

Société en commandite Gaz Métro
Projet d'extension de réseau à Drummondville, R-3991-2016

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS SRR-VERSION 17.0
--	-----------------------------------

Serres Demers	Type de projet: Région: Type de client:	Extension - Estimé Montéregie COMM - Comptes majeurs	Représentant: Conseiller: OTP: Municipale: Longueur en mètres linéaires:
	Coût en capital: D-2016-155 Coût en capital prospectif pondéré	6.42% 5.28%	Drummondville

N° de ligne	Total	0	1	2	3	4	5
1	Nombre de clients		1	1	1	1	1
2	Volume en 1000 m³		2 020 0	2 020 0	2 020 0	2 020 0	2 020 0
3	Frais de conduites - Base	906 900	0	0	0	0	0
4	Frais de conduites - Frais entrepreneurs	148 622	0	0	0	0	0
5	Frais de conduites	1 057 522	0	0	0	0	0
6	Frais de branchements - Base	471 834	0	0	0	0	0
7	Frais de branchements - Frais entrepreneurs	85 845	0	0	0	0	0
8	Frais de branchements - Coûts de compteurs	5 202	0	0	0	0	0
9	Frais de branchements	562 881	0	0	0	0	0
10	Frais UMO (0.00%)	0	0	0	0	0	0
11	Frais généraux corpo (14.53%)	235 445	0	0	0	0	0
12	PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
13	PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
14	CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
15	Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
16	Contrib Raccord réseau Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
17	CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
18	Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
19	Contributions clients	0	0	0	0	0	0
20	Investissement total	1 855 848	0	0	0	0	0
21	Coût d'opération		157	157	157	157	157
22	Amortissement comptable		57 954	57 954	57 954	57 954	57 954
23	Taxe sur les services publics		26 968	26 968	25 230	24 360	23 491
24	Redevances		2 142	2 142	2 142	2 142	2 142
25	Impôts		26 097	6 037	7 621	9 061	10 367
26	Rendement		96 459	93 399	90 339	87 279	84 219
28	Revenu requis		209 778	185 788	183 443	180 954	178 330
29	Revenus		0	0	0	0	0
30	Taux de Distribution (c/m³)		8.2380	8.2380	8.2380	8.2380	8.2380
31	Taux de Rabais (c/m³)		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
32	Revenu de distribution (c/m³)		8.2380	8.2380	8.2380	8.2380	8.2380
33	Revenu de distribution (\$)		166 408	166 408	166 408	166 408	166 408
34	Contribution tarifaire annuelle		43 370	19 381	17 035	14 546	11 923
35			6	7	8	9	10
36	Contribution tarifaire annuelle		9 173	6 304	3 324	239	(2 945)

34	Contribution tarifaire (3 ans)	73 279	Contribution tarifaire (15 ans)	73 314
35	Contribution tarifaire (5 ans)	94 337	Contribution tarifaire (20 ans)	11 770
36	Contribution tarifaire (10 ans)	106 063	Contribution tarifaire (40 ans)	(404 749)
37	Point mort tarifaire (années)	20.81	Grille utilisée	-- > COMM. - Comptes majeurs Niveau 6
38	Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	6.01%	Signataire supérieur - Ventes	-- > Présidents

VENTES

Représentant	Date ___/___/___	Directeur Ventes
		Date ___/___/___
		Cadre de direction Ventes
		Date ___/___/___
Vice-président Ventes et dev de marché	Date ___/___/___	Présidente
		Date ___/___/___

CONDITIONS DE RÉALISATION

--	--

Régie de l'énergie

cuvrdagyabwkaacabtv

DOSSIER: **R.3867.2013 Ph3A**

DEPOSÉE EN AUDIENCE

21.04.2017

Date: **NON COTÉE**

Pièces n°:

Analyse économique en ingénierie

Une approche concrète

Chan S. Park
Ronald Pelot
Kenneth C. Porteous
Ming J. Zuo

ERPI
ÉDITIONS DU RENOUVEAU PÉDAGOGIQUE INC.

5757, RUE CYPINOT, SAINT-LAURENT (QUÉBEC) H4S 1R3
TÉLÉPHONE (514) 334-2690 TÉLÉCOPIEUR (514) 334-4720
COURRIEL erpldm@erpi.com WWW.ERPI.COM

SUPERVISION ÉDITORIALE : *Jacqueline Leroux*
CHARGÉE DE PROJET : *Hélène Lecaudey*
TRADUCTION : *France Boudreault et Suzanne Marquis*
CORRECTION D'ÉPREUVES : *Suzanne Cardin et Christine Ouin*
CONCEPTION GRAPHIQUE : *Paul Toupin*
COUVERTURE : *Paul Toupin*
ÉDITION ÉLECTRONIQUE : *Les logiciels Dynagram Inc.*

Dans cet ouvrage, le générique masculin est utilisé sans aucune discrimination et uniquement pour alléger le texte.

Cet ouvrage est une version française de la deuxième édition canadienne de *Contemporary Engineering Economics*, de Chan S. Park, Ronald Pelot, Kenneth C. Porteous, Ming J. Zuo, publiée et vendue à travers le monde sous l'étiquette Addison Wesley Longman, avec l'autorisation de Pearson Education Inc.

© 2001, 1995 Pearson Education Canada Inc, Toronto, Ontario
Tous droits réservés

© 2002, Éditions du Renouveau Pédagogique Inc.
Tous droits réservés



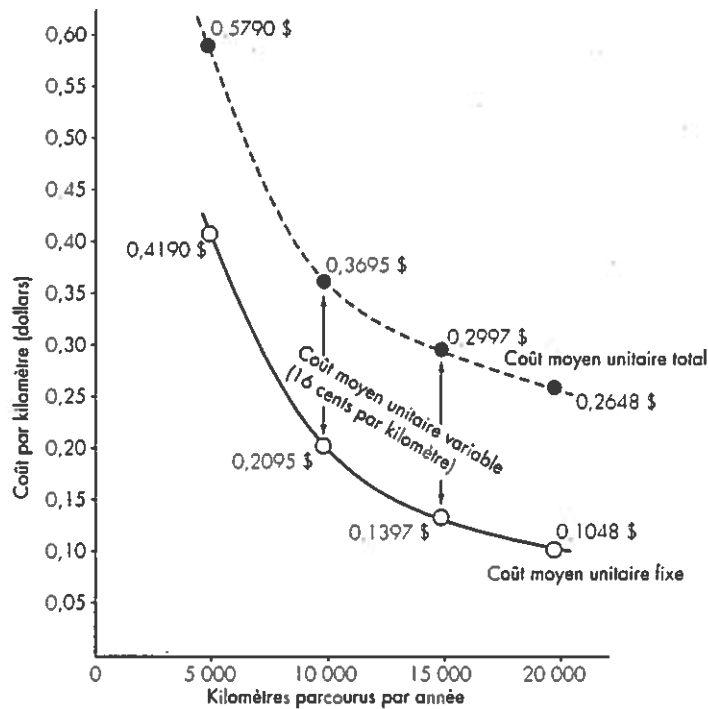
La *Loi sur le droit d'auteur* interdit la reproduction d'œuvres sans l'autorisation des titulaires des droits. Or, la photocopie non autorisée — le photocopillage — a pris une ampleur telle que l'édition d'œuvres nouvelles est mise en péril. Nous rappelons donc que toute reproduction, partielle ou totale, du présent ouvrage est interdite sans l'autorisation écrite de l'Éditeur.

Dépôt légal : 2^e trimestre 2002
Bibliothèque nationale du Québec
Bibliothèque nationale du Canada
Imprimé au Canada

ISBN 2-7613-1289-9

234567890 TG 09876

Figure 1.8
Coût moyen par kilomètre de possession et d'utilisation d'une automobile



Les coûts marginaux

Le **coût marginal** est un autre terme utile en matière d'analyse coût-volume. Il désigne l'accroissement du coût qui résulte de la production d'une seule unité supplémentaire. Pour illustrer cette définition, prenons l'exemple d'une entreprise qui dispose d'une puissance électrique de 37 chevaux et achète son électricité aux tarifs suivants:

CONSOMMATION (kWh/MOIS)	TARIF (\$/kWh)	COÛT MOYEN (\$/kWh)
Première tranche de 1 500	0,050	0,050
Tranche suivante de 1 250	0,035	$\frac{75,00 \$ + 0,0350 (X - 1 500)}{X}$
Tranche suivante de 3 000	0,020	$\frac{118,75 \$ + 0,020 (X - 2 750)}{X}$
Toute quantité supérieure à 5 750	0,010	$\frac{178,75 \$ + 0,010 (X - 5 750)}{X}$

Dans cette échelle tarifaire, le coût unitaire variable correspondant à chaque tranche représente le coût marginal par kilowattheure (kWh). Par ailleurs, on peut calculer les coûts moyens présentés dans la troisième colonne en trouvant le coût total cumulatif

et en le divisant par le nombre total de kilowattheures (X). Par exemple, si la consommation actuelle d'électricité s'élève en moyenne à 3 200 kWh par mois, l'addition de 1 kWh représentera un coût marginal de 0,020 \$. Pour un volume d'exploitation donné (3 200 kWh), on peut déterminer le coût moyen par kilowattheure de la façon suivante :

CONSUMMATION (kWh/MOIS)	TARIF (\$/kWh)	COÛT MENSUEL
Première tranche de 1 500	0,050	75,00 \$
Tranche suivante de 1 250	0,035	43,75
Tranche restante de 450	0,020	9,00
Total		127,75 \$

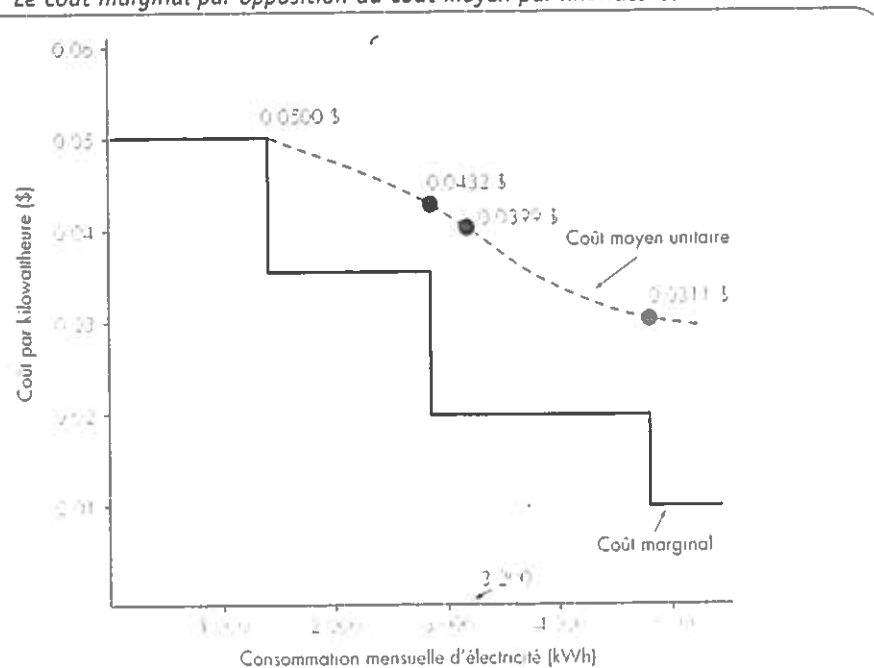
Coût moyen variable par kilowattheure :

$$\frac{127,75 \$}{3\ 200 \text{ kWh}} = 0,0399 \$/\text{kWh}$$

Les changements qui touchent le coût unitaire variable sont la conséquence de ceux que subit le coût marginal. Comme le montre la figure 1.9, le coût moyen variable connaît une baisse constante, car le coût marginal demeure inférieur au coût moyen variable, quel que soit le volume utilisé.

Figure 1.9

Le coût marginal par opposition au coût moyen par kilowattheure



Lipsey — Purvis — Steiner

Traduction de Kathleen Dufour

Révision technique de Charles-A. Carrier

MICROÉCONOMIQUE



 **gaëtan morin**
éditeur



gaëtan morin éditeur

C.P. 180, BOUCHERVILLE, QUÉBEC, CANADA
J4B 5E6 TÉL. : (514) 449-2369 TÉLÉC. : (514) 449-1096

ISBN 2-89105-253-6

Dépôt légal 1^{er} trimestre 1988
Bibliothèque nationale du Québec
Bibliothèque nationale du Canada

ECONOMICS FIFTH EDITION by Richard G. Lipsey,
Douglas D. Purvis et Peter O. Steiner
© by Lipsey, Purvis, Steiner, 1985
All rights reserved

MICROÉCONOMIQUE

© gaëtan morin éditeur ltée, 1988
Tous droits réservés

3 4 5 6 7 8 9 0 1 2 G M E 8 8 0 9 8 7 6 5 4 3 2 1

Révision linguistique : Suzanne Blackburn
Graphiques : Bertrand Lachance

Il est illégal de reproduire une partie quelconque de ce livre sans autorisation de la maison d'édition. Toute reproduction de la publication, par n'importe quel procédé, sera considérée comme une violation des droits d'auteur.

Définition de certains concepts de coût

Les brèves définitions suivantes de certains concepts de coût s'apparentent beaucoup aux concepts de produit que nous venons d'aborder.

1. Le **coût total (CT)** correspond à l'ensemble des coûts pour produire tout niveau donné de production. Il comprend deux catégories: le coût fixe (CF) et le coût variable (CV). Le coût fixe ne varie pas avec la production; il reste le même, que l'on produise 1 ou 1 million d'unités. On réfère à ces coûts lorsqu'on parle des *frais généraux* ou *inévitables*. Tous les coûts qui varient en fonction du niveau de production, augmentant lorsqu'on produit davantage et diminuant lorsqu'on produit moins, sont des **coûts variables**. Dans l'exemple du tableau 10-1, la masse salariale est un coût variable puisque la main-d'œuvre est le facteur de production variable. On se reporte au coût variable lorsqu'on parle de *coût direct* ou *évitable*.

2. Le **coût total moyen (CTM)**, ou **coût moyen (CM)**, correspond au coût total pour produire un niveau donné de production divisé par ce niveau. On peut répartir le coût total moyen entre le **coût fixe moyen (CFM)** et le **coût variable moyen (CVM)**, comme on l'avait fait dans le cas du coût total.

Bien que le coût *variable* moyen puisse augmenter ou diminuer avec les augmentations de la production (selon que celle-ci augmente plus rapidement ou moins rapidement que les coûts variables totaux), il est évident que le coût fixe moyen chute constamment à mesure que la production augmente. En effet, une production doublée fait toujours tomber de moitié le coût fixe par unité de production. C'est ce qu'on appelle communément *étaler ses frais généraux*.

3. Le **coût marginal (Cm)**, parfois appelé **coût différentiel** ou **additionnel**, correspond à l'augmentation du coût total qui résulte de l'augmentation d'une unité du taux de production. Puisque le coût fixe ne varie pas avec la production, le coût fixe marginal est toujours nul.

Les coûts marginaux sont donc nécessairement des coûts variables marginaux, et une variation dans les coûts fixes n'affectera pas les coûts marginaux. Ainsi, le coût marginal lié à la production de quelques pommes de terre supplémentaires en cultivant plus intensément un lopin de terre donné reste le même, quelle que soit la rente payée pour ce lopin de terre. [16]

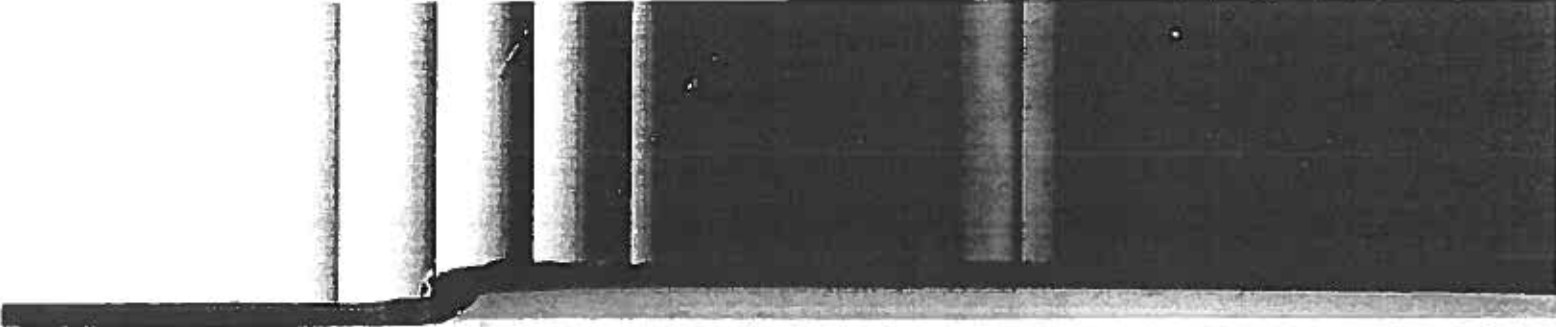
Courbes de coût à court terme

Reprenez les relations de production du tableau 10-1. Supposons que les coûts de la main-d'œuvre et du capital soient respectivement de 10 \$ et de 25 \$ l'unité. Les barèmes de coût correspondant à ces valeurs figurent au tableau 10-2.⁴

La figure 10-2 illustre des courbes de coût dont la forme ressemble à celle des courbes correspondant aux données du tableau 10-2. Notez que la courbe du coût marginal croise les courbes CTM et CVM à leurs points minima. Voilà un autre exemple de la relation (décrite plus haut) entre une courbe marginale et une courbe moyenne. La courbe CTM par exemple a une pente négative tant que la courbe du coût marginal se situe en dessous d'elle; il importe peu que la courbe du coût marginal ait elle-même une pente positive ou négative.

Coût variable moyen à court terme. Dans la figure 10-2, la courbe du coût variable moyen atteint un point minimum avant de remonter. Si les prix des facteurs sont fixes, le coût variable moyen est au minimum lorsque le produit moyen par travailleur atteint son maximum. [17] Cette proposition est logique puisque chaque travailleur supplémentaire coûte le même prix, mais produit une quantité différente, de sorte que le coût par unité de production chute nécessairement lorsque la production par travailleur augmente, et vice versa.

⁴ Si vous ne comprenez pas d'où proviennent ces données, révisez le tableau 10-1 ainsi que les définitions de coût que nous venons de donner.



Principles of Public Utility Rates

Second Edition

by
JAMES C. BONBRIGHT
ALBERT L. DANIELSEN
DAVID R. KAMERSCHEN

with assistance of
JOHN B. LEGLER

Public Utilities Reports, Inc.
Arlington, Virginia

(i.e., average cost pricing -- see Chapter 19) is a compromise solution that creates a whole range of problems, important ones to be sure, that are the primary subject of this book.

However, as will be shown later in this chapter, regulation is a questionable substitute for competition under conditions of natural monopoly and is a very poor substitute indeed when an industry is naturally competitive. Regulation carries with it the potential for anticompetitive effects even when there is a true natural monopoly, and this is why economists have such a strong bias favoring competition. Wilcox (1966, p. 476) put it this way:

Regulation, at best, is a pallid substitute for competition. It cannot prescribe quality, force efficiency, or require innovation, because such action would invade the sphere of management. But when it leaves these matters to the discretion of industry, it denies consumers the protection that competition would afford. Regulation cannot set prices below an industry's costs however excessive they may be. Competition does so, and the high-cost company is compelled to discover means whereby its costs can be reduced. Regulation does not enlarge consumption by setting prices at the lowest level consistent with a fair return. Competition has this effect. Regulation fails to encourage performance in the public interest by offering rewards and penalties. Competition offers both.

There are many economists who continue to share Wilcox's preference for competition over regulation, when, and if, it is possible.

Supply and Demand Conditions

Let us follow Asch and Seneca (1985, Chapter 13) in examining the basic supply and demand conditions, which while not necessary and sufficient for competition, at least provide a basis for discussing and evaluating regulation. Basically the conditions that favor the abandonment of competition are those of a natural monopoly in which the unfettered competitive process would lead to the dominance and survival of only one firm.

Supply and Costs. To examine supply conditions properly, we need to distinguish several different cost concepts. *Fixed costs* are short-run costs which, in total, are insensitive to variations in output. Closely related to fixed costs are irreversible sunk costs. The essential characteristics of a sunk investment is that the productive capital facilities are so specialized as to location or purpose that they cannot easily be

converted to alternative uses. The difference between the cost of a product that could be recovered and the cost that has been made" (Shapiro, 1985, p. 100). In the case of capital asset cost in the transportation market, it is not a particular market. Of course, but the long life span of the asset in the long run may offset the high initial cost.

Common costs are those costs that are incurred where the use of the product prevents usage of another product. For example, switching, transmission of incremental changes in technology (Shapiro, 1970, pp. 77-83), any a lack of true economies of scale.

Joint costs are the costs of products that can be produced together (e.g., wool and mutton). In the case of off-peak telephone service is provided to consumers at low or zero cost to others at low or zero cost. This is a regulation problem. These goods in general. Also technological characteristics which makes the product inefficient.

External costs are those costs that are incurred by third parties (i.e., not the producer). The producer does not have to pay these costs are not borne by the producer. Externalities are sometimes a problem.

Economies of scale are those economies that result from product output increasing and common costs (like fixed input) which generate economies of scale. These economies are exhibited when products are produced jointly is less expensive.

Learning or the broodmare effect is the economies of a firm, over time period, is able to produce product experience. (Shapiro, 1985, p. 100).

TABLEAU DE FONCTIONNALISATION PAR TARIF SÉPARÉ EN COÛTS FIXES ET VARIABLES - BUDGET 2012/2013													
	TOTAL	Tarif 1		Tarif 3		Tarif 4		Tarif 5		Tarif IRI		Total	
NOMBRE DE CLIENTS	193 050	191 269		173		84		143		1 381		193 050	
%	100%	99%		9%		4%		7%		7%		100%	
VOLUMES DE DISTRIBUTION (000 m ³)	5 430 572	1 898 926		122 250		1 988 673		797 368		623 356		5 430 572	
%	100%	35%		2%		37%		15%		11%		100%	
REVENUS DE DISTRIBUTION (\$)	545 389 000	380 494 228		8 354 881		73 234 037		28 109 962		57 195 893		545 389 000	
%	100%	70%		2%		13%		5%		10%		100%	
CAU - ALIMENTATION (m ³)	261 487 935	131 293 989		3 918 686		68 782 006		25 790 088		33 683 186		261 487 935	
%	100%	50%		1%		26%		10%		13%		100%	
CAU - DISTRIBUTION (m ³)	321 101 640	178 377 268		4 294 453		83 028 169		16 952 014		36 449 736		321 101 640	
%	100%	56%		1%		26%		5%		11%		100%	
	BUDGET 2012/2013	Tarif 1		Tarif 3		Tarif 4		Tarif 5		Tarif IRI		Total	
	(\$)	Fixe	Variable	Fixe	Variable	Fixe	Variable	Fixe	Variable	Fixe	Variable	Fixe	Variable
COÛTS DE DISTRIBUTION													
TOTAL DÉPENSES D'EXPLOITATION	182680000	130507863	12675812	1281425	118274	13756250	2928295	6047624	2003761	11390502	1970195	162983664	19696336
TOTAL FRAIS DE DISTRIBUTION	3951000	(1754267)	1865987	(38475)	121417	738452	1970553	(120034)	791934	(263676)	819108	(1438000)	5389000
TOTAL PLAN GLOBAL D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	18728000	5036356	5036356	275449	275449	1744992	1744992	729477	729477	576725	576725	8363000	8363000
TOTAL FONDS VERT	39631000	0	14694487	0	946001	0	13145696	0	6021095	0	4823722	0	39631000
TOTAL DÉPENSES D'AMORTISSEMENT	94035000	74265796	0	827968	0	9787569	0	2958401	0	6194268	0	94035000	0
TOTAL DÉPENSES D'AMORT DES FRAIS REPORTÉS	28464000	23834083	1259668	69594	23816	467890	438038	393845	96497	1961992	118578	26527404	1936596
TOTAL TAXES ET REDEVANCE	26070000	12388358	4079596	252552	136878	2592298	2210410	885459	912368	1852333	779748	17951000	8119000
TOTAL IMPÔT SUR LE REVENU RELIÉ AU RENDEMENT	24326000	14001824	0	827552	0	4405550	0	1349743	0	3941331	0	24326000	0
TOTAL IMPÔT SUR LE REVENU NON RELIÉ AU RENDEMENT	3477000	2691699	0	27174	0	415416	0	121208	0	221503	0	3477000	0
TOTAL RABAIS À LA CONSOMMATION ET AUTRES	1031000	18732	718058	0	46227	3886	0	2915	0	5467	235715	31000	1000000
SOUS-TOTAL COÛTS DE DISTRIBUTION	420391000	260770445	40349964	3323240	1668062	33912303	22437984	12369638	10555131	25880443	9123792	336256008	84134932
RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	125199000	98295165	(7409)	1016340	(7559)	13726711	(104032)	4032798	(44299)	8324762	(33478)	125395776	(196778)
TOTAL COÛTS DE DISTRIBUTION	545390000	359065610	40342554	4339579	1660503	47639014	22333953	16402436	10510832	34205205	9090314	461651844	83938156
COÛT GNL	(201000)	(140258)	0	(3078)	0	(26888)	0	(9597)	0	(21081)	0	(201000)	0
TOTAL COÛT DE DISTRIBUTION SANS GNL	545389000	358925352	40342554	4336503	1660503	47612026	22333953	16392839	10510832	34184123	9090314	461450844	83938156
RATIO		90%	10%	72%	26%	68%	32%	61%	10%	70%	21%	85%	15%

THE REGULATION OF PUBLIC UTILITIES

Charles F. Phillips, Jr.

Public Utilities Reports, Inc.

To Three Very Special People:

Charles F. Phillips III
Susan H. Weber
Anne P. Davey

© Public Utilities Reports, Inc. 1993

All rights reserved. No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted, in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording, or otherwise, without the prior written permission of the publisher.

This publication is designed to provide accurate and authoritative information in regard to the subject matter covered. It is sold with the understanding that the publisher is not engaged in rendering legal, accounting, or other professional service. If legal advice or other expert assistance is required, the services of a competent professional person should be sought (*From a Declaration of Principles jointly adopted by a Committee of the American Bar Association and a Committee of Publishers.*)

First Printing, May 1984

Second Edition, June, 1988

Third Edition, July 1993

Library of Congress Catalog Card No. 93-085285

ISBN 0-910325-45-6

Printed in the United States of America

stant revenue deficiencies. For shift to marginal cost pricing.

Practice

the theoretical framework of all goods and services attention has been devoted to practical application, particularly the marginal cost pricing and England.²⁰ But with the market forces, rising costs and pricing principles have regulatory proceedings.

competition, as explained in consumers are willing to pay for the cost of producing that last unit; consumers' valuation of the last unit. This equilibrium results in minimum cost of producing the qualifications:

of administering such a policy requires that we move away from the additional cost of production to it is exceeded in this decision marginal cost. A second qualification is the extent and whether to take into account where in the system, in other markets. These qualifications counsel as the possible desirability over time.²¹

second requires brief consideration of equal to marginal costs in prices (in the Paretian sense) and "best" is both a disturbing

and a serious one "in an economy shot through with imperfections of competition, monopoly power, and government taxes and subsidies, causing all prices to diverge in varying directions and degrees from marginal costs."²³ At a minimum, the problem suggests that second-best considerations must be taken into account in designing rates. Contends Baumol:

Over the whole of the discussions . . . there looms most menacingly the injunction of the theorem of the second best: Thou shalt not optimize piecemeal. But I would argue that in practice this admonition must be softened lest otherwise all effective policy be stultified. I would propose, instead, that one should shun piecemeal ameliorative measures that have not been sanctioned by careful analysis and the liberal use of common sense. Many policies may plausibly be expected to yield improvements even though things elsewhere are not organized optimally.²⁴

Marginal Cost Pricing: From Theory to Practice

Despite these qualifications, economic efficiency requires marginal cost pricing. Implementation of marginal cost pricing, however, raises a number of issues, considered below as threshold issues, time-of-day considerations and minimum rates.

Threshold Issues. Marginal cost pricing raises three basic threshold issues. The first issue concerns the proper time frame; that is, short-run versus long-run marginal costs. The term short-run refers to a period of time in which some productive services are fixed in amount; most typically, the plant capacity (capital) is fixed.²⁵ Here, a distinction must be made between fixed or constant costs and variable costs. Only variable costs affect the calculation of short-run marginal costs, since they are the only costs that vary with changes in the rate of plant utilization. Thus, if a plant is operating at less than full capacity and fixed costs are high, short-run marginal costs will represent a small fraction of average total costs. In a long-run period of time, the capacity of a plant can be varied. All costs are variable. The long-run marginal costs, therefore, represent the increments in total costs as plants of different sizes (capacities) are put into operation.

Strict application of marginal cost pricing requires that price equal short-run marginal costs. As Kahn has noted:

No airplane should take off unfilled so long as there exists some potential passenger who would place a greater value on making that single flight than the almost negligible short-run variable cost of adding him to the flight roster; and no sale should be made, whatever the possibly lower costs of making it on a continuing basis, whose

incremental variable costs exceed the value of that single unit of service to a customer.²⁶

Put another way, price-output decisions should be governed by short-run marginal costs. Such costs, however, are extremely volatile. As the volume of output expands, for example, short-run marginal costs change more rapidly than do average costs. Rates, in turn, would have to be changed frequently in accordance with variations in the volume of output. Further, it is long-run marginal costs that should govern investment decisions.

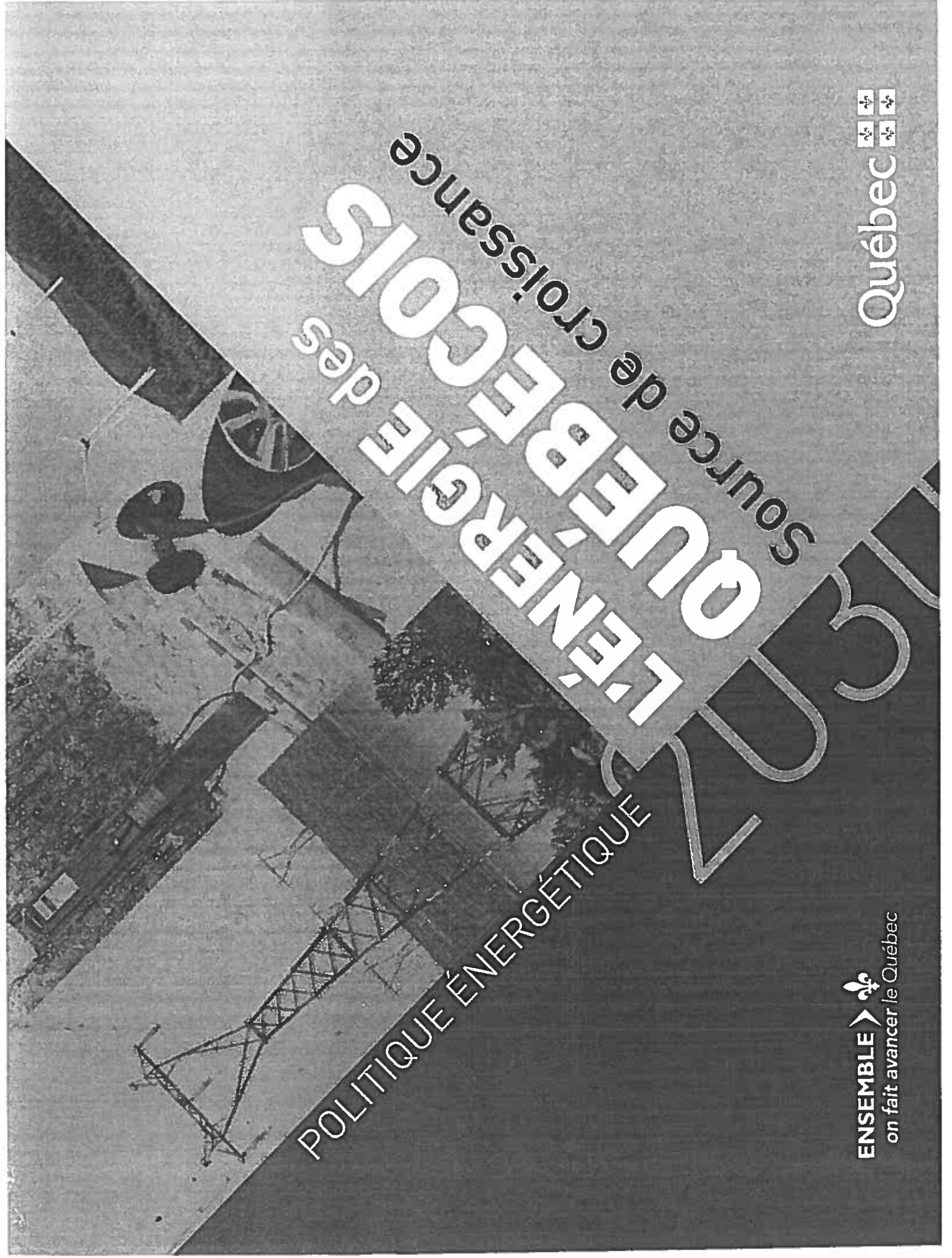
There is a variant of the theoretical marginal cost principle that has greater practical application; that is, the long-run incremental cost (LRIC) concept. This concept, unlike the concept of short-run marginal cost, recognizes that utilities add capacity in discrete units and on a continuous basis. The long-run incremental cost concept thus includes the future costs of supplying utility services, as opposed to the average cost of serving existing customers. Stated the Wisconsin commission in its 1974 Madison Gas and Electric Company decision:

We believe that the appropriate bench mark for the design of electric rates in the case is marginal cost as represented by the practical variant, long-run incremental cost. If electric rates are designed to promote an efficient allocation of resources, this is a logical starting point.

It must be understood that the "long-run" concept is pursued as the most appropriate and most practicable cost measurement. The fact that "long-run" incremental cost is being used does not imply that the resulting rates will be valid for a long time into the future, nor that they will compensate for inflationary cost increases. The primary objective that the LRIC based rates are intended to accomplish is to guarantee an efficient allocation of resources directed toward the production of electricity.²⁷

The relevant future time frame is largely a matter of judgment. Argues Kahn:

What we are trying to measure is how costs will differ, after a span of time sufficiently long for the system planners to adapt the supplying system to the change, by virtue of taking on some specified incremental block of sales on a continuing basis, as compared with not taking it on. Measurement is, to be sure, another matter. What I suspect we are likely to have, mainly, is a measure of the average, full additional costs, for all additional sales undertaken on a continuing basis, over whatever is the reasonable planning period for additions to capacity



Source de croissance

QUÉBÉCOIS

LE DÉFI ÉNERGÉTIQUE

POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE

ENSEMBLE  **on fait avancer le Québec**

Québec 

Diversifier et améliorer l'approvisionnement en énergie

L'approvisionnement énergétique de la grande industrie est un enjeu majeur de l'attractivité économique des régions du Québec. Cette industrie peut déjà compter sur le réseau de production et de transport d'électricité le plus puissant et fiable en Amérique du Nord. Afin de planifier l'approvisionnement adéquat de toutes les formes d'énergie requises par cette clientèle, notamment le gaz naturel, l'électricité et les différentes formes de bioénergie, le gouvernement mettra en place un groupe de travail permanent sur les approvisionnements énergétiques industriels. Ce groupe, présidé par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, réunira aussi le ministère de l'Économie, de la Science et de l'Innovation, le ministère des Finances et Hydro-Québec. Il sera chargé de planifier les développements futurs des réseaux de transport d'énergie et de répondre aux attentes particulières des grands projets d'investissement industriels.

L'approvisionnement en gaz naturel

Le gaz naturel est une énergie de transition profitable pour le Québec. Il jouera un rôle important au cours des prochaines décennies dans le soutien au développement économique et la compétitivité des entreprises québécoises sur la scène internationale. Le gouvernement compte donc assurer aux ménages et aux entreprises québécoises un accès fiable, sécuritaire et stable en gaz naturel partout sur le territoire où la demande et la rentabilité économique seront au rendez-vous.

Pour cela, le gouvernement entend :

- ▶ poursuivre l'extension du réseau gazier;
- ▶ développer un réseau d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié;
- ▶ accroître la production de gaz naturel renouvelable.

Des projets phares pour le Québec

L'augmentation des capacités de production de l'usine de liquéfaction, stockage et regazéification (LSR) de Gaz Métro permettra un meilleur accès au gaz naturel dans les régions non desservies de la Côte-Nord et du Nord-du-Québec ainsi que dans les stations de ravitaillement de la Route Bleue.

Le projet diamantifère Renard de Stornoway, qui est présentement en construction, sera alimenté par camions en gaz naturel liquéfié (GNL) par Gaz Métro à partir de son usine LSR de Montréal. Le GNL servira à générer de l'électricité (sept génératrices de 2,1 mégawatts chacune) et à chauffer les bâtiments et la mine souterraine qui sont situés à environ 350 km au nord de Chibougamau. La mise en place de ces équipements engendrera une importante réduction de GES.