

L'énergie thermique des mers

Philippe Marchand

1985



Ifremer

Cet ouvrage a été réalisé à partir d'un rapport (1) rédigé pour la Commission des Communautés Européennes, Direction Générale de l'Énergie, avec l'aimable autorisation de celle-ci. Les opinions exprimées dans cet ouvrage n'engagent donc que son auteur. La mise en forme à partir du rapport a été réalisée par Madame Canaux.

-
- (1) "Énergie Thermique des Mers - Évaluation pour la CEE" - Réf.: EUR 9895 FR
Philippe MARCHAND - mai 1984
Préparé pour la CEE, Direction Générale de l'Énergie,
Direction Économies et Sources Alternatives d'Énergie, Électricité et
Chaleur.

IFREMER
Service de la Documentation et des Publications
B.P. 337 - 29273 BREST CEDEX

ISBN 2.905434.05.8

L'ENERGIE THERMIQUE DES MERS

TABLE DES MATIERES

L'océan source d'énergie
L'énergie thermique des mers, une idée française ancienne
Un nouvel élan : l'Amérique découvre l'ETM

PREMIERE PARTIE

PRINCIPE ET FONCTIONNEMENT DE L'ENERGIE THERMIQUE DES MERS

CHAPITRE 1 : RESSOURCE MONDIALE ET SITES	17
1. La ressource potentielle mondiale	17
2. Les sites ETM	18
3. Liste des sites ETM potentiels	21
CHAPITRE 2 : PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT ET ORDRES DE GRANDEUR.	27
1. Principes	27
2. Ordres de grandeur	28
CHAPITRE 3 : LE CYCLE FERME	31
1. Considérations thermodynamiques	31
2. Choix du fluide de travail	33
3. Différents concepts d'échangeurs	35
4. Résultats expérimentaux d'échangeurs	46
5. Turbine à ammoniac	47
CHAPITRE 4 : LE CYCLE OUVERT	51
1. Principe de fonctionnement	51
2. Paramètres critiques	52
3. Evaporateur	53
4. Condenseur	54
5. Turbine	55
6. Extraction d'air	56
CHAPITRE 5 : BIOSALISSURES ET CORROSION	61
1. Environnement marin et matériaux	61
2. Tubes d'échangeurs	63
3. Prise d'eau	65
4. Prévention et lutte	66
CHAPITRE 6 : COMPARAISON CYCLE OUVERT-CYCLE FERME	70
1. Comparaison thermodynamique	70
2. Avantages et inconvénients	70
3. Coût	72
4. Récapitulatif	74

CHAPITRE 7 : AUTRES CYCLES	75
1. Cycles hybrides	75
2. "Lift cycles"	76
3. Conversion thermoélectrique	77
CHAPITRE 8 : CENTRALES FLOTTANTES	79
1. Plate-forme	79
2. Ancrage	81
3. Tuyau, circuit d'eau	83
4. Câble électrique	87
5. Centrales flottantes et produits "énergivores"	91
CHAPITRE 9 : CENTRALES A TERRE	97
1. Conduite d'eau froide	97
1.1 Bilan des tentatives	98
1.2 Matériaux	99
1.3 Concepts	102
1.4 Méthodes de pose	103
1.5 Atterrage	103
1.6 Coût	105
2. Implantation	107
2.1 Type génie civil	107
2.2 Usine sur barge échouée	107
2.3 Jacket ou île artificielle	107
CHAPITRE 10 : PRODUCTIONS POSSIBLES AUTRES QUE L'ELECTRICITE	111
1. Aquaculture	111
2. Eau douce	113
3. Froid	115
Effets sur l'environnement	117
DEUXIEME PARTIE	
PANORAMA DE L'ACTIVITE ETM MONDIALE	
CHAPITRE 11 : LES ETATS-UNIS	121
1. Objectifs et évolution du programme	121
2. Grands projets industriels	124
3. R&D	128
Cycle fermé	128
Cycle ouvert	129
Composants marins	129
4. Prototypes	131
Mini OTEC	131
OTEC 1	133
5. Aspects légaux	135
6. Avenir du programme	136
Centrale 40 MWe d'Hawaï	137
Orientation actuelle du programme	138

CHAPITRE 12 : LE JAPON	139
1. Gisement ETM japonais	139
2. R&D systèmes - prototypes	141
R&D sur les systèmes	141
Prototypes	143
3. R&D composants et cycles	146
Amélioration des performances d'échangeurs	147
Matériaux	147
Plate-formes, tuyaux, câbles	148
Nouveaux cycles, environnement	148
4. Organisation et budgets	148
5. Tendances futures	149
 CHAPITRE 13 : LES PAYS DE LA CEE	 151
1. France	151
Etudes de faisabilité	151
Projet de pilote - R&D	154
2. Pays-Bas	158
3. Grande-Bretagne	160
4. Autres pays de la CEE	161
 CHAPITRE 14 : LES AUTRES PAYS	 162
1. Inde	162
2. Taïwan	163
3. Suède	163
4. Jamaïque	164
 Récapitulatif des prototypes	 164

TROISIEME PARTIE
ASPECTS ECONOMIQUES ET PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT

CHAPITRE 15 : COUT DE L'ETM	169
1. Investissement	169
Grandes centrales	169
Perspectives de réduction de coût	171
Petites centrales	171
Synthese - variation du coût avec la puissance	175
2. Coût de l'électricité "ETM"	176
Méthodologie	176
Résultats	177
Analyse de sensibilité	179
3. Compétitivité de l'électricité "ETM"	180
Cas des grandes centrales	180
Cas des centrales petites et moyennes	182
 CHAPITRE 16 : PRODUCTIONS "ETM" AUTRES QUE L'ELECTRICITE	 187
1. Productions "energivores" en mer	187
2. Eau douce en mer	189
3. Sous-production : eau douce, froid, aquaculture	189

CHAPITRE 17 : LE MARCHE DE L'ETM	191
1. Le marché potentiel	191
2. Diffusion de l'ETM	192
3. Développement de l'ETM : "barrières" et "remèdes"	195

CONCLUSIONS

BIBLIOGRAPHIE

Ocean Thermal Energy Conversion, OTEC, is a concentrated renewable source of energy available in the one third of the world's ocean lying in the tropics. An OTEC plant is a heat engine fed with warm surface water and cold water pumped up from the deep. The difference of temperature, 20°C, is small, it can be used to produce electricity as well as fresh water. Plants can be installed on land or at sea. The main problem is to build and deploy a large diameter pipe to pump the cold water from 600 to 1 000 m in depth. France, who discovered the idea realised some major demonstrations fifty years ago. More recently US and Japanese firms have spent more than dollars 200 millions to develop prototypes and research in this field. Several major OTEC pilot plants are presently discussed mainly by US, Japanese and French teams. The main challenge is to prove the potential competitiveness of OTEC electricity in the 10 to 100 MWe range, with diesel electricity in the 1990's. Production of OTEC desalination water and marine proteins are also under consideration.

The present book give a unique overview of both technical and economical aspects of this promising source of energy.

* *Nombre de réalisations ETM sont étrangères. Les figures qui les illustrent dans cet ouvrage comportent des légendes en anglais qui ont été conservées. Ceci ne doit pas constituer une gêne pour les spécialistes.*

L'OCEAN SOURCE D'ENERGIE

L'Océan présente un potentiel d'énergie renouvelable considérable et pratiquement inexploité à ce jour. Cet immense gisement énergétique dont le moteur est le soleil revêt des formes :

- . mécanique, avec l'énergie de la houle, des courants et des marées ;
- . thermique, avec l'existence d'une différence de température entre la surface et le fond de l'océan tropical ;
- . chimique, avec l'utilisation des différences de salinité entre l'eau douce des fleuves et l'eau salée océanique ;
- . biologique, avec la conversion de la matière organique végétale en produit énergétique comme le biogaz.

Le potentiel de ces énergies varie d'une région à l'autre. C'est ainsi que l'énergie marémotrice n'intéresse en réalité qu'une vingtaine de sites dans le monde à l'échelle industrielle. L'énergie de la houle est beaucoup plus diffuse et prédomine dans les régions tempérées, l'énergie des courants intéresse de grandes étendues océaniques. L'énergie des gradients de salinité est concentrée dans les estuaires. L'énergie thermique est prédominante dans le tiers de l'Océan mondial qui se trouve entre les tropiques. Quant à la matière vivante végétale, elle abonde surtout dans les régions côtières riches en sels nutritifs nécessaires à son développement. Seule l'énergie marémotrice constitue à ce jour une réalité industrielle avec, en France, le barrage de la Rance d'une puissance de 240 MW et qui fonctionne parfaitement depuis bientôt vingt ans. Les autres formes d'énergie sont encore dans leur enfance technologique et ont fait dans certains cas l'objet de démonstrations à faible puissance ou de réalisations prototype ayant fonctionné pendant des durées limitées.

L'énergie thermique des mers (ETM) apparaît comme particulièrement riche de promesses et il est probable qu'à moyen ou long terme elle participera, de manière non négligeable, à la production d'énergie électrique ou d'eau douce dans les pays intéressés. Le gisement ETM mondial est très étendu et pourrait satisfaire la totalité des besoins en énergie de la planète si l'on savait l'utiliser. La conversion de l'énergie thermique des mers repose sur une idée simple : produire de l'énergie dans une machine thermique utilisant l'eau chaude de surface de l'océan tropical et l'eau froide qu'on trouve à la verticale, à des profondeurs de 500 ou 1 000 m. Pomper de l'eau pour produire de l'énergie... idée simple, mais qui fait appel à une grande variété de techniques issues de la thermodynamique et du génie océanique.

La différence de température entre la source chaude et la source froide étant faible (20°C), le rendement global sera faible et les débits d'eau transitant dans la centrale seront élevés : il faut pomper 2 à 4 m³/s à chacune des sources pour produire 1 MWe. La puissance nette utilisable, déduction faite de l'énergie nécessaire au pompage et aux auxiliaires, représente 60 à 70 % de la puissance brute sur l'arbre de la turbine. Deux problèmes techniques se posent :

- . celui relatif à la machine thermique qui peut être à "cycle fermé" ou à "cycle ouvert";
- . celui de la conduite d'eau froide de grand diamètre pour aller chercher l'eau à 600 ou 1 000 m de profondeur.

Le cycle fermé utilise un fluide de travail comme l'ammoniac et nécessite des échangeurs de grande dimension qui devront être maintenus suffisamment propres pour que les échanges de chaleur entre l'eau et le fluide se fassent dans des conditions satisfaisantes. Le cycle ouvert consiste à vaporiser l'eau de mer sous vide, la vapeur d'eau (douce) entraîne alors une turbine de grande dimension puis se condense à la source froide. La sous-production d'eau douce est considérable : 1 500 m³/j pour 1 MW de puissance électrique. Ces deux cycles présentent des avantages et des inconvénients qui sont passés en revue dans cet ouvrage.

Une centrale ETM peut être installée :

- . à terre, si la source froide est proche du rivage, ce qui est le cas de la majorité des îles volcaniques où l'on trouve des profondeurs de 1 000 m à moins de 3 ou 4 km du rivage. Le tuyau d'eau froide repose sur le fond.
- . en mer, ce qui est une solution universelle : la centrale flottante se présente donc comme un navire sous lequel est suspendu verticalement un tuyau qui pompe l'eau froide. L'électricité produite est évacuée à terre au moyen d'un câble.

La faisabilité technique de l'ETM a été démontrée sur plusieurs prototypes de puissance modeste : 100 KW à terre pour les Japonais, 1 MW en mer pour les Américains.

L'ETM EST UNE IDÉE FRANÇAISE ANCIENNE

L'histoire de l'ETM, susceptible d'éclairer le présent, permettra dans un premier temps de se familiariser avec cette forme d'énergie.

L'idée d'exploiter l'énergie thermique des mers a plus d'un siècle : le physicien français Arsène d'Arsonval l'imagina en septembre 1881 (1)*. Les travaux de Georges Claude, qui s'étendent sur une quinzaine d'années de 1925 à 1940, la matérialiseront.

Les tribulations de Georges Claude

Les premiers écrits de Georges Claude et Paul Boucherot expliquent le principe du cycle ouvert : l'eau de mer chaude est évaporée sous vide, cette vapeur entraîne une turbine avant d'être condensée en se mélangeant avec l'eau froide pompée en profondeur. Ces deux ingénieurs critiquent en effet le "cycle fermé" qui consiste à vaporiser un fluide intermédiaire, comme l'ammoniac, au contact de l'eau chaude ; la vapeur ainsi produite se détend dans une turbine qui fournit un travail moteur. Cette vapeur est ensuite condensée au contact de l'eau froide avant d'être réintroduite dans l'évaporateur pour un nouveau cycle. Claude considère qu'on ne pourra pas, dans la pratique, entretenir la propreté des très nombreux tubes des échangeurs.

En 1928, G. Claude expérimente son procédé à cycle ouvert en utilisant comme source chaude les eaux de refroidissement d'un haut fourneau à Ougrée en Belgique et comme source froide, les eaux de la Meuse. Il produit 60 KW avec une différence de température (DT) de 20°C. Il démontre ainsi à ses nombreux détracteurs qu'on peut faire tourner une turbine sous de très faibles pressions et que le dégazage n'absorbe qu'une faible part de l'énergie produite par la dynamo. Après ces essais, Georges Claude décide de "s'attaquer à la mer immense" (2).

En 1930, il installe la turbine à Cuba et parvient, à la troisième tentative, à poser un tuyau de 1,6 m de diamètre et de 2 000 m de long. Ceci constitue un exploit remarquable pour l'époque et qui, à ce jour, n'a pas été renouvelé dans ces diamètres. G. Claude produit alors pendant onze jours 22 KW avant qu'une tempête ne détruise la conduite d'eau froide. Cette puissance est certes très faible, mais la différence de température (DT) entre l'eau froide et l'eau chaude n'était que de 14°C et 1/10 seulement de l'eau froide était utilisé. G. Claude estima alors que, si l'installation avait été correctement dimensionnée, il aurait pu produire 250 KW net par m³/s d'eau froide et sous une différence de 24°C. Encore "ce chiffre pourrait-il même être double pour les centrales Claude-Boucherot de l'avenir" (3).

En 1933, G. Claude va réaliser la première usine ETM flottante. Il fait transformer, à ses frais, un cargo de 10 000 T, le "Tunisie", acheté à bas prix à cette époque de crise économique (fig.1). Il y fait installer, par les Chantiers de France à Dunkerque, une usine thermique de 25 m de long, 8 m de diamètre, comportant quatre compartiments d'évaporation et cinq de condensation, le vide étant entretenu dans l'enceinte par un extracteur Rateau. L'usine est destinée à produire de la glace alimentaire (2 000 T/j), denrée de haute valeur commerciale au Brésil. A cette fin, 8 turbines de 275 KW reliées bout à bout entraînent un alternateur de 800 KW et un compresseur rotatif à l'ammoniac de 1 200 KW qui fabriquera des "cierges de glace", lesquels seront évacués à terre par des chalands (4).

*Les nombres entre parenthèses renvoient à la bibliographie en fin de volume.

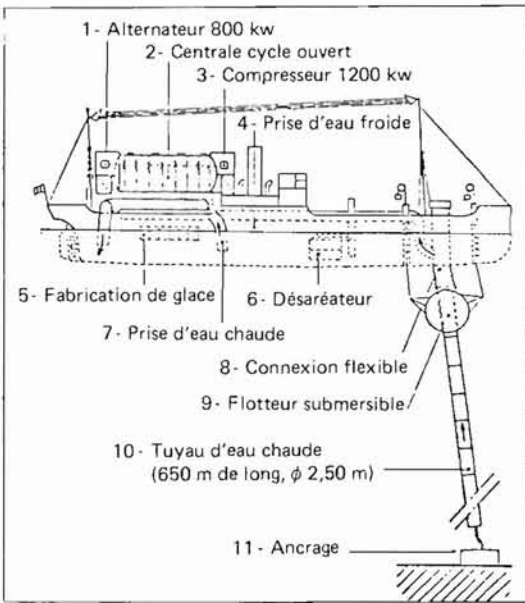
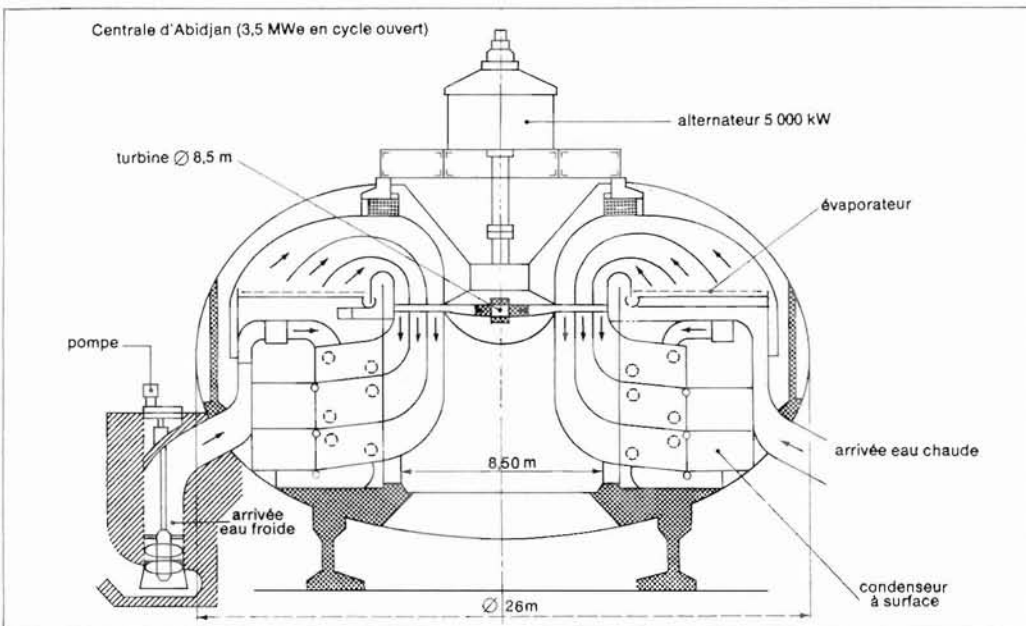


Fig. 1 - LE "TUNISIE", PREMIÈRE CENTRALE ETM (1934)

Cette installation conçue par G. CLAUDE, devait produire 2 000 T. de glace par jour au large du Brésil.



Voici une coupe schématique de la centrale d'Abidjan, centrale à cycle ouvert, de 3,5 MWe, implantée à terre. Il s'agit d'une enceinte en béton, en forme d'ellipsoïde de révolution. L'eau chaude, dans ce dessin, parcourt 3 évaporateurs en série, du centre vers la périphérie en se refroidissant à chaque fois de 1° et en fournissant ainsi le tiers de la vapeur à 27°C , le tiers à 28°C , le tiers à 29°C , au lieu d'avoir toute la vapeur à 27°C . C'est le principe de la vaporisation étagée. Ces trois flux de vapeur attaquent chacun trois couronnes concentriques d'aubages axiaux. L'eau froide dont le débit est seulement le tiers du débit d'eau chaude, parcourt trois condenseurs en cascade en se réchauffant à chaque fois de 3°C (de 8° à 17°C) et en condensant un tiers du débit de vapeur. Une telle disposition étagée permet de gagner 40 à 50 % de puissance par rapport au dessin de Georges Claude qui ne comportait qu'un seul évaporateur. (D'après archives du projet d'Abidjan.)

Fig. 2 - COUPE DE LA CENTRALE D'ABIDJAN (1950) in "La Recherche", no.105, nov.1979

Le "Tunisie" va mouiller à 120 Km au large de Rio de Janeiro à la fin de 1934. Malheureusement, le tuyau de 2,5 m de diamètre va se disloquer pendant la pose du fait de la houle (5). G. Claude, découragé et ayant englouti la moitié de sa fortune, renonce à réparer.

Jusqu'au milieu des années 30, l'histoire de l'ETM a donc été faite par un seul homme, sur ses propres deniers, et les tentatives échoueront du fait de la sous-estimation de la puissance destructive de l'environnement marin. L'ETM n'est pas seulement une affaire de thermodynamique, c'est aussi un formidable problème de génie océanique : comment poser une conduite de quelques kilomètres et de plusieurs mètres de diamètre, qui puisse fonctionner pendant vingt ans ?

Le projet Abidjan

Le projet d'une usine ETM à Abidjan fait suite aux travaux de G. Claude. Pendant une quinzaine d'années, de 1940 au milieu des années 50, de nombreuses études et expérimentations furent réalisées. On notera seulement les aspects importants de cette étude au stade final (6).

L'usine de 7 MWe de puissance nette se divise en deux groupes de 3,5 MWe de puissance unitaire et de 5 MW de puissance brute, puisque 1,5 MW sont utilisés pour le pompage et le fonctionnement des auxiliaires. La figure 2 représente une coupe schématique d'un groupe. L'enceinte en béton d'un diamètre de 26 m, en forme d'ellipsoïde de révolution comprend les évaporateurs et les condenseurs périphériques disposés autour de la turbine à axe vertical. Elle est entièrement maintenue sous vide par l'effet du condenseur alimenté en eau froide. A l'aide d'une "pompe à air", la vapeur est produite au moyen d'ajutages verticaux disposés sur un plateau annulaire, et elle traverse les aubages de la turbine de 8,5 m de diamètre qui entraîne l'alternateur de 5 000 KW à 600 t/mn.

Les débits d'eau chaude et froide sont respectivement de 15 et 5 m³/s. L'eau froide (8°C) est pompée dans le canyon du "Trou sans fond" à 430 m de profondeur au moyen d'une conduite de 2 m de diamètre et de 4 km de long dans sa partie sous-marine. L'eau chaude est pompée dans une lagune où elle est à 28°C soit 2° de plus en moyenne que l'eau océanique. La différence totale de température est donc de 20°C. En remplaçant le condenseur à mélange par un condenseur à surface constitué par des batteries de tubes, on peut recueillir la vapeur condensée soit 300 T/h par groupe, ce qui conduit à une production d'eau douce d'environ 14 000 m³ par jour pour les 7 000 KW de l'usine d'Abidjan (7).

Les essais, qui furent réalisés pour établir ce projet d'Abidjan, portèrent essentiellement sur la conduite d'eau froide et sur la machine thermique à cycle ouvert. Les déboires rencontrés par G. Claude dans la pose du tuyau d'eau froide avaient démontré la nécessité de s'affranchir de la houle en cours de pose. L'ingénieur Nizery met au point une technique qui utilise des "flotteurs anti-houle". Divers essais ont lieu en France et sur le site d'Abidjan. Ils aboutissent, en 1956, à la pose d'un tronçon de conduite de 2 m de diamètre et 150 m de long par 300 m de profondeur. La méthode retenue consiste à assembler à terre des tronçons de conduite en tôle rigidifiée, puis à les abouter en mer pour former des éléments de 300 m. Des plongeurs, opérant sous les flotteurs "anti-houle", doivent alors boulonner les morceaux consécutifs qui sont progressivement posés au fond, de la côte vers le large, jusqu'à former un serpent de mer de 4 Km de long. Il faut ensuite rabouter en surface une section entièrement souple de 700 m de long, qu'on affale ensuite dans le canyon. On peut considérer que la technique de réalisation et de pose de la conduite d'eau froide était assez mûre pour passer à la réalisation en grandeur avec une certaine sécurité .

Pour la machine thermique, les études et les essais ont porté sur les principaux composants du cycle ouvert :

- le désaérateur qui a pour but de maintenir le vide dans la centrale (10 mbar au condenseur) en extrayant, d'une part, l'air provenant des fuites au travers des parois de l'enceinte et, d'autre part, l'air dissous dans l'eau de mer qui va se libérer sans pour autant pouvoir être condensé (les incondensables). Le turbo-extracteur est dérivé de l'appareil mis au point par la société Rateau pour les essais de Georges Claude.

- les évaporateurs qui sont testés au stade semi-industriel dans une boucle d'essai spécialement construite par le Professeur Nisolle à Paris. Trente ans plus tard ces essais qui préconisent l'utilisation d'ajutages à fentes font encore aujourd'hui autorité.

- Les condenseurs testés dans la même boucle d'essais.

- La turbine enfin qui ne semble pas poser de problème particulier de réalisation malgré ses 8 m de diamètre hors tout (8 et 9).

L'étude économique fait apparaître une rentabilité acceptable de l'opération en comparant les prix estimés d'une usine à construire aux prix connus de centrales thermiques couramment réalisées. La durée de vie de la centrale est supposée égale à celle des grands ouvrages de génie civil terrestres, soit trente ans, ce qui est peut-être optimiste.

La centrale d'Abidjan ne sera finalement pas construite pour des raisons politiques et économiques. L'investissement comporte un certain risque pour une première unité, le prix du pétrole est orienté à la baisse au milieu des années 50. La France est finalement peu encline à réaliser un gros investissement en Afrique occidentale qui aspire naturellement à la décolonisation, alors même que les besoins énergétiques sur le territoire national sont importants. Le dossier se referme progressivement et un barrage hydroélectrique est finalement réalisé en Côte-d'Ivoire.

En 1958, un projet similaire à l'usine d'Abidjan fut étudié par Electricité de France pour la Guadeloupe (10). Ce projet resta sans suite car la rentabilité n'apparaissait pas, même en vendant de l'eau douce. Dans le même temps Georges Daric ne parvint pas à faire adopter une installation en mer, fort originale, qui préfigurait sur bien des points les projets américains qui apparurent dix ans plus tard (11).

UN NOUVEL ELAN : L'AMERIQUE DECOUVRE L'ETM

C'est en 1965 que l'on voit apparaître les premières publications américaines concernant l'exploitation de l'énergie thermique des mers. Toutes ces publications font référence aux travaux de l'école française et s'appuient sur les résultats obtenus par Georges Claude. Plusieurs équipes universitaires sont particulièrement actives à cette époque. J. H. Anderson établit un avant-projet de centrale flottante de 100 MW à cycle fermé qui préfigure les projets qui seront développés plus tard par les grandes firmes industrielles américaines comme Lockheed, TRW, General Electric et Westinghouse.

Clarence Zener et Abraham Lavi, à l'Université Carnegie-Mellon, analysent les aspects techniques et économiques posés par une telle exploitation et poussent assez loin la modélisation du sous-système énergétique en recommandant l'ammoniac comme fluide de travail. William E. Heronemus pousse très loin, à l'Université du Massachusetts, un ambitieux projet de centrale flottante de 400 MWe de puissance nette. Cette installation ancrée dans le courant du Gulf Stream est reliée à la ville de Miami par un câble électrique, la plate-forme est du type catamaran en béton de 160 m de long et les évaporateurs au propane fonctionnent comme des "radiateurs automobiles", au fil du courant. Le tuyau d'eau froide est de section elliptique et atteint 24 m pour le petit axe ! Un tel projet universitaire évoque bien le caractère grandiose, très novateur, et souvent irréaliste, des projets de cette époque. Les ingénieurs des grandes sociétés industrielles prendront le relais en imaginant des solutions plus réalistes, moins futuristes mais plus sûres, et finalement plus coûteuses. Le Professeur Heronemus annonçait la compétitivité de son installation de 400 MW avec le nucléaire pour la Floride (800\$ le KW installé et 15 mills le KWh !). Ces premières estimations étaient optimistes (12, 13, 14). Ces projets étaient, au moins pour certains d'entre eux, financés par la National Science Foundation (NSF) dans le programme RANN (Research Applied to National Needs - RANN).

Les recherches aux Etats-Unis vont se structurer et s'intensifier à partir de 1973, sous la double pression de la crise pétrolière et de la contestation nucléaire. L'ERDA (l'Energy Research and Development Administration) puis le DOE (Department of Energy) vont lancer la recherche industrielle sur l'ETM.

Cet ouvrage se compose de trois parties.

La première partie expose les caractéristiques générales de l'ETM abordant successivement la ressource, les ordres de grandeurs qui permettent de dimensionner les composants d'une centrale dont il est assez largement fait état étant donné leur caractère inhabituel ou novateur.

La deuxième partie rend compte des efforts menés par différents pays pour maîtriser la technologie ETM. Il s'agit principalement des Etats-Unis, du Japon, de la France et plus récemment de pays comme l'Inde ou Taïwan qui s'intéressent à la possibilité d'exploiter leur propre gisement.

La troisième partie traite du coût de cette énergie d'où il ressort une possible compétitivité du KWh ETM avec le KWh fioul. L'économie d'une production d'eau douce par ETM se présenterait encore mieux mais les études approfondies restent à faire. Un examen du marché mettra en évidence de réelles potentialités dans les 98 pays et territoires ayant accès au gisement ETM et dont les deux tiers sont dans la mouvance européenne (signataires de la convention de Lomé ou rattachés à la France, la Grande-Bretagne ou les Pays-Bas). Ce marché non encore révélé ne pourra se développer que lorsque des centrales pilotes auront démontré la viabilité technique et économique d'une production d'électricité ou d'eau douce à échelle suffisante. L'étape indispensable à franchir dans les prochaines années est de rassembler les financements suffisants pour faire des pilotes de démonstration.

PREMIERE PARTIE

PRINCIPE & FONCTIONNEMENT DE L'ENERGIE THERMIQUE DES MERS

CHAPITRE 1 - RESSOURCE MONDIALE ET SITES

CHAPITRE 2 - PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT ET ORDRES DE GRANDEUR

CHAPITRE 3 - LE CYCLE FERME

CHAPITRE 4 - LE CYCLE OUVERT

CHAPITRE 5 - BIOSALISSURES ET CORROSION

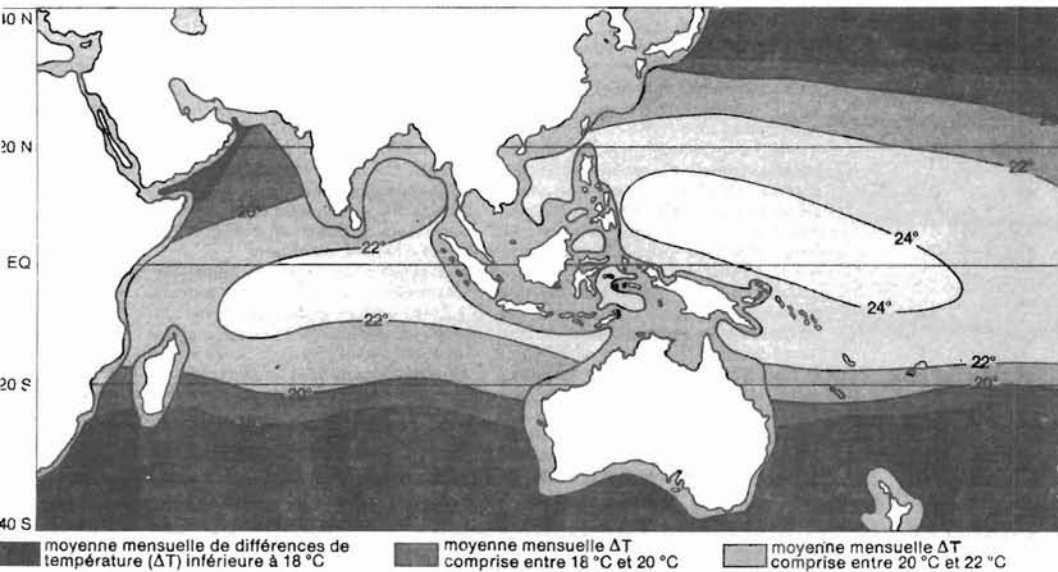
CHAPITRE 6 - COMPARAISON CYCLE OUVERT-CYCLE FERME

CHAPITRE 7 - AUTRES CYCLES

CHAPITRE 8 - CENTRALES FLOTTANTES

CHAPITRE 9 - CENTRALES A TERRE

CHAPITRE 10 - PRODUCTIONS POSSIBLES AUTRES QUE L'ELECTRICITE



Le « gisement » mondial de l'énergie thermique des mers est déterminé par la différence de température existant entre la surface et 1 000 m de profondeur. La répartition est grossièrement « zonale » et la différence de température de 18° nécessaire à l'exploitation de l'énergie thermique des mers (ETM) est située dans la zone intertropicale. Les Antilles françaises, La Réunion, la Polynésie, la Nouvelle Calédonie et les autres petites îles françaises représentent près de 1/10^e de la zone ETM. Les courants froids de Humboldt (ouest de l'Amérique du Sud), de Californie, d'Angola et de Mauritanie apparaissent nettement. (D'après U.S. dept. of Energy.)

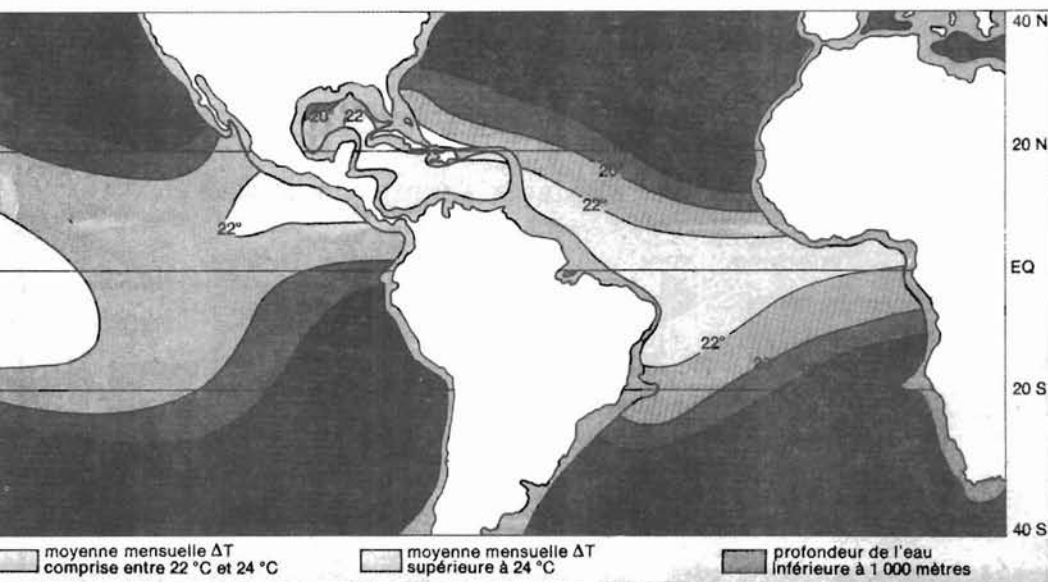


Fig. 3 - GISEMENT ETM MONDIAL in "La Recherche", no. 105, novembre 1979

CHAPITRE 1 LA RESSOURCE ET LES SITES ETM

1. La ressource potentielle mondiale

Pour évaluer très grossièrement le potentiel ETM mondial, c'est à dire la puissance qu'on pourrait théoriquement produire sans bouleverser le caractère renouvelable de la ressource, il convient de faire quelques rappels d'océanographie.

Une coupe verticale de l'océan tropical montre que celui-ci est formé de couches d'eau de plus en plus froides et de plus en plus denses, (raison pour laquelle elles sont "empilées"), à mesure qu'on s'enfonce. Schématiquement on distingue trois zones.

. Une couche superficielle, de 100 ou 200 m d'épaisseur chaude au voisinage de l'équateur (28 à 30°C) et plus tiède au niveau des tropiques (20 à 25°C), fonctionne comme un immense capteur solaire tout en assurant un excellent stockage thermique. C'est le "réservoir chaud" dont le volume entre les tropiques représente environ 10 millions de Km³.

. Une zone de variation très rapide de la température, entre 200 et 400 m de profondeur, est appelée la "thermocline" et elle se compare à une barrière thermique entre les couches chaudes et froides.

. Une couche d'eau froide, dont la température décroît progressivement atteint, typiquement 4°C à 1 000 m et 2°C à 5 000 m. C'est le "réservoir froid", dont le volume en zone tropicale est de l'ordre de 500 millions de Km³.

Il existe donc dans l'océan tropical un écart thermique de 20°C environ entre les eaux chaudes de surface et les eaux froides du fond. Ces dernières viennent des régions polaires où elles ont été formées plusieurs siècles auparavant.

A l'échelle du globe, le bilan énergétique est équilibré : la mer qui représente 71 % de la surface terrestre absorbe autant d'énergie solaire qu'elle n'en rayonne vers l'espace, ou qu'elle n'en dissipe sous forme de pertes thermiques au profit de l'atmosphère (évaporation et convection). Cependant cet équilibre global est la "somme de deux déséquilibres" : le bilan radiatif des zones tropicales est positif et celui des zones polaires moins ensoleillées est négatif. Comme on ne constate aucun échauffement continu de l'océan tropical, on comprend qu'il existe un transfert d'énergie excédentaire des tropiques vers les pôles et qui revêt deux formes : la circulation des masses d'air atmosphériques, la circulation des masses d'eau océaniques. Si l'on s'intéresse à ce deuxième phénomène on constate qu'il se forme en hiver dans deux régions du monde, en mer du Labrador et sur le pourtour de

l'Antarctide. Des masses d'eaux froides plus denses "plongent" depuis la surface et envahissent les bassins profonds à des vitesses de l'ordre du cm/s. L'eau profonde se forme donc en surface où elle a acquis ses caractéristiques qui n'évoluent plus que lentement par mélange avec les eaux voisines pour finalement aller se perdre dans les zones équatoriales. Ce cycle des eaux profondes, qui tend à amener des eaux froides vers les faibles latitudes, contribue d'ailleurs au conditionnement thermique du globe.

Les océanographes (15, 16, 17) évaluent le flux d'énergie excédentaire véhiculé des tropiques vers les pôles, sous forme de masses d'eau océanique, à :

$$4 \times 10^{22} \text{ J. par an soit } 1,4 \times 10^{15} \text{ W.}$$

Si l'on prélevait une petite partie de ce flux au profit de l'ETM, on calcule aisément qu'on pourrait produire quelques millions MW d'électricité ETM. On trouve un résultat comparable (10^7 MWe) en admettant que le débit d'eau polaire froide sert pour partie à alimenter la source froide des centrales ETM à raison de $3\text{ m}^3/\text{s}$ d'eau froide pour produire 1 MWe.

Nous voyons donc que le potentiel théorique de l'ETM est immense : près de 10 millions de MWe, soit l'équivalent de 10 000 tranches nucléaires de 1 Gwe, ce qui est à l'échelle de la consommation mondiale d'énergie. Divers auteurs avaient mis en avant un potentiel encore beaucoup plus important, mais il semble que des estimations bien supérieures à 10^7 MWe conduiraient à des modifications climatologiques et océaniques (18). Bien entendu, ces considérations théoriques doivent être fortement tempérées par des considérations pratiques relatives aux sites potentiels.

2. Les sites ETM

a - Critère thermique

Il est admis qu'une différence de température (DT) minimum de 18°C en moyenne annuelle est nécessaire pour faire fonctionner une machine thermique du type ETM dans des conditions techniques et économiques acceptables. Le DT existe grosso-modo dans toute la zone océanique comprise entre les tropiques, en prenant 1 000 m comme profondeur de source froide ; la fig. 3 rend compte du gisement ETM mondial (19). On voit ainsi que le DT maximum est supérieur à 24°C dans le Pacifique central et que le DT minimum de 18°C coïncide avec les tropiques aux exceptions près des courants "froids" qu'on observe sur la bordure orientale des océans : courants de Californie et du Pérou, courants de Mauritanie et d'Angola. La zone ETM représente plus de 100 millions de Km^2 soit 1/3 de la surface des océans.

La variabilité de cette ressource thermique en un point donné est relativement faible :

. La variabilité journalière est en général inférieure à $0,5^\circ\text{C}$ donc très faible. Elle peut atteindre 2 ou 3°C après le passage d'un cyclone donc dans des circonstances exceptionnelles de refroidissement de la surface.

. La variabilité saisonnière est d'autant plus faible qu'on se rapproche de l'équateur, elle atteint au pire 5°C entre l'hiver et l'été pour des latitudes voisines des tropiques (golfe du Mexique), à Tahiti (18°S) elle est de $2,5^\circ\text{C}$.

. La variabilité pluriannuelle est en principe faible, de l'ordre de 1 à 2°C pendant les 20 ou 30 ans d'existence de la centrale, sans qu'on puisse la prévoir. Il y a des périodes plus ou moins chaudes et les courants marins peuvent ne pas se reproduire de manière identique d'une année sur l'autre. La référence 20 fait état d'une variation maximum de 4°C sur une période de cinquante ans d'observation, au nord d'Hawaï donc à la limite de la zone ETM.

b - Bathymétrie et nature des fonds marins

La topographie du fond est un critère important qui déterminera en partie le type de centrale ETM : si la pente des fonds marins est faible, la profondeur de 600 à 1 000 m, nécessaire pour trouver la source froide, sera trop éloignée de la côte pour envisager une centrale à terre, en effet la conduite d'eau froide d'une telle centrale ne devrait pas dépasser 5 km pour être économiquement envisageable. La centrale devra donc être flottante et évacuer son électricité à terre au moyen d'un câble voire par transformation à bord en un vecteur énergétique ou un produit énergivore. Ce type de fond, à faible pente, est caractéristique des bordures continentales où l'on trouve en général un "plateau" (profondeur inférieure à 200 m) de plusieurs dizaines de kilomètres, mais qui est parfois entaillé de canyons (exemple : Abidjan).

En définitive, les sites ETM où l'on trouve des fonds de 1 000 m à moins de 5 km de la côte correspondent aux îles qui sont en général de formation volcanique : Caraïbes, ensemble des îles du Pacifique, Philippines, Indonésie. Dans ces cas d'îles, on peut envisager d'installer des centrales à terre. Ce cas est assez rare le long des continents : Afrique, Asie, Amérique, Australie.

La connaissance de la nature des fonds, résultant des études géologiques, géophysiques et géotechniques, détermineront en partie le choix des composants de la centrale reposant sur le fond : ancrages et câble électrique pour une centrale flottante, conduite d'eau froide pour une usine à terre, fondations pour une plate-forme fixe. La reconnaissance des accidents du relief sous-marin pour des sites à forte pente met en oeuvre des moyens techniques importants : engins sous-marins habités ou inhabités. La nature de ces fonds varie d'un site à l'autre : on trouve en général des sédiments sur les fonds de 1 000 m et plus, des affleurements volcaniques ou des coraux sur les pentes raides des îles et atolls, pentes qui peuvent être instables et donner des éboulis en piémont. La figure 4 illustre le cas type d'une île volcanique tropicale : profil bathymétrique, problèmes géologiques en fonction de la profondeur, implication au niveau de la pose d'une conduite d'eau froide.

c - Autres critères "physiques"

Si la ressource thermique et la bathymétrie du fond sont les deux critères déterminants pour évaluer a priori l'aptitude d'un site à recevoir une centrale ETM, il convient de mentionner d'autres critères qu'il y a lieu de prendre en compte dans un projet de centrale.

Les courants marins d'abord, leur connaissance est importante pour :

. évaluer les efforts qui vont s'exercer sur la conduite, pendant la pose proprement dite ou pendant sa durée de vie.

. optimiser les prises et rejets d'eau et éviter ainsi le recyclage d'eau dans la centrale qui serait préjudiciable à son bon fonctionnement.

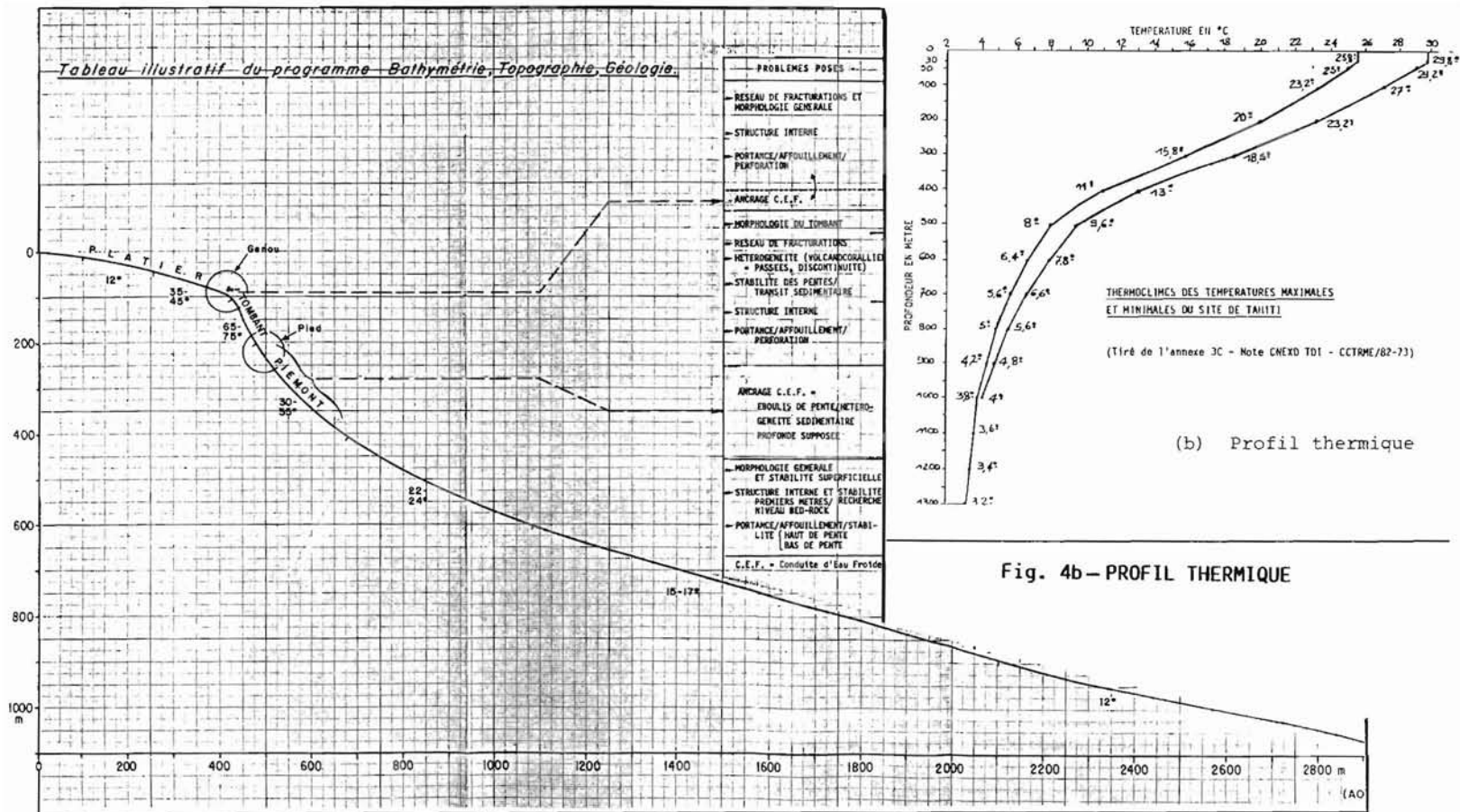


Fig. 4b—PROFIL THERMIQUE

Fig. 4a—PROFIL DES FONDS (île volcanique)
Inventaire des problèmes géologiques. Implication pour un tuyau d'eau froide

Les conditions océano-météorologiques (vent et houle) : la connaissance des conditions extrêmes est indispensable pour le bon dimensionnement des ouvrages, tout comme celle des périodes de beau temps qui est nécessaire pour effectuer à la mer certains travaux délicats, comme la pose d'une conduite. Les cyclones sont souvent très violents (Caraïbes) au voisinage des tropiques, mais inexistantes au niveau de l'équateur, en l'absence de force de Coriolis pour leur genèse.

Les propriétés chimiques et biologiques de l'eau : elles déterminent l'agressivité du milieu vis-à-vis des matériaux (constitutifs) de la centrale (le risque de corrosion), elles donnent l'ordre de grandeur du taux de gaz dissous et de germes de l'eau de mer, ce qui est très important en "cycle ouvert". De plus elles déterminent la qualité de l'environnement d'un site et sont donc le premier maillon d'une étude d'impact.

Les macrosalissures : leur connaissance, qui nécessite des mesures de longue durée sur des éprouvettes immergées, permet d'évaluer les risques d'encrassement et de détérioration des matériaux utilisés dans la centrale. Ce phénomène intéresse surtout les eaux chaudes qui présentent un contenu biologique à la différence des eaux profondes, beaucoup plus pauvres (absence de lumière).

3 - Liste des sites ETM potentiels

La figure 5 donne la liste de l'ensemble des sites (pays et territoires) ETM potentiels dans le monde et la figure 6 explicite les pays en développement.

Les deux critères pris en compte dans ces tableaux sont : différence de température moyenne $DT > 20^{\circ}\text{C}$, et présence de la ressource ETM dans la zone économique des 200 milles marins.

Sur les quatre-vingt dix-huit (98) pays et territoires, cinquante quatre (54) sont des îles donc des sites pouvant recevoir des centrales à terre. Parmi les quarante quatre sites continentaux, une douzaine environ sont éligibles au concept de centrale à terre. Nous voyons donc que les deux tiers des sites ETM potentiels, toutes tailles confondues, pourraient recevoir des centrales ETM à terre ; un tiers seulement, tous continentaux, ne pouvant recevoir que des installations ETM flottantes.

Sur les quatre-vingt dix-huit (98) pays et territoires, environ soixante dix (70) sont des pays en voie de développement.

Les pays ou territoires directement contrôlés par les pays européens se répartissent comme suit :

Grande Bretagne : (10) Belize, Grand Cayman, Antigua, St-Kitts, Barbuda, Montserrat, Ascension, Aldabra, Diégo Garcia, Hong Kong.

France : (7) Martinique, Guadeloupe, Guyane, Polynésie française, Nouvelle Calédonie, Wallis et Futuna, Réunion (non citée car $DT > 18^{\circ}\text{C}$).

Hollande : (2) Curacao, Aruba.

Les pays et territoires qui ressortent de la convention de LOME II. Trente huit (38) pays ressortent de la convention ACP :

Afrique : Bénin, Congo, Gabon, Ghana, Guinée, Guinée Bissau, Côte-d'Ivoire, Kenya, Libéria, Madagascar, Nigéria, Sao Tomé et Príncipe, Senegal, Sierra Leone, Somalie, Togo, Cameroun, Tanzanie, Zaïre ;

Amérique latine : Bahamas, barbade, Belize, Dominique, Grenade, Guyane, Jamaïque, Sainte Lucie, Saint Vincent et les Grenadines, Surinam, Trinidad et Tobago ;

Océans Pacifique et Indien : Comores, Fiji, Kiribati, Maurice, Papouasie, Nouvelle Guinée, Seychelles, Iles Salomon, Vanuatu.

CANDIDATE NATIONS AND TERRITORIES WITH OTEC RESOURCE*

GEOGRAPHICAL AREA	MAINLAND		ISLAND	
AMERICAS	MEXICO BRAZIL COLOMBIA COSTA RICA GUATEMALA HONDURAS PANAMA VENEZUELA	GUYANA SURINAM FRENCH GUIANA (Fr) NICARAGUA EL SALVADOR BELIZE (UK) UNITED STATES	CUBA HAITI DOMINICAN REP. JAMAICA VIRGIN IS. (US) GRENADA ST. VINCENT GRAND CAYMAN (UK) ANTIGUA (UK) PUERTO RICO (US) TRINIDAD AND TOBAGO BAHAMAS	GUADALOUPE (FR) MARTINIQUE (FR) BARBADOS DOMINICA ST. LUCIA ST. KITTS (UK) BARBUDA (UK) MONTSERRAT (UK) THE GRENADINES (UK) CURACAO (NETH) ARUBA (NETH)
AFRICA	NIGERIA GHANA IVORY COAST KENYA TANZANIA CONGO GUINEA SIERRA LEONE LIBERIA	GABON BENIN ZAIRE ANGOLA CAMEROON MOZAMBIQUE EQ. GUINEA TOGO SOMALIA	SAO TOME AND PRINCIPE ASCENSION (UK) COMOROS ALDABRA (UK) MADAGASCAR	
INDIAN/PACIFIC OCEAN	INDIA BURMA CHINA VIETNAM BANGLADESH MALAYSIA	AUSTRALIA JAPAN THAILAND HONG KONG (UK) BRUNEI (UK)	INDONESIA PHILIPPINES SRI LANKA PAPUA NEW GUINEA TAIWAN FIJI NAURU SEYCHELLES MALDIVES NEW HEBRIDES (UK/FR) SAMOA TONGA COOK IS. (NZ)	AMERICAN SAMOA (US) TRUST TERRITORIES (US) GUAM (US) KIRIBATI FRENCH POLYNESIA (FRANCE) NEW CALEDONIA (FRANCE) DEGO GARCIA (UK) TUVALU WAKE IS. (US) SOLOMON ISLANDS MAURITIUS OKINAWA (JAPAN) WALLIS & FUTUNA IS. (FR)
TOTALS:	44		54	

* MEAN ANNUAL $\Delta T \geq 20^{\circ}\text{C}$ @1000 m DEPTH WITHIN 200 nm EEZ



Science Applications, Incorporated

Fig. 5—SITES ETM POTENTIELS d'après "Science Applications Inc."

Region/Nation	Latitude	Longitude	Delta T (°C) between 0-1,000 m	Distance from resource to shore (KM)	
AFRICA					
Angola	6°S-18°S	11°E-14°E	18-22	65	
Benin	6°N	3°E-4°E	22-24	50	*
Congo	4°S-5°S	11°E-12°E	20-22	50	*
Gabon	2°N-4°S	9°E-11°E	20-22	50	*
Ghana	5°N-6°N	3°W-1°W	22-24	50	* +
Guinea	9°N-11°N	14°W-15°W	20-22	80	*
Guinea-Bissau	11°N-13°N	15°W-17°W	18-19	50	*
Ivory Coast	5°N	3°W-8°W	22-24	30	*
Kenya	2°S-5°S	34°E-41°E	20-21	25	* +
Liberia	5°N-17°N	8°W-12°W	22-24	65	*
Madagascar	10°S-25°S	45°E-50°E	18-21	65	*
Mozambique	10°S-25°S	35°E-40°E	18-21	25	
Nigeria	4°N-6°N	4°E-9°E	22-24	30	* +
Rio Muni	2°N-3°N	10°E	20-22	30	
Sao Tome and Principe	0°N-2°N	7°E-9°E	22	1-10	*
Senegal	13°N-17°N	16°W-17°W	18	50	*
Sierra Leone	7°N-9°N	12°W-14°W	20-22	100	* +
Somalia	10°N-2°S	41°E-50°E	18-20	25	*
Togo	6°N	2°E-3°E	22-24	50	*
United Republic of Cameroon	3°N-4°N	9°E-10°E	22-24	65	*
United Republic of Tanzania	5°S-10°S	35°E-40°E	20-22	25	*
Zaire	5°S-6°S	12°E	20-22	50	*

* ACP countries

* ACP pays

+ commonwealth countries

+ Pays du Commonwealth

Fig. 6 - PAYS EN VOIE DE DÉVELOPPEMENT CONCERNÉS PAR L'ETM

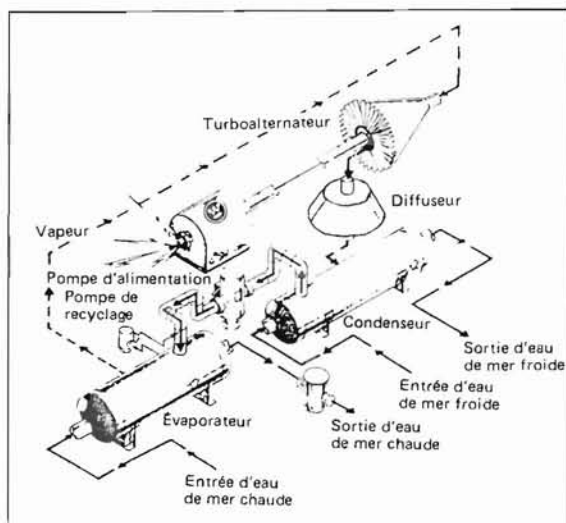
Region/Nation	Latitude	Longitude	Delta T (°C) between 0-1,000 m	Distance from resource to shore (KM)	
LATIN AMERICA					
Bahamas	25°N	77°W-79°W	20-22	15	* +
Barbados	13°N	58°W-60°W	22	1-10	* +
Belize	16°N-17°N	87°W-88°W	22	50	* +
Brazil	4°N-32°S	35°W-55°W	20-24	75	
Colombia	2°N-12°N	63°W-79°W	20-22	50	
Costa Rica	8°N-12°N	83°W-85°W	21-22	50	
Cuba	20°N-23°N	75°W-85°W	22-24	1	
Dominica	15°N-16°N	61°W-62°W	22	1-10	* +
Dominican Republic	18°N-20°N	68°W-72°W	21-24	1	
Ecuador	2°N-4°S	81°W-79°W	18-20	50	
El Salvador	13°N-14°N	87°W-90°W	22	65	
French Guiana	4°N-5°N	50°W-52°W	22-24	130	
Grenada	13°N	61°W-62°W	22	1-10	* +
Guatemala	14°N-17°N	88°W-94°W	22	65	
Guyana	5°N-8°N	58°W-60°W	22-24	130	* +
Haiti	18°N-20°N	72°W-75°W	21-24	1	
Honduras	14°N-16°N	83°W-88°W	22	65	
Jamaica	18°N-19°N	76°W-78°W	22	1-10	* +
Lesser Antilles	12°N-18°N	61°W-65°W	22-24	1	
Mexico	17°N-22°N	104°W-108°W	20-22	32	
Nicaragua	11°N-14°N	84°W-86°W	22	65	
Panama	8°N-9°N	76°W-83°W	21-22	50	
Saint Lucia	13°N-14°N	61°W-62°W	22	1-10	* +
Saint Vincent & the Grenadines	13°N-14°N	61°W-62°W	22	1-10	*
Suriname	4°N-5°N	52°W-58°W	22-24	130	* +

Region/Nation	Latitude	Longitude	Delta T (°C) between 0-1,000 m	Distance from resource to shore (KM)
Trinidad and Tobago	11°N	61°W	22-24	10 * +
Venezuela	8°N-12°N	60°W-73°W	22-24	50
United States Virgin Islands	18°N	65°W	21-24	1
<u>INDIAN & PACIFIC OCEANS</u>				
American Samoa	12°S	165°W	22-23	75
Australia	10°S-40°S	115°E-155°E	18-22	100
Burma	5°N-30°N	95°E-100°E	20-22	75
China	21°N-40°N	108°E-122°E	21-22	50
Comoros	1°N-3°N	43°E-45°E	20-25	1-10 *
Cook Islands	18°S-22°S	155°E-165°E	21-22	1-10 +
Fiji	15°S-20°S	175°E-180°E	22-23	1-10 * +
Guam	13°N	145°E	24	1
India	10°N-25°N	70°E-90°E	18-22	65 +
Indonesia	5°S-10°S	95°E-127°E	22-24	50
Kiribati (Gilbert)	5°S-5°N	172°E-178°E	23-24	1-10 * +
Maldives	2°N-8°N	72°E-74°E	22	1-10
Mauritius	20°S-21°S	57°E-58°E	20-21	1-10 * +
New Caledonia	20°S-22°S	165°E-168°E	20-21	1-10
Papua New Guinea	0°-11°S	131°E-151°E	22-24	30 * +
Pacific Islands (Trust Territory)	15°N-20°S	135°E-150°W	22-24	1
Philippines	18°N-5°N	120°E-127°E	22-24	1
Samoa	10°S-16°S	168°W-175°W	22-23	1-10 +
Seychelles	1°S-7°S	53°E-57°E	21-22	1 * +

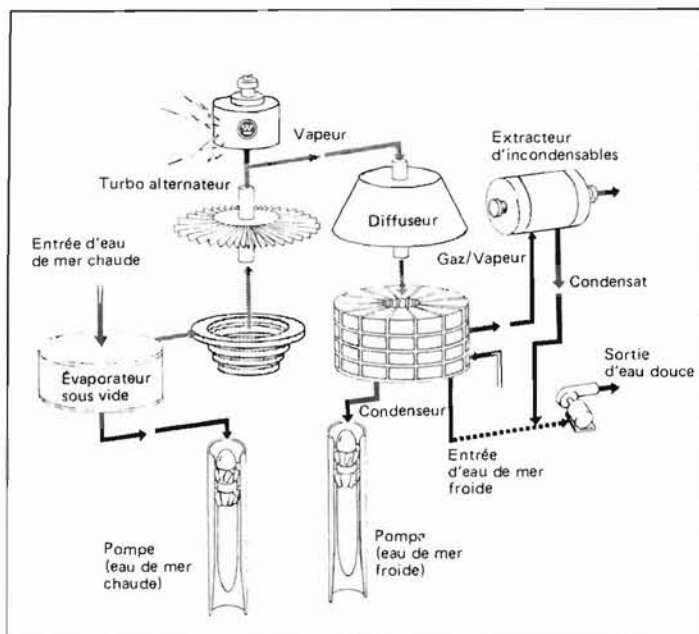
Region/Nation	Latitude	Longitude	Delta T (°C) between 0-1,000 m	Distance from resource to shore (KM)
Solomon Islands	4°S-12°S	155°E-165°E	23-24	1-10 * +
Sri Lanka	6°N-10°N	80°E-82°E	20-21	30 +
Thailand	5°N-10°N	96°E-100°E	20-22	75
Vanuatu	11°S-20°S	160°E-170°E	22-23	1-10 * +
Viet Nam	12°N-23°N	105°E-108°E	22-24	65

* ACP Countries + Commonwealth Countries

Fig. 6(suite)-PAYS EN VOIE DE DÉVELOPPEMENT CONCERNÉS PAR L'ETM



CYCLE FERMÉ (schéma)



CYCLE OUVERT (schéma) : système Westinghouse

CHAPITRE 2 PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT ET ORDRES DE GRANDEUR

1. Principes

La conversion de l'ETM en énergie utilisable au travers d'une machine thermique a pu être qualifiée de "plomberie sophistiquée". Le gisement ETM se trouve entre les tropiques, là où la différence de température entre l'eau de la couche de surface et l'eau "profonde" (500 à 1 000 m) dépasse 18°C. Conformément au second principe de la thermodynamique, il est possible de faire fonctionner une machine thermique, qui produira de la force motrice, entre la source chaude et la source froide au travers d'un cycle de Rankine. Il y a deux principaux types de machine thermique (fig. ci-contre) :

. la machine à cycle fermé (CF)

L'eau chaude est pompée dans un évaporateur où un fluide est évaporé. L'eau froide profonde est pompée au moyen d'une longue conduite et amenée dans un condenseur où elle va condenser la vapeur et donc créer une différence de pression entre l'évaporateur et le condenseur. Cette différence de pression engendre un débit de vapeur entre l'évaporateur et le condenseur qui passe au travers d'une turbine convertissant l'enthalpie de la vapeur en travail mécanique et entraînant un alternateur. Le condensat est réintroduit dans l'évaporateur pour un nouveau cycle (vaporisation - détente - condensation). Le fluide de travail doit avoir de bonnes propriétés thermodynamiques aux basses températures de l'ETM : on utilise en général l'ammoniac.

. La machine à cycle ouvert (CO)

c'est l'eau de mer qui constitue le fluide de travail : l'eau chaude est introduite dans un évaporateur où règne un vide qui provoque son évaporation. L'eau froide est amenée dans un condenseur pour condenser la vapeur. La faible différence de pression entre les échangeurs (20 mbar) engendre un débit de vapeur qui se détend dans une turbine. Ce cycle "à vapeur d'eau" produit de l'eau douce que l'on peut recueillir au condenseur.

Une centrale ETM produit de l'énergie en continu, 24 heures sur 24, puisque la différence de température ne subit pas de variation notable entre le jour et la nuit. Cette stabilité de production est unique dans l'ensemble des sources renouvelables d'énergie.

Les deux principaux problèmes techniques à résoudre sont relatifs à la conception de la machine thermique (CF ou CO) et à la conduite d'eau froide qui doit véhiculer d'importants débits d'eau. Par ailleurs, une centrale ETM peut être à terre si le site le permet (proximité du rivage de la source froide) ou bien flottante au large. Ces deux principaux types de centrale posent chacun des problèmes spécifiques, notamment pour la conduite d'eau froide.

2. Ordres de grandeur

Un calcul simple permet d'évaluer la taille des composants d'une centrale ETM : échangeurs et conduites d'eaux froide et chaude. Nous prendrons le cas d'une centrale à cycle fermé d'une puissance nette de 10 MWe, ce qui correspond à une puissance brute de 14 MWe environ. En supposant que la moitié de la différence de température (prenons 22°C) se retrouve aux bornes de la turbine soit 11°C, on calcule le rendement global :

$$R = R_{\text{carnot}} \times R_{\text{cycle}} \times R_{\text{Turbalt}}$$

$$= \frac{11}{299} \times 0,95 \times 0,76 = 0,027$$

on en déduit la puissance thermique de l'évaporateur

$$W_{\text{th}} = \frac{\text{Puissance brute}}{R} = \frac{14}{0,027} = 520 \text{ MW}$$

et la surface d'échange thermique

$$S = \frac{W_{\text{th}}}{h \times D'T} = \frac{520 \times 10^6}{2\,000 \times 3,3} = 80\,000 \text{ m}^2 = 8 \text{ hectares}$$

avec un coefficient global d'échange $h = 2\,000 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$ et une différence logarithmique moyenne de température $D'T = 3,3^\circ\text{C}$.

Pour un échangeur à tubes, concept classiquement retenu, cette surface de 80 000 m² correspond en gros à 60 000 tubes de 13 m de long et 2,5 cm de diamètre soit environ 200 T de titane à l'évaporateur. En gros, les dimensions du condenseur seront les mêmes soit une masse totale de tubes pour la centrale atteignant 400 T de titane. Les débits d'eau chaude ou froide, se déduisent aisément :

$$Q = \frac{W_{\text{th}}}{4,18 \times D'T} = \frac{(520 - 13) \times 10^3}{4,18 \times 3} = 40 \text{ m}^3/\text{s}$$

ce qui correspond à un diamètre de conduite d'environ 5 m.

Pour le pompage de l'eau froide, il faudra vaincre les pertes de charge suivantes :

. perte due à la différence de densité entre l'eau froide à l'intérieur du tuyau et l'eau extérieure : $DH_d = 1 \text{ m}$

. perte en ligne : $DH_l = 1 \text{ m}$ (frottement et singularités)

. perte correspondant à l'élévation de la centrale, $DH_{el} = 1 \text{ m}$

. perte dans les tubes du condenseur $DH_{ech} = 2 \text{ m}$.

La perte de charge totale DH est donc de 5 m pour le circuit froid et d'environ 3 m pour le circuit chaud. On en déduit la puissance des pompes.

$$P = a \cdot g \cdot Q \cdot DH$$

$$P_{\text{eau froide}} = 10^3 \cdot 10 \cdot 40 \cdot 5 = 2\,000 \text{ KW} = \underline{2 \text{ MW}}$$

$$P_{\text{eau chaude}} = 10^3 \cdot 10 \cdot 40 \cdot 3 = 1\,200 \text{ KW} = \underline{1,2 \text{ MW}}$$

En ajoutant les diverses consommations auxiliaires (0,8 MW) comme celle de la pompe d'ammoniac, on en déduit la puissance nette de la centrale :

$$\begin{aligned}
 P_{\text{nette}} &= P_{\text{brute}} - \text{Puissance des auxiliaires} \\
 &= 14 - 2 - 1,2 - 0,8 \\
 &= \underline{10 \text{ MW}}
 \end{aligned}$$

Soit une production annuelle de $87,6 \times 10^6$ KWh avec un facteur de charge de 0,9.

Ces résultats sont rassemblés dans le tableau suivant.

Puissance brute	14 MW
pompage eau froide	2 MW
pompage eau chaude	1,2 MW
divers	0,8 MW
Puissance nette :	10 MW
Production annuelle	87 Millions KWh
Evaporateur	
. surface	8 000 m ²
. nombre tubes	60 000 tubes
. masse titane	200 tonnes
Condenseur (grossièrement)	idem
Conduite eau froide	
. débit eau	40 m ³ /s
. diamètre	5 m
. longueur	800 m (centrale flottante) 3 000 m (centrale à terre)

CENTRALE DE 10 MWe NETS (ordres de grandeurs)
(extrait étude CNEXO, France, 1980)

Ces calculs n'ont pour seul objet que de déterminer des ordres de grandeur. Il est évident qu'en pratique, l'optimisation d'un système complet pourra conduire à des chiffres assez différents entre par exemple le condenseur et l'évaporateur. L'eau froide coûtant "plus cher" on cherchera à diminuer le diamètre de la conduite, sans pour autant que la vitesse de remontée (2m/s) de l'eau ne conduise à des pertes de charge trop importantes.

CHAPITRE 3 LE CYCLE FERME

Le sous-système énergétique représente le "moteur thermique" de la centrale, c'est à dire un ensemble de production d'énergie se composant des échangeurs, alimentés en eaux chaude et froide, de la turbine couplée à un alternateur, et des auxiliaires qui permettent à cet ensemble de fonctionner : pompe de recirculation du fluide en cycle fermé, ou bien dispositif de dégazage en cycle ouvert.

On distingue principalement le cycle fermé qui utilise un fluide de travail dans la turbine et le cycle ouvert qui fait travailler l'eau de mer donc une turbine à vapeur . D'autres cycles plus "exotiques" peuvent être aussi utilisés.

La machine thermique à cycle fermé est la plus couramment étudiée. Nous distinguerons quatre aspects dans cet important chapitre :

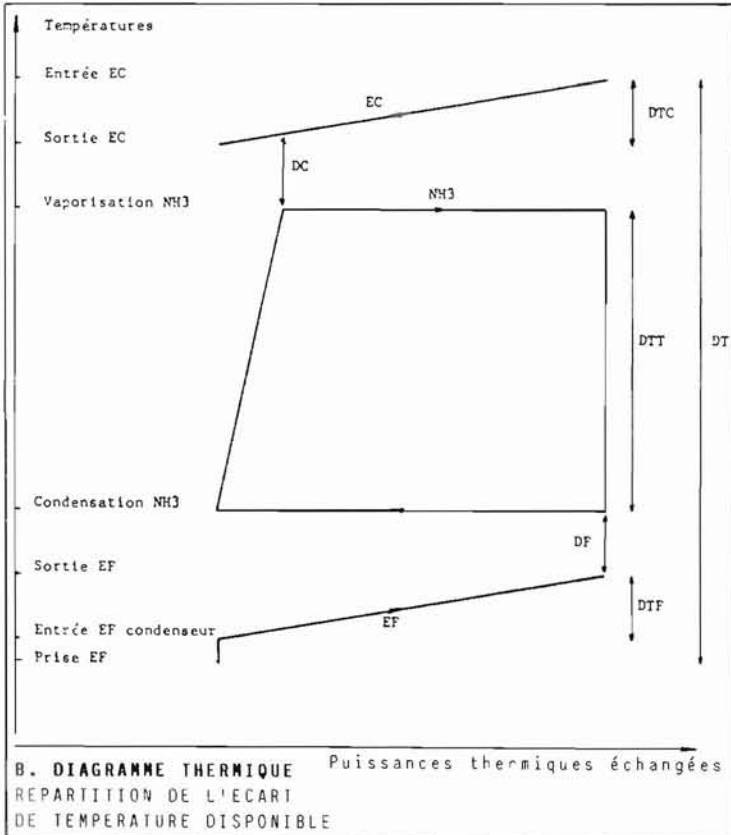
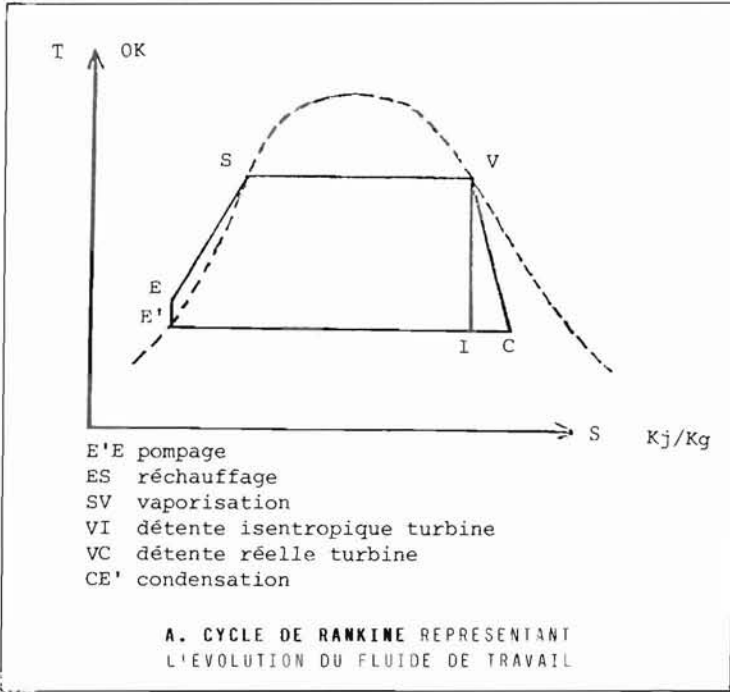
1 - Considérations thermodynamiques :

Le principe de fonctionnement d'une machine thermique fonctionnant selon un cycle de Rankine est assez simple. Un fluide thermodynamique reçoit la chaleur de l'eau chaude de surface dans un évaporateur, appelé aussi générateur de vapeur (G.V.), où il se vaporise. Puis, la vapeur produite se détend dans une turbine, et se condense enfin à la pression basse dans un condenseur où la chaleur de condensation est transférée à la source froide. Le fluide de travail ainsi condensé est réintroduit dans l'évaporateur pour parcourir un nouveau cycle. Un exemple-type des caractéristiques thermodynamiques d'une boucle à cycle fermé à l'ammoniac, est donné en fig. 7 où l'on voit :

. Le cycle de Rankine représentant l'évolution du fluide de travail, en diagramme T-S, avec les cinq phases classiques : pompage - réchauffage - vaporisation - détente turbine (isentropique et réelle) - condensation.

. Un diagramme thermique, plus parlant, qui explicite la répartition de l'écart de température disponible dans la centrale en fonction de la puissance échangée. Cet écart DT (18 à 24°C) va se répartir comme suit :

- . abaissement de température de l'eau chaude dans le G.V. (DTC)
- . pincement entre sortie eau chaude et température chaude du fluide (DC)
- . chute de température du fluide travaillant dans la turbine (DTT)
- . pincement entre les températures de fluide froid et sortie eau froide du condenseur (DF)
- . élévation de température de l'eau froide dans le condenseur (DTF)
- . échauffement de l'eau froide jusqu'à l'entrée au condenseur.


Fig. 7 CYCLE FERMÉ
A. Diagramme Cycle de Rankine B. Diagramme thermique

De ces différents écarts, seul DTT, aux bornes de la turbine, est générateur de puissance brute. L'optimisation d'une telle machine thermique va donc consister à obtenir un DTT maximum, sans pour autant trop augmenter les pertes de charge dans les tuyauteries d'eau, car on augmenterait la puissance des auxiliaires. Cet équilibre est, en fait, la résultante de nombreuses considérations technico-économiques relatives aux composants et au système.

. Un schéma renseigné (pressions, températures) des principaux composants d'une boucle à ammoniac, fixe les ordres de grandeurs pour une température de source chaude de 26,5°C et de source froide de 5°C et des puissances nettes de 10-15 Mwe ou 2,5 - 3,9 MWe (fig. 8). Ces résultats sont extraits d'une étude de faisabilité française (Creusot-Loire-CNEXO, 1980).

En cycle fermé, le problème principal consiste à obtenir le meilleur rapport performance-coût des échangeurs qui sont de grande taille, vu le faible DT. Les échangeurs de chaleur doivent véhiculer 10 fois plus de chaleur que dans une centrale de même taille à combustible fossile, en raison du très faible rendement de cycle. Le coût des échangeurs peut représenter 20 à 40 % du coût total d'une usine ETM.

2 - Choix du fluide de travail

Le choix du fluide de travail est aussi très critique, car il conditionne directement le dimensionnement des échangeurs et de la turbine. Les critères varient avec chaque groupe de recherche. Le fluide, en raison du faible DT doit avoir une pression de vaporisation et de condensation acceptable résultant d'un compromis entre :

- . une pression suffisamment élevée pour que les débits volumes en circulation restent limités.
- . une pression modérée de façon à ne pas pénaliser le dimensionnement mécanique des appareils.

Ainsi, le choix du fluide de travail résultera de considérations relatives aux propriétés thermodynamiques et thermiques affectant la turbine et les échangeurs, et de considérations relatives à la facilité d'emploi et à la sécurité (toxicité, inflammabilité). Tout cela se traduira bien évidemment dans le prix de revient des boucles à cycle fermé. Les fluides les plus couramment envisagés sont :

- . les fluides réfrigérants utilisés dans l'industrie du froid, à masse moléculaire élevée comme les fréons (R12 et R114).
- . Les hydrocarbures à masse moléculaire moyenne (propane, butane)
- . L'ammoniac à faible masse moléculaire.

Pour le dimensionnement de la turbine, on cherche à minimiser le débit volume \dot{Q}_v du fluide, pour réduire la section des aubages et celle des tuyères d'admission. Celui-ci est inversement proportionnel au produit $M \cdot P \cdot r$, avec M = masse moléculaire du fluide, P = pression de vapeur, r : chaleur de vaporisation. Le tableau 9 montre que l'ammoniac sort gagnant, suivi par le propane et le R 12.

Pour le dimensionnement des échangeurs, on recherchera à diminuer leur surface d'échange, qui s'exprime par la formule :

$$A = \frac{q}{U_o \times DTm} \quad (1)$$

q : flux de chaleur
 A : surface de l'échangeur
 U_o : coefficient global d'échange
 R_o : résistance thermique = $\frac{1}{U_o}$

Cela revient à diminuer la résistance thermique R_o (inverse de U_o) qui comporte un terme exprimant le transfert thermique entre la paroi et le fluide ; on montre (Nüsselt, échanges par film liquide) que celle-ci vaut $(\frac{Nu}{\lambda})$ 1/4. En définitive le paramètre $\phi = (\frac{Nu}{\lambda})$ 1/4 devra être le plus grand possible. Le tableau 9 montre la très grande supériorité de l'ammoniac sur les autres fluides, du point de vue du dimensionnement des appareils, en particulier des échangeurs.

Quant à la toxicité, l'ammoniac est moins bon que le fréon qui a aussi l'avantage d'être ininflammable. Cependant, l'ammoniac est un produit bien connu et largement maîtrisé dans l'industrie. Il a l'inconvénient d'être incompatible avec les cupro-nickel, à la différence des autres fluides.

Pour les coûts d'investissement, une étude américaine (21) montre (tableau 10) que l'ammoniac est le plus avantageux du point de vue du coût du sous-système énergétique (1 400 \$/KW), qu'il est suivi par le méthylamine (CH₃NH₂) et l'éthylamine (C₂H₅NH₂) et, loin derrière, on trouve le propane (C₃H₈) et le butane (C₄H₁₀) (2 300 \$/KW) et, encore plus loin, les fréons R22 (3 200 \$/KW) et R114 (4 000 \$/KW).

En définitive, nous voyons que l'ammoniac, bien connu dans l'industrie, est objectivement le meilleur fluide de travail. Il est d'ailleurs choisi par la plupart des équipes de recherche (Etats-Unis et France en particulier). une exception de taille cependant, le Japon, qui, pour des questions de réglementation, retient le fréon (R22), du moins pour des installations à terre (cas de la centrale prototype de Nauru). Dans les centrales en mer, l'alternative à l'ammoniac est généralement choisie dans les études.

3 - Différents types d'échangeurs

En cycle fermé, nous avons vu que les échangeurs étaient le composant critique en raison :

- . de leur taille inhabituelle puisqu'ils doivent véhiculer des débits d'eau très importants (3 à 6 m³/s par MW), vu le faible rendement global de l'ETM avec des DT compris entre 18 et 24°C ;
- . de leur sensibilité à la corrosion et aux salissures marines,
- . de leur coût relatif important : 20 à 40 % du coût total d'une centrale.

Choix du fluide

Fluide	M (g)	P (bar)	r (KJ/kg)	$\lambda \times 10^2$ (W/m°C)	ρ (kg/m ³)	$M \times 10^5$ (P ¹)	Mpr	ϕ
R 12 CCl ₂ F ₃	121	5,0	135	7	1 280	25	81675	235
R 14 C ₂ Cl ₂ F ₄	171	1,5	125	6	1 430	36	32073	198
Propane C ₃ H ₈	74	7,5	350	10	485	10	15500	301
N-Butane C ₄ H ₁₀	58	1,9	360	10	560	16	39672	290
Ammoniac NH ₃	17	7,4	1150	50	600	15	44670	1363

Nota : Mrp maxi → Turbine mini ϕ maxi → échangeurs encombrement mini

Fluide	Toxicité groupe	Unités d'inflammabilité % volume dans l air
R 114	6	non inflammable
Propane	5 b	2,3 à 7,3
N-Butane	5 a	1,6 à 6,5
Ammoniac	2	16 à 25

Fig. 9 - COMPARAISON DE FLUIDES DE TRAVAIL POUR LE CYCLE FERMÉ

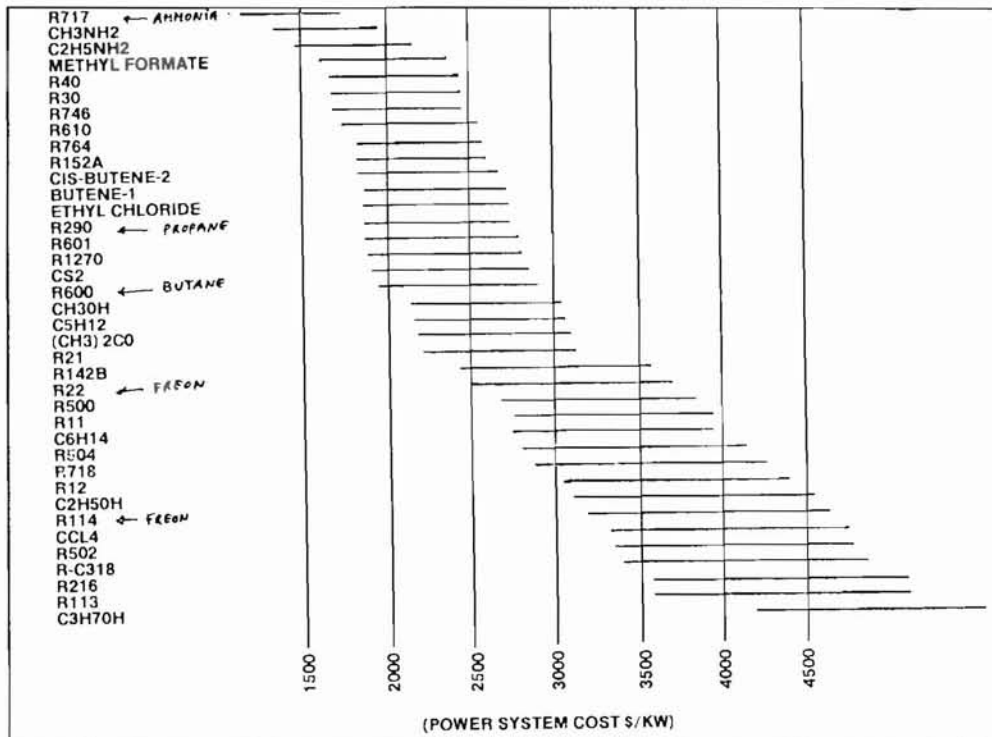


Fig. 10 COUT DES SOUS-SYSTEMES ENERGETIQUES EN FONCTION DES FLUIDES DE TRAVAIL POUR DES ECHANGEURS A TUBES ET CALANDRE

L'équation de base des échangeurs exprime le transfert de chaleur q en fonction du coefficient d'échange thermique U_o , de la surface A et de la différence logarithmique moyenne de température DT_m :

$$q = U_o \cdot A \cdot DT_m$$

Pour un échangeur typique DT_m vaut 3 ou 4°C.

Le coût de l'échangeur étant directement proportionnel à sa taille, on cherchera à minimiser sa surface en augmentant le U_o pour obtenir un transfert thermique q donné. Un effort considérable a été fait, principalement par les Américains (100 millions \$) et les Japonais, pour améliorer les performances thermiques des échangeurs, on a essayé de ne pas en augmenter leur coût en simplifiant la fabrication.

Différents moyens existent pour améliorer les surfaces d'échange des tubes ou des plaques :

- . par dépôt d'une couche de métal poreux qui augmente l'ébullition nucléée. On citera le revêtement de la Linde Division de l'Union Carbide Corporation aux Etats-Unis ou celui de Creusot-Loire en France. On appliquera un tel revêtement en général du côté du fluide de travail seulement. Certaines expériences en mer montrent en effet que de telles surfaces rugueuses auraient tendance à se colmater au contact avec l'eau de mer, donc à dégrader la performance thermique attendue.

- . Les chercheurs du MITI (ETL) - Ministry of International Trade and Industry - ont mis au point une surface améliorée (côté fluide) d'un type un peu différent : il s'agit d'une surface en acier inoxydable fritté qui se présente sous forme de fibres métalliques revêtant des tubes en acier ou en aluminium. La performance thermique d'un tel revêtement est considérablement améliorée par rapport au tube lisse (fig. 11 a-b).

- . par corrugation des surfaces, l'ensemble des excroissances rapportées sur les tubes ou les plaques ayant pour but d'augmenter la surface d'échange ; ces corrugations peuvent être des "ailettes" longitudinales ou des cannelures en forme de spirale entourant les tubes ou bien des chevrons sur des plaques.

Il faut signaler que ces différents procédés d'amélioration des surfaces n'ont pas encore été testés à l'échelle industrielle mais à un niveau 1 MW thermique en laboratoire.

Le dessin de base de l'échangeur influence aussi le transfert thermique. La figure 12 montre quatre conceptions types d'échangeur (22) :

1. - L'échangeur à tubes horizontaux et calandre (shell and tubes) est d'une conception classique, il se compose d'un grand nombre de tubes horizontaux disposés dans une calandre cylindrique fermée aux extrémités. Ces tubes sont parcourus par l'eau de mer. Dans le cas de l'évaporateur, le fluide de travail, l'ammoniac en général, ruisselle sur les tubes au contact desquels il s'évapore. Le fluide est distribué à la partie supérieure par des rampes d'alimentation en une pluie fine. La fraction non vaporisée de l'ammoniac est recyclée dans les rampes d'alimentation ; on recherche dans ce type d'échangeurs à minimiser le taux de recirculation et à "mouiller" les tubes par un film d'ammoniac le plus fin et le plus uniforme possible (fig. 13). Les performances de ces échangeurs sont moyennes ($U_o = 2\ 000\ \text{W/m}^2\text{K}$ avec des tubes lisses ; plus de 4 000 avec des tubes à surface améliorée),

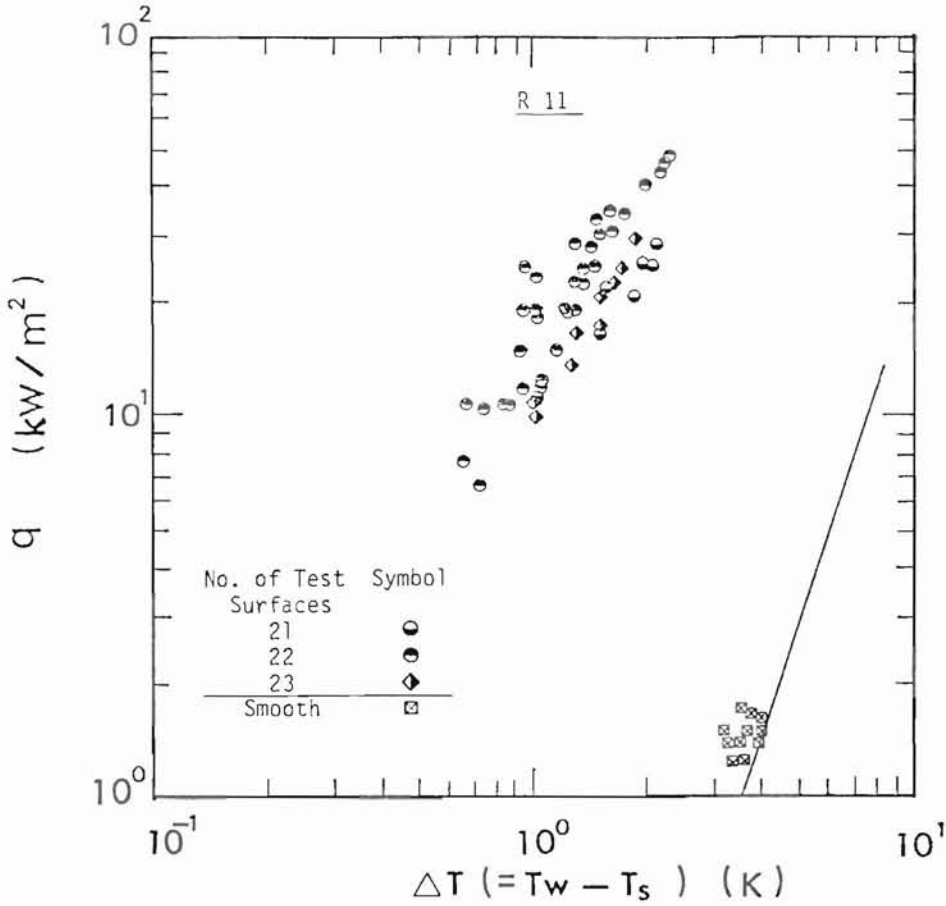


Fig. 11a PERFORMANCE THERMIQUE A L'EVAPORATION D'UNE SURFACE DE METAL

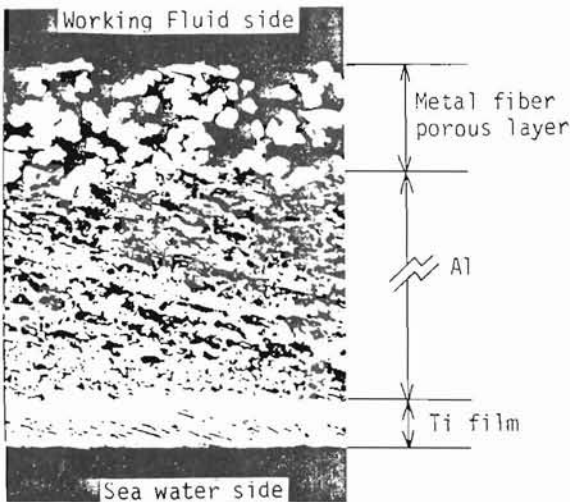


Fig. 11b - SURFACE AMELIORÉE DE TUBE D'ECHANGEUR (ETL, Japon)
"Océans 82"

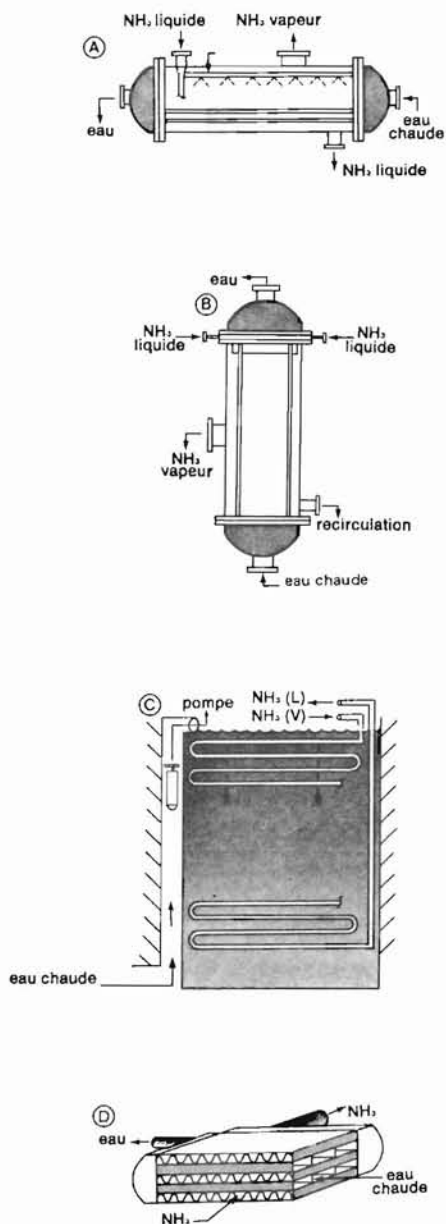


Fig. 12 QUATRE PRINCIPAUX TYPES D'ECHANGEURS

- A. Tubes horizontaux
- B. Film tombant vertical
- C. à plaques
- D. Type "trombone"

mais ils ont l'avantage de ne poser aucun problème de fabrication. Ce concept a d'ailleurs été retenu par les Japonais pour l'expérimentation de la centrale de 100 KW à Nauru : le fluide de travail, pour les raisons exposées plus haut, était le fréon et les performances mesurées ont dépassé les espérances du constructeur, $4\ 000\ \text{W/m}^2\text{°K}$ au lieu de $3\ 000$, (fig. 14, 24, 26, 27, 28, 29, 30).

2. - L'échangeur à film tombant vertical (fig. 15) utilise des tubes cannelés (fluted tubes). L'amélioration du transfert thermique ne provient pas de l'augmentation de la surface d'échange (corrugations) mais principalement d'un phénomène physique. Dans l'évaporateur l'ammoniac s'écoule dans les cannelures le long du tube vertical ; cet écoulement résulte de la combinaison de la gravité, de la tension superficielle et de la viscosité du fluide. Il en résulte l'apparition de micro-vagues et d'un film mince d'ammoniac qui renforce considérablement l'évaporation. Le film tombant vertical présente aussi l'avantage d'une diminution de la perte de charge par rapport au dessin précédent du type à "courants croisés", ce qui augmente le rendement global. Enfin, cette technique ne nécessite pas l'utilisation additionnelle d'un séparateur de phase, séparateur de gouttelettes sur la sortie vapeur avant la turbine. Les performances thermiques de ce type d'échangeur sont bonnes : $U_o = 4\ 700\ \text{W/m}^2\text{°K}$. Cependant, ce U_o fluctue quelque peu d'une expérience à l'autre : cette non-reproductibilité totale des résultats, qui tient à la physique assez compliquée du phénomène d'échange, est pénalisante au niveau opérationnel. La firme TRW a développé un tel type d'échangeur à partir de l'idée de CMU (Carnegie Mellon University). La firme japonaise Toshiba a construit et testé un condenseur à tubes verticaux dans le cadre de la centrale pilote de Nauru (100 KW) qui a tourné sans problèmes majeurs pendant neuf mois, cet échangeur qui fonctionnait au fréon a donné des résultats un peu supérieur à ceux attendus ($3\ 000\ \text{Kw/m}^2\text{°K}$ au lieu de $2\ 600$).

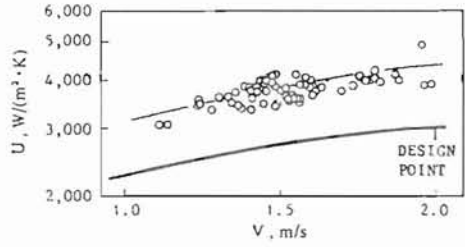
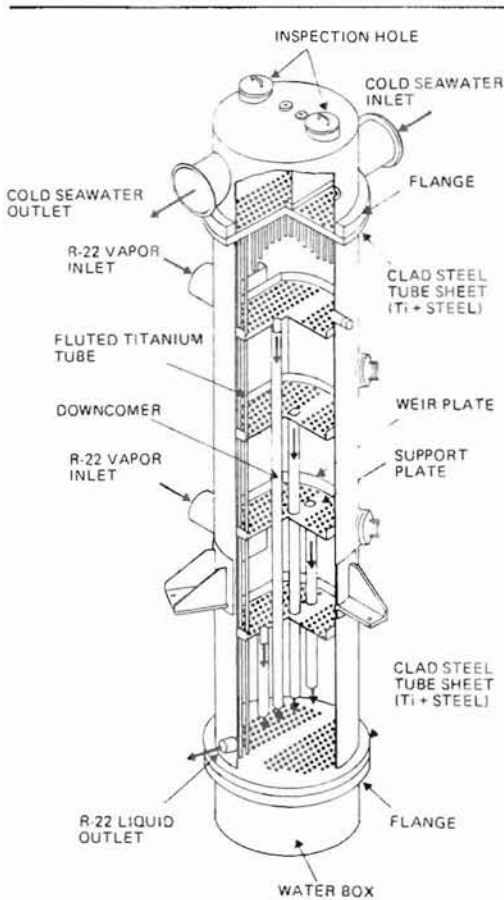
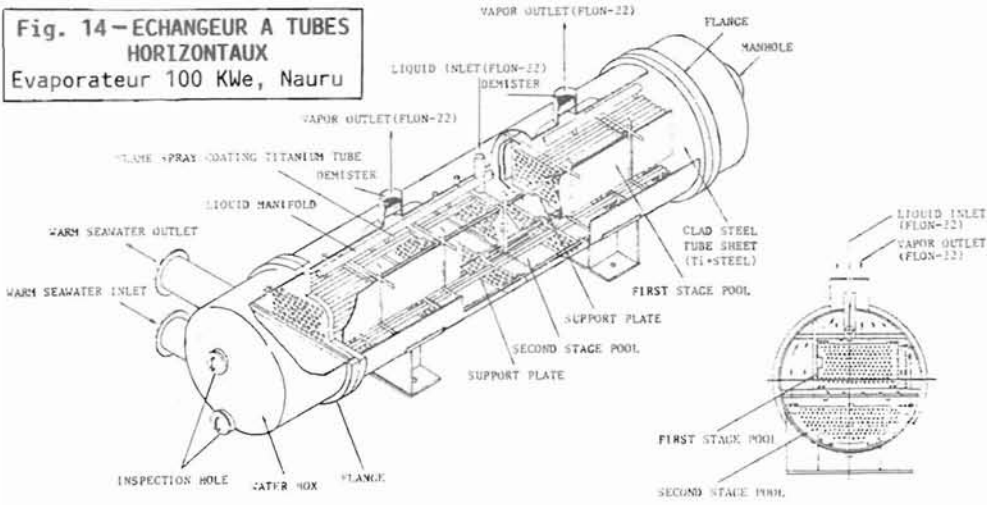
Le laboratoire d'électrotechnique du MITI (ETL) au Japon a développé un condenseur à tubes verticaux d'un type un peu différent : les tubes sont bi-métalliques (Al, Ti en fine épaisseur côté eau de mer), avec canaux en forme de spirale et gouttière collectrice. Cette amélioration augmente de trois à sept fois les performances du tube (fig. 16) par rapport à un tube lisse (31, 32, 33).

3. - Les échangeurs à plaques présentent l'avantage d'une plus grande compacité. Le mode d'échange thermique est en général du type à courants croisés : une "couche" de fluide s'écoulant perpendiculairement à une couche d'eau séparée par une plaque, l'espace est totalement occupé par le fluide, l'eau et les plaques, à la différence des échangeurs à tubes et calandre où il y a beaucoup d'espace libre. Les plaques d'échange peuvent être de différentes sortes : lisses, à chevrons, en forme de panneau intégrant plusieurs demi-tubes... Les performances obtenues en laboratoire (Argonne National Laboratory : ANL) sont généralement bonnes, voire excellentes (de $3\ 400$ à $6\ 800\ \text{W/m}^2\text{°K}$). On citera les exemples suivants d'échangeurs à plaques :

a) Echangeurs à plaques "à chevrons" du type Alpha Laval (fig. 17). Ils ont été expérimentés à la mer avec succès pendant 3 mois au large d'Hawaï, en 1979. Ils se composent de plaques en titane et la circulation de l'eau de mer et de l'ammoniac est du type "à contre-courant". La performance obtenue est correcte avec $U_o = 3\ 700\ \text{W/m}^2\text{°K}$. A noter cependant que la faible durée d'expérimentation à la mer n'a pas permis de conclure quant à l'efficacité du système de nettoyage (réf. 34, 35).

b) Echangeur compact "SSP" : La firme Sea Solar Power, Inc. (SSP) a étudié un échangeur à fréon R 22 particulièrement compact (fig. 18). Cette société annonce des performances plus qu'excellentes :

Fig. 14 - ECHANGEUR A TUBES HORIZONTAUX
Evaporateur 100 Kwe, Nauru



COEFFICIENT GLOBAL DE TRANSFERT THERMIQUE
EVAPORATEUR 100 Kwe, NAURU

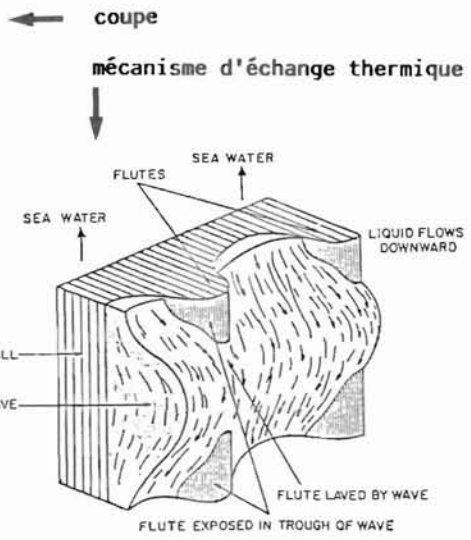
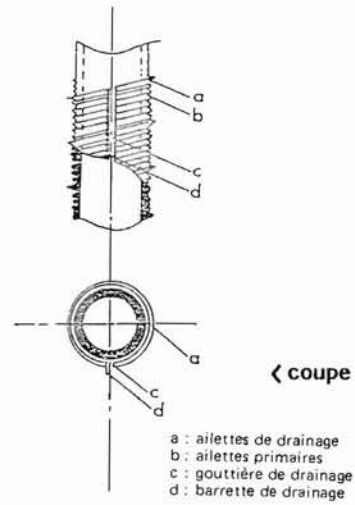


Fig. 15 - ECHANGEUR A TUBES VERTICAUX
Condensateur 100 Kwe, Nauru



∨ performances

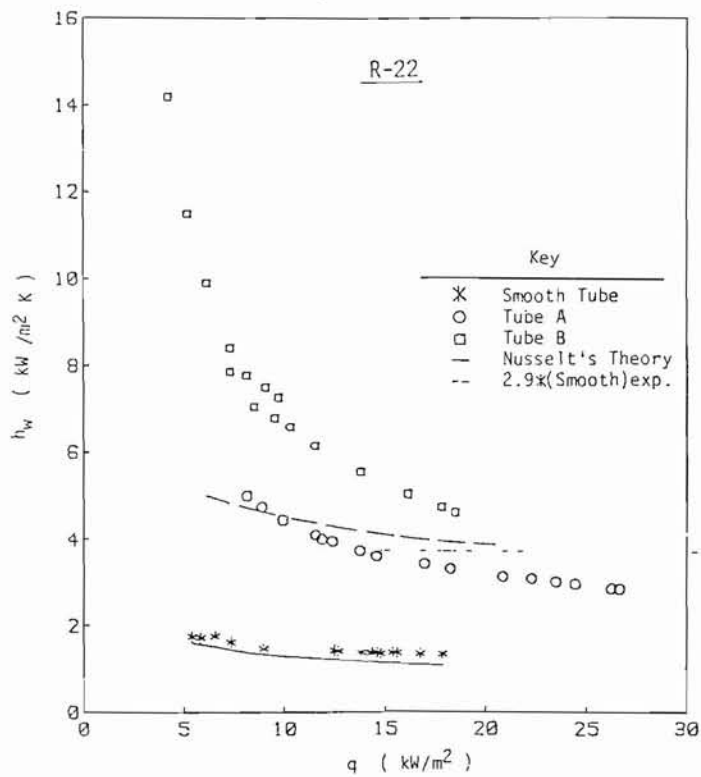


Fig. 16—TUBE VERTICAL A GOUTTIERE POUR CONDENSEUR (ETL, Japon)

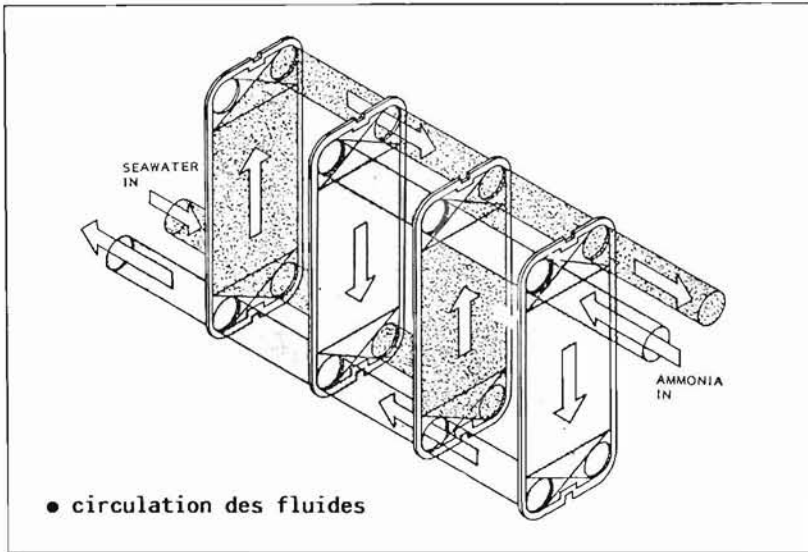
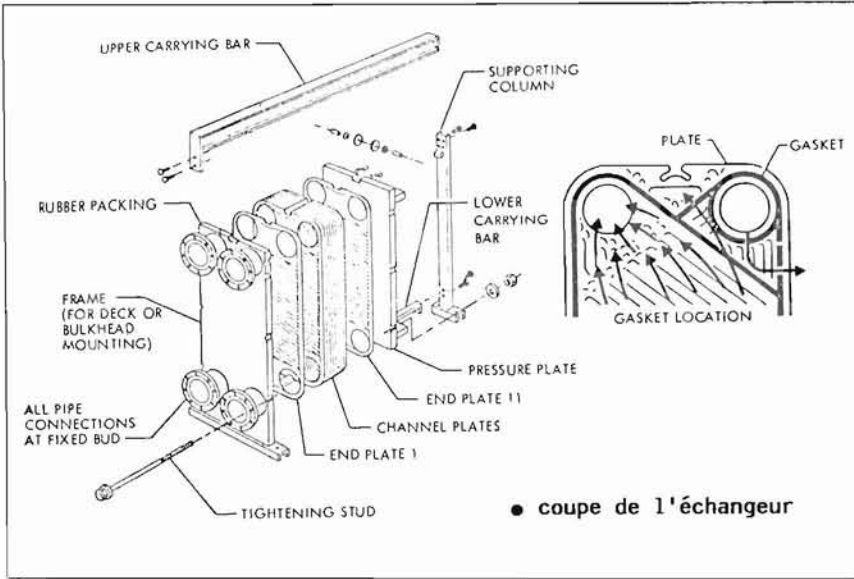


Fig. 17—ECHANGEUR A PLAQUES ALPHA LAVAL
expérimenté avec succès sur MINI OTEC

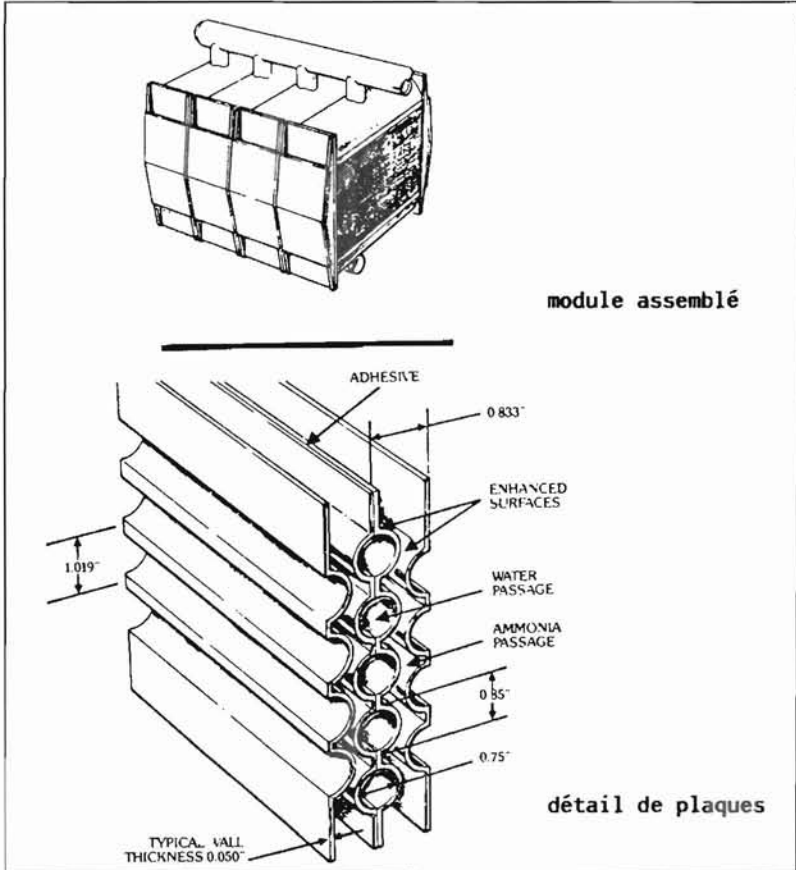


Fig. 18—ECHANGEUR COMPACT (modèle SSP)

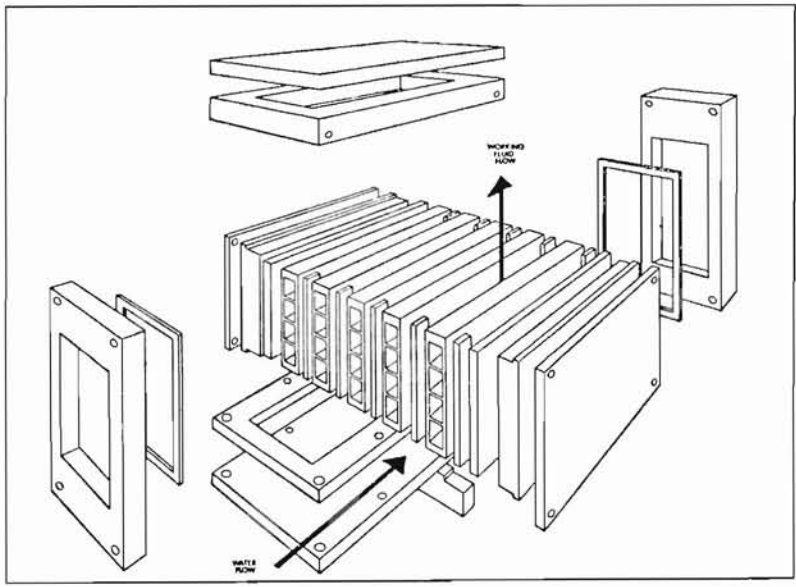


Fig. 19—ECHANGEUR A PLAQUES (technologie avancée de TRANTER)

$U_o = 10$ à $13\ 000\ \text{W/m}^2\text{°K}$, soit deux fois plus que le meilleur échangeur testé à l'ANL ! De plus cet échangeur, développé sur des fonds propres serait particulièrement économique au dire de SSP (36). Ces performances sont mises en doute faute d'avoir été vérifiées dans le laboratoire officiel de l'ANL.

c) Echangeur "à panneaux" : les firmes TRANTER (avec TRW) et TRANE (avec Westinghouse) proposent des échangeurs à plaques particulièrement performants. Le modèle développé par TRANTER, illustré en figure 19 est particulièrement séduisant au niveau fabrication. Il se compose de panneaux reproduisant des demi-tubes et accolés deux à deux : on obtient ainsi des tubes reliés les uns aux autres par des plaques. L'ammoniac circule entre deux plaques à surface améliorée et l'eau dans les tubes : le nettoyage en sera facilité. La performance thermique est très bonne : $U_o = 6\ 800\ \text{W/m}^2\text{°K}$ (25, 37).

d) Echangeur du type trombone : ce concept a été développé par l'Applied Physics Laboratory de la John Hopkins University (APL/JHU). L'objectif est de faire un échangeur "rustique" à faible coût. A la différence des autres échangeurs à tubes, l'ammoniac circule en diphasique à l'intérieur des tubes et l'eau circule à l'extérieur des tubes par gravité et sort par le fond de la barge. Dans chaque plan vertical, ou "élément" d'échangeur, on a donc un tube qui est replié plusieurs fois (trombone) et qui baigne, avec d'autres éléments consécutifs, dans une piscine d'eau chaude (évaporateur) ou froide (condenseur) ; cette "piscine" résulte d'un compartimentage de la barge en béton. Les espaces horizontaux entre les éléments permettent l'introduction d'un système de nettoyage mécanique ou ultrasonique entre les tubes d'aluminium. La performance thermique est modeste : $2\ 300\ \text{W/m}^2\text{°K}$ (38, 39).

4 - Résultats expérimentaux relatifs aux échangeurs

Le laboratoire National d'Argonne aux Etats-Unis (ANL), a été chargé par le Department of Energy américain de tester tous les échangeurs développés dans le programme "cycle fermé" qui a coûté environ 100 millions \$, entre 1975 et 1983. Une importante boucle d'essai à l'ammoniac (et eau douce) a été spécialement construite à l'ANL qui permet de tester des échangeurs à un niveau significatif de puissance : environ 1 Mw thermique. Les performances obtenues (fig. 20, a, b, c, d) sont comprises entre $2\ 300\ \text{W/m}^2\text{°K}$ (échangeur trombone de l'APL/JHU) et $6\ 800\ \text{W/m}^2\text{°K}$ (TRANE et TRANTER, échangeurs à plaques) - l'ANL a tiré de ces quelques trois ans d'expérimentation les conclusions suivantes (24, 25) :

. Les prévisions basées sur des essais à petite échelle ont pu être généralement validées dans les tests à l'échelle 1 MWt. Les prévisions étaient en général conservatives.

. Les résultats paramétriques obtenus à l'ANL peuvent être utilisés pour développer des modèles adaptés à des échangeurs plus importants.

. La surface améliorée par dépôt métallique poreux (Linde de Union Carbide par exemple) augmente le transfert thermique en diphasique avec l'ammoniac. Cependant, cette amélioration peut être perdue par contamination de l'état de surface parfois de manière irréversible.

. Une fuite d'ammoniac dans l'eau supérieure à 0,1 % provoque une diminution importante des performances de l'échangeur.

. Les évaporateurs à film tombant ont tendance à avoir des problèmes pour l'alimentation supérieure en ammoniac qui doit être très soigneusement calculée et réalisée (cas des n° 3, 21, 22).

. Les performances des évaporateurs à plaques initialement prévues pour un fonctionnement liquide/liquide peuvent être considérablement augmentées en utilisant une surface à revêtement amélioré du côté ammoniac pour favoriser le transfert thermique en diphasique à l'ébullition (9 et 10).

. Les échangeurs à plaques ondulées brassées (brazed aluminium plate - fin exchangers) en aluminium permettent d'obtenir de grandes performances à coût réduit (cas de TRANE, n° 11).

Tous les résultats précédents ont été obtenus en eau douce. En eau de mer s'ajoute le problème des salissures marines qui ont tendance à dégrader les performances des échangeurs et contre lequel il faut lutter avec des dispositifs de nettoyage adaptés.

5 - Turbine à ammoniac

L'ensemble des auteurs s'accorde à reconnaître que la turbine à ammoniac en CF ne pose aucun problème particulier car les dimensions sont modestes et la technologie est couramment utilisée pour les compresseurs d'ammoniac qui doivent fonctionner dans des conditions beaucoup plus difficiles. Les turbines étudiées sont à écoulement axial avec admission totale de l'ammoniac et by-passing. Le rotor pourra être en acier forgé supporté par deux paliers, dont l'étanchéité est assurée par une garniture à huile identique à celles couramment utilisées pour les compresseurs d'ammoniac. Les caractéristiques de modules-types sont données dans le tableau 21 : un module de 17 MW se composerait d'un groupe à deux flux de 1,6 m de diamètre hors tout (dont 0,26 m de hauteur d'ailette) pour une masse de 75 T.

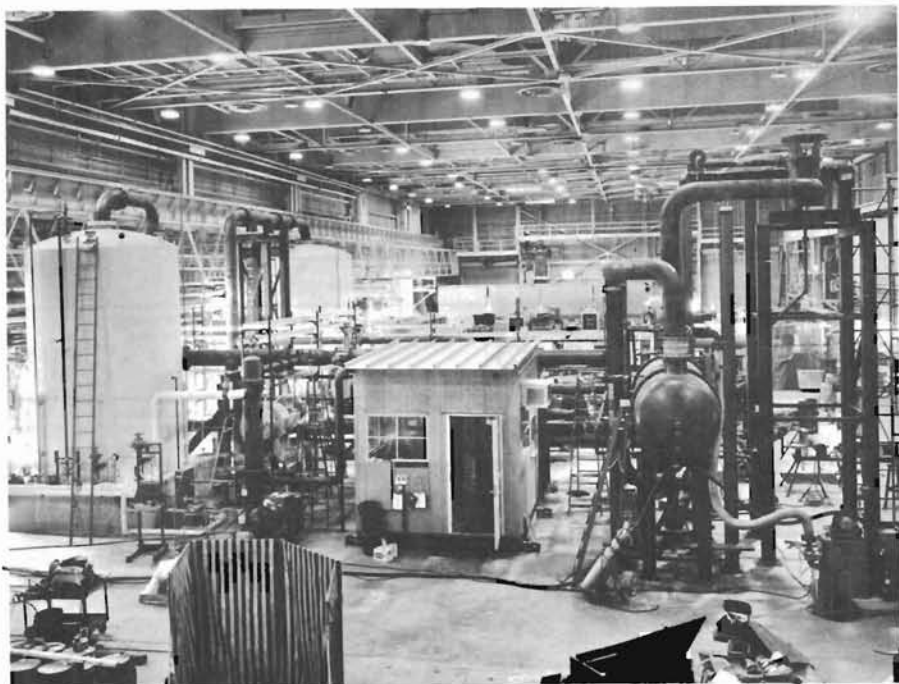


Fig. 20a - LABORATOIRE D'ESSAIS DE L'ARGONE NATIONAL LABORATORY (ANL)
CHICAGO (tests échangeurs 1 MW thermique)

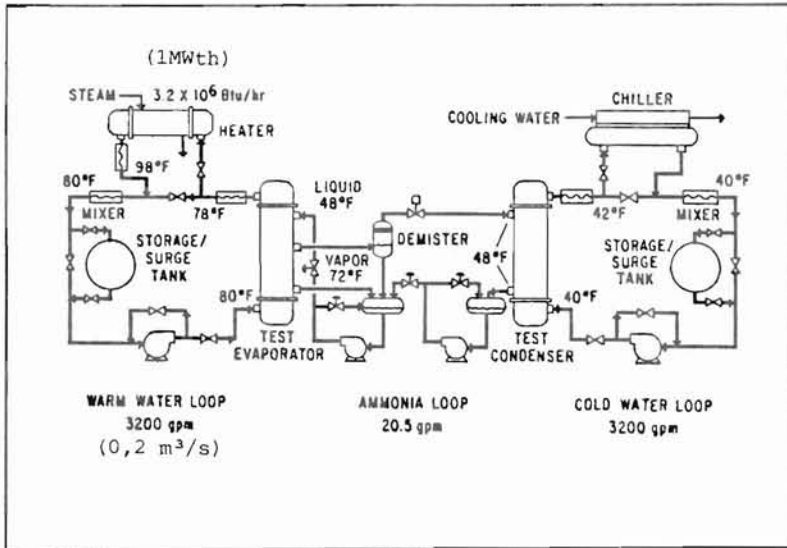


Fig. 20b—SCHEMA RENSEIGNE DE LA BOUCLE D'ESSAIS D'ECHANGEURS A CYCLE FERME DE L'ANL

No	Heat Exchanger Type	Type of Enhancement	Tube Material Diameter (in) Length (in) Area (ft ²)	(d)			H ₂ O side Δp (psi)	Comments	L10 W/m ² K
				u ₀	h _{0NH₃}	h _{0H₂O}			
20	Linde Condenser (horiz.) single-pass	Wire wrap on NH ₃ side; fins on H ₂ O side	Al 3003 OD = 1.5 ID = 1.37 L = 153 A = 742	820	5180	1125 (enhancement ratio = 1.6; area ratio = 1.8)	1.8	Within ranges tested D ₀ was independent of heat duty, and hence liquid loading.	4 635
21	C-MU Condenser (vertical single-pass)	Fluted on both sides (36/34 flutes)	Al 6061 OD = 1.21 ID = 0.91 L = 172 A = 1097	1045	3590	2470 (enhancement ratio = 2.5; area ratio = 2.07)	3.3	Performance insensitive to inlet vapor states ranging from 90% quality to superheated.	5 905
22	C-MU Evaporator as a condenser	Fluted on both sides (45/34 flutes)	Al 6061 OD = 1.21 ID = 0.91 L = 172 A = 1097	1260	8350	2525 (enhancement ratio = 1.93; area ratio = 2.07)	3.3	Performance decreases with increasing heat duty.	7 120
23	APL/FRU Evaporator as a condenser	No enhancement	Al 3003 OD = 3.0 ID = 2.69 L = 171 (per pass) A = 1293	505	1850	765	1.3	Performance relatively insensitive to heat duty.	2 855
24	Trans Evaporator as a condenser	Fins on NH ₃ side; no enhancement on H ₂ O side	Al 3003 A = 775	870	5040	1050	N/A	Performance decreases with increasing heat duty.	4 915

(d) in BTU/ha ft²°F

Fig. 20c—RESULTATS OBTENUS POUR LES CONDENSEURS ETM

No	Heat Exchanger Type	Type of Enhancement	Tube Material Diameter (in) Length (in) Area (ft ²)	(d)			H ₂ O side sp (psi)	Comments	L ₁₀ W/m ² °K
				U ₀	h _{NH₃}	h _{H₂O}			
1	Linde Flooded Evaporator (horizontal 3-pass)	High Flux on NH ₃ side; no enhancement on H ₂ O side	Ti OD = 1.5 ID = 1.43 L = 75 A = 685	785	4800	1400 (5X higher than predicted by Sieder-Tate)	2.7	Approx. 100 hours of continuous running required to reach steady state after full deactivation.	4 435
2	Linde Soray Evaporator (horizontal 4-pass)	High Flux on NH ₃ side; no enhancement on H ₂ O side	Ti OD = 1.5 ID = 1.43 L = 55 A = 698	760	4590	1295 (5X higher than predicted by Sieder-Tate)	4.0	Performance was insensitive to recirculation ratio if greater than 1.27.	4 295
3	C-MU Evaporator (vertical single-pass)	Fluted on both sides (45/34 flutes)	Al 6061 OD = 1.21 ID = 0.91 L = 172 A = 1097	825	1800	2610 (enhancement ratio = 1.95; area ratio = 2.07)	3.2	U ₀ repeatable during any continuous run, but not from one run to the next.	4 660
4	AFL/JNU Shell-less Folded-tube Evaporator	No enhancement	Al 3003 OD = 3.0 ID = 2.69 L = 171 (per pass) A = 1293	410	1160	690	N/A	Performance stable and reproducible.	2 315
5	Trane Evaporator (Forced Convection)	Fins on NH ₃ side; no enhancement on H ₂ O side	Al 3003 A = 775	1230	4540 ^a	1720	3.1	Fins appear to be very effective in augmenting heat transfer.	6 950
6	Trane Evaporator (Falling Film)	Fins on NH ₃ side; no enhancement on H ₂ O side	Al 3003 A = 775	1045	2700 ^a	1705	3.1	Results indicate uneven NH ₃ distribution.	5 905
7	Rocketdyne Axial Fluted	Longitudinal fins on both sides	Al 5052 A = 13.2	1145	3030	3655 (enhancement ratio = 2.6; area ratio = 3.6)	1.5	Results indicate improper NH ₃ wetting.	6 470
8	Rosenblad (Plate-and-shell)	Dimple plates	Al - 6K A = 973	435	510 ^a	2850	25.2	Results indicate uneven NH ₃ distribution.	2 460
9	Tranter Plate heat exchanger w/o High Flux	Chevron plates	304 SS A = 14	615	1010	2700 ^b	20.3	Performance stable and reproducible.	3 475
10	Tranter Plate heat exchanger with High Flux	Linde High Flux on NH ₃ side; Chevron plates on H ₂ O side	304 SS A = 14	1205	5185	2700 ^b	20.3	Significant enhancement of the performance.	6 810
11	Trane Extruded Channels	Fins on NH ₃ side; no enhancement on H ₂ O side	Al 3003 A = 527	1205	3235 ^a	1920	1.49 ^c	Performance relatively insensitive to ammonia flow rates.	6 810
12	Alfa-Laval Plate HX (Mini-OTEC evaporator)	Chevron plates	Ti A = 1594	600	N/A	N/A	7.0	Performance stable and reproducible.	3 390

^aWall resistance included
^bEstimated
^cPressure drop for core only

(d) U₀, h_{NH₃}, h_{H₂O} in BTU/hr Ft² °F

1 BTU/hr Ft² °F = 5.65 W/m² °K

Fig. 20d - RESULTATS OBTENUS POUR LES EVAPORATEURS (ANL)

	PUISSANCE TURBINE (MW)		
	4,3	8,6	17,5
Vitesse de rotation t/mn	1500	1500	1500
Nombre de flux	1	1	2
Nombre d'étages par flux	2	2	2
diamètre arbre m	1,16	1,16	1,16
Hauteur dernière ailette m	0,145	0,260	0,260
Longueur turbine m	2,5	4	5
Largeur turbine m	3,3	3,5	3,5
Hauteur turbine m	3,3	3,5	3,5
Masse turbine m	50	55	75
Rendement alternateur %	96,8	97,7	97,7
Puissance brute MW	4,2	8,4	17,1

Fig. 21 - CARACTERISTIQUES PRINCIPALES DE LA TURBINE A L'AMMONIAC (CNEXO, 1980)

CHAPITRE 4 LE CYCLE OUVERT

Le cycle ouvert est beaucoup moins connu que le cycle fermé, puisque l'essentiel des recherches entreprises ces dernières années ont porté sur l'amélioration des échangeurs en CF. Celui-ci avait été sélectionné par les Américains et les Japonais en raison de son aptitude à fournir de grandes puissances, 100 MW et plus, en utilisant des technologies existantes extrapolées, sans mutation technologique. Le CO est cependant très intéressant (rendement plus élevé, échangeurs très simples et insensibles aux biosalisures, production d'eau douce) pour des puissances plus modestes en dessous de 50 MW et les composants sont encore techniquement réalisables sans mutation technologique au niveau de la turbine. On pourrait réaliser avec les technologies actuelles de turbine des groupes de 5 MW sans difficultés particulières. D'où un regain d'intérêt en France et aux Etats-Unis pour le cycle ouvert. Dans ce chapitre nous aborderons : le principe de fonctionnement, les paramètres critiques, les composants (échangeurs, turbine, déaérateur).

1 - Principe de fonctionnement

L'eau de mer chaude est introduite dans un "évaporateur flash" dans lequel règne un vide créé au condenseur par un extracteur d'air. Cette eau chaude va entrer en ébullition dans l'évaporateur produisant de la vapeur, si la pression régnant dans la chambre est inférieure à la tension de vapeur d'eau. La chaleur latente de vaporisation L est fournie par le refroidissement DTC de l'eau chaude introduite à TC. Il faudra donc un débit L d'eau de mer pour produire 1 kg de vapeur. \overline{DTC}

Application : $DTC = 3,33^{\circ}C$; $TC = 26,6^{\circ}C$; $L = 2\ 450\ KJ/Kg$ ce qui nécessite 175 kg d'eau de mer pour produite 1 kg de vapeur.

L'eau chaude refroidie est alors rejetée à une profondeur suffisante pour éviter le mélange avec l'eau de surface introduite dans la centrale. La vapeur, qui entraîne des gouttelettes d'eau à l'évaporateur, traverse alors un séparateur qui sépare les gouttelettes de liquide et les quelques sels ayant été entraînés de la vapeur saturée. Puis cette vapeur est détendue dans la turbine - pression d'entrée, 2 800 Pa (0,028 atm) ; pression de sortie, 1 260 Pa (environ 0,013 atm) ; rapport des pressions : 2,2 - où elle produit un couple moteur qui entraîne un alternateur.

La vapeur en sortie turbine peut être condensée de deux façons :

. dans un condenseur à surface, par exemple un condenseur à tubes et calandre, cette option produit de l'eau douce puisque la vapeur condensée est de l'eau "distillée"; les bouilleurs de navires fonctionnent d'ailleurs selon ce principe.

. par mélange avec l'eau de mer. Ce processus est plus efficace que la condensation par surface, mais dans cette option il n'y a pas de production d'eau douce.

Dans l'exemple précédent, s'il faut $3 \text{ m}^3/\text{s}$ d'eau chaude pour produire un MWe net, la quantité d'eau douce produite est de $17,2 \text{ l/s}$ soit encore $1\,500 \text{ m}^3/\text{jour}$ et par MWe. Le SERI (40) évalue les productions d'eau douce en CO à $900 - 1\,600 \text{ m}^3/\text{j}$ par MWe net, selon les technologies d'échangeur et les conditions opératoires.

L'eau froide à $4,5^\circ\text{C}$ est amenée au condenseur depuis la profondeur de 900 m . Elle s'échauffera de quelques degrés ($\text{DTF} = 3 \text{ à } 5^\circ\text{C}$ pour fixer les idées) avant d'être rejetée en profondeur. Cette eau froide s'échauffe en récupérant la chaleur latente de condensation de la vapeur, $L' = 2\,430 \text{ KJ/Kg}$. Le débit d'eau froide se calcule de la même façon qu'à évaporation : L'/DTF .

On cherchera à minimiser ce débit en optimisant le fonctionnement de la centrale, sachant que l'eau froide est plus "chère" que l'eau chaude, ceci est particulièrement vrai pour une centrale à terre. De même que pour les centrales à cycle fermé, les débits d'eau sont importants, de l'ordre de $3 \text{ m}^3/\text{s}$ par MWe produit. Ils seront cependant un peu moins élevés en CO qu'en CF (15 à 30 %) car le rendement de cycle est meilleur, l'écart thermique à la turbine étant plus élevé du fait de l'absence d'échangeurs à parois.

Une machine thermique fonctionnant en CO doit éliminer les "incondensables" que sont les gaz dissous contenus dans l'eau chaude de surface et qui vont dégazer partiellement sous l'effet du vide. A ceux-ci s'ajoutent les inévitables fuites d'air qui proviennent du maintien sous vide d'enceintes de grande dimension ou de la garniture d'étanchéité de la turbine. Dans le cas d'un condenseur à mélange, il faut encore ajouter les incondensables contenus dans l'eau froide qui vont en partie dégazer. L'extracteur d'air, spécifique du CO, va donc être une machine assez importante et qui va absorber une partie (quelques %) de la puissance produite. On cherchera bien évidemment à minimiser les fuites et le volume d'incondensables à extraire.

Enfin, les échangeurs du cycle ouvert seront installés avantageusement à la "hauteur barométrique" (environ 8 m au-dessus du niveau de la mer), qui permet d'équilibrer le vide régnant dans les appareils de façon à réduire la dépense de pompage d'eau d'alimentation.

2 - Paramètres critiques du cycle ouvert

1 - s'agissant d'un processus qui se déroule dans le vide, on cherchera à minimiser les chutes de pression dans chacun des composants du système énergétique. L'auto-évaporation, dans l'évaporateur, entraîne deux sortes de perte d'énergie utile :

. La perte de charge propre à la technologie retenue pour l'évaporateur : ainsi, pour une centrale de $9\,500 \text{ KW}$ de puissance nette (15 MW brut), 1 m de perte de charge correspond à 550 KW de perdu ($42 \text{ m}^3/\text{s}$ d'eau chaude, $14 \text{ m}^3/\text{s}$ d'eau froide), soit près de 6% de la puissance nette (Nisolle, 1947).

. La perte de charge sur la vapeur, écart de pression entre la tension de vapeur à l'auto-évaporation et la pression de la vapeur émise, devra être réduite au maximum car chaque millimètre de mercure (1/760 atm) de perte de charge sur la vapeur correspond, dans notre exemple, à une perte de 900 KW soit 9,5 % de la puissance nette. La tension de vapeur à l'évaporation est d'environ 27 mm de mercure (0,035 atm), pour une eau à 27°C.

2 - La connaissance de la proportion de gaz dissous qui va effectivement dégazer dans l'évaporateur et dans le condenseur est fondamentale : ce volume de gaz d'incondensables à extraire déterminera la puissance de l'extracteur. Or la physique du phénomène de dégazage est complexe et les outils de calculs très limités. De plus, on ne dispose pas encore de données expérimentales sur le taux de dégazage. La mécanique du dégazage, telle que nous la connaissons aujourd'hui, se résume à ceci :

. La libération des gaz dissous n'apparaît que pour autant que deux conditions soient remplies : existence d'un déséquilibre en pression et existence d'interfaces entre liquide et gaz. Il semble, à cet égard, que la présence de germes (microbulles, germes d'origine sédimentaires ou biologiques) jouera un rôle déterminant à la fois dans la génération de la vapeur et dans la diffusion des incondensables au sein de l'évaporateur et du condenseur à mélange.

. Le dégazage de l'eau de mer se fait par diffusion des gaz dissous dans la masse d'eau vers une surface libre, soit créée volontairement par un dégazeur, soit existant naturellement lors du phénomène d'évaporation : surface libre ou bulles dans la nappe d'eau en évaporation. Ces bulles sont créées par des germes de "nucléation". La diversité des taux de dégazage adoptés dans les quelques (rares) études de faisabilité de centrales CO traduit bien notre ignorance sur cette importante question :

. Georges Claude estimait à 80 % le dégazage auquel il fallait s'attendre au niveau de l'évaporateur, il se résolvait donc à extraire 80 % des gaz dissous au prix d'une consommation d'énergie correspondant à 10 % de la puissance nette.

. L'étude d'une centrale flottante CO de 100 MWe de Westinghouse (41) retient l'hypothèse conservatrice que 100 % des gaz dissous vont se libérer dans la centrale et que l'extracteur d'air au condenseur consommera près de 9 MWe sur les 100 MWe de puissance nette.

. L'étude de faisabilité relative aux centrales CO réalisée par CGE Alsthom-Atlantique pour le CNEXO/IFREMER (42, 43, 44) est plus optimiste, puisqu'elle estime à la suite de calculs basés sur l'analogie "transfert de masse transfert de chaleur" que 3 % seulement des gaz dissous s'échappent dans la centrale, limitant la puissance de l'extracteur d'air à 230 KW pour une usine de 5 MW, cet extracteur devant extraire 40 g/s d'air (18 provenant du dégazage de l'eau chaude ; 8 de l'eau froide ; 14 des fuites)... mais ces calculs semblent très optimistes au vu d'expériences récentes en cours (1985).

3 - L'évaporateur

Ce composant a fait l'objet de recherches assez avancées en France, au temps du projet Abidjan, entre 1945 et 1947 (50, 51), et plus récemment, aux Etats-Unis depuis 1980 et à nouveau en France depuis 1983. Les conceptions d'évaporateur en CO et CF diffèrent radicalement puisque le mécanisme d'échange thermique est très différent : transfert de chaleur à un autre fluide au travers d'une paroi en CF, transfert au même fluide qui passe en partie à l'état de vapeur en CO.

Le mécanisme d'évaporation "flash" est mal connu ; cette évaporation est souvent violente car les bulles qui naissent au sein du liquide grandissent de manière explosive à partir des sites de nucléation (les germes). Ces bulles fractionnent le liquide de manière complètement aléatoire et le transfert thermique ne peut pas être décrit de manière adéquate par les coefficients d'échange habituels, utilisés en CF. Pour traduire l'"efficacité thermique" d'un tel évaporateur CO, on utilise le ratio "différence de température de l'eau entrée-sortie" sur "différence de température entre l'eau entrant et la vapeur produite". L'évaporation est un phénomène pelliculaire très rapide qui intéresse une épaisseur très faible de liquide, 10 microns. Pour accroître l'efficacité de l'évaporateur on cherchera à avoir la surface maximum et à la renouveler en permanence pour maintenir un fort transfert thermique. Le professeur Nisolle, en 1947, (45, 46) a obtenu des coefficients de transfert de 60 000 à 120 000 W/m²°K, donc plusieurs dizaines de fois supérieurs à ce qu'on obtient en CF (2 000 à 7 000 W/m²°K). Nous voyons tout de suite que les échangeurs en CO seront peu encombrants. Différentes géométries d'évaporateurs ont été testées (fig. 22) à l'échelle semi-industrielle (40, 45, 46), elles reposent sur quatre processus-types d'évaporation :

. évaporation en nappe mince (open-channel flow). Ce type d'évaporateur est classiquement utilisé en dessalement, cependant son "efficacité" est relativement faible, car à la température de l'ETM (25°C) l'échange thermique par bulle de vapeur n'intéresse qu'une épaisseur de quelques cm et celui par surface libre qu'une pellicule de 10 microns.

. Film tombant. On fabrique ce film en faisant ruisseler l'eau sur des plaques verticales disposées radialement. Le film fin et laminaire se prête assez bien au calcul. Le principal désavantage du dispositif vient d'une importante perte de charge et d'une consommation importante de matière pour sa fabrication.

. Dispositif en pluie (ou jets). On augmente alors la surface exposée, l'évaporation est très efficace (avec ratio voisin de 1), mais les pertes de charge semblent assez élevées (circulation à contre-courant du liquide et de la vapeur).

. Dispositif à jets verticaux. L'eau est introduite dans la chambre d'évaporation au moyen d'une multitude de petits tubes disposés sur une plaque horizontale. Ce dispositif est le plus performant : très fort transfert thermique du fait du fractionnement du jet vertical en microgouttelettes offrant la surface d'échange maximum, faibles pertes de charge côté vapeur et côté eau.

En conclusion, on peut considérer aujourd'hui que les expériences faites aux Etats-Unis et en France permettent de dimensionner à peu près correctement un évaporateur industriel, mais celui-ci n'a pas encore été réalisé et testé sur site.

4 - Le condenseur

On distingue le condenseur à mélange ("direct contact") et le condenseur à surface pour la production d'eau douce.

. Le condenseur à mélange. Le mécanisme de base est le même que pour l'évaporation, on recherchera à augmenter la surface d'échange en fractionnant le jet d'eau froide en gouttelettes. On cherchera de même à éliminer les incondensables qui en s'accumulant sur les interfaces vapeur/liquide, s'opposent à l'efficacité du transfert thermique (par diffusion de la vapeur). D'après le SERI (40), le flux de vapeur à condenser est compris entre 10 et 20 kg/s par MW brut, à des températures de 9 à 13°C, la fraction d'incondensables dans la vapeur pouvant varier de 4 à 40 % dans le condenseur. Plusieurs géométries de condenseur à mélange sont envisageables :

. Dispositif à film tombant en flux "co-courant" (vapeur et eau allant dans le même sens), il faudrait une chute d'au moins 2 m pour avoir une efficacité de 0,65 ;

. jets tombants : ils sont probablement un peu plus plus efficaces que le précédent ;

. jets verticaux : ce dessin semble le plus judicieux, comme pour l'évaporateur, d'après les résultats du SERI.

. le condenseur a surface. Il permettra de recueillir de la vapeur d'eau douce, celle-ci se condensant sur une paroi froide alimentée en eau profonde. La géométrie la plus couramment proposée consiste en un échangeur cylindrique à tubes horizontaux (en cupro-nickel ou aluminium), sur lesquels on projette radialement vers le centre la vapeur pour éviter l'accumulation d'incondensables qui nuit au transfert et recueillir ceux-ci dans la veine centrale du cylindre d'où ils sont extraits par l'extracteur d'air. Les condenseurs, qui fonctionnent à 10 mm Hg, pourront être extrapolés des condenseurs des machines à vapeur où la pression est de 25-75 mm Hg. Cependant, la masse relative de gaz dissous à éliminer étant 10 à 50 fois plus importante, on apportera une attention toute particulière à la manière de piéger les incondensables. Le SERI* estime que 50 000 m² de surface d'échange devraient suffire à une centrale de 12 MWe pour produire 10 000 à 20 000 m³ d'eau par jour (selon les conditions de site)

5 - La turbine

C'est à l'évidence le point faible du cycle ouvert puisque les débits de vapeur seront très importants et les pressions de fonctionnement très faibles : la turbine est donc de grande taille. En 1955, le projet Abidjan proposait une centrale (7 MW nets) composée de deux modules CO identiques de 5,4 MW de puissance brute et 3,5 MW de puissance nette (1,5 MW servant au pompage - tuyau de 5 km - et 0,4 MW au fonctionnement des auxiliaires). La turbine était à axe vertical avec un diamètre de roue de 4,25 m ; l'ailetage composé de 100 ailettes de 2,12 m conduisait à un diamètre extérieur de turbine de 8,5 m, pour une vitesse périphérique de 267 m/s et une vitesse de rotation de 600 t/minute. Dans ce projet il y avait une condensation à trois étages, ce qui obligeait à séparer en trois le flux vapeur en sortie turbine. La sécurité sur la turbine était assurée en cassant le vide, ce qui est d'une sûreté absolue. Cette turbine, qui paraissait tout à fait réalisable à l'époque, n'a cependant pas été fabriquée. Cependant, l'audace du concept à axe vertical surprend aujourd'hui : s'il conduisait à un dessin de centrale très intégré (fig. 22), il introduisait une complication technique au niveau de la butée d'arbre (49).

. le projet français (1980) de centrale CO (42, 43, 44), après avoir examiné l'intérêt d'une turbine à axe vertical, a opté pour une conception de modules de turbine à axe horizontal. L'idée de base est d'utiliser des turbines existantes donc des ailettes existantes. Le développement d'une nouvelle turbine coûte toujours très cher. C'est ainsi qu'en utilisant des roues basse pression (un module se compose de deux roues) très voisines des roues basse pression des turbines classiques de grande puissance, on est conduit aux dimensions suivantes :

*SERI : Solar Energy Research Institute

Puissance module (deux roues)	Diamètre roue	vitesse	Puissance sur une base de 3 modules
0,8 MW	2,8 m	3 000 t/mn	2,4 MW
1,2 MW	3,7 m	3 000 t/mn	3,6 MW
4,8 MW	6 m	1 500 t/mn	14,4 MW

Pour le petit module, les ailettes sont de 70 cm, pour le plus grand, elles atteignent 1,45 m. Un module plus performant de 6 MW est concevable en dessous de 6 m de diamètre avec les technologies existantes, d'après la société Rateau (fig. 23). Nous voyons donc qu'une telle technologie peut s'extrapoler jusqu'à des modules de 6 MW unitaire. En multipliant les turbines, tout en restant raisonnable, on peut ainsi envisager des puissances allant jusqu'à 30 voire 50 MW. Au-delà, il faut changer de technologie.

La turbine de 140 MW (puissance brute) imaginée par Westinghouse (41, 47, 48) est révolutionnaire dans son principe et ses caractéristiques. Cette firme américaine a étudié une centrale CO de grande puissance (100 MW net) proposant un dessin très intégré analogue à celui d'Abidjan (fig. 24). Les composants se trouvent dans une enceinte toroïdale. La turbine a des dimensions impressionnantes : 67 m de diamètre total (ailettes de 12 m et rotor de 43 m de diamètre), elle tourne à 200 t/min. pour un débit de vapeur de 85 000 m³/s, avec une différence de pression de 1 540 Pa. La faible chute d'enthalpie de la vapeur (88 kJ/kg) est ainsi convertie en travail utile. L'innovation porte sur la technologie de fabrication retenue : les 220 pales sont en composite, un revêtement en fibre de verre et résine époxy entourant une âme en mousse de polyuréthane rigide.

Cette turbine, dont la faisabilité semble établie, comporte encore beaucoup d'inconnues vu ses très grandes dimensions. Il s'agit plus, en fait, d'une gigantesque éolienne ou les pales seraient des sortes d'ailes d'avion en composite, un peu analogue à celles de certains planeurs. Le coût avancé (150 \$ pour 1977) est très acceptable puisqu'il représenterait environ 10 % du coût total de la centrale.

6 - Extraction d'air

En l'absence de données expérimentales à l'échelle industrielle, c'est moins la technologie d'extracteur, qui en elle-même ne présente pas de difficultés particulières, que la stratégie d'extraction d'air et la quantité d'incondensables à extraire qui pose un problème dans les conditions de site ETM. Nous avons vu que les gaz dissous constituent un paramètre très critique du cycle ouvert, examinons les solutions techniques qui ont été proposées :

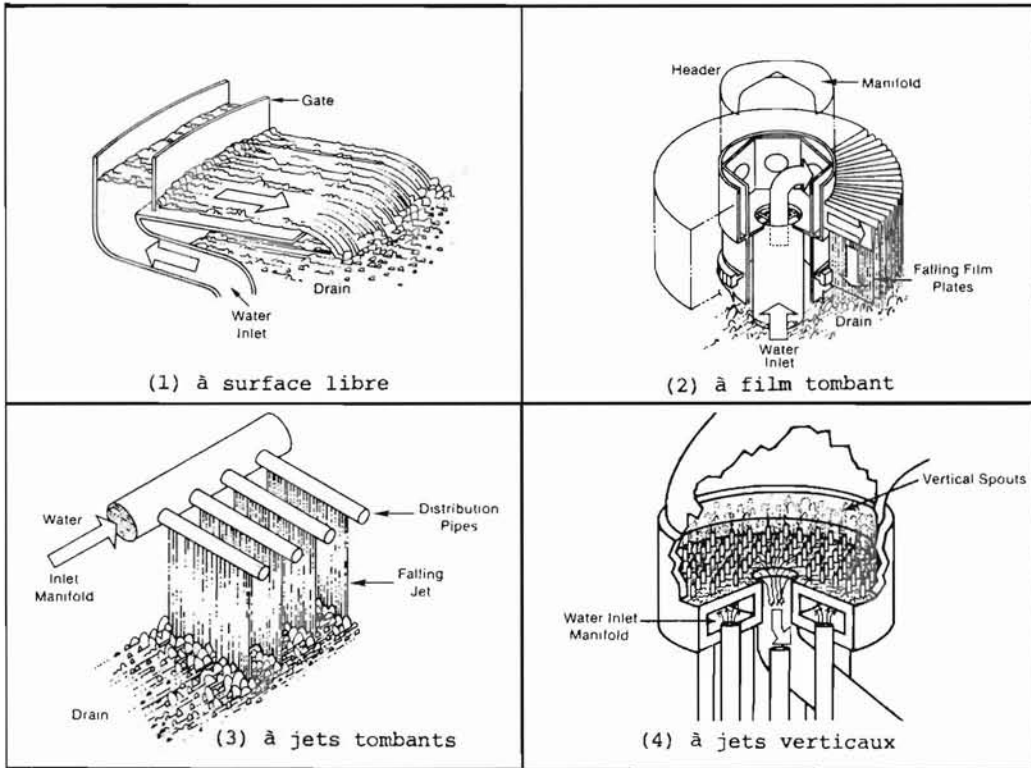
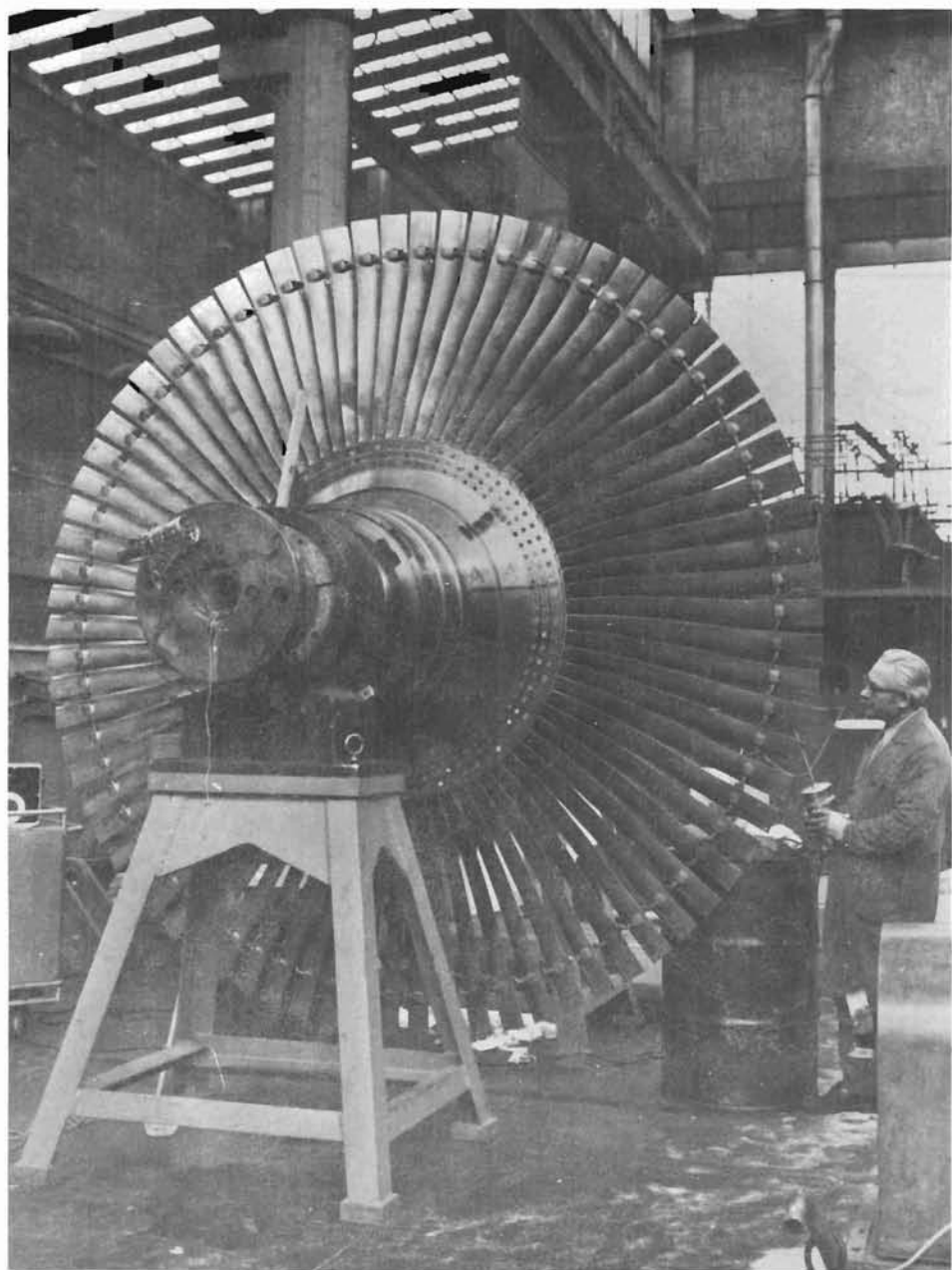


Fig. 22 - QUATRE TYPES D'ECHANGEURS A CYCLE OUVERT

Fig. 23 - ROUE DE TURBINE BASSE PRESSION (Rateau, France)



. Le projet Abidjan (49) prévoyait de dégazer l'eau chaude et l'eau froide, préalablement à son entrée dans les échangeurs, à la pression de $0,15 \text{ kg/cm}^2$ pour diminuer le travail des extracteurs. L'extraction du gaz (84 g d'air/s pour un débit de $20 \text{ m}^3/\text{s}$ d'eau) était assurée par un compresseur multicellulaire Rateau à 28 roues et 4 corps : un corps basse pression, deux moyenne pression, un corps haute pression. Plusieurs réfrigérants interposés sur le trajet de l'air permettaient d'éliminer par condensation la vapeur d'eau entraînée. Le moteur électrique d'entraînement de l'extracteur (d'un rendement supérieur à 65 %) absorbait 420 kW (sur les 5 400 kW de la turbine). Le projet français de 1980 (5 MW bruts ; 3,9 MW nets) prévoyait l'extraction de 40 g/s d'air au moyen d'un compresseur centrifuge suivi d'une pompe à anneau liquide. Le compresseur qui tourne à 11 000 t/mn. aspire l'air au niveau du condenseur, le rejette à 65 mbar à 110°C , celui-ci est alors repris par une pompe à anneau liquide qui le rejette à l'atmosphère à 25°C . Tous ces matériels sont standard et sont fabriqués industriellement.

. Le projet Westinghouse (41) prévoit de dégazer préalablement puis d'extraire le reste des gaz libérés au niveau du condenseur au moyen d'un compresseur très performant à quatre étages. Le coût du système est important, comparable à celui de la turbine (10 % de l'investissement total). Il est peut-être surdimensionné, si l'on en croit les calculs français.

Nous voyons donc que réduire le taux de dégazage dans la centrale (dessin adéquat des enceintes et des tuyauteries) constitue un objectif technique important eu égard au coût énergétique et d'investissement de l'extracteur d'air. Cela implique de mieux connaître le mécanisme, de disposer de résultats de mesure en conditions ETM et de faire un dessin astucieux de la centrale qui évite les écoulements turbulents générateurs de dégazage.

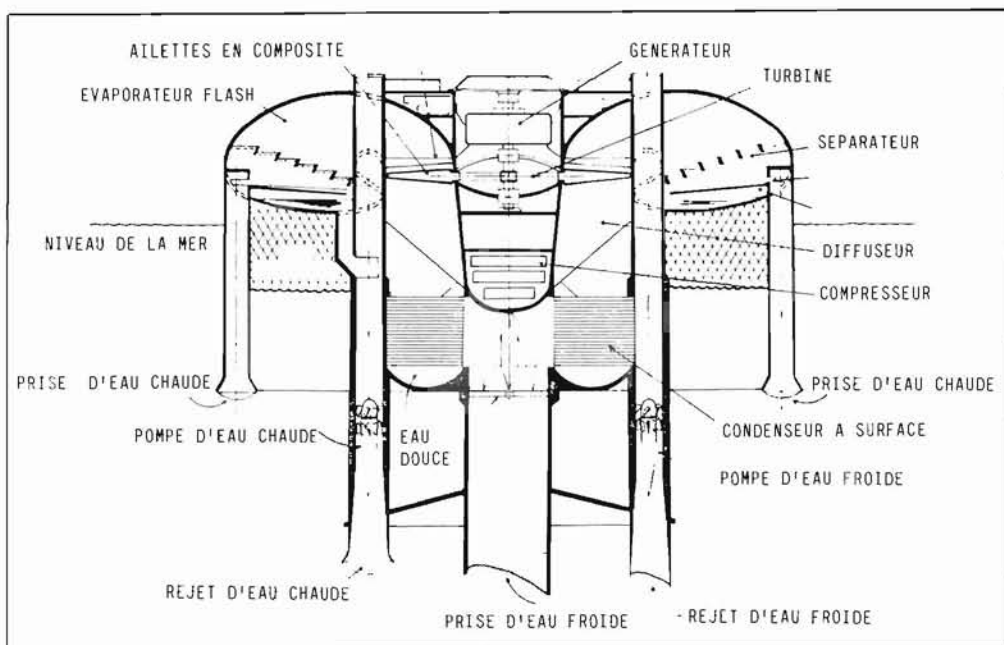


Fig. 24 - CENTRALE 100 MWe CYCLE OUVERT (Westinghouse)

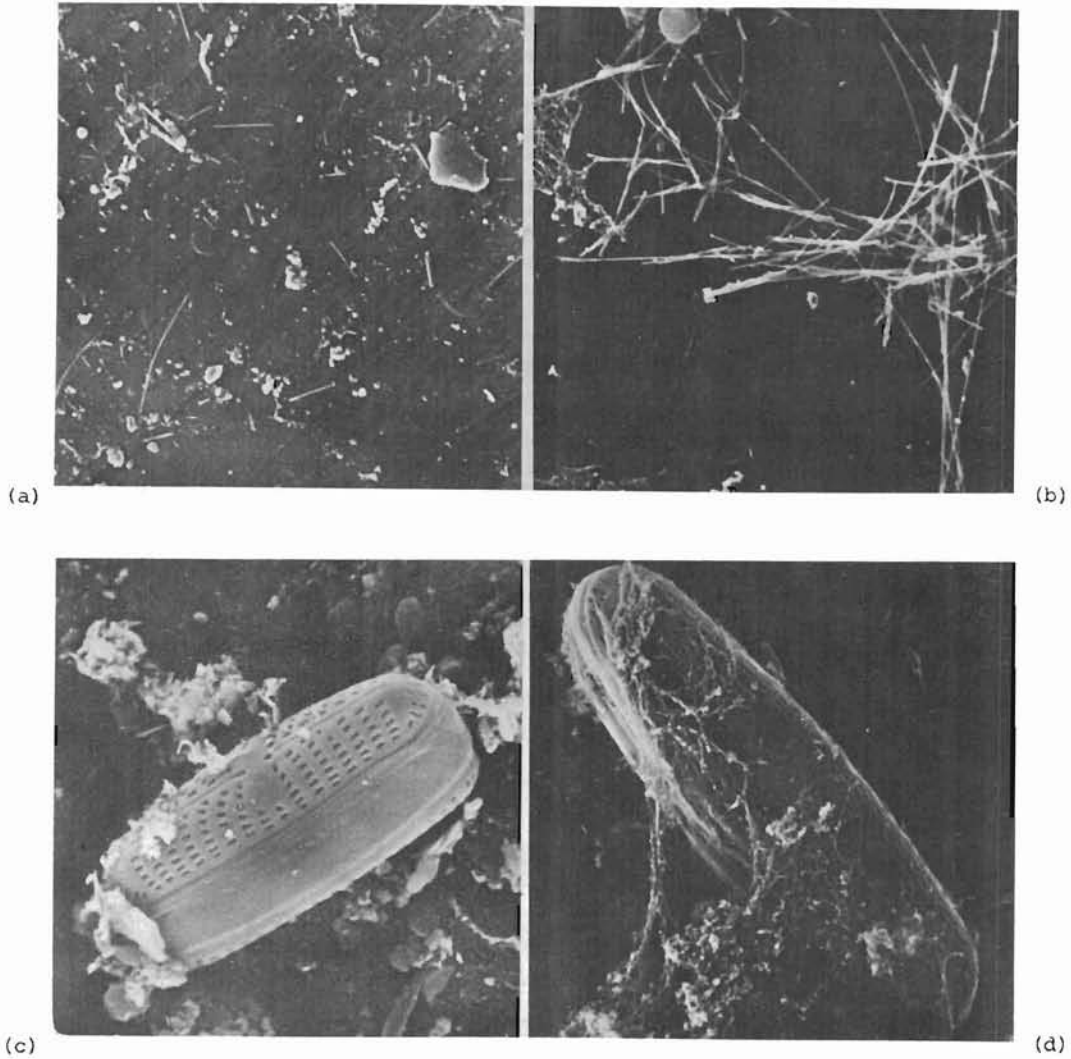


Fig. 25 - DEVELOPPEMENT DES SALISSURES MARINES (CNEXO)

- a.** Titane après 2 heures d'immersion (grossissement 3 700 x)
Dépôts de débris organiques et/ou inorganiques
- b.** Titane après 5 jours d'immersion (grossissement 5 400 x)
Dépôts de débris organiques et/ou inorganiques
- c.** Nylon après 15 jours d'immersion (grossissement 3 600 x)
Diatomée déposée au sein de débris particuliers
- d.** Aluminium après 15 jours d'immersion (grossissement 5 400 x)
Diatomée engluée dans un mucus

CHAPITRE 5 BIOSALISSURES ET CORROSION

La durée de vie d'une centrale ETM ainsi que ses performances dépendent en grande partie des matériaux choisis. L'eau de mer, milieu particulièrement corrosif, attaque les matériaux et les recouvre d'un "voile biologique" qui, en perturbant les échanges thermiques, diminue fortement le rendement de la centrale.

1 - Environnement marin et matériaux

Le milieu marin est destructeur. Les facteurs d'agressivité sont mécanique, chimique, électrochimique ou biologique. Ces facteurs se combinent : chaque zone géographique possède son agressivité propre qui, de plus, évolue au fil des saisons. C'est dire la complexité des phénomènes de corrosion en eau de mer. Le milieu est particulièrement corrosif en surface, dans la zone d'éclaboussures. Cette action agressive du milieu a plusieurs origines :

. mécanique : les mouvements (eau, vent) induisent des contraintes, l'eau en mouvement chargée de bulles d'air ou de particules solides peut produire des phénomènes d'abrasion et de cavitation ;

. physique : les cycles humidification/séchage, gel/dégel dégradent les matériaux poreux comme le béton. Les ultra-violets peuvent dégrader les plastiques ;

. chimique ou électrochimique : l'instabilité de certains corps en eau de mer donne lieu à des processus de corrosion ;

. biologique : encrassage, sécrétion de produits corrosifs, augmentation du poids des structures, altération des échanges thermiques, augmentation des frottements donc des pertes de charge sont des exemples de dégradation biologique.

Les salissures marines sont particulièrement redoutables en ETM. Leur développement (56) se fait en plusieurs étapes (fig. 25) : la formation d'un film bactérien dans les premières heures est suivie d'une fixation d'algues unicellulaires dans les quelques jours. Au bout de deux semaines, ce voile biologique brouté par certains organismes (protozoaires), limite son développement (épaisseur de quelques centaines de microns). Quelques semaines plus tard, les larves d'algues et d'invertébrés se fixent et se nourrissent de ce substrat enrichi : l'épaisseur de macrosalissures n'a théoriquement pas de limite, de nouveaux individus se fixent sur les squelettes calcaires des animaux morts. Un "voile biologique" de micro-salissures peut comporter, en plus des micro-organismes des débris cellulaires, des sécrétions organiques et des dépôts inorganiques. Parmi les matériaux utilisables pour des structures marines, on distinguera : les alliages métalliques, le béton, les matières plastiques (55).

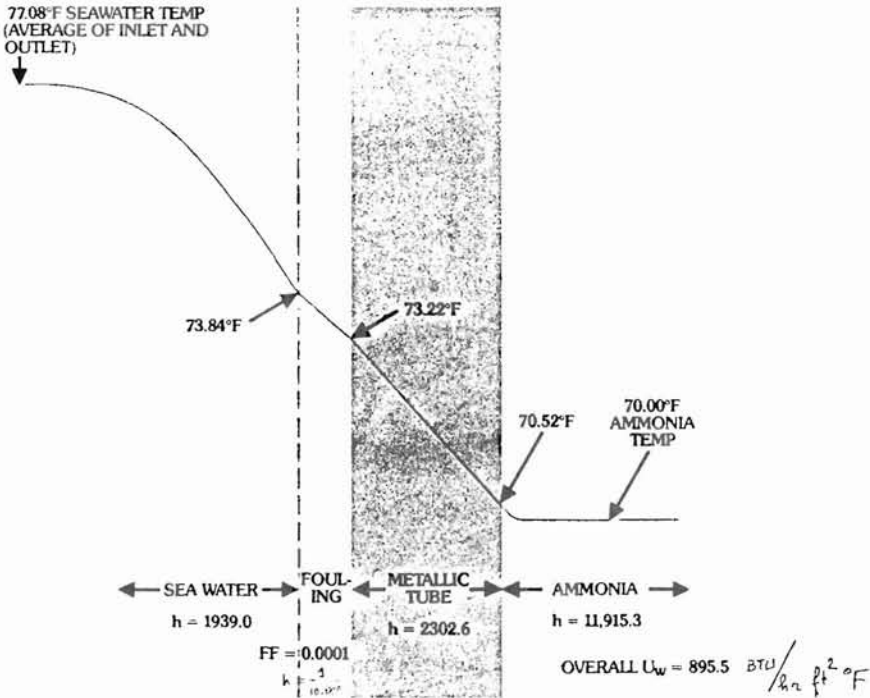


Fig. 26 - DISTRIBUTION DES TEMPERATURES DANS UN EVAPORATEUR ETM

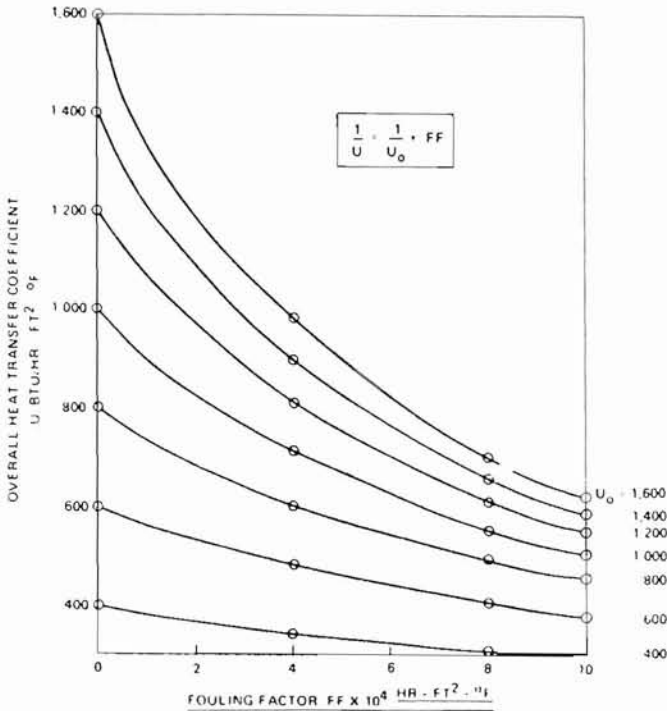


Fig. 27 - EFFET DES SALISSURES SUR LE TRANSFERT THERMIQUE

Les alliages métalliques présentent des tenues très diverses à la corrosion ; la vitesse d'attaque dépendent de très nombreux paramètres liés à l'environnement marin, aux caractéristiques et à l'histoire du matériau. L'expérimentation sur site sera très utile au concepteur. Dans la panoplie des systèmes de protection contre la corrosion on citera : les revêtements métalliques et organiques ainsi que la protection cathodique. Dans certains, cas on pourra aussi traiter l'eau (déaération, inhibiteurs). Les salissures marines accélèrent la corrosion des alliages en créant des sites préférentiels d'attaque (balanes et autres coquillages) et en rendant le milieu plus agressif (consommation d'O₂, production de H₂S ou d'acides organiques).

Les matières plastiques ne sont en général pas sensibles à la corrosion marine, mais aux ultra-violets et à certains organismes perforants (mollusques bivalves). De plus, ils subissent une dégradation en absorbant de l'eau ce qui sera le cas en profondeur, la pression à 1 000 m par exemple étant de 100 bars (1 bar tous les 10 m).

Les bétons utilisés pour les ouvrages portuaires offrent une bonne tenue à la corrosion. Cependant les défauts de fabrication peuvent favoriser la pénétration d'agents agressifs comme les chlorures qui vont amorcer la corrosion des armatures. On soignera l'étanchéité de surface du béton pour éviter des reprises d'eau de mer. Comme pour les matières plastiques, certains organismes perforants dégradent les agrégats constitutifs du béton. On manque de données sur la tenue du béton en eau tropicale.

2 - les tubes d'échangeurs sont particulièrement critiques en ETM (cycle fermé) par leur importance (plusieurs dizaines de milliers de tubes pour une centrale de 10 MW), et par la nécessité de maintenir les surfaces propres pour ne pas gaspiller le faible DT de l'ETM. La figure 26 illustre un profil de température typique pour un tube d'évaporateur (cycle fermé) et montre l'influence des différents termes qui interviennent dans le coefficient global d'échange U :

$$\frac{1}{U} = \text{somme des résistances thermiques}$$

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_{\text{eau de mer}}} + \frac{1}{h_{\text{salissure}}} + \frac{1}{h_{\text{paroi}}} + \frac{1}{h_{\text{NH}_3}}$$

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{U_0} + FF \quad FF = \text{"Fouling Factor"} = \frac{1}{h_{\text{salissure}}}$$

La figure 27 illustre l'influence prépondérante de ce terme de salissures, FF, sur le coefficient global d'échange U d'un échangeur "moyen" (U = 600 BTU/h.ft.²°F = 3 390 W/m²°C) :

- échangeur "propre" (10⁴ x FF < 1) : dégradation D ($\frac{1}{U}$) < 10 %
- échangeur "très sale" (10⁴ x FF = 10) : D ($\frac{1}{U}$) = 50 %

Nous voyons donc l'extrême sensibilité de la performance de l'échangeur à la salissure. Un voile biologique de seulement 2 ou 3/10 mm (échangeur très sale) divise de moitié le rendement de l'échangeur. Plus l'échangeur est performant (U élevé), plus il est sensible aux salissures marines et voit ses performances se dégrader. Par ailleurs, le "voile biologique" augmente les pertes de charge dans les tubes d'échangeur. Les salissures marines affectent les évaporateurs qui sont alimentés en eau chaude de surface donc riche en microorganismes, à la différence des condenseurs qui seront très peu affectés et pour lesquels il est probablement inutile de prévoir un système de nettoyage, ce que confirme les résultats obtenus à Hawaï (52).

La sélection d'un alliage métallique pour un tube d'échangeur en cycle fermé dépendra des considérations suivantes :

- . conduction thermique,
- . propriétés mécaniques,
- . tenue à la corrosion marine et compatibilité avec les moyens de lutte anti-salissures,
- . compatibilité avec le fluide de travail (ammoniac),
- . approvisionnement, mise en oeuvre,
- . coût de fabrication et de maintenance,

Le tableau suivant compare l'aptitude de différents matériaux de tubes d'échangeurs (61) :

	Titane T-50A	Cupro-Nickel 90% Cu-10% Ni	Alliage ALU 5052-F/H32	Acier INOX All.6X-CRES
CORROSION . général . piqûre . galvanique . crevasse	Excellent Excellent Excellent Bon	Excellent Excellent Bon Excellent	Très bon Mauvais Mauvais Moyen	Excellent Très bon Très bon Très bon
EROSION . 1,2 à 2,4 m/s	Excellent	Très bon	Moyen	Très bon
SALISSURES . dépôt inorganique . dépôt biologique	Excellent Mauvais	Excellent Moyen	Excellent Mauvais	Excellent Mauvais
CORROSION SOUS TENSION	Excellent	Bon	Excellent	Excellent
CORROSION FATIGUE	Excellent	Excellent	Mauvais	Inconnue
COMPATIBILITE AMMONIAC	Oui	Non	Oui	Oui
COUT # 3,8 cm (\$ 1977/m) (ROSALES)	9,3	11,3	5,6 3,5 (*)	13,5
DUREE DE VIE (an) (ROSALES - réf.61)	30	30	15	30

(*) 6063 - T6

TUBES D'ECHANGEURS : MATERIAUX POSSIBLES

les alliages d'aluminium présentent une assez bonne résistance à la corrosion pendant dix ou quinze ans, au-delà les résultats divergent. Il faut donc prévoir un renouvellement complet des tubes pour avoir une durée de vie de vingt ou vingt-cinq ans. De plus, ils sont sensibles à l'abrasion, ce qui peut être gênant vis-à-vis des procédés de nettoyage mécanique. Leur prix de revient est relativement faible et la mise en oeuvre du matériau est facile. Des expériences récentes font état d'une très sévère corrosion en eau froide (52), qui ferait rejeter l'usage de l'alliage d'aluminium pour les tubes de condenseur.

Le titane présente une excellente tenue à la corrosion marine, et de bonnes propriétés mécaniques. Toutefois ses propriétés de conduction thermique sont moins bonnes que celles des alliages d'aluminium, ce qui nécessitera l'utilisation de tube de faible épaisseur. Il ne possède pas de propriétés antisalissures particulières mais sa tenue à la corrosion lui permet de très bien se comporter vis-à-vis des nettoyages mécaniques ou chimiques. Son prix de revient est élevé et les tonnages produits sont relativement faibles vu les usages "nobles" de ce matériau. Les Etats-Unis produisent 30 000 T/an d'éponge de titane, le Japon 40 000 T/an, la Grande-Bretagne 5000 T/an.

Les aciers inoxydables avec des hautes teneurs en chrome et nickel, présentent de bonnes propriétés mécaniques et une bonne conduction thermique. Leur tenue à la corrosion est très bonne sans que pour autant tout risque soit écarté comme pour le titane. Le prix de revient est aussi élevé que le titane, mais la disponibilité ne pose pas de problème.

Les alliages cuivreux, essentiellement les cupro-nickels (90/10) traditionnellement utilisés dans la marine, possèdent de bonnes propriétés thermiques et mécaniques, et une très bonne résistance à la corrosion marine. Cependant, ils sont incompatibles avec l'ammoniac qui les corrode. Ils possèdent des propriétés antisalissures très utiles, et leur prix de revient est comparable au titane sans que la disponibilité pose problème.

En conclusion, le titane constituera un matériau de choix pour les tubes d'échangeurs CF, ses qualités reconnues (mise en oeuvre facile, excellente résistance à la corrosion) en font d'ailleurs le matériau constitutif des condenseurs eau de mer des centrales nucléaires. Son prix de revient élevé ainsi qu'une certaine dépendance européenne inciteront à développer des tubes en alliage d'aluminium (tubes mixtes avec revêtement anticorrosion à base de zinc par exemple) ou des bi-métaux (à titre d'exemple : cupro-nickel côté eau de mer, alliage léger côté ammoniac), qui cependant posent encore des problèmes de réalisation. De nombreuses expériences sont en cours dans le monde (Hawaï, Japon, France) pour évaluer les performances des tubes d'échangeur en conditions ETM : tenue à la corrosion, salissures.

3 - Prises d'eau

Les problèmes de salissures et de corrosion vont aussi se produire dans les composants "marins" de la centrale comme le tuyau d'eau froide, la prise d'eau chaude, les pompes. Celui de la corrosion des pompes fonctionnant en eau de mer peut être considéré comme résolu avec l'expérience actuelle des centrales nucléaires, qui voient transiter des débits d'eau comparables à ceux de l'ETM (30 à 40 m³/s par tranche de 900 MW ou 1 300 MW). C'est surtout pour la conduite d'eau froide que subsiste une certaine inconnue. Le fait d'immerger le tube à 1 000 m de profondeur peut favoriser des déformations de matériaux (matières plastiques), des absorptions d'eau (béton, plastiques)

ou des formes particulières de corrosion des alliages métalliques (piqûres, crevasses, corrosion sous tension). Les interventions sur la conduite d'eau froide en service dans une centrale à terre doivent être réduites le plus possible, du fait de la complexité et du coût de l'opération. Dans le cas d'une centrale en mer, on peut toujours imaginer de relever la conduite pour réparer sur barge. C'est dire combien le choix des matériaux est critique vis-à-vis de ces problèmes de durée de vie à la mer et sous pression.

Les salissures risquent aussi d'affecter la prise d'eau chaude. Les mesures de microsalissures sur des matériaux divers sont en cours à Hawaï, Porto Rico, Tahiti. Les résultats sont variables. Les Français (57) ont observé, par exemple, que les encrassements moyens étaient plus élevés aux Antilles qu'en Polynésie, du fait d'une teneur en nitrate plus élevée. Des systèmes de protection ou de nettoyage doivent être prévus pour la prise d'eau chaude.

Pour la conduite d'eau froide flottant entre deux eaux un certain risque d'alourdissement par les macrosalissures doit être pris en compte par les concepteurs, principalement dans la partie supérieure qui reçoit la lumière solaire. En profondeur, tous les avis concordent pour dire que le risque de macrosalissures dans les eaux profondes est pratiquement nul.

4 - Prévention et lutte

Parmi les méthodes dont on dispose pour contrôler les salissures il y a des méthodes de prévention qui tendent à prévenir la formation des larves et des méthodes de nettoyage qui détruisent les individus adultes.

Pour la prévention, le concepteur de la centrale aura un rôle prépondérant en essayant de réduire dans les circuits d'eau de mer (principalement) le nombre d'endroits privilégiés pour la fixation des salissures : coudes, étranglements, accidents de surface. Le choix des matériaux aura aussi son importance. On sait, par exemple, que les alliages cuivreux restent nets de salissures ou que les revêtements antisalissures empoisonnent les micro-organismes, mais que leur efficacité dépasse rarement deux ans avant renouvellement. La prévention jouera aussi pour les prises d'eau en installant des filtres afin d'éviter l'aspiration de gros organismes, tels que poissons et macroplancton (méduses par exemple).

La prévention ne suffit pas et il faut avoir recours à des méthodes de nettoyage pour les composants très sensibles que sont les échangeurs, principalement les évaporateurs. Des expériences ont été faites ces dernières années dans plusieurs endroits parmi lesquels Keahole Point (Hawaï), Panama City (Floride), Wrightsville Beach (Caroline du Nord), Punta Tuna (Porto Rico). De plus, les expérimentations de pilotes (OTEC 1 au large d'Hawaï, centrale japonaise de 100 KW à Nauru) ont apporté des informations intéressantes (52, 54, 58, 59).

Les méthodes de nettoyage d'échangeurs concernent surtout le cycle fermé, puisque le cycle ouvert présente des surfaces d'échange beaucoup moins importantes et qu'a priori elles ne sont pas propices au développement des salissures en raison du vide qui règne dans les installations.

La plus connue des méthodes de nettoyage est la chloration qui peut être appliquée de différentes manières (génération in situ - rejet de chlore). La chloration intermittente (0.05 ppm une heure par jour) maintient les

salissures à un niveau acceptable, $FF < 10^4$. Hr. ft². °F/BTU. Ce mode de chloration permet de détruire un film bactérien existant et de ramener FF à une valeur convenable (Fig. 28 a, b). La chloration à niveau constant est encore plus efficace (53) mais plus chère car elle consomme plus de chlore. Les expérimentations faites à bord d'OTEC 1 semblent confirmer l'intérêt de la chloration intermittente et mettent en évidence une consommation "parasite" du fait de la génération d'hypochlorite par électrolyse de l'ordre de 1 % de la production d'électricité.

Le nettoyage mécanique au moyen de balles spongieuses, plus ou moins denses, (système AMERTAP et dérivés) qui sont entraînées automatiquement dans l'eau de circulation, s'avère efficace mais il est probablement insuffisant tout seul. Utilisée en complément de la chloration intermittente, cette technique doit permettre de maintenir la surface d'échange à un niveau de propreté satisfaisant (53). Les figures 29 a et b témoignent de l'efficacité de ces dispositifs sur des périodes suffisamment longues (4 mois). Le nettoyage automatique au moyen de balles spongieuses présente l'inconvénient d'être relativement onéreux, car les nombreuses balles en circulation doivent être changées périodiquement.

Il existe d'autres moyens de nettoyage (53) : le nettoyage par brossage mécanique (Brosse MAN, non automatique) efficace en laboratoire mais difficilement utilisable dans une centrale.

Le nettoyage par "cendres" (slurry) pas très efficace pour nettoyer des tubes, peut-être le seul utilisable pour des échangeurs à plaques (en plus de la chloration). Le maintien d'une vitesse de circulation élevée (au-dessus de 1m/s) dans les tubes, ce qui a l'inconvénient d'augmenter les pertes de charges.

Les techniques par ultra-sons (60) qui empêchent la fixation des larves ou par ultraviolets qui tuent les micro-organismes ne sont pas encore opérationnelles à l'échelle industrielle mais semblent prometteuses pour certains échangeurs.

Enfin, il faut également tenir compte des conséquences de l'utilisation des méthodes de nettoyage sur l'environnement. Certaines méthodes ne sont pas polluantes (nettoyages mécaniques, vitesse de circulation de l'eau, ultra-sons), le traitement de l'eau par des substances chimiques ou l'emploi de peinture antisalissures peuvent être dommageables pour la vie marine au voisinage de la centrale. Il faut donc déterminer et contrôler soigneusement les doses de toxiques utilisées.

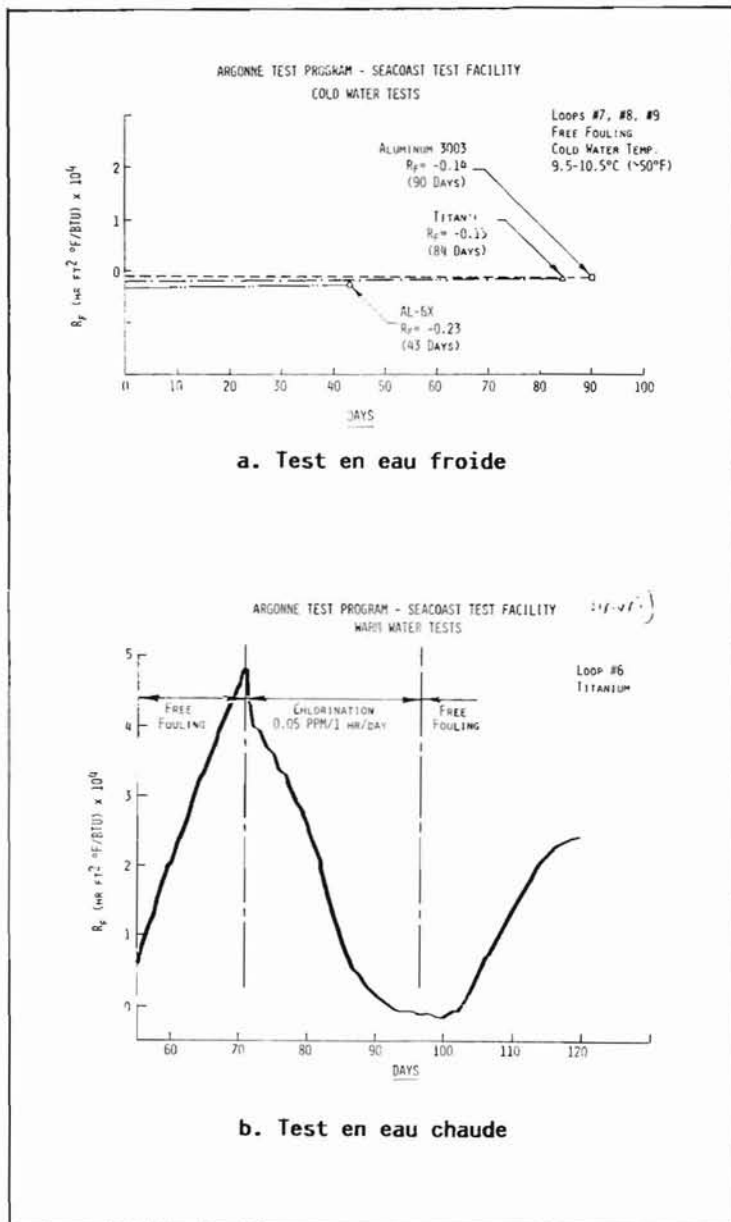


Fig. 28 - NETTOYAGE PAR CHLORATION

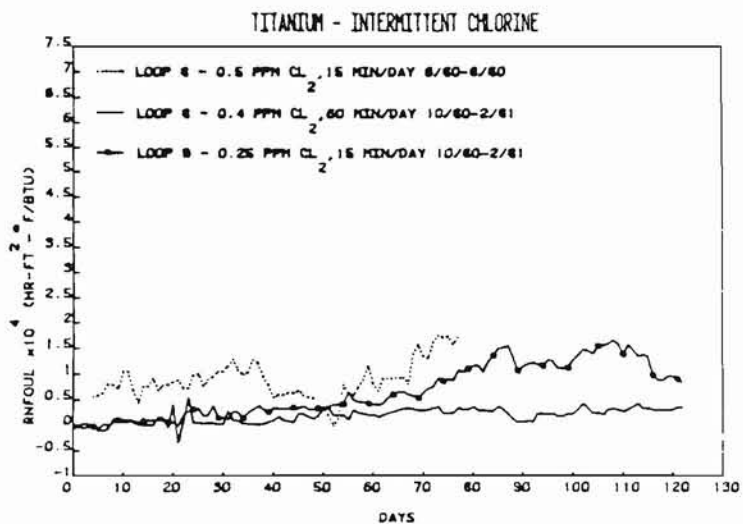


Fig. 29a - NETTOYAGE PAR CHLORATION INTERMITTENTE

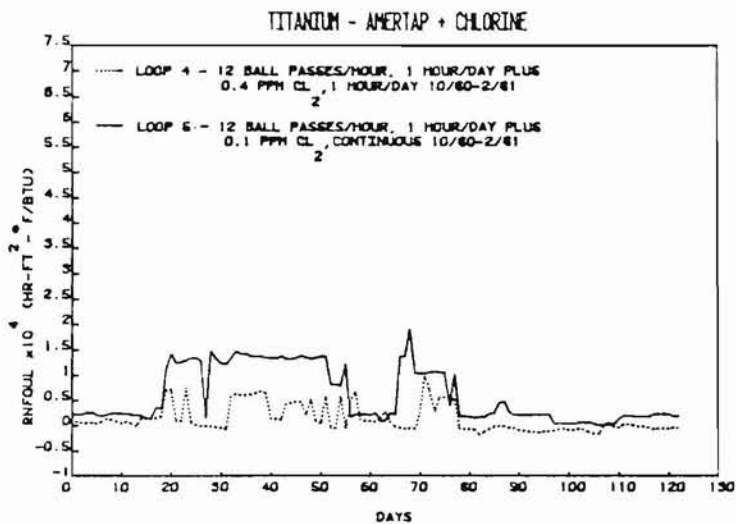


Fig. 29b - NETTOYAGE PAR CHLORATION + MECANIQUE (AMERTAP)

CHAPITRE 6 COMPARAISON CYCLE OUVERT - CYCLE FERME

Il est difficile de comparer un système énergétique CO et un système CF car les options techniques peuvent faire basculer le résultat (un coût) dans un sens ou dans un autre. Aussi vaut-il mieux commencer par comparer en général les cycles (fig. 30, a et b).

1 - Comparaison thermodynamique

Plusieurs études (62, 63) ont comparé les cycles au plan thermodynamique, le tableau 31 exprime les résultats en terme de rendement.

Nous voyons que le CO a un meilleur rendement thermodynamique, les irréversibilités de cycle (63,6 %) étant moins importantes qu'en CF (71,52 %). Seulement 2,7 % ou 2,11 % de l'énergie fournie par l'eau chaude, respectivement dans les cycles ouvert ou fermé, est effectivement transformée en travail, le reste étant rejeté dans le milieu sous forme de chaleur. Cela signifie en clair que l'eau est mieux utilisée en cycle ouvert qu'en cycle fermé et que les débits seront un peu inférieurs.

2 - Avantages et inconvénients

Le premier avantage du CF est qu'il est bien connu, des financements considérables ont été affectés à son étude, en particulier aux Etats-Unis. Les échangeurs peuvent être fournis par l'industrie. Pour des usines flottantes, le CF est moins affecté par les mouvements de plate-forme que le CO. Cet avantage est doublé d'un inconvénient majeur : les échangeurs du CF sont encombrants, coûteux et sensibles aux phénomènes de corrosion et de bio-salissures. Le fait d'avoir un échange thermique au travers d'une paroi diminue le rendement thermique du système : pertes aux parois.

Les échangeurs CO sont peu encombrants et, peu sensibles aux salissures (vide), ils peuvent utiliser des matériaux peu coûteux comme les plastiques (PVC) ou le béton (enceinte). L'absence de paroi d'échangeur, augmente le rendement du cycle. De plus, le cycle ouvert produit naturellement des quantités importantes d'eau douce (1 500 m³/MW et par jour), qui augmentent considérablement la rentabilité économique de la centrale. Les inconvénients du CO résultent de la nécessité d'utiliser de la vapeur d'eau à très basse pression (10 à 30 mb) comme fluide moteur ce qui entraîne à puissance brute égale des débits volumiques considérables (70 à 80 fois plus élevés pour la vapeur d'eau que pour l'ammoniac), d'où des dimensions de turbine beaucoup plus importantes. La technologie existante permet d'envoyer des modules unitaires maximum de 5 MW donc de monter jusqu'à des puissances de 30 ou 40 MW en multipliant les modules turbines. Au-delà, il faut imaginer une nouvelle technique, ce que Westinghouse a commencé à faire (100 MWe). De plus en CO, il faut maintenir le vide dans l'installation pour éliminer les gaz incondensables provenant du dégazage partiel de l'eau et des fuites des enceintes ; cela consomme de l'énergie (5 à 10 %) et augmente

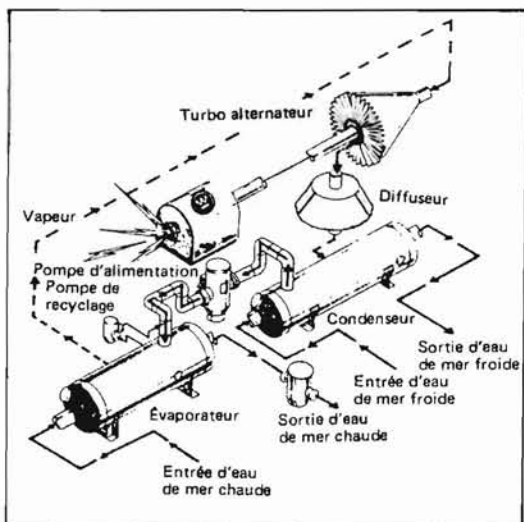


Fig. 30a - SCHEMA DE
PRINCIPE DU CYCLE FERMÉ

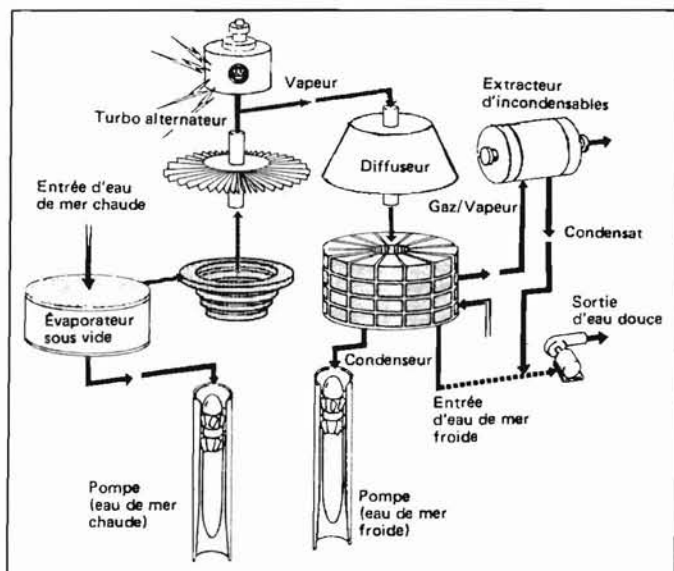


Fig. 30b - SCHEMA DE
PRINCIPE DU CYCLE OUVERT

RENDEMENT		CYCLE FERMÉ	CYCLE OUVERT
RENDEMENT THERMODYNAMIQUE	$r_t = \frac{\text{travail net}}{\text{travail idéal} *}$	28,48 %	36,40 %
RENDEMENT THERMIQUE	$r = \frac{\text{travail net}}{\text{énergie fournie à l'évaporateur}}$	2,11 %	2,70 %
RENDEMENT THEORIQUE	$r' = \frac{\text{travail idéal}}{\text{énergie fournie à l'évaporation}}$	7,41 %	7,41 %

* TRAVAIL IDEAL = TRAVAIL NET + TRAVAIL PERDU

Fig. 31 - COMPARAISON DES RENDEMENTS DES CYCLES OUVERT ET FERMÉ

l'investissement (extracteur d'air). Autre inconvénient, moins important, du CO : les échangeurs qui fonctionnent donc sous vide doivent être maintenus à leur altitude "barométrique" (7 à 9 m au dessus de l'eau), pour éviter un inutile travail de pompage. Ils seront donc plus sensibles aux mouvements de plate-forme flottante ou bien à la marée dans le cas d'une centrale à terre.

Pour les échangeurs, l'avantage revient nettement au CO vu son coefficient global d'échange très supérieur (10 à 50 fois), comme le montre le tableau suivant : (40).

	Evaporateur			Condenseur		
	encombrement (m ³ /KW brut)	débit eau (Kg/s/KW)	perte de charge	encombrement (m ³ /KW)	débit eau (Kg/s/KW)	perte de charge (m)
<u>Cycle fermé</u>						
(DT = 20°)						
.0TEC 1 (tube et calandre)	0,23	5,8	1,9		3,2	1,9
.Tube et calandre (Kajikawa)	0,17	3,3	4,4	0,23	2,6	3,4
.Ech.à plaque TRANE	0,04	9,2	2,1	0,04	9,2	2,1
<u>Cycle ouvert</u>						
(DT = 20°)						
.Film tombant	0,06	3,4	1,0	0,1	3,4	2,5
.Jets verticaux	0,02	2,9	0,7	0,01	2,1	0,7

Caractéristiques comparées des échangeurs CO et CF

Pour fournir la même puissance brute, le cycle ouvert utilise des débits d'eau nettement plus faibles, avec une perte de charge beaucoup moins élevée, pour un encombrement beaucoup plus réduit.

3 - Le coût global du sous-système énergétique, Westinghouse (64), qui a étudié simultanément un ensemble flottant de 100 MW CO et deux ensembles de 50 MW en CF, fait apparaître un avantage assez net (12 %) en faveur du CO. Cet avantage serait encore plus net (30 %) si l'usine CO ne produisait pas d'eau douce (réduction importante du prix du condenseur).

Sous total machines tournantes	cycle ouvert (avec production eau douce)	cycle fermé
Evaporateurs	44	516
Condenseurs (à surface)	413	534
<u>Sous total échangeurs</u>	457	1 050
Turbo-alternateur	218	76
Pompes	113	99
Extracteur	151	-
<u>Sous total machines tournantes</u>	482	165
Plateforme et enceinte	490	390
Divers	98	108
TOTAL	1 527	1 713

Comparaison module de puissance 100 MW CO/CF (1977 \$/KW) (d'après Westinghouse)

4 - Récapitulatif avantages/inconvénients

Le tableau suivant rassemble les avantages et inconvénients détaillés plus haut et met en évidence les difficultés à résoudre qui doivent faire l'objet d'une Recherche-Développement, particulièrement en ce qui concerne le cycle ouvert qui a été moins étudié que le CF.

	CF (NH ₃)	C0
A V A N T A G E S	<ul style="list-style-type: none"> . Technologie des composants connue . Faisabilité du sous-système 	<ul style="list-style-type: none"> . Technologie plus simple . Echangeurs à mélange possibles . Production d'eau douce . Rendement supérieur . Coût
I N C O N V E N I E N T S	<ul style="list-style-type: none"> . Echangeurs à parois . Incertitudes biosalissures, corrosion . Agressivité NH₃ 	<ul style="list-style-type: none"> . Incertitudes sur le comportement . Connaissances limitées sur les échangeurs . Vide à maintenir . Mutation technique turbine au-delà de 30-40 MW*

* ce qui correspond déjà à 6 à 8 modules de 5 MW.

CHAPITRE 7 AUTRES CYCLES

Des procédés de conversion de l'ETM différents des cycles ouvert et fermé ont été avancés et parfois expérimentés à petite échelle, parmi lesquels :

- . les cycles hybrides,
- . les cycles à "brouillard" ou "mousse" ("lift cycles")
- . la thermoélectricité.

D'autres possibilités ont fait l'objet d'inventions plus ou moins farfelues sur lesquelles nous ne nous étendons pas. Notons que le cycle idéal cumulerait les avantages du CO et du CF : échangeurs réduits du CO, turbine de dimension modeste du CF. Pour ce faire, il faudrait travailler avec un fluide non miscible à l'eau qui donnerait une bonne pression de vapeur (une dizaine de bars pour fixer les idées), et qui puiserait la chaleur nécessaire à sa vaporisation par contact direct avec l'eau de mer chaude. Différents fluides organiques ont été envisagés qui posent tous un problème de séparation du fait de leur non-miscibilité parfaite et induisent un coût de consommable (fraction rejetée à la mer) et parfois un problème d'impact sur l'environnement.

1 - Cycle hybride. Ce cycle est apparu dès lors que les problèmes de salissures ont été jugés pénalisants et peut-être insolubles pour le cycle fermé, donc vers 1975 aux Etats-Unis. L'idée consiste à utiliser à l'évaporateur un cycle ouvert qui produit, dans une chambre sous vide, une vapeur (d'eau douce) basse pression qui cède sa chaleur dans un échangeur à parois à un fluide intermédiaire comme l'ammoniac. La vapeur entraîne la turbine puis elle est condensée dans un condenseur identique à celui du cycle fermé. L'eau de mer n'est donc pas en contact direct avec les parois de l'évaporateur et celui-ci ne pourra donc pas se salir. Le condenseur ne pose pas de problème de salissures particulier du fait de l'absence de contenu biologique de l'eau froide profonde. Des solutions efficaces de nettoyage d'échangeur ayant été prouvées expérimentalement, ce cycle hybride a perdu de son intérêt vu son rendement thermodynamique plus faible (de 20 à 30 %) qu'en CF du fait de l'utilisation d'une vaporisation intermédiaire (vapeur d'eau) à l'échangeur chaud (65).

2 - Les cycles à "brouillard" ou "mousse" (Lift cycles). Ces cycles énergétiques peuvent être considérés comme des cycles ouverts qui utiliseraient une turbine hydraulique à la place d'une turbine à vapeur. Dans un CO la vapeur d'eau sert à entraîner une turbine, dans un "lift cycle" elle sert à augmenter l'énergie potentielle de l'eau transportée, cette énergie étant ensuite convertie en énergie mécanique au moyen d'une turbine hydraulique. Le problème est de créer un mélange diphasique stable : eau liquide - vapeur d'eau. Deux procédés ont été proposés : le cycle à "mousse" (foam cycle) et le cycle à "brouillard" (mist cycle).

Le principe théorique du cycle est explicité sur la figure 32 en diagramme T.S. L'eau chaude dans l'état 1 entre dans un générateur de vapeur qui crée un mélange diphasique parcourant une isentropique vers l'état 2. La vapeur de l'état 2 est condensée dans un condenseur le long d'une isotherme 3. Le travail idéal est l'aire 1, 2, 3 du diagramme T.S. L'énergie potentielle correspondante est de 165 m d'eau. Avec un rendement de 30 % on voit que la hauteur de la chute d'eau entraînant la turbine hydraulique serait de 50 m. Dans le procédé à "mousse" (66, 67) on utilise la continuité du liquide avec des bulles de vapeur, dans celui à "brouillard" la continuité de la vapeur qui entraîne des gouttelettes d'eau.

Un schéma de principe d'une usine ETM "à mousse" est donné en figure 33. L'eau chaude rentre dans un générateur de mousse où l'on ajoute un détergent qui permet la stabilité du mélange diphasique pendant sa remontée (50 m ou plus) vers un système séparateur de phase disposé en haut de l'enceinte. L'eau liquide retombe dans le tube central d'une hauteur égale à la remontée (50 m) où elle entraîne une turbine hydraulique. L'ensemble peut marcher car la pression de vapeur au condenseur est inférieure à ce qu'elle est au niveau du générateur de mousse.

L'usine à brouillard (68) est présentée à la figure 34. L'eau chaude est turbinée sous plus de 100 m de chute avant d'être introduite dans une plaque trouée installée au bas d'une grande enceinte flottante, cette eau est alors transformée en brouillard qui va remonter dans l'enceinte jusqu'au niveau de la mer où il est condensé au contact avec l'eau froide profonde. Là encore, la remontée du brouillard se fait car le condenseur maintient une dépression au sommet de la colonne. Ce concept, proposé par UCLA, a l'avantage sur le précédent de ne pas consommer d'additif (détergents).

Les problèmes posés par l'utilisation pratique de ces "lift cycles" sont discutés par Chen et Michel (69). Le gigantisme du flotteur (150 m de haut) est à souligner, ainsi que l'absence de données expérimentales dépassant le stade du laboratoire où le principe a été vérifié à échelle réduite (à la Carnegie Mellon University et l'Université de Porto Rico pour les mousses, à l'Université de Californie pour les brouillards). Il est très difficile de parler de coûts alors même que la faisabilité n'est pas encore clairement établie à grande échelle (problème de stabilité du mélange diphasique lors de sa remontée). Les protagonistes sont bien sûr optimistes. Les experts s'accordent pour voir peut-être là une possibilité au niveau des centrales de deuxième ou troisième génération, donc à très long terme, l'avantage sur le CO étant la simplicité de la turbine (hydraulique) et sur le CF l'absence d'échangeur à paroi. L'influence du dégazage sur le rendement du cycle est encore inconnue à ce stade.

3 - Conversion thermoélectrique de l'ETM

Plusieurs équipes japonaises et américaines (70, 71, 72) ont expérimenté à très petite échelle l'utilisation de l'effet Seebeck (utilisé dans les thermocouples) pour produire directement de l'électricité à partir des eaux chaudes et froides. On utilise des multitudes de thermocouples en série et l'ensemble est vite monstrueux. Pour le petit pilote de 100 We réalisé par les Japonais, les éléments thermoélectriques étaient des pastilles d'alliage de Bi-Te de 13 mm de diamètre et 1,5 mm d'épaisseur. Il fallait 19 000 éléments au total regroupés en 475 sous-modules ! Il a été observé que la production d'électricité varie en gros comme le carré de la différence de température et que le rendement global est ridiculement faible : 1/5 de celui du CF. Les pertes thermiques au niveau des parois sont importantes. De plus le courant produit est à faible tension. Il ne semble pas que cette voie mérite d'être explorée plus avant compte tenu des coûts prohibitifs actuels. Il ne faut cependant pas exclure de voir apparaître un jour des jonctions plus efficaces et plus économiques vu les progrès réalisés en physique du solide. L'élégance du dispositif tient à son absence de machines tournantes, de fluide de travail et d'échangeurs. Mais tous ces avantages coûtent finalement très cher (fig. 35).

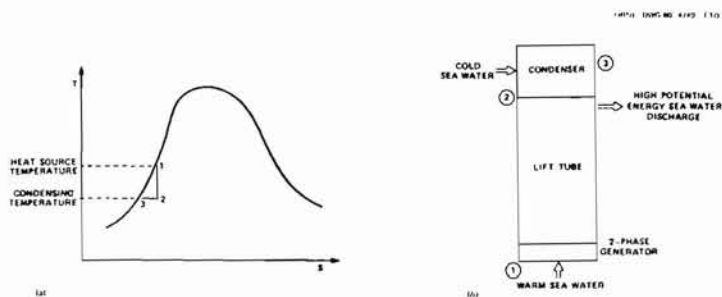


Fig. 32 - SCHEMA DU PRINCIPE "LIFT CYCLES"

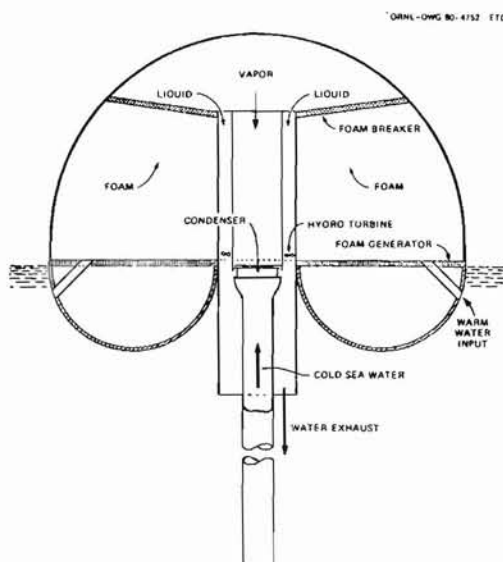


Fig. 33 - CENTRALE ETM "à mousse" (foam OTEC plant)

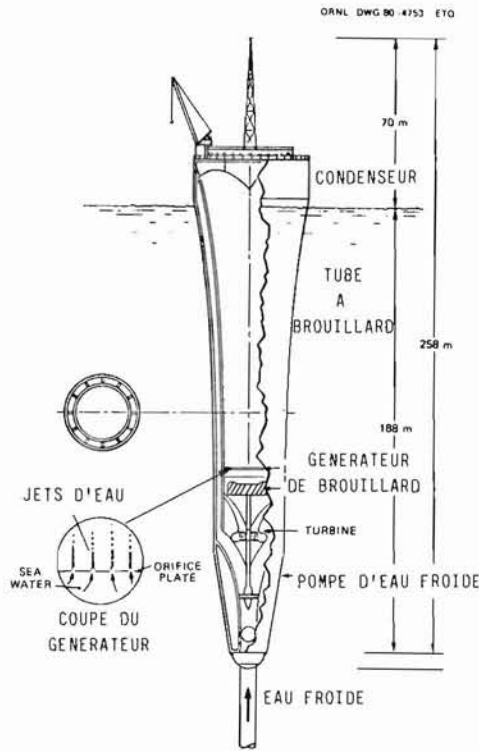
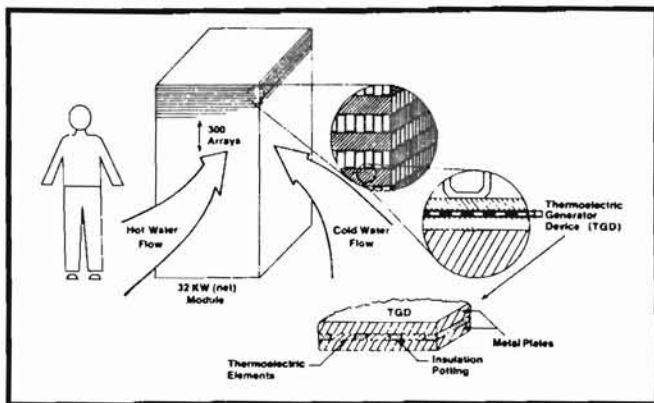
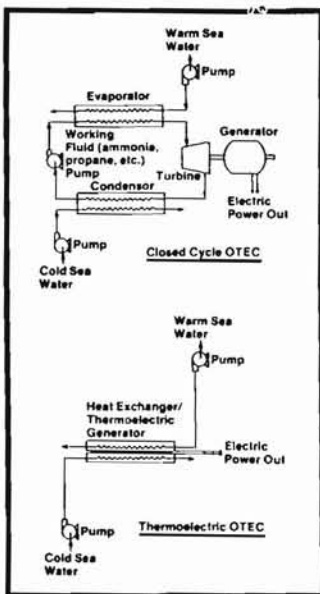


Fig. 34 - CENTRALE ETM à "brouillard"



▲ b. Module

◀ a. Schéma de principe

Fig. 35 - CONVERSION THERMOELECTRIQUE DE L'ETM

CHAPITRE 8 CENTRALES FLOTTANTES

Les Etats-Unis, qui ont redécouvert après Georges Claude l'intérêt de l'ETM, au début des années 70, se sont naturellement orientés vers l'étude d'usines flottantes de grandes dimensions, compte tenu de l'éloignement de la côte de leur gisement ETM dans le golfe du Mexique (plus de 100 ou 200 Km de plateau continental) et de l'unité de puissance significative pour ce pays : 100 MWe. L'objectif a donc été de développer des techniques en vue de la réalisation à terme, dans les années 90, de centrales commerciales de 100 à 400 MWe, la centrale pilote pouvant être "limitée" à 40 MWe. La présence de violents cyclones dans cette région du monde a compliqué la recherche d'une architecture de plate-forme. Une centrale ETM flottante doit être considérée comme un système comprenant des éléments supplémentaires par rapport à un navire classique : un tuyau d'eau froide de grand diamètre (5 m pour 10 MW ; 15 m pour 100 MW ; 30 m pour 400 MW) et de grande longueur (600 à 1 000 m), un ancrage ou un système de maintien en station pour des profondeurs d'eau supérieures à 1 000 m, un câble de transmission de l'électricité à terre de longueur variable selon les sites (5 à 300 km !) pour les centrales qui n'utilisent pas leur énergie à bord dans un processus industriel (fabrication d'ammoniac, d'aluminium, de méthanol ou d'eau douce...). Tous ces appendices amènent des complications supplémentaires. A la différence d'un navire, une barge ETM flottante pourra être remorquée sur le site et faire l'économie d'un système de propulsion.

1 - Plate-forme

Un certain nombre de considérations techniques doivent être prises en compte pour sélectionner une architecture de plate-forme, parmi lesquelles : les mouvements de plate-forme induits par la houle, les courants, les vents ; les forces agissant sur le tuyau d'eau froide ; la capacité du support à recevoir un sous-système énergétique encombrant et plus ou moins sensible aux mouvements, en particulier pour le CO ; les problèmes de construction et d'entretien ; les coûts d'investissement et de maintenance ; enfin, la recherche de la taille optimale pour les applications commerciales. Six architectures types ont été étudiées (fig. 36) que l'on peut classer par intérêt décroissant :

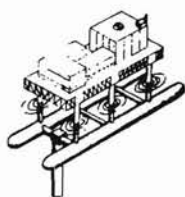
. le navire, qui a l'avantage d'être bien connu et dont les dimensions sont encore accessibles aux chantiers navals même pour les centrales les plus grosses : 400 MWe, conduit à un "navire" de 600 000 T correspondant aux plus grands pétroliers construits (75).



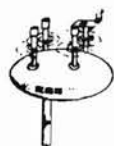
NAVIRE



PERCHE



SEMI-SUBMERSIBLE



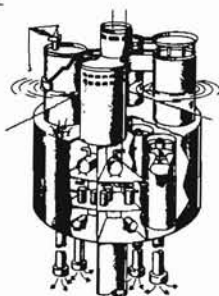
SUBMERSIBLE



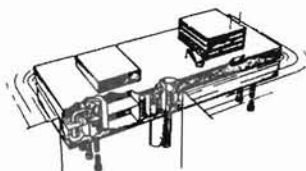
DISQUE



SPHERIQUE



BOUEE PERCHE



BARGE RECTANGULAIRE

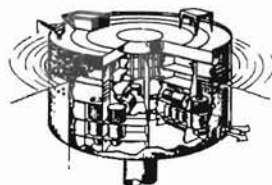


PLATE-FORME CYLINDRIQUE

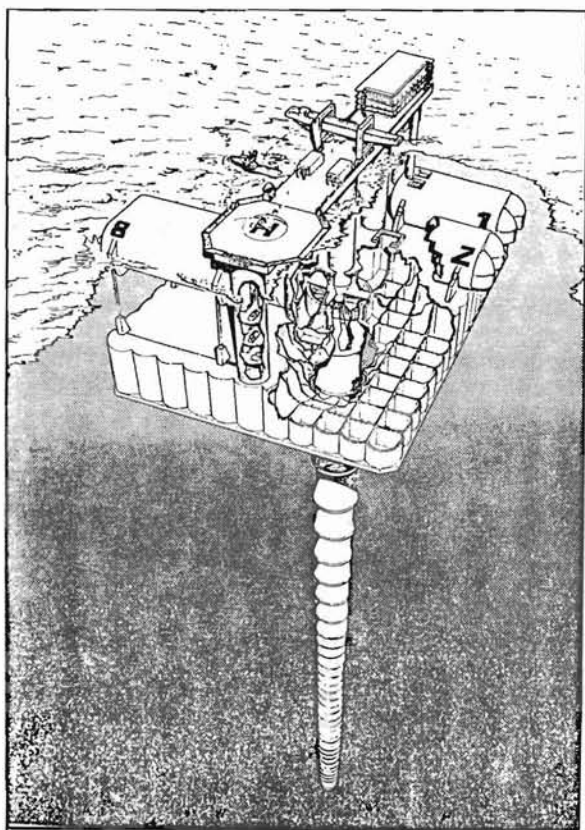


PLATE-FORME SUBMERSIBLE OTEC 400 Mwe

Fig. 36 - DIFFERENTS CONCEPTS DE PLATES-FORMES ETM

. La plate-forme semi-submersible, bien connue dans l'industrie du pétrole en mer, a l'avantage d'une grande stabilité, mais elle est extrêmement sensible aux variations de poids et elle permettrait difficilement d'accéder à des puissances très grandes. Plusieurs études (78) mettent en valeur l'intérêt de ce concept pour des puissances de 50 ou 100 MW. L'utilisation du béton alvéolé permettrait un gain de 25 % sur les coûts et un entretien très réduit contrairement à l'acier. A la différence des Américains et des Japonais, qui ne réalisent pas de telles structures géantes en béton, les Européens ont développé ces techniques (France, Grande-Bretagne, Pays-Bas, Norvège) pour exploiter le pétrole de la mer du Nord. La plus grande plate-forme du monde, Statfjord B, d'un déplacement de 825 000 T, a été remorquée sur 500 Km à 2 noeuds avec un tirant d'eau de 130 m ; elle a coûté 10 milliards F.

. La plate-forme "perche" ("spar concept") permettrait d'accéder aux très grandes puissances (400 MW). Elle a fait l'objet de plusieurs études de faisabilité (74, 76, 77) qui laissent apparaître des difficultés de construction et un coût élevé. De plus, ce concept ne présente pas de redondance au niveau de la stabilité, ce qui peut être très dangereux en cas d'accident.

. La plate-forme "cylindrique" a été très étudiée par la firme TRW (79) ; elle se présente comme un cylindre de 100 m de diamètre et 33 m de tirant d'eau pour un déplacement de 210 000 T au niveau 100 Mwe nets. Ce concept pose cependant des difficultés réelles de construction.

. La plate-forme submersible étudiée par les Japonais (80) est encore une plate-forme disque, mais celui-ci est immergé à 40 ou 50 m ce qui lui confère une grande stabilité, l'effet des vagues étant très réduit à cette profondeur. Ce concept avantageux dans les zones à cyclones est cependant peu réaliste au niveau de la construction.

Les plate-formes plus grandes seront moins coûteuses (par KW) et plus stables, ce qui facilitera le raccordement de la conduite d'eau froide. Cependant l'extrapolation se trouve limitée à des puissances maximum de 100 à 400 MWe pour des raisons de construction, de transport et de mise en place. Enfin, notons que la première "grande" expérimentation de l'ETM s'est faite sur un navire de 15 000 T transformé en usine flottante (1 MWe) au large d'Hawaï pendant quatre mois. OTEC 1 a parfaitement fonctionné malgré ses dimensions modestes.

2 - L'ancrage

C'est un problème nouveau que de maintenir en station un engin flottant de 70 000 T (40 MW) ou 500 000 T (400 MW) au-dessus de fonds de 1 000 ou à 500 m pendant une durée de vingt ou trente ans. L'ancrage du navire OTEC 1 (ancrage de 150 T avec câble acier, bouée submergée et câble en Kevlar de 20 cm de diamètre), réalisé dans 1 300 m d'eau, constitue déjà un record. La définition de l'ancrage dépendra fortement du site choisi : nature du fond, courants, vagues. Les efforts maximum qui peuvent s'exercer pendant la vie de la centrale sont importants : au large de Porto Rico par exemple, un navire de 150 m de long, 40 m de large et 20 m de tirant d'eau, abritant une centrale de 40 MWe, subirait des efforts extrêmes de 400 T du fait de la houle centennale (vague maximum de 20 m). Il faudra reprendre ces efforts au moyen de plusieurs lignes d'ancrage.

La plupart des études de centrales flottantes retiennent un dispositif composé de huit lignes d'ancrage composées de câbles et de chaînes de grande section (15 cm environ), qui limitent les excursions de plate-forme et les risques d'accrochage du tuyau dans ces lignes. Certaines inconnues subsistent, en ce qui concerne les ancrages, au niveau :

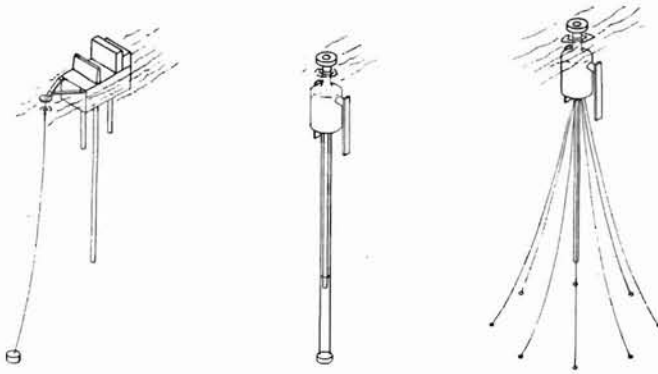


Fig. 36 bis - TROIS TYPES D'ANCRAGE POUR PLATES-FORMES ETM

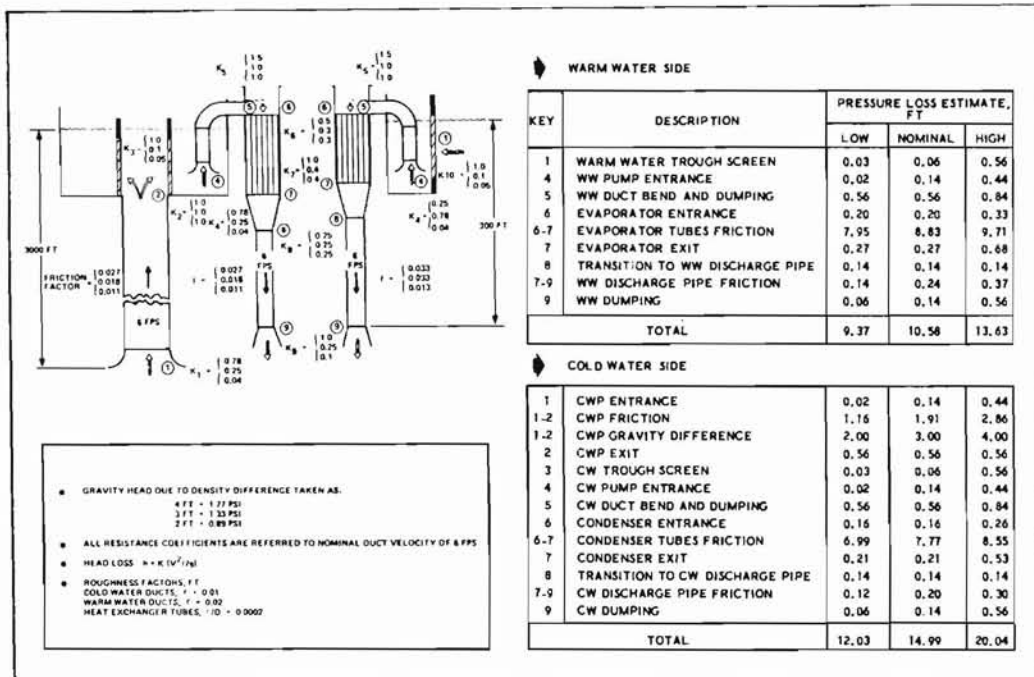


Fig. 37 - PERTES DE CHARGE DANS UNE CENTRALE FLOTTANTE

- . de la durée de vie des lignes en matériau synthétique (manque d'expérience en fatigue sur plusieurs années),
- . des autres composants (ancres, chaînes, treuil) qui correspondent aux dimensions maximum réalisées aujourd'hui par l'industrie,
- . de la définition des procédures et des dispositifs d'entretien et de réparation.

Certaines études (79) proposent de remplacer les lignes d'ancrage par le positionnement dynamique en utilisant les énormes rejets d'eau de la centrale. Ce concept est séduisant pour des plates-formes qui ne sont pas reliées à la côte par un câble de transmission électrique. Il semble irréaliste dans le cas contraire puisqu'il suppose que la centrale fonctionne sans interruption (!) Notons cependant que l'utilisation intelligente des rejets d'eau permettrait de soulager les lignes d'ancrage dans le cas classique.

D'autres dispositifs (câbles tendus, ancrage sur la conduite d'eau froide) ont été proposés mais ils ne semblent pas présenter d'avantages sur les ancrages multiples (fig. 36 bis).

Enfin, les coûts d'ancrage seront élevés (81). Le coût total de l'ancrage d'une barge de forme rectangulaire de 100 000 T de déplacement, donc capable de produire 40 à 60 MW, est évalué, dans une mer difficile, à environ 45 millions \$ dont la moitié (20) pour les câbles, 12 pour les fondations et 7 pour le remplacement des câbles pendant les vingt ans de fonctionnement. Cela peut donc représenter 10 à 20 % de l'investissement total selon la puissance et les caractéristiques plus ou moins dures de l'environnement (vagues).

3 - Circuit d'eau et conduite d'eau froide

Le circuit d'eau se compose des éléments suivants :

- . la conduite d'eau froide (CEF)
- . la prise d'eau chaude
- . le tuyau de rejet d'eau froide et (ou) d'eau chaude
- . le dispositif de pompage

La prise d'eau chaude ne pose pas de difficulté, car cet appendice peut être limité à quelques dizaines de mètres voire à un simple trou dans la coque !

Le rejet en général mixte doit se faire à une profondeur suffisante pour ne pas perturber la source chaude donc en dessous de 50 m ou plus : le mélange tiède plongera pour trouver en profondeur son équilibre de densité (à 200 ou 300 m).

Quant aux pompes d'alimentation en eaux froide et chaude, elles devront véhiculer de très grands débits (4 m³/s par MWe) sous une faible charge (quelques mètres d'eau) et résister aux mouvements de la plate-forme qui risquent de perturber leur fonctionnement, la charge variant comme la période des vagues qui sollicitent le navire.

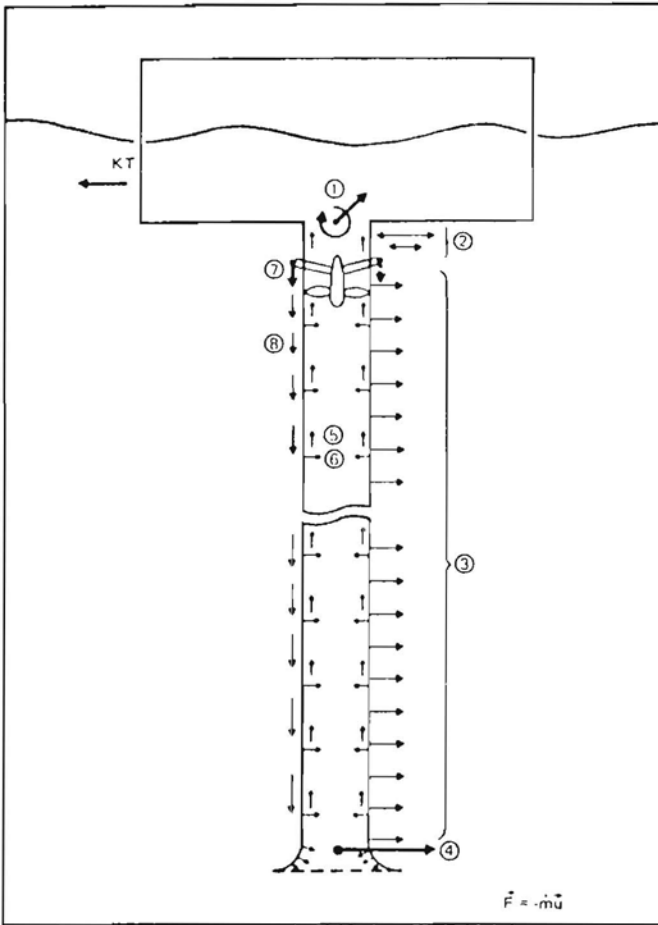


Fig. 38 - BILAN DES FORCES AGISSANT SUR LA CONDUITE

1. Résultante des forces de coque et des moments
2. Forces périodiques dues à la houle et variant avec la profondeur comme $\text{Exp}(-d/\lambda)$
3. La traînée a un terme oscillant lié aux tourbillons longitudinaux et transversaux
4. Force sur la prise d'eau liée à l'aspiration
5. Force de frottement sur la paroi intérieure du tube
6. Pression du collapse due à une surpression externe
7. Réaction du pipe à l'hélice de la pompe
8. Poids dans l'eau du pipe

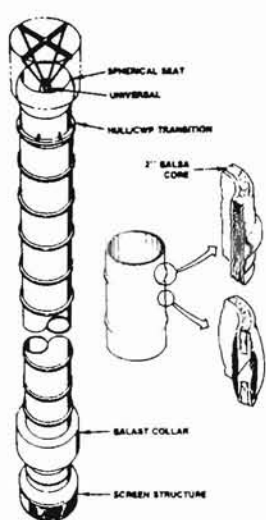
La CEF constitue le problème principal par son diamètre (5 m pour 10 MW ; 10 m pour 40 MW ; 30 m pour 400 MW), sa longueur (600 à 1 000 m) et son raccordement à une plate-forme en mouvement. La figure 37 donne les ordres de grandeur des pertes de charge des circuits d'eau pour une centrale ETM flottante type. La figure 38 met en lumière les différentes forces qui s'exercent sur la CEF. Celle-ci doit être considérée comme un système en soi ayant ses caractéristiques propres (modes d'oscillation, inertie) et qui est couplé à la barge par un dispositif adapté.

Différents matériaux constitutifs de la CEF ont été envisagés comme l'acier, le béton (normal ou léger), les composites (Fiber Reinforced Plastic, FRP), les élastomères ou les thermoplastiques (polyéthylène).

Différents concepts de CEF ont été proposés dans les études américaines (73, 82, 83) qui sont schématisés sur la figure 39 parmi lesquels : la CEF rigide avec joints souples ou entièrement souple, la solution multi-conduites, la conduite flottante ancrée au fond. Toutes ces solutions sont envisageables au niveau de 40 MWe sans difficultés particulières. On constatera que pour les coûts les deux solutions en matériau composite sandwiché (un matériau léger comme le balsa ou bien synthétique comme la mousse de flottabilité est pris en sandwich entre deux peaux de fibreglass) sont, de loin, les meilleures (20 à 25 M \$) ; viennent ensuite la solution en élastomère (30 M \$) puis, loin derrière (65 à 74 M \$), les solutions en acier ou en polyéthylène. Le plus grand tuyau jamais installé a été celui d'OTEC 1 : il se composait (fig. 40) de trois tubes en polyéthylène de 1,2 m de diamètre disposés autour d'un câble tendu par un poids .

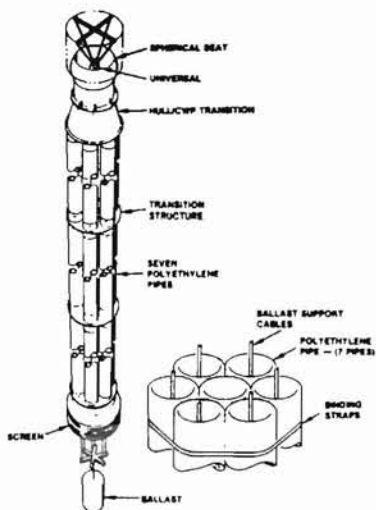
Différents modèles de calcul ont été développés pour prédire le comportement d'une CEF suspendue sous une barge en mouvement. Ces modèles ont été comparés à la suite de l'expérimentation qui s'est déroulée au large d'Hawaï, en avril 1983 : un tuyau de 120 m de long et de 2,5 m de diamètre très fortement instrumenté a été suspendu sous une barge. Ce tuyau en "sandwich composite" préfigurait, à échelle 1/3, celui d'une installation de 40 MWe (84). La technique d'installation de la conduite à bord de la plate-forme a fait l'objet de nombreuses études. Deux techniques sont principalement envisagées. L'une consiste à descendre la conduite par morceaux comme les risers pétroliers, l'autre utilise une conduite d'une seule longueur. La première technique est plus souple et autorise des réparations. Toutes deux nécessitent des installations de levage à bord de la plate-forme.

Le dispositif et la procédure de raccordement est une pièce très critique de l'ensemble support-CEF. Les auteurs s'accordent à recommander le découplage des mouvements relatifs du support et de la CEF dans le cas d'un navire ou d'un support doté d'un mouvement vertical pouvant être important. La coulisse antipilonnement bien connue des navires de forage pétrolier peut convenir ou bien des dispositifs coulissants plus originaux comme celui breveté par la firme française Sea Tank Co : la tête de la CEF flotte dans le puits central du navire, et la déconnexion est alors totale. On peut imaginer de suspendre la CEF à un flotteur relié par un flexible au navire, ce dispositif ayant été utilisé par Georges Claude sur le "Tunisie" en 1934, il devait même servir d'ancrage au navire.



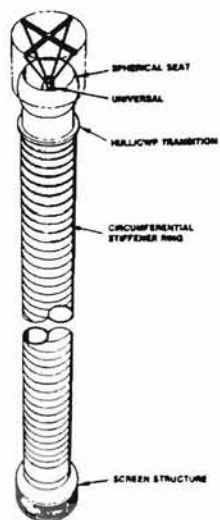
TRW-FRP Sandwich CWP

(coût M\$) (21)



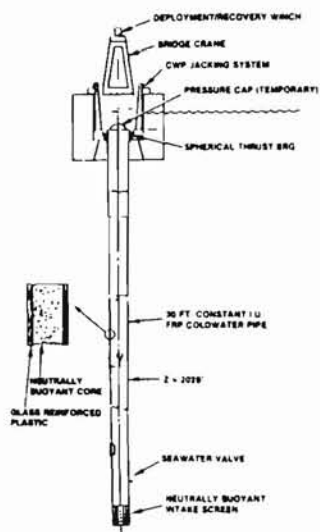
TRW-Polyethylene CWP

(64)



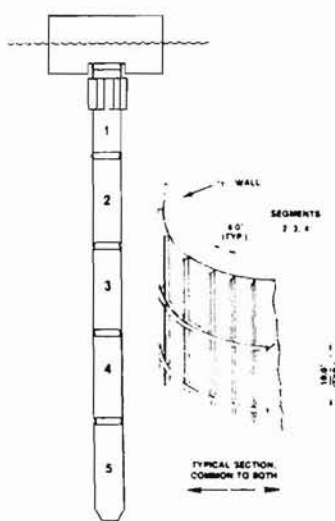
TRW-Elastomer CWP

(30)



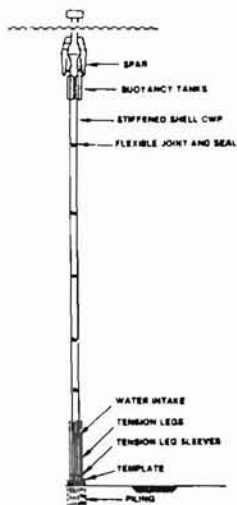
SAI-Fiberglass Sandwich CWP

(26)



SAI-Stiffened Steel CWP

(61)



SAI-Bottom Mounted CWP

(74)

Fig. 39 - SIX CONCEPTS DE TUYAU D'EAU FROIDE POUR UNE CENTRALE FLOTTANTE DE 40 MWe (coût en M\$)

On peut considérer que la faisabilité de la CEF avec son dispositif de raccordement est aujourd'hui établie et qu'il n'y a pas de solution unique au problème. On observera cependant que le concept de tuyau en "sandwich composite" semble avantageux et que le dispositif de connexion à la cardan retenu pour le navire OTEC 1, extrapolable à des conduites de plus grand diamètre, a parfaitement fonctionné pendant cinq mois d'hiver au large d'Hawaï. L'installation de la CEF a été réalisée sans difficulté : le tuyau était amené en flottaison, basculé à l'aide d'un poids puis la tête a été hissée à bord d'OTEC 1 avec un treuil (fig. 40), l'accrochage du cardan a été réalisé sans problème et le dispositif pouvait être déconnecté brutalement par quatre boulons explosifs en cas de besoin (85).

4 - Câble électrique sous-marin

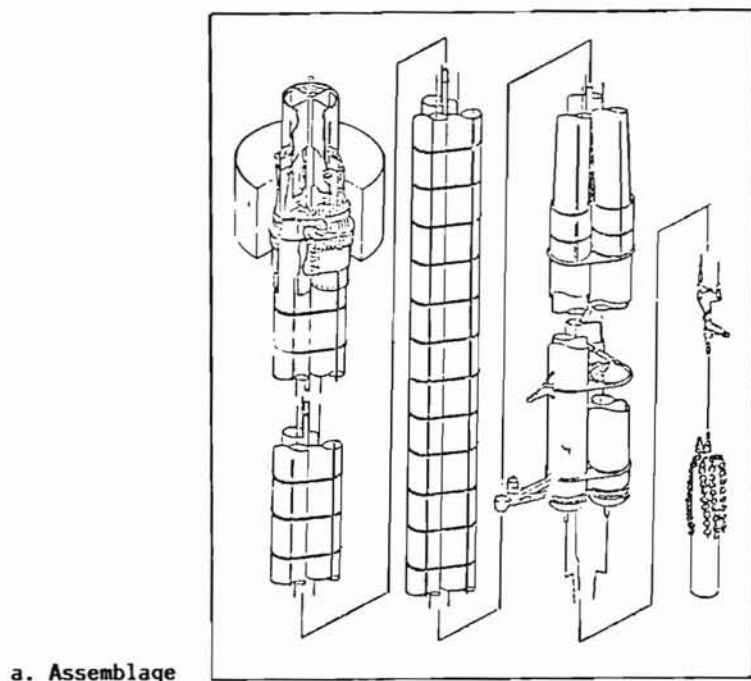
La transmission de l'électricité au moyen d'un câble sous-marin est une technique qui a été utilisée en de nombreux points du monde. Le câble le plus long et le plus profond est actuellement celui qui traverse le Skagerrak, de la Norvège au Danemark : 138 km de long, profondeur maximum supérieure à 300 m (86). Il ne semble donc pas que la réalisation d'un câble électrique posé au fond ne présente de problème particulier. Mais il n'en va pas de même pour la partie "en riser" suspendue sous la plate-forme qui pose un problème difficile à deux niveaux : la sollicitation mécanique et en fatigue, le raccordement au support flottant. En effet, il semble difficile d'éviter un joint tournant immergé sauf si l'on empêche les mouvements de rotation de la plate-forme, ce qui n'est pas forcément souhaitable au niveau des lignes d'ancrage. Un tel joint tournant n'a jamais été réalisé pour de grandes puissances.

Le problème consistant à relier une plate-forme flottante à un point fixe au fond est résolu avec succès par les navires de forage pétrolier au moyen de tiges de forage ; ainsi, le navire "Glomar Challenger" a déjà foré dans plus de 4 000 m d'eau. Il est sans doute possible d'extrapoler cette technique pétrolière à L'ETM (grande puissance). La figure 41 représente une coupe d'un câble électrique en riser (138 KV, 100 MW).

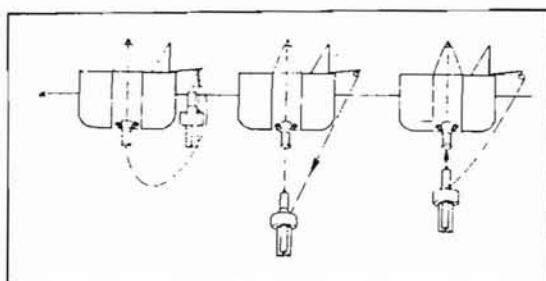
Pour les distances maximum de 40 ou 50 km, la transmission par courant alternatif semble économique. Au-delà, il est nécessaire d'utiliser un câble à courant continu pour limiter les pertes en ligne (capacitives et inductives), ce qui entraîne la nécessité d'un transformateur aux deux bouts.

Enfin, les "interférences" éventuelles entre le câble électrique suspendu sous la barge, le tuyau d'eau froide et les lignes d'ancrage devront être étudiées de très près. L'installation, l'entretien et la réparation du câble électrique constituent une difficulté technique supplémentaire.

Le coût de transmission de l'électricité produite varie de 10 à 20 % de l'investissement total selon les études, le câble en riser pouvant coûter vingt fois plus cher (par unité de longueur) que le câble posé au fond.



b. Séquence de fixation



c. Mise en position verticale

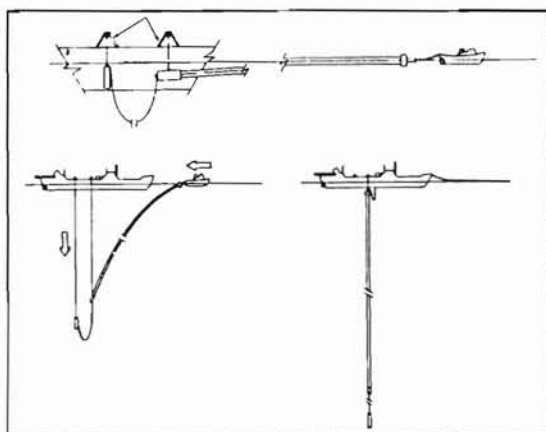
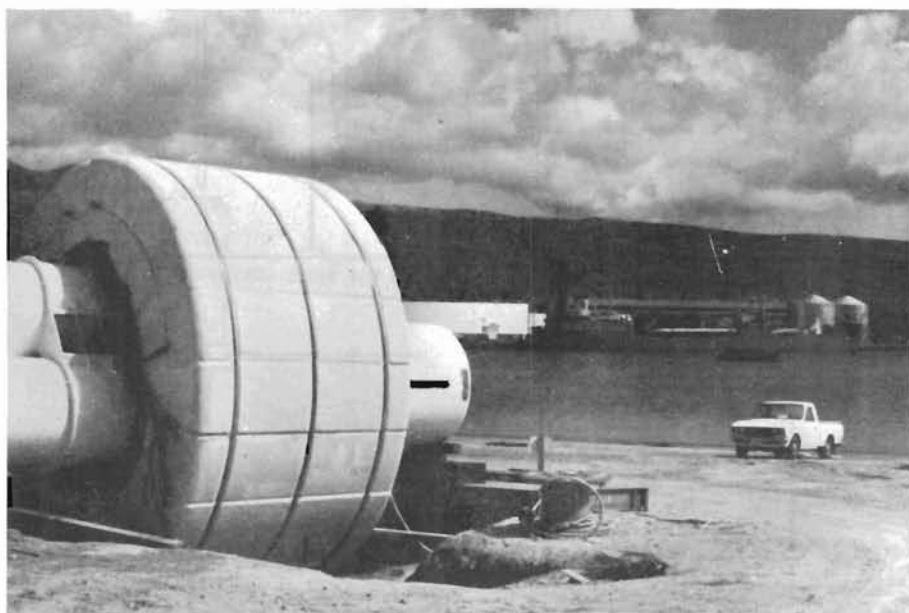


Fig. 40 - INSTALLATION DE LA CONDUITE D'EAU FROIDE

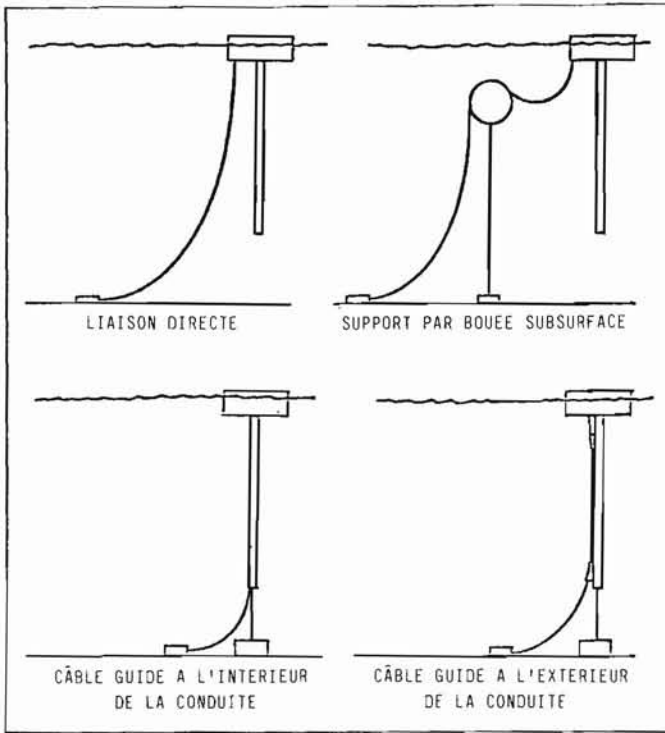


a. Partie supérieure

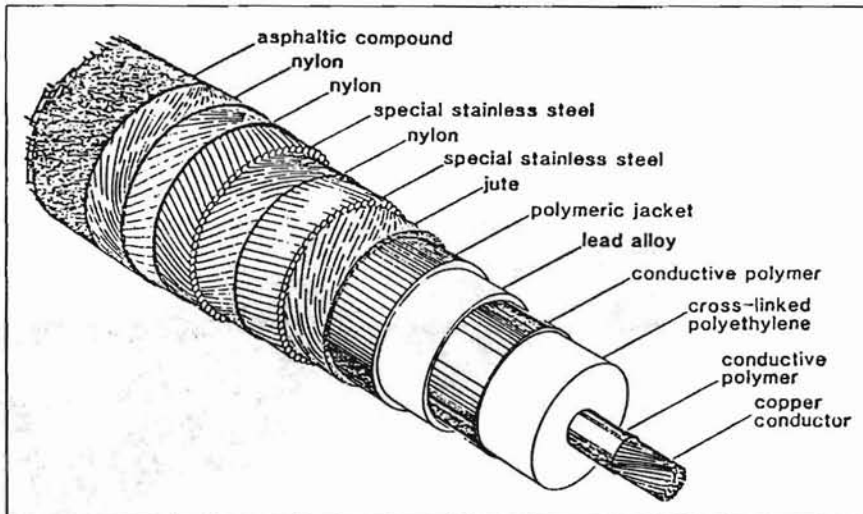


b. Préparation

Fig. 40 bis - LE TUYAU D'EAU FROIDE



a. Les modes de fixation du câble



b. Détail du câble

Fig. 41 -LE CÂBLE ELECTRIQUE D'UNE CENTRALE FLOTTANTE
(source : SIMPLEX COMPANY)

5 - Centrales flottantes élaborant des produits énergivores

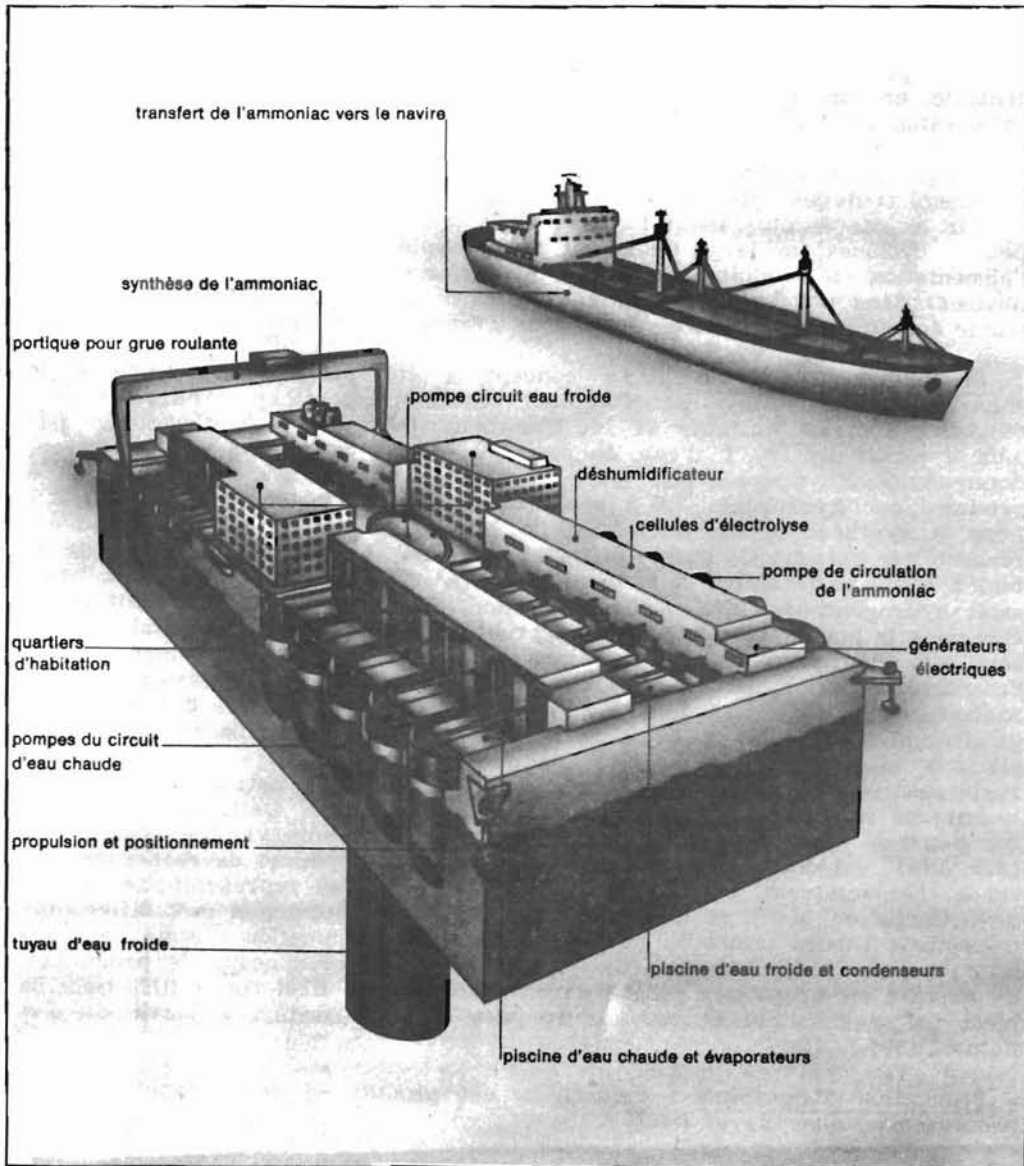
On peut imaginer de transformer l'électricité produite à bord de la centrale en un produit dont l'élaboration nécessite beaucoup d'énergie. Différentes productions sont envisagées : l'ammoniac nécessaire à la fabrication des engrais, l'aluminium par affinage d'un minerai en mer, l'eau douce, l'hydrogène, le méthanol... Les avantages sont évidents : plus de ligne d'ancrage coûteuse, plus de câble électrique difficile à réaliser, possibilité de choisir le site le plus favorable où existe une forte différence thermique et peu de cyclones, au large du Brésil par exemple. Par contre, il faut prévoir l'alimentation en produits nécessaires au process et l'évacuation au moyen de navires. Sans nous étendre sur ces concepts dont nous reparlerons dans la partie économique, situons les ordres de grandeurs au plan technique.

. Production d'ammoniac : Le concept a été proposé et étudié à la John Hopkins University par l'Applied Physical Laboratory -APL/JHU- (87, 88). Une centrale flottante de 100 MWe peut produire 300 T d'ammoniac par jour à partir de 500 T d'eau de mer qui, après distillation et électrolyse, donne 50 T d'hydrogène par jour. 90 % de la production électrique sert à produire de l'hydrogène, 2,5 % seulement à extraire l'azote de l'air, 7,5 % à faire la synthèse et la liquéfaction de NH_3 . La synthèse de l'ammoniac est réalisée par passage de l'azote et de l'hydrogène sur un catalyseur (oxyde de fer) à haute température et forte pression. L'ammoniac est extrait du mélange azote-hydrogène-ammoniac par réfrigération. Les gaz non utilisés sont recyclés dans la boucle de synthèse. Les problèmes de sécurité de l'installation ne sont pas insurmontables compte tenu de la grande pratique industrielle de l'ammoniac et de l'utilisation de l'hydrogène dans le secteur aérospatial par exemple. La centrale imaginée par APL/JHU (fig. 42) est une barge rectangulaire en béton (160 x 60 x 25 m tirant d'eau) compartimentée en sous-piscines chaudes et froides ou baignent des échangeurs trombones très rustiques : ces 20 modules de 5 MWe produisent 100 MWe net. La rusticité des techniques retenues se justifie par un coût total faible. Cette grande barge, qui pourrait produire 1 000 T/jour d'ammoniac dans une version commerciale (325 MWe), est dotée d'une propulsion lente, qui lui permet de rechercher les zones thermiquement les plus favorables. La figure 43 représente un schéma de principe de la filière ammoniac complète de la production aux différentes utilisations finales (engrais, piles à combustible, combustion directe dans les moteurs pour véhicules ou usines). Il semble que ce concept de production d'ammoniac en haute mer puisse devenir un produit ETM compétitif, mais ce n'est pas aujourd'hui le cas par rapport à la fabrication à partir du gaz naturel (89).

. Production d'aluminium : l'aluminium est produit en deux étapes dans le procédé classique "Bayer Hall" :

a) obtention de 2 tonnes d'alumine à partir de 6 tonnes de bauxite par attaque à la soude caustique et calcination ;

b) obtention de l'aluminium par électrolyse d'une solution d'alumine et de cryolite. TRW envisage ainsi la production de 50 000 T à 70 000 T d'aluminium par an sur une barge de 100 MW qui est approvisionnée en alumine par navire. 91 MWe servent à l'électrolyse. L'utilisation du procédé "Alcoa chloride" serait encore plus intéressante du fait d'une plus grande insensibilité du procédé aux mouvements de plate-forme et surtout d'un encombrement beaucoup plus réduit de l'usine de production d'aluminium donc de la barge (90, 91). Si une telle production est envisageable en haute mer il ne semble pas aujourd'hui qu'elle soit économiquement très intéressante comme nous le verrons plus loin.



La centrale flottante à cycle fermé, présentée par le laboratoire APL (Applied physics laboratory) de la Johns Hopkins University est très différente de la précédente : elle ne transmet pas l'électricité produite au rivage au moyen d'un câble mais l'utilise sur place pour fabriquer de l'ammoniac. (11, 12) L'hydrogène est obtenu par électrolyse de l'eau et l'azote par la liquéfaction de l'air. Une combinaison catalytique de l'hydrogène et de l'azote donne de l'ammoniac qui est ensuite acheminé par des navires spécialisés : les transporteurs de gaz liquéfiés dont la technologie est maintenant bien au point. Une telle structure, sans fil à la patte, n'a pas besoin d'être ancrée. Elle migre à la recherche des meilleurs « pâturages thermiques » (« grazing concept » — to graze : butiner) où la différence de température est la plus élevée possible... par exemple au large du N.E. du Brésil, hors des eaux territoriales, dans une zone sans tempête ni cyclone, d'où son aspect rustique et peu marin de parallélépipède rectangulaire en béton. La recherche du coût minimum jointe à celle de la différence de température maximale permet d'après l'université Johns Hopkins d'avancer un prix de kWh produit, moitié moindre que dans les 2 cas précédents de Lockheed et TRW.

Cette grande piscine (160 × 60 × 25 m) compartimentée en sous-piscines chaudes et froides où baignent des échangeurs-trombones, (encadré 3), très rustiques dans une version 100 MWe, produirait 300 t d'ammoniac par jour, au moyen de 20 modules de 5 MW.

Le marché de telles centrales d'ici la fin du siècle serait d'une cinquantaine d'unités dans une version commerciale produisant 1 000 t d'ammoniac par jour. (D'après APL.)

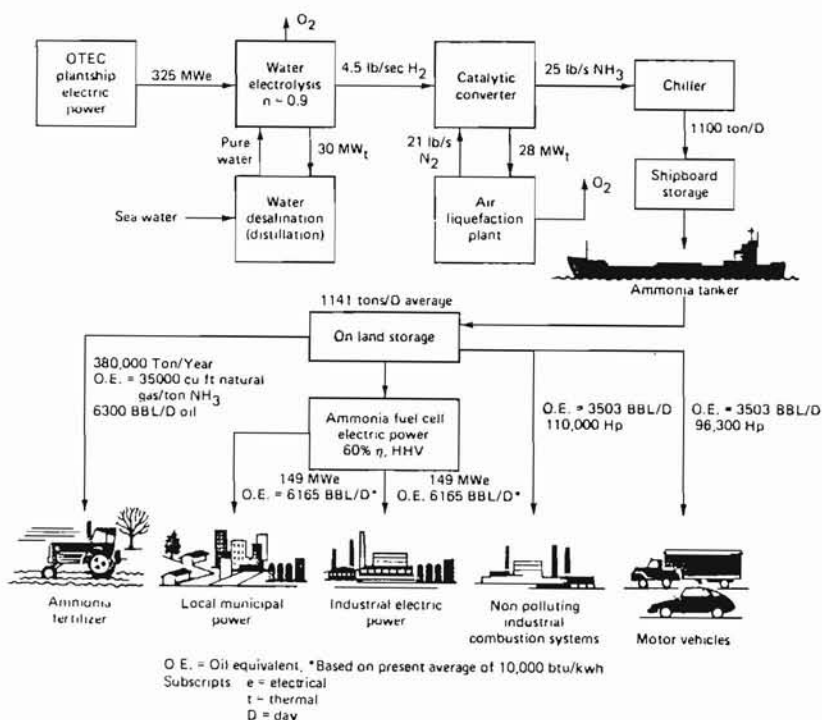


Fig. 43 - FILIERE "PRODUCTION D'AMMONIAC SUR BARGE ETM"

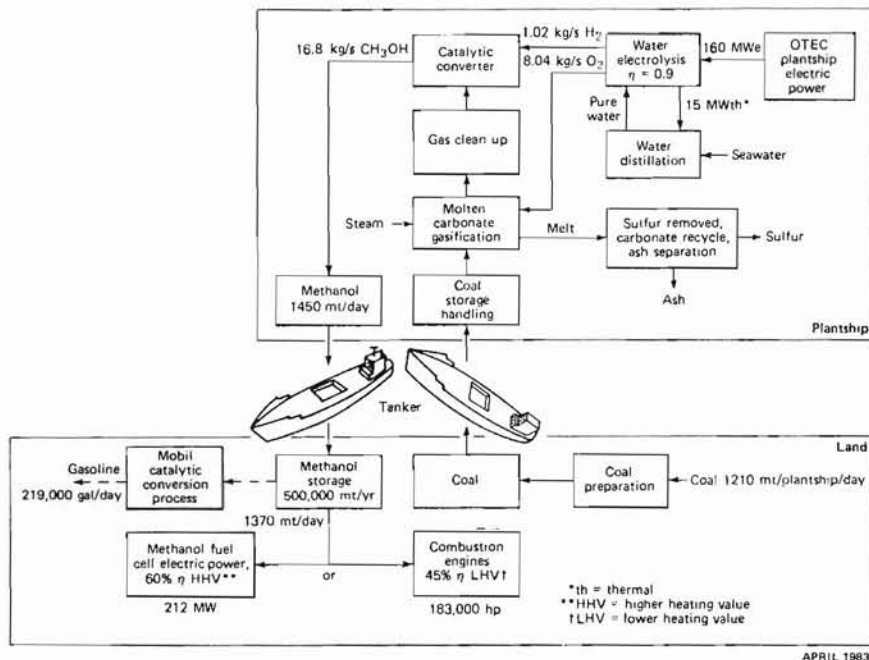
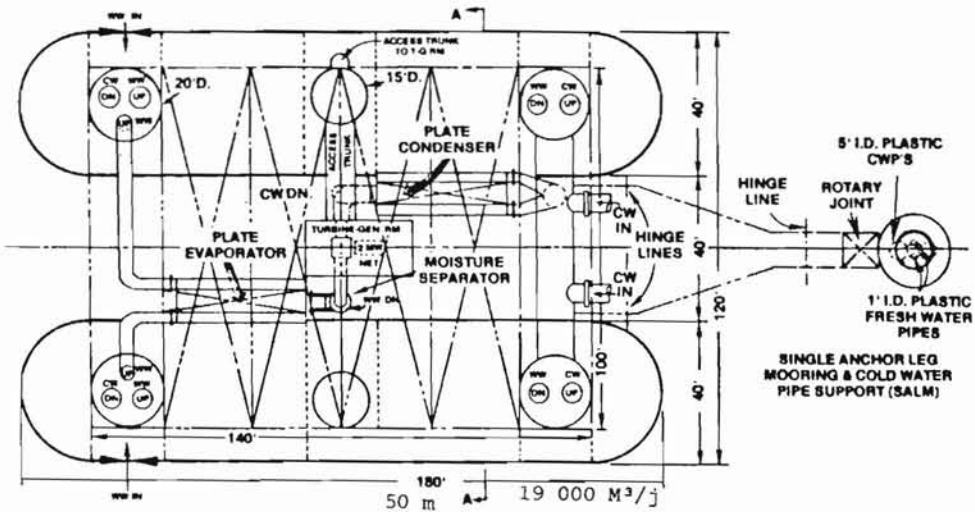
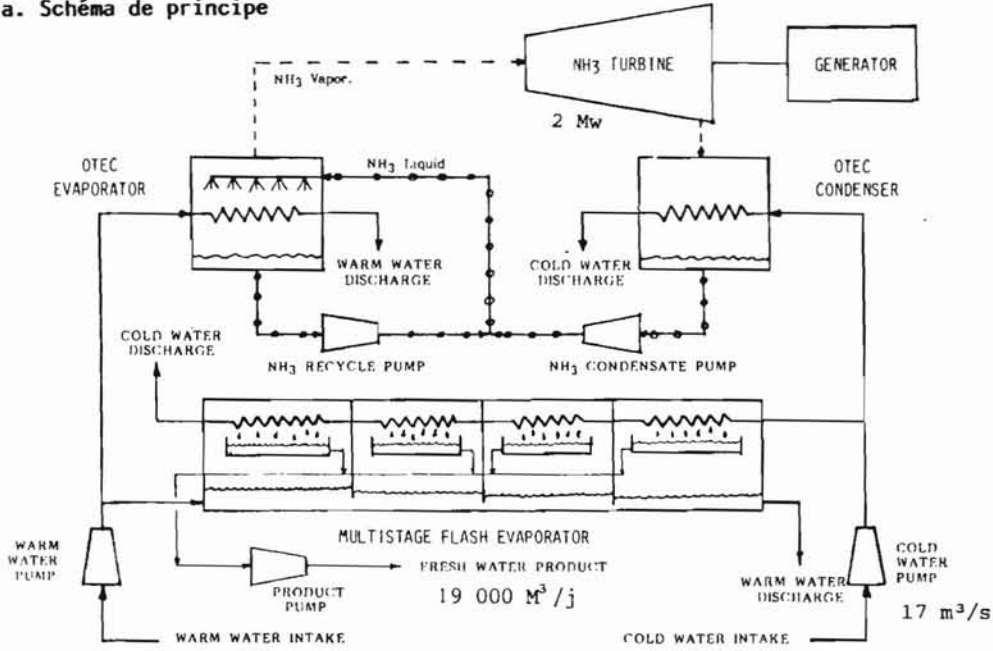


Fig. 44 - FILIERE "PRODUCTION DE METHANOL SUR BARGE ETM"

a. Schéma de principe



NOTES -

- 1 SUPPORTING STRUCTURE FOR 2 Mw_e (NET) CLOSED CYCLE OTEC POWER PLANT TO BE DEVELOPED.
- 2 SALM AND BRIDGE STRUCTURE TO WATER PLANT PLATFORM TO BE DEVELOPED.

b. Plan de l'installation de 19 000 M³/Jour

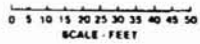


Fig. 45 - CONCEPT D'USINE ETM DE DESALEMENT SUR BARGE

. Production de méthanol : APL/JHU après avoir étudié la production d'ammoniac sur des centrales ETM de grande puissance s'est orienté (92, 93) depuis 1982 vers un concept de production de "méthanol ETM" qui semble économiquement attrayant. Nous nous bornerons ici à sa description technique dans le présent chapitre : Une description de la filière assez complexe est donnée en figure 44 : le charbon est acheminé par navire une fois par mois à bord de l'usine ETM qui croise à vitesse très lente dans une zone équatoriale favorable. Le charbon est gazéifié à bord par réaction avec l'oxygène provenant de l'électrolyse de l'eau. La vapeur est injectée dans le réacteur (technique TEXACO) avec le charbon pour utiliser la chaleur produite qui donne de l'oxyde de carbone CO et de l'hydrogène. Le produit de la réaction est alors mélangé avec l'hydrogène provenant de l'électrolyse et acheminé dans le convertisseur à catalyse où se produit la réaction de fabrication du méthanol. Une usine de 160 MWe pourrait ainsi produire 1 000 T/j de méthanol-combustible ("fuel grade-methanol").

Le navire-usine, étudié par Brown and Root, se compose de deux usines de 80 MW (4 modules de 20 MW) disposées symétriquement à l'avant et à l'arrière du navire, chacune équipée d'un tuyau d'eau froide de 12 m de diamètre. L'usine de production de méthanol est localisée au centre du navire. Il a été montré que l'efficacité du réacteur pouvait être augmentée de 50 % grâce à une technique récemment développée par Rockwell International, qui utilise un bain de carbonate de sodium dans le réacteur où est introduit le charbon pulvérulent. La production de méthanol passe alors à 1 450 T/jour de méthanol, au lieu de 1 000 T/j, pour une installation électrique identique de 160 MWe. Ce nouveau procédé a, de plus, l'avantage de produire un gaz débarrassé en grande partie de CO₂ et de H₂S et de fonctionner avec du charbon pulvérulent. Le procédé TEXACO utilisait, quant à lui, une bouillie de charbon (coal slurry) relativement coûteuse à produire. Le bilan économique semble attrayant mais le procédé Rockwell n'a pour le moment été testé qu'à petite échelle (1 T/h), ainsi que l'électrolyseur performant à 200-500 KW (des électrolyseurs de quelques MW existent mais sont moins efficaces). La chaîne complète de production a cependant été expérimentée dans de nombreux points du monde. Rappelons que le méthanol est un combustible particulièrement intéressant pour les véhicules à moteur et qu'il est compatible avec les installations existantes de stockage et de distribution. Selon APL/JHU, l'intérêt économique de la filière "ETM méthanol en mer" par rapport aux filières "classiques" à terre, résulterait d'une considérable économie de charbon (la moitié au moins) nécessaire au processus puisque la fabrication d'hydrogène et d'oxygène à partir de l'électrolyse élimine la nécessité de brûler du charbon pour fournir la chaleur nécessaire à la fabrication du méthanol. De plus, dans ce processus utilisant l'électrolyse, on fait l'économie d'une coûteuse installation de séparation de l'oxygène.

Production d'eau douce : une étude de Westinghouse (94) examine la faisabilité et l'intérêt économique d'une telle production en mer dans une fle des Caraïbes (Sainte-Croix). Une installation de dessalement de type multi-flash et utilisant la totalité du DT est implantée sur une plate-forme semi-submersible. Pour une production de 19 000 m³/j, il faut 2 MW pour faire fonctionner l'usine. Cette puissance est fournie par un module à cycle fermé (fig. 45). La plate-forme du type catamaran est de taille raisonnable : pour une longueur de 50 m, elle déplace 14 000 T en charge. L'eau douce est évacuée à terre au moyen d'un flexible, l'ancrage se fait sur le tuyau d'eau froide qui se compose lui-même de deux conduites de 1,5 m de diamètre. On notera le faible débit d'eau, 17 m³/s, nécessaire pour faire fonctionner l'ensemble par comparaison avec une centrale cycle ouvert qui produirait simultanément de l'électricité et de l'eau douce et donc utiliserait une partie du DT pour faire marcher la turbine, il faudrait alors pomper 35 à 40 m³/s d'eau froide pour produire la même quantité d'eau douce et 10 ou 12 MWe. La viabilité économique d'un tel concept semble très attractive.

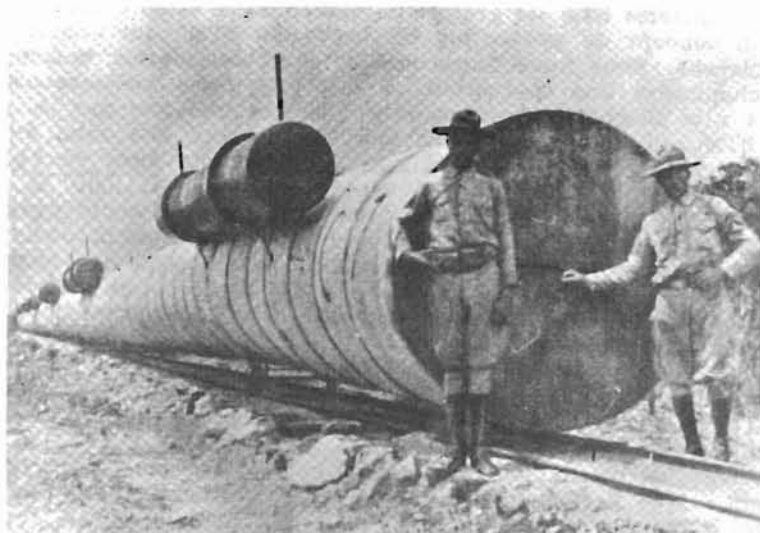


Fig. 46 - TUYAU D'EAU FROIDE (Cuba, 1930)

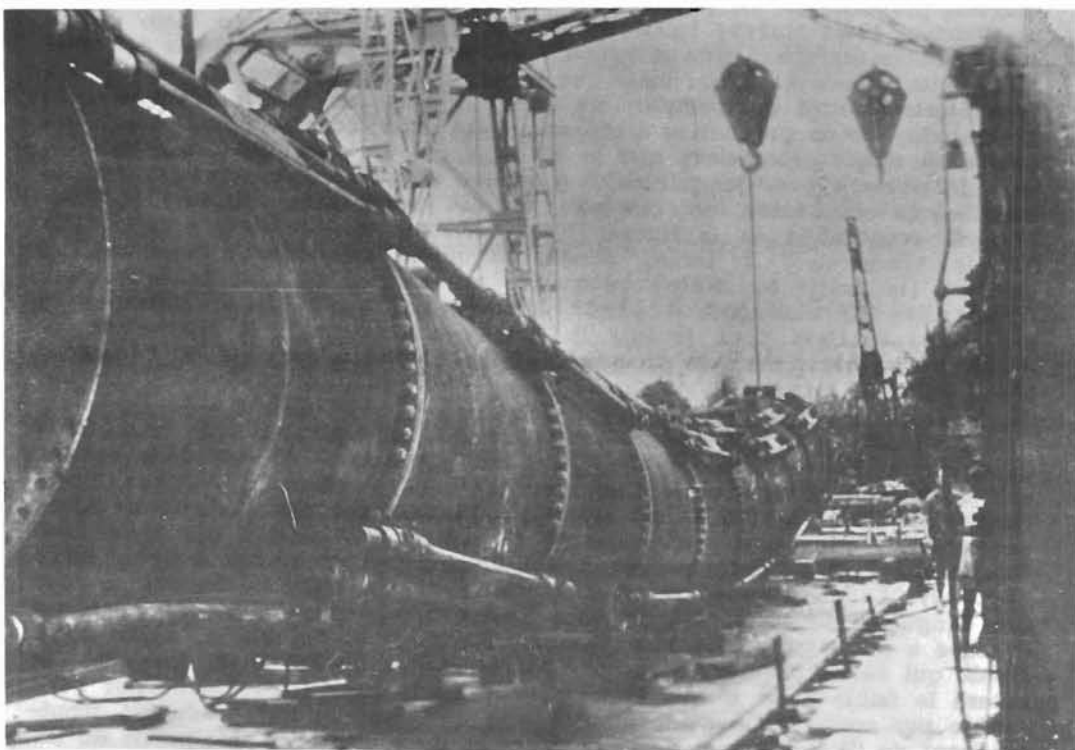


Fig. 47 - TUYAU D'EAU FROIDE (Abidjan, 1950)

CHAPITRE 9 CENTRALES A TERRE

Si les perspectives à long terme semblent plus vastes pour les centrales flottantes que pour les centrales à terre, vu l'universalité du concept flottant et l'extrapolation aisée vers les grandes puissances, la plupart des réalisations ou des projets de démonstration concernent des centrales à terre. Les spécialistes s'accordent à penser que si le problème de la conduite d'eau froide peut être résolu, la centrale à terre présentera un certain nombre d'avantages sur la centrale en mer avec, en particulier, une meilleure fiabilité, une possibilité de valoriser l'eau profonde sortie centrale en faisant de l'aquaculture, ou de l'eau douce, ou de la climatisation, un coût de fonctionnement et peut-être d'investissement plus réduit, un entretien facilité (95). Le nombre de sites où l'on peut implanter de telles centrales est cependant limité par la nécessité d'avoir une profondeur de 500 à 1 000 m à moins de 5 km du rivage.

1 - Conduite d'eau froide

C'est sans doute un des problèmes les plus difficiles à résoudre, que d'imaginer un tuyau de 3 km et de grand diamètre (1,5 m pour 1 MW ; 3 m pour 5 MW ; 6 m pour 20 MW ; 10 m pour 50 MW). Ce diamètre, qui augmente en gros comme la racine carrée de la puissance, ne peut pas être extrapolé indéfiniment, la limite de 10 m constituant, dans l'état actuel des choses, une réelle performance technique. Il en va différemment pour les centrales flottantes pour lesquelles des solutions valables pour des diamètres de 20 ou 30 m et correspondant à des puissances unitaires de plusieurs centaines de MW, ont été imaginées. Il faut cependant insister sur le fait que l'on demande à ce tuyau d'être une sorte de grande enveloppe capable de véhiculer de grands débits d'eau sous faible pression, voire dépression (moins de 0,5 bars ou encore quelques mètres d'eau). Il n'a donc rien à voir avec le riser pétrolier suspendu sous une barge en mer et qui doit être capable de résister aux conditions extrêmes du pétrole jaillissant (pression élevée, 200 bars ; température atteignant 200°C).

De plus, la CEF doit être capable de fonctionner pendant 20 ou 30 ans si possible sans intervention sous-marine, elle doit être optimisée en fonction des caractéristiques physiques du site : profil de la pente, nature et "rugosité" du fond, courants et houles extrêmes. Il importe donc de faire une reconnaissance détaillée du site, celle-ci pouvant être assez onéreuse compte tenu des moyens à mettre en oeuvre et de l'ignorance dans laquelle on se trouve en général. Notons cependant qu'il existe des solutions de CEF plus ou moins universelles : une conduite flottant entre deux eaux pourra se contenter d'une reconnaissance légère par rapport à une solution posée au fond.

Avant d'envisager les principales solutions possibles, il est instructif de passer en revue l'expérience acquise (96, 97).

1.1 - Bilan des tentatives

. Réalisation de Matanzas (Cuba-1930). Georges Claude, après deux tentatives infructueuses, réussit à poser une conduite de 1 800 m et 1,6 m de diamètre. Celle-ci était en tôle ondulée de 3 mm d'épaisseur ce qui lui conférait une certaine souplesse. La conduite était réalisée sur place en pliant la tôle et en assemblant les tronçons préalablement calorifugés. Elle était tirée à la mer en flottaison par deux remorqueurs de haute mer assistés de dix petits remorqueurs. Les flotteurs répartis le long du tube étaient alors ballastés et la conduite était affalée en une seule fois par rupture des amarres la reliant aux remorqueurs. L'opération de raccordement de la partie au large au morceau de conduite au rivage s'est faite par scaphandrier à -20 m. Cette conduite a parfaitement fonctionné mais au bout de quelques semaines, elle fut détruite par une grande tempête. Georges Claude estimait que la houle ne ferait pas sentir son action au dessous de 20 m de profondeur, or, le calcul montre qu'une houle de 4 m d'amplitude et de 7 s de période exerce des efforts de 130 kg/ml de conduite de 1,6 m de diamètre ! C'est la raison pour laquelle la conduite de Cuba fut endommagée. Les deux tentatives infructueuses préalables s'expliquent par la sous-estimation des forces hydrodynamiques et l'impréparation de la délicate manœuvre irréversible de pose. Mais nous étions en 1930 et cet exploit reste considérable, le but de Georges Claude n'était heureusement pas de faire une centrale de production mais seulement une démonstration au principe, ce qui fut fait (fig. 46).

. Les essais d'Abidjan (1947-1950). La société E.D.M. (Energie des Mers) a procédé à des essais de pose de conduite au large d'Abidjan. On peut dire aujourd'hui que le projet de conduite de 4 km semi-rigide (tronçons en aciers de 50 m reliés entre eux par des joints en caoutchouc armé), se terminant par une partie entièrement souple pour plonger dans le canyon d'Abidjan, était techniquement viable (fig. 47). Si les essais de raccordement en mer à l'aide de flotteurs "anti-houle" ne furent pas de francs succès techniques, cela vient encore d'une sous-estimation de la difficulté des travaux à la mer qui requiert une très bonne et minutieuse préparation, des moyens humains et techniques plutôt surdimensionnés, une bonne connaissance du site et des conditions météorologiques, et la possibilité de recommencer certaines opérations délicates (réversibilité).

. Essais de pose en Méditerranée d'un gazoduc sous-marin suspendu par 1 000 m de fond (1964-1965). La société française SEGANS (aujourd'hui DOKIS) a procédé avec succès à l'installation expérimentale d'une conduite en acier de 60 cm de diamètre et 1 600 m de long au-dessus de fonds de 1 000 m au large de Nice. La conduite a été immergée jusqu'à 200 m par une méthode originale et peu dispendieuse en moyens navals. La conduite était accrochée à un câble horizontal préalablement installé en faible immersion. Ce câble était relié par un ensemble de suspentes à deux points de convergence situés sur deux câbles verticaux solidement ancrés au fond. L'immersion se faisait en descendant pas à pas ces points de convergence à l'aide d'un robot commandé depuis la surface. L'allure finale se rapproche d'un pont suspendu à l'envers où le tablier serait la conduite et les piliers les deux câbles.

. Pose, en 1972, au large de Sainte-Croix de trois conduites en polyéthylène de petit diamètre destinées à pomper de l'eau à 800 m de profondeur (pose en une seule opération). Le tuyau est toujours en fonctionnement.

. Pose en une seule fois, en 1981, à Hawaï d'une conduite en polyéthylène de 30 cm de diamètre et de 1,5 km de long. La conduite flotte au-dessus du fond auquel elle est reliée par des chaînes en guide-rope. Elle est renforcée dans sa partie supérieure et solidement ancrée au fond.

. Pose, en 1981, à NAURU (Japon) d'une conduite en polyéthylène de 70 cm de diamètre et de 950 m de long destinée à pomper de l'eau à 550 m de profondeur pour alimenter le prototype ETM japonais de 100 KW. Les tronçons étaient aboutés à terre progressivement, la conduite était mise en tension par un remorqueur puis afloatée en une seule fois en enlevant les flotteurs (fig. 48). Cette conduite a parfaitement fonctionné pendant les neuf mois de l'expérience. Elle a finalement été détruite par fatigue à une profondeur faible, au cours d'une tempête.

. Pose, en 1982, dans l'île de Kyushu (Japon) d'une conduite en polyéthylène de 50 cm de diamètre pour pomper de l'eau à 350 m de profondeur (pilote de Tsukunoshima).

. Echec, début 1984, dans la pose d'un tuyau en polyéthylène de 1,2 m de diamètre et de 2 km de long qui aurait dû permettre de pomper de l'eau froide à 700 m de profondeur au large d'Hawaï pour expérimenter des pilotes ETM de moins de 1 MW. Ce tuyau était semble-t-il en chaînette inversée, et accroché au fond aux deux extrémités seulement. Cet échec s'expliquerait par une certaine impréparation de l'opération de pose.

On notera que les conduites profondes récentes étaient toutes en polyéthylène, matériau de densité 0,96 qui confère à la conduite une flottabilité légèrement positive et évite donc le contact avec le fond souvent accidenté et présentant donc des risques de poinçonnement. Les techniques ci-dessus décrites sont très différentes des schémas classiques de l'offshore où les conduites sont posées au fond au moyen de barges très spécialisées et très onéreuses.

1.2 - Matériaux de conduite :

Les matériaux les plus couramment envisagés sont au nombre de six, ils possèdent tous des avantages et des inconvénients liés en particulier au type de conduite et de méthode de pose envisagés :

. Le béton : matériau économique par excellence, il est très handicapé par son poids qui pénalise fortement sa mise en oeuvre, surtout au-delà d'une certaine profondeur. Sa tenue thermique est très bonne. Des bétons "légers" de densité 1,5 ou 1,8 (contre 2,2) mais encore peu connus pourraient être aussi envisagés. Ces matériaux résistent bien à la compression mais doivent être armés pour résister aux efforts de traction. Enfin, leur rigidité entraînera la nécessité de prévoir des joints souples pour la réalisation d'une CEF.

. L'aluminium et l'acier : ces matériaux possèdent une bonne résistance mécanique, ils doivent être revêtus pour assurer l'isolation thermique. On peut concevoir des tronçons rigides reliés par des joints souples (cas d'Abidjan) ou une CEF en tôle ondulée donc relativement souple mais avec une perte de charge accrue.

. Le caoutchouc : Il n'est utilisable que pour des joints souples. En effet, pour les diamètres importants son prix élevé l'exclut sur toute la longueur de la conduite. Le vieillissement du caoutchouc en eau de mer sous pression est mal connu.

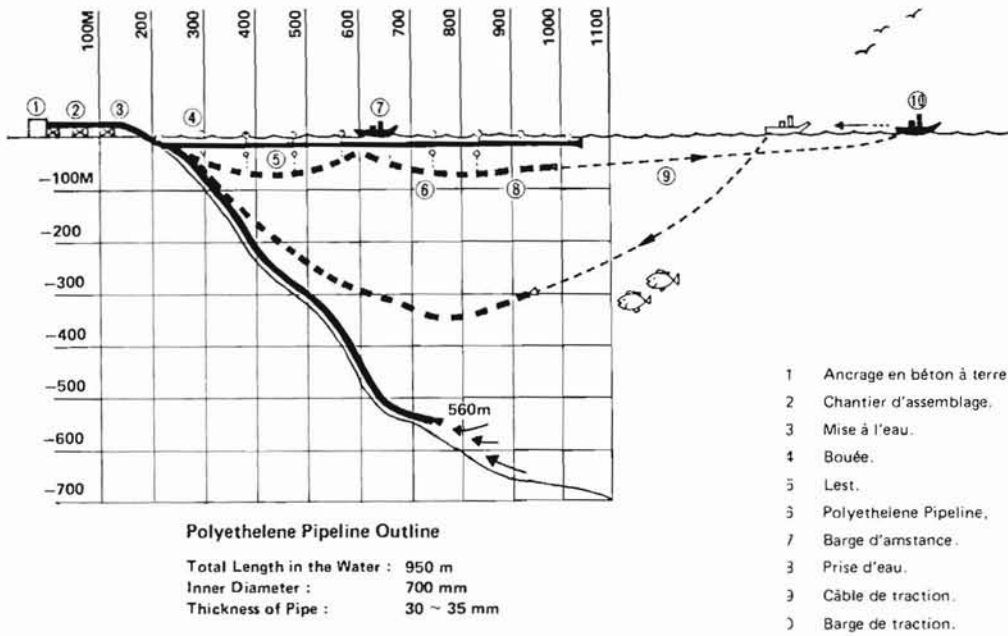


Fig. 48 - POSE DU TUYAU DE LA CENTRALE PROTOTYPE DE NAURU
 (NAURU OTEC Plant)

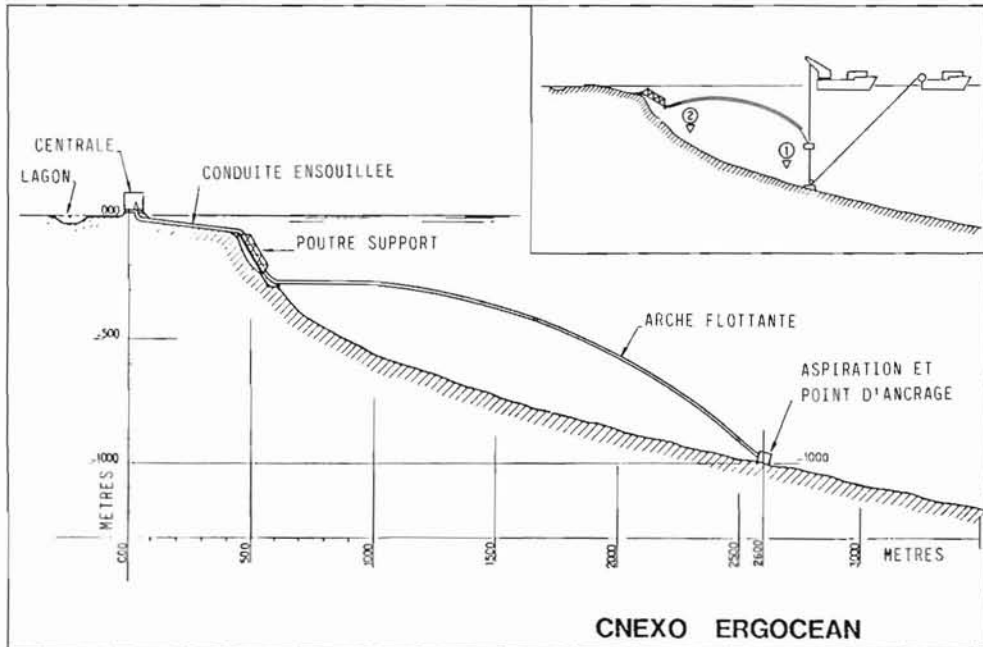


Fig. 49a - TUYAU "EN ARCHE" (chaînette inversée) : San Francisco, sept. 1983

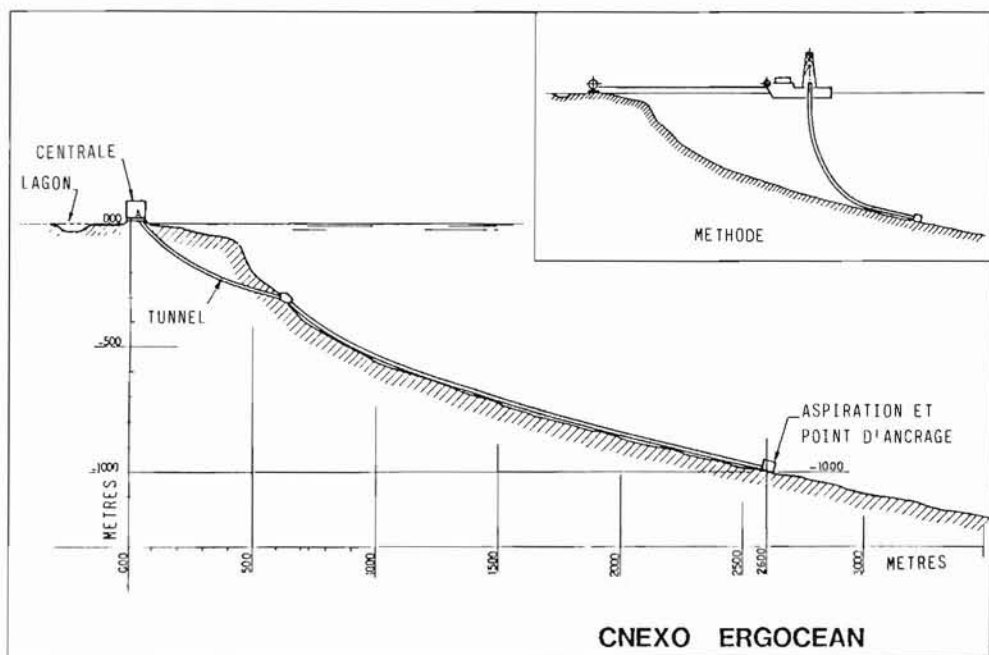


Fig. 49b - TUYAU POSÉ AU FOND : San Francisco, sept. 1983

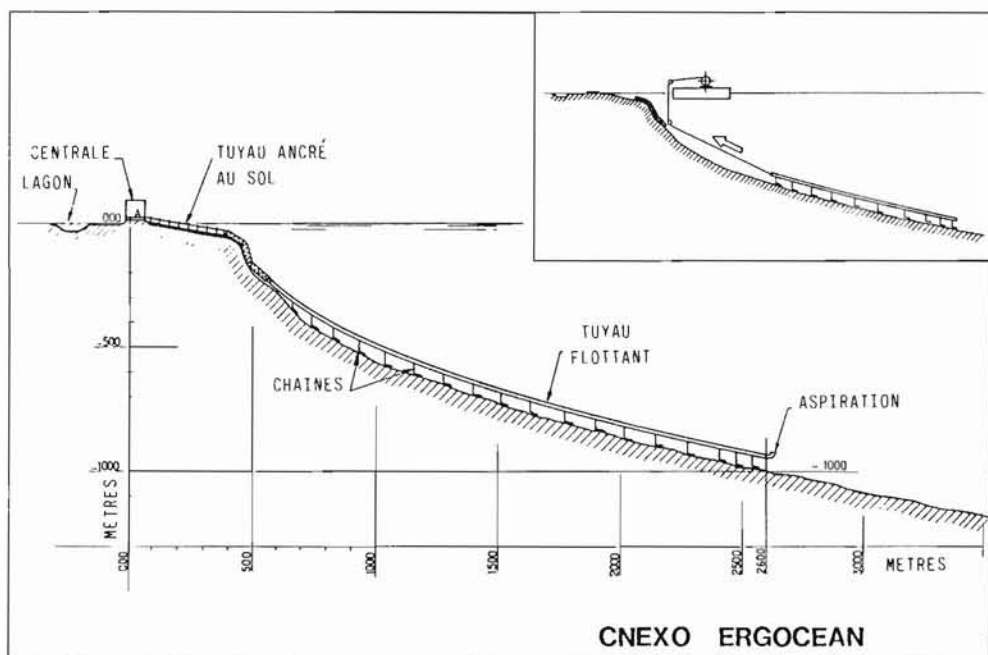


Fig. 49c - TUYAU EN "GUIDE ROPE" : San Francisco, sept. 1983

. Le polyéthylène : imputrescible et thermiquement inerte, de flottabilité positive dans l'eau (densité 0,96), la souplesse de ce matériau permet d'envisager de faibles rayons de courbure. Il est fabriqué par l'industrie jusqu'au diamètre de 1,5 m, ce qui explique son utilisation dans les premières expériences décrites ci-dessus. Cependant l'extrapolation en diamètre semble limitée à 5 m environ. Au-delà, il y a risque de "collapse" et donc nécessité de le renforcer par des anneaux importants. Il semble cependant que ses performances mécaniques se dégradent avec le temps.

. Le plastique renforcé de fibres de verre (fiber reinforced plastic, FRP) : ce matériau très résistant, assez léger (densité 1,5), inerte thermiquement est un bon candidat qui permet d'envisager des solutions pesantes ou flottantes par utilisation d'un sandwich : de la mousse de flottabilité est prise en sandwich entre peaux de FRP. Il existe cependant un doute (variable avec les résines) au niveau de sa pérennité en milieu marin sous pression.

1.3 - Concepts de conduite

On distingue trois types principaux de CEF, illustrés en figure 49.

. La conduite posée au fond : Cette conception d'ensemble ne peut être envisagée que si le fond est relativement lisse et pas trop pentu. Ce n'est généralement pas le cas des tombants coralliens ou volcaniques des îles tropicales. La CEF au fond sera sans doute la solution la plus économique car elle s'accommode de matériaux peu chers comme l'acier ou le béton, mais elle nécessite une préparation très onéreuse des fonds marins préalablement à la pose. Il faut de plus que le sol soit relativement stable (absence d'avalanches sous-marines). Les méthodes de pose peuvent s'inspirer des techniques utilisées dans l'offshore pétrolier mais on sait que celles-ci nécessitent des moyens navals lourds et onéreux.

. La conduite en "guide-rope" : la conduite flottante survole le fond auquel elle est reliée par des chaînes qui "amortissent" le relief sous-marin. Cette solution s'accommode particulièrement d'une conduite souple en polyéthylène, elle a d'ailleurs été retenue dans la plupart des petites réalisations récentes. A noter que cette conduite en cas de nécessité (réparation) peut être théoriquement relevée et ramenée en surface. Cette solution, plus souple que la précédente, ne s'accommoderait pas d'une pente trop raide sur laquelle les ancrages ne pourraient tenir.

. La conduite flottante : la conduite "flotte" entre deux eaux, elle ne repose sur le fond qu'en ses deux extrémités ; elle forme une "chaînette inversée" qui s'accommode de toutes les morphologies du fond. Ce dernier concept est donc universel mais il requiert une conduite flottante donc l'utilisation de matériaux relativement coûteux. Les "mousses syntactiques" couramment utilisées dans le pétrole offshore pour alléger les équipements, sont des matériaux chers car fabriqués en petite quantité à partir de microbilles creuses de verre noyées dans un liant qui doit résister à la pression. Cette solution a été retenue, par exemple, dans l'étude de faisabilité française pour une centrale de 15 MW à Tahiti (98, 99). Cette étude propose un tuyau en FRP allégé de 5 m de diamètre faisant deux arches : une petite de -80 m à -300 m, une grande de -300 m à -900 m. Les efforts maximum du fait des houles et des courants extrêmes étaient évalués à 380 T pour l'arc inférieur, 670 T pour l'arc supérieur. Les ancrages doivent donc être capables d'encaisser des efforts très importants.

1.4 - Méthodes de pose

Elles peuvent être très variées, il n'est donc possible ici que d'en présenter quelques-unes parmi les plus représentatives :

- . pose en une seule fois : la conduite est préalablement assemblée en totalité, elle flotte en surface puis elle est affalée au fond par des techniques qui peuvent être variées : tirage au moyen de câbles passant par une poulie de renvoi ancrée au fond, affalement par ballastage de flotteurs (cas de Cuba). Cette méthode requiert une météo sûre pendant l'opération qui peut durer quelques jours.

- . pose par tirage sur le fond : la conduite flottante, munie de chaînes (guide-ropes), est assemblée à terre puis elle est tirée sur le fond vers le large par des remorqueurs. Cette solution nécessite une certaine préparation des fonds pour éviter toute croche des chaînes par frottement. Cette solution est moins vulnérable à la tempête que la précédente puisque tout se passe au fond.

- . pose en continu : de nombreuses variétés de cette méthode ont été proposées parmi lesquelles :

- . la pose de tronçons depuis la surface au moyen d'une grue flottante, un dispositif de raccordement automatique des tronçons sur le fond doit être prévu, toute intervention humaine étant exclue en dessous de 100 m. Cette solution devrait être testée en 1984 au large d'Hawaï en raccordant depuis la surface deux tronçons en FRP sandwiché de 2,4 de diamètre (fig. 50) ;

- . la pose de tronçons sur des rails préalablement installés au fond ou en utilisant un câble téléphérique entre la surface et le point le plus bas : les tronçons sont descendus un à un par gravité depuis la terre et se connectent automatiquement au niveau du fond. Cette technique, séduisante sur le papier, requiert des fonds relativement lisses et concaves et un ancrage bas très important (100).

1.5 - Atterrissage

Les considérations précédentes relatives aux matériaux, aux méthodes de pose et aux concepts de CEF sont valables pour la partie profonde, en dessous de la zone d'action de la houle, donc en dessous de 50 à 100 m de profondeur selon les sites. La CEF dans sa partie supérieure doit pouvoir résister aux tempêtes décennales ou même cinquanteennes. Pour un site comme Tahiti (Papeete), on admet que la houle maximum peut faire 12 m d'amplitude significative et 12 s de période. Ces conditions seront moins pénalisantes à Nauru ou à Abidjan, mais plus dures à Porto Rico ou à Hawaï. L'énergie développée par la houle est proportionnelle au carré de l'amplitude et à la période de la houle. L'ancrage de la CEF au niveau de l'atterrissage devra être dimensionné en conséquence. On peut envisager trois modes d'atterrissage principaux :

- . CEF en tranchée : la conduite est déposée dans une tranchée recouverte d'une protection en béton. Les fonds de corail en pente douce jusqu'au tombant proprement dit, permettent d'envisager ce genre de conduite qui relève des travaux maritimes assez classiques.

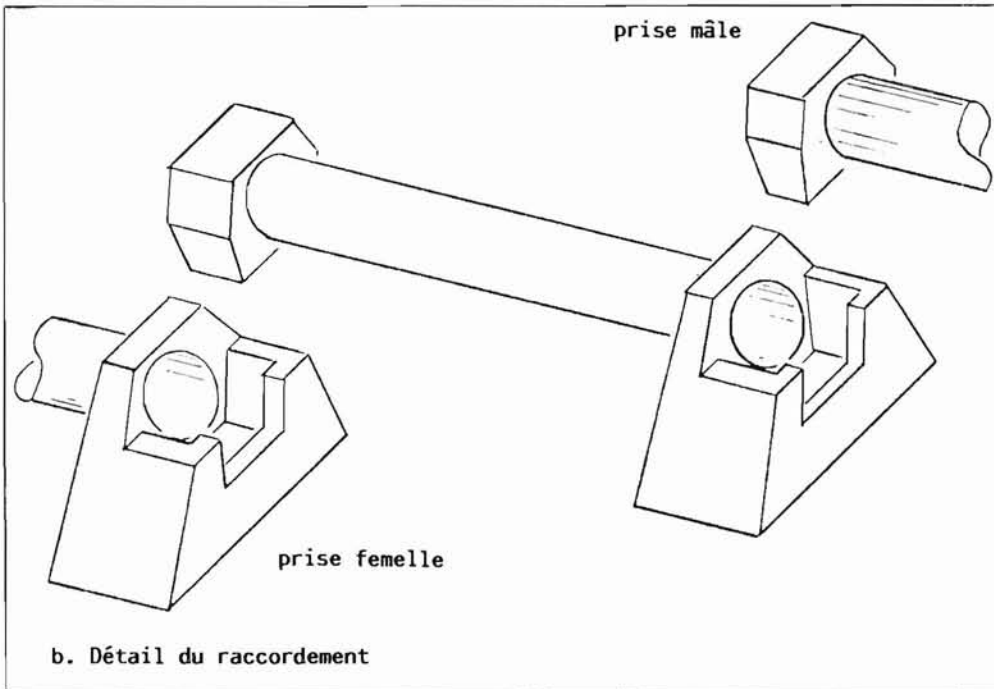
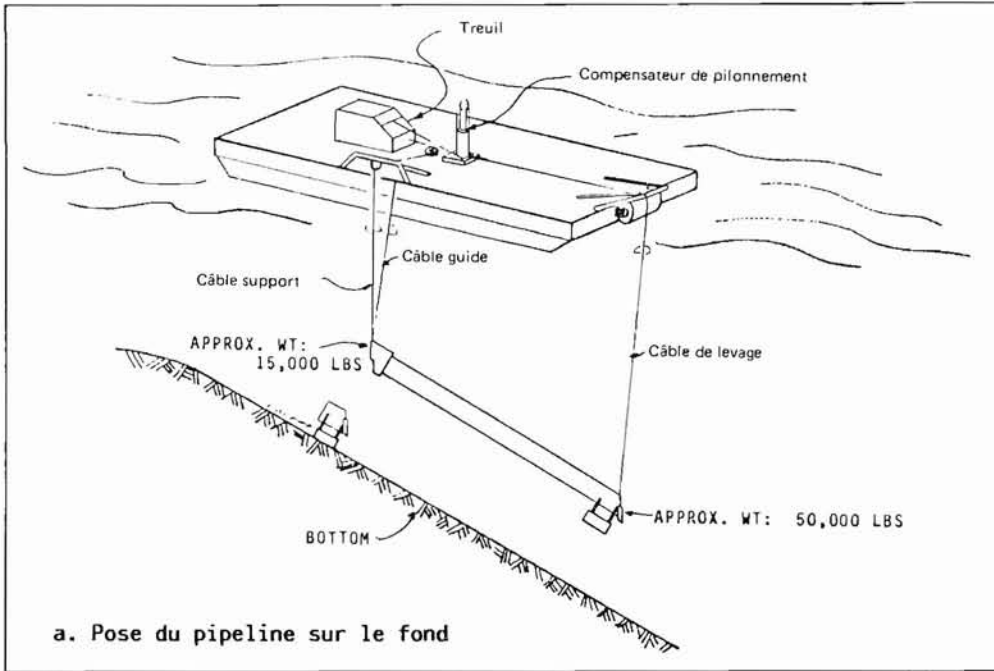


Fig. 50 - ESSAIS (1984) DE RACCORDEMENT AUTOMATIQUE DE DEUX TUYAUX AU FOND
(source NOAA, USA)

. CEF sur pieux : si le sol est trop meuble ou trop dur, il peut s'avérer nécessaire de battre des pieux pour y poser la conduite en béton armé. Cette technique a par exemple été utilisée pour implanter un émissaire sous-marin de 4 300 m de long et 2,4 m de diamètre dans la baie de Rio de Janeiro par des fonds ne dépassant pas 30 m (101). Il est cependant probable que les conditions de houle particulièrement difficiles d'une île tropicale exposée aux cyclones et où les fonds sont très pentus, conduisent à rejeter en général cette solution.

. Tunnel : la firme Empain-Schneider a ainsi proposé, dans le projet d'usine ETM de Tahiti, de franchir la barrière récifale au moyen d'un tunnel de 7 m de diamètre débouchant vers 80 m de profondeur. L'espace annulaire entre la conduite et le tunnel étant utilisé pour le rejet des eaux chaudes et froides en sortie centrale. Il semble cependant que le forage d'un tunnel descendant dans un matériau aussi "caverneux" que le corail soit techniquement délicat et finalement très cher. Plusieurs sociétés françaises et américaines ont même envisagé de remplacer la conduite en totalité par un tunnel qui déboucherait à 800 ou 1 000 m de profondeur. Ces projets semblent aujourd'hui irréalistes techniquement et économiquement : un tunnel de 3 m de diamètre et de 3 km de long pourrait ainsi coûter 500 millions de F (1982) !

1.6 - Coût

Le coût d'une CEF destinée à une centrale à terre pourra varier considérablement d'un site à l'autre. Le site idéal est en pente régulière, à fond lisse... il n'a que peu de chances d'exister ! La difficulté technique représentée par la pose d'une conduite de grand diamètre est réelle. Et la solution multiconduite ? A pertes de charge égales, donc sans modifier le rendement de la centrale, on constate que si on désirait remplacer une conduite de 5 m, il faudrait prévoir : deux conduites de 3,8 m ; trois conduites de 3,25 m ; quatre conduites de 2,9 m ou cent conduites de 1 m ! Cela conduit à augmenter les coûts de fourniture et de pose (+ 50 % pour 2 conduites ; + 90 % pour trois conduites).

Les coûts annoncés de conduite sont très variables selon les équipes, par exemple : une étude d'Eurocéan en 1980 (102) évalue le prix de 1 900 m de conduite en polyéthylène posée au fond (diamètre 1,6 m) à 4,2 M \$ (1979) pour le site de Curaçao. Une étude française, réalisée par Empain-Schneider pour une centrale de 15 MWe nets à Tahiti, évalue une conduite en FRP flottante et atterrissage en tunnel à 250 millions F (1980, 58 M\$)* pour 3 km et un diamètre de 5,4 m ; la moitié du prix correspond à la fabrication de la conduite (103).

L'étude américaine, réalisée par Mac Dermott (100), évalue une conduite en FRP posée au fond à 55 M \$ (1980) pour Hawaï : longueur 1,5 km, diamètre 10 m (tableau 51). Il est difficile de conclure en face d'une telle hétérogénéité. Observons seulement qu'il est presque toujours souhaitable de réaliser la CEF sur place, en général à partir de matériaux importés, plutôt que d'acheminer les tronçons par bateau sur de grandes distances. L'éloignement du site est un facteur de coût dès lors que des moyens navals importants sont requis pendant la pose. On cherchera donc à les réduire au maximum tout en préservant la sécurité de la pose.

* 1 \$ (1980) = 4,3 FF

SUMMARY^a OF COST SCHEDULE ESTIMATES^b
FOR SHELF-MOUNTED CWP SYSTEM (FAB, SHIP, INSTALL)

CWP MATL: FRP

	ASSUMED CURRENT, KFS.	CWP DIA. FT.	CWP COST, \$M ^c	PIILING COST, \$M	RAILWAY COST, \$M	RIGGING COST, \$M	MOB. COST ^d \$M	SHIPPING COST, \$M	INSTALLATION COST, DAYS - \$M	TOTAL \$M
Puerto Rico	2	33	17	17	2.2	10.4	1.8	3.6	116 - 9.3	47.5
		50	45	25	3.1	10.4	1.8	4.9	145 - 11.6	80.0
		70	90	36	4.7	10.4	1.8	5.3	182 - 15.7	131.2
HAWAII ^e	2	33	17	17	2.2	10.4	6	6.9	116 - 9.3	55.0
		50	45	25	3.1	10.4	6	9.8	145 - 11.6	89.1
		70	90	36	4.7	10.4	6	10.4	182 - 15.7	140.0
HAWAII	4	33	17	67	3.4	10.4	6	6.9	304 - 24.3	69.6
		50	45	1	6.6	10.4	6	9.8	370 - 29.6	111.4

a - Refer to Tables 4-11 for Estimate Breakdowns

b - 1980 Dollars

c - \$M, \$Million

d - Mobilization from Gulf Coast fabrication yard to Puerto Rico, 3600 mi. round trip;
 Mobilization from Singapore fabrication yard to Hawaii, 12,000 mi. round trip.

e - Reversed Hawaiian estimates, assuming shipping from West Coast of U.S. instead of
 Singapore: 33 ft. CWP - \$51.7M, 50 ft. CWP - \$84.1M 70 ft. CWP - \$134.4M

Fig. 51 - COÛT D'UNE C.E.F. DE 10 m Ø (F.R.P. pipe cost)-longueur 5000 pieds

2 - Implantation

Trois types principaux d'implantation sont envisageables pour des centrales "à terre" : infrastructure "génie civil", sur barge échouée, sur jacket.

2.1 - Infrastructure de type génie civil. L'usine est construite sur la terre ferme ou sur le récif corallien, quand il existe, par des méthodes classiques de travaux publics. L'avantage de ce concept est qu'il utilise de la main d'oeuvre locale et sa durée de vie est celle du béton. Un schéma type d'une telle implantation est donné en figure 52, une usine à cycle fermé de 15 MWe occupe ainsi une surface de 1,5 hectare. En cycle ouvert les évaporateurs et condenseurs seraient disposés à 8 m environ au-dessus du niveau de l'océan, ce qui correspond à la hauteur barométrique, la pression dans ces bidons étant très faible (fig. 73).

2.2 - Usine sur barge échouée. Pour un site éloigné disposant de moyens en génie civil limités, il peut être intéressant de réaliser l'implantation de l'usine sur une barge qui sera remorquée sur le site pour y être échouée. Ce concept a l'avantage de permettre une livraison "clefs en main", l'ensemble des équipements ayant pu être testés sur les lieux de fabrication, par exemple dans un chantier naval. La barge, qui peut être en béton ou en acier, sera échouée ou flottera à proximité immédiate du rivage, à l'abri d'un récif corallien par exemple. Elle pourra au besoin être remorquée sur un autre site après utilisation, dans le cas d'une exploitation minière de durée limitée.

2.3 - Implantation sur jacket ou sur île artificielle. Il peut être avantageux, pour se rapprocher des grandes profondeurs, d'implanter l'usine sur une île artificielle à une certaine distance du rivage ou bien sur une plate-forme métallique jusqu'à des profondeurs d'eau de 100 m. On gagne sur la longueur du tuyau tout en conservant l'avantage d'une implantation à terre : pas d'ancrages, évacuation de l'électricité et (ou) de l'eau froide à terre pour faire de l'aquaculture par exemple.

La centrale pilote de 40 MWe proposée par OTC (Ocean Thermal Corporation) est du type "île artificielle" dans 10 m d'eau. L'ensemble est conçu (104) comme un grand caisson en béton dans lequel sont implantés les équipements de production d'électricité (fig. 53). La profondeur de 10 m se trouvant à 200 m du rivage (non loin d'Honolulu), on économise ainsi 200 m de tuyau, ce qui peut sembler d'autant plus modeste que cette centrale utilise l'eau de refroidissement de la centrale thermique de 630 MWe et donc lui est reliée par une tuyauterie et une route ! Cette conception d'OTC est actuellement dans la phase d'avant-projet ayant été préférée par le DOE à la solution proposée par General Electric. Brown and Root, qui participait à cette étude proposait d'implanter l'usine sur un "jacket", analogue à ceux du pétrole offshore, et implanté dans 100 m d'eau à 1100 m du rivage (105). Le gain sur la longueur de la CEF est d'environ 1/3, il concerne la partie la plus coûteuse qui est soumise aux efforts de la houle : l'atterrissage dans ce cas se réduit à un tuyau vertical qui débouche dans le condenseur qui pourrait être immergé dans la plate-forme ou bien situé sur le pont (fig. 54).

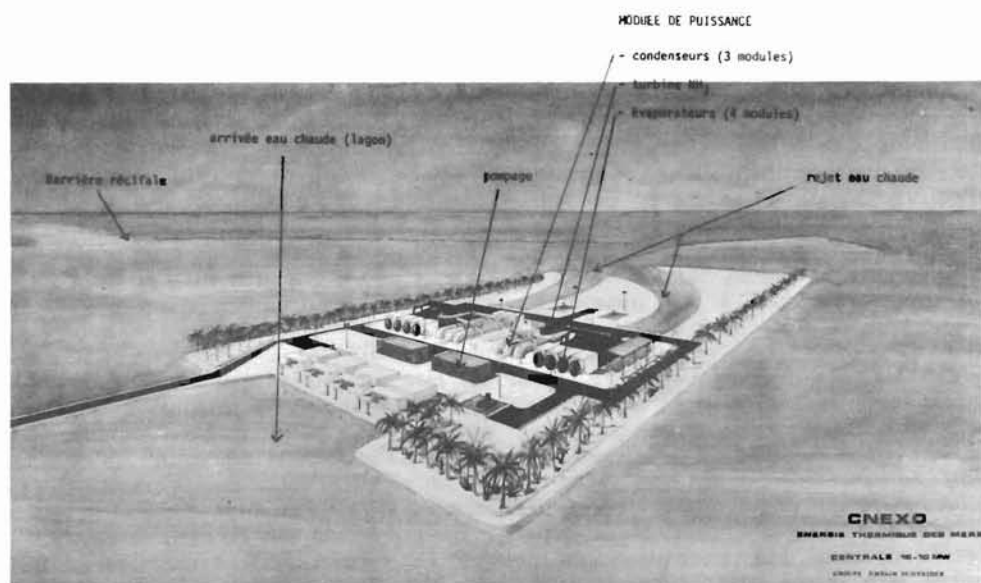


Fig. 52 - CENTRALE A TERRE 15 MWe (TAHITI)

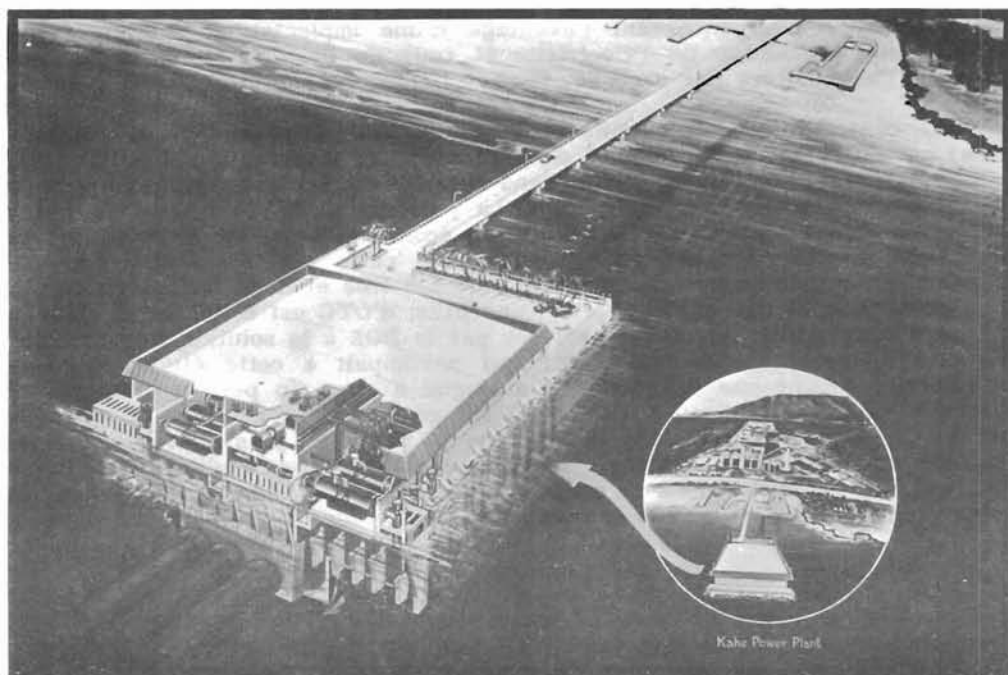


Fig. 53 - CENTRALE SUR ÎLE (10 m EAU) 40 MWe (HAWAII)

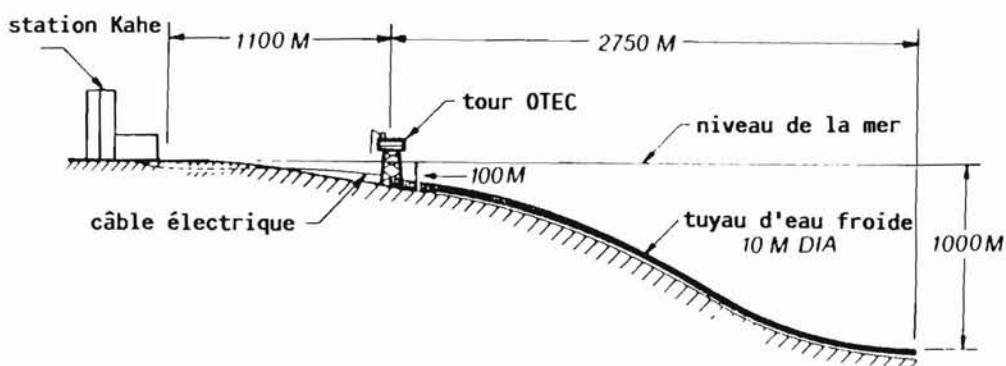


Fig. 54 - CENTRALE ETM SUR PLATE-FORME (General Electric)

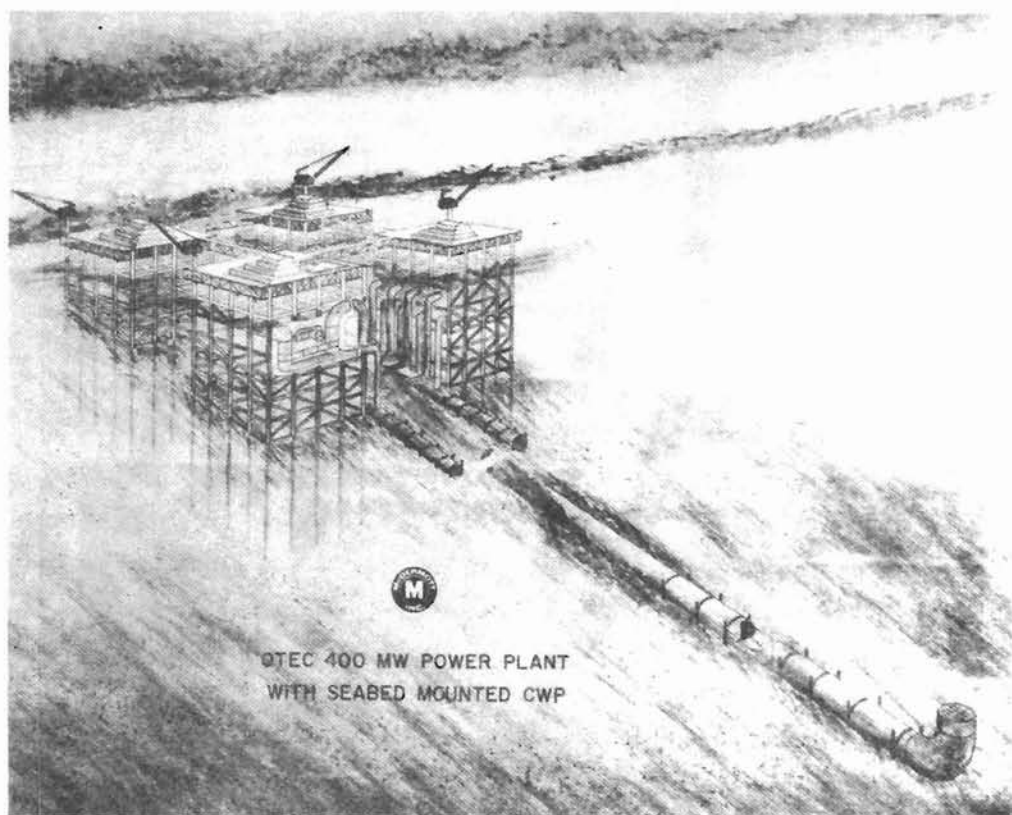


Fig. 55 - USINE ETM 400 MW SUR PLATE-FORME FIXE (Projet Mac Dermott)

Des concepts encore plus hardis d'usine sur une plate-forme offshore ont été proposés par la firme Mac Dermott (106, 107). Le premier est une gigantesque plate-forme métallique implantée dans 100 m d'eau, capable de recevoir 400 MWe ; la CEF peut être "classique" si la pente est faible ou moyenne ou être remplacée par un tunnel foré à la verticale puis dévié pour déboucher dans la pente si celle-ci est raide (fig. 55, 56). Le second concept est celui de la plate-forme haubannée implantée dans 700 ou 1 000 m d'eau ! Ce concept est très audacieux car il constituerait de très loin la plate-forme la plus profonde du monde (le record étant dans 300 m d'eau) et la plus monstrueuse car sa charge serait dix fois plus importante (400 MWe) que dans le cas de la plate-forme pétrolière la plus chargée ! Une telle structure doit être haubannée pour pouvoir tenir debout, elle pourrait être implantée dans les zones les plus difficiles infestées de cyclones, Porto Rico, Caraïbes. Mais tout cela est bien futuriste et sans doute irréaliste au niveau des coûts !

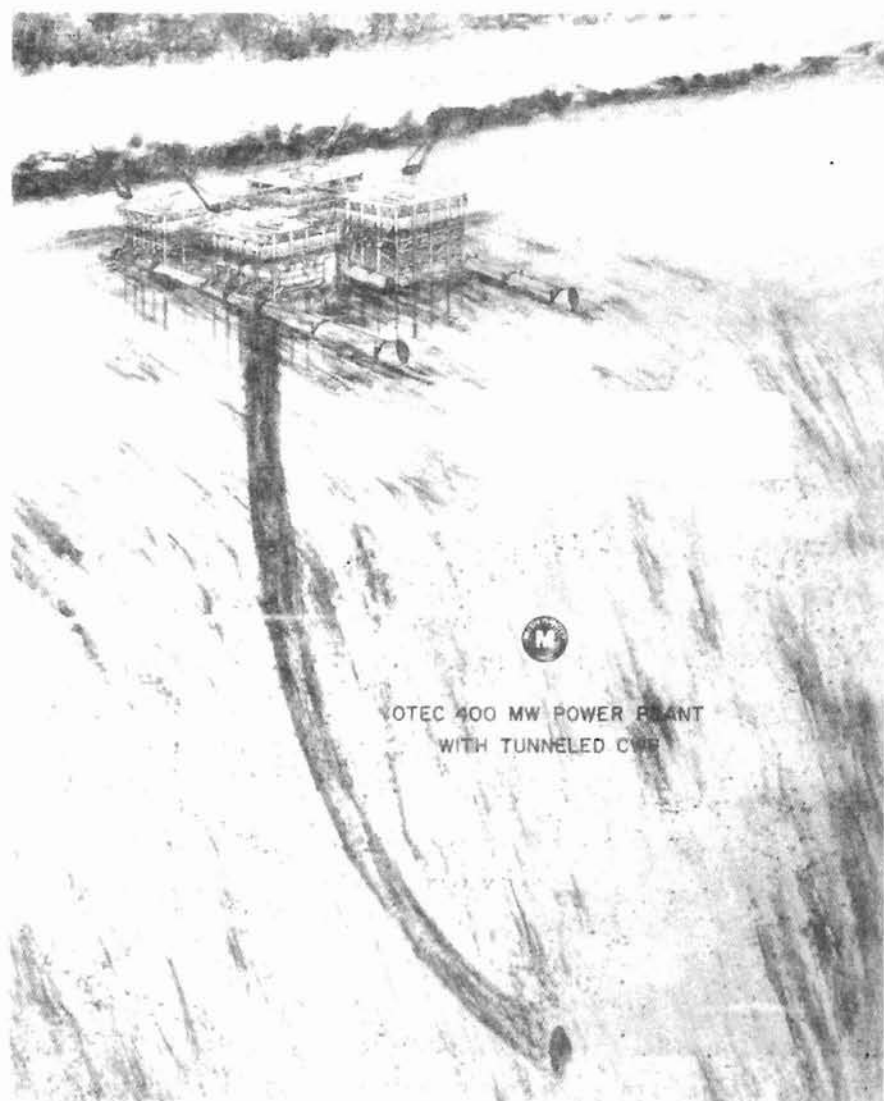


Fig. 56 - CENTRALE SUR PLATE-FORME AVEC TUYAU EN TUNNEL

CHAPITRE 10
 PRODUCTIONS POSSIBLES : AQUACULTURE, EAU DOUCE, FROID

Diverses productions qui s'ajoutent à la production d'électricité peuvent être envisagées dans le cas d'une centrale à terre. Ces possibilités résultent de la présence d'espace disponible et d'un important débit d'eau froide et riche en sels nutritifs. Ce sont l'aquaculture (espace + sels nutritifs), la production d'eau douce (différence de température), la production frigorifique (eau froide à proximité des usagers : climatisation, froid industriel...). Chacune de ces productions pourrait être beaucoup plus intéressante que la production d'électricité seule. Elles peuvent même rendre celle-ci inutile quand elle ne semble pas rentable.

Peu d'études et d'expérimentations ont été, semble-t-il, réalisées sur ces trois thèmes pourtant porteurs.

1 - L'aquaculture

Près de la moitié des pêches mondiales s'effectuent dans des zones de remontées d'eau profonde ("upwellings") qui représentent moins de 1 % de la surface océanique. Ces eaux profondes sont particulièrement riches en éléments nutritifs, qui proviennent eux-mêmes de la décomposition de la matière organique morte.

	Température	Sels nutritifs atg/l				
		N-NO ₃	N-NO ₂	N-NH ₃	P-PO ₄	S-SiO ₄
Surface (3 km du littoral)	26-29°C	0,2	0,2	0,9	0,2	4,9
Fond (- 880 m)	7°C	31,3	0,2	0,7	2,1	20,6

Teneur en sels nutritifs de l'eau océanique en surface et en profondeur
 (Caraïbes-Saint Croix)

En l'absence de remontée de ces sels nutritifs, les eaux superficielles finiraient par s'appauvrir et la vie disparaîtrait. C'est ainsi que la pêcherie d'anchois du Pérou a subi d'importantes variations (12 millions T en 1970 soit le cinquième des captures mondiales, 1,5 MT en 1973) du fait de la disparition de l'upwelling côtier provoquée par des conditions météo-océanographiques particulières, et aussi d'une sur-exploitation de la zone, (108).

L'équipe américaine du Dr Roëls a été la seule à tenter des expériences d'aquaculture à partir de l'eau profonde, de 1972 à 1980, à l'île de Sainte-Croix, dans les Caraïbes (109). L'expérience a consisté à pomper 250 l/minute d'eau profonde prélevée à 880 m au moyen de trois conduites de petit diamètre (7 cm). Cette eau alimentait des cultures d'algues (diatomées : *Chaetoceros curvisetas*) qui servaient à nourrir des palourdes (*tapes japonica*). Le Dr Roëls, en prenant les meilleurs résultats obtenus dans des bacs de quelques m³, estime qu'on pourrait produire 25 T/ha/an de protéines algales. Un chiffre 3 fois plus faible, 8 T/ha/an, considéré comme réaliste est encore considérable par rapport aux meilleures cultures terrestres connues (0,7 T/ha/an de protéines végétales pour alfa-alfa).

En supposant que le taux de conversion entre protéine algale et protéine de chair de mollusques soit de 31 % (Roëls, 1978) on calcule la quantité de mollusques (moules ou huîtres) qu'on pourrait théoriquement produire, en supposant qu'il n'existe aucun facteur limitant dans le milieu autre que la présence de diatomées. On trouve 65 T/ha/an de moules ou 130 T/ha/an d'huîtres. Ces rendements sont tout à fait classiques en zone côtière tempérée.

L'extrapolation de ces quelques résultats expérimentaux obtenus dans des petits volumes doit inspirer quelques réserves : l'aquaculture est ainsi capricieuse que le passage à grande échelle fait souvent naître des problèmes nouveaux (epizooties). De plus, d'autres facteurs limitants que les sels nutritifs (azote et phosphore) interviennent dans une exploitation d'algues ou de mollusques, comme la présence de carbone pour la photosynthèse et le calcium. Dans une exploitation à grande échelle, il faut donc disposer de grandes surfaces à proximité de la source d'eaux profondes qui, par ailleurs, doivent être réchauffées : l'aquaculture nécessite d'avoir une température supérieure à 16°C. Plusieurs procédés, dont il sera question plus loin, sont envisagés pour réchauffer cette eau froide. Avec cette eau "tempérée" on peut envisager de produire des salmonidés, élevage qui nécessite en plus d'avoir de l'eau douce de bonne qualité sanitaire. On peut utiliser l'eau en la mélangeant à de l'eau de mer de surface pour produire des poissons tempérés, comme le ioup ou la daurade. L'eau servira aussi à produire des microalgues possédant un intérêt économique comme les spirulines (colorants bleus) qui nécessitent une eau très propre (cas de l'eau profonde) et beaucoup de sels nutritifs. Il est avantageux de disposer d'une eau bactériologiquement saine pour épurer une lagune côtière souvent polluée et aussi y envisager des productions de mollusques (huîtres, palourdes, moules), qui ne requièrent pas un haut niveau scientifique. Un tel schéma a été étudié pour la Côte-d'Ivoire, à Abidjan, par une équipe française (110). A partir d'un débit de 5 m³/s d'eau profonde il serait possible de produire 300 T de saumons, plusieurs milliers de tonnes de spirulines et plusieurs milliers de tonnes de coquillages (huîtres et moules).

Une étude japonaise (111) met en lumière, de manière assez générale, en prenant le cas des îles Mariannes, les caractéristiques d'un complexe ETM-aquaculture :

- . stimulation de la production primaire (phytoplancton) du fait des sels nutritifs ;
- . possibilité de contrôler la température par mélange des eaux chaudes et froides, ce qui est intéressant pour la ponte, l'écloserie et l'élevage ;
- . bon état sanitaire de l'eau aquacole du fait de l'excellente qualité bactériologique de l'eau profonde ;
- . de nombreuses espèces de poissons ou de mollusques, tempérées et tropicales, peuvent être cultivées. La crevette japonaise tigrée (*Kurumaebi*) a été sélectionnée dans cette étude pour plusieurs raisons : son prix élevé (27 \$/kg vivante à Tokyo), la possibilité de la transporter par avion, une technique d'élevage bien connue au Japon. La production pourrait être de 1,2 kg/m²/an pour une seule récolte. La valeur économique d'une telle production pourrait être une à dix fois plus grande que celle de l'électricité dans le cas étudié.

Une autre étude très générale réalisée par Eurocéan (102) distingue plusieurs types possibles d'aquaculture, appliqués aux coquillages (huîtres et palourdes) :

- . l'aquaculture non contrôlée : l'eau profonde est amenée dans un lagon fermé ou une baie de faible profondeur. Les coquillages y sont cultivés sur des radeaux flottants.
- . aquaculture semi-contrôlée : moyennant quelques investissements on peut disposer d'un bassin qui peut se vider donc on pourra changer de culture ou nettoyer en cas de maladie.
- . aquaculture totalement contrôlée : la culture de phytoplancton se fait de manière intensive dans des bacs à fort renouvellement d'eau et grande dépense d'énergie, les coquillages sont cultivés dans des bassins séparés.

Le choix entre ces différentes techniques est un problème d'optimisation : peu d'investissement, peu de production, fort investissement et grosse dépense d'énergie et forte production. Tout ceci peut paraître spéculatif du fait de l'absence d'une expérimentation à grande échelle mais il apparaît que lorsque le site le permet, une telle sous-production aquacole à partir de l'eau de fond pourrait être très avantageuse.

2 - La production d'eau douce

Elle n'est pas spécifique des centrales à terre, comme il a été vu plus haut, cependant on peut penser que les coûts de transport de cette eau douce seront moins élevés que dans le cas d'une centrale en mer.

Trois techniques de production sont envisageables :

- . Production par osmose inverse (102, 112). Cette technique récente nécessite de l'électricité (13 KW/m³) et un prétraitement de l'eau de mer pour éviter le colmatage des membranes. Cependant il semble qu'on pourra encore diminuer sensiblement la consommation d'électricité, d'un facteur 2 d'après les études du Commissariat à l'énergie atomique (CEA). Dans cette technique par osmose inverse, on utilise l'électricité ETM ce qui ne semble pas être très rentable pour des petites puissances, sauf pour dessaler de l'eau saumâtre, ce qui est moins dispendieux en électricité (fig. 57).

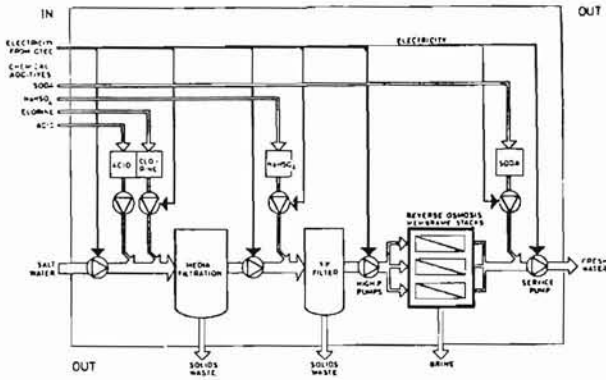


Fig. 57 - DESSALEMENT PAR OSMOSE INVERSE

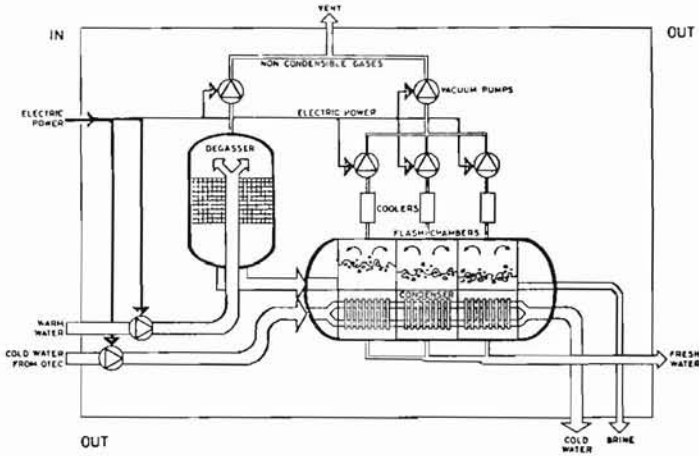


Fig. 58 - SYSTEME DE PRODUCTION D'EAU DOUCE PAR L'ETM

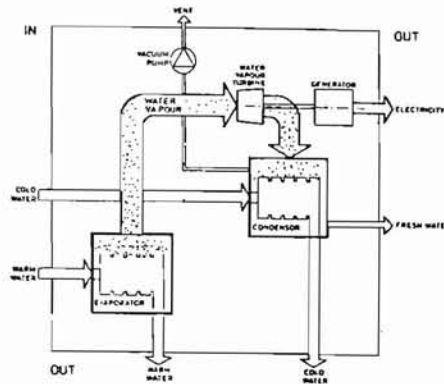


Fig. 58 bis - CYCLE OUVERT AVEC PRODUCTION D'EAU DOUCE

. Production par multiflash (113, 114). La firme suédoise Nord Aqua a développé un module de dessalement fonctionnant sous faible différence de température, et qui pourrait utiliser l'eau froide en sortie de centrale ETM (fig. 58). L'eau chaude de surface est évaporée en trois ou quatre fois (trois ou quatre étages) dans une enceinte sous vide, la vapeur produite est condensée sur une surface parcourue par l'eau froide, ce système peut fonctionner avec une différence de température de 15°C. On pourrait ainsi fabriquer dans un site des Caraïbes (DT = 22°C) 3 800 m³/j d'eau douce en consommant au total 0,64 MW pour pomper les 2 m³/s d'eau froide (CEF 1,4 m de diamètre) et 2 m³/s d'eau chaude (+ 2,5 m³/s à la source chaude du multiflash). Le CEA a, lui aussi, breveté une telle technique capable de produire 8 000 m³/j par MWe (donc avec 3 à 6 m³/s d'eau chaude et froide) sous une différence de température de 10 à 15°C.

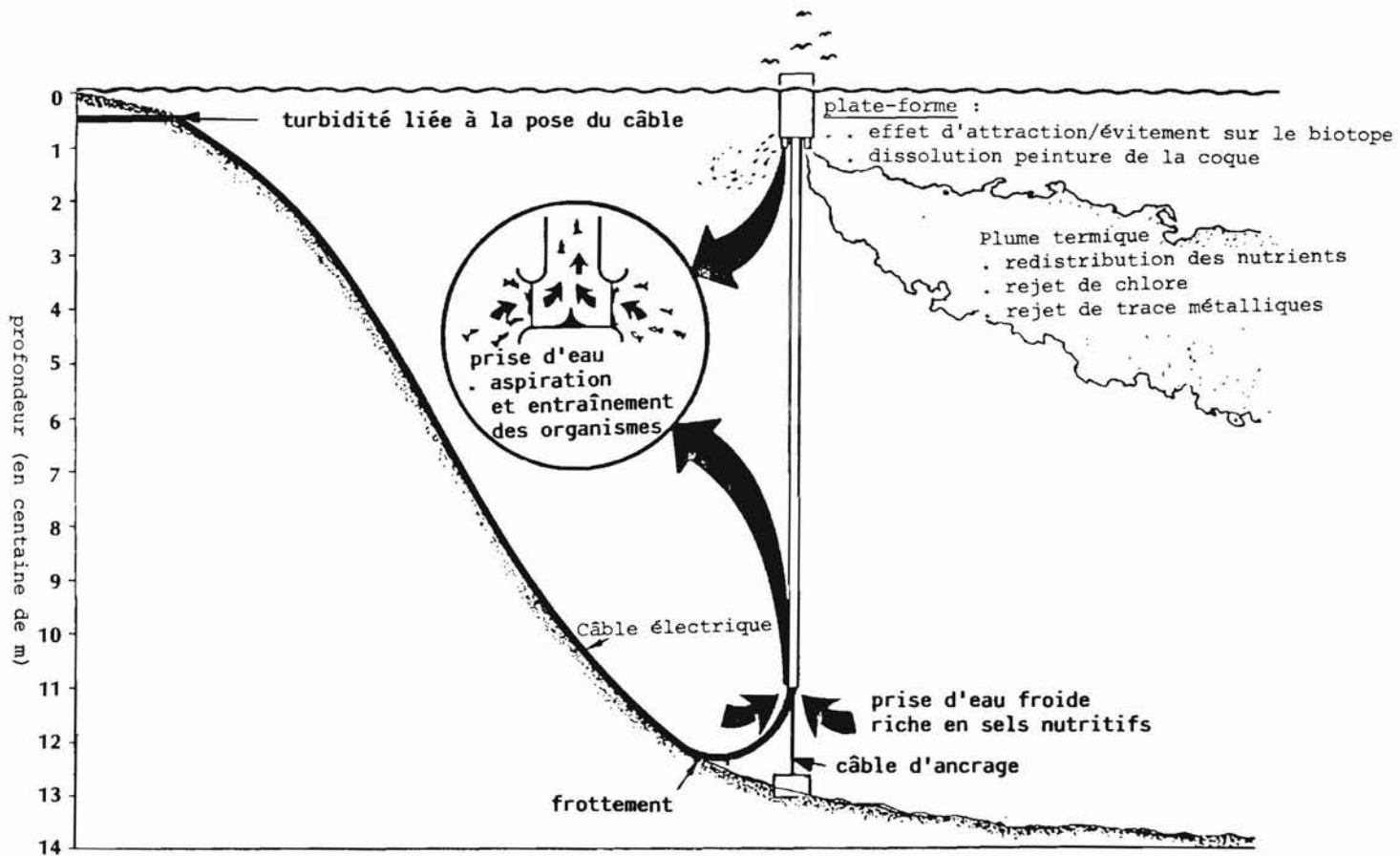
. Sous-production d'une centrale cycle ouvert. Nous avons vu que le CO produit environ 1 500 m³/j d'eau douce si l'on dispose un condenseur à surface (fig. 58). Il est même envisagé (réf. 114) de cumuler les deux productions, sous-production d'eau douce en CO et dispositif CEA (ou Nord Aqua). Il serait alors possible de produire 10 000 m³/j par MWe d'électricité (3 à 6 m³/s d'eau chaude et froide).

Comme nous le verrons dans la partie économique, la production d'eau douce peut être particulièrement avantageuse au plan économique.

3 - La production de froid

Il peut être a priori intéressant d'utiliser les frigorifiques de l'eau froide en sortie centrale, voire de pomper de l'eau profonde pour ce seul usage. Une telle production frigorifique ne présentera un intérêt que dans des sites bien particuliers où les besoins sont sur place. La climatisation pourrait être une première application par circulation directe de l'eau de mer dans des radiateurs froids à ventilation forcée. Cet usage est très limité et sans doute onéreux (coût des canalisations, problèmes de corrosion...). Une étude japonaise (115) très théorique s'est intéressée au pompage froid pour réduire la consommation électrique des machines frigorifiques. Il est montré dans un site particulier que le gain réalisé sur la consommation électrique compense l'énergie de pompage, avec un léger bénéfice. Autant dire que cette filière ne présentera aucun intérêt économique vu le coût d'un tuyau d'eau froide. Cette production ne peut être envisagée que marginalement, le pompage froid servant à un autre usage. La même étude japonaise envisage l'utilisation de l'eau froide pour le refroidissement d'une centrale nucléaire et trouve que la dépense énergétique pour un tel pompage serait faible au regard du surcroît de production dû à l'augmentation du rendement de la centrale... Cependant, le tuyau devrait faire 100 km de long et 10 m de diamètre pour le site envisagé ! De telles opérations ne seront jamais économiques. A une échelle plus réduite, elles pourraient cependant trouver une justification écologique dans le cas de rejets d'eau chaude trop perturbant pour l'environnement. Une centrale électrique, classique ou nucléaire, rejette dans le milieu marin un important débit d'eau plus chaude de 10°C environ que le milieu ambiant ce qui peut être très nefaste en zone tropicale.

Fig. 59 - EFFETS SUR L'ENVIRONNEMENT : IMPACT D'UNE CENTRALE ETM



EFFET SUR L'ENVIRONNEMENT

Une centrale ETM est, dans l'ensemble, relativement "propre" et l'impact sur l'environnement peut être considéré comme assez faible, d'autant plus que des dispositions techniques peuvent être prises pour éviter ou réduire des conséquences néfastes (1, 4). Les principaux effets sur l'environnement proviennent (fig. 59) :

- . Des prises et rejets d'eau, une centrale ETM véhiculant des quantités très importantes d'eau chaude et froide, cette eau pouvant être "traitée" au moyen de biocides.

- . De la protection des surfaces en contact avec l'eau de mer et des sous-produits de la corrosion ou de l'érosion des échangeurs et des autres composants.

- . Des fuites du fluide de travail (ammoniac ou fréon) dans le cas du cycle fermé.

L'aspiration d'eau chaude ou froide peut entraîner des organismes qui vivent dans le voisinage. On remarquera que les microorganismes entraînés dans les centrales nucléaires ou conventionnelles sont détruits en partie. Dans le cas de l'ETM, d'une part l'eau profonde est biologiquement "stérile" et donc il n'y aura aucun inconvénient à aspirer de l'eau froide, d'autre part l'eau de surface chaude, en général peu riche en vie marine va voir sa température diminuer en quelques minutes de 3 à 4 °C. Cela ne devrait pas entraîner de mortalité importante du plancton. Cependant, en cas de chloration, celle-ci ayant pour but de nettoyer les surfaces d'échange thermique, les organismes alors présents seront détruits. En ce qui concerne les poissons, ceux-ci peuvent en général éviter d'être aspirés sur les grilles du filtre de la prise d'eau si celle-ci est bien conçue (faible courant d'entrée).

L'effet d'entraînement des masses d'eau au rejet peut être plus important. En général on rejettera un mélange d'eaux chaude et froide donc un mélange probablement plus dense que le milieu ambiant ; cela entraînera une "plongée" de cette eau jusqu'à la profondeur d'équilibre de densité. Des organismes se trouvant dans l'eau environnante peuvent alors être entraînés vers le fond en quantité plus importante que ceux qui transiteront effectivement dans la centrale. Il en résultera une certaine mortalité due à la variation de pression. Notons qu'on se prémunit en partie de cet entraînement des eaux de surface en rejetant l'eau à une profondeur suffisante (50 à 100 m).

Le faible rendement thermodynamique de l'ETM implique d'éviter les pertes thermiques dans les échangeurs en les maintenant dans un bon état de propreté biologique. Le nettoyage peut se faire chimiquement et/ou mécaniquement. Le meilleur "biocide" semble être le chlore, utilisé en discontinu et à un niveau juste suffisant, le chlore ayant l'avantage de pouvoir être produit directement à partir de l'eau de mer moyennant une petite dépense d'électricité. Il faut reconnaître qu'il existe une incertitude sur les effets à long terme du traitement par le chlore d'importantes quantités d'eau. A noter que pendant l'expérimentation d'OTEC 1 aucun dommage particulier sur l'environnement n'a été observé pendant les quatre mois de fonctionnement, la chloration se faisant par intermittence et à un niveau juste suffisant pour nettoyer les tubes d'échangeur.

Plus imprévisible est l'impact sur le milieu que peut avoir le déversement massif d'eaux froides riches en sels nutritifs. On sait que l'eau profonde est en gros dix fois plus riche en sels nutritifs que l'eau de surface tropicale relativement pauvre en vie marine. Si l'on rejette l'eau froide en profondeur, il ne se passera probablement rien : les sels nutritifs, en absence de lumière ne seront pas utilisés par le milieu. Si, par contre, on rejette ces eaux riches en sels nutritifs dans la zone "photique", la photosynthèse s'opère et l'on peut provoquer une bio-stimulation du milieu et une activation de la chaîne alimentaire : phytoplancton, zooplancton, poissons. Ainsi, pourrait-on provoquer un phénomène "d'upwelling artificiel" globalement bénéfique pour la pêche. Cependant, il faut avoir conscience que cet effet sera localisé autour des centrales. Les débits d'une centrale ETM, même importante, sont plusieurs milliers de fois inférieurs aux débits mesurés de remontée des eaux profondes ("upwellings") dans les zones concernées, environ 1 % de l'Océan où se fait la majeure partie des pêches mondiales.

Une étude théorique faite dans le cas d'une centrale de 100 MW installée à Hawaï (117) conclue en une "fertilisation" d'une surface de moins de 2 Km² autour du point de rejet, la surconcentration en sels nutritifs à 500 m n'étant plus que deux fois celle des eaux ambiantes, du fait de la dilution et du refroidissement. Enfin, certains auteurs (118) ont examiné l'impact sur l'environnement qui pourrait résulter du fonctionnement simultané de nombreuses centrales. Ainsi, le fonctionnement d'une centaine de centrales de 100 MWe dans le golfe du Mexique conduirait à un refroidissement infime de la surface (0,05°C) au bout de trente ans et à un léger réchauffement (0,8°C) de la couche froide où s'effectue le pompage. De même, l'impact sur l'atmosphère, du fait du CO₂ (dissous dans l'eau) rejeté serait relativement faible, inférieur à celui des centrales classiques.

DEUXIEME PARTIE
PANORAMA DE L'ACTIVITE ETM MONDIALE

CHAPITRE 11 - LES ETATS-UNIS

CHAPITRE 12 - LE JAPON

CHAPITRE 13 - LES PAYS DE LA CEE

CHAPITRE 14 - LES AUTRES PAYS

RECAPITULATIF DES PROTOTYPES

CHAPITRE 11 LES ETATS-UNIS

Si l'on excepte les efforts anciens de Georges Claude, on note que la recherche-développement pour l'ETM n'en serait probablement pas arrivée à une telle maturité. Si les Etats-Unis n'avaient développé depuis plus de dix ans un très important programme d'un montant cumulé supérieur à 200 millions \$. Ce pays a été, jusqu'à aujourd'hui, un leader incontestable ; la quasi totalité des conférences internationales consacrées à l'ETM ont eu lieu aux Etats-Unis. On se limitera à ce qui fait la spécificité de ce programme, les résultats techniques ou économiques de ces efforts sont disséminés tout au long du présent rapport :

1 - Le programme "OTEC"*: objectifs et évolution

Au moment du premier choc pétrolier, le 26 octobre 1974, fut signé le "Solar Energy Research, Development and Demonstration Act", cette loi (PL 93-473) autorisait le développement d'un programme national très vigoureux portant sur des actions de recherche, de développement et de démonstration dans le but de montrer que l'énergie solaire pouvait apporter une réponse valable aux futurs besoins en énergie des Etats-Unis. Cet objectif était très ambitieux puisque l'ERDA (Energy Research and Development Administration) prévoyait une contribution solaire au bilan national de 7 % en 2000 et 25 % en 2020... sous réserve que les coûts puissent être significativement réduits. Le tableau suivant résume l'ambition de ce programme de 1975 (120).

*OTEC : Ocean Thermal Energy Conversion

TECHNIQUE DE CONVERSION	1985	2000	2020
. Applications thermiques directes, en Quads - 1 Q = 10 ¹⁵ BTU/an			
- chauffage refroidissement	0.15	2.0	15
- applications agricoles	0.03	0.6	3
- applications industrielles (chaleur)	0.02	0.4	2
	-----	-----	-----
	0.2 Q	3 Q	20 Q
. Biomasse-carburant (Quads)	0.5 Q	3 Q	10 Q
. Solaire électrique (en Gwe installés)			
- solaire thermodynamique	0.05 Gwe	20	70
- photovoltaïque	0.1	30	80
- vent	1.	20	60
- ETM	0.1	10	40
	-----	-----	-----
sous-total (en Gwe)	1.3 Gwe	80 Gwe	250 Gwe
(en Q)	0.07 Q	5 Q	15 Q
	-----	-----	-----
TOTAL	1 Q	10 Q	45 Q
Estimation de la demande US	100 Q	150 Q	180 Q

Tableau - CONTRIBUTION DE L'ENERGIE SOLAIRE AUX BESOINS ENERGETIQUES US
(estimation ERDA 1975)

L'ETM était donc considérée comme l'une des principales sources d'énergie solaire, au même titre que le photovoltaïque, l'énergie éolienne ou le solaire thermodynamique. Son développement devait être cependant à plus long terme, à partir de 1990-2000. Il était prévu qu'une ou plusieurs centrales prototypes fonctionnent en 1985 pour un total de 100 MWe. On peut dire aujourd'hui que ce sera peut-être 40 MWe en 1989. Le futur repose sur des hypothèses de coût à vérifier, comme pour toute innovation technique majeure.

A partir de 1975, donc à la suite de cette décision de "foncer", et après les quelques études universitaires réalisées, dès la fin des années 60, dans plusieurs universités américaines sous l'égide de la NSF (National Science Foundation), les budgets ETM se sont envolés :

millions \$												
1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
0,2	0,7	3	8,6	14,5	36,0	33,2	33,8	34,6	20	10,5	7	4,5

En 1978 par exemple, le budget ETM des Etats-Unis représentait 11,6 % du budget solaire (308 M \$). Cet élan budgétaire fut fortement encouragé par le renchérissement considérable du pétrole qui atteignit un plafond en 1981. A cette date cependant l'Administration Reagan est arrivée au pouvoir et elle a ralenti considérablement l'ensemble de la recherche énergétique, dont l'ETM. Le programme ETM américain a bénéficié de plus de 90 % des crédits dépensés dans le domaine des énergies marines renouvelables (ETM, énergie de la houle, gradient de salinité, énergie des courants). Le potentiel récupérable était considéré comme cent fois plus élevé que pour les autres formes d'énergie marine (121).

L'objectif du programme américain à son origine était donc de contribuer de manière significative au bilan énergétique américain au sens large (métropole et îles). La stratégie adoptée se résumait à trois étapes (122, 1979) :

- . identifier la ressource récupérable,
- . assurer la faisabilité technique et la viabilité économique,
- . encourager le développement d'une technologie avancée des composants dans l'industrie en vue de la commercialisation ultérieure.

D'où un programme dont les grandes lignes s'ordonnent comme suit :

- . Se focaliser d'abord sur les marchés où les coûts du pétrole sont élevés, ceux-ci étant de plus vulnérables comme dans les îles : Hawaï, Porto Rico, Guam, Samoa.
- . Encourager les développements sur les composants performants et moins chers pour pénétrer le marché intérieur américain dans les années 1990.
- . Accroître la capacité à distribuer à terre l'énergie fabriquée en mer par utilisation de vecteurs énergétiques ou le développement de processus industriels énergivores en mer.
- . Encourager et financer le leadership industriel américain pour la production domestique et l'exportation.
- . Entretenir une étroite coordination avec les programmes de R&D menés à l'étranger.

Le but final était la fourniture d'électricité au continent américain, le long des côtes du golfe du Mexique et de Floride, caractérisées par un plateau continental relativement important : 100 à 300 km le long du golfe, 10 à 30 km le long de la Floride. La Californie n'a pas de ressource ETM convenable du fait d'un courant froid. Le programme s'est donc orienté vers des centrales flottantes de grande puissance (100 à 400 MWe), à l'échelle des besoins américains.

Grande puissance signifie utilisation du cycle fermé car nous avons vu que le cycle ouvert, sauf mutation technologique, était limité à des puissances de quelques dizaines de MWe avec les turbines actuelles. Les recherches américaines ont donc porté prioritairement sur le cycle fermé : la moitié du budget soit plus de 100 M \$ a servi à développer des nouveaux types d'échangeurs, et à étudier les problèmes connexes (nettoyage, fuites d'ammoniac, optimisation du cycle...).

Cet axe initial du programme, développement de grandes centrales flottantes à cycle fermé, a cependant été infléchi dans les années 1980 du fait de la diminution des budgets. Le programme est aujourd'hui focalisé sur la réalisation, d'ici 1989 si tout se passe bien, d'une centrale pilote de puissance moyenne 40 MWe, à terre et à cycle fermé, non loin d'Honolulu (Hawaï). De plus, les études de base sur des technologies prometteuses comme le cycle ouvert ont été impulsées pendant ces dernières années, les travaux sur le cycle fermé pouvant être considérés comme suffisants après des essais en laboratoire et sur prototype en mer (OTEC 1).

2 - Les grands projets industriels

Les plus grands groupes industriels américains se sont intéressés, dès le lancement du programme en 1974-1975, aux centrales flottantes de grande puissance. Plusieurs d'entre eux venaient du spatial ou de l'aviation (TRW et Lockheed) ce qui explique leurs premiers projets très audacieux quant à l'architecture de la plate-forme qui s'apparentait plus à un vaisseau spatial qu'à un navire ! D'autres venaient du secteur énergétique comme Westinghouse et General Electric, d'autres encore venaient du secteur "offshore", comme Mac Dermott et Brown and Root. Enfin des développements importants ont été entrepris par les laboratoires d'Etat à vocation plutôt militaire (Applied Physics Laboratory de la Johns Hopkins University - APL/JHU). Chacun de ces groupes a reçu plusieurs millions \$ pour réaliser des études de faisabilité en association avec des sous-traitants chevronnés, comme les cabinets d'architecture navale Gibbs and Cox ou Giannotti Associates. A défaut de pouvoir passer en revue tous ces projets en général décrits dans les conférences OTEC annuelles nous rassemblerons dans un tableau (123, 124, 125, 126, 127, 128) quelques caractéristiques principales de projets qui ont été très étudiés (fig. 60, 61, 62, 63, 64).

CYCLE	LOCKHEED	JHU/APL	TRW	WESTINGHOUSE	WESTINGHOUSE
	fermé ammoniac	fermé ammoniac	fermé ammoniac	fermé ammoniac	ouvert
PUISSANCE (MW) . NETTE . BRUTE	160 240	100 125	100 121	100 137	100 141
DIFFERENCE TEMPERATURE °C	18.6	22	23	22.2	22.2
EAU CHAUDE . débit m ³ /s	1 170	450	290	340	370
EAU FROIDE . débit m ³ /s	1 500	380	280	340	310
PLATE-FORME . dimensions (m) . déplacement (T)	bouée "spar" diam.75 haut.180 300 000	cylin- drique diam. 100 haut. 33 215 000	rectan- gulaire long.160 larg. 60 tirant25 141 000	bateau long.245 larg. 55 - 350 000 (ballast) - 160 000	cylindrique béton précontraint diam.100 haut. 30
CONDUITE EAU FROIDE . longueur (m) . diamètre (m) . matériau	305 32-39 béton	1 000 15 plastique armé	760 18 A1u ou béton	1 000 15 Non déterminé	1 000 15 plastique armé
ancrage	ligne simple	ligne ou dynamique	ligne ou dynamique	dynamique	dynamique

PRINCIPALES CARACTERISTIQUES DE CINQ PROJETS DE CENTRALES US

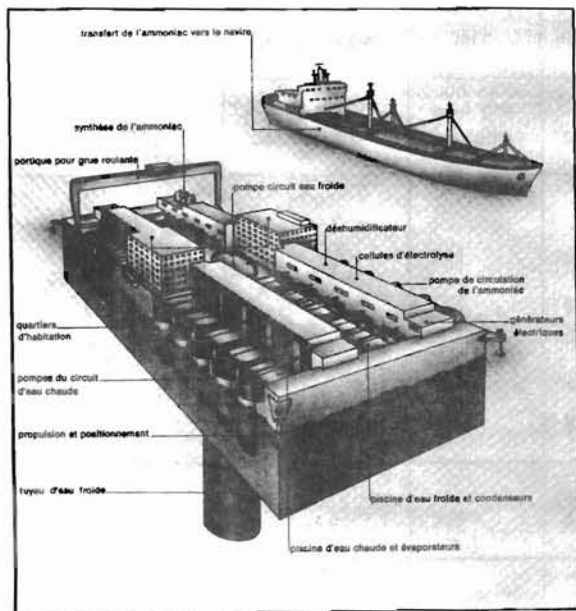


Fig. 60 - BARGE 100 MWe DE PRODUCTION D'AMMONIAC (300 T/j) (160 x 60 m, 140 000 T dépl.) APL/JHL

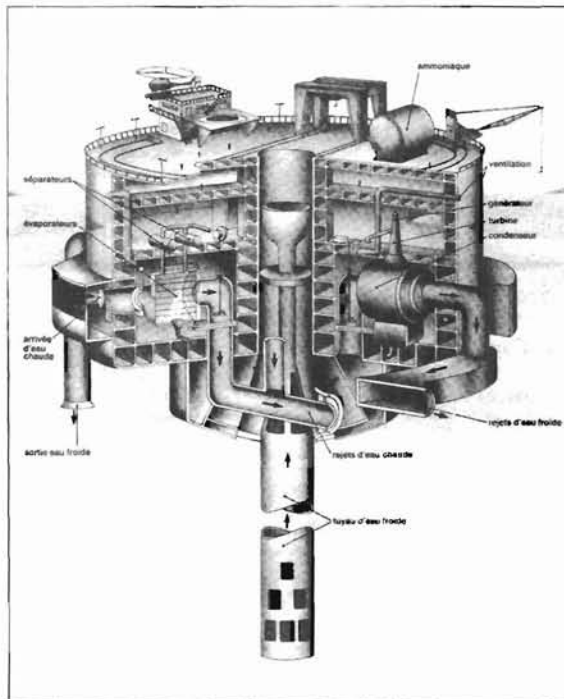


Fig. 61 - BARGE CYLINDRIQUE 100 MWe (TRW) (diamètre 100 m, 215 000 T dépl.)

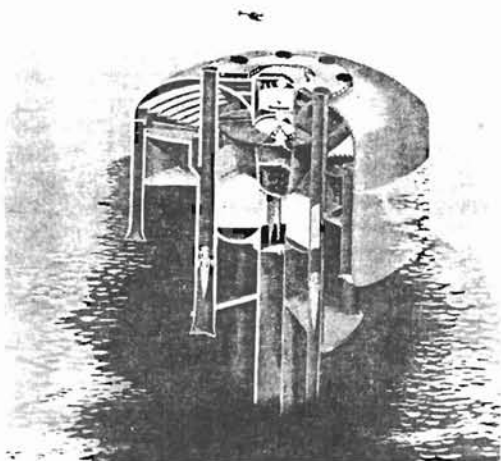


Fig. 62 - CENTRALE CYCLE OUVERT 100 MWe
(Westinghouse) + 140 000 m³/j eau douce
Ø 100 m

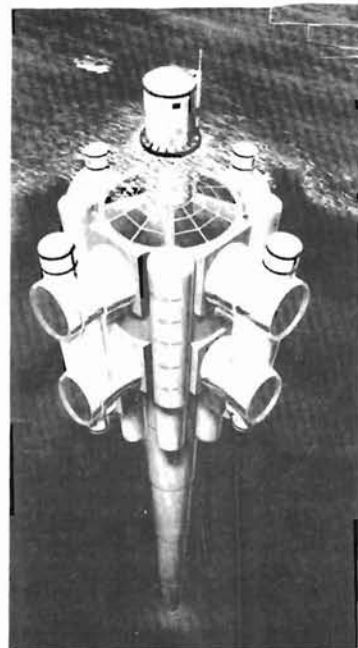


Fig. 63 - CENTRALE PERCHE 160 MWe
(Lockheed)

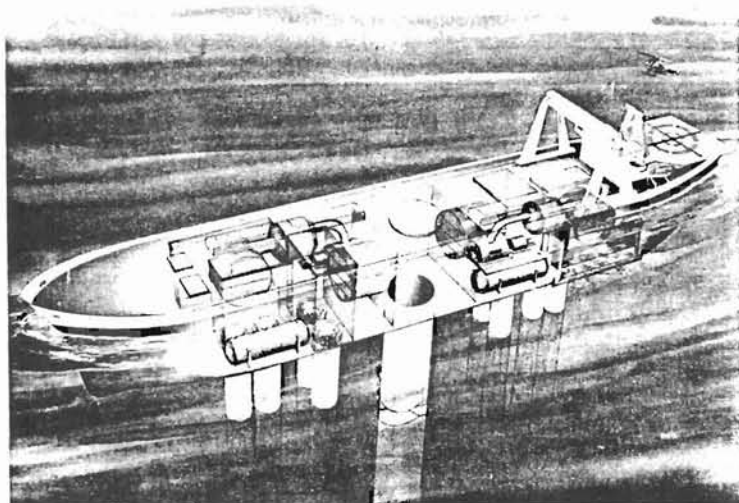


Fig. 64 - CENTRALE 100 MWe (Westinghouse)
(long. 245 m - larg. 55 m)

3 - La Recherche-Développement (R&D).

Le programme américain a très rapidement quitté le domaine des études-papiers pour faire des essais en laboratoire et à la mer des principaux composants en vue d'asseoir leur faisabilité technique et économique pour des centrales de démonstration. Aucune véritable centrale de démonstration n'a encore été réalisée mais deux expériences en mer à "petite" échelle ont eu lieu, mini OTEC et OTEC 1, dont il sera question au paragraphe traitant des prototypes. Dans le survol de la R et D sur la technologie ETM, nous soulignerons pour chacun des thèmes l'importance des moyens expérimentaux réalisés tout spécialement.

3.1 - Cycle fermé

Les échangeurs à ammoniac, qui représentent de 20 à 30 % du prix total d'une centrale, ont fait l'objet de nombreuses expérimentations et d'un effort budgétaire très important (100 M \$ sur un budget total d'environ 200 M \$), en vue d'améliorer leur performance et de diminuer leur encombrement et leur coût.

Un laboratoire a été réalisé, en 1978 à l'ANL (Argonne National Laboratory) pres de Chicago. Ce laboratoire, qui possède des boucles séparées d'eau chaude, d'ammoniac et d'eau froide, peut tester des échangeurs de 1 MW thermique donc correspondant à des modules électriques de 25 ou 30 KW. Treize types d'échangeurs (évaporateurs et condenseurs) ont été testés pendant quatre ans. Il en a été rendu compte des performances obtenues dans le paragraphe consacré aux échangeurs. Les performances ont été accrues d'un facteur 2,5 par rapport au dessin de base. Il a été montré qu'une fuite supérieure à 0,1 % d'ammoniac dans l'eau, abaissait beaucoup les performances. Finalement, les échangeurs à plaques "améliorées" (plate-fine exchangers) en aluminium brassé, combinent intelligemment de hautes performances avec un coût initial réduit.

De très nombreux essais dans des endroits variés ont permis de faire avancer la connaissance des bioalissures et de mettre au point des techniques de nettoyage efficaces. De nombreux tests de corrosion de matériaux d'échangeurs ont été effectués. Cet effort expérimental a été conduit sur des plateformes flottantes au large de Sainte-Croix, de Porto Rico (Punta Tuna) dans le golfe du Mexique (160 miles à l'est de Tempa, Floride), au laboratoire côtier de Wrightsville et surtout dans la Sea Test Facility d'Hawaï (Keahole Point). La Carnegie Mellon University (CMU) a développé une méthode de mesure du transfert thermique qui permet de mesurer en continu l'impact des bioalissures sur le fonctionnement de tubes d'échangeurs.

Les essais de nettoyage les plus intenses ont été conduits dans une installation construite tout spécialement à Panama City, en Floride. Ce laboratoire qui fonctionnait avec des eaux côtières donc susceptibles d'accélérer les phénomènes de bioalissures, a permis de tester des équipements qui étaient mis au point préalablement par la CMU. Ces méthodes étaient au nombre de quatre : les brosses MAN, les balles Amertap, la chloration, les cendres. Des essais de corrosion de tubes en alliage d'aluminium et en titane ont été conduits ainsi que des investigations sur la nucléation de l'eau de mer et les dépôts calcaires.

La Sea Test Coast Facility (STCF) d'Hawaï mise progressivement en service à partir de 1980 a été conçue dans une perspective à long terme. Elle est la propriété de l'Université d'Hawaï et a été financée conjointement par le DOE (Department of Energy) et l'Etat d'Hawaï. Plusieurs objectifs sont poursuivis dans cette installation "permanente" (à la différence de celles ci-dessus mentionnées qui étaient "temporaires") :

- . mettre au point des revêtements de surface permettant d'obtenir des tubes d'aluminium d'une durée de vie de vingt-cinq ou trente ans ;
- . développer des méthodes de contrôle des bio-salissures in situ pour tous les types de surface côté eau de mer ;
- . déterminer le seuil minimum de chloration permettant de maintenir la résistance thermique correspondante en dessous d'un seuil minimum (0.0001 h-ft²-°F/BTU qui représenterait une dégradation de 10 % des performances de l'échangeur) ;
- . évaluer les alternatives à la chloration comme méthodes de nettoyage.

Les premières expérimentations utilisaient de l'eau chaude de surface mais depuis 1982 fonctionne un long tuyau d'eau froide de petit diamètre qui permet d'avoir des données expérimentales côté condenseur. L'amélioration et l'extension de ce laboratoire d'Hawaï est prévue, cependant l'échec récent, et prévisible (?) dans la pose d'un important tuyau d'eau froide (les trois tuyaux de 1,2 m de diamètre d'OTEC 1 récupérés et mis bout à bout) risque de différer les expériences de prototypes de boucle thermodynamique complète à un niveau de puissance de 500 KW à 1 MWe.

3.2 - Cycle ouvert

Les recherches expérimentales ont débuté vers 1980 au SERI (Solar Energy Research Institute) où a été installée une boucle d'essai d'évaporateurs et de condenseurs CO. Cet équipement a été complété par une autre boucle construite chez un industriel privé (S.A.I. : Science Application Inc.). Les expérimentations portèrent sur quatre types d'évaporateurs et plusieurs types de condenseurs sont actuellement à l'essai. On peut considérer que les Américains sont capables de dimensionner un évaporateur performant et bientôt un condenseur ; reste à tester une boucle complète à cycle ouvert (turbine comprise) ce qui pourrait se faire à la STCF d'Hawaï, à un niveau de puissance proche de 1 MW. Les études sur la turbine CO se sont focalisées sur la faisabilité d'une turbine de 140 MWe sur laquelle reste encore beaucoup d'incertitudes. Enfin, des investigations préliminaires à petite échelle ont été faites sur les cycles à mousse et à brouillard particulièrement par la CMU et l'Oak Ridge Laboratory. De nombreuses inconnues subsistent encore quant à l'intérêt de ces cycles diphasiques.

3.3 - Recherches sur les composants marins (ocean engineering)

Cette activité conduite principalement sous l'égide de la NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) a porté sur la conduite d'eau froide (CEF), la "boucle" eau de mer, les ancrages et les fondations, les plates-formes, le câble électrique.

Rappelons que pour une centrale de 40 MW, le tuyau fait près de 10 m de diamètre. Pour une centrale à terre, il fait 2 à 4 km de longueur. Les efforts de la NOAA portèrent au début sur des études conceptuelles et l'élaboration de méthodes de calcul permettant d'évaluer les efforts qui s'exercent sur la CEF. De nombreux concepts ont été évalués, six ont été retenus, un seul a été sélectionné : la CEF en SVR sandwich (Stratifié Verre Résine ; en anglais FRP : Fiber Reinforced Plastic). Des tronçons de CEF en SVR sandwich ont été réalisés et testés en statique et en fatigue.

Plusieurs modèles mathématiques ont été élaborés qui permettent de prédire les efforts dans différents cas de chargement. On signalera le développement d'un modèle tri-dimensionnel de simulation de comportement dynamique (dans le domaine - temps) de l'ensemble plate-forme/CEF/ancrage soumis à l'action de la houle et des courants.

Différents tuyaux ont été testés à la mer avec plus ou moins de succès : un tuyau suspendu en acier de 240 m de long et 1,5 m de diamètre a été détruit en quelques jours (janvier 1979) au large de l'île de Catalina (Californie). Un autre à échelle 1/30 et bien instrumenté a donné de bons résultats. Ce programme expérimental a culminé en avril 1983 avec les essais d'une CEF en FRP sandwiché de 2,4 m de diamètre et 120 m de long - ce tuyau très fortement instrumenté (80 voies de mesures) est resté suspendu sous une barge pendant un mois, et de très nombreuses données ont été enregistrées ainsi que la houle qui sollicitait le système. Il est prévu prochainement (d'ici la mi-1984) de connecter depuis la surface deux tronçons de 25 m et 2,4 m (en FRP sandwich) sur le tombant d'Hawaï : un premier tronçon doit être déposé au fond puis le deuxième est mis en position et se raccorde automatiquement par clampage sur le fond, la connexion étant ensuite recouverte de béton (129).

Un modèle mathématique simulant le fonctionnement des deux circuits d'eau de mer chaude et froide a été développé et testé à la mer sur OTEC 1 avec un excellent accord.

Les recherches sur les ancrages portèrent sur les lignes d'ancrages tendues et sur les ancrages "funiculaires" classiques (recherches technologiques et mise au point de modèle). OTEC 1, navire de 15 000 T était ancré sur une seule ligne dans près de 1 500 m d'eau. Cette technique a donné satisfaction en résistant à plusieurs coups de vent.

Les études porteront aussi sur les plates-formes de grandes dimensions, capables de 400 MWe. Il en ressort que la faisabilité a été établie pour des formes "bateau" et "spar" mieux adaptées aux régions à cyclone ; la construction pouvant se faire en acier ou en béton. Cependant, les Etats Unis ne possèdent pas de chantiers capables de réaliser ces grandes plates-formes qui ont déjà été réalisées en Europe pour exploiter le pétrole de la mer du Nord.

Enfin, les efforts en matière de "génie océanique ETM" portèrent sur les câbles électriques capables d'évacuer des puissances de 100 MWe. La technique des câbles remplis d'huile et utilisant un isolant papier semble devoir être rejetée car elle résiste mal à la fatigue. Celle utilisant du polyéthylène extrudé comme isolant pourrait convenir. Des techniques de raccordement à la barge pouvant être déconnectées en cas de tempête auraient été étudiées et mises au point (?).

4. - Les prototypes

Les Américains ont expérimenté deux prototypes à la mer : l'un Mini-OTEC est une initiative privée, l'autre OTEC 1 a représenté l'aboutissement des efforts de R. et D. du programme du DOE.

4.1 - Mini-OTEC

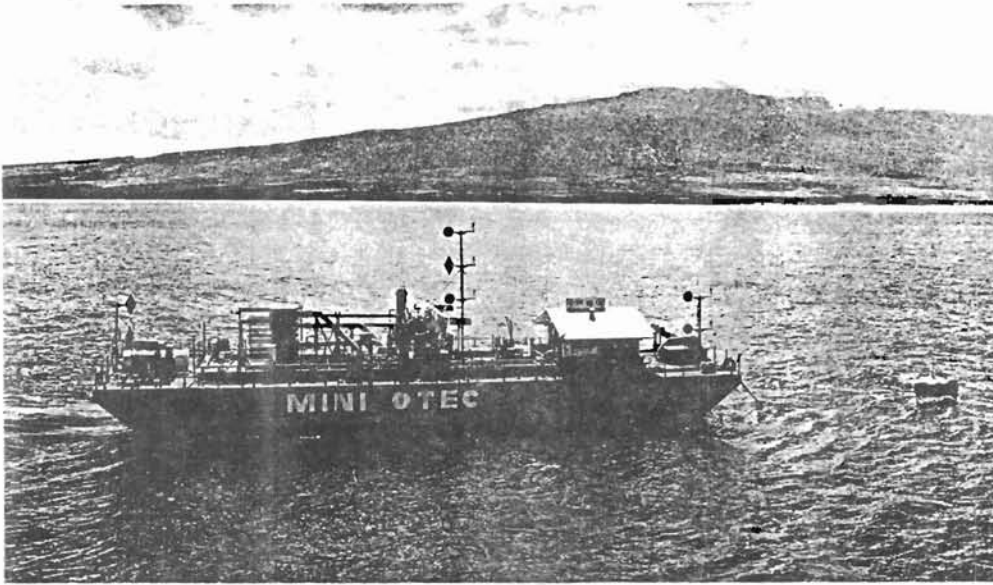
L'expérimentation pleinement réussie d'août 1979 à novembre 1979 d'une petite centrale de 50 KW appelée Mini-OTEC, au large d'Hawaï, eut un grand retentissement aux Etats-Unis : la faisabilité d'une production nette d'électricité ETM fut démontrée.

Mini-OTEC est le fruit d'une collaboration entre l'Etat d'Hawaï, Lockheed (LMSC) et Dillingham Corporation. Une barge de l'US Navy (30 x 10 m) fut mise à disposition du projet pour être transformée en centrale flottante à cycle fermé (à ammoniac), la firme suédoise Alpha Laval a prêté les échangeurs à plaques de titane. Les objectifs poursuivis par ce projet étaient : (a) développer un système opérationnel à la mer ; (b) acquérir une expérience réelle sur un système complet de production d'énergie ETM ; (c) rendre l'ETM crédible au plus grand nombre. L'expérience atteignit pleinement ses objectifs et fut menée "tambour battant" : 15 mois au total entre les études préliminaires, et la première production d'électricité en août 1979 !

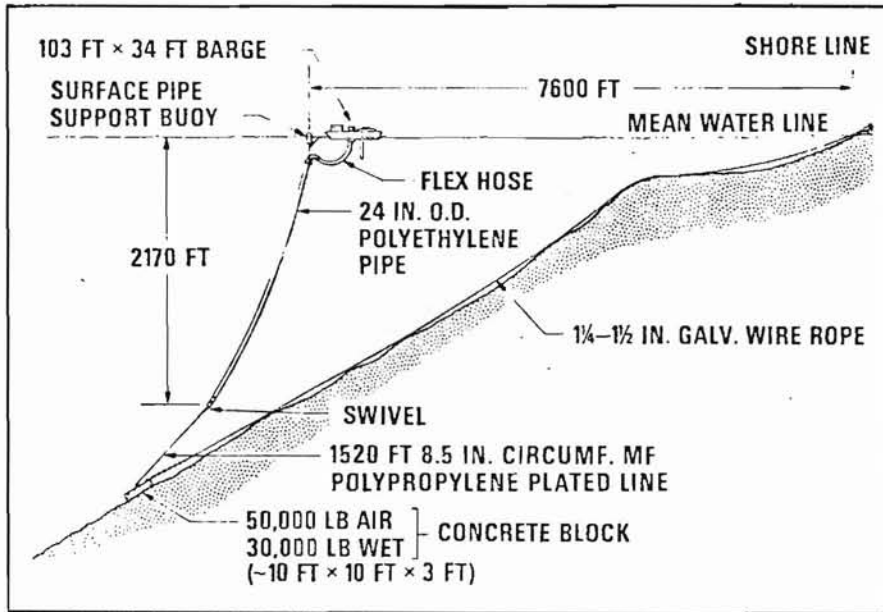
Au plan technique (fig. 65, a et b), le système était assez original : la conduite d'eau froide (CEF) servait aussi de ligne d'ancrage. La barge était reliée à une grosse bouée de surface retenue par une ligne d'ancrage comprenant une ligne, la CEF, une ligne et une ancre installée à 1 000 m de fond. L'eau froide arrivait à bord de Mini-OTEC au moyen d'un flexible accroché à la partie supérieure de la CEF. En cas de mauvais temps, on pouvait déconnecter le pipe. La CEF était un tuyau de 60 cm de diamètre en polyéthylène et 650 m de longueur.

La boucle à cycle fermé à l'ammoniac (131) comprenait des évaporateurs et des condenseurs à plaques de 410 m² de surface d'échange fonctionnant sous une différence de température de 21°C. Une chloration entretenait un nettoyage suffisant des surfaces en titane. Le turbo alternateur (Rotoflow Corporation) fournissait 50 KWe bruts, son rendement global étant d'ailleurs assez faible (56 %) du fait des pertes mécaniques ce qui augmentait d'autant la surface des échangeurs dimensionnés pour fournir une vapeur qui en se détendant fournissait un travail de 90 KW. Les pertes parasites absorbaient plus de 30 KW (dont 15 KW pour le pompage de l'eau froide) ce qui laissait une puissance nette maximum de 18 KWe soit 20 % de la détente isentropique. Ce rendement global est faible, il s'explique par l'utilisation de composants du marché et par le fait que Mini-OTEC opérait à très petite échelle. Lockheed a calculé que la production nette aurait pu atteindre 60 KW en utilisant les rendements courants des composants à plus grande échelle, à partir des 90 KW libérés par la détente isentropique à la turbine.

L'expérimentation à la mer a duré quatre mois, la production (entre 10 et 15 KW nets) étant limitée à 20 % du temps du fait d'incidents divers liés au caractère prototype de Mini-OTEC. La production en continu a atteint 10 jours, chiffre qui peut sembler modeste mais il s'agissait encore une fois de faire une démonstration à partir de composants du marché. Le 15 novembre 1979, Mini-OTEC était ramenée à terre.



a. Barge testée en 1979 au large d'Hawaï



b. Schéma du dispositif d'ancrage et du tuyau

4.2 - OTEC 1

L'expérimentation à la mer du plus grand "laboratoire ETM flottant" a été faite par les Américains au large d'Hawaï, entre décembre 1980 et avril 1981. Le navire "OTEC 1" a expérimenté avec succès une boucle à ammoniac complète, mais sans turbine, au niveau de 1 MWe, soit 40 MW thermiques (fig. 66).

Les principaux objectifs du programme OTEC 1 (financé par le DOE) étaient : (a) expérimenter à la mer des échangeurs à cycle fermé et obtenir des données sur une boucle complète ; (b) évaluer les méthodes de nettoyage ; (c) évaluer l'impact sur l'environnement ; (d) obtenir des informations sur le comportement de l'ensemble plate-forme, tuyau, ancrage - ces données expérimentales permettraient de dimensionner correctement la future centrale de démonstration de 40 MWe.

Le navire OTEC 1 est un ancien Tanker T2 de l'US Navy, déplaçant environ 15 000 T, qui a été transformé par Global Marine Development Inc. (GMD) en Californie où ont été installés des échangeurs fournis par TRW. Puis, le navire a été ancré à 12 nautiques de la grande île d'Hawaï en novembre 1980. L'expérimentation des circuits d'eau et d'ammoniac s'est poursuivie sur quatre mois, le navire ayant cessé ses activités en avril 1981 à la suite des coupes budgétaires importantes opérées par l'Administration Reagan. Cette expérience devait en principe durer trois ans.

Au plan technique (132, 133, 134, 135) le tuyau d'eau froide (cf chapitre 8) était composé de trois tuyaux en polyéthylène de 1,2 m de diamètre et de 660 m de long. Ce tuyau était muni dans sa partie supérieure d'un collier de flottabilité et d'une masse de 50 T en bas destinée à le mettre en tension verticalement. Le tuyau a été assemblé dans un chantier à terre et lancé dans un port abrité puis a été remorqué en flottaison (le polyéthylène a une densité de 0,96) sur le site où la barge OTEC 1 était ancrée. Le tuyau a été basculé en position verticale à l'aide d'un poids de 50 T retenu par les deux treuils du bord qui permirent aussi de remonter le pipe sous le milieu de la barge pour l'accrocher au moyen d'un dispositif "à la cardan". L'opération de raccordement s'est déroulée en moins de 48 h, sans aucun problème. Le navire était ancré dans plus de 1 200 m d'eau au moyen d'une ligne d'ancrage unique comprenant un flotteur immergé fonctionnant comme un amortisseur et un flotteur de surface sur lequel le navire était accroché. L'ancrage proprement dit était un bloc de 150 T. Remarquons que c'est la première fois qu'un navire de cette taille était ancré sur des fonds aussi importants et sur une seule ligne de mouillage. La construction et l'installation du tuyau d'eau froide (trois tuyaux de diamètre commercial 1,2 m) constitue aussi une première mondiale.

En ce qui concerne la production d'énergie, l'installation comprenait un évaporateur à tubes lisses horizontaux de titane (6 300 tubes) dans une coque de 16 m de long et 3 m de diamètre et un condenseur du même type comprenant 5 500 tubes. Ces deux échangeurs de 40 MW thermiques étaient reliés entre eux par un circuit d'ammoniac comprenant une pompe de circulation et un dispositif simulant la détente dans la turbine. Le nettoyage des échangeurs était assuré par une chloration à bas niveau (0.2 ppm au rejet) et un dispositif à boules abrasives (Amertap). Le système d'eau froide a fonctionné au total 2 700 h et celui d'eau chaude 2 500 h. Quant à la boucle à ammoniac elle n'a tourné au total que 370 heures car de nombreux tests (arrêt démarrage, variation de charge) ont été effectués.

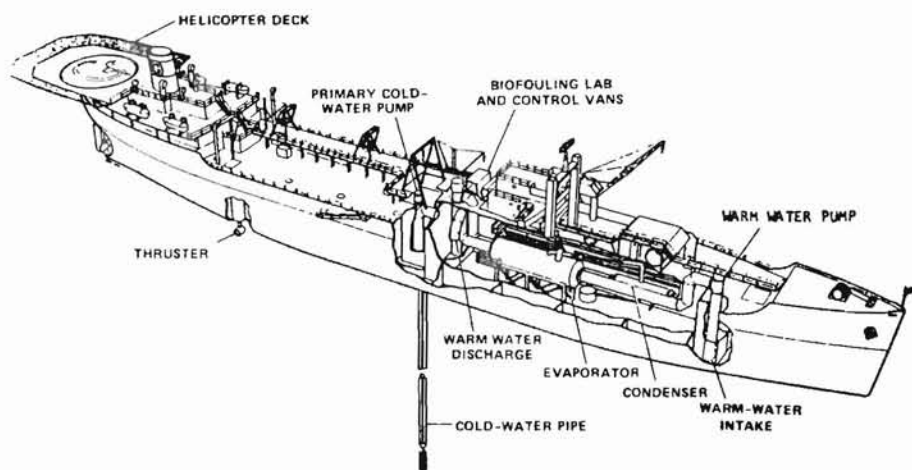


Fig. 66 - OTEC 1 (40 MWh, 1 MWe equivalent) HAWAII, 1980-1981

Les principales conclusions de cette expérience de plus de 50 M \$ (et 1 M \$ mensuel de coût de fonctionnement !) sont les suivantes :

- . Les prévisions de performances des tubes lisses des échangeurs furent obtenues, les quelques tubes à surface améliorée ont par contre donné des résultats inférieurs de 20 % à ceux attendus en raison d'un encrassement côté ammoniac (contamination ?).

- . Le dispositif de nettoyage fut efficace pendant la durée limitée de l'expérience (quatre mois). On ne peut cependant pas conclure sur des durées plus importantes.

- . L'expérience OTEC 1 n'a pas eu d'effets mesurables sur l'environnement et le navire s'est bien comporté dans les coups de vent.

- . Les dispositions adoptées au niveau de l'ancrage, du tuyau, du fonctionnement de la plate-forme à la mer ont été démontrées sur un plan pratique.

- . La démonstration de l'efficacité des techniques de nettoyage à long terme et des effets de la corrosion ainsi que de l'impact sur l'environnement à long terme n'ont pu être réalisés vu la brièveté de l'expérience.

Ainsi cette expérience majeure d'OTEC 1 bien qu'écourcée sensiblement a permis aux Américains d'acquérir la maîtrise à la mer d'une installation ETM de taille importante préalablement à l'objectif final du programme qui est de réaliser une centrale de démonstration à cycle fermé de 40 MWe.

5 - Aspects légaux

Les Etats-Unis, parallèlement à leur important effort technique, se sont préoccupés rapidement de donner un cadre juridique à l'ETM. Deux lois ont été votées, en 1980, sous l'Administration Carter. La première vise à stimuler la R&D en fixant un objectif de production à l'ETM. La seconde vise à combler un vide juridique en clarifiant notamment la procédure d'autorisation d'exploitation (licencing) et encourageant le développement d'une industrie ETM privée (136, 137, 138, 139).

La première loi, "The Otec Research Development and Demonstration Act" (PL 96-310), fut signée par le Président Carter, le 17 juillet 1980. Elle a pour objectif d'accélérer la R & D technologique pour disposer d'un acquis technique permettant d'atteindre les buts suivants :

- . Démonstration, en 1986, d'au moins 100 MWe ETM (0.04 % de la demande énergétique US) sous forme d'électricité ou de produits énergivores

- . Démonstration, en 1989, d'au moins 500 MWe ETM (0.2 % de la demande énergétique US).

- . Atteindre un coût moyen de l'électricité ETM ou des produits énergivores d'origine ETM qui soit compétitif, dans le milieu des années 1990, avec les sources d'énergie conventionnelles dans le golfe du Mexique, les îles et territoires des Etats-Unis.

. Fixation d'un objectif national de 10 000 MWe (10 GWe) de puissance ETM installée en 1999 (3 % de la demande US). Le scénario pour l'an 2 000, y compris les centrales en construction, est fixé comme suit : vingt-cinq centrales électriques produisant 4 GWe ; dix-huit usines produisant de l'ammoniac (9 GWe) ; trois usines produisant de l'aluminium (1,2 GWe).

La seconde loi, "The Otec Act" (PL 96-320) signée par le Président Carter, le 3 août 1980, donne un statut juridique à l'ETM américaine. Elle concerne :

. Les installations ETM situées dans la mer territoriale US ou bien celles qui sont reliées aux USA par câble ou pipeline.

. Les navires ETM appartenant ou opérés par des citoyens américains.

. Les installations ou navires réputés placés sous les lois US.

Cette loi demande à la NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) et au Department d'Etat dont dépendent les "Coast Guard" :

. d'établir un régime légal stable pour encourager le développement de l'ETM en élaborant une procédure d'autorisation d'exploitation (licencing) ; en définissant le contenu des études d'impact ; en conduisant les recherches nécessaires sur l'impact de l'ETM sur l'environnement et en établissant les normes.

. de se préoccuper des questions de sécurité et de comptabilité avec les autres activités maritimes.

. de prendre toute disposition pour conduire les négociations internationales pour prévenir toute nuisance des activités ETM et protéger les câbles électriques et autres équipements sous-marins.

La NOAA a ainsi établi tout un guide des procédures administratives pour licencier un exploitant éventuel, l'idée de base étant d'être relativement souple en intervenant le plus tôt possible dans la définition d'un projet d'exploitation, à l'inverse de la pesanteur législative du Département de l'Environnement qui en définitive a considérablement freiné le développement d'un certain nombre d'activités industrielles. "L'OTEC Act" cherche au contraire à aider l'industrie privée.

. Une clause prévoit que l'Etat accordera sa garantie aux emprunts contractés pour l'achat des installations ETM de démonstration dans la limite de 87,5 % des investissements. Un fond de garantie d'un montant de 2 milliards \$ (ramené à 1,65 milliards \$ par le 9^{ème} congrès) a été constitué à cet effet.

6 - Avenir du programme américain

Le programme ETM était très actif sous l'Administration Carter, il a culminé dans l'expérimentation d'OTEC 1 qui n'était qu'une étape vers la réalisation d'une centrale de démonstration de 40 MWe destinée à Hawaï. Après cette démonstration, de larges perspectives de développement de l'ETM s'offraient, telles que décrites dans les deux lois votées en 1980 et évoquées précédemment. L'Administration Reagan en arrivant au pouvoir en 1981 a beaucoup modifié cet état des choses, et a réduit substantiellement les crédits, estimant que l'industrie devait passer d'une mentalité d'assisté à une mentalité plus agressive commercialement.

6.1 - La centrale de 40 MWe d'Hawaï

En 1980, le DOE élabora une "OTEC Pilot Plant Opportunity Notice (PON)" qui est un programme en six phases proposant de réaliser une ou deux centrales de démonstration de 40 MWe. Les six phases sont les suivantes :

- I . Etudes conceptuelles
- II . Etudes d'avant-projet
- III . Projet final
- IV . Construction
- V . Expérimentation
- VI . Transfert à une compagnie d'électricité

Ce programme s'est rapidement porté sur Hawaï, ce qui mécontenta beaucoup les autres îles comme Porto Rico ou Guam. En phase I, deux projets situés à Hawaï furent sélectionnés et financés (moins de 1 M\$ chacun) en collaboration avec l'Etat de Hawaï qui a toujours affiché une volonté politique pour développer l'ETM :

. Le projet General Electric (avec Hawaïan Dredging et Brown and Root) est une centrale de 40 MWe installée sur une plate-forme fixe dans 110 m d'eau à 1 400 m du rivage. Elle fait appel à de la technologie "classique" et "disponible" sur le marché : la plate-forme est directement dérivée du pétrole offshore, les échangeurs à plaques en aluminium utilisent le fréon comme fluide de travail. L'évaporateur est immergé à 90 m de profondeur (pour équilibrer la pression interne d'environ 9 bars) et le condenseur à 50 m. Le tuyau d'eau froide en acier de 10 m de diamètre fait près de 3 km de long. Le turboalternateur est installé au sommet de la tour, la puissance électrique est transportée à terre au moyen d'un câble.

. Le projet Ocean Thermal Corporation (avec TRW, Hawaïan Dredging) est implanté sur une île artificielle à 200 m du rivage, dans 10 m d'eau. Cette centrale de 40 MWe utilise les rejets d'eau chaude d'une centrale diesel de 640 MWe appartenant à la compagnie d'électricité locale (HECO) ce qui permet de relever la source chaude de 3° et d'accroître le rendement de 20 %. Les 40 MWe sont fournis par quatre modules de 10 MWe à cycle fermé à l'ammoniac les échangeurs étant à tubes lisses de titane donc de technologie très conservatrice (et peu performante). Le tuyau d'eau froide est en plastique armé de fibres de verre et en béton allégé dans la partie haute.

Le deuxième projet d'OTC, a été sélectionné à la mi-1983 pour la phase II. Cette phase d'avant-projet d'un montant total de 7 M \$ (5 M \$ du DOE ; 2 M \$ des industriels) s'est achevée début 1985 (fig. 53).

Un appel d'offres a alors été lancé par OTC, pour la remise du projet final et la construction de la centrale qui ferait une puissance de 48 MWe en tenant compte de l'utilisation des eaux chaudes de refroidissement de l'installation diesel existante de 640 MWe.

6.2 - Orientation actuelle du programme

Le projet pilote 48 MWe aboutira-t-il ? sous l'Administration Carter, la réponse eut été probablement positive, elle est plus incertaine sous l'Administration Reagan. Ce projet fortement encouragé par l'Etat d'Hawaï est devenu aujourd'hui une aventure privée bénéficiant de crédits d'impôts au titre des énergies renouvelables. La rentabilité de l'opération semble à peu près acquise à ce niveau de puissance qui représente cependant une aventure technique très ambitieuse pour une première réalisation.

Le budget a subi une baisse très sensible depuis 1980, passant d'un niveau annuel de plus de 30 M \$ à environ 10 M \$ en 1983. L'Administration Reagan souhaite à présent que l'industrie s'engage financièrement dans le développement de l'ETM. Cependant les taux d'intérêt élevés conjugués à d'autres facteurs, ont certainement découragé des entreprises privées de faire des investissements lourds. On est, à présent, dans une situation où, à la fois, le gouvernement et l'industrie se sentent concernés par l'ETM car ils ont déjà investi des sommes importantes dans la recherche (environ 200 M \$ pour le DOE). Mais où les deux parties attendent mutuellement une preuve de confiance de l'autre dans l'avenir de l'ETM en se décidant à engager des sommes importantes en vue de la commercialisation.

Témoigne de cette situation un rapport préparé par l'Energy Research Advisory Board" du DOE, en septembre 1982, qui fixe des priorités dans la R. & D. pour sept technologies solaires : recherche de base, photovoltaïque, énergie thermodynamique solaire, énergie éolienne, ETM, biomasse et chauffage solaire (140). L'ETM est classée au dernier rang et une recommandation propose que le DOE ne participe pas au financement de centrales commerciales de démonstration au-delà de la phase II d'avant-projet. Bien que ne recommandant pas de financer la centrale pilote au-delà de la phase II, le rapport reconnaît la nécessité de réaliser cette centrale pour acquérir l'expérience pratique nécessaire qui permettra de vérifier les estimations de coût des centrales futures.

Dans ce rapport, on espère que l'industrie financera en grande partie les phases suivantes (III et IV, étude de projet et construction) en exploitant au mieux les incitations financières (crédits d'impôt) et en mettant sur pied le programme de commercialisation de l'ETM. Il semble que le programme OTEC américain n'envisage, aujourd'hui, que l'encouragement des recherches de pointe en ETM dans les domaines de la thermodynamique (cycle ouvert) et de la technologie du tuyau d'eau froide. On s'acheminerait vers un rythme de financement de 3 à 4 M \$ par an de crédits publics et (sous forme de crédits d'impôts) un encouragement de l'industrie privée à s'intéresser aux petites centrales (10 MW), où se situerait le premier marché. Nous sommes ainsi, en 1985, bien loin des objectifs très ambitieux affichés par les lois Carter de 1980, mais il est permis de penser que la centrale pilote d'Hawaï sera probablement réalisé d'ici 1990 et donnera le "coup d'envoi" de l'industrialisation de la filière de production d'électricité ETM.

CHAPITRE 12

LE JAPON

En 1974, au moment du premier choc pétrolier, le Japon lance un ambitieux programme pour développer de nouvelles sources d'énergie, autres que nucléaires. Le "Sunshine Project", complémentaire du "Moonlight Project" axé sur les économies d'énergie, est placé sous l'égide de l' AIST (Agency of Industrial Science and Technology) et du MITI (Ministry of International Trade and Industry). Les organismes de recherche, les universités et les entreprises sont alors mobilisés pour atteindre l'objectif, pour ces nouvelles technologies de production, d'une contribution de 5 % au bilan énergétique japonais en 1990.

Les priorités du "Sunshine Project" concernent principalement le développement de l'énergie solaire, du charbon, de la géothermie et de l'hydrogène. Les recherches à plus long terme ("comprehensive research") concernent entre autres l'énergie éolienne et l'énergie thermique des mers. Ce statut un peu misérable de l'ETM est encore en vigueur aujourd'hui, ce qui se traduit par un budget assez faible qui ne représente avec 200 millions de Yen en 1982, que 0,6 % des crédits du "Sunshine Project". les études portèrent principalement sur le développement d'échangeurs performants. Mais, si le "Sunshine project" est le principal moteur de la recherche "officielle" en ETM, d'autres acteurs, industries et universités, apparemment indépendants sont aussi très actifs et entreprenants. il existe en fait de multiples liens informels entre tous les acteurs japonais, ce qui assure une certaine coordination des recherches et une bonne efficacité du système.

1 - Le gisement ETM japonais

Les eaux japonaises sont alimentées en énergie thermique par un courant chaud très important, le Kuroshio qui fait sentir ses effets dans la moitié sud du Japon au dessous du 34° N, donc bien au-delà du tropique du Cancer. Un inventaire de la distribution spatio-temporelle des températures a été réalisé en cinq sites caractéristiques potentiellement aptes à recevoir des unités ETM (fig. 67) : près d'Okinawa, Osumi, Iriomote, Izu et Toyama. Le gisement ETM japonais est estimé à 15 GW en faisant les hypothèses suivantes :

- . La différence de température de 20°C existe au moins pendant six mois par an.
- . L'eau froide est pompée à 1 000 m
- . On ne considère que la bordure océanique de 100 Km au large des côtes.
- . Les centrales de 400 MW sont distantes d'au moins 100 Km.

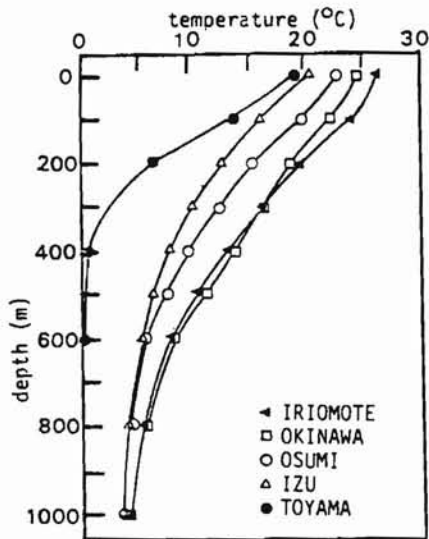


Fig. 67 - SITES ETM JAPONAIS

Items	1975 design	1976 design	1978 design	
			Osumi	Toyama
Gross power output, MW	100	100	100	100
Net power output, MW	73.9	77.2	78.8	83.1
W. F. flow rate, 10^7 kg/h	1.18	1.114	0.99	0.908
Warm water temp., °C	28	28	28	26
Intake warm water, 10^8 kg/h	9.88	9.74	7.82	6.93
Cold water temp., °C	7	7	4.56	0.747
Intake cold water, 10^8 kg/h	1.01	8.09	6.16	5.69
Evap. heat transfer area, 10^5 m ²	3.2	3.11	2.62	2.14
unit	16	8	8	8
Cond. heat transfer area, 10^5 m ²	3.3	3.51	2.94	2.37
unit	16	8	8	8
T/G output, unit	25 4	25 4	25 4	25 4
Type of platform	Rect. barge	Submerged cyl.	Submerged cyl.	Surface ship
Unit construction cost, 10^6 yen/kw	78.0	64.5	78.1	59.3
10^3 \$/kw	3.55	2.93	3.55	2.69
Unit power cost at the busbar, yen/kwh	11.75	9.56	12.21	12.36
mills/kwh	53.4	43.5	55.5	56.2
Power transmission cost, yen/kwh	-	1.5(D.C)	0.66(A.C)	0.66(A.C)
mills/kwh	-	6.8	3.0	3.0

Fig. 68 - ETUDE DE FAISABILITE D'UNE CENTRALE 100 MWe (Japon)

2 - Recherche et Développement sur les systèmes - centrales Prototypes

2.1 - R&D sur les systèmes

Cette recherche, conduite surtout dans le "Sunshine Project", a commencé par des études de faisabilité et la mise au point de méthodes de calcul. On citera :

- . La mise au point d'une méthode d'optimisation de la puissance d'une centrale.

- . L'élaboration d'une méthode optimisant le point de fonctionnement dans des conditions de température changeante, ce qui est un problème lié au gisement ETM japonais qui peut fluctuer de plus de 5°C dans l'année entre l'hiver et l'été, vu sa latitude élevée.

- . L'étude conceptuelle d'une centrale flottante de 100 MWe à cycle fermé (141). Les principales caractéristiques d'une telle centrale sont données dans le tableau 68. Comme on le voit, ces valeurs ne diffèrent pas sensiblement des études américaines et le prix du KWh annoncé est de 12,2 Yen/KWh (1978) (= 56 mills/KWh) donc du même ordre que le coût de production de l'électricité produite dans des centrales au charbon.

- . L'étude et analyse des caractéristiques d'un système en utilisant une plateforme expérimentale capable de simuler les mouvements réels d'une centrale flottante et pour des états de mer variés : ce simulateur (ETL-OTEC-III) installé à l'Electrotechnical Laboratory (ETL) de l'AIST, près de Tokyo, permet de vérifier les performances des composants, et d'optimiser le point de fonctionnement d'un système. L'influence non négligeable des mouvements de la barge (pilonnement, roulis) sur le fonctionnement du sous-système énergétique (la production d'électricité) a été mise en évidence, d'où l'intérêt de concevoir des plate-formes plus stables, semi-submersibles par exemple, ce qui va dans le sens d'une moindre sensibilité aux cyclones qui peuvent être particulièrement importants dans les eaux japonaises.

- . L'avant-projet d'une centrale de démonstration flottante de 1 000 KWe (fig. 69), à cycle fermé qui permettrait :

- d'établir la faisabilité de l'ETM dans les eaux japonaises qui sont défavorables vu leur latitude et les cyclones,

- d'obtenir des données techniques et de performances sur les composants (cycle fermé, ancrage, câble électrique) qui soient extrapolables directement au niveau des centrales de 10 MWe,

- d'analyser les répercussions sur l'environnement.

- . Cette centrale pilote de 1 MWe :

- produirait 1 000 KWe au moins 6 mois par an,

- expérimenterait deux types d'échangeurs : à plaques et à tubes,

- utiliserait du fréon 22 pour des questions de "sécurité" mais le pilote suivant, d'une puissance de 10 MW utiliserait l'ammoniac comme fluide de travail.

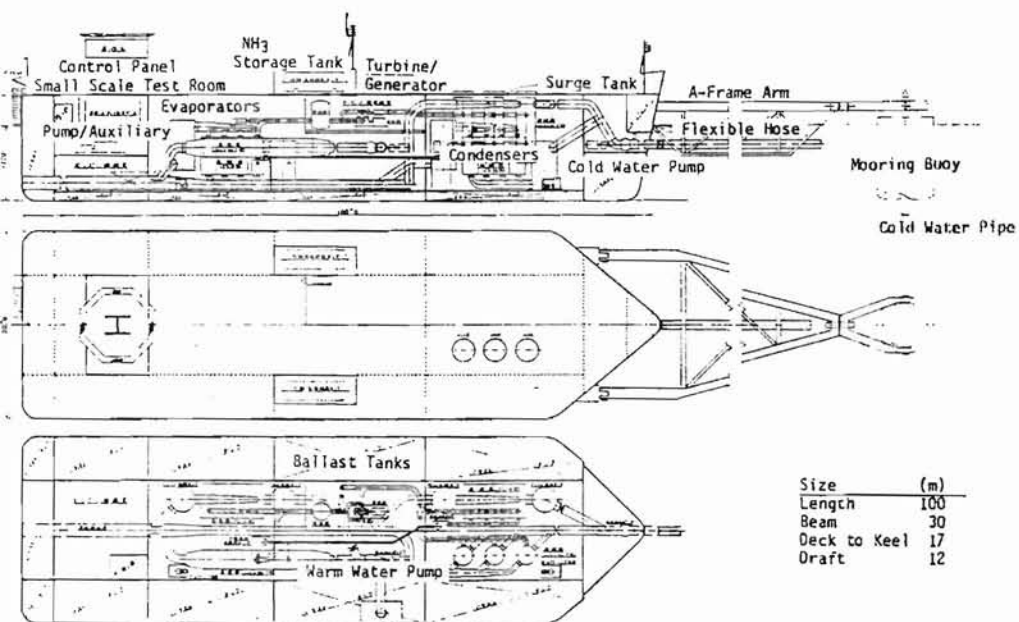


Fig. 69 - PROJET DE CENTRALE PROTOTYPE 1 **PM**

2.2 - Centrales prototypes

Plusieurs expérimentations à l'échelle de la centaine de KW ont eu lieu dans des conditions ETM réelles.

. L'installation IMARI 2 construite en 1980 par l'université de Saga, sans être une centrale ETM complète puisque dépourvue de long tuyau d'amenée des eaux chaude et froide, a permis l'expérimentation d'une boucle au fréon 22 de 50 KW. Cette installation utilise l'eau chaude estivale et une eau refroidie par un groupe frigorifique. Les échangeurs à plaques ont vu leurs performances se dégrader assez sensiblement pendant un mois continu d'exploitation sans nettoyage, le coefficient global d'échange passant de 2 800 W/m²°C à 1 400 W/m²°C. Cette expérience montre clairement la nécessité d'un nettoyage périodique (au moins hebdomadaire). Trois types d'évaporateurs et deux types de condenseurs à plaques ont été testés (142).

. La centrale de Nauru constitue sans aucun doute l'expérimentation ETM la plus complète et la plus convaincante au plan technique qui ait été réalisée jusqu'à présent : le système complet d'une centaine de KW a fonctionné (en discontinu) pendant 9 mois, d'octobre 1981 à juillet 1982.

La centrale de Nauru est une initiative d'une très grande compagnie électrique japonaise : TEPCO (Tokyo Electric Power Co.) avec sa filiale TEPSCO (Tokyo Electric Power Services Co.). Toshiba Corporation a réalisé l'usine et fourni la boucle thermodynamique et Shimizu Co. a posé la conduite d'eau froide. Le coût total de l'opération est d'environ 4 millions \$, financés moitié par le public, moitié par le privé (fig. 70).

Le projet avait retenu les options suivantes (149, 150, 151) :

- . Centrale à terre, concept jugé plus près du marché.
- . Puissance 100 KW jugée démonstrative, au niveau de la thermodynamique essentiellement.
- . Expérimentation d'un an.
- . Site de l'île de Nauru, dans le Pacifique central, sur l'équateur, probablement le meilleur site du monde.
- . Adoption du fréon R 22 comme fluide de travail du cycle fermé, choix motivé par des considérations de sécurité (non toxique, ininflammable).
- . Technologie conventionnelle d'échangeurs à tubes.

Le site de Nauru présente des conditions thermiques particulièrement favorables (27 à 32°C pour l'eau de surface), une situation météorologique plutôt clémente et une pente récifale régulière et raide, 40 à 45°, qui donne la profondeur de 1 000 m à un peu plus de 1 km du rivage. L'eau froide est pompée à 560 m de profondeur où elle est à 8°C (DT global de 22°C) au travers d'une conduite de 900 m de longueur.

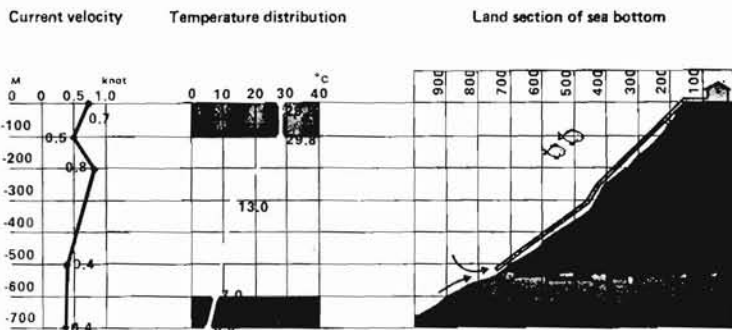
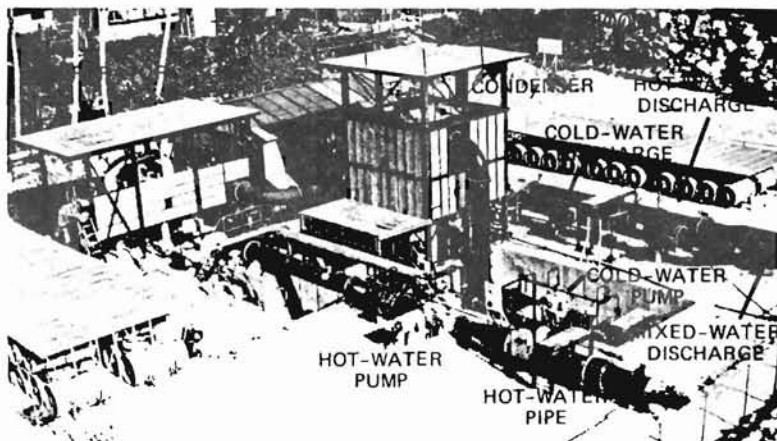
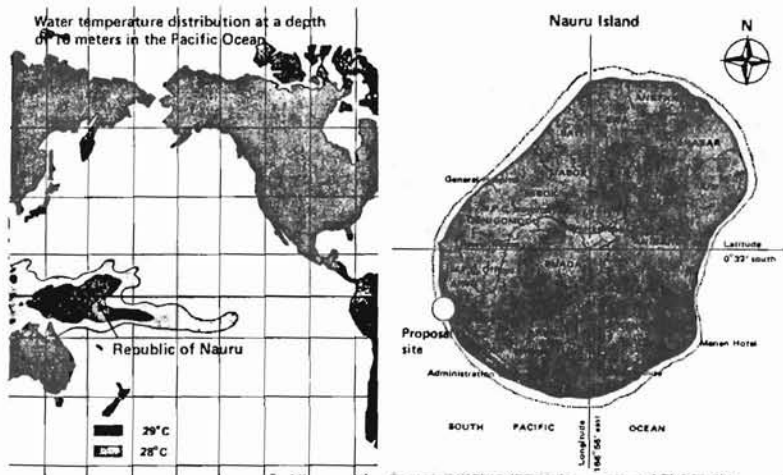


Fig. 70 - CENTRALE PROTOTYPE DE 100 MW JAPONAISE NAURU (1982)

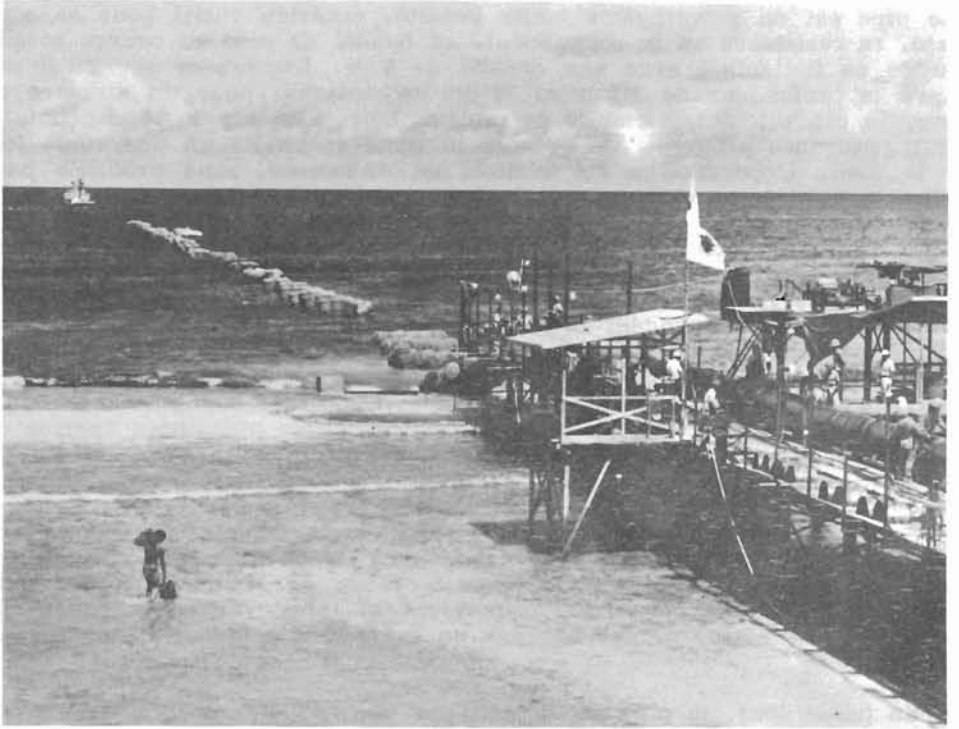


Fig. 70 (suite) - POSE DE TUYAU A LA CENTRALE DE NAURU

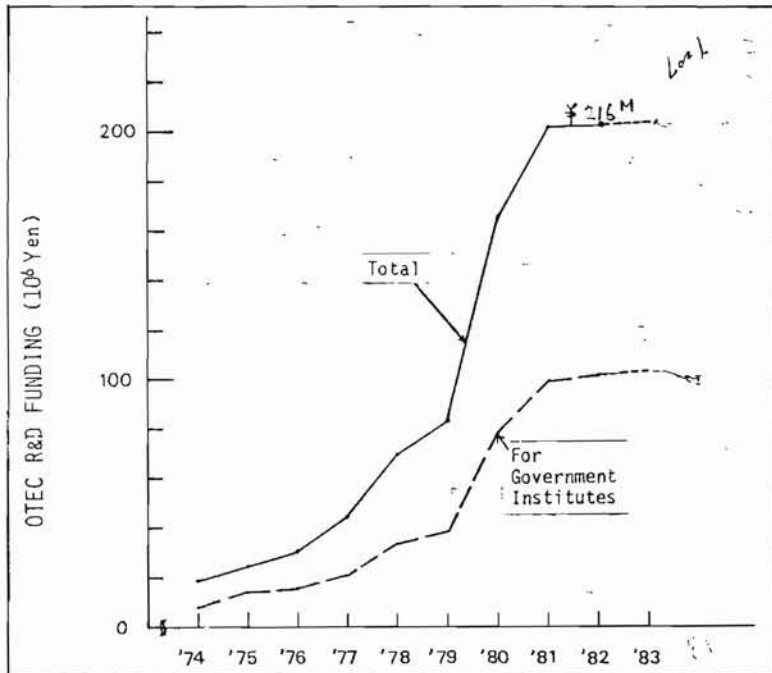


Fig. 71 - EVOLUTION DU BUDGET ETM JAPONAIS (Sunshine seulement)

. Le pipe est en polyéthylène haute densité, matériau choisi pour sa souplesse, sa résistance au poinçonnement, sa facilité de mise en oeuvre compte tenu de sa flottabilité avec une densité de 0.96. L'épaisseur est de 35 mm jusqu'à la profondeur de 270 m et 30 mm en dessous, pour un diamètre de 70 cm. La conduite fut assemblée en raboutant des éléments de 10 m depuis la terre, remorquée progressivement vers le large et affalée en une seule fois sur le fond. L'opération a été réalisée en 60 heures, sans problème particulier, à partir d'un chantier fonctionnant jour et nuit.

. Les résultats furent un peu supérieurs aux valeurs calculées avec une puissance nominale brute de 100 KW qui donnait 15 KW de puissance nette et un maximum de 120 KW correspondant à 31,5 KW nets. La centrale de Nauru a fonctionné en continu pendant 10 jours sans aucun problème. 155 tests ont été réalisés pendant les 9 mois d'expérience pour une production totale de 35 800 KWh. Bien que la centrale fût connectée au réseau électrique, son but n'était qu'expérimental. Le faible ratio puissance nette sur puissance brute s'explique par l'effet d'échelle qui pénalise les petites puissances (pertes de charges), dans les centrales commerciales de quelques dizaines de MW, il devrait atteindre 70 %.

Aux conditions nominales, les coefficients d'échange élevés de 4 070 W/M²°C à l'évaporation, 2 900 W/M²°C ont été obtenus : ils s'expliquent par la technologie d'échangeur retenue : tubes de titane recouvert d'un revêtement poreux de cuivre à l'évaporateur et tubes verticaux "flutés" au condenseur. Le nettoyage est fait par un système classique à balles abrasives.

En juillet 1983, le pipe fut détruit par une tempête, à 70 m de profondeur (et l'expérience s'est alors arrêtée). Le bilan de 9 mois de tests (au lieu des 12 mois attendus) est dans l'ensemble très satisfaisant et permet d'envisager la construction d'une centrale de 10 MW sur le même site de Nauru. L'originalité de cette centrale serait d'aller pomper l'eau froide à 600 m de profondeur au moyen d'un tunnel vertical puis horizontal.

Une autre compagnie d'électricité, la "Kyushu Electric Co" a fait réaliser dans l'île de Tokunoshima, à 500 km de Kyushu, une centrale "hybride" de 50 KW de puissance brute. Cette centrale, construite par Mitsubishi Heavy Industry (thermodynamique) et Tokyo Kyuei (conduite) utilise l'eau chaude (à 40°C) de refroidissement d'une centrale diesel de 4,5 MWe et pompe l'eau froide à 370 m donc sous le courant chaud (Kurushio) ce qui donne un DT moyen de 25°C mais pouvant fluctuer de 5°C environ dans l'année. La centrale est à cycle fermé à l'ammoniac, à la différence de Nauru qui utilisait le fréon R 22, elle utilise un évaporateur à plaques en titane (corrugué du côté eau de mer, revêtu d'un "coating" côté ammoniac) de 205 m² et un condenseur à tubes lisses de titane de 383 m². Elle ne possède pas de dispositif de nettoyage des tubes, car l'eau chaude utilisée a déjà été traitée dans la centrale diesel et se trouvant à 40°C elle doit être biologiquement "morte". Cette centrale, qui a coûté environ 3 M \$ en financement mi-public, mi-privé, a été construite entre avril 1982 et septembre 1982, son expérimentation doit s'étaler sur deux ans à raison d'un fonctionnement de 8 heures par jour. Après 8 mois de fonctionnement, les performances s'étaient seulement dégradées de 10 % seulement, en absence de système de nettoyage comme il est dit plus haut.

3 - R&D sur les composants et les cycles

Les recherches de base pour améliorer les performances des composants sont principalement conduites dans le cadre du "Sunshine Project" et dans certaines universités (144, 145, 146).

Un important effort a été fait sur les échangeurs à tubes par l'ETL (Electrotechnical Laboratory) du MITI et sur les échangeurs à plaques par l'université de Saga (cf. prototype IMARI 2).

3.1 - Amélioration des performances thermiques côté fluide

Le fluide de travail peut être l'ammoniac ou bien le fréon. Les objectifs du programme expérimental conduit par ETL pour améliorer les performances thermiques de la surface d'échange sont :

- . grande uniformité de la surface et bonne répétitivité des résultats,
- . bonne prédiction des performances par le calcul,
- . maintien des performances dans le temps,
- . production industrielle simple et recherche du coût minimum.

L'ETL a ainsi mis au point une surface poreuse très performante qui se compose de fibres métalliques appliquées à chaud et en pression sur des tubes. A flux de chaleur donné, de telles surfaces (métal fiber sintered surfaces) multiplient par 10 le transfert de chaleur côté fluide. Un tel revêtement peut être appliqué sur un tube économique (en aluminium ou en acier inox) côté fluide, le côté eau de mer pouvant être un revêtement de titane en général lisse pour éviter l'accrochage des bio-salissures. De tels tubes "composites" sont susceptibles d'abaisser fortement le coût global des échangeurs : utilisation d'un tube trivial aux performances "dopées" et limitation de la couche de titane (ou de cupro-nickel) à son strict minimum (fig. 11).

En ce qui concerne le condenseur, l'amélioration du transfert thermique se fait par diminution de l'épaisseur de la couche liquide condensée et amélioration du drainage de cette surface. Le tube vertical à double corrugation spirale et gouttière de drainage proposé par ETL a permis de multiplier par un facteur 4 à 6 le transfert thermique. De telles corrugations peuvent être réalisées par usinage de tubes d'aluminium qui, au niveau du condenseur (eau froide), auront une bonne durée de vie (147, 148).

3.2 - Recherches sur les matériaux

Les problèmes liés à la corrosion des matériaux constitutifs des échangeurs, ainsi que les protections envisageables, sont explorés expérimentalement par diverses universités. L'objectif de ces recherches est de remplacer le titane par un métal national et surtout moins cher. L'aluminium et l'acier pourraient être utilisés pour la fabrication de tubes de base, à condition d'en protéger la surface par revêtement (titane ou cupro-nickel) du côté eau de mer et d'en améliorer les performances thermiques du côté du fluide de travail. Les méthodes de fabrication de tels tubes composites font aussi l'objet de recherches actives afin de réduire les coûts. Notons enfin que les laboratoires d'Hitachi testent des matériaux très nouveaux comme des plastiques-céramique (P-SiC), qui semblent bien résister à la corrosion et seraient particulièrement bien adaptés pour les échangeurs à plaques. D'après leur promoteur ils permettraient par ailleurs de réduire considérablement les coûts (153).

3.3 - Recherches relatives aux plate-formes, tuyaux et câbles

Ces études en partie financées par le "Sunshine Project" sont conduites sous l'égide d'une association d'industriels (Engineering Advancement Association, ENAA). Elles portent sur des modèles de calcul de simulation du comportement dynamique des plateformes et du tuyau d'eau froide ou de leur couplage (152). Des essais en bassin de divers types de structures (flotteurs de surface ou semi-submersibles) ont été réalisés pour étalonner les programmes de calcul. Des modèles plus sophistiqués de système plate-forme + tuyau + ancrage ont été développés qui peuvent calculer aussi bien dans le domaine des temps que dans celui des fréquences pour des états de mer donnés.

3.4 - Recherches relatives aux nouveaux cycles et à l'environnement

Si les recherches japonaises portent principalement sur le cycle fermé (à l'ammoniac ou au fréon) des essais ont été faits sur un système thermo-électrique utilisant l'effet Seebeck, à petite échelle (100 W !). Un tel générateur est assez monstrueux (19 000 éléments-pastilles de Bi-Te !) et très cher, mais le coût des semi-conducteurs est susceptible de continuer à baisser !

Divers programmes de mesure des caractéristiques océanologiques des principaux sites japonais sont en cours. Par ailleurs, des études universitaires portant sur l'intérêt de l'aquaculture, de l'eau douce, et du froid jumelés ou non à une production d'électricité sont conduites dans des universités ou des instituts d'état (Nagasaki, Kagoshima).

4 - Organisation et budgets

Les recherches relatives à l'ETM sont en grande partie coordonnées et financées dans le cadre du "Sunshine Project". Nous avons vu que l'ETM n'y est pas considérée comme une énergie majeure, à la différence du solaire, de la géothermie, du charbon, et de l'hydrogène, mais comme une énergie nouvelle devant faire l'objet d'une recherche à plus long terme, au même titre que le vent et la biomasse. Dans ce cadre là, le Sunshine Project finance la recherche :

a) en totalité dans des instituts gouvernementaux, principalement l'Electrotechnical Laboratory (ETL) du MITI qui conduit les recherches sur les cycles et les échangeurs et dans une moindre mesure l'Institut industriel de Chugoku (biosalissures et corrosion).

b) en partie dans des universités, comme celle de Saga, qui travaille sur les échangeurs à plaques avec des compléments de financement venant du ministère de l'Education. On citera aussi les universités de Nagasaki (dessalement), Kagoshima (ressource et étude de site).

c) en partie dans des compagnies privées par le biais d'une structure de coordination, l'ENAA (Engineering Advancement Association of Japon) qui propose à l'état-major du Sunshine Project des études de faisabilité ou bien des recherches relatives à des composants "océaniques", comme des plates-formes de 100 MW ou des modèles de calcul de conduite et de mouillages profonds. Parmi les sociétés qui s'intéressent à l'ETM, on citera Shimizu Construction Company (conduite), le groupe Mitsui.

De plus, certaines compagnies d'électricité jouent un rôle majeur pour les expérimentations de systèmes prototypes, entraînant dans leur sillage certains très grands groupes industriels. C'est le cas de TEPCO (Tokyo Electric power Company) et de sa filiale TEPCO qui a réalisé la centrale de Nauru avec Toshiba et Shimizu. C'est aussi le cas de la Kyushu Electric Company qui a réalisé la centrale de Tokunoshima avec Mitsubishi Heavy Industry et Tokyo Kyuei. Dans ces deux cas les plus importants qui illustrent bien l'esprit d'initiative et le dynamisme de ces compagnies, la moitié du financement était privé et l'autre publique mais d'origine inconnue et semble-t-il autre que le MITI, via le Sunshine Project.

Enfin, ce qui fait la spécificité de l'organisation japonaise et qui d'ailleurs n'est pas propre à l'ETM, ce sont les étroites relations qui existent entre gouvernement, universités et industries privés, relations informelles reposant sur quelques personnalités qui ont un pied dans les trois mondes. C'est, par exemple, le cas de certains responsables de TEPCO ou de Toshiba qui sont aussi membres du comité ETM qui contrôle le travail réalisé par l'Université Saga et qui font partie de l'ENAA en dialogue continu avec l'état-Major du "Sunshine Project" (143).

Le programme "officiel" du "Sunshine Project" peut être ramené à trois phases :

. 1974-1980 : Etudes de faisabilité, avec expérimentation à petite échelle et analyse des systèmes et des principaux composants.

. 1980-1985 : Recherche et Développement sur les composants clés comme les échangeurs, les ancrages, la conduite d'eau froide.

. 1985-1990 : Réalisation de prototypes au niveau 1 MWe puis 10 MWe. L'évolution du budget d'investissement du Sunshine Project est donné sur la figure 71. Il plafonne depuis 1981 à un niveau annuel de 200 M ¥ après avoir connu une très forte augmentation en 1979-1980. La moitié du budget est revenue aux recherches "publiques" notamment à l'ETL donc aux échangeurs, l'autre aux recherches "privées" sous l'égide de l'ENAA.

5 - Tendances futures

La décision de réaliser une centrale flottante prototype de 1 MWe a été retardée de deux ans : elle devrait intervenir en 1985. L'ENAA qui représente les futurs constructeurs de ce type de centrale remet semblerait-il en cause l'utilité d'une étape à 1 MWe avant le prototype 10 MWe. Le site japonais pour expérimenter ce pilote n'est pas officiellement choisi parmi les cinq qui sont étudiés. Le choix d'Okinawa ou d'une île voisine semble probable et la décision de construire un pilote flottant ou à terre (de 1 MWe ou de 10 MWe), sera prise en 1985 pour une construction en 1986/1988. L'orientation initialement avancée vers des centrales flottantes de 100 MWe n'a apparemment pas changé. Cependant, il faut noter qu'en 1979 un comité spécial chargé de conseiller le MITI, le NEDO (New Energy Development), a décidé d'accélérer le projet Sunshine, pour que sa contribution énergétique soit plus rapprochée. Dans le même temps, il annonçait son intention de promouvoir la commercialisation de ces technologies, le glissement vers l'exportation en ce qui concerne l'ETM se concrétisa par le changement de responsabilité du comité ad hoc qui passa du JHMA à l'ENAA qui ne regroupe que des industriels. Il est donc vraisemblable que les premières centrales commerciales japonaises, si elles sont compétitives, seront de puissance plus modeste que 100 MWe, 10 ou quelques dizaines de MWe. Elles seront situées à terre si l'on en juge par la

centrale de NAURU qui, selon son promoteur privé TEPSCO, devrait être suivie d'une centrale de 10 MWe commandée par le gouvernement de Nauru ; les négociations sont en cours.

On notera que l'objectif essentiel du programme japonais est d'abaisser le coût des composants clés, condition essentielle pour la compétitivité de l'ETM, en poussant la recherche sur les échangeurs du cycle fermé ou en faisant des études d'optimisation de système, ce qui est particulièrement utile vu la variabilité de la ressource thermique japonaise. Il ne semble pas cependant que la réflexion sur le tuyau d'eau froide soit aussi avancée alors qu'il y a là un très important facteur de coût principalement pour les centrales à terre qui comme on l'a vu sont "officiellement" moins étudiées que les centrales flottantes.

Enfin, si les chercheurs japonais purent craindre que les coupes sombres opérées par le gouvernement Reagan dans le budget ETM n'influent passablement sur leurs propres recherches, les responsables officiels affirment qu'il n'en sera rien et que leur volonté et leurs décisions ne seront pas inflexibles. On notera cependant que le budget ETM 1984 sera à peu près celui de 1983 et que les recherches relatives à l'hydrogène et à la thermique solaire seraient ralenties, celles relatives au charbon et à la géothermie seraient regroupées et le solaire photovoltaïque ne serait pas touché. Les Industriels japonais (ENAA) pensent qu'il sera difficile de convaincre les décideurs du MITI d'accélérer le programme ETM en 1985 si les prix du pétrole continuent de stagner. Cependant, toujours d'après l'ENAA, un consensus général existe pour reconnaître que l'ETM possède un potentiel important et pourrait contribuer significativement au bilan énergétique japonais ainsi qu'aux régions tropicales.

CHAPITRE 13 LES PAYS DE LA CEE

1 - LA FRANCE

L'idée de l'ETM est française, les premiers développements ont été l'oeuvre du physicien Georges Claude. Après les essais d'Abidjan et la dernière étude ETM faite pour la Guadeloupe, en 1958, il aura fallu attendre près de vingt ans pour que la France s'intéresse à nouveau, en 1978, à l'ETM à la suite d'une veille technique qui a démarré en 1973.

Le programme français vise à réaliser une centrale pilote de 5 MWe environ dans un territoire d'Outre-Mer représentatif d'un site ETM type : l'île de Tahiti en Polynésie française a été choisie pour installer la centrale pilote à terre. On peut distinguer schématiquement trois phases (162) :

. 1978 à 1980 - les études de faisabilité (6 millions F).

. 1982 à 1985 - les études du projet de centrale pilote et R&D (70 MF).

. Construction et essai à Tahiti d'une centrale pilote de quelques MWe qui pourrait être opérationnelle en 1988, si la décision de construire est prise en 1985.

1.1 - Les études de faisabilité

Les études furent reprises en France en 1978 sous l'égide du CNEXO (Centre National pour l'Exploitation des Océans), qui notifia des contrats d'étude de faisabilité de centrales de 1 à 10 MWe à deux grands groupes industriels : Empain-Schneider pour l'étude de centrales terrestres à cycle fermé et le groupe CGE, associé à ETPM, pour les centrales flottantes et le cycle ouvert. Les conclusions furent remises début 1980. Il en ressort que de telles centrales sont réalisables dans l'état actuel de la technique, que dans cette gamme de puissance, les composants existent (pratiquement) sur le marché et que de telles centrales seraient compétitives dans des sites tropicaux isolés comme celui de Tahiti.

Les sites français concernés par l'ETM regroupent environ 1,2 million de personnes avec la Guadeloupe, la Martinique et la Réunion qui sont des départements français et la Polynésie française, la Nouvelle Calédonie et les îles Wallis et Futuna qui sont des territoires d'outre-mer avec un statut un peu plus indépendant. Il ressort d'une première comparaison que le site de Tahiti (100 000 personnes) se prêterait particulièrement bien à une première expérimentation avec un DT de 22°C, des fonds de 1 000 m à 3 km du rivage, des conditions météo-océaniques relativement clémentes et un coût de production élevé de l'électricité. L'étude de faisabilité a donc raisonné sur le site de Tahiti.

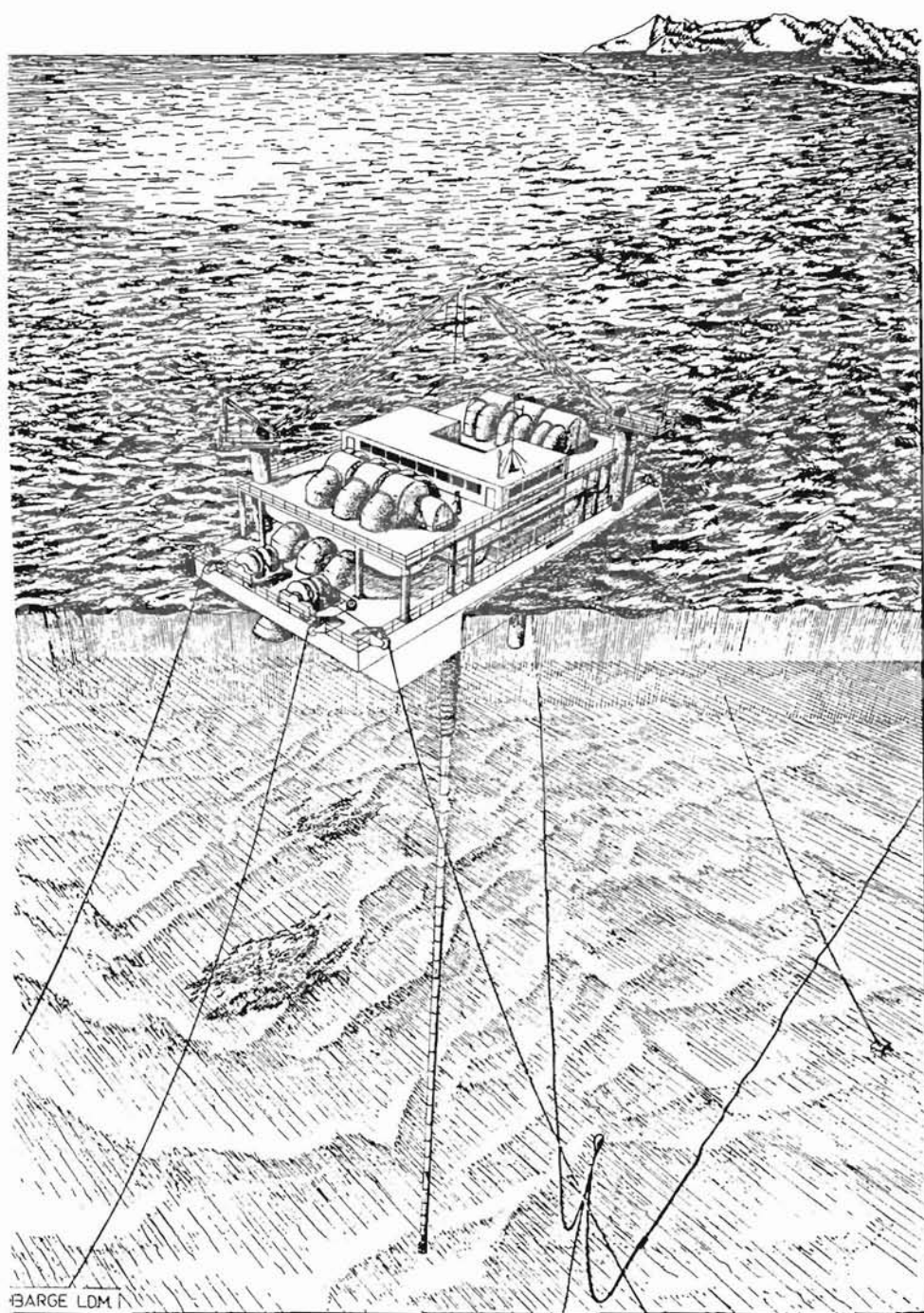


Fig. 72 - CENTRALE FLOTTANTE A CYCLE OUVERT 5 MWe
(CNEXO/CGE, 1980)

L'étude de faisabilité concernant les centrales à terre et le cycle fermé a été réalisée par des sociétés du groupe Empain-Schneider (Creusot-Loire, Spie Batignolles, Jeumont Schneider, SGTE) entre 1978 et 1980. Les composants retenus pour la centrale devaient être réalisables presque immédiatement, quitte à ce que le projet ne soit pas optimal. On examinera les principales caractéristiques de ce projet (fig. 52, réf. 157, 158, 160) :

Au plan thermodynamique, ES a retenu l'ammoniac comme fluide de travail, qui présente l'avantage sur les autres fluides possibles (fréon, butane, propane) de minimiser la taille de la turbine et des échangeurs. Le générateur de vapeur de la centrale de 15 MWe se compose de 90 000 tubes lisses de 0,7 mm d'épaisseur et de 13 m de long, ce qui représente une surface d'échange de 90 000 m² et 280 T de tubes de titane. Cette solution de base peut être améliorée en recherchant des matériaux moins chers, de durée de vie acceptable comme les alliages d'aluminium (Al 5052) ou les tubes bimétalliques. La turbine ne pose aucun problème particulier car la technologie des compresseurs d'ammoniac est bien au point. Les pompes à hélices correspondent à des hauts de gamme : les débits de 60 m³/s pour l'eau chaude et 40 m³/s pour l'eau froide sont maîtrisables, compte tenu des faibles charges (6 m pour le circuit froid, 2,5 m pour le chaud).

En ce qui concerne le tuyau d'eau froide, ES a sélectionné une conduite en plastique renforcé de fibres de verre qui survole le fond en formant deux arcs (elle est donc plus légère que l'eau) : le premier, va de la cote - 950 m à - 300 m ; le suivant va de - 300 m à - 80 m. De - 80 m à l'entrée de la centrale, la conduite de 5 m de diamètre passe dans un tunnel qui présente probablement la meilleure protection possible contre la houle. Comme on le voit, la solution de conduite d'eau froide, retenue par ES est universelle : elle est indépendante de la topographie plus ou moins accidentée des fonds.

La centrale de 15 MWe est implantée dans le lagon, sur une plate-forme d'environ 3 hectares, elle se partage en deux modules de puissance identique. L'eau chaude est aspirée dans le lagon et rejetée derrière le récif. L'eau froide, après utilisation dans la centrale, est rejetée à 80 m de fond, au travers de l'espace interannulaire séparant la conduite du tunnel. Une telle centrale produirait 110 millions de kWh, à environ 50 centimes le kWh, pour un investissement voisin de 600 M de francs (40 000 F le kW installé) 1980.

L'étude de faisabilité concernant les centrales flottantes et le cycle ouvert a été conduite par des sociétés du groupe CGE (Alsthom Atlantique avec Rateau pour les turbines, Neyrtec pour le cycle ouvert, ACB, Sea Tank Co, Sogelerg, Sogreah, Câbles de Lyon) associés à ETPM (157, 159). La gamme 1-10 MWe a ainsi été explorée. Les principales caractéristiques d'une centrale de 5 MWe sont les suivantes (fig. 72).

. La machine thermique comprend quatre composants principaux : un évaporateur, une turbine, un condenseur, un déaérateur.

. L'évaporateur a pour but de provoquer la transformation de l'eau de mer chaude en vapeur. La technique retenue, à la suite des travaux anciens et de récents calculs, consiste à faire jaillir l'eau dans un système de fentes disposées sur un plateau, et dans une enceinte sous vide (30 mbar). C'est ainsi qu'un groupe 2,5 MWe, pour un débit de 6,3 m³/s, nécessite 100 m² de plateau et une centaine de fentes.

. La turbine, pour laquelle CGE préconise un modèle à axe horizontal, permettrait une meilleure compacité d'ensemble et des facilités de maintenance. Un module de 2,5 MWe utiliserait 1 groupe de 3 turbines de 2,5 m de diamètre tournant à 3 000 t/minute.

. Le condenseur est de deux types, selon que l'on produit ou non de l'eau douce. Dans le premier cas, la vapeur d'eau douce se condense sur les parois de tubes horizontaux en cupro-nickel, alimentés en eau de mer froide. Dans le second cas, il suffit de mélanger la vapeur sortie turbine à l'eau froide sur un système de plateaux disposés dans une enceinte sous vide (12 mbar).

. Le déaérateur sert à entretenir le vide dans le circuit ouvert. Des calculs poussés sur la mécanique du dégazage de l'eau conduisent à penser que 3 % seulement des gaz dissous dans l'eau de mer chaude vont se libérer. On estime que la quantité d'air dissous à extraire est de 40 g/s pour une centrale de 5 MWe. Cette extraction des "incondensables" est faite au moyen d'un compresseur centrifuge, suivie d'une pompe à anneau liquide, branchée sur le condenseur.

Pour le support flottant de la centrale, la CGE a envisagé trois types de plates-formes pour finalement retenir le concept de barge en béton, spécialement construite. Les 2 autres ayant été éliminés pour des raisons de coût : le flotteur semi-submersible n'est valable qu'au-delà de 50 MW ; le bateau récupéré, compte tenu de l'encombrement des appareils du cycle ouvert, est finalement plus cher. La plate-forme retenue dans le cas de Tahiti, pour 5 MWe bruts, ferait 68 x 32 m, pour un poids en service de 13 000 T dont 5 000 T d'équipements. Opérationnelle jusque dans des creux de 4 m, elle pomperait 15 m³/s d'eau chaude et 8 m³/s d'eau froide.

Deux types de tuyaux verticaux (diamètre 3 m) ont été envisagés, l'un est constitué de viroles en tôles, enfilées sur des câbles, l'autre de viroles en béton. La connexion à la barge se fait au moyen d'un système souple, soit une coulisse antipilonnement, soit un flotteur dans le puits d'eau froide.

La centrale est ancrée au moyen de huit lignes comme une plate-forme pétrolière. Un câble électrique raccorde l'usine au réseau de 14,4 kV. La production annuelle serait de 28 millions de kWh avec un coefficient de disponibilité de 0,87. Le prix du kWh, qui serait environ de 90 centimes pour 3,6 MW nets, tomberait aux environs de 60 centimes pour 10 MW. Il faut noter que pour les sites où cela est utile, la centrale produirait aussi de l'eau douce à un prix très intéressant.

1.2 - Projet de centrale pilote et Recherche-Développement

La deuxième phase du programme qui vise à établir l'avant projet de la centrale pilote de 5 MW, a débuté en 1982 et devrait s'achever en 1985. Elle comprend deux aspects : l'étude détaillée d'un projet de centrale à terre et la réalisation d'un programme expérimental axé principalement sur les cycles thermodynamiques. Par ailleurs, la reconnaissance détaillée du site de Tahiti a été entreprise avec les moyens océanographiques du CNEXO afin d'alimenter le projet technique avec des données réelles (161).

Les options techniques du pilote

Les études de faisabilité concluaient en la faisabilité de centrales à terre et en mer. Le concept de centrale à terre a été sélectionné au niveau du pilote pour les raisons suivantes :

. Réalisation probablement plus aisée, la principale difficulté étant la conduite d'eau froide. Dans le cas d'une centrale flottante se posaient plusieurs problèmes techniques difficiles : conduite d'eau froide et raccordement au navire, ancrages profonds, câble électrique d'évacuation.

. Coût opératoire sans doute moins élevé : on évite les rotations d'équipage, les réparations à la mer toujours onéreuses.

. Meilleure disponibilité de la centrale : le fonctionnement d'une petite centrale flottante serait perturbé par les tempêtes et les inévitables arrêts techniques du pilote probablement plus longs et plus nombreux.

. Possibilité de faire une démonstration à buts multiples : production d'électricité mais aussi d'eau douce si le CO était choisi, production de froid à partir de l'eau profonde froide en sortie centrale, aquaculture expérimentale.

. Evolution possible de la centrale pilote vers un laboratoire destiné à l'amélioration de la technique ETM.

Le choix final du cycle thermodynamique se fera sur une base expérimentale en 1985. Les avantages respectifs des deux cycles ont été examinés plus haut (4). La production d'eau douce ne constitue pas un paramètre de choix du cycle ouvert dans le cas de Tahiti car cette île tropicale est assez pluvieuse. Si le CO était retenu, la production d'eau douce serait envisagée à titre purement démonstratif.

Reconnaissance du site de Tahiti

Il est indispensable dans le cas d'une centrale à terre de bien reconnaître le site de pose de la conduite d'eau froide et son environnement océanographique en particulier dans les conditions de tempête ou de cyclone, qui déterminent les dimensions. Les travaux commencés en 1981 portent sur les aspects suivants :

. bathymétrie : la cartographie précise du site devant le port de Papeete, où devrait être implanté l'usine pilote, a été réalisée dès 1982 à l'aide de sondeurs très performants (seabeam).

. reconnaissance "visuelle" des fonds : 3 000 photographies du fond jusqu'à 1 000 m ont été faites par un engin remorqué. Une dizaine de plongées en sous-marin, de la "CYANA", a permis d'avoir une bonne représentation de la morphologie et de la nature des fonds : corail sur le platier jusqu'à 80 m et sur la falaise presque verticale de 80 m à 250 m, puis débris au pied, sédiments et affleurements basaltique jusqu'à 1 000 m.

. reconnaissance par sismique de l'épaisseur des sédiments et de la couche superficielle ; usage du sonar latéral sur le platier pour avoir une cartographie précise de la partie haute.

. prélèvement d'échantillons par carottage pour obtenir des données géotechniques très utiles à la conception de la conduite d'eau froide en vue de l'amarrage au fond.

. hydrologie : mesure en continu pendant près de deux ans de la température, mesure de la composition chimique et biologique de l'eau de mer de 0 à 1 000 m de profondeur ; mesure des courants pendant près de deux ans, détection de courants occasionnels forts au cours des cyclones.

. enregistrement de la houle à l'aide d'une bouée : cela permet de définir la vague maximale à laquelle devra résister l'atterrissage de la conduite.

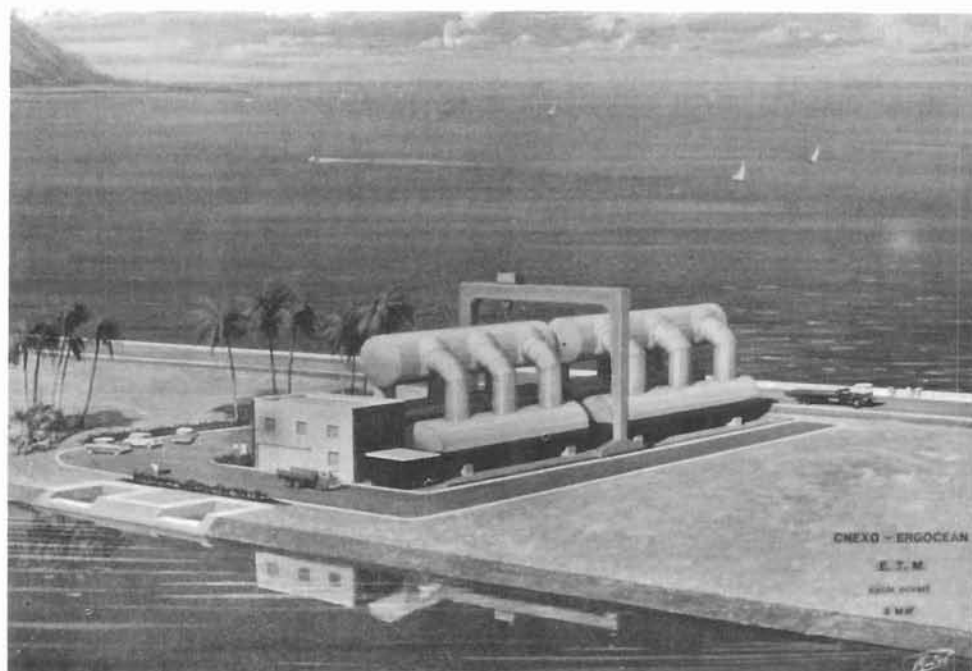


Fig. 73 - VUE D'ARTISTE D'UN PILOTE 5MW A CYCLE OUVERT (TAHITI)

INSTALLATIONS PILOTES E T M

RÉCAPITULATIF

Fig 74

CnEXO - 4/87

PROGRAMME	ANNEE MISE EN SERVICE	SITE	TAILLE (Mwe)	PRODUITS	SPONSORS
USA	1989	HAWAII	40	ELECTRICITE	DOE, OTC
	avant 1990 ?	GUAM	10 - 40	"	TRW, HECO
		PORTO RICO STE-CROIX	50 5 - 12	" + EAU DOUCE	TR SECTEUR PRIVE
FRANCE	1988	TAHITI	5	ELECTRICITE + EAU DOUCE	CNEXO ERGOCEAN
JAPON	1981	NAURU	0.1	ELECTRICITE	TEPSCO, MITI
	N.D.	NAURU	10	"	TEPSCO
	1982	TOKUNSHIMA	0.05	"	KYUSHU ELLEC. CO
	1988 ?	OKINAWA	1 - 10	"	MITI ? PRIVE
HOLLANDE	1985	BALI	0.1	ELECTRICITE	DELTA MARINE/HBG
	N.D.	CURACAO	10	ELECTRICITE EAU DOUCE AQUACULTURE	IDEM
SUEDE	N.D.	JAMAICA	1	ELECTRICITE EAU DOUCE	PETR. CORP. JAMAICA ALFA-LAVAL, SWECO
GRANDE BRETAGNE	N.D.	CARAIBES	10	ELECTRICITE	N.D.
INDE	N.D.	TAMIL NADU	20 ?	ELECTRICITE	GOVERN ¹ INDIEN INDIAN INST. TECH. BHARAT HEAVY INDUSTRY
	1987	LACCADIVE ISL (ARABIAN SEA)	1	"	"

Fig. 74 - RECAPITULATIF DES INSTALLATIONS PILOTES ETM

. biosalissures : trois ans de mesures des macrosalissures dans l'eau superficielle mais aussi en profondeur (peu de fixation) sur une dizaine de matériaux très divers susceptibles d'être utilisés dans la centrale.

En 1984, le site de Tahiti est ainsi suffisamment connu pour établir un projet détaillé et réaliste de centrale.

Recherche Développement en vue de la centrale pilote

Le CNEXO (IFREMER)* a chargé un consortium, ERGOCEAN, de réaliser l'essentiel des recherches techniques nécessaires à l'établissement de l'avant-projet détaillé de centrale pilote. ERGOCEAN regroupe plusieurs grandes sociétés des groupes Empain-Schneider (dont Creusot-Loire, Spie Batignolles, SGE) et CGE (Alsthom Atlantique avec Rateau et Neyrtec, CG Doris, SGE-TPI). Le budget d'étude est de 60 MF pour 1983 à 1985 (dont 40 MF venant de l'IFREMER). Les travaux de R. & D. concernent surtout les cycles et la conduite d'eau froide. Le cycle de la centrale pilote devra être choisi en 1985 sur une base expérimentale, préalablement à l'étude détaillée du projet de centrale.

Les travaux sur le cycle ouvert portent sur la détermination des paramètres physicochimiques du dégazage (contenu en germes et gaz dissous des eaux du site) et sur la réalisation à Grenoble d'une importante boucle thermodynamique d'une puissance d'environ 400 KW très évoluée, permettant de tester l'influence des caractéristiques de l'eau de mer sur le rendement des composants, de sélectionner des évaporateurs et des condenseurs à mélange et à surface (production d'eau douce). On compte environ 15 MF pour ces recherches.

Les travaux sur le cycle fermé visent à mesurer les coefficients de transfert de différents types de tubes d'échangeurs en titane, aluminium et inox à surface lisse et améliorée, pour des échangeurs à tubes et coque. De plus, l'IFREMER étudie à Brest les problèmes relatifs à la corrosion, aux biosalissures et aux méthodes de nettoyage dans une station alimentée en eau de mer.

La conduite d'eau froide (CEF) fait l'objet de nombreuses études (30 MF environ) portant sur les matériaux, les méthodes de pose, les concepts de conduite, l'atterrissage. Le concept de CEF devrait être choisi à la mi-84 parmi plusieurs possibilités en fonction des données du site. Il est fort probable qu'une partie de la CEF devra être flottante pour franchir la falaise sous-marine et les zones d'éboulis repérées par sous-marin. Des tronçons expérimentaux de CEF en stratifié verre-résine seront réalisés, ainsi que des simulations mathématiques et physiques de la pose de la CEF sur maquette en bassin profond. La conduite devrait faire 3 km de long et 3 m de diamètre en vraie grandeur.

Projet de centrale et études générales

L'objectif final du programme en cours est de réaliser une centrale d'une taille (5 MWe) voisine de celle du futur marché de l'ETM. Une étude relative au marché dans les vingt-cinq ans à venir a été réalisée. Elle laisse entrevoir des perspectives intéressantes sous réserve d'une confirmation des coûts de l'ETM et d'une augmentation "raisonnable" du pétrole ; la compétitivité à terme des centrales commerciales de puissance moyenne (jusqu'à 50 MW) devant s'établir avec les centrales diesel. La décision de réaliser une centrale pilote, ou prototype, devrait être prise au vu de considérations techniques, économiques et de marché à moyen et long terme, en 1985 ou 1986. Le pilote français pourrait donc entrer en fonctionnement en 1989 (fig. 75).

* L'IFREMER a été créé, par décret du 5 juin 1984, en fusionnant le CNEXO et l'ISTPM.

Par ailleurs, l'IFREMER pilote des études générales sur le concept de dessalement par l'ETM, d'où il ressort que le concept est techniquement réalisable et économiquement porteur (multiflash alimenté en eau chaude côté évaporation et en eau froide côté condensation). Il est probable qu'une réalisation d'une certaine ampleur (5 à 10 000 m³/j) voit aussi le jour dans les prochaines années, le montage financier de cette usine pilote de dessalement ETM apparaissant moins difficile à réaliser que dans le cas d'une centrale électrique de 5 MWe (investissement moindre et rentabilité plus élevée aux prix actuels de l'eau douce).

2 - LES PAYS-BAS

Les Pays-Bas commencèrent à s'intéresser à l'ETM en 1976, avec la participation de la société "Hollandsche Beton Group" (HBG) aux travaux d'EUROCEAN, association d'industriels européens à dominante suédoise. Une étude très générale, portant sur une centrale flottante de 100 MW, a été conduite de 1976 à 1978. La firme Delta Marine Consultant (DMC) du groupe HGB a ainsi pu acquérir une certaine compétence qu'elle a cherché à valoriser. Le gouvernement hollandais a subventionné en partie les travaux de DMC à partir de 1980. Aux Pays-Bas, la Recherche-Développement relative à l'énergie est du ressort du ministère des Affaires Economiques ; deux directions sont concernées : La direction de l'Energie, la direction de la Recherche et du Développement. La première traite essentiellement des sources d'énergie pouvant contribuer au bilan énergétique national, c'est à dire principalement du charbon, du nucléaire et du vent. La seconde direction participe, entre autres activités, au développement des sources d'énergie, dans une perspective d'exportation. Dans ce deuxième cas, les aides gouvernementales sont nettement moins importantes, c'est le cas de l'ETM. Quelques chiffres illustrent ces propos ; en 1983, les crédits consacrés à l'énergie se répartissent grossièrement comme suit :

- Economies d'énergie	40	millions Florins
- Charbon	80	
- Vent	12	- -
- Solaire	9	- -
- Biomasse	8	- -
- Géothermie	1,5	- -
- Nucléaire	40	millions Florins
(hors contribution au projet KALKAR).		

La contribution à l'ETM sur les deux années 1980-1981 a été d'un montant d'environ 0,7 M. Florins. Il ne semble pas qu'elle ait été reconduite depuis, mais il est probable qu'une subvention du même ordre de grandeur soit accordée à DMC pour réaliser le projet "Bali", en 1984 et 1985. Le Gouvernement hollandais soutient ponctuellement les efforts de la firme DMC au titre de l'exportation, mais a un niveau faible, car il estime que la technique ETM est risquée et à long terme et surtout sans impact sur le bilan énergétique des Pays-Bas.

Examinons les travaux accomplis par le groupe HBG dans le domaine de l'ETM depuis 1978 (155) :

. Etude des techniques de construction applicables à des centrales de 400 MW

Cette étude a été menée par HBG pour le compte du Département de l'Energie des Etats-Unis, elle a porté sur la faisabilité technique de centrales ETM flottantes géantes de 400 MWe. Les compétences de cette société dans le domaine offshore ont été très utiles aux Américains qui n'ont jamais réalisé de très grandes plates-formes en béton, comme ce fut le cas de plusieurs sociétés européennes pour la mer du Nord. Il ressort de cette étude que des plates-formes de 500 000 T seraient réalisables dans des chantiers américains, aussi bien en acier qu'en béton, cette dernière version étant moins chère. Le tuyau de 30 m de diamètre en acier ou en béton ne pourrait être suspendu à la barge, son poids dépassant de très loin les capacités de levage des techniques offshore. HBG propose un tuyau souple d'un type nouveau, fait d'une sorte de tissu en fibre polyester, et renforcé par des anneaux en béton pour résister à la dépression interne de quelques mètres d'eau (154).

. Participation au projet ODA (OTEC, desalination, aquaculture)

La firme HBG a collaboré à l'étude de faisabilité (102) d'une durée de sept mois menée par l'association Eurocean et portant sur un complexe ETM, dessalement, aquaculture de petite puissance (1 MWe).

. Etude de faisabilité d'une centrale flottante de 10 MWe (1980-1981)

Cette étude, d'un montant de 1 M. Florins (0,7 de contribution publique, 0,3 de contribution privée), a examiné la rentabilité de l'ETM pour un site des Antilles néerlandaises (Curaçao ou Aruba). L'essentiel du travail a porté sur le tuyau d'eau froide, les ancrages et la plate-forme, toutes choses de la compétence directe de DMC. Il apparaît que des unités de 40 MW. et plus, ressortant à 4 ou 5 000 \$/KW seraient compétitives avec des unités de production d'électricité alimentées au fuel lourd. Les unités plus petites, plus chères (6 à 10 000 \$/KW) seraient économiquement viables dans des petites îles comme celles des Caraïbes où les coûts de l'électricité sont élevés. Un plan de réalisation d'un tel projet fut élaboré et fut semble-t-il discuté avec les autorités antillaises sans qu'une suite positive n'ait encore été donnée. Il semble que le Gouvernement des Antilles néerlandaises (compagnie d'électricité locale) accorderait sa préférence aux éoliennes, technologie moins risquée qui a fait ses preuves jusqu'à 300 kW. Cette technique serait moins onéreuse et plus souple. L'aide globale des Pays-Bas aux Antilles néerlandaises est d'environ 250 millions florins par an. Cette étude de faisabilité a permis à DMC de développer le concept original de tuyau souple en fibre polyester tissée mentionnée au paragraphe 1 et doté d'anneaux en béton répartis sur la longueur afin d'éviter le "collapse" et de maintenir le tissu en tension, par gravité. Cette intéressante technique peut être extrapolée vers les diamètres les plus grands (30 m) sans grande difficulté et permet à la conduite de pouvoir être pliée, transportée et installée sur site de manière relativement facile.

. Le projet d'usine prototype de 100 KW à Bali

Ce projet se développe dans le cadre d'une coopération entre le Gouvernement des Pays-Bas et l'industrie. L'objectif de ce programme est d'examiner les possibilités de contribution de l'ETM à la fourniture d'électricité en Indonésie et, dans ce cadre, de réaliser un prototype de 100 kW dans un site approprié. La taille de 100 KW est jugée démonstrative et suffisante pour acquérir le minimum de données expérimentales qui permettra un transfert de

technologie et une extrapolation vers des puissances plus élevées. Le cycle fermé a été choisi ainsi que le concept de centrale à terre ; le coût d'une plate-forme flottante significative serait en effet prohibitif à ce faible niveau de puissance. Un site sur la côte nord-ouest de Bali a été sélectionné et la reconnaissance océanographique et hydrographique a débuté en juin 1983. Le DT de 20°C serait obtenu à la profondeur de 350 m distante de 1 100 m seulement du rivage. L'avant-projet de la centrale de 100 KW a été réalisé en 1984, par une équipe mixte hollando-indonésienne, mais il semble que ce projet ait été abandonné récemment par suite de son coût trop élevé (156).

Tendances futures : Il apparaît que, principalement sous l'impulsion d'une firme privée DMC appartenant au groupe industriel HBG, une certaine compétence en ETM s'est développée aux Pays-Bas depuis plusieurs années, dont le point fort porte sur les composants marins de centrales (plates-formes, tuyau, ancrage) et l'évaluation de systèmes. Un concept de tuyau souple suspendu a pu être développé et il apparaît que d'autres compétences industrielles pourraient intervenir en thermodynamique du cycle fermé (Stork VMF par exemple), même si ce secteur n'a pas encore fait l'objet de développement spécifique aux Pays-Bas.

3 - LA GRANDE BRETAGNE

L'intérêt des Anglais pour l'ETM est récent. En 1981 fut créée une petite société "OTECS Limited" qui a cherché à catalyser l'intérêt des industriels britanniques, du Gouvernement, de l'Université. Début 1984, la situation est la suivante :

1. Un programme universitaire, coordonné par l'Université de Manchester, est soutenu par le "Department of Education and Science" (par l'intermédiaire du SERC, (Science and Engineering Research Council) à hauteur de 100 000 £ (1983-1985). Ce programme porte principalement sur les thèmes suivants :

. Etudes générales à caractère économique et commercial : trois chercheurs de l'université de Manchester sont à l'écoute des travaux ETM qui se développent dans le monde, leur analyse indépendante constamment mise à jour fournit une base de données à ceux qui sont intéressés par l'ETM. C'est ainsi que ce groupe pluridisciplinaire cherche à lancer des coopérations avec certains pays étrangers potentiellement concernés par l'ETM (Inde, Seychelles) - (162, 163, 164, 165).

. Etudes technologiques sur les échangeurs : l'UMIST (l'Institut de Science et Technologie de l'Université de Manchester) s'intéresse aux tubes d'échangeurs : tubes lisses en titane, tubes en aluminium avec Alcan, tubes en plastique avec la société Courtaulds.

. Etudes sur la conduite d'eau froide : l'Université de Newcastle étudie le comportement dynamique de l'ensemble tuyau/berge/ancrage.

. Développement d'une expertise sur les biosalissures et l'aquaculture à l'Université de Bangor.

2. Un programme industriel est en cours de développement sous l'égide de "OTECS limited" qui travaille en collaboration avec trois grandes sociétés britanniques, dont une banque, Morgan Grenfell (166). L'objectif du programme

est de réaliser une centrale de démonstration flottante de 10 MW à cycle fermé probablement dans un site des Caraïbes ou du Pacifique, qui devrait être connu mi-84. Le programme comprend quatre phases :

- 1983 - 1985 : étude de faisabilité,
- 1984 - 1986 : tests de laboratoire à petite échelle sur les échangeurs,
- 1986 - 1988 : tests en grandeur de composants,
- 1988 - 1990 : dessin final, et construction centrale 10 MW.

Les études de préfaisabilité et le début de la phase 1 ont été financées en quasi totalité par le secteur privé qui disait avoir déjà dépensé 1/2 millions £ jusqu'en début 1984.

Le Department of Industry (DTI) a fait récemment une offre à OTECS Limited d'un montant d'un tiers du budget total de la deuxième étape (moins de 1 M£). La participation ultérieure du Gouvernement britannique (DTI conseillé par le MATSU, Marine Technology Support Unit) au financement du programme d'"OTECS Limited" est conditionnelle : les industriels devront trouver un "client". Le Gouvernement britannique considère que l'ETM est une activité d'exportation et doit donc en tant que telle être du ressort du DTI plutôt que du "Department of Energy" dont relève l'énergie nationale, (cas pour l'énergie marémotrice sur la Severn). Comme on le voit, début 1984, l'avenir du programme britannique, hors études universitaires, reste incertain. L'attitude du Gouvernement est d'accompagner l'industrie privée : celle-ci doit jouer pleinement un rôle moteur, prendre des risques et trouver des clients ce qui est difficile, quand il s'agit de la réalisation à terme d'un prototype.

4 - AUTRES PAYS DE LA CEE

La France, les Pays-Bas, la Grande-Bretagne conduisent des travaux sur l'ETM. Les autres pays européens sont aujourd'hui inactifs dans ce domaine, on mentionnera cependant :

. L'Italie qui a participé par l'intermédiaire de sociétés privées (Technomare et FIAT SPA) à l'étude de faisabilité sur les grandes centrales flottantes conduite par "Eurocéan", Association Européenne Océanique dont le siège était à Monaco, en 1977 et 1978 (123).

. La Belgique qui a participé à la même étude de faisabilité par l'intermédiaire de la société L.C. et N. de Meyer - Haecon N.V. et de la Banque Européenne de Crédit.

CHAPITRE 14 LES AUTRES PAYS

Un certain nombre de pays autres que ceux mentionnés ci-dessus, s'intéressent à l'ETM depuis quelques années comme l'Indonésie, les Philippines, la Jamaïque, la Suède, Taïwan, l'Inde. Nous mentionnerons aussi Nauru qui a été le point d'application du pilote ETM japonais de 100 kW, Guam qui pourrait être un point d'application pour les Américains ou les Japonais (il existe un projet de 10-40 MW). Porto Rico dans la sphère US a entrepris quelques études de site ; Hawaï, territoire américain, a vu les deux expérimentations pilote Mini-OTEC (50 KW) et OTEC 1 (1 000 KW) et verra la réalisation de la centrale pilote américaine de 40 MWe, les îles Vierges américaines avec Sainte-Croix objet de convoitise de plusieurs sociétés, compte tenu des besoins en eau douce, Curacao dans l'orbite hollandaise, la Martinique (département français) et la Polynésie avec Tahiti (territoire français), enfin la Côte-d'Ivoire où une étude de faisabilité a été réalisée par la France.

Les pays qui ont leur propre programme d'étude de l'ETM et qui ne sont pas de simples sites potentiels d'application de technologie étrangère (américaine, japonaise, française, hollandaise...) sont l'Inde, Taïwan, la Suède, la Jamaïque.

1 - L'INDE

L'Inde possède des sites ETM : aux îles Laccadives Andaman et Nicobar, éligibles à des centrales à terre, et au sud du continent entre 7 et 15° de latitude, sur l'océan indien et le golfe du Bengale. L'état de Tamil Nadu (environ 50 millions d'habitants) est particulièrement concerné et a déjà été "approché" par plusieurs sociétés étrangères s'intéressant à l'ETM. Les sites sont à environ 40 km du rivage. Pour l'heure, le programme indien est axé principalement sur le projet d'une centrale pilote de 1 MWe destinée aux Laccadives. Le Gouvernement indien (CASE : Commission for Additional Sources of Energy) a constitué une cellule d'étude autour de l'IIT Madras (Indian Institute of Technology) regroupant l'Institut océanographique de Goa et deux gros industriels, comme Mazagon Docks (chantier naval, compétence offshore) et Bharat Heavy Electrical Ltd (thermique, matériel électrique). L'étude de faisabilité, commencée en 1982 et achevée en mai 1984, a porté sur une centrale à terre à cycle fermé à l'ammoniac d'une puissance de 1 MWe.

Le site de Karavatti a été retenu et étudié : cette petite île (7 000 habitants) de l'archipel des Laccadives se prêterait particulièrement bien à une démonstration avec un kWh à 2,5 FF et un grand lagon qui pourrait être transformé en bassin d'expérimentation pour l'aquaculture à partir de l'eau froide profonde en sortie centrale. Le projet semble avoir retenu deux options techniques : un tuyau en polyéthylène, des échangeurs à plaques (coopération avec la firme suédoise Alfa Laval). La décision de construire cette unité de démonstration jumelée à un complexe froid-aquaculture devrait être prise en 1985 et l'Inde pourrait donc disposer d'une centrale en fonctionnement en 1989. Il semble que l'objectif ultime du programme soit la fourniture d'énergie au plan national (îles Laccadives, Andaman, Nicobar, et à terme, L'Etat de Tamil Nadu qui possède aujourd'hui une puissance installée de 3 000 MWe). L'Inde, leader des pays en voie de développement, est avant tout soucieuse de trouver elle-même une technologie ETM, elle pourrait faire appel à l'aide étrangère pour des composants très spécifiques (167, 168, 169).

2 - TAIWAN

L'île de Taïwan possède des sites ETM favorables sur la côte est, à quelques kilomètres du rivage avec une différence de température favorable en particulier dans le Sud du pays. Les besoins en énergie sont importants et en accroissement rapide; le réseau est presque totalement interconnecté. L'intérêt pour l'ETM est récent (1981) et les premières études en cours dans diverses universités et organismes (170, 171) sont coordonnées par l'ERL (Energy Research Laboratories) et Taïpower (la Compagnie d'électricité de Taïwan). Les sites favorables ont été localisés et leur étude a commencé. La latitude élevée de Taïwan, au niveau du tropique du Cancer entraîne une variation saisonnière importante de la température des eaux de surface : 29,5°C l'été et 26°C l'hiver, ce qui donne un DT de 22°C pendant 9 mois de l'année. La fréquence et la violence des cyclones fait préférer les centrales à terre ou sur plate-forme.

L'ETM est vue comme une énergie pouvant contribuer à long terme au bilan national et susceptible d'être exportée. Pour l'heure, un projet de centrale d'environ 9 MWe (net) a été étudié. Cette centrale située à l'extrême sud du pays utiliserait l'eau chaude rejetée par la 3ème tranche de la centrale nucléaire de Hon-Tsaï, la construction de cette nouvelle tranche a été différée de 2 ou 3 ans en 1983. La centrale à cycle fermé fonctionnerait donc avec une source chaude à 36-38°C avec un débit de 39 m³/s et une source froide prise à 300 m de profondeur dans un courant froid (13°C) à 3 km du rivage. L'investissement serait d'environ 8 600 \$/KWe net. Ce projet permettrait de réduire l'impact sur l'environnement du rejet d'eaux trop chaudes de la centrale nucléaire, en diminuant la température de ce rejet après utilisation dans la centrale ETM. Par ailleurs, un programme universitaire sur les nouveaux cycles ETM (mousses et brouillard, "expandites" : fluide composé de balles dilatables) se développe en coopération avec l'Université d'Hawaï.

3 - LA SUEDE

La Suède s'est intéressée à l'ETM au travers de sa participation massive à Eurocéan, au cours de l'étude de faisabilité (1977-1978) de grandes centrales flottantes de 100 MWe, par le biais de plusieurs sociétés comme Kockums, Johnson Group, Saleninvest A.B. et de l'étude ODA réalisée en 1980 (102). Sans posséder de programme ETM proprement dit - il n'y a pas de volonté gouvernementale affichée - la Suède possède une avance technologique dans le domaine des échangeurs à plaques d'un grand intérêt pour le

cycle fermé. La firme Alfa Laval a expérimenté pendant trois mois ses échangeurs sur la petite centrale prototype Mini OTEC de 50 kW, elle participe par ailleurs au projet de centrale de 1 MWe destinée à la Jamaïque où elle étudie le problème de l'encrassement biologique des plaques d'échangeurs. Ce projet de centrale à terre à cycle fermé à l'ammoniac est étudié par les firmes SWECO, Alfa Laval et Petroleum Corporation of Jamaica. Les échangeurs sont à courants croisés et utilisent des plaques de titane, le tuyau d'eau froide (1,6 m de diamètre) serait en polyéthylène haute densité plus ou moins alourdi, avec du béton pour l'atterrissage, et un peu d'acier en profondeur. Avec un DT de 21,3°C et des débits respectifs d'eaux chaude (27,5°C) et froide (6,2°C) de 3,9 et 3 m³/s, la puissance brute est de 1,58 MWe et la puissance nette de 1 MWe, le rendement total net de la centrale est de 1,6 %. Cette étude de faisabilité (réf. 172) a été financée sur fonds suédois et norvégiens (aide aux PVD) et jamaïcains.

4 - LA JAMAÏQUE

Sans posséder un programme ETM propre avec de la technologie nationale, la Jamaïque s'intéresse d'assez près à l'ETM depuis 1981, date à laquelle ce pays, avec Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ) a signé un protocole de coopération avec la Suède (firmes SWECO et Alfa Laval). La Jamaïque possède de nombreux sites favorables à l'ETM, à faible distance du rivage (172, 173). Elle connaît une grande dépendance du pétrole importé (30 % de ses importations), des besoins croissants en énergie et des besoins périodiques en eau douce. La Jamaïque a dépensé 0,6 millions \$ (fonds suédois et norvégiens) à reconnaître ses sites favorables et à étudier le problème des biosalissures (avec Alfa Laval). La PCJ est très active et estime que l'ETM pourrait être une "alternative très sérieuse au pétrole" dès 1990. Plusieurs compagnies étrangères, suédoises mais aussi américaines, s'intéressent à la Jamaïque. Une firme américaine aurait même proposé récemment au gouvernement de Kingstown de réaliser à ses frais une centrale de 2 MWe extrapolable rapidement à 12 MWe, la Jamaïque s'engageant à racheter le courant électrique et l'eau douce (3 700 m³/j). D'autres offres sont en cours, l'objectif des Américains semble être d'éliminer les Suédois... Comme on le voit, la Jamaïque est fortement sollicitée et l'intérêt de son Gouvernement pour l'ETM est bien compréhensible (canalisation de l'aide internationale).

RECAPITULATIF DES PROJETS DE PROTOTYPES

A l'issue de ce panorama de l'activité ETM mondiale, nous retiendrons les points suivants :

- Les Etats-Unis ont le leadership de l'ETM mais leur programme de 200 M \$ s'est déployé un peu tous azimuts. Aucune centrale de démonstration américaine n'est en fonctionnement à ce jour mais l'objectif de la réalisation, avant 1990, d'un pilote de 40 MWe à Hawaï reste affiché malgré un budget public ETM en récession. Le secteur privé reste motivé par l'ETM et se dirait prêt à tenter seul l'aventure d'Hawaï.

- Le Japon maintient un niveau de financement suffisant pour promouvoir la recherche sur les échangeurs performants et a réalisé, à Nauru, une expérience de démonstration très probante à un niveau de puissance (100 KW) faible par rapport au marché. Ce programme, axé sur l'exportation, devrait aussi déboucher, avant 1990, sur la réalisation d'une ou plusieurs centrales de démonstration de 1 à 10 MW.

- Plusieurs pays de la CEE, la France, les Pays-Bas, la Grande-Bretagne développent une activité ETM qui devrait déboucher sur des prototypes avant la fin de la présente décennie. Cette dispersion des efforts pour des objets industriels relativement importants pourrait avantageusement être évitée si un programme européen se développait qui permettrait à l'Europe d'acquérir des parts de marché quand celui-ci se développera.

- Certains pays en voie de développement, dont l'Inde, suivent des programmes en ETM et marquent un certain intérêt pour cette forme d'énergie.

- La plupart des projets (74) concernent des installations à terre de puissance variable, entre 0.1 et 50 MWe et en général à cycle fermé. La fabrication d'électricité est l'objectif en général affiché mais on remarquera dans certains cas l'intéressant couplage électricité-eau douce, cette dernière étant susceptible d'améliorer grandement la rentabilité du complexe ETM.

TROISIEME PARTIE

ASPECTS ECONOMIQUES ET PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT

Dans ce chapitre, nous examinerons successivement les coûts d'investissement de différentes "filiales" ETM tels qu'ils apparaissent dans les études publiées, puis le prix de revient du kwh qui est très dépendant de la méthode de calcul et des hypothèses économiques et financières retenues. Nous comparerons le prix de revient de l'électricité ETM aux sources d'énergie concurrentes. Nous essaierons d'avancer quelques éléments relatifs au marché potentiel de l'ETM en insistant sur les valorisations des productions secondaires qui peuvent améliorer la rentabilité économique, comme l'eau douce ou l'aquaculture. Nous identifierons les obstacles techniques, économiques et politiques à surmonter pour que l'ETM puisse se développer.

Table Estimated Costs (\$/KW) for a 400-MWe OTEC Plant Sited 148 Miles Offshore Tampa, Florida		240 km	
Power system			
Heat Exchangers			
Evaporators	446	} 841	
Condensers	395		
Working fluid subsystem			
Pumps (feed and reflux)	18	} 79	
Piping	8		
Valves	41		
Inventory, storage, cleanup, purge	12		
Seawater pumps			
Cold water pumps	37	} 102	
Warm water pumps	51		
Power supply and control	14		
Biofouling control			
Chemical	30	} 30	
Mechanical	0		
Turbines			
Generators	42	} 183	
Electrical auxiliaries	26		
Instrumentation and control	20		
Startup/standby power	9		
Miscellaneous equipment items	0		
Component installation	60		
Ocean engineering			
Platform			
Hull structure	280	} 408	
Balance of seawater circuits	39		
Support systems, outfitting	86		
Deployment	3		
Cold water pipe			
Sections	149	} 214	
Hull connection and screens	49		
Deployment	16		
Mooring			
Lines, Anchors	114	} 115	
Deployment	1		
Transmission			
Rectifier (shipboard)	27	} 328	1 M\$/miles
Riser cable	11		
Bottom cable	147		
Shore terminal station	38		
Deployment/installation			
Rectifiers/inverters	7		
Riser/bottom cables	98		
A&E services	90	} 448	
Contingency	359		
Source: Ref. 5.		2 750	

Fig. 75 - DECOMPOSITION DU COÛT D'UNE CENTRALE 400 MWe (Douglas, TRW Rand., 1980)

CHAPITRE 15
COUT DE L'ETM

1.1 - Coût d'investissement

La technologie ETM, à l'image d'autres sources d'énergie renouvelable est chère en capital mais ne coûte rien en combustible puisque l'eau de mer est gratuite. C'est en définitive le coût de l'énergie produite qui compte (celui du kWh ou du m³ d'eau produite) plus que le coût d'investissement. Il est intéressant cependant d'analyser celui-ci par grand type de centrale et d'évaluer les baisses attendues par un effet de série ou d'échelle.

1.1.1 - Coût d'investissement des grandes centrales. De nombreuses études économiques ont été réalisées sur l'ETM depuis 1975, principalement par les constructeurs, mais aussi par des sociétés indépendantes réputées pour le sérieux de leurs estimations. C'est le cas de la dernière étude de la Rand Corporation (174) qui reprend diverses estimations antérieures de grandes centrales. Le tableau 15a suivant donne la décomposition du coût d'investissement d'une centrale de 400 MWe, de technologie conservative (échangeurs à tubes titane et coque, plate-forme en béton), destinée à produire massivement (400 MWe) de l'électricité dans un site du golfe du Mexique (Tampa) reliée aux Etats Unis par un câble de 240 km. La décomposition détaillée des différents postes est donnée en annexe (tableau 75).

	Investissement	Pourcentage	Observations
<u>Sous-système marin</u>	737	22 %	
. Plate-forme	408	12 %	beton ; 600 000 T déplacement
. tuyau eau froide	214	7 %	acier
. ancrage	115	3 %	résistant aux cyclones
<u>Sous-système énergétique</u>	1 235	36 %	
. échangeurs	841	25 %	tubes titane
. autres	394	11 %	
<u>Transmission électrique</u>	328	9 %	240 km câble électrique
<u>Autres</u>	1 130	33 %	
. intérêts pendant la construction	685	20 %	5 ans, taux charges fixes 18 % (PCR)
. imprévus	343	10 %	
. assurances (A and E. services)	102	3 %	
	3 430, \$/kW	100 %	

Tabl. 15a - DECOMPOSITION DU CÔÛT D'INVESTISSEMENT D'UNE CENTRALE 400 MW, golfe du Mexique (\$ 1978) (Rand Corporation) - Estimation conservative

Nous constatons l'importance du poste "échangeurs", celui-ci représentant le quart du prix total de la centrale. L'évaporateur est 10 % plus cher que le condenseur. Les pompes d'alimentation en eau de mer (100 \$/kWe) représentent 3 % du coût total de la centrale. L'ensemble turbo-alternateur (180 \$/kWe) participe à 5 %.

La plate-forme en béton d'un déplacement de près de 600 000 T doit pouvoir résister aux cyclones particulièrement violents du golfe du Mexique et son prix est assez élevé : 400 \$/kWe soit 12 % du total. Son coût est en gros proportionnel à la puissance de la centrale, s'agissant d'unités géantes (100 MW à 400 MW).

La transmission de l'électricité au rivage nécessite un câble de 240 km de long, à courant continu, et qui représente la moitié du poste de transmission. Cette même centrale installée à proximité d'un site (moins de 20 km) utiliserait un câble à courant alternatif et le coût total chuterait considérablement : il passerait de 328 \$/kW à 36 \$/kW comme c'est le cas à Porto Rico).

L'ancrage doit pouvoir résister aux cyclones particulièrement violents du golfe du Mexique, ce qui explique son coût élevé (115 \$/kWe) qui tomberait à 47 \$/kW pour un site moins dur (cas de Porto Rico).

Nous voyons donc l'importance du site dans l'investissement, ce qui n'est pas évident a priori pour une centrale flottante, ainsi la même étude de la Rand évalue (tableau 15b) l'investissement dans les trois sites : golfe du Mexique (Tampa), Porto Rico, Hawaï.

	Centrale flottante 240-400 MWe			Centrale à terre 240	
	TAMPA (référence)	Porto Rico	Hawaï	Porto Rico	Hawaï
INVESTISSEMENT					
Terrain-construction	0	0	0	120	120
Sous-système énergétique.....	1 235	1 235	1 235	1 332	1 285
Sous-système marin					
plateforme	408	407	407	0	0
CEF	214	206	165	628	314
ancrage	115	47	37	0	0
rejet	0	0	0	63	61
transmission	328	36	35	0	0
autres	1 130	939	911	735	578
(\$/kWe) TOTAL	3 430	2 870	2 790	2 878	2 358
COÛT ELECTRICITE					
capital	89	70	76	70	64
charges variables	7	7	7	7	7
(mills/kwh) TOTAL	96	77	83	77	71

Tabl. 15b - COÛT DE GRANDES CENTRALES ETM DANS 3 SITES
(Rand Corporation - \$ 1978)

Nous voyons dans ce tableau qu'une centrale flottante installée à proximité d'une île (Porto Rico ou Hawaï) coûte 15 % moins cher qu'à 240 km du lieu de consommation, toutes choses égales par ailleurs (différence de température). Selon les îles, le concept à terre pourrait être 10 % moins cher que le concept en mer (cas d'Hawaï), le principal paramètre étant alors le coût de la CEF.

1.1.2 - Perspectives de réduction du coût de grandes centrales. L'étude précédente analyse l'impact de réduction de prix de certains postes, sur la base d'hypothèses techniques vraisemblables - tableau 15c).

	Investissement		Coût électricité	
	\$/kWe	% D	Millions kwh	% D
Référence (golfe Mexique)	3 430			
A amélioration transfert thermique côté eau de mer	3 140	- 8	88	- 8
B échangeurs à plaques	2 930	- 15	86	- 10
C CEF en plastique armé	3 260	- 5	92	- 4
D pas d'enfouissement du câble électrique	3 290	- 4	92	- 4
E durée construction 2 ans au lieu de 5 ans	3 030	- 12	86	- 10
F taux charges fixes (18 % à 15 %)	3 430	0	81	- 16
G option B, C, D, E et F	2 350	- 31	60	- 38

Tabl. 15c - REDUCTIONS POSSIBLES DU COÛT D'UNE GRANDE CENTRALE FLOTTANTE

Nous voyons, dans ce cas d'école, que l'amélioration la plus significative des coûts provient du passage aux échangeurs à plaques et d'un abaissement de la durée de construction donc des intérêts intercalaires. La réduction du taux de charges fixes de 3 points abaisse sensiblement (16 %) le prix du kwh.

Au total, un gain de 30 % sur le coût final est théoriquement possible, dans un "mauvais" site comme celui du golfe du Mexique avec une production d'électricité à 240 km du rivage. Une amélioration de près de 40 % du KWh serait possible en cumulant les hypothèses favorables, ce qui n'est pas forcément très probable !

1.1.3 - Coût d'investissement de "petites" centrales. Les références sont beaucoup moins nombreuses que dans le cas des grandes centrales et les résultats sont très dispersés et peu comparables. Il s'agit, dans tous les cas, de coûts formulés par des constructeurs et sur la base d'études de faisabilité plus ou moins approfondies établies dans la monnaie locale, avec la difficulté supplémentaire introduite par la variation des taux de change par rapport au \$ sur les cinq dernières années. Les caractéristiques spécifiques des sites, de la puissance pas toujours optimisée introduisent des difficultés supplémentaires. Les tableaux (15d,e) présentent les résultats des études françaises (en FF 1980) pour des centrales prototypes de 4 MWe et 15 MWe nets destinées à une île tropicale type comme Tahiti.

	FF/kWe net (1980)	%	remarques
Sous-système marin			barge béton 68 x 32 m
- plate-forme	9 400	18	
- CEF	3 050	6	tuyau béton
- ancrage	10 200	20	8 lignes ancrage
Sous-système énergétique CO			coût comparable en cycle fermé
- turbo-alternateur	6 350	12	
- échangeurs, déaérateur pompes, tuyauteries	14 350	28	
Divers	8 250	16	
<u>TOTAL</u> <u>FF 1980</u>	<u>51 600</u>	<u>100</u>	
1 \$ = 4,3 F (1980)	12 000		influence prépon- dérante du taux de change
1 \$ = 8 F (1983)	6 450		

Tabl. 15d - CENTRALE FLOTTANTE A CYCLE OUVERT DE PETITE PUISSANCE, 4 MWe
(CNEXO/CGE)

Remarquons dans le tableau 15d :

- L'importance du coût d'ancrage : La solution choisie dans cette étude, avec huit lignes directement dérivées de l'offshore pétrolier apparaît très chère en comparaison d'une solution avec une seule ligne d'ancrage, le navire ayant alors un rayon d'évitage autour d'un point fixe.

- la barge en béton (13 000 T de déplacement en service) semble beaucoup moins onéreuse qu'en acier puisque dans ce cas l'investissement total augmenterait de 16 %. De plus, la barge choisie est de forme simple, ce qui est suffisant pour un site relativement calme comme celui de Tahiti. Le recours à une barge semi-submersible rendrait l'investissement prohibitif (+ 110 %). Ce concept est donc à éliminer d'une manière générale.

	4 MWe nets		15 MWe		remarques
	FF/KW	%	FF/KW	%	
.Sous-système énergétique (échangeurs)	17 950 (11 550)	22	14 100 (9 600)	35	Cycle fermé échangeurs à tubes de titane
.Sous-système - CEF (dont fabrication)	43 300 (18 450)	54	16 500 (8 900)	42	Conduite en plastique armé atterrissage en tunnel
.Genie Civil	16 650		8 400	21	Ouvrages de rejet inclus
.Divers	2 600	3	800	2	
<u>TOTAL FF 1980</u>	<u>80 500</u>	100	<u>39 800</u>	100	
1\$ = 4,3 F(1980)	18 720		9 250		Influence taux de change
1\$ = 8 F (1983)	10 060		4 970		

Tabl. 15e - CENTRALES A TERRE A CYCLE FERMÉ (CNEXO/Empain-Schneider)

Nous remarquons dans le tableau 15e :

- L'importance du facteur d'échelle : le quadruplement de la puissance ne se traduit que par un doublement de l'investissement, cela n'est vrai que pour les centrales de petite puissance.

- Le coût de la conduite d'eau froide (CEF) intervient pour environ la moitié du prix de la centrale. Cela provient du choix d'une solution flottante onéreuse en matériaux de flottabilité et d'un atterrissage en tunnel. Il est vraisemblable que ce coût pourrait être sensiblement abaissé.

- Le coût du sous-système énergétique à cycle fermé à l'ammoniac, est de 18 000-14 000 FF/kW soit 3 000-2 300 \$/kW (1 \$ = 6 FF) ce qui correspond au double de celui d'une grande centrale (1 300 \$/KW) d'après le tableau 15b.

Pour conclure sur ces coûts d'investissement de "petites" centrales, on examinera le tableau 15e qui récapitule différentes études (175) et montre la disparité des résultats.

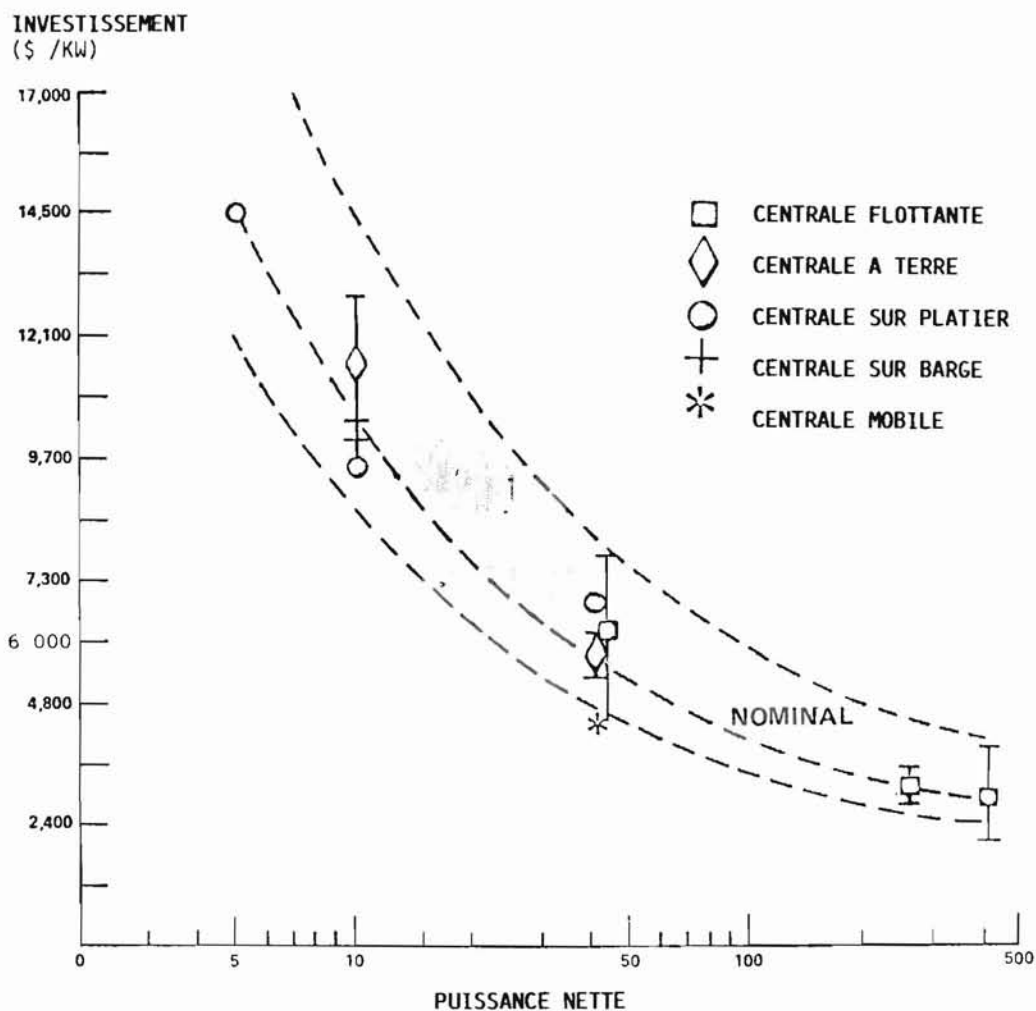


Fig. 76 - VARIATION DU COÛT D'INVESTISSEMENT DE L'ELECTRICITE ETM AVEC LA PUISSANCE : 8^e CENTRALE (\$ US 1982) (DOE, Lewis, 1983)

Projet	Puissance nette (MWe) et autres productions	DT site	Investissement \$/kW	Observations
Eurocéan	Electricité 1 MW + eau douce + aquaculture	Curacao 20°	9 100	investis. énergétique seulement
Curacao/ Pays-Bas	Electricité 10 MW	Curacao 20°	7 300	Cycle fermé, NH ₃
Johns-Hopkins	Electricité 40 MW	Porto-Rico 22.4°	6 100	centrale flottante
CNEXO	Electricité 4 MW	Tahiti 23°	18 700/10 000	Selon taux change 1 \$ = 4,3 F 1 \$ = 8 F
	15 MW	Tahiti	9 200/5 000	

Tabl. 15f - EXEMPLE DE COÛTS DE PROJET DE PETITES CENTRALES ETM (ONU, 1981)

Tableau (f) Exemple de coûts de projet de petites centrales ETM (ONU 1981)

1.1.4 - Synthèse - Variation de l'investissement avec la puissance. Une étude réalisée par le département de l'Energie américain rassemble sur une courbe (fig. 76) les résultats des différentes études connues (\$ 1980) pour différents types et puissance de centrale. Les résultats présentés dans le tableau 15g font apparaître un effet d'échelle très net.

Puissance nette (MWe)	Investissement (\$/KWe)	Investissement (millions \$)	Observations
5	12 000/20 000 (14 500)	60/100	extrapolations
10	8 200/14 500 (10 000)	82/145	nominal : 10 000 \$/KW
40	4 500/ 7 700 (5 400)	180/308	source : étude Hawaï
100	3 200/ 5 900 (3 800)	320/590	d'après études US approfondies
400	2 200/ 3 900 (2 600)	880/1 560	hypothèse haute: Rand Co.

Tabl. 15g - COÛT D'INVESTISSEMENT EN FONCTION DE LA PUISSANCE

1.2 - Coût de l'électricité ETM

Le prix du kwh est le critère de comparaison économique le plus pertinent, car il intègre l'ensemble des coûts pendant la durée de vie de la centrale. Nous examinerons la méthode de calcul, les résultats, la sensibilité du coût aux principaux paramètres techniques et économiques.

1.2.1 - Méthodologie

Différentes méthodes de calcul sont employées, les deux principales :

a - La méthode du coût nivelé est employée par les compagnies d'électricité américaines pour comparer des investissements énergétiques, elle est recommandée par l'EPR1 (Electrical Power Research Institute, US). Elle part du principe qu'à l'issue de la vie d'un système toutes les dépenses occasionnées sont exactement couvertes par les recettes générées par la vente du produit. On fait donc la somme de l'ensemble des dépenses (capital investi + dépenses d'exploitation et d'entretien + dépenses de combustible) actualisées à l'année de référence, on divise par le nombre de kwh produit pendant la vie du système, on obtient ainsi un coût nivelé du kwh. Cette méthode fait intervenir des paramètres financiers et économiques assez nombreux. Elle est bien adaptée pour faire des analyses de sensibilité des coûts aux différents paramètres. On lui préférera par la suite la méthode b) qui est plus simple.

b - La méthode du "coût économique moyen" du kwh, basée sur la notion de taux d'actualisation r (176) : r est le taux de rentabilité interne (rate of return) qui annule le bénéfice actualisé (discounted cash flow) recommandée par les gouvernements. Ainsi, le Gouvernement français recommande de prendre $r = 8\%$ ou 9% , le Trésor britannique 5% en Grande-Bretagne et l'Administration britannique 8% pour les pays du Commonwealth. " r " s'exprime en monnaie constante, si l'inflation annuelle est par exemple de 8% un taux d'actualisation de 9% correspondrait donc à un taux d'intérêt nominal de l'ordre de $8 + 9 = 17\%$ (exactement $(1,09) \times 1,08 - 1 = 17,7\%$).

On définit le taux de charge fixe ("fixed charge rate", FCR) comme une fonction de ' r ' et de la durée de vie ' n ' de l'investissement :

$$FCR = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad (1)$$

On exprime alors le coût économique du kwh C :

$$C = \frac{FCR \times I}{FA \times 8760} + COM + CF \quad (2)$$

FA : facteur de charge de la centrale ("disponibilité", "availability")

CF : Coût de combustible ("fuel cost").

COM : dépenses d'exploitation et d'entretien ("operation and maintenance") rapportées au kwh produit annuellement.

I : Investissement total par KWe net (\$/kW) y compris les intérêts intercalaires pendant une durée (m) de la construction.

$$\text{ainsi } I = F \times \frac{\sum (1+r)^i}{m} \quad (3)$$

F : coût de construction de la centrale, par exemple, si la construction dure 3 ans et si
 $r = 9 \%$, $I = 1,093 F$
 $r = 5 \%$, $I = 1,05 F$

1.2.2 - Résultats pour l'ETM

La formule (2) qui permet de calculer le prix de revient du KWh comporte :

un terme d'amortissement de l'investissement :

$$A = FCR \times I / FA \times 8760$$

un terme COM de dépenses d'exploitation et d'entretien qui intègre les frais de personnel, de consommable (huile) et les rechanges.

Le terme CF exprimant les dépenses de combustible est évidemment nul.

Nous avons vu des valeurs de I, examinons ce qu'il en est des dépenses d'exploitation d, en prenant plusieurs exemples tirés d'études américaines et françaises :

	100 MWe TRW (1976)	160 MWe Loockheed (1976)	100 MWe Eurocéan (1977)	4 MWe CNEXO (1980)	15 MWe CNEXO (1980)
Investissement I	266 M\$	520 M\$	263 M\$	314 MF	623 MF
Dépenses exploitation d (annuelles)	3.7 M\$	2.37 M\$	4.9 M\$	2 MF	3.5 MF
Rapport d/I Observations	1.4 %	0.5 % optimiste	1.9 %	0.6 % à terre	0.6 % à terre

Nous constatons une certaine disparité en terme de fraction d'investissement et un coût plus élevé des dépenses d'exploitation pour les centrales en mer qu'on peut prendre égal au double de celui des centrales à terre. Cela n'a rien d'étonnant quand on compare les coûts d'exploitation du pétrole à terre et en mer (rotation d'équipage, hélicoptère, logistique...).

Pour la centrale de 15 MWe à terre, les dépenses d'exploitation annuelles se composent de 2 MF de personnel (une vingtaine de personnes affectées à la surveillance et à l'entretien) et 1,5 MF de "gros" entretien et maintenance, les appareils étant conçus pour durer 25 ans sans problème majeur. Tout ceci peu sembler optimiste et nous prendrons 1 % de l'investissement au lieu de 0,6 % pour les centrales à terre, et 2 % pour les centrales en mer au lieu de 1,2 % en moyenne.

Nous prendrons les hypothèses de base suivantes, certes très discutables (nous en parlerons à propos de l'analyse de sensibilité) pour traduire la courbe d'investissement en fonction de la puissance (tabl. 15g) en terme de coût d'électricité.

- FA = 0,9 (les études de faisabilité prennent 0,8 à 0,95)
- r = 5 % et 10 %
- n = 25 ans (durée de vie moyenne de différentes études)
- m = 3 ans (durée de la construction)
- F = Valeurs nominales en \$/kW données dans le tableau g)
- COM = 1,5 % de F (moyenne entre 1 et 2 %)
- FCR = 0,071 (r = 5 %) ou FCR = 0,11 (r = 10 %)
- l = 1,093 F
- d = 0,016 F dépense annuelle d'exploitation et d'entretien
- COM = $\frac{d}{FA \times 8760} = 2,10^{-6} \times F$ (par kWh)
- C = $11,45 \cdot 10^{-6} \times F$ (r = 5 %)
- C = $17,4 \cdot 10^{-6} \times F$ (r = 10 %)

PUISSANCE NETTE MWe	INVESTISSEMENT F \$/kW (1980)	COUT ELECTRICITE (cent/kWh) (sortie centrale)	
		r = 5 %	r = 10 %
5	14 500	17,1	25,3
10	10 000	11,4	17,4
40	5 400	6,2	9,4
100	3 800	4,3	6,6
400	2 600	3,0	4,5

Tabl. 15h - EVALUATION DE CÔÛT DE L'ELECTRICITE ETM SOUS CERTAINES HYPOTHESES HORS ASSURANCES ET TAXES

On notera que ces résultats, en harmonie avec les études françaises pour les petites puissances, ne le sont pas avec les études américaines relatives à de grandes centrales flottantes qui affichent des coûts du kWh nettement plus élevés. Car, s'agissant de grandes centrales flottantes, il y a des pertes par transmission le long du câble (240 km dans le site de référence du golfe du Mexique) qui peuvent atteindre 5 à 10 %, ce qui élève d'autant le prix du kWh. Mais, surtout, les Américains (177) prennent un taux de charges fixes $FCR = 0,16$ incorporant le "capital recovery factor" de 0,09 (qui finalement correspond à r) des taxes (0,05) et frais d'assurance (0,02). Nous voyons tout de suite que dans le cas de la législation américaine, ces taxes et frais d'assurance augmenteront le prix du kWh d'environ 40 %. C'est volontairement que nous négligeons cet aspect particulier des coûts trop spécifiques des législations et pratiques financières propres à chaque pays. Les coûts du kWh sont donnés hors taxes et assurances.

1.2.3 - Analyse de la sensibilité du coût du kWh

La formule (2) qui exprime le coût économique moyen du kWh permet de se faire une idée de la sensibilité du coût aux différents paramètres.

- facteur de charge (FA). Le coût du kWh est pratiquement proportionnel à FA : si celui-ci chute de 90 % à 70 %, le coût augmente de près de 30 %. Ainsi, une variation saisonnière importante de la différence de température entre l'hiver et l'été tropical peut entraîner une variation du prix de revient instantané de la production, car celle-ci varie approximativement comme $(DT)^2$ (178, 179).

- coût de construction F. Ce paramètre est déterminant dans le prix du kWh. Remarquons que F varie comme l'inverse de (DT) . Ainsi le prix d'achat d'une centrale de puissance donnée augmente de près de 50 % quand le DT passe de 22 à 18°C renchérisant d'autant le prix de l'électricité.

- taux d'intérêt réel. Si le "taux d'actualisation" passe de 5 à 10 %, le coût du kWh (hors assurances et taxes) augmente d'environ 50 %. L'ETM fortement "capitalistique" est donc favorisée par un taux d'intérêt faible. Cela n'a rien d'étonnant : on paye les kWh à l'achat en empruntant de l'argent au taux du marché.

- durée de vie (n). Ce facteur est évidemment primordial car la production d'électricité, toutes choses égales par ailleurs, lui est proportionnelle. Cet effet n'est pas aussi brutal au niveau du prix du kWh du fait de l'actualisation. Par exemple si la durée de vie d'une centrale passe de 30 ans à 20 ans, le kWh augmentera de 10 % en prenant un taux d'actualisation r élevé (10 %) et de 23 % si $r = 5$ %. Ceci découle du fait que le taux d'actualisation élevé privilégie le court terme et qu'un r faible confère une valeur économique importante au long terme.

- Les intérêts intercalaires jouent au niveau du capital initial (I) à investir : ils sont fonction de la durée de construction et du taux d'intérêt réel. Ainsi, pour un taux r élevé (10 %) si la construction dure 5 ans au lieu de 2 ans, I augmente de 16 % et le kWh de presque autant.

- Les dépenses annuelles d'exploitation contribuent secondairement au coût du kWh puisqu'elles ne représentent que 10 à 20 % du terme d'amortissement. En passant de 10 à 20 %, le kWh augmenterait d'environ 10 % seulement.

- Les impôts, taxes et frais d'assurance renchérissent le taux de charges fixes FCR. Dans certaines études américaines où la législation est contraignante, le FCR peut ainsi augmenter de 40 à 50 % renchérissant d'autant le kwh.

1.3 - Compétitivité de l'électricité ETM

Il est toujours spéculatif de parler de la compétitivité d'une source d'énergie qui en est encore au stade des développements techniques préliminaires à des démonstrations à échelle significative. Cependant, l'analyse des coûts des systèmes concurrents permettra de fixer un coût objectif à l'ETM en tant que source d'électricité .

1.3.1 - Cas des grandes centrales. Les études les plus approfondies ont été réalisées à la demande du département de l'Energie américaine par la Rand et la Mitre Corporation (174, 180). Ce qui suit est basé sur ces études qui estiment le prix de revient de l'énergie par la méthode du coût nivelé dont le principe a déjà été exposé, celle-ci incluant les dépenses d'assurance et d'impôts. Cependant, dans le cas plus simple d'un investisseur public, ces dépenses ne sont pas prises en compte. Nous nous placerons dans cette hypothèse significative pour ce qui suit. Les hypothèses financières et techniques relatives aux différentes sources d'énergie sont rassemblées dans les tableaux 15i (1), i (2) et les résultats dans le tableau 15i (3) .

. Taux d'inflation (%)	(faible) 6	(fort) 10
. Endettement (%)	100	100
. Taux d'intérêt emprunts (%)	8	13
. "Vie financière" (ans)	30	30
. Inflation réelle du capital (%)	0	
. Inflation réelle des dépenses d'exploitation (%)	0 - 2	
. Inflation réelle du combustible (%)	0 - 2 2 - 4	charbon pétrole et nucléaire

Tabl. 15i(1) - HYPOTHESES ECONOMIQUES ET FINANCIERES

Caractéristiques des systèmes	ETM + (continent)	ETM ++ (grandes îles)	charbon classique	charbon FCB*	pétrole (cycle combiné)	nucléaire LWR
Puissance (MWe)	400	250	50	50	300	1 000
Facteur de charge (%) **	79	84	70	70	70	70
Pouvoir calorifique (MJ/kWh)	-	-	10.708	10.814	7.934	11.288
Prix du combustible 1980*** (\$/GJ)	-	-	1.66	1.66	5.45	0.48
Coût spécifique du combustible (mills/kWh)	-	-	18	18	43	5
coût exploitation, entretien (mills/kWh)	8.2	8.2	6.2	3.36	1.98	2.19
Coût du capital (\$/KW)	2 660	3 190	855	750	403	1 500
Variation du coût du capital (%)	-20/+40	-20/+40	-8/+16	-11/+16	-11/+16	-10/+20
temps de construction (an)	3	3	5	4	1	

Tabl. 15i(2) - HYPOTHESES TECHNIQUES RELATIVES AUX CENTRALES ELECTRIQUES

* Charbon FCB : technique à combustion sur lit fluidisé annoncées pour 1990.

** Facteur de charge : nombre de Kwh produit/puissance x 8 760 h

*** 42 \$/tonne de charbon, 33 \$ bbl/pétrole

+ 8ème centrale de 400 MWe

++ 2ème centrale de 250 MWe.

Coût électricité (mills/kwh)	Inflation 6 %	Inflation 10 %
Nucléaire	40 - 70	60 - 100
Charbon classique	60 - 95	8 - 120
Charbon FCB	50 - 80	70 - 110
Pétrole cycle combiné	160 - 240	200 - 320
ETM (250 MWe)	45 - 90	70 - 120

Tabl. 15i(3) - COÛTS COMPARATIFS DE L'ELECTRICITE (\$ 1980)

Cas d'une grande île, centrale appartenant à une compagnie publique

Il ressort de cette étude comparative que l'ETM grande puissance pourrait être très compétitive avec les autres sources d'électricité produisant en base, comme le nucléaire ou le charbon, qui affichent des coûts similaires. Dans tous les scénarios envisagés, l'électricité produite à partir du pétrole est très nettement plus chère. On rappellera cependant que le pétrole a baissé de 1980 à 1984 et que l'hypothèse minimale d'augmentation des prix pétroliers est de 2 % l'an, dans cette étude.

L'étude réalisée par la Rand Corporation est un peu moins optimiste puisqu'elle estime que le "breakeven" se produirait pour une grande centrale de 400 MWe dans le golfe du Mexique (3 430 \$/kWe - 1978) avec une inflation réelle de 2,5 % sur le charbon et de 4 % sur le combustible nucléaire, cette figure pouvant être ramenée à respectivement 1 % et 0 % si le coût de l'ETM est moins élevé (2 350 \$/kWe). (fig. 77).

1.3.2. Cas des centrales petites et moyennes

Nous utiliserons l'étude de faisabilité française de 1980 qui a exploré la gamme de puissance entre 3 et 15 MWe. Ce cas là correspondant typiquement au marché des îles tropicales et apparaissant rapidement accessible à la technologie en cours de développement aujourd'hui. La méthode de calcul du prix du kwh retenue est celles du coût économique en fonction du taux d'actualisation, classiquement utilisé par EDF dans ses prévisions de coût de production, et recommandée par le Plan français (taux d'actualisation 8 à 9 %).

Pour les centrales de puissance inférieure à 50 MWe, l'ETM doit pouvoir être compétitive avec l'électricité-diesel dans la plupart des cas. Le passage au charbon est encore limite, le passage au nucléaire est impensable à ce faible niveau de puissance. On observera cependant que les ressources hydrauliques sont souvent économiques à exploiter quant elles existent, ce qui ne semble pas très fréquent dans les pays concernés par l'ETM.

La production d'électricité à partir d'un groupe diesel utilise du gazole (fuel-oil domestique, FOD) pour les petites puissances jusqu'à quelques MWe (voire 10 MW dans le cas de Tahiti par exemple) et le fuel n°2 plus lourd pour les diesels de puissance plus importante. Le gazole est plus cher que le fuel n°2. Le coût de l'électricité-diesel est essentiellement fonction de la dépense de combustible donc de l'inflation réelle du pétrole. Ainsi, une augmentation réelle de 1 % du pétrole est équivalente à un doublement de la dépense annuelle d'exploitation, celle-ci pèse donc peu. Il en va de même pour le terme d'amortissement, qui pèse peu surtout si la centrale est de taille moyenne. Il en résulte que le coût du kwh est peu sensible au taux d'intérêt (ou d'actualisation). La structure type du coût du kwh diesel dans un site isolé comme Tahiti est la suivante (en F 1980) :

	3 MWe	15 MWe
Personnel et entretien	15	6,2
Combustible gazole (fuel n°2)	36	36 (30)
Divers	5,5	5,7
Amortissement (r = 9 %)	22,5	9,1
TOTAL (centimes/kWh)	79	56 (50)

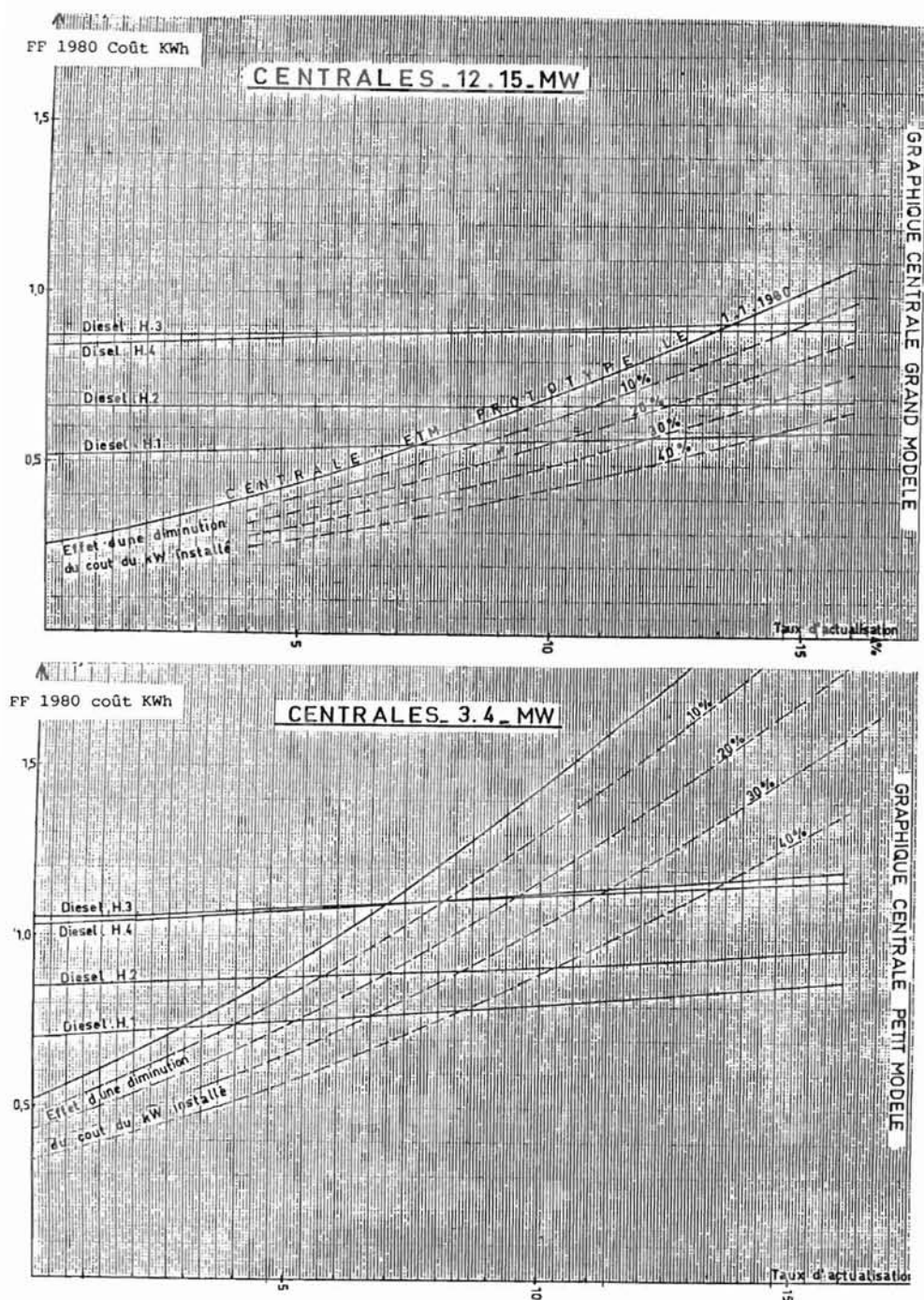


Fig. 77 - PRIX DU KWh DE PETITES ET MOYENNES CENTRALES (CNEXO/ES, 1980)

Les études françaises ont comparé le prix du kWh d'origine ETM et diesel, pour des centrales rentrant en production en 1985 et pour 25 ans, aux conditions économiques et pétrolières de 1980. Les hypothèses sont résumées dans le tableau 15i(4) (en FF 1980).

TECHNIQUES	DIESEL		ETM	
	. puissance (MWe)	2 x 1,5	2 x 7,5	3,9
- production annuelle (M kWh)	20,5	102,5	28	113
. durée de vie (an)	10	15	25	25
PETROLE				
- prix gazole (FF 1980) (entrée centrale)	1 600 F/T ou 48 \$/bbl			
- prix fuel n° 2	1 330 F/T ou 40 \$/bbl (brut à 26 \$/bbl)			
- scénario pétrolier (8ème plan, 1980)	H 1 stabilité H 2 + 2 % par an jusqu'en 2 000 H 3 + 7 % jusqu'en 1990 - 0 % ensuite H 4 + 13 % jusqu'en 1985 - 0 % ensuite			

Tabl. 15i(4) - HYPOTHESES FRANCAISES (1980) POUR COMPARAISON ETM ET DIESEL

Les résultats de cette étude sont résumés dans le tableau 15i(5).

Taux actualisation	5 %	8 %	10 %	Observations
ETM 4 MWe	90- 65	121- 87	144-103	prototype insensibilité au taux d'ac- tualisation
Diesel 3 MW H1 / H3	75-108	78-110	80-112	
H2	88	90	91	
ETM 15 MWe	44- 32	59- 42	70- 50	
Diesel 15 MWe gazole H1/H3		56 - 89		
H2		67		
Fuel n°2 H1/H3 H2		49 - 77 60		

Tabl. 15i(5) - COMPARAISON DES COÛTS DU kWh ETM/DIESEL (en centimes FF 1980)
Mise en service en 1985

Il apparaît, dans les conditions de 1980, que l'ETM serait compétitive au niveau du prototype, pour des puissances de 10-15 MWe. Par contre, l'ETM ne semble pas compétitive avec le diesel pour des puissances faibles (3-4 MWe) sauf si l'on prend un taux d'actualisation faible (5 %) et un scénario pétrolier moyen (H2 + 2 % par an à partir de 1980).

Il convient de rappeler qu'il faut être prudent vis-à-vis de ces chiffres : le prototype est souvent plus cher que ne l'annonce les constructeurs potentiels, les prix sont évalués en FF et celui-ci a beaucoup fluctué par rapport au dollar. Les scénarios pétroliers sont toujours criticables. Examinons ce qu'il en serait, aux conditions économiques de janvier 1984 en essayant d'extrapoler depuis janvier 1980.

- Le prix du pétrole (brut à 26 \$/bbl en janvier 1980) après avoir grimpé à 34 \$ en novembre 1981 est redescendu à 29-30 \$ en 1984. Une certaine tension commencerait à se faire sentir aujourd'hui.

- L'inflation dans un pays comme la France a cru au rythme moyen de 10 % l'an pendant ces 4 ans.

- Le dollar a beaucoup grimpé par rapport au franc passant de 4,5 F à 8 F.

	1980	1984
Coût ETM	1	1,4
Pétrole en \$	1	1,04
en FF	1	1,84

En conclusion, la compétitivité de l'ETM en dollar s'est sensiblement dégradée pendant cette période du fait d'une stagnation des produits pétroliers, elle s'est par contre améliorée sensiblement en FF du fait d'une forte dépréciation de la monnaie. Cependant, la compétitivité de l'ETM doit pouvoir s'apprécier sur une période de 20 ans au moins, et tout repose en fait sur les hypothèses de croissance des prix du pétrole. En 1980, nous avons vu que le 8ème plan français prévoyait 4 hypothèses :

- H 1 : stabilité
- H 2 : + 2 % par an jusqu'en 2 000
- H 3 : + 7 % jusqu'en 1990 - 0 % ensuite
- H 4 : + 13 % jusqu'en 1985 - 0 % ensuite.

En 1983, le 9ème plan français avance trois scénarios :

- A : + 4,5 % jusqu'en 1990 - 4 % ensuite.
- B : 0 % jusqu'en 1990 - 2,5 % ensuite
- C : 0 % jusqu'en 1990 - doublement en 1990 - 0 % ensuite.

Une compagnie d'électricité comme EDF prenait dans ses prévisions en février 1984 une hypothèse voisine de A (forte hausse) : 0 % en 1984/1985, 2,8 % jusqu'en 1992, 6 % jusqu'en 2 000.

Début 1985, les prévisions de la Banque Mondiale reflétant l'opinion d'un consensus d'experts donnaient pour le fuel lourd (fuel N° 2) :

1985 :	180 \$/T	(FOB, hors taxe)
1990 :	180 \$/T	
2000 :	240/275 \$/T	

Ces prévisions sont donc intermédiaires entre les scénarios moyens (B) et optimistes (C) du neuvième plan français.

Il est donc difficile de conclure quant à la compétitivité de l'électricité ETM par rapport au diesel, cependant il apparaît que celle-ci semble probable pour des puissances supérieures à 10 MW sous réserve d'une augmentation même faible, 1 à 2 %, du prix des produits pétroliers et bien sûr d'une confirmation des coûts d'investissement de l'ETM.

CHAPITRE 16 PRODUCTIONS ETM AUTRES QUE L'ELECTRICITE

Il y a trois principaux types de production envisageables autres que l'électricité, dont nous avons déjà parlé au plan technique :

- Les produits chimiques (ammoniac, aluminium, méthanol...) élaborés à partir de l'électricité ETM, en haute mer vu le niveau élevé des productions recherchées. Ce cas là se ramène en partie au problème de la compétitivité du kWh ETM .

- La production d'eau douce à partir de l'ETM (éventuellement sans électricité).

- Les "sous-produits" comme l'eau douce (sous-produit du CO), le froid (eau froide sortie centrale), l'aquaculture (eau froide riche en sels nutritifs).

1 - Fabrication industrielle de produits énergivores en haute mer

La fabrication industrielle d'ammoniac d'aluminium ou de méthanol à partir de l'électricité ETM et en haute mer présente deux avantages théoriques.

- L'abaissement du coût de l'électricité ETM : par la simplification de la centrale (ancrages et câble électrique devenus inutiles) ce qui se traduit par une diminution de 10 % environ de l'investissement ; par la possibilité d'opérer dans les zones à DT très élevé : 2°C gagnés représentent 20 % d'électricité en plus et une diminution presque équivalente du prix de l'électricité ; par la possibilité de choisir des zones clémentes sans cyclones : c'est le cas de la zone équatoriale (pas de force de Coriolis) et en particulier du nord-est du Brésil. On gagne alors en investissement sur la plate-forme ;

- La liberté réglementaire de l'océan international : pas d'impôts et de taxes, pas d'achat de terrain, pas de pollution directement dommageable pour les populations. De là un gain sur les coûts de production.

Une telle production présente cependant quelques inconvénients :

. Un renchérissement probable du fait de l'éloignement de la production : rotations d'équipages, réparations, marinisation du processus industriel.

. La Nécessité d'une flotte pour évacuer la production et pour alimenter l'usine en produits nécessaires au processus. Cette flotte est cependant nécessaire dans les conditions actuelles pour beaucoup de minerais ou de charbon importés du bout du monde, ainsi dans le cas de l'Europe.

L'économie de telles productions offshore est donc très complexe et mériterait d'être soigneusement explorée. Seul, le laboratoire de physique appliquée de l'université Johns Hopkins (APL/JHU), près de Washington, a fait de telles études en détail, que le département de l'Energie américain n'a pas toujours prises en considération, peut-être en raison de leur audace et leur complexité ; leur finalité n'était pas purement énergétique.

Sur la rentabilité financière de telles installations, une étude récente (181) affiche un certain optimisme pour des investisseurs privés, encouragés par la législation américaine qui veut se lancer dans une production ETM (fig. 80, a, b, c, d). Elle fait état d'un très important marché potentiel aux Etats-Unis en l'an 2 000, avec 289 centrales de 325 MWe se répartissant comme suit :

	Part de marché US	Nbre centrales 325 MWe
1 production essence, gazole, carburant avion	5 %	108
2 méthanol - piles à combustible	5 %	105
3 électricité dans les îles	20-40 %	18
4 ammoniac - engrais et produits chimiques	15-30 %	32
5 électricité golfe du Mexique	5 %	23
6 aluminium	7 %	2
7 méthanol-produits chimiques	15 %	1
		—
		289

Tout ceci peut sembler très optimiste, on notera cependant que les productions ETM les plus remarquables sont, dans l'ordre de pénétration du marché : l'électricité dans les îles, l'ammoniac destiné aux engrais et le méthanol. L'électricité pour le golfe du Mexique et l'aluminium sont assez mal placés. La production de carburant de synthèse en haute mer, même avec une pénétration modeste du marché (5 %), représente plus d'une centaine de grandes centrales, idem pour le méthanol en tant que vecteur énergétique transformé en électricité dans des piles à combustible.

2 - Cas de la production d'eau douce en mer

L'étude la plus documentée a, semble-t-il, été réalisée par Westinghouse (182) qui examine le cas d'une usine flottante de production d'eau douce destinée à Sainte-Croix dans les îles Vierges américaines. Cette petite unité (50 m de long, 14 000 T de déplacement en charge) produit 10 000 m³/j d'eau douce à partir d'un débit d'eau de 17 m³/s, cela équivaut à une centrale de quelques 3 ou 4 MWe. Cette eau est évacuée au rivage par flexible. Il apparaît que cette centrale de dessalement, énergétiquement autonome (petite boucle à cycle fermé de 2,2 MW) pourrait être très rentable pour un investisseur privé avec un taux de retour interne de 40 % (après impôts). L'eau douce ETM est vendue au distributeur à un prix inférieur au prix de revient du dessalement évalué à 2,7 \$/m³.

Une étude française récente (IFREMER, 1985) a mis en évidence l'intérêt économique d'une production d'eau douce à partir de l'ETM d'où il ressort un coût de production de 15 à 22 F/m³ selon les productions (10 000 à 50 000 m³/j) et le DT disponible sur le site (18 à 22° dans cette étude). Plusieurs conceptions techniques sont envisageables : à terre ou en mer. On remarquera que le diamètre de conduite d'eau froide est faible (2,5 m pour 10 000 m³/j) comparativement à la production d'électricité (3 m pour 5 MWe). Toutes choses égales par ailleurs, on touche dix fois plus de consommateurs dans le schéma eau douce (10 000 m³/j = 100 000 habitants ; 5 MWe = 10 000 habitants) et le produit aisément stockable s'affranchit du "fil à la patte" que constitue le câble électrique pour les centrales en mer, l'usine peut donc être installée à plusieurs dizaines de kilomètres du rivage.

Ces études sont très encourageantes quant à la rentabilité d'une production d'eau douce offshore d'origine ETM. Ce concept mériterait d'être étudié plus avant pour des fournitures d'eau douce dans les pays arides où se trouve le marché, l'évacuation à la côte se faisant par bateau. On notera que la capacité totale de production d'eau douce installée aujourd'hui dans le monde est de 7 millions m³/j et que ce marché du dessalement est pour plus du tiers localisé au Moyen-Orient (Arabie Saoudite, Abu Dhabi, Qatar, Lybie, Yemen, Bahrein) et dans les pays du Maghreb (Algérie, Maroc, Tunisie), donc non loin de la zone ETM (mer d'Arabie).

3 - Sous-productions : eau douce, froid, aquaculture

Il est encore difficile d'évaluer le prix de revient de ces sous-productions qui ont été évoquées au chapitre "centrales à terre".

L'eau douce. L'exemple du paragraphe précédent est explicite : on peut affirmer que l'eau douce d'origine ETM est sans doute rentable en elle-même. Si elle s'ajoute à une production d'électricité en tant que sous-production du cycle ouvert, la rentabilité de l'installation peut être très sensiblement améliorée. Cela ouvre des perspectives aux "petites" centrales de 1 MW environ, qui ne seraient pas rentables sur leur seule production d'électricité. Ainsi, la valeur économique d'une sous-production d'eau douce (1 500 m³/j) d'une centrale ETM de 1 MWe peut égaler la valeur de la production annuelle d'électricité : 1 M\$ pour l'eau vendue à 2 \$/m³ et 1,2 M\$ pour l'électricité vendue à 0,15 \$/kWh.

Le froid. Nous avons déjà vu que la seule production de froid ne pouvait rentabiliser une centrale ETM. Cependant, pour des centrales à terre, il peut être avantageux de faire circuler une partie du très important débit d'eau froide en sortie de centrale, dans des échangeurs destinés à la climatisation, voire à la fabrication de glace par machine frigorifique. Notons que Georges Claude envisageait une production massive de glace sur son navire "le Tunisie" à partir d'un compresseur à ammoniac (de 1,2 MW) directement couplé sur l'arbre de la turbine du groupe ETM.

L'aquaculture. Les avantages de l'aquaculture à partir de l'eau profonde riche en sels nutritifs ont été rappelés dans le chapitre . L'étude japonaise citée laissait entrevoir que la valeur économique d'une production de crevettes "kurumaebi" pourrait être dix fois plus importante que la production d'électricité pour un complexe ETM-aquaculture de quelques MWe. Ce concept porteur mérite d'être encouragé car il existe de très nombreuses îles tropicales qui présentent a priori des conditions favorables. L'étude réalisée par Eurocean sur un complexe ETM, cessalement, aquaculture concluait dans le même sens. Remarquons cependant qu'une telle aquaculture à partir d'eau profonde n'a encore jamais été expérimentée à échelle "significative" même si les expériences à petite échelle conduite à Sainte-Croix apparaissent encourageantes. En 1985, un projet entièrement privé d'une ferme de production d'ormeaux à partir de culture d'algues géantes (*Macrosystis Pyrifera*) était sur le point de se réaliser à Hawaï.

CHAPITRE 17 LE MARCHÉ DE L'ETM

Les perspectives de développement du marché de l'ETM sont liées au potentiel du marché et à la vitesse de diffusion à l'intérieur de ce marché.

1 - Le marché potentiel. Il peut sembler prématuré de parler de marché alors que le produit n'existe pas encore et que la technologie ETM est en cours de développement. Un aperçu de ce marché est néanmoins déterminant pour élaborer les objectifs, le contenu et la stratégie d'un programme de recherche. Peu d'études ont été publiées qui abordent ce thème. La plus pertinente est sans doute l'étude de la société américaine SAI (183) qui évalue globalement la puissance à installer dans la zone ETM entre 1990 et 2010 et imagine ensuite des scénarios de pénétration de ce marché par l'ETM. Cette étude évalue ce nouveau besoin à 580 000 MWe dans 67 pays et territoires (hors le continent américain, hors les dépendances des pays européens et hors les pays communistes). Elle imagine des scénarios de pénétration discutables et un peu a priori (60 000 MWe ETM soit 10 % du marché potentiel). Ce scénario à 60 GWe suppose que le kWh ETM (400 et 10 MWe) est dans la fourchette 6 - 15 US cents/kWh. L'investissement correspondant serait de 170 milliards \$ (1980) sur la période.

Une étude française récente (1984) réalisée pour l'IFREMER et non publiée, a cherché à classer les pays et territoires ETM potentiels (hors États-Unis et pays communistes) en fonction de deux critères :

- La "qualité" de leur ressource ETM qui est fonction de la différence de température, de la dimension de la ressource, de l'éloignement, et d'autres paramètres météo-océanographiques.

- Leur intérêt vis-à-vis de l'ETM en fonction de leur demande énergétique prévisionnelle et des sources d'énergie concurrentes. On suppose en particulier que la présence d'une ressource hydraulique à l'échelle d'un pays élimine l'ETM et que la géothermie est plus compétitive que l'ETM.

Cette étude axée sur l'ETM en dessous de 50 MWe unitaire n'a retenu que les 73 pays ou territoires ETM ayant une ressource à moins de 50 km des côtes (contre les 200 milles de la zone économique exclusive soit 370 km, retenus par SAI). Le besoin de puissance à installer d'ici 2010 est évalué à 230 000 MW pour ces 73 pays.

Si l'on sélectionne les pays ayant à la fois une ressource, bonne ou très bonne, et un intérêt, grand ou très grand, pour l'ETM, on trouve 20 pays avec un total de 30 000 MWe à installer. Si l'on rajoute les pays "moyens" ces chiffres passent à 40 pays (tableau a) où il y a 110 000 MW à installer. En se focalisant sur les 20 pays les plus favorables, l'étude définit un "marché enveloppe ETM" de 3 500 MW (sur 30 000 MW à installer) soit 120 centrales ETM de puissance unitaire inférieure à 50 MWe.

Pays ou territoires dans l'"orbite européenne" (1)	pays ou territoires du marché concurrentiel
Guadeloupe Martinique Nouvelle Calédonie Polynésie Française Grand Cayman Sainte-Lucie Grenadines Saint-Kitts et Nevis Saint-Vincent Curacao Aruba Jamaïque Maurice Seychelles Sri Lanka Trinidad et Tobago Bahamas Benin Togo Fiji Papouasie Nouvelle Guinée	Porto Rico Guam Iles Vierges Samoa (US) Trust territories Nauru Cuba Haïti République Dominicaine Maldives Philippines Indonésie Brésil Costa Rica Panama Colombie Mexique

Tableau - LES 40 "PAYS" ETM LES PLUS FAVORABLES (Etude française, 1984)

(1) SIGNATAIRES DE LA CONVENTION DE LOMÉ OU D'ETATS-MEMBRES

Sur les 40 pays les plus favorables à l'ETM, plus de la moitié sont des îles dans la sphère d'influence européenne, l'autre moitié, où se trouvent de grands pays ou des archipels comme le Mexique, le Brésil, la Colombie, les Philippines, l'Indonésie et le Costa Rica, sont dans le marché concurrentiel.

Ceci concerne le seul marché de l'électricité (unités de moins de 50 MWe). Mais, il ne faut pas oublier les autres débouchés ETM possibles dont il a été question précédemment. D'abord les sous-productions (eau douce, froid, aquaculture) susceptibles d'améliorer très sensiblement la rentabilité d'une installation ETM et donc d'augmenter le nombre de pays concernés. Ensuite les usines en mer de grande taille élaborant des produits chimiques comme le méthanol, l'ammoniac ou l'eau douce et qui pourraient appartenir à des pays européens (fig. 78 a, b, c, d).

2 - Diffusion de l'ETM : L'ETM est une innovation et il est utile de voir comment elle est susceptible de "diffuser" dans le marché potentiel évoqué précédemment : les aspects non financiers peuvent avoir autant d'importance que les aspects financiers. La vitesse de diffusion d'une innovation dépend très généralement de plusieurs facteurs.

PERSPECTIVES AMÉRICAINES

	<u>1st COMMERCIAL SCALE</u>
ELECTRIC POWER – U. S. ISLANDS (235-266 MW _e) ^a	\$900-1050
AMMONIA FERTILIZER & CHEMICAL (325 MW _e)	920-1070
ELECTRIC POWER – GULF COAST (217 MW _e)	980-1200
METHANOL – CHEMICAL MARKET (325 MW _e)	1000-1400
METHANOL – FUEL CELLS (325 MW _e)	1100-1500
UNLEADED GASOLINE, DIESEL FUEL, OR JET FUEL (325 MW _e)	> 1200
ALUMINUM (325 MW _e)	> 1400

^a ALL PLANTS ARE SAME PHYSICAL SIZE; POWER LEVEL DEPENDS ON AVAILABLE OCEAN TEMPERATURE DIFFERENCE

Fig. 78a – EVALUATION DU COÛT DE CENTRALES ETM INDUSTRIELLES
(source APL/JHL)

	ESTIMATED SIZE OF MARKET YEAR 2000	ASSUMED PENETRATION AS % OF MARKET (NO. OF 325 MW SHIPS)	ASSUMED PENETRATION VALUE BILLIONS \$'s/yr
1. GASOLINE, DIESEL FUEL & JET FUEL	150-170 Bgal	5 (108)	\$13.3-16.0
2. METHANOL – FUEL CELLS	3-3.1 trillion kWh	5 (105)	12.9-16.6
3. ELECTRIC POWER – ISLANDS	0.09-0.10 trillion kWh	20-40 (18)	3.2-7.2
4. AMMONIA – FERTILIZER & CHEMICAL	36-40 Mt	15-30 (32)	1.4-4.9
5. ELECTRIC POWER – GULF COAST	0.6-0.63 trillion kWh	5 (23)	2.5-3.3
6. ALUMINUM	7.5-8.0 Mt	7 (2)	0.8-1.1
7. METHANOL – CHEMICAL MARKET	3.5-3.8 Mt	15 (1)	0.13-0.18
	TOTAL	(289)	\$ 34.49B

ASSUMED ANNUAL REAL PRICE INFLATION 1980-2000:

1. 2%	4. 1.5% to 3.0%	6. 1.5% to 1.7%
2. 2%	5. 1.2% to 2%	7. 1.8% to 2.5%
3. 1.2% to 2.5%		

**Fig. 78b – MARCHÉ AMÉRICAIN POTENTIEL POUR DES PRODUITS DÉRIVÉS DE
L'ETM, APRES L'AN 2000 (\$ 1982)**

	1982 MARKET PRICE	2000 Est MARKET PRICE (1982 \$'s)	ESTIMATED ANNUAL REVENUE (1982 \$'s)
ALUMINUM (5.5 kWh/lb)	\$0.83-0.89/lb	\$1.11-1.35/lb	\$540-660 M
ELECTRIC POWER – U.S. ISLAND (266 MW _e) ^a	100-113 mills/kWh	127-191 mills/kWh	\$230-400 M
ELECTRIC POWER – GULF COAST (217 MW _e) ^a	65-71 mills/kWh	83-107 mills/kWh	\$150-190 M
METHANOL – FUEL CELLS	\$0.83-0.95/gal	83-107 mills/kWh	\$150-190 M
METHANOL – CHEMICAL & AUTOMOTIVE FUEL MARKET	\$0.83-0.95/gal	\$1.19-1.46/gal	\$130-160 M
GASOLINE, DIESEL FUEL OR JET FUEL	\$1.19-1.30/gal	\$1.20-1.50/gal	\$100-130 M
AMMONIA FERTILIZER & CHEMICAL	\$140-170/ton	\$260-400/ton	\$100-150 M

^a ENERGY PRODUCTS ARE BASED ON 325 MW_e SHIPS; MOORED VESSELS FOR ELECTRIC POWER ARE OF SAME PHYSICAL SIZE BUT OPERATE AT LOWER OCEAN TEMPERATURE DIFFERENCE

Fig. 78c – REVENU ATTENDU D'UNE PRODUCTION ETM A BORD D'UN NAVIRE

OTEC PRODUCT	1982 PRODUCT PRICE	OTEC VESSEL COST (1982 \$'s)	REVENUES (1987-2011)	NET CASH FLOW (1984-2011)	FINANCIAL MGT. RATE OF RETURN (REINVESTMENT RATES 15% & 15% % PER YR AFTER TAXES)
DELIVERED ELECTRIC POWER PUERTO RICO (54.4 MW _e "CONSERVATIVE CASE")	92 mills/kWh	\$326 million (6400/kW)	4.8 billion	1.1 billion	21%
DELIVERED ELECTRIC POWER PUERTO RICO (FIRST 266 MW _e)	92 mills/kWh	\$960 million (3600/kW)	35.7 billion	13.6 billion	22%
DELIVERED ELECTRIC POWER HAWAII (45.4 MW _e "CONSERVATIVE CASE")	92 mills/kWh	\$326 million (7200/kW)	4.2 billion	0.8 billion	20%
DELIVERED ELECTRIC POWER HAWAII FIRST 235 MW _e	92 mills/kWh	\$960 million (4100/kW)	31.6 billion	12.4 billion	21%
METHANOL (60 MW _e "CONSERVATIVE CASE")	\$295/ton or \$0.98/gal	\$348 million (2200/annual ton)	5.9 billion	913 million	19%
METHANOL (325 MW _e)	\$295/ton or \$0.98/gal	\$1,001 million (960/annual ton)	50.0 billion	18.6 billion	23%
AMMONIA 325 MW _e	\$260/ton	\$980 million (2600/annual ton)	18.1 billion	4.2 billion	16%

* ASSUMES 1982 TAX LAW PLUS EXTENSION OF BEIC BEYOND CURRENT 12/31/85 LIMITATION
** COMPETITIVE WHEN U.S. NATURAL GAS PRICES ARE DECONTROLLED

Fig. 78d – SCENARIO DE CASH-FLOW POUR DIFFERENTES HYPOTHESES

. Les avantages. Les avantages économiques éventuels de l'ETM dépendent de son coût et de celui du pétrole. Ce coût initial est un handicap pour l'ETM, particulièrement pour les PVD ayant des balances de paiement en difficulté. Par contre, les facteurs non économiques tels que l'impact sur l'environnement ou l'indépendance énergétique favorisent l'ETM. Il est cependant nécessaire que le système fasse la preuve de sa fiabilité pour que les utilisateurs potentiels s'y intéressent.

. La complexité. Même si l'ETM n'est pas très compliquée, le célèbre physicien américain Clarence Zener la qualifie d'ailleurs de "plomberie sophistiquée", elle peut être perçue comme telle du fait de la variété des techniques utilisées : thermique, génie océanique, sciences des matériaux. Il est cependant encourageant pour les utilisateurs potentiels des PVD que l'Inde s'y intéresse de près.

. Il sera difficile de convaincre des utilisateurs potentiels en faisant une expérience à échelle trop réduite. Il faudra donc accepter de prendre un certain risque au niveau des premières démonstrations, vu la taille requise (quelques MWe). Ce risque pourra être pris plus facilement par des pays industrialisés soutenu par des institutions financières internationales.

. La communicabilité d'une innovation correspond aux possibilités d'observation et de description aux autres de résultats de son utilisation. L'éloignement des sites ETM et la diversité des entités politiques concernées peuvent requièrent la communicabilité de l'ETM. Il serait probablement avantageux de concentrer ses efforts sur un seul pays. Les projets pilotes doivent contribuer à améliorer la communicabilité de l'ETM.

. Les incertitudes liées à l'ETM sont assez importantes : on citera la fiabilité, les coûts, la durée de vie. Ces facteurs, qui peuvent engendrer l'échec d'une démonstration, peuvent avoir un impact important sur l'économie de PVD en raison de l'importance du coût initial. Cette remarque très générale s'applique d'ailleurs à toutes les énergies renouvelables qui sont "capitalistiques" par nature : on "achète" à l'avance toute l'électricité qui sera produite, ce qui augmente le niveau du risque.

Nous voyons que les caractéristiques de l'ETM et les facteurs de diffusion de cette innovation ne sont pas très favorables au développement du marché de l'ETM. Il faudra réduire les incertitudes existantes dans les domaines critiques et améliorer les coûts de l'ETM pour que l'avantage économique apparaisse suffisamment pour décider les utilisateurs. Ceux-ci auront tendance à adopter des solutions ETM utilisant des technologies bien connues. Les concepts mettant l'accent sur les courbes d'apprentissage, la modularité et les petites tailles se diffuseront plus tôt que ceux mettant l'accent sur l'efficacité, la technologie et les économies d'échelle. Les projets de démonstration doivent viser à réduire l'incertitude des utilisateurs potentiels plutôt qu'à résoudre seulement des problèmes techniques. L'implication des utilisateurs, des fournisseurs et des agences internationales dans un projet pilote faciliteront la communication et constituent donc un facteur de succès.

3 - Développement de l'ETM : "barrières" et remèdes

Afin d'identifier les obstacles qui risquent de freiner le développement de l'ETM, il est utile de récapituler les motivations les plus courantes des acheteurs de centrales énergétiques. On peut les classer en quatre groupes :

Les motivations économiques et financières : montant total de l'investissement ; part de l'investissement en devises étrangères ; sortie de devises liées aux combustibles et à la main d'oeuvre ; financement extérieur par un organisme international et/ou le pays vendeur ; coût du kWh ; flux net de trésorerie sur la vie du projet.

Les motivations techniques : fiabilité des coûts et des performances annoncées ; robustesse et durée de vie de l'équipement ; connaissance d'expériences préalables ayant prouvé la fiabilité technique ; technicité de l'équipement ; facilité d'exploitation et d'entretien ; temps d'arrêt ; délai de construction.

Les motivations culturelles et sociales : préférence pour les projets intensifs en main d'oeuvre locale pendant la construction et pendant l'exploitation ; indépendance vis-à-vis des sources d'approvisionnement en combustible ; influence économique, financière, politique ou culturelle de certains pays.

Les motivations liées à l'environnement : impact à long terme ; respect des normes de pollution.

L'analyse des motivations fait apparaître un certain nombre de barrières au développement et à la commercialisation de l'ETM.

- Barrières technologiques. Nous avons vu que l'ETM est une technologie qui en est encore au stade des prototypes et du développement des composants. Les échangeurs et les turbines à l'échelle de "centrales commerciales" ne sont pas encore disponibles, mais des démonstrations à échelle réduite ont lieu. Le tuyau d'eau froide d'une centrale à terre est un redoutable problème technique aujourd'hui à l'étude. La durée de vie des ancrages et des câbles électriques pour des centrales flottantes pose encore un problème. L'incertitude sur les coûts d'exploitation et de maintenance conduit à une certaine réticence vis-à-vis de l'ETM, en l'absence d'une preuve expérimentale à échelle significative. Les estimations de coûts sont basées, dans le cas des grandes centrales, sur le coût de la huitième centrale installée pour tenir compte de l'apprentissage. Si plusieurs fournisseurs se disputent le marché avec des technologies différentes il faudra plusieurs dizaines de centrales avant que l'industrie n'atteigne le niveau de coût récurrent. Du point de vue de l'acheteur comme du fournisseur, les petites unités sont plus attrayantes dans la mesure où elles permettent de limiter le risque financier.

- Barrières économiques et financières. Les études économiques montrent en général que les décideurs ont tendance à choisir les alternatives les moins intensives en capital (diesel, charbon), ce qui permet de limiter le risque si les prévisions de demande d'électricité, de coût du combustible et d'inflation ne se réalisent pas. Les compagnies chercheront de plus à minimiser leur endettement ; en voulant mobiliser des capitaux pour l'ETM, elles rentreront inévitablement en compétition avec d'autres consommateurs de capitaux.

- Barrières spécifiques aux PVD. L'accès au marché des capitaux est devenu difficile pour beaucoup de PVD déjà lourdement endettés. Selon la "Chemical Bank" la demande de fonds pour le secteur énergétique des PVD se monterait à 350 milliards de \$ entre 1981 et 2000. Ces fonds devront venir du secteur bancaire mais pour cela il faudra que les co-financements entre banques commerciales et agences internationales soient de plus en plus fréquents. On remarquera l'attentisme actuel de la Banque Mondiale vis-à-vis de l'ETM qui à ses yeux n'a pas encore été démontrée. Les PVD recherchent plutôt des projets qui minimisent le montant des capitaux d'ailleurs de plus en plus difficiles à mobiliser, au profit de projets utilisant de la main d'oeuvre. En conclusion, nous voyons que la conjoncture actuelle ne favorise pas une perception positive de l'ETM par les PVD, tout en notant que plusieurs d'entre eux s'intéressent de très près à l'ETM.

- Remèdes

Un certain nombre d'actions peuvent être entreprises pour abaisser les barrières et créer des conditions plus favorables au développement et à la commercialisation de l'ETM (177) :

- . augmenter et améliorer les flux d'informations techniques et commerciales vers les institutions financières internationales.
- . Créer les structures d'un programme de développement de l'ETM impliquant les institutions financières internationales.
- . Identifier dans les PVD les industries capables de produire au moins une partie des équipements d'une centrale.
- . Mettre au point des programmes de formation sur l'ETM à l'attention des planificateurs de systèmes énergétiques dans les PVD.
- . Réaliser et diffuser des études techniques et économiques permettant de réduire les incertitudes liées à l'ETM.

CONCLUSIONS

. Au plan technique

La conversion de l'Energie Thermique des Mers offre de larges possibilités dans des domaines variés comme la production d'électricité, d'eau douce, de produits énergivores, voire la production d'aliments par l'aquaculture.

L'essentiel des recherches se sont axées jusqu'à présent sur la production d'électricité, dans la perspective de compétitivité avec les centrales électriques à fuel. La zone ETM couvre, grosso modo, le tiers de l'océan situé entre les tropiques, où la différence de température d'une vingtaine de degrés entre l'eau chaude de surface et l'eau froide profonde permet d'envisager le fonctionnement d'une machine thermique ETM. Une telle machine de rendement global faible est caractérisée :

- par des échangeurs de grande surface dans le cas du cycle fermé ou par une turbine à vapeur d'eau de grande dimension en cycle ouvert. Tous ces composants peuvent être modulaires.

- par des débits d'eau importants : 2 à 4 m³/s pour produire 1 MWe. D'où un tuyau de grand diamètre pour amener l'eau froide de 600 ou 1 000 m de profondeur.

- la puissance nette, en sortie centrale, représente 70 % de la puissance brute sur l'arbre de la turbine : les pertes proviennent essentiellement du pompage des eaux froide et chaude.

Dans le cas d'une centrale à terre le principal problème technique à résoudre est celui du tuyau d'eau froide qui fera 3 m de diamètre pour une centrale de 5 MW ou 10 m pour une centrale de 40 MW. Pour une centrale en mer se pose un problème d'ancrage profond et de câble électrique en suspension sous la barge.

Tous ces problèmes techniques peuvent aujourd'hui trouver des solutions. Plusieurs prototypes de centrales ont déjà fonctionné et la faisabilité technique de centrale ETM est aujourd'hui acquise bien que les techniques soient encore dans l'enfance.

. Au plan économique

La compétitivité de l'électricité ETM semble possible pour des centrales de puissance supérieure à 5 ou 10 MWe. Diverses études effectuées aux Etats-Unis, au Japon, aux Pays-Bas et en France l'ont démontré sur le papier. Encore faut-il que les coûts annoncés se confirment et que l'effet de taille se vérifie. A moyen terme, la compétitivité doit se faire par rapport à l'électricité-diesel pour les puissances de quelques dizaines de MWe. A plus long terme, et pour des puissances importantes (100 à 400 MWe), les études américaines annoncent une compétitivité par rapport au charbon et au nucléaire.

La compétitivité de l'électricité d'origine ETM suppose une hausse modérée des produits pétroliers, dont on sait aujourd'hui l'imprévisibilité. Les experts s'accordent, en 1985, pour voir, après une stagnation des prix du pétrole jusqu'en 1990, une croissance de 1 à 3 % par an.

Il apparaît qu'une production d'eau douce à partir de l'ETM se présenterait bien au plan économique même dans la conjoncture pétrolière déprimée d'aujourd'hui. Il n'est pas impossible, dans ces conditions, qu'une première réalisation industrielle en ETM soit une usine de dessalement d'un type nouveau.

. Au plan de la concurrence internationale

Les Etats-Unis ont dépensé 200 millions \$ sur l'ETM ces dix dernières années, principalement sur les échangeurs et sur les grandes centrales flottantes. Ils ont expérimenté avec succès deux prototypes dont un d'une puissance de 1 MW (mais sans turbine) et annoncent la réalisation d'une centrale pilote à terre de 40 MWe pour 1989 à Hawaï. On notera cependant que le rythme des dépenses de recherche s'est fortement ralenti sous l'Administration Reagan et qu'il est aujourd'hui inférieur à 10 millions \$ par an, mais que les investisseurs privés sont devenus plus audacieux.

Le Japon, qui a dépensé nettement moins d'argent pendant la même période, a expérimenté un pilote de 100 kW dans l'île de Nauru pendant neuf mois, ce succès devant être exploité à des fins d'exportation au niveau des centrales d'une dizaine de MWe. La réalisation d'un prototype de 1 à 10 MWe devrait d'ailleurs être annoncée en 1985.

La France, qui a inventé et développé l'ETM depuis plus d'un demi-siècle, est repartie dans un programme vigoureux qui vise à réaliser un pilote à terre de 5 MW dans l'île de Tahiti, d'ici 1989 et/ou une centrale de dessalement ETM.

Les Pays-Bas semblent avoir renoncé à la réalisation d'une centrale de 100 kW dans l'île de Bali en 1986. La Grande-Bretagne s'oriente vers l'étude et la réalisation d'une centrale flottante de 10 MWe pour 1990. D'autres pays enfin, comme l'Inde, s'intéressent activement à l'ETM et annoncent des réalisations d'ici 1990.

Comme on le voit, la compétition s'annonce rude s'agissant de centrales de prix unitaire élevé (quelques dizaines à quelques centaines de millions \$) et trois pays européens développent des programmes pour prendre pied sur ce marché futur.

. Au plan du marché potentiel

L'existence d'un marché suppose l'existence d'un produit qui lui-même est l'aboutissement d'un développement technologique. L'ETM en est encore au premier stade et doit acquérir la crédibilité technique par le biais de démonstrations techniques à échelle suffisante. Quatre vingt dix huit nations et territoires ont accès à la ressource ETM qui se trouve dans leur zone d'intérêt économique exclusive (200 milles). Les deux tiers sont des PVD, le tiers dépend de nations industrialisées principalement européennes. Beaucoup font partie de la Convention de Lomé. D'une manière plus générale, la majeure partie de l'océan tropical se trouve dans la zone internationale et le gisement ETM appartient donc aussi à l'Europe.

Le "marché-enveloppe" de l'électricité ETM "petite et moyenne puissance" pourrait être de 5 000 MWe d'ici 2010 correspondant à environ 150 centrales de puissance inférieure à 50 MW. Il est très difficile d'annoncer des chiffres pour les centrales de grande puissance (100 MW et plus), on notera qu'une loi signée par le Président Carter en 1980 avait fixé un objectif d'une production de 10 000 MW ETM pour les Etats-Unis, avant l'an 2000.

Le développement du marché des grandes puissances passe par celui des petites et moyennes puissances donc par la démonstration de la viabilité de l'ETM en dessous de 50 MW. Il ne faut pas négliger l'effort à accomplir pour vaincre les freins au développement commercial de cette énergie capitalistique, le marché n'étant pas aujourd'hui révélé.

. Au plan des compétences industrielles mises en jeu

On remarquera que l'ETM fait appel à des technologies très diverses au secteur de l'industrie lourde comme la construction navale, la chaudronnerie lourde, les techniques offshore, la construction électrique. L'Europe est à cet égard bien placée et ces secteurs subissent aujourd'hui une crise sans précédent. De plus l'ETM, audacieuse par le rassemblement de composants directement extrapolés de secteurs traditionnels -ce qui suppose une compétence forte en ingénierie générale- offre un très large champ à l'application de techniques nouvelles. Par exemple dans l'usage de matériaux composites, où l'avance européenne n'est pas encore grignotée par les nouveaux pays industriels. Une amélioration des coûts passera certainement par un gros effort d'imagination et l'utilisation de techniques nouvelles, même si les prototypes et les premières démonstrations utiliseront des techniques classiques dérivées de l'industrie énergétique, de la construction navale et de l'offshore pétrolier, techniques se prêtant bien à des transferts de technologie activement recherchés par certains pays en développement de la zone ETM.

BIBLIOGRAPHIE

L'historique

- 1 D'ARSONVAL A. - La Revue Scientifique, 3e série, 1ere année, n° 12, p. 370-372, 17 septembre 1881.
- 2 CLAUDE G. et BOUCHEROT F. - C. R. Acad. Sc. Paris p. 1491-1495, seance du 4 juin 1928.
- 3 CLAUDE G. - C.R. Acad.Sc. Paris, Tome 191, 19, p. 810-813, séance du 10 novembre 1980.
- 4 CLAUDE G. - C.R. Acad.Sc. Paris, 199, 5, p. 329-334, séance du 30 Juillet 1934.
- 5 CLAUDE G. - C.R. Acad.Sc. Paris, 200, 12, p. 993-999, séance du 18 mars 1935.
- 6 MARCHAND Ph. - "L'Energie Thermique des Mers", La Recherche, n° 105, novembre 1979.
- 7 BEAU C. - "L'Energie Thermique des Mers" dans "Technique de la chaleur et autres formes d'énergie", n° 88, chap. II, N° 16, 1er trimestre 1958.
- 8 NIZERY A. et NISOLLE L. "Où en est l'Energie Thermique des Mers ?", Revue de l'Energie, mai-juin 1949.
- 9 BAU C. "Utilisation de l'Energie Thermique des Mers - Rapport général", in "les Energies de la Mer" CR des 4èmes Journées de l'Hydraulique, Paris juin 1956, "La Houille Blanche", 1957, 11, p. 685-694.
- 10 Archives de la Société Energie des Mers, "Etude d'un projet de centrale maréthermique à la Guadeloupe", EDF, Région d'Equipement Thermique 11, 31 mars 1959.
- 11 DARIC G. "Schéma de fonctionnement d'une centrale sous-marine équi-pression à fluide auxiliaire", (9), p. 694-701.
- 12 "Energy from the Ocean" - Report for the Committee on Science and Technology, US-House of Representatives, 95th Congress - Serial CC - p. 25-80 - April 1978.
- 13 "Proceedings, 3rd Workshop on OTEC" - Houston, (Texas) 1975, GORDON L. DUGGER, Editor.
- 14 HAGEN A., "Thermal Energy from the Sea", Noyes data Corporation, London, 1975.

PREMIERE PARTIE

- Ressources et sites

- 15 NEWMAN G. and PIERSON W.J. "Principle of Oceanography".
- 16 LACOMBE H. "Les transits et échanges d'énergie à travers la surface marine, moteurs essentiels des océans et des mers", paru dans Science, Tome I, n° 6, p. 325-355, 1970.

- 17 IVANOFF A. "Introduction a l'Océanographie" - Tome 2, 1975.
- 18 VON ARX, WILLIAMS, "Energy : Natural Limits and Abundances", p. 8-9, OCEANUS, V. 17, été 1974.
- 19 WOLFF W., HUBERT W., WOLFF P., "OTEC WORLD THERMAL RESOURCE", 6th OTEC Conference, Washington D.C. 1979, p.13.5.3.
- 20 MILLER A. "A preliminary comparative study of historical sea surface temperature at potential OTEC sites", 5th OTEC conférence, Miami Beach, 1978, p. III 223,

- Cycle fermé

- 21 COFFAY B. and HORAZAK D.A. - "Selection of OTEC candidate working fluids based on power system costs", 7th Ocean Energy Conference, p. Washington DC. 1980, 7.2-1 - 7.2-14.
- 22 DOUGLASS Robert H. "Ocean Thermal Energy Conversion" chapitre 20, p. 877-906, in "Handbook of Energy". Ed. R.A. MEYERS, WILEY and Sons, New-York 1983.
- 23 PUERTOLLANO AZUCENA A. "Evaluation thermodynamique des cycles utilisables pour l'exploitation de l'ETM" - rapport préparé au CNEXO/COB pour l'Université de Paris VII - 1983.
- 24 HILLIS David and THOMAS A. "Test and development program for closed-cycle OTEC head exchangers" - Oceans'81 Conf., Boston, (Mass), Septembre 1981.
- 25 PANCHAL C., HILLIS D., and al. "Heat Exchanger tests at Argonne National Laboratory" - 8th Ocean Energy Conf., Washington D.C. 1981.
- 26 OWENS, W.L. "Correlations of thin film evaporation heat transfert coefficients for horizontal tubes" - 5th OTEC Conf. Miami Beach, 1978, pp VI-71-87 - 1978.
- 27 HOMMA T. and KAMOGAWA H. "Conceptual design and Economic evaluation on OTEC Power Plants in Japan". 5th OTEC Conf. Miami Beach, 1978, p. V 91-116.
- 28 LEWIS L.G. and SATHER N.F. "OTEC performance tests of the Union Carbide flooded-bundle evaporation" rapport ANL/OTEC-PS-1, Decembre 1978.
- 29 HILLIS D. and LORENZ J. and al. "OTEC performance tests of the Union Carbide Sprayed-bundle evaporator" rapport ANL/OTEC-PS-3, May 1979.
- 30 YUNG D., HILLIS D. and al. "OTEC performance tests of the Union Carbide enhanced-tube condenser" rapport ANL/OTEC-PS-2, May 1979.
- 31 LORENZ J., YUNG D., "OTEC performance tests of the Carnegie-Mellon University vertical fluted-tube evaporator" rapport ANL/OTEC - PS-5, July 1979.
- 32 LEWIS, SATHER N. "OTEC performance tests of the Carnegie Mellon University vertical fluted-tube condenser" rapport ANL/OTEC - PS-4, May 1979.

- 33 KAJIKAWA T. "Status of OTEC R & D activities in sunshine project" in Ocean Energy Workshop. Washington D.C. 1982, p. 35-55.
- 34 BERNDT, T and CONNELL J.W. "Plate Heat Exchangers for OTEC", 5th OTEC Conf. Miami Beach, 1978. p. VI 288-320.
- 35 NAEF F. and BURWELL D. "Mini-OTEC Results" 7th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1980.
- 36 DELLINGER T. FORNEY D. and al. "The sea solar power compact heat exchanger - Test results". 7th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1980.
- 37 PANCHAL C. and MILLIS D., "OTEC performance tests of the TRANE plate-fin heat Exchanger" rapport ANL/OTEC-PS-7, April 1981.
- 38 RICHARDS, D. and PERINI L.L., "OTEC pilot plant heat engine", Offshore Technology Conf., OTC 3592, Houston (Texas) 1979, p. 2949-2056.
- 39 YUNG D., LORENZ J., "OTEC performance tests of the John Hopkins University Applied Physics Laboratory, JHU/APL, folded-tube heat Exchanger" - rapport ANL/OTEC - PS-9 1982 .

- Cycle ouvert

- 40 BHARATHAN D., KREITH F. (SERI), "On overview of Heat and Mass Transfert in Open Cycle OTEC Systems" presented at "ASME-JSME Thermal Engineering Joint Conference" Honolulu (Hawaï), 1983.
- 41 KABAS T. and Wittig M. "OTEC - 100 Mwe alternate power systems study". 6th OTEC Conf. Washington D.C. 1979, p. 9.1.1 à 9.1.15.
- 42 MARCHAND Ph. "The french OTEC program" 6th OTEC Conf. Washington D.C. 1979, p. 3.2.1 - 3.2.6.
- 43 POUX J., REY M., "Open cycle Sea Water Evaporation and gas stripping studies". 7th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1980.
- 44 MARCHAND Ph. "Recent French work in the area of OTEC systems". 7th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1980.
- 45 NIZÉRY A. et NISOLLE L. "Etude sur l'Energie thermique des mers", communication à la Société des Ingénieurs Civils de France, 1947.
- 46 NISOLLE L. "Rapports sur les essais d'auto-évaporation", Archives de la Société EDM, 1947.
- 47 PENNEY T. and SHILPUK B. "An overview and recent progress on open-cycle OTEC power systems" 8th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1981, p. 271-275.
- 48 COLEMAN W., ROGERS J. and al. "Design and Development of an open cycle OTEC turbine with particular emphasis on mechanical design aspects of rotor blades" 8th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1981, p. 277-290.

- 49 Projet Abidjan, Exposé d'ensemble du projet, Archives Société Energie des Mers - 1955.
- 50 SALLE M. et CAPESTAN A., "Travaux anciens et recents sur l'énergie thermique des mers" in "Les Energies de la Mer", C.R. des "4èmes Journées de l'Hydraulique" Paris, juin 1956 - la Houille Blanche 1957. II. p. 702-711.
- 51 BEAU Ch. "Rapport general sur l'ETM" p. 685-693 dans réf. 50.
- 52 LARSEN-BASSE Jo, "OTEC biofouling and corrosion studies : results from the first year of operation of the seacoast test facility", "Ocean Energy Workshop", MTS 1982, p.65-74.
- 53 LEWIS O. "Biofouling countermeasure evaluations for OTEC heat exchangers" 8th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1980, p. 379-387.
- 54 SASSCER D. and MORGAN T. an al. "Microbiofouling of aluminium and titanium OTEC evaporator tubes at a potential OTEC site - Puerto Rico" 8th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1980, p. 403-408.
- 55 LEMOINE L. et ANTOINE E. "Corrosion et salissures marines : principaux effets sur la centrale ETM" - Rapport interne CNEXO-FRANCE, Mars 1980.
- 56 FERA P. "Etude du développement du voile biologique sur différents matériaux dans l'anse de Ste Anne du Portzic", Rapport DEA, Université de Bretagne Occidentale, juin 1981.
- 57 Seminaire ETM-site-brest, 27-29 sept.1983 - rapport interne CNEXO.
- 58 HOSHIDE K.K. an al. "OTEC 1 test operations experience final report" - ETEC 82-19, for DOE, July 1983.
- 59 LITTLE B., MORSE J. and al. "A biofouling and corrosion study of OTEC heat exchanger candidate metals. 6th OTEC Conf. Washington D.C. 1979, II. p. 12, 13-1/9.
- 60 PANDOLFINI P. AVERY W. and al "Experiment on ultrasonic cleaning of a shell-less folded-aluminium-tube, OTEC heat exchanger" 6th OTEC conf. Washington D.C. 1979, II. p. 12.18-1/6.
- 61 ROSALES L., DVORAK C and al. "Materials selection for OTEC heat exchangers". 5th OTEC conf. Miami Beach 1978, p. VIII - 231 - 264
- Comparaison CO/CF
- 62 BARTONE, L.M.Jr (1978) "Alternative Power System for extracting energy from the ocean : A comparison of three Concepts" 5th OTEC conf., Miami Beach, 1978 p. VII 68-105.
- 63 PUERTOLLANO A. "Evaluation thermodynamique des cycles utilisables pour l'exploitation de l'ETM" - rapport de stage CNEXO-Université PARIS VII, 1983.
- 64 COLEMAN W. "Westinghouse OTEC power system" in "OTEC", vol. N°6 "ENERGY" - The international journal - June 1980 - Pergamon.

- Autres cycles

- 65 BARTONE L.M. "Alternative power systems for extracting energy from the ocean : a comparison of three concepts", 5th OTEC conf. Miami Beach, 1978, Vol. III, p. VII-68-108 .
- 66 ZENER C. and al. "Foam Solar Sea Power Plant", Science, 1975, 189, p. 294-295.
- 67 ZENER C. and al. "Recent developments in the foam OTEC system" 6th OTEC conf., Washington D.C. 1979, Vol I, p. 9.2-1.
- 68 CHARWAT A.F. and RIDGWAY S.L. "The mist lift OTEC cycle". Energy, vol. 5, June 1980, p. 511-524, Pergamon-London.
- 69 CHEN F.C. et MICHEL J.W. "Development of OTEC lift cycles". 7th OTEC conf. - p. 16-2.1, 1980.
- 70 "The thermoelectric OTEC concept : a technology worth watching" p. 6, Solar Ocean Energy Liaison - Chicago 60605, May 1980.
- 71 KAJIKAWA J. and al. "Feasibility study on thermoelectric OTEC at ETL". 8th Ocean Energy conf. Washington D.C. 1981, p. 253-267
- 72 JAYADEV T. "Thermoelectric OTEC". 6th OTEC conf. Washington D.C., 1979, p. 9-10-1/10.

- Centrales flottantes

- 73 VADUS J. and al. "OTEC : ocean engineering" presented at "The Joint Panamerican Congress on Ocean Engineering" Mexico 20,23 oct. 1980.
- 74 VAN DER POT B. "OTEC large systems construction techniques". 7th Ocean Energy conf.
- 75 DEUHLER W. and al. "Conceptual designs of a 100 and 400 MW large-scale OTEC platform. Ocean Energy workshop MTS, Washington D.C. 1982,
- 76 GIANNOTTI and associates, Inc. "SPARTEC 400 Spar thermal energy conversion system concept for 400 MW commercial plant" report for NOAA, June 1980.
- 77 GIANNOTTI and associates, Inc. "Spar-Semisubmersible multiple Anchor for thermal energy conversion 400 MW", NOAA, October 1980.
- 78 LACROIX R. "Energie thermique des mers, état des études de structures et de matériaux" - p. 233-234, "Navires, Ports et chantiers" avril 1981.
- 79 DOUGLASS R. and al "Systems aspect of OTEC" Journal of Hydro-nautics, vol. 12, N°1, January 1978, p. 18-23.
- 80 HOMMA H, KAMOGAWA H. and al. "Design considerations on 100 Mwe commercial scale OTEC power plant". 6th OTEC Conf.". Washington D.C., 1979.

- 81 ROSS J. and al. "OTEC moving system development : recent accomplishments". 8th Ocean energy conf. Washington D.C. 1981, p.85-93
- 82 GRIFFIN A. "Baseline designs for 3 OTEC cold water pipes". 7th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1980.
- 83 HOVE D. "OTEC CWP baseline designs". 7th OTEC conf. Washington D.C. 1980.
- 84 KALVAITIS A. and al. "At sea test of a large OTEC pipe", Conf. MTS Oceans 83, San Francisco 1983.
- 85 GERSHUNOV E. and al. "Analysis of the up-ending problem of OTEC 1 cold water pipe". 8th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1981. p.991-996,
- 86 DOUGLASS, "OTEC" in "Handbook of Energy". Ed. R.A. MEYERS, John WILEY and Sons - New York 1983.
- 87 AVERY W.H. "OTEC status and prospects" MTS journal, April-May 1978.
- 88 Richards D. "OTEC produced ammonia, an alternative fuel" 8th Ocean Energy conf. Washington D.C. 1981, p.665-673.
- 89 Richards W. "Ocean Energy technology program", Oceans 83 MTS conf. San Francisco 1983.
- 90 SNYDER J. and DOUGLASS R. "Prospects for OTEC Energy Utilization" presented, "STak symposium", San Francisco 1977.
- 91 Malcom S. Jones, and al. "Aluminium Industry applications for OTEC", 7th Ocean Energy Conf. 1980.
- 92 AVERY W. and RICHARDS D. "OTEC Methanol" p. 158-175, "Ocean Energy Workshop", MTS Conf. Washington 1982.
- 93 AVERY W. and RICHARDS D. "Design of a 160 MW OTEC plantship for production of methanol", Oceans'83 - San Francisco 1983.
- 94 COFFAY B. and al. "A new and viable OTEC application", 8th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1981.

- Centrales à terre

- 95 MARCHAND Philippe "Status of the French OTEC program", Ocean Energy Workshop, Oceans'82, MTS conf. Washington D.C. 1982.
- 96 Séminaire ETM Site, Sept. 1983 - CNEOX.
- 97 HAGERMAN G., "Hydrodynamic loading of slope-mounted OTEC pipelines : a review of offshore design experience and model test data requirements" Ocean Energy Workshop 1982.
- 98 MARCHAND Ph., "Recent French Work in the area of OTEC systems" 7th Ocean Energy conf. Washington D.C. 1980.
- 99 THIENNOT R. "L'ETM : les centrales à cycle fermé", la Houille Blanche, n° 4/5 - 1981.

- 100 Mac DERMOTT and GIANNOTTI Associates "Conceptual design study cold water pipe systems for shelf-mounted OTEC powerplants", Final report, Feb.1981 - DOE.
- 101 PARISOT A. "Construction de l'émissaire sous-marin d'Ipanéma", "La Houille Blanche". 1977.
- 102 EUROCEAN "Living from the Ocean", Eurocean ODA Study, March 1980.
- 103 EMPAIN-SCHNEIDER/CNEXO "ETM : centrales à terre de petites et moyennes puissances à cycle fermé" - rapport préparé pour l'ONU, mai 1980.
- 104 JAFFO J. "OTEC power for HAWAI", Ocean Energy Workshop, MTS conf. 1982.
- 105 LESSARD D. "The Tower-based OTEC design for Hawai" Ocean Energy Workshop, MTS conf. 1982 - Washington D.C.
- 106 Mac DERMOTT and GIANNOTTI associates "Feasibility of a hybrid OTEC platform" - final report for DOE - July 1980.
- 107 GREEN W. and al. (Mac Dermott) "Hybrid OTEC plants - an assessment of feasibility. 7th Ocean Energy conf. Washington D.C. 1980.
- 108 MARCHAND Ph. "Les remontées d'eaux profondes", "Biomasse Actualité" numéro spécial n° 3, mai 1983.
- 109 ROELS O. and al. "Potential mariculture yield of sea thermal power plants", 4th OTEC conf. New Orleans, 1977.
- 110 SGTE et FRANCE-AQUACULTURE - "Etude de valorisation de l'énergie thermique de l'Océan" pour le Ministère des Mines de la Côte-d'Ivoire, 1981.
- 111 KAMOGAWA H. and al. "A feasibility study of the OTEC complex for island applications" 8th Ocean Energy conf. Washington D.C. 1981.
- 112 Jones MALCOM and al. "OTEC and island industry synergy - The Sainte-Croix case". 8th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1981, p. 633-642.
- 113 HOGGON and JANSON "Small-scale OTEC applications", p. 155-159, 8th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1981.
- 114 REY M. et LAURO F. "Utilisation de l'énergie thermique des mers pour le dessalement" - congrès IDEA - Bahrain - déc. 1981.
- 115 KANJI Ahe and al. "Pumping of low temperature deep-sea water for cooling of facilities on land", presented at "Oceans'83", San Francisco, Septembre 83.

- Environment

- 116 NOAA "Draft environmental impact statement for commercial OTEC licencing", environ 300 p., environ 200 références, March 1981.

- 117 BATHEN R. "A further evaluation of the oceanographic conditions found off Keahole Point, Hawai'i, and the environmental impact of nearshore OTEC plants on subtropical waters", 4th OTEC conf. New Orleans, 1977.
- 118 MARTIN P.J. and ROBERTS G. "An estimate of the impact of OTEC operations on the vertical distribution of heat in the gulf of Mexico". 4th OTEC conf. New Orleans 1977.
- 119 NOAA "OTEC report to congress : F.Y. 1982, PL. 96-326", March 1983.

DEUXIEME PARTIE

- ETATS UNIS

- 120 ERDA "National Solar Energy Research, Development and Demonstration Program", 60 p., Definition report, ERDA 49 - Division of Solar Energy, June 1975.
- 121 RICHARDS W.E. "Ocean Energy Technology Program". Oceans'83, MTS Conf. San Francisco, 1983.
- 122 RICHARDS W.E. "Ocean Energy program Overview", Oceans'79, MTS conf. 1979.
- 123 EUROCEAN "Report of the Eurocean Marine Energy Study Group on the present and futur possibilities of Energy Productions from Marine Sources". Part one-1, vol. 1, Synthesis report, Monaco, April 1978.
- 124 BARNES E. J. and al. "Conceptual design of an OTEC power system using modular heat exchangers", 5th OTEC conf. Miami 1978, tome 2, p. V 1-18,.
- 125 WESTINGHOUSE "100 MWe OTEC alternate power systems" - Final report March 5, 1979.
- 126 DOUGLASS R.H. and al. "Systems aspect of OTEC", Journal of Hydronautics, Vol. 12, n° 1 January 1978, p. 18-23.
- 127 AVERY W.H. "Ocean Thermal Energy, Status and Prospects" in MTS journal, Vol. 12, n° 2, April-May 1978.
- 128 Trimble Lyold C. "Engineering Aspects of OTEC systems", presented at STAR Symposium, The Society of Naval Architects and Marine Engineers, San Francisco, May 25-27, 1977
- 129 VADUS J. and TAYLOR b. "OTEC installations on steep slopes : an At-Sea experiment", presented at "Oceanology International Conference", Brighton, England, March 6-9, 1984.
- 130 FRANK A. McHALL and al. "Deployment and operation of the 50 KW Mini-OTEC plant, OTEC conf, Houston, 1980.
- 131 Trimble L.C. and al "Mini-OTEC Test Results", 7th Ocean Energy Conf. Washington D.C., 1980.
- 132 ETEC, (HOSHIDE R.K. and al.), "OTEC 1, test Operations Experience, Final report ETEC 82-19" July 15, 1983 (330 pages).
- 133 CASTELLANO C. "Overall OTEC-1 - Status and Accomplishments", 8th Ocean Energy conf. Washington D.C. 1981, p. 971-976.

- 134 LORENZ J.J. and al "Analysis of the Up-Ending Problem of OTEC 1 cold water pipe". 8th Ocean Energy Conf. Washington D.C.1981, p. 991-996
- 136 Public Law 96-320, Aug.3, 1980, 96th congress, USA.
- 137 Public Law 96-310, July 17, 1980, 96th congress, USA.
- 138 NORLING R.D. "OTEC : the government framework for development". Ocean Energy Workshop - MTS conf. 1982.
- 139 EVANS J. FRANCIS and al. "OTEC, Status or potential of private funding". Ocean Energy Workshop - MTS 1982.
- 140 Solar Ocean Energy Liaison, vol. 7, n° 1, January 1983.

- JAPON

- 141 T. HOMMA, H. KAMOGAWA, S. NAGASAKI, H. UEHARA, T. TERAMOTO and T. KAJIKAWA "Design considerations on 100 MWe commercial scale OTEC power plant and a 1 MWe class engineering test plant.
- 142 H. UEHARA and al. "The test of OTEC plant in IMARI bay" p. 803-808, 8th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1981.
- 143 GEORGHIOU, Glyn FORD, Michael GIBBONS, Glyn JONES (from Manchester University) " Japanese new technology - Creating future marine industries", 1983 Butterworth and Co (Publishers) Ltd.
- 144 T.KAJIKAWA "Status of R and D activities in Sunshine Project" p.35-35. Ocean Energy Workshop - MTS 1982.
- 145 H.KAMOGAWA "OTEC Research in Japan" p. 481-493 in volume 5, n° 6, "OTEC". "Energy" the international journal, June 1980, Pergamon press.
- 146 "JAPAN'S sunshine project", Summary of comprehensive research, p. 3-25 (ed. 1982) ; p. 3-30 (éd 1983).
- 147 T. KAJIKAWA and T. AGAWA" characteristic of low temperature difference power generation systems" Electrical Engineering in Japan, vol 98, n°5, 1976.
- 148 T. KAJIKAWA and H. TAKAZAWA, M. MIZUKI "Heat transfer performance of metal fiber sintered surfaces", in heat transfer engineering, vol. 4 n° 1 Jan-Mar 1983. Hemisphere Publishing Corporation.
- 149 T. MITSUI, F. ITO, Y. SEYA, Y. NAKAMOTO "Outline of the 100 KW OTEC pilot plant in the Republic of NAURU" IEEE/PES 1983 Winter Meeting, New York, Jan.30-Feb.4, 1983.
- 150 F.IKO, Y. SEYA "Present situation and future outlook of OTEC power generation" Nov. 1982, document TEPSCO, TOKYO.
- 151 H. KATO, K. YAMANE "A design of 100 Kw thermo-electric OTEC experimental Power Plant", p.259-270 in (142).
- 152 S. ISO, Y. YAMASHITA, T. SHIMOGO and K. YOSHIDA "A study on dynamical Behavior of 1 MW OTEC cwp in Japan" p. 61-68 in (142).

- 153 Revue "Solar Ocean Energy Liaison" Chicago 60605, Sept. 81, Oct. 1981, Nov. 1981, Apr. 1982, July 1982, Apr. 1983, June. 1983.

- PAYS-BAS

- 154 BART VAN DER POT "OTEC large systems construction techniques", 7th Ocean Energy Conf. Washington D.C., 1980. p. 11 D/6.
- 155 P.D.B. VAN STRATTEN "OTEC in the Netherland", IEA, Ocean Energy System, Working Party, Paris, Sept. 29, 1981.
- 156 BART VAN DER POT et KOOS VAN NIEKERK "OTEC activities by the Netherlands" presented at Oceans'83, MTS/IEE conference, San Francisco, 1983.

- FRANCE

- 157 Ph. MARCHAND "Travaux Français sur l'Energie Thermique des Mers", la Houille Blanche n° 4/5, 1981, Paris.
- 158 K. THIENNOT "Energie Thermique des Mers : les centrales à cycle thermodynamique ferme", la Houille Blanche n° 4/5, 1981.
- 159 M.F. GAUTHIER et J. ZAOUÏ, "Problèmes hydrauliques posés par les centrales ETM à cycle direct au large" - la Houille Blanche, n° 4/5 1981.
- 160 Ph. MARCHAND, "Recent French OTEC work in the area of OTEC systems", 7th Ocean Energy conf. Washington D.C., 1980.
- 161 Ph. MARCHAND, "Overview on the French OTEC program in 1983", Oceans'83, San Francisco, 1983.
- 161 bis VILAIN R.H., MIQUEL ELCANG J.P., VITALIS A., MATHIEU F. "Studies of cold water installation for OTEC pilot plant in Tahiti", Oceans 84 MTS conf. Washington D.C., 1984.
- 161 ter FREMER, "The french otec project in Tahiti, preliminary results of the site environment study", Oceans 84 MTS conf., Washington D.C., 1984.

- GRANDE BRETAGNE

- 162 "OTEC" Marine Technology Brief Number 1, 59 pages, PREST, Manchester University, April 1983.
- 163 J.G. FORD and A.H. TORS "Tropical Island Applications for OTEC" Proceedings of the 3rd Int.Conf. on Energy for rural and Island Communities, INVERNESS, Scotland, Sept. 1983.
- 164 A. TORS and G. FORD "OTEC for Island Applications" Conf. on Energy Options - IEE - London, 3/4 April 1984.
- 164 G.FORD and al. "Ocean Thermal Energy Conversion"- IEE, vol. 130, Pt A, n°2, March 1983, p.93-100.
- 166 D.E. LENNARD "OTEC, progress and prospects". Conf. on Energy Options - IEE - London, 3/4 April 1984.

- Autres pays

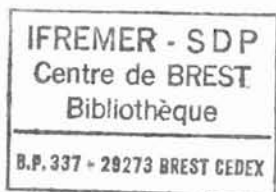
- 167 Communication personnelle, Ph. MARCHAND, mission en Inde, mars 1984.
- 168 "India, the Energy Scene", 12th congress of the World Energy conf. New Delhi, 1983.
- 169 KAVINDRAN M. "Ocean Energy". Symposium on Ocean Technology Development, IIT Madras, 1984.
- 170 GROBMAN WEN LIN, T. LEE, "OTEC Technology development program in Taiwan", Oceans 83 conference, Washington D.C., 1983.
- 171 Communication personnelle - mission Ph. MARCHAND à Taïwan, 1981.
- 172 BERNDT T. and HOGBOM T. "The 1 MWe OTEC pilot plant in Jamaica", Oceans 83 conference.
- 173 "OTEC : what's Jamaica doing ?" - The Sunday Gleaner, January 15, 1984, Kingstown.

TROISIEME PARTIE- Economie

- 174 Rand Corporation, E. GRITTON, R. HESS, R. PEI, "Projected engineering Cost Estimates for an Ocean thermal energy conversion (OTEC) central station". 8th Ocean Energy Conf. Washington D.C. 1981.
- 175 ONU, "Rapport du groupe technique de l'énergie marine", 2ème session préparatoire à la conférence de Nairobi, A/CONF. 100/PC/25, 27/1/1981.
- 176 EDF, "Le taux d'actualisation : principe et pratique" Paris, juillet 1978.
- 177 R.T. PONT "Modelling the competitiveness of first generation commercial OTEC power plant" in "Energy", vol.5 p. 539-549, Pergamon Press Ltd 1980, London.
- 178 G.H. LAVI "Issues in OTEC Commercialisation" in "Energy", Vol.5 p.551 a 561, Pergamon Press Ltd 1980, London.
- 179 R.DOUGLAS "OTEC", chap.20, "Handbook of Energy and economics", Ed. R.A. MEYERS, WILEY and sons, New York, 1983.
- 180 R. Manley (Mitre Co.) "An estimate of OTEC costs and electric market potential". 8th Ocean Energy Conf. Washington D.C., 1981.
- 181 E. FRANCIS (APL/JHL) "OTEC, Status and potential of private funding" in Oceans'82, Ocean Energy Workshop, MTS conf., 1982.
- 182 COFFAY B and al. "A new and viable OTEC application". 8th Ocean Energy Conf. Washington D.C., 1981.
- 183 L.DUNBAR (SAI, Sciences Applications, Inc.) "Market potential for OTEC in developing nations". 8th Ocean Energy Conf. Washington D.C., 1981.

* *





Reproduit par INSTAPRINT S.A.
264-268, rue d'Entraigues - B.P. 5927 - 37059 TOURS CEDEX
Tél. 47 38 16 04

Dépôt légal 2ème trimestre 1986

OUVRAGES de l'IFREMER

OBJECTIF MER. UNIVERSITÉ PARIS I - PANTHÉON SORBONNE (1984)	396 p.	150 F
PEUPELEMENTS PROFONDS DU GOLFE DE GASCOGNE. L. LAUBIER, Cl. MONNIOT (1985)	630 p.	400 F
MANUEL DES ANALYSES CHIMIQUES EN MILIEU MARIN. A. AMINOT, M. CHAUSSEPIED (1983)	408 p.	180 F
AMOCO CADIZ. CONSÉQUENCES D'UNE POLLUTION ACCIDENTELLE PAR LES HYDROCARBURES (1981)	900 p.	120 F
NAISSANCE D'UN OCÉAN - CYAMEX (1980)	photos couleurs	88 p. 150 F
ÉVALUATION DES STOCKS EXPLOITÉS, techniques des pêches (1971)	348 p.	100 F
TECHNIQUES DE PÊCHE. Cl. NEDELEC, M. PORTIER, J. PRADO (1981)	146 p.	140 F
LE RAMENDAGE DES FILETS DE PÊCHE. L. LIBERT, A. MAUCORPS (1984)	88 p.	25.50 F
LE POISSON EN FILETS ET EN TRANCHES. J. COLLIGNON, G. DORER, F. JACQUES (1984)	64 p.	50 F
LA FLOTTE DE PÊCHE FRANÇAISE, 1945-1983. Politiques et réalités, E. MEURIOT (1984)	188 p.	120 F
LA CONCHYLICULTURE FRANÇAISE - sous la direction de L. MARTEIL - 3 volumes (1974-1979)		145 F
INVENTAIRE DES SECTEURS CONCHYLICOLES DU LITTORAL FRANÇAIS - cartes 150.000 (1984)		1 400 F
CATALOGUE ÉLECTROPHORÉTIQUE DES POISSONS COMMERCIAUX (1985)		220 F
MÉCANIQUES DES SOLS EN MER PROFONDE (1977)	pag. mult.	320 F
CATALOGUE DE L'INSTRUMENTATION OCÉANOGRAPHIQUE FRANÇAISE. - sous la direction de P. JUHEL (1985)	124 p. — Version anglaise 18 \$	Version française 120 F

L'ÉNERGIE THERMIQUE DES MERS

Ph. Marchand

L'Océan présente un potentiel considérable d'énergie renouvelable. Dans ce domaine, l'énergie thermique des mers (ETM) apparaît très riche de promesses. C'est une idée française : elle est due à d'Arsonval (1881). Les travaux de G. Claude et P. Boucherat (1928-1934), les projets d'Abidjan (1940-1956) et de la Guadeloupe (1958) essaieront de la matérialiser. Depuis les années 60, ce sont surtout les Américains et les Japonais qui développent les recherches. La France a repris ses projets à partir de 1978, de même que certains pays d'Europe.

Cet ouvrage expose les caractéristiques de l'ETM et fixe les ordres de grandeur qui permettent de dimensionner les composants d'une centrale. Il rend compte des recherches menées dans différents pays pour maîtriser la technologie ETM : aux États-Unis, au Japon, en Grande-Bretagne, en Suède, en France et, plus récemment, en Inde ou à Taiwan. Il examine les potentialités réelles dans 98 pays et territoires qui ont accès au gisement ETM et dont les 2/3 sont dans la mouvance européenne. L'étude traite enfin du coût de cette énergie dans la perspective d'une compétitivité du KWG/ETM avec le KWG/fioul. L'examen porte ainsi sur d'autres actions possibles : production eau douce, aquaculture, froid.

1 volume 16 x 24 broché, 216 pages

180 F

*Service de la Documentation
et des Publications (S D P)*

IFREMER - Centre de Brest

B.P 337 39273 BREST CEDEX
Tél. 98.22.40.13 Télex 940 627 F



IFREMER