général au nombre de trois).
	Puissance nominale habituelle	Entre 2 MW et 5 MW par éolienne.
	Durée annuelle de fonctionnement	Entre 2000 h/an et 3000 h/an.
	Productible électrique annuel	2 à 3 GWh/an et par MW. Par exemple 4 à 6 GWh/an pour un modèle 2 MW.
	Rendement global	Jusqu'à 85 % de la limite théorique (limite de Betz).
	Facteur de charge	22 % à 34 %.
	Densité de puissance	800 à 1200 kWh/an et par m ² balayé par le rotor.
	Sensibilité du productible	Le productible dépend des caractéristiques du site (distribution statistique de la vitesse du vent, rugosité du terrain, obstacles) et de la technologie retenue (rendement et fiabilité de l'aérogénérateur, hauteur du mât).
Axes de R&D	La R&D porte sur les possibilités de stockage à grande échelle, l'augmentation de la puissance unitaire, du rendement et de la fiabilité des éoliennes, sur leurs contrôle commande et la régulation du courant produit et sur l'amélioration de la prévision du productible.	
Contraintes et servitudes de localisation	Surface foncière habituelle requise	12 à 15 ha par MW installés dont 2 % à 3 % réellement mobilisés (accès, abords des mâts).
	Proximité aux réseaux	L'éolienne doit être proche (moins de 20 km) d'un réseau de distribution ou de transport d'électricité.
	Accessibilité de la ressource	L'éolienne doit être située en région la plus ventée possible.
Ressources du projet	Régime de l'obligation d'achat	Obligation d'achat à 3 conditions: 1) l'exploitant doit obtenir un certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat; 2) l'installation est localisée dans une Zone de Développement de l'Eolien (ZDE). 3) l'installation possède une capacité installée compatible avec celle définie dans la ZDE.

	Tarif de vente de l'électricité produite	Selon arrêté tarifaire du 10 juillet 2006 : 8,2 C€/kWh sur 10 ans puis 2,8 à 8,2 c€/kW sur 5 ans en fonction de la productivité mesurée, indexation annuelle pour les nouveaux contrats selon deux indices INSEE.
	Indexation de l'électricité produite	Selon l'arrêté tarifaire du 10 juillet 2006 : 60 % du tarif indexé selon deux indices INSEE.
Principaux coûts du projet	Coûts d'investissement	1200 à 1400 €/kW installé et raccordé.
	Coûts d'exploitation	Dépenses annuelles environ 4 % du coût initial d'investissement, environ 2 à 3 c€/kWh.
	Coûts de raccordement aux réseaux	Variables selon la longueur et les difficultés du tracé du raccordement, ils sont inclus dans les coûts d'investissement.

Annexe 3 : Matrice comparative / Parcs éoliens en mer fixes

Champ		Descriptif
Principe de fonctionnement	Principe	Les éoliennes installées en mer sont adaptées aux conditions spécifiques : efforts dus aux vagues et aux courants, corrosion saline, accès plus difficile, puissance unitaire élevée (classe "3 à 6 MW"). Leurs fondations sont fixes: gravitaires, mono-piles, tripodes.
	Flexibilité	Le régime de vent est variable mais prévisible (difficilement avec précision).
	Risques	Outre le risque lié au régime de vents, le risque principal est dû aux conditions marines extrêmes: vagues, tempêtes, corrosion marine, érosion autour des fondations.
Caractéristiques techniques	Equipements	Une éolienne est composée d'un rotor en règle générale équipé de trois pales, d'une chaîne cinématique entraînant une génératrice, d'une ou plusieurs turbines et de pâles (en général au nombre de trois).
	Puissance nominale habituelle	3 à 6 MW par machine, 100 à 1000 MW par parcs. Les parcs éoliens en mer peuvent être de grande taille (100 à 1000 MW) dans des zones de 4 à 40 m de profondeur et de 4 à 80 km de distance du rivage si les conditions locales le permettent.
	Durée annuelle de fonctionnement	Entre 2 900 h/an (Méditerranée) et 3 900 h/an (Mer du Nord).
	Productible électrique annuel	260 à 3000 GWh/an selon sites et taille des parcs.
	Rendement global	Jusqu'à 85 % de la limite théorique (limite de Betz).
	Facteur de charge	30 à 45 %.
	Densité de puissance	1150 à 1700 kWh/an et par m ² balayé par le rotor.
	Sensibilité du productible	Comme à terre, le productible dépend principalement de la vitesse du vent, avec l'avantage d'une rugosité faible (eau) et l'absence d'obstacles. Les conditions d'accès difficiles peuvent influencer (fiabilité requise plus élevée qu'à terre).
Axes de R&D	Evolution éoliennes de 5 à 10 MW. Programme upWind pour classe machines "10 à 20 MW" pour 2015-2020. Fondations adaptées et jusqu'à 40 m (*). Logistique installation et maintenance.	
Contraintes et servitudes de localisation	Surface foncière habituelle requise	15 à 25 ha par MW (4 à 6 MW/km ² de mer), dont moins de 0,5 % occupés par les fondations.
	Proximité aux réseaux	Le parc doit être raccordé au réseau HT ou THT à terre.
	Accessibilité de la ressource	Outre un bon gisement éolien, la profondeur doit être inférieure à 40 m et le site doit être compatible avec les autres usages de la mer (navigation, défense, pêche...).
Ressources du projet	Régime de l'obligation d'achat	Le régime de ZDE en mer doit être abandonné (Grenelle de l'environnement). Le projet doit bénéficier d'une concession sur le domaine maritime.
	Tarif de vente de	Selon l'arrêté tarifaire du 10 juillet 2006 : 13 C€/kWh sur 10 ans puis 13 à 3 C€/kW sur 10

	l'électricité produite	ans en fonction de la productivité mesurée, indexation annuelle pour les nouveaux contrats selon deux indices INSEE).
	Indexation de l'électricité produite	Selon l'arrêté tarifaire du 10 juillet 2006 : 60 % du tarif indexé selon deux indices INSEE.
Principaux coûts du projet	Coûts d'investissement	2800 à 4000 €/kW installé.
	Coûts d'exploitation	Dépenses annuelles environ 5 à 6 % du coût initial d'investissement, environ 4 à 5 c€/kWh.
	Coûts de raccordement aux réseaux	Variables selon la longueur et les difficultés du tracé de raccordement, ils sont inclus dans les coûts d'investissement.

(*) Zelya Energy considère que le coût des fondations devient prohibitif au delà de 40 m. A notre connaissance, le record est le projet Beatrice (<http://www.beatricewind.co.uk>), implanté à 45 m de profondeur, pour un coût total 41 M€ pour 2 x 5 =10 MW, soient 4,1 k€/kW installés. Pour la Bretagne, cette contrainte se traduit par un éloignement des côtes de seulement 5 à 7 km, ce qui peut poser des problèmes d'insertion paysagère et augmenter la pression fiscale compte tenu de la visibilité à partir des communes du littoral.

Annexe 4 : Matrice comparative / Parcs éoliens en mer flottants

Champ		Descriptif
Principe de fonctionnement	Principe	Les éoliennes et leur support sont reliées au sol par des liens souples soit individuellement, soit par petits groupes afin de pouvoir utiliser des zones de 50 à 150 m de profondeur ou plus.
	Flexibilité	Moins de contraintes pour le choix de sites.
	Risques	Technologies en phase de R&D (Statoil-Siemens...) et de pilotes à petite échelle (exemple: Blue-H, démonstrateur en Méditerranée).
Caractéristiques techniques	Equipements	Eoliennes, support flottant, câbles d'ancrage, liaisons électriques dans le parc, station de conversion du courant en mer, liaison électrique vers la terre.
	Puissance nominale habituelle	Projets 2 à 5 MW par machine.
	Durée annuelle de fonctionnement	3 000 h/an (Méditerranée) à 4000 h/an (mer du Nord, Atlantique)
	Productible électrique annuel	Selon projets pilotes possibles sur 2015-2020.
	Rendement global	Jusqu'à 85 % de la limite de Betz.
	Facteur de charge	32 à 48 %.
	Densité de puissance	1200 à 1800 kWh.an et par m2 balayé par le rotor.
	Sensibilité du productible	Idem installations sur fondations fixes. La flexibilité induit des contraintes spécifiques pour la fiabilité.
	Axes de R&D	Couplage vent/vagues/courants sur installations flottantes. Ingénierie et optimisation des solutions techniques. Développement d'emachines spécifiques (par exemple bipales).
Contraintes et servitudes de localisation	Surface foncière habituelle requise	Idem éolien en mer fixe (contraintes d'effet de sillage entre éoliennes).
	Proximité aux réseaux	Le parc doit être raccordé au réseau HT ou THT à terre
	Accessibilité de la ressource	Elargissement notable des zones d'installations possibles
Ressources du projet	Régime de l'obligation d'achat	Elargissement possible aux eaux internationales (dans la limite du coût d'évacuation du courant)
	Tarif de vente de l'électricité produite	Idem éolien en mer fixe (arrêté tarifaire du 10 juillet 2006).
	Indexation de l'électricité produite	Idem éolien en mer fixe (arrêté tarifaire du 10 juillet 2006).
Principaux	Coûts	Non connu (absence de retour d'expériences internationales), sans doute > 3500 €/kW).

coûts du projet	d'investissement	
	Coûts d'exploitation	Au minimum autant que pour l'éolien en mer fixe (absence de retours d'expérience)
	Coûts de raccordement aux réseaux	Variables selon distance à la côte

Annexe 5 : Matrice comparative / Centrale biomasse solide

Champ		Descriptif
Principe de fonctionnement	Principe	De la ressource biomasse solide (déchets agricoles, forestiers, sous produits de l'industrie du bois, cultures énergétiques...) est brûlée pour servir de source chaude d'un cycle thermodynamique exploité en général en cogénération électricité-chaleur.
	Flexibilité	La flexibilité dépend du type de combustible (mais en général élevée).
	Risques	Risque sur le prix, la qualité et la pérennité de la ressource biomasse (concurrence avec d'autres secteurs, influence du prix des énergies fossiles). Risque sur le prix de vente de la chaleur.
Caractéristiques techniques	Equipements	En amont: filière de récolte, conditionnement, livraison de la ressource, stockage local de la ressource, boucle thermodynamique (chaudière, turbo-alternateur, condenseur, auxiliaires), couplage au réseau, échangeurs et poste de livraison de chaleur. En aval : réseau de chaleur éventuel.
	Puissance nominale habituelle	0,1 MW à plusieurs MW, exceptionnellement au-delà de 10 MW.
	Durée annuelle de fonctionnement	En utilisation en cogénération sur réseau de chaleur : de 3 000 h/an à 4 000 h/an. Jusqu'à 6000 h/an dans l'industrie.
	Productible électrique annuel	Par tranche de 1 MW: environ 3 à 6 GWh/an.
	Rendement global	Le rendement de la boucle thermodynamique est limité par la température de combustion du bois: rendement électrique de 15 à 30 %, rendement global (électricité + chaleur) de 80 à 90 %.
	Facteur de charge	34 à 68 % en cogénération.
	Densité de puissance	N.C.
	Sensibilité du productible	Forte sensibilité à la qualité de la ressource (taux d'humidité, PCI). Forte sensibilité au prix de vente de la chaleur en cogénération qui peut limiter la production annuelle.
Axes de R&D	Amélioration de la quantité et de la qualité de la ressource. Amélioration du rendement de conversion (y compris via la filière de gazéification), diminution des coûts, valorisation en tri-génération (électricité, chaleur, froid).	
Contraintes et servitudes de localisation	Surface foncière habituelle requise	Très faible en cas d'utilisation de sous produits (scieries...), forte à très forte en cas de cultures énergétiques.
	Proximité aux réseaux	Couplage au réseau MT (distribution) ou HT (transport).
	Accessibilité de la ressource	Les gisements de biomasse solide sont loin d'être exploités à leur maximum, mais ils peuvent représenter un frein au développement (concurrence avec d'autres usages: papier, contreplaqué, chaleur seule, biocarburants de 2ème génération...).

Ressources du projet	Régime de l'obligation d'achat	Obligation d'achat en dessous de 12 MW.
	Tarif de vente de l'électricité produite	Selon l'arrêté tarifaire du 16 avril 2002: 4,9 c€/kWh sur 15 ans + prime à l'efficacité énergétique entre 0 et 1,2 c€/kWh. Ce tarif ne permet pas de développer des projets, aussi le gouvernement a annoncé récemment un projet de révision à la hausse ("multiplication par deux" citée).
	Indexation de l'électricité produite	Selon l'arrêté tarifaire du 16 avril 2002 : 70 % du tarif à l'intérieur du contrat est indexé sur deux indices INSEE.
Principaux coûts du projet	Coûts d'investissement	Très variable : de 1000 €/kW (très grande puissance) à 4000 €/kW.
	Coûts d'exploitation	Variable selon le coût de la ressource.
	Coûts de raccordement aux réseaux	Variation avec la longueur et la difficulté du tracé de raccordement, ils sont inclus dans le coût d'investissement.

Annexe 6 : Matrice comparative / Centrale solaire photovoltaïque au sol

Champ		Descriptif
Principe de fonctionnement	Principe	Un champ de modules photovoltaïques installés au sol, fixes ou montés sur des supports orientables suivant un ou deux axes est connecté au réseau MT ou HT par un ou plusieurs onduleurs.
	Flexibilité	Peu flexible, mais prévisible (difficilement avec précision).
	Risques	Risque sur l'évaluation du gisement faibles si étude correcte (ressource, ombrages). Risques sur matériel maîtrisable (solutions industrialisées).
Caractéristiques techniques	Equipements	Options de modules en couches minces à faible rendement ou de modules en silicium cristallin à haut ou très haut rendements (en particulier si montés sur suiveurs). Onduleurs à très haut rendement pour le couplage au réseau.
	Puissance nominale habituelle	Quelques MWc à quelques dizaines de MWc (possibilité de phases successives).
	Durée annuelle de fonctionnement	En Finistère : modules fixes: 1 010 h/an ; modules orientables sur deux axes: 1 330 h/an.
	Productible électrique annuel	Tranche de 1 MWc = 1 (fixe) à 1,33 GWh/an (suivi deux axes).
	Rendement global	De 6 à 13 % environ.
	Facteur de charge	11 à 15 %.
	Densité de puissance	Modules fixes: environ 3,5 à 5,5 ha/MWc (18 à 28 W/m ² de sol).
	Sensibilité du productible	Sensibilité faible: entretien pour éviter ombrages (herbes, broussailles), vieillissement modules, fiabilité onduleurs, salissures modules.
Axes de R&D	Réduction de coûts des modules et augmentation de leurs rendements, modules de très grandes surfaces, onduleurs modulaires à très haut rendement (> 98 %), simplification et réduction des coûts des supports, automatisation du montage.	
Contraintes et servitudes de localisation	Surface foncière habituelle requise	Modules fixes: environ 3,5 à 5,5 ha/MWc (18 à 28 W/m ² de sol).
	Proximité aux réseaux	Raccordement aux réseaux MT (distribution) et dans le futur HT (transport)
	Accessibilité de la ressource	Très accessible (déprise agricole).
Ressources du projet	Régime de l'obligation d'achat	Obligation d'achat en dessous de 12 MW. Appel d'offre spécifique lancé en mai 2009 (Pour la Bretagne, uniquement une centrale de 10 MWc).
	Tarif de vente de l'électricité produite	Selon arrêté tarifaire du 10 juillet 2006. France continentale: 30 c€/kWh (avec indexation en 2009: 32,823 c€/kWh sur 20 ans. Un appel d'offre (dont une centrale de 10 MWc en Bretagne) avec tarif demandé par les soumissionnaires a été lancé en mai 2009.

	Indexation de l'électricité produite	Selon arrêté tarifaire du 10 juillet 2006 : 60 % du tarif à l'intérieur d'un contrat indexé sur deux indices INSEE.
Principaux coûts du projet	Coûts d'investissement	Actuellement: de 4000 €/kWc (modules fixes) à 5000 ou 6000 (orienteurs un ou deux axes). Prix des modules et installations à la baisse.
	Coûts d'exploitation	Dépenses annuelles environ 1,5 à 2 % du coût initial d'investissement, environ 7 à 8 c€/kWh.
	Coûts de raccordement aux réseaux	Variables avec la longueur et la difficulté du tracé de raccordement, ils sont inclus dans les coûts d'investissement.

Annexe 7 : Matrice comparative / Centrale solaire thermodynamique

Champ		Descriptif
Principe de fonctionnement	Principe	Des miroirs concentrent le rayonnement solaire direct sur une chaudière où circule un fluide qui est utilisé directement ou indirectement comme source chaude d'un cycle thermodynamique (évaporation, détente dans une turbine qui entraîne un alternateur, condensation, réinjection).
	Flexibilité	Filière concentrateur parabolique et moteur de Stirling: 10 kW à 10 MW. Filière concentrateurs cylindro-paraboliques: 80 à 300 MW. Filière centrales à tours: à partir de 20 MW.
	Risques	Risque sur l'évaluation du gisement solaire direct. Celui-ci doit dépasser 1800 kWh/m ² .an (suivi deux axes), condition impossible à remplir dans le Finistère.
Caractéristiques techniques	Equipements	Capteurs à concentration, boucle thermodynamique, turbo-alternateur, auxiliaires (pompes circulation et réinjection), condenseur à eau ou sec, turbo-alternateur, éventuellement stockage de la chaleur par sels fondus, couplage réseau.
	Puissance nominale habituelle	10 kW (cylindro-paraboliques pour sites isolés) à 10 à 100 MW ou plus (modularité). Non applicable dans le Finistère, même à long terme.
	Durée annuelle de fonctionnement	Zones très ensoleillées (sud de l'Europe): 1500 à 2000 h/an (plus avec stockage par sels fondus).
	Productible électrique annuel	Selon modularité. Tranche 1 MW: environ 1,8 à 2 GWh dans le sud de l'Europe.
	Rendement global	De 15 à 20 % dans le sud de l'Europe
	Facteur de charge	20 à 23 % dans le sud de l'Europe.
	Densité de puissance	Non applicable dans le Finistère.
	Sensibilité du productible	Sensibilité très forte à la qualité du gisement solaire direct.
Contraintes et servitudes de localisation	Surface foncière habituelle requise	Non applicable dans le Finistère.
	Proximité aux réseaux	Couplage au réseau MT (distribution) ou HT (transport).
	Accessibilité de la ressource	Uniquement dans le sud de l'Europe (très marginalement dans l'extrême sud de la France).
Ressources du projet	Régime de l'obligation d'achat	Obligation d'achat en dessous de 12 MW.
	Tarif de vente de l'électricité produite	Selon arrêté tarifaire du 10 juillet 2006. France continentale: 30 c€/kWh (avec indexation en 2009: 32,823 c€/kWh sur 20 ans).

	Indexation de l'électricité produite	Selon arrêté tarifaire du 10 juillet 2006 : 60 % du tarif à l'intérieur d'un contrat indexé sur deux indices INSEE.
Principaux coûts du projet	Coûts d'investissement	Environ 3000 à 4000 €/kW.
	Coûts d'exploitation	Dépenses annuelles environ 4 à 6 % du coût initial d'investissement.
	Coûts de raccordement aux réseaux	Variables avec la longueur et la difficulté du tracé de raccordement, ils sont inclus dans le coût d'investissement.

Annexe 8 : Matrice comparative / Centrale hydraulique

Champ		Descriptif
Principe de fonctionnement	Principe	Une partie du débit d'un cours d'eau est dérivée pour être turbinée puis rejetée dans le cours d'eau.
	Flexibilité	Seuls les barrages sont flexibles (car leur puissance dépend du débit que l'exploitant peut contrôler), les centrales au fil de l'eau le sont moins (car dépendantes du débit de la rivière)
	Risques	Risque géologique, crues, variabilité de la ressource (sécheresse), risque réglementaire (débit réservé, classement des rivières).
Caractéristiques techniques	Equipements	Génie civil, conduite forcée, équipements électromécaniques (turbine, multiplicateur éventuel, alternateur), couplage au réseau.
	Puissance nominale habituelle	Petite hydroélectricité: de 0,5 à 12 MW.
	Durée annuelle de fonctionnement	De 3500 à 4500 h/an.
	Productible électrique annuel	Pour 1 MW: 3,5 à 4,5 GWh/an.
	Rendement global	Supérieur à 85 %.
	Facteur de charge	40 à 52 %.
	Densité de puissance	Très élevée au fil de l'eau hautes chutes jusqu'à faible pour barrages en zones de plaines.
	Sensibilité du productible	La variabilité peut être importante d'une année sur l'autre (régime des précipitations).
Contraintes et servitudes de localisation	Axes de R&D	Réduction des impacts environnementaux. Modernisation des équipements (matériaux composites, automatismes, télé-suivi...).
	Surface foncière habituelle requise	Très variable: faible pour hautes chutes au fil de l'eau, importante pour les barrages en plaines.
	Proximité aux réseaux	Raccordement au réseau HT (transport).
Ressources du projet	Accessibilité de la ressource	Les sites favorables non encore équipés sont peu nombreux. Des possibilités de rénovation/suréquipement.
	Régime de l'obligation d'achat	Obligation d'achat en dessous de 12 MW.
	Tarif de vente de l'électricité produite	Selon arrêté tarifaire du 1 ^{er} mars 2007: 6,07 c€/kWh sur 20 ans + prime comprise entre 0,5 et 2,5 ce/kWh pour les petites installations + prime de 0 à 1,68 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production.
	Indexation de	Selon arrêté tarifaire du 1 ^{er} mars 2007 : 60 % du tarif à l'intérieur d'un contrat indexé sur

	l'électricité produite	deux indices INSEE.
Principaux coûts du projet	Coûts d'investissement	Petite hydroélectricité: de 2500 à 4000 €/kW.
	Coûts d'exploitation	Dépenses annuelles environ 4 % du coût initial d'investissement, environ 3 c€/kWh.
	Coûts de raccordement aux réseaux	Variables avec la longueur et la difficulté du tracé de raccordement, ils sont inclus dans le coût total d'investissement.

Annexe 9 : Matrice comparative / Centrale thermique à cycle combiné au gaz

Champ		Descriptif
Principe de fonctionnement	Principe	Un combustible (gaz) alimente une turbine à combustion qui dégage une chaleur entraînant une génératrice. La chaleur est également réinjectée sous forme de vapeur, dans une turbine à vapeur.
	Flexibilité	Très grande, en raison du contrôle absolu du volume de combustible. La montée à pleine puissance peut prendre entre quelques minutes et quelques heures.
	Risques	Risque de raréfaction ou de cherté de la ressource (liée aux cours mondiaux des produits pétroliers). L'enjeu est donc de concilier la variabilité de la demande avec la variabilité du prix de l'approvisionnement en combustible.
Caractéristiques techniques	Equipements	Turbine à combustion, génératrice, circuit de conduite de la chaleur, turbine à vapeur et système de refroidissement (cheminées), multiplicateur éventuel, alternateur, couplage au réseau.
	Puissance nominale habituelle	Une centrale représente typiquement 400-450 MW unitaires, avec possibilités d'en installer plusieurs.
	Durée annuelle de fonctionnement	De 3000 à 6000 h/an
	Productible électrique annuel	Pour 400 MW et 3000 h/an, environ 1,2 TWh/an.
	Rendement global	Peut atteindre jusqu'à 58%.
	Facteur de charge	Variable en fonction de l'utilisation
	Densité de puissance	~ 29 MW/ha environ (sur la base de 430 MW pour 15 ha)
	Sensibilité du productible	La variabilité du productible est due essentiellement à l'arbitrage de l'exploitant, en fonction de la demande électrique, du prix de vente de l'électricité et du prix d'achat du combustible.
	Axes de R&D	Augmentation du rendement (efficacité énergétique), baisse des rejets de CO2.
Contraintes et servitudes de localisation	Surface foncière habituelle requise	Environ 10-15 ha pour une centrale de 400 MW.
	Proximité aux réseaux	Raccordement au réseau de transport électrique HT et au réseau de transport gazier HP. Proximité à l'eau (pour un refroidissement utilisant l'eau) nécessaire.
	Accessibilité de la ressource	L'approvisionnement dépend essentiellement de la proximité au réseau de transport de gaz et aux tarifs d'accès entre le point d'injection et le point de sortie (centrale). La proximité à des installations de stockage, des terminaux méthaniers ou des points d'interconnexions internationaux est un critère essentiel.
Ressources du projet	Régime de l'obligation d'achat	Pas d'obligation d'achat

	Tarif de vente de l'électricité produite	
	Indexation de l'électricité produite	
Principaux coûts du projet	Coûts d'investissement	Pour une tranche de 430 MW, environ 300 M€, soient environ 1 k€/kW.
	Coûts d'exploitation	Les dépenses d'exploitation sont évaluées à 10 €/kW/an (fixe) + 2 €/MWh/an (variable) en 2007 par le MEDDATT. Toutefois, ce coût est hors prix du combustible (gaz), qui est variable et du taux de change.
	Coûts de raccordement aux réseaux	Dépend de manière importante de l'éloignement aux réseaux de gaz et d'électricité. Il faut compter entre 1000 €/km et 3000 €/km selon la complexité du tracé pour le raccordement électrique. Pour le gaz, il faut compter entre 10 et 70 k€/MW ou 800-1700 k€/km. Pour l'électricité, il faut compter entre 1 et 50 k€/MW ou 1000-5000 k€/km. Le "raccordement" aux fleuves entraîne le paiement de redevances et de taxes diverses au titre du prélèvement ou de l'occupation du domaine public de l'Etat.

Annexe 10 : Matrice comparative / Centrale thermique classique (au fioul)

Champ		Descriptif
Principe de fonctionnement	Principe	Un combustible (fioul) alimente une turbine à combustion qui dégage une chaleur entraînant une génératrice électrique.
	Flexibilité	Très grande, en raison du contrôle absolu du volume de combustible. La montée à pleine puissance peut prendre entre quelques minutes ou quelques heures.
	Risques	Risque de raréfaction ou de cherté de la ressource (liée aux cours mondiaux et des réserves). L'enjeu est donc de concilier la variabilité de la demande avec la variabilité du prix de l'approvisionnement en combustible.
Caractéristiques techniques	Equipements	Turbine à combustion, compresseur, génératrice, circuit de conduite de la chaleur, turbine à vapeur et système de refroidissement (cheminées), multiplicateur éventuel, alternateur, couplage au réseau.
	Puissance nominale habituelle	Une telle centrale peut avoir des capacités très variables, typiquement de 90 MW à 200 MW unitaires, avec possibilités d'en installer plusieurs.
	Durée annuelle de fonctionnement	Les Turbines à combustion (TAC) au fioul ne sont généralement utilisées que pour des durées d'appel de l'ordre de la centaine d'heures par an, pour lesquelles elles sont compétitives par rapport aux autres moyens de production. On peut retenir 250 h/an au maximum.
	Productible électrique annuel	Pour 85 MW fonctionnant 200 h/an, environ 17 GWh/an.
	Rendement global	De 25% à 35%, ou autour de 30%.
	Facteur de charge	Variable en fonction de l'utilisation
	Densité de puissance	~ 8,5 MW/ha environ (sur la base de 85 MW pour 10 ha)
	Sensibilité du productible	La variabilité du productible est due essentiellement à l'arbitrage de l'exploitant, en fonction de la demande électrique, du prix de vente de l'électricité et du prix d'achat du combustible.
Axes de R&D	Augmentation du rendement (efficacité énergétique) par le biais de la réinjection de chaleur (centrale à cycle combiné), baisse des rejets de CO ₂ .	
Contraintes et servitudes de localisation	Surface foncière habituelle requise	Environ 10 ha pour une centrale de 85 MW.
	Proximité aux réseaux	Raccordement au réseau de transport électrique HT.
	Accessibilité de la ressource	L'approvisionnement dépend essentiellement de la localisation de la centrale et des zones de production ou de transport (routier et ferroviaire).
Ressources du projet	Régime de l'obligation d'achat	Pas d'obligation d'achat

	Tarif de vente de l'électricité produite	
	Indexation de l'électricité produite	
Principaux coûts du projet	Coûts d'investissement	N.C.
	Coûts d'exploitation	N.C.
	Coûts de raccordement aux réseaux	Dépend de manière importante de l'éloignement aux réseaux de transport d'électricité. Il faut compter entre 1000 €/km et 3000 €/km selon la complexité du tracé pour le raccordement électrique. Il faut compter entre 1 et 50 k€/MW ou 1000-5000 k€/km.

Annexe 11 : Matrice comparative / Centrale nucléaire

Champ		Descriptif
Principe de fonctionnement	Principe	La fission des noyaux atomiques d'uranium produit de la chaleur qui entraîne une génératrice électrique.
	Flexibilité	Faible, en raison du temps nécessaire au processus de production de se mettre en route. Il s'agit donc d'un moyen de production de base.
	Risques	Risque de raréfaction ou de cherté de la ressource. L'enjeu est donc de concilier la durée et le coût de la construction avec la variabilité et la raréfaction de la ressource à long terme.
Caractéristiques techniques	Equipements	Réacteur nucléaire (cuve, pressuriseur, générateur de vapeur), turbine à vapeur, génératrice électrique, condenseur, circuit de refroidissement (à eau).
	Puissance nominale habituelle	Les centrales sont de grandes tailles, entre 900 MW et 1600 MW. Les plus récentes (à eau pressurisée, EPR) sont typiquement de l'ordre de 1100 MW par tranche.
	Durée annuelle de fonctionnement	Fonctionnement en base, entre 6000 h/an et 8760 h/an.
	Productible électrique annuel	Pour une tranche de 1000 MW et un fonctionnement de 6000 h/an, environ 6 TWh/an.
	Rendement global	De l'ordre de 33% (35% pour les EPR).
	Facteur de charge	N.C.
	Densité de puissance	N.C.
	Sensibilité du productible	La variation de la production est faible à court terme, excepté pour des raisons de maintenance (arrêt temporaire et régulier de la production).
	Axes de R&D	Augmentation du rendement, recours à la fusion nucléaire.
Contraintes et servitudes de localisation	Surface foncière habituelle requise	N.C.
	Proximité aux réseaux	Raccordement au réseau de transport électrique HT.
	Accessibilité de la ressource	L'approvisionnement dépend essentiellement de la localisation de la centrale et de la disponibilité du combustible.
Ressources du projet	Régime de l'obligation d'achat	Pas d'obligation d'achat
	Tarif de vente de l'électricité produite	
	Indexation de l'électricité produite	
Principaux	Coûts	Chiffres non publics. Néanmoins, le MEDDATT estime un coût d'investissement global de

coûts du projet	d'investissement	l'ordre de 1600 M€/kW pour un EPR de 1 600 MW. Les coûts d'exploitation, fortement variables en fonction de la conjoncture, sont de l'ordre de 30 €/MWh.
	Coûts d'exploitation	
	Coûts de raccordement aux réseaux	

Annexe 12 : Tableau des procédures

Procédure		Classique (Nucléaire)	Classique (CCCG)	Classique (Thermique)	Hydraulique (Barrages)	Solaire (PV)	Solaire (Thermique)	Thermique (Biomasse)	Eolien (on-shore)
Droit d'exploiter une installation produisant de l'électricité (DGEC)	Déclaration					•	•	•	•
	Autorisation		•		•	•	•	•	•
Droit d'exploiter une ICPE (DRIRE)	Autorisation		•	•					
Certificat d'obligation d'achat (DRIRE)					•	•	•	•	•
Contrat d'obligation d'achat (eDF)					•	•	•	•	•
Autorisation de fourniture de gaz (DGEC)			•	•					
Raccordement aux réseaux d'électricité	Transport (RTE)	•	•	•	•			•	•
	Distribution (ERDF)					•	•	•	•
Raccordement au réseau de transport de gaz			•	•					
Droit d'usage du foncier	Permis de construire (DDE, mairie)								
	Déclaration préalable (DDE, mairie)		•	•					
	Contrat d'acquisition ou de location	•	•	•	•	•	•	•	•
Attestation de conformité du matériel						•			
Contrat d'acquisition des équipements et travaux		•	•	•	•	•	•	•	•

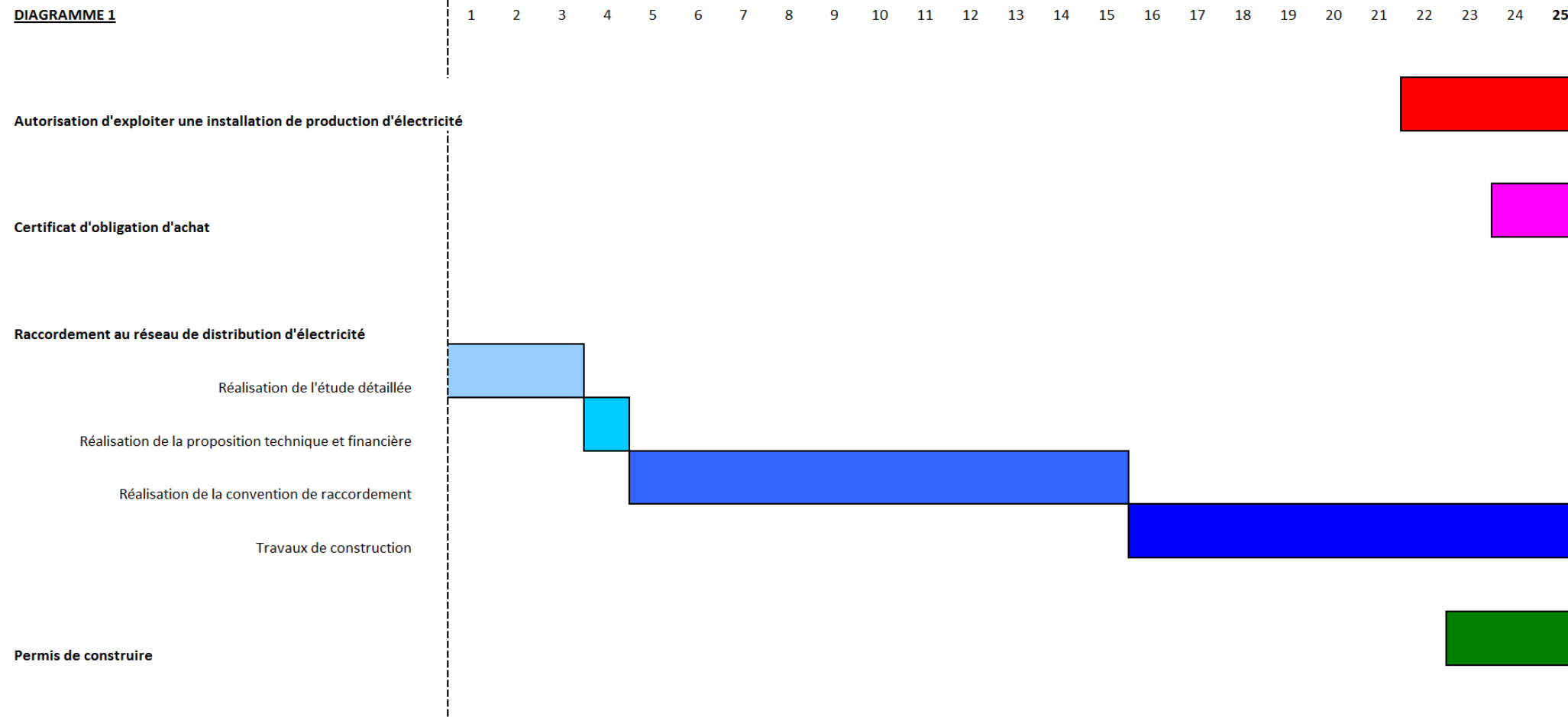
Annexe 13 : Synthèse des avantages et inconvénients

Solution technique	Impact économique	Impact environnemental	Avantages	Inconvénients
Eolienne terrestre	1 à 2 emplois par 20 MW installés. Taxe foncière et taxe professionnelle	Ni déchet, ni émission polluante (CO2 évité: 300 g/kWh éolien). Possibles nuisances sonores, visuelles et sur certaines espèces animales.	Energie propre (pas de déchets, pas de pollution atmosphérique ou aquatique) et durable (abondance du vent). Le coût d'investissement est relativement peu élevé.	Variabilité de la ressource et du productible, impact paysager, règles strictes pour acceptabilité des projets (normes émissions sonores, information et concertation des populations...), durée actuelle des procédures d'autorisation des projets.
Eolienne marine	Ratio d'emplois légèrement plus élevé qu'à terre. Taxe foncière spécifique, taxe professionnelle.	Etudes d'impact environnemental spécifiques. Mêmes impacts que l'éolien à terre. Possible nuisances sur les poissons.	Par rapport à éolien à terre: régime vent plus fort et plus régulier, moins turbulent. Contraintes de bruit, de voisinage, d'intégrations paysagères moins draconiennes qu'à terre	Par rapport à éolien à terre: coûts plus élevés (investissement, exploitation & maintenance), risques plus élevés, procédures plus longues, absence de retour d'expérience en France.
Biomasse solide	Création d'emplois surtout dans la filière amont (ressource bois). Taxe foncière et professionnelle.	Economie d'énergie primaire par cogénération et économies d'émissions nettes de CO2. Du fait de la combustion, émissions de gaz et de particules dans fumées.	Valorisation de ressources locales, création d'emplois filière bois, économies d'énergie primaire et d'émissions de CO2.	Sensibilité au coût de la ressource biomasse et des énergies fossiles (compétition pour vente de chaleur), projets complexes.
Centrale solaire thermodynamique	Non applicable dans le Finistère et dans la quasi-totalité de la France continentale.	Possibilité de production massive d'électricité solaire dans les zones à ensoleillement direct très fort, à un coût actuellement légèrement plus faible que celui des centrales photovoltaïques.	Gisement solaire direct insuffisant dans le Finistère et dans la quasi-totalité de la France continentale.	
Centrale solaire photovoltaïque	Valorisation de terrains à faible valeur foncière (friches...), location de terrains privés ou publics. Taxe foncière et professionnelle.	Dettes énergétiques des systèmes remboursées en moins de 5 ans. Pas d'émissions de CO2, pas de bruit, impact paysager à étudier et à optimiser.	Production propre et décentralisée d'électricité. Valorisation de terrains inexploités ou de friches, filière en expansion très forte.	Tarif d'achat élevé mais actuellement insuffisant pour une rentabilité suffisante en Finistère. Amélioration possible si baisse très forte des modules et augmentation des tarifs (demande des professionnels).
Hydraulique	Valorisation d'une ressource locale. Taxe foncière, taxe professionnelle spécifique et taxe sur l'eau diverses (Agence de l'Eau et Voies Navigables de France).	Modification du régime de la rivière sur la partie détournée (obligation de débit réservé), impact sur les poissons migrateurs (nécessité de passes à poissons). Impact positif: nettoyage des déchets aux dégrilleurs.	Production propre d'électricité renouvelable, sans émissions de CO2, valorisation d'une ressource locale. Centrales avec retenues: participation à l'équilibre du réseau et aux réserves de puissance.	Impact environnemental, sites disponibles rares pour de nouveaux aménagements.
Centrale thermique classique	Forte densité énergétique par unité de surface, taxe foncière, taxe professionnelle, emplois directs.	Pollution de l'air (CO2), rendements faibles, nuisances sonores (mais normalement contrôlées par l'administration).	Production à grande échelle compte tenu de la taille des tranches (~ 90 MW), production flexible en fonction des pics de demande.	Dépendance de l'approvisionnement en combustible, impact environnemental et acceptabilité locale.
Centrale thermique à cycle combiné au gaz	Très forte densité énergétique par unité de surface, taxe foncière, taxe professionnelle, emplois directs, refroidissement sans effet sur l'eau ou sur l'air.	Par rapport aux centrales thermiques classiques : pollution de l'air moindre (CO2), rendements plus élevés, nuisances sonores (mais normalement contrôlées par l'administration).	Production à grande échelle compte tenu de la taille des tranches (~ 400/800 MW), production flexible en fonction des pics de demande.	Dépendance de l'approvisionnement en combustible, léger impact environnemental.
Centrale nucléaire	Le nucléaire représente encore la plus grande densité énergétique par unité de surface, parmi les moyens de production.	Pas de pollution par CO2, mais production de chaleur (dans l'eau des rivières) et production de déchets non dégradables.	L'électricité nucléaire est désormais produite à partir des plus grandes tranches constructibles (1100 MW). C'est également la production de base la moins onéreuse à produire.	Dépendance de l'approvisionnement en combustible (uranium), coût de l'entretien et de la maintenance (sécurité), impact environnemental et acceptabilité locale.

Annexe 14 : Diagramme 1

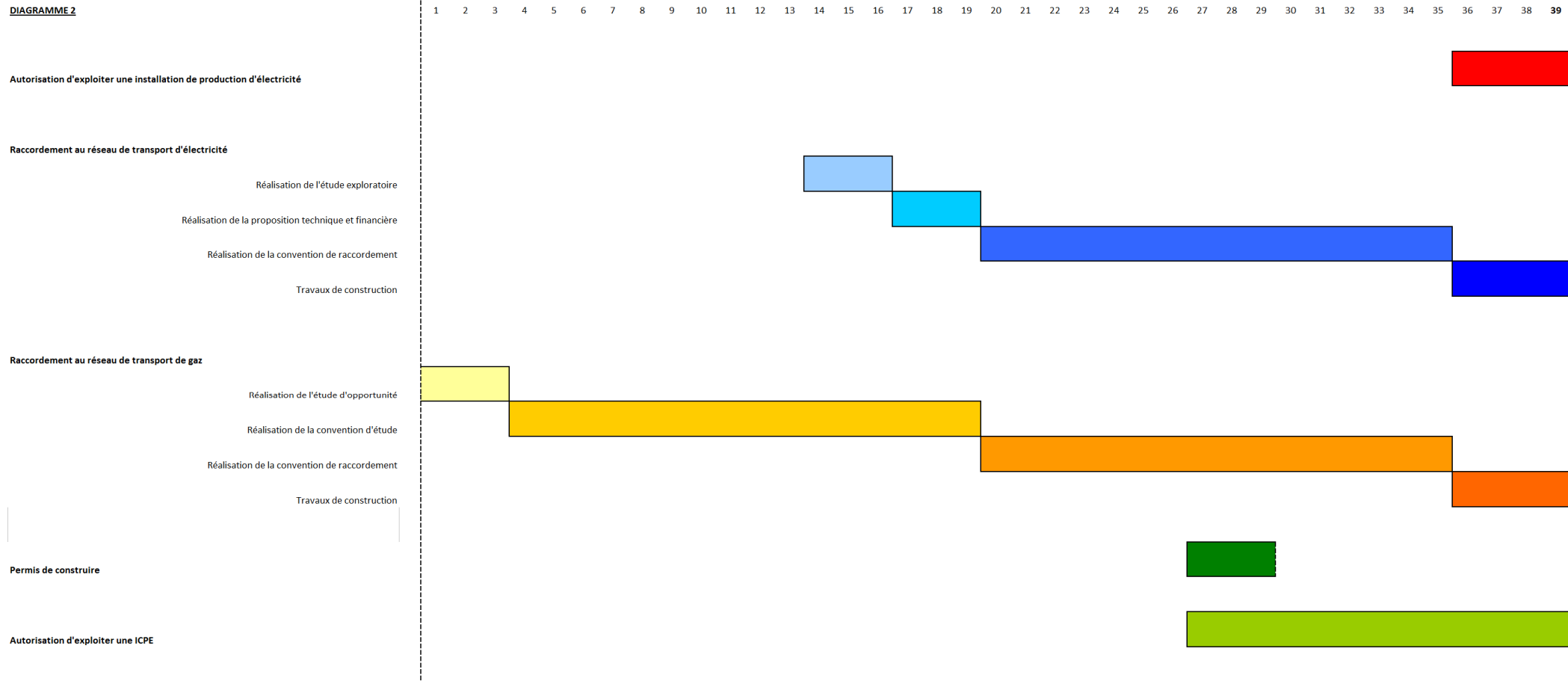
Le diagramme 1 est applicable aux installations de production d'énergie renouvelable, depuis qu'elles sont généralement raccordées au réseau de distribution et éligibles à l'obligation d'achat. Les couleurs ont pour objectif de différencier les procédures en montrant si elles sont liées ou non, et, de faire apparaître, pour chaque procédure, les différentes étapes successives qui la composent. Les chiffres comptent les mois à partir du lancement de la procédure la plus longue. Durée totale : **25 mois** (scénario pessimiste).

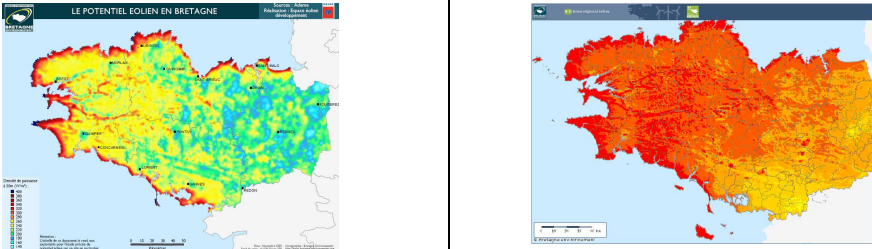
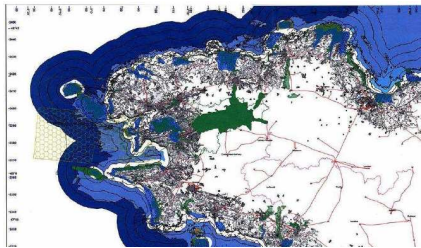
DIAGRAMME 1



Annexe 15 : Diagramme 2

Le diagramme 2 est applicable aux installations de production d'énergie conventionnelle, depuis qu'elles sont généralement raccordées au réseau de transport et soumises à la procédure d'autorisation au titre des ICPE. Les couleurs ont pour objectif de différencier les procédures en montrant si elles sont liées ou non, et, de faire apparaître, pour chaque procédure, les différentes étapes successives qui la composent. Les chiffres comptent les mois à partir du lancement de la procédure la plus longue. Durée totale : **39 mois** (scénario optimiste).



Solution technique	Potentiel en Finistère ou en Bretagne	
Eolien à terre (on-shore)	<p>Le Finistère est un département venté en terre surtout près des côtes, et tout particulièrement aux pointes les plus occidentales portées vers l'océan (bleu foncé et rouge sur la carte à gauche) : Le productible y atteint près de 400 W/m². La vitesse du vent y atteint plus de 7,5 m/s à 80 m de haut (carte de droite).</p>	 <p style="text-align: center;">Carte du productible (W/m²)</p> <p style="text-align: center;">Carte du potentiel (m/s)</p>
Eolien en mer (off-shore)	<p>La Bretagne compte parmi les régions les plus prometteuses de la France (plus que la région Provence Alpes Côtes d'Azur, mais moins que les côtes britanniques de la mer du Nord). Le nombre de sites y est toutefois limité par différentes contraintes (niveau bathymétrique, zones Znieff, Natura 2000, zones militaires et piscicoles).</p>	 <p style="text-align: center;">Carte des contraintes</p>
Solaire thermodynamique	<p>Le potentiel d'ensoleillement de la Bretagne n'est pas des plus élevés en France, à l'exception des côtes littorales méridionales qui peuvent être particulièrement ensoleillées (plus de 170 kWh/kWc en juin 2008, en rouge sur la carte de gauche).</p>	
Solaire photovoltaïque		

Annexe 16 : Potentiels et productibles en Bretagne et Finistère