

ANALYSE

ÉCONO

MIQUE

MÉDITERRANÉE OCCIDENTALE

ET

SOCIALE

ANALYSE ÉCONOMIQUE ET SOCIALE DE L'UTILISATION DE NOS EAUX MARINES ET DU COÛT DE LA DÉGRADATION DU MILIEU MARIN MÉDITERRANÉE OCCIDENTALE

JUIN 2012

UTILISATION DES EAUX MARINES Activités industrielles Production d'énergie

Régis Kalaydjian
(Ifremer, Issy-les-Moulineaux).



1. GÉNÉRALITÉS SUR L'ACTIVITÉ

1.1. TENDANCES ET FILIÈRES

Sur le littoral de France métropolitaine, la production d'électricité est très majoritairement le fait d'installations terrestres, et marginalement en mer.

La production littorale peut utiliser les eaux marines comme source froide pour les centrales thermiques classiques et thermonucléaires et, de ce fait, contribuer à l'utilisation du milieu marin. Elle évolue peu : le parc de centrales varie à la marge par la fermeture ou la construction de rares unités.

La production en mer est quasi-inexistante en France, à l'exception de la centrale marémotrice de la Rance (240 MW) située en Ille-et-Vilaine et mise en service dans les années 1960. Il s'agit du seul équipement de ce type en France à l'heure actuelle. Dans le monde existent plusieurs très petites unités, la seule centrale de taille équivalente à celle de la Rance étant en service en Corée depuis 2011 (Sihwa, 254 MW). Une deuxième centrale coréenne en construction (Incheon) et plusieurs projets à l'étude en Russie, au Royaume-Uni et en Corée visent des tailles largement supérieures. Les « énergies renouvelables marines », à savoir les nouvelles techniques de production électrique en mer, font l'objet de projets, suite aux objectifs de réduction d'émissions de CO₂ et de contribution croissante des énergies renouvelables à la production électrique. Les données collectées ci-dessous rendent compte de ces projets.

À part la technique marémotrice, la seule énergie marine ayant atteint la phase industrielle est l'énergie éolienne offshore. Des parcs éoliens existent en mer du Nord, hors des eaux sous juridiction française. Plusieurs nouveaux projets sont en cours en Europe, région la plus avancée dans cette filière, mais aussi ailleurs dans le monde. Les éoliennes existantes sont dites « posées » sur des embases de béton mises en place sur les fonds marins. L'innovation majeure en cours de test est l'éolien dit « flottant », où les éoliennes ne sont plus qu'ancrées sur le fond, permettant ainsi l'installation de structures plus au large.

D'autres filières – hydroliennes¹, houlomoteurs² – donnent également lieu à des prototypes de techniques différentes, en cours de test, mais qui exigent encore des recherches. Certaines filières, faisant appel à l'énergie thermique des mers³, ou s'appuyant sur la pression osmotique⁴, sont au stade de la recherche.

Bien qu'elle accuse un retard certain par rapport à plusieurs pays européens, la production d'énergie marine renouvelable devrait évoluer fortement à court et moyen termes en fonction des projets en cours, concernant notamment les parcs éoliens en mer.

L'Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie (ANCRE), l'Initiative partenariale nationale pour l'émergence des énergies marines (IPANEMA) et l'appel à manifestations d'intérêt (juin 2010) pour la création d'Instituts d'Excellence dans le domaine des Énergies Décarbonées (IEED) visent à structurer la recherche et développement sur les énergies sans carbone en général et les énergies marines en particulier. À noter également l'appel à manifestations d'intérêt (AMI) « grand éolien » lancé en juillet 2011 pour accompagner les innovations, lever les freins technologiques et permettre de consolider la filière éolienne en mer.

1 Turbines implantées en profondeur (plus de 50 mètres) pour utiliser le courant des marées dans les zones où il est concentré (en France, ces zones sont situées majoritairement au large des côtes bretonnes et du Cotentin).

2 Convertisseurs d'énergie des vagues. Testés actuellement en faible profondeur, ils exploitent une ressource dont le potentiel est bien réparti sur le globe.

3 L'énergie thermique des mers présuppose des amplitudes de températures entre eaux de surface et de profondeur d'environ 20 °C et se limite aux zones intertropicales.

4 Énergie des gradients de salinité. Cette source d'énergie demeure à ce jour encore très expérimentale.

1.2. COÛTS DES ÉNERGIES

1.2.1. Coûts de production des centrales électriques terrestres (littorales ou non)

a) Les coûts de référence de la production d'électricité nucléaire et thermique sont publiés et actualisés périodiquement par l'administration en charge de l'énergie électrique.

Citons ici des ordres de grandeur extraits du rapport 2003 de la Direction générale de l'énergie et des matières premières [1] sous les hypothèses :

- taux d'actualisation de 8 % ;
- taux de change de 1,15 euro/dollar ;
- prix moyen du charbon : 30 \$.t⁻¹.

Les coûts de production du nucléaire, du cycle combiné gaz et du thermique au charbon s'échelonnent de 28,4 €/MWh⁻¹ pour le nucléaire (pour une production de base à 8 000 h.an⁻¹) à 35 €/MWh⁻¹ pour le cycle combiné gaz. Le thermique charbon a des coûts intermédiaires. Cependant, ces estimations sont sensibles aux coûts des hydrocarbures, aux cours des monnaies et aux coûts additifs d'émissions de CO₂ (achats de quotas d'émissions, par exemple) au détriment des filières thermiques et cycle combiné – un coût de 20 euros par tonne de CO₂ émise porte les coûts du thermique charbon à plus de 45 €/MWh⁻¹. Ils sont aussi sensibles à la durée annuelle d'utilisation des centrales (une baisse de la durée accroît les coûts unitaires du nucléaire).

On retiendra un ordre de grandeur moyen de 30 à 40 €/MWh⁻¹ pour les filières existantes ici considérées. Il est très inférieur aux coûts de référence des énergies marines, mais les études utilisées sont peu conclusives quant aux évolutions des coûts à long terme.

b) Coûts de production de l'éolien terrestre

Ils sont analysés dans un rapport 2014 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) à partir d'un échantillon représentatif de parcs éoliens en fonctionnement à terre [8]. Ceux-ci sont à comparer aux estimations de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), publiées en 2002 [2], sur les coûts de référence de l'éolien terrestre.

À partir des coûts de production connus de 52 parcs en France (639 MW au total), la CRE évalue les coûts de production moyens actualisés sur une durée de vie des équipements estimée à 20 ans, en fonction de trois taux d'actualisation (10%, 8%, 5%) et de la durée annuelle de fonctionnement. Sensible à ces paramètres, le coût de production moyen, pour un taux de 8%, varie de 49 à 110 €/MWh⁻¹ pour une durée de fonctionnement de 1500 à 3000 h.an⁻¹.

Les estimations de l'Ademe étaient présentées en 2002 à partir des hypothèses suivantes :

- taux d'actualisation de 8 % (variantes à 5 et 10 %) ;
- durée d'exploitation des unités : 15 ans pour les mises en service commercial de 2001 à 2010 ; 20 ans de 2011 à 2019 ;
- coût unitaire d'investissement actualisé : 1066 €/kW⁻¹ en 2001, et baisse constante de 3,3% par an jusqu'en 2010, puis 3% par an jusqu'en 2015 ;
- dépenses annuelles moyennes d'exploitation-entretien-maintenance : 4 % du coût d'investissement ;
- hypothèses de productivité de 2 000, 2 400 et 3 000 h.an⁻¹.

À l'horizon 2015, les coûts de référence estimés de l'Ademe s'échelonnaient de 32,5 à 48,7 €/2001.MWh⁻¹ pour un fonctionnement de 2 000 à 3 000 h.an⁻¹, soit des niveaux bien inférieurs aux coûts calculés par la CRE (44% à 66%).

1.2.2. Coûts de production des énergies marines

Les énergies marines sont pour la plupart au stade du prototype et n'ont pas de coûts de référence. Bien que les éoliennes en mer aient atteint la phase commerciale en Europe, les études de coûts qui les concernent ne sont pas conclusives. Deux exemples :

a) Extrait des résultats (tableau 1) de l'Ademe (2002) à partir des hypothèses suivantes :

taux d'actualisation : 8 % ;

- durée d'exploitation des parcs : 20 ans pour les mises en service de 2001 à 2010, 25 ans pour 2011-2015, 30 ans pour 2016-2030 ;
- coût unitaire d'investissement actualisé 2002 : 1 675 €/kW¹⁵ constaté fin 2002 sur un projet danois ; décroissance de 2 % jusqu'en 2010, de 1,5 % sur 2011-2030 ;
- dépenses annuelles moyennes d'exploitation-entretien-maintenance : 6 % du coût d'investissement (contre 4 % à terre) ;
- productivité de 2 600 h·an⁻¹, 3 200 ou 3 800 (hypothèse ici : 2 600).

	2002	2007	2010	2015	2020	2025	2030
€ 2002	104,3	94,4	89,0	78,2	70,3	65,3	60,6
€ 2009	94,3	85,4	80,5	70,7	63,6	59,1	54,8

*Utilisation de l'indice des prix Insee de la production industrielle / biens d'investissement.

Tableau 1 : Coûts de référence actualisés 2002 de l'éolien en mer, hors coûts de raccordement au réseau – unité : €/MWh⁶
(Sources : Ademe, 2002).

Il convient de considérer ces estimations de 2002 avec prudence, vu les écarts entre coûts prévisionnels et coûts effectifs observés pour l'éolien terrestre (cf. supra).

b) Extrait des résultats de l'étude Ernst & Young (2009) [3] commandée par le gouvernement britannique à partir des hypothèses suivantes :

- taux d'actualisation : 10 % après taxe hors inflation, soit 12 % sur les valeurs nominales après taxe ;
- coût du capital actualisé 2009 : tendance linéaire de 1 700 £·kW⁻¹ (1900 €/kW⁻¹) en 2006 à 3200 £·kW⁻¹ (3600 €/kW⁻¹) en 2012 (coûts à la passation de marché, 2 à 2,5 ans avant livraison), soit une croissance annuelle d'environ 10 % ;
- coûts annuels d'exploitation-entretien-maintenance : de 45 £·kW⁻¹ (50 €/kW⁻¹) en 2006 à 79 £·kW⁻¹ (88,5 €/kW⁻¹) en 2009, avant coûts de raccordement au réseau, soit une tendance légèrement décroissante autour de 2,5 % du coût d'investissement.

	2006	2009
Coûts hors raccordement (€ 2009/MWh)	102,1	161,6

Tableau 2 : Coûts de référence actualisés 2009 de l'éolien en mer, données converties en euros 2009
(Sources : Ernst & Young, 2009).

Les coûts de référence britanniques tirés de l'expérience sont donc supérieurs aux hypothèses françaises pour 2006 d'environ 15 %, mais de près de 60 % pour 2009. Ces écarts tendent à confirmer ce qui a été observé plus haut sur la différence entre coûts estimés et coûts observés.

Par ailleurs, les coûts de référence estimés sous les hypothèses présentées ci-dessus doublent de l'éolien terrestre à l'éolien en mer. Là encore, il est difficile d'en tirer des conclusions fortes sur le moyen-long terme.

⁵ Unité de puissance : kW = kilowatt.

⁶ Unité d'énergie : MWh = mégawatt-heure.

2. ÉTAT DES LIEUX DE LA FILIÈRE DANS LA SOUS-RÉGION MARINE

2.1. PRODUCTION ÉLECTRIQUE LITTORALE

Les centrales électriques sont renseignées par la puissance des unités, les effectifs et, quand cela est possible, l'emprise et ses incidences maritimes.

Site	Tranches ¹	Puissance nette (MW)	Source d'énergie	Mise en service	Emploi ^{**}
Martigues *	1	465	Cycle combiné gaz naturel	2012	77
	2	465	Cycle combiné gaz naturel	2013	
Martigues		0,1	Centrale photovoltaïque	2013	

¹ Tranche : unité de production regroupant un réacteur (ou un système de production d'énergie), une turbine et un alternateur. Les centrales électriques peuvent comporter plusieurs tranches.

* Emprise 52 ha.

** Personnels permanents (exploitants et extérieurs).

Tableau 3 : Caractéristiques des installations de production d'électricité sur le littoral de la sous-région marine Méditerranée occidentale en 2009. Tableau mis à jour pour la présente publication (2015) (Sources : EDF, GDF).

2.2. PRODUCTION ÉOLIENNE EN MER : LES PROJETS

Inexistante à ce jour en France, la production d'électricité éolienne offshore a fait l'objet d'appels d'offres publics portant sur l'installation de parcs au large des côtes métropolitaines.

Un plan de développement a été annoncé au début de 2011. Il porte sur une puissance de 6 GW, soit environ 1 200 machines produisant 3,5 % de la consommation finale d'électricité. Aucune zone propice n'a été retenue pour la sous-région marine Méditerranée occidentale dans le cadre du dernier appel d'offres.

Premier appel d'offres éolien posé	Juillet 2011
Attribution des lots	Avril 2012
Zones sélectionnées, emprise, puissance installée	Fécamp (Haute-Normandie), 88 km ² , 83 unités de 6 MW Courseulles-sur-mer (Basse-Normandie), 77 km ² , 75 unités de 6 MW Saint-Brieuc (Bretagne), 180 km ² , 100 unités de 5 MW Saint-Nazaire (Pays de la Loire), 78 km ² , 80 unités de 6 MW
Coût total estimé	~ 10 milliards d'euros ~3,5 millions euros/MW installé
Mise en service	2015-2020
Deuxième appel d'offres éolien posé	Mars 2013
Attribution des lots	Mai 2014
Zones sélectionnées, emprise, puissance installée	Le Tréport (Haute-Normandie), 110 km ² , 500 MW Yeu-Noirmoutier (Pays de la Loire), 79 km ² , 500 MW
Troisième appel d'offres éolien posé	Annoncé pour 2015
Appel à manifestation d'intérêt éolien flottant	Annoncé pour juin 2015, 150 millions d'euros

Tableau 4 : Appels d'offres éolien posé offshore.

Suite à une large concertation lancée par le ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement et conduite sous la coordination du préfet de région PACA, un document de planification du développement de l'énergie éolienne en mer pour les régions PACA et Languedoc-Roussillon a été produit en février 2010 [4]. Son principal apport réside dans la délimitation d'espaces géographiques plus ou moins propices au développement éolien offshore sur le littoral de Méditerranée *via* le croisement de données concernant le potentiel éolien fixe d'une part et la sensibilité des zones à enjeux maritimes à l'implantation d'installations éoliennes offshore⁷ (posées) d'autre part.

⁷ Divers facteurs ont été pris en compte pour l'analyse, tels que le niveau de sensibilité des milieux naturels (présence d'aires marines protégées et d'autres outils de protection des espaces naturels), des contraintes maritimes et aériennes (activités de la Marine nationale, défense aérienne, navigation aérienne et maritime civile) ou encore des activités humaines (plaisance, pêche, tourisme) à l'implantation d'installations d'éoliennes.

Parmi les espaces jugés les moins défavorables à l'implantation d'éoliennes compte tenu des contraintes techniques et des niveaux de sensibilité définis figure notamment une zone de 250 km² située au large de la limite séparative entre les départements de l'Aude et de l'Hérault, à une distance comprise en 5 et 14 km de la côte (figure 1).

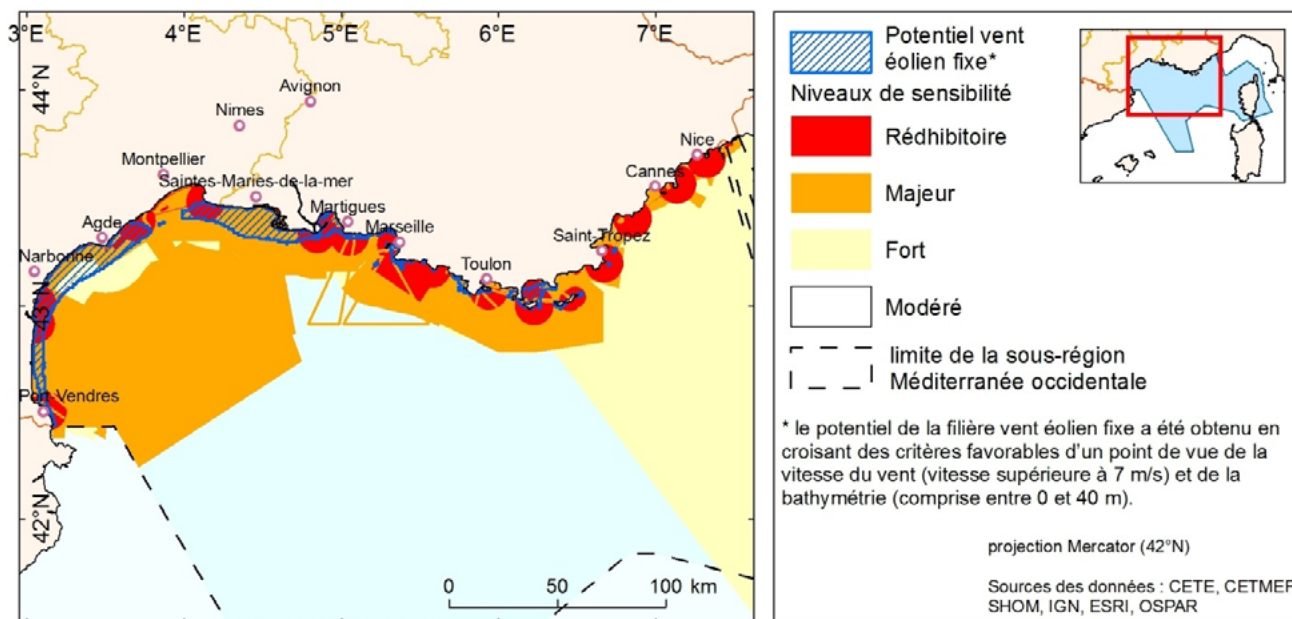


Figure 1 : Zones potentielles pour le développement de l'éolien offshore (fixe) et niveaux de sensibilité des milieux dans la sous-région marine Méditerranée occidentale⁸ (Sources : CETE, CETMEF, 2010).

La faible distance à la côte de la zone techniquement favorable à l'implantation d'éoliennes en mer posées, couplée à un littoral particulièrement fréquenté, porteur d'usages variés et doté de plusieurs zones protégées⁹, constituent une limite très contraignante à l'exploitation des zones favorables en Méditerranée. Contrairement aux autres sous-régions marines, il est en effet impossible d'y rechercher plus au large les zones moins sensibles et plus favorables à l'éolien posé, compte tenu d'une bathymétrie techniquement incompatible.

2.3. AUTRES PROJETS D'ÉNERGIES MARINES RENOUVELABLES

Outre la recherche et développement (R&D), certaines techniques donnent lieu à des prototypes de démonstration sur sites. En France, il s'agit de démonstrateurs hydroliens ou d'éoliennes flottantes. Un projet de démonstrateurs d'éoliennes flottantes est en préparation dans le golfe de Fos, porté par le Pôle Mer PACA. La conception de prototypes flottants permettrait de s'affranchir des contraintes bathymétriques et ainsi d'étendre les zones favorables par rapport à l'éolien posé.

3. RÉGLEMENTATION

3.1. RÉGLEMENTATION DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ SUR LE LITTORAL

Il existe plusieurs déclarations et conventions internationales traitant des rejets d'effluents radioactifs, avec des dispositions contraignantes pour les politiques et les procédures nationales. Il s'agit notamment de la Convention internationale sur la sûreté nucléaire, de la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs, et de la Convention de Londres sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets. En outre, les États membres de la Communauté européenne sont liés par les dispositions du traité EURATOM [5].

⁸ Plus la couleur du niveau de sensibilité d'un espace est foncée sur la carte, moins l'implantation d'éoliennes y paraît favorable. Par exemple, le niveau de sensibilité rédhitoire s'applique dans les espaces géographiques où au moins un texte ou une disposition législative/réglementaire exclut de fait l'implantation d'éoliennes au regard de son impact. Par ailleurs, un niveau de sensibilité majeur s'applique aux secteurs qui, compte tenu des enjeux identifiés qu'ils concentrent, se sont vus reconnaître une ou plusieurs vocations particulières qui n'interdisent pas par principe l'implantation d'éoliennes mais la conditionne à une analyse approfondie des impacts et des incidences ayant pour but d'évaluer la compatibilité de ce type d'installations avec les vocations premières reconnues pour ces espaces.

⁹ Voir la contribution thématique « Protection de l'environnement littoral et marin » de l'analyse économique et sociale.

Au niveau national, les installations de production d'électricité sur le littoral, essentiellement les centrales nucléaires, sont régies par :

- la loi n° 2006-686 modifiée du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire ;
 - la loi n° 2006-739 modifiée du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.
- En matière environnementale en lien direct avec le milieu marin, on peut citer :
- l'arrêté du 2 février 1998 modifié relatif aux prélèvements et à la consommation d'eau ainsi qu'aux émissions de toute nature des installations classées pour la protection de l'environnement soumises à autorisation ;
 - l'arrêté du 22 juillet 2006 relatif aux conditions exceptionnelles de rejets d'eau des centrales de production d'électricité.

3.2. RÉGLEMENTATION DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN MER

La Convention des Nations unies sur le droit de la mer (1982) définit le statut foncier du sol et du sous-sol de la mer, ainsi que les droits des États côtiers à réglementer les usages et les implantations d'installations permanentes en mer, et à exploiter les ressources naturelles dans les zones sous leur juridiction.

Dans les eaux intérieures et mer territoriale, l'État côtier est souverain. Le fond et le sous-sol appartiennent au territoire national et font partie du domaine public maritime (DPM). L'installation d'une unité de production d'énergie marine qui nécessite l'occupation permanente et exclusive du sol fait l'objet dans ce cas d'une autorisation d'occupation du DPM, elle-même conditionnée à une étude d'impacts et une enquête d'utilité publique.

Le code du domaine public de l'État n'offre néanmoins qu'un cadre parcellaire pour la politique d'occupation de l'espace et des fonds marins et nécessite donc une clarification, selon le Secrétariat général de la mer. En effet, aucune réglementation spécifique n'est nécessaire pour occuper la colonne d'eau ou la surface de la mer, les seules limitations étant celles imposées par le préfet maritime dans le cadre de son pouvoir de police administrative générale [6].

Hors DPM, contrairement aux autres sous-régions marines, il n'existe pas de zone économique exclusive dans la sous-région marine Méditerranée occidentale. Le décret 2004-33 du 8 janvier 2004 a créé une zone de protection écologique (ZPE) en Méditerranée et en a fixé les délimitations, en concertation avec l'Espagne, qui a instauré une zone de protection des pêches en août 1997, l'Italie, Monaco et l'Algérie. Les autorités françaises peuvent exercer dans cette zone de protection écologique, comme dans la ZEE, les compétences reconnues par le droit international, notamment dans le domaine de la mise en place et de l'utilisation d'îles artificielles, d'installations et d'ouvrages.

Concernant spécifiquement les énergies marines renouvelables :

- la Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE : celle-ci prévoit que chaque État membre adopte un plan en matière d'énergies renouvelables (art. 4), l'objectif 2020 assigné à la France pour une telle production étant de 23 % de la consommation d'énergie finale contre 10,3 % en 2005 (annexe 1) ;
- la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, codifiée au code de l'énergie : l'article L.314-1 du code de l'énergie prévoit que certaines installations peuvent bénéficier de l'obligation d'achat de l'électricité qu'elles produisent, par EDF ou les distributeurs non nationalisés, à des tarifs réglementés. C'est le cas notamment des installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent qui sont implantées sur le DPM ou dans la ZEE, et des installations qui utilisent l'énergie marine ;
- suite aux débats publics dits « Grenelle de l'environnement », la loi n° 2009-967 modifiée du 3 août 2009 transpose la disposition ci-dessus (art. 2).

Les projets d'énergie éolienne en mer font l'objet d'instructions administratives complexes au titre de plusieurs réglementations, notamment concernant l'environnement et l'énergie. La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (dite « Grenelle 2 ») comporte une disposition destinée à simplifier les procédures administratives pour l'éolien en mer : pas de zone de développement de l'éolien (ZDE), pas de permis de construire, pas d'autorisation ICPE (Installations classées pour la protection de l'environnement).

La réglementation traite les trois phases de la vie d'une installation : travaux de création, exploitation-maintenance, et travaux de démantèlement et de remise en état des sites. Les installations d'énergie éolienne offshore doivent également répondre aux obligations liées¹⁰ :

- aux autorisations « loi sur l'eau » (étude d'impact et étude d'incidence sur les milieux aquatiques) ;
- aux autorisations électriques instruites au niveau ministériel et au niveau régional ;
- au code général de la propriété des personnes publiques (article L 2124-1) pour l'occupation du domaine public maritime (procédure d'autorisation domaniale prévoyant une étude d'impact et une enquête publique), aussi bien pour les installations de production, les ancrages et les câblages concernant les projets en-deçà de la limite des douze milles nautiques ;
- à l'article R122-17 du code de l'environnement rappelant le lien entre évaluation des incidences et évaluation environnementale, en application de la directive 2001-42 concernant l'évaluation environnementale ;
- aux évaluations d'incidence Natura 2000 en cas d'implantation sur un site afférent : décret 2010-365 du 9 avril 2010 relatif à l'évaluation des incidences Natura 2000 et article R414-19 du code de l'environnement, en application de l'article 6 de la directive « Habitats, faune, flore » 92/43/CE ;
- dans le cas de l'implantation dans un parc naturel marin : aux autorisations du conseil de gestion du parc, qui se prononce (procédure d'avis conforme) sur l'opportunité d'autoriser ou non un projet ayant un impact notable sur le milieu marin (art. L. 334-5, R.334-33 et R. 331-50 du code de l'environnement) ;
- dans le cas de l'implantation sur la partie maritime d'un parc national : aux dispositions réglementaires du cœur du parc et/ou aux orientations et mesures de protection définies par la charte.

4. INTERACTIONS DE L'ACTIVITÉ AVEC LE MILIEU¹¹

4.1. PRESSIONS EXERCÉES PAR LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ SUR LE LITTORAL

Le prélèvement d'eau utilisé pour le refroidissement des centrales nucléaires sur le littoral ainsi que le rejet d'eau réchauffée peuvent perturber les écosystèmes mais en zones très localisées. Pour éviter la prolifération de biomasse à l'intérieur du réseau de circulation d'eau, les centrales utilisent des biocides (morpholine), sources potentielles de contamination du milieu lors du rejet des eaux.

Le rejet d'effluents radioactifs en mer, bien que strictement contrôlé et donc relativement bien documenté, peut entraîner une contamination directe du milieu. L'application du principe ALARA¹², l'un des principes fondamentaux de la radioprotection, a largement contribué à réduire les rejets d'effluents pour en atténuer l'impact sur l'environnement, sans pour autant parvenir à abaisser les concentrations de radionucléides à des niveaux qui soient toujours considérés comme « proches de zéro » [5].

Enfin, les installations de production d'électricité sur le littoral peuvent également être sources de dérangement pour la faune (changement possible de comportement de l'avifaune induit par la présence d'éoliennes terrestres, voire collisions par exemple).

4.2. PRESSIONS EXERCÉES PAR LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE MARINE RENOUVELABLE

Les installations de production d'énergie renouvelable en mer posent le problème des conflits d'usages avec les autres activités de l'économie maritime, en particulier dans les zones côtières, l'état actuel des techniques et les coûts inhérents aux projets limitant l'étendue des zones maritimes accessibles. Les sites potentiels d'implantation, situés au sein des zones propices de développement décidées par l'État qui assure un compromis entre potentiel énergétique, contraintes environnementales et autres usages de la mer, sont retenus par les promoteurs notamment en raison de critères techniques : faible profondeur, distance raisonnable de la côte

¹⁰ Un certain nombre de ces réglementations s'appliquent également à d'autres installations d'énergie marine renouvelable.

¹¹ Informations principalement issues de P. Scemama, 2010 [7] ; Secrétariat général de la Mer, 2003 [6].

¹² ALARA: « As Low as Reasonably Achievable ». Ce principe suppose une démarche qui met en balance les ressources de protection d'un côté, et le niveau de protection de l'autre, pour aboutir à la meilleure protection possible contre les rayonnements ionisants, étant donné les conditions économiques et sociales. Cela revient à identifier, évaluer et sélectionner les actions de radioprotection les mieux à même de maintenir les expositions des intervenants et du public à un niveau aussi bas que raisonnablement possible.

pour le réseau de câbles, proximité d'un point d'atterrissage, fonds sableux. Beaucoup de ces sites correspondent à des zones écologiques sensibles, par exemple des zones de frayères et des nourriceries.

Les installations de production d'électricité et les infrastructures associées – câbles, plateformes, postes de transformation – mobilisent l'espace en mer. La construction, l'exploitation et le démantèlement des installations peuvent être sources de perturbations au niveau du sous-sol, du sol, de la colonne d'eau, de la surface et de l'espace aérien. Les impacts potentiels ne sont cependant pas les mêmes selon l'énergie marine renouvelable considérée. Il y a de grandes différences par exemple entre l'éolien posé, l'houlomoteur et l'hydrolien :

- perturbations physiques sur le milieu : destruction d'habitats et d'espèces, collisions.

À noter que cette modification de la structure du milieu naturel a également pour conséquence de créer un nouveau substrat ;

- mise en suspension de sédiments : étouffement, augmentation de la turbidité, diminution de la pénétration de la lumière, désoxygénation du milieu ;

- bruits, vibrations et interférences électromagnétiques potentielles entraînant un dérangement de l'avifaune et de la faune sous-marine (par exemple la rotation des turbines sous-marines) ;

- modifications locales des conditions hydrodynamiques et de la dynamique sédimentaire ;

- contamination du milieu par le rejet de produits nécessaires à la construction : hydrocarbures, antifouling, ciment.

À noter le cas particulier des systèmes marémoteurs, notamment de première génération, comme l'usine de la Rance, qui pose d'importants problèmes environnementaux : envasement, modification de la chaîne trophique.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, 2003. Coûts de référence de la production électrique. Paris : DGEMP, DIDEME, 20 pages.
- [2] Ademe, Chabot B., 2002. Premières conclusions tirées de l'analyse économique des projets éoliens à terre et en mer. Séminaire Ademe-Clarom « Eoliennes offshore », Rueil Malmaison : IFP, 10 pages.
- [3] Ernst & Young, 2009. Cost and financial support for offshore wind. London: Department of Energy and Climate Change, URN 09D/534, 27.4.2009, 37 pages.
- [4] Préfecture de région Provence Alpes Côte d'Azur, 2010. Document de planification du développement de l'énergie éolienne en mer. Toulon : préfecture de région, 29 pages hormis annexes et cartes.
- [5] OCDE-Agence pour l'énergie nucléaire, 2003. Options de rejet des effluents des installations nucléaires. Contexte technique et aspects réglementaires. Protection radiologique. Paris : OCDE, 102 pages.
- [6] Secrétariat général de la Mer, 2003. Énergie éolienne en mer. Recommandations pour une politique nationale. Paris : Secrétariat général de la Mer, 89 pages.
- [7] Scemama P., 2010. Régionalisation des données économiques maritimes françaises par façade, Rapport de stage M2 EDDEE AgroParisTech - Agence des aires marines protégées. Paris : AgroParisTech, 176 pages.
- [8] Commission de régulation de l'énergie, 2014. Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine. Paris : CRE, 62 pages.