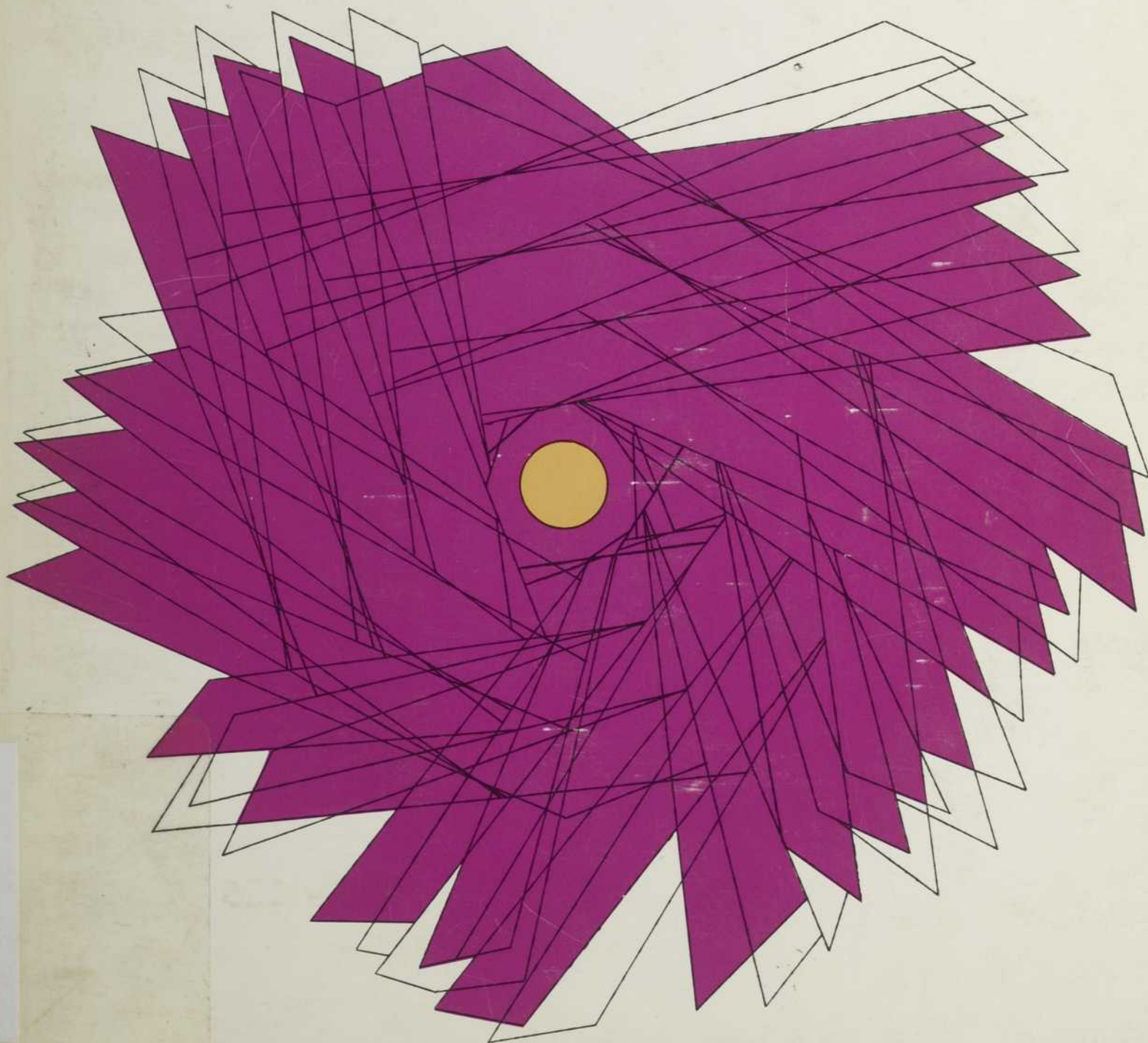


333.79
A84922s
1975

LES SOURCES D'ÉNERGIE DU FUTUR

SUPPLÉMENT
AUX ANNALES DE L'ACFAS
VOLUME 42, NUMÉRO 3, 1975

ACTES DU COLLOQUE
TENU LE 9 MAI 1975
À L'UNIVERSITÉ DE MONCTON





Bibliothèque Nationale du Québec

Actes du colloque

LES SOURCES D'ÉNERGIE DU FUTUR

tenu le 8 mai 1975

à l'Université de Moncton
dans le cadre du 43e Congrès de
l'Association canadienne-française
pour l'avancement des sciences

Supplément aux Annales de l'ACFAS
Volume 42, numéro 3, 1975

Exemplaires disponibles à l'adresse suivante:

L'Association canadienne-française pour l'avancement
des sciences (ACFAS)
2730, Chemin de la Côte Ste-Catherine
Montréal, P.Q.
Tél.: (514) 342-1411

Coût: \$5.00

TJ
153
A 8

15

Dépôt légal:

Bibliothèque nationale du Canada, 4^e trimestre 1975

Bibliothèque nationale du Québec, 4^e trimestre 1975

D7600438

TABLE DES MATIERES

Présentation, par <i>Serge Hamel</i> ...	1
L'énergie nucléaire, un tour d'horizon, par <i>Laurent Amyot</i> ...	3
Energie éolienne: alimentation en énergie dans les régions isolées ou arctiques, par <i>Christian Bettignies</i> ...	47
Le charbon, un vieux combustible, le combustible du futur, par <i>V.J. Hucka</i> ...	81
L'énergie géothermique, par <i>E.M. Warnes</i> ...	105
Chauffage solaire: l'état de l'art, par <i>R.L. Quirouette</i> ...	131
Le rôle des piles à combustibles dans une économie basée sur l'hydrogène, par <i>Guy Bélanger</i> ...	149
La conservation de l'énergie et la conception des édifices, par <i>R.L. Quirouette</i> ...	175
L'énergie marémotrice de la baie de Fundy, par <i>Y. Picot</i> et <i>D. Hayward</i> ...	191
Le rôle de l'énergie nucléaire au Nouveau-Brunswick, par <i>F.H. Ryder</i> ...	209

1	1	1
2	2	2
3	3	3
4	4	4
5	5	5
6	6	6
7	7	7
8	8	8
9	9	9
10	10	10
11	11	11
12	12	12
13	13	13
14	14	14
15	15	15
16	16	16
17	17	17
18	18	18
19	19	19
20	20	20
21	21	21
22	22	22
23	23	23
24	24	24
25	25	25
26	26	26
27	27	27
28	28	28
29	29	29
30	30	30
31	31	31
32	32	32
33	33	33
34	34	34
35	35	35
36	36	36
37	37	37
38	38	38
39	39	39
40	40	40
41	41	41
42	42	42
43	43	43
44	44	44
45	45	45
46	46	46
47	47	47
48	48	48
49	49	49
50	50	50
51	51	51
52	52	52
53	53	53
54	54	54
55	55	55
56	56	56
57	57	57
58	58	58
59	59	59
60	60	60
61	61	61
62	62	62
63	63	63
64	64	64
65	65	65
66	66	66
67	67	67
68	68	68
69	69	69
70	70	70
71	71	71
72	72	72
73	73	73
74	74	74
75	75	75
76	76	76
77	77	77
78	78	78
79	79	79
80	80	80
81	81	81
82	82	82
83	83	83
84	84	84
85	85	85
86	86	86
87	87	87
88	88	88
89	89	89
90	90	90
91	91	91
92	92	92
93	93	93
94	94	94
95	95	95
96	96	96
97	97	97
98	98	98
99	99	99
100	100	100

PRESENTATION

En mai 1973, dans le cadre de son 41e Congrès, l'ACFAS avait tenu à Montréal un colloque intitulé Place de l'énergie dans la société nouvelle. Organiser deux ans plus tard un symposium sur un sujet presque identique pourrait apparaître redondant, si, dans cet intervalle, la situation énergétique au Canada et dans le monde n'avait pas changé du tout au tout.

Les conférenciers invités en 1975 au symposium de Moncton ont cherché à faire le point sur les sources d'énergie susceptibles de fournir une alternative partielle au pétrole. Les points traités touchaient à l'énergie nucléaire, éolienne, géothermique, solaire et marémotrice, ainsi qu'au charbon et aux piles à combustible. La qualité des exposés, leur actualité et leur accessibilité au lecteur non-spécialisé ont incité l'ACFAS à réunir ces textes en un document dont elle espère qu'il constituera un apport valable à ce domaine de recherche.

L'ACFAS désire adresser ses plus chaleureux remerciements à M. Christian Bettignies, professeur au département de génie de l'Université de Moncton, qui a organisé ce colloque dans tous ses détails et a présidé à son déroulement, en plus d'y présenter lui-même un exposé et de recueillir les textes des conférenciers pour les fins de cette publication.

SERGE HAMEL,
Directeur général de
l'ACFAS

PREMIERE PARTIE

En 1917, dans le cadre du projet de loi sur la
révision des lois relatives aux colonies indiennes
et aux Indiens, le ministre des Indes a
présenté au Parlement un projet de loi sur la
révision des lois relatives aux Indiens. Ce
projet de loi a été adopté par le Parlement
et a été promulgué.

Le projet de loi sur la révision des lois
relatives aux Indiens a été adopté par le
Parlement et a été promulgué. Le projet de
loi sur la révision des lois relatives aux
Indiens a été adopté par le Parlement et a
été promulgué. Le projet de loi sur la
révision des lois relatives aux Indiens a
été adopté par le Parlement et a été
promulgué. Le projet de loi sur la révision
des lois relatives aux Indiens a été adopté
par le Parlement et a été promulgué.

Le projet de loi sur la révision des lois
relatives aux Indiens a été adopté par le
Parlement et a été promulgué. Le projet de
loi sur la révision des lois relatives aux
Indiens a été adopté par le Parlement et a
été promulgué. Le projet de loi sur la
révision des lois relatives aux Indiens a
été adopté par le Parlement et a été
promulgué. Le projet de loi sur la révision
des lois relatives aux Indiens a été adopté
par le Parlement et a été promulgué.

LE MINISTRE DES INDES
HONNORABLE M. J. G. B. B.
1917

L'ENERGIE NUCLEAIRE

Un tour d'horizon

1. *Introduction*

Depuis qu'en mai 1973 l'ACFAS a tenu son colloque sur "La place de l'énergie dans la société nouvelle", de profonds bouleversements ont affecté la situation énergétique - et, singulièrement, celle du secteur nucléaire - dans l'ensemble du monde aussi bien qu'au Canada.

Ainsi, la guerre du Yom Kippour et les embargos qui s'ensuivirent ont mis en relief l'insécurité de l'approvisionnement pétrolier et suscité une accélération des programmes touchant les sources nouvelles d'énergie primaire, au premier rang desquelles la fission nucléaire. En revanche, l'inflation mondiale a entraîné une contraction de la demande en électricité. Mais l'énergie nucléaire ne se sent plus aussi rigidement liée au marché des centrales et s'attaque à l'exploration de voies nouvelles, traditionnellement associées aux combustibles fossiles.

Le Canada a vu sa filière nationale CANDU obtenir une faveur accrue du marché international et continuer de se répandre à travers le pays. Il s'est donné une

politique nouvelle sur l'uranium et s'est penché sur des projets d'usines d'enrichissement. La fusion thermonucléaire a également sollicité son attention.

Tous ces événements se sont déroulés dans un climat social et politique où les inquiétudes éveillées par le Club de Rome ont trouvé une vaste audience. La société de conservation s'apprête à prendre la relève de la société de consommation. La protection de l'environnement physique et humaine devient le souci de catégories plus nombreuses de la population.

L'exposé qui suit se restreindra à considérer les développements récents les plus significatifs dans le domaine de l'énergie nucléaire. Il tâchera néanmoins de situer dans un contexte élargi les réalisations et les projets techniques pertinents à la fission ou la fusion nucléaires.

2. *La fission nucléaire*

Propre et souple, l'électricité occupe une part croissante du marché énergétique. La fraction qui lui revient passera du quart aux deux cinquièmes avant la fin du siècle présent et d'aucuns rêvent déjà du tout électrique. Face à l'éloignement progressif des meilleurs sites hydrauliques et à l'épuisement graduel des ressources en combustibles fossiles, il était normal que la technologie, en quête de nouvelles formes d'énergie primaire, adapte à la production de l'électricité, maîtresse de l'avenir, les énormes puissances recelées par le noyau de l'atome.

Dans une phase ultérieure, les mêmes causes produisant les mêmes effets, le réacteur nucléaire parvenu à maturité s'apprête à prendre le relais des sources classiques d'énergie dans les autres secteurs où, de prime abord, il paraissait moins à son aise. Car les précieux hydrocarbures, irremplaçables dans leur rôle pétrochimique, devront petit à petit abandonner leur vocation traditionnelle de substances calorifiques.

Toutes ces applications qu'on leur réserve pèseront lourdement sur le marché des combustibles nucléaires. Seule forme primaire d'énergie qui soit prête aujourd'hui à assurer la relève des sources familières, la fission nucléaire ne pourra assumer pleinement ses fonctions si un goulot d'étranglement se produit à l'une quelconque des étapes que franchit le cycle de l'uranium.

La production de l'électricité, les autres applications concevables de la chaleur nucléaire et le cycle des substances fissiles: ces trois domaines ont donné lieu à de nombreux développements au cours des deux dernières années. Passons-les tour à tour en revue.

2.1 *Les centrales électronucléaires*

Bien que, sur le plan de la recherche et du développement, le cycle du combustible et les concepts avancés de centrales électronucléaires entraînent présentement des investissements comparables en ordre de grandeur, il ne fait pas de doute que le gros des capitaux mis en jeu au niveau industriel dans le secteur de la fission va à l'implantation des usines chargées exclusivement de produire l'électricité sur une base commer-

ciale. Pour mieux évaluer l'effort accompli ou envisagé, il conviendra d'examiner les réalisations et les prévisions dans le cadre des contraintes économiques et écologiques auxquelles elles sont soumises.

2.1.1 *Les réalisations et les prévisions*

En pourcentage, la part de l'énergie nucléaire dans la puissance électrique installée à travers le monde atteint maintenant 5%. En valeur absolue, comme l'indique le Tableau 1, la capacité totale des centrales nucléaires s'était hissée, à la fin de 1974, à plus de 55,000 mégawatts: c'est à peu près l'équivalent du parc électrique canadien, compte tenu de toutes les contributions hydrauliques, thermiques et nucléaires. Notons immédiatement que les nouvelles commandes placées durant chacune des années 1973 et 1974 revêtent aussi une valeur sensiblement égale. Quant à la somme des puissances nucléaires déjà en existence, en voie d'installation ou de conception, elle dépasse les 370,000 mégawatts et se situe donc au même palier que le débit combiné de toutes les centrales électriques de l'Europe occidentale. Ces chiffres montrent à l'évidence que l'industrie nucléaire a désormais quitté ses langes.

Voyons comment se répartissent géographiquement ces usines d'aujourd'hui et demain. Une première constatation saute aux yeux: la forte concentration dans les pays industrialisés à économie de marché. Ils possèdent 90% de la puissance nucléaire installée et, qui plus est, ce pourcentage se conserve quand on ajoute les centrales en construction ou en commande. Pour le

comprendre, il faut d'abord se référer aux immenses ressources en combustibles fossiles dont disposent encore les Etats socialistes de l'Europe et l'Asie. Signalons néanmoins que l'U.R.S.S. et ses partenaires au sein du Comecon ont formé en 1974 une organisation supranationale, Interatomenergi, dont le but est justement d'assurer la coordination des études et de la construction dans le secteur des centrales nucléaires. Pour ce qui est des pays en voie de développement, l'emploi massif de l'énergie nucléaire s'y est heurtée à deux obstacles principaux. D'une part, l'effet de taille incitait jusqu'à présent les fournisseurs à porter leurs efforts sur la mise au point de systèmes à fort débit, que ne peut généralement absorber un réseau électrique de faible capacité. D'autre part, les grandes installations s'accompagnent nécessairement de coûts très élevés et le problème du financement décourageait les clients potentiels des pays moins fortunés. Il est probable qu'en abaissant la taille concurrentielle des usines nucléaires, la crise de l'énergie classique aura eu pour effet d'alléger ces difficultés.

L'inspection du Tableau 1 met encore en relief la supériorité écrasante des Etats-Unis: 53% de la puissance installée, 62% de la puissance en route. Cette prédominance éclate davantage quand on s'arrête à penser que les Américains sont de loin les premiers pourvoyeurs du marché nucléaire dans l'ensemble du monde, soit qu'ils vendent directement des systèmes fabriqués aux Etats-Unis, soit qu'on les produise

TABLEAU 1. Les centrales nucléaires dans le monde^{(1), (2)}

Régions géographiques	Nouvelles commandes (MW)		Capacité au 31/12/74 (MW)	
	1973	1974	En existence	Totale*
1. Pays industrialisés à économie de marché	60,989	47,832	55,444	337,943
Amérique du Nord :	52,115	28,320	34,726	239,029
Etats-Unis	51,515	26,264	32,214	230,281
Canada	600	2,056	2,512	8,748
Europe de l'Ouest :	8,874	19,512	16,181	83,311
France	1,860	11,060	2,888	21,366
Allemagne de l'Ouest	2,600	3,792	3,393	18,271
Royaume Uni	0	0	5,332	11,812
Espagne	0	930	1,073	8,335
Suède	900	0	1,020	7,349
Suisse	920	1,140	1,006	5,853
Belgique	0	1,930	390	3,580
Italie	1,934	0	547	3,361
Finlande	660	660	0	2,160
Autriche	0	0	0	692
Pays-Bas	0	0	532	532
Japon	0	0	4,537	15,603
2. Pays socialistes	615	440	4,524	17,709
Europe de l'Est :	615	440	4,524	17,709
U.R.S.S.	0	0	3,459	10,309
Tchécoslovaquie	0	0	110	1,870
Allemagne de l'Est	0	0	515	1,835
Bulgarie	0	0	440	1,760
Hongrie	0	0	0	880
Yougoslavie	615	0	0	615
Roumanie	0	440	0	440
3. Pays en voie de développement	1,260	8,466	1,044	17,140
Amérique du Sud :	660	600	319	2,865
Mexique	660	0	0	1,320
Argentine	0	600	319	919
Brésil	0	0	0	626
Asie :	600	7,866	725	14,275
Taiwan	0	1,814	0	5,224
Iran	0	4,200	0	4,200
Corée du Sud	600	600	0	1,764
Inde	0	0	600	1,710
Philippines	0	1,252	0	1,252
Pakistan	0	0	125	125
Monde	62,854	53,738	61,012	372,792

* En existence, en construction ou en commande

ailleurs sous brevet. Ils distancent fortement le peloton européen dont la présence nucléaire se chiffre, en mégawatts, à la moitié de l'acquis américain, et dont l'avenir immédiat ne représente guère plus du tiers des engagements d'outre-Atlantique.

Si l'on y regarde d'un peu plus près, on ne manquera pas d'observer le nouveau départ de la France qui, en 1974, est devenue le premier pays à s'en remettre totalement aux centrales nucléaires pour la satisfaction de ses besoins futurs en électricité³. Cette décision politique, inspirée par la crise pétrolière, a d'emblée porté la France au second rang du monde pour l'ensemble de ses réalisations et projets confirmés dans le secteur électronucléaire. Si, pour les prochaines décennies, la France a opté résolument pour la filière américaine à uranium enrichi et eau ordinaire, ses programmes de recherche et développement portent en priorité sur les réacteurs à neutrons rapides, refroidis au sodium. Avec le démarrage, en 1974, du prototype Phénix, la France s'est assurée d'une avance d'un an peut-être sur la Grande-Bretagne, de cinq ans sur l'Allemagne et de huit ans sur les Etats-Unis dans la mise au point d'un surgénérateur à vocation commerciale.

L'Allemagne de l'Ouest et le Japon, installés confortablement aux troisième et quatrième rang, n'ont pas lancé récemment d'initiatives spectaculaires mais continuent plutôt leur progression régulière. Bien qu'ils s'orientent préférentiellement vers la filière à eau légère, les deux pays s'intéressent activement aux réac-

teurs graphite-gaz et le Japon développe une variante originale des systèmes à eau lourde. L'Allemagne a mis en service, vers la fin de l'an dernier, le plus grand réacteur du monde, un groupe PWR (Pressurized Water Reactor) de 1150 MW.

Longtemps en tête des nations, le Royaume-Uni, dont les programmes électronucléaires remontent à 1955, vient de mettre fin à une période de réflexion consécutive à l'abandon de la filière Magnox: brillante réussite technologique, cette première version, à uranium naturel, d'un système graphite-gaz s'est finalement soldée par un échec économique. Comme l'Allemagne et le Japon, comme les Etats-Unis et la France également, la Grande-Bretagne garde l'oeil sur les réacteurs graphite-gaz à haute température et uranium enrichi, qui ont valu un second souffle à sa filière autochtone. Néanmoins, le pays a finalement jeté son dévolu sur les systèmes à eau lourde pour l'essentiel de ses projets au cours des prochaines années. Par cette prise de position, le Royaume-Uni devenait le premier Etat industrialisé à suivre l'exemple du Canada.

Septième - derrière l'U.R.S.S. - parmi tous les pays du monde par l'importance de ses engagements nucléaires, le Canada reste fidèle à la filière CANDU qu'il a lui-même conçue il y a maintenant un quart de siècle. Trois de ses provinces ont désormais un secteur nucléaire. La fission du noyau fournit déjà 16% de l'électricité ontarienne et la centrale de Pickering en banlieue de Toronto a été pendant l'année qui suivit la montée en puissance de sa dernière unité, en 1973,

la plus grande usine nucléaire en existence (2056 MW). En 1973, toujours, l'Hydro-Québec annonçait la construction de Gentilly-II, premier groupe d'une série à 600 MW que l'Energie Atomique du Canada se propose d'offrir sur les marchés domestique et international. L'an d'après, le Nouveau-Brunswick entrait en lice avec l'usine de Point Lepreau (600 MW) et l'Ontario renchérissait avec Pickering B, réplique de la centrale existante sise dans la même localité. Poursuivant sur sa lancée, l'Ontario envisage de doubler Bruce et de construire à Darlington une nouvelle centrale de 3000 MW. C'est en somme, un programme national de 15000 mégawatts qui sollicite dès aujourd'hui les concepteurs de l'EACL.

Pour alimenter ces usines, le Canada a entrepris de quadrupler ses installations de Bruce pour la production de l'eau lourde: de 800 tonnes à l'heure actuelle, le débit annuel sera porté à 3200 tonnes. La construction d'une autre usine, de 800 tonnes par an elle aussi, vient de commencer sur l'emplacement de Gentilly. Rappelons que ces projets suivront deux réalisations notoires car, en Nouvelle-Ecosse, l'établissement de Glace Bay s'ajoutera enfin, au cours de 1975, à celui de Port Hawkesbury, première usine d'eau lourde de grande capacité (400 t/an) à fonctionner au Canada.

L'excellente performance de Pickering et le nouvel attrait du nucléaire qui accompagne universellement les doutes inspirés par les hydrocarbures ont relancé le système CANDU sur les marchés étrangers. A quelques mois d'intervalle, l'Argentine puis la Corée du Sud ont

conclu l'achat d'une centrale de 600 MW. D'autres pays - le Danemark, la Roumanie, l'Iran - ont amorcé des négociations dans le même sens, alors que l'Italie s'intéresse à construire sous brevet des systèmes CANDU. On retrouvera au Tableau 2 la liste des réacteurs de puissance appartenant à la filière canadienne, au Tableau 3 quelques données sur les usines d'eau lourde.

Voilà pour le présent, adulte ou foetal. Car l'actualité de 1985 est la virtualité qui commence dès aujourd'hui à se concrétiser. C'est au-delà seulement que s'étend le domaine propre du conjecturel et du prévisionnel, d'un avenir agité par tous les aléas de la conjoncture. Encore qu'il reste souvent bien peu de place à l'indétermination dans un secteur comme celui de l'énergie où les options ne se diversifient qu'à long terme, au début d'un autre siècle.

Ainsi, on peut raisonnablement supposer que les pays membres de l'OCDE continueront d'exercer une forte influence sur la scène nucléaire jusqu'à l'an 2000. Selon toute probabilité, on ne faussera pas grandement la perception de cet avenir assez peu éloigné en se restreignant aux prévisions des Etats qui ont mis au point la technologie complexe de la fission. Les résultats d'analyse publiés récemment par l'OCDE figurent au Tableau 4 pour les programmes de référence des diverses nations participantes et les programmes accélérés qui suivront peut-être - ou ont déjà suivi - la crise du pétrole. Comme on aurait pu s'y attendre, la part relative de l'Europe et du Japon - dont les ressources domestiques en hydrocarbures sont relativement faibles,

TABLEAU 2. Les centrales nucléaires conçues au Canada

Lieu d'implantation	Nom de la centrale	Nombre de réacteurs	Puissance totale (MW)	Date d'entrée en service
1. <u>Au Canada</u>			14 772	
Ontario	NPD	1	22	1962
	Douglas Point	1	208	1967
	Pickering A	4	2 056	1971-1973
	Bruce A	4	3 000	1975-1978
	Pickering B	4	2 056	1980-1982
	Bruce B	4	3 000	1981-1983
	Darlington	4	3 000	1982-1984
Québec	Gentilly I	1	250	1971
	Gentilly II	1	600	1979
Nouveau-Brunswick	Point Lepreau	1	600	1979
2. <u>A l'étranger</u>			1 731	
Pakistan	Kanupp	1	125	1971
Inde	Rajasthan	2	406	1971-1973
Argentine	Rio de Tercero	1	600	1980
Corée du Sud		1	600	1980

TABLEAU 3. Les usines d'eau lourde au Canada

Province	Nom de l'usine	Nombre de groupes	Débit annuel (tonnes/an)	Date d'entrée en service
Nouvelle-Ecosse	Port Hawkesbury	1	400	1970
	Glace Bay	1	400	1975
Ontario	Bruce	2	800	1973
		6	2 400	
Québec	La Prade	1	800	1979

TABLEAU 4. Prévisions de l'OCDE sur la puissance nucléaire installée (MW) dans les pays membres

Régions	Programmes de référence				Programmes accélérés	
	1975	1980	1985	1990	1985	1990
Communauté Economique Européenne	20,600	51,700	129,000	264,000	167,000	367,000
Pays européens de l'OCDE	25,800	75,700	175,000	345,000	227,000	480,000
Amérique du Nord	49,800	108,600	275,000	531,000	381,000	750,000
Japon	4,600	22,000	60,000	100,000	78,000	138,000
Total OCDE	80,200	206,300	513,000	982,000	690,000	1,376,000

voire inexistantes - s'accroît rapidement. On le mesure mieux en se référant au Tableau 5, qui donne, pour quelques pays-clés, la fraction de la puissance électrique occupée par l'énergie nucléaire durant le même laps de temps. S'il est permis de croire que certains de ces pronostics pèchent par excès d'optimisme, les tendances actuelles indiquent assez nettement que, pour l'ensemble du monde, la moitié de l'électricité produite en l'an 2000 sera d'origine nucléaire. Les projections de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique⁴ établissent à 42% la part de l'électricité nucléaire en 1990, à 52% la valeur correspondante à la fin du siècle.

2.1.2 *Les contraintes économiques*

L'effet combiné de la crise pétrolière et de l'inflation a été de renforcer la position concurrentielle de l'énergie nucléaire vis-à-vis les combustibles fossiles au niveau du coût de l'électricité, mais de l'affaiblir sur le plan des immobilisations requises. En effet, le renchérissement abrupt des hydrocarbures et le prix toujours élevé du charbon ont donné pour la première fois un avantage fort substantiel à l'électricité nucléaire, peu gourmande de combustible. Aux Etats-Unis, le différentiel s'est haussé à 40%². En Europe et au Japon, moins richement dotés en énergie fossile, le coût total du kilowatt-heure nucléaire n'atteint même pas, aux facteurs de charge élevés, le seul coût en combustible du kilowatt-heure produit à partir du pétrole⁵. En faisant la part des motifs politiques, on s'explique sans peine le coup de barre vigoureux donné vers le nucléaire par

TABLEAU 5. Pourcentage nucléaire de la puissance
électrique installée

Pays	Pourcentage nucléaire			
	1975	1980	1985	1990
Canada	5	11	17	26
Etats-Unis	6	15	30	55-60
Allemagne de l'Ouest	7-8	20-25	40-45	50-55
Espagne	5	20	40	-
France	7	30	55	65
Italie	3	8-10	25-30	40-50
Royaume-Uni	11	14	18	30
Japon	8	20-25	30-35	-

des pays comme la France et, au début de 1975, le Japon et l'Espagne.

En contrepartie, l'escalade des coûts de construction, au taux de 15% par année en moyenne depuis 1970, a fait grimper les frais de premier investissement pour les centrales américaines à un palier compris entre \$600 et \$1000 du kilowatt installé, selon la taille de l'usine. Ainsi, une usine de 1000 mégawatts coûterait aujourd'hui 40% plus cher à bâtir qu'il y a deux ans. (On sait que la filière canadienne exige à puissance égale des volumes et des masses - et finalement des immobilisations financières - plus élevés que sa rivale américaine, bien que le prix de revient de l'électricité soit sensiblement le même dans les deux cas). Cette hausse rapide, ajoutée à la rareté de l'argent, s'est traduite par une diminution appréciable des nouvelles commandes placées aux Etats-Unis en 1974, par rapport à l'année précédente. Elle explique également en bonne partie les ralentissements observés dans l'exécution des programmes en cours un peu partout à travers le monde et une série d'ajournements qui touchent beaucoup moins les usines thermiques conventionnelles, moins coûteuses à implanter.

Dans ce jeu de forces contradictoires, un affaiblissement de la demande encouragé par la société de conservation injecte un élément nouveau. Certes, la récession dont souffre l'économie des pays industrialisés ne peut manquer d'affecter le secteur de l'énergie. Mais il reste difficile d'évaluer l'incidence sur le marché des augmentations tarifaires que cherchent à

obtenir les producteurs d'électricité.

D'autres influences se conjuguent pour freiner l'expansion de l'énergie nucléaire. On lui reproche un manque de fiabilité, l'industrie ne suffit plus à lui fournir ses matières premières et ses pièces d'équipement, la main-d'oeuvre fait défaut, les régies d'Etat allongent le processus d'autorisation. Examinons ces causes et leurs effets, qui assagissent les taux réels de croissance.

En 1974, les 42 centrales américaines en fonctionnement commercial ont produit de l'électricité pendant 68.5% du temps et fourni 57.2% de l'énergie maximale dont elles sont capables. Ces chiffres, bien que tout à fait comparables aux performances des usines modernes à combustibles fossiles, ne sont pas très édifiants. Les 4 réacteurs de Pickering, au Canada, se sont notablement mieux comportés puisque leur facteur de puissance s'est élevé en moyenne à 74.2%. La mise en oeuvre de programmes rigides et soigneux d'inspection et d'assurance-qualité laisse espérer que les progrès de la dernière décennie au chapitre de la régularité se poursuivront à l'avenir. Mais seul un marché vigoureux permettra aux producteurs de résoudre le dilemme posé par la croissance indéfinie des tailles et de recourir systématiquement à la normalisation, génératrice de fiabilité.

Si les défaillances trop nombreuses des centrales nucléaires ont parfois rebuté certains acheteurs potentiels, les constructeurs se sont heurtés à des délais de livraison d'une élasticité déconcertante. Aux Etats-

Unis comme en Europe, les fournisseurs industriels se refusent à accroître leur capacité de production à un moment où le loyer de l'argent est aussi élevé. Les aciéries, en particulier, ne suffisent plus à la tâche et le problème se répercute à la forge ou la fonderie puis, ultérieurement, dans les ateliers de fabrication. S'il convient de faire la part de la récession générale, il reste que la capacité industrielle d'un pays limite essentiellement le volume des commandes nucléaires et son taux de croissance. C'est en se fondant sur de telles considérations que le gouvernement canadien a pu conclure que l'industrie nationale ne pourrait envisager, avant 1985, de construire annuellement plus de 5 ou 6 réacteurs, dont un seul en moyenne pour le marché extérieur.

Quant à la main-d'oeuvre, il ne semble pas que l'offre puisse répondre sans peine à la demande si le rythme d'expansion du marché se maintient. Car, pour s'en tenir aux Etats-Unis, il faudrait que les universités et les services industriels de formation technique produisent annuellement quelque 1800 ingénieurs et 2200 techniciens avec des connaissances spécialisées dans le domaine nucléaire pour que les programmes en route se réalisent. Or les universités ne mettent sur le marché qu'environ la moitié de la demande annuelle en ingénieurs nucléaires et les producteurs d'électricité consacrent déjà à la formation du personnel un pourcent des frais d'investissement requis pour leurs implantations nucléaires⁶.

Assurément, la longueur des délais qu'on peut attribuer à la carence des moyens humains, physiques ou financiers n'a joué nulle part un rôle négligeable; c'est néanmoins la durée des procédures quasi-judiciaires auxquelles sont soumis les projets américains qu'on rend au premier chef responsables des retards observés, aux Etats-Unis, ces dernières années. En 1971, une centrale nucléaire pouvait encore, en ce pays, être raccordée au réseau moins de six ans après qu'on l'ait commandée. C'est aujourd'hui dix ou onze ans qu'il faut compter entre la décision initiale et l'entrée en service. Au Canada, dans le même intervalle, les délais de construction et d'autorisation ont crû d'un an seulement: ils sont aujourd'hui de six années. On conçoit qu'une telle situation, grosse de conséquences économiques, préoccupe au plus haut point les régies américaines qui étudient présentement les moyens d'alléger le processus d'approbation.

2.1.3 *Les contraintes écologiques et sociales*

En dépit d'un dossier fort honorable en matière de sûreté, l'énergie nucléaire a fait l'objet de critiques souvent acerbes dans bon nombre de pays et singulièrement aux Etats-Unis, en France et en Suède. Certes, l'association plus ou moins consciente avec la bombe et le caractère relativement ésotérique de la fission n'ont pas été étrangers à la controverse. Il reste que les opposants ont formulé des questions valides touchant successivement les émissions thermiques et radioactives, les risques d'accident, les possibilités de sabotage,

les problèmes reliés à la production massive du plutonium, le stockage des déchets radioactifs.

Les émanations de chaleur ou de radioactivité ont donné lieu aux premières polémiques: c'était à l'époque où l'opinion publique s'éveillait aux menaces réelles ou potentielles à l'environnement physique et humain suscitées par la technologie moderne. En principe, la Commission Internationale de Protection Radiologique, qui regroupe les meilleurs experts du monde sur le sujet, définit et révisé périodiquement les normes appliquées au niveau national. Bien que les doses et les concentrations retenues comme admissibles soient généralement très conservatrices, les régies d'Etat s'attendent en fait à ce que les producteurs d'électricité nucléaire réduisent à un strict minimum pratique leurs rejets de radioactivité. Afin de mieux guider les concepteurs et exploitants de centrales et d'apaiser les craintes exprimées, les régies américaines et canadiennes ont récemment précisé leurs exigences: elles veulent que les utilisateurs s'emploient à ne pas dépasser, au voisinage immédiat d'une centrale nucléaire, le centième de la dose maximale recommandée par la CIPR. L'expérience atteste d'ailleurs que cet objectif est atteint de façon routinière. Notons bien que la radioactivité naturelle apporte à l'individu moyen une dose comparable, en ordre de grandeur, au maximum fixé par la CIPR⁷.

Par son rendement thermodynamique, la centrale nucléaire occupe une position intermédiaire entre l'usine thermique conventionnelle et l'installation

solaire destinée à la production de l'électricité, telle du moins qu'on pourrait la concevoir aujourd'hui. Elle expulse dans l'environnement les deux tiers de la chaleur produite: la fraction correspondante est de trois cinquièmes pour l'énergie fossile, trois quarts ou davantage pour l'énergie solaire. Cette chaleur résiduelle, la centrale nucléaire l'évacue avec les eaux qui refroidissent les condenseurs. On pourrait craindre que la caléfaction des eaux courantes et des lacs porte atteinte à la vie aquatique. Si le problème ne se pose guère sous un climat nordique comme celui du Canada, l'expérience d'un pays comme le Royaume-Uni, moins bien pourvu en eau douce, démontre assez qu'on peut le résoudre convenablement - par l'usage de bassins de réfrigération ou de réfrigérants atmosphériques - même quand les conditions sont moins favorables⁸.

D'ailleurs, les effets de cet apport thermique peuvent fort bien s'avérer bénéfiques et la recherche se concentre de plus en plus, en maints pays dont le Canada, sur les applications possibles de la chaleur résiduelle à l'élevage d'espèces aquatiques, à l'irrigation de terres arables, à la fonte des glaces, etc.⁹

Vers 1972, les conséquences possibles des accidents nucléaires ont pris le pas dans les débats américains sur les rejets des usines en marche normale. Il faut bien y prendre garde: les traits caractéristiques des diverses filières diffèrent suffisamment pour qu'on puisse transposer sans précaution les remarques adressées à l'un ou l'autre type de centrales. Cela dit, il reste instructif de consulter les analyses commanditées, et

publiées récemment¹⁰, par la commission américaine de l'énergie atomique sur les risques imposés à la population par le fonctionnement des centrales nucléaires. Confiées au professeur Rasmussen, du MIT, elles aboutissent à deux conclusions principales. D'une part, les suites d'un accident nucléaire ne sont pas plus graves - elles le sont souvent moins - que celles d'accidents provenant d'autres sources, naturelles ou artificielles. D'autre part, la probabilité d'un accident nucléaire est beaucoup plus faible que celle d'événements (incendies, explosions, séismes, chutes d'avion, etc.) conduisant à des conséquences analogues (voir Tableau 6). Comme il se doit, l'étude prend note du fait qu'il n'y a pas eu jusqu'à présent d'accident nucléaire dans les usines en fonctionnement commercial, en plus de 200 réacteurs-ans.

Tristement familière avec la violence et marquée par une baisse évidente de la moralité publique, la société contemporaine se préoccupe à bon droit des facteurs humains qui portent préjudice à sa sécurité. Si, dans le secteur électronucléaire, les défaillances mécaniques ou les effets de phénomènes naturels ne cessent de solliciter l'ingéniosité des concepteurs et la vigilance des agences gouvernementales, il est aussi légitime et nécessaire que toutes les mesures soient prises pour faire obstacle au sabotage des installations, au détournement des substances fissiles ou radioactives. Depuis un peu plus d'une année, le sujet a fait couler beaucoup d'encre. Le plutonium, surtout, a défrayé la manchette. Car bien qu'il existe encore en trop faible

TABLEAU 6. Probabilité d'évènements catastrophiques
d'origine naturelle ou artificielle

Description de l'évènement	Probabilité associée (taux par année)	
	100 morts ou plus	1 000 morts ou plus
Chute d'un avion	0.5	5×10^{-4}
Incendie	0.14	5×10^{-3}
Explosion	0.06	8×10^{-3}
Libération d'un gaz toxique	0.01	10^{-3}
Tornade	0.2	très faible
Ouragan	0.2	4×10^{-2}
Séisme	0.05	2×10^{-2}
Chute d'un météorite	10^{-5}	10^{-6}
Accident nucléaire (100 réacteurs)	10^{-4}	10^{-6}

quantité pour se prêter à un commerce appréciable, ce matériau toxique et radioactif est considéré comme le combustible nucléaire de l'avenir. C'est en fonction de son afflux massif que les programmes nationaux s'adressent au développement de convertisseurs avancés ou de surgénérateurs. Comment soustraire à des entreprises malveillantes les forts débits de plutonium attendus vers la fin du siècle? Les risques inhérents à la manutention du matériau et, souvent, la complexité technique des opérations à effectuer ne sont certes pas de nature à encourager les desseins illicites. Mais, en substance, seule l'adoption et la mise en oeuvre de procédures sévères de contrôle viendra à bout du problème¹¹.

La gestion des déchets radioactifs, comme celle du plutonium, appartient à un horizon temporel décalé d'une décennie ou deux par rapport à l'avènement industriel de l'énergie nucléaire. Néanmoins, la technologie dispose dès maintenant de solutions telles que la solidification de déchets liquides de haute activité et leur stockage dans des structures artificielles permettant leur récupération. Dans quelle mesure les radioisotopes accumulés pourraient-ils trouver des applications utiles? La réponse dépend évidemment des coûts associés à la séparation chimique. Les usines proposées à l'étranger pour le retraitement du combustible irradié jetteront peut-être un éclairage nouveau sur le problème des déchets¹². En tout état de cause, l'augmentation progressive des stocks justifiera vraisemblablement la mise au point éventuelle de méthodes

qui excluent une fois pour toutes de la biosphère les déchets inutilisables. L'enfouissement dans des formations géologiques profondes et particulièrement stables représente une issue prometteuse. Quelle que soit la solution retenue, il est probable que la démonstration de sa fiabilité exigera des périodes de temps relativement longues; la croissance des stocks n'est pas si rapide qu'elle n'autorise ces délais.

2.2 *Les autres applications de la chaleur nucléaire*

Dans les années d'euphorie qui ont suivi l'après-guerre, l'énergie nucléaire a tâté de divers métiers avant de faire carrière dans la production de l'électricité. Mais l'effet de taille l'a longtemps vouée à la génération des grandes puissances que pouvaient seules exploiter les centrales d'énergie. L'évolution de la conjoncture provoquée par la raréfaction et le renchérissement des hydrocarbures vient d'élargir à nouveau l'éventail des vocations offertes au nucléaire dans bon nombre d'applications à poste fixe et, à un moindre degré, dans le domaine de la propulsion.

2.2.1 *La propulsion nucléaire*

C'est à bord de sous-marins que les réacteurs à eau légère ont d'abord fait leurs preuves. Le fonctionnement en atmosphère confinée - sans émission particulaire ou gazeuse - et un rayon d'action pratiquement illimité - sans réserve pondéreuse d'énergie - conféraient à l'énergie nucléaire des avantages décisifs sur les modes concurrents de propulsion. Plus de 220

submersibles nucléaires sillonnent aujourd'hui les océans du globe.

Dans un cadre militaire, où les performances techniques l'emportent souvent sur toute autre considération, la propulsion nucléaire n'a pas eu de peine à s'imposer. Mais les marines marchandes, tentées par ces engins futuristes à grande autonomie, se sont heurtées à deux obstacles importants. Sur le plan de la compétitivité commerciale, les expériences successives du "Savannah" et de l'"Otto Hahn" ont démontré que le bas coût d'exploitation du nucléaire ne pouvait compenser le surprix d'investissement qu'aux très forts tonnages. Ainsi, si l'appareil propulsif enregistre de brillants états de service, le réacteur nucléaire et les installations de blindage contre les radiations occupent ensemble beaucoup plus de place que les moteurs classiques. L'avènement des minéraliers géants et des superpétroliers pourrait avoir raison de cet empêchement. Il reste encore à vaincre une seconde objection qui tient aux contrôles imposés par les divers Etats sur les réacteurs nucléaires¹³.

En effet, chaque fois qu'un navire à propulsion nucléaire touche à un port, un problème de juridiction se pose quant à la sûreté de ses réacteurs et aux risques à la population côtière. Il est permis de penser que des accords futurs donneront à ce type de vaisseau une plus grande liberté de mouvement. Le cas échéant et quoiqu'on parle encore sporadiquement d'avions nucléaires, il semble bien que le génie maritime offrira à la propulsion nucléaire ses seules vraies

chances de succès. Ce n'est que par l'intermédiaire de combustibles artificiels produits dans des usines nucléaires que l'atome peut envisager de conquérir, l'heure venue, le marché du transport aérien ou terrestre.

2.2.2 *Les réacteurs à poste fixe*

Le rôle de l'énergie nucléaire s'élargira sans doute au fur et à mesure que l'électricité accentuera sa pénétration sur le marché de l'énergie. Il grandira aussi dans la proportion même où la chaleur nucléaire trouvera à s'employer d'autre façon qu'à l'actionnement des turbo-machines, génératrices ou propulsives. Trois catégories d'applications paraissent aujourd'hui spécialement propices: le chauffage urbain, les traitements thermiques à température modeste, la production de combustibles artificiels¹⁴.

L'Europe - l'U.R.S.S. en particulier - fait déjà grand usage du chauffage urbain. Selon cette formule, une centrale d'énergie, qui peut ou non produire simultanément de l'électricité, injecte dans un réseau de canalisations de la vapeur ou de l'eau chaude acheminée vers les immeubles résidentiels, les usines et les magasins. Pratiquement toute la ville de Moscou est chauffée de cette manière, efficace et propre, grâce à un système dont la puissance thermique s'élève à 13500 mégawatts thermiques¹⁵. A titre de comparaison, il suffirait pour chauffer Montréal ou Toronto par la même technique d'un volume de chaleur sensiblement égal à la production thermique de Pickering. Des éva-

luations faites par le Conseil National de la Recherche témoignent d'ailleurs que la méthode pourrait s'avérer rentable dans les conditions économiques du marché canadien.

Quant à savoir si la vapeur nucléaire serait capable d'affronter sur ce plan la compétition des combustibles fossiles, seule une étude appliquée à une situation géographique et une conjoncture précises peut trancher la question. Il s'agit toujours, en définitive, de mettre en regard les frais d'investissement élevés et le faible coût de fonctionnement associés à la fission nucléaire. Les Suisses concluaient encore l'an dernier que la solution nucléaire se justifie uniquement lorsque le réseau de chauffage à distance préexiste à la centrale¹⁶.

Le Canada a été le premier pays du monde à affecter la vapeur nucléaire à des usages industriels. C'est en effet, de la vapeur produite par le réacteur de Douglas Point qui alimente l'usine d'eau lourde sise sur l'emplacement contigu de Bruce. En ce cas, la longévité probable des installations industrielles suffit à rentabiliser l'application de l'énergie nucléaire de préférence aux combustibles fossiles.

La vapeur nucléaire peut aussi bien servir à d'autres transformations chimiques. La gazéification et la liquéfaction du charbon exigent l'emploi de grands volumes de vapeur à des températures relativement élevées: 800°C et plus. Ce domaine de températures est directement accessible à la filière graphite-gaz et les Allemands explorent soigneusement les possibilités offer-

tes de ce fait à leurs vastes gisements de lignite et de houille¹⁷.

Les immenses dépôts albertains de sables bitumineux ouvrent des perspectives analogues au système CANDU. Tant le traitement en usine des minerais extraits en découverte - c'est aujourd'hui le seul procédé d'exploitation en usage - que la production in situ des hydrocarbures, beaucoup plus abondants, enfouis dans des strates profondes réclament de l'eau chaude ou de la vapeur. Dans le premier cas, un seul réacteur de type Pickering suffirait à l'apport d'énergie et de vapeur requis pour une implantation de 100000 barils par jour. Dans le second, la création de températures voisines de 400°C pourrait fort bien être confiée à un réacteur CANDU refroidi par un caloporteur organique.

Plutôt que la vapeur, c'est l'électricité ou la chaleur nucléaire qu'on veut mettre en oeuvre dans la production de combustibles artificiels, susceptibles de remplacer les précieux hydrocarbures. L'hydrogène, extrait de l'eau qu'il régénère par combustion, paraît être le candidat idéal à la succession du gaz naturel. Deux modes de production retiennent l'attention des chercheurs: la décomposition thermochimique et l'électrolyse de l'eau. Tous deux peuvent exploiter l'énergie nucléaire mais le premier exige le développement d'une technologie nouvelle et complexe, qui ne saurait guère être mûre avant l'an 2000. Le second, la voie électrolytique, est beaucoup plus accessible: les obstacles à son introduction sont essentiellement de nature écono-

mique.

Seul un renchérissement très appréciable du gaz naturel pourra justifier l'emploi de l'hydrogène comme matériau combustible. Dans l'intervalle, il pourrait se faire que l'industrie sidérurgique recoure à l'hydrogène nucléaire comme agent réducteur dans ses hauts fourneaux. Tant les aciéries canadiennes¹⁴ que britanniques¹⁸ s'intéressent déjà à cette solution, qui permettrait de réserver à la carbochimie et la pétrochimie le charbon et les hydrocarbures.

2.3 *Le cycle du combustible*

Parmi les étapes que doit ou peut franchir l'uranium entre le gisement minier et le dépotoir qui recueille les déchets radioactifs, trois suscitent présentement une attention particulière sur le plan technico-économique. Ce sont, dans l'ordre chronologique des opérations successives, l'exploration géologique, l'enrichissement isotopique et le retraitement du combustible irradié. Notons d'ailleurs que ces trois phases marquent chacune le point d'origine d'un type particulier de combustible nucléaire: uranium naturel ou enrichi dans les deux premiers cas, plutonium dans le troisième.

2.3.1 *L'exploration géologique*

Jusqu'à tout récemment, l'approvisionnement en uranium n'a guère posé de problème. D'une part, la consommation spécifique dans les réacteurs nucléaires est très faible si on la compare aux masses de combus-

tible brûlées, pour une même production d'énergie, dans les centrales thermiques conventionnelles. D'autre part, les stocks accumulés dans le cadre de programmes militaires ont pu suffire à la demande des utilisations pacifiques durant une longue période de temps. Cependant, l'expansion rapide du secteur électronucléaire a mis un terme, vers le début de 1974, à ce marché excédentaire et relancé l'exploration géologique en vue de découvrir de nouveaux gîtes uranifères.

En effet, pour l'ensemble des pays de l'OCDE, les réacteurs dont l'entrée en service aura précédé l'an 1981 absorberont, au cours des vingt premières années de leur fonctionnement, la totalité des ressources raisonnablement assurées d'uranium bon marché (moins de \$10 la livre, au prix de 1973). La cadence actuelle de découverte pour les ressources de cette catégorie se situe autour de 65000 tonnes d'uranium par an. Mais elle devra atteindre, à la fin des années soixante-dix, 150000 tonnes par an pour le programme OCDE de référence, 220000 tonnes pour le programme accéléré.

Certes, la prospection est loin d'avoir connu en ce domaine l'intensité de la recherche pétrolière. D'ailleurs, la faible incidence du coût de l'uranium sur le coût de production de l'énergie nucléaire fera que des gisements moins attrayants deviendront rentables à plus long terme. Il n'est donc nullement à redouter qu'une pénurie se manifeste en deça de plusieurs siècles au niveau des ressources existantes. Toute la difficulté provient du décalage, de huit à

dix années, entre le lancement d'une campagne d'exploration et la production d'éléments combustibles prêts pour l'insertion dans un réacteur de puissance.

Ainsi, le Canada, dont les réserves d'uranium s'élèvent à 20% du total mondial¹⁹, a jugé bon d'introduire en septembre dernier une politique nouvelle qui, pour mieux protéger son marché domestique, impose des restrictions sévères sur les exportations d'uranium. Dorénavant, avant qu'une entente soit envisagée avec un acheteur étranger, le Canada vérifiera que des réserves sont déjà constituées en volume suffisant pour assurer 30 années de fonctionnement normal à chaque réacteur domestique en service ou dont le démarrage est prévu au cours des 10 prochaines années. Les services publics d'électricité partagent avec les producteurs d'uranium la responsabilité de garantir l'approvisionnement du marché national: en effet, les exploitants de centrales nucléaires doivent désormais conclure des engagements contractuels qui pourvoient aux besoins en uranium de chaque réacteur durant une période de 15 années à compter de sa mise en marche.

Bien que sa production actuelle d'uranium, de 5000 tonnes par an, soit huit fois supérieure à la consommation intérieure, le Canada a renforcé ses mesures de protection par une impulsion vigoureuse à l'exploration. Dès le début de 1974, Eldorado Nucléaire recevait du gouvernement fédéral l'appui nécessaire au déclenchement des opérations. Quant à l'industrie privée, la hausse substantielle du prix de l'uranium sur le marché international a fourni, durant 1974, le stimulant qui

faisait défaut depuis les années soixante. C'est maintenant un groupe nombreux de sociétés canadiennes ou étrangères qui fouille l'immense territoire national à la recherche de gîtes uranifères²⁰.

Le Québec n'est plus à l'écart de cette entreprise. Pour explorer la région vouée à l'inondation par le vaste projet hydroélectrique, la Société de Développement de la Baie James s'est jointe, d'une part à Eldorado Nucléaire et SERU Nucléaire (une filiale du Commissariat français à l'Energie Atomique), d'autre part à l'International Nickel. Il semble que des gisements d'un certain intérêt existent autour du lac Sakami, près de Mont-Laurier et dans le comté de Pontiac-Témiscamingue.

2.3.2 *L'enrichissement isotopique*

Si l'on excepte le système CANDU, toutes les filières de réacteurs dont l'expansion est envisagée quelque part dans le monde se fondent sur l'usage de l'uranium enrichi. Ses avantages intrinsèques promettent sans doute un brillant avenir à la famille canadienne de réacteurs, qui peut même se poser en rivale des surgénérateurs²¹. Tout laisse croire, néanmoins, que le marché de l'uranium enrichi connaîtra un essor extraordinaire au cours des prochaines décennies.

Aujourd'hui, les Etats-Unis fournissent 95% de l'uranium enrichi consommé dans le monde. Or, la capacité de production des usines existantes - qui s'élève à quelque 18000 tonnes de UTS (Unité de Travail de Séparation) - sera complètement saturée avant la fin de la

présente décennie. En fait, les commandes de réacteurs qui sont passées à compter de cette année tablent sur une capacité de production virtuelle. Puisque l'échéancier d'une usine de séparation isotopique est conditionné par les délais de construction des centrales électriques associées, il faut compter six ans ou plus entre la prise de décision et les premières livraisons d'uranium enrichi. On s'explique, dans ces conditions, le bourdonnement de projets gigantesques qui se disputent un avenir aussi riche de promesses²².

Car le développement du secteur électronucléaire laisse place à des initiatives nombreuses et variées dans le domaine de l'enrichissement. Songeons seulement qu'entre 1980 et 1990 il faudra multiplier par 6 la capacité de production dont disposent présentement les pays de l'OCDE. Aux Etats-Unis, deux problèmes majeurs ont retardé une prise de position claire sur la formule d'expansion qu'il conviendra de retenir: a) la rivalité entre l'entreprise privée, nouvelle venue en la matière, et les sociétés d'Etat, b) le choix de la technique d'enrichissement. On ne prévoit pas que les Américains définissent leurs projets avant 1976. Mais l'Europe, pour ne pas être prise de court, a dû agir plus vite.

Deux grands projets européens sont en route. Le premier, celui d'Eurodif, se fonde essentiellement sur l'expérience acquise par la France en diffusion gazeuse. La Belgique, l'Italie, l'Espagne et la Suède - plus l'Iran, au niveau du financement - y participent, avec le CEA français. Dans une première étape, Eurodif im-

plantera à Tricastin, tout près de l'usine existante de Pierrelatte, une capacité de 9000 tonnes UTS. L'entrée en service est prévue pour 1979. D'autre part, la Grande-Bretagne, les Pays-Bas et l'Allemagne de l'Ouest ont ensemble créé le groupement Urenco-Centec qui, lui, entend exploiter la technique de centrifugation. D'ici 1982, Urenco-Centec, envisage d'installer une capacité de 2000 tonnes UTS dont les deux tiers à Almelo, aux Pays-Bas, et le reste à Capenhurst, en Grande-Bretagne.

D'autres projets ont été avancés dans des pays hôtes, comme le Canada, disposant d'énergie bon marché. L'un d'entre eux s'est particulièrement signalé à l'attention depuis quelques mois: il s'agit de l'usine de diffusion gazeuse mise à l'étude par la société Canadif. Le sigle se rapporte à un groupement formé de la Société de Développement de la Baie James, de Canadian Pacific Railways et du Commissariat français à l'Energie Atomique. Un accord signé en juillet dernier prévoit l'examen préliminaire d'un projet visant l'implantation au Québec, et en priorité dans le territoire de la Baie James, d'une usine de séparation isotopique.

Ni la taille de l'usine ni, a fortiori, le débit d'électricité qui l'alimentera n'ont été précisés. Il est clair cependant qu'il s'agirait d'une installation d'assez grande envergure. De nombreux arguments ont été alignés à l'encontre ou en faveur du projet. On a souligné, par exemple, que les priorités énergétiques du Canada se partageraient des capitaux limités et que l'intérêt national devrait en dicter le mode de répar-

tition. En outre, a-t-on relevé, la vente à l'étranger d'uranium enrichi constituerait une exportation massive d'énergie sous la forme de substance fissile et, indirectement, de l'électricité qui en effectue la concentration. On s'est enfin interrogé sur la sagesse d'une démarche qui favoriserait la concurrence à la filière canadienne de réacteurs.

La justification a mis l'accent sur la valorisation d'un produit, l'uranium, dont le Canada possède d'abondantes réserves. Elle a fait valoir l'afflux des investissements étrangers qu'entraînerait le projet. On s'est également demandé si les programmes électronucléaires du Canada ne pourraient pas mettre à profit la disponibilité d'uranium enrichi.

Toute la question, pour l'instant, reste ouverte. Notons cependant que d'autres groupements industriels se sont dits intéressés à l'établissement éventuel d'une usine d'enrichissement en sol canadien et que, dès août 1973, le gouvernement fédéral a rendu publique son approbation de principe à des démarches en ce sens¹⁹.

2.3.3 *Le retraitement du combustible irradié*

Dans l'ensemble du cycle parcouru par l'uranium au cours de sa vie utile, le retraitement du combustible irradié représente aujourd'hui la phase la plus nébuleuse. Presque toutes les installations en existence ont été conçues en fonction de programmes militaires. En nombre de pays, l'électricité nucléaire est trop jeune pour avoir produit les forts volumes

de combustible irradié qui justifient l'implantation d'usines de retraitement. D'ailleurs, le plutonium qu'on pourrait en tirer cherche encore sa voie: ni les convertisseurs avancés, ni les surgénérateurs ne lui présentent dès aujourd'hui des débouchés assurés.

Dans les circonstances, les Américains se sont retranchés dans une attitude prudente d'expectative. Bien que des stocks considérables de combustible irradié se soient accumulés dans les piscines ad hoc auprès des réacteurs, l'industrie ne se hâte pas d'ajouter à la capacité de retraitement. Elle attend que des politiques claires soient formulées au niveau des programmes et de leur réglementation. Elle compte aussi se prévaloir de progrès à venir sur le plan technologique.

L'Allemagne de l'Ouest, la Grande-Bretagne et la France confient pratiquement tout leur combustible irradié à une seule firme internationale dont les installations, situées en France et en Grande-Bretagne, ont une capacité totale d'environ 300 tonnes d'uranium par année: c'est à peu près l'équivalent de la seule usine américaine qui soit présentement en état de fonctionner sur une base commerciale. Or, l'évolution des programmes électronucléaires laisse prévoir qu'il faudra en 1980 une capacité mondiale de retraitement d'au moins 5000 tonnes par année et qu'il en faudra près du triple en 1985. Sans doute verra-t-on prochainement s'animer et se développer l'entreprise industrielle en ce secteur particulièrement difficile de l'ingénierie nucléaire. Il n'est d'ailleurs pas impossible que, répondant aux vœux de l'Agence Internatio-

nale de l'Energie Atomique, les Etats suivent l'exemple européen et se rallient à des solutions régionales plutôt que d'implanter un grand nombre d'usines moins rentables à vocation purement nationale.

3. *La fusion thermonucléaire*

La fusion thermonucléaire fait luire l'espoir d'une énergie virtuellement inépuisable qui, à terme, fournira une alternative valable à la fission des noyaux lourds. Comme le note bien le rapport récent du Conseil des Sciences sur "Les options énergétiques du Canada", même ses plus chauds partisans n'escomptent pas que la fusion atteindra l'étape commerciale avant l'an 2000 ni qu'elle apportera une contribution notable à la production de l'électricité avant 2020. Car il reste encore à démontrer expérimentalement que ce type de réaction est capable de fournir de façon soutenue et contrôlée plus d'énergie qu'il n'en consomme. Néanmoins, les perspectives offertes par la fusion sont trop alléchantes pour qu'on ne lui consacre pas, dans l'ensemble du monde, des programmes fort importants.

Nombre de problèmes à caractère technologique sollicitent déjà l'attention des chercheurs: la résistance des matériaux aux flux intenses de neutrons à haute énergie n'est sans doute pas le moindre. Au centre des préoccupations actuelles demeure cependant l'étude des plasmas thermonucléaires et des méthodes à adopter pour leur confinement. La voie classique qu'ont choisie les chercheurs est celle du confinement magnétique, mais ces dernières années la méthode de confinement inertiel a

connu un essor extraordinairement rapide²³.

Les gros paris vont au Tokamak. Dans cet appareil de conception russe, le piège magnétique qui retient le plasma thermonucléaire est réalisé par la combinaison de deux champs. L'un, extérieur et très intense, est créé par des bobines qui enserrant le tore de révolution où évoluent les particules du plasma: on lui confie la tâche principale de contenir la pression cinétique. L'autre émane d'un courant électrique induit dans la sphère de plasma (le fluide conducteur forme, à tout effet pratique, le secondaire d'un transformateur). A ce champ de moindre amplitude incombe le rôle d'éliminer les instabilités qui, sous l'effet de perturbations locales, libèrent le plasma de sa prison magnétique. Il revient au courant qui s'écoule en direction torique de porter à température stellaire (100 millions de degrés) le mélange deutérium-tritium qui constitue le plasma.

Tant les Américains que les Européens (dans le cadre de l'Euratom) ont récemment annoncé leur décision de construire pour 1979-1980 une machine Tokamak qui porterait de 5 à 2 le facteur qui manque aujourd'hui pour atteindre la température d'allumage, de 30 à 10 le facteur d'écart sur le temps minimal de confinement. Quant aux Russes, ils ambitionnent d'aborder l'an prochain l'érection d'un Tokamak où l'accroissement des dimensions géométriques et des champs magnétiques devrait être suffisant pour faire une fois pour toutes la démonstration pratique du processus par confinement magnétique²⁴.

Sauf le Tokamak, nul dispositif de confinement magnétique ne fonde autant d'expectative que la fusion par laser. Bien qu'on parle abusivement de confinement par inertie, il ne s'agit plus en ce cas d'exercer une force qui retienne le plasma dans une enceinte, mais plutôt d'accélérer à ce point la production de réactions de fusion dans un mélange deutérium-tritium qu'il y éclate une microexplosion. En irradiant pendant quelques nanosecondes une petite bille de matière fusible, le feu convergent et isotrope de plusieurs faisceaux lasers cause une pression qui écrase la bille et, pourvu que la puissance de tir soit convenable, entraîne la combustion thermonucléaire du granule. On estime à 10^5 - 10^6 joules l'énergie d'allumage, à 10 ou 100 tirs par seconde la cadence requise pour une exploitation rentable.

Mesurons la distance à franchir: les meilleurs lasers savent aujourd'hui produire quelques centaines de joules, les taux de répétition n'atteignent pas un coup à la minute. Mais imaginons aussi les gains potentiels: les instabilités et les impuretés du plasma revêtent beaucoup moins d'importance que dans les méthodes magnétiques. Qui plus est, on évite l'usage d'électroaimants aussi coûteux que gigantesques. Dix ans plus jeune que les techniques rivales, la fusion par laser reçoit aujourd'hui une part tout à fait respectable des budgets (civils et militaires) consacrés à la recherche thermonucléaire²⁵.

Un groupe de travail de l'EACL s'est intéressé tout au long de 1973 aux possibilités de la fusion par

laser. Le rapport final du groupe souligne l'intérêt technique et économique d'une symbiose fusion-fission; les neutrons créés par fusion laser produiraient, en ce cas, des noyaux fissiles dans une enveloppe de thorium placée autour d'un réacteur CANDU. Plus rentable, du moins à court terme, que l'usage direct de la fusion thermonucléaire, ce système ne pourrait cependant entrer en concurrence commerciale avec le CANDU conventionnel avant que le coût unitaire de l'énergie laser ne soit réduit très considérablement²⁶.

En 1974, le projet Fusion-Canada, qui regroupe les principaux organismes canadiens (v.g. IREQ, RCA, INRS) intéressés à l'un ou l'autre aspect de la fusion thermonucléaire, a effectué une étude préliminaire de plus grande envergure. Il s'agissait en l'occurrence de définir les choix offerts dans le domaine de la fusion à la recherche canadienne. Le Conseil des Sciences s'est adressé simultanément au même objet dans le cadre de son enquête sur les options énergétiques du Canada. Ni l'une ni l'autre analyse ne recommandent que le Canada tente de mettre sur pied un programme autonome et complet de fusion thermonucléaire contrôlée. Les alternatives les plus plausibles mettent l'accent sur la collaboration internationale et la concentration des efforts proprement canadiens sur quelques problèmes particuliers: symbiose fission-fusion, résistance des matériaux au bombardement neutronique. "De cette façon, conclut le Conseil des Sciences, notre contribution aux techniques de fusion

thermonucléaire constituerait à long terme un appendice naturel de notre programme électronucléaire".

LAURENT AMYOT, directeur
Institut de génie nucléaire
Ecole Polytechnique de
Montréal

Références

1. JACOBSEN, N.H. et al., "Industry Report 1973-1974", Nuclear News, volume 17, numéro 3, pp. 21-50, février 1974.
2. JACOBSEN, N.H. et al., "Industry Report 1974-1975", Nuclear News, volume 18, numéro 3, pp. 25-26, février 1975.
3. GIRAUD, A., "La politique nucléaire française et l'Europe", Note d'information, Commissariat à l'Energie Atomique, juillet 1974.
4. LANE, J.A. et al., "The Role of Nuclear Power in the Future Energy Supply of the World", Rapport 4.1-22, IXe Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.
5. GIRAUD, A., "Capacité nucléaire de la France", Notes d'information, Commissariat à l'Energie Atomique, octobre 1974.
6. DEUTSCH, R.W. et al., "Nuclear Manpower Crisis Ahead", Nuclear News, volume 17, numéro 8, pp. 71-78, juin 1974.
7. "Nuclear Power and the Environment: Questions and Answers", American Nuclear Society, mars 1974.

8. BURNETT, J.M. et al., "The Cooling of Power Stations", Rapport 2.2-5, IXe Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.
9. ROBERTSON, R.F.S., "The CANDU Nuclear Reactor and Industry", CIM Bulletin, vol. 68, no 755, pp. 105-106, mars 1975.
10. RASMUSSEN, N.C. et al., "Reactor Safety Study", Rapport WASH-1400, USAEC, Washington, août 1974.
11. "Safeguards Against the Theft or Diversion of Nuclear Materials", Nuclear Safety, vol. 15, no 5, sept.-oct. 1974.
12. "Nuclear Wastes Could be Great National Resource, Says ERDA Official", Weekly Energy Report, vol. 3, no 13, 31 mars 1975.
13. "Vaisseaux fantômes et propulsion nucléaire", Notes d'information, Commissariat à l'Energie Atomique, juillet 1974.
14. DYNE, P.J., "How Could Nuclear Energy Replace Oil and Gas", AECL Review, vol. 10, no 2, février 1975.
15. SOKOLOV, E.J. et al., "Role of District Heating in Increasing the Efficiency of Fuel Combustion and Decreasing Air Pollution in Large Populated Areas", Rapport 6.2.1, IXe Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.
16. ZANGGER, C. et al., "Perspectives techniques et économiques du chauffage à distance en Suisse, compte tenu de l'énergie nucléaire", Rapport 6.1.15, IXe Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.
17. HARDER, H. et FISCHER, R., "Nuclear Process Heat Programs in Germany", Nuclear News, vol. 18, no 4, pp. 56-62, mars 1975.
18. BARNES, R.S. et COWIE, D.M., "Possible Energy Patterns for the British Steel Corporation and their Environ-

mental Consequences", Rapport 6.2-3, IXe Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.

19. CNA Economic Development Committee, *"Nuclear Energy - Its Growth and Impact on the Canadian Economy"*, Rapport 1.3-2, IXe Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.
20. MERLIN, H.B., *"Uranium Exploration in Canada"*, Western Miner, pp. 23-24, février 1975.
21. MOORADIAN, A.J. et RUNNALS, O.J.C., *"CANDU - Economic Alternative to the Fast Breeders"*, Rapport 4.1-1, IXe Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.
22. PECQUEUR, M. et al., *"L'enrichissement de l'uranium, réalité industrielle d'aujourd'hui"*, Revue de l'Energie, no 265, pp. 197-214, août-septembre 1974.
23. BRETON, D., *"Développement prospectif de l'énergie thermonucléaire contrôlée"*, Revue de l'Energie, no 265, pp. 215-236, août-septembre 1974.
24. METZ, W.D., *"Nuclear Fusion: the Next Big Step Will Be a Tokamak"*, Science, vol. 187, pp. 421-423, 7 février 1975.
25. EMMETT, J.L. et al., *"Fusion Power by Laser Implosion"*, Scientific American, vol. 230, no 6, pp. 24-37, juin 1974.
26. *"Fusion Studies Show Challenges Ahead"*, AECL Review, vol. 9, no 1, janvier 1974.

ENERGIE EOLIENNE

Alimentation en énergie dans les
régions isolées ou arctiques*Introduction*

Depuis le début du siècle, de nombreuses expériences ont été tentées pour produire de l'énergie grâce au vent.

Ces recherches ont surtout culminé entre 1930 et 1960 en Europe et aux Etats-Unis. Le livre de M. Golding¹ décrit ces expériences d'une façon très détaillée.

La plus puissante éolienne fut construite au Vermont, aux Etats-Unis en 1942. Elle possédait deux pales de 53m de diamètre et produisait 1250 KW². En France, une éolienne de 800 KVA tripale de 31m de diamètre fut construite et testée de 1958 à 1960 à Nogent-le-Roi³. Cette éolienne (BEST-ROMANI) a fourni jusqu'à 1200 KW lors de son utilisation.

D'autres éoliennes de taille moyenne furent construites dans d'autres pays:

ex. - au Danemark, 200 KW, 3 pales de 24m de diamètre
(4,5,11)

- en URSS à Balaclava, 100 KW, 30m de diamètre (1,31)

- en France, EDF, Neyrpic, 130 KW, 21m de diamètre (6)

- en Angleterre, système Andreau-Enfield, 100 KW, 24m de diamètre (1)
- en Allemagne, système Hütter-Allgaier, 100 KW, 35m de diamètre (7)
- et d'autres éoliennes plus petites de 45 KW, 40 KW et 25 KW respectivement au Danemark, en URSS et en Angleterre, etc...

Certains de ces essais se terminèrent par des accidents (bris de pale généralement) d'autres par des succès incontestables. La technique avait cependant été maîtrisée; étant donné que ces machines étaient peu ou pas rentables, leur construction n'a pas été poursuivie.

C'est en URSS, semble-t-il, que les éoliennes ont été le plus utilisées. En 1954, un délégué soviétique précisa à la Conférence Mondiale de l'Energie que le nombre d'éoliennes dans son pays était de 29500 représentant une puissance installée de 167.000 CV.

Il existe à Moscou un Institut pour l'électrification des Fermes où sont mises au point diverses éoliennes dont la plus puissante produit 15 KW. Ces aérogénérateurs rendent de grands services en Sibérie et dans les régions rurales⁸. De nombreuses machines, d'une puissance de moins de 10 CV, sont actuellement construites en série dans divers pays (France, Canada, Allemagne, Australie, Etats-Unis, etc...).

L'Organisation des Nations Unies s'intéressa aux Sources d'énergie non-conventionnelles en organisant, à plusieurs reprises, des conférences traitant des énergies solaire, éolienne, géothermique, marémotrice, etc...^{4,5}

Des conférences similaires furent organisées par l'OTAN⁷, l'O.C.D.E.⁹ et l'O.M.I.¹⁰.

Aux Etats-Unis, en juin 1973, un symposium sur les Systèmes de Conversion de l'Energie Eolienne fut organisé conjointement par la Fondation Nationale des Sciences et l'Administration Nationale de l'Aéronautique et de l'Espace¹¹.

Cette conférence a réuni à nouveau la plupart des pionniers de l'énergie éolienne et présenté un bilan des connaissances acquises dans le domaine ce qui permit de tirer un enseignement pour le futur afin de ne pas disperser les efforts et ne pas répéter les erreurs du passé.

Les sujets suivants ont été discutés:

- les grandes expériences du passé, les caractéristiques du vent et des rotors
- divers systèmes de conversion et de stockage d'énergie
- les applications individuelles et les systèmes proposés récemment pour l'utilisation à grande échelle de l'énergie éolienne. Des comptes rendus ont été publiés en décembre 1973.

En mai 1974, un autre colloque eut lieu au Canada, organisé par le Département de Génie Mécanique de l'Université de Sherbrooke. Une révision des projets en cours au Canada, des différents aérogénérateurs proposés et des systèmes intégrés fut entreprise.

Une plus grande coordination de la recherche et du développement fut proposée. Les comptes rendus sont dis-

ponibles¹². Un groupe de chercheurs de cette Université étudie l'effet déprimogène dans une éolienne constituée d'un Venturi. La succion dans ce dernier, rythmée par une vanne cyclique provoque un mouvement oscillant dans un liquide. La conversion directe de l'énergie éolienne en chaleur par dissipation visqueuse, ainsi que l'utilisation du mouvement oscillatoire d'une masse de fluide pour produire de l'électricité par induction électro-magnétique font l'objet d'études théoriques et expérimentales. Un système plus conventionnel, composé d'une éolienne tripale, pour chauffer une enceinte isolée est présentement testé¹³.

A l'Université Princeton, une éolienne d'un type nouveau est étudiée¹⁴. Elle est composée d'une structure simple et légère. Le bord d'attaque des pales est constitué d'un tube et le bord de fuite d'un câble entre lesquels est tendue une voilure en Dacron. Ce rotor a, à basses vitesses, des caractéristiques aérodynamiques similaires à celles des rotors à pales rigides.

Une éolienne de ce type, de 7,6 mètres de diamètre produirait 10 KW pour un vent de 38,4 km/h et 20 KW pour un vent de 48 km/h.

D'autres programmes de recherches sont actuellement en cours en Amérique du Nord à l'Institut Brace de l'Université McGill¹⁵, à l'Université d'Orégon¹⁶, à l'Université d'Oklahoma¹⁷, à l'Université de l'Etat d'Oklahoma¹⁸, à l'Université Internationale de Floride¹⁹, à l'Université du Massachussetts¹² et dans certains instituts tels que Hydro-Québec²⁰, la NASA¹¹ et certaines firmes privées aux Etats-Unis.

En Europe, l'effort de recherche a été considérable si l'on en juge par les expériences du passé. SEAS au Danemark²⁴, EDF en France³, l'ERA en Angleterre⁵⁸, Hütter en Allemagne¹¹ etc...^{21 à 35}.

Certaines recherches sont actuellement en cours à l'Era, à l'Université de Stuttgart (Professeur U. Hütter), au T.N.O. en Hollande, etc...

Puissance utilisable de l'énergie du vent

La puissance est proportionnelle à l'énergie cinétique passant par la veine de l'aérogénérateur.

La sélection d'un site adéquat est très importante et les données du vent doivent être étudiées sur la plus grande période possible. Différents types d'anémomètres ont été mis au point (1,51d) et différentes théories plus ou moins compliquées ont été émises pour calculer la puissance produite par des aérogénérateurs grâce au vent 1,2,4,5,6,etc.

La puissance du vent varie avec le CUBE de la vitesse du vent. D'une manière approximative on pose généralement¹:

$$P_t = K.A.V.^3$$

où P_t en KW est la puissance théorique du vent

A en m^2 est la surface balayée par l'engin

V en m/s ou km/h est la vitesse du vent et K un coefficient

K = 0,00064 si V est exprimé en m/s

K = 0,0000137 si V est exprimé en km/h.

A. Betz³⁵ montra que le rendement maximum dans l'extrac-

tion de cette puissance est de 59.3%. Cependant, suivant le modèle et type d'éolienne, le rendement sera moins élevé et on considère généralement que la puissance produite par l'éolienne ne sera que de 20 à 40% de l'énergie disponible dans le vent.

$$P = (0,2 \text{ à } 0,4) K.A.V.^3$$

Chaque éolienne possède donc une courbe de rendement variable suivant le type, le nombre de pales, les caractéristiques, etc...

En général, les éoliennes à pales multiples, le plus souvent dans les zones peu ventées, ont un coefficient de puissance d'environ 10 à 20%, tandis que les aérogénérateurs bis ou tripales modernes, tournant rapidement peuvent atteindre des rendements de 45%.

On appelle vitesse nominale, la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne produira sa puissance optimale. Au-dessus de cette valeur, la puissance sera généralement contrôlée.

On peut extraire environ 0,2 KW par m² d'aire balayée dans un vent de 36 km/h ⁶.

Ce chapitre ne donne qu'une idée très approximative des théories existantes pour calculer l'énergie extraite du vent.

Toute étude sérieuse devrait considérer les courbes de fréquences du vent, les courbes puissance-durée, etc... Ces théories sont discutées en plus de détails dans la littérature^{1,2,4,5,6,11,51,57a,etc...}

Aspect économique

On trouvera dans la littérature pertinente de nom-

breux détails concernant le coût d'exploitation des installations éoliennes^{1,5,6,11,etc.} et certains cas particuliers sont discutés dans cet article.

Le prix initial des éoliennes est assez élevé. Malgré ce fait, elles peuvent être employées économiquement dans les régions isolées où le coût de l'énergie produite par les moyens traditionnels est prohibitif. Les petites centrales sont toujours d'un prix élevé.

Par exemple, Dr G.T. Ward³⁶ mentionne les coûts suivants en dollars par KW de puissance installée, exemples:

petit générateur nucléaire	100 KW	2400\$/KW
groupe diesel	50 KW	315
turbines hydrauliques	10 KW	600 à 1200
gaz méthane (déchets agricoles)	5 KW	600
éolienne axe vertical (pompage)	80 KW	1875
petite éolienne à pales multiples	132 W	4200
éolienne moyenne à pales multiples	528 W	2840
groupe diesel	3 KW	300
aérogénérateur moderne	5 KW	360
grande éolienne (réf. 1)	106 KW	300
etc...		

A titre d'exemple, voici une liste des prix de certaines éoliennes disponibles sur le marché: (Veuillez écrire aux fabricants pour obtenir les prix les plus récents).

- Lubing M 022-3; 2,2 m diamètre, produisant 400 W pour un vent de 12m/s: éoliennes variant de 1650 à 3000 DM.

- Eoliennes Hertog (pompage): 2500 florins.

- Aérogénérateurs Dunlite

300 W	12 V	323,50 dollars australiens
1000 W	32 V	564
1500 W	32 V	675
2000 W	12 à 48 V	1130

- Aérogénérateurs Aerowatt:

modèle

24 W	24 FP 7	3500 Francs français
120 W	150 FP 7	7750 FF
300 W	300 FP 7	11000 FF
4000 W	4100 FP 7	29000 FF

- Aérogénérateurs Enag:

250 W	12 V	3666 FF
1200 W	30 V	6753 FF (Prix TVA inclus)
2000 W	110 V	9975 FF

- Eoliennes Comet (pompage):

diamètre:	2,4 m	280 dollars australiens
	3,1 m	370
	4,25 m	655 (Prix sans la tour)
	6,7 m	2135
	9,1 m	3770

On a comparé en URSS⁸ différents coûts de pompage lorsqu'on utilisait:

- 1- des pompes électriques se trouvant à 2 KM, 1 KM et 500 m d'un réseau d'énergie

- 2- un générateur diesel
- 3- une petite éolienne de type VP-3M (1 CV, diamètre 3 m).

Dans la région considérée, l'éolienne devenait rentable lorsque la vitesse du vent dépassait 4,1 m/s.

Un rotor Savonius fut construit aux Barbades pour une somme de 51 \$ US.³⁷. Même si le prix initial d'une éolienne peut paraître élevé, c'est plutôt le coût annuel d'utilisation qu'il faut prendre en considération lorsqu'on détermine la rentabilité d'une installation.

Pour chaque site étudié, on procèdera à une étude de l'énergie du vent disponible et une étude économique comparative des coûts des différents systèmes de production d'énergie afin de déterminer celui qui est le plus rentable^{57a}. Sous certaines conditions, le système éolien avec ou sans système d'appoint sera le plus adéquat. La notion de coût perd son sens pour certaines applications dans les zones arides des pays en voie de développement où, parfois, la question n'est pas de savoir à quel prix l'énergie sera produite mais si oui ou non une pompe sera actionnée pour puiser l'eau nécessaire dans le village. On doit donc, nécessairement traiter chaque cas séparément et le lecteur trouvera tous les renseignements nécessaires dans la littérature¹, 2,6, etc...

Stockage d'énergie ou système d'appoint?

Vu la nature intermittente du vent, il est nécessaire, si l'on doit délivrer de l'énergie primaire à la demande, de prévoir, soit un stockage d'énergie, soit un

groupe électrogène d'appoint, soit une combinaison des deux.

L'énergie peut être emmagasinée en pompant de l'eau dans un réservoir, lorsqu'il y a du vent, pour utilisation ultérieure à travers une petite turbine hydraulique. Ce type de stockage mécanique dépend cependant des conditions topographiques et, surtout de la construction d'un réservoir, en général trop cher pour les applications courantes.

Le stockage électrique est généralement rentable lorsque la puissance installée est réduite. Les batteries employées (au plomb, au cadmium-nickel, etc.) nécessitent un entretien régulier. Cette forme de stockage sera employée avec succès dans des petites installations similaires à certaines décrites dans cet article.

Le stockage d'énergie thermique, employé surtout dans la technologie de l'énergie solaire, utilise les principes de la capacité thermique des matériaux et de la chaleur de fusion et de vaporisation de certaines substances.

Il est possible d'emmagasiner de la chaleur dans de l'eau³⁹, des roches⁴⁰ ou des sols⁴¹, et de la récupérer sous forme d'énergie plus tard.

Certaines méthodes de stockage utilisent la chaleur de fusion dégagée lors du passage de l'état solide à l'état liquide (et vice versa) de certaines substances. Un procédé similaire se sert de la chaleur de vaporisation.

Un groupe de chercheurs, à l'université de l'Etat

d'Oklahoma, étudie des systèmes de stockage pouvant s'appliquer aux énergies solaire et éolienne utilisées simultanément¹⁸.

D'autres groupes travaillent actuellement à la mise au point de méthodes diverses pour emmagasiner l'énergie solaire. Le lecteur pourra se référer à la littérature pertinente.

Il a été suggéré de stocker l'énergie en effectuant l'électrolyse de l'eau, l'hydrogène ainsi produit pouvant être utilisé ultérieurement dans des piles à combustibles. Cette méthode pourrait se révéler économique sur une grande échelle mais elle obligerait la réorientation des industries et des besoins de la société vers l'hydrogène plutôt que vers les combustibles traditionnels employés pour l'instant^{11, 12}. D'autres formes de stockage sont possibles par exemple en comprimant de l'air ou des gaz dans les excavations souterraines, en utilisant des volants d'inertie, etc...^{11,20}

De nombreux aérogénérateurs de toute puissance ont fourni leur énergie directement dans des réseaux interconnectés et les détails sont disponibles^{1,2,42}. Lorsque les puissances installées sont inférieures à 100 KW, il sera généralement plus rentable d'utiliser une éolienne couplée à un groupe électrogène d'appoint. Dans un site bien venté, l'aérogénérateur fournira une grande partie de l'énergie nécessaire et le coût initial élevé de cet engin sera vite remboursé grâce aux économies de combustible réalisées. Dans les régions isolées, il sera possible de prévoir des groupes à démarrage et

arrêt automatique afin de maintenir la constance de l'énergie ou afin de veiller à ce que les accumulateurs soient toujours chargés. Des études économiques vont être entreprises par l'auteur afin de déterminer la rentabilité de ces systèmes dans les régions arctiques du Canada.

Eolienne du Conseil de Recherches du Canada

M. R.S. Rangi et M. P. South, deux chercheurs du Conseil National de Recherches du Canada (CNRC) ont développé une éolienne à axe vertical fonctionnant avec un coefficient de puissance élevé. Cette éolienne a l'avantage d'être économique. Le rotor est composé de 2 ou 3 pales courbes reliées à un axe vertical. Les pales sont à cordes constantes et symétriques, roulées à froid à partir de plaques d'acier et, placées parallèlement à l'axe (profil approximatif des pales: NACA 0012). Pour rendre les efforts de flexion minimum, les pales doivent être placées suivant la courbe de chaînette. L'aire balayée sera maximum lorsque le diamètre du rotor sera égal à sa hauteur.

Après avoir testé une éolienne bipale de 4,25 m de diamètre dans un tunnel aérodynamique V/STOL du CNRC⁴³, plusieurs éoliennes tripales de 3,65 m de diamètre ont été construites et testées près d'Ottawa⁴⁴.

La puissance produite par ces rotors omnidirectionnels varie de 0,67 à 0,9 KW suivant les modèles testés pour une vitesse du vent de 24 km/h.

Le Département de Recherches pour la Défense du Canada a testé une de ces éoliennes l'hiver dernier⁴⁵

afin de prouver sa fiabilité dans les régions nordiques du Canada. Le problème du givrage des pales a fait l'objet d'études.

Un prototype similaire a également été testé par la NASA aux Etats-Unis. Il produit 1,3 CV pour un vent de 24 km/h. Les calculs et recherches des deux chercheurs du CNRC les ont conduits indépendamment à la mise au point d'une éolienne semblable à celle brevetée par le français G.J. Darrieus en 1931 en France et aux Etats-Unis.

L'éolienne mise au point par le CNRC, vu son prix assez bas, jouira sûrement d'une popularité grandissante dans les sites isolés.

D'autres machines, plus puissantes seront testées dans le futur.

Application des éoliennes

L'énergie éolienne peut être rentable dans les régions isolées, bien ventées où l'énergie produite par les moyens classiques est trop coûteuse.

Les exemples d'utilisations décrits ci-après ne concerneront généralement que des petites applications bien spécifiques. Il est à noter que la plupart des installations présentées ont été réalisées et testées avec des engins disponibles en séries.

D'autres éoliennes pourront être utilisées pour des emplois similaires dans d'autres régions du globe où les conditions semblables seront réunies:

I Alimentation des phares par éoliennes

Des aérogénérateurs ont été employés avec succès

afin d'alimenter en courant des phares et différentes aides à la navigation en France⁴⁶, Australie⁴⁷ et Nouvelle Zélande⁴⁸.

Le Service Technique des Phares et Balises de France a utilisé une éolienne AEROWATT à deux pales de 5,73 m de diamètre d'une puissance de 5 KW pour l'alimentation d'un phare à Sept-Iles. Les caractéristiques de cette éolienne la rende très fiable.

Dans une étude, M. J. Prunieras⁴⁶ compare, un système classique constitué de 2 moteurs diesels de 13 CV couplés à un alternateur de 6,25 KVA alimentant des batteries au Cadmium-Nickel de 115 V-310 AH, à un système utilisant l'éolienne Aéro watt couplée à un diesel d'appoint et alimentant des batteries au Plomb de 500 AH maintenant une tension de 115 V $\pm$ 5%.

M. Prunieras nous fait constater qu'en 1961, l'éolienne a ainsi fourni jusqu'à 80% de l'énergie nécessaire au phare:

exemple:

Temps d'allumage	a) éolienne:	4128 hr
	b) appoint:	919 hr
Energie produite	a) éolienne:	6880 KWHR
	b) appoint:	1378 KWHR
	a: (80%)	b: (20%)

Une étude économique nous révèle enfin les coûts suivants considérant un amortissement sur 20 ans pour l'éolienne et sur 75 ans pour son support en béton armé et un taux de 7% (coûts actualisés sur une période infinie):

- phare équipé de groupes électrogènes seulement 210.000 FF
- phare équipé d'un aérogénérateur 90.000 FF

Il aurait fallu admettre un taux d'actualisation de 28% pour que les coûts actuels deviennent égaux; ce qui permettrait de conclure en la rentabilité du système éolien.

Une éolienne fixe de type Venturi est utilisée sur l'île de KAWAU en Nouvelle-Zélande⁴⁹.

L'engin utilisé est une structure fixe dont les embouchures convergent sur une éolienne à pales multiples de 48 cm de diamètre. Un courant de 2,3 A est produit pour un vent de 48,3 km/h.

Les batteries utilisées nécessitent un courant de 1 A-12 V. L'effet "Venturi" de la structure réduit de 3 fois le diamètre requis. L'avantage de cet engin est qu'il n'y a aucune partie mobile dans la structure en aluminium qui s'élève à 2,45 m du sol. La puissance fournie est encore de plus de 50% lorsque le vent souffle à angle droit sur l'engin.

En Australie, 2 éoliennes Dunlite ont été installées⁴⁷ afin d'alimenter 2 balises, se trouvant au large des raffineries de pétrole de Kwinana, destinées à rendre la circulation moins périlleuse aux navires approchant les chenaux dragués. Auparavant, les batteries devaient être changées tous les 18 jours au prix d'opérations assez compliquées. Maintenant, une visite de routine par mois suffit pour vérifier le bon fonctionnement des éoliennes qui ont déjà dû résister à des vents

de plus de 96 km/h.

En France, une éolienne de 1,1 KW alimente un phare d'atterrissage à Faraman, en Camargue.

II Dessalement de l'eau de mer par éoliennes

M. Solomon⁵⁰, un ingénieur roumain, propose un système de dessalement de l'eau de mer constitué d'une éolienne couplée à des distillateurs à thermo-compression fonctionnant sous le principe de pompes à chaleur et de ce fait, de haut rendement thermique.

Le système proposé est tout à fait automatique. En effet, en réalisant le démarrage "par fréquence" des électromoteurs du dispositif de dessalement, auquel est interconnecté l'éolienne, les deux parties se mettront d'elles mêmes en mouvement et s'arrêteront toutes deux automatiquement selon la présence ou non du vent. La solution de M. Solomon mérite l'attention. En effet, dans son cas particulier, au lieu d'essayer d'obtenir une éolienne tournant à vitesse de rotation constante, (nécessitant des dispositifs de régulation très onéreux), il propose de laisser tourner les éoliennes librement avec des vitesses de rotation variables comme les vitesses du vent. En fait, c'est ce régime de fonctionnement, dit à module constant, qui assure la meilleure utilisation de l'énergie du vent et qui permet de produire plus d'énergie. La méthode de fonctionnement ci-dessus pourrait être employée pour la production d'énergie électrique en utilisant des régulateurs de voltage et d'intensité.

Pour plus de détails concernant ces études veuillez consulter les références 51a-b. M. Solomon illustre éga-

lement la coïncidence parfaite qui existe entre les caractéristiques dynamiques de l'ensemble électro-éolien d'une part et du dispositif de dessalement d'autre part.

En guise d'exemple, il cite l'emploi possible d'une éolienne de 30.2 m de diamètre produisant environ 428 KW pour des vents de 14 m/s.

En supposant qu'il soit possible de produire 834.000 KWHR par an, et que la consommation spécifique des distillateurs à thermo-compression soit de 10 à 11 KWHR par m³ d'eau pure produite, une grande éolienne de ce type produirait 76.000 m³ d'eau dessalée, assez pour alimenter quelques milliers d'habitants ou irriguer environ 40 ha.

Il serait intéressant d'étudier plus en détail la rentabilité de systèmes similaires dans certaines régions arides du monde.

III *Alimentation en courant des stations géophysiques automatiques*

De nombreuses stations de ce genre existent dans les régions éloignées.

Vu leur isolement, les frais entraînés par des dispositifs de production d'énergie traditionnels sont trop élevés.

Il a été prouvé que l'emploi de petites éoliennes couplées à des batteries bien protégées des intempéries était de loin la solution la plus rentable.

exemples:

- Eoliennes Aerowatt utilisées au Groenland et dans l'Antarctique. (de 1 à 5 KW).

- Eoliennes Dunlite utilisées dans l'Antarctique par les australiens. (1 à 2 KW).
- Eoliennes Lubing utilisées dans le nord du Canada (400 W), Université McGill.
- Eolienne australienne (200 W) utilisée dans l'Antarctique (division antarctique).
- Eolienne Windcharger (200 W) utilisée par l'Institution d'Océanographie SCRIPPS en Baja California pour alimenter une installation astrométrique etc...

Parfois les instruments de ces stations doivent être maintenus dans des intervalles de températures prédéterminés. Des éoliennes peuvent être employées à ces fins également.

IV *Protection cathodique des oléoducs*

Les oléoducs enfouis sont sujets à la corrosion. Ils peuvent être protégés par des enduits ou en rendant l'acier cathodique. Ces deux procédés peuvent être combinés. La protection cathodique peut être du type à anode sacrifiée (de magnésium ou de zinc), mais cette méthode est assez dispendieuse et nécessite des remplacements périodiques.

D'autre part, des anodes non-sacrifiées de carbone peuvent être utilisées avec une source extérieure de force électromotrice⁵².

De l'énergie a été produite à cette fin par des éoliennes en France (générateur Aéro watt), en Russie et aux Etats-Unis (M.L. Jacobs)⁵.

Cette méthode pour la protection cathodique pourrait à nouveau être utilisée et des études complémentai-

res se rapportant à des cas pratiques devraient être entreprises.

V Alimentation des radios, T.V., téléphones, relais hertziens, etc.

Un peu partout dans le monde, de petites éoliennes ont été utilisées à ces fins avec grand succès:

exemples:

- L'Administration des Télécommunications de Suède a employé à RUOTO une éolienne Lubing afin de fournir l'énergie électrique nécessaire pour les besoins d'un standard téléphonique situé dans une région où il n'existe pas de réseau. L'éolienne fournit 80 W pour un vent de 17,5 km/h et 300 W à 52 km/h. Elle charge une batterie de 36 V dont la capacité est telle qu'une période de 4 semaines sans vent permet encore au système de fonctionner normalement⁵³.
- De même, en Australie, des éoliennes Dunlite chargent des batteries d'une capacité de 200 AH alimentant des téléphones et allouant au système une période sans vent de 14 jours⁴⁷.
- En Australie, une éolienne Dunlite est utilisée pour fournir de l'énergie à un relai hertzien. Le lien de 2300 km a augmenté le nombre de circuits par 960 et permet la transmission directe d'images de télévision entre Sidney et Perth. Le système est composé d'une éolienne Dunlite de 2 KW - 24 V couplée à un générateur diesel de 24 V - 4 KW/2 KVA - 240 V chargeant des batteries au plomb de 1000 AH⁴⁷.

VI Pompage de l'eau

Le pompage de l'eau est, en fait, la plus vieille application des éoliennes. Des études détaillées ont été publiées à ce sujet^{4,5,6b,8,15,54,67,68,etc.}

Nous ne citerons ici que quelques capacités de pompage:

- l'éolienne russe Sokol (15 KW) peut pomper de 13 à 15 m³/h d'une profondeur de 100 m pour un vent de 25 km/h.
- les éoliennes russes Bouran (1,8 KW) et Berkout (1,6 KW) pompent respectivement 3 m³/h et 1,6 m³/h d'une profondeur d'environ 30 m pour un vent de 29 km/h.
- l'éolienne expérimentale Brace (10 CV) installée aux Barbades et qui alimente un petit réseau d'irrigation par aspersion⁵⁴ peut pomper 14 m³/h d'une profondeur de 30 m pour un vent de 32 km/h.
- l'éolienne Lubing⁵⁵ peut pomper 9 m³/jour d'une profondeur de 7 m pour un vent de 18 km/h.
- l'éolienne Hertog pompe 3 m³/minute d'une profondeur de 1 m.⁵⁶

Il faut aussi mentionner le Rotor Savonius qui peut facilement être construit par un bricoleur³⁷ à partir de 2 grands barils d'huile vides, coupés en deux et montés sur un axe.

Cette éolienne à axe vertical d'environ 1,7 m² d'aire balayée produit peu de puissance mais peut pomper 1,25 m³/h d'une profondeur de 3 m pour un vent de 16 km/h. Elle est particulièrement applicable aux pays en voie de

développement car elle ne nécessite aucun entretien. Pour ces pays, généralement situés en zones arides peu ventées, l'ancien type d'éoliennes à pales multiples peut être employé avec succès.

La firme Comet en Australie en fabrique encore, les diamètres variant entre 2,7 m et 30 m.

Des études ont été faites sur le couplage des différents types de pompe aux éoliennes⁶⁸.

VII *Electrification des villages*

Dans les régions isolées, vu la dispersion de la demande, et le coût élevé du combustible, il est souvent très onéreux de produire de l'énergie par les méthodes conventionnelles. Les puissances installées dans ces régions peu peuplées sont souvent inférieures à 100 KW. Des aérogénérateurs de 10,25,50 et 100 KW ont été testés avec succès. Ils fonctionnaient soit isolément (avec ou sans groupe électrogène d'appoint) soit en parallèle sur un réseau existant.

Sous certaines conditions, des éoliennes de puissance similaire couplées à des systèmes d'appoint, pourront fonctionner de façon rentable grâce à l'économie de combustible réalisé chaque fois que le vent souffle. Dans un site venté, l'éolienne fournira la majeure partie de l'énergie nécessaire.

Pour mieux déterminer l'économie réalisable, une étude du potentiel éolien a été entreprise pour les régions arctiques du Nouveau-Québec (Baie de Déception). En assumant diverses conditions^{57a}, en considérant que le prix des éoliennes de 12 CV variait de 7500 à 14000 dollars canadiens, les coûts de production d'énergie

secondaire électrique variaient entre 7,5 et 13 cents/KWHR lorsque 25000 et 20000 KWHR étaient respectivement produits.

En un site voisin, plus venté, (Asbestos Hill), les coûts respectifs, sous les mêmes conditions, étaient de 5,65 à 9,8 cents/KWHR pour des productions de 32000 et 26500 KWHR.

Les coûts de l'énergie produite suivant les méthodes conventionnelles peuvent atteindre 30 cents/KWHR dans les régions nordiques du Québec.

Des recherches ont été faites concernant l'électrification des villages en URSS⁶⁹, en Roumanie^{51c} et dans divers centres de recherches¹.

VIII *Electrification des maisons et fermes isolées*

L'Association de Recherches Electrique d'Angleterre⁵⁸ a fait des expériences pour électrifier des fermes en utilisant dans un cas un aérogénérateur Allgaier produisant 6 KW courant alternatif et 1,5 KW courant continu et dans un autre cas une éolienne de 25 KW de type Dowsett.

L'éolienne Allgaier démarrait lorsque les vents atteignaient 16 km/h et fournissait sa puissance maximum pour un vent de 37 km/h. Des batteries de 240V - 20 AH étaient prévues. Les charges sur le réseau étaient les suivantes⁵⁹:

c.a.:	Chauffage à 11 éléments	5360 W
	Chauffage par immersion	2600 W
	Stockage de chaleur	1440 W
	(3 phases)	

	Chauffage des sols	560 W
	Moteur pour le pompage de l'eau	1100 W
c.c.:	Lampes à l'intérieur	1000 W
	Lampes à l'extérieur	600 W
	Un fer à repasser	450 W
	Une radio	75 W

Le plein emploi de l'énergie disponible au site considéré était possible grâce à l'utilisation d'un ingénieux dispositif de sélection des charges en forme de relais à bobinage mobile. Suivant le courant reçu de l'alternateur, donc en fonction de l'énergie produite à partir du vent, un petit moteur engageait des circuits à l'aide de cames (une tous les 6 degrés autour de l'axe de rotation). Cette façon de procéder permettait d'utiliser au maximum l'énergie du vent.

L'expérience dura 3726 heures et pour une vitesse moyenne du vent de 13,7 km/h, l'énergie produite fut de 4510 KWHR (3962 KWHR a.c. et 548 KWHR d.c.).

Dans toutes les régions du monde, des expériences sont actuellement en cours pour l'électrification des maisons isolées. M. H. Clews a publié un petit livret résumant son expérience dans l'édification d'un aéro-générateur Quirk de 2000 W - 115 V dans l'état du Maine aux Etats-Unis. Le système de stockage, le circuit électrique, les appareils de conversion c.c. à c.a., ainsi que d'autres détails pertinents y sont décrits⁶⁰.

Dr T. Wentink Jr. teste actuellement une éolienne suisse Elektro de 6 KW à Ugashik, petit village situé dans la péninsule aléoutienne en Alaska⁶¹.

La plupart des éoliennes décrites dans cet article peuvent être employées pour l'électrification d'habitations, la puissance de l'engin étant déterminée par les charges sur le circuit.

IX Des hydroliennes?

Des études ont été faites en France⁶² sur la possibilité d'utiliser l'énergie des courants marins au moyen de machines analogues aux aérogénérateurs.

Vu les différences de densité entre l'air et l'eau, un courant de 3 m/s mouvant un générateur marin de 10,5 m de diamètre produirait la même puissance (500 KW) qu'un générateur éolien de 26,5 m de diamètre mû par un vent de 15 m/s.

Selon les auteurs, dans un site où les courants marins sont importants, il serait possible d'obtenir 10900/m² d'aire balayée d'énergie brute par an (jusqu'à 71000 KWHR/m² dans un site exceptionnel).

Plus récemment, un colloque a été organisé par l'Administration Nationale des Océans et de l'Atmosphère des Etats-Unis⁶³ pour étudier la fiabilité d'utiliser une partie de l'énergie du courant de Floride (Gulf-stream) en employant différents types d'éoliennes (à pales, Venturi, Savonius, etc...) placées au fond du plateau continental au large de la Floride.

Systeme "D"?

De nombreuses personnes désirent construire de petites éoliennes elles-mêmes afin de produire assez d'électricité pour alimenter quelques lampes, radios, etc... et même pour pomper un peu d'eau pour du bétail

dans un endroit isolé.

La revue "Système D" a publié un excellent fascicule décrivant 14 éoliennes faciles à construire par tout bricoleur averti (tant pour produire du courant que pour pomper l'eau⁶⁴).

Un bricoleur pourra aussi aisément construire un Rotor Savonius³⁸ pour pomper de l'eau.

Aux Etats-Unis, la firme Windworks⁶⁵ a mis au point un petit générateur éolien dont les 3 pales en résine peuvent être facilement coulées à partir de profils extensibles vendus par la firme.

Les éoliennes modernes sont des machines très perfectionnées et il n'est pas recommandé d'en fabriquer soi-même sauf peut-être pour des puissances inférieures à 500 W. Le bris sera souvent la rançon d'une construction hâtive mal étudiée.

Conclusion

Dans cet article, nous avons passé en revue quelques applications des éoliennes pour les régions isolées où elles sont particulièrement rentables vu le coût élevé du combustible.

Dans certains cas des éoliennes couplées à des dispositifs d'appoint permettront d'économiser de l'énergie lorsque le vent sera présent. Il en résultera une épargne considérable en combustible.

Dans les pays en voie de développement les éoliennes serviront à pomper de l'eau pour le bétail, à électrifier les fermes. Certains modèles d'éoliennes dans les basses puissances et pour le pompage en général

pourront aisément être construits sur place par les populations locales.

Pour tout type d'installation, il est conseillé de bien choisir le site, de faire une étude technique du potentiel éolien disponible dans l'endroit considéré et alors, de faire une étude économique visant à déterminer la rentabilité du système éolien par comparaison aux solutions classiques. La technologie est disponible et les connaissances accumulées au cours des dernières décennies sont suffisantes pour que de nouvelles applications puissent être réalisées avec succès. Il serait par exemple intéressant d'alimenter en guise d'essai avec une éolienne une partie d'un village; pour après fournir l'électricité au village entier grâce à ces éoliennes couplées à des groupes électrogènes d'appoint.

A une époque où l'on parle tellement d'utiliser nos ressources d'une façon plus équitable, ne serait-il pas temps d'employer là où c'est possible cette énergie inépuisable, non polluante et gratuite qu'est le VENT?

CHRISTIAN BETTIGNIES
professeur
Département de Génie
Université de Moncton

Références

1. GOLDING, E.W., *The generation of electricity by wind power*, E.&F.N. Spon Ltd., London, 1955, 312 pages.
2. PUTNAM, P.C., *Power from the wind*, Van Nostrand 1948.
3. *Les Aërogénérateurs à hélices en alliage léger de l'Electricité de France*. pp 1229-1236, *Revue de l'Aluminium*, vol. 35, no 260, Décembre 1958.
4. *Actes officiels de la Conférence de l'Unesco sur les énergies solaire et éolienne*, à New Delhi, 1954. UNESCO, Paris 1956, 238 pages.
5. *Actes officiels de la conférence des Nations-Unies sur les "sources nouvelles d'énergie"*, Rome 21-31 Août 1961. vol. 7, *Energie Eolienne*.
6. VADOT, L.
 - a) Mars-Avril 1957 - *Etude synoptique des éoliennes*
 - b) Septembre 1957 - *Le pompage de l'eau par éoliennes*
 - c) Octobre 1958 et Janvier-Février 1959 - *La production d'énergie électrique par éoliennes*, publiés dans la *Houille Blanche*, Grenoble, France.
7. "Solar and Aeolian Energy" A.G. Spanides and A.D. Hatzikakidis, editors, *Proceedings of the International Seminar on Solar and Aeolian Energy*, Sounion, Greece September 1961, Plenum Press, N.Y.
8. IA. I. SHEFTER (en russe) - *Un compte rendu scientifique, technique et économique du développement du potentiel éolien et recommandations pour l'emploi d'éoliennes*. Département de l'information technique et scientifique, Moscou 1966, 59 pages.
9. *Organization for European Economic Cooperation. Committee for Productivity and Applied Research*, vol. II of the Final Report of the Working Party on Wind Power, 1954.

10. *Technical Note No 4, Energy from the Wind.* World Meteorological Organization, Publication no 32, Geneva, Switzerland 1954.
11. *Wind Energy Conversion Systems.* Workshop proceedings, NSF-NASA June 11-13, 1973 Washington D.C. NSF/RA/W-73-006, December 1973.
12. *Energie Eolienne... Réalisations et Possibilités,* Université de Sherbrooke, Département de Génie Mécanique, 29 mai 1974.
13. *Conversion de l'Energie Eolienne.* Rapport annuel, mai 1974, Département de Génie Mécanique. Université de Sherbrooke, Sherbrooke, Canada.
14. SWEENEY, T.E. *The Princeton Windmill Program AIS Report no 1093,* March 73. Department of Aerospace and Mechanical Science Princeton University, USA.
15. Brace Research Institute, McGill University. *Liste des publications (nombreuses références)* Montréal.
16. *Wind Power Potential in Selected Areas of Oregon,* Report no PUD 73-1. Oregon State University, USA.
17. BERGEY, K.H. *Feasibility of Wind Power generation for Central Oklahoma,* University of Oklahoma, Norman, Oklahoma.
18. RAMAKUMAR, R., ALLISON, H.J. and HUGHES, W.L., "Solar Energy Conversion and storage Systems for the Future" presented to the 1974 IEEE Summer Power Meeting & Energy Resources Conference, July 1974, Anaheim, California.
19. COULTER, P.E., School of Technology, Florida International University, Florida.
20. VAN SANT, J. "A wind Powered Electrical System for Remote Areas", Symposium de l'Université de Sherbrooke, pp 199-213.
21. AILLERET, P. *L'énergie éolienne, sa valeur et la*

prospection des sites. *Revue Générale de l'électricité*. Mars 1946.

22. DARRIEUS, G. *Utilisation de l'énergie éolienne. Ses perspectives, principes et modes de réalisation*. Bulletin de la Société d'Encouragement pour l'industrie Nationale, France 7 mai 1953.
23. HUTTER, U. *The use of wind energy for generating electric current in Western Germany*. Paper given at the World Power Conference. Brazil 1954.
24. JUUL, J. (en danois). *Rapport des résultats obtenus avec le générateur éolien expérimental SEAS*. Elektroteknikeren, vol. 47, pp. 5-12, 7 janvier 1951.
25. *Final Report on the Wind Turbine*. Research Report PB 25370, Office of Production, Research and Development. War Production Board, Washington D.C. 1946.
26. PERCY, Thomas H. *Electric Power from the Wind*, Federal Power Commission, Washington D.C. 1946.
27. LACROIX, G. *Les problèmes électriques soulevés par l'utilisation de l'énergie du vent*. Bulletin de la Société Française des électriciens. Vol. V, no 103, pp. 211-215, Avril 1950.
28. LANOY, H. *Les aëromoteurs modernes*. Girardot, Paris, 1947, 192 p.
29. MONNEY, C.R. *Les aëromoteurs*. Mémoires de la Société des Ingénieurs Civils de France, Mars 1943.
30. CHAMPLY, R. *Les moteurs à vent*. Dunod, Paris 1933, 270 p.
31. SECTOROV, V.R. (en russe). *Report on the operating characteristics of the initial 100 KW aero-electric unit at Balaclava*, Elektrichestvo, no 2 1933.
32. SERRA, L. *Le vent en France et ses possibilités d'utilisation*. La météorologie, Octobre-Décembre 1953,

pp 273-292.

33. HONNEF, H. *Windkraftwerke*. Vieweg & Sohn (1932).
34. GOLDING, E.W. *Large-scale Generation of Electricity by wind Power*. Preliminary Report, Electrical Research Association, Technical Report. Ref. C/T 101, 1949.
35. BETZ, A. *Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*, Vedenhoek and Ruprecht, Göttingen, 1946.
36. WARD, G.T. *Energy as a major factor in Man's development*. Technical Report no T 11, March 1964 Brace Research Institute. McGill University.
37. BODEK, A. *How to construct a cheap wind machine for pumping water*. Brace Research Institute, Do-it yourself leaflet no 5 McGill University. February 1965.
38. SAVONIUS, S.J. *S-rotor and its applications*, Mechanical Engineering, V 53, pp 333-8, May 1931.
39. SCHONHOLZER, E. *Hygienic Clean Winter Space Heating with Solar and Hydroelectric Energy accumulated during Summer and Stored in insulated Reservoirs*. Solar Energy, vol. 12, pp. 379-385, no 3, May 1969.
40. CLOSE, D.J. *Rock Pile Thermal Storage for Comfort Air Conditioning*. Mechanical and Chemical Engineering Transactions of the Institutions of Engineers, Australia, vol. MCI, pp. 11-22, no 1, May 1965.
41. BRUN, G. *La régularisation de l'énergie solaire par stockage thermique dans le sol*. Revue Générale de Thermique no 44, pp. 865-882, Août 1965.
42. KROMS, A. (en allemand). *Les centrales éoliennes dans l'inter-connection*. Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens. No 5, 6 mars 1954, pp. 135-144.
43. SOUTH, P. and RANGI, R.S. *A wind tunnel investigation of a 14 ft diameter vertical axis windmill*, Report

LTR-LA-105. National Research Council, Ottawa, sept. 1972.

44. RANGI, R.S., SOUTH, P., TEMPLIN, R.J. *Wind Power and the Vertical Axis Wind Turbine Developed at the National Research Council of Canada*, pp. 55-74, Symposium de l'Université de Sherbrooke. (12)
45. MOORE, J.E.C. "The Potential Conversion of Wind Power to Electrical Power", pp. 214-235, Symposium de l'Université de Sherbrooke. (12)
46. PRUNIERAS, J. *Contribution à la mise au point des aérogénérateurs dans les établissements de signalisation maritime*. Mécanique-Electricité, Avril 1966, no 198, pp. 49-60.
47. Dunlite Company Reviews, 4 pages, Dunlite Company.
48. *Wind generator for remote light*, Engineering 204: 291, Aug. 25, 1967.
49. GLADWELL, J.K. "A fixed Venturi Wind Generator". Ministry of Works, New Zealand.
50. SOLOMON, J., Conf. Ing., Str 30 decembrie no 52, Scara A, etaj III, apart. 7, Bucharest Roumanie.
51. SOLOMON, J.
 - a) Le dessalement de l'eau de mer par l'énergie éolienne. "L'eau" Paris (55), no 5, May 1968, pp. 225-227.
 - b) même titre, Exposé élargi de l'article ci-dessus, 30 pages.
 - c) (en langue roumaine). *Electrification agricole et rurale par micro-centrales éoliennes*. Institut d'Energétique de l'Académie des Sciences de la République Populaire de Roumanie. Chapitre 4-A-4, Publications 73614-t, 30 pages.
 - d) *Compteur anémométrique fournissant la moyenne cubique de la vitesse du vent*. Revue générale de l'Electricité, Paris, T 76, 1967, Nr 3, pp. 370-374.

52. EVANS, U.R., *The Corrosion and Oxydation of Metals: Scientific Principles and Practical Applications*. Ed. Arnold publisher Ltd. 1960.
53. *Wind Yields Power for telephones*. Elec. World no 175: 64 April 1, 1971.
54. IONSON, J.M., "The field performance of windmill powered sprinkler irrigation system". Publication MT-8. August 1969. Brace Research Institute, McGill University.
55. Lubing Company Data sheets.
56. Hertog Company Data sheets.
57. BETTIGNIES, C.
 - a) *Potential for wind power utilization in the Arctic Environment*. Publication DT8, Brace Research Institute McGill University, Aug. 1970.
 - b) *Energy supply in arctic communities*. Proceedings of the 22nd, 23rd and 24th Alaska Science Conferences. Fairbanks, Alaska, August 1971, 1972 and 1973.
 - c) *Wind Energy, its utilization in isolated regions of the Americas (1/2 to 100 KW)* presented at the inter-American meeting "Science and Man in the Americas", Session on "Non-Nuclear Energy for Development" Mexico City, June 1973 (AAAS-CONACYT).
 - d) *Wind Energy - its utilization in isolated & Arctic Regions (1/2 to 100 KW)*. The Northern Engineer pp. 13-17 Winter 73-74 vol. 5 no 4. University of Alaska, Fairbanks, Alaska.
58. Electrical Research Association, Cleve Road, Leatherhead Surrey, England (nombreuses publications).
59. WALKER, J.G., *The automatic operation of a medium-sized-wind-driven generator running in isolation*, Preliminary report C/T 122 ERA, 14 p., 1960.
60. CLEWS, H., *Electric Power from the Wind Solar Wind Co*, RFD 2, East Holden, Maine 04429, USA (\$1).

61. WENTINK, T. Jr., *Wind Power Potential of Alaska part 1, surface wind data from specific coastal sites*. Scientific Report, Geophysical Institute. University of Alaska, Fairbanks, Alaska.
62. REMENIERAS, G. et SMAGGHE, P., *Sur la possibilité d'utiliser l'énergie des courants marins au moyen de machines analogues aux aérogénérateurs*. "Les Energies de la Mer" pp. 532-539, La Houille Blanche, Grenoble, France.
63. STEWART, H.B. Jr. Editor, *Proceedings of the MacArthur workshop on the feasibility of extracting useable energy from the Florida current*. Palm Beach Shores, Florida, Feb 27 - March 1, 1974, 321 pp. (NOAA-AOML Miami).
64. Sélection no 9 de "Systèmes D" 14 éoliennes faciles à construire (1.5 FF), 2 à 12 rue de Bellevue, Paris XIXe.
65. Popular Science. November 1972, pp. 70-72.
66. HERONEMUS, W.E., *Pollution free energy from offshore winds*. Preprints, 8th Annual Conference and Exposition, Marine Technology Society, 1972.
67. CHILCOTT, R.E., *The Design, development and testing of a low-cost 10 HP windmill prime mover*. Publication MT 7, July 1969, Brace Research Institute, McGill University.
68. LEVY, N. (en espagnol), *Critère pour la sélection, des pompes rotatives couplées à des aérogénérateurs de puissance moyenne*. La Ingeniera no 988 (enero-mayo 1964).
69. Institute for Farm Electrification I-U Veshniakowski Pr, Dom 2, Moscou J-456.
70. LEVY, N., *Current state of Windpower in the Soviet Union*. Technical Report no T 56, Brace Research Institute, Sept. 1968.
71. LAWAND, T.A., *The economics of wind powered Desali-*

nation Systems. Report no T-36, Brace Research Institute, 1967.

72. SIMONDS, M.H. and BODEK, A., *Performance test of a Savonius Rotor*. Technical Report. No T 10, Brace Research Institute, January 1964.
73. GIMPEL, G. & STODHART, A.H., *Windmills for Electricity Supply in Remote Areas*. ERA report C/T 120 24 pp. 1958.
74. MERRIAM, M.F., *Is there a place for the windmill in the less developed countries*. Technology and Development Institute, East-West Center, Hawaii. Working Paper Series no 20, March 1972.
75. BETTIGNIES, C., *Les petites centrales éoliennes*, NEUF (84A rue du Merlo B-1181 Bruxelles, Belgique), no 54, Mars-Avril 1975, pp. 68-77.

LE CHARBON, UN VIEUX COMBUSTIBLE,

LE COMBUSTIBLE DU FUTUR

Introduction

La crise énergétique mondiale que nous vivons présentement n'a pas été amorcée seulement par les événements du Proche-Orient. L'embargo pétrolier arabe appliqué pendant la guerre israélo-arabe a finalement forcé les pays industrialisés à réfléchir sur la perspective de la consommation d'énergie et sur les sources énergétiques qui sont à leur disposition. Les spécialistes, notamment, au Marché Commun européen, ont indiqué depuis des années, qu'il y a une grande disproportion entre la consommation et les possibilités de production et ils en sont pourtant averti avant la diminution irresponsable de la production du charbon^{4,5}. Hélas! les gouvernements, responsables de l'indépendance nationale dans le domaine de l'énergie, ont vécu sous l'emprise du tout-puissant pétrole, oubliant dans leur programme énergétique la question de son accessibilité.

Comme il est bien connu, 90% de la production de l'énergie a été consommée dans à peine 40 pays, avec un tiers des habitants de notre planète (Tableau I). En supposant que la consommation d'énergie mondiale en l'an

1990 sera plus de deux fois plus grande qu'aujourd'hui il faut chercher les sources additionnelles d'énergie. C'est presque inconcevable de couvrir cette différence par des importations élevées de pétrole brut. Seulement pour les Etats-Unis, cela signifierait d'assurer l'arrivage du pétrole brut par une chaîne ininterrompue de super-tankers avec une distance de 11 km entre eux du Proche Orient jusqu'aux portes américaines. De plus, en considérant le prix présent du pétrole brut, cela signifierait l'endettement total des Etats-Unis^{1,3,7}.

Evidemment, la crise énergétique ne sera pas encore surpassée pour longtemps. Les autres pays libres ne peuvent pas tout simplement ordonner à leurs habitants d'économiser l'énergie. On ne peut pas compter sur une limitation volontaire de la consommation d'énergie comme s'imaginent les leaders des pays industrialisés. On est contraint d'apporter des tentatives de correctifs et laisser ensuite agir les lois économiques pour empêcher de gaspiller l'énergie. La question reste bien entendu, de quelle manière fabriquer l'énergie manquante. Jetons d'abord un coup d'oeil sur la production et la consommation du pétrole brut et du gaz naturel.

Pétrole brut

Le pétrole brut est un mélange inflammable liquide de différents hydrocarbures qui a pris toute son importance lors du développement de la société industrialisée.

Les débuts du traitement du pétrole brut remontent à l'antiquité. En Mésopotamie, on utilisait déjà l'asphalte tiré du pétrole, en Egypte on l'utilisait égale-

ment pour la momification des pharaons il y a de ça 5 à 6 mille ans. En Chine on s'éclairait au pétrole il y a 2 mille ans et le premier dispositif pour traiter le pétrole a été mis en marche dès l'an 1810 et aux Etats-Unis depuis l'an 1859.

Aujourd'hui, à peine 15% de la production mondiale du pétrole brut est consommée de différentes façons avant d'en fabriquer des hydrocarbures. Ce sont soient les lubrifiants, les paraffines et les asphaltes, soient les matières premières pour l'industrie chimique. Cette dernière branche de traitement du pétrole brut est caractérisée par la production de masse des nouvelles matières de construction comme les matières synthétiques, les fibres synthétiques et les caoutchoucs artificiels.

La production approximative est indiquée au Tableau 2 divisé d'après les régions mondiales principales et les Tableaux 3 et 4 montrent une estimation des réserves mondiales de combustibles fossiles et le Tableau 5 montre la production d'énergie mondiale en 1970 d'après les sources de l'énergie.

Gaz naturel

Le gaz naturel représente aujourd'hui à peine 33% de l'alimentation en énergie des Etats-Unis. Chaque quatrième station thermo-électrique aux Etats-Unis présentement utilise le gaz naturel; donc, le gaz naturel est devenu une source d'énergie importante. Ce gaz naturel ne contient pas de soufre et c'est pourquoi cet hydrocarbure est aussi avantageux au point de vue de la pureté de l'atmosphère.

Le taux de consommation du gaz naturel est plus grand que dans les autres sources énergétiques aux Etats-Unis parce qu'il est de 6% par année. Dans les 5 dernières années on en a consommé plus lorsqu'on a produit par les nouveaux trous de forage. Les réserves connues ne suffisent pas à couvrir la consommation accrue. Le déficit sera couvert par le gaz fabriqué du charbon qui atteint la qualité du gaz naturel.

Le charbon

L'homme a commencé l'exploitation du charbon à la fin du 18e siècle comme le dernier minerai principal. L'invention de la machine à vapeur a rendu possible de descendre en profondeurs au-dessous de la nappe d'eau souterraine. L'invention du cheval de fer a rendu possible le transport du charbon jusqu'aux endroits où l'industrialisation grâce à la machine à vapeur a été amorcée.

La révolution française a libéré l'esprit de ce temps-là de l'ancienne façon de penser et elle a rendu possible le développement des sciences naturelles qui est une condition indispensable au développement des sciences techniques.

Le charbon (au sens large du terme, c'est-à-dire, houille et lignite), est depuis devenu le minerai le plus miné qui a le poids spécifique le plus petit et peut-être aussi le prix le plus bas de tous les minerais exploités par les méthodes minières. La consommation du charbon est devenue un indice du développement de l'industrie d'un pays et son progrès est donc le bien-être de ce pays.

Pendant les années soixante, le charbon est tombé

en disgrâce, parce qu'il a pollué l'environnement. Les compagnies qui en avaient utilisé comme source d'énergie moins chère et accessible en abondance ont commencé à donner la préférence au pétrole qui ne produit pas de cendre lorsqu'il est brûlé et de plus le pétrole est plus facile à manipuler. Même le pétrole contient du sulfure, mais sa teneur est plus basse que dans le charbon et de plus, la technologie pour l'en épurer est mieux développée et aussi moins dispendieuse.

Le charbon est utilisé aussi comme matière première de l'industrie chimique. On fabrique du goudron, de "l'huile", des peintures, des médicaments, des révélateurs, des explosifs et plus loin, il s'est traité aux produits de l'huile de goudron qui contient les matières premières chimiques importantes comme les benzènes, les toluènes, les naphthalènes, les phénols et des crésols, etc... Par hydrogénisation du charbon ou du goudron de lignite, on fabrique l'essence synthétique, l'huile à brûler et la naphta synthétique.

La production contemporaine du charbon

Le charbon est exploité dans à peine 60 pays au monde. Le Tableau 6 montre quelques résultats sur la production du charbon de quelques producteurs mondiaux. La plupart de la production avait été consommée et **seulement** une fraction a été exportée. On estime que 2 à 3% du charbon a été exporté, surtout le charbon de coke. Les plus grands exportateurs sont les Etats-Unis, l'Union Soviétique, l'Allemagne de l'ouest, la Pologne, l'Australie et les importateurs principaux sont le Japon, le Canada,

la France, l'Italie et la Tchécoslovaquie.

Le développement de la technique d'exploitation du charbon par les méthodes à ciel ouvert a permis d'augmenter de plus de deux fois le rapport du charbon miné par les fosses à ciel ouvert pendant les dernières 30 années. Aujourd'hui, on mine environ 40% de la production totale par ces méthodes.

Ainsi la production de lignite a été augmentée et le taux de cette augmentation a été deux fois plus grande que le taux d'accroissement de la production de charbon. Ceci a été produit soit par accroissement de l'exploitation à ciel ouvert à cause des conditions favorables géologiques (les lignites sont situées près de la surface) et soit par une meilleure utilisation des lignites dans l'industrie chimique. De cette tendance, on présume que l'importance des lignites comme matière première chimique a augmenté.

Quels sont les problèmes qui sont liés avec la production accrue de sorte que le charbon redevient la source principale de l'énergie et cependant aussi la matière première pour la chimie du coke? L'exemple peut nous être donné par notre voisin du sud des Etats-Unis où les réserves de charbon constituent à peine 80% des réserves énergétiques vérifiées. Il semble que rien n'empêche d'accroître la production du charbon de sorte que la différence entre la production et la consommation de l'énergie aura été remplacée par le charbon. Si seulement une moitié du pétrole brut importé pouvait être remplacé par le charbon, la présente récession serait finie très tôt. L'impact de cette

mesure serait évident. On assisterait à l'augmentation du taux d'emploi, la diminution de la fuite du capital américain aux pays exportateurs de pétrole brut et l'indépendance énergétique des Etats-Unis tant désirée par les leaders américains. Pourquoi cette situation dure-t-elle si longtemps dans un pays qui avait réussi à envoyer des hommes sur la lune? La réponse est très confuse.

Le gouvernement américain demande aux compagnies minières d'accroître la production du charbon mais en même temps, le sénat américain a approuvé la loi qui rend très difficile de miner les couches de charbon par les fosses à ciel ouvert. Le Fédéral Energy Office demande aux stations thermo-électriques de brûler plus de charbon mais l'Environmental Protection Agency leur commande de ne pas en brûler. Ceci dit, les restrictions de l'environnement et les nouvelles lois sévères sur la sécurité dans les mines ont rendu l'exploitation du charbon plus difficile et plus chère. Parmi les spécialistes américains règne l'opinion que toutes ces mesures sont le résultat des études inconclusives et spéculatives des "environmetalistes" américains. De plus, il y a aussi le problème du prix du charbon qui ne peut pas concurrencer celui du pétrole brut, si les producteurs de pétrole se mettent à le baisser pour saper les efforts des nations qui voudraient s'affranchir de l'emprise du pétrole.

Cependant, les compagnies minières font de grands efforts afin d'augmenter la productivité au travail et satisfaire les lois de sécurité. Les méthodes d'exploita-

tion sont améliorées, la lutte contre la poussière dans les mines continue. Les nouveaux moyens d'abattre les poussières comme l'utilisation des mousses ou par mouillage sont prometteurs. Les nouveaux systèmes pour couper et forer la roche peuvent aussi contribuer à la diminution de la poussière.

On a essayé les nouveaux systèmes pour localiser des mineurs pris dans des cavités souterraines à cause du feu ou d'une explosion. Un d'eux est fondé sur la vibration d'un boulon d'ancrage frappé par le marteau minier et enregistré par la détection sismique. Ce système est efficace jusqu'à la profondeur de 500 pieds et jusqu'à la distance horizontale de 1000 pieds.

L'autre système utilisé est un petit transmetteur alimenté par la batterie de la lampe du mineur et de l'antenne que le mineur enroulera par exemple autour d'un pilier. Les signaux sont enregistrés par un hélicoptère qui vole au-dessus de la région minière et par les récepteurs locaux afin de localiser les mineurs emprisonnés.

Pour renforcer les voûtes, l'installation des boulons d'ancrage utilisant les résines epoxy s'accroît. Ce nouveau système sans acier utilise le trou de forage, deux composants polymère sont mélangés aux réservoirs puis injectés au trou. Le durcissement se produit en 45 secondes. L'autre système utilisé est un signe coloré à l'écrou du boulon d'ancrage et le changement de couleur indique si le boulon est ou n'est pas relâché. Pour miner le charbon aux tailles longues, on applique le revêtement (shield support). L'éclairage

minier est amélioré. La nouvelle technique est appliquée aux lampes de mineurs, sur les machines minières, etc. De bons résultats ont été obtenus par la lumière sodique, le mercure, etc.

La pollution de l'atmosphère

L'utilisation du charbon dans les chaudières des stations thermo-électriques produit des poussières dans l'atmosphère autour de ces stations. Par les grandes cheminées, il est possible de pulvériser les cendres sur une aire plus grande et ainsi diminuer sa concentration, mais cette solution n'est plus valable pour l'utilisation du charbon sur une grande échelle. Les systèmes d'anti-pollution qui sont appliqués aux cheminées augmentent le prix de l'énergie électrique. La recherche doit nous donner de meilleurs moyens pour éliminer les poussières pernicieuses.

Il faut noter ici que la poussière de charbon formée lors de sa combustion n'est pas le seul danger pour la santé de l'homme. La pollution de l'atmosphère par les additifs anti-détonnants contenus dans les carburants automobiles sont à base de plomb et présentent le plus grand danger pour la santé humaine. Le plomb constitue une quatrième de la composante rigide des produits d'échappement de l'automobile. La consommation du plomb dans cette forme est incroyable - ce sont des milliers de tonnes. Les effets sur l'organisme humain se manifestent par les dommages faits au cerveau, au foie, aux reins et au système de reproduction. La présence de plomb dans le sang des hommes travaillant au

nettoyage des grandes villes et des hommes qui travaillent aux environs des routes est nettement plus haute que chez les hommes qui travaillent dans des endroits moins contaminés par les gaz d'échappement. Si on pouvait substituer la moitié des autos classiques par les autos électriques ou par les autos actionnées par un autre carburant, la pollution ne serait plus un problème, même si on brûlait le charbon aux centrales thermo-électriques sur une échelle plus grande.

L'avenir de la production de l'énergie par le charbon

Comme nous l'avons déjà montré, il n'y aura pas pendant les 25 prochaines années d'autre source disponible que le charbon. Le charbon peut remplacer le pétrole dont les réserves sont limitées. Il reste donc la question d'exploiter cette source d'énergie de sorte que son prix soit accessible et que son utilisation n'aggrave pas les conditions vitales de l'homme.

D'abord, il faut accroître la productivité de travail pour assurer que le charbon soit capable de concurrencer le pétrole, le moins cher étant l'exploitation du charbon par les fosses à ciel ouvert. On peut de cette manière miner les couches de charbon situées jusqu'à la profondeur de 250 pieds au-dessous de la surface. Les objections des "environmentalistes" peuvent être réfutées par une restitution de la surface quand le minage sera terminé. Ceci n'est pas un problème pour les producteurs de charbon en Europe. Le Tableau 6 montre l'étendue territoriale, le nombre de citoyens et les productions dans quelques pays miniers du monde. Si,

par exemple, la petite Tchécoslovaquie doit s'accommoder du problème de restitution des régions touchées par l'activité minière, ceci ne sera ensuite pas un problème pour le grand pays qu'est le Canada ou les Etats-Unis, qui minent moins de charbon par tête d'habitant que la Tchécoslovaquie.

Dans les cas où le charbon ne peut pas être miné par les méthodes à ciel ouvert, il faudra améliorer les méthodes d'exploitation souterraines pour augmenter de façon significative la productivité de travail. Dans cette direction, les pays charbonniers font un grand effort dans le domaine de la recherche. Par exemple, l'Union Soviétique qui peut être comparée aux Etats-Unis quant à la production du charbon (Tableau 6), veut changer radicalement les méthodes d'exploitation. Ils sont en train de préparer l'ouverture de deux mines souterraines avec une production de travail augmentée de dix fois la production moyenne actuelle dans les mêmes conditions. Ces mines sont considérées comme les mines futures.

Aux Etats-Unis, ils ont consacré de gros montants pour mettre au point de nouvelles méthodes d'exploitation du charbon. Ces méthodes devront utiliser les moyens chimiques plutôt que des moyens mécaniques pour désintégrer et transporter le charbon. L'idée étant de liquéfier le charbon au souterrain puis de transporter le mélange par les tuyaux en surface.

On retourne à une vieille méthode de gazéification de couches de charbon en place. Par cette méthode, le charbon ne sera plus arraché au sous-sol mais trans-

formé sur place en gaz combustibles que l'on enverra par les tuyaux en surface à de grandes distances. Il existe plusieurs méthodes de gazéification de charbon en place⁶. Les figures 1, 2 et 3 montrent le principe de cette méthode. Les trous de forage ont été forés pour limiter la partie de la couche puis le charbon est allumé par un briquet électrique. On insuffle ensuite de l'oxygène dans les trous pour régler le processus de gazéification. Le gaz produit monte par l'autre trou (ou par une voie inclinée). Suivant le gaz que l'on désire obtenir, on insuffle de l'air atmosphérique, de l'air artificiellement enrichi en oxygène, de la vapeur d'eau et de l'oxygène. Suivant les réactions chimiques qui se produisent, le processus de la gazéification souterrain peut être partagé en trois zones (Figure 2): zone des réactions d'oxydation (combustion), zone de réduction, zone de dessiccation et distillation sèche.

Il y a encore des problèmes alliés à la continuité du processus de combustion, la qualité du gaz, etc..., mais on assume que cette méthode mérite d'être améliorée par une recherche intensive. Notamment, en Union Soviétique, on porte une grande attention à cette méthode qui n'exige pas la présence des mineurs dans les chantiers et qui, de plus, promet une grande productivité de travail. On peut exploiter les couches de charbon qui ne sont pas rentables d'être minées par les méthodes classiques ou encore le charbon qui se trouve dans les profondeurs proches de la surface et qui ne peut pas être miné par méthodes à ciel ouvert.

Conclusion

Pour enrayer la crise d'énergie, il faut brûler seulement du charbon dans les stations thermo-électriques. Seulement les petites stations volantes pourront brûler du pétrole, mais le pétrole fabriqué à partir du charbon. La recherche doit assurer les sources additionnelles pour satisfaire les demandes accrues d'énergie. Les sources naturelles d'énergie, comme la radiation solaire, l'énergie éolienne, l'énergie marémotrice, géothermique doivent être exploitées dans l'avenir comme des sources d'énergie inépuisables. Il s'agit de grandes recherches et il faut les commencer immédiatement.

Cependant, il faut changer le système de transport dans sa base de sorte que les trains suspendus et ordinaires, et les autos seront alimentés seulement par l'électricité. Les grands bateaux devront être actionnés par les moteurs nucléaires et le pétrole devra rester la matière première pour l'industrie chimique.

De cette courte revue, il résulte que le charbon sera redevenu la source principale d'énergie dans les prochaines années. Quelles sont les perspectives d'accessibilité de ce vieux carburant dans l'époque qui peut peut-être avec audace s'appeler la renaissance du charbon? Il faut jeter un coup d'oeil sur les réserves mondiales de ce minerai (Tableau 3). Le charbon constitue à peine 80% des réserves d'énergie traditionnelles. Ce continent a environ un tiers de ces réserves. Si on assume que la consommation s'accroîtra par le présent taux on peut constater que le charbon est une réserve énergétique qui survivra au pétrole dans moins de 40

ans. Il faut l'exploiter sur une grande échelle le plus tôt possible.

VLADIMIR JOSEPH HUCKA,
professeur titulaire
Département de Mines et
Métallurgie
Université Laval

Références

1. WALDBIESER, W.C.: "Recent Developments in Open Pit Cut Mining and Machines", Mining Engineering, Vol. 26, No. 10, 1974, pp. 43-45.
2. HUCKA, V.: "Le charbon - solution à la crise d'énergie", L'Ingénieur, Vol. 60, No. 304, Montréal, 1974, pp. 16-21.
3. KRISTOFERSON, C.L.: "Energy in Society", Ambio, Vol. 2, No. 6, pp. 178-185, 1973.
4. BRISON, L.: "Le charbon, passé, présent, avenir", Annales des Mines de Belgique, Septembre 1972, pp. 811-819.
5. BRISON, L.: "Le pétrole dans le monde d'aujourd'hui et de demain?" Extrait de Publication de l'Association des Ingénieurs de la Faculté Polytechnique de Mons, 3^o Fascicule, 1960, pp. 1-7.
6. BOKY, B.: "Exploitation des mines", Editions MIR, Moscou, 1968.
7. KATZ, D.L., BRIGGS, D.E.: "Coal Technology for Energy Coals: No Fuel Like an Old Fuel", Research News, Vol. 24, No. 12, June 1974, pp. 2-18.

8. DAS, B., HUCKA, V.: "The Amount and Distribution of Carbon in the World and its Age Determination", The New Sketch, Indian Coal and Mining Organ, India, April 1974, pp. 29-30 and May 1974, pp. 27-30.

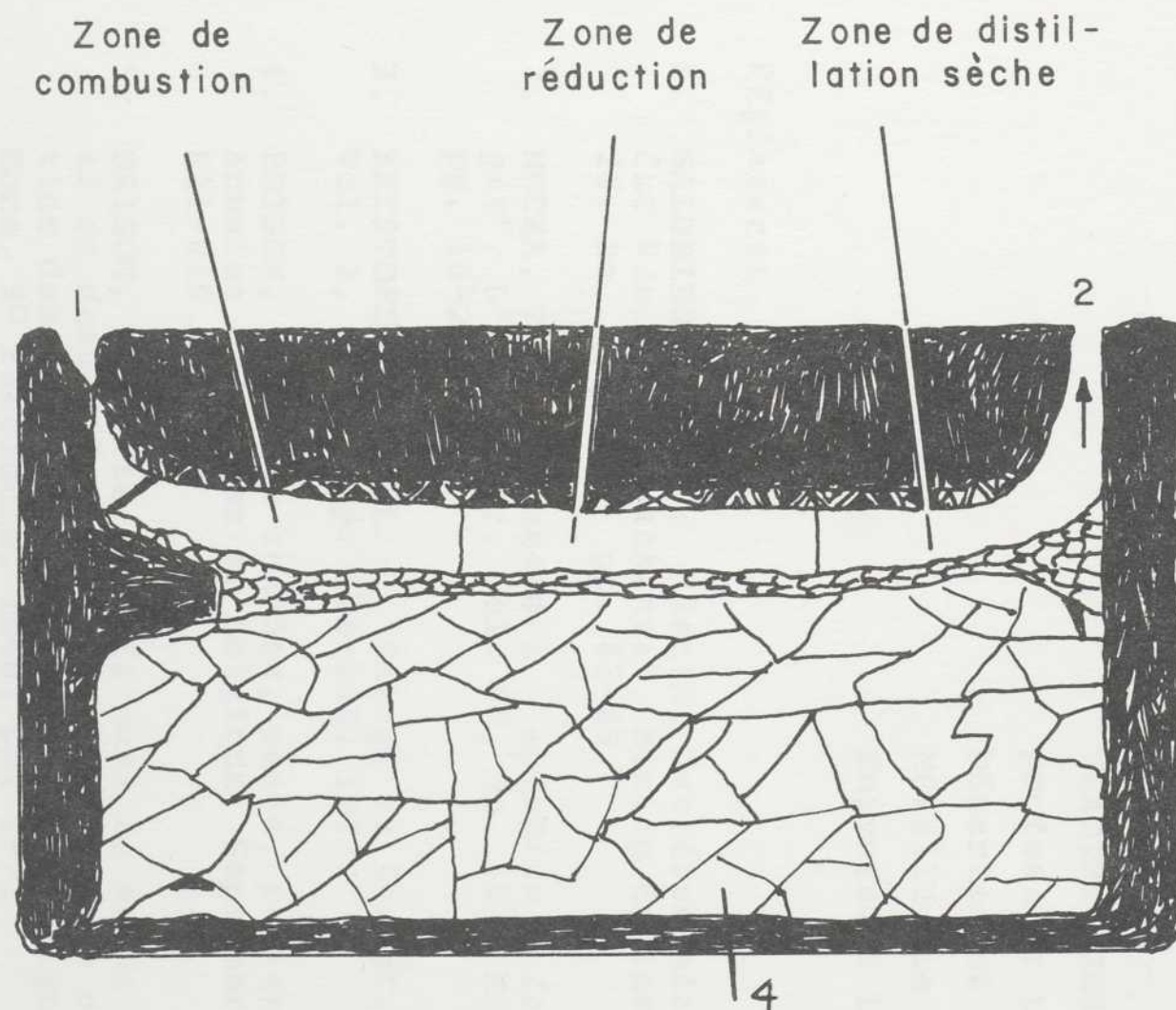


Fig. 1 - Schéma du processus de gazéification du charbon (méthode par circulation) - d'après Boky:

- 1- forage d'insufflation d'air;
- 2- forage d'évacuation des gaz produits;
- 3- secteur de la couche en cours de gazéification;
- 4- espace gazéifié.

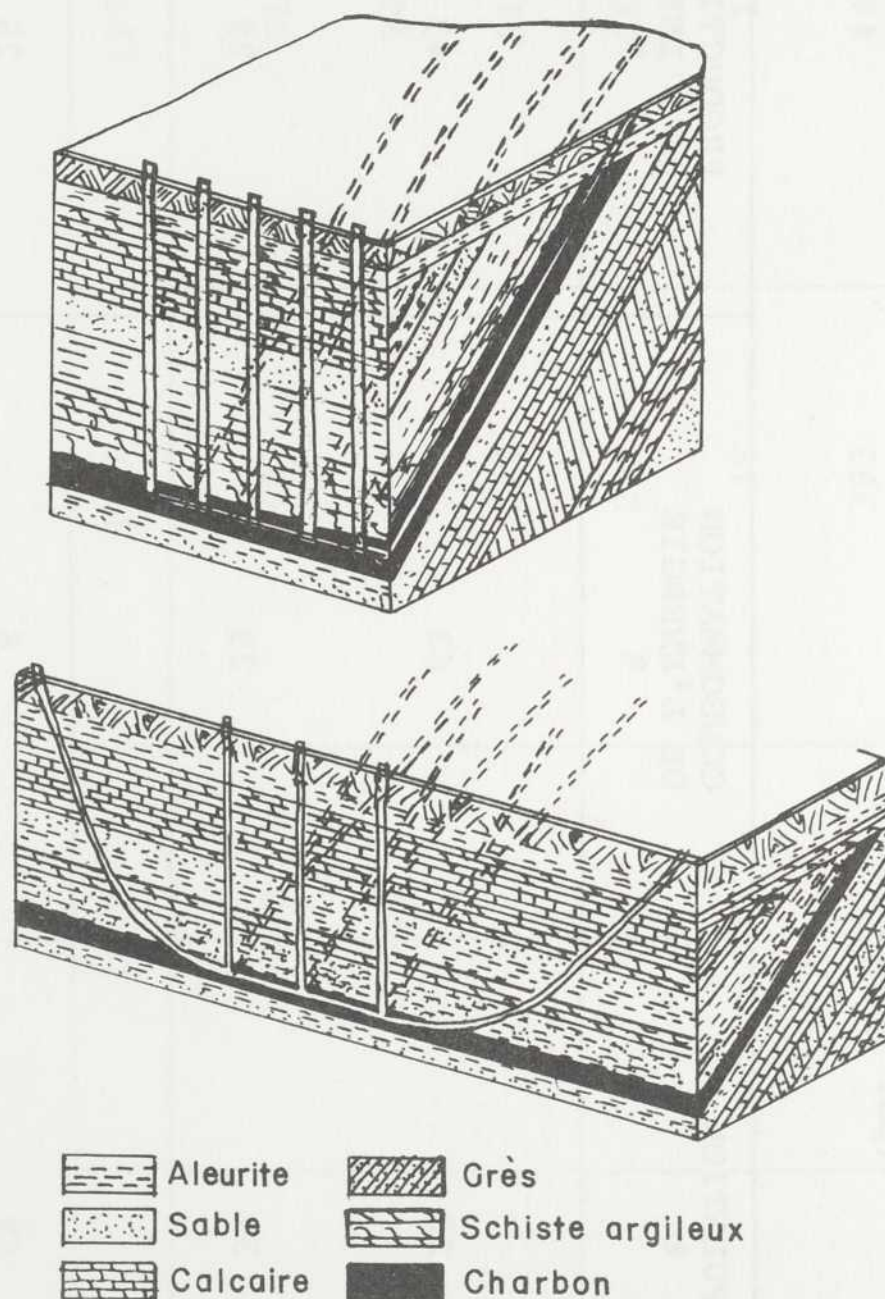


Fig. 2 - Schéma du générateur à gaz souterrain aménagé par le procédé non minier (d'après Boky):

a-avec mise en communication des forages par brûlage; b-avec forages inclinés et horizontaux en couche; 1-forage d'insufflation d'air; 2-forage d'évacuation des gaz produits; 3-couche de charbon; 4-canal; 5-forage incliné dont une partie est horizontale (canal 4 foré en couche); 6-forage incliné au rocher servant à l'insufflation de l'air.

Tableau 1
CONSOMMATION ET PRODUCTION DE L'ENERGIE
 (par estimation)

REGION	POPULATION %	CONSOMMATION DE L'ENERGIE %	PRODUCTION DE L'ENERGIE %
Le monde libre	20	63	43
Les pays communistes	32	29	29
Le tiers monde	48	8	28

Tableau 2
PRODUCTION DE PETROLE BRUT
(en million de tonnes)

REGION	1965	1970	1972
L'Amérique du Nord	423	603	619
L'Amérique du Sud	229	267	249
Le Proche Orient	418	712	912
L'Afrique	—	272	264
L'Europe libre	20	16	16
L'Europe de l'Est	250	393	445
L'Asie	—	70	85

Tableau 3DIFFERENTES SORTES DE COMBUSTIBLES FOSSILES

Les différents combustibles fossiles dans le monde:

1. charbon	- 4.95×10^{12} tons
2. lignite	- 1.28×10^{12} tons
3. tourbe	- 0.12×10^{12} tons
4. pétrole	- 0.25×10^{12} tons
5. gaz naturel	- 0.15×10^{12} tons
6. sable et schiste bitumineux	- 0.05×10^{12} tons

Note: Tous les combustibles fossiles énumérés ci-dessus représentent 6×10^{12} tonnes de charbon équivalent - voir aussi Tableau 4.

Tableau 4Tonne de charbon équivalent:

L'unité d'agrégation habituelle des différents types d'énergie est Tce (tonne de charbon équivalent) dont la valeur calorifique est 1 tonne métrique de charbon bitumineux, c'est-à-dire 1 tce = 27.8 mil. BTU.

L'agrégation est exprimée au moyen de facteurs de conversion, comme suit:

1 tonne de charbon dur (noir)	1 tce
1 tonne de coke	0.9 tce
1 tonne de briquettes de charbon brun	0.67
1 tonne de charbon brun	0.3 - 0.6
1 tonne d'huile brute	1.3
1 tonne de produits raffinés	1.5
1000 m ³ de gaz naturel	1.332
1000 m ³ de gaz de raffinerie	1.75
1000 m ³ de gaz de ville	0.6
1 Kwh d'énergie électrique primaire (hydro, géothermale, atomique)	0.125

Le facteur de conversion pour l'énergie électrique est théorique; il ne tient pas compte des pertes inhérentes à la conversion.

Tableau 5

DISTRIBUTION DE LA PRODUCTION D'ENERGIE MONDIALE EN 1970

SOURCE DE L'ENERGIE	%
Charbon	34
Pétrole brut	41
Gaz naturel	20
Energie nucléaire et hydraulique	5

Tableau 6

ETENDUE TERRITORIALE ET LA PRODUCTION DU CHARBON

	Etendue km ²	Population mil.	Production de charbon mil. t	Production par habitant t
Canada	9,958,500	21	20	1.05
USA	7,827,982	220	590	2.60
Union soviétique	22,270,670	240	600	2.50
Pologne	311,730	30	170	5.30
Allemagne de l'Ouest	245,317	60	100	1.70
France	551,700	50	40	0.80
Angleterre	244,800	60	135	2.25
Tchécoslovaquie	127,830	15	115	7.67
Belgique	30,507	9	9	1.00

Station	Latitude	Longitude	Depth	Temperature	Salinity	Direction	Speed	Remarks
1	10.1	110.1	100	25.0	35.0	000	0.0	Clear sky
2	10.2	110.2	100	25.1	35.1	000	0.0	Clear sky
3	10.3	110.3	100	25.2	35.2	000	0.0	Clear sky
4	10.4	110.4	100	25.3	35.3	000	0.0	Clear sky
5	10.5	110.5	100	25.4	35.4	000	0.0	Clear sky
6	10.6	110.6	100	25.5	35.5	000	0.0	Clear sky
7	10.7	110.7	100	25.6	35.6	000	0.0	Clear sky
8	10.8	110.8	100	25.7	35.7	000	0.0	Clear sky
9	10.9	110.9	100	25.8	35.8	000	0.0	Clear sky
10	11.0	111.0	100	25.9	35.9	000	0.0	Clear sky

STATIONER DEPARTMENT OF THE ARMY

1000000

L'ENERGIE GEOTHERMIQUE

1. *Introduction*

Même si on a entrepris de développer l'énergie géothermique au début du siècle et que, depuis, de nombreuses installations ont été construites un peu partout dans le monde, leur contribution aux réserves mondiales d'énergie a été, jusqu'à présent, sans importance. A titre d'indication de la contribution relative actuelle des sources géothermiques, la *figure 1* indique la puissance électrique que de telles sources pouvaient fournir en 1974, pour tout le monde. Le total de 1259 MW représente seulement quelque 0.1 p. 100 de la puissance électrique mondiale totale cette année-là.

Il est par conséquent évident que le développement des sources d'énergie géothermique fut très lent comparativement à celui des autres sources. Ceci est dû en partie à des facteurs comme le coût minime et la commodité du transport des carburants fossiles et du gaz naturel et la facilité avec laquelle on peut explorer et mettre en valeur les ressources hydrauliques.

Ces derniers temps s'est cependant manifestée

une recrudescence de l'intérêt porté aux sources d'énergie géothermique en raison de la hausse des prix du pétrole et du gaz naturel qui eux étaient influencés par leur rareté relative, et en raison aussi de l'augmentation des coûts impliqués dans le développement des ressources hydrauliques éloignées. Les avantages de l'énergie géothermique pour ce qui est de l'environnement ont aussi contribué à raviver cet intérêt.

2. *La nature et l'étendue des ressources en énergie géothermique*

L'énergie géothermique est l'énergie qui existe sous forme de chaleur à l'intérieur de la terre. Cette chaleur a été produite en grande partie par la décomposition lente d'éléments radioactifs naturels, surtout de l'uranium, du thorium et du potassium, qui se trouvent dans toutes les roches. Parce que les roches granitiques renferment une plus grande concentration de ces éléments radioactives, il se produit plus de chaleur dans l'écorce continentale que sous les océans, et il s'en produit aussi plus dans les formations rocheuses jeunes que dans les vieilles. Normalement, cette chaleur est libérée très lentement, et le gradient thermique moyen dans les 100 premiers kilomètres de la croûte terrestre est d'environ 10° C. par kilomètre. Dans certaines parties du monde cependant, l'énergie est transportée à la surface beaucoup plus rapidement par l'eau chaude ou la vapeur qui remonte par les geysers et les fumerolles. Des ressources géothermiques aussi chaudes se retrouvent dans les régions à forte activité tectonique, qui correspondent aux nouvelles limites des

plateaux tectoniques et aux centres de déplacements sous-marins.

Ces régions sont indiquées dans la *figure 2*, qui signale aussi le lieu des usines de production d'énergie électrique géothermique. On peut constater que ces régions comprennent la majeure partie de la côte du Pacifique, la partie est des Caraïbes, l'Islande, le sud de l'Europe, la région de l'Asie appelée la Grande Fissure, le sud de l'Indonésie, la Nouvelle-Zélande et quelques autres endroits.

On a estimé que la chaleur totale contenue dans la roche située sous les continents, jusqu'à une profondeur de 10 kilomètres est d'environ 5000 fois supérieure à celle qu'on pourrait obtenir grâce aux ressources mondiales de charbon et qu'elle équivaut à environ six millions de fois la consommation mondiale annuelle d'énergie. A long terme donc, si on pouvait mettre au point une technologie adéquate, cette ressource pourrait combler une bonne partie des besoins mondiaux d'énergie.

On estime pour le moment qu'avec la technologie actuelle, si on utilisait seulement les ressources hydro-géothermiques naturelles, les ressources totales seraient de l'ordre de 8×10^{21} joules jusqu'à une profondeur de 3 kilomètres. Comme la majeure partie de ces ressources sont à des températures trop basses pour permettre la production de vapeur, elles pourraient servir surtout de sources de chaleur peu intense pour chauffer des constructions et pour des utilisations analogues. On estime actuellement que seulement 4 p. 100

environ de ces ressources peuvent convenablement servir à la production d'énergie électrique et que si elles étaient utilisées à cette fin, en 50 ans, à un taux de rendement thermodynamique de 25 p. 100, elles correspondraient à une puissance installée de 600000 MW, comparativement à la puissance mondiale installée actuelle de 1259 MW.

3. *Types de ressources géothermiques*

On peut classer les ressources géothermiques en 5 grands types commodes. Les voici:

Type 1. *Réservoir de vapeur*

Dans ce cas, la vapeur est gardée sous pression et à des températures élevées dans des aquifères fermés, et on peut l'y puiser par forage pour la diriger vers des turbines productrices d'énergie électrique, ce qui fait de ce type de ressource et de beaucoup, le meilleur pour cet usage. Les principaux exemples connus de telles installations sont Lardarello, en Italie; les Geysers, près de San Francisco; et Matsukawa, au Japon.

Type 2. *Réservoirs d'eau à haute température (200° - 250° C.)*

Ces ressources peuvent aussi être utilisées pour la production d'énergie électrique, mais elles sont moins efficaces à cette fin que celles du type 1. Les principaux champs géothermiques d'eau chaude connus sont Wairakei et Broadlands en Nouvelle-Zélande, Cerro Prieto au Mexique, la mer Salton en Californie et le bassin de geysers de Yellowstone en Californie. Elles ont aussi le désavantage sur le plan de l'environnement qu'il faut se débarrasser de grandes quantités de sau-

mure et qu'elles peuvent contenir d'autres impuretés.

Type 3. *L'eau à basse température (80 à 200° C.)*

Ces ressources conviennent surtout au chauffage de constructions, au traitement de la pâte de bois, à l'extraction minière, au traitement de la nourriture, à la production agricole et horticole etc. Elles peuvent aussi présenter des problèmes de déchets de saumure.

Type 4. *Roches sèches chaudes*

Ces ressources ont le défaut qu'elles n'offrent pas de moyen de transporter la chaleur, que ce soit de l'eau ou de la vapeur. Leur exploitation dépend de l'utilisation de la technique de la fracturation hydraulique de la roche et de l'injection d'eau dans les fissures ainsi obtenues ou de la mise au point de techniques pour utilisation d'explosifs nucléaires pour les rendre accessibles.

Type 5. *La chaleur ambiante des régions normales*

Pour atteindre les vastes réserves de chaleur présentes dans les régions normales de la terre, il faudrait forer ou creuser des tunnels à de grandes profondeurs, étant donné que les gradients ne sont que de 10° à 30° C. par kilomètre. Il est concevable que dans un avenir éloigné des dispositifs de creusage des tunnels pourraient être mis au point pour qu'on soit capables de se rendre aux grandes profondeurs impliquées.

4. *Historique du développement*

L'homme se servit probablement d'abord des ressources géothermiques en utilisant les sources thermales

naturelles pour des bains qui étaient censés avoir une valeur thérapeutique. On en trouve des exemples dans le système de bains construits par les Romains en Bretagne autour de sources thermales naturelles. On utilisait aussi ces sources en Italie, soit en Toscane, à peu près à la même époque et de la même manière. En 1827, la chaleur de la vapeur naturelle de ce site servait à Francesco Larderel pour produire de l'acide borique par la méthode de l'eau chaude, et c'est pourquoi le site fut plus tard connu sous le nom de Larderello. C'est en 1904 qu'on procéda aux premières expériences de production d'énergie électrique et en 1905 que fut installée la première usine de production d'une puissance de 200 kW. En 1943, la puissance totale était de 126 MW, mais ces installations furent complètement détruites par la guerre, en 1944. En 1951, les installations fonctionnaient de nouveau offrant une puissance totale de 257 MW, alors que celle-ci est aujourd'hui de quelque 391 MW.

En Islande, l'eau chaude des sources géothermiques sert depuis plusieurs années au chauffage régional. La capitale, Reykjavik, est à l'heure actuelle presque entièrement chauffée de cette manière. Comme l'Islande dispose de vastes ressources d'énergie hydraulique, ce n'est que récemment (en 1972) que fut installée la première usine de production d'électricité géothermique, dont la puissance s'élevait à 2.6 MW.

En Nouvelle-Zélande, la production d'électricité fut, et de loin, la principale utilisation de l'énergie géothermique. A Wairakei dans l'île du Nord, des ins-

tallations d'une puissance de 192 MW furent construites entre 1958 et 1963. On s'attend d'ajouter une capacité de production géothermique de 150 MW à Broadlands, d'ici 1982. La vapeur et l'eau chaude sont aussi très utilisées pour le traitement de la pâte à papier (à Kaweran), pour la production agricole et horticole et pour le chauffage des résidences et des bureaux (à Rotorua).

En Amérique du Nord, on produit de l'énergie électrique aux Geysers, en Californie, et à Cerro Prieto, au Mexique. Aux Geysers, huit puits à vapeur ont été installés entre 1921 et 1925. Plus tard, le projet fut abandonné, pour des raisons d'économie, et il ne fut relancé qu'en 1955. C'est en 1960 que fut installé le premier groupe électrogène d'une puissance de 12 MW. Depuis, on y a ajouté 10 autres groupes électrogènes de puissance croissante. Le groupe no 11, qui fut installé en 1974, a une puissance de 110 MW et la puissance de l'ensemble des installations est maintenant de 522 MW. La *figure 3* donne un aperçu de la disposition des groupes électrogènes des Geysers. On se sert aussi un peu de l'énergie géothermique pour le chauffage de maisons en Californie et au Nevada. L'usine de Cerro Prieto au Mexique a maintenant une puissance installée de 75 MW qui pourra être agrandie (d'environ 200 MW). D'autres sites du Mexique sont aussi en voie d'aménagement.

5. *Effets sur l'environnement*

Un avantage qu'on s'accorde généralement à reconnaître aux installations d'énergie électrique géothermi-

que, c'est qu'elles ont relativement peu d'effets néfastes sur l'environnement. Si on les compare aux autres sources d'énergie électrique, les installations géothermiques n'engendrent pas de polluants atmosphériques comme les usines fonctionnant aux carburants fossiles; n'exigent pas l'extraction, le transport, la manutention ou la consommation de combustible; ne laissent pas de résidus radioactifs et n'impliquent pas non plus l'inondation de grandes étendues de terres comme c'est le cas des installations hydro-électriques.

Cependant, l'énergie géothermique n'est aucunement sans effet néfaste sur l'environnement. Parmi les problèmes pour l'environnement qu'elle peut poser citons: les effets de réchauffement; la détérioration du sol; la contamination des eaux souterraines et superficielles; les gaz nocifs; le bruit; les affaissements de terrains et enfin l'augmentation possible de la fréquence ou de l'intensité des perturbations sismiques.

Parce que le taux d'efficacité des turbines baisse avec la pression et la température de la vapeur disponible, les installations géothermiques utilisent de plus grandes quantités d'eau et rejettent plus de déchets thermiques que les usines fonctionnant au carburant fossile ou nucléaire. L'étendue des terres utilisées est aussi comparativement beaucoup plus grande. Une petite usine de production de conception classique utiliserait plusieurs puits situés à quelque 20 acres les uns des autres, et toute l'aire est sillonnée de tuyaux de vapeur entre les centrales d'énergie

qui sont aussi reliées entre elles par des lignes de transport. Comme on peut le constater dans la figure 4, l'impact visuel d'un tel développement est fort.

Les systèmes de type 1 (réservoirs de vapeur) fournissent en général une vapeur relativement pur et contenant peu de matières nocives. Les condensats, qui représentent environ 20 p. 100 des fluides d'alimentation, sont réinjectés dans le réservoir. Les gaz non condensables, qui forment généralement moins de 1 p. 100 de la vapeur sont surtout constitués de bioxyde de carbone, mais ils contiennent aussi des traces d'amoniac, de méthane, d'hydrogène sulfuré, d'azote et d'hydrogène. Parmi ces gaz, l'hydrogène sulfuré est évidemment le plus critiquable et, pour le moment, on n'a pas encore réussi à mettre au point une technique permettant de l'éliminer. Il faudra faire d'autres recherches pour régler ce problème.

Le bruit du forage des puits se produit dans tous les bassins géothermiques et les systèmes de type 1 (à vapeur sèche) présentent aussi cet inconvénient durant l'éruption et la purge des puits. Les recherches faites dans le domaine des silencieux sembleraient indiquer qu'on pourra régler ou alors minimiser ces problèmes. Les systèmes de type 2 (à eau à haute température) produise de grandes quantités résiduelles d'eau généralement minéralisée, qui peut présenter un danger de pollution chimique des eaux souterraines et superficielles. Dans la plupart des exploitations, on prévoit réinjecter l'eau résiduelle dans le réservoir géothermique, ce qui devrait régler le problème.

Le traitement des eaux résiduelles est aussi possible, mais la saumure qui resterait devrait quand même être réinjectée.

L'extraction de grandes quantités d'eau de certains réservoirs, particulièrement de ceux qui se trouvent dans des régions formées de roches sédimentaires relativement peu consolidées, peut provoquer des affaissements de terrains. Si la surveillance de ces régions, au cours de l'installation ou de la production, indique qu'il peut se présenter des problèmes de cette nature, il faudrait lancer un programme de réinjection.

L'extraction ou l'injection de grandes quantités de fluides dans des secteurs à activité tectonique peut entraîner, à long terme, une recrudescence des tremblements de terre et dans quelques secteurs délicats, il serait prudent de surveiller l'activité sismique.

6. *Facteurs techniques et économiques importants pour l'énergie géothermique*

On constatera facilement des discussions précédentes que l'utilisation de l'énergie géothermique pour produire du courant électrique n'est nullement la seule et qu'elle ne peut même pas, à la longue, constituer le principal usage des ressources géothermiques. Le courant électrique dispose évidemment de l'avantage qu'il peut être transporté beaucoup plus loin que l'eau chaude ou la vapeur qui ne peuvent être utilisées de façon économique qu'à l'intérieur d'un rayon de quelques kilomètres

du bassin géothermique. Etant donné qu'à l'heure actuelle la production de courant électrique est la principale application des ressources géothermiques, nous n'étudierons que ses aspects techniques et économiques.

La *figure 5* illustre le genre d'installation qu'on utilise pour l'exploitation de ressources du type 1 (réservoir de vapeur). Une fois les puits débarrassés des débris en liberté, la vapeur est amenée par des tuyaux à des séparateurs dont la fonction principale est d'éliminer les particules solides et l'humidité résiduelle. Des purgeurs automatiques sont montés à différents endroits sur les conduites d'amenée, afin d'éliminer la condensation. La vapeur passe alors à travers un tamis qui retient toute particule solide, puis à travers une turbine simple munie d'un condenseur barométrique. Cet appareillage étant à sens unique, c'est-à-dire sans conduit de retour pour l'eau d'alimentation, le condensat peut être utilisé comme refroidissant.

La *figure 6* illustre la technique utilisée lorsque le bassin contient un mélange de vapeur et d'eau chaude. Dans ce cas, le réservoir de détente/séparateur de chacun des puits doit pouvoir éliminer de grandes quantités d'eau chaude qui restent après l'opération de détente. La vapeur ainsi obtenue est alors transportée par le réseau de collecte jusqu'au site de l'usine où elle passe par un deuxième séparateur qui élimine toute condensation avant que la vapeur ne passe dans les turbines.

La *figure 7* illustre ce qui se passe lorsqu'il n'y

a que de l'eau chaude (ressource de type 2). Ce procédé implique un cycle à deux temps où la chaleur de l'eau passe, par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur à un deuxième fluide, qui est en général un hydrocarbure ou un fluide dont le point d'ébullition est peu élevé. Le fluide secondaire passe en circuit fermé, la vapeur et le gaz d'échappement de la turbine étant refroidis et condensés dans le condenseur/échangeur de chaleur propre au fluide secondaire. Le liquide retourne alors à l'échangeur de chaleur géothermique et le cycle se répète.

Le rendement cyclique des installations à énergie géothermique est habituellement de l'ordre de 10 à 15 p. 100. Parce qu'il faut faire circuler de grandes quantités de fluides, la consommation intérieure d'énergie est très grande, soit près de 35 p. 100. A titre de comparaison, disons que le rendement d'une usine moderne fonctionnant au combustible fossile est de l'ordre de 40 p. 100. En Nouvelle-Zélande, on espère que les usines utilisant de l'eau chaude géothermique pourront atteindre un rendement général de près de 30 p. 100 grâce à une technique par laquelle 10 p. 100 de l'eau chaude serait transformée en vapeur et utilisée pour produire de l'électricité, et le reste serait consacré au chauffage, à la climatisation de l'air, au séchage à froid et à la production de papier. Aux Etats-Unis, on croit qu'une telle usine mixte, pouvant produire de l'électricité et de l'eau pure, peut atteindre un rendement d'environ 20 à 30 p. 100.

Quand on planifie une installation de production

géothermique, on évalue habituellement la capacité totale du bassin qui sera nécessaire pour alimenter la production d'électricité désirée, sans oublier des puits de secours. On détermine l'emplacement des puits en interprétant les modèles géophysiques-géologiques et les résultats du forage de puits exploratoires. Le forage de puits non utilisables peut évidemment augmenter considérablement le coût d'un projet.

Une fois choisi l'emplacement des puits, celui de l'usine de production est déterminé par la position et la configuration du réseau de collecte depuis les puits, par le genre de terrain, accidenté ou plat, et par la mécanique du sol et la géologie des lieux. Toutes les usines d'énergie géothermique engendrent des effluents qui doivent être éliminés grâce à un dispositif propre à l'usine. Si les effluents contiennent des éléments nocifs qui rendent l'élimination en surface inacceptable, elle peut se faire dans des puits d'injection. Mais avant de procéder à une telle réinjection, on doit s'assurer que les couches géologiques sous-jacentes peuvent recevoir les fluides en question.

La corrosion est aussi un grave problème qu'il faut contrôler dans les installations d'énergie géothermiques contiennent en solution et transportent avec eux des minéraux et des particules solides qui exigent qu'on prête une attention spéciale au fait que l'équipement choisi doit être compatible avec ce que contiennent ces fluides.

L'un des principaux avantages d'une usine de pro-

duction géothermique réside dans sa simplicité relativement à une usine à combustible fossile ou nucléaire. Par exemple, la centrale géothermique n'exige pas, comme l'usine à combustible fossile, de chaufferie, d'installations pour la déminéralisation, de précipitateur ou de cheminées. Au lieu du système de maintenance des combustibles qui existe dans les usines à combustible fossile, l'usine géothermique exige un réseau de collecte de vapeur.

L'usine de production géothermique, tout comme la centrale de production hydro-électrique, offre le désavantage qu'elle ne peut être construite que là où se trouvent les ressources. De la sorte, sa viabilité sur le plan économique est accrue par proximité à la centre de charge, ce qui élimine le réseau de transport coûteux sur de longues distances.

La puissance des groupes de production géothermique sont modestes si on les compare à celle des groupes conventionnels actuels. Cela est dû au fait que cette puissance est déterminée par la caractéristique des bassins de vapeur existant. Le plus grand groupe actuellement en activité a une puissance de 110 MW, alors que celle d'un groupe à combustible fossile est d'environ 1200 MW.

Les installations de production géothermiques peuvent, de nature, mieux fonctionner à charge de base. Ceci est dû au fait qu'une fois leur fonctionnement est interrompu il faut plusieurs heures pour qu'un puit de vapeur atteigne son débit maximal de manière que soient éliminés l'eau et les autres débris qui pourraient en-

dommager les aubes des turbines. Il faut aussi que le réseau de tuyaux de conduite de vapeur se réchauffe à sa température de travail, ce qui fait que les démarrages rapides sont impossibles.

Même si les estimations du coût de l'énergie géothermique varient énormément, il semble probable que dans des cas particuliers, il pourrait concurrencer favorablement à l'énergie hydraulique ou nucléaire.

7. *Activités actuelles à travers le monde*

Aux Etats-Unis, on s'attend à ce qu'un vaste programme d'études générales sur les ressources géothermiques soit complété en 1976, au coût de \$17.5 millions. Une étude et un projet expérimental d'une valeur de 10 millions sont aussi en cours à Imperial Valley, en Californie, de même que des études sur l'injection d'eau dans des roches chaudes sèches au Nouveau-Mexique.

Des études sur les ressources sont aussi en cours dans plusieurs pays, dont l'Autriche, l'Espagne, l'Inde, la Turquie, la Colombie, la Norvège, l'Equateur, le Ghana, le Panama, l'Ouganda, le Royaume-Uni, l'Afrique du Sud, la Tanzanie, la Jamaïque et le Liban.

Des usines pilotes sont ou bien prévues ou bien en voie de construction dans plusieurs régions dont l'Ethiopie, Taiwan, les Philippines, l'Indonésie, le Guatemala, le Chili et les Caraïbes.

8. *L'avenir de l'énergie géothermique au Canada*

Pour le moment, on en connaît très peu sur le potentiel géothermique du Canada, et il n'existe aucune

installation de production d'énergie électrique géothermique. Comme on l'a dit plus haut, l'ouest du Canada faisant partie de la ceinture du Pacifique où l'activité volcanique est relativement récente, c'est là une région où on pourrait vraisemblablement trouver des ressources géothermiques. La *figure 8* indique l'emplacement où il est plus probable qu'on trouvera des ressources géothermiques en Colombie-Britannique et au Yukon. Les régions où de grandes nappes d'eau chaude peuvent exister comprennent les grandes plaines de l'Ouest, la vallée du MacKenzie, les îles Arctiques et les bassins au large des côtes de l'île de Vancouver et de l'île de Sable.

Au Canada, les programmes de recherche géothermique sont encore très récents, le gouvernement fédéral ayant lancé en 1962 un programme de mesure géothermique de petite échelle et la Commission hydro-électrique de la Colombie-Britannique ayant décidé récemment d'examiner le potentiel du site géothermique de Meager Creek, au nord de Vancouver.

En ce moment, les autorités fédérales sont en train d'étudier le besoin d'étendre le programme des activités dans le domaine géothermique. Ce programme aurait comme but d'évaluer et de démontrer quel est le potentiel géothermique canadien jusqu'au point où des sociétés industrielles ou des agences de services publics seraient amenés à prendre la relève.

En termes généraux, un tel programme amènerait la reconnaissance des régions où il est le plus probable qu'il se trouve des ressources, l'identification de

chaque site où le potentiel est valable, l'évaluation de ces sites et, peut-être, une certaine exploitation pilote des ressources de ces sites. On s'attend que si ce programme était lancé, certaines ressources géothermiques conventionnelles pourraient être identifiées et évaluées à court terme (5 ans), qu'au moyen terme (15 ans) certaines ressources géothermiques conventionnelles pourraient être exploitées et certaines ressources non conventionnelles, identifiées, et à long terme, que les ressources situées dans les régions où il y a des roches chaudes sèches et dans les régions normales pourraient devenir accessibles.

9. *Conclusion*

Il est évident à la lecture des remarques précédentes que, sur le plan mondial, l'exploitation des ressources énergétiques géothermiques en est à un stade très récent et qu'il reste encore beaucoup à faire en termes d'identification et d'évaluation des ressources et aussi en ce qui a trait à la recherche et à la mise au point de techniques d'accès et d'utilisation des ressources, avant que celles-ci ne contribuent pour une part appréciable aux sources mondiales d'énergie.

A court terme, tel qu'indiqué à la figure 1, on s'attend que pour ce qui est de la production d'électricité, la capacité des installations du monde entier atteindra 2500 MW en 1982, soit environ le double de celle de 1974, soit environ 4 p. 100 de la puissance (60000 MW) que l'on estime pouvoir atteindre grâce à la technologie actuelle. On peut aussi s'attendre qu'on utilisera de

plus en plus les ressources géothermiques pour le chauffage et pour d'autres fins, dont certaines seront combinées avec la production d'énergie électrique.

E.M. WARNES

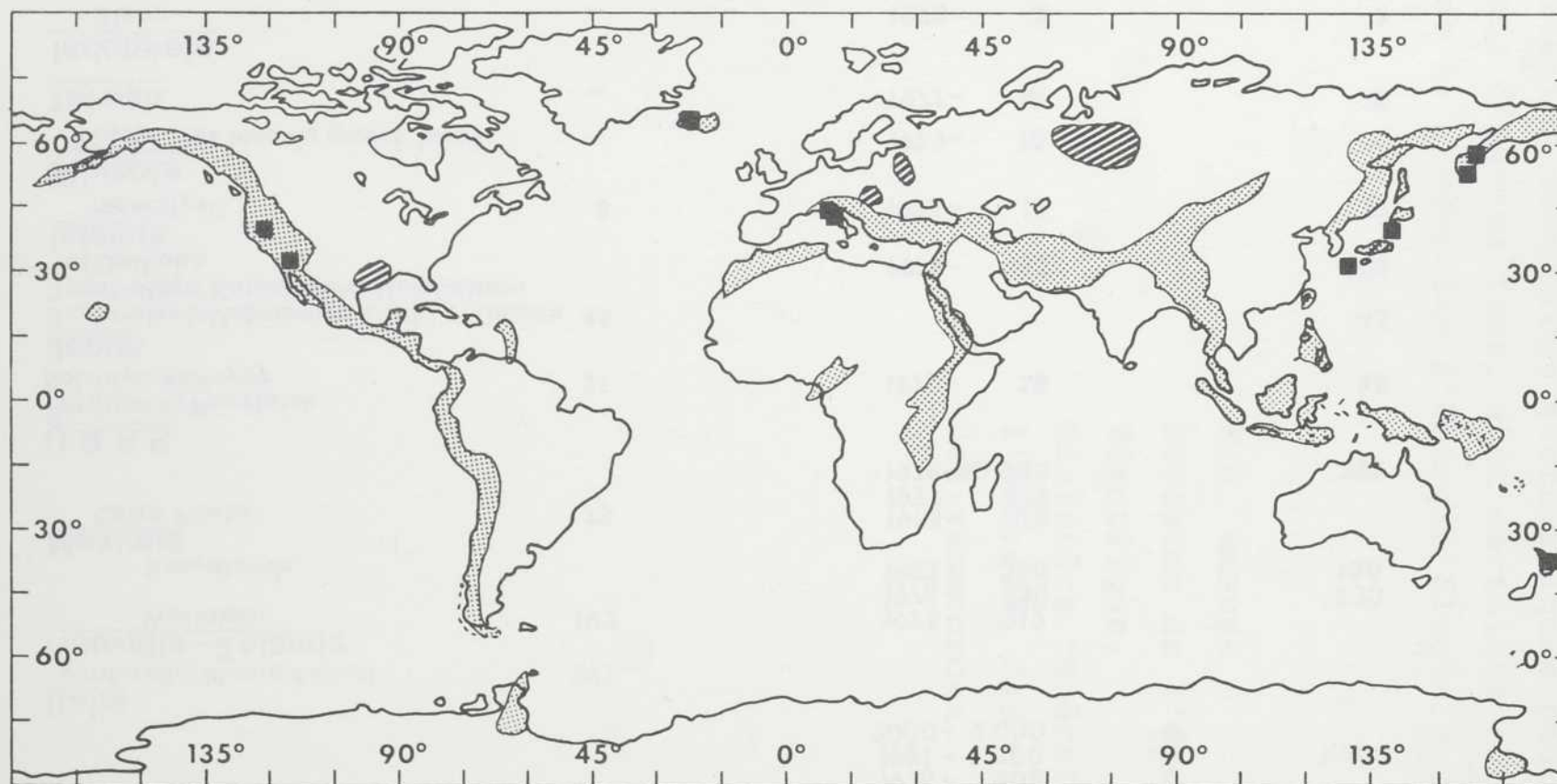
Division de l'énergie
électrique,
Ministère fédéral de
l'énergie, des mines et
des ressources.

CENTRALES GÉOTHERMIQUES INSTALLÉES ET PRÉVUES

Emplacement	Puissance installée en 1974 (MW)	Puissance installée et prévue (MW)	Puissance installée et prévue jusqu'en 1982 (MW)
<u>États-Unis</u>			
The Geysers	522	1975 - 600 1976 - 908 1981 - 1,300 2000 - 2,000	1,300
<u>Italie</u>			
Lardarello; Monte Amiati	391		
<u>Nouvelle-Zélande</u>			
Wairakei;	192	1975 - 312 1976 - 530 1982 - 150	530 150
Broadlands			
<u>Mexique</u>			
Cerro Prieto	75	1975 - 78 1977 - 175 1978-80 285	285
<u>U.R.S.S.</u>			
Paratunka; Pauzletsk			
Bolshiye, Bannyye	31	1975 - 38	38
<u>Japon</u>			
3 centrales à Matsukawa, Otaki et Onuma	45		45
3 centrales à Katsukonda, Hotchabaru et Onikuba		1975 - 125	125
<u>Islande</u>			
Namafjall	3	1975 - 17	17
<u>Ethiopie</u>			
Région des lacs du grand fossé	-	1979 - 10	10
<u>Taiwan</u>			
	-	1977 - 10	10
<u>Indonésie</u>			
Dienz	-	1978 - 3	3
<u>Guadeloupe</u>			
	-	1978 - 5	5
Total:	1,259		2,518

Fig. 1

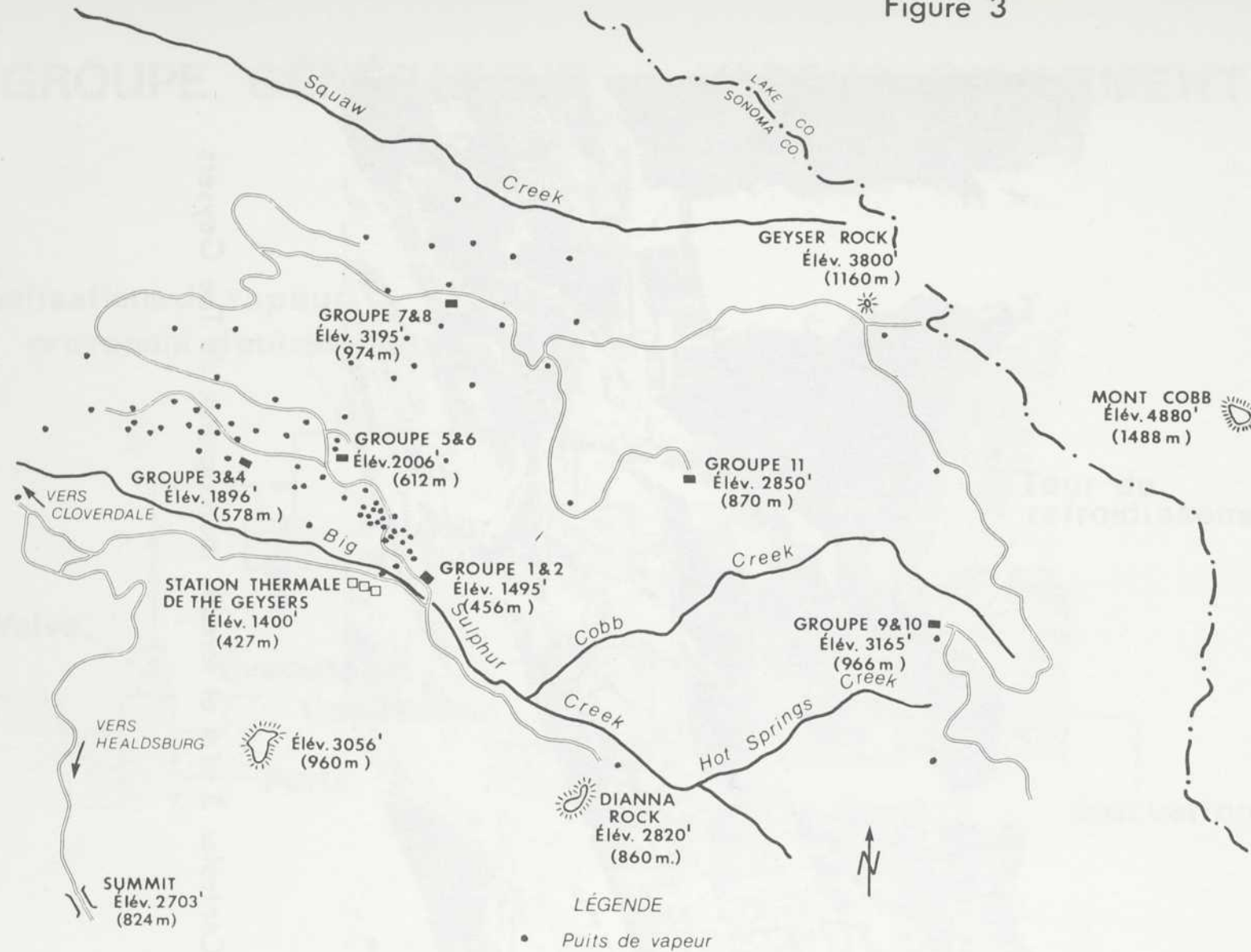
CENTRALES GÉOTHERMIQUES ACTUELLES ET CEINTURES VOLCANIQUES



- CENTRALES ACTUELLES
- ▨ CEINTURES VOLCANIQUES
- ▤ EAU CHAUDE D'ORIGINE NON VOLCANIQUE

FIG. 2

Figure 3



0 500 1000
ÉCHELLE EN MÈTRES

Carte de la région de The Geysers



Figure 4

Centrales 3 et 4 et terrain montagneux de The Geysers

GROUPE GÉNÉRATEUR — VAPEUR SEULEMENT

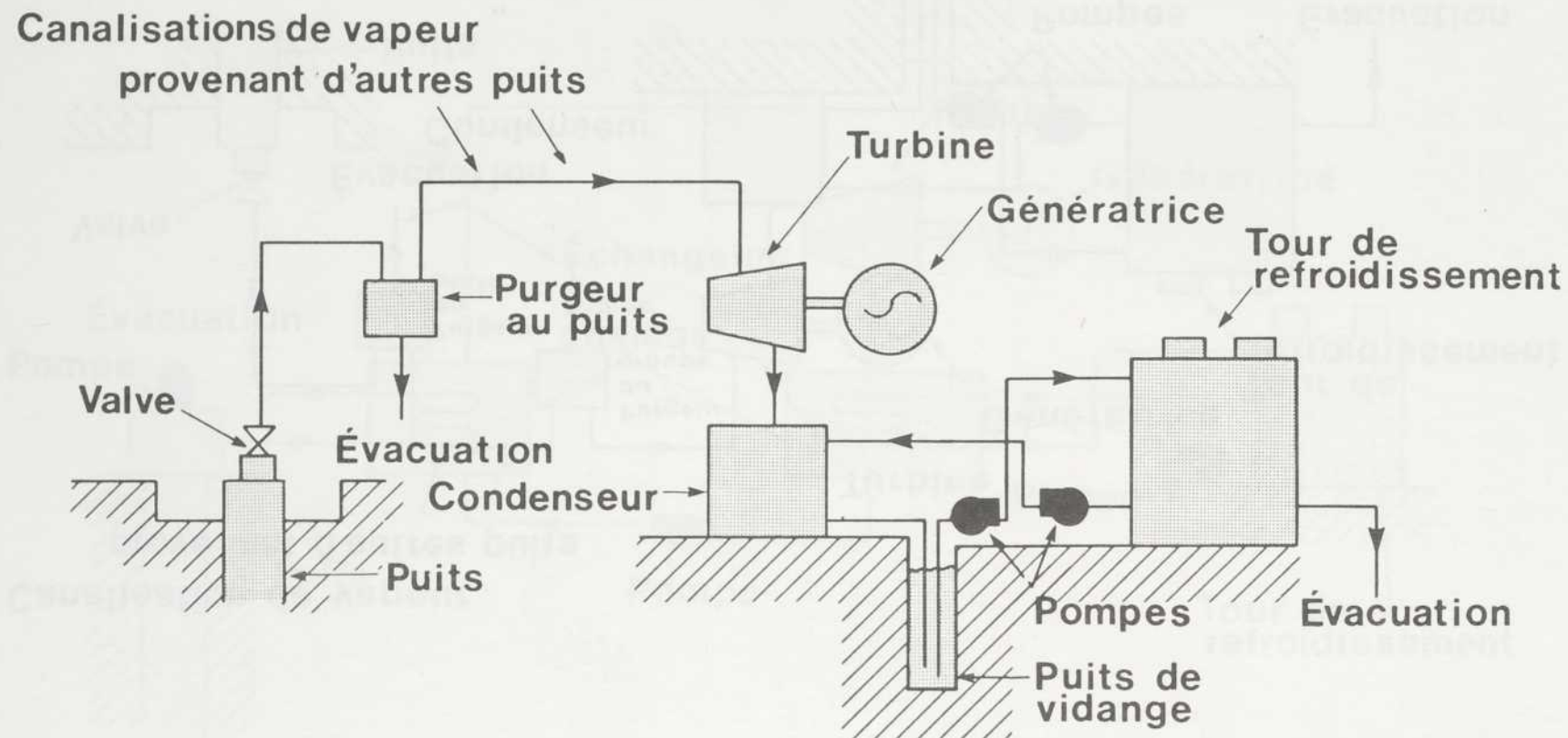


Fig. 5

GROUPE GÉNÉRATEUR - EAU CHAUDE ET VAPEUR

Canalisation de vapeur
provenant d'autres puits

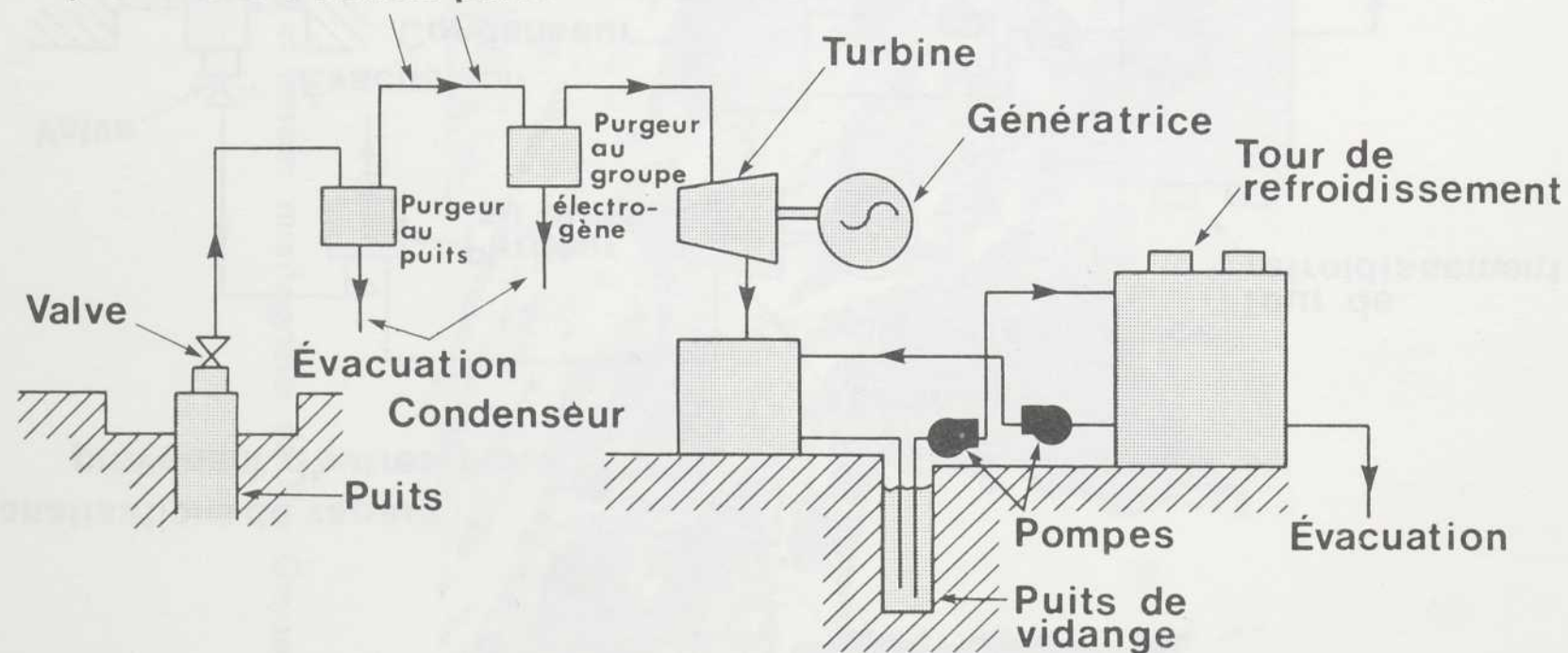


Fig. 6

GROUPE GÉNÉRATEUR-EAU CHAUDE SEULEMENT

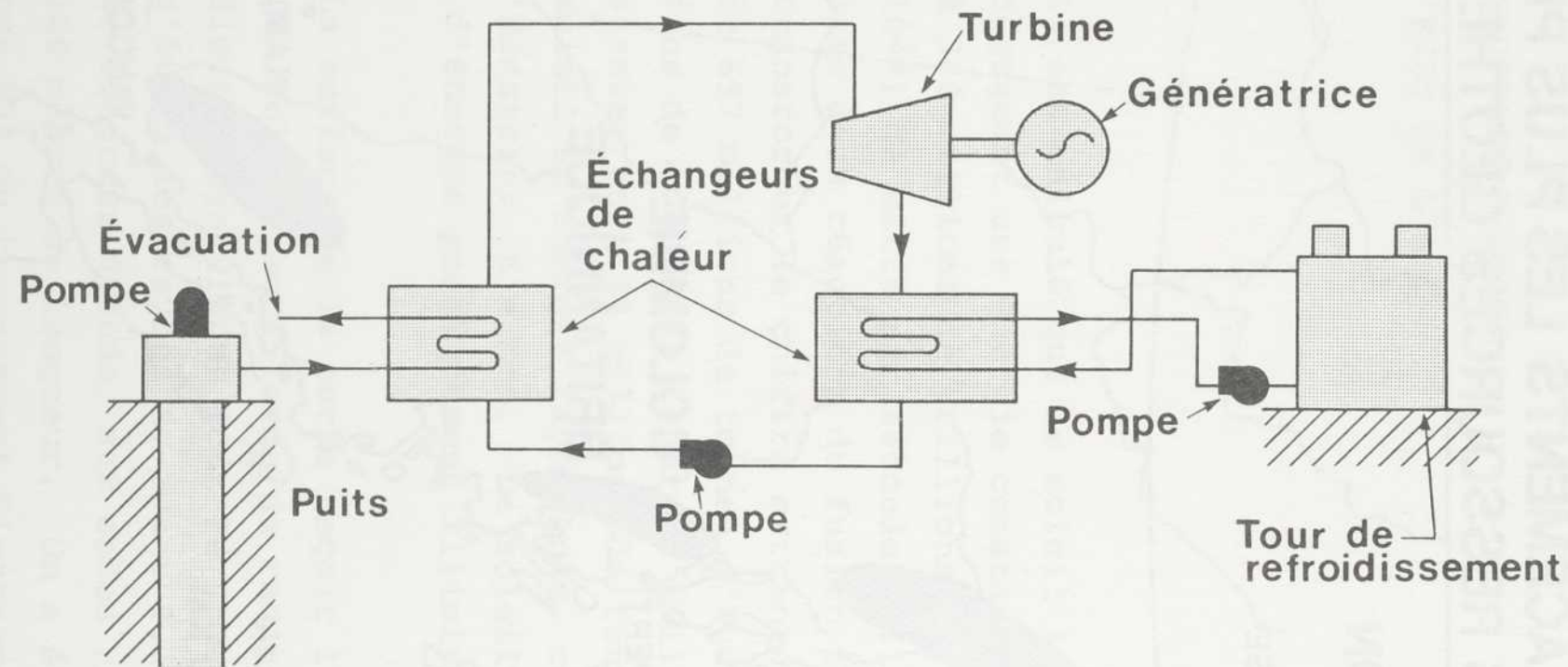
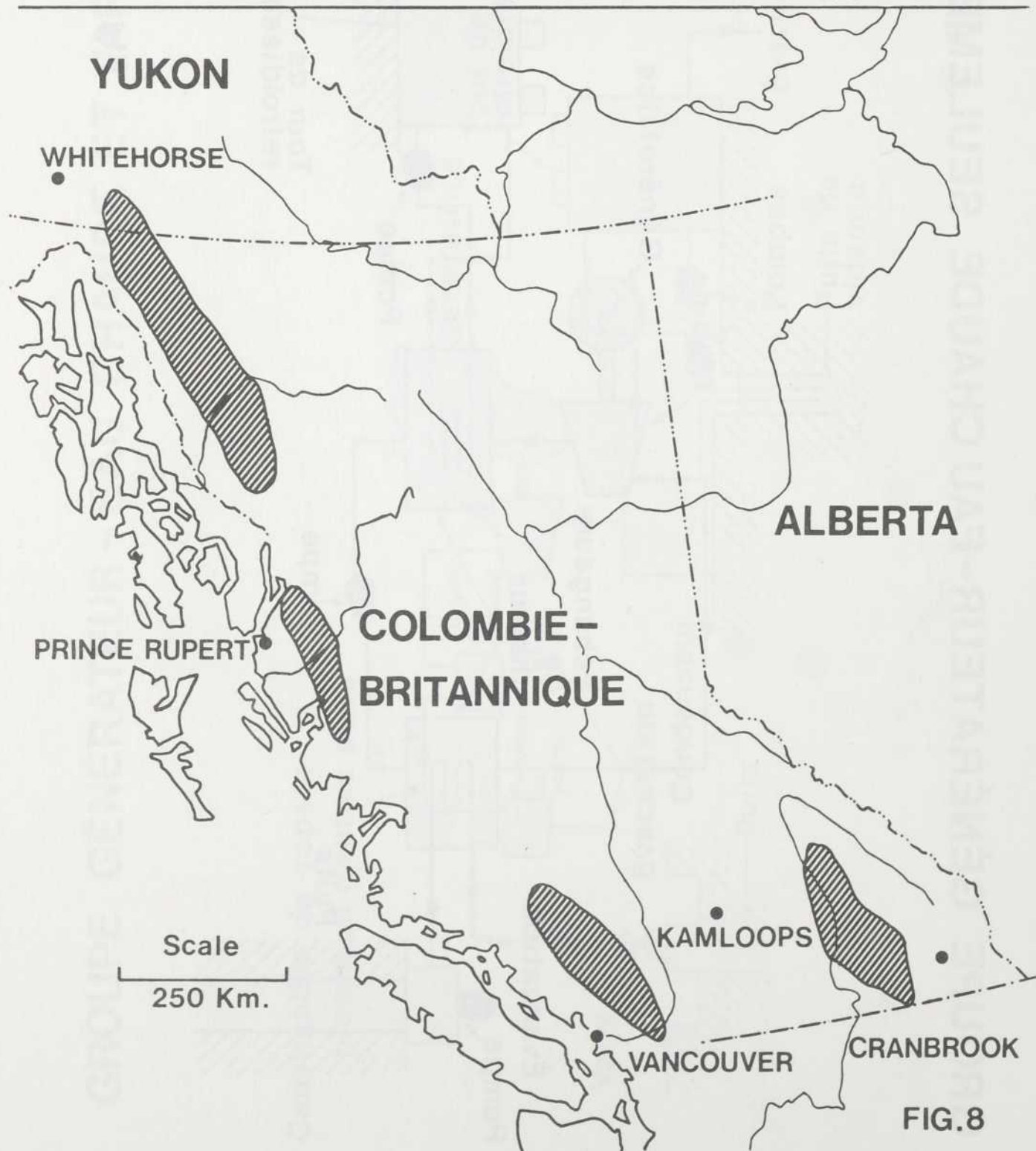


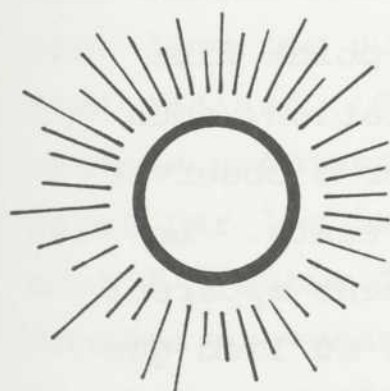
Fig. 7

EMPLACEMENTS LES PLUS PROBABLES DES RESSOURCES GÉOTHERMIQUES

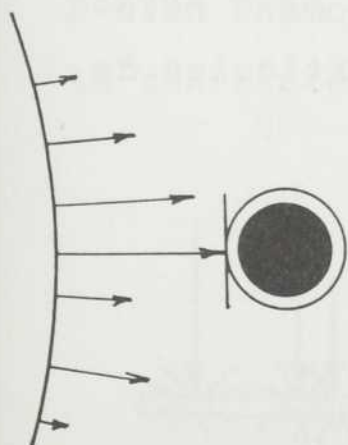


CHAUFFAGE SOLAIRE -

L'ETAT DE L'ART

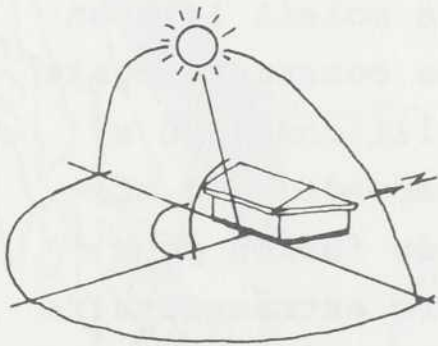


Il est calculé que le soleil luit en dégageant une énergie constante égale à 380 millions de trillions (380×10^{24}) de watts par seconde. Il utilise deux réactions de fusion pour transformer le chiffre extraordinaire de 657 millions de tonnes d'hydrogène solaire en 652.5 millions de tonnes de cendre d'hélium par seconde. La masse restante, soit $4\frac{1}{2}$ millions de tonnes, est convertie par le soleil en énergie rayonnante, conformément à l'équation d'Einstein: $E = mc^2$. Le soleil constitue donc une source d'énergie pratiquement illimitée.

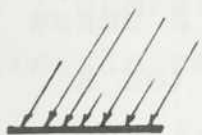


La surface de la terre reçoit l'énergie solaire sous forme de radiations électromagnétiques dont le spectre s'étend des rayons X, ayant 0.1 micron de longueur d'onde, aux ondes radio de 100 mètres de longueur. On a établi que 99% du rayonnement électromagnétique

d'origine solaire se situe entre les longueurs d'onde de 0.28 et de 4.96 microns. A la surface du globe, à peine franchie l'atmosphère, l'énergie solaire disponible est une donnée appelée "constante solaire". Les mesures et les extrapolations ont permis d'évaluer la constante solaire à 429.2 Btu par heure et par pied carré. Cette mesure de la constante solaire est universellement adoptée.



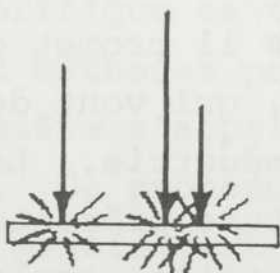
En nous plaçant à un point fixe de notre globe en rotation, nous ne pouvons pas manquer d'observer deux phénomènes importants. Le premier est le mouvement apparent du soleil par rapport au lieu que nous occupons. Le second a trait à l'aspect du ciel, clair ou nuageux. Un troisième point mérite également d'être mentionné: c'est l'état de l'atmosphère au voisinage immédiat de notre emplacement. Cette atmosphère peut être très claire ou partiellement contaminée par la pollution provenant de l'environnement humain ou de quelque phénomène naturel qui entraîne la présence d'abondantes particules de matière.



L'insolation captée par une surface horizontale est généralement un mélange de rayonnement direct et diffus. Lorsqu'elle est reçue par temps clair, on l'appelle rayonnement direct. Lorsque le ciel est couvert, on parle de rayonnement diffus. Le

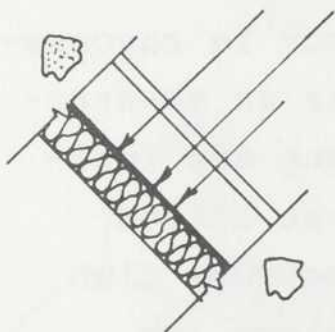
Service de l'environnement atmosphérique d'Environnement Canada fournit des relevés détaillés sur le rayonnement dans une publication intitulée *Sommaire du rayonnement mensuel*. Ces comptes rendus contiennent des indications précises sur le rayonnement direct et diffus capté par les nombreuses stations météorologiques d'un bout à l'autre du Canada. On prévoit d'inclure les données provenant de bien d'autres agglomérations canadiennes pour répondre à la demande croissante de renseignements suscitée par les projets d'utilisation de l'énergie solaire. Par la suite, ces données serviront assurément à dresser des cartes solaires indiquant la quantité et la qualité de l'énergie solaire disponible d'un bout à l'autre du Canada, ainsi que la nébulosité prévue pour les diverses périodes de l'année.

La conversion de l'énergie solaire

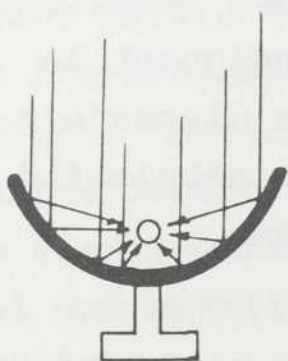


La conversion de l'énergie rayonnante en énergie calorifique s'accomplit au moyen d'un appareil connu sous le nom de capteur solaire. Ce plan fonctionne en piégeant les rayons lumineux pour les convertir à rayons de chaleur. Il

en existe deux types: le collecteur plan (ou à basse température) et le collecteur à concentration (ou à haute température). Les deux capteurs convertissent l'énergie rayonnante, dans la plupart des cas, en chaleur sensible. Celle-ci est caractérisée par un changement de température du véhicule thermique.



Les collecteurs plans les plus courants utilisent l'air ou l'eau comme véhicule thermique. Les études et les recherches démontrent que les collecteurs plans peuvent atteindre un rendement de conversion supérieur à 50%¹.



Le collecteur à concentration ou à haute température concentre le rayonnement tiré d'une large surface réceptrice et le projette sur une cible de faibles dimensions. On obtient ainsi de très hautes températures dans une zone déterminée. Ce type de capteur est moins courant que le capteur plan, mais il promet de répondre à certaines catégories de besoins, qui vont de la cuisine familiale aux nécessités de l'industrie. Le capteur à concentration ou à haute température présente, jusqu'ici, un inconvénient essentiel: il utilise seule-

ment l'énergie rayonnante directe, car il ne peut concentrer le rayonnement diffus.

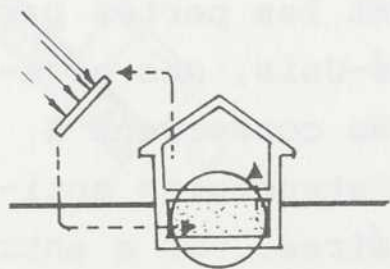
Conception du capteur solaire

La construction des capteurs de chaleur solaire nécessite des travaux de recherche et de fabrication dans des domaines très divers. On assiste à l'élaboration d'une technologie consacrée aux performances des verres, des plastiques, des métaux et des isolants, notamment à leurs possibilités d'absorber l'énergie rayonnante et de manifester une faible émissivité, ainsi qu'à leurs performances concernant les pertes par convection². En Australie et aux Etats-Unis, des organismes de recherche et de fabrication se consacrent à l'étude des surfaces sélectives et des structures anti-rayonnantes destinées aux capteurs solaires. On a entrepris de nombreuses études sur les verres et les plastiques en vue d'accroître le débit du transfert de rayonnement vers les surfaces collectrices.

Le stockage de l'énergie solaire

Etant donné le caractère intermittent du rayonnement solaire, un collecteur solaire ne constitue pas à lui seul une source rentable d'énergie solaire. Il est donc nécessaire de la compléter par un appareil appelé entrepôt thermique, qui retient le surplus d'énergie calorifique en vue des besoins éventuels. Il existe deux méthodes pour stocker l'énergie calorifique. La première s'appelle l'accumulation de la chaleur sensible. Ce procédé utilise généralement des matériaux qui manifestent une hausse de température à mesure que

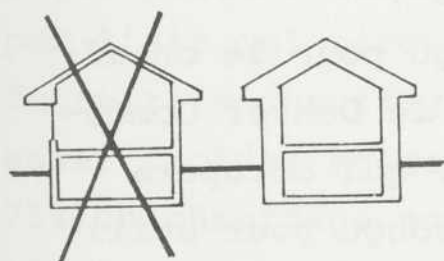
l'énergie calorifique augmente dans l'entrepôt. Parmi les matériaux les plus courants employés à cet effet, citons la roche-gravier ou pierre et l'eau. L'autre méthode utilise la chaleur de fusion de certaines substances qui accumulent de l'énergie calorifique en changeant d'état. Parmi celles-ci, les plus couramment employées sont les cires et les sels hydratés, qui sont relativement bon marché.



Pour illustrer la capacité d'accumulation calorifique de ces deux appareils, examinons d'abord le procédé utilisant l'accumulation de la chaleur sensible. Si nous disposions d'un conteneur bien isolé pour

stocker 2 millions de Btu d'énergie calorifique en utilisant de la roche ou de la pierre, il faudrait y consacrer 1000 pieds cubes d'agrégat porté à 100°F au-dessus de la température ambiante. Cette énergie calorifique correspond environ 4 ou 5 jours de chauffage pour une habitation unifamiliale ordinaire. De même, si nous devions employer comme matériau d'accumulation une substance dégageant de la chaleur par fusion, par exemple le sulphate de sodium décahydraté (connu sous le nom de sel de Glauber), on obtiendrait la même capacité d'accumulation calorifique avec 210 pieds cubes de cette substance, soit un volume correspondant à 10 tonnes environ. Le docteur Maria Telkes, de l'Université du Delaware, a dirigé des études approfondies sur la chaleur de fusion propre à diverses subs-

tances accumulatrices³. Elle signale qu'il faudra résoudre de nombreux problèmes techniques avant d'aboutir à l'utilisation des substances à dégagement de chaleur par fusion. Ces problèmes comprennent les effets corrosifs des substances sur le conteneur ainsi que leur stratification et leurs caractéristiques relatives au transfert de chaleur.



Outre l'utilisation de cette nouvelle source d'énergie calorifique, il faut souligner qu'en améliorant la conception et la construction de l'habitat on augmenterait considérablement le rendement de l'énergie calorifique. Il faudra donc veiller à augmenter l'isolation, à réduire la surface vitrée, à empêcher les fuites d'air et à soigner les détails de construction des futures résidences, en particulier pour réduire la surface occupée par le capteur solaire et le volume d'entrepôt thermique.

Les applications du chauffage par rayonnement solaire

Le chauffage par rayonnement solaire fait actuellement l'objet de nombreuses applications. L'Intertechnology Corporation a conçu et créé un système de chauffage solaire pour la Fauquier High School de Warrenton, en Virginie. On a consacré cinq salles de classe totalisant 4100 pieds carrés à ce projet d'étude. Le système est officiellement devenu opérationnel le 19 mars 1974, et l'on avance que, depuis cette date, tous les besoins

en chauffage des salles de classe ont été satisfaits grâce à l'énergie solaire, sauf durant quelques brèves périodes où l'on a fermé le système afin de le remanier. Celui-ci comprend un capteur de 2540 pieds carrés et deux réservoirs en béton d'une capacité de 5500 gallons, pour l'eau. Les réservoirs sont conçus pour chauffer les classes durant un minimum de cinq jours. Le chauffage de ces classes coûte à l'école 25 sous par jour, y compris le coût de l'électricité nécessaire au fonctionnement des pompes et des commandes¹.

Le plus grand édifice jamais conçu pour le chauffage solaire est le projet concernant le Denver Community College, à Westminster, Colorado, qui occupera 278000 pieds carrés. L'édifice sera conçu pour utiliser un capteur solaire de 50000 pieds carrés doté d'un entrepôt de chaleur pouvant contenir 400000 gallons d'eau. Ce projet devrait être terminé à l'automne de 1976².

Le Centre national de la Recherche scientifique d'Odeillo (France) a construit trois maisons à chauffage solaire. Deux de ces maisons sont des unités d'habitation unifamiliales; la troisième est un édifice comprenant trois unités. L'une des unités unifamiliales construites en 1967 utilise 860 pieds carrés de surface collectrice pour un volume habité d'environ 10000 pieds cubes. On estime que durant les huit dernières années les deux tiers de la chaleur consommée par ces maisons provenaient de l'énergie solaire².

On a installé le système Thomason Solaris dans plusieurs maisons de la région de Washington, D.C. Le

premier en date, qui fonctionne sans interruption depuis 14 ans, tire du soleil la plus grande partie de l'énergie calorifique nécessaire durant la saison où l'on chauffe. L'une des installations Thomason emploie un collecteur solaire occupant toute la façade sud, soit environ 15 par 60 pieds. L'entrepôt thermique contient 1600 gallons d'eau entourés par 50 tonnes de pierres à bon marché dont chacune a la taille d'un poing. La chaleur provenant du réservoir d'eau domestique pénètre dans l'accumulateur avant d'être pulsée par l'air qui circule sur les pierres. Ce système fournit le chauffage nécessaire durant 5 journées assez froides et serait capable d'assurer entre 65 et 75% du chauffage annuel, y compris l'eau chaude domestique.

Au Canada, il existe un certain nombre d'installations plus ou moins au point qui suscitent l'intérêt. Citons d'abord Logement Gananoque, à Larry's Landing, Gananoque, Ontario. Cette maison, qui appartient à Larry South, a été conçue par Greg Allen et construite en 1974. C'est une habitation à deux étages et à quatre chambres à coucher. La surface de plancher disponible couvre au total 2200 pieds carrés, garage non compris. Le système comprend 230 pieds carrés de surface collectrice montée sur la face sud du toit. Il utilise l'eau comme véhicule thermique et 4000 livres de paraffine solide pour accumuler la chaleur de fusion. La chaleur auxiliaire provient d'une grande cheminée de pierre où de l'eau circule dans les tubes d'acier inoxydable qui entourent la cheminée. L'eau

chaude pénètre dans l'entrepôt thermique où elle sert encore à chauffer l'habitation. On estime que ce système de chauffage solaire fournira environ la moitié du chauffage nécessaire à cette maison.

Lorriman, Ferguson et Lee envisagent la construction d'une maison de deux étages à chauffage solaire, d'une superficie d'environ 1600 pieds carrés, dans la région de Toronto. Le système de chauffage comprendra une surface collectrice de 800 pieds carrés associée à deux réservoirs d'eau contenant chacun 2500 gallons. Il utilisera également une pompe à air chaud pour élever la température de l'un des réservoirs en la prélevant sur l'autre. On prévoit que cette conception augmentera le rendement du transfert de chaleur à l'intérieur du système.

Un autre édifice à chauffage solaire, appelé Logement Hoffman, a été construit en 1968 par Eric W. Hoffman dans le Surrey, en Colombie-Britannique. On a ensuite conçu pour cette habitation un système de chauffage solaire qu'on a installé en 1971. Outre le chauffage domestique, on a installé en 1974 un réchauffeur solaire pour la piscine. La maison est située au 49   degré de latitude nord. La surface de plancher totale, y compris le sous-sol, comprend 2700 pieds carrés. Le système utilise un collecteur plan de 460 pieds carrés et deux réservoirs d'eau verticaux et cylindriques non isolés d'une capacité totale de 800 gallons qui se trouvent dans une pièce isolée du sous-sol. La maison est chauffée par l'air ayant circulé, du fait de la convection gravifique, dans la pièce isolée. Le système

fournirait 50% du chauffage nécessaire et l'eau chaude pour les besoins domestiques. Les réchauffeurs auxiliaires constituent des radiateurs-plinthe électrique.

L'architecte John Hix et l'ingénieur Frank Hooper (de l'Université de Toronto) sont à concevoir une maison à chauffage solaire qui doit être construite à Mississauga, Ontario. Il s'agit d'une résidence unifamiliale à deux étages, de 2400 pieds carrés, qui ressemble à une construction à charpente "A" modifiée. Elle présentera plus de 800 pieds carrés de surface collectrice et un entrepôt thermique de 70000 gallons d'eau.

En plus d'un grand nombre de projets d'étude, on compte aux Etats-Unis et au Canada environ 50 fabricants qui fournissent des collecteurs solaires avec l'équipement annexe. Les articles fabriqués comprennent des panneaux solaires, des systèmes et des appareils à piles solaires photovoltaïques, des collecteurs à concentration, des réchauffeurs d'eau solaires, des appareils de cuisson à bon marché, et en plus des systèmes complets de chauffage solaire d'adaptation.

A ce stade, il est essentiel d'encourager les projets d'étude. Il faut bien s'assurer, cependant, que les renseignements obtenus sont suffisamment détaillés et les projets suffisamment documentés pour permettre une application rentable des connaissances acquises. On aurait intérêt à coordonner le plus grand nombre possible de ces projets pour éviter de les répéter et pour enrichir l'expérience commune. Ils finiront ainsi par engendrer une base saine et essentielle à l'élabora-

tion des systèmes de chauffage solaire.

Les recherches sur l'énergie solaire

Les deux pays aujourd'hui les plus actifs quant aux recherches sur l'énergie solaire sont les Etats-Unis et le Japon. L'ERDA (Energy Research and Development Administration), qui est l'une des agences fédérales de financement des Etats-Unis, a récemment obtenu 57 millions de dollars pour subventionner les recherches et l'exploitation concernant le chauffage solaire. Le Congrès des Etats-Unis est actuellement saisi de quarante projets de loi traitant des diverses phases de l'utilisation du soleil et des vents en vue de répondre aux futurs besoins énergétiques par l'étude des possibilités qu'offrent d'autres sources d'énergie.

Au Japon, une nouvelle initiative émanant des autorités a donné naissance au projet Sunshine. Son but est d'étudier les applications de l'énergie solaire, de la gazéification du charbon et de l'énergie géothermique, et l'utilisation de toutes les ressources nationales disponibles pour renforcer l'autonomie du Japon en matière d'énergie. En 1974, le programme Sunshine a obtenu 2.4 milliards de yen, soit 7.5 millions de dollars. On estime qu'il se poursuivra pendant au moins 20 ou 30 ans et que vers l'an 2000 les dépenses totales auront dépassé 78 milliards de dollars. L'un des aspects du programme concerne le sous-projet appelé *Chauffage et climatisation de la maison solaire*, qui comprend quatre secteurs: les résidences à énergie solaire de l'an 2000, l'adaptation aux maisons actuelles,

les maisons d'appartements et, enfin, les écoles et les édifices commerciaux.

Ce programme constitue aujourd'hui une très haute priorité nationale. Les autorités japonaises encouragent les instituts de recherche et les établissements commerciaux à pousser rapidement les progrès et les applications de la technologie vers l'utilisation de nouvelles sources d'énergie. Les Japonais sont des partisans très fermes de la collaboration internationale dans ce domaine, surtout en ce qui concerne l'élaboration des normes d'équipement, la création des modèles expérimentaux et l'adoption d'un système universel de mesures pour la rentabilité de l'équipement².

Au Canada, un certain nombre d'instituts et d'universités s'adonnent activement aux recherches sur l'utilisation de l'énergie solaire. Le Brace Institute étudie les méthodes d'utilisation de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne depuis 1959. Il s'est tourné depuis quelques temps vers l'utilisation de ces formes d'énergie en vue de répondre aux besoins du Canada. En Ontario, l'Université de Waterloo s'occupe d'un certain nombre de projets concernant l'énergie solaire et l'énergie éolienne. L'Université de Western Ontario a entrepris des recherches sur le chauffage et la réfrigération solaires, ainsi que sur la photo-synthèse. Quant à l'Université de la Colombie-Britannique, elle poursuit des recherches sur l'énergie solaire et le transfert de la chaleur. Un grand nombre de ministères fédéraux et d'agences para-gouvernementales étudient les possibilités de l'énergie solaire. Citons en par-

ticulier le ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources, de Département d'Etat chargé des Affaires urbaines et le Conseil national de recherches du Canada. La Division des recherches sur le bâtiment du Conseil national de recherches a entrepris des recherches intensives sur la transmission des radiations solaires à travers le verre, les techniques d'adaptation du comportement thermique transitoire des édifices - c'est-à-dire le potentiel d'accumulation thermique et les charges internes - et sur la détermination de l'énergie solaire disponible grâce aux méthodes de prévision appliquant les données météorologiques rassemblées par le ministère des Transports du Canada^{4,5}.

L'avenir de l'énergie solaire

Il est aujourd'hui évident qu'il faudra recourir à de nouvelles sources d'énergie pour assurer nos besoins futurs. L'énergie solaire n'est pas renouvelable, mais on peut la considérer comme pratiquement illimitée. Aucune autre source n'offre d'aussi vastes possibilités.

Il est également évident qu'à l'étage actuelle de l'évolution technologique les solutions anciennes ne s'appliquent pas nécessairement aux problèmes nouveaux. Il est essentiel, si l'on veut qu'apparaissent des solutions efficaces, de promouvoir et d'encourager l'intelligence et la créativité.

Si les progrès répondent aux prévisions, l'avenir devrait se dessiner ainsi. Au cours des prochaines années, une foule de projets d'étude seront patronnés

et subventionnés par un grand nombre d'organismes privés ainsi que par des Etats. Ces projets fourniront, on l'espère, des méthodes sûres pour l'élaboration d'une nouvelle technologie. Il faut comprendre que, même si certains de ces projets n'atteignent pas leur objectif, ils n'en fourniront pas moins des renseignements utiles s'ils sont soigneusement documentés et si tous les détails sont portés à la connaissance des autres intéressés. On prévoit que durant cette période un petit nombre de résidences utiliseront des systèmes adaptés de chauffage solaire fournis par une entreprise commerciale, pour assurer une partie des besoins annuels en chauffage. Après cette période d'exploration, un grand nombre de nouveaux édifices auront incorporé dans la structure de leur enceinte des systèmes partiels de chauffage solaire des locaux et, probablement, de l'eau destinée à l'usage domestique. A l'heure actuelle, on pense que les applications les plus économiques concerneront les unités d'habitations unifamiliales, les appartements, les écoles et les hôpitaux, les logements individuels non attenants et finalement certains établissements commerciaux peu élevés dont la surface d'étage occupée par personne est faible.

Si le chauffage solaire n'est pas très répandu, c'est surtout à cause de l'importance des frais initiaux d'immobilisation et du faible coût des carburants. Etant donné que ce coût a changé, cette solution connaît un regain d'intérêt, mais il faudra encore attendre un certain temps l'élaboration d'une méthodologie

technique efficace qui nous guidera vers les systèmes les plus adaptés à notre climat. On ne prévoit pas que l'énergie solaire remplacera toutes les formes actuelles d'énergie, mais la disponibilité et la quantité illimitée qu'elle présente en fera certainement une source d'énergie très importante pour l'avenir.

R.L. QUIROUETTE

Division des recherches
sur le bâtiment
Conseil national de
recherches du Canada.

Références

1. "Solar Energy School Heating Augmentation Experiment". By Intertechnology Corporation, Box 340, Warrenton, Virginia, 22186, Contract No. NSF-C868, December 4, 1974.
2. "Recommendations for Solar Energy Research and Development in Canada". By Mr. T.A. Lawand, Brace Research Institute, MacDonald College of McGill University, October, 1974, a report to the Ministry of State for Science and Technology.
3. "Storage of Solar Heating/Cooling". By Maria Telkes, Institute of Energy Conservation, University of Delaware. Presented at the Annual Meeting of ASHRAE, 23-27 June 1974.
4. "Equations for Solar Heat Gain Through Windows". By D.G. Stephenson, Ottawa, June, 1965. NRC 8527.
5. "Tables of Solar Altitude, Azimuth, Intensity and

Heat Gain Factors for Latitudes from 43 to 55 Degrees North". By D.G. Stephenson, Ottawa, 1967. NRC 9528.

Le présent exposé a été rédigé à la Division des recherches sur le bâtiment du Conseil national de recherches du Canada; le directeur de la Division en a autorisé la publication.

1.

qu

Da

1a

me

fa

Dr.

On

d'

ch:

196

re

St...

rec

in

10

Sp

15

Dr.

Diss.

Vol 1

LE ROLE DES PILES A COMBUSTIBLE DANS UNE ECONOMIE BASEE SUR L'HYDROGENE

1. *Introduction*

Dans le contexte global de la situation énergétique on peut diviser le problème en trois domaines séparés mais qui sont étroitement liés soit la production, la distribution et l'utilisation des différentes formes d'énergie. Présentement, le monde industriel fait face à une crise surtout au premier niveau soit la production de l'énergie. Au niveau de la production on doit considérer les sources non renouvelables d'énergie (surtout le pétrole, le gaz naturel et le charbon) et celles qui le sont (l'hydro-électricité, l'énergie solaire, éolienne et dans une certaine mesure l'énergie nucléaire). Présentement toute notre structure industrielle et économique repose sur des ressources dont on commence à connaître les échéances inéluctables de tarissement. Selon différentes études le maximum de production des produits d'origine fossile se situe au début du 21^{ème} siècle. Donc déjà il faut s'interroger quant à la nature que devront prendre les programmes de recherche et développement au cours des prochaines années pour faire face à ces situations nouvelles dans le domaine énergétique.

Au niveau de la production, l'énergie nucléaire (fission ou fusion) prendra une part de plus en plus grande du gâteau énergétique. Comme source d'appoint, l'énergie solaire, éolienne, géothermique ou marémotrice pourront jouer un rôle important à l'intérieur de limites géographiques assez restreintes.

Un deuxième volet du problème énergétique est le médium porteur de cette énergie. Présentement le pétrole est à la fois source et vecteur d'énergie. Avec une rareté plus grande et par conséquent un accroissement des prix, l'utilisation de cette source d'énergie devra être optimisée tant comme source d'énergie thermique et motrice que comme matière première dans l'industrie pétroléochimique. Avec l'épuisement du pétrole et du gaz naturel, un autre vecteur d'énergie devra être utilisé sur une plus grande échelle. L'attention se tourne immédiatement vers l'électricité qui est un vecteur d'énergie très important et qui le deviendra de plus en plus. On peut et doit cependant envisager d'autres alternatives à ce tout électrique car cette option demeure très coûteuse. En effet pour remplacer le pétrole par l'électricité, il faudra recourir aux centrales nucléaires qui pour être rentables devront être gigantesques et devront être de plus en plus éloignées des centres de consommation. Une autre difficulté avec l'électricité est sa difficulté de stockage: pour répondre à une demande de puissance élevée à certaines périodes de l'année ou du jour, on doit posséder des installations qui demeurent sous

exploitées durant les périodes creuses. Comme la génération électrique à partir des centrales nucléaires est un procédé thermique, l'efficacité du système est maximale lorsque la centrale fonctionne à pleine capacité. Donc la disponibilité d'un vecteur énergétique autre que l'électricité devient importante.

Un autre aspect que l'on doit envisager dans le transport de l'énergie est la densité énergétique; cette considération s'applique surtout dans le transport des hydrocarbures. A cet égard, le gaz naturel est supérieur à l'hydrogène et à l'électricité: en effet, pour une quantité équivalente d'énergie, le pipe-line enfoui est de loin la solution idéale comparativement à la demande d'espace exigé pour les lignes à haute tension. Le transport souterrain d'électricité est présentement trop coûteux pour être envisagé sur de longues distances.

Enfin comme dernier volet à la question énergétique, l'utilisation doit être étudiée très à fond; à ce chapitre, une politique d'utilisation rationnelle devra être mise en place pour rentabiliser les différentes sources d'énergie. Pour certaines applications, des formes relativement nobles d'énergie sont nécessaires (exemple: l'électricité pour le fonctionnement de moteurs, de circuits électroniques, etc...). Cependant, pour le chauffage industriel, commercial et résidentiel, une combustion directe est souvent plus efficace ou pratique ou économique que le chauffage électrique.

C'est en considérant le vecteur énergétique et l'utilisation de l'énergie que l'hydrogène peut et

devra jouer un certain rôle au début du prochain siècle. Nous décrirons les différentes possibilités de production, transport, distribution et utilisation de ce combustible d'avenir. C'est ce que l'on a nommé dans la langue de Shakespeare "The Hydrogen Economy" et qui est l'objet de nombreuses études dans le monde en général et tout particulièrement aux Etats-Unis et au Japon.

II *Rôle de l'Hydrogène dans l'avenir*

a) Description du système

Le système comprend la production de l'hydrogène, le stockage, le transport et enfin la distribution et l'utilisation; ce système est illustré schématiquement à la Figure 1. Il serait bon de s'arrêter sur les raisons du choix de l'hydrogène comme vecteur d'énergie. La première raison est sa nature combustible et aussi de sa très haute valeur énergétique par unité de masse: la comparaison de différents combustibles est donnée au Tableau I.

En plus le produit de sa combustion ainsi que la matière première pour sa production est un produit non polluant et non dommageable pour l'environnement soit l'eau. Comme tout composé chimique il peut être fabriqué et stocké indépendamment de la demande d'utilisation. En tant que produit gazeux, il peut s'intégrer facilement à une infra-structure énergétique déjà existante soit celle du gaz naturel où un réseau de transport et de distribution existe déjà et est exploité.

Cependant, la teneur énergétique de l'hydrogène n'est pas idéale à tous les points de vue. En effet, en

terme de volume, le gaz naturel (le méthane) est plus avantageux (par un facteur de trois); l'essence par unité de poids est désavantagé par rapport à l'hydrogène mais comme sa densité est beaucoup plus grande que celle de l'hydrogène liquide, le volume nécessaire pour la même quantité d'énergie est de l'ordre de 3.7 de plus pour l'hydrogène comparé à l'essence.

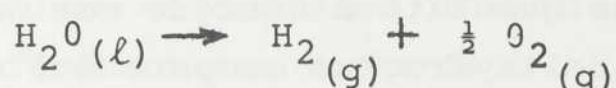
b) Moyens de production d'hydrogène

Présentement la méthode la plus économique pour produire l'hydrogène est d'utiliser les hydrocarbures comme matière première. Pour l'avenir cependant deux méthodes retiennent l'attention soit l'électrolyse et la décomposition thermique de l'eau.

L'électrolyse est une méthode bien connue et qui fut et qui est encore utilisée lorsque le coût de l'énergie électrique est relativement bas. Les unités importantes présentement en opération sont basées sur des technologies déjà anciennes. Grâce aux recherches sur les piles à combustible, on a mis au point des systèmes d'électrolyse à électrodes poreuses qui sont beaucoup plus efficaces et qui soutiennent des densités de courant beaucoup plus élevées. Ces améliorations permettent de réduire d'autant la dimension de l'usine pour une production équivalente. Ces nouveaux développements réduisent donc les frais d'immobilisation et aussi les coûts de production. Les nouveaux électrolyseurs opèrent à des rendements électriques de l'ordre de 80 à 90% et on peut entrevoir des rendements électriques de 100%. Les rendements sont basés sur la teneur

calorifique de l'hydrogène produit. On peut en obtenir une meilleure idée en examinant de plus près les variations des fonctions thermodynamiques en fonction de la température.

La réaction fondamentale est:



et l'équation de la fonction thermodynamique:

$$\Delta H = \Delta G + T \Delta S$$

Où ΔH est l'énergie totale nécessaire pour la réaction et ΔG est l'énergie libre de la réaction. Le ΔG représente l'apport de l'énergie électrique nécessaire à la réaction. Pour que la réaction soit complète, un apport supplémentaire d'énergie doit être fourni, c'est le terme $T\Delta S$, où ΔS est le changement d'entropie. Cette quantité est importante car la réaction implique un changement de phase. En opération normale à des températures de l'ordre de 30 à 60°C, l'énergie électrique fournie excède la valeur ΔH ; en effet à cause de phénomènes d'electrocatalyse, la valeur ΔG expérimentale, convertie en potentiel, est supérieure à la valeur ΔG^0 à l'équilibre: c'est la perte d'efficacité du système. Cette perte électrique comble la demande d'énergie thermique nécessaire pour satisfaire l'énergie totale de la réaction (i.e. la différence entre ΔH et ΔG). Lorsque la température augmente, l'énergie libre de la réaction (ΔG ou ΔG^0) décroît. En plus, l'augmentation de la température favorise la conductivité de la solution et donc diminue la perte due à la chute ohmique; aussi les températures

élevées favorisent l'électrocatalyse des réactions en cours. On peut donc atteindre des conditions où l'énergie électrique n'est pas suffisante pour maintenir la réaction en condition isotherme ($\Delta G < \Delta H$) et donc un apport extérieur d'énergie sera nécessaire. Cette situation est illustrée à la Figure 2. On peut s'attendre à obtenir un rendement de 100% tel que défini plus haut par une amélioration des électrocatalyseurs et aussi par une amélioration de la stabilité des matériaux utilisés dans la fabrication des électrolyseurs à des températures élevées 100-200°C. L'intérêt que les gouvernements portent à la présente crise d'énergie et celle à venir sera un bon stimulant pour la recherche dans ce domaine.

Une autre possibilité de production d'hydrogène est la décomposition thermique de l'eau; le craquage direct de l'eau par la chaleur exige des températures très élevées (supérieures à 1000°C) et il est donc hors de question. Pour arriver à la décomposition de l'eau, il faut donc procéder par étapes. Plusieurs systèmes ont été proposés dont celui de l'Euratom baptisé Mark I et qui est illustré à la Figure 3. On note à l'examen de ce cycle et pour d'autres procédés similaires que les températures impliquées sont encore relativement élevées et surtout que les produits chimiques en cause sont très corrosifs: HBr, HCl. Il a été mentionné que pour ces systèmes, des étendues considérables seraient nécessaires et des installations majeures (5-10 fois supérieures à une raffinerie pour une production énergétique équivalente) seraient nécessaires. En

plus, des dangers de pollution considérables seraient toujours présents. Donc avant de faire la preuve de leur fiabilité et leur efficacité, ces cycles devront faire l'objet de nombreux efforts de R & D.

Il serait bon de faire une comparaison entre les coûts de production de l'hydrogène soit par électrolyse ou soit par réformage des hydrocarbures. Cette comparaison est illustrée à la Figure 4 où l'on note que l'électrolyse en 1985 aura atteint un seuil très compétitif avec les méthodes utilisées présentement. Le but de \$2.00/MBTU pour l'électrolyse ne demande pas de découvertes majeures mais simplement une amélioration graduelle du système.

c) Transport et distribution

Comme nous l'avons mentionné précédemment la teneur énergétique par unité de volume de l'hydrogène est d'environ trois fois moins que celle du gaz naturel; cependant la faible valeur du coefficient de friction de l'hydrogène permet un débit environ 3 fois plus rapide ce qui compense en partie le premier handicap. Cependant pour obtenir ce débit plus rapide, un système de pompage plus important est nécessaire. Des chercheurs à l'"Institute of Gas Technology" de Chicago ont calculé que pour transporter la même énergie, le coût pour l'hydrogène serait de l'ordre de 3 fois supérieur au gaz naturel. Pour l'électricité selon la méthode de transmission et les distances les coûts sont encore plus élevés et l'hydrogène peut devenir compétitif tel qu'illustré à la Figure 5. C'est au niveau de la distribution que le coût de l'hydrogène comme vecteur énergétique de-

vient intéressant et avantageux si on le compare à la transmission et distribution souterraine de l'électricité.

A ce stage-ci de la présentation on peut élaborer quelque peu sur l'aspect sécurité de l'hydrogène. Comme chacun le sait, l'hydrogène est considéré comme un produit extrêmement dangereux du point de vue inflammabilité. Les limites d'inflammabilité et d'explosion sont très étendues mais un fait à noter est que la limite d'explosion de l'hydrogène dans l'air est similaire à celle du gaz naturel dans l'air soit 4-5%. La principale différence est l'énergie nécessaire pour l'allumage qui est inférieure par un facteur 10 pour l'hydrogène. L'hydrogène étant tellement léger, il diffuse très rapidement de sorte qu'en présence d'une fuite le danger d'inflammabilité de l'hydrogène est relativement moindre que pour le gaz naturel: il diffusera très rapidement dans l'air ambiant pour atteindre une concentration inoffensive. L'hydrogène n'est plus aussi exotique qu'il y a quelques années. L'industrie manipule des quantités considérables de ce produit sans trop de problème et l'expérience spatiale américaine a montré que même l'hydrogène liquide peut s'utiliser, se stocker et se transporter avec des techniques qui sont maintenant bien établies. Enfin il faut bien se dire que nous vivons dangereusement déjà à l'heure actuelle: on a qu'à penser au gaz naturel, au danger d'électrocution, à l'automobile et j'en passe. Tout compte fait, l'hydrogène peut remplacer le gaz naturel et cela avec un élément de danger similaire. Sous

certain aspects le danger serait moindre car on ne peut pas être asphyxié par le produit de combustion de l'hydrogène: nous ne pouvons pas en dire autant de la combustion des composés d'origine fossile où le monoxide de carbone est toujours présent et dangereux. Dans le passé, l'hydrogène a fait partie de l'arsenal énergétique en étant une composante importante du gaz de ville qui a alimenté plusieurs villes européennes et américaines il y a quelques années; ce gaz était composé de monoxide de carbone et d'hydrogène.

d) Utilisation

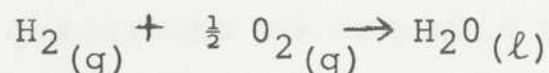
C'est au niveau de l'utilisation que l'on réalise le rôle polyvalent de l'hydrogène qui peut être source d'énergie thermique ou électrique et aussi matière première.

i) Energie

- Thermique: Il faut bien réaliser qu'une grande partie de la demande énergétique est une demande thermique tant au niveau résidentiel qu'industriel. A cet égard, l'hydrogène peut remplir merveilleusement ce rôle car les produits de la combustion étant inoffensifs, on peut éliminer la cheminée avec sa perte correspondante de calories. Dans le cas de l'hydrogène, on peut même envisager une combustion catalytique sans flamme.

- Electrique: L'énergie chimique de la réaction entre l'hydrogène et l'oxygène peut être convertie très efficacement en énergie électrique soit directement au moyen de piles à combustible ou soit conventionnellement au moyen d'une turbine ou d'une centrale thermique.

La pile à combustible est essentiellement la réaction inverse de celle mise en jeu lors de l'électrolyse. Comme dans ce dernier cas, on peut regarder en premier lieu la thermodynamique de la réaction (Figure 6):



A 25°C, le potentiel réversible de cette réaction est de 1.23V mais à l'inverse de l'électrolyse, on doit accepter une perte thermique inhérente à la réaction. A l'équilibre, cette perte correspond au TAS de la réaction et elle est de 0.25V; cette situation nous permet une efficacité théorique maximale de 83%. Dans des conditions idéales de pureté, on peut, parfois, obtenir cette valeur de 1.23V. Cependant, les choses se gâtent lorsque l'on veut tirer du courant de la pile. En effet, lorsque la pile débite on s'éloigne des conditions d'équilibre et on observe une chute de tension aux bornes de la pile. En d'autres mots, l'efficacité maximale de la pile se retrouve lorsqu'elle ne fonctionne pas (lorsqu'elle ne débite pas de courant). Cette situation est l'inverse des systèmes thermiques où l'efficacité augmente lorsque le système fonctionne à plein rendement. On peut isoler deux ou trois fac-

teurs majeurs de perte d'efficacité. Le *premier* est un problème fondamental de surtension d'activation ou en d'autres mots d'électrocatalyse. En effet, pour que la réaction se déroule à une vitesse raisonnable on doit fournir une énergie d'activation à la réaction: le catalyseur a pour tâche de réduire cette énergie d'activation. La relation entre le courant et le potentiel de l'électrode suit une loi logarithmique selon la relation générale suivante:

$$\log i = \log i_0 - b E$$

Le *deuxième* facteur est lié à la résistance de l'électrolyte et des éléments de séparation entre les électrodes: la chute de tension suit la loi de Ohm. Enfin le *troisième* facteur qui influence la perte d'efficacité de la conversion de l'énergie chimique en énergie électrique se retrouve à très forte densité de courant où la diffusion des espèces actives (l'hydrogène et l'oxygène) devient l'étape limitative. On observe dans ce cas un courant limite.

Donc en pratique l'efficacité n'est jamais aussi élevée que la théorie pourrait nous le faire espérer. Pour diminuer ou atténuer les surtensions d'activation et la chute ohmique, on augmente la température. En ce faisant cependant, les problèmes de stabilité des matériaux deviennent prédominants et souvent sont les facteurs qui limitent la vie utile de la pile. L'électrocatalyse est donc le problème majeur de la pile à combustible; en effet toute perte d'efficacité se traduit par un dégagement de chaleur et donc augmente la

complexité du système car il faut inclure un système de refroidissement.

Après une période de popularité au cours des années 60 la pile semble retomber dans un oubli relatif. La plupart des compagnies qui avaient lancé un programme important de recherche ont abandonné celles-ci à l'exception de Pratt & Whitney. Cette compagnie est à mettre au point un système de 26 MW fonctionnant à l'hydrogène provenant de combustibles d'origine fossile. Ces systèmes devraient être disponibles au début des années 1980. Ils ont déjà développé des systèmes plus petits de l'ordre de 12.5 kW et 26 kW. Ces systèmes ne sont pas encore commercialisés mais le seront probablement dans un avenir assez rapproché.

L'efficacité des piles se situe présentement à environ 40%; cette valeur s'applique à la pile électrochimique hydrogène-air comme telle. Le rendement global oscille autour de 30 à 35%. Les piles utilisant un hydrocarbure comme combustible ont un élément de perte au niveau de la conversion de l'hydrocarbure en hydrogène. Le rendement des piles est relativement bon si l'on compare ces valeurs avec des systèmes thermiques (35 à 40%) où la recherche et le développement se sont poursuivis depuis plusieurs décennies. L'avantage fondamental de la pile est l'absence de la limite du cycle de Carnot. Dans le cas des piles, ce sont les premiers prototypes terrestres qui ont ces rendements. Pour l'espace, on a obtenu des rendements beaucoup plus élevés de l'ordre de 60 à 70%. Dans un avenir relativement proche on peut espérer au moins un rendement de

l'ordre de 50% pour la pile hydrogène-air. Un autre élément qui doit être amélioré est la durée de vie de ces piles. Présentement, celle-ci est écourtée par les températures de fonctionnement élevé ($\approx 100^{\circ}\text{C}$). La présence d'impuretés dans les réactifs surtout le monoxyde de carbone dans l'hydrogène réformé et les produits soufrés toujours présents dans les combustibles fossiles sont des éléments limitant grandement la durée de vie des piles. En utilisant l'hydrogène électrolytique comme combustible, on peut éliminer un élément important du système pile (soit le réformeur) et on dispose en plus d'un combustible très propre. Dans ces conditions la température de fonctionnement pourrait être réduite. Aussi la pile pourrait alors fonctionner au milieu alcalin qui est beaucoup moins corrosif et pour lequel des électrocatalyseurs de métaux moins précieux que le platine peuvent être utilisés.

L'avenir de la recherche et du développement des piles à combustible est étroitement lié à l'avancement d'une économie basée sur l'hydrogène.

Dans le cadre de la régénération électrique à partir de l'hydrogène, on peut mentionner la possibilité d'utiliser ce combustible comme moyen de stockage de l'énergie électrique. L'électrolyse et les piles pourraient être couplées pour stocker l'énergie électrique soit celle générée à partir de moyens non-conventionnels (vent, soleil, marée) ou encore celle disponible aux heures creuses de la journée pour reconvertir cet hydrogène accumulé en électricité durant les

pointes de demande. La production par électrolyse et la régénération par les piles ou turbines ne posent pas trop de problème (sauf celui du coût d'investissement); au niveau du stockage on peut envisager, selon le cas, l'hydrogène gazeux sous pression pour un stockage sur une courte période (une journée à une semaine) ou encore pour des périodes plus grandes, on pourrait avoir recours à la liquéfaction de cet hydrogène. Pour des petites quantités (par exemple pour le transport) la possibilité d'utiliser les hydrures comme moyen de stockage pourra devenir intéressant. Le docteur Bonneville élaborera plus en détail sur les différentes autres méthodes de stockage d'énergie au cours de la journée.

ii) Matière première

Présentement la demande la plus considérable pour l'hydrogène vient de l'industrie des fertilisants pour la fabrication de l'ammoniaque.

Dans l'avenir un débouché possible de l'hydrogène pourrait être l'industrie sidérurgique pour la réduction de l'oxyde de fer. Présentement, des études se font dans ce sens mais déjà l'hydrogène est utilisé à cette fin sur une petite échelle. Cependant avec l'avènement d'une disponibilité plus grande de l'hydrogène, on pourra envisager la fabrication d'acier par la réduction à l'hydrogène pour remplacer le charbon.

III Conclusion

Après cette revue rapide de ce que pourrait être une économie basée sur l'hydrogène comme vecteur éner-

gétique, on peut dresser une liste d'avantages et aussi de questions que nous laisse cette possibilité.

i) Questions

Economique: Quel sera le coût de ce système énergétique comparativement à une société toute électrique. Certains calculs et études réalisés aux Etats-Unis montrent qu'un système à l'hydrogène pourrait concurrencer avantageusement le tout-électrique. Cependant, cette étude repose sur certaines hypothèses qui demeurent à vérifier.

Sécurité: Même si l'on sait manipuler l'hydrogène à l'échelle industrielle, des recherches devront être faites pour mettre au point des techniques de manipulation de ce gaz pour son utilisation généralisée.

Fiabilité: Des progrès pour augmenter la durée de vie des électrolyseurs, des piles et du stockage devront être réalisés pour rentabiliser le système.

Mise au point: De nouvelles techniques et moyens de production de l'hydrogène.

ii) Avantages

- Système adapté à l'ensemble écologique: le cycle de vie de l'hydrogène est très rapide et ne perturbe pas la biosphère (absence de CO_2 et faible concentration de NO_x) Le transport et la distribution étant souterraine confèrent à ce système un avantage vis-à-vis son

concurrent, le tout électrique.

- Possibilité de stockage énergétique global assez importante.
- Le centre de production peut être placé sans trop de frais dans des régions excentriques.
- Usage polyvalent de l'hydrogène qui peut être utilisé comme vecteur d'énergie thermique ou électrique ou comme matière première pouvant remplacer le charbon comme réducteur industriel.
- L'hydrogène peut aussi être utilisé dans le domaine du transport.

Pour conclure, nous pouvons dire que l'hydrogène aura un certain rôle à jouer dans le domaine de l'énergie dans un avenir relativement éloigné (40-50 ans) mais déjà on peut prévoir son utilisation sur une échelle restreinte dans le domaine du stockage de l'énergie électrique si la recherche et le développement se poursuivent pour mettre au point des électrolyseurs et des piles à combustible qui auront des rendements optima et des durées de vie respectables.

GUY BELANGER

Institut de recherche de
l'Hydro-Québec

Références

Pour une description plus détaillée on peut énumé-

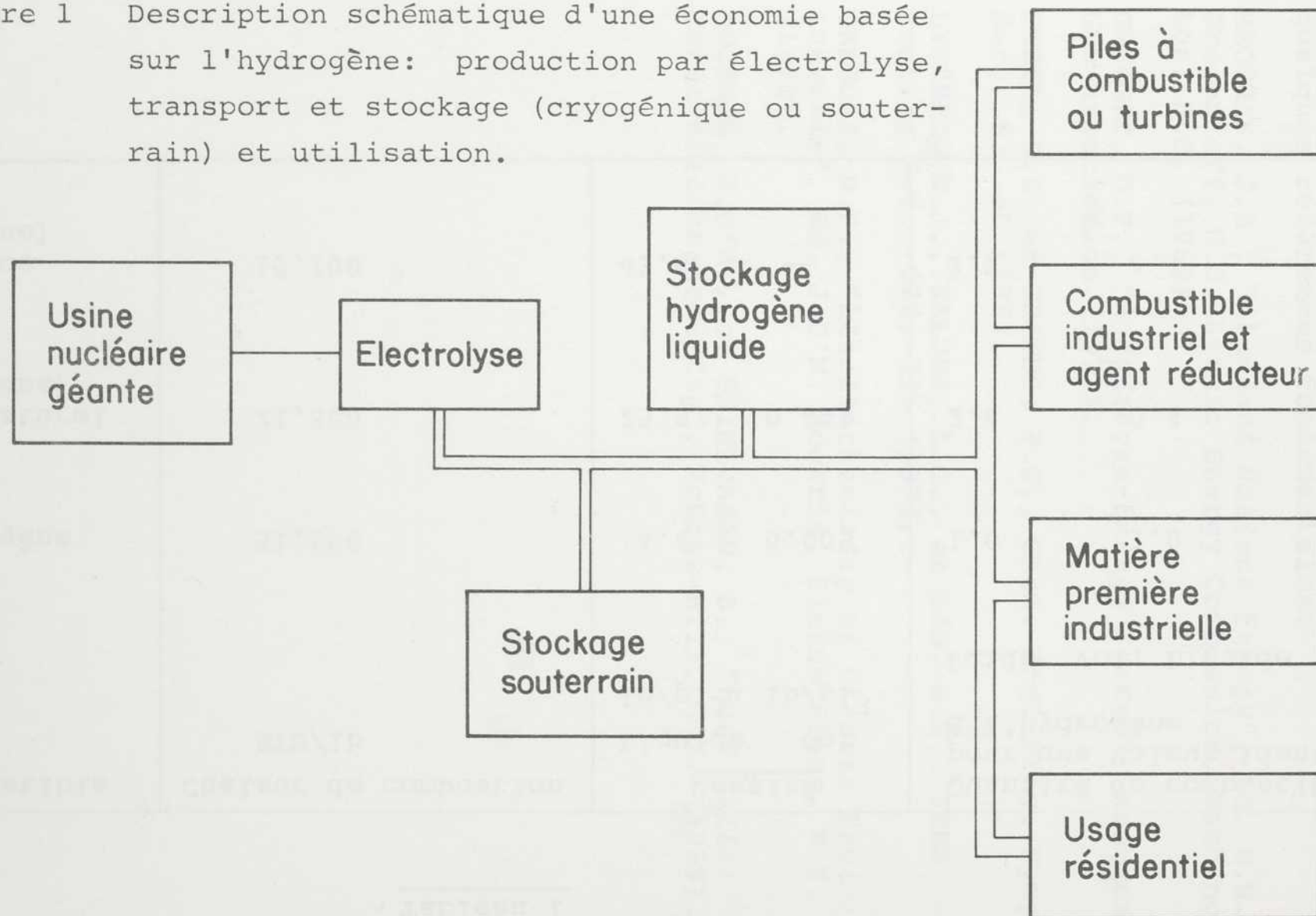
rer quelques références fondamentales:

1. MROCHEK, J.E., "Abundant Nuclear Energy", Ed. W.W. Gregorieff, U.S. Atomic Energy Commission, Washington, D.C. (1969).
2. GREGORY, D.P., "A Hydrogen-Energy System", American Gas Association (1972).
3. COSTA, R.L. et GRIMES, P.G., Chem. Eng. Prog. Symp. Ser., 63, 45 (1967).
4. LYCCKEL, W.J., EKLUND, L.G., et LAW, S.H., IEEE meeting N.Y., T72, 235 (1972).
5. GREGORY, D.P., "Electrochemistry of Cleaner Environments", Ed. J.O'M. Bockris, Plenum Press, N.Y. (1972).
6. BOCKRIS, J.O'M., et SRINIVASAN, S., "Fuel Cells: their electrochemistry", McGraw-Hill, N.Y. (1969).

Tableau 1

Combustible	Chaleur de combustion BTU/lb	<u>Densité</u>		Quantité de combustible pour une valeur identique à l'hydrogène		
		Liquide lb/pi ³	Gaz lb/pi ³	Poids	Vol. Liquide	Gaz
Hydrogène	51,600	4.4	0.005	1.0	1.0	1.0
Gaz naturel (Méthane)	21,500	25.9	0.041	2.4	0.4	0.29
Essence (Octane)	19,100	43.8	—	2.7	0.3	—

Figure 1 Description schématique d'une économie basée sur l'hydrogène: production par électrolyse, transport et stockage (cryogénique ou souterrain) et utilisation.



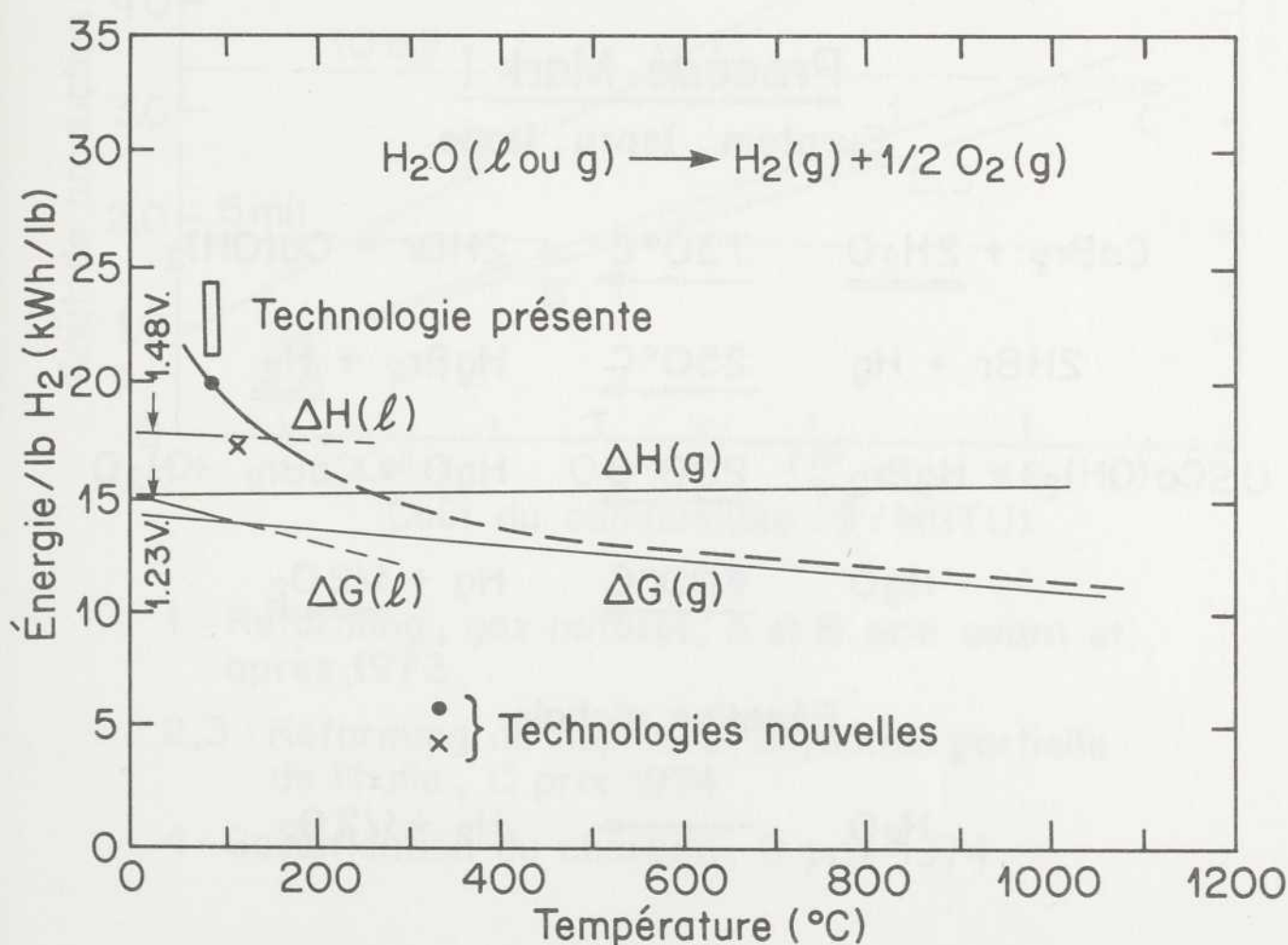
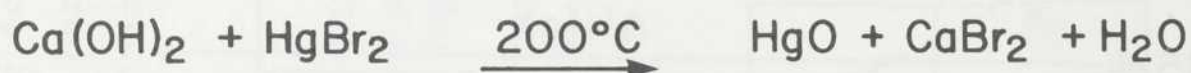


Figure 2 Relation entre les énergies (ΔH et ΔG) nécessaires à la décomposition de l'eau (sous forme liquide, ΔH_l et sous forme vapeur ΔH_g) et la température; on a illustré l'état de l'art pour différents types d'électrolyseur. A 25°C, le ΔH_l et ΔG_l correspondent à 1.48 et 1.23 V respectivement.

Procédé Mark I

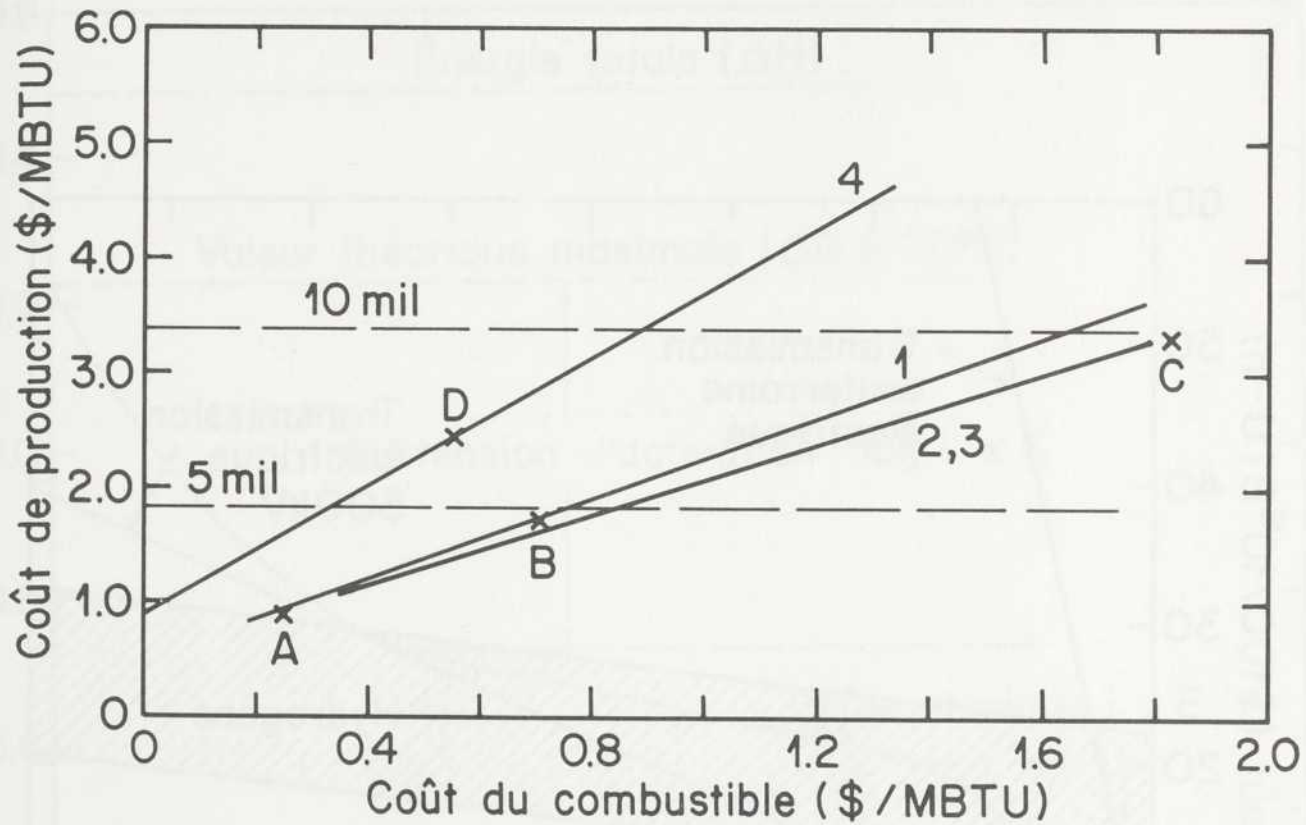
Euratom, Ispra, Italie



Réaction globale



Figure 3 Réactions chimiques mises en oeuvre pour décomposer thermiquement l'eau; ce cycle est proposé par le groupe du docteur Marchetti.



1 : Reforming, gaz naturel, A et B prix avant et après 1973

2,3 : Reforming du naphte et oxydation partielle de l'huile, C prix 1974

4 : Gazéification du charbon, D prix 1974

Figure 4 Comparaison des coûts de production de l'hydrogène selon différentes méthodes. Le coût de l'hydrogène électrolytique est basé sur le système General Electric utilisant des membranes échangeuses d'ions et ce coût est extrapolé en tenant compte des progrès qui seront réalisés d'ici 1985.

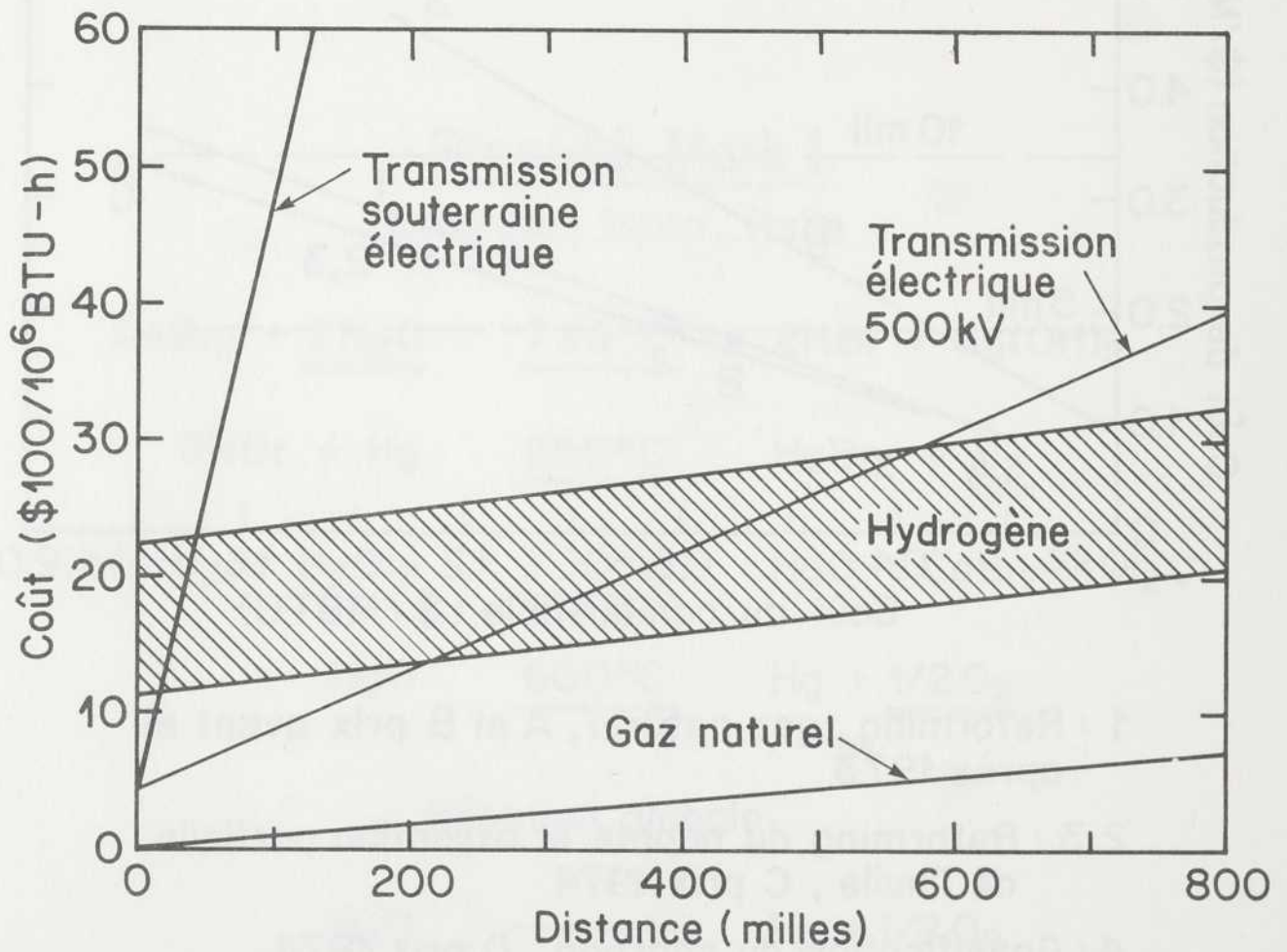


Figure 5 Comparaison des coûts de transport et distribution d'énergie équivalente par différents moyens: pipe-lines (gaz naturel et hydrogène), câbles suspendus et câbles souterrains (électricité). La gamme des coûts pour l'hydrogène résulte des coûts différents de production.

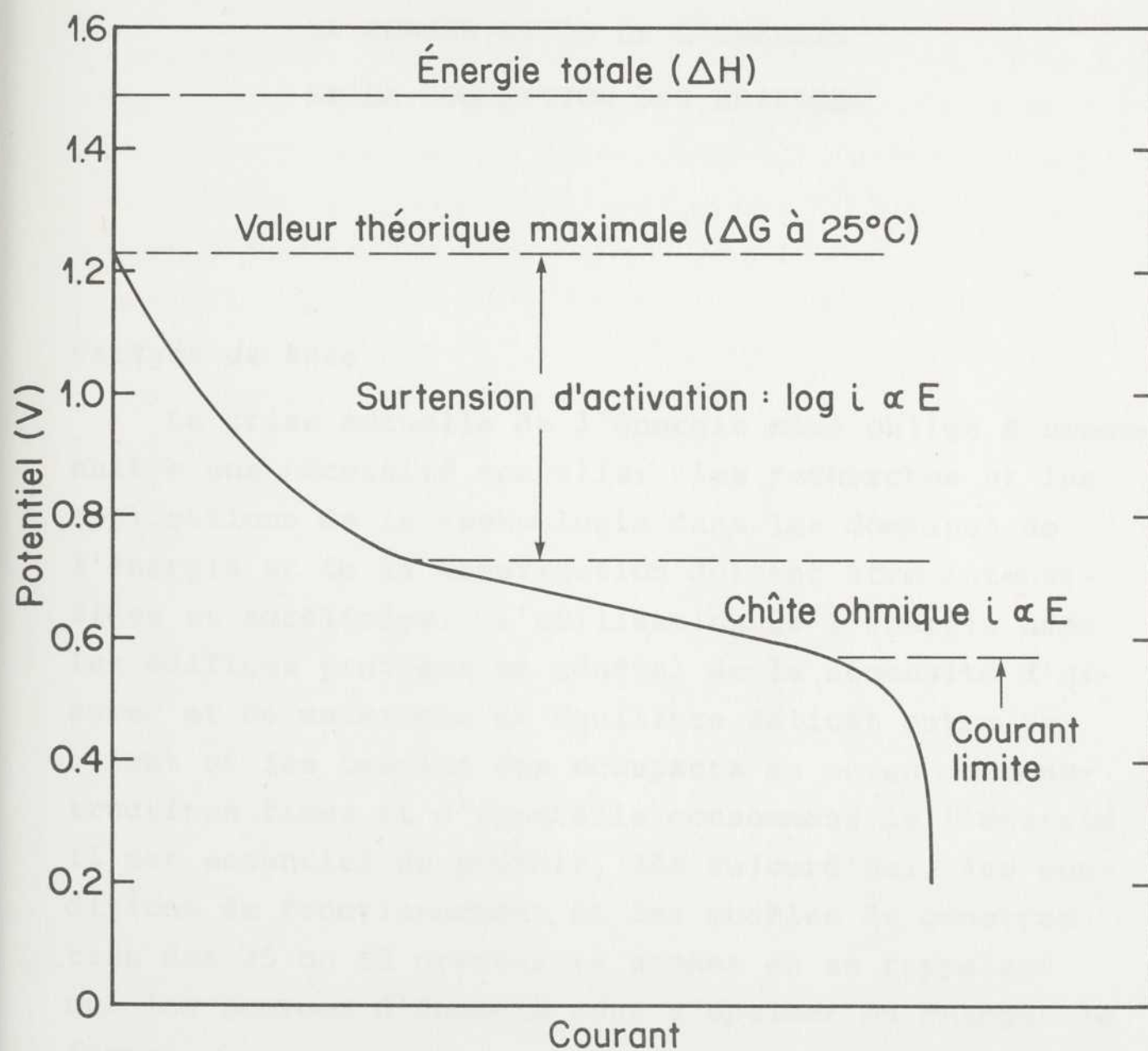


Figure 6 Relation courant-tension aux bornes d'une pile à combustible.



Figure 1 shows the relationship between the energy level (ΔH) and the concentration of the system. The curves represent different experimental conditions or theoretical models. The energy level generally increases with concentration, with some curves showing a more pronounced increase than others. The curves are labeled with their respective conditions or models.

LA CONSERVATION DE L'ENERGIE ET LA CONCEPTION DES EDIFICES

Energie de base

La crise actuelle de l'énergie nous oblige à reconnaître une nécessité nouvelle: les recherches et les applications de la technologie dans les domaines de l'énergie et de la construction doivent être intensifiées et accélérées. L'utilisation de l'énergie dans les édifices provient en général de la nécessité d'assurer et de maintenir un équilibre délicat entre le climat et les besoins des occupants au moyen de constructions fixes et d'appareils consommant de l'énergie. Il est essentiel de prévoir, dès aujourd'hui, les conditions de fonctionnement et les modèles de construction des 25 ou 50 prochaines années en se rappelant que les sources d'énergie vont s'épuiser ou changer de forme.

En 1973, le ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources a publié un document intitulé *Politique canadienne de l'énergie, phase 1*. Celui-ci donnait les prévisions concernant la consommation canadienne d'énergie, par article et par secteur, au cours des 25 prochaines années. Les secteurs commerciaux, domesti-

ques et agricoles consomment environ un tiers de nos ressources énergétiques. Cette énergie sert essentiellement à chauffer les locaux et l'eau domestique des édifices. On estime que le coût total de cette énergie approchera de quatre milliards de dollars vers la fin de 1974. Selon les prévisions du ministère, qui ne tiennent pas compte de la crise actuelle, les futurs besoins énergétiques témoignent que le pétrole et le gaz naturel resteront les principaux carburants employés pour le chauffage des locaux. Les réserves n'étant pas inépuisables, il faut exploiter d'autres sources d'énergie pour remplacer le pétrole et le gaz. La question est de savoir quelles ressources et quand les exploiter.

On admet aujourd'hui qu'il existe des solutions de remplacement. Parmi celles-ci, le charbon, l'énergie nucléaire, la biomasse et l'énergie solaire sont considérés comme les sources les plus prometteuses de l'avenir. Les trois premières devront passer par un centre de traitement avant d'être distribuées. L'énergie solaire étant déjà distribuée, il suffit de la traiter sur place. Du point de vue technique, la biomasse et l'énergie solaire sont des sources faciles à convertir en des formes d'énergie calorifique. Par contre, le charbon, si l'on veut en tirer des substances plus raffinées, et l'uranium (ou l'énergie nucléaire) nécessitent une technologie subtile et complexe pour les convertir en formes secondaires. On prévoit cependant que le processus de remplacement devrait être très avancé vers l'an 2000.

Une autre source bien connue est l'énergie hydraulique, dont la transformation donne, comme on sait, l'énergie électrique. Aujourd'hui, les usines productrices utilisent surtout l'énergie hydraulique, mais on estime que vers 1990 les stations thermiques assureront plus de 50% des besoins en électricité. L'usine thermoélectrique moderne transforme en électricité environ 40% du potentiel énergétique de la houille. Le reste - 60% - est converti en chaleur. Une usine thermoélectrique conçue pour fournir à la fois de l'énergie électrique et de la chaleur donnerait un coefficient total d'utilisation de 80%. En Europe, les usines mixtes sont très courantes et l'on prévoit qu'il en sera de même au Canada avant l'an 2000.

Il existe une autre source d'énergie dont l'importance ne cesse de croître. C'est la biomasse, qui est essentiellement un sous-produit de la photosynthèse. Etant donné les terres immenses dont le Canada dispose, le potentiel d'énergie biomasse est également très important. La biomasse se compose, par exemple, des restes provenant des récoltes, des rebuts ou des détritiques solides qu'on trouve dans les villes, des déchets animaux ou du fumier et des résidus forestiers. Il est sans doute intéressant de noter que la biomasse est non seulement une ressource parfaitement renouvelable, mais encore notre seule ressource croissante.

Le principal carburant qui résulte du traitement des matières organiques est le méthane. On a calculé qu'une tonne de déchets provenant des animaux de ferme fournirait de 50 à 60 mètres cubes de gaz, soit l'équi-

valent de dix gallons impériaux d'essence¹. Il est très probable qu'il s'agisse, à l'avenir, d'une de nos principales sources de gaz naturel.

L'énergie solaire constitue la quatrième source d'énergie. Actuellement, il en coûte beaucoup plus de recueillir et d'emmagasiner l'énergie solaire dite "gratuite" que d'obtenir de l'énergie calorifique à partir du pétrole ou du gaz. On estime que le prix de revient total de l'énergie solaire bénéficiera naturellement de l'augmentation du coût des autres carburants. La conversion de l'énergie solaire en énergie calorifique est simple mais les investissements requis sont élevés. La plus grande partie du prix de revient des systèmes de chauffage solaire est accaparée par le capteur. On estime qu'il varie de 4 à 8 dollars le pied carré. Or, une maison ordinaire devra probablement employer un capteur solaire grand comme la moitié de la surface de plancher pour subvenir à 50% des besoins en chauffage. Néanmoins, dans les pays industrialisés, les recherches sur l'énergie solaire avancent à un rythme sans précédent.

La demande d'énergie

On n'ignore pas que l'hémisphère occidental est le plus grand consommateur d'énergie dans le monde. Si l'habitat reflète les besoins et les désirs d'une société, les deux raisons essentielles sont probablement les suivantes:

- 1) assurer le bien-être des occupants de ces édifices et

- 2) assurer les services techniques de soutien destinés à compléter et à enrichir leurs activités.

L'aspect physique du bien-être suppose que l'environnement baigne dans une température agréable, que l'intensité comme la qualité de l'éclairage répondent aux activités des occupants et qu'il assure un niveau raisonnable de pureté et d'humidité atmosphériques.

Le confort thermique des occupants d'un édifice dépend des conditions atmosphériques, des qualités isolantes de leur habillement et de la nature de leurs activités. Il dépend donc d'un équilibre délicat entre la température, la vitesse, l'humidité relative et les échanges de radiations de l'air ambiant. Des études nombreuses ont permis de déterminer les effets obtenus lorsqu'on fait varier ces facteurs et de dégager ainsi des normes de confort. Si la température et l'humidité varient grandement de ces normes, on aura besoin d'énergie pour maintenir les conditions requises par l'habitat.

Il y a encore 75 ans, la lumière naturelle assurait presque tout notre éclairage, hormis la lumière fournie par les chandelles et les lampes à gaz ou à l'huile. Depuis, les progrès techniques ont permis d'élever régulièrement la quantité et la qualité de la lumière artificielle. Aujourd'hui, la lumière naturelle pourvoit à l'éclairage durant le jour dans les habitations. On l'oublie souvent, toutefois, lorsqu'il s'agit d'assurer ou de renforcer l'éclairage artificiel dans les usines, les bureaux ou les magasins. La lumière naturelle est capable d'éclairer suffisamment les locaux situés sur

le pourtour de l'édifice, mais les difficultés surgissent lorsqu'il s'agit de fournir le même éclairage aux espaces intérieurs. La lumière naturelle diminue très rapidement à mesure qu'on s'éloigne d'une fenêtre ou d'une ouverture donnant sur l'extérieur. C'est pourquoi la demande visant un éclairage uniforme pour l'ensemble des locaux et la difficulté d'y pourvoir au moyen de la lumière naturelle ont accru l'usage de la lumière artificielle.

La troisième exigence concernant le bien-être des occupants d'un édifice est directement liée à la qualité de l'air. Au Canada, les conditions climatiques exigent que les murs extérieurs soient absolument à l'épreuve des intempéries. Il s'ensuit que l'adduction d'air à l'intérieur des édifices doit prévoir assez d'oxygène et d'humidité pour assurer une qualité désirable aux locaux ainsi que la suppression des mauvaises odeurs et des gaz nocifs.

L'aptitude de l'homme à convertir l'énergie en travail utile a entraîné la création d'un grand nombre de machines, de systèmes, d'appareils et d'installations destinés à seconder ses activités et à augmenter sa productivité. Cet accroissement de la productivité ainsi que la satisfaction des désirs et des besoins ont conféré à la technologie un essor qui se maintient, peut-on dire, par son propre élan.

La demande d'énergie est ainsi clairement justifiée, et il n'est guère probable qu'elle diminuera, ni même qu'elle se stabilisera dans un proche avenir. En fait, le ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources

prévoit qu'elle s'accroîtra sensiblement, au moins jusqu'en l'an 2000. Etant donné la pénurie éventuelle des sources primaires d'énergie actuellement utilisées, il importe d'explorer deux grandes possibilités au regard de la demande future. La première consisterait à augmenter le rendement en étudiant, analysant et perfectionnant nos méthodes d'utilisation de l'énergie et la seconde, à étudier et à mettre en oeuvre, le plus rapidement possible, des sources d'énergie nouvelles et rentables.

L'utilisation de l'énergie

Le climat canadien nous oblige à consacrer au chauffage et à la climatisation une grande partie de l'énergie consommée dans les édifices. On peut dire que nos édifices seront exposés, la plus grande partie de l'année, à des températures inférieures à celles que réclament les occupants. Inversement, on aura durant l'été une période relativement courte où les édifices seront exposés à un écart de température exigeant la climatisation. Cette période se traduira alors par une charge de refroidissement et, l'hiver, par une charge de chauffage.

Le principal obstacle aux échanges thermiques avec l'extérieur est constitué par l'enceinte qui enveloppe l'édifice. Elle se compose en général d'éléments tels que les murs, le toit, les fenêtres et les portes. Pour la plupart des éléments opaques, le transfert de chaleur se fera par transmission et convection. Pour les parties transparentes (fenêtres verticales, châssis et por-

tes vitrées), il se produira également des échanges par rayonnement.

La conception de l'enceinte peut également jouer un rôle essentiel dans l'optimalisation du rendement énergétique. Aspect ou forme, orientation, masse, couleur et texture, tous ces facteurs affectent les caractéristiques du transfert de chaleur. Certaines formes de construction, moins exigeantes quant à la consommation d'énergie, doivent tenir compte de l'orientation de certains éléments de l'édifice. La masse, et dans une moindre mesure, la couleur, affectent la dynamique du rendement de l'énergie calorifique.

S'il s'agit d'accroître le rendement énergétique, les mesures concernant chacun des éléments de l'édifice doivent être proportionnelles à ses caractéristiques d'utilisation. Tout d'abord, le transfert de chaleur à travers les murs et les toits est fonction de leur résistance au flux de chaleur et à la surface entourant l'espace en question. C'est pourquoi, pour améliorer les caractéristiques du rendement énergétique de ces éléments, il serait nécessaire d'accroître la résistance du mur et du toit et de réduire au minimum le rapport entre la surface et le volume.

Les fenêtres, d'autre part, offrent très peu de résistance à l'afflux de chaleur. Pour améliorer les caractéristiques de la résistance thermique des fenêtres, on utilise principalement le glaçage multiple. Une double fenêtre pourvue d'un espace d'air d'un demi-pouce présente deux fois plus de résistance thermique qu'une fenêtre simple. En général, les fenêtres lais-

sent passer environ cinq fois plus d'énergie qu'un mur isolé de type courant dont la surface est équivalente. Il est donc essentiel, dans la conception de l'édifice, de considérer soigneusement la surface, le type et l'emplacement du glaçage. Puisque les fenêtres captent l'énergie solaire en hiver comme en été, celles qui sont exposées au sud bénéficient de l'emplacement le plus favorable parce qu'elles recoivent la plus grande quantité d'énergie solaire durant la saison froide et qu'elles peuvent être parfaitement protégées du soleil durant l'été.

Outre les besoins énergétiques permettant le transfert de chaleur à travers les éléments de l'édifice, l'énergie calorifique sert également à compenser les effets de l'infiltration et de l'exfiltration de l'air dans les édifices. La pénétration d'air à travers les fentes ou autres orifices dépend de la différence de pression atmosphérique entre l'intérieur et l'extérieur, du type de construction, de la qualité d'exécution, et de sa hauteur.

La ventilation intérieure des petits édifices s'accomplit par ce processus naturel et aux actions courantes des occupants, telles que l'ouverture des portes et des fenêtres.

Dans les édifices plus vastes, les tours en particulier, l'aération naturelle est plus difficile à régler. Quand la température à l'intérieur d'un édifice n'est pas la même qu'à l'extérieur, la différence entre les densités atmosphériques entraîne une différence de pression. C'est ce qu'on appelle l'effet de tirage, qui se

combine avec l'action du vent pour donner des régimes de ventilation si élevés que l'occupant ne peut guère les régler. Ce mouvement effréné de l'air ne coïncide pas toujours avec le débit, le volume ou les cycles désirés. Il est donc nécessaire d'étancher le mieux que possible les parois extérieures de l'édifice et d'employer des moyens mécaniques pour obtenir la ventilation désirée.

Il est regrettable que l'infiltration-exfiltration soit acceptée comme inhérente aux édifices, dans la mesure où on la considère comme une nécessité, en particulier dans les habitations. Ce critère a beaucoup d'importance, surtout dans les édifices élevés dont l'architecture compliquée nécessite un grand nombre de joints.

Pour illustrer la valeur de ces principes, prenons comme exemple une résidence individuelle, puisque nous connaissons presque tous ce type d'habitation. Durant l'hiver, les pertes relatives d'énergie à travers l'enceinte seraient environ les suivantes: murs, 25%, sous-sol, 15%, plafond, 15%, fenêtres, 25% et 20% de plus à cause de l'infiltration. Le calcul des besoins nets en énergie calorifique établit que la chaleur provenant de l'éclairage, du matériel et des personnes peut constituer environ 10% du total, sans compter les 10% de chaleur supplémentaire que le soleil rayonne à travers les fenêtres. Ce phénomène permet de réduire la demande réelle qu'on peut directement imputer au système de chauffage, mais augmente les besoins de la climatisation durant l'été.

Les habitations dotées de divers systèmes (chauffage, climatisation, éclairage) et d'équipements qui consomment de l'énergie, libèrent aussi un dérivé de l'énergie thermique, à l'intérieur de l'enceinte. Dans la plupart des cas, cette source calorifique secondaire se révèle utile pendant la saison froide. Toutefois, en été, elle peut accroître les besoins énergétiques nécessaires à la climatisation.

L'utilisation de l'énergie dans les édifices dépend également du rendement des systèmes employés pour la conversion et la distribution de l'énergie dans toutes les parties de l'édifice. Dans les résidences, le pétrole, le gaz et l'électricité sont employés avec des systèmes à air comprimé dans 95% des cas. Leur rendement actuel varie de 40 à 70% pour le pétrole et le gaz et peut atteindre 100% avec le chauffage électrique. L'adaptation des fournaies constitue sans aucun doute la première mesure positive destinée à l'amélioration du rendement.

Les édifices plus vastes emploient des systèmes de chauffage et de climatisation plus complexes. Il y en a trois sortes: le système tout à air, le système air et eau et le système tout à eau. Les principaux mérites des systèmes tout à air sont leur prix de revient modeste et leur facilité d'entretien. Ils permettent un réglage efficace de la température et de l'humidité, mais ils consomment beaucoup d'énergie lorsque les charges sont variables. Le système air et eau, qui combine ces deux éléments pour transporter la chaleur, se règle par la variation du taux de transfert

thermique entre l'air ambiant et le serpentin d'eau en modulant le débit de l'eau ou en réduisant la circulation de l'air au-dessus du serpentin. L'avantage de ce système est le suivant: il faut moins d'énergie pour transporter la chaleur et l'on en gaspille moins pour régler la température et l'humidité. En outre, les conduits nécessitent moins d'espace. Par contre, ce système est plus coûteux, au départ, que le simple système tout à air. Le troisième type, c'est-à-dire le système tout à eau, est le système central le plus simple de chauffage et de climatisation. Il présente généralement des systèmes ventilateur-serpentin dans les pièces et l'on ne fait circuler que de l'eau à travers l'édifice. Les systèmes sont normalement peu coûteux, mais ils peuvent être bruyants à cause du ventilateur installé dans la pièce. Un tel système consomme moins d'énergie; on ne gaspille pas de chaleur en réglant la température et l'énergie destinée à transporter cette chaleur est réduite au minimum. Il présente cependant un inconvénient majeur: l'absence d'un système de réglage précis de l'humidité ambiante.

En résumé, les systèmes tout à air permettent de régler efficacement la température et l'humidité, mais cela suppose en général qu'on utilise le chauffage pour compenser l'excès de refroidissement, donc une importante dépense d'énergie. Les systèmes mixtes qui emploient l'air et l'eau pour transporter la chaleur nécessitent moins d'espace pour les conduits et moins d'énergie pour faire circuler les véhicules de chaleur. Ils occupent moins d'espace, mais ne permettent pas de régler aussi

efficacement la température et l'humidité dans les locaux. Le choix du système peut certes dépendre de la nature des besoins concernant l'humidité et des problèmes qu'elle pose. Régler l'humidité dans des limites étroites peut entraîner une importante dépense d'énergie, puisqu'il s'agit d'accroître l'humidité durant l'hiver et de la réduire au cours de l'été.

La conservation de l'énergie

La conservation de l'énergie dans les édifices nécessitera une réduction de la quantité totale d'énergie requise. On n'y parviendra qu'en accroissant le rendement énergétique.

Il est possible d'appliquer un programme de modernisation aux édifices actuels pour réduire, en de nombreux cas, le gaspillage d'énergie. Premièrement il faudra pour cela remplacer ou perfectionner les anciens systèmes de chauffage. L'équipement neuf nécessite moins d'entretien et consomme moins d'énergie pour un rendement égal. Deuxièmement, un système d'éclairage bien conçu et approprié permettra de conserver à la fois l'énergie et le système d'alimentation.

Le troisième aspect du perfectionnement des édifices actuels consisterait à réduire les caractéristiques relatives à l'infiltration de l'air. On peut y parvenir en scellant ou garnissant le pourtour des portes et des fenêtres au moyen de pièces étanches ou en remplaçant certains éléments. Finalement, un examen détaillé de l'exécution des travaux fournira des renseignements en vue d'un contrôle minutieux, et les véri-

fications ultérieures aideront à conserver l'énergie.

Les nouveaux édifices doivent susciter un programme plus actif de conservation de l'énergie. Un tel programme, doit tenir compte de cette nécessité, dans le plan même de l'édifice, prévoir des systèmes de récupération dans la mesure du possible et, dans le cas des grands ensembles, faire l'objet d'une analyse de performance. Les plans des nouveaux édifices devront également tenir compte de l'adaptation future aux sources d'énergie.

Plusieurs systèmes de récupération sont possibles. Citons les accumulateurs thermiques, les pompes thermiques centrales et unitaires, les luminaires et la récupération de l'air d'échappement. Dans les grands édifices, l'air d'échappement peut servir à préchauffer et à préhumidifier l'air distribué. Les échangeurs disponibles transfèrent la chaleur sensible, ou bien la chaleur sensible et la chaleur latente. La récupération de la chaleur sensible suffit normalement aux édifices qui sont simplement chauffés, mais les édifices entièrement climatisés doivent employer des systèmes complets de récupération thermique. L'organisation des moyens de conservation de l'énergie présente en fait des caractères particuliers pour chaque édifice.

Par conséquent, chaque plan de construction doit faire l'objet d'une analyse spécifique pour déterminer les moyens de conservation dont la combinaison sera la plus économique pour l'édifice en question.

Depuis une quinzaine d'années, on assiste à une évolution considérable des techniques d'analyse détail-

lée des échanges thermiques dans les édifices. Citons en particulier l'ASHRAE. A cet égard, on a recours aux ordinateurs pour calculer et simuler le système énergétique total de l'édifice. On peut aujourd'hui se procurer des ensembles de programmes pour évaluer les conséquences de l'utilisation de l'énergie à chaque étape de la conception et pour étudier les édifices actuels en vue d'établir le programme le plus efficace de conservation.

Le ministère fédéral des Travaux publics a fait usage de ces techniques pour analyser un grand nombre d'édifices. Il a ensuite rédigé un nouveau programme d'exécution qui a permis d'épargner une importante quantité d'énergie. Il est également en train d'appliquer ces techniques à l'évaluation et au perfectionnement de nouvelles conceptions.

Jusqu'ici, le prix de revient constituait le principal critère des architectes. On n'a guère éprouvé la nécessité d'évaluer les conséquences des décisions architecturales pour la consommation d'énergie. Hormis ceci est en train de changer rapidement d'optique. Les architectes devront pouvoir évaluer la consommation d'énergie à la fois pour respecter les règlements juridiques et pour justifier, auprès de la clientèle, leurs décisions quant au prix de revient pour une vie entière d'un bâtiment.

R.L. QUIROUETTE

Division des recherches
sur le bâtiment

Conseil national de recherches du Canada

Référence

1. PHILIPS, E.G. Livestock Waste Decomposition and Combustible Gas Production, B.Sc. (Agr. Eng.) thesis, Faculty of Engineering, University of Manitoba, Winnipeg, April 1972, p. 3.

Le présent exposé a été rédigé à la Division des recherches sur le bâtiment du Conseil national de recherches du Canada; le directeur de la Division en a autorisé la publication.

L'ENERGIE MAREMOTRICE DE
LA BAIE DE FUNDY

Le rapport de 1969 sur l'étude des possibilités d'aménagement d'une installation marémotrice dans la baie de Fundy concluait qu'une telle installation, bien que techniquement réalisable à l'époque n'était pas économique.

La situation a considérablement changé puisque la crise du mazout a entraîné en effet une augmentation du combustible utilisé dans les centrales thermiques; celui-ci coûte aujourd'hui cinq fois plus qu'au moment où l'étude a été réalisée.

L'énergie marémotrice pourrait bien s'approcher de la viabilité économique et la distance qui la séparerait de l'énergie à base de combustible fossile a considérablement diminué. Le fait est d'ailleurs reconnu: j'en veux pour preuve l'étude prochaine sur l'énergie marémotrice annoncée récemment par le gouvernement, et qui couvrira les sujets suivants:

- a) Révision et remise à jour de certains aspects de l'étude du Bureau des études marémotrices de l'Atlantique (1966-69).
- b) Extension de l'étude du B.E.M.A., en particulier à l'égard des points suivants:

- (1) Marchés intérieurs et marchés d'exportation,
- (2) Transport,
- (3) Conservation de l'énergie marémotrice,
- (4) Etudes de réseaux (avec et sans énergie marémotrice),
- (5) Impact sur l'environnement.

Dès les premières phases de l'étude précédente, il était apparu que l'énergie marémotrice ne serait pas économique. Il n'avait donc pas été jugé nécessaire d'entreprendre l'étude détaillée de certains des aspects dont l'analyse est aujourd'hui envisagée.

Bon nombre de gens qui voient en l'énergie marémotrice une source énergétique future ne savent pas véritablement ce qu'est l'énergie marémotrice ni comment elle est produite.

L'énergie marémotrice est une très vaste ressource énergétique dont le potentiel dépasse plusieurs fois les besoins actuels en énergie du réseau du Nouveau-Brunswick. Mais pouvons-nous utiliser ce type d'énergie? Comment le produire? Quel en sera le coût? Sera-t-il économique? Faut-il le développer, et si oui, quand? Nous n'avons pas l'intention de répondre à toutes ces questions; je doute fort que nous puissions y répondre dans les circonstances actuelles. Mais nous aimerions vous donner une idée de ce qui touche à ces différentes questions.

L'énergie marémotrice se trouve sous forme potentielle dans l'eau qui entre dans la baie de Fundy et en sort deux fois par jour à un rythme prévisible déter-

miné par un cycle lunaire, le jour lunaire étant de 24 heures et 50 minutes. Ces marées, dans la partie supérieure de la baie de Fundy, atteignent un maximum de 53 pieds à "Minas Basin" et 46 pieds à "Chignecto Bay". La hauteur moyenne annuelle est d'environ 37 pieds à "Minas Basin" et 32 pieds à Chignecto. A titre de comparaison, on estime qu'il faudrait cinq jours d'écoulement normal au fleuve Saint-Laurent à Cornwall pour fournir un volume d'eau équivalent à celui qui pénètre dans "Cobequid Bay" où en sort à chaque changement de marée. A partir de ce déplacement d'eau, il serait possible de produire de l'énergie par à coups sur des périodes de 3.5 à 5.5 heures à intervalles de 12 heures 25 minutes. Puisque l'heure des marées avance de 50 minutes par jour, il apparaît à l'évidence que cette production d'énergie brute ne coïncide pas toujours avec les périodes de pointe de la demande en énergie.

C'est là une difficulté manifeste à résoudre en matière d'énergie marémotrice. Je m'empresse d'ajouter toutefois qu'il existe des solutions au problème, mais qu'il s'agit de savoir si l'on peut les insérer dans un réseau d'énergie dans le cadre de l'ensemble des aspects financiers d'un projet d'énergie marémotrice.

L'un des avantages de l'énergie marémotrice, c'est que l'on peut prévoir des années à l'avance les périodes de production énergétique possible.

L'énergie marémotrice naturelle aux trois emplacements principaux identifiés actuellement est de 87649 millions de kilowattheures par an (Shepody Bay - 18750; Cumberland Basin - 14364; Minas Basin - 54715). L'éner-

gie marémotrice brute que l'on se proposerait d'extraire dans le cadre d'une exploitation optimale à "Shepody Bay" par exemple, serait de 4200 millions de kilowatt-heures. Les quantités optimales pour l'ensemble des trois emplacements seraient de 13390 millions kWh. Ce chiffre équivaut à la production totale actuelle des provinces Maritimes.

Avant de poursuivre, il serait bon de définir, pour ceux à qui la terminologie énergétique n'est pas familière, certains des termes fondamentaux, qu'utilisent les ingénieurs spécialistes en énergie.

Les deux termes fondamentaux sont: "puissance" et "énergie". *Puissance* désigne la capacité d'une installation à produire de l'énergie (on utilise parfois dans le langage "puissance" pour "énergie"). Par conséquent parlant de la puissance d'une centrale déterminée, un ingénieur spécialiste dira que sa puissance est de 100 Mégawatts (il convient de noter qu'aucune mention n'est alors faite de la durée pendant laquelle cette puissance est produite). La puissance est généralement mesurée en kilowatts (kW) ou en Mégawatts (MW) 1 MW égale 1000 kW.

L'*Energie* représente le travail fourni sur un certain temps. C'est donc le produit de la puissance et du temps. Ainsi une usine de 100 MW produisant de l'énergie électrique à pleine puissance pendant 12 heures, produit 1200 (12 x 100) Mégawattheures d'énergie. L'énergie est généralement mesurée en kilowattheures (kWh), en Mégawattheures (1 Mégawattheure (MWh) égale 1000 kWh), ou en Gigawattheures (1 Gigawattheure (GWh) égale

1,000,000 kilowattheures).

Lorsque l'on examine le rôle d'une centrale électrique déterminée, il est commode de rapprocher la quantité d'énergie effectivement produite de la quantité qui serait produite si la centrale fonctionnait à plein temps à pleine puissance. Le rapport entre les deux quantités est appelé "*coefficient de puissance*". Ainsi une centrale fonctionnant en permanence à pleine puissance aurait un coefficient de puissance de 1.0 (soit 100%). Une centrale fonctionnant seulement une partie du temps a un coefficient de puissance inférieur à 1.0.

La demande de puissance d'un réseau d'énergie électrique tel que celui du Nouveau-Brunswick varie continuellement. A l'heure du midi et en début de soirée, par exemple, la demande atteindra son maximum ("*heures de pointe*"), alors qu'au petit matin la demande est faible. Pour un jour ordinaire, la plus faible demande ne représente que 50% environ de la demande de pointe. La demande connaît naturellement aussi des variations saisonnières - la demande étant plus forte en hiver qu'en été.

Lorsque l'on parle d'énergie marémotrice "*brute*", on indique ici la production réalisée à différents moments de la journée selon le cycle des marées. Il est bien sûr possible d'intégrer cette énergie "*brute*" à un réseau d'énergie normal en réduisant simplement la production énergétique d'autres types de centrales, notamment des centrales alimentées au combustible fossile, pendant le temps que l'énergie marémotrice est

disponible. Dans le cas de centrales alimentées au mazout, il serait évidemment possible d'économiser du mazout. Ceci donne à l'énergie marémotrice une valeur équivalente au moins en partie à celle du mazout combustible économisé; mais en aucun cas ce genre d'exploitation de l'énergie marémotrice ne pourrait apporter au réseau une capacité de production garantie.

C'est là un point très important, et qui échappe à la plupart des gens étrangers à l'industrie électrique. L'intégration de la capacité de production d'énergie marémotrice a, certes, donné lieu à des recherches considérables, mais il reste cependant beaucoup à faire dans ce domaine.

Selon la valeur des taux d'intérêt que vous appliquez au projet et le coefficient de hausse que vous affectez aux futurs prix du mazout et au coût du projet d'installations marémotrices, il est possible d'aboutir à de grandes variations à l'égard de la viabilité d'un tel projet dans le cadre d'un service de remplacement de l'énergie. Depuis la crise du mazout et la hausse des prix du mazout, la viabilité d'un projet d'installations marémotrices a sans aucun doute évolué favorablement. Si l'on considère qu'une exploitation complète de ce genre peut à un moment donné être totalement intégrée sous sa forme "brute", la poursuite de l'évaluation de l'énergie marémotrice se justifie alors certainement.

Une chose semble avoir été clairement démontrée, c'est que l'exploitation de l'énergie marémotrice est réalisable du point de vue technique; nous pouvons donc calculer un coût de l'énergie marémotrice "brute". Ce

qui nous manque et que le Nouveau-Brunswick a beaucoup insisté pour avoir, c'est une compréhension claire et détaillée des modalités selon lesquelles l'énergie marémotrice pourrait le mieux s'adapter à notre réseau d'énergie intégré des Maritimes et aux réseaux voisins du Québec et de la Nouvelle-Angleterre, afin que puisse être établie la pleine négociabilité de ce type d'énergie. Ces matières n'avaient pas été traitées en profondeur lors des précédentes études, car à l'époque l'énergie marémotrice était si loin d'être économique que l'examen de ce genre de sujets paraissait inutile.

L'énergie marémotrice peut devenir un produit plus négociable pourvu que soit mis au point un système permettant d'emmagasiner cette énergie brute au moment où elle est de peu de valeur pour le(s) réseau(x) de façon à pouvoir l'utiliser ensuite pendant les périodes de demande maximum. Il y a plusieurs moyens de stabiliser l'énergie marémotrice de la baie de Fundy. Le plus simple techniquement, mais peut-être le plus difficile pratiquement, serait de trouver une activité industrielle (ou plusieurs), comme la production d'hydrogène par exemple, qui utiliserait l'énergie marémotrice brute (non transformée) de manière économique à son point de production. La méthode la plus évidente et peut-être la plus connue consisterait à combiner un projet d'installations marémotrices avec des installations séparées à réserve pompée ou à air comprimé. Une autre méthode consisterait à exploiter l'installation marémotrice en conjonction avec un vaste réseau hydraulique où nous pourrions, en ajoutant une puissance sup-

plémentaire aux centrales hydroélectriques existantes, obtenir au total une plus grosse production "ferme". Ce supplément proviendrait directement de l'installation marémotrice.

L'énergie marémotrice a été envisagée en tant que moyen d'ajouter un potentiel de garantie aux sites hydroélectriques du fleuve Saint-Jean. Utiliser le plus d'énergie marémotrice à cette fin permettrait d'augmenter la capacité de production effective du réseau hydroélectrique. Cependant dans le cas du Saint-Jean au Nouveau-Brunswick, cet avantage est peut-être relativement faible en raison de l'insuffisance de l'aménagement en réservoirs dans la province.

A l'issue d'analyses préliminaires effectuées par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, il semble qu'un projet tel que l'aménagement de Dickey/Lincoln dans la partie supérieure du Saint-Jean, s'il était développé sur le modèle du réservoir par pompage, pourrait s'avérer être l'une des solutions les plus prometteuses à la garantie de la production d'énergie marémotrice de la baie de Fundy. Avec l'intégration des installations de Dickey/Lincoln et les centrales électriques existantes sur le Saint-Jean, le tout combiné aux installations marémotrices et à un programme d'exploitation de l'énergie thermo-nucléaire, nous nous trouverions au Nouveau-Brunswick devant un ensemble intéressant d'éléments susceptibles de maintenir un bon réseau électrique au service de la collectivité.

Certains pensent qu'il faudrait construire les plus grosses installations marémotrices possibles.

Notre première approche consisterait à examiner tous les emplacements potentiels viables et décider si nous devrions, pour la première installation seulement, construire à des dimensions assurant une efficacité optimale dans le contexte du réseau intégré des Maritimes. Il peut cependant aussi être décidé qu'au prix d'un programme de commercialisation convenable une grosse installation marémotrice soit effectivement envisageable. Le Québec pourrait par exemple employer une énergie marémotrice considérable comme supplément à la production de grosses centrales hydro-électriques existantes. De même la Nouvelle-Angleterre qui possède actuellement un ensemble important de centrales thermiques alimentées au combustible fossile pourrait éventuellement recourir à l'énergie marémotrice brute pour économiser son combustible. Telles sont les matières que nous devons approfondir avant d'envisager sérieusement l'aménagement d'installations marémotrices dans la baie de Fundy.

Les brèves explications qui suivent vous aideront à comprendre les différents concepts de l'énergie marémotrice.

Bassin unique, effet simple (Figure 1)

"Effet simple" désigne le fait que les turbines sont capables de produire de l'énergie en fonctionnant dans un sens seulement. Un canal à vannes pourvu d'un grand nombre de vannes, sert à remplir le bassin.

Une installation de ce genre peut être équipée de turbines hydrauliques réglées simples ou doubles. Si

les turbines sont aussi équipées pour des opérations de pompage dans un sens, de l'océan au bassin, il est bon de remplir jusqu'au trop-plein.

Le mode de production d'énergie électrique généralement utilisé dans le cas de l'effet simple est appelé: production à "marée descendante"; l'exploitation se fait dans le sens bassin-océan. En principe l'effet simple peut aussi être appliqué dans le sens océan-bassin, il s'agit alors de production à "marée montante". Toutefois la plupart des bassins étant profilés en V le mode de production à marée descendante permet une meilleure production énergétique puisqu'elle porte sur un plus grand volume d'eau.

Bassin unique, effet double (Figure 2)

Dans ce mode d'aménagement, il s'agit de groupes de production hydrauliques à double effet. Ces groupes sont capables de produire de l'énergie et de pomper dans les deux sens. De cette manière, il est possible d'utiliser également le cycle de remplissage du réservoir pour produire de l'énergie électrique.

Une centrale de ce type est beaucoup plus souple à l'égard de la répartition dans le temps de sa production énergétique; elle est en principe capable de produire à coup sûr de l'énergie électrique, et ce à n'importe quel moment sur une période de vingt-quatre heures. Pour y parvenir, il est nécessaire d'effectuer un pompage considérable afin d'assurer à la centrale une position de départ favorable à sa production d'énergie pendant la période de pointe désirée. Ce mode

d'installation a pour résultat d'assurer la production de pointe nécessaire, mais a pour inconvénient de consommer une part importante de son potentiel énergétique pour se préparer à la production de pointe. La production totale d'énergie sur une période donnée sera donc quelque peu inférieure à celle d'une installation de type "bassin unique, effet simple".

L'aménagement de type "bassin unique, double effet" est susceptible aussi d'être exploité autrement. Il s'agit de concevoir les opérations de la centrale en vue de réaliser un gain maximum à partir de l'énergie produite sur cette période de vingt-quatre heures. On s'efforce dans ce cas de concentrer la production durant les périodes du jour où l'énergie est pleinement valorisée.

Doubles bassins reliés (Figure 3)

Comme le nom l'indique ce mode d'aménagement exige que la configuration côtière soit favorable à la création de deux réservoirs. Une digue sépare les deux bassins qui sont également coupés de l'océan. Un ensemble de vannes sert à emplir le bassin "supérieur" à partir de l'océan, tandis qu'un autre ensemble de vannes sert à vider le bassin "inférieur" dans l'océan.

La centrale est située dans la digue de séparation entre les deux bassins. La production d'énergie est continue et se fait toujours du réservoir "supérieur" au réservoir "inférieur".

L'installation à doubles bassins reliés peut être conçue pour produire fidèlement de l'énergie à une heure

de pointe prédéterminée de la journée et aussi pour fournir une quantité continue mais variable d'énergie.

Doubles bassins par paires (Figure 4)

Deux installations à bassin unique, intégrées et complémentaires dans leurs opérations, constituent ce qu'on appelle un ensemble "doubles bassins par paires".

Si deux installations à bassin unique peuvent être situées de telle sorte qu'il existe entre les positions de la vague de fond aux deux emplacements une phase de renversement de marée considérable, dans ce cas un arrangement en "bassins doubles par paires" serait particulièrement efficace et permettrait une grande souplesse dans la production d'énergie, même pour une demande de pointe.

Nous avons voulu vous donner un bref, mais souhaitons-le compréhensible, aperçu de ce qu'est l'énergie marémotrice. En concluant, permettez-moi de souligner qu'à la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, nous pensons que notre province devrait être préparée à entreprendre, avec la Nouvelle-Ecosse et le gouvernement fédéral, les études techniques et la recherche de marché nécessaires étant donné l'intérêt régional que présentent toujours pour nous les ressources marémotrices. L'ampleur des investissements requis pour l'aménagement d'une première installation marémotrice - entre \$1 milliard et \$1.5 milliard selon la taille du projet entrepris - indique l'importance potentielle à long terme de cette ressource pour l'est du Canada. Il reste encore beaucoup de travaux du

genre "enquête" à entreprendre avant de pouvoir réaliser une évaluation solide et définitive des projets. Nous espérons que ces travaux pourront être menés rapidement, quelle qu'en soit l'issue.

Si en fin de compte un projet d'exploitation marémotrice doit être entrepris, nous espérons qu'il le sera sur la base d'une participation et propriété commune du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Ecosse et ce, que le projet soit matériellement situé entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Ecosse ou encore situé entièrement à l'intérieur d'une des deux provinces.

YVAN PICOT

DOUGLAS HAYWARD

Commission d'Energie du
Nouveau-Brunswick

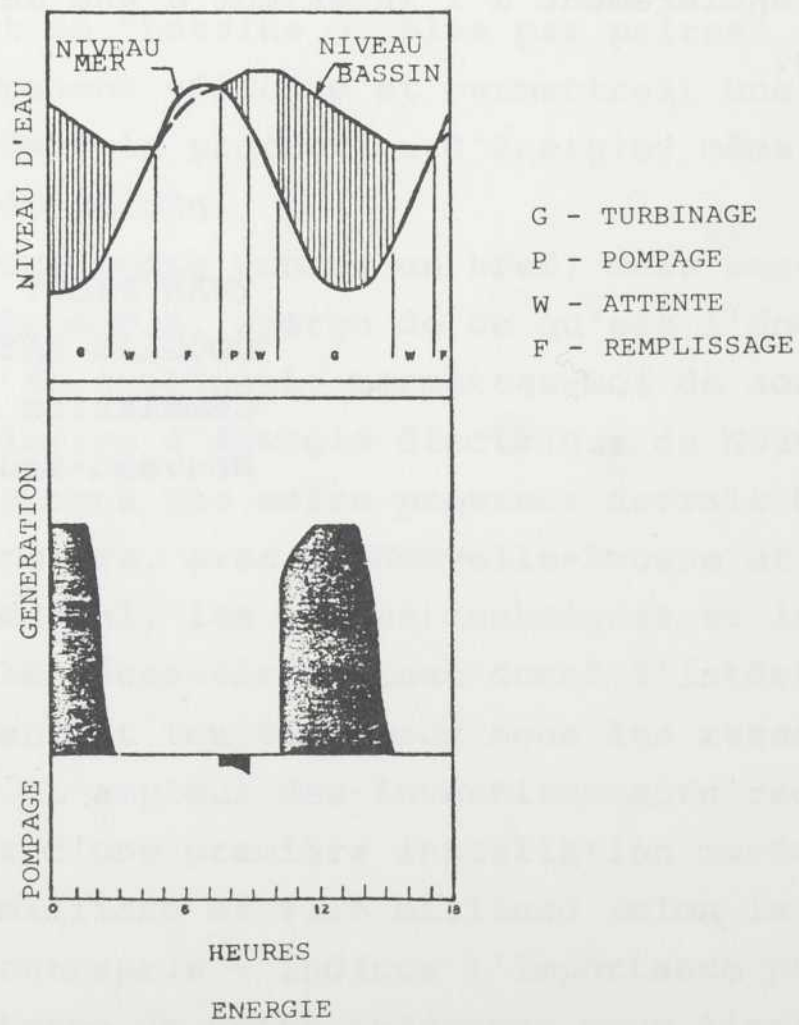
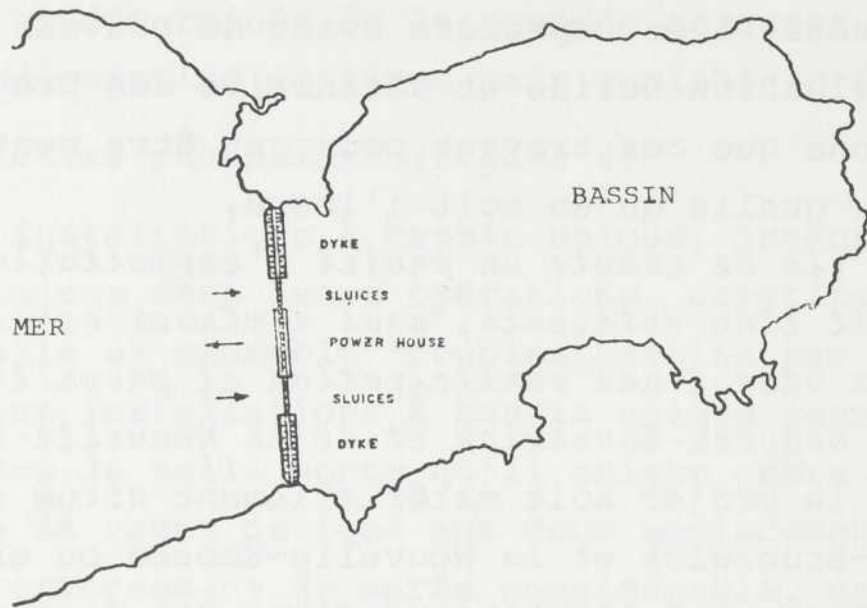


FIG. 1
BASSIN UNIQUE, EFFET SIMPLE

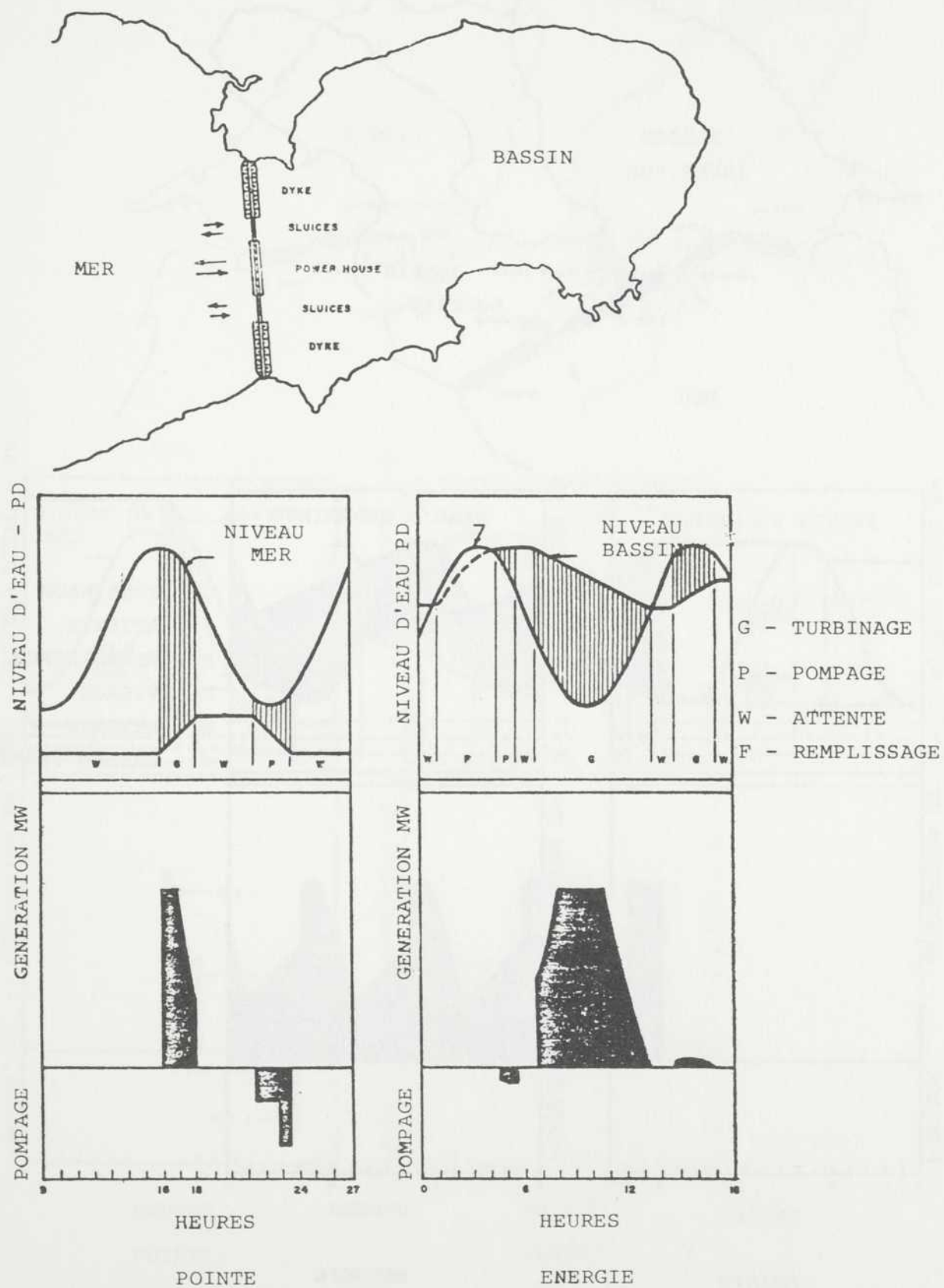


FIG. 2
BASSIN UNIQUE, EFFET DOUBLE

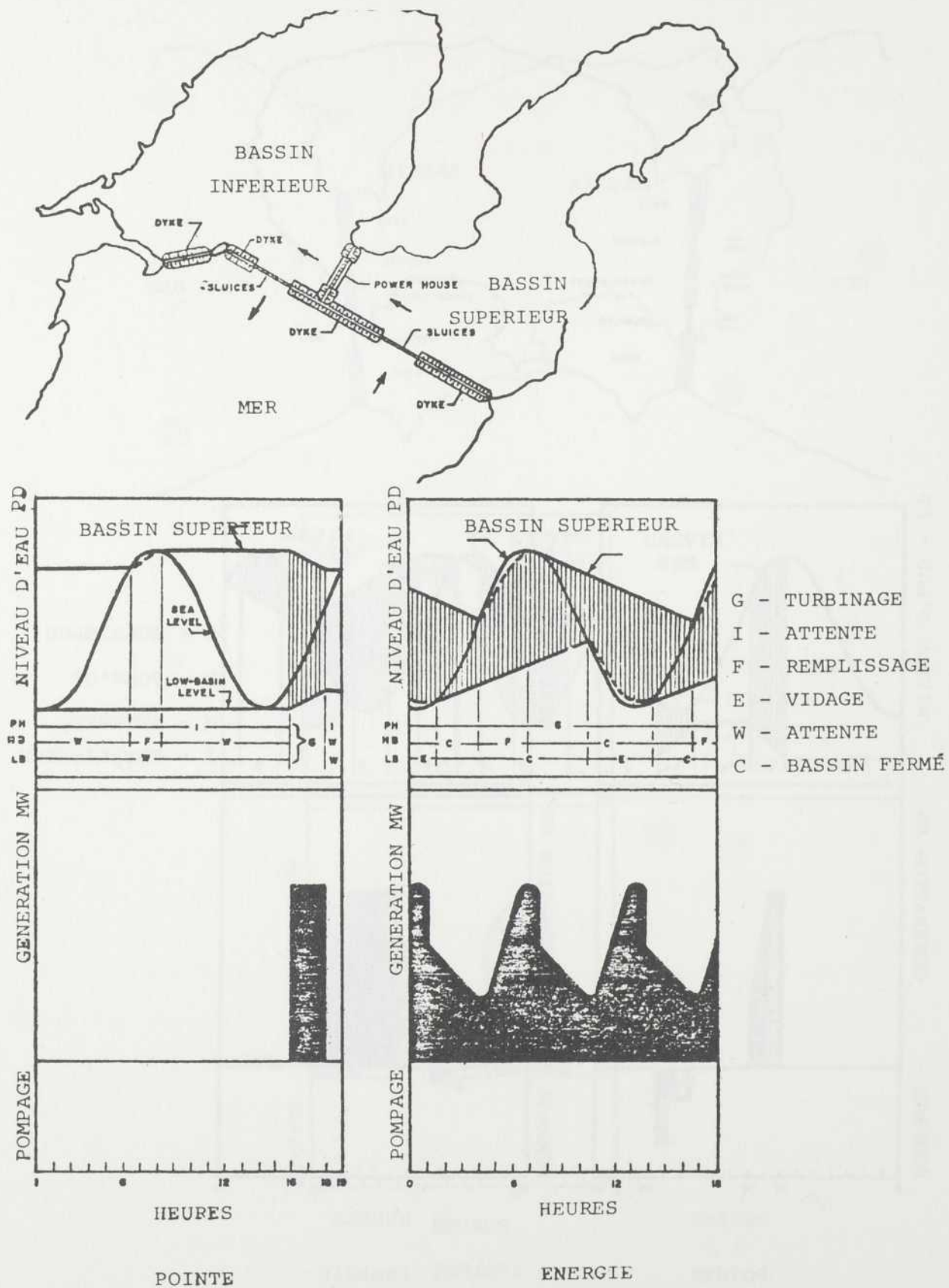


FIG. 3

DOUBLES BASSINS - RELIÉS

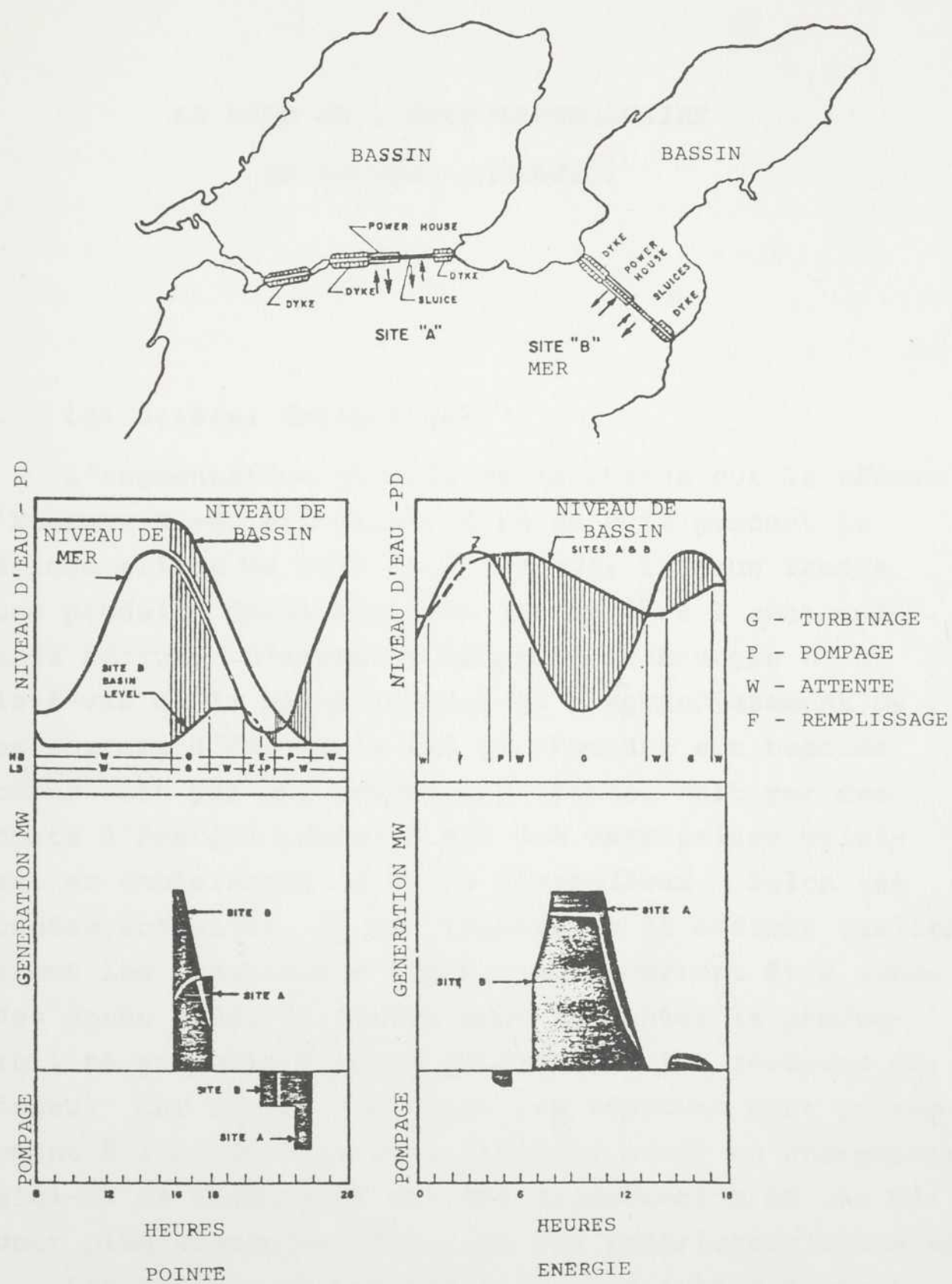


FIG. 4

DOUBLE BASSINS PAR PAIRES



1.
d'
pé.
do
ma
vi
se
ac
ac
ne
do
se
tée
til
rés
ten
cel
que
ter

LE ROLE DE L'ENERGIE NUCLEAIRE

AU NOUVEAU-BRUNSWICK

1. *Les besoins énergétiques*

L'augmentation globale de la charge sur le réseau d'Energie N.-B. est censée être de 8.5% pendant la période allant de 1974-75 à 1982-83; il nous faudra donc produire davantage afin de répondre à cette demande accrue. L'approche adoptée par Energie N.-B. vis-à-vis de la planification de l'agrandissement de ses sources d'énergie a été de répondre aux besoins accrus soit par une production accrue, soit par des achats d'énergie produite par des entreprises voisines, en choisissant le moins dispendieux. Selon les données actuelles, il est impossible de définir quelles seront les quantités d'énergie qui pourront être achetées après 1980; il faudra donc augmenter la productibilité actuelle à moins de diminuer les réserves du réseau. Les normes régissant les réserves sont présentement à l'étude mais s'il devait y avoir un changement, celui-ci se traduirait par une augmentation et une rigueur plus prononcée découlant des expériences récentes.

Les projets en vue ainsi que les achats à court terme fourniront suffisamment de puissance et d'énergie

pour répondre aux besoins prévus jusqu'en 1982-83 pourvu que la centrale nucléaire proposée de 600 MW soit mise en marche en novembre 1980. Advenant un retard dans la mise en marche de la centrale nucléaire, Energie N.-B. devrait faire appel à une solution de deuxième choix soit une centrale thermique alimentée au mazout.

1.1 Dates et charges prévues

Le tableau 1.2 indique les charges prévues pour le mois de décembre, mois où la demande atteint un point critique, et le mois de février qui est également une période critique à cause du faible débit de l'eau.

Le mode de prévision adopté par Energie N.-B. vise à prévoir l'augmentation des ventes pour chacune des catégories d'abonnés ci-dessous.

Les prévisions démographiques basées sur une période de dix ans et préparées par le Bureau du conseiller économique du Nouveau-Brunswick est un des facteurs déterminants de la prévision de charge. De plus le relevé biannuel d'Energie N.-B. portant sur la saturation de l'utilisation des appareils électriques fournit des données quant aux nombres de personnes par abonnement domestique et sert à prévoir les tendances.

Les ventes d'énergie commerciale et industrielle sont en partie déterminées par les programmes d'initiative gouvernementaux et l'on s'attend à ce qu'elles augmentent à un rythme moyen de 10 et 8.5% respectivement pour la période en question. Le total des ventes domestiques, commerciales et industrielles s'élève actuellement à 11 pour cent mais on s'attend à ce qu'il

diminue graduellement à 8 pour cent d'ici 1982-83.

Les charges industrielles considérables totalisent une part importante des ventes. Les demandes à court terme ont pu être fixées à la suite de consultations avec les 35 abonnés. Nous avons également pu prévoir la demande qui résulterait de l'expansion industrielle éventuelle grâce aux renseignements fournis par divers organismes gouvernementaux.

Les ventes contractuelles ainsi que les exportations ont été prévues en se basant sur les contrats d'énergie garantie.

D'après les prévisions, l'augmentation moyenne annuelle de la charge de pointe au cours de la période allant de 1974-75 à 1982-83 est de 8.5%.

Energie N.-B. étudie actuellement l'applicabilité de la technique économétrique dans les prévisions de charges. Nous nous attendons à ce, qu'à l'avenir, nous puissions préparer nos prévisions en faisant appel à cette technique.

1.2 *Approvisionnement énergétique et réserves suffisantes*

Energie N.-B. a répondu à l'augmentation des besoins grâce à l'électricité achetée des entreprises voisines pour les besoins immédiats et à l'aménagement de générateurs relativement puissants donc plus économiques pour les besoins à long terme. Il arrive parfois que nous devions vendre une partie de l'énergie produite jusqu'à ce que la charge sur le réseau d'Energie N.-B. soit suffisamment grande pour exploiter pleinement ses groupes générateurs. Ceci a donc permis l'aménagement

des groupes générateurs qui autrement n'auraient pas été économiques. Par conséquent, Energie N.-B. peut bénéficier d'approvisionnements provenant de gros générateurs plus économiques au lieu d'aménager des installations qui n'auraient servi qu'à répondre à la courbe de croissance du réseau d'Energie N.-B. seulement. Ses abonnés ont donc pu profiter d'économies qui autrement ne seraient pas venues aussi vite.

Voici le programme d'expansion de production tel que prévu par Energie N.-B. pour la période au-delà de 1974-75. Ce programme sert de base aux tableaux 1.2 à 1.6.

<i>Emplacement</i>	<i>Productibilité & Type</i>	<i>Date de mise en marche</i>
Coleson Cove	3 x 320 MW - thermique	janvier, juillet & novembre 1976
Mactaquac 5 & 6	2 x 100 MW - hydro-électrique	novembre 1978
Dalhousie	200 MW - thermique	mai 1979
Pointe Lepreau	600 MW - nucléaire	novembre 1980

La centrale de Coleson Cove comptera trois génératrices de 320 MW. Energie N.-B. a conclu un contrat avec la "Maine Electric Power Company" (MEPCo) prévoyant la vente de 200 MW de chacune des deux premières génératrices pendant 10 ans. La production moyenne destinée au réseau d'Energie N.-B. en provenance de cette centrale sera de 187 MW par groupe-générateur pendant la période prévue.

La centrale de Pointe Lepreau comprendra des groupes générateurs de 600 MW dont 30 MW appartiennent à la "Maritime Electric Company" et 200 seront probablement vendus à l'Hydro-Québec pendant la période allant jusqu'à 1983-84.

Le tableau 1.1 indique la productibilité des groupes-générateurs et ceux prévus y compris ceux de Coleson Cove et les deux groupes additionnels de Mactaquac. Les tableaux 1.3 à 1.6 indiquent l'analyse des besoins d'énergie et de puissance pour les mois de décembre à février.

Le mode de planification d'Energie N.-B. vise à combler les déficits énergétiques grâce à des achats d'énergie garantie et d'énergie hors-pointe jusqu'à ce que les limites des interconnexions aient été atteintes. A ce moment-là, une productibilité supplémentaire est installée.

1.3 *Autres sources possibles*

Voici les autres sources d'approvisionnement énergétiques qui s'offrent à Energie N.-B. et une brève description de chacune.

- a) Achats - l'entente actuelle avec l'Hydro-Québec prendra fin en octobre 1976 - Nous discutons maintenant de la possibilité de la prolonger mais la quantité de tels achats est limitée par le calibre de la ligne de transport de la région de la Gaspésie, la hausse de la charge électrique nécessaire dans cette région et les besoins d'Hydro-Québec.

A l'heure actuelle, il n'existe aucune autre source d'achats.

- b) Puissance hydraulique et réserve pompée - l'aménagement des ressources hydrauliques offre une possibilité de production de puissance de pointe considérable mais ne peut servir à répondre aux besoins à longueur de journée comme le fera la centrale nucléaire. Le potentiel de sites tels que celui de la rivière Verte et de Grand-Saults est limité et bien qu'ils seraient aménagés, ils augmenteraient la productibilité mais non pas la quantité d'énergie disponible. Je veux dire que nous serions en mesure de produire plus de puissance mais pour une durée limitée de la journée. C'est là cependant une qualité souhaitable à longue échéance puisque les variations du cycle de charge quotidien prend toujours de l'ampleur.
- c) Turbine à combustion (gaz) n'est conçue que pour les besoins de pointe. Puisque les pénuries auxquelles nous ferons face après 1980 ne se limiteront non pas aux besoins en puissance de pointe mais également en énergie, les turbines à gaz ne présentent pas de solutions économiques.
- d) Production thermique - Energie N.-B. a étudié les centrales thermiques classiques et les centrales nucléaires en tant que sources éner-

gétiques. Ces deux sources ont également été évaluées dans un des rapports de "Montreal Engineering" intitulé *"Etude des projets d'expansion de production et risques financiers"*. Les études effectuées par la Commission et confirmées par les rapports MECO que les centrales alimentées au mazout n'étaient pas justifiables au point de vue économique par rapport aux centrales nucléaires.

A supposer que le prix du pétrole soit de \$8.76 le baril en 1980-81 et que celui du combustible nucléaire soit de \$14.04 la livre, les coûts de production, à la valeur actuelle, seront environ \$43 millions de plus pour l'énergie produite par une centrale alimentée au mazout par rapport à un système de même productibilité alimenté surtout au combustible nucléaire.

- e) Sources exotiques - je ne m'attarderai pas sur ces sources exotiques devant un auditoire de scientifiques. Je me contenterai de les nommer: l'énergie marémotrice, l'énergie solaire, l'aérodynamique, l'énergie bio-masse, la fusion nucléaire, la fusion au laser.

Ce sont là des possibilités très intéressantes qui méritent recherches et discussions. Cependant, on ne peut les considérer comme étant des sources qui permettent de fournir de l'énergie 24 heures par jour.

Monsieur Picot vous donnera un exposé détaillé

sur l'énergie marémotrice afin que vous puissiez constater vous-même les caractéristiques spéciales de cette source.

1.4 Réserves du réseau

Le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Ecosse ont conclu une entente voulant que la réserve de l'interconnexion soit partagée proportionnellement aux charges de pointe des deux réseaux. La quantité de cette réserve obligatoire est passée de 15 à 20% de la charge de pointe des deux réseaux combinés. Etant donné que les pointes des deux réseaux sont à peu près les mêmes, la réserve de puissance d'Energie N.-B. équivaut à environ 20% de sa charge dans la province.

Chacune des parties à cette entente doit également garantir des réserves d'énergie équivalent, à l'heure actuelle, à au moins la moitié de la quantité produite par le plus grand groupe générateur thermique du réseau des Maritimes accepté par les deux parties. Celles-ci ont accepté un groupe-générateur thermique maximum dont la productibilité correspond à environ 10% de la charge de pointe combinée du réseau d'interconnexion.

Ces normes d'énergie et de puissance ont servi à l'élaboration des tableaux 1.3 à 1.6.

L'annexion de l'important groupe nucléaire de 600 MW au réseau aurait pour effet d'augmenter considérablement les exigences de réserves au début de l'année.

La vente proposée de quelque 200 MW à Hydro-Québec pendant quatre ans et les 5% de toute la centrale appar-

tenant à l'Ile-du-Prince-Edouard permettront d'utiliser la productibilité de ce groupe à l'intérieur des réseaux des Maritimes.

2.1 Possibilités quant à l'emplacement proposé

Tel qu'indiqué dans le rapport de "Montreal Engineering" intitulé "Rapport sur le choix de l'emplacement de la centrale nucléaire du Nouveau-Brunswick", un grand nombre d'emplacements ont été analysés et de ce nombre, trois répondaient aux exigences primaires, ce sont:

1. Pointe Lepreau situé sur la rive nord de la baie de Fundy à environ 24 milles au sud-ouest de Saint-Jean.
2. Pointe Caplin situé sur la rive sud de la baie des Chaleurs à 24 milles à l'est de Bathurst dans le comté de Gloucester.
3. Quinn Point situé sur la rive sud de la baie des Chaleurs à 24 milles au nord-ouest de Bathurst dans le comté de Restigouche.

Après avoir examiné à fond chacun de ces emplacements, Pointe Lepreau fut choisi pour les raisons suivantes:

- Les plus bas coûts de construction
- Meilleures chances de respecter les horaires de construction à cause des hivers moins rigoureux
- Moins de répercussions sur l'environnement
- Accès aux matériaux de construction
- Accès aux services
- Moins de personnes à déménager

Pointe Caplin et Quinn Point ont été identifiés comme sites éventuels de centrales nucléaires et un site au moins sera acheté lorsque des études ultérieures seront terminées.

2.2 Possibilités de devis

Un des buts de l'étude écologique est d'examiner les répercussions de chaque plan. La valeur qui se mesure selon le degré d'objectifs écologiques atteint, se traduit par les renseignements qui permettent aux concepteurs d'éliminer ou de minimiser les répercussions néfastes.

Les rapports écologiques et les études de conception sont actuellement effectués. Les rapports écologiques se font par étape, chacun précédant une phase de la construction. Ces rapports portent sur les aspects principaux de la construction affectant l'environnement et ne se limitent pas seulement aux possibilités de plans. Des rapports portant sur les sujets suivants ont été préparés et présentés aux organismes appropriés:

1. Défrichement et essouchement
2. Logement pour les travailleurs - phase 1
3. Nivellement et excavation initiales

D'autres rapports sont maintenant préparés en ce qui concerne le système de refroidissement de l'eau, le traitement des déchets ordinaires et des déchets radioactifs. Tout comme les rapports écologiques, les rapports des possibilités de plans portant sur ces

sujets engloberont les aspects économiques et techniques qui mèneront au choix optimal.

F.H. RYDER

Directeur exécutif

Programme d'énergie
nucléaire

La Commission d'énergie
du Nouveau-Brunswick

TABLEAU 1.1

PRODUCTIBILITÉ DES CENTRALES EN MÉGAWATTS (MW)

EN MARCHE ET EN CONSTRUCTION - 1975

HYDROÉLECTRIQUES			THERMIQUES ET NUCLÉAIRES		
Mactaquac	1	105	Grand Lake	3	5.4
	2	105		4	6.6
	3	105		5	5.0
	4	105		6	5.0
	5	105 (1)		7	15.0
	6	105 (1)		8	57.3
Beechwood	1	36	Chatham	1	11.6
	2	36		2	21.4
	3	43	Courtenay Bay	1	48.0
Tobique	1	10		2	13.0
	2	10		3	98.7
Grand-Sault	1	15		4	102.0
	2	15	Dalhousie	1	105.0
	3	15		2	200.0 (2)
	4	15	Coleson Cove	1	320.0 (3)
Milltown		3		2	320.0 (3)
Sisson		8		3	320.0 (3)
Musquash		7	Lepreau I	1	630.0 (4)
			Turbines à gaz		26.0
TOTAL		843 MW	TOTAL		2310 MW

- Notes: (1) Mactaquac 5 et 6 "mise en marche" - novembre 1978
- (2) Dalhousie 2 "mise en marche" - mai 1979
- (3) Coleson Cove groupes 1-2-3 "mise en marche" - nov. 75, juin 76, nov. 76
- 400 MW vendus à la "Maine Electric Power Company" jusqu'en 1985 et retour en 1986.
- (4) Lepreau "mise en marche" - nov. 1980 5% à l'I.-P.-E. plus possibilité d'un contrat de vente de 4 ans avec autres entreprises canadiennes.

TABLEAU 1.2

CHARGES SIGNALÉES POUR LA PUISSANCE NÉCESSAIRE EN
DÉCEMBRE ET L'ÉNERGIE NÉCESSAIRE EN FÉVRIER

<u>ANNÉE</u>	<u>PUISSANCE POUR DÉC.</u> <u>MW</u>	<u>ÉNERGIE POUR FÉV.</u> <u>MW</u>
1976-77	1226	1199
1977-78	1340	1311
1978-79	1452	1421
1979-80	1791	1758
1980-81	1717	1681
1981-82	1860	1821
1982-83	2012	1970

NOTE: La charge de 1979-80 comprend 200 MW d'énergie de pointe fournis à Hydro-Québec pendant la période allant du 1^{er} décembre 1979 au 31 mars 1980.

TABLEAU 1.3

SOURCES D'ÉQUILIBRE DES CHARGES

BESOINS EN PUISSANCE - DEMANDES DE PUISSANCE CRITIQUES POUR DÉCEMBRE

SOURCES ACTUELLES ET GARANTIES SEULEMENT

Année	Charge N.-B. prévue	Réserve de puissance N.-B.	Besoins à combler	Thermique	Productibilité		Total	Surplus (pénu- ries)	
					Hydro (producti- bilité max.)	Nucléaire			
1976-77	1226	15%	184	1410	1081	649	1730	320	
1977-78	1340	17.5%	235	1575	1081	649	1730	155	
1978-79	1452	20%	290	1742	1081	843	1924	182	
1979-80	1791	20%	358	2149	1281	843	2124	(25)	
1980-81	1717	20%	343	2060	1281	843	400	2524	464
1981-82	1860	20%	372	2232	1281	843	400	2524	292
1982-83	2012	20%	402	2414	1281	843	400	2524	110

NOTES:

- (1) Énergie hydroélectrique basée sur la productibilité maximum vérifiée.
- (2) Réserves de puissance basées sur les niveaux prévus acceptés par les réseaux d'interconnexion des Maritimes.
- (3) Sources actuelles et garanties basées sur aménagements en marche et sur date prévue de mise en marche des nouveaux - voir tableau I.
- (4) Grand Lake 3 et 4 - Productibilité - 12 MW - cessation en 1983.

TABLEAU 1.4

ÉQUILIBRE CHARGE/SOURCE

BESOINS EN ÉNERGIE - DEMANDES DE PUISSANCE CRITIQUES EN DÉCEMBRE

SOURCES ACTUELLES ET GARANTIES SEULEMENT

Année	Charge N.-B. prévue	Réserve de puissance N.-B.	Besoins à combler	Thermique	Productibilité		Total	Surplus (pénu- ries)
					Hydro (garantie)	Nucléaire		
1976-77	1226	100	1326	1081	325		1406	80
1977-78	1340	120	1460	1081	341		1422	(38)
1978-79	1452	140	1592	1081	360		1441	(151)
1979-80	1791	160	1951	1281	591		1872	(79)
1980-81	1717	180	1897	1281	402	400	2083	186
1981-82	1860	200	2060	1281	425	400	2106	46
1982-83	2012	220	2232	1281	450	400	2131	(101)

- NOTES: (1) Énergie hydroélectrique limitée à la productibilité garantie pour répondre aux besoins en énergie - probabilité de débit - 95%.
- (2) Réserves d'énergie correspond à 50% de la productibilité thermique maximum acceptée du réseau d'interconnexion des Maritimes.
- (3) Sources actuelles et garanties basées sur aménagement en marche et sur date prévue de mise en marche des nouveaux - voir tableau I.
- (4) Grand Lake 3 et 4 - Productibilité totale - 12 MW - cessation en 1983.

TABLEAU 1.5

ÉQUILIBRE CHARGE/SOURCE

BESOINS EN PUISSANCE - DEMANDES D'ÉNERGIE CRITIQUES EN FÉVRIER

SOURCES ACTUELLES ET GARANTIES SEULEMENT

Année	Charge N.-B. prévue	Réserve de puissance N.-B. (sur charge de déc.)	Besoins à combler	Thermique	Hydro (pro- ductibilité maximum)	Productibilité	Total	Surplus (pénurie)
						Nucléaire		
1976-77	1199	184	1383	1081	649		1730	347
1977-78	1311	235	1546	1081	649		1730	184
1978-79	1421	290	1711	1081	843		1924	213
1979-80	1758	358	2116	1281	843		2124	8
1980-81	1681	343	2024	1281	843	400	2524	500
1981-82	1821	372	2193	1281	843	400	2524	331
1982-83	1970	402	2372	1281	843	400	2524	152

224

- NOTES:
- (1) Énergie hydroélectrique basée sur productibilité vérifiée.
 - (2) Réserves de puissance basées sur niveaux prévus acceptés par réseaux d'interconnexion des Maritimes pour charges de décembre.
 - (3) Sources actuelles et garanties basées sur aménagements en marche et sur date prévue de mise en marche des nouveaux - voir tableau I.
 - (4) Grand Lake 3 et 4 - Productibilité - 12 MW - cessation en 1983.

TABLEAU 1.6

ÉQUILIBRE CHARGE/SOURCE
 BESOINS EN ÉNERGIE - DEMANDES D'ÉNERGIE CRITIQUES POUR FÉVRIER
 SOURCES ACTUELLES ET GARANTIES SEULEMENT

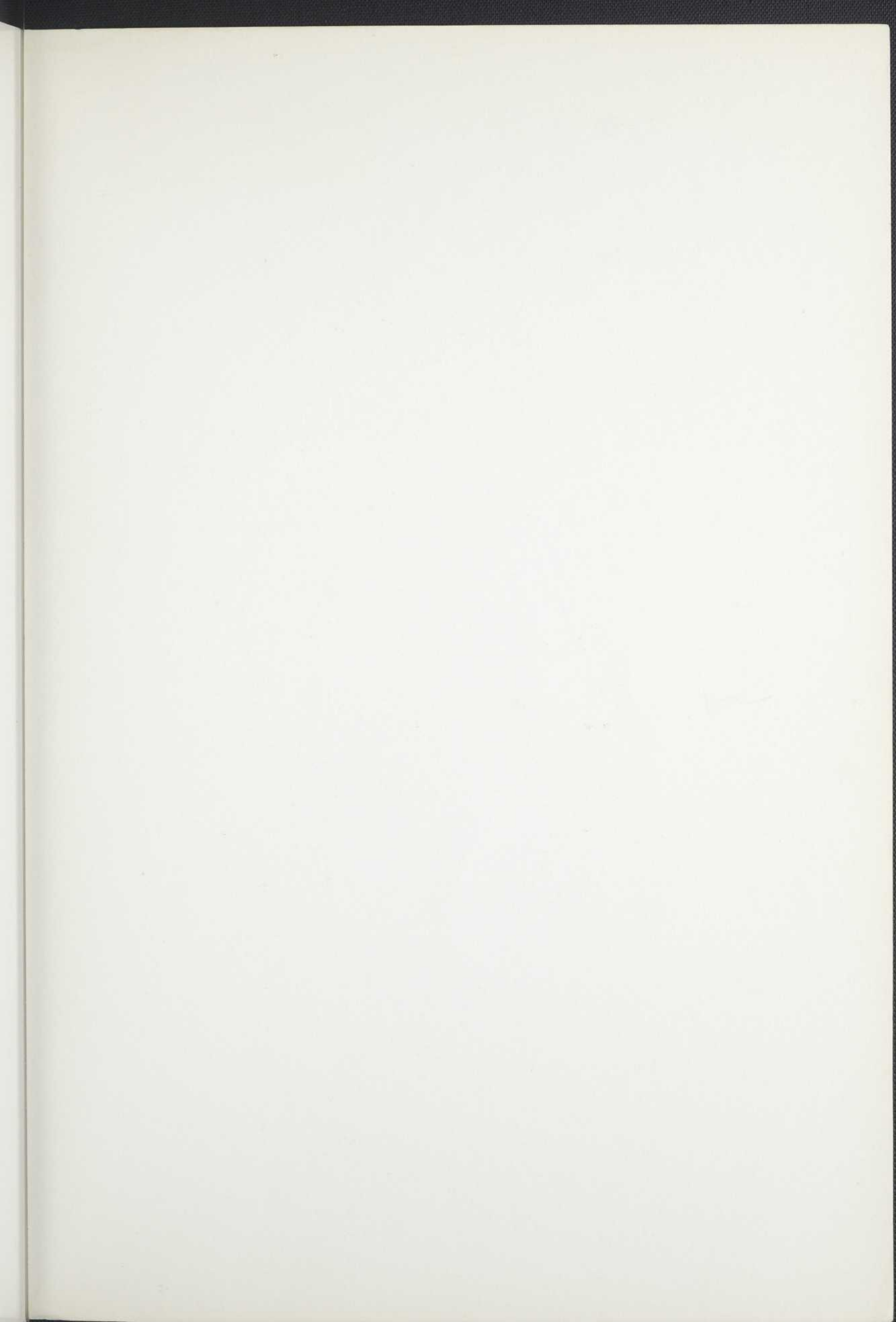
Année	Charge N.-B. prévue	Réserve de puissance N.-B.	Besoins à combler	Thermique	Productibilité			Total	Surplus (pénuries)
					Hydro (garantie)	Nucléaire			
1976-77	1199	100	1299	1081	290			1371	72
1977-78	1311	120	1430	1081	304			1385	(46)
1978-79	1421	140	1561	1081	322			1403	(158)
1979-80	1758	160	1918	1281	547			1828	(90)
1980-81	1681	180	1861	1281	358	400		2039	178
1981-82	1821	200	2021	1281	378	400		2059	38
1982-83	1970	220	2190	1281	399	400		2080	(110)

225

- NOTES:
- (1) Énergie hydroélectrique limitée à la productibilité garantie pour répondre aux besoins en énergie - probabilité de débit - 95%.
 - (2) Réserves d'énergie correspond à 50% de la productibilité thermique maximum acceptée du réseau d'interconnexion des Maritimes.
 - (3) Sources actuelles et garanties basées sur aménagement en marche et sur date prévue de mise en marche des nouveaux - voir tableau I.
 - (4) Grand Lake 3 et 4 - Productibilité totale - 12 MW - cessation en 1983.



Achevé d'imprimer à Montmagny
par les travailleurs des ateliers Marquis Ltée
le vingt-deux décembre mil neuf cent soixante-quinze



BNQ



000 227 505

