

Undertaking 138

Undertake to provide a copy of the Régie de l'énergie Quebec decision D2002-95 (which shows that Hydro Quebec also pays a 50 basis point fee to its shareholder...).

A copy of D-2002-95 is included as Undertaking 138 Attachment 1. Undertaking 138 Attachment 2 is an English translation of the relevant sections of the decision (pp. 134 to 148), as translated for Hydro by Fasken Martineau.

4.4 RATE OF RETURN ON RATE BASE

The Transmission Provider considers that a 10.0% rate of return on its rate base would be fair and reasonable for the 2001 reference year.⁵²² Based on the evidence presented in the following sections, the Régie grants the Transmission Provider a 9.72% rate of return on the base rate.

4.4.1 CAPITAL STRUCTURE

4.4.1.1 Parties' Position

In its revised request from August 2000, the **Transmission Provider** projected that, in order to finance its rate base during the 2001 reference year, it will use an assumed capital structure consisting of 70% borrowed capital and 30% equity.⁵²³

There are two components to the Transmission Provider's position respecting its capital structure, both of which are presented in the following paragraphs. These components pertain to the use of an assumed capital structure in the place and stead of the actual capital structure, and the assessment of the risks to which the Transmission Provider is exposed in order to determine the proportion of equity in the capital structure.

Structure of Capitalization Rate

Québec maintains that it is expedient to determine a capital structure that is adapted to the specific situation of the Transmission Provider and meets its financial requirements. The proposed assumed structure is established based solely on the features of the regulated activities being examined, independent of the business's other activities, the features of which differ significantly amongst themselves in terms of the outlook for expansion and risks. The Transmission Provider also maintains that using its actual capital structure to determine the rate of capital costs could link the development of the regulated activities in question to those of the business's other activities.⁵²⁴

According to Hydro-Québec, an assumed structure would allow it to closely follow the practices used by several businesses and regulatory agencies in cases where activities other than those in question play an important role.⁵²⁵

ACEF de Québec is opposed to the use of an assumed capital structure for TransÉnergie that differs from Hydro-Québec's actual capital structure. The intervener believes that such an assumed structure would push the rate of return of the base rate higher than would the use of Hydro-Québec's true capital structure.⁵²⁶ The intervener also argues that a means must be found

⁵²² Revised request to amend the power transmission rates, August 15, 2000, page 4.

⁵²³ Revised request to amend the transmission rates, August 15, 2000, page 4.

⁵²⁴ HQT-8, document 1, page 6.

⁵²⁵ HQT-8, document 1, page 7.

⁵²⁶ Statement of ACEF de Québec, page 52.

to define an actual capitalization rate for regulated activities and that, until then, Hydro-Québec's actual capitalization rate must be used for all of its activities.⁵²⁷

The approach retained by the experts of **Coalition industrielle**, D^{rs} Booth and Berkowitz, consists of proceeding with an evaluation of TransÉnergie's capital structure in the same manner as would be done for a private corporation that has to raise debt and equity financing on the markets.⁵²⁸

Assessment of Global Risk and Equity

Hydro-Québec mentions the importance of properly identifying the nature of the risks with which the Transmission Provider is faced and of bearing in mind that there are still few businesses entirely devoted to power transmission. Comparisons should necessarily be based on analogies with existing businesses, namely integrated electric power companies, integrated gas companies and gas pipeline companies. The overall risks to which the Transmission Provider is exposed can be broken down into three categories: business risk, regulatory risk and financial risk.⁵²⁹

According to the Transmission Provider, the business risk is essentially the risks associated with the nature of a business's activities, its cost structure and the development of its market. In the case of a regulated business like the Transmission Provider, the main risk stems from the potential discrepancies between the parameters and hypotheses used to determine what the reality is and what the revenue requirements are.⁵³⁰

The business risk that the native load poses to the Transmission Provider is minor, since it is implicitly transferred to the Distributor. The point-to-point transmission service customers are billed based on a fixed amount that is established contractually, regardless of the energy transmitted on the grid, provided that the reserved capacity is not exceeded. As a result, the Transmission Provider is isolated from the risks associated with the use of its network, provided that its clients remain solvent and the firm point-to-point service contracts are renewed.⁵³¹

According to the Transmission Provider, a risk remains, however, for the portion of revenues generated by point-to-point transmission sales the renewal of which is uncertain. Firm point-to-point service contracts are not necessarily renewed during the projected reference year. Over the last three years, firm reservations fluctuated between 2705 MW and 4205 MW, which represents a \$100 million margin. What is more, the Transmission Provider also expects to generate revenues from the commercialization of non-firm transmission services, revenues that pose a risk due to the very nature of the service. Revenues generated by sales of firm or non-firm point-to-point transmission services currently represent more than 12% of the Transmission Provider's total revenues, whereas 88% of its revenues come from its Québec clientele.⁵³²

⁵²⁷ NS, April 26, 2001, volume 14, page 57.

⁵²⁸ NS, April 25, 2001, volume 13, pages 270 to 274.

⁵²⁹ HQT-8, document 1, page 9.

⁵³⁰ HQT-8, document 1, pages 9 and 10.

⁵³¹ HQT-8, document 1, page 11.

⁵³² HQT-8, document 1, page 11.

Another aspect of the business risk is the existence of the natural risks associated with difficult climate conditions that make the transmission system vulnerable to such natural phenomena as ice storms and strong winds, and it remains that these risks could, should they occur, result in equipment breakdowns and, as a result, significant financial impacts.⁵³³

Hydro-Québec admitted at the hearing that TransÉnergie's business risk was significantly lower than that faced by other public energy utilities:

*[...] the business risk of TransÉnergie is materially below the average of that of energy utilities.*⁵³⁴

According to the Transmission Provider's expert, Dr. Roger Morin:

[TRANSLATION]

*Finally, in my testimony, the main question is finally much more about TransÉnergie's risks, since it is customary to draw a distinction between business risk, regulatory risk and financial risk. My colleagues and I also believe that TransÉnergie's business risk is relatively low; it's a little like a passing on, if you will, of costs, and is very similar to the regulatory regime of TransCanada Pipelines, for instance.*⁵³⁵

Hydro-Québec mentions that the regulatory risk reflects what is usually seen when regulatory agency decisions could affect the performance of a business's equity. According to Hydro-Québec and its expert, an investor should expect a higher-than-average regulatory risk for Hydro-Québec's transmission activity than is usually seen for regulated businesses, due mainly to the fact that the regulatory framework applied to electricity in Québec is recent, that the Régie de l'énergie has not yet had the opportunity to examine Chapter IV of the Act, and that the cases Hydro-Québec has presented before the Régie are complex.⁵³⁶

To Hydro-Québec, the financial risk stems from the leverage effect that debt financing has on the business risk to which the equity is exposed.⁵³⁷ Since the capital structure proposed for the Transmission Provider is limited to 30% equity (a rate lower than the average for comparable businesses used by Dr. Morin), Hydro-Québec claims that the Transmission Provider's financial risk is greater than the average for these types of business.⁵³⁸

According to the expert, all of these factors are such that TransÉnergie's overall risks are average. In addition to an above-average regulatory risk, the financial risk is slightly higher than average, but is offset by its lower-than-average business risk.⁵³⁹

⁵³³ HQT-8, document 1, page 12.

⁵³⁴ NS, April 25, 2001, volume 13, page 131.

⁵³⁵ NS, April 24, 2001, volume 12, page 46.

⁵³⁶ HQT-8, document 1, pages 12 and 13; HQT-9, document 1, page 14.

⁵³⁷ HQT-8, document 1, page 13.

⁵³⁸ HQT-8, document 1, page 14.

⁵³⁹ HQT-9, document 1.1, page 22.

Dr. Morin states that the average Canadian business comparable to the Transmission Provider has a capital structure with an equity of 37%. The average stands at 31% in the case of crown corporations and 47% for private corporations. Consequently, based on these comparable businesses, the expert suggests that the portion of equity in the Transmission Provider's capital structure should be somewhere between 30% and 35%, and he recommends the midpoint, namely 32.5% equity.⁵⁴⁰

The Transmission Provider proposes an assumed capital structure with 30% equity. It chooses the lower end of the range recommended by the expert in order to reduce impacts on rates.⁵⁴¹

In its arguments, the Transmission Provider maintains that its expert and those of Coalition industrielle agree on the fact that once approved by the Régie, the Transmission Provider's capitalization rate must remain stable.⁵⁴²

The Transmission Provider argues that the existence of a government guarantee⁵⁴³ in no way affects the analyses of the Transmission Provider's overall risks. Dr. Morin specified at the hearing that "[TRANSLATION] *the government guarantee affects both the cost and risk of the debt, which is known as the "risk of default", the debenture stock's credit rating. However, that guarantee has no impact on the Transmission Provider's financial risk, which depends on the volatility of the shares' performance caused by the existence of fixed costs associated with the debt,*" which the Transmission Provider also calls financial leverage. The Transmission Provider affirms that the experts Booth and Berkowitz fully subscribe to this traditional definition of financial risk in their evidence, namely that financial risk is measured by the leverage effect.⁵⁴⁴
⁵⁴⁵

ACEF de Québec argues that, in light of the government loan guarantee and ancillary guarantee costs, the quasi-monopolistic nature of Québec's electricity market and the stability of Hydro-Québec's revenues, Hydro-Québec can maintain an equity ratio of 25% for its regulated activities without lowering its credit rating or increasing its financing costs.⁵⁴⁶

According to ACEF de Québec, the government guarantee granted to Hydro-Québec is the main factor that influences its credit rating. This guarantee virtually eliminates any risk of payment default on the part of Hydro-Québec, which implies that its financial risk is virtually nil and causes its overall risk to remain, according to the intervener, very low.⁵⁴⁷

The **Transmission Provider** pleads in its arguments that it would be a violation of the fundamental principle of the level playing field to take its status as crown corporation and the

⁵⁴⁰ HQT-9, document 1, page 37.

⁵⁴¹ HQT-13, document 1, page 72.

⁵⁴² Arguments of Hydro-Québec, August 9, 2001, page 71.

⁵⁴³ Guarantee granted by the Government of Québec on the debt issued by Hydro-Québec, giving it easier access to international financial markets and allowing to benefit from better interest rates on its loans (arguments of Hydro-Québec, August 9, 2001, page 77).

⁵⁴⁴ Arguments of Hydro-Québec, August 9, 2001, page 70.

⁵⁴⁵ Coalition-2, document 1, page 10.

⁵⁴⁶ Submission of ACEF de Québec, page 52.

⁵⁴⁷ Observations of ACEF de Québec, September 6, 2001, page 30.

government guarantee of its debt into account when establishing its assumed capital structure and return on equity. This is why its expert's recommendations for the assumed capital structure and return on equity are based on comparables, and do not take into consideration the existence of this guarantee.⁵⁴⁸

Coalition industrielle concludes in its arguments that, there being no risk associated with procurements and just about no risk associated with demand, TransÉnergie's business risk is not only minor but, according to Hydro-Québec's witnesses, virtually non-existent.⁵⁴⁹

Basing themselves on the plaintiff's admission that the Transmission Provider's business risk was low, experts Booth and Berkowitz deduce that the financial leverage is weak. As for the regulatory risk, they maintain that regulations contribute to reducing a business's overall risks. They therefore conclude that TransÉnergie's overall risk is very low.⁵⁵⁰ Given the low risk associated with the average transmission assets in Canada and the fact that TransÉnergie's network is comparable to the main natural gas transmission assets of TransCanada Pipelines, whose network is similarly mature, experts recommend a capital structure of 30% equity for TransÉnergie.

Coalition industrielle also maintains that the Transmission Provider's overall risk is far lower than that of the average public utility business in Canada, both in the electricity and gas sectors.⁵⁵¹

The intervener's two experts maintain in their testimony at the hearing that the financial limit in Canada for a private corporation with a very low risk would be a capitalization rate of 25%:

You have to get a little bit more innovative in financing to get down to an equity ratio of twenty-five percent (25%). And the major reason for that is that when the companies access the capital markets, investors tend to look at interest-coverage ratios, they look at debt ratios, they look at the covenant ratios, and when you get down to twenty-five percent (25%) equity ratios, as I was mentioning before, the risks get magnified, and in particular coverage ratios get down, and it becomes more and more difficult to access the markets with a twenty-five percent (25%) equity ratio. It tends to be project financing at those levels and it tends to be debt financing or holding company financing with more sophisticated instruments.⁵⁵²

The experts confirmed in the closing of their testimony at the hearing, that:

As a guaranteed, provincially guaranteed corporation, as we mentioned in our testimony, the actual financial structure really doesn't matter, it could be a hundred percent (100%) debt, with a provincial guarantee, it could raise as much debt as he likes. But that, we would take, we took our mandate to think about what

⁵⁴⁸ Arguments of Hydro-Québec, August 9, 2001, page 69.

⁵⁴⁹ Arguments of the Coalition industrielle, September 6, 2001, pages 39 to 43.

⁵⁵⁰ NS, April 25, 2001, volume 13, pages 182 to 183.

⁵⁵¹ Arguments of Coalition industrielle, September 6, 2001, page 53.

⁵⁵² NS, April 25, 2001, volume 13, pages 271 and 272.

*is reasonable in terms of a free-standing corporation raising equity and raising debt in the capital markets.*⁵⁵³

In its arguments, the Transmission Provider claims that the Régie must reject all of the arguments that D^{rs} Booth and Berkowitz presented orally at the hearing to the effect that the Transmission Provider could indebt itself 100% without any financial consequences thanks to the government guarantee, or that this guarantee could affect the Transmission Provider's financial risks and return on equity. According to Hydro-Québec, these opinions are not only extreme, they reflect a poor understanding of the financial environment and present an incoherent view of the nature of a business's financial risks. They also run contrary to the findings of the modern portfolio theory.⁵⁵⁴

Hydro-Québec insists that though the Transmission Provider's business risks might be deemed to be lower than the average for comparable integrated businesses, this does not mean that transmission is virtually free of risk, as the experts for Coalition industrielle suggest. According to Hydro-Québec, some particularities of the transmission market result in higher business risks than other transmission providers might have. Also, the relatively significant importance of point-to-point reservations, combined with the rate treatment proposed for revenues generated by these reservations, make the Transmission Provider more vulnerable than others to market fluctuations. Hydro-Québec mentions that this characteristic of the Transmission Provider seems to have been neglected by D^{rs} Booth and Berkowitz, who base their analysis on generic considerations.⁵⁵⁵

The Transmission Provider further argues that though the experts Booth and Berkowitz provided information showing that the Transmission Provider's financial leverage was clearly higher than that of comparable private corporations in the energy sector, they overlooked this element in their risk analysis.⁵⁵⁶

In conclusion, the Transmission Provider claims that its regulatory risks seem to have been virtually ignored by Coalition industrielle's experts, while its witnesses often dealt with the financial environment's concerns over this type of risk.⁵⁵⁷

OC unreservedly supports Coalition industrielle's conclusions regarding the capital structure.⁵⁵⁸

4.4.1.2 Opinion of the Régie

Assumed Capital Structure

The use of a capital structure that is based on the actual findings of the financial statements is a simple approach that is widely used in economic regulations because it allows the financial requirements imposed by market conditions to be taken into consideration. In this case, however,

⁵⁵³ NS, April 25, 2001, volume 13, pages 273 and 274.

⁵⁵⁴ Arguments of Hydro-Québec, August 9, 2001, page 71.

⁵⁵⁵ Arguments of Hydro-Québec, August 9, 2001, page 82.

⁵⁵⁶ Arguments of Hydro-Québec, August 9, 2001, page 83.

⁵⁵⁷ Arguments of Hydro-Québec, August 9, 2001, page 84.

⁵⁵⁸ Arguments of OC, September 10, 2001, page 8.

such an approach is impossible because there is no actual capital structure for the Transmission Provider, seeing as it is a corporate division of Hydro-Québec.

According to the Régie, the use of an assumed capital structure that is based on that of companies with a similar risk profile as the Transmission Provider's is in keeping with the goal of setting fair and reasonable rates. This approach is similar to the one used by SCGM and Gazifère, both regulated by the Régie, and allows for the creation of a capital structure that reflects the risk specific to TransÉnergie, not to all of Hydro-Québec's activities.

The Régie feels it is desirable to give TransÉnergie a capital structure that is based only on the characteristics of the regulated activities at issue, independently from the needs and characteristics of the business's other activities. The Régie believes that with such an approach, a foundation can be laid for regulations that will remain stable over time regardless what capital structure Hydro-Québec's executives might choose for the corporation. The Régie accepts the Transmission Provider's proposal to adopt a capital structure that is established based on assumptions for the purposes of establishing the transmission rates.

Assessment of Overall Risk and Equity Percentage

To borrow the words of the Transmission Provider, the business risks associated with native load revenues, which account for approximately 88% of total revenues, are minor.⁵⁵⁹ Moreover, the Régie does not believe that the risks associated with several major items of expenditure, such as amortization and interest on the long-term debt, are great.

The Régie is of the opinion that there are high risks associated with point-to-point service revenues, which represent 12% of the Transmission Provider's total revenues. To appreciate the extent of these risks, the Régie notes that:

- the revenues in question stand at \$300 million;
- most of these revenues are generated by long-term service agreements (one year minimum) for delivery to the U.S. border. In the recent context that was described at the hearing, these lines are coveted, but market conditions in Québec and the United States could change quickly;
- revenues generated by long-term contracts have fluctuated by about \$100 million in the last three years;
- the revenues generated by long-term sales could be affected by the level of short-term rates;
- revenues generated by short-term services, very volatile based on the data in recent years, only account for \$11 million in the Distributor's request.

The Régie notes that Hydro-Québec and Coalition industrielle's experts recommend that the Transmission Provider adopt a 30% capitalization rate in light of the latter's overall risks.

The Régie accepts Hydro-Québec's proposal that the Transmission Provider's assumed capital structure should include 30% equity. The Régie has taken into account the fact that Hydro-

⁵⁵⁹ HQT-8, document 1, page 11.

Québec and Coalition industrielle alone presented evidence from experts recognized by the Régie, that these two parties recommend that TransÉnergie adopt a 30% capitalization rate, and that the testimony presented by these two parties relies on the principle that TransÉnergie's capital structure can be established on an assumed basis. The Régie also takes into account the opinion of Coalition industrielle's experts to the effect that a business would find it difficult to maintain easy access to capital markets if its capitalization rate were to drop to around 25%.

4.4.2 DEBT COSTS

The Régie first notes that no doubt was explicitly cast on the debt costs proposed for the Transmission Provider and also notes the comments formulated by ACEF de Québec to the effect that financial costs absorbed a significant portion of the Transmission Provider's revenue requirements in 2001.

4.4.2.1 Parties' Position

The Transmission Provider's position concerning its debt costs has two components that will be presented in the following paragraphs. In summary, these components are the use of the average cost of Hydro-Québec's consolidated debt for the purposes of setting electricity transmission rates, the average rate of which is projected at 9.75% for 2001, and the manner in which these debt costs are calculated.

Integrated Financing

Hydro-Québec operates in various areas and has a presence in both regulated and unregulated markets either directly or through its subsidiaries. However, in accordance with its legal structure, its financial management remains fully integrated. This integration presents several advantages for the clients of its regulated activities.⁵⁶⁰

When it comes to its financing activities, Hydro-Québec uses an integrated approach. Under this approach, no financing is carried out on behalf of the business unit that is TransÉnergie, nor is any financing specifically dedicated exclusively to power transmission. Only Hydro-Québec's signature, supported by the Québec government's guarantee, was and remains used in the various financial markets where the business has financed itself over the years. Consequently, the servicing of Hydro-Québec's debt relies not on the specific flows of an activity, but rather on all financial flows generated by all of the business's activities.⁵⁶¹

In such a context, Hydro-Québec cannot identify a debt cost that is specific and unique to the electricity transmission activities. The Transmission Provider's debt costs and Hydro-Québec's debt costs form a complete whole.⁵⁶²

Hydro-Québec claims that an integrated approach to its financing does not adversely affect the Transmission Provider's capital costs. Quite the contrary, an integrated financing approach decreases the Transmission Provider's capital costs and, consequently, the transmission rates. To

⁵⁶⁰ HQT-8, document 1, page 4.

⁵⁶¹ HQT-8, document 1, page 15.

⁵⁶² HQT-8, document 1, page 15.

some extent, operational savings can even be achieved when the financing needs of various activities are pooled together. But even more importantly and significantly, the Transmission Provider's capital costs clearly benefit from the effects of coinsurance between Hydro-Québec's various activities.⁵⁶³ There are also advantages associated with the size of issuances carried out on the market; investors place a relatively strong value on the liquidity of debt issues, and this liquidity depends almost exclusively on the size of the issuance.⁵⁶⁴

In conclusion, Hydro-Québec mentions that where debt costs are concerned, with the exception of cases where debt may be associated with specific activities, it is common practice to use an integrated debt cost.⁵⁶⁵

Debt Costs

The **Merrill Lynch Group** was mandated by Hydro-Québec to issue an opinion on the theoretical costs of the loans it takes out without government guarantees. Merrill Lynch summarized its opinion by confirming that in order to determine this cost, Hydro-Québec's credit rating without the government guarantee must be established. This rating would, according to the Merrill Lynch Group, lean towards the lower range of the "investment quality" grade, in other words Standard & Poor's BBB rating. The government guarantee is more important than such factors as the particular nature of the activities on which solvency is based.⁵⁶⁶

As a result, by comparing the yields-to-maturity of Hydro-Québec's bonds on the Canadian or U.S. markets with the corresponding rates on the Baa (Moody's) and B++ (CBRS) bond indices, Merrill Lynch was able to determine that the long-term borrowing costs to Hydro-Québec without this government guarantee would be at least 50 basis points higher than the cost of similar loans that come with such a guarantee.⁵⁶⁷

Given that government guarantee costs represent approximately 0.5% of the debt, and seeing as the government guarantee procures additional advantages (such as access to a larger number of financing sources), it is clear that the debt costs to Hydro-Québec would be higher in the absence of this government guarantee.⁵⁶⁸ Hydro-Québec distinguishes itself from comparable companies by its relatively high indebtedness ratio. This capital structure weakness is the main reason why, without this government guarantee, Hydro-Québec would not enjoy its current credit rating.⁵⁶⁹

Hydro-Québec argues that other non-negligible advantages of the government guarantee were pointed out by its witnesses. These are, first, that the difference between bonds with an A rating and bonds with a B++ low rating (CBRS) can be considerable, up to 100 basis points, when financial markets are turbulent. Secondly, if Hydro-Québec had received a BBB credit rating (S&P), it is just about certain that it would not have been able to finance its activities on the

⁵⁶³ HQT-8, document 1, page 15 and 16.

⁵⁶⁴ NS, April 25, 2001, volume 13, pages 18 and 19.

⁵⁶⁵ HQT-13, document 7, page 33.

⁵⁶⁶ HQT-8, document 2.1, page 3.

⁵⁶⁷ HQT-8, document 2.1., page 3.

⁵⁶⁸ HQT-8, document 1, page 19.

⁵⁶⁹ HQT-8, document 1, pages 18 and 19.

Canadian market. Finally, the government guarantee creates positive positions under which Hydro-Québec can issue bonds, maturity dates, redemption clauses, reimbursement funds and issuance costs.⁵⁷⁰ The government guarantee costs, which stand at 0.5%, are included in the debt rate used for calculating the average rate of TransÉnergie's capital cost and had a \$55.1 million impact in 2001.^{571, 572}

The Transmission Provider is asking the Régie, in its arguments, to approve taking the costs of the government's guarantee of Hydro-Québec's debts into consideration as an element of the debt costs.⁵⁷³ For the Transmission Provider, including the government guarantee costs in the debt costs is fair and reasonable, and only "normalizes" its debt costs, making them more comparable to those of a private business entity sharing the same characteristics in terms of risks and financial policy.⁵⁷⁴

ACEF de Québec argues that if the government guarantee costs, which are mandatory, cause Hydro-Québec to save an equivalent amount, then it would be preferable to let the Transmission Provider decide whether it will use the government guarantee or manage the loans itself.⁵⁷⁵

Hydro-Québec defines the debt rate as being the quotient obtained when the financial costs are divided by the adjusted debt of the amount of deferred costs associated with the debt.⁵⁷⁶ The financial costs represent the sum of the net interest on the long-term debt, the loss on exchange as well as the government guarantee costs.⁵⁷⁷ The adjusted debt of the amount of deferred costs is the sum of the long-term debt and unsinkable debt, minus the sum of the financial assets associated with the debt, the deferred loss on exchange and deferred costs associated with the debt. Consequently, for 2001, the Transmission Provider is asking the Régie to approve the use, for the purposes of establishing power transmission rates, of the average costs of Hydro-Québec's consolidated debt, the average rate of which is projected at 9.75% for 2001.^{578, 579}

Hydro-Québec mentions that the debt cost in Hydro-Québec's annual report does not correspond to the debt cost that should be applied to the Transmission Provider's rate base, which is supposed to reflect the debt service. This is due to various accounting adjustments, such as the adjustment for interest expenses associated with the short-term debt, the adjustment for the exchange loss on the debt as well as the adjustment for the amortization expense of the exchange loss.⁵⁸⁰ More specifically, Hydro-Québec's witness maintains that the value of the debt under the original exchange rate allows to properly evaluate the portion of the rate base financed by the

⁵⁷⁰ Arguments of Hydro-Québec, August 9, 2001, page 79.

⁵⁷¹ HQT-5, document 3.2.1, page 2.

⁵⁷² However, in its arguments (page 78), Hydro-Québec maintains that these costs are \$51 million.

⁵⁷³ Arguments of Hydro-Québec, August 9, 2001, page 67.

⁵⁷⁴ Arguments of Hydro-Québec, August 9, 2001, page 71.

⁵⁷⁵ Submission of ACEF de Québec, page 16.

⁵⁷⁶ HQT-8, document 1, page 33.

⁵⁷⁷ HQT-8, document 1, page 38, table 3.

⁵⁷⁸ HQT-8, document 1, page 38, table 3.

⁵⁷⁹ Arguments of Hydro-Québec, August 9, 2001, page 67.

⁵⁸⁰ NS, April 25, 2001, volume 13, pages 46 to 48.

debt and, consequently, the Transmission Provider's capital structure.⁵⁸¹ Because of these adjustments, the deferred debt cost in the annual report does not correspond to the deferred debt cost that should be applied, for regulatory purposes, to the Transmission Provider's rate base.⁵⁸²

Hydro-Québec is of the opinion that it would be extremely difficult to draw a comparison between its debt cost and that of other companies, given that so much rides on the decisions that were made over time in terms of maturity dates and the chronology of investments that may have been made.⁵⁸³

According to the Transmission Provider, it benefits from the recognized expertise of Hydro-Québec as regards the efficient management of its debt and the latter's constant concern over minimizing its borrowing costs and financial risks. None of the evidence has cast any doubt on the expert assessment of Hydro-Québec. The Transmission Provider also mentions that, despite the limits of a historical comparison of debt costs that depends on a multitude of extraneous factors beyond a business's control, Hydro-Québec's debt costs have significantly decreased over the past few years owing to its active financial management. As a result, the Transmission Provider concludes that the integrated management of Hydro-Québec's debt benefits the Transmission Provider's clients. This is why it believes it is relevant and even beneficial to attribute the average cost thereto of 9.75%, which remains uncontested by any intervenor.⁵⁸⁴

4.4.2.2 Opinion of the Régie

The Régie takes note of the fact that debt financing at Hydro-Québec is integrated. There is therefore no separate debt cost for regulated transmission activities.

Depending on the nature and inherent risks of activities other than those in which the Transmission Provider engages (such as production), it is logical to expect that these will have an impact on Hydro-Québec's debt costs. In that regard, it was recognized in evidence by the expert Morin that the risks associated with transmission activities are lower than those associated with Hydro-Québec's other activities.⁵⁸⁵ Thus, one might deduce that the higher risks associated with activities other than those of the Transmission Provider could inflate Hydro-Québec's debt costs and, consequently, those attributed to the Transmission Provider, in the context of integrated financing. However, Hydro-Québec has adduced evidence that the government guarantee has the effect of immunizing its regulated activities, specifically its transmission activities, against either the positive or negative impacts that its unregulated activities could have on borrowing costs.

The Régie takes note that Hydro-Québec finances itself in an integrated fashion and that the debt rate is not influenced by Hydro-Québec's other activities.

Based on these findings, for those reasons given above and in light of the fact that the evidence presented by Hydro-Québec on the subject was not contradicted, the Régie accepts that the debt costs for the purposes of establishing the Transmission Provider's rates should be established

⁵⁸¹ Arguments of Hydro-Québec, August 9, 2001, page 73.

⁵⁸² NS, April 25, 2001, volume 13, pages 46 to 48.

⁵⁸³ NS, April 25, 2001, volume 13, pages 35 to 38.

⁵⁸⁴ Arguments of Hydro-Québec, August 9, 2001, pages 75 and 76.

⁵⁸⁵ NS, April 24, 2001, volume 12, page 76.

based on the average cost of the debt resulting from the integrated financing of Hydro-Québec's activities. It also accepts the terms of its calculation.

The Régie also takes note of the fact that the average cost of the debt obtained by means of integrated financing for all of Hydro-Québec's activities is, according to Merrill Lynch's study presented in the evidence, at least 50 basis points lower than what would have been obtained without a government guarantee. Consequently, the Régie approves the taking into account of government guarantee costs for Hydro-Québec's debt as an element of the debt costs.

Consequently, the average cost of the debt for 2001 is established at 9.75%.

D-2002-95 R-3401-98 30 avril 2002

PRÉSENTS :

M^c Marc-André Patoine, B.A., LL.L
M. Anthony Frayne, B. Sc. (Écon.), MBA
M. François Tanguay
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

**Intervenants et observateur dont les noms apparaissent à la
page suivante**

Intervenants

*Décision concernant la demande révisée relative à la
modification des tarifs de transport d'électricité*

Audience relative à la modification des tarifs de transport
d'électricité (*Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art.
48 à 51)

LISTE DES INTERVENANTS :

- Action Réseau consommateur, Fédération des Associations Coopératives d'Économie Familiale et Centre d'études réglementaires du Québec (ARC-FACEF-CERQ);
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité, Association des industries forestières du Québec Ltée et Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (Coalition industrielle);
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable (GRAME-UDD);
- Groupe STOP et Stratégies énergétiques (STOP/S.É.);
- New Brunswick Power Corporation (Énergie NB);
- New York Power Authority (NYPA);
- Ontario Power Generation (OPG);
- Option Consommateurs (OC);
- PG&E National Energy Group Inc. (NEG);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Sempra Energy Trading Corporation (SET);
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM).

OBSERVATEUR :

- Independent Electricity Market Operator (IMO).

ACRONYMES

AFM : modèle de dividendes;

APPA : American Public Power Association.

ATC : Capacité de transit disponible, Available Transmission Capacity.

BCUC : British Columbia Utilities Commission.

CBRS : Canadian Bond Rating Service.

CIRE : Coûts d'intégration au réseau existant (GRTA en anglais).

CP : Pointe coïncidente.

CRT : Cedar Rapids Transmission;

CTD : Capacité de transport disponible (du Code de conduite);

CUP : Code d'unité de propriété;

DPAS : Direction principale approvisionnement et services;

DPTI : Direction principale technologies de l'information;

DRTA : Distribution Related Transmission Assets;

ECSI : Environmental Consulting Services Inc.;

EPAct : Energy Policy Act;

FERC : Federal Energy Regulatory Commission;

GES: Gaz à effet de serre;

GRTA : Generation Related Transmission Assets (CIRE en français);

IREQ : Institut de recherche d'Hydro-Québec;

ISO : Independent System Operator;

LBMP : Locational based marginal pricing;

MÉAF : Modèle d'équilibre des actifs financiers;

MEÉAF : Version empirique du MÉAF;

NARUC : North American Regulatory Utilities Commission;

NEPOOL : New England Power Pool;

NERC : North American Electric Reliability Council;

NPCC : Northeast Power Coordinating Council;

NYPP : New York Power Pool;

NYISO : New York Independent System Operator;

OASIS : Open Access Same-Time Information System;

ONE : Office national de l'énergie;
OATT : Open Access Transmission Tariff;
PCGR : Principes comptables généralement reconnus;
PJM : PJM Interconnection, L.L.C.;
Politique énergétique : L'énergie au service du Québec, 1996;
la Régie : Régie de l'énergie;
RMCC : Réseau multiterminal à courant continu;
RTO : Regional Transmission Organizations;
S&P : Standard and Poors;
TAG : Turbines à gaz à cycles combinés;
TTC : Capacité de transit totale (Total Transmission Capacity);

LEXIQUE

Affiliés du transporteur : Les filiales d'Hydro-Québec, les autres divisions et entités d'Hydro-Québec et de TransÉnergie.

Benchmarking : Point de comparaison.

Bêta : Une mesure classique du risque systématique propre à une entreprise et indique jusqu'à quel point les fluctuations du taux de rendement sur les capitaux propres du titre de l'entreprise suivent ceux de l'ensemble des titres sur le marché.

Charge locale : La charge locale du transporteur est constituée des clients du distributeur qui sont reliés au réseau de transport. Il s'agit donc de la totalité des clients du distributeur (y compris les neuf réseaux municipaux et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville) à l'exclusion des clients des réseaux autonomes.¹

Distributeur : Hydro-Québec dans ses activités de distribution (Distribution).

Inducteurs : Facteur dont on a déterminé qu'il est la cause de certains coûts associés à une activité, ce qui permet de justifier le rattachement de ces coûts aux produits ou services consommateurs de cette activité. (*Grand dictionnaire terminologique*).

Producteur : Hydro-Québec dans ses activités de production (Production).

Non-wires : Solutions ou alternatives non liées à l'utilisation des lignes électriques en tant que tel.

Tarifs et conditions : Textes des tarifs et des conditions qui constituent le Règlement 659 et son annexe (Contrat).

Le transporteur : Hydro-Québec dans ses activités de transport (Transport).

TransÉnergie : Nom de la Division d'Hydro-Québec responsable des activités de transport d'électricité plus souvent désignée « le transporteur » dans la présente décision.

¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 179 et 180.

CERTAINES RÉFÉRENCES

- Décret n° 276-97 : décret numéro 276-97, G.O., Partie 2, 12 mars 1997, numéro 10, page 1248;
- Décret n° 970-2001 : décret numéro 970-2001, G.O., Partie 2, 5 septembre 2001, numéro 36, page 6165;
- Décret n° 1559-96 : décret numéro 1559-96, G.O., Partie 2, 31 décembre 1996, numéro 54, page 7387;
- Loi : *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q. c. R-6.01;
- *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q. c. H-5;
- *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*;
- *Loi sur la Régie du gaz naturel*, [L.R.Q., c. R-8.02 (abrogée)];
- Ordonnance 888 : *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discrimination Transmission Services by Public Utilities*, Order 888, 61 Fed. Reg. 21, 540 (1996), FERC Stats & Regs., 24 avril 1996;
- Ordonnance 888-A : *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discrimination Transmission Services by Public Utilities*, Order 888-A, 62 Fed. Reg. 12, 274 (1997), FERC Stats. & Regs., 4 mars 1997;
- Ordonnance 889 : *Open Access Same-Time Information System (formerly Real-Time Information Networks) and Standards of Conduct*, Order 889, 61 Fed. Reg. 21,764 (1996);
- Règlement 634 : *Règlement numéro 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité*, (1996) 128 G.O.Q. II, 2998;
- Règlement 659 : *Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau* (R.R.Q. 1981, c. H-5, r. 0.3.);
- Règlement 663 : *Règlement numéro 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application*, (1998) 130 G.O. II, 2261.
- Règlement : *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*, (1998) 130 G.O.Q. II, 1245;
- *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie* : approuvé par le Décret numéro 970-2001, 23 août 2001, G.O.Q., partie 2, 5 septembre 2001, n° 36;

TABLE DES MATIÈRES

	<i>Page</i>
1. Introduction	11
1.1. Historique du dossier.....	11
1.2. Commentaires généraux.....	15
2. Hydro-Québec dans ses activités de transport	21
2.1. Séparation fonctionnelle	23
2.1.1. Position des parties	23
2.1.2. Opinion de la Régie	36
2.2. Code de conduite.....	38
2.2.1. Position des parties	38
2.2.2. Opinion de la Régie	42
2.3. Identification des activités de transport	45
2.3.1. Position des parties	45
2.3.2. Opinion de la Régie	49
Annexe 1	52
Annexe 2	53
2.4. Politique de prix de cession.....	54
2.4.1. Position des parties	54
2.4.2. Opinion de la Régie	59
3. Prévision des besoins et investissements projetés.....	61
3.1. Besoins du réseau de transport.....	61
3.1.1. Besoins de la charge locale.....	61
3.1.1.1. Position des parties	61
3.1.1.2. Opinion de la Régie	62
3.1.2. Besoins du service en réseau intégré	62
3.1.3. Besoins du service de point à point de long terme	63
3.1.3.1. Position des parties	63
3.1.3.2. Opinion de la Régie	66
3.2. Investissements projetés du réseau de transport	68
3.2.1. Position des parties	68
3.2.2. Opinion de la Régie	72
Annexe 3	74
Annexe 4	75
3.3. Budget d'investissement	76
3.3.1. Position des parties	76
3.3.2. Opinion de la Régie	76

3.4.	Modalités d'approbation des futures additions à la base de tarification.....	77
3.4.1.	Position des parties	77
3.4.2.	Opinion de la Régie	78
4.	Projections financières.....	81
4.1.	Principes réglementaires, conventions comptables et méthodologies	83
4.1.1.	Position des parties	83
4.1.2.	Opinion de la Régie	90
	Annexe 5	95
4.2.	Dépenses nécessaires à la prestation du service de transport.....	99
4.2.1.	Qualité de l'information.....	99
4.2.1.1	Position des parties	99
4.2.1.2	Opinion de la Régie	102
4.2.2.	Les dépenses de l'année témoin projetée 2001.....	105
4.2.2.1	Position des parties	105
4.2.2.2	Opinion de la Régie	117
	Annexe 6	121
4.3.	Base de tarification.....	122
4.3.1.	Position des parties	122
4.3.2.	Opinion de la Régie	130
4.4.	Taux de rendement sur la base de tarification.....	134
4.4.1.	La structure de capital	134
4.4.1.1	Position des parties	134
4.4.1.2	Opinion de la Régie	141
4.4.2.	Le coût de la dette.....	143
4.4.2.1	Position des parties	143
4.4.2.2	Opinion de la Régie	147
4.4.3.	Le taux de rendement sur l'avoir propre et la base de tarification.....	149
4.4.3.1	Position des parties	149
4.4.3.2	Opinion de la Régie	163
	Annexe 7	169
4.4.4.	Le coût en capital prospectif.....	170
4.4.4.1	Position des parties	170
4.4.4.2	Opinion de la Régie	171
5.	Allocation des coûts	173
5.1.	Détermination du revenu requis résiduel.....	173
5.1.1.	Position des parties	173
5.1.2.	Opinion de la Régie	174
5.2.	Estimation des revenus des ventes à court terme	175
5.2.1.	Position des parties	175
5.2.2.	Opinion de la Régie	177

5.3.	Méthodologie d'allocation des coûts	179
5.3.1.	Position des parties	179
5.3.2.	Opinion de la Régie	210
6.	Détermination des tarifs	217
6.1.	Structure des tarifs	217
6.1.1.	Position des parties	217
6.1.2.	Opinion de la Régie	244
6.2.	Part du ratio de charge	248
6.2.1.	Position des parties	248
6.2.2.	Opinion de la Régie	253
6.3.	Tarifs de court terme	255
6.3.1.	Position des parties	255
6.3.2.	Opinion de la Régie	264
6.4.	La politique de rabais	267
6.4.1.	Position des parties	267
6.4.2.	Opinion de la Régie	280
6.5.	Services complémentaires	284
6.5.1.	Position des parties	284
6.5.2.	Opinion de la Régie	285
7.	Pertes de transport	287
7.1.	Position des parties	287
7.2.	Opinion de la Régie	290
8.	Ajouts au réseau de transport	293
8.1.	Position des parties	293
8.2.	Opinion de la Régie	297
9.	Indices de performance déposés par le transporteur	301
9.1.	Position des parties	301
9.2.	Opinion de la Régie	303
10.	Commercialisation.....	307
10.1.	Système d'information en temps réel (OASIS)	307
10.1.1.	Position des parties	307
10.1.2.	Opinion de la Régie	311
10.2.	Procédures d'attribution initiale de la capacité de transport et de renouvellement de contrats.....	315
10.2.1.	Position des parties	315
10.2.2.	Opinion de la Régie	318
10.3.	Le point de réception « Montréal », identifié comme HQT sur OASIS.....	321
10.3.1.	Position des parties	321
10.3.2.	Opinion de la Régie	325

10.4.	Transactions d'achat-revente.....	327
10.4.1.	Position des parties	327
10.4.2.	Opinion de la Régie	329
11.	Modifications au document Tarifs et conditions	331
11.1.	Codification des conditions de desserte de la charge locale.....	331
11.1.1.	Position des parties	331
11.1.2.	Opinion de la Régie	334
11.2.	Fiabilité des autres réseaux de transport et de distribution (article 6.2)	338
11.2.1.	Position des parties	338
11.2.2.	Opinion de la Régie	338
11.3.	Réduction du service de transport ferme (article 13.6 et 33)	339
11.3.1.	Position des parties	339
11.3.2.	Opinion de la Régie	342
11.4.	Production ilotée.....	344
11.4.1.	Position des parties	344
11.4.2.	Opinion de la Régie	344
11.5.	Autres changements aux Tarifs et conditions	345
11.5.1.	Position des parties	345
11.5.2.	Opinion de la Régie	351
12.	Autres sujets de décision	357
12.1.	Fermeture réglementaire	357
12.1.1.	Position des parties	357
12.1.2.	Opinion de la Régie	363
12.2.	Comptes de nivellement	368
12.2.1.	Position des parties	368
12.2.2.	Opinion de la Régie	369
12.3.	L'opportunité de traiter d'un mécanisme de rendement incitatif	370
12.3.1.	Position des parties	370
12.3.2.	Opinion de la Régie	372
12.4.	Conditions de sortie et de retour des réseaux municipaux	373
12.4.1.	Position des parties	373
12.4.2.	Opinion de la Régie	374
12.5.	Article 75	375
	Annexe 8	376
13.	Ordonnances provisoires	377
13.1.	Position des parties	377
13.2.	Opinion de la Régie	379
14.	Frais des intervenants.....	381
15.	Dispositif.....	383

1. INTRODUCTION

1.1. HISTORIQUE DU DOSSIER

La présente décision est l'aboutissement d'un processus réglementaire qui s'est amorcé le 1^{er} mai 1998 alors qu'Hydro-Québec a déposé à la Régie une demande relative à la détermination du prix unitaire moyen du transport et à la modification des tarifs de transport d'électricité, soit le dossier R-3401-98.

L'étude de la demande de modifications des tarifs de transport d'électricité s'est réalisée dans un contexte tarifaire particulier. En effet, les tarifs et conditions auxquels l'électricité est distribuée par le distributeur d'électricité sont gelés depuis le 1^{er} mai 1998 en vertu de l'article 313 du Règlement 663, et ce, pour les années 1998, 1999, 2000 et 2001. De plus, dans son Plan stratégique 2002-2006², Hydro-Québec prend acte de la demande du gouvernement du Québec de ne pas augmenter les tarifs pour les années 2002 et 2003. Hydro-Québec envisage toutefois de les augmenter à compter de 2004.

Les revenus du transporteur proviennent, en majeure partie (environ 88 %), du distributeur à qui incombe la responsabilité de l'alimentation des Québécois en électricité et du Groupe Production d'Hydro-Québec (près de 12 % du revenu) en tant que principal utilisateur du service de transport de point à point.³ En audience, Hydro-Québec précise que l'impact de la modification tarifaire demandée se résume, pour les services rendus au distributeur et au Groupe Production d'Hydro-Québec, à une écriture comptable entre divisions de l'entreprise intégrée. Seuls les revenus des clients du réseau de transport externes à l'entreprise intégrée, dont la contribution au revenu requis est prévue être de l'ordre de 0,4 % en 2001 (soit environ 10,8 M\$), peuvent affecter les revenus globaux d'Hydro-Québec.

De nombreux événements, dont les principaux sont décrits ci-après, ont marqué le déroulement du dossier.

À la suite du dépôt de sa demande du 1^{er} mai 1998, Hydro-Québec dépose, le 8 mai 1998, un document préparé par la Direction des affaires réglementaires dont l'objet est « *Énoncés de principes réglementaires* ». Hydro-Québec indique alors que la détermination de ces principes est préalable à l'audition, par la Régie, de sa demande concernant l'établissement des tarifs de transport d'électricité.

² Plan stratégique 2002-2006, page 31.

³ HQT-1, document 1, page 6.

Le 12 juin 1998, la Régie rend la décision D-98-39 qui annonce la tenue, de manière préalable à l'audition du dossier R-3401-98, d'une audience publique sur l'établissement de principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs de transport d'électricité, soit le dossier R-3405-98.

L'audience sur les principes réglementaires a alors pour conséquence de suspendre le traitement du dossier R-3401-98 sur les tarifs de transport jusqu'à ce que soit terminée l'étude du dossier R-3405-98.⁴

À l'automne 1998, la Régie tient une rencontre préparatoire dans le dossier R-3405-98 afin de déterminer les questions devant être débattues lors de l'audience publique. Dans sa décision D-98-88, rendue le 24 septembre 1998, la Régie précise les questions à débattre en les restreignant à cinq, tout en affirmant que la plupart des sujets soumis par les intervenants mériteraient d'être regardés dans le cadre des causes tarifaires ultérieures.⁵

L'audience sur les principes réglementaires se tient au mois de mai 1999 et la Régie rend sa décision finale (D-99-120) dans ce dossier le 16 juillet 1999.⁶ Cette décision énonce des principes généraux devant servir d'assise pour la fixation des tarifs de transport d'électricité. À cet égard, la Régie précise :

« [...] les principes réglementaires retenus dans la présente décision servent d'assise à la Requête relative à la détermination du prix unitaire moyen du transport et à la modification des tarifs de transport d'électricité (dossier R-3401-98). Cette dernière requête doit donc être amendée de manière à tenir compte des principes généraux retenus par la Régie dans le présent dossier. »⁷

Dans sa lettre du 13 septembre 1999, Hydro-Québec signale à la Régie qu'elle ne serait pas en mesure de procéder au dépôt de sa demande tarifaire amendée avant le début de juillet 2000, compte tenu de l'effet de l'adoption du principe de l'utilisation d'une année témoin et d'une année tarifaire débutant au 1^{er} janvier et coïncidant avec l'exercice financier d'Hydro-Québec.⁸

La Régie annonce, dans sa décision procédurale D-99-205 rendue le 18 novembre 1999, son intention de procéder en deux phases à l'étude du dossier R-3401-98. Elle fixe également le dépôt de la demande amendée d'Hydro-Québec pour le 4 juillet 2000.

⁴ Voir lettre de la Régie à Hydro-Québec, 3 juillet 1998, confirmant la suspension du dossier R-3401-98.

⁵ Décision D-98-88, 24 septembre 1998, page 8.

⁶ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, concernant les principes généraux en matière réglementaire pour la détermination et l'application de tarifs à être fixés à l'égard du transport d'électricité lors d'audiences ultérieures.

⁷ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, page 30.

⁸ Lettre d'Hydro-Québec à la Régie, 13 septembre 1999.

Le 31 janvier 2000, la Régie rend sa décision D-2000-09 pour laquelle elle accorde notamment à 16 intéressés le statut d'intervenant dans le présent dossier.⁹

La première phase de l'étude du dossier comprend trois séances d'information ayant pour objectif principal de faciliter l'échange d'information. Ces séances se tiennent les 15 février, 1^{er} mars et 15 mars 2000.

La deuxième phase, concernant le traitement de la demande d'Hydro-Québec dans le cadre d'une audience publique, débute par une rencontre préparatoire qui se tient les 12 et 13 avril 2000.

Dans sa décision D-2000-102, rendue le 2 juin 2000, la Régie fixe notamment les questions à débattre, les documents et informations à produire par Hydro-Québec avec la demande amendée, et adopte un nouvel échancier tenant compte des remarques faites par les participants à la rencontre préparatoire des 12 et 13 avril 2000. Ce nouvel échancier prévoit le report du dépôt de la demande révisée d'Hydro-Québec au 15 août 2000.

Le 15 août 2000, le transporteur produit sa demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité. Une des conclusions de la requête vise à donner effet à une demande que soient déclarés provisoires les tarifs existants du service de transport d'électricité à partir du 1^{er} janvier 2001.

Les intervenants et la Régie ont produit, au mois de septembre 2000 des demandes de renseignements écrites sur le dossier du transporteur. Des demandes de renseignements additionnelles furent autorisées par la Régie, au mois d'octobre. Au total, environ 1500 demandes de renseignements furent soumises au transporteur.

À la suite de la tenue d'une audience sur les contestations des demandes de renseignements et la demande de tarifs provisoires, les 1^{er} et 2 novembre 2000, la Régie rend, sur les contestations des demandes de renseignements et la demande de tarifs provisoires, sa décision D-2000-222, le 19 décembre 2000. Elle déclare comme provisoires les tarifs existants du service de transport d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2001. La Régie rejette

⁹ La décision D-2000-09, du 31 janvier 2000, accorde le statut d'intervenant aux intéressés suivants : ARC-FACEF, ACEF de Québec, AIEQ, ACRGTQ, AREQ, AQER, CERQ, Coalition industrielle, STOP/S.É., Gazoduc TQM, GRAME-UDD, NYPA, OC, ROEE, RNCREQ et SCGM. En date du 14 février 2000, l'intervenant AQER s'est désisté. À la suite d'une demande tardive de l'intéressée OPG, la Régie lui accorde le statut d'intervenant dans sa décision D-2000-52, rendue le 30 mars 2000. Deux intervenants se désistent de leur statut, soit ACRGTQ, 12 septembre 2000, et ROEE, le 2 novembre 2000. De plus, la décision D-2000-226 accorde le statut d'intervenant à trois nouveaux intéressés, soit NEG, Énergie NB ainsi que SET. En date du 3 octobre 2000, le CERQ et ARC-FACEF décident de faire une intervention commune.

cependant la demande d'Hydro-Québec d'autoriser immédiatement la rétroactivité des tarifs finaux au 1^{er} janvier 2001. À cet effet, elle réserve à Hydro-Québec le droit de demander la rétroactivité au 1^{er} janvier 2001 des tarifs finaux en tout ou en partie et selon les modalités à être déterminées en ce qui concerne le traitement du manque à gagner ou du trop-perçu résultant de l'application de tarifs de transport existants pendant la période de l'année 2001 où les tarifs définitifs n'étaient pas encore en vigueur. En outre, la Régie maintient comme sujet à débattre « l'opportunité de la fermeture réglementaire des livres » d'Hydro-Québec.

Le ou vers le 7 février 2001, les intervenants déposent leur mémoire à la Régie.¹⁰

Le traitement du dossier requiert 27 jours d'audience entre le 9 avril 2001 et le 14 juin 2001. En ce qui concerne la production des argumentations, la Régie accueille la demande de délai requise par les participants à la suite d'un large consensus de leur part.

Ainsi, la production de l'argumentation du transporteur requiert 6 semaines et est déposée le 9 août 2001. Les intervenants disposent de quatre semaines pour la production de leurs argumentations qui sont reçues le ou vers le 6 septembre 2001. Enfin, le transporteur dispose de six semaines pour faire parvenir sa réplique. Cette dernière n'est toutefois reçue que le 29 octobre 2001.

La preuve est déclarée close le 27 juillet 2001 et le dossier est pris en délibéré le 29 octobre 2001.

La Régie note que le transporteur a déposé environ 4 500 pages de documentation en preuve. Il y a 11 intervenants qui ont déposé des mémoires, ce qui représente plus de 1 000 pages. La phase orale de l'audience publique s'est déroulée pendant 31 jours entre avril 2000 et juin 2001. Plus de 7 000 pages de notes sténographiques ont été produites et 81 engagements furent pris par le transporteur au cours de l'audience publique. Enfin, les participants ont soumis plus de 900 pages d'argumentation.

¹⁰ Les mémoires ont été déposés aux dates suivantes : le 7 février 2001 pour l'AIEQ, la Coalition industrielle, OC, OPG, le RNCREQ, GRAME-UDD, ARC-FACEF-CERQ et STOP/S.É.; le 8 février pour l'ACEF de Québec; le 16 février 2001 pour NEG; le 1^{er} mars pour Énergie NB.

1.2. COMMENTAIRES GENERAUX

CONTEXTE ENERGETIQUE NORD-AMERICAIN

La preuve dans ce dossier tarifaire démontre clairement que les activités du transporteur d'électricité s'inscrivent dans un contexte énergétique nord-américain en pleine évolution. Des changements importants ont suivi l'adoption aux États-Unis, au cours de la dernière décennie, de plusieurs mesures législatives, dont l'EPAAct de 1992 qui agit notamment comme catalyseur de la concurrence dans le commerce de l'électricité de gros.

Afin de donner suite au mandat qui lui est confié dans l'EPAAct, la FERC émet, en avril 1996, les Ordonnances 888 et 889 qui visent à concrétiser l'ouverture du marché de gros et des réseaux de transport. Depuis l'adoption de ces Ordonnances et des autres qui ont suivi, dont l'Ordonnance 888-A émise en 1997, les entités qui désirent faire affaires sur le marché de gros américain doivent offrir des services comparables à ceux reçus, et un accès non discriminatoire à leur réseau de transport.

Secteur électrique québécois

Le secteur de l'électricité québécois connaît également des changements. En 1995, le gouvernement du Québec organise un débat public sur l'énergie qui mène à la formulation de la « *Politique énergétique* » publiée par le gouvernement du Québec à l'automne 1996.

Pour Hydro-Québec, cette nouvelle « *Politique énergétique* » souligne notamment qu' : « *En raison du patrimoine qu'elle contrôle, de la compétence qu'elle a accumulée, Hydro-Québec constitue l'atout principal sur lequel le Québec peut compter dans le mouvement de déréglementation et de restructuration que connaît le secteur électrique nord-américain.* »¹¹ La « *Politique énergétique* » affirme que la restructuration des marchés de l'électricité représente pour Hydro-Québec, et donc pour la collectivité québécoise, à la fois une occasion à saisir et un défi à relever.¹²

La « *Politique énergétique* » a également conduit à la création de la Régie de l'énergie par l'adoption de la Loi 50, le 23 décembre 1996.

Le 11 décembre 1996, le gouvernement du Québec approuve, par le décret 1559-96, le principe du libre transit d'électricité de gros sur le réseau de transport d'Hydro-Québec. De plus, le 5 mars 1997, le gouvernement approuve, par le décret 276-97, le Règlement 659

¹¹ Politique énergétique, page 67.

¹² Politique énergétique, page 69.

d'Hydro-Québec qui établit notamment les tarifs du service de transport. Le contrat du service de transport d'Hydro-Québec, qui se retrouve à l'Annexe A du Règlement 659, entre en vigueur le 1^{er} mai 1997 et par le fait même concrétise l'ouverture du réseau de transport d'Hydro-Québec au transit de gros.

Les décrets 1559-96 et 276-97 du gouvernement font état de l'intention pour Hydro-Québec de se prévaloir des conditions du nouveau cadre réglementaire afin de profiter de nouvelles occasions de vente aux États-Unis.

Enfin, tel que l'affirme le transporteur, la création de la division TransÉnergie est une conséquence directe des nouvelles conditions de marché.¹³

Bien que le contexte énergétique nord-américain se soit grandement transformé depuis le début des années 1990, le secteur électrique québécois présente certaines particularités que la Régie doit considérer dans sa prise de décision.

Ainsi, la production électrique québécoise est en grande partie hydroélectrique et est principalement localisée dans le Nord du territoire québécois, très loin des centres urbains situés dans le Sud. En effet, la Politique énergétique du gouvernement souligne que l'hydroélectricité fournit 97 % de l'électricité disponible sur le réseau québécois.¹⁴ Le principal producteur est Hydro-Québec Production.

Le Québec est l'une des sociétés au monde faisant le plus appel à l'électricité dans son bilan énergétique. En excluant le secteur des transports, l'électricité satisfait à la majeure partie des besoins en énergie des individus comme des entreprises, occupant, selon les secteurs de consommation, de 50 % à 65 % des marchés concernés.¹⁵

Par ailleurs, d'importants amendements ont été apportés à la Loi¹⁶, en juin 2000. Ces amendements incluent des précisions quant aux modalités de fixation et de modification des tarifs et conditions de transport de l'électricité, notamment quant au maintien de l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité.

Au Québec, la structure du marché de la production diffère de la situation américaine. Il n'existe pas de bourse de l'électricité. En outre, Hydro-Québec a l'obligation, en vertu de la

¹³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 29.

¹⁴ Politique énergétique, page 39.

¹⁵ Politique énergétique, page 14.

¹⁶ *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, sanctionnée le 16 juin 2000 (L.Q., 2000, c.22).

Loi et de la *Loi sur Hydro-Québec*, de fournir l'électricité patrimoniale au prix fixé par la Loi.

L'ouverture des marchés au Québec se limite au marché de gros. Le marché de détail n'est pas ouvert. Toutefois, l'article 167 de la Loi prévoit la possibilité de la mise sur pied, sur demande du gouvernement et à la suite d'une proposition du distributeur, d'un projet pilote pouvant permettre à des consommateurs ou à une catégorie de consommateurs de s'approvisionner en électricité auprès d'un fournisseur de leur choix.

Ces nouvelles dispositions législatives constituent une particularité de la réglementation du secteur électrique québécois. Elles ont un impact important sur l'étendue des compétences et sur la marge de manœuvre de la Régie.

Ce contexte énergétique nord-américain ainsi que les particularités du secteur électrique québécois constituent les éléments essentiels de la toile de fond sur laquelle la Régie aborde les questions à débattre dans le cadre de cette audience.

Questions à débattre

La décision D-2000-102¹⁷ établit les questions à débattre dans cette première audience tarifaire du transporteur d'électricité. L'expérience vécue démontre qu'il s'agissait d'un programme important.

Plusieurs des enjeux consistent à déterminer les projections et données financières de l'année témoin projetée 2001. Ces données, qui sont à la base des tarifs à être fixés pour le transporteur, doivent être représentatives des conditions qui prévaudront durant la période d'application des tarifs. Une attention particulière doit être portée à l'étude initiale de ces données puisque les besoins de transport pour l'année témoin projetée sont de l'ordre de 35 570 MW. Le revenu requis demandé est de l'ordre de 2,7 milliards de dollars et la base tarifaire proposée par le transporteur est de l'ordre de 14,5 milliards de dollars.

De plus, la présente audience revêt une importance particulière puisque la Régie doit établir les bases de la tarification du transporteur en se prononçant sur des principes d'allocation des coûts et de tarification susceptibles de constituer les orientations tarifaires et réglementaires du transporteur. En outre, les questions à débattre englobent une multitude d'enjeux relatifs aux conditions d'utilisation du réseau de transport.

¹⁷ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, concernant les questions à débattre, les documents et informations à produire avec la demande amendée, l'échéancier et les frais de la phase informationnelle.

La Régie se prononce sur ce qu'elle juge essentiel, parmi les demandes du transporteur et celles des intervenants, au traitement de ce premier dossier tarifaire et à la mise en place des règles de base pour un traitement transparent et non discriminatoire de tous les clients du transporteur.

La Régie traite ainsi, par la présente décision, le maximum d'enjeux sur la base des informations mises en preuve. Toutefois, tel que le soutenait en cours d'audience M. Jacques Régis, président de la division TransÉnergie, il ne faut pas s'attendre à ce que tous les éléments soient réglés durant cette première cause tarifaire qui marque le début d'un processus continu de la réglementation.¹⁸

Malgré le fait que la Régie tienne la première audience tarifaire du transporteur d'électricité et que tous les sujets ne puissent être entièrement réglés à cette occasion, il ne faut aucunement sous-estimer l'importance de la présente décision, tel que l'ont souligné des témoins et experts du transporteur et des intervenants.

En effet, M. Roland Priddle, l'expert d'Hydro-Québec en régulation économique, a indiqué que les décisions de la Régie dans le cas présent auront des répercussions permanentes sur la conception tarifaire d'Hydro-Québec et même une influence profonde sur le développement de l'industrie de l'électricité, de l'industrie énergétique et, par le fait même, sur l'économie de la province dans son ensemble.¹⁹ Un autre expert retenu par Hydro-Québec, le D^r Roger Morin, indiquait en audience que la décision que rendra la Régie dans la présente cause fera époque, sera déterminante pour les causes qui suivront et devra donc être prise avec soin.²⁰

Du côté des intervenants, le D^r Zak El-Ramly a également souligné l'impact des décisions de la Régie dans la présente audience sur l'évolution de l'industrie.²¹

Par ailleurs, plusieurs références ont été faites par les participants à des décisions rendues par la FERC. La Régie apprécie connaître la position de la FERC sur divers sujets faisant l'objet de la présente décision, compte tenu notamment du fait que le texte du Règlement 659 est largement similaire à celui du pro forma *Open Access Transmission Tariff* adopté par la FERC dans son Ordonnance 888.

Toutefois, il faut constater que la législation régissant la FERC n'est pas la même que celle en vertu de laquelle la Régie exerce sa compétence. De plus, le contexte québécois du

¹⁸ NS, 9 avril 2001, volume 5, page 118.

¹⁹ HQT-10, document 5.1, page 6.

²⁰ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 232.

²¹ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 148.

commerce du transport d'électricité est différent, à plusieurs égards, de celui dont la FERC doit tenir compte dans l'exercice de sa compétence.

En conséquence, aux fins de la présente décision qui aura pour effet, en vertu de l'article 164 de la Loi, de modifier le Règlement 659, la Régie prend en considération les décisions de la FERC qui ont été portées à son attention par les participants, mais avec la prudence et les nuances que requiert la référence au droit comparé²² et compte tenu de son devoir de respecter le contexte législatif québécois et de tenir compte du particularisme du contexte québécois du commerce d'électricité.

Sommaire de la preuve

Le premier dossier tarifaire du transporteur comporte un très grand nombre de documents mis en preuve par ce dernier et par les divers intervenants. Il se démarque ainsi des dossiers tarifaires usuels.

Afin de faciliter la rédaction de cette décision, et bien qu'elle ait considéré l'ensemble de la preuve, la Régie choisit de référer seulement aux positions qu'elle juge les plus pertinentes, dans les sommaires de la preuve qui précèdent chacune de ses opinions. Ainsi, pour des motifs d'efficacité de rédaction, certaines des opinions et positions des intervenants ne sont pas reproduites dans la présente décision; il aurait fallu au moins tripler le nombre de pages pour reproduire de façon exhaustive les positions de tous les participants. Pour permettre une meilleure accessibilité de la présente décision, la Régie a traduit en français des positions des parties exprimées, à l'occasion, en anglais, mais elle cite toujours les passages de preuve dans la langue de son auteur.

Enfin, lorsque le terme « *Contrat* » ou l'expression « *Tarifs et conditions* » sont utilisés dans la présente décision, ils visent l'annexe au Règlement 659 qui détermine les modalités des contrats de transport à moins que le contexte lui donne un autre sens. Au terme de la présente, l'expression « *Tarifs et conditions* » remplace le mot contrat.

²² Voir, entre autres, à cet égard : PIERRE-ANDRÉ CÔTÉ, *Interprétations des Lois*, 3^e édition, les Éditions Thémis, 1999, page 686.

2. HYDRO-QUEBEC DANS SES ACTIVITES DE TRANSPORT

En vertu de la Loi, la Régie régleme une partie seulement des activités d'Hydro-Québec. En effet, la Loi définit le transporteur comme étant Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité et c'est pour cette dernière que la Régie a, notamment, compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée.

L'application de la Loi requiert donc, selon la Régie, que les activités d'Hydro-Québec soient séparées et classées selon leur nature entre activités réglementées et non réglementées.

La « *Politique énergétique* » mentionne aussi : « *Hydro-Québec devra dorénavant distinguer clairement ses activités réglementées de celles qui ne le sont pas.* »²³

Hydro-Québec n'ayant jamais été réglementée par la Régie en tant qu'entreprise intégrée d'électricité, l'exercice d'identification et de séparation des activités du transporteur est donc important, voire fondamental, puisqu'il détermine dès le début de la période de réglementation les bases d'établissement d'un tarif juste et raisonnable pour le transport et, par la suite, pour les tarifs du distributeur.

Dans sa décision D-99-120, la Régie mentionnait :

*« Le partage des risques et des coûts entre les activités réglementées et non réglementées est une problématique au cœur même de la régulation économique. La Régie retient comme principe que ce partage doit se faire de façon neutre et équitable envers la clientèle réglementée et que cette dernière ne doit pas être pénalisée par les activités non réglementées d'Hydro-Québec. »*²⁴

L'un des buts poursuivi par la Régie est de protéger la clientèle du service réglementé des risques d'interfinancement. Tout interfinancement entre services réglementés et non réglementés signifie que la clientèle du service réglementé paie pour des charges reliées aux services non réglementés ou qu'elle encourt des charges trop élevées pour les services reçus des entités non réglementées par rapport à la valeur de services comparables dans le marché. L'interfinancement peut aussi signifier que la clientèle est privée de revenus auxquels elle aurait droit sur la vente de produits ou de services à des entités non réglementées. La Régie tient donc à s'assurer que des règles claires soient établies pour éviter les diverses possibilités d'interfinancement.

²³ L'énergie au service du Québec : une perspective de développement durable, MRN, 1996, page 71.

²⁴ Décision D-99-120, 20 juillet 1999, page 28.

La Régie vise aussi à ce que des règles claires encadrent les comportements du transporteur de telle sorte que ce dernier agisse de façon non discriminatoire envers l'ensemble de sa clientèle.

La séparation et l'identification des activités réglementées et non réglementées doit, selon la Régie, se faire en plusieurs étapes, soit :

- la séparation fonctionnelle : l'étude de la structure organisationnelle et de ses implications;
- le code de conduite (voir section 2.2) en ce qui concerne les comportements et l'établissement de règles de fonctionnement portant sur les relations entre le transporteur et ses affiliés, soit les filiales d'Hydro-Québec, les autres divisions et entités d'Hydro-Québec et de TransÉnergie;
- la définition des activités de transport réglementées (voir section 2.3) afin de bien identifier quelles sont les activités sur lesquelles la Régie a juridiction;
- la politique de prix de cession (voir section 2.4);
- la définition et l'application en continu d'un système de gestion de l'information non discriminatoire relatif à la commercialisation et à l'utilisation des capacités de transport (voir section 10.1).

2.1. SEPARATION FONCTIONNELLE

2.1.1. POSITION DES PARTIES

Séparation fonctionnelle

Selon le **transporteur**, la création de la division TransÉnergie, le 29 avril 1997, est le premier geste concret posé afin d'assurer la séparation de certaines de ses activités²⁵. Le conseil d'administration d'Hydro-Québec approuvait, en remplacement de la vice-présidence exécutive transport, la création de la division transport, faisant affaires sous la raison sociale de TransÉnergie.

Depuis le 28 août 2000, cette division, dirigée par un président, relève directement du président-directeur-général d'Hydro-Québec.²⁶

Le transporteur présente les démarches effectuées afin d'assurer une véritable séparation fonctionnelle entre les activités de transport et les activités marchandes du Producteur. Ce sont :

- la non participation du président de TransÉnergie au comité de gestion de la direction supérieure d'Hydro-Québec;
- la création d'un comité sectoriel de transport indépendant;
- la concentration des employés de TransÉnergie dans des locaux situés hors du siège social d'Hydro-Québec;
- la mise en vigueur en 1997 et la mise à jour, en septembre 2000, des «*Normes de conduite et procédure*» en ce qui concerne la relation d'affaires entre Hydro-Québec et ses sociétés affiliés visant à assurer un accès non discriminatoire au réseau de transport ainsi qu'à toute information pertinente concernant le réseau de transport;
- la mise en place de la séparation opérationnelle des activités de contrôle du réseau et transfert des activités de commerce d'énergie à la division Production;
- l'application rigoureuse des règles d'accès au réseau de transport conformément au «*Contrat du service de transport*»;
- la création d'un site OASIS pour assurer la transparence des transactions;²⁷
- les cadres de la Direction supérieure relevant du président-directeur général se réunissent deux fois par mois pour des dossiers corporatifs d'intérêt commun comme les ressources humaines, les finances, les communications et d'autres dossiers de ce genre;²⁸

²⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 43.

²⁶ HQT-2, document 5, page 4.

²⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 35.

²⁸ HQT-2, document 5, page 4.

- la vice-présidente exécutive Affaires corporatives et le Secrétaire général est chargée de voir au respect rigoureux de la séparation fonctionnelle entre les activités Production, Transport et Distribution lors des échanges entre les membres du comité de gestion.²⁹

Le président-directeur général d'Hydro-Québec participe personnellement aux discussions des comités de gestion des unités d'affaires Production, Transport et Distribution pour tous les dossiers qui doivent être soumis au comité exécutif et au conseil d'administration.³⁰

Les employés d'Hydro-Québec qui participent aux opérations liées au réseau de transport doivent travailler indépendamment des employés d'Hydro-Québec ou de toute société affiliée qui ont des activités de marchés de gros.³¹

La séparation fonctionnelle n'autorise aucunement l'interfinancement entre unités d'affaires, mais elle ne doit pas interdire les synergies entre ces mêmes unités.³²

Le transporteur affirme que, conformément aux préoccupations et à la pratique dans l'industrie, la séparation vise essentiellement à séparer, sur une base fonctionnelle et administrative, les activités du transporteur des activités marchandes de la division Production et que, de ce fait, Hydro-Québec envoie un signal clair dans le marché quant à son intention d'avoir une entité indépendante dans son fonctionnement à qui on confère la responsabilité de gérer l'ensemble des activités liées au transport d'électricité.³³

Le témoignage du transporteur est à l'effet que depuis la mise en place de la séparation fonctionnelle, TransÉnergie n'agit d'aucune façon dans le commerce de l'énergie.³⁴

Hydro-Québec a appliqué intégralement les éléments de la séparation fonctionnelle telle que préconisée par la FERC dans ses Ordonnances précédentes.³⁵ La FERC a reconnu qu'Hydro-Québec avait mis en place les mesures nécessaires afin d'assurer une séparation fonctionnelle adéquate en émettant à H.Q. Energy Services, en novembre 1997, une licence lui donnant l'autorisation de vendre directement de l'électricité aux États-Unis. Depuis, cette licence n'a pas été révoquée et aucune plainte n'a été formulée à la Régie ou à la FERC.³⁶

²⁹ HQT-2, document 5, page 4.

³⁰ HQT-2, document 5, page 4.

³¹ HQT-2, document 5, page 6.

³² NS, 4 mai 2001, volume 18, page 48.

³³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 34.

³⁴ NS, 9 avril 2001, volume 5, page 213.

³⁵ NS, 9 avril 2001, volume 5, page 230.

³⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 37.

Entre autres gestes concrets posés par Hydro-Québec pour assurer cette application « extrême » de la séparation fonctionnelle des activités de transport, de production et de marchés de gros, le transporteur souligne plus particulièrement la mise en place des « *Normes de conduite et procédure* ». ³⁷

Selon Hydro-Québec, après quatre ans d'expérience, la séparation fonctionnelle entre les diverses activités d'Hydro-Québec est bien implantée et encadrée. ³⁸

Selon l'**ACEF de Québec**, la séparation fonctionnelle du transport vise à séparer sur une base fonctionnelle et administrative les activités du transporteur des activités marchandes de la division Production, soit le commerce d'énergie. Afin de prévenir tout cas de discrimination possible, il faut aussi assurer la séparation fonctionnelle relativement aux autres activités marchandes. ³⁹

Selon **ARC-FACEF-CERQ**, la Régie doit exiger une séparation fonctionnelle plus rigoureuse entre les différentes entités d'Hydro-Québec. La Régie doit considérer TransÉnergie comme une entité en soi, indépendamment du fait qu'Hydro-Québec Distribution et le bras commercial d'Hydro-Québec Production demeurent ses principaux clients. Selon ARC-FACEF-CERQ, le fait qu'Hydro-Québec ait déposé une proposition tarifaire avec une méthode d'allocation aussi incongrue que la 1-PC pour son réseau de transport, et que cette méthode permette de favoriser indûment les exportations, donc les activités non réglementées, constitue un indice suffisant permettant de questionner sérieusement le caractère « hermétique » de la soi-disant séparation fonctionnelle mise en place par Hydro-Québec. ⁴⁰

Pour ARC-FACEF-CERQ, la séparation fonctionnelle est fondamentale afin d'assurer l'étanchéité au niveau de la prise de décision et de s'assurer que l'activité non réglementée n'est pas indûment favorisée dans le processus. À cet égard, l'intervenant soutient qu'il ressort du contre-interrogatoire d'Hydro-Québec ⁴¹ que si la séparation fonctionnelle est relativement bien établie au niveau des employés (et ici encore, certaines mesures mises en place apparaissent plutôt dérisoires), les dirigeants répondent tous au même actionnaire et Hydro-Québec, l'entité « globale », par le biais de son président-directeur général et de son conseil d'administration, voient toujours au développement de l'entreprise. À cet égard, une réelle séparation administrative serait nettement plus convaincante. ⁴²

³⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 43.

³⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 180.

³⁹ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 27.

⁴⁰ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 7 septembre 2001, pages 14 et 15.

⁴¹ NS, 23 mai 2001, volume 24, pages 119 à 123.

⁴² Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 7 septembre 2001, pages 25 et 26.

Pour la **Coalition industrielle**, il est important de rappeler que le service de transport de transit ou de point à point qui est offert par TransÉnergie depuis le 1^{er} mai 1997, et dont les conditions sont présentées pour approbation par la Régie, a été créé essentiellement pour satisfaire aux exigences de réciprocité ainsi qu'aux impératifs de séparation fonctionnelle émis par la FERC comme condition de l'octroi à Hydro-Québec, via sa filiale H.Q. Energy Services US Inc., d'un permis l'autorisant à vendre son électricité sur les marchés de gros aux États-Unis. Il s'ensuit donc que les conditions du service de transport de point à point à être approuvées par la Régie dans le cadre du présent dossier devront procurer un véritable accès ouvert et non discriminatoire au service de transport de TransÉnergie.⁴³

La Coalition industrielle demande à la Régie d'inciter Hydro-Québec à se conformer aux propositions et exigences de la FERC en matière d'indépendance et de service régional (RTO) de façon à protéger les usagers du Québec contre les conséquences de plaintes qui pourraient être onéreuses en termes de pertes d'occasions de marché et de revenus de transport.⁴⁴ Pour l'expert Zak El-Ramly, TransÉnergie doit apparaître réglementée comme un ISO.⁴⁵

Selon le **GRAMÉ-UDD**, beaucoup d'intervenants sont très préoccupés et veulent être rassurés sur l'étanchéité de la séparation fonctionnelle entre les différentes divisions. Mais pour le GRAMÉ-UDD, une complète séparation des trois fonctions peut nuire aux efforts d'efficacité énergétique.⁴⁶

STOP/S.É. demande de ne pas contraindre TransÉnergie à étendre sa séparation fonctionnelle aux niveaux de la direction, de la planification et des services corporatifs.⁴⁷

Selon l'intervenant, il est dans l'intérêt public et dans l'intérêt du développement durable de continuer de permettre une direction et une planification communes entre TransÉnergie et les autres unités d'Hydro-Québec, avec une orientation commune quant à la mise en valeur du patrimoine électrique québécois et des services corporatifs communs, dont ceux de l'IREQ et de la Direction de l'environnement.

Le maintien de liens de direction et corporatifs entre TransÉnergie et les autres unités d'Hydro-Québec facilite aussi l'accomplissement des objectifs fixés dans la « *Politique énergétique* » du gouvernement et par le législateur en faveur de l'uniformité territoriale tarifaire, de l'inclusion de l'ensemble des composantes du réseau, incluant les postes

⁴³ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 4.

⁴⁴ Coalition –1, document 1, page 20.

⁴⁵ Coalition –5, document 4, page 31.

⁴⁶ NS, 27 avril 2001, volume 15, pages 47 et 48.

⁴⁷ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 127.

élevateurs de tension, les lignes de transport éloignées et les postes abaisseurs de tension, dans la base de tarification du transporteur, ainsi que la reconnaissance des actifs patrimoniaux comme étant prudemment acquis et utiles.⁴⁸

Selon STOP/S.É., la FERC ne requiert pas que la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec soit étendue aux activités canadiennes de ses affiliés, de telles activités échappant à la juridiction territoriale du tribunal américain. La FERC dispense également H.Q. Energy services (U.S.) Inc. de lui produire des rapports sur les opérations canadiennes de ses affiliés.

Depuis l'Ordonnance 888, la FERC est devenue plus exigeante quant à l'indépendance des transporteurs des États-Unis par rapport à leurs sociétés affiliés.⁴⁹

Selon STOP/S.É., Hydro-Québec affirme respecter la nouvelle norme en raison notamment de sa « *gestion indépendante assurée par une séparation fonctionnelle rigoureuse des activités de TransÉnergie de celles d'Hydro-Québec dans les domaines de la production et du commerce de gros.* » Elle se décrit comme une Transco au sens des Ordonnances de la FERC.

Selon OPG, la séparation fonctionnelle chez Hydro-Québec souffre de sérieuses lacunes qui amènent les clients actuels et potentiels à se questionner sur les capacités de TransÉnergie de fournir un accès non discriminatoire au réseau de transport. Afin de permettre l'existence d'un marché viable, les participants doivent être confiants que le marché est véritablement ouvert et juste (*fair*). Le soi-disant marché pour le point à point au Québec n'a pas réussi à établir ce lien de confiance. Tel que noté par la FERC, le problème de base lors de la séparation fonctionnelle d'une société de service public intégrée verticalement est la possibilité réelle ou perçue que l'opérateur du système (*system operator*) favorise ses affiliés de production ou de marketing.⁵⁰

OPG soumet que la décision d'Hydro-Québec d'opérer à titre de société de service public intégrée verticalement lui impose le fardeau de la preuve à l'effet que la séparation fonctionnelle fonctionne vraiment. Selon la preuve présentée dans ce dossier, OPG se pose de sérieuses questions quant au caractère adéquat des contrôles et procédures mis en place par TransÉnergie à cet effet.

⁴⁸ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 48.

⁴⁹ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, pages 41 et 42.

⁵⁰ Argumentation d'OPG, 6 septembre 2001, page 25.

La séparation fonctionnelle de la fonction transport et de la fonction marchande respecte sans doute les normes minimums dictées par FERC, mais il existe suffisamment de preuve de l'apparence d'un conflit d'intérêts pour inquiéter **NEG**.

Par exemple, il n'existe pas de forum permettant aux « *stakeholders* » de participer à l'évolution des activités de TransÉnergie. Le président-directeur général d'Hydro-Québec siège au comité de gestion de TransÉnergie et il est membre à part entière du comité de gestion d'Hydro-Québec.

De plus, NEG soutient que Hydro-Québec, à titre de producteur, intervient dans les opérations de TransÉnergie.⁵¹ NEG a présenté une preuve de l'implication de TransÉnergie dans la négociation des conditions de fourniture de l'électricité d'urgence avec les *power pools* avoisinants.⁵²

En se basant sur sa propre expérience dans le respect d'un code de conduite très strict qui s'applique à son affilié réglementé en Californie, NEG ne qualifierait certainement pas la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec d'« extrême », tel que mentionné dans l'argumentation d'Hydro-Québec.⁵³

Selon le **RNCREQ**, le paragraphe 2.1 de l'article 31 de la Loi donne un mandat à la Régie de surveiller les activités du transporteur. Ce mandat implique la surveillance des activités non réglementées de filiales lorsque ces activités risquent d'avoir un impact sur les activités réglementées du transporteur. Cette surveillance est d'autant plus importante et nécessaire que certaines activités sont maintenant réglementées et d'autres non. La société d'État en est à ses premières armes et continue de s'améliorer dans l'étude et la mise en place de la séparation fonctionnelle.

Cette séparation fonctionnelle, lorsqu'elle concerne une communication d'informations et la prise de décision par les diverses divisions de l'entité Hydro-Québec intégrée, n'a pas été imposée par la Loi — qui n'en traite ni directement ni indirectement — ni par la Régie.⁵⁴

La motivation du gouvernement du Québec de même que celle d'Hydro-Québec était claire et ne saurait être contredite : un tarif de transport était et demeure toujours nécessaire pour participer librement à l'ouverture des marchés de gros en Amérique du Nord. Pour participer sans contrainte à ce marché, Hydro-Québec devait, via son transporteur, respecter les

⁵¹ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 8; NS, 22 mai 2001, volume 23, page 92.

⁵² Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 8.

⁵³ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 10.

⁵⁴ Argumentation du RNCREQ, 7 septembre 2001, pages 22 et 23.

exigences de réciprocité et de séparation fonctionnelle fixées par nos voisins américains à travers leur entité réglementaire, soit la FERC.⁵⁵

Modèle de TransÉnergie

Hydro-Québec a structuré ses activités de façon à confier expressément à sa division TransÉnergie la responsabilité d'assumer plusieurs fonctions :

- assurer la fiabilité du réseau de transport situé dans sa zone de réglage (Security Authority);
- préparer le programme intégré des ressources en mode prévisionnel et maintenir la fréquence en temps réel (Balancing Authority);
- autoriser les programmes d'échanges (Interchange Authority);
- fournir les services de transport aux clients accrédités (Transmission Service Provider);
- exploiter et maintenir le réseau de transport (Transmission Operator);
- fixer les capacités des équipements en tant que propriétaire (Transmission Owner).⁵⁶

En plaidoirie, le transporteur mentionne que les diverses fonctions exercées par TransÉnergie s'apparentent à celles des transporteurs formés sous le modèle généralement connu sous la désignation de Transco (ou *For-profit transmission company*) où l'entité responsable du transport est notamment propriétaire des actifs de transport, les opère et en assure la fiabilité. Selon le transporteur, le modèle Transco est par ailleurs répandu en Amérique du Nord, reconnu par l'industrie et pleinement compatible avec la création possible de RTO.⁵⁷

Il faut se rappeler qu'avant les RTO :

*« l'ordonnance 888 et 889 stipulaient que la séparation fonctionnelle était une approche acceptable et satisfaisante pour la FERC pour rencontrer les besoins d'accès non discriminatoires ou aussi de réciprocité en termes de réseau ».*⁵⁸

En plus de conférer la propriété des actifs de transport à TransÉnergie, ce qui en favorise une gestion efficace, ce modèle assure la réalisation de toutes les étapes (planification, construction, opération et entretien des équipements de transport) nécessaires à assurer la fiabilité de la desserte des clients du transporteur, et plus particulièrement celle de la charge locale québécoise.⁵⁹

⁵⁵ Argumentation du RNCREQ, 7 septembre 2001, pages 29 et 30.

⁵⁶ HQT-2, document 1.1., page 6.

⁵⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 31.

⁵⁸ NS, 9 avril 2001, volume 5, page 230.

⁵⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 31.

Cela constitue un des avantages de la structure mise en place par Hydro-Québec qui est adaptée au contexte du Québec.⁶⁰

Hydro-Québec rappelle d'ailleurs que le regroupement des fonctions susmentionnées au sein de TransÉnergie permet une plus grande efficacité et qu'un tel regroupement est dorénavant commun et privilégié par l'industrie, notamment par le NERC.⁶¹

Ce modèle permet en outre au transporteur de garder constamment le contrôle sur l'ensemble des activités, par ailleurs complexes à plusieurs égards, nécessaires au bon fonctionnement du réseau de transport et d'en être entièrement imputable.⁶²

Enfin, ce modèle incite le propriétaire du réseau de transport à augmenter le facteur d'utilisation globale de son réseau, tant par l'amélioration des installations et l'ajout de nouvelles infrastructures que par l'optimisation des processus opérationnels du transporteur. Le modèle Transco se distingue ainsi du modèle à but non lucratif ISO pour lequel les gestionnaires du réseau, ne détenant généralement pas les actifs de transport, doivent s'en remettre aux propriétaires pour tout investissement.⁶³

En d'autres termes, le modèle mis en place chez TransÉnergie fonctionne, contrairement à la situation qui prévaut dans plusieurs États américains qui force la FERC à revoir le fonctionnement de la structure mise en place aux États-Unis, notamment en ce qui concerne l'intégration de l'opération des nombreux réseaux de transport.⁶⁴

Selon le transporteur, la preuve établit clairement que ce modèle protège la capacité de développement et la pérennité du réseau tout en assurant une exploitation optimale et fiable à l'avantage de l'ensemble de la clientèle de TransÉnergie.⁶⁵ Le transporteur soutient qu'il importe de maintenir cette structure en place en raison, notamment, de la complexité technique et de l'étendue de son réseau de transport.⁶⁶

Enfin, TransÉnergie suit l'évolution des différents autres modèles et adapte au besoin ses pratiques afin d'assurer à tous les tiers désireux d'y faire transiter de l'électricité un accès non discriminatoire à son réseau.⁶⁷

⁶⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 31.

⁶¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 30.

⁶² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 30.

⁶³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 32.

⁶⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 32.

⁶⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 33.

⁶⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 31.

⁶⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 31.

Selon **ARC-FACEF-CERQ**, Hydro-Québec se compare à un modèle Transco et soumet qu'il n'est pas juste de la comparer avec d'autres types de structures⁶⁸. Le modèle Transco, selon la compréhension d'ARC-FACEF-CERQ, n'est rien de plus qu'une entité propriétaire du réseau de transport et responsable du contrôle des opérations. À la connaissance d'ARC-FACEF-CERQ, Hydro-Québec n'a pas fait allusion avant sa plaidoirie écrite à cette question de modèle Transco, et ainsi il est difficile d'aller au-delà des principes sur ce point. Quoiqu'il en soit, le modèle Transco doit être indépendant des entités Production et Distribution.

ARC-FACEF-CERQ affirme que la Régie ne peut se satisfaire de cette position tardive et non débattue en audience d'Hydro-Québec qui se compare maintenant à un Transco et qu'elle se doit de rechercher une séparation plus effective entre les entités de la société d'État.

Selon **NEG**, Hydro-Québec a fait des représentations à l'effet que le transporteur fonctionne comme un ISO, à la fois dans sa demande (*filings*) au FERC, et lors de son témoignage dans ce dossier.⁶⁹

En conséquence, NEG demande à la Régie d'ordonner au transporteur de se conformer aux Ordonnances 888, 889 et 2000, en conformité avec la pratique de l'industrie et des normes de l'industrie qui ont été mis en place par les « *power pools* » avoisinants.

Elle demande aussi que la Régie s'assure que le transporteur agisse comme un ISO dans le respect des conditions des RTO et qu'il offre des services identiques à ceux fournis à HQ-US dans les « *power pools* » avoisinants.⁷⁰

En ce qui a trait au contrôle (*governance*), la FERC fait ici une distinction entre l'indépendance du personnel de l'ISO par rapport aux participants au marché. Et, malheureusement et visiblement, Hydro-Québec ne respecte pas ce principe spécifique puisqu'elle est un monopole d'État et, pour l'instant, ne peut être indépendante des autres participants au marché comme Hydro-Québec Production et Hydro-Québec marketing.

Selon **STOP/S.É.**, l'Ordonnance 2000 de la FERC exige des entreprises qui y adhèrent volontairement une séparation fonctionnelle non seulement au niveau des opérations du transporteur, mais également au niveau de la direction de l'entreprise, de la planification et des services corporatifs.

⁶⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 10.

⁶⁹ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, pages 2 et 3.

⁷⁰ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 26.

Cela va bien au-delà de ce que requièrent l'Ordonnance 888, le Règlement 659, les normes de conduite du chapitre 37 des règlements de la FERC et celles d'Hydro-Québec. Ces quatre actes juridiques sont même bâtis autour du fait qu'un transporteur puisse également exercer d'autres fonctions, dont la distribution de la charge locale, dont il n'est séparé qu'opérationnellement, mais non corporativement. La formule des Transco, dont Hydro-Québec se réclame, en est l'illustration.

La preuve n'a aucunement été faite que la FERC exigerait ou aurait le pouvoir d'exiger une séparation fonctionnelle au niveau de la direction, de la planification et des services corporatifs entre TransÉnergie et les autres unités d'Hydro-Québec.⁷¹

Selon le **RNCREQ**, il est farfelu de présenter TransÉnergie comme un Transco. Autrement, tout service public verticalement intégré doté d'un régime de séparation fonctionnelle, qui est obligatoire depuis l'Ordonnance 888, serait également un Transco, vidant ainsi ce concept de tout son sens.⁷²

Procédure d'examen des plaintes

Hydro-Québec rappelle le contexte particulier du Québec où un mécanisme de contrôle efficace des «*Normes de conduite et procédure*» est en place depuis l'adoption, par la Régie, de la Procédure d'examen des plaintes des clients d'Hydro-Québec concernant l'application d'un tarif ou d'une condition de fourniture ou de transport d'électricité.⁷³

Une procédure accélérée d'examen des plaintes des clients de TransÉnergie en matière de disponibilité de la capacité de transport a également été approuvée.⁷⁴

Tous les clients de TransÉnergie sont informés périodiquement de l'existence et de la teneur des procédures d'examen des plaintes, tel qu'il appert, par exemple, des lettres transmises à PG&E.⁷⁵

Le transporteur affirme que non seulement il n'y a pas eu de plainte adressée à la Régie quant à l'accès au réseau de transport, mais un regroupement important de clients actifs sur le réseau de TransÉnergie a témoigné à l'effet que TransÉnergie appliquait correctement les

⁷¹ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, pages 45 à 47.

⁷² Argumentation du RNCREQ, 7 septembre 2001, page 94.

⁷³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 37.

⁷⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 37.

⁷⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 38.

« *Normes de conduite et procédure* », et qu'elle répondait promptement et sans discrimination aux demandes de transport.⁷⁶

Le transporteur soumet à la Régie que tout est en place au Québec pour assurer aux tiers un accès rapide et non discriminatoire au réseau de transport.⁷⁷

La **Coalition industrielle** souligne, en audience, qu'Énergie MacLaren a été la première à utiliser les réseaux de transport d'Hydro-Québec et en aucune occasion n'a eu de raison de se plaindre du comportement de TransÉnergie ou de son personnel en ce qui a trait au code de conduite.⁷⁸

Énergie NB affirme qu'Hydro-Québec utilise les mots « contexte québécois » et « spécificité » pour fournir à la Régie une pseudo-justification pour ne pas l'astreindre aux exigences de « *fair play* » qui sont la base de la restructuration du marché de l'électricité. Selon Énergie NB, si Hydro-Québec veut vendre de l'électricité aux États-Unis et dans les autres provinces canadiennes, elle doit accepter que les règles du jeu soient les mêmes pour tous.⁷⁹

Selon Énergie NB, la base philosophique de la décision de la FERC est que la concurrence est une bonne chose et qu'il faut l'encourager. Pour que la concurrence soit vive, pour qu'elle soit saine, il faut que les règles soient les mêmes pour tous.⁸⁰

Énergie NB affirme que la philosophie qui anime la FERC est la suivante : le transporteur doit traiter les producteurs de la même façon; tout transporteur qui accorde un traitement préférentiel au producteur auquel il est lié, parce qu'il appartient à la même entreprise verticalement intégrée, agit de façon anticompétitive et illégale.

Énergie NB estime être victime de discrimination de la part de TransÉnergie, et que celle-ci traite plus favorablement le groupe production d'Hydro-Québec.

Bien qu'Hydro-Québec ait écrit qu'aucune plainte n'a été formulée à la Régie ou à la FERC, Énergie NB rappelle qu'Enron a déposé une plainte contre H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., à la FERC, tel que la preuve l'a démontré lors de l'audition.

⁷⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 38.

⁷⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 38.

⁷⁸ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 136.

⁷⁹ Argumentation de NEG, 6 septembre 2001, page 10.

⁸⁰ Argumentation de NEG, 6 septembre 2001, page 10.

OPG se pose de sérieuses questions sur la rémunération incitative des gestionnaires liée à la performance d'Hydro-Québec corporatif⁸¹. Le « *Rapport annuel 2000* » fait état des revenus d'exportation, particulièrement des transactions achat-revente, comme une des raisons principales de la croissance du revenu net en 2000. La direction de TransÉnergie a un intérêt financier dans la maximisation des gains des transactions d'achat-revente sur le marché américain de court terme.

L'intervenante affirme que la transition entre une entité intégrée et une prise de décision séparée représente un changement de culture qui ne se produit pas tout seul. Cela demande un effort important pour identifier et enlever les barrières au changement et s'assurer que les gens, les processus et les systèmes sont en place afin que cela se produise. Les vieilles habitudes ne changent pas rapidement et il est naïf de suggérer que la seule distribution d'un code de conduite est suffisante pour accomplir cette transformation. Toute formule qui conserve une équipe de direction commune risque de laisser en place, pendant une certaine période, la culture corporative traditionnelle des services publics intégrés.

Selon OPG, il existe de nombreux scénarios où TransÉnergie, sans avoir accès à quelque information privilégiée que ce soit, serait en position de favoriser Hydro-Québec Production. L'expérience de TransÉnergie dans le marché et sa connaissance des demandes de service de transport la placent dans une position où elle a, à la fois, la capacité et la tentation de favoriser la division production et marketing d'énergie. Plus de 99 % des revenus de service de point à point sont attribuables à Hydro-Québec Production.⁸²

OPG suggère certaines mesures afin de mettre en place un système plus ouvert, transparent et qui rassure les participants éventuels de son équité. Ce sont l'élimination du renouvellement automatique de la convention de service avec Hydro-Québec Production, qui fournit un avantage indu à cette dernière⁸³; une plus grande transparence des calculs des ATC affichés sur OASIS; la publication, sur une base permanente, de l'information fournie en réponse à la demande d'OPG, à la pièce HQT-13, document 13.2, ainsi qu'une vérification annuelle indépendante des calculs de l'ATC. Selon OPG, les résultats de cette vérification devraient être publics. La Régie devrait aussi ordonner à TransÉnergie de démontrer sa conformité avec les exigences de l'Ordonnance 889 du FERC qui portent sur la rétention et la disponibilité de l'historique des informations qui permettent de calculer les ATC.⁸⁴

⁸¹ NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 196 et suivantes.

⁸² NS, 17 mai 2001, volume 21, page 91.

⁸³ Argumentation d'OPG, 6 septembre 2001, page 11.

⁸⁴ Argumentation d'OPG, 6 septembre 2001, page 15.

En ce qui concerne la procédure d'examen des plaintes qui a été approuvée par la décision D-98-25 de la Régie, « *Approbaton des procédures d'examen des plaintes établies par les distributeurs d'électricité et de gaz naturel (Art. 87, L.R.E.)* », NEG soumet que la prescription de 30 jours est beaucoup trop courte si on la compare aux normes de l'industrie, et elle contrevient à la section 99(2) de la Loi. NEG considère que les articles pertinents de l'OATT correspondent à la norme de l'industrie.⁸⁵ De plus, selon l'intervenante, la décision porte sur le transport lié à la distribution, soit les lignes à un voltage de moins de 44 kV.⁸⁶

Tel qu'approuvé par le Règlement 659, NEG soumet que la législation applicable aux relations commerciales de TransÉnergie avec NEG demeure l'OATT. Ceci n'a pas encore été modifié par la Régie. La section 12 de l'OATT demeure claire et ne spécifie aucun délai maximum à l'intérieur duquel un client peut porter plainte. L'article 99(2) de la Loi permet à la Régie de refuser ou de cesser d'examiner une plainte s'il s'est écoulé plus d'un an depuis que le plaignant a eu connaissance des faits qui fondent sa plainte.⁸⁷

À ce sujet, le transporteur réplique tout d'abord que par sa décision D-98-25, la Régie a effectivement approuvé une procédure d'examen des plaintes des clients de TransÉnergie concernant l'application d'un tarif ou d'une condition de transport d'électricité contrairement à ce que laisse croire NEG qui limite l'application de cette décision à la distribution seulement.

Selon NEG, la position du transporteur à l'effet que ce dernier prétend lui avoir fait parvenir une lettre expliquant la procédure d'examen des plaintes, le 27 août 1998, n'est pas acceptable parce que NEG n'a signé une convention de service et n'est devenue cliente de TransÉnergie que le 16 novembre 1998 seulement. De plus, la lettre était adressée à M. Wolfgang Mueller, un employé du département de comptabilité qui n'était pas celui qui aurait dû le recevoir. NEG n'a reçu aucun envoi en 2000.⁸⁸

Selon le **transporteur**, tel qu'il appert de la pièce HQT-4, document 1.1.2 (en liasse), TransÉnergie a fait parvenir copie, en anglais, de sa procédure d'examen des plaintes, le 5 août 1999, à M^{me} Sarah Barpoulis de PG&E Energy Trading – Power, L.P.. M^{me} Barpoulis était la signataire, pour PG&E Energy Trading – Power, L.P., des deux conventions de service que TransÉnergie avait conclues, le 16 novembre 1998, avec cette cliente.

⁸⁵ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 11.

⁸⁶ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 11.

⁸⁷ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 11.

⁸⁸ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 11.

Finalemment, NRG Power Marketing Inc. a conclu ses conventions de transport avec TransÉnergie en octobre 2000 et a été avisée de la procédure d'examen des plaintes lors de l'envoi annuel de la procédure, le 13 juin 2001.⁸⁹

2.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

La séparation fonctionnelle découle du texte de la Loi. En effet, l'article 2 de la Loi définit le transporteur d'électricité comme étant Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité. Ce même article définit aussi le distributeur d'électricité comme étant Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité.

En conséquence, la Régie considère qu'une séparation fonctionnelle des activités d'Hydro-Québec est un outil essentiel pour assurer la réglementation du transporteur. La Régie demande au transporteur de se rapprocher le plus possible du concept d'entreprise autonome distincte et de ne conserver, à titre de services intégrés, que les seuls services pour lesquels des économies d'échelle et/ou des économies de gamme sont possibles. La Régie s'attend à ce que le transporteur traite aussi les affiliés comme s'ils étaient des tiers.

La tâche de la Régie est de mettre en place les outils réglementaires assurant l'efficacité de la séparation fonctionnelle, de manière à protéger la clientèle du service réglementé contre les risques d'interfinancement, et à permettre un accès non discriminatoire aux services. Les outils privilégiés sont le code de conduite, le système OASIS et une procédure d'examen des plaintes. À ces outils, s'ajouteront les tarifs et conditions de service applicables aux services offerts, tel que discuté à la section 11.

La Régie considère qu'Hydro-Québec a démontré l'efficacité opérationnelle du regroupement des activités chez TransÉnergie. Selon la Régie, le modèle mis en place est acceptable aux fins de la fixation, par la Régie, des tarifs du transporteur.

Cela étant, la Régie manifeste la préoccupation suivante quant à la séparation fonctionnelle. La rémunération des gestionnaires du transporteur serait liée à la performance d'Hydro-Québec intégrée, ce qui, pour la Régie, peut ne pas respecter le principe de traitement non discriminatoire puisque le transporteur a un incitatif financier qui peut le conduire à favoriser les transactions d'Hydro-Québec Production en fonction de la contribution de ce dernier à la rentabilité globale d'Hydro-Québec.

⁸⁹ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 62.

La Régie s'attend donc à ce que le transporteur fasse des modifications à la politique de rémunération afin d'assurer une séparation fonctionnelle plus complète.

En ce qui concerne le traitement des plaintes, la Régie tient à réitérer que la procédure d'examen des plaintes, qui a été approuvée par sa décision D98-25, «*Approbaton des procédures d'examen des plaintes établies par les distributeurs d'électricité et de gaz naturel (Art. 87, L.R.E.)*» s'applique au transporteur et que toute plainte doit être affichée sur OASIS. De plus, la Régie rappelle que l'envoi de cette procédure aux clients du service de transport doit être effectué chaque année.

Quant au modèle Transco que revendique le transporteur, la Régie constate qu'il n'y a aucune conclusion à cet effet dans la requête amendée et que ce débat n'est apparu que dans les argumentations. La Régie ne se prononce donc pas sur ce sujet.

2.2. CODE DE CONDUITE

2.2.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** présente, pour approbation, le document «*Séparation fonctionnelle des activités de transport, de production et de marché de gros – Normes de conduite et procédure*». ⁹⁰ Ce document, daté de septembre 2000, comporte trois parties, soit les modifications à la structure administrative et au fonctionnement de la direction, les normes de conduite d'Hydro-Québec, ainsi que la procédure de mise en œuvre des normes de conduite et les relations d'affaires entre Hydro-Québec et ses sociétés affiliés.

Ce document vise à remplacer le document intitulé «*Séparation fonctionnelle des activités de transport des activités de production et de vente en gros – Normes de conduite et procédure – Édition de mai 1997*» ⁹¹ en y apportant quelques modifications.

Cette nouvelle version des «*Normes de conduite et procédure*» précise qu'Hydro-Québec a pour politique que les activités commerciales de ses sociétés affiliés, sur les marchés de gros de l'électricité, ne soient pas subventionnées par les clients des services réglementés. ⁹² Le code de conduite présenté vise à s'assurer que les employés d'Hydro-Québec qui participent aux activités de marchés de gros ne reçoivent pas d'avantages ou n'aient pas accès à de l'information se rapportant à l'exploitation et à l'administration du réseau de transport que ne peuvent obtenir des personnes non affiliés participant à des activités de marché de gros. Pour ce faire, le document aborde les mutations de personnel, la séparation physique du personnel, l'accès à l'information et la divulgation d'informations. Il fait aussi référence à la «*politique de prix de transfert reconnue par la Régie*». En appliquant ces normes de conduite, Hydro-Québec soutient qu'elle se donne toutes les chances de faire en sorte de traiter l'ensemble des clients de façon non discriminatoire. ⁹³

Le code de conduite guide la relation d'affaires entre Hydro-Québec et ses sociétés affiliés et la relation d'affaires de certaines de ses sociétés affiliés entre elles, soit Marketing d'énergie HQ inc, H.Q. Energy Services (U.S) inc, Gestion Production HQ inc, Sept-Chutes, société en commandite, et Chute Bell, société en commandite.

Le transporteur précise que le document n'inclut pas d'énoncé de politique spécifique aux activités non réglementées autres que celles de marché de gros. ⁹⁴ Il affirme que

⁹⁰ HQT-2, document 5, en liasse.

⁹¹ HQT-13, document 14.1.1.

⁹² HQT-2, document 5, page 16.

⁹³ NS, 10 avril 2001, volume 6, page 232.

⁹⁴ NS, 12 avril 2001, volume 8, page 31.

TransÉnergie HQ inc. n'est pas une société affiliée qui participe au marché de gros au sens des normes de conduite.⁹⁵ Les règles d'accès à l'information et de divulgation⁹⁶ régissent les relations entre Hydro-Québec et sa société affiliée TransÉnergie HQ inc⁹⁷.

Afin de s'assurer que le code est appliqué, le transporteur précise que le personnel de TransÉnergie a suivi des cours de formation sur le code de conduite⁹⁸ et le Secrétaire général d'Hydro-Québec a comme mandat, en cas de non respect du code de conduite, « d'intervenir avec force »⁹⁹.

Selon **STOP/S.É.**, le Règlement 659 actuel rend applicables à Hydro-Québec les normes de conduite américaines relatives à la séparation fonctionnelle du transporteur, telles qu'établies par l'Ordonnance 889 de la FERC édictant la partie 37 des règlements de la FERC, 18 C.F.R. (1996). Le Règlement 659 réfère de multiples fois à ces normes de conduite américaines. Elles font donc partie du droit du Québec depuis 1997.

Le chapitre 37 des règlements de la FERC n'est pas annexé au Règlement 659 ni publié dans la Gazette officielle du Québec. La Régie n'en a donc pas, semble-t-il, connaissance d'office. De plus, ce chapitre 37, bien qu'ayant une portée réglementaire au Québec, ne semble exister qu'en version anglaise. C'est sans doute par erreur que le Règlement 659 y fait référence.

STOP/S.É. cite la preuve à l'effet qu'Hydro-Québec a développé ses propres normes de conduite depuis 1997, celles-ci étant différentes de celles prévues au chapitre 37 des règlements de la FERC, bien que le Règlement 659 n'ait pas été amendé en conséquence et continue de référer aux normes américaines.¹⁰⁰

Les normes de conduite d'Hydro-Québec ont été acceptées par la FERC dans sa décision relative à H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., laquelle a, à cette occasion, réitéré la souplesse de ses exigences de réciprocité sur cette question.

OPG soutient qu'il semble qu'il y ait eu peu de formation structurée portant sur le code de conduite et ses implications sur les activités quotidiennes des employés de la division transport, si on en croit les témoignages de MM. Roberge et Gagnon qui étaient déjà au courant¹⁰¹ et sensibilisés à la question¹⁰² et n'ont donc eu besoin d'aucune formation.

⁹⁵ HQT-13, document 14, pages 12 et 13.

⁹⁶ HQT-2, document 5, page 7.

⁹⁷ HQT-13, document 14, pages 12 et 13.

⁹⁸ NS, 12 avril 2001, volume 8, pages 33 à 35.

⁹⁹ NS, 10 avril 2001, volume 6, page 233.

¹⁰⁰ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, pages 39 et 40.

¹⁰¹ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 134.

Selon l'intervenante, il n'y a pas non plus d'obligation de formation continue, pas de vérification de surveillance, pas de sanctions définies ni de mécanisme formel pour répondre aux plaintes.¹⁰³ Vu l'absence d'un programme de vérification, il est difficile de croire l'affirmation de M. Bastien à l'effet que le code n'a jamais été violé, et l'absence d'un tel programme devrait être un signal pour la Régie.

NEG demande à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec de se conformer à son code de conduite et de conserver un registre détaillé de l'utilisation de son pouvoir discrétionnaire.¹⁰⁴

Selon NEG, l'Ordonnance 889 a mis en place des protocoles de divulgation d'information par les sociétés de transport, créé la plate-forme OASIS et établi différentes normes de conduite. Ces normes comptent deux éléments clés, soit (i) la séparation des fonctions de fiabilité et d'opération du transporteur des fonctions marchandes et (ii) empêcher les employés du système de fournir aux employés de la fonction marchande et des affiliés de l'information non disponible au même moment à tous les clients via OASIS.¹⁰⁵

Il ne doit y avoir aucun intérêt financier de l'ISO et de ses employés dans la performance économique de quelque participant que ce soit au marché. Il est prématuré de porter un jugement définitif puisque la structure d'Hydro-Québec ne lui permet pas de respecter ce principe.

NEG déclare qu'étant donné la séparation si mince entre les activités canadiennes et américaines de HQ-Marketing, il existe une véritable possibilité que HQ-US recevra un traitement préférentiel et bénéficiera d'informations privilégiées au détriment des autres participants au marché.¹⁰⁶

Le **RNCREQ**, après avoir soulevé la question des transactions entre affiliés, plus particulièrement par rapport à la transaction avec Connexim,¹⁰⁷ et souligné les limites des codes de conduite, considère que lorsque des activités réglementées et concurrentielles cohabitent dans une même entreprise pour laquelle seule une politique de séparation fonctionnelle est implantée, un code de conduite est un minimum essentiel¹⁰⁸ et celui que l'intervenant propose est, selon lui, loin d'être radical¹⁰⁹.

¹⁰² NS, 22 mai 2001, volume 23, page 135.

¹⁰³ NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 137 à 146.

¹⁰⁴ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 26.

¹⁰⁵ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 4.

¹⁰⁶ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 9.

¹⁰⁷ Voir la section 2.3, page 56.

¹⁰⁸ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 69.

¹⁰⁹ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 145.

L'intervenant propose que la Régie élabore des normes de conduite pour gérer les transactions entre affiliés de façon à protéger les clients québécois et fournir une assurance crédible qu'il n'y a pas d'interfinancement¹¹⁰, puisque la Régie ne possède pas de mémoire institutionnelle ni d'historique qui lui permette de mesurer et de détecter les pratiques douteuses¹¹¹.

Selon le RNCREQ, ces normes incluraient une directive à l'effet que les coûts directs et partagés puissent être retracés dans les registres comptables, et la documentation du transporteur et de ses affiliés concernant ces coûts soit accessible à la Régie sur demande. De plus, l'accès à tous les registres de l'affilié devrait être assuré au régulateur pour qu'il puisse déterminer s'il y a présence d'interfinancement ou non. Selon le RNCREQ, les vérificateurs, et non la société, doivent déterminer quelle information est pertinente à leur objectif.¹¹²

Le RNCREQ soumet que :

« [...] la Régie procède à élaborer un tel code de conduite en convoquant une audience générique à ce sujet, en rédigeant un projet de code qui serait examiné lors d'une telle audience.¹⁵² Ils [les experts du RNCREQ] ont de plus fourni une liste de quatorze sujets qu'un tel code devrait aborder, soit :

- a) la reddition de comptes sur toute transaction entre les parties réglementées et non réglementées d'Hydro-Québec;
- b) les principes qui les sous-tendent (exemple : le principe d'asymétrie);
- c) le partage d'employés, d'information, de bureaux ou d'équipements;
- d) l'utilisation du nom "Hydro-Québec" par toute division ou filiale engagée dans des activités concurrentielles;
- e) l'accès aux livres des entités non réglementées par la Régie;
- f) l'interdiction de tout traitement discriminatoire ou préférentiel par des entités réglementées;
- g) l'interdiction de tout lien entre des services réglementés et le choix d'un affilié d'Hydro-Québec comme fournisseur d'un service concurrentiel;
- h) l'interdiction de toute activité conjointe de publicité ou de marketing entre les entités réglementées et non réglementées ;
- i) la tenue de livres distincte pour toute activité réglementée;
- j) la mise en application et les pénalités;
- k) les procédures de résolution de différends. »(sic)^{113,114}

¹¹⁰ RNCREQ-19, 14 mars 2001, pages 22 et 23.

¹¹¹ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 144.

¹¹² NS, 3 mai 2001, volume 17, pages 147 et 148.

¹¹³ La liste originale des 14 sujets, en anglais, se retrouve à la pièce RNCREQ-19, 14 mars 2001, pages 21 et 22. La version présentée ci-dessus est traduite et résumée par le RNCREQ.

¹¹⁴ Argumentation du RNCREQ, 7 septembre 2001, pages 69 et 70.

Selon le RNCREQ, bien que les exigences ci-dessus soient requises aux États-Unis à cause d'un contexte différent, Hydro-Québec fait face à des motivations économiques auxquelles toutes les entreprises sans exception sont confrontées; en effet, leurs gains augmentent lorsqu'elles diminuent les coûts des filiales soumises à la concurrence pour accroître les coûts de la clientèle du monopole.¹¹⁵

Le RNCREQ soumet que l'établissement de règles dès le début de la mise en œuvre de la réglementation évite d'avoir à traiter des transactions présentées après le fait assorties d'informations incomplètes et inadéquates. La Régie devrait demander des commentaires des intéressés et examiner les directives de NARUC¹¹⁶ ainsi que d'autres codes de conduite afin de mettre en place des directives appropriées au cadre législatif.¹¹⁷ Le code de conduite devrait prendre la forme d'un règlement, assorti de sanctions.

2.2.2. OPINION DE LA RÉGIE

Le code de conduite est un outil utilisé par plusieurs organismes de régulation dans le cadre de leur mandat de protection de la clientèle du service réglementé. Par exemple, il est mentionné à l'article 4 du Règlement 659 et est l'un des objets de l'Ordonnance 889 de FERC.

Un code de conduite vise à prévenir toute forme de traitement préférentiel en faveur des autres unités et affiliés de l'entreprise intégrée en régissant les comportements, les échanges d'employés et d'informations. Il vise aussi à prévenir l'interfinancement en encadrant les transactions avec le transporteur qui ont des impacts financiers pour ce dernier.

La Régie considère que le document « *Séparation fonctionnelle des activités de transport, de production et de marchés de gros – Normes de conduite et procédure* » déposé par Hydro-Québec est nécessaire et utile.

La Régie constate les modifications suivantes apportées par la nouvelle version du code datée du 20 septembre 2000 :

- la nouvelle version ne mentionne pas que les livres, registres et comptes des sociétés affiliés seront tenus de façon distincte de ceux d'Hydro-Québec;
- les actifs, biens et services fournis à Hydro-Québec par ses affiliés ainsi que les services du personnel d'Hydro-Québec détaché à temps plein auprès des affiliés sont vendus à la

¹¹⁵ NS, 3 mai 2001, volume 17, pages 175 et 176.

¹¹⁶ RNCREQ-18, 7 février 2001, appendice 1.

¹¹⁷ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 179.

valeur marchande dans l'ancienne version alors que la nouvelle version fait appel au coût complet à la suite de la décision D-99-120.

Le document est, selon la Régie, incomplet. Les responsabilités de la Régie vont au-delà de la portée actuelle du code et ce dernier ne régit pas spécifiquement les interfaces entre le transporteur et l'ensemble des autres affiliés d'Hydro-Québec.

De plus, selon la Régie, le code présenté ne fait pas état de l'objectif de protéger le client du service réglementé, à l'exception des transactions sur le marché de gros de l'électricité, et ne détaille pas les normes s'appliquant aux relations avec les autres affiliés. Il ne détaille pas non plus la politique de prix de cession à laquelle le code fait référence. La Régie considère qu'une référence aux principes énoncés dans la présente décision concernant la politique de prix de cession permettra de faciliter l'application du code et ainsi de prévenir toute forme d'interfinancement.

La Régie constate aussi que la formation du personnel sur l'application du code de conduite semble souffrir de lacunes. Elle demande au transporteur de s'assurer que la formation sur ce sujet soit de nature continue et s'adresse à toutes les personnes concernées. La Régie note aussi que la personne responsable du code de conduite est le Secrétaire général d'Hydro-Québec et non un responsable du transporteur. La Régie demande au transporteur qu'à l'avenir, une personne indépendante d'Hydro-Québec responsable du code de conduite soit nommée.

En conséquence, la Régie ordonne au transporteur de déposer, à l'intérieur de 120 jours de la date de la présente décision, pour approbation finale, un code de conduite amendé portant spécifiquement sur les relations du transporteur avec tous les affiliés d'Hydro-Québec. Ce code devra porter sur l'interface avec toutes les activités, qu'elles soient réglementées ou non, et non uniquement sur les activités de commerce de gros, et aborder, notamment, les sujets mentionnés ci-dessous :

- la description de la nature des transactions ou relations d'affaires avec les affiliés;
- la méthode utilisée par le transporteur pour rendre compte à la Régie des transactions entre le transporteur et les affiliés d'Hydro-Québec;
- le partage d'employés, d'information, de locaux, d'équipements;
- l'accès par la Régie aux livres et registres des entités non réglementées;¹¹⁸
- la description de la politique de prix de cession; (le terme « cession » devrait remplacer « transfert »)

¹¹⁸ À cet effet, la Régie note que chacune des filiales tient une comptabilité distincte et doit faire parvenir périodiquement à Hydro-Québec la transposition de ses états financiers dans une structure comptable d'Hydro-Québec. (NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 224)

- la formation continue du personnel concerné;
- les vérifications de conformité au code de conduite;
- la procédure de traitement et de divulgation des manquements au code concernant le transporteur;
- le rapport annuel à la Régie sur l'application du code, incluant toute infraction et les rapports en cas de non-respect;
- les informations qui doivent être publiées sur OASIS relativement à l'application du code de conduite;
- le maintien de livres et registres distincts du transporteur;
- la publication du code sur OASIS.

La Régie demande au transporteur de modifier les articles des « *Tarifs et conditions* » du service de transport pour éliminer la référence à la partie 37 des règlements de la FERC en ce qui concerne le Code de conduite afin d'éviter d'avoir deux codes de conduite en vigueur en même temps.

2.3. IDENTIFICATION DES ACTIVITÉS DE TRANSPORT

2.3.1. POSITION DES PARTIES

Le transporteur définit ainsi sa mission :

- « transporter l'électricité et commercialiser la capacité de transport selon le niveau de qualité attendu dans le respect de la réglementation en vigueur, tout en assurant la pérennité et la croissance optimale des actifs dans une optique de développement durable;
- assurer les mouvements d'énergie sur le réseau de transport d'électricité sous notre responsabilité, au meilleur coût et selon la qualité attendue tout en respectant les règles de fiabilité, de sécurité de réseau et autres en vigueur;
- commercialiser les produits et les services dans les domaines reliés au transport d'énergie. »¹¹⁹

La réalisation de cette mission se traduit en diverses activités, par exemple :

- la planification et le développement des actifs de transport d'électricité, incluant les orientations nécessaires au développement du savoir-faire technique et des applications technologiques spécifiques au réseau de transport, les critères de maintenance optimale du réseau et la prise en compte des besoins de la clientèle;
- la fourniture d'expertise et de soutien technique afin d'apporter des solutions aux problèmes techniques et environnementaux, d'évaluer les projets d'addition ou de modification des installations de transport ainsi que les normes de conception des équipements;
- la fourniture d'un service de transport fiable et concerté à tous ses clients dans tous ses territoires d'exploitation;
- le contrôle des mouvements d'énergie assurant l'équilibre offre-demande en temps réel sur tout le réseau de transport, conformément aux règles de l'industrie;
- l'exploitation optimale des centres de téléconduite;
- la commercialisation du transit;
- le développement de produits et services non réglementés et l'exploitation de filiales à ces fins.¹²⁰

Les **activités réglementées**, dont les coûts ont été intégrés au coût de service, sont les activités reliées à la gestion, la conception, la planification, l'exploitation et la commercialisation du réseau de transport au Québec.¹²¹

¹¹⁹ HQT-2, document 1, page 7.

¹²⁰ HQT-13, document 1.2.1, pages 8 à 10.

¹²¹ HQT-1, document 1, page 10.

Les **services de soutien**, dont les services financiers, de comptabilité, des technologies de l'information, des approvisionnements et service, de la recherche et développement, de la tarification et du contentieux¹²², sont utiles et nécessaires au transporteur et regroupés afin d'optimiser les coûts pour l'ensemble des usagers d'Hydro-Québec. En conséquence, les quantités consommées et les coûts qui y sont rattachés deviennent réglementés.¹²³ Présentement, ces services sont fournis par d'autres unités de l'entreprise, mais ils pourraient être offerts par des entités non liées.

Les **biens et services fournis au transporteur par des filiales** sont peu nombreux en 2001; ils regroupent les contrats de transport fournis par CRT ainsi que la licence fournie par TransÉnergie Technologies inc¹²⁴. Les montants qui y sont rattachés sont inclus soit dans les coûts réglementés, soit dans la base de tarification.

Certaines **activités non réglementées** sont **regroupées dans TransÉnergie HQ inc**, filiale à 100 % d'Hydro-Québec, créée en 1998. Sous cette société de gestion, mise en place pour le développement et la mise en marché des produits et services non réglementés, on retrouve trois filiales principales : TransÉnergie U.S. Ltd., TransÉnergie Technologies inc. et TransÉnergie Services inc. Les activités de ces entités sont clairement identifiées¹²⁵ et comptabilisées dans les registres comptables¹²⁶ de cette filiale¹²⁷. Elles visent à commercialiser les produits et services de transport sur les marchés internationaux ou à des tiers établis au Québec, et sont considérées comme des activités non réglementées puisque « *d'une part, la Loi sur la Régie de l'énergie ne prévoit pas que la Régie a juridiction sur les activités commerciales sur les marchés internationaux et, d'autre part, qu'il existe une concurrence pour les produits et services commercialisés par TransÉnergie* ». ¹²⁸

D'autres **activités non réglementées** dont les **coûts** sont **encourus directement par le transporteur** consistent en services fournis et prêts d'employés à d'autres unités et filiales de l'entreprise ainsi qu'à l'extérieur de l'entreprise : les coûts qui y sont rattachés sont soustraits du revenu requis, soit avant, soit après qu'il ait été présenté à la Régie.¹²⁹

¹²² HQT-1, document 1, page 10.

¹²³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 106.

¹²⁴ HQT-13, document 1.2, pages 33 et 34.

¹²⁵ HQT-13, document 2, page 6.

¹²⁶ HQT-13, document 1.2.1, pages 11 et 12.

¹²⁷ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, pages 62 et 63.

¹²⁸ HQT-1, document 1, page 10.

¹²⁹ HQT-13, document 1, pages 35 et 36.

Le transporteur a présenté cinq critères permettant l'identification d'une activité réglementée, soit :

1. l'assujettissement de l'activité à la Loi sur la Régie de l'énergie;
2. le droit exclusif de distribution et l'obligation de servir;
3. une prescription de la Régie de l'énergie ou du gouvernement;
4. l'existence d'un marché concurrentiel;
5. l'intérêt de l'ensemble de la clientèle.¹³⁰

Le transporteur n'a retenu que la Loi comme critère d'identification. Tout autre critère mentionné au dossier est complémentaire.¹³¹

Chez TransÉnergie, l'exercice d'identification des activités s'est fait sous forme de discussions,¹³² bien qu'un guide ait été préparé¹³³ et qu'un processus d'identification plus formel ait été prévu. Au fur et à mesure de l'identification des activités non réglementées, ces dernières ont été transférées dans des filiales pour assurer l'étanchéité des registres.¹³⁴

Afin de communiquer le résultat de l'exercice d'identification, le transporteur a présenté, le 14 mai 2001 à la suite de l'engagement 49, une liste des centres de coûts¹³⁵ regroupés par direction.¹³⁶ Cette liste inclut surtout des activités réglementées, mais elle inclut aussi des comptes mixtes, c'est-à-dire des comptes à refacturer aux autres unités ainsi que des comptes consacrés aux activités non réglementées.¹³⁷

Selon le transporteur, les activités non réglementées de TransÉnergie sont minimales et n'ont pour ainsi dire aucun impact sur les tarifs de transport. Elles représentent 1,2 M\$ pour la location d'emprises¹³⁸, 13 employés¹³⁹ qui se consacrent subsidiairement aux activités non réglementées sur un total de 3 161 employés, et des actifs de 4 M\$.¹⁴⁰

¹³⁰ HQT-1, document 1, page 9.

¹³¹ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 209.

¹³² NS, 10 avril 2001, volume 6, page 264.

¹³³ HQT-13, document 1.1.1.

¹³⁴ NS, 27 avril 2001, volume 15, page 113.

¹³⁵ À l'intérieur du système comptable d'Hydro-Québec, il y a deux façons d'identifier un centre de coûts non réglementé : soit par le libellé, le titre qui porte une connotation non réglementée, et aussi, normalement, le « pointeur » devrait identifier tous les centres de coûts qui sont non réglementés. (NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 226.) SAP est le système comptable d'Hydro-Québec qui permet de rattacher les centres de coûts à des centres de profits. C'est par le rattachement à un centre de profits qu'on trouve le lien avec TransÉnergie. (NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 226.)

¹³⁶ HQT-5, document 3.2.10.

¹³⁷ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, pages 253 à 256.

¹³⁸ HQT-13, document 1.2, page 36.

¹³⁹ HQT-13, document 1.2.1, page 11.

¹⁴⁰ HQT-13, document 7, page 36.

Lorsque les activités non réglementées sont exécutées par le transporteur, le traitement comptable permet d'en identifier le coût.¹⁴¹ De plus, selon Hydro-Québec, le regroupement de l'essentiel des activités non réglementées sous TransÉnergie HQ inc. avec une comptabilité séparée assure la cohérence avec le coût complet, et le coût de service n'est pas affecté par ces activités.¹⁴²

Le transporteur affirme avoir mis en place tout ce qu'il faut pour que les charges qui devaient lui être imputées le soient de la façon la plus transparente et la plus complète possible.¹⁴³

« Les activités réglementées ne subventionnent aucunement les activités non réglementées et ces dernières assument leur juste part des coûts, ce qui respecte l'Énoncé de politique et normes de conduite en ce qui concerne la relation d'affaires entre HQ et ses sociétés affiliés. »¹⁴⁴

Le transporteur estime avoir donné à la Régie toutes les informations nécessaires pour qu'elle puisse adéquatement statuer sur l'identification des activités non réglementées.¹⁴⁵ Il reconnaît que la Régie doit disposer des informations nécessaires à la compréhension de l'activité considérée avant de statuer sur les critères à utiliser pour juger du caractère réglementé ou non de celle-ci, ainsi que sur la séparation appropriée des coûts. La Régie déciderait donc au cas par cas en fonction des critères qu'elle aura retenus.¹⁴⁶

En conséquence, le transporteur demande à la Régie de reconnaître que la liste des activités non réglementées établie à la pièce HQT-1, document 1.1, (révision du 11 juin 2001) est « exacte et complète ». ¹⁴⁷ Cette liste est reprise à l'Annexe 2.

Selon l'ACEF de Québec :

« la Régie a le pouvoir et l'obligation de s'assurer qu'Hydro-Québec ne discrimine pas en faveur des activités non réglementées de ses filiales ou co-entreprises. Elle doit pouvoir disposer du bilan et des états de revenus et dépenses des filiales ou co-entreprises, mais aussi des activités non réglementées au sein de Hydro-Québec. »¹⁴⁸

Selon OC, il est du devoir de la Régie de s'assurer que les activités réglementées ne subventionnent en aucun cas les activités non réglementées d'Hydro-Québec et la façon de s'en assurer est de surveiller de très près les transactions entre affiliés, réglementées et non

¹⁴¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 120.

¹⁴² HQT-1, document 1.1, page 4.

¹⁴³ NS, 9 avril 2001, volume 5, page 121.

¹⁴⁴ HQT-1, document 1, pages 12 et 13.

¹⁴⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 120.

¹⁴⁶ HQT-13, document 7, page 4.

¹⁴⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 118.

¹⁴⁸ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 108.

réglementées. De plus, il ne suffit pas de se satisfaire que le pourcentage est correct; encore faut-il que le total ne soit pas déraisonnable non plus. Pour cela, il faut être en mesure de vérifier l'utilité et la pertinence des coûts présentés.

OC réfère à la réglementation de SCGM :

« [...] Déjà en 1993, la Régie énonçait des principes importants en matière de réglementation de la Société en commandite Gaz Métropolitain inc. (SCGM) et des transactions avec ses sociétés affiliées. Quant à nous, nous croyons nécessaire qu'Hydro-Québec soit soumise au même type de réglementation que SCGM à cet égard [...] »¹⁴⁹

OC cite la décision D-93-51 de la Régie :

« afin de s'assurer de la transparence des transactions de toutes les filiales reliées à SCGM, il est essentiel que la Régie obtienne toute l'information sur les filiales, soit leur statut corporatif, leurs livres comptables et leurs données financières. Lors des causes tarifaires et de fermeture, le détail des transactions entre les filiales et la Société devra être déposé, ainsi que les données financières suivantes de ces filiales :

- *Revenus, dépenses, bénéfice net, actif total, total de la dette, financement additionnel et les sources et garanties, événements extraordinaires et exceptionnels. »¹⁵⁰*

2.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

Le tableau inclus à la fin de la présente section, comme Annexe 1, résume le traitement proposé par Hydro-Québec des activités de TransÉnergie mentionnées dans le sommaire de la preuve, selon la compréhension de la Régie.

Le transporteur présente une liste des activités non réglementées ainsi que, le 14 mai 2001, une liste des centres de coûts regroupés par direction de TransÉnergie.¹⁵¹ Une liste qui rassemble des activités réglementées et non réglementées à l'intérieur du système comptable corporatif est jointe à la présente sous l'Annexe 2. La Régie considère que ces deux listes sont des outils qui peuvent aider à définir quelles sont les activités réglementées; mais la Régie ne les perçoit pas comme une fin en soi.

La Régie souligne les difficultés rencontrées pour obtenir en temps opportun une vision complète des activités réglementées et non réglementées, tel que requis dans sa décision D-99-120¹⁵² et repris dans la décision D-2000-102¹⁵³, lui permettant de valider et

¹⁴⁹ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 19.

¹⁵⁰ Décision D-93-51, 1^{er} octobre 93, page 56.

¹⁵¹ HQT-5, document 3.2.10.

¹⁵² Décision D-99-120, 16 juillet 1999, page 28.

juger de l'exercice réalisé par le transporteur pour identifier les activités réglementées et non réglementées.

La Régie ne peut statuer sur le fait que la liste des activités non réglementées telle que soumise soit «*complète et exacte*», tel que demandé par le transporteur. L'information soumise en preuve n'est pas suffisante pour permettre à la Régie de s'assurer qu'il n'y a pas d'autres activités non réglementées dans la liste des centres de coûts de TransÉnergie.¹⁵⁴ Le cas échéant, de telles activités devraient être transférées dans la liste des activités non réglementées. Toutefois, la Régie reconnaît, pour les fins du présent dossier tarifaire, que les activités incluses dans la liste établie à HQT-1, document 1.1, révision du 11 juin 2001, sont non réglementées, à l'exception des activités de CRT. À l'égard de cette dernière, la Régie estime qu'elle devrait être en mesure de s'assurer que ses activités sont non réglementées, ce qui ne ressort ni de la preuve ni de l'argumentation des participants.

Pour les fins du présent dossier tarifaire, la Régie reconnaît que les activités de TransÉnergie qui sont liées à sa mission, telles que présentées à la pièce HQT-13, document 1.2.1, pages 8 à 10, à l'exception du développement de produits et services non réglementés et l'exploitation de filiales à ces fins, représentent des activités nécessaires pour offrir les divers services de transport réglementés. Les coûts de ces services peuvent être reconnus aux fins d'établir le revenu requis du transporteur. En ce sens, ces activités sont des activités réglementées.

La Régie considère que les services de soutien sont également nécessaires pour assumer le coût de la prestation de service et peuvent être inclus dans le revenu requis, même si ces services peuvent être offerts par d'autres entités que le transporteur, et ce, aux fins d'assurer la pleine optimisation des ressources et la réduction des coûts.

Le transporteur s'est engagé à produire un relevé des transactions pertinentes à la demande de la Régie¹⁵⁵, ou même à produire, au besoin, une information plus détaillée que celle qui a été fournie dans ce dossier,¹⁵⁶ et la Régie en prend acte.

Dans sa décision D-93-51, portant sur SCGM, la Régie a établi des exigences de dépôt afin d'obtenir l'information sur ses relations avec les filiales non réglementées du distributeur. Le dépôt de ce type d'information permet de s'assurer de la transparence des transactions.

¹⁵³ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 14.

¹⁵⁴ HQT-5, document 3.2.10.

¹⁵⁵ HQT-13, document 14, page 92.

¹⁵⁶ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 248.

« De plus, afin de s'assurer de la transparence des transactions de toutes les filiales reliées à SCGM, il est essentiel que la Régie obtienne toute l'information sur les filiales, soit leur statut corporatif, leurs livres comptables et leurs données financières.

Lors des causes tarifaires et de fermeture, le détail des transactions entre les filiales et la Société devra être déposé, ainsi que les données financières suivantes de ces filiales :

Revenus, dépenses, bénéfice net, actif total, total de la dette, financement additionnel et les sources et garanties, événements extraordinaires et exceptionnels. »¹⁵⁷

Donc, à cette fin, la Régie exige le dépôt des informations suivantes lors du prochain dossier tarifaire de TransÉnergie, soit :

- la liste des affiliés;
- les données financières suivantes concernant les affiliés : revenus, dépenses, bénéfice net, actif total, total de la dette, garanties de financement, événements extraordinaires et exceptionnels;
- le total annuel des transactions entre chaque affilié et le transporteur, et leur classement;
- un rapport faisant état du classement à titre d'activité réglementée ou non réglementée de toute nouvelle activité du transporteur et de toute modification.

Cette information devra être présentée en respectant le modèle présenté par SCGM dans ses dossiers tarifaires.¹⁵⁸

La Régie note que le transporteur offre directement aux clients Grandes Entreprises du distributeur certains services qui améliorent la satisfaction de cette clientèle quant à la fiabilité du réseau de transport, services qui font partie du service de base du transporteur et ne sont pas facturés de façon additionnelle au distributeur.¹⁵⁹

Pour le prochain dossier tarifaire de transport, la Régie demande au transporteur de fournir des précisions sur ces services, la façon dont ils sont facturés au distributeur et les sommes impliquées.

¹⁵⁷ Décision D-93-51, Recueil de décisions de la Régie du gaz naturel: 1^{er} avril 1993 – 31 mars 1994, page 251.

¹⁵⁸ Voir, par exemple, dossier R-3463-2001, SCGM -6, documents 11 à 14, 1^{er} août 2001.

¹⁵⁹ HQT-13, document 1, pages 4 et 5.

ANNEXE 1

Activités de TransÉnergie		
Type	Traitement comptable	Montants (M\$)
Réglémentées		
<i>Incluses dans le revenu requis ou dans la base de tarification</i>		
Exercées par TransÉnergie	Charges directes (on en soustrait une partie, soit les charges capitalisées) (au coût complet)	Charges brutes directes (347,2 - 68,0)
	Autres charges (au coût)	Amortissement 447,8 Taxes 184,1 Achats de service de transport 2,2
Services fournis par d'autres unités de l'entreprise	Services facturés (facturation interne)	Facturation interne 318,0
Services fournis par des filiales	Frais corporatifs (au coût complet) Cedar Rapids Transmission ou CRT Charges directes (au coût du marché)	Frais corporatifs 44,6 Achats de service de transport 3,3
Actifs fournis par des filiales	TransÉnergie Technologies (inclus dans la base de tarification) (coût du marché - 15%)	Investissement dans une licence 3,4
Non réglémentées		
<i>Non incluses dans le revenu requis</i>		
Exercées par les filiales	Dans les livres de la filiale TransÉnergie HQ inc (données non présentées à la Régie)	Non disponible
Exercées par TransÉnergie	Soustrait du revenu requis avant de le présenter à la Régie (prêts d'employés à HQI, autres unités et extérieur) (au coût complet)	(2,6)
Services fournis à d'autres unités de l'entreprise et à l'extérieur	Facturation interne émise (autres unités: production, distribution, etc.) (au coût complet)	Facturation interne émise (28,2)
Services fournis uniquement à l'extérieur de l'entreprise	Facturation externe (location d'emprises) (au coût complet et valeur nominale)	Facturation externe (1,2)

ANNEXE 2

*Activités non réglementées identifiées par le transporteur*¹⁶⁰

Commercialisation de produits ou de services divers, au Québec

- Commercialisation de technologies de simulation de réseaux électriques (HQT-4, document 1, page 20)
- Commercialisation d'expertise reliée à la planification, l'exploitation et l'entretien des réseaux électriques (HQT-4, document 1, page 20)
- Commercialisation d'expertise spécifique touchant la construction et l'exploitation de lignes à courant continu (HQT-4, document 1, page 20)
- Développement de projets de transport pour des tiers (HQT-10, document 1, page 45)
- Location d'emprises de lignes et de terrains à des entités externes à Hydro-Québec (HQT-13, document 1.2, page 36)

Commercialisation de produits ou de services à l'international

- Commercialisation de technologies de simulation de réseaux électriques (HQT-4, document 1, page 20)
- Commercialisation d'expertise reliée à la planification, l'exploitation et l'entretien des réseaux électriques (HQT-4, document 1, page 20)
- Commercialisation d'expertise spécifique touchant la construction et l'exploitation de lignes à courant continu (HQT-4, document 1, page 20)
- Planification des réseaux (HQT-4, document 1, page 20)
- Opération et entretien de réseaux (HQT-4, document 1, page 21)
- Services connexes (HQT-4, document 1, page 21)
- Développement de projets de transport aux États-Unis et en Australie (HQT-4, document 1, page 21)
- Gestion des actifs sur des projets de lignes de transport (HQT-4, document 1, page 22)

CRT

Toutes les activités de CRT.

¹⁶⁰ Extrait de HQT-1, document 1.1, révision, 11 juin 2001.

2.4. POLITIQUE DE PRIX DE CESSION

2.4.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** énumère cinq critères de séparation des coûts, soit la séparation administrative, la mesure au coût complet, la compensation équitable aux activités complémentaires au service réglementé, la rémunération des services occasionnels rendus à des tiers non réglementés et la réalisation de transactions avec une affiliée dans le cours normal de ses affaires. Il informe la Régie que ces cinq critères sont appliqués dans le dossier présenté.¹⁶¹

Bien que le transporteur reconnaisse qu'idéalement il serait préférable que les activités non réglementées soient réalisées par des entités juridiques distinctes, il reconnaît qu'en pratique, ce sont souvent des filiales ou unités administratives qui les réalisent.

Biens et services

Selon le transporteur, le prix des services facturés est établi chez le fournisseur en cumulant le coût complet des services offerts, incluant un rendement sur les actifs utilisés pour fournir ces services, et en établissant un prix unitaire sur la base de la consommation totale de ce service. Les composantes du coût complet sont les suivantes :

- les charges d'exploitation directement associées à la fourniture de ce service;
- les charges de services partagés relatives aux services consommés dans le cadre de la fourniture de ce service;
- les charges d'amortissement relatives aux actifs utilisés pour la fourniture de ce service;
- les charges de taxes foncières, si le service rendu est une location d'espace de travail;
- les charges de taxe sur le capital relatives aux actifs utilisés dans le cadre de la fourniture de ce service;
- le coût en capital appliqué aux actifs utilisés dans le cadre de la fourniture de ce service, qui correspond à celui établi aux fins réglementaires.¹⁶²

À l'exception des charges directes d'exploitation, les autres charges sont des charges communes.¹⁶³

¹⁶¹ HQT-1, document 1, pages 10 et 11.

¹⁶² HQT-5, document 2, page 8; liste détaillée des composantes, voir HQT-13, document 1.1.2, page 7.

¹⁶³ La répartition de ces charges varie : par exemple, les frais corporatifs sont répartis, dans un premier temps, à l'ensemble des unités de service et des unités d'affaires (HQT-5, document 2, page 9). La taxe sur le capital est répartie selon le coût non amorti des immobilisations en exploitation augmenté des constructions en cours. (HQT-5, document 2, page 11)

Le transporteur affirme avoir systématiquement appliqué, lorsque pertinente et praticable, la méthode du coût complet. Cependant, les activités non réglementées sont le plus souvent exécutées par des filiales qui emploient un système comptable distinct de celui d'Hydro-Québec. Le système SAP n'est utilisé que par l'entité juridique Hydro-Québec, et non par les affiliés. La totalité des filiales sont hors SAP¹⁶⁴. Selon le transporteur, le regroupement de l'essentiel des activités non réglementées sous TransÉnergie HQ inc. avec une comptabilité séparée assure la cohérence avec le coût complet, et le coût de service n'est pas affecté par ces activités.¹⁶⁵

Le transporteur constate qu'aucun argument n'a été amené pour remplacer la méthode du coût complet comme règle générale de séparation des coûts¹⁶⁶ et il affirme avoir démontré que le traitement comptable des activités non réglementées est rigoureux et détaillé.

Selon **STOP/S.É.**, la Loi est la seule « *méthode de séparation des activités non réglementées des activités réglementées* » dont la Régie puisse prendre acte.¹⁶⁷ Le principe du coût complet continue de prévaloir.¹⁶⁸

Actifs

Selon le **transporteur**, la cession d'actifs est relativement rare. Elle se produit le plus souvent entre unités d'affaires.¹⁶⁹ De plus, lorsqu'il y aura cession d'actif à une autre entité, l'article 73 s'appliquera; TransÉnergie devra demander une « *permission* » à la Régie et justifier si c'est à l'avantage des consommateurs. Le transporteur s'interroge sur la portée d'une politique de prix de cession générique, établie sans trop savoir quelle réalité elle couvre.¹⁷⁰ Il fait valoir que la Régie peut changer cette politique au cas par cas.

Le coût complet ne s'applique pas à la cession d'actif, mais seulement aux biens et services.¹⁷¹ Le transporteur propose de transférer les actifs au coût comptable.¹⁷² Cette pratique est utilisée depuis longtemps, est conforme aux PCGR et est adéquate dans le présent contexte.¹⁷³

¹⁶⁴ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 223.

¹⁶⁵ HQT-1, document 1.1, page 4.

¹⁶⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 120.

¹⁶⁷ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 83.

¹⁶⁸ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 85.

¹⁶⁹ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 18.

¹⁷⁰ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 24.

¹⁷¹ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 241.

¹⁷² NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, pages 236 et 237. Le transporteur utilise les termes « valeur aux livres », page 236, et « valeur comptable », page 237.

¹⁷³ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 19.

Selon le transporteur, bien que la cession d'actifs entre unités d'une même entreprise doive se faire à la valeur comptable, le traitement peut être différent lorsqu'il s'agit d'affiliés. Il propose qu'il soit fait à la valeur comptable lorsqu'il s'agit d'une filiale à 100 %, pour ne pas créer d'écart entre le calcul comptable et le calcul réglementaire. Quand il y a présence de tiers, toutefois, c'est un prix négocié.¹⁷⁴

Certains actifs de télécommunications d'Hydro-Québec ont été vendus en 1999 à Connexim, une société en commandite non réglementée, affiliée à Hydro-Québec. Les actifs ont été vendus à la valeur au marché. La méthodologie utilisée est le coût de remplacement déprécié.¹⁷⁵ Connexim facture ses services à la DPTI au prix du marché¹⁷⁶ qui en facture une partie à TransÉnergie¹⁷⁷.

Le **RNCREQ** propose une méthode de prix de cession asymétrique inspirée de NARUC. Selon cette méthode, les actifs, biens et services fournis par le transporteur réglementé à un affilié le seraient au plus élevé du coût ou du prix du marché. Les actifs, biens et services fournis par un affilié au transporteur réglementé le seraient au moindre du coût au du prix du marché. Cette méthode permet de lutter contre la tendance de transférer des actifs à un affilié à une valeur inférieure au prix du marché pour lui fournir un avantage concurrentiel, et de facturer un montant supérieur au marché lors d'une vente au monopole afin de subventionner les affiliés qui opèrent dans un milieu concurrentiel, ou de fournir aux actionnaires un profit plus élevé sur les activités non réglementées.¹⁷⁸

Le **transporteur** réplique que les craintes du RNCREQ sont possiblement plus justifiées lorsque d'importants actifs de production d'électricité sont cédés à des entités non réglementées à la suite de la restructuration du marché que lorsque des actifs de transport de moindre valeur, par nature, sont transférés entre des entités de la même entreprise.

Selon le transporteur, les abus et injustices appréhendés par le RNCREQ sont évités par l'utilisation de la valeur aux livres des actifs, ce qui est cohérent avec la règle du coût complet et les règles comptables canadiennes.¹⁷⁹

¹⁷⁴ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 241.

¹⁷⁵ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 245. Cette méthode est calculée en trois étapes à partir du prix d'achat des actifs : **1.** Ajout de 30 % de la valeur des actifs pour les frais d'installation, les frais d'ingénierie et les frais généraux; **2.** Ajout de 3,5 % de la valeur totale des actifs (prix d'achat plus le 30 % précité) pour les frais de financement capitalisés; **3.** Soustraction de l'amortissement cumulé à la date de signature du contrat (HQT-13, document 14, page 16).

¹⁷⁶ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 235.

¹⁷⁷ HQT-13, document 14, page 14.

¹⁷⁸ RNCREQ-18, 7 février 2001, pages 63 à 67.

¹⁷⁹ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 75.

Le **RNCREQ** avance qu'Hydro-Québec utilise principalement des coûts pour calculer la valeur au marché des actifs de Connexim. Il ne peut comprendre comment la cession d'actifs à un prix basé sur le coût est juste pour la clientèle. Dans le cas des actifs de Connexim, la capacité d'utiliser des droits de passage et les conduites de télécommunications d'Hydro-Québec là où ces actifs ne peuvent être édifés de nouveau, a une valeur supérieure au coût. De plus, faute d'information, la Régie ne peut déterminer si le contrat séparé qui attribue à Bell les droits exclusifs de l'utilisation de la capacité excédentaire du réseau pendant cinq ans accorde une pleine compensation à Hydro-Québec. La Régie ne peut, de plus, déterminer si les revenus qui découlent de ce contrat sont traités comme revenus non réglementés. Pour le RNCREQ, il est difficile d'être sûr que ce traitement est juste pour la clientèle du service réglementé.¹⁸⁰

Le RNCREQ croit que les régulateurs ne peuvent limiter leur capacité d'obtenir de l'information lorsqu'il est question de transactions avec les affiliés non réglementés. Ils doivent pouvoir obtenir cette information même s'ils ne fixent pas les prix. L'importance de la question de Connexim se situe à titre d'illustration de ce qui pourrait se produire plus que pour son impact sur le revenu requis. Cet exemple illustre le besoin de développer un cadre de référence pour répondre à ces préoccupations.¹⁸¹

Le RNCREQ demande à la Régie d'ouvrir une enquête sur la transaction de Connexim en vertu de ses pouvoirs selon l'article 35 de la Loi, et de faire des ajustements dans le cadre de causes tarifaires futures si nécessaire.¹⁸²

Exceptions

Le **transporteur** présente trois exceptions à l'utilisation du coût complet.

En ce qui concerne la **location d'emprises et de terrains**, les transactions ont été faites soit au prix du marché, soit auprès des municipalités pour 1 \$ pour des pistes cyclables, ce qui permet de réduire les coûts d'entretien.¹⁸³ Il est impossible d'établir le « coût complet » de ces transactions, compte tenu de leur nature non standard, sauf au prix d'un important investissement en temps et en argent.

« En outre, le coût marginal de ces transactions étant quasi nul, les revenus qui en proviennent contribuent de fait aux frais fixes du transporteur. Le traitement comptable de cette exception est à l'avantage de la clientèle réglementée. »¹⁸⁴

¹⁸⁰ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 152.

¹⁸¹ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 181.

¹⁸² Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 67.

¹⁸³ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 69.

¹⁸⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 121.

Le **service de transport** acheté auprès de **CRT** l'a été au prix du marché; le transporteur achète toute la capacité de transport de CRT et la revend au minimum au même prix ou plus cher.¹⁸⁵ Il n'existe pas de coût complet pour CRT puisque aucune autorité ne le lui a demandé; elle n'est pas réglementée.¹⁸⁶ Selon le rapport annuel d'Hydro-Québec, elle est une filiale à 100 % et son réseau est intégré au réseau de transport de TransÉnergie puisqu'on peut faire des transactions avec des tiers qui impliquent l'utilisation de son réseau sans facturer de droit additionnel.¹⁸⁷

Une **licence** a été achetée de Teqsim International inc, filiale à 85 % de **TransÉnergie Technologies**, avec un rabais de 15 % par rapport au prix du marché.¹⁸⁸ Le transporteur a payé un meilleur prix que si TransÉnergie Technologies n'était pas une entreprise affiliée. Le traitement comptable de cette exception est donc à l'avantage de la clientèle réglementée.¹⁸⁹

Le transporteur demande à la Régie de reconnaître qu'il a rigoureusement appliqué le critère de séparation des coûts retenu par la Régie, soit l'utilisation du coût complet, dans les cas où l'emploi de cette méthode était approprié, que les exceptions au principe du coût complet sont justifiées et que leur traitement comptable est à l'avantage de la clientèle réglementée.¹⁹⁰

STOP/S.É. affirme que CRT est intégrée à Hydro-Québec. Comme une partie de son réseau est au Québec, ses activités devraient être réglementées et le coût complet devrait s'appliquer. STOP/S.É. se préoccupe du précédent qui pourrait résulter de la non-réglementation de CRT, puisqu'il pourrait ouvrir la voie à la constitution, sur le territoire du Québec, de portions de réseau de transport contrôlées par des filiales d'Hydro-Québec, mais échappant au contrôle de la Régie.¹⁹¹ De plus, la preuve n'a pas été faite qu'il existe un marché pour le service de transport de CRT, ce qui permettrait d'accepter le prix de marché payé à cette filiale.¹⁹²

¹⁸⁵ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 221.

¹⁸⁶ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 218.

¹⁸⁷ NS, 3 mai 2001, volume 17, pages 75 et 76.

¹⁸⁸ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, pages 205 et 206.

¹⁸⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 122.

¹⁹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 118.

¹⁹¹ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 85.

¹⁹² Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 85.

2.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

Services

La Régie considère que la politique de prix de cession doit être fondée sur les éléments déjà inclus dans la décision D-99-120¹⁹³, soit le coût complet pour les transactions avec les autres divisions et avec les filiales. La possibilité d'exceptions est permise dans la mesure où elles sont nécessaires et justifiées. Ces exceptions devront être transmises à la Régie pour autorisation préalable.

Actifs

Dans le cas de la cession d'actifs à Connexim, cette transaction n'était pas assujettie à l'autorisation préalable de la Régie étant donné que l'article 73 n'était pas en vigueur. La Régie s'attend à ce que, à l'avenir, le transporteur s'assure que toute transaction de ce type soit portée à l'attention de la Régie. De plus, une autorisation devra être demandée dans le cadre de l'article 73, dans la mesure où une telle autorisation est requise.

La Régie accepte la proposition du transporteur de transférer les actifs entre unités d'affaires d'Hydro-Québec, ou avec une filiale à 100 %, au coût comptable. Quand il y a présence de tiers, la cession s'effectuera à un prix négocié. La Régie n'établit pas une politique pour la cession d'actifs à ces derniers. Toutefois, elle exige que, en demandant l'approbation sous l'article 73, le transporteur fournisse toujours les données pertinentes sur les coûts comptables. Des exceptions seront aussi possibles aux mêmes conditions que pour les services.

Dans l'étude des cas soumis sous l'article 73, la Régie pourra décider d'appliquer la politique de prix de cession asymétrique adoptée par NARUC s'il devient opportun de le faire.

Exceptions

La Régie accepte le traitement des exceptions demandées. Cependant, la preuve ne lui permet pas de statuer sur le fait que ces exceptions soient, tel que soumis par le transporteur, « à l'avantage de la clientèle réglementée » :

- la location d'emprise, où la Régie note le nombre élevé de transactions à prix peu élevé;
- le service de transport acheté auprès de CRT;
- la licence achetée de Teqsim International inc, filiale à 85 % de TransÉnergie Technologies.

¹⁹³ Décision D-99-120, 2 juin 2000, page 28.

La Régie s'étonne que la méthode du coût complet, reconnue ailleurs au Canada et aux États-Unis, et utilisée par de nombreuses entreprises, ne puisse être applicable à toutes les transactions avec les affiliés. À défaut d'exiger de ses filiales et affiliés le calcul du coût complet, sauf exception, le transporteur devra présenter une estimation détaillée du coût complet pour les transactions avec les affiliés et justifier chacune des hypothèses retenues.

Pour le prochain dossier tarifaire du transporteur, la Régie ordonne à ce dernier de fournir l'information concernant le marché de référence et la méthode de calcul du prix du marché suivant laquelle le coût du service de transport acheté auprès de CRT a été établie.

3. PRÉVISION DES BESOINS ET INVESTISSEMENTS PROJÉTÉS

3.1. BESOINS DU RÉSEAU DE TRANSPORT

3.1.1. BESOINS DE LA CHARGE LOCALE

3.1.1.1 Position des parties

Pour lui permettre de planifier, entre autres, le développement et l'exploitation de son réseau de transport, le transporteur soumet une prévision sur un horizon de 10 ans de la demande en énergie et en puissance pour la charge locale du transporteur. Toutefois, seule la pointe annuelle prévue pour l'année témoin projetée est utilisée pour établir les tarifs de transport.¹⁹⁴

Le transporteur allègue que la prévision des besoins québécois en énergie et en puissance est un exercice rigoureux et détaillé. Elle est effectuée conformément aux règles de l'art et aux pratiques de l'industrie. De plus, cette prévision est révisée régulièrement pour en assurer l'exactitude et la conformité aux différents paramètres socio-économiques, technico-économiques et énergétiques servant à son élaboration.¹⁹⁵

Le transporteur demande à la Régie de reconnaître que la pointe estimée pour l'année-témoin projetée 2001, pour la charge locale du transporteur, se chiffre à 31 726 MW incluant les pertes de transport. L'estimation de cette pointe est issue de la prévision des besoins de transport révisée en avril 2000.¹⁹⁶

L'**ACEF de Québec** considère qu'Hydro-Québec gonfle la puissance en pointe de la charge locale parce qu'elle « *ne différencie pas la croissance de la demande induite par ses programmes commerciaux* ». ¹⁹⁷

Quant au **GRAME-UDD**, il soutient que les prévisions à court terme des besoins de transport sont dans l'ensemble conservatrices et qu'une révision à la baisse irait à l'encontre des objectifs de développement durable, étant donné que le développement hydroélectrique est intensif en besoins de transport. Ainsi, pour assurer un développement durable, le

¹⁹⁴ HQT-4, document 2, page 2; HQT-10, document 1, pages 23 et 24.

¹⁹⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 53.

¹⁹⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, page 52; HQT-4, document 2, page 13.

¹⁹⁷ Argumentation finale de l'ACEF de Québec, page 28.

GRAME-UDD recommande de considérer les besoins de transport identifiés pour l'année 2001 comme un minimum.¹⁹⁸

3.1.1.2 Opinion de la Régie

La prévision des besoins de transport pour la charge locale a fait l'objet de peu de commentaires de la part des intervenants. La Régie a pris connaissance de la méthodologie utilisée, du contexte démographique, économique et énergétique, ainsi que des résultats obtenus. Elle accepte la prévision de la pointe annuelle de la charge locale du transporteur de 31 726 MW pour l'année témoin projetée 2001.

3.1.2. BESOINS DU SERVICE EN RÉSEAU INTÉGRÉ

Pour l'année témoin projetée 2001, la charge considérée pour le service en réseau intégré est nulle puisque le transporteur ne prévoit aucune souscription à ce service.¹⁹⁹

¹⁹⁸ Mémoire de GRAME-UDD, pages 12 et 13.

¹⁹⁹ HQT-10, document 1, page 19.

3.1.3. BESOINS DU SERVICE DE POINT À POINT DE LONG TERME

3.1.3.1 Position des parties

Le transporteur demande à la Régie de reconnaître les prévisions pour l'année 2001 de 3 844 MW à titre de réservations du service de point à point de long terme.²⁰⁰

Le transporteur établit ses prévisions de besoins de transport sur la base des réservations annuelles prévues du service de point à point.²⁰¹ Selon le transporteur, dans le calcul des tarifs, seules les réservations fermes de long terme sont considérées.²⁰² Ces dernières sont également nécessaires aux fins de planification et de conception du réseau, et le transporteur doit garder cette capacité disponible quelle que soit l'utilisation du client.²⁰³

Le transporteur propose que la prévision des réservations annuelles du service de point à point soit établie chaque année en fonction de la moyenne des années antérieures, tout comme pour la prévision des revenus des ventes à court terme.²⁰⁴

Il importe, de son point de vue, en raison de la forte corrélation entre le niveau des réservations annuelles et les revenus des ventes à court terme, que cette approche soit cohérente avec celle utilisée pour prévoir les revenus de ventes à court terme. Le transporteur considère que la méthode proposée est celle comportant le plus de stabilité.²⁰⁵ De plus, plusieurs entreprises utilisent, selon lui, le niveau historique des réservations pour établir la prévision des réservations de point à point.²⁰⁶

Les réservations prévues pour 2001 sont estimées sur la base des réservations à long terme couvrant la période de mai 1997 à décembre 2000, puisque les données historiques disponibles remontent à 1997, soit depuis que les tarifs actuels de transport sont en vigueur.²⁰⁷

Le transporteur mentionne qu'en présumant que les réservations annuelles pour l'année 2000 demeurent au niveau de juin 2000, et ce, jusqu'au 31 décembre 2000, la prévision des réservations annuelles de point à point pour l'année 2001 correspondant à la moyenne des

²⁰⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 163.

²⁰¹ HQT-10, document 1.7, page 13.

²⁰² HQT-10, document 1.7, page 14.

²⁰³ HQT-10, document 1.7, page 14; Argumentation d'Hydro-Québec, page 144.

²⁰⁴ HQT-10, document 1, page 19.

²⁰⁵ HQT-13, document 1, page 137.

²⁰⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, page 166; HQT-10, document 1.7.2.; HQT-13, document 1, page 136.

²⁰⁷ HQT-10, document 1, page 19 et 20.

réservations sur cette période, corrigées pour un taux de pertes uniforme de 5,2 %, s'établit à 3 844 MW.²⁰⁸

Le transporteur estime que cette approche permet de capter les tendances dans l'évolution des marchés externes.²⁰⁹ La moyenne des données historiques sur une période suffisamment longue pour être représentative et tenir compte des aléas, représente, selon lui, une approche neutre et conservatrice. Le transporteur précise que la loi de la moyenne fait en sorte que les aléas de la demande s'annulent avec le temps.²¹⁰

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le transporteur précise que le calcul menant aux réservations moyennes de 1997 à 2000 n'a pas été effectué en considérant la moyenne des capacités mensuelles réservées et qu'il a plutôt été établi à partir des revenus annuels de transport excluant les pertes de 7 % et du tarif annuel de 71,09 \$/kW. Selon lui, cette approche permet de considérer implicitement la durée de chacun des contrats à long terme.²¹¹

Le transporteur plaide que ces prévisions se sont révélées relativement précises.²¹² En audience, M. Roberge, témoin du transporteur, précise qu'au 1^{er} mai 2001, les réservations à long terme totalisaient 3 982 MW.

« Si on regarde juste en deux mille un (2001), on avait prévu trois mille huit cent quarante-quatre (3 844) selon la preuve déposée et, à date, aujourd'hui, on a trois mille neuf cent quatre-vingt-deux (3 982). Donc, on est assez près de ce qu'on avait prévu effectivement. »²¹³

Le transporteur plaide qu'il a aussi démontré que le niveau des réservations était raisonnable et qu'il n'y avait pas de surévaluation.²¹⁴ Selon le transporteur, les réservations fermes de long terme de 3 844 MW représentent une utilisation importante de la capacité d'exportation du réseau du transporteur. Le transporteur affirme qu'il reste cependant de la capacité disponible à long terme; en outre, les réservations fermes qui ne sont pas utilisées sont revendues par le transporteur, pour fins de service de transport non ferme.²¹⁵

Pour le transporteur, l'utilisation de la méthode de prévision proposée suppose le maintien de la structure tarifaire actuelle. Le transporteur précise à cet effet qu'il est nécessaire que la

²⁰⁸ HQT-10, document 1, page 19.

²⁰⁹ HQT-13, document 1, page 137.

²¹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 166.

²¹¹ HQT-13, document 1, page 138.

²¹² Argumentation d'Hydro-Québec, page 168.

²¹³ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 33.

²¹⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, page 167.

²¹⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 167.

structure de prix incite les clients à choisir des réservations à long terme plutôt qu'à court terme. Si le coût moyen du tarif de long terme était équivalent à celui du tarif de court terme, les clients opteraient principalement pour du service à court terme, lequel peut revenir moins cher (par kW transité) compte tenu qu'il est plus facile d'en optimiser l'utilisation. Le transporteur mentionne qu'une telle situation entraînerait, selon toute vraisemblance, une diminution importante des revenus totaux provenant du service de transport de point à point.²¹⁶

L'**ACEF de Québec** plaide que l'argument du transporteur selon lequel la loi de la moyenne fait en sorte que les aléas de la demande s'annulent dans le temps est incorrect si la demande est en croissance constante. De son point de vue, il est préférable d'utiliser un terme de croissance sinon l'erreur se maintiendra ou s'amplifiera. Selon l'intervenante, cette croissance est fort probable, considérant l'ouverture des marchés et l'implantation de nouvelles interconnexions. Pour l'ACEF de Québec, il est impératif aussi de s'assurer qu'Hydro-Québec Production fasse correctement les réservations de point à point qui correspondent à l'usage qu'elle fait du réseau, et ce, de manière équitable pour les autres clients.²¹⁷

L'ACEF de Québec allègue également qu'il est prématuré de porter un jugement sur la précision des prévisions. Selon l'intervenante, les données réelles auxquelles réfère Hydro-Québec ne couvrent que quatre mois.²¹⁸

OC s'oppose à la proposition du transporteur de considérer les réservations à long terme (annuelles) et la pointe annuelle de la charge locale pour les fins de la planification du réseau. Elle demande à la Régie de réaffirmer avec vigueur l'objectif d'efficacité économique que la société québécoise est en droit de s'attendre du transporteur, c'est-à-dire l'élimination de la capacité excédentaire sur le réseau. Selon OC, la proposition de TransÉnergie est inefficace en ce qu'elle incite toujours celle-ci à surinvestir en capacité de transport, les besoins en un moment précis de l'année n'étant jamais assez grands pour remplir cette capacité.²¹⁹

L'intervenante demande à la Régie de donner des directives à Hydro-Québec afin d'élaborer une méthode fiable pour l'établissement des prévisions pour les demandes mensuelles réelles.²²⁰

²¹⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 167 et 168.

²¹⁷ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 36.

²¹⁸ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 37.

²¹⁹ Argumentation d'OC, page 29.

²²⁰ Argumentation d'OC, page 30.

Le RNCREQ considère des prévisions de réservations sur une base annuelle de tous les clients fermes pour l'année 2001 s'élevant à 4 205 MW, lesquelles correspondent aux réservations annuelles de l'année de base.²²¹

3.1.3.2 Opinion de la Régie

Le service de transport de point à point à long terme est de nature différente de celle du service de transport pour la charge locale et du service en réseau intégré. Les besoins du service de point à point à long terme doivent correspondre aux réservations annuelles prévues de ce service.

La Régie est d'avis qu'à priori, une approche basée sur des données historiques offre une certaine objectivité et que les aléas de la demande sont susceptibles de s'annuler dans le temps. Il a été mis en preuve que les réservations réelles pour le service de point à point à long terme de l'année témoin projetée sont légèrement plus élevées que la prévision de réservations de 3 844 MW proposée. Toutefois, la Régie ne relève aucune preuve au dossier permettant de conclure à l'existence d'un biais systématique introduit par la méthode d'estimation proposée.

Par ailleurs, la Régie reconnaît, d'une part, le lien qui existe entre les niveaux de réservation des services de point à point à long terme et à court terme, et, d'autre part, l'impact des prix des services à court terme sur le volume de réservations à long terme. À cet effet, une baisse des tarifs du court terme pourrait engendrer une tendance à favoriser les réservations à court terme et par là même accroître le risque dans l'établissement des prévisions du long terme. Elle considère que la prévision de 3 844 MW est raisonnable et qu'elle ne comporte pas de biais qui aurait pour effet de créer un risque non justifié pour l'actionnaire.

Comme pour ce qui est des revenus des ventes à court terme, la Régie croit qu'un suivi des réservations à long terme, par le dépôt des données réelles de réservations, permettra d'apprécier l'efficacité de la méthode d'estimation.

La Régie accepte la méthode retenue pour l'établissement des besoins du service de point à point à long terme et accepte la proposition du transporteur de fixer à 3 844 MW le niveau de réservations du service de point à point à long terme. Elle ordonne à TransÉnergie de déposer chaque année, à partir de la date de parution de la présente décision, le niveau réel

²²¹ RNCREQ-18, page 43.

des réservations du service de point à point à long terme, en comparaison avec le niveau projeté, et ce, pour chaque mois de l'année.

3.2. INVESTISSEMENTS PROJETES DU RESEAU DE TRANSPORT

Dans sa décision D-2000-102, la Régie mentionne qu'il est nécessaire de développer une vision à long terme du développement du réseau de transport afin de voir venir les investissements massifs et de prévenir les chocs tarifaires. À cet effet, la Régie demandait à Hydro-Québec de présenter sommairement son programme d'investissements sur un horizon de 10 ans.²²²

3.2.1. POSITION DES PARTIES

En réponse aux demandes de renseignements numéros 5.1 et 5.2 de la Régie, le transporteur a déposé un tableau présentant les prévisions monétaires de TransÉnergie et un tableau présentant une analyse sommaire de l'impact des investissements sur les tarifs de transport.²²³ Ces tableaux sont reproduits aux annexe 3 et 4 à la fin de la présente section.

Par ailleurs, dans sa preuve, le transporteur a identifié les principes directeurs qui régissent la planification du réseau de transport.²²⁴ Dans son argumentation, il mentionne qu'il a été démontré que le réseau de transport québécois est planifié et exploité de façon intégrée pour répondre aux besoins de la charge locale, conformément aux critères élaborés par le NERC et le NPCC.

« Aussi, tous les équipements de transport, incluant les interconnexions, ont d'abord et avant tout été mis en place pour desservir, en tout temps et de façon fiable, la charge locale. »²²⁵

Le transporteur ajoute que le réseau est planifié de façon à disposer des équipements de transport suffisants pour répondre à l'appel maximal de puissance électrique.²²⁶ Par ailleurs, comme le taux d'utilisation mensuel du réseau pour répondre à la demande québécoise fluctue en fonction des différentes saisons de l'année, les excédents ponctuels de capacité sont ensuite commercialisés afin d'en optimiser l'utilisation.²²⁷

Par ailleurs, le transporteur explique que la planification d'un réseau de transport est nécessairement un processus à long terme, à cause notamment des longs délais de réalisation

²²² Décision D-2000-102, 2 juin 2000, pages 35 et 36.

²²³ HQT-13, document 1.2, pages 7 et 10.

²²⁴ HQT-3, document 1, page 26.

²²⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 55 et 56.

²²⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 57 et 58.

²²⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, page 58.

des équipements²²⁸, et doit tenir compte de divers facteurs en plus de devoir présenter différentes options²²⁹.

Parmi les facteurs à prendre en compte, il faut mentionner le Plan d'approvisionnement du distributeur approuvé par la Régie car ce plan détermine la localisation des futures sources d'approvisionnement qui devront être raccordées au réseau²³⁰, de même que l'accroissement de la charge locale qui déterminera où il faut ajouter de la transformation et où la topologie du réseau doit être modifiée²³¹.

Le transporteur précise qu'il s'en tient à l'aspect transport seulement : il ne remet pas en question les besoins qui lui sont fournis par le distributeur, ni ceux résultant du choix des sources d'approvisionnement. Ses solutions sont des solutions de transport qui répondent aux besoins exprimés.²³²

Concernant le planification du réseau de transport, **STOP/S.É.**, dans son argumentation, accepte de façon temporaire, comme le transporteur le propose, de considérer le réseau de transport comme étant conçu pour la pointe de la demande du Québec seulement, sans prendre en compte la prévision de l'évolution des besoins du service de point à point.

Il ajoute que ce choix pourrait évoluer car la médiation de la FERC relative à la formation d'une RTO unique pour le Nord-Est des Etats-Unis, avec un rôle à définir pour les transporteurs canadiens, pourrait peut-être faciliter l'avancée vers une coordination régionale de la planification de réseau. Sur cet aspect, son témoin-expert, M^{me} Joanne Lalumière, mentionne une étude qui souligne les avantages environnementaux pouvant résulter de la planification des ressources, de la planification des réseaux de transmission et de la planification des interconnexions dans une perspective multinationale intégrée.

*« Idéalement, donc, la planification du réseau de TransÉnergie devrait se faire dans une perspective régionale, soit celle du Nord-Est des États-Unis et du Canada, et non seulement locale. »*²³³

Sur la base du témoignage du chef de service de la tarification d'Hydro-Québec, **OC** mentionne qu'aux fins de la planification du réseau de transport et des investissements nécessaires à la prestation du service de transport, le transporteur se base sur les réservations

²²⁸ NS, 9 avril 2001, volume 5, page 252.

²²⁹ NS, 11 avril 2001, volume 7, page 217.

²³⁰ NS, 12 avril 2001, volume 8, pages 228 et 230.

²³¹ NS, 12 avril 2001, volume 8, page 238.

²³² NS, 12 avril 2001, volume 8, page 50.

²³³ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 62.

à long terme (annuelles) et sur la pointe de la charge locale.²³⁴ L'intervenante ajoute que les décisions sont prises sur la base que la pointe annuelle de la charge locale et la pointe annuelle de point à point à long terme se produisent au même moment, ce qui correspond à la définition de la pointe non coïncidente.

OC ajoute que l'hypothèse selon laquelle le réseau doit en tout temps être en mesure de répondre aux demandes des divers consommateurs comme si leur pointe respective se produisait exactement au même moment est complètement irréaliste, et l'intervenante s'oppose à cette façon de faire car en pratiques les pointes annuelles ne seront jamais coïncidentes.²³⁵ Ainsi, il en résultera toujours de la capacité excédentaire au moment de la pointe annuelle du réseau. Selon l'intervenante, il s'agit d'une manifestation probante de ce qu'on appelle l'effet Averch-Johnson, selon lequel les entreprises de service public ont intérêt à surinvestir en capacité, au mépris de l'efficacité économique et de l'intérêt des consommateurs, car les actionnaires de ces entreprises sont rémunérés sur la base de la quantité d'actifs composant leur base de tarification.²³⁶

Pour sa part, le **RNCREQ** estime que la planification à long terme du réseau de transport doit être en amont des décisions de la Régie et se faire selon l'article 5 de la Loi dans une perspective de développement durable. L'intervenant donne quelques exemples (PJM, Californie, Alberta) où, selon lui, un mécanisme de consultation élargie permettrait de proposer des solutions « *non wires* »²³⁷.

En se basant sur ces exemples, l'intervenant insiste pour que la Régie ordonne au transporteur de déposer un plan de développement à long terme du réseau de transport comme partie intégrante du prochain dossier tarifaire, et que les parties intéressées, incluant le distributeur, soient consultées pour la préparation de ce plan. Préalablement à cette consultation, la Régie devrait tenir une audience publique pour définir les critères qui seraient appliqués pour la détermination du plan de développement.²³⁸

Dans son argumentation, le **RNCREQ** souligne que, selon son expert, M. Disher, l'information déposée par le transporteur en réponse à la demande 5.2 de la Régie est insuffisante et incomplète, ce qui ne permettrait pas à la Régie de porter un jugement éclairé concernant la raisonnable des coûts des projets et des impacts sur les tarifs, d'autant plus que les informations fournies proviennent d'un plan qui date de deux ans.²³⁹

²³⁴ Argumentation d'OC, page 26.

²³⁵ Argumentation d'OC, page 28.

²³⁶ Argumentation d'OC, page 29.

²³⁷ La Régie interprète l'expression « *non wires* » comme signifiant « ne nécessitant pas d'équipement ».

²³⁸ RNCREQ-18, page 84.

²³⁹ Argumentation du RNCREQ, page 44.

Dans sa preuve, le RNCREQ mentionne que les plus importants sujets concernant la planification du réseau de transport pourront être traités selon l'article 73 lorsque celui-ci aura été approuvé.

« Once the Régie has begun to exercise its powers under s. 73(1), it is to be expected that the most important transmission planning questions would also be addressed in those proceedings rather than only in future rate cases. In this regard, we suggest that the Régie make clear to Hydro-Québec that it will not authorize major transmission investments under s. 73(1) except insofar as they form part of a satisfactory long-term transmission plan. »²⁴⁰

Par contre, dans son argumentation finale, le RNCREQ mentionne que les informations qui seront fournies à la Régie en application des articles 72, 73 et 74 ne seront pas adéquates.

Concernant l'application de l'article 73, l'expert du RNCREQ, M. Raphals, mentionne que selon sa compréhension, le projet et ses options qui seront présentés en application de l'article 73 seront ceux qui auront été étudiés par TransÉnergie. Les autres projets qui sont prévus plus tard de même que leurs options ne seront pas présentés en même temps. Ainsi, la Régie ne pourra pas avoir une vision à long terme, mais seulement une vision projet par projet. De plus, il faut s'attendre à ce que l'autorisation soit demandée relativement tard dans le processus de planification alors que le choix aura déjà été fait.²⁴¹

Selon le RNCREQ, l'application des articles 72 et 74 ne permet pas non plus à la Régie d'obtenir toute l'information requise pour avoir une vision d'ensemble de la planification à moyen et à long terme. Il mentionne que le fait que le plan d'approvisionnement du distributeur doit couvrir une période de 10 ans n'est pas suffisant pour permettre l'étude d'une vue d'ensemble de l'évolution du réseau de transport, puisque ce plan ne couvre que les besoins de la charge locale qui sont une fraction des additions au réseau de transport. Les ajouts requis par TransÉnergie pour ses propres besoins (fiabilité et pérennité du réseau), de même que ceux requis pour les besoins du service de point à point, ne sont pas couverts par les articles 72 et 74.²⁴²

Le RNCREQ recommande à la Régie²⁴³ de convoquer une audience pour définir les critères selon lesquels elle examinera la planification à long terme, et de demander à TransÉnergie de présenter sa planification à long terme dans une phase préliminaire lors des dossiers tarifaires futures.

²⁴⁰ RNCREQ-18, page 85, tel que corrigé selon NS, 19 avril 2001, volume 11, page 25.

²⁴¹ Argumentation du RNCREQ, pages 53 et 54.

²⁴² Argumentation du RNCREQ, page 55.

²⁴³ Argumentation du RNCREQ, page 52.

3.2.2. OPINION DE LA RÉGIE

Pour la Régie, les informations fournies par le transporteur relatives à la prévision des investissements jusqu'en 2008, de même que l'impact annuel estimé de ces investissements sur le tarif de transport, constituent le minimum des informations que la Régie considère essentielles pour les dossiers tarifaires de transport.²⁴⁴

Le premier tableau présente les charges d'exploitation couvrant la période de 1999 à 2008, ainsi que les investissements annuels pour la même période selon les catégories suivantes : croissance de la demande, maintien et amélioration de la qualité, respect des exigences, maintien des actifs et développement des affaires. Ces informations permettent de connaître l'ampleur des investissements prévus ainsi que l'importance relative de chaque catégorie. Ainsi, la Régie a pu constater que les investissements relatifs à la catégorie croissance de la demande varient beaucoup, alors que les investissements des autres catégories sont relativement stables.

Le deuxième tableau présente les investissements annuels prévus, le revenu requis estimé et la prévision de la demande, ce qui permet d'estimer l'impact sur le tarif annuel de transport.

La Régie note que ces prévisions sont basées sur l'ajout de 5 790 MW de production (incluant le projet Gull Island présentement suspendu) durant les 10 ans. Durant la période 2002-2008, 3 849 M \$ seront imputés au budget d'investissements en dollars courants. Ce montant représente une moyenne de 550 M \$ par année, sans inclure les provisions reliées à la conduite du réseau.

Elle note aussi que, tenant compte de ces chiffres et des hypothèses du transporteur, ce dernier estime à moyen terme un impact tarifaire à la baisse. La Régie constate qu'effectivement, les tarifs peuvent demeurer relativement stables avec le niveau d'investissements prévus, et qu'il n'y a pas de danger de choc tarifaire prévisible. La preuve présentée permet à la Régie d'obtenir une vision à long terme du développement du réseau de transport afin de pouvoir voir venir les investissements massifs et de prévenir, le cas échéant, les chocs tarifaires, tel que requis par la décision D-2000-102. Elle retient que le niveau d'investissements prévus pour la période 1999-2008 n'est pas incompatible avec des tarifs stables autour du niveau actuel.

La Régie juge indispensable que le transporteur lui dépose des informations similaires à celles déposées dans le présent dossier. Cependant, elle ne croit pas que le niveau de détails

²⁴⁴ HQT-13, document 1.2, pages 7 et 10.

exigé par le RNCREQ soit nécessaire. Elle constate, par ailleurs, que l'intervenant ne mentionne pas, dans les références qu'il cite, si les lois qui régissent les réseaux mentionnés ont des dispositions semblables aux articles 72,73 et 74 de la Loi.

En l'absence de dossier tarifaire, la Régie exige que des informations mises à jour concernant les prévisions des investissements sur 10 ans et les impacts tarifaires anticipés lui soient déposées sur une base annuelle, à titre de suivi de la présente décision. Ainsi la Régie pourra maintenir une vision globale à long terme du niveau prévu des investissements et pourra voir venir les investissements massifs qui pourraient provoquer un choc tarifaire avant qu'ils ne soient présentés pour approbation.

Il est à souligner que les nouveaux projets d'envergure seront connus de la Régie plusieurs années avant que des investissements importants soient réalisés. Ces derniers devraient être soumis à la Régie accompagnés des informations pertinentes afin d'être éventuellement étudiés dans le cadre de l'article 73. Cependant, il reste qu'une présentation globale des investissements et des impacts sur les tarifs demeure essentielle à la Régie dans un dossier tarifaire.

En conséquence, la Régie ordonne au transporteur de produire, dans ses dossiers tarifaires futurs, les informations fournies au présent dossier à l'égard de la prévision des investissements et des impacts tarifaires de ses investissements sur un horizon de 10 ans. En l'absence d'un dossier tarifaire, la Régie ordonne au transporteur de produire ces mêmes informations, mises à jour, annuellement.

À l'avenir, le transporteur devrait aussi indiquer les hypothèses utilisées sur les taux d'inflation et sur le coût du capital, ainsi que fournir les données et résultats en dollars courants.

ANNEXE 3

Prévisions monétaires TransÉnergie²⁴⁵

TRANSÉNERGIE	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Investissements (M\$ courants)										
Croissance r. Rég.	29,5	23,6	40,5	30,6	43,2	81,2	51,9	30,8	43,5	67,4
Croissance R. Princ.	63,0	138,6	166,6	341,2	407,4	359,9	513,7	383,0	13,3	16,2
	92,5	162,3	207,1	371,9	450,6	441,2	565,6	413,9	56,7	83,6
Verglas	298,4	205,2	89,8	13,5	36,1	63,2	70,6	35,8	31,5	18,4
M. A. de la qualité	77,6	55,1	49,6	50,1	50,9	51,3	52,1	50,0	50,0	50,0
Dév. affaires	3,2	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,8	1,8
Respect exigences	3,2	11,8	10,4	10,2	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Maintien actifs	212,3	199,7	125,7	97,6	119,0	110,7	104,1	102,3	110,4	118,6
	599,7	472,9	276,6	172,4	217,1	236,3	238,0	199,3	203,7	198,8
Total invest. :	692,2	635,2	483,6	544,3	667,6	677,5	803,6	613,2	260,5	282,4
Charges d'exploitation (M\$)										
de base	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
extraordinaire	11,8	21,6	19,2	16,4	16,3	16,6	17,1	16,7	18,0	17,7

Note : Les prévisions reliées à la conduite du réseau ne sont pas incluses.

²⁴⁵ HQT-13, document 1.2, page 7.

ANNEXE 4

R5.2 Cette analyse sommaire se veut un outil permettant à la Régie de se donner une vision à plus long terme de l'impact des investissements sur les tarifs de transport. Le Plan de gestion des actifs 1999-2008 comprend des projets d'Investissements qui auront éventuellement à être analysés par la Régie. Néanmoins, en se basant sur la totalité des investissements annuels prévus, combinés au revenu requis de la proposition tarifaire, nous estimons à moyen terme un impact tarifaire à la baisse.

L'analyse comporte plusieurs hypothèses de travail ainsi que des données qui ont depuis changées. Les informations fournies doivent donc être utilisées avec discernement. Le tableau suivant présente les résultats de cette analyse. Il est à noter que l'impact à la hausse du tarif en 2007 est attribuable aux activités actuellement suspendues du projet Gull Island.²⁴⁶

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Projets d'investissements*	544 M\$	668 M\$	678 M\$	804 M\$	613 M\$	260 M\$	282 M\$
Revenu requis estimé	2 702 M\$	2 700 M\$	2 770 M\$	2 741 M\$	2 727 M\$	2 893 M\$	2 883 M\$
Prévision de la demande**	36 482 MW	36 928 MW	37 356 MW	37 793 MW	38 231 MW	38 709 MW	39 077 MW
Tarif annuel estimé	74,07 \$kW-an	73,12 \$kW-an	74,15 \$kW-an	72,52 \$kW-an	71,32 \$kW-an	74,73 \$kW-an	73,78 \$kW-an
Impact annuel estimé	-1,10 \$kW-an	-0,95 \$kW-an	+1,03 \$kW-an	-1,63 \$kW-an	-1,20 \$kW-an	+3,41 \$kW-an	-0,95 \$kW-an

* Les prévisions reliées à la conduite du réseau ne sont pas incluses.

** La prévision des réservations annuelles de point à point pour la période 2002-2008 est plafonnée à la valeur de l'année 2001, soit 3 844 MW.

²⁴⁶ HQT-13, document 1.2, page 10.

3.3. BUDGET D'INVESTISSEMENT

3.3.1. POSITION DES PARTIES

Dans la requête amendée du 15 août 2000, le transporteur demande à la Régie de :

« Autoriser les projets d'expansion et de modifications du réseau de même que les autres projets d'investissements inscrits dans le budget d'investissements 2001 soumis par le transporteur. »²⁴⁷

Cependant, le 14 mars 2001, en réponse à une question du **RNCREQ** demandant d'identifier les investissements proposés, le transporteur a donné la précision suivante :

« [...] Hydro-Québec ne demande à la Régie, pour l'instant, aucune approbation spécifique pour ses projets d'investissements en 2001 puisqu'ils seront probablement tous réputés prudemment acquis et utiles par l'application de l'article 164.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie. »²⁴⁸

En outre, dans son argumentation, le transporteur demande d'accueillir les conclusions recherchées par la demande révisée déposée le 15 août 2000, telles que plus amplement précisées à l'audience publique tenue dans le cadre du présent dossier.²⁴⁹

3.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie prend acte du fait que le transporteur ne demande aucune autorisation spécifique pour ses projets d'investissements 2001.

²⁴⁷ Requête révisée, 15 août 2000, page 7.

²⁴⁸ HQT-13, document 14.2, page 5.

²⁴⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 195.

3.4. MODALITES D'APPROBATION DES FUTURES ADDITIONS A LA BASE DE TARIFICATION

Dans sa décision D-2000-102, la Régie a reconnu que les modalités d'approbation des additions à la base de tarification dans les causes tarifaires futures était un sujet à débattre dans le cadre de la présente cause.²⁵⁰

3.4.1. POSITION DES PARTIES

Selon le transporteur, les modalités d'approbation des futures additions à la base de tarification sont définies dans la Loi, plus particulièrement aux articles 72 et 73. Dans son argumentation, le transporteur mentionne que :

« Il est évident que les préoccupations comme celles exprimées par le Centre Hélios⁴² pour le compte du Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (« le RNCREQ ») de même que S.T.O.P./Stratégies énergétiques (« STOP/SÉ »)⁴³ quant à la planification du réseau de transport d'électricité et à une politique d'additions à la base de tarification, devraient être abordées, dans un premier temps, lors de l'approbation du plan d'approvisionnement du distributeur en vertu de l'article 72, ensuite lorsque devra être pris en compte, dans l'octroi des contrats d'approvisionnement du distributeur, le coût de transport applicable et, enfin, plus spécifiquement, lorsque le transporteur d'électricité demandera l'autorisation de la Régie, en vertu de l'article 73, pour acquérir ou construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité. »²⁵¹

Étant donné qu'il existe un mécanisme pour l'approbation des projets par la Régie, le transporteur propose d'utiliser celui-ci plutôt que le dossier tarifaire. À son avis, la discussion la plus intéressante se fera de façon structurée, ordonnée et complète à travers les articles de la Loi cités plus haut.²⁵²

Selon le **RNCREQ**, l'application des divers articles de la Loi mentionnés par le transporteur ne permet pas de donner cette vision d'ensemble de l'évolution prévue du réseau de transport. Il ajoute, de plus, que les solutions proposées par le transporteur ne permettent pas aux intervenants et à la Régie d'intervenir suffisamment tôt dans le processus pour qu'il soit réellement possible de favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable.²⁵³

²⁵⁰ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 36.

²⁵¹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 26.

²⁵² NS, 12 avril 2001, volume 8, page 117.

²⁵³ Argumentation du RNCREQ, page 56

Selon OC, l'hypothèse implicite faite par Hydro-Québec est qu'une fois l'approbation par la Régie d'un nouveau projet d'investissement reçue, sur la base des projections *ex ante* de coûts et de revenus, l'addition à la base de tarification dans le futur est chose faite, et ce, indépendamment du coût *ex post* de ce nouvel investissement et des actions entreprises par l'entreprise pour le réaliser. Ainsi l'approbation *ex ante* d'un projet serait suffisante pour que la Régie juge l'investissement « *prudemment acquis* ». ²⁵⁴

L'intervenante est d'avis que le caractère prudemment acquis n'est en rien tributaire de la décision *ex ante*. Elle propose que, lors de leur approbation par la Régie, les immobilisations en cours soient portées à un compte de frais reportés pour traitement réglementaire ultérieur, et qu'à la suite de la mise en exploitation d'un projet, la Régie étudie la raisonnable des frais encourus par le transporteur et le caractère prudemment acquis des nouvelles installations. Ceci implique l'instauration d'un mécanisme en deux étapes pour l'approbation de nouvelles immobilisations à la base de tarification.

3.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie juge opportun de préciser qu'une distinction doit être faite entre l'autorisation d'ajouts d'immeubles ou d'actifs au réseau de transport et la prise en compte de la valeur de ceux-ci dans l'établissement de la base de tarification du transporteur.

Quant à l'autorisation d'ajouts d'immeubles ou d'actifs destinés au transport, l'article 73 de la Loi prévoit que le transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement. Le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* ²⁵⁵, approuvé par le gouvernement du Québec en date du 23 août 2001, prescrit les divers renseignements que le transporteur doit fournir en vue de permettre à la Régie de statuer sur une demande d'autorisation de projets ou d'investissements visant, notamment, l'acquisition ou la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité.

Le transporteur doit, entre autres, identifier les objectifs visés par les projets ou investissements, la justification de ceux-ci en relation avec les objectifs visés, les coûts qui y seraient associés et l'impact éventuel sur les tarifs de transport.

Toutefois, le caractère prudemment acquis et utile d'actifs pour l'exploitation du réseau de transport ainsi que leur juste valeur pour les fins de l'établissement de la base de tarification

²⁵⁴ Argumentation d'OC, page 10.

²⁵⁵ *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie.*

du transporteur doivent faire l'objet d'un examen lors d'un dossier tarifaire, tel que prévu au paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi, même si l'ajout de ces actifs a été autorisé par la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi.

En conséquence, la Régie est d'avis que c'est dans ce cadre défini par la Loi que l'inclusion d'actifs à la base de tarification doit être traitée.

4. PROJECTIONS FINANCIÈRES

Selon le **transporteur**, le revenu requis est passé de 2 509 M\$ en 1997 à 2 685 M\$ en 2001, soit une hausse de 176 M\$ ou de 7 %. Cette hausse est inférieure à la hausse cumulée du taux d'inflation pour la même période.²⁵⁶ Toutefois, le transporteur demeure constamment préoccupé par sa performance et par le niveau de ses charges d'exploitation.²⁵⁷

Le transporteur a apporté certaines modifications dans la présentation du revenu requis de l'année 1997 pour rendre ce dernier plus comparable au revenu requis présenté pour l'année 2001.²⁵⁸ Le changement principal est la distinction des charges d'exploitation totales entre charges directes, charges de services partagés et charges du corporatif.²⁵⁹

La **Coalition industrielle** affirme qu'il n'existe aucune preuve au dossier permettant à la Régie de conclure au caractère juste et raisonnable du revenu requis de transport de l'année 1997.²⁶⁰ Elle cite Hydro-Québec au motif que les systèmes comptables de cette dernière n'étaient ni appropriés ni faits pour répliquer ou refaire le modèle de l'année 2001, et donc qu'il faut mettre des bémols sur les comparaisons entre 1997 et 2001. Compte tenu que le mode de calcul du revenu additionnel requis constitue la pierre angulaire de tout dossier tarifaire, la Coalition industrielle soumet que la Régie doit faire preuve d'une extrême prudence dans son analyse des composantes du coût de service.²⁶¹

La Coalition industrielle soumet que le revenu requis de 2 509 M\$ sous-jacent aux tarifs actuels est artificiellement gonflé et que, par voie de conséquence, l'augmentation tarifaire entre 1997 et 2001 dépasse largement le taux d'inflation.

L'**ACEF de Québec** affirme aussi que le revenu requis de 1997 n'a pas été pleinement justifié et ne peut constituer une base de départ pour juger du caractère raisonnable des revenus requis et des tarifs pour 2001. Elle recommande de référer uniquement aux données 1999-2001.²⁶²

Dans les sections suivantes, la Régie examine séparément les éléments du revenu requis. La Régie aborde d'abord les principes réglementaires, les conventions comptables et les méthodologies servant à la détermination du revenu requis. Ensuite, la Régie traite des

²⁵⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 93.

²⁵⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 41.

²⁵⁸ HQT-13, document 1, page 127.

²⁵⁹ HQT-13, document 1, page 126.

²⁶⁰ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 11.

²⁶¹ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 13.

²⁶² NS, 3 mai 2001, volume 17, page 128.

dépenses nécessaires à la prestation du service, les éléments de la base de tarification et les divers paramètres permettant de calculer le taux de rendement sur la base de tarification.

4.1. PRINCIPES REGLEMENTAIRES, CONVENTIONS COMPTABLES ET METHODOLOGIES

4.1.1. POSITION DES PARTIES

Principes réglementaires

Le transporteur soutient que sa requête est conforme²⁶³ aux principes de reconnaissance des activités antérieures au nouveau régime applicable, d'uniformité territoriale des tarifs et d'ouverture du réseau au transit de gros ainsi qu'aux principes réglementaires énoncés à la décision D-99-120. Il demande que les principes utilisés dans la préparation des données relatives à l'établissement du revenu requis pour l'année témoin projetée 2001 soient reconnus aux fins de la présente cause tarifaire.²⁶⁴

Conventions comptables

Les principales conventions comptables utilisées par le transporteur dans le calcul du coût du service de transport sont décrites ci-dessous. Elles incorporent les conventions comptables en usage au 31 décembre 1999, telles que décrites dans les notes complémentaires aux états financiers consolidés que l'on retrouve à l'intérieur de son rapport annuel 1999, ainsi que les modifications demandées applicables à compter de l'année 2001.²⁶⁵

À la demande de la Régie²⁶⁶, le transporteur présente 11 conventions comptables utilisées depuis plusieurs années ainsi que dans le présent dossier. La description des conventions suivantes est incluse à l'Annexe 5. Ces conventions portent sur les objets suivants :

- immobilisations;
- frais de développement reportés;
- projets majeurs abandonnés ou reportés;
- frais reportés - mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif;
- remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998;
- matériaux et fournitures;
- dette à long terme;
- conversion de devises;
- instruments dérivés;
- frais de garantie relatifs aux emprunts;
- taxes.

²⁶³ HQT-5, document 1, page 5.

²⁶⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 93.

²⁶⁵ HQT-5, document 1, page 2.

²⁶⁶ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 16.

La majorité de ces conventions respectent les PCGR au Canada. Certaines, toutefois, sont spécifiques aux entreprises de services publics. Ce sont les conventions portant sur les mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif, les retraits d'actifs (inclus à la convention sur les immobilisations) ainsi que les projets majeurs abandonnés ou reportés.

Le transporteur demande de modifier deux de ces conventions et présente des commentaires portant sur une troisième.

Immobilisation en cours

Tout d'abord, le transporteur demande de ne pas inclure les immobilisations en cours dans la base de tarification. La méthode qu'il utilise déjà, qui consiste à inclure les travaux en cours lorsqu'ils sont terminés, est conforme au critère d'utilité pour le réseau de transport et favorise un traitement équitable entre les générations de clients.

Le transporteur affirme que l'inscription immédiate de toutes ou d'une partie des immobilisations en cours à la base de tarification pourrait être acceptable dans des circonstances où il peut être démontré que la protection de la santé financière de l'entreprise réglementée le justifierait ou que les clients en tireraient avantage. Le transporteur précise que la Régie examinerait ces projets dans le cadre de l'article 73.²⁶⁷

STOP/S.É. et **OC** sont en accord avec la non-inclusion des travaux en cours dans la base de tarification, ce qui, selon **STOP/S.É.**, réduit le risque d'écart entre les prévisions et les données réelles et, selon **OC**, permet que les consommateurs ne paient que pour ce qu'ils utilisent.

L'**ACEF de Québec** demande d'ajouter les dépenses d'amortissement et les frais capitalisés pendant la construction aux revenus requis en proportion de l'usage qui sera fait des nouveaux équipements, ce qui, selon l'intervenante, respecte le critère d'utilité des actifs et le critère d'équité intergénérationnelle.

L'**ACEF de Québec** demande que l'on n'autorise pas la capitalisation des actifs inachevés et inutilisés, ni l'amortissement des actifs retirés, puisque ces actifs sont soit inutiles à la clientèle ou encore le résultat d'erreurs de prévision que l'actionnaire devrait assumer.²⁶⁸

²⁶⁷ HQT-7, document 1, page 6.

²⁶⁸ ACEF-1, page 58.

Capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours

Le **transporteur** demande de remplacer la capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours au taux du coût des emprunts par la capitalisation au taux du coût en capital de l'année témoin projetée, puisque ce dernier taux, tout en respectant les PCGR pour les entreprises réglementées, est représentatif du coût des fonds utilisés, étant donné qu'il comprend une partie financée au coût de la dette et une partie au coût de l'avoir propre.

OC propose l'utilisation du coût en capital prospectif²⁶⁹ pour la capitalisation des frais financiers, si ce dernier est inférieur au rendement sur la base de tarification.

En réplique, le **transporteur** soutient que le coût en capital de l'année témoin projetée est plus approprié puisque ce dernier taux est compatible avec la méthode dictée par la FERC et que l'utilisation d'un taux prospectif différent du rendement sur la base créerait un déséquilibre qu'il faudrait corriger.²⁷⁰

Amortissement du remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998

Par ailleurs, le **transporteur** demande de modifier l'amortissement du remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998. Ce remboursement est présentement amorti sur 10 ans. Cette période représente la durée d'amortissement des actifs retirés. Toutefois, 55 % des actifs affectés par le verglas ont été remplacés et non retirés. Lorsque des actifs sont remplacés, le coût de démantèlement, diminué de la valeur de récupération, est ajouté au coût des nouvelles immobilisations et amorti selon la méthode applicable au nouvel actif. Le transporteur demande donc que l'amortissement porte maintenant sur la durée de vie utile restante des actifs remplacés, sauf la portion équivalant au coût non amorti des actifs retirés qui demeure amortie sur 10 ans. De cette façon, la compensation serait arrimée avec la génération de clientèle qui fait usage de ces immobilisations.

L'**ACEF de Québec** s'oppose à cette demande puisqu'il y a augmentation du fardeau supporté par la clientèle en termes de valeur actualisée. L'intervenante soutient que l'amortissement sera accru entre 2001 et 2008 puis réduit entre 2009 et 2030, selon la base des données fournies par le transporteur.²⁷¹ Selon l'ACEF de Québec, la génération la plus touchée par le verglas est la génération actuelle²⁷² et cette proposition la défavorise.²⁷³

²⁶⁹ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 12.

²⁷⁰ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 55.

²⁷¹ HQT-13, document 1, pages 47 et 48.

²⁷² NS, 3 mai 2001, volume 17, page 129.

²⁷³ ACEF-1, page 56.

Methodologies

Hydro-Québec présente les méthodologies suivies pour la facturation interne et l'imputation des frais corporatifs. La demanderesse précise que ces méthodologies ont pour but de permettre l'établissement du coût complet²⁷⁴ des activités des unités d'affaires²⁷⁵ et sont appliquées de manière uniforme à l'ensemble des unités d'Hydro-Québec²⁷⁶.

Facturation interne

Dans la mesure où il est raisonnablement possible de définir les services convenus et de mesurer la consommation de ces services, c'est la facturation interne qui est favorisée. La facturation interne est en vigueur à Hydro-Québec depuis 1999. Elle repose sur l'établissement du coût complet de chacune des activités qu'une unité²⁷⁷ peut définir comme produit ou service facturable. Hydro-Québec identifie les quantités consommées, les unités d'affaires ou de services consommatrices, détermine des inducteurs²⁷⁸ de coûts pertinents et, finalement, conclut des ententes client-fournisseur annuelles en fonction des prix unitaires établis²⁷⁹ sur la base de la consommation totale d'un service, par exemple l'espace de travail occupé²⁸⁰.

Hydro-Québec précise que pour des fins de facturation interne, le coût complet est établi en calculant seulement un taux d'emprunt estimé.²⁸¹ Le rendement est rajouté seulement pour établir le revenu requis.²⁸² Donc, le débat sur le taux de rendement a aussi une incidence sur la facturation.²⁸³ De plus, le taux de facturation interne ne comprend pas les frais corporatifs.²⁸⁴

Hydro-Québec soutient que le système de facturation interne comporte des coûts et qu'on ne l'implante si on ne peut pas en tirer des bénéfices. Hydro-Québec a un objectif de se baliser,

²⁷⁴ Voir page 54.

²⁷⁵ HQT-5, document 2, page 7.

²⁷⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 93.

²⁷⁷ Unité d'affaires : unité dont les activités font partie des activités de base d'Hydro-Québec, soit la production, le transport et la distribution de l'électricité. « *Ingénierie et Construction* » est considérée à la fois comme une unité d'affaires et une unité de services. Unité de service : unité qui fournit des services de soutien, soit des activités non incluses dans les activités de base, mais essentielles à chacune des grandes unités. (NS, 27 avril 2001, volume 15, pages 52 et 53.)

²⁷⁸ Inducteur : facteur dont on a déterminé qu'il est la cause de certains coûts, ce qui permet de justifier le rattachement de ces coûts aux produits ou services consommateurs de cette activité, *Grand dictionnaire terminologique*.

²⁷⁹ HQT-13, document 1.1.2.

²⁸⁰ HQT-5, document 2, page 8.

²⁸¹ HQT-6, document 7.5, page 2; HQT-13, document 1, pages 67 et 68.

²⁸² NS, 26 avril 2001, volume 14, page 184.

²⁸³ NS, 27 avril 2001, volume 15, pages 86 et 87.

²⁸⁴ NS, 27 avril 2001, volume 15, page 67.

d'identifier où elle est moins compétitive et de permettre aux unités fournisseurs d'en bénéficier.²⁸⁵ Tous les fournisseurs de services partagés visent à réduire leurs coûts, que ce soit par la recherche de la solution la plus économique ou par le recours systématique à des appels d'offres afin d'obtenir les meilleures conditions dans le marché.²⁸⁶ De plus, pour s'améliorer, Hydro-Québec fait du balisage et compare des méthodes et des processus pour réduire les coûts globaux.²⁸⁷

La facturation interne est encadrée par des principes et des règles.²⁸⁸ Les unités fournisseurs bénéficient de clauses d'exclusivité.²⁸⁹ Entre autres, la facturation interne et les ententes client-fournisseur doivent contribuer à mieux comprendre les composantes du coût complet de chaque produit facturable, soit les coûts fixes et les coûts variables. Elles doivent permettre de réduire les coûts en réduisant l'écart entre le coût complet et la juste valeur marchande des produits à l'externe, ainsi que fournir des cibles de gestion précises pour la réduction des coûts.²⁹⁰

Frais corporatifs

Les frais corporatifs imputés correspondent aux coûts engendrés dans le cadre d'activités dont l'objectif est de desservir les intérêts d'Hydro-Québec pour l'ensemble de ses unités d'affaires, comme par exemple le bureau du président-directeur général, la recherche et planification stratégique ainsi que l'unité « *Finances et services financiers* ». ²⁹¹ Ils sont répartis, dans un premier temps, à l'ensemble des unités selon certaines bases d'imputation. Ces bases d'imputation varient : par exemple, on utilise la masse salariale pour « *Qualité, changement et ressources humaines* ». Dans un deuxième temps, les frais corporatifs imputés aux unités de services sont répartis aux unités d'affaires sur la base de la facturation interne totale de chaque unité de services aux unités d'affaires.²⁹²

Le transporteur présente un document intitulé « Révision de la méthode de répartition des frais corporatifs (charges imputées) aux unités d'affaires ». Ce document, réalisé en février 2000, fait état de la réflexion qui a conduit à retenir les charges primaires à l'exploitation comme critère d'attribution des frais corporatifs.²⁹³ Les charges primaires à l'exploitation

²⁸⁵ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 177.

²⁸⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 110.

²⁸⁷ NS, 27 avril 2001, volume 15, pages 129 et 130.

²⁸⁸ HQT-13, document 1.1.2, pages 3 et 4.

²⁸⁹ HQT-13, document 1.1.2, page 6.

²⁹⁰ HQT-13, document 1.1.2, pages 3 et 4.

²⁹¹ HQT-5, document 2, page 9.

²⁹² HQT-5, document 2, page 10.

²⁹³ HQT-6, document 7.1, page 1.

correspondent aux charges d'exploitation et à la prestation de travail.²⁹⁴ Cette dernière est composée des salaires et autres frais directement contributifs à la construction.²⁹⁵

Ce document précise que la méthode retenue pour la répartition des frais corporatifs et frais résiduels des unités de service doit répondre à deux critères : être acceptable par la Régie et favoriser l'imputabilité de gestion des unités.²⁹⁶

La méthode utilisée en l'an 2000 et avant²⁹⁷ n'imputait aucuns frais corporatifs aux unités de service ni à l'unité «*Projets et affaires internationales*» (PAI). Elle utilisait le chiffre d'affaires à titre de base de répartition, ce qui attribuait, selon Hydro-Québec, un montant trop faible au distributeur, compte tenu que les tarifs de distribution étaient obtenus par différence et ne couvraient pas les dépenses pendant le gel tarifaire.²⁹⁸

Hydro-Québec a évalué cinq nouvelles méthodes différentes de répartition des frais corporatifs sur les états financiers par unité d'affaires au 30 septembre 1999. Certaines méthodes utilisaient plus d'un facteur de répartition, soit par exemple, les investissements (50 %) et les dépenses (50 %). Étant donné que les résultats montrent peu d'écart entre les méthodes évaluées, Hydro-Québec retient la méthode la plus simple, soit une méthode qui ne tient compte que des charges primaires à l'exploitation.²⁹⁹

Après avoir examiné l'évolution de la facturation des services de contrôle par TransÉnergie, ainsi que celle des services de télécommunications par la DPTI, et afin d'éviter toute forme de subvention directe ou indirecte, l'**ACEF de Québec** recommande à la Régie de réévaluer les méthodes d'allocation pour répartir les services partagés et les frais corporatifs, et que les changements dans ces méthodes soient justifiés en termes d'équité pour le transport et pour la distribution.³⁰⁰

OC mentionne que la preuve ne péchait pas par excès de limpidité en ce qui a trait aux méthodes utilisées pour répartir les coûts entre les unités d'affaires et à celles pour bâtir le coût complet des produits. De plus, elle note que les décisions de la Régie dans ce dossier la lieront pour les dossiers tarifaires de distribution.³⁰¹

²⁹⁴ HQT-6, document 7.2, page 9.

²⁹⁵ HQT-6, document 7.2, page 9.

²⁹⁶ HQT-6, document 7.2, page 6.

²⁹⁷ Selon HQT-6, document 7.2, page 2, le document *Révision de la méthode des frais corporatifs (charges imputées) aux unités d'affaires* a été réalisé en février 2000.

²⁹⁸ HQT-6, document 7.2, page 7.

²⁹⁹ HQT-6, document 7.2, page 10.

³⁰⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, pages 8 et 9.

³⁰¹ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 18.

L'approche de morcellement pour la réglementation des coûts des entités non réglementées est inacceptable puisque Hydro-Québec n'a pas à justifier le caractère raisonnable des dépenses de ces unités de services devant la Régie ni à justifier le caractère utile et prudemment acquis des actifs composant leur «base de tarification». ³⁰² La réglementation économique d'un monopole, tel que TransÉnergie ou Hydro-Québec – Distribution, ne doit aucunement souffrir des choix organisationnels d'Hydro-Québec. ³⁰³

Immobilisations allouées à la DPTI

Selon Hydro-Québec, certains actifs à vocation générale gérés par des unités de service, principalement les directions principales Technologies de l'information (DPTI) et Approvisionnement et Services (DPAS), et utilisés par celles-ci lors de la prestation de services à TransÉnergie, ne sont pas inscrits dans la base de tarification du transporteur. En effet, la détention de ces actifs par les unités de service répond à un souci d'efficacité organisationnelle dans l'optique de maintenir une synergie et de réaliser des économies d'échelle qui bénéficieront à la clientèle interne. ³⁰⁴

Hydro-Québec reconnaît que le réseau de télécommunications a été fondamentalement développé pour répondre aux besoins du réseau électrique et il est utilisé par plusieurs unités devant en assumer équitablement les coûts. ³⁰⁵

Selon le **RNCREQ**, les actifs de télécommunications devraient faire partie de la base de tarification du transporteur. ³⁰⁶

Le RNCREQ souligne que certains actifs qui ne font pas partie du réseau de transport, mais qui sont utiles pour son exploitation, peuvent être inclus dans la base de tarification du transporteur. C'est entre autres le cas des actifs du réseau de télécommunications. ³⁰⁷

Le RNCREQ affirme qu'«*il n'est aucunement mis en doute ou contredit que les actifs de télécommunication sont utiles pour l'exploitation du réseau de transport. D'ailleurs, selon Hydro-Québec, la division transport assume près de 83 % des ces frais.*» ³⁰⁸ De plus, toujours selon les témoignages d'Hydro-Québec, règle générale, si une division utilise plus de 50 % d'un actif, cet actif lui est assigné. Dans cet esprit et celui de la Loi, les actifs de télécommunications devraient, selon le RNCREQ, faire partie de la base de tarification du

³⁰² Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 19.

³⁰³ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 19.

³⁰⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 111.

³⁰⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 108.

³⁰⁶ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 66.

³⁰⁷ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 20.

³⁰⁸ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 66.

transporteur, et ce, même si Hydro-Québec préfère, pour des fins administratives, qu'ils soient gérés par la DPTI plutôt que par TransÉnergie.³⁰⁹

4.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

Principes réglementaires

La demande du transporteur de reconnaître les principes utilisés dans la préparation des données relatives à l'établissement du revenu requis est trop imprécise pour qu'une décision générique soit rendue sur ces principes. À chacune des sections de la présente décision, et lorsque requis, la Régie se prononce sur les principes sous-jacents au sujet discuté.

La Régie se prononce donc au cas par cas sur les principes réglementaires faisant l'objet de sa décision.

Conventions comptables

Puisque les conventions sont soit conformes aux PCGR, soit conformes aux méthodes et pratiques comptables généralement reconnues par des organismes de réglementation, la Régie reconnaît les 11 conventions comptables sommairement présentées à l'Annexe 5 de la présente décision sous réserve des précisions mentionnées ci-dessous. La Régie accepte également les changements demandés à deux des conventions comptables.

La reconnaissance des conventions comptables est accordée aux fins de l'établissement des tarifs du transporteur. La Régie apporte cependant les précisions suivantes.

Convention 1 : Immobilisations

Inclusion ou non des travaux en cours dans la base de tarification. Préalablement à l'approbation de la convention numéro 1³¹⁰ portant, notamment, sur la capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours, la Régie doit se prononcer sur l'inclusion ou non des travaux en cours dans la base de tarification, tel que précisé dans la décision D-2000-102.³¹¹

La Régie accepte la proposition du transporteur de ne pas inclure les travaux en cours dans la base de tarification. La Régie tient compte dans son appréciation du fait que le maintien des

³⁰⁹ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 66.

³¹⁰ Voir Annexe 5.

³¹¹ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 44.

travaux en cours hors de la base n'impliquera pas de choc tarifaire jusqu'en 2008.³¹² Selon la proposition du transporteur, la clientèle supportera le coût des actifs via les tarifs seulement à partir du moment où ils seront en exploitation.

Toutefois, dans le cas d'un nouveau projet majeur ayant le potentiel de causer un choc tarifaire lors de la mise en service, la Régie pourra déterminer, sur demande ou de sa propre initiative, un traitement différent.

Durée de vie utile des immobilisations. Pour tout changement de durée de vie utile des immobilisations qui peut avoir un impact tarifaire, la Régie s'attend à ce qu'avant de modifier les tarifs, le transporteur justifie le changement et indique les résultats avec et sans la modification. Une liste complète et à jour des durées de vie des immobilisations devra être déposée à la Régie dans les 60 jours de la présente décision.

Taux utilisé pour la capitalisation des immobilisations en cours. Les immobilisations en cours pourront être capitalisées au taux du coût en capital de l'année témoin projetée et non au taux des frais d'emprunt. Ce choix respecte les principes comptables pour les entreprises réglementées sur la base du coût de service. Selon la Régie, ce taux est neutre quant au choix d'inclure les immobilisations en cours ou non dans la base tarifaire. De plus, le coût moyen pondéré de la dette inclut à la fois le coût de la dette historique et le coût de nouvelles émissions. Par le fait même, le taux des frais financiers comporte un coût prospectif pour la partie du financement correspondant aux nouveaux emprunts.

Convention 3 : Projets majeurs abandonnés ou reportés

Lors d'une réévaluation des projets majeurs abandonnés ou reportés, tel que mentionné à la convention numéro 3³¹³ portant sur les projets majeurs abandonnés ou reportés, l'étude de réévaluation devra être déposée à la Régie dans le cadre des dossiers tarifaires. La Régie se prononcera alors sur les sommes pouvant être reconnues pour les fins d'établissement des tarifs.

Convention 5 : Remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998

La Régie accepte la proposition du transporteur. Le remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998 pourra être comptabilisé sur la durée de vie utile restante des actifs remplacés sauf la portion équivalant au coût non amorti des actifs retirés à la suite du verglas, qui demeure amortie sur 10 ans. Ce changement permet de rapprocher le coût des nouveaux actifs à la génération de clients qui en fait usage, ce qui est équitable. Ce

³¹² HQT-13, document 1.2, page 10.

³¹³ Voir Annexe 5.

traitement respecte les PCGR, de même que les principes usuels en réglementation, et il est cohérent avec l'objectif poursuivi qui était de remettre le réseau en état.

Methodologies

Les méthodologies de facturation interne et d'imputation des frais corporatifs ont des implications plus globales que les fins du présent dossier tarifaire. En effet, le transporteur mentionne que ces méthodologies sont utilisées par toutes les unités d'affaires d'Hydro-Québec.³¹⁴

La Régie considère normal que certains services puissent être offerts par diverses unités d'affaires d'Hydro-Québec et qu'en pareil cas, des règles de facturation interne et d'imputation des frais corporatifs s'appliquent.

La Régie considère toutefois que cela ne réduit en rien l'obligation du transporteur de s'assurer que ces services sont nécessaires et que les coûts de ces services correspondent aux seules charges nécessaires pour assumer le coût de la prestation de service.

Facturation interne

La Régie remarque que les composantes de la facturation interne peuvent varier selon les produits; la DPAS, par exemple, facture des charges primaires, des coûts transitaires, des charges secondaires, l'amortissement, les taxes municipales et scolaires et les frais financiers.³¹⁵ Dans le cas de la DPTI, les coûts reliés aux activités non réglementées sont soustraits afin d'arriver au coût complet facturable aux clients internes.³¹⁶ Les inducteurs³¹⁷ de coût, ou facteurs de répartition, varient aussi : pour les services en territoires éloignés, c'est le coût par effectif en fonction de la consommation réelle³¹⁸, tandis que pour les services de télécommunications de la DPTI, c'est le circuit³¹⁹. Ils peuvent également varier dans le temps : pour les télécommunications, on passe de deux types de circuits en 2000, (reliés au réseau électrique et dédiés aux transmissions de données) à un seul type de circuit, facturé selon la distance, le débit et certains critères spécifiques en 2001.³²⁰ De plus, bien que le coût en capital soit une composante du coût complet, seule la partie estimée des

³¹⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 106; HQT-5, document 2, page 9.

³¹⁵ HQT-6, document 6, page 7.

³¹⁶ HQT-13, document 7, page 30.

³¹⁷ Facteur dont on a déterminé qu'il est la cause de certains coûts associés à une activité, ce qui permet de justifier le rattachement de ces coûts aux produits ou services consommateurs de cette activité, *Grand dictionnaire terminologique*.

³¹⁸ HQT-6, document 6, page 9.

³¹⁹ HQT-6, document 5, page 7.

³²⁰ HQT-6, document 6, page 6.

intérêts fait partie de la facturation interne. La partie coût de rendement sur les capitaux propres en capital fait l'objet d'un ajustement pour fins tarifaires seulement.

La Régie approuve la méthodologie suivie pour la facturation interne, sous réserves des commentaires ci-après concernant l'activité « *Télécommunications* ».

La Régie constate que les règles présentées, bien que découlant toutes du principe du coût complet, sont nombreuses et complexes.

La Régie considère que, de façon à rendre l'information soumise comparable pour l'étude d'une demande tarifaire, le transporteur devrait s'assurer que les règles utilisées varient le moins possible d'une année à l'autre. Tout changement de règle doit être documenté et justifié au dossier tarifaire concerné en indiquant les résultats de ce changement avec et sans modification.

De plus, toujours afin de s'assurer que l'information historique demeure comparable, la Régie demande au transporteur de conserver un registre des règles utilisées chaque année, registre auquel la Régie pourra avoir accès sur demande.

Immobilisations allouées à la DPTI

TransÉnergie étant une entité assujettie à la réglementation, cette dernière doit s'assurer que les services fournis par le réseau de télécommunications sont en tout temps disponibles puisqu'ils sont nécessaires à l'exploitation du réseau de transport. Par ailleurs, elle en est l'utilisateur principal car, en effet, 88 % des circuits dédiés de télécommunications sont facturés à TransÉnergie³²¹. En audience, Hydro-Québec elle-même a déclaré qu'elle ne pouvait opérer le réseau de transport sans les télécommunications.³²²

La Régie s'interroge sur le fait que des actifs essentiels à l'opération du réseau de transport, qui sont en plus des actifs qui servent à un réseau stratégique³²³, ne soient pas directement sous le contrôle du transporteur et ne figurent pas à la base de tarification. La proposition du transporteur n'est pas cohérente avec celle sur les immeubles partagés, dont la propriété est attribuée à l'utilisateur principal qui facture par la suite les autres utilisateurs.

La Régie demande au transporteur, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, de présenter, pour examen, des informations supplémentaires concernant les activités de télécommunications, soit le montant des immobilisations à inclure à la base de tarification et

³²¹ HQT-6, document 7, page 15.

³²² NS, 17 avril 2001, volume 9, page 75.

³²³ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 127.

les dépenses, par catégorie, nécessaires à la prestation de service, avec le même niveau de détail que pour les charges directes du transporteur. Ces informations devraient inclure celles présentées comme si les actifs étaient détenus et gérés par le transporteur.

Frais corporatifs

La Régie refuse, pour le présent dossier, la méthodologie à utiliser pour l'imputation des frais corporatifs. Le transporteur n'a pas convaincu la Régie que cette méthode est la meilleure. Il n'est pas démontré que les charges primaires à l'exploitation représentent le meilleur inducteur des frais corporatifs. De plus, si les résultats montrent peu d'écart entre les méthodes évaluées quant aux impacts sur le transporteur, les impacts sur les tarifs du distributeur n'ont pas été présentés.

La Régie demande à Hydro-Québec de présenter une nouvelle étude comparant différentes approches d'imputation des frais corporatifs, incluant une méthode basée sur les charges totales.

La Régie précise que le montant approuvé pour les dépenses, dans le présent dossier, est un montant global qui prend en considération les montants soumis par le transporteur à titre de frais corporatifs. Le rejet de la méthode n'a donc pas de conséquence sur l'approbation des tarifs, dans le présent dossier.

En conséquence, la Régie reconnaît les conventions comptables avec certaines précisions portant sur les immobilisations en cours, les révisions de durée de vie utile et les projets majeurs abandonnés ou reportés. Pour les fins du présent dossier, la Régie reconnaît la méthodologie suivie pour la facturation interne, sous réserves du traitement des télécommunications et demande que, pour la prochaine cause, le transporteur fournisse des données additionnelles à ce sujet. La Régie refuse, pour le présent dossier, la méthodologie à suivre pour les frais corporatifs.

ANNEXE 5

Liste sommaire des principales conventions comptables utilisées par le transporteur dans le calcul du coût de service de transport (*détail à la pièce HQT-5, document 1, pages 1 à 14*).

1. Immobilisations :

- les immobilisations comprennent les catégories suivantes : les postes, les lignes, les actifs de soutien, les autres actifs du réseau;
- elles sont comptabilisées au coût, ce qui inclut : matériaux, main-d'œuvre, autres frais directs de construction, frais financiers au taux du coût en capital capitalisés pendant la période des travaux, coûts nets de démantèlement et contributions reçues de tiers;
- les immobilisations en cours sont virées aux immobilisations en exploitation lors de la mise en exploitation, alors que cesse la capitalisation des frais financiers et que débute l'amortissement sauf pour les exceptions déterminées par la Régie;
- l'amortissement suit la méthode à intérêts composés à 3% sauf pour le matériel de construction, d'exploitation et de recherche, pour lequel la méthode linéaire est utilisée;
- la durée d'amortissement est la durée de vie utile, soit de 30 à 50 ans, et cette durée est révisée périodiquement selon un plan quinquennal;
- la cession d'immobilisations est faite au coût, plus le coût de démantèlement, moins l'amortissement cumulé, moins la valeur de récupération. Le résultat est inclus dans un compte distinct et amorti sur un maximum de 10 ans, selon la méthode à intérêts composés à 3 %;
- lors du remplacement d'immobilisations, le coût de démantèlement moins la valeur de récupération est rajouté au coût des nouvelles immobilisations, et amorti selon la méthode applicable au nouvel actif.

2. Frais de développement reportés :

- les frais de développement sont imputés aux résultats sauf si les critères de capitalisation des PCGR et les seuils établis par Hydro-Québec sont respectés;
- si les frais de développement sont capitalisés, ils le sont jusqu'à concurrence du montant que l'on est raisonnablement certain de récupérer, l'excédent est imputé aux charges de l'exercice en cours;
- les frais de développement reportés sont amortis sur cinq ans selon la méthode linéaire, en débutant l'année suivant la comptabilisation des frais.

3. Projets majeurs abandonnés ou reportés :

- lors d'une réévaluation périodique, Hydro-Québec revoit les estimations et hypothèses de rentabilité en fonction des conditions de marché au moment prévu de la mise en

exploitation, en fonction aussi de la conformité au principes du développement durable et de l'accueil des communautés locales, ce qui a une incidence sur le traitement des coûts comptabilisés;

- un projet est reporté ou suspendu lorsque les travaux ont été interrompus pour plus de 12 mois; on arrête alors de capitaliser les frais financiers mais on maintient le projet dans les immobilisations en cours;
 - lors de l'abandon d'un projet majeur, les coûts irrécupérables sont reportés et amortis sur trois ans, selon la méthode linéaire, sous réserve d'une décision de la Régie sur ce sujet dans chaque cas.
4. Frais reportés - mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif :
- ce compte inclut les indemnités de départ et les améliorations au régime de retraite;
 - selon le décret 1626-96 du gouvernement, ce compte est reporté et amorti sur 60 mois, selon la méthode linéaire, à compter du mois suivant chaque engagement.
5. Remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998 :
- le décret 330-98 prévoit des compensations selon un protocole d'entente pour les mesures d'urgence remboursées au plus tard le 31/12/2002 (au maximum 200 M\$; ces montants ont été inscrits aux livres en 98 et 99);
 - le coût net du rétablissement du réseau dans l'état où il se trouvait avant le sinistre : ces montants, versés de 1998 à 2007, sont inclus dans un compte spécifique, en réduction des immobilisations, amorti sur la durée de vie utile restante des actifs retirés, sauf pour la portion équivalant au coût non amorti des actifs retirés, selon la méthode des intérêts composés à 3 %;
 - le coût de financement des dépenses pour rétablir le réseau est comptabilisé en réduction des frais financiers;
 - le compte à recevoir est présenté au poste « *Autres actifs à long terme* ».
6. Matériaux et fournitures :
- les matériaux et fournitures sont comptabilisés au moindre du coût moyen ou de la valeur nette de réalisation, et incluent une provision pour matériel désuet établie et révisée régulièrement.
7. Dette à long terme :
- la dette à long terme est comptabilisée à la valeur nominale, sauf pour les obligations à coupon zéro ou à escompte ou prime considérable;
 - les escomptes, primes et frais d'émission sont reportés et amortis de façon linéaire sur la durée des emprunts;

- les obligations à coupon zéro ou à escompte ou prime considérable sont présentés à la valeur escomptée;
- la méthode de l'intérêt réel est utilisée pour amortir les escomptes et les primes.

8. Conversion de devises :

- les produits et charges sont comptabilisés au cours en vigueur lors des opérations;
- les éléments monétaires de l'actif et du passif sont convertis au cours de clôture à la date du bilan;
- les éléments non monétaires sont convertis au cours en vigueur lors des opérations;
- les gains ou pertes de change sur les éléments monétaires à court terme sont inclus dans les résultats;
- les gains ou pertes de change sur les éléments monétaires à long terme sont reportés et amortis sur la durée de vie restante des titres d'emprunt selon la méthode linéaire, sauf s'ils sont liés à des rentrées futures continues de dollars des États-Unis; ils sont alors reportés jusqu'au remboursement des titres.

9. Instruments dérivés :

- les échanges d'intérêt découlant des swaps utilisés pour modifier à long terme le risque de taux d'intérêt sont rapprochés de la charge d'intérêt de l'emprunt auxquels ils se rattachent;
- les swaps de devises pour risque de change associés au remboursement du principal de la dette à long terme sont comptabilisés au cours de clôture à la date du bilan;
- les swaps de devises qui constituent des actifs financiers sont présentés au poste « *Actifs financiers* » et ceux qui représentent des passifs financiers sont présentés au poste « *Dette à long terme* »;
- les gains ou pertes de change de conversion de swaps sont reportés et amortis sur la durée de vie restante selon la méthode linéaire.

10. Frais de garantie relatifs aux emprunts :

- les frais de garantie relatifs aux emprunts se chiffrent à 0,5 % du solde, au 31 décembre précédent, du capital des emprunts garantis, soit la quasi-totalité des emprunts.

11. Taxes :

- la taxe sur le capital est calculée de la façon prescrite par Loi sur les impôts;
- la taxe sur le revenu brut sur les installations de transport non assujetties directement aux taxes municipales se chiffre à 3 % des revenus d'électricité au Québec moins les achats d'électricité au Québec;

- les taxes municipales, scolaires et autres sont réparties en fonction de l'évaluation municipale.

4.2. DEPENSES NECESSAIRES A LA PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT

4.2.1. QUALITÉ DE L'INFORMATION

4.2.1.1 Position des parties

Le premier dossier tarifaire constitue un changement important pour le **transporteur**³²⁴. Ce dernier mentionne avoir déployé tous les efforts en vue de déposer un dossier complet. Il a déposé 4 500 pages de preuve et répondu à plus de 1 500 demandes de renseignements.³²⁵ Toutefois, il y a des informations comptables requises pour le dossier tarifaire que le transporteur voudrait fournir sans le pouvoir parce que l'information de base n'est pas disponible³²⁶.

Jusqu'en 1997, seules les charges d'exploitation directes étaient comptabilisées par unité administrative, plus particulièrement par nature³²⁷ de dépenses³²⁸ et par activité principale. Tous les autres postes étaient dans des comptes centraux.³²⁹

En 1997, les systèmes d'information, la séparation fonctionnelle et la séparation par unités étaient à une étape *préhistorique*.³³⁰ Les charges directes étaient réparties entre les différentes grandes fonctions, lesquelles n'équivalaient pas nécessairement à des unités d'affaires. Les charges de la DPTI étaient imputées sur la base des frais directs des grandes fonctions.³³¹ Beaucoup de choses n'étaient pas dédiées de façon spécifique.³³² L'information n'était pas précise³³³ et Hydro-Québec n'avait pas le portrait complet du coût du transport³³⁴.

À partir de 1997, une révision de la structure du plan comptable a permis une séparation des activités réglementées et non réglementées ainsi qu'une attribution des actifs en fonction des propriétaires. Hydro-Québec a fait le choix de ne pas reconstituer d'historique. Donc, elle n'a

³²⁴ HQT-2, document 1.1, page 3.

³²⁵ HQT-2, document 1.1, page 3.

³²⁶ NS, 27 avril 2001, volume 15, page 206.

³²⁷ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 118.

³²⁸ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 227, soit : « [...] un achat de services professionnels, par exemple, il faut codifier que c'est un achat de services professionnels et c'est le centre de coûts numéro 21101 qui a fait l'achat. Donc, ça prend la nature de dépenses – [...] un code de numéro de dépenses et un code de centre de coûts auquel ça s'applique ».

³²⁹ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 118.

³³⁰ NS, 10 avril 2001, volume 6, page 25.

³³¹ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 215.

³³² NS, 10 avril 2001, volume 6, page 122.

³³³ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 215.

³³⁴ NS, 10 avril 2001, volume 6, page 122.

pas reconstitué 1998, 1997 et les années précédentes selon la nouvelle structure du plan comptable.³³⁵

L'identification des activités de TransÉnergie a commencé en 1997, mais elle s'est faite graduellement. L'implantation du système a été complétée et elle est devenue effective en 1999, mais précédemment, Hydro-Québec avait fait des efforts pour isoler TransÉnergie.³³⁶

Depuis 1997, les processus ainsi que les méthodes d'identification et d'attribution des coûts se sont raffinés, ce qui mène à des économies de coûts.³³⁷ En 1999, un nouveau système comptable, le progiciel R/3 de SAP, installé au coût de 100 M\$³³⁸, a permis une identification et une séparation fonctionnelle plus adéquate des activités d'Hydro-Québec, découpage qui n'existait pas auparavant. Cette implantation a permis de fournir des informations de plus en plus précises, en particulier pour l'année témoin projetée.³³⁹

À la suite des travaux d'Hydro-Québec portant sur la révision de la structure du plan comptable à partir de 1997, le progiciel R3 de SAP a été mis en exploitation en deux phases, en janvier 1999 et en mai 1999.³⁴⁰ Il y a inévitablement eu une période de rodage qui a fait en sorte que les informations n'étaient pas aussi fiables dès le début.³⁴¹

Hydro-Québec a introduit progressivement dans ses pratiques de gestion et dans ses systèmes d'information des éléments pour alimenter le processus réglementaire, donc une allocation plus juste, ainsi qu'une précision et une fiabilité accrues.³⁴²

Maintenant, les unités d'affaires ont un portrait de l'ensemble des coûts, et c'est ce qu'Hydro-Québec présente dans le revenu requis de TransÉnergie. L'information a évolué beaucoup, et va continuer de se raffiner.³⁴³

Pour les années futures, le transporteur disposera d'informations existantes pour l'année témoin, l'année historiques et l'année de base. Il sera possible de comparer le réel à cette information. Il sera alors plus facile de répondre aux demandes de renseignements, les pièces

³³⁵ NS, 26 avril 2001, volume 14, pages 119 et 120.

³³⁶ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 85.

³³⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 113.

³³⁸ HQT-2, document 1.1.1, page 2.

³³⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 92.

³⁴⁰ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 119.

³⁴¹ NS, 27 avril 2001, volume 15, page 95.

³⁴² NS, 26 avril 2001, volume 14, page 121.

³⁴³ NS, 10 avril 2001, volume 6, page 122.

étant beaucoup plus faciles à produire. Donc, le processus peut uniquement s'améliorer en termes d'efficacité³⁴⁴ tant à l'interne que pour les fins de la requête tarifaire.³⁴⁵

Le transporteur affirme s'être conformé à la décision D-99-120 rendue dans le dossier R-3405-98 et avoir déposé avec les données de l'année témoin projetée 2001, dans la mesure des capacités offertes par ses systèmes d'information, les données réelles pour l'année historique 1999 ainsi que les données pour l'année de base 2000.³⁴⁶

Le transporteur allègue que le processus budgétaire ayant été avancé de plusieurs mois pour préparer la cause tarifaire, la qualité d'information ne peut qu'en souffrir, et ce, tant pour TransÉnergie, la DPTI et la DPAS.³⁴⁷

Selon l'**ACEF de Québec**, les modifications comptables entreprises au sein d'Hydro-Québec, depuis 1998, rendent complexe, voire impossible sur certains aspects, une analyse rigoureuse de l'évolution des coûts de TransÉnergie de 1997 à 2001.³⁴⁸

Selon la **Coalition industrielle**, l'absence d'historique réglementaire et la non-disponibilité d'une base de comparaison fiable font en sorte qu'il est difficile de juger de la raisonnable des projections présentées par TransÉnergie dans le présent dossier.³⁴⁹

L'intervenante mentionne qu'il sera difficile pour la Régie de déterminer si l'ensemble des composantes du coût de service présentées par TransÉnergie pour fins d'approbation sont justes et raisonnables dans les circonstances.³⁵⁰

Selon la Coalition industrielle, la gymnastique comptable à laquelle Hydro-Québec s'est livrée sans explication détaillée, pour ventiler le revenu requis de 1997 selon le modèle 2001, le revenu requis de 1997 est utilisé comme point de départ du calcul de l'augmentation du revenu requis entre 1997 et 2001 et a presque pour effet de dénuer de toute crédibilité l'exercice d'identification des postes de revenus et dépenses auxquels des améliorations pourraient être apportées afin de réduire l'augmentation tarifaire proposée.³⁵¹

³⁴⁴ NS, 27 avril 2001, volume 15, page 210.

³⁴⁵ NS, 27 avril 2001, volume 15, page 211.

³⁴⁶ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, pages 29 et 30.

³⁴⁷ NS, 27 avril 2001, volume 15, pages 200 et 201.

³⁴⁸ NS, 17 avril 2001, volume 9, page 198.

³⁴⁹ Coalition-1, page 15.

³⁵⁰ Coalition-1, page 4.

³⁵¹ Coalition-1, page 9.

Selon la Coalition industrielle, les explications fort sommaires fournies en réponse à la demande de renseignements numéro 71,3³⁵² de la Régie, portant sur l'explication de la variation du revenu requis entre 1997 et 2001, sont nettement insuffisantes en ce qu'elles ne procurent aucune justification crédible des changements de méthodes de calcul entre 1997 et 2001.³⁵³

L'intervenante affirme qu'il est nécessaire pour la Régie d'explorer les avenues possibles pour diminuer le coût de service prévu pour 2001 si l'on veut maintenir à leur niveau actuel ou même réduire les tarifs de transport de TransÉnergie.³⁵⁴

En réplique, le **transporteur** précise que la présente cause est la toute première cause tarifaire du transporteur d'électricité. Sa base de tarification, son coût en capital et les dépenses nécessaires à la prestation du service de transport seront établis pour la première fois par la Régie, et ce, pour l'année témoin 2001. Il n'est tout simplement pas utile, approprié et même possible, pour l'instant, de procéder à l'établissement des tout premiers tarifs de transport d'électricité de la façon dont le procureur de la Coalition industrielle avait l'habitude de le faire dans les causes tarifaires du secteur gazier où il y a une continuité avec les nombreuses causes précédentes.³⁵⁵

4.2.1.2 Opinion de la Régie

Dans le cadre d'un dossier tarifaire, l'information disponible à la Régie comprend généralement les points suivants :

- le dossier des années précédentes;
- un dossier complet comportant, pour tous les postes, des données portant sur une année historique, sur une année de base combinant des données réelles et projetées et sur l'année témoin projetée;
- des validations par comparaison soit avec l'industrie, soit avec un indice d'inflation;
- des informations présentées selon un format standardisé.

Dans le dossier présenté par le transporteur pour son tarif 2001, la Régie note les faits suivants :

³⁵² HQT-13, document 1, page 125.

³⁵³ Coalition-1, page 9.

³⁵⁴ Coalition-1, document 2, page 5.

³⁵⁵ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 29.

- le tarif existant date de 1997; selon le transporteur, ce tarif aurait été approuvé par le gouvernement sans aucun détail³⁵⁶; les données appuyant ce tarif présentées à la Régie sont des données budgétaires; aucun montant réel de dépenses n'est présenté pour 1997;
- le dossier comporte, pour certains postes, des données portant sur une année historique, soit 1999, une année de base, soit 2000, portant uniquement sur des données projetées et l'année témoin projetée pour laquelle le transporteur a utilisé la reconduction des budgets 2000 à plusieurs reprises;
- les informations sont présentées selon divers formats et l'information chiffrée est éparpillée. Étant donné les lacunes du dossier initial, la plus grande partie de l'information au dossier est fournie en réponse à deux séries de demandes de renseignements et par des engagements pris pendant l'audience;
- aucune comparaison concernant les dépenses avec l'industrie, des normes ou autres comparables n'est présentée; des changements de méthodologie sont invoqués pour justifier une bonne partie des augmentations demandées.

Dans sa décision D-99-120, la Régie mentionnait :

« La Régie juge essentiel que les données de l'année historique, de l'année de base et de l'année témoin projetée, soient présentées dans un format comparable d'une année à l'autre. Toute donnée non comparable devra être accompagnée d'explications permettant une réconciliation facile.

En plus des informations énumérées ci-dessus, la Régie considère indispensable qu'elle ait accès, au besoin, à d'autres informations jugées utiles à la compréhension et l'évaluation des prévisions présentées. À cette fin, la Régie prend note de l'affirmation d'Hydro-Québec à l'effet que les données historiques nécessaires seront soumises pour supporter sa preuve si de telles données s'avèrent requises. »³⁵⁷

Le transporteur a le fardeau de la preuve.³⁵⁸ Les informations qu'il présente à l'appui de l'augmentation demandée ont été établies pour l'année 2001 sur des bases de calcul différentes de celles de 1997 et même différentes de celles de 1999. La qualité de l'information présentée, étant donné qu'il s'agit d'un premier dossier tarifaire et que des modifications majeures ont été nécessaires à ses systèmes d'information, est moindre que ce qui est généralement attendu dans un dossier tarifaire.

La Régie comprend que le modèle de l'année témoin projetée ne comprend pas nécessairement plus d'une année historique, mais dans le cas présent, il aurait été utile que l'information soumise inclue des données historiques plus détaillées et des données

³⁵⁶ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, pages 86 et 87.

³⁵⁷ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, page 13.

³⁵⁸ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, page 9.

redressées lorsque des changements de méthodologie étaient effectués. Une partie importante des demandes de renseignements visait justement à combler cette lacune.

Bien que le transporteur mentionne un nombre plutôt élevé de demandes de renseignements, la Régie constate que son argumentation reprend un grand nombre d'informations fournies en réponse à ces demandes. L'information incluse au dossier initial était insuffisante comparativement à l'information attendue.

Selon la Régie, ce n'est pas seulement la quantité, mais la qualité de l'information fournie qui facilite l'étude d'un dossier tarifaire. Cette qualité se juge par la pertinence et la facilité d'interprétation de l'information.

Puisqu'il s'agit du premier dossier tarifaire du transporteur, la façon de présenter des informations de nature tarifaire n'est pas encore établie ni rodée et tout processus de changement demande du temps. La Régie demande au transporteur de poursuivre ses efforts et de s'assurer que son processus de planification soit adapté de manière à disposer de données de qualité, et ce, en temps opportun pour les fins des prochains dossiers tarifaires.

4.2.2. LES DÉPENSES DE L'ANNÉE TÉMOIN PROJÉTÉE 2001

4.2.2.1 Position des parties

Le **transporteur** demande d'approuver les dépenses nécessaires à la prestation du service de transport pour l'année témoin 2001, au montant projeté de 1 238 858 300 \$.³⁵⁹ Ce montant se détaille de la façon suivante³⁶⁰ :

	<i>(en M\$)</i>	
Charges brutes directes		
Main-d'œuvre	243,3	
Autres	103,9	
<i>Charges brutes directes</i>	<u>347,2</u>	
Moins: Coûts capitalisés ou facturés	(68,0)	
Facturation interne émise	(28,3)	
Autres produits d'exploitation - facturation externe	(1,2)	
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	<u>(10,9)</u>	238,8
Charges brutes de service partagés-facturation interne		
DP Technologie de l'information (DPTI)	195,0	
DP Approvisionnement et Services (DPAS)	74,0	
Autres	<u>49,0</u>	318,0
Frais corporatifs-charges imputées		44,6
Charges d'amortissement		447,8
Taxes		184,1
Achats de services de transport		<u>5,5</u>
		<u>1 238,8</u>
	<i>(différence due aux arrondissements)</i>	

Pour une large part, l'augmentation des coûts du service de transport s'explique, selon la demanderesse, par une amélioration de la fiabilité et de la qualité du service ou résulte de la progression normale de composantes tels la rémunération et l'amortissement.³⁶¹

Selon la demanderesse, il est difficile de comparer le réseau de transport d'Hydro-Québec avec des réseaux similaires et, partant, de comparer le niveau des charges d'exploitation,

³⁵⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 102.

³⁶⁰ HQT-13, document 1, page 54.

³⁶¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 92.

étant donné ses caractéristiques uniques en termes d'étendue géographique, de longueur de lignes et de niveaux de tension,³⁶² et parce que chacune des entreprises mesure à sa façon³⁶³.

Charges brutes directes

Les charges brutes directes s'élèvent en 2001 à 347,2 M\$.

	1999	2000	2001	Différence 99-2001
Main-d'œuvre ³⁶⁴	222,9 M\$	230,5 M\$	243,3 M\$	20,4 M\$ ³⁶⁵
Autres charges ³⁶⁶	87,9 M\$	91,2 M\$	103,9 M\$	16,0 M\$
Charges brutes directes	310,8 M\$ ³⁶⁷	321,7 M\$ ³⁶⁸	347,2 M\$ ³⁶⁹	36,4 M\$ ³⁷⁰

Le poste le plus important des charges brutes directes est la **main-d'œuvre**, qui passe de 222,9 M\$ à 243,3 M\$ entre 1999 et 2001³⁷¹.

L'augmentation comporte un volet indexation, une clause remorque à l'augmentation de traitement dans la fonction publique et un volet progression de l'échelle salariale³⁷². De plus, le nombre d'employés passe de 3 145 à 3 185 entre 1999 et 2001³⁷³.

Les coûts de main-d'œuvre font, lorsque cela est approprié, l'objet de contrôles et de balisages quant au niveau des effectifs. Hydro-Québec a également implanté un mode de rémunération incitatif visant une productivité accrue, soit des primes à la performance de 2 %, en fonction d'objectifs de profit, donc non liées à l'évolution des tarifs³⁷⁴, ce qui a permis à l'entreprise de se situer à la médiane des marchés de comparaison³⁷⁵.

Au niveau de la productivité au travail, TransÉnergie n'a pas de comparaison avec d'autres utilités étant donné la particularité du réseau de transport.³⁷⁶

³⁶² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 40.

³⁶³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 41.

³⁶⁴ HQT-6, document 3, page 2.

³⁶⁵ Les deux premiers chiffres de la présente colonne ont été calculés par la Régie.

³⁶⁶ HQT-6, document 3, page 2.

³⁶⁷ HQT-6, document 3, page 2; HQT-13, document 1, pages 52 et 53, explication de la différence entre 310,8 M\$ (chiffre redressé pour fins de comparaison) et 375,0 M\$.

³⁶⁸ HQT-13, document 1, page 56.

³⁶⁹ HQT-13, document 1, page 54.

³⁷⁰ HQT-13, document 1, page 53.

³⁷¹ HQT-6, document 3, page 2.

³⁷² NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 36.

³⁷³ HQT-13, document 1, page 59.

³⁷⁴ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 39.

³⁷⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 104.

³⁷⁶ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 31.

Le poste **autres charges** inclus dans les charges brutes directes comprend les coûts d'utilisation et d'entretien des équipements de transport, les frais de matériel et de fournitures, les contrats de services professionnels externes et les coûts de location d'équipement.³⁷⁷ Ces charges connaissent une hausse de 18 % de 1999 à 2001, passant de 87,9 M\$ à 103,9 M\$. La grande différence entre 1999 et le planifié 2000 a été causée par un conflit de travail, lequel a occasionné des ralentissements importants d'activités en 1999, étant donné que les autres charges directes représentent beaucoup de matériel installé dans la maintenance.³⁷⁸ La variation 2000-2001, pour sa part, couvre l'inflation et la croissance des activités.³⁷⁹

Les **coûts capitalisés ou facturés** sont déduits des charges brutes directes et des charges brutes de services partagés afin d'imputer aux immobilisations en cours du transporteur leur juste part des coûts encourus et aux clients des ateliers spécialisés, le coût des services qui leur sont rendus.³⁸⁰ Le coût de main-d'œuvre imputable aux activités de construction est soustrait selon un taux de prestation de travail, qui varie pour chaque catégorie d'employés. Ils comprennent les coûts de main-d'œuvre, soit le salaire de base, le temps supplémentaire, les primes et avantages sociaux, ainsi que les coûts des espaces de travail, équipements, outils et instruments de travail, véhicules, communications, gestion et soutien administratif immédiat.³⁸¹ Ils sont appliqués à des travaux de maintenance sur le réseau de transport, au développement informatique ou au soutien technique.³⁸² Ils passent de 120 M\$ en 1999 à 68 M\$ en 2001, une diminution de 43 %; leur niveau varie selon la construction d'immobilisations.³⁸³

Les **crédits** associés au service de transport comprennent la facturation interne émise, les autres produits et les crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental.

La **facturation interne**³⁸⁴ **émise** consiste en la facturation, au coût complet, de services fournis à d'autres unités d'Hydro-Québec, principalement pour le contrôle et la télécommande des équipements de production. Le montant soustrait des charges directes passe de 39 M\$ en 1999 à 28 M\$ en 2001³⁸⁵, une diminution de 11 M\$.

³⁷⁷ HQT-5, document 2, page 7.

³⁷⁸ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 100.

³⁷⁹ HQT-6, document 3, page 3.

³⁸⁰ HQT-6, document 1, page 2, révision du 20-12-2000.

³⁸¹ HQT-5, document 2, page 6.

³⁸² HQT-13, document 1.2, page 28.

³⁸³ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 44.

³⁸⁴ Voir page 86.

³⁸⁵ HQT-13, document 1.2, page 29.

Les **autres produits** soustraits des charges directes consistent en location d'emprises de lignes. Ils passent de 1,7 M\$ en 1999 à 1,2 M\$ en 2001.³⁸⁶

Le solde des **crédits d'intérêts liés au remboursement gouvernemental** est stable à 11 M\$.

*Charges brutes de services partagés*³⁸⁷

En 2001, les charges brutes de services partagés représentent, pour le transporteur, un montant de 318 M\$. Les principaux services internes utilisés par TransÉnergie ont trait aux technologies de l'information, ainsi qu'à l'approvisionnement et aux services.³⁸⁸

	1999	2000	2001	Différence 99-2001
Charges brutes de services partagés	273,6 M\$ ³⁸⁹	284,5 M\$ ³⁹⁰	318,0 M\$ ³⁹¹	44,4 M\$ ³⁹²

Le nouveau système comptable a permis l'obtention progressive, depuis 1999, d'une précision accrue des données et d'une amélioration des inducteurs de coûts servant à la facturation interne. C'est ce qui explique que les montants relatifs à celle-ci ont connu, au-delà des facteurs habituels comme l'inflation, une augmentation entre 1999 et 2001 parallèlement à une diminution des frais corporatifs imputés pendant la même période.³⁹³

La principale charge brute de services partagés est la **technologie de l'information** ou la **DPTI**.

La DPTI rend plusieurs services essentiels à la mission de base de TransÉnergie, notamment :

- les télécommunications spécialisées, incluant les circuits dédiés, la radio mobile et autres;
- la téléphonie, incluant les services dans les postes de « *Transport* » et la « *Téléphonie administrative* »;

³⁸⁶ HQT-13, document 1, page 36.

³⁸⁷ Bien que la preuve d'Hydro-Québec fasse alternativement référence aux services facturés et aux charges brutes de services partagés, nous utilisons ici uniquement le terme charges brutes de services partagés.

³⁸⁸ HQT-6, document 1, page 2, révision du 20-12-2000.

³⁸⁹ HQT-13, document 1, page 57.

³⁹⁰ HQT-13, document 1, page 56.

³⁹¹ HQT-13, document 1, page 54.

³⁹² HQT-13, document 1, page 58.

³⁹³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 112.

- la bureautique;
- d'autres services.³⁹⁴

Le réseau de télécommunications de la DPTI sert à assurer la stabilité du réseau électrique pour la production, le transport et la distribution. Il est différent d'un réseau standard en ce qu'on y retrouve diversité de parcours, redondance d'équipements et alimentation continue par génératrice ou batteries.³⁹⁵

Le 24 mars 2000, Hydro-Québec a demandé à la firme META d'évaluer l'équité du partage du réseau de télécommunications entre les divisions. Le rapport de META conclut que la méthode répartit équitablement les coûts. Toutefois, cette méthode ne peut servir de base de comparaison, étant donné qu'il reste trop d'éléments uniques à Hydro-Québec qu'on ne retrouve pas ailleurs.³⁹⁶

TransÉnergie est le principal utilisateur du réseau de télécommunications.³⁹⁷ Les produits de télécommunications forment plus de 93 % de la facture de la DPTI à TransÉnergie (avant rendement).³⁹⁸

Entre 1999 et 2001, les coûts facturés au transporteur par la DPTI sont passés de 150,9 M\$ à 195 M\$, soit une augmentation de 44,1 M\$ ou 29 %.

C'est le mode de tarification des circuits de télécommunications, le principal produit offert par la DPTI au transporteur, qui est responsable de cette augmentation.³⁹⁹

En 1999, moins de la moitié des circuits de transmission de données était associée à un client, le reste, soit environ 50 M\$, était absorbé au niveau corporatif.

En 2000, la DPTI a tenté d'associer un client à chaque circuit et a amélioré la répartition des coûts en associant 30 % des coûts aux circuits reliés au réseau électrique pour reconnaître que le réseau de télécommunications était construit pour répondre aux besoins et exigences du réseau électrique.⁴⁰⁰

³⁹⁴ HQT-6, document 5, pages 5 et 6.

³⁹⁵ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 128.

³⁹⁶ HQT-6, document 5.3, page 9.

³⁹⁷ HQT-6, document 5, page 7.

³⁹⁸ HQT-6, document 5.3, page 11.

³⁹⁹ HQT-13, document 1.1, page 7.

⁴⁰⁰ HQT-13, document 1.1, page 8.

Plusieurs changements simultanés ont été apportés en 2001. Il est difficile d'isoler l'impact de chacun et de le chiffrer. Les plus importantes causes de l'évolution des coûts totaux de la DPTI de 2000 à 2001 sont les suivantes :

- des réductions de durée de vie utile de certains équipements, à la suite de l'accélération de la désuétude technique et technologique⁴⁰¹;
- l'amélioration de la qualité par la numérisation du réseau de télécommunications dans la partie ouest pour obtenir une capacité et une fiabilité supérieure⁴⁰²;
- la répartition des actifs de télécommunications aux circuits qui a changé dans le temps, passant d'un coût moyen à un coût par circuit basé sur la distance et le débit pour environ 38,2 M\$ pour le produit circuit dédié.⁴⁰³ Hydro-Québec a développé une méthodologie qui utilise la juste valeur marchande comme base de répartition des coûts. Elle expose le fait que TransÉnergie a été interfinancée par les autres unités d'affaires au cours des deux années précédentes et redresse la situation⁴⁰⁴;
- une facturation interne à coût de plus en plus complet⁴⁰⁵.

Toutefois, selon Hydro-Québec, les augmentations des coûts de la DPTI sont aussi justifiées par le déploiement de la facturation interne (+20 M\$), le projet SAP (+15 M\$), de nouveaux produits et services offerts aux clients (+12 M\$) et de nouveaux systèmes exploités (+10 M\$).⁴⁰⁶

Hydro-Québec affirme que le coût unitaire des trois premiers services de télécommunications qui forment la plus grande partie de la dépense du transporteur, soit les circuits de télécommunications, les téléphones de postes électriques et les services de radio-mobile⁴⁰⁷, est comparable au reste de l'industrie, mais elle mentionne qu'il faut tenir compte du fait que, contrairement aux réseaux publics, Hydro-Québec ne peut pas offrir ses services à une multitude de clients⁴⁰⁸.

De plus, selon Hydro-Québec, il n'existe pas d'équivalent dans le marché, donc pas de comparables, pour les circuits dédiés, la téléphonie de postes ou la radio-mobile.⁴⁰⁹

⁴⁰¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 113.

⁴⁰² NS, 26 avril 2001, volume 14, page 127.

⁴⁰³ HQT-6, document 5.4, page 2.

⁴⁰⁴ HQT-13, document 1.1, page 8.

⁴⁰⁵ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 132.

⁴⁰⁶ HQT-13, document 8, pages 8 et 9.

⁴⁰⁷ HQT-6, document 5, page 6.

⁴⁰⁸ NS, 27 avril 2001, volume 15, page 195.

⁴⁰⁹ NS, 27 avril 2001, volume 15, pages 179 à 181.

La DPTI a signé un contrat de cinq ans avec Connexim dont l'objectif est d'obtenir des services de télécommunications administratives à des coûts compétitifs, ce qui, au moment de la transaction, était évalué à une réduction de 20 % sur l'ensemble de la période.⁴¹⁰

Connexim est une société en commandite dont Hydro-Québec est un commanditaire. Elle est considérée comme un fournisseur de la DPTI.⁴¹¹ Les montants facturés par Connexim à la DPTI pour les services de téléphonie administrative, de téléphonie des postes et des centrales, les télécopieurs, les interurbains et les circuits du réseau de services⁴¹² sont les suivants :

- 1999 : 64,5 M\$;
- 2000 : 60,7 M\$ (prévisionnel);
- 2001 : 50,6 M\$ (prévisionnel).⁴¹³

Frais corporatifs – charges imputées

Les frais corporatifs imputés au service de transport, dont la méthode d'établissement est décrite au document HQT-5, document 2, représentent un montant de 44,6 M\$.⁴¹⁴

	1999	2000	2001	Différence 99-2001
Frais corporatifs – charges imputées	36,0 M\$ ⁴¹⁵	49,2 M\$ ⁴¹⁶	44,6 M\$ ⁴¹⁷	8,6 M\$ ⁴¹⁸

Les activités des unités corporatives ont pour objectif de desservir les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble et donc de chacune des unités d'affaires. Elles centralisent des activités normales, mais essentielles pour toute entreprise.⁴¹⁹ Leur regroupement entraîne les mêmes avantages que ceux déjà cités pour les charges brutes de services partagés.⁴²⁰ Elles se répartissent entre trois grandes rubriques : unités corporatives, comptes corporatifs et produits et services non facturés.⁴²¹

TransÉnergie assume 20,4 % du total des charges corporatives.

⁴¹⁰ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 227.

⁴¹¹ HQT-13, document 14, page 14.

⁴¹² HQT-13, document 14, page 14.

⁴¹³ HQT-13, document 14, page 18.

⁴¹⁴ HQT-6, document 1, page 3.

⁴¹⁵ HQT-13, document 1, page 57.

⁴¹⁶ HQT-13, document 1, page 56.

⁴¹⁷ HQT-13, document 1, page 54.

⁴¹⁸ HQT-13, document 1, page 58.

⁴¹⁹ Voir page 87.

⁴²⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 115.

⁴²¹ HQT-13, document 1.2, page 30.

La variation des frais corporatifs s'explique principalement par des changements méthodologiques. En 1999, on ne facturait pas de frais corporatifs aux unités de service; en 2000 et en 2001, il y a eu augmentation de la facturation interne, donc diminution des charges corporatives; en 2001, on a modifié le calcul de la base d'imputation.⁴²² De plus, en 1999, ce compte inclut des écarts négatifs entre la prévision et le réel⁴²³, écarts qu'on ne retrouve pas en mode prévisionnel en 2000 et 2001.

Afin de justifier l'imputation de certains frais corporatifs au transporteur, ce dernier affirme qu'à partir du moment où une unité d'affaires appartient à Hydro-Québec, elle a un comportement similaire à celui de l'ensemble de l'entreprise en termes de contribution sociale, de participation à des commandites et de publicité. Selon le transporteur, Hydro-Québec a des budgets proportionnés aux normes de l'industrie.⁴²⁴

Les autres charges se composent de **charges d'amortissement**, des **taxes** et des montants relatifs aux **achats de service de transport**.

	1999	2000	2001	Différence 99-2001
Amortissement	433,0 M\$ ⁴²⁵	434,0 M\$ ⁴²⁶	447,8 M\$ ⁴²⁷	14,8 M\$ ⁴²⁸
Taxes	177,1 M\$ ⁴²⁹	179,0 M\$ ⁴³⁰	184,1 M\$ ⁴³¹	7,0 M\$ ⁴³²
Achats de services de transport	4,0 M\$ ⁴³³	5,5 M\$ ⁴³⁴	5,5 M\$ ⁴³⁵	1,5 M\$ ⁴³⁶

L'évolution de la **charge d'amortissement** résulte de l'application de la méthode d'amortissement à intérêts composés, des mises en exploitation des années 2000 et 2001 et de l'application du programme de changements de durée de vie. Ce programme est aussi appliqué uniformément à l'ensemble des actifs d'Hydro-Québec, notamment ceux de télécommunications et de transport.⁴³⁷

⁴²² HQT-6, document 7.3, pages 2 et 3.

⁴²³ HQT-6, document 7.3, page 9.

⁴²⁴ NS, 26 avril 2001, volume 14, pages 211 et 212.

⁴²⁵ HQT-13, document 1, page 57.

⁴²⁶ HQT-13, document 1, page 56.

⁴²⁷ HQT-13, document 1, page 54.

⁴²⁸ HQT-13, document 1, page 58.

⁴²⁹ HQT-13, document 1, page 57.

⁴³⁰ HQT-13, document 1, page 56.

⁴³¹ HQT-13, document 1, page 54.

⁴³² HQT-13, document 1, page 58.

⁴³³ HQT-13, document 1, page 57.

⁴³⁴ HQT-13, document 1, page 56.

⁴³⁵ HQT-13, document 1, page 54.

⁴³⁶ HQT-13, document 1, page 58.

⁴³⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 114.

Les **taxes** comprennent la taxe sur le capital, la taxe sur le revenu brut et les taxes municipales et scolaires.⁴³⁸

La taxe sur le capital est calculée selon la quote-part des immobilisations et constructions en cours de TransÉnergie sur le total pour Hydro-Québec. La taxe sur le revenu brut est un en-lieu d'impôts fonciers au taux de 3 % des revenus d'électricité au Québec, déduction faite des achats d'électricité au Québec. La part de TransÉnergie est fondée sur la quote-part des immobilisations de cette dernière sur le total des immobilisations de Hydro-Québec Production, TransÉnergie et Hydro-Québec Distribution. Les taxes municipales et scolaires sont calculées selon l'évaluation des immeubles et incluent les taxes d'eau, taxes d'affaires, etc.⁴³⁹

Le transporteur mentionne que l'augmentation du coût non amorti des actifs entraîne automatiquement une augmentation du poste « *Taxes* ». ⁴⁴⁰

Selon le transporteur, en ce qui concerne les **achats de services de transport**, le plus important des services de transport inclus dans ce compte est un contrat avec CRT, un transporteur affilié à TransÉnergie, mais non visé par la Loi. En 2001, TransÉnergie prévoit utiliser ses services, facturés au coût du marché⁴⁴¹, pour 3,3 M\$⁴⁴².

ARC-FACEF-CERQ recommande à la Régie la plus grande vigilance en ce qui concerne l'augmentation injustifiée du coût de service entre 1997 et 2001, plus particulièrement au niveau des charges brutes de services partagés et corporatifs.⁴⁴³

L'**ACEF de Québec** demande au minimum que le revenu requis et les tarifs de transport soient gelés à leur niveau de 1997, alors qu'elle affirme être en droit d'obtenir une réduction des tarifs.⁴⁴⁴ Un des critères pour juger du caractère raisonnable et juste de la hausse des coûts est que la hausse des coûts individuels et globaux ne devrait pas dépasser la hausse du coût de la vie, moins un facteur de gain de productivité.

Selon l'ACEF de Québec, le taux de gain de productivité du travail entre 1997 et 2000, publié par Statistique Canada, est de 1,7 % par année.

⁴³⁸ HQT-5, document 2, page 11.

⁴³⁹ HQT-5, document 2, page 11.

⁴⁴⁰ HQT-13, document 1, page 53.

⁴⁴¹ Voir section 2.4, sur la politique de prix de cession pour détail de l'établissement du coût du marché pour cette transaction, à titre d'exception à la règle générale du coût complet.

⁴⁴² HQT-1, document 1.1, page 5.

⁴⁴³ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 10.

⁴⁴⁴ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 17.

Cette intervenante souligne que l'orientation numéro 1 du Plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec prévoyait de préserver la stabilité des tarifs. Hydro-Québec propose dans ce plan stratégique d'améliorer sa rentabilité sans augmentation tarifaire grâce surtout à la croissance de ses marchés et à la réduction de ses charges financières.⁴⁴⁵

L'ACEF de Québec soumet les commentaires suivants :

- les charges directes auraient dû se limiter à une hausse de 5,4 %, soit la hausse de l'IPC au Québec entre 1999 et 2001, plutôt que 11,7 %, donc 20 M\$ d'économies⁴⁴⁶;
- la prime au rendement prévue aux conventions collectives devrait être assumée à même les profits de TransÉnergie.⁴⁴⁷ Les autres primes et revenus spéciaux de l'ordre de 15 M\$ en 2000, qui sont accordés aux employés ou dirigeants de TransÉnergie, devraient faire l'objet d'une évaluation et d'un encadrement par la Régie avant d'être intégrés aux revenus requis;
- l'effectif d'Hydro-Québec devait diminuer. Pourtant, le nombre d'employés de TransÉnergie a subi une hausse de 1,127 % depuis 1999. L'ACEF de Québec se questionne à savoir s'il s'agit d'un transfert de ressources humaines vers l'unité réglementée de TransÉnergie;⁴⁴⁸
- l'ACEF de Québec pense que la méthode d'allocation des coûts de télécommunications est inéquitable;⁴⁴⁹
- les services réalisés par Connexim sont possiblement surfacturés, considérant que le flux de service a pu doubler avec la venue de Bell, pour une augmentation de coût marginale ou nulle, impliquant que le coût de ces services aurait pu diminuer jusqu'à 50 %, plutôt que le 30 % visé par Hydro-Québec d'ici 2002 en excluant la hausse des frais d'amortissement;⁴⁵⁰
- l'enjeu de la démarche présentée dans le rapport META est une approbation réglementaire du prix payé par TransÉnergie pour les télécommunications. META n'a pas fait de vérification ni de comparaison d'échantillonnage des chiffres comptables, ni évalué l'allocation et l'assignation des coûts et avoirs, ni validé indépendamment les prix externes de comparaison et les prix internes pour les services non offerts par des compagnies externes;
- l'unité Production n'assume pas une part suffisante des services de télécommunications. Les barrages sont en bout des lignes de transport et le contrôle des centrales doit aussi exiger un bon débit d'information, et le réseau d'Hydro-Québec demeure intégré (production, transport et distribution).

⁴⁴⁵ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 110.

⁴⁴⁶ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 16.

⁴⁴⁷ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 5.

⁴⁴⁸ ACEF de Québec-1, page 12.

⁴⁴⁹ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 8.

⁴⁵⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 8.

L'ACEF de Québec questionne la hausse importante des frais d'amortissement chez Hydro-Québec depuis le début des années 90, et considère cette hausse exagérée.⁴⁵¹

L'AIEQ recommande d'utiliser une approche de type « *benchmarking* » pour juger de l'efficacité en comparant les coûts déposés par l'entreprise aux coûts similaires dans d'autres juridictions. Dans le présent dossier, la preuve présentée par Hydro-Québec ne permet pas une vérification indépendante, ni une approche comparative, faute de données suffisantes portant sur d'autres entreprises réglementées.⁴⁵²

OC fait observer que les charges de services partagés et les frais corporatifs imputés correspondent à une part de plus de 29 % des dépenses nécessaires à la prestation du service de transport.⁴⁵³ Il existe une grande incertitude sur la raisonnable des charges demandées et la nécessité, pour TransÉnergie, de devoir faire affaires avec les autres divisions et unités de services d'Hydro-Québec. OC recommande à la Régie d'étudier avec une extrême prudence les demandes budgétaires du transporteur à ce sujet.

Selon OC, si Hydro-Québec n'est pas en mesure de justifier la totalité des coûts et le choix d'un fournisseur interne plus coûteux, alors les consommateurs n'ont pas à en faire les frais.⁴⁵⁴

OC rappelle que, dans sa décision D-2000-48⁴⁵⁵, la Régie déclarait ne pas pouvoir établir spécifiquement pour Gazifère, faute de preuve, la nécessité des dépenses afférentes aux services rendus par Enbridge et ses autres sociétés apparentées. En conséquence, la Régie n'accordait que 75 % de l'augmentation de coûts demandée et ordonnait à Gazifère de déposer, dans une future cause tarifaire, une étude approfondie des prix de marché et des alternatives à Enbridge Commercial Services Inc.(ECSI) comme fournisseur de services. Une telle étude est également pratique courante dans d'autres juridictions.

Selon OC, la Régie devrait ordonner à Hydro-Québec de présenter, dans son prochain dossier tarifaire, une étude spéciale relevant chacun des produits et services reçus des autres unités d'affaires et de services d'Hydro-Québec ainsi que des sociétés apparentées, les coûts relatifs à ces produits et services et une évaluation de la juste valeur marchande de ces produits et services.⁴⁵⁶

⁴⁵¹ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 33.

⁴⁵² AIEQ-1, Mémoire de preuve de M. Robert Gagné, 7 février 2001, paragraphe 18.

⁴⁵³ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 18.

⁴⁵⁴ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 18.

⁴⁵⁵ Décision D-2000-48, 29 mars 2000, pages 20 à 23.

⁴⁵⁶ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 20.

Afin d'inciter Hydro-Québec à fournir une telle étude, OC est d'avis que la Régie ne devrait accorder à TransÉnergie que la moitié des charges de services partagés ou corporatives demandées pour l'année 2001, soit un total d'environ 180 M\$.⁴⁵⁷

OC perçoit deux enjeux :

- déterminer si les services offerts par le centre corporatif d'Hydro-Québec sont tous utiles et nécessaires à la prestation du service de transport et sinon, lesquels le sont;
- pour les services utiles et nécessaires à la prestation du service de transport, quelle est leur juste valeur marchande et combien Hydro-Québec facture-t-elle à TransÉnergie?⁴⁵⁸

Les consommateurs québécois n'ont pas à supporter, dans leurs tarifs, des services qui ne leur sont pas utiles, simplement parce qu'ils font partie des charges corporatives. La Régie doit se satisfaire en premier lieu de la pertinence, pour la clientèle assujettie, de payer pour ces services, quel que soit le fournisseur. Selon OC, TransÉnergie n'a pas passé le premier test, à savoir la démonstration que les charges corporatives étaient toutes utiles et nécessaires à la prestation du service de transport.

Le transporteur réplique que la demande à l'effet que les dépenses demandées soient réduites de 50 % est étrangement arbitraire et excessive compte tenu de la preuve déposée par la demanderesse et de la faiblesse des arguments présentés par OC pour la justifier.⁴⁵⁹

STOP/S.É. recommande que la Régie demande à Hydro-Québec de produire à l'avenir, dans les causes tarifaires de TransÉnergie, un dossier qui quantifie et décrit ses dépenses en environnement et en recherche-développement, qu'il s'agisse de dépenses immobilisées ou de dépenses d'opérations, en faisant les liens requis avec les renseignements non quantifiés fournis au Rapport annuel et au Rapport de performance environnementale annuel d'Hydro-Québec.⁴⁶⁰

L'intervenant note qu'Hydro-Québec a fourni des précisions quant aux dépenses environnementales et aux objectifs environnementaux.⁴⁶¹ Selon STOP/S.É., il serait donc relativement facile pour elle de faire une corrélation entre les coûts environnementaux et les activités citées au Rapport de performance environnementale et de présenter le détail au dossier tarifaire.

⁴⁵⁷ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 21.

⁴⁵⁸ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 25.

⁴⁵⁹ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 54.

⁴⁶⁰ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, pages 95 et 96.

⁴⁶¹ STOP/S.É., document 1, pages 26 à 28.

L'information pourrait prendre la forme d'un chapitre distinct à l'intérieur de la proposition tarifaire qui mettrait en évidence les enjeux du développement durable ainsi que les efforts d'Hydro-Québec pour intégrer le développement durable à chacune des composantes de la structure tarifaire proposée. Aucune rubrique ne devrait être priorisée à l'intérieur de ce chapitre.

Selon l'expert de STOP/S.É., le niveau d'effort environnemental semble acceptable et même important.⁴⁶²

Selon le **RNCREQ**, les dons et les commandites culturelles devraient être exclus des charges du transporteur. Certaines charges corporatives incluent des éléments qui devraient demeurer dans Hydro-Québec corporatif puisque aucune explication n'est donnée pour justifier leur inclusion.

De plus, les charges légales et réglementaires devraient être allouées directement aux services concernés. Les coûts des dossiers 3405 et 3401 sont des coûts de transport, ainsi qu'une partie des coûts de l'audience sur l'article 167 de la Loi, alors que les coûts des dossiers des avis sur l'énergie éolienne et la petite hydraulique de même que ceux des dossiers du tarif interruptible et des électrotechnologies ne le sont pas.⁴⁶³

4.2.2.2 Opinion de la Régie

La Régie a réitéré à plusieurs reprises ses attentes dans ses demandes d'information. La Régie a demandé que l'information fournie comprenne une année historique, une année de base et une année témoin projetée. L'information fournie pour 1997 et pour l'année historique 1999 a une valeur moindre que ce qui était attendu.

La Régie considère que le transporteur n'a pas soumis, compte tenu des commentaires déjà faits sur la qualité de l'information, une preuve convaincante à l'effet que le niveau de dépenses demandé lui est nécessaire afin d'assurer le coût de la prestation de service s'élevant au montant de 1 238,9 M\$.

Dans le cadre du premier dossier tarifaire de transport, la Régie s'est penchée plus particulièrement sur l'évolution des charges d'exploitation totalisant 601,5 M\$, c'est-à-dire le regroupement de l'ensemble des dépenses nécessaires à la prestation du service de

⁴⁶² NS, 4 mai 2001, volume 18, page 28.

⁴⁶³ RNCREQ-1, page 69.

transport, à l'exception des charges d'amortissement, des taxes et des achats de services de transport.

Charges d'exploitation

	1999	2000	2001	Différence 99-2001
Charges brutes directes, charges brutes de services partagés ⁴⁶⁴ et frais corporatifs	512,7 M\$ ⁴⁶⁵	547,0 M\$ ⁴⁶⁶	601,4 M\$ ⁴⁶⁷	88,7 M\$ ⁴⁶⁸

Selon la demande du transporteur dans le présent dossier, les charges d'exploitation de TransÉnergie passent de 512,7 M\$ à 601,5 M\$ entre 1999 et 2001, soit une augmentation de 18 %, dont 10 % pour la période 2000-2001. L'augmentation demandée est beaucoup plus importante que l'inflation cumulée sur la période qui est de 3,9 %.⁴⁶⁹

L'analyse des charges d'exploitation peut se réaliser selon deux approches : une approche globale et une approche détaillée qui consiste à analyser chacun des grands postes de dépenses présentés. Une approche en détail serait préférable étant donné qu'il s'agit d'un premier dossier tarifaire pour le transporteur. Cependant, la qualité de l'information présentée dans le dossier limite le choix de la Régie.

Les changements de méthodologie d'imputation à TransÉnergie ou à d'autres unités complexifient, selon la Régie, l'examen de la proposition. De plus, dans le processus de séparation fonctionnelle, l'adaptation de l'information a enlevé de la valeur probante à l'information historique soumise à titre de base d'évaluation des projections soumises pour 2001. Placée devant des informations hétéroclites, la Régie choisit d'utiliser une approche globale pour évaluer la raisonnable des charges.

L'article 49 de la Loi, 1^{er} alinéa, 2^e paragraphe, prévoit que la Régie doit déterminer les montants globaux de dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service. C'est dans cette perspective que la Régie a étudié les postes des dépenses du transporteur.

⁴⁶⁴ Bien que la preuve d'Hydro-Québec fasse alternativement référence aux services facturés et aux charges brutes de services partagés, nous utilisons ici uniquement le terme charges brutes de services partagés.

⁴⁶⁵ Détaillé à HQT-13, document 1, page 57.

⁴⁶⁶ Détaillé à HQT-13, document 1, page 56.

⁴⁶⁷ Détaillé à HQT-13, document 1, page 54.

⁴⁶⁸ Détail de la différence à la pièce HQT-13, document 1, page 58.

⁴⁶⁹ HQT-13, document 1, page 29; 2000=2,2 % et 2001=1,7 %.

La Régie constate que les données historiques de 1999 présentées sont établies selon des méthodes de calcul moins précises et différentes de celles utilisées pour l'année 2001.

La Régie remarque aussi que les frais corporatifs fluctuent beaucoup entre 1999 et 2000 et que les changements de méthodologie sont invoqués pour justifier cette fluctuation.

La Régie n'est pas convaincue que le montant global présenté comme charges d'exploitation, soit 601,5 M\$, est nécessaire pour assumer le coût de prestation de service. La croissance de ces charges entre 1999 et 2001, soit 18 %, est très élevée. Les charges relatives aux télécommunications n'ont pas été justifiées de façon complète et satisfaisante aux yeux de la Régie.

Face à un manque de données fiables correspondant aux critères établis dans la décision D-99-120, la Régie choisit, pour les fins de la présente cause, d'utiliser les données globales du budget 2000 ajusté. Ainsi, la Régie approuve des charges d'exploitation de 568 M\$ pour 2001, soit le montant fourni de 547 M\$ des charges directes, charges brutes de services partagés et frais corporatifs de l'année 2000,⁴⁷⁰ ajusté pour l'inflation⁴⁷¹ (1,7 %) et la variation du niveau d'activités calculé par la Régie selon l'évolution de la pointe annuelle⁴⁷² (2,1 %).

Charges d'amortissement, taxes et services de transport

Les charges d'amortissement, au montant de 448 M\$, forment une part importante du revenu requis, mais ce sont des charges qui découlent de décisions passées d'inclure des immobilisations dans la base de tarification. Les taxes varient en fonction de la valeur des ventes, de la valeur des immeubles attribués au transporteur et de la variation du montant de la taxe sur le capital.

Dans le cas de l'amortissement et des taxes au montant de 184 M\$, la Régie constate que les variations sont peu importantes, soit respectivement de 3 % et de 4 % si on considère la période 1999-2001.

La Régie reconnaît que les achats de services de transport, au montant de 5 M\$, sont utiles pour la prestation du service.

⁴⁷⁰ HQT-13, document 1, page 56; charges directes 213,3 M\$, charges brutes de services partagés 284,5 M\$, frais corporatifs 49,2 M\$.

⁴⁷¹ HQT-13, document 1, page 29.

⁴⁷² HQT-13, document 1.1, page 35; 2000=34 842 MW, 2001=35 570 MW.

La Régie approuve les montants demandés des charges d'amortissement, taxes et charges relatives aux contrats de transport, ci-dessus mentionnés.

La Régie considère, à la suite de l'appréciation de l'ensemble de la preuve, que ce montant global de dépenses, au montant de 1 205,5 M\$, est suffisant pour permettre au transporteur d'assumer le coût de la prestation de service.

La Régie ordonne au transporteur, pour le prochain dossier tarifaire, que l'information soumise pour justifier le niveau de dépenses requis soit présentée au complet et en temps opportun, en plus de porter sur l'année historique, l'année de base et l'année témoin projetée, tel que défini dans la décision D-99-120. En cas de changement de méthodologie, le transporteur devra justifier ce changement et indiquer les résultats avec et sans modification.

ANNEXE 6

Évolution des dépenses nécessaires à la prestation du coût de service selon le transporteur

<i>En millions \$</i>	1999 ⁴⁷³	2000 ⁴⁷⁴	2001 ⁴⁷⁵	<i>Différence 99-2001⁴⁷⁶</i>
Charges directes	203,1	213,3	238,8	35,7
Charges brutes directes	375,0	321,7	347,2	(27,8)
Coûts capitalisés ou facturés	(120,0)	(68,0)	(68,0)	52,0
Facturation interne émise	(39,0)	(28,3)	(28,3)	10,7
Autres produits d'exploitation - Facturation externe	(2,0)	(1,2)	(1,2)	0,8
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	<u>(10,9)</u>	<u>(10,9)</u>	<u>(10,9)</u>	<u>0,0</u>
Charges brutes de services partagés – facturation interne	273,6	284,5	318,0	44,4
DPTI	150,9	157,3	195,0	44,1
DPAS	71,4	75,6	74,0	2,6
Autres	<u>51,3</u>	<u>51,6</u>	<u>49,0</u>	<u>(2,3)</u>
Frais corporatifs – charges imputées	36,0	49,2	44,6	8,6
<i>Sous-total Charges d'exploitation</i>	<i>512,7</i>	<i>547,0</i>	<i>601,4</i>	<i>88,7</i>
Charges d'amortissement	433,0	434,0	447,8	14,8
Taxes	177,1	179,0	184,1	7,0
Achats de services de transport	4,0	5,5	5,5	1,5
Total	1 126,8	1 165,5	1 238,8	112,0

⁴⁷³ HQT-13, document 1, page 57.

⁴⁷⁴ HQT-13, document 1, page 56.

⁴⁷⁵ HQT-13, document 1, page 54.

⁴⁷⁶ HQT-13, document 1, page 58.

4.3. BASE DE TARIFICATION

4.3.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** demande que soient approuvés les éléments constituant sa base de tarification, soit les immobilisations en exploitation, au montant projeté de 14 108 316 000 \$, les dépenses non amorties et autres actifs, au montant projeté de 196 042 000 \$, de même qu'un fonds de roulement réglementaire de 145 917 000 \$.⁴⁷⁷ Cette base de tarification a été établie selon la méthode des 13 soldes mensuels consécutifs.⁴⁷⁸

Le total de la base de tarification de l'année témoin projetée 2001 s'élève, en moyenne, à 14 450 273 000 \$, comparativement à une base de tarification théorique de 14 346 124 000 \$ en 2000.

La base de tarification projetée de 2001 pour le service de transport d'électricité d'Hydro-Québec a été calculée à partir des éléments suivants :

- le coût des immobilisations de transport en exploitation au 31 décembre 2000, projeté à partir des données réelles sommaires au 31 décembre 1999, tel que présenté à la pièce HQT-7, document 3;
- l'amortissement cumulé des immobilisations de transport en exploitation au 31 décembre 2000;
- le coût mensuel des mises en exploitation et, s'il y a lieu, des retraits de 2001;
- l'amortissement de l'année 2001;
- le fonds de roulement réglementaire, composé de l'encaisse et de la valeur des matériaux, combustibles et fournitures;
- les frais reportés, essentiellement la charge de retraite et les coûts des mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif, et le solde du remboursement à recevoir du gouvernement du Québec à la suite du verglas de 1998.⁴⁷⁹

Puisque la présente cause tarifaire constitue une première pour le transporteur, ce dernier présente, pour les deux années précédant l'année témoin projetée 2001, des bases de tarification « *théoriques* »⁴⁸⁰, afin de faciliter la comparaison⁴⁸¹.

⁴⁷⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 98.

⁴⁷⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 99.

⁴⁷⁹ HQT-7, document 1, page 2.

⁴⁸⁰ HQT-7, documents 2.1 et 2.2.

⁴⁸¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 99.

Le transporteur allègue avoir identifié les actifs de transport conformément à la Loi, appuyé par les règles de partage décrites dans sa demande.⁴⁸²

Immobilisations en exploitation

Les immobilisations en exploitation constituent la partie la plus importante de la base de tarification du **transporteur**. Elles sont constituées de quatre catégories principales, soit les postes, les lignes, les autres actifs de réseau et les actifs de soutien.⁴⁸³

Le transporteur présente la liste détaillée des immobilisations en exploitation au 31 décembre 1999 à la pièce HQT-7, document 3.1.

Les actifs de transport ont été initialement identifiés au 31 décembre 1999.⁴⁸⁴

Les immobilisations « *Actifs de soutien* » font référence au poste « *Autres* », que l'on retrouve sous la rubrique Immobilisations aux états financiers consolidés d'Hydro-Québec. Ces actifs ont été attribués à chaque unité en fonction de l'utilisation. Ces transferts se sont appuyés sur des ententes conclues entre les unités qui cédaient les actifs et celles qui les recevaient, et sont la résultante de l'application des règles de partage des actifs suivantes :⁴⁸⁵

- propriétés générales : selon l'utilisateur de la propriété en fonction du type de propriété et de sa localisation. Celles qui étaient utilisées exclusivement par TransÉnergie lui ont été transférées automatiquement tandis que celles dont l'usage est mixte ont été transférées à TransÉnergie dans la mesure où elle en est l'utilisateur principal (avec facturation interne aux autres utilisateurs s'il y a lieu);
- matériel, outillage et propriétés générales de l'Institut de recherche : les laboratoires « *Grande puissance* » et « *Haute tension* » ont été attribués à l'unité TransÉnergie en raison de leur rôle primordial dans le développement des lignes à haute tension et à courant continu;
- matériel roulant : selon l'analyse effectuée de l'utilisation selon les parcs automobiles et numéros de véhicules;
- outils et instruments de travail : selon le nombre d'employés de métiers et techniciens;
- équipement de laboratoire de vérification : selon le nombre d'employés techniciens;
- équipement informatique : selon l'inventaire du parc informatique et l'analyse des logiciels.

⁴⁸² HQT-7, document 1.1.

⁴⁸³ HQT-7, document 1, page 4.

⁴⁸⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 99.

⁴⁸⁵ HQT-7, document 1.1; HQT-13, document 1.1, pages 2 et 4.

Le transporteur réfère⁴⁸⁶ au « *Rapport des vérificateurs sur les immobilisations attribuées à la division TransÉnergie* » du 7 avril 2000⁴⁸⁷ qui déclare que :

« le solde de 14 098 millions de dollars donne, à tous les égards importants, une image fidèle des immobilisations inscrites aux registres comptables d'Hydro-Québec et attribuées à TransÉnergie, division d'Hydro-Québec, au 31 décembre 1999, calculé selon le document "Règles de partage du transfert des actifs pour les états financiers par unité d'affaires au 30 septembre 1998" »

Le transporteur mentionne que :

*« conformément [au] nouvel article 164.1 de la Loi, elle n'a pas autrement cherché à démontrer le caractère utile de ces actifs de transport ou s'ils ont été prudemment acquis. La présomption de ce nouvel article 164.1 de la Loi quant à l'utilité et à la prudence des immobilisations de transport d'électricité bénéficie au transporteur d'électricité dès qu'il a démontré, comme l'avait d'ailleurs mentionné la Régie dans sa décision D-2000-102, que les actifs inclus dans la base de tarification font partie du réseau de transport d'électricité et qu'ils sont inscrits aux registres comptables d'Hydro-Québec. »*⁴⁸⁸

L'ACEF de Québec remet en question la méthodologie de séparation des coûts de TransÉnergie.⁴⁸⁹

Selon cette intervenante, le fait que les actifs soient inscrits aux registres comptables ne prouve pas que leur allocation aux différentes unités soit juste et équitable, en absence notamment de vérification externe strictement indépendante.⁴⁹⁰ La répartition des CUP entre les unités administratives d'Hydro-Québec s'est faite manuellement, laissant place à un certain arbitraire et à la possibilité d'interfinancement des coûts au détriment des activités réglementées.⁴⁹¹ L'évaluation des actifs propres à TransÉnergie par le personnel d'Hydro-Québec laisse place à la même critique.

Selon l'intervenante, l'évaluation de la base de tarification de TransÉnergie devra faire l'objet d'une vérification exhaustive et indépendante. Considérant la possibilité d'interfinancement et l'importance des coûts de capital et des profits (80 % des revenus requis de TransÉnergie en 2001), cela apparaît une étape essentielle.⁴⁹²

⁴⁸⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 100.

⁴⁸⁷ HQT-7, document 3.2.

⁴⁸⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 22.

⁴⁸⁹ ACEF-1, pages 21 et 22.

⁴⁹⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 27.

⁴⁹¹ ACEF-1, pages 21 et 22.

⁴⁹² ACEF-1, page 71.

OC mentionne que l'historique réglementaire étant très réduit et en raison de changements comptables survenus dans les livres de la société intégrée Hydro-Québec, on ne peut s'assurer de façon satisfaisante que l'évolution de la base de tarification entre 1997 et 2001 est bien justifiée. Malgré cela, l'article 164.1 de la Loi présume prudemment acquis et utiles les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables d'Hydro-Québec. Cette présomption règle le débat à cet égard.⁴⁹³

Additions aux immobilisations

Pour l'année 2001, le **transporteur** présente des prévisions d'additions totales de 984,7 M\$ dont il soustrait une réserve de contingence de 160,3 M\$.⁴⁹⁴ Les additions nettes de 824,4 M\$ sont incluses dans le total des immobilisations en exploitation.⁴⁹⁵

La réserve de contingence négative tient compte des aléas reliés aux délais d'obtention des décrets d'autorisation et autres changements possibles dans le rythme de réalisation des projets, ainsi que de l'expérience.⁴⁹⁶

Selon le transporteur :

« Jusqu'à l'entrée en vigueur du premier règlement pris par la Régie en vertu du paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 73 de la Loi (le Règlement de l'article 73) :

"les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables du transporteur d'électricité au 16 juin 2000, ceux inscrits entre cette date et ladite date d'entrée en vigueur du Règlement de l'article 73, les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation par la Loi ou par le gouvernement conformément à la Loi au 16 juin 2000, ainsi que les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation entre cette date et ladite date d'entrée en vigueur du Règlement de l'article 73 par le gouvernement conformément à la Loi, sont réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation d'un réseau de transport d'électricité, pour l'application du paragraphe 1^o du premier alinéa de l'article 49". »⁴⁹⁷

Le transporteur ajoute :

« Cet article de la Loi n'exige pas que tous les actifs y mentionnés soient obligatoirement en exploitation. »⁴⁹⁸

⁴⁹³ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 5.

⁴⁹⁴ HQT-7, document 4.2, page 4.

⁴⁹⁵ HQT-7, document 2, page 2.

⁴⁹⁶ HQT-7, document 4.2.3.

⁴⁹⁷ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 71.

⁴⁹⁸ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 71.

Le 21 novembre 2000, le transporteur mentionne⁴⁹⁹ que seuls les projets qui ne sont pas exemptés de l'application de l'alinéa 7, de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec* et qui n'auraient pas déjà reçu l'approbation du gouvernement en vertu de cette disposition de la *Loi sur Hydro-Québec* avant l'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1°, du premier alinéa de l'article 73 de la Loi, ne seraient pas réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité au sens de l'article 164.1 de la Loi.

Les projets de construction d'immeubles qui requièrent une autorisation préalable du gouvernement en vertu de l'alinéa 7 de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec* sont ceux décrits au Décret numéro 554-81 du 25 février 1981.⁵⁰⁰

Toujours au 21 novembre 2000, le transporteur était à revoir les projets d'investissement 2001 connus à ce jour afin de déterminer ceux qui n'étaient pas exemptés de l'application de l'alinéa 7 de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec* et qui n'avaient pas encore reçu l'autorisation préalable du gouvernement.⁵⁰¹

Au 21 décembre 2000, le transporteur identifiait six projets pour lesquels l'autorisation préalable du gouvernement n'était pas encore octroyée. Ce sont les suivants⁵⁰² :

Boucle montréalaise	82,9 M\$
Boucle outaouaise	172,3 M\$
Poste Hertel	4,1 M\$
Renforcement des réseaux régionaux	10,0 M\$
Poste La Baie	7,8 M\$
Grand-Brûlé/Saint-Sauveur	0,4 M\$
Total	277,5 M\$

Selon le transporteur, il n'est donc pas requis de déposer des informations pour que la Régie vérifie la justesse et l'opportunité des investissements envisagés puisque toutes les additions en 2001 sont reconnues comme étant prudemment acquises et utiles pour l'exploitation du réseau de transport en vertu de l'article 164.1, de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec* et du décret 554-81, sauf pour six projets qui devraient être autorisés par le gouvernement et donc obtenir le même statut.⁵⁰³

⁴⁹⁹ HQT-13, document 1.1, page 21.

⁵⁰⁰ HQT-13, document 18.1 en liasse.

⁵⁰¹ HQT-13, document 1.1, page 21.

⁵⁰² HQT-7, document 4.2, page 4.

⁵⁰³ HQT-13, document 1.2, pages 14 à 16.

Au 14 mai 2001, lors du dépôt de la preuve, cinq des six projets n'avaient pas obtenu le décret demandé, soit la boucle montérégienne, le poste Hertel, la boucle outaouaise, le renforcement des réseaux régionaux et le poste Grand-Brûlé/Saint-Sauveur⁵⁰⁴. Une réserve de contingence de 100 M\$ est liée à ces projets.⁵⁰⁵

Au 9 août 2001, lors du dépôt de l'argumentation du transporteur, le premier règlement pris en vertu du paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 73 auquel l'article 164.1 de la Loi fait référence n'était pas encore en vigueur. Le transporteur indiquait alors qu'il ne pouvait donc préciser quels projets, le cas échéant, n'auront pas reçu l'approbation préalable du gouvernement en temps opportun pour l'application de l'article 164.1 de la Loi.⁵⁰⁶

L'**ACEF de Québec** remet en question le niveau des additions. L'utilité et le caractère raisonnable des additions n'ont pas été démontrés. Il y a présentement une surcapacité du réseau de transport et d'autres moyens devraient être étudiés pour répondre à la hausse de la demande d'électricité.⁵⁰⁷

ARC-FACEF-CERQ demande à la Régie de refuser le projet Grand-Brûlé-Vignant, inclus dans les additions projetées. Il mentionne que ce projet est maintenant rejeté par le gouvernement. Il allègue que la Régie se doit aussi de remettre en question la présence, dans la base de tarification, de projets non encore approuvés ou dont la date de mise en exploitation et l'utilisation finale ne sont pas encore connues et validées.⁵⁰⁸

Le **RNCREQ** demande à la Régie de retirer de la base de tarification 2001 les six additions qui ne sont pas couvertes par l'article 164.1, à moins que leur justification soit faite, puisque aucune démonstration n'a été faite de la prudence de ces investissements et de leur utilité pour l'exploitation du réseau.⁵⁰⁹

Dépenses non amorties et autres actifs

Selon le **transporteur**, les dépenses non amorties et autres actifs comprennent⁵¹⁰ :

- les **frais reportés relatifs à la charge de retraite** qui ont été attribués au transporteur selon la proportion de ses salaires de base par rapport aux salaires de base totaux d'Hydro-Québec dans son ensemble, pour 20 302 000 \$;

⁵⁰⁴ HQT-7, document 4.2.1.

⁵⁰⁵ HQT-7, document 4.2.4.

⁵⁰⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 21.

⁵⁰⁷ ACEF de Québec-1, page 51.

⁵⁰⁸ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 13.

⁵⁰⁹ RNCREQ-18, 7 février 2001, pages 62 et 63.

⁵¹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 101.

- le **montant reporté relatif aux mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif** qui a été attribué aux unités d'affaires en fonction des engagements pris à cet égard par chacune de celles-ci, pour 7 348 000 \$;
- le **remboursement gouvernemental à recevoir à la suite du verglas de 1998** qui a été attribué selon la proportion du coût net de rétablissement du réseau de transport inclus dans le protocole d'entente avec le gouvernement, pour 167 415 000 \$;
- les **frais de développement**, pour 975 000 \$.

Le transporteur allègue que les dépenses non amorties et autres actifs ont été attribués selon les principes et méthodes décrits à la page 3 de la pièce HQT-7, document 1. Toutes les règles d'allocation proposées sont pertinentes et équitables pour l'ensemble des unités d'affaires. Chaque type de dépenses non amorties a été étudié et Hydro-Québec a évalué pour chacune d'elles la meilleure méthode d'allocation possible afin de respecter la notion d'équité envers les unités d'affaires.

Fonds de roulement réglementaire

Le fonds de roulement réglementaire présenté par le **transporteur** se compose du poste « *Matériaux et Fournitures* » pour 92,9 M\$ et du poste « *Encaisse réglementaire* » pour 53 M\$, selon la moyenne des 13 soldes mensuels.

Hydro-Québec identifie pour chaque unité d'affaires les matériaux et fournitures en stock lui appartenant. Ce solde se compose de quincaillerie de pylônes, matériel de postes, équipement de sécurité, pompes, compresseurs, quincaillerie de lignes, isolateurs/raccords, disjoncteurs et divers.⁵¹¹

L'étude « *lead-lag* » présentée à l'appui de la demande du transporteur a pour objectif d'évaluer le niveau d'encaisse nécessaire à un organisme réglementé pour l'exercice de ses activités courantes. Cette valeur est incluse dans la base de tarification et rémunérée au même titre que les investissements dans le réseau, puisqu'elle représente les fonds requis par l'entité pour le financement de ses activités courantes.⁵¹² Le niveau d'encaisse réglementaire est fonction :

- des ventes;
- des charges d'exploitation et d'entretien du réseau de transport;
- de la taxe sur le capital, la taxe sur le revenu brut, les taxes foncières et la part des redevances à la Régie;
- de l'effet des taxes à la consommation.

⁵¹¹ HQT-13, document 1, page 49.

⁵¹² HQT-7, document 5.1, page 2.

Le transporteur bénéficie d'une gestion intégrée de l'encaisse, ce qui fait qu'il n'y a pas d'échange réel d'argent entre le transporteur et son client. Donc le délai d'encaissement des revenus est théorique pour le service de transport offert à Hydro-Québec. L'encaissement et le décaissement des charges d'exploitation et d'entretien, des taxes et redevances et l'effet des taxes à la consommation sont tous gérées par Hydro-Québec.⁵¹³

Si le transporteur était une entité juridique reconnue, il devrait se conformer au contrat de service de transport et, en ce sens, la méthode de calcul d'un délai d'encaissement des revenus serait basée sur les transactions monétaires réelles avec le distributeur. Le délai d'encaissement se transformerait en délai de décaissement pour le distributeur, ce qui assurerait un traitement équitable des coûts.⁵¹⁴

OC demande à la Régie de ne pas accorder de fonds de roulement réglementaire à TransÉnergie, vu le niveau raisonnable des liquidités de l'entreprise. OC rappelle que ces liquidités proviennent des clients dans les années précédentes et que ceux-ci n'ont pas pour autant reçu de rémunération.

Toutefois, si la Régie accepte la pertinence d'un fonds de roulement réglementaire, OC demande qu'Hydro-Québec soit tenue de calculer, en fermeture réglementaire de ses livres, les délais réels pour l'ensemble des lignes de dépenses et de revenus applicables. L'intervenante demande également que l'étude « *lead/lag* » soit présentée sous le même format que celle de Gazifère. OC recommande aussi à la Régie d'accepter la proposition d'Hydro-Québec portant sur les taxes de vente fédérale et provinciale et de prévoir une provision pour mauvaises créances dans le fonds de roulement réglementaire.⁵¹⁵

Le **transporteur** réplique qu'une entreprise sainement gérée du point de vue financier se dotera toujours d'un niveau d'encaisse suffisant pour répondre aux exigences quotidiennes de ses activités et que c'est le cas d'Hydro-Québec.

De plus, le transporteur allègue que le lien établi par OC entre le niveau de liquidités de l'entreprise et le fonds de roulement réglementaire résulte vraisemblablement d'une incompréhension du rôle de ce dernier.⁵¹⁶

⁵¹³ HQT-7, document 5, page 3.

⁵¹⁴ HQT-13, document 1, page 50.

⁵¹⁵ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, pages 6 à 8.

⁵¹⁶ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 53.

4.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

Dans le cadre du premier dossier tarifaire du transporteur, la Régie doit identifier les immobilisations de transport qui feront partie de la base de tarification initiale du transporteur.

L'article 164.1 de la Loi se lit comme suit :

« Pour l'application du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 49 et de l'article 52.3, sont réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité, les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables du transporteur ou du distributeur d'électricité au 16 juin 2000, ceux inscrits entre cette date et le (indiquer ici la date d'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 73), les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation par loi ou par le gouvernement conformément à la loi au 16 juin 2000, ainsi que les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation entre cette date et le (indiquer ici la date d'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 73) par le gouvernement conformément à la loi. »

Actifs en exploitation inscrits aux registres du transporteur au 16 juin 2000

Selon la Régie, le dossier soumis par le transporteur est incomplet quant à la preuve requise pour l'application de l'article 164.1 de la Loi. En effet, bien que le transporteur ait présenté un rapport de son vérificateur certifiant que *« le solde de 14 098 millions de dollars donne, à tous les égards importants, une image fidèle des immobilisations inscrites aux registres comptables d'Hydro-Québec et attribuées à TransÉnergie, division d'Hydro-Québec, au 31 décembre 1999 »*, et qu'il plaide la présomption de l'article 164.1, aucune certification n'est présentée pour les actifs en exploitation au 16 juin 2000.

Actifs en exploitation inscrits aux registres du transporteur entre le 16 juin 2000 et les dates d'entrée en vigueur du règlement

Le transporteur n'a pas fait la preuve spécifique que les actifs mis en exploitation entre le 16 juin 2000 et les dates d'entrée en vigueur du règlement étaient bien inscrits à ses registres.

Cependant, après examen des données au 30 juin 2000 et des additions subséquentes, la Régie constate que les montants en cause sont raisonnables.

La Régie reçoit favorablement la demande du transporteur et accepte l'identification des immobilisations de transport présentée par le transporteur avec les exceptions mentionnées à

le point suivant « *Actifs dont la construction est autorisée ou exempte avant ou après le 16 juin 2000* ».

Actifs dont la construction est autorisée ou exempte avant ou après le 16 juin 2000

La Régie considère que les additions aux immobilisations des années 2000 et 2001 doivent, en vertu de l'article 164.1, être reconnues prudemment acquises et utiles dans la mesure où elles correspondent à des projets autorisés par le gouvernement ou exemptés d'autorisation avant le 20 septembre 2001, pour les additions supérieures à 25 M\$, ou le 1^{er} janvier 2002, pour les autres additions, date de mise en vigueur d'une partie du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 73.

L'établissement d'une base de tarification projetée nécessite, selon la pratique usuelle en régulation économique, un examen de la justesse des projections. Au cours du processus d'étude du dossier tarifaire du transporteur, l'année témoin projetée est devenue une année réelle.

Le fait de se limiter à l'information disponible au moment de la préparation de la preuve est une règle de base utile pour éviter que l'examen réglementaire ne soit trop lourd. Cependant, à titre exceptionnel, la prise en compte de l'ensemble des informations disponibles, incluant celles devenues disponibles pendant l'audience, s'impose pour évaluer le caractère représentatif des données de l'année témoin projetée.

Au 14 mai 2001, lors du dépôt de la preuve, cinq projets n'avaient pas obtenu le décret demandé, soit la boucle montérégienne, le poste Hertel, la boucle outaouaise, le renforcement des réseaux régionaux et le poste Grand-Brûlé/ Saint-Sauveur.⁵¹⁷ Une réserve de contingence de 100 M\$ est liée à ces projets.⁵¹⁸

La Régie constate que dans le cas des additions présentées sans décret d'approbation, aucune preuve de l'utilité et de la prudence d'acquisition non plus qu'aucune alternative, documentation ou critère, n'est incluse au dossier tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2000-214.

Le transporteur admet que ces immobilisations ne seront pas en exploitation en 2001. Toutefois, la demande n'a pas été modifiée pour les retirer des additions aux immobilisations pour l'année 2001.⁵¹⁹

⁵¹⁷ HQT-7, document 4.2.1.

⁵¹⁸ HQT-7, document 4.2.4.

⁵¹⁹ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 303.

« il n'y a pas d'ajustement de la base de tarification, ni à la baisse, ni à la hausse, il y a des projets qui ne se font pas, il y a des projets qui n'étaient pas prévus qui vont se faire. Et je ne viens pas vous présenter les projets qu'on n'avait pas prévus puis qu'on va faire et j'imagine que c'est un package ça, c'est ça l'année-témoin projetée »⁵²⁰

Le transporteur s'est engagé à faire parvenir à la Régie et aux intervenants tout décret autorisant la construction des actifs identifiés ci-dessus.⁵²¹ La Régie n'en a reçu aucun.

La Régie constate que les cinq projets qui n'ont pas obtenu de décret ne sont pas exemptés d'autorisation, ni n'ont été autorisés par loi ou par le gouvernement. Ils ne bénéficient donc pas de la présomption prévue à l'article 164.1 de la Loi. Il ressort de la preuve qu'ils ne seront pas mis en exploitation en 2001. La Régie considère que l'admission du transporteur justifie leur exclusion des immobilisations en exploitation.

Étant donné qu'une partie de la réserve de contingence est directement liée à ces projets, la Régie modifie le montant de la réserve de contingence à 60,3 M\$. L'effet total de ces modifications est une diminution de 169,7 M\$ du total des additions aux immobilisations, qui s'élève, après modification, à 654,7 M\$.

	<i>Brut</i>	<i>Réserve de contingence</i>	<i>Net</i>
Additions demandées	984,7 M\$	(160,3 M\$)	824,4 M\$
Projets non approuvés	(269,7 M\$)	100,0 M\$	(169,7 M\$)
Régie	715,0 M\$	(60,3 M\$)	654,7 M\$

Dépenses non amorties et autres actifs

La Régie constate que les montants des dépenses non amorties et autres actifs n'ont pas été contestés et qu'ils comptent pour moins de 1 % du total de la base de tarification.

Étant donné qu'ils sont présentés selon les conventions comptables, soumises et approuvées au chapitre 4.1 de la présente décision, la Régie approuve leur inclusion dans la base de tarification.

Fonds de roulement réglementaire

Le poste «*Matériaux et Fourniture* » n'a fait l'objet d'aucune opposition de la part des intervenants. Aucune autre méthode n'a été proposée et toute modification potentielle de la

⁵²⁰ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 303.

⁵²¹ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 302.

méthode de calcul aurait un impact peu important étant donné que cet élément compte pour moins de 1 % de la base de tarification.

La Régie approuve le fonds de roulement proposé étant donné que l'article 49, alinéa 1, paragraphe 1 de la Loi mentionne qu'elle doit tenir compte du fonds de roulement requis pour l'exploitation du réseau. La Régie juge raisonnable la méthode d'établissement du fonds de roulement et les montants proposés.

La Régie approuve donc l'inclusion d'un fonds de roulement réglementaire dans la base de tarification.

4.4. TAUX DE RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION

Le transporteur considère qu'un taux de rendement sur sa base de tarification, de l'ordre de 10,0 %, serait juste et raisonnable pour l'année témoin 2001.⁵²² La Régie, relativement à la preuve qui sera présentée dans les sections suivantes, accorde un taux de rendement sur la base de tarification du transporteur de 9,72 %.

4.4.1. LA STRUCTURE DE CAPITAL

4.4.1.1 Position des parties

Dans sa demande révisée d'août 2000, le **transporteur** projette, pour l'année témoin 2001, d'utiliser, pour le financement de la base de tarification du transporteur, une structure de capital présumée comportant 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres.⁵²³

La position du transporteur concernant sa structure de capital comporte deux volets qui seront présentés dans les paragraphes suivants. Ces volets concernent l'utilisation d'une structure de capital présumée en lieu et place d'une structure de capital réelle et l'évaluation des risques auxquels est exposé le transporteur afin de déterminer la proportion d'avoir propre dans la structure de capital.

Structure de taux de capitalisation

Hydro-Québec affirme qu'il convient de déterminer une structure de capital adaptée à la situation spécifique du transporteur et répondant aux exigences financières de ce dernier. La structure présumée proposée est établie uniquement en fonction des caractéristiques des activités réglementées sous examen, indépendamment des autres activités de l'entreprise qui présentent des caractéristiques fort différentes les unes des autres en matière de perspectives d'expansion et de risques. Elle affirme également que l'utilisation de sa structure de capital réelle, pour fixer le taux du coût en capital, pourrait lier le développement des activités réglementées sous examen à celui des autres activités de l'entreprise.⁵²⁴

Selon Hydro-Québec, une structure présumée permettrait de se calquer à une pratique utilisée par plusieurs entreprises et organismes de réglementation, lorsque les activités autres que celles qui sont sous examen occupent une place importante.⁵²⁵

⁵²² Demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité, 15 août 2000, page 4.

⁵²³ Demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité, 15 août 2000, page 4.

⁵²⁴ HQT-8, document 1, page 6.

⁵²⁵ HQT-8, document 1, page 7.

L'ACEF de Québec s'oppose à ce que soit utilisée une structure de capital présumée pour TransÉnergie qui diffère de la structure de capital réelle d'Hydro-Québec. Une telle structure présumée entraîne, selon l'intervenante, un taux de rendement sur la base de tarification plus élevé que ce que donnerait l'utilisation de la vraie structure de capital d'Hydro-Québec.⁵²⁶ L'intervenante affirme également qu'il faut trouver un moyen de définir un taux de capitalisation réel pour les activités réglementées et que, d'ici là, il faut utiliser le taux de capitalisation réel de Hydro-Québec pour l'ensemble de ses activités.⁵²⁷

L'approche retenue par les experts de la **Coalition industrielle**, les D^{rs} Booth et Berkowitz, consiste à procéder à l'évaluation de la structure de capital de TransÉnergie de la même manière que pour une compagnie privée qui devrait aller sur les marchés pour lever un financement par dette et avoir propre.⁵²⁸

Évaluation du risque global et avoir propre

Hydro-Québec mentionne qu'il est important de bien situer la nature des risques auxquels le transporteur est confronté et de prendre en compte qu'il existe encore peu d'entreprises consacrées uniquement au transport de l'électricité. Les comparaisons doivent nécessairement s'appuyer sur des analogies avec des entreprises existantes, à savoir des compagnies d'électricité intégrées, des compagnies gazières intégrées et des compagnies de transport de gaz par pipeline. Le risque global auquel le transporteur fait face se subdivise en trois catégories : le risque d'affaires, le risque réglementaire et le risque financier.⁵²⁹

Selon le transporteur, le risque d'affaires est essentiellement celui associé à la nature des activités de l'entreprise, à sa structure de coûts et à l'évolution de son marché. Dans le cas d'une entreprise réglementée comme le transporteur, le risque principal provient des écarts qui peuvent survenir entre les paramètres et hypothèses utilisés pour l'établissement des revenus requis et la réalité.⁵³⁰

Le risque d'affaires du transporteur dû à la charge locale est mineur puisqu'il est implicitement transféré au distributeur. Les clients du service de transport point à point sont facturés en fonction d'un montant fixe, établi contractuellement, quelle que soit l'énergie transitée sur le réseau, en autant que la capacité réservée ne soit pas dépassée. Ceci fait en sorte que le transporteur est isolé des risques associés à l'utilisation de son réseau, en autant

⁵²⁶ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 52.

⁵²⁷ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 57.

⁵²⁸ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 270 à 274.

⁵²⁹ HQT-8, document 1, page 9.

⁵³⁰ HQT-8, document 1, pages 9 et 10.

que ses clients demeurent solvables et que les contrats de service de transport point à point ferme soient reconduits.⁵³¹

Selon le transporteur, il reste cependant le risque sur la partie des revenus provenant des ventes de transport point à point dont le renouvellement est incertain. Les contrats de service de transport point à point ferme ne sont pas nécessairement reconduits durant l'année témoin projetée. Au cours des trois dernières années, les réservations fermes ont fluctué entre 2705 MW et 4205 MW, ce qui représente une marge de l'ordre de 100 M\$. De plus, le transporteur prévoit également des revenus de la commercialisation de services de transport non ferme, revenus qui sont à risque de par la nature même du service. Les revenus des ventes de service de transport de point à point, de type ferme ou non ferme, représentent actuellement plus de 12 % des revenus totaux du transporteur, alors que 88 % de ses revenus proviennent de la clientèle québécoise.⁵³²

Un autre aspect du risque d'affaires est l'existence des risques naturels liés aux conditions climatiques difficiles qui rendent le réseau de transport vulnérable à des phénomènes naturels comme le verglas et les vents, et il demeure que ces risques peuvent, lorsqu'ils se manifestent, se traduire par des bris d'équipement et donc par des impacts financiers significatifs.⁵³³

Hydro-Québec a admis en audience, à propos du risque d'affaires de TransÉnergie, que celui-ci était significativement inférieur à celui des autres compagnies de services publics d'énergie :

*« [...] the business risk of TransÉnergie is materially below the average of that of energy utilities ».*⁵³⁴

Selon l'expert du transporteur, le D^r Roger Morin :

*« Finalement, dans mon témoignage, il est beaucoup question finalement des risques relatifs de TransÉnergie puis il est coutumier de distinguer le risque d'affaires du risque réglementaire et du risque financier. Alors, selon moi et selon mes collègues aussi, le risque d'affaires de TransÉnergie est relativement minime, c'est un peu comme un pass on, si vous voulez, des coûts, ça ressemble beaucoup au régime réglementaire de TransCanada Pipeline par exemple. »*⁵³⁵

⁵³¹ HQT-8, document 1, page 11.

⁵³² HQT-8, document 1, page 11.

⁵³³ HQT-8, document 1, page 12.

⁵³⁴ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 131.

⁵³⁵ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 46.

Quant au risque réglementaire, Hydro-Québec mentionne qu'il correspond à celui découlant de décisions de l'organisme réglementaire qui peuvent affecter le rendement de l'avoir propre de l'entreprise. Selon Hydro-Québec, ainsi que son expert, un investisseur devrait percevoir un risque réglementaire pour l'activité transport d'Hydro-Québec plus élevé que pour la moyenne des entreprises réglementées, principalement à cause du caractère récent du cadre réglementaire appliqué à l'électricité au Québec, du fait que la Régie de l'énergie n'a pas encore eu l'occasion d'étudier un dossier tarifaire en vertu du chapitre IV de la Loi et de la complexité des dossiers présentés à la Régie par Hydro-Québec.⁵³⁶

Le risque financier, pour Hydro-Québec, est la conséquence de l'effet de levier du financement par la dette sur le risque d'affaires supporté par l'avoir propre.⁵³⁷ Comme la structure de capital proposée pour le transporteur se limite à 30 % d'avoir propre, un taux inférieur à la moyenne des entreprises de comparaison utilisées par le D^f Morin, Hydro-Québec prétend que le risque financier du transporteur sera plus élevé que dans le cas de la moyenne de ces entreprises.⁵³⁸

Selon l'expert, cet ensemble de facteurs fait de TransÉnergie une compagnie dont le risque global est d'ordre moyen. Au risque réglementaire plus élevé que la moyenne, on ajoute son risque financier légèrement supérieur à la moyenne, auxquels on soustrait son risque d'affaires plus bas que la moyenne.⁵³⁹

Le D^f Morin établit que la moyenne des entreprises canadiennes de comparaison pour le transporteur présente une structure de capital comportant 37 % d'avoir propre. Cette moyenne s'établit à 31 % dans le cas des entreprises à propriété gouvernementale (publiques) et à 47 % dans le cas des entreprises privées. Ainsi, à partir des entreprises de comparaison, l'expert suggère que la part de l'avoir propre dans la structure de capital du transporteur devrait se situer entre 30 % et 35 %, et il recommande le point milieu, soit 32,5 % d'avoir propre.⁵⁴⁰

Le transporteur propose une structure de capital présumée dont la portion d'avoir propre s'élève à 30 %. Il prend la borne inférieure de la fourchette recommandée par l'expert pour diminuer les impacts tarifaires.⁵⁴¹

⁵³⁶ HQT-8, document 1, pages 12 et 13; HQT-9, document 1, page 14.

⁵³⁷ HQT-8, document 1, page 13.

⁵³⁸ HQT-8, document 1, page 14.

⁵³⁹ HQT-9, document 1.1, page 22.

⁵⁴⁰ HQT-9, document 1, page 37.

⁵⁴¹ HQT-13, document 1, page 72.

Le transporteur affirme, en argumentation, que son expert et ceux de la Coalition industrielle s'entendent sur le fait qu'une fois approuvé par la Régie, le taux de capitalisation du transporteur doit demeurer stable.⁵⁴²

Le transporteur soutient que la présence de la garantie gouvernementale⁵⁴³ n'affecte aucunement l'analyse des risques globaux du transporteur. Le D^J Morin a précisé lors de l'audience que « *la garantie gouvernementale affecte le coût de la dette et le risque de la dette, ce qu'on appelle le "risk of default", la qualité de crédit du titre obligataire. Par contre, cette garantie n'a aucun impact sur le risque financier du transporteur, qui dépend de la volatilité du rendement des actions engendrée par la présence de coûts fixes reliés à la dette* », ce que le transporteur appelle également l'effet de levier financier. Le transporteur affirme que les experts Booth et Berkowitz souscrivent pleinement dans leur preuve à cette définition traditionnelle du risque financier, selon laquelle le risque financier est mesuré par l'effet de levier.^{544,545}

L'**ACEF de Québec**, considérant la garantie de prêt gouvernementale et les frais de garantie associés, la nature quasi-monopolistique du marché de l'électricité au Québec et la stabilité des revenus de Hydro-Québec, soutient que cette dernière peut maintenir un ratio d'avoir propre en regard des activités réglementées de 25 %, sans subir de baisse de cote de crédit et de hausse des frais de financement.⁵⁴⁶

Selon l'ACEF de Québec, la garantie gouvernementale accordée à Hydro-Québec constitue le déterminant principal de sa cote de crédit. Cette garantie élimine virtuellement tout risque de défaut de paiement de la part d'Hydro-Québec, ce qui implique que son risque financier est quasi nul et fait en sorte que son risque global demeure, selon l'intervenante, très faible.⁵⁴⁷

Le **transporteur** plaide en argumentation que la prise en compte de son statut de Société d'État et de la garantie gouvernementale sur sa dette aux fins d'établissement de sa structure de capital présumée et du rendement sur l'avoir propre violerait le principe fondamental de l'utilisation de bases comparables (*Level playing field*). Pour cette raison, les recommandations de son expert sur la structure de capital présumée ainsi que sur le

⁵⁴² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 71.

⁵⁴³ Garantie accordée par le gouvernement du Québec sur la dette émise par Hydro-Québec pour lui permettre d'accéder plus facilement aux marchés financiers internationaux et lui faire bénéficier de meilleurs taux d'intérêt sur ses emprunts. (Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 77)

⁵⁴⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 70.

⁵⁴⁵ Coalition-2, document 1, page 10.

⁵⁴⁶ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 52.

⁵⁴⁷ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 30.

rendement sur l'avoir propre sont basées sur les comparables, sans tenir compte de l'existence de cette garantie.⁵⁴⁸

En argumentation, la **Coalition industrielle** conclut, compte tenu qu'il n'existe selon elle aucun risque associé aux approvisionnements et à peu près aucun risque associé à la demande, que le risque d'affaires de TransÉnergie n'est pas seulement mineur, selon la qualification des témoins d'Hydro-Québec, mais bien plutôt quasi inexistant.⁵⁴⁹

Partant de l'admission de la demanderesse à l'effet que le risque d'affaires du transporteur était faible, les experts Booth et Berkowitz en déduisent que le levier financier est faible. En ce qui a trait au risque réglementaire, ils affirment que la réglementation contribue à réduire le risque global d'une entreprise. Ils concluent donc sur le fait que le risque global de TransÉnergie est très faible.⁵⁵⁰ Compte tenu du faible risque associé à la moyenne des actifs de transport au Canada et du fait que le réseau de TransÉnergie soit comparable aux actifs principaux de transport de gaz naturel de TransCanada Pipelines, dont le réseau est semblablement mature, les experts recommandent une structure de capital comprenant 30 % d'avoir propre pour TransÉnergie.

La Coalition industrielle soutient également que le risque global du transporteur se classe largement en dessous de celui de la moyenne des entreprises d'utilité publique au Canada, et ce, tant dans le secteur de l'électricité que dans le secteur gazier.⁵⁵¹

Les deux experts de cette intervenante affirment, dans leur témoignage à l'audience, que la limite de financement au Canada d'une compagnie privée ayant un très faible risque serait atteinte avec un taux de capitalisation de 25 % :

« You have to get a little bit more innovative in financing to get down to an equity ratio of twenty-five percent (25%). And the major reason for that is that when the companies access the capital markets, investors tend to look at interest-coverage ratios, they look at debt ratios, they look at the covenant ratios, and when you get down to twenty-five percent (25%) equity ratios, as I was mentioning before, the risks get magnified, and in particular coverage ratios get down, and it becomes more and more difficult to access the markets with a twenty-five percent (25%) equity ratio. It tends to be project financing at those levels and it tends to be debt financing or holding company financing with more sophisticated instruments. »⁵⁵²

⁵⁴⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 69.

⁵⁴⁹ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, pages 39 à 43.

⁵⁵⁰ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 182 à 183.

⁵⁵¹ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 53.

⁵⁵² NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 271 et 272.

En conclusion de leur témoignage à l'audience, ces experts affirment que :

*« As a guaranteed, provincially guaranteed corporation, as we mentioned in our testimony, the actual financial structure really doesn't matter, it could be a hundred percent (100%) debt, with a provincial guarantee, it could raise as much debt as he likes. But that, we would take, we took our mandate to think about what is reasonable in terms of a free-standing corporation raising equity and raising debt in the capital markets. »*⁵⁵³

En argumentation, le transporteur plaide que la Régie doit rejeter toute l'argumentation des D^{rs} Booth et Berkowitz présentée verbalement lors de l'audience à l'effet que le transporteur pourrait s'endetter à 100 % sans conséquences financières grâce à la garantie gouvernementale ou encore que cette garantie pourrait affecter les risques financiers du transporteur et le rendement sur l'avoir propre. Selon Hydro-Québec, ces opinions, en plus d'être extrêmes, reflètent une très mauvaise compréhension des milieux financiers et une vision incohérente de la nature des risques financiers d'une entreprise. Elles sont également contraires aux conclusions de la théorie moderne de portefeuille.⁵⁵⁴

Hydro-Québec soutient que juger que les risques d'affaires du transporteur sont inférieurs à la moyenne des entreprises intégrées de comparaison n'implique pas que le transport soit pratiquement exempt de risques, tel que le laissent entendre les experts de la Coalition industrielle. Selon elle, certaines particularités du marché du transporteur résultent en des risques d'affaires plus élevés que ceux d'autres transporteurs. Aussi, l'importance relativement grande des réservations point à point, combinée au traitement tarifaire proposé des revenus provenant de ces réservations, rendent le transporteur plus vulnérable que d'autres face aux aléas du marché. Hydro-Québec mentionne que cette caractéristique du transporteur semble avoir été négligée par les D^{rs} Booth et Berkowitz qui basent leur analyse sur des considérations génériques.⁵⁵⁵

Le transporteur affirme également que, bien que les experts Booth et Berkowitz aient fourni de l'information montrant que l'effet de levier financier du transporteur était nettement plus élevé que ceux d'entreprises privées comparables du secteur énergétique, ces derniers ignorent cet élément dans leur analyse de risque.⁵⁵⁶

En conclusion, le transporteur plaide que ses risques réglementaires semblent avoir été pratiquement ignorés par les experts de la Coalition industrielle, alors que ses témoins ont maintes fois abordé les préoccupations des milieux financiers sur ce type de risque.⁵⁵⁷

⁵⁵³ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 273 et 274.

⁵⁵⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 71.

⁵⁵⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 82.

⁵⁵⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 83.

⁵⁵⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 84.

OC appuie sans réserve les conclusions de la Coalition industrielle à l'égard de la structure de capital.⁵⁵⁸

4.4.1.2 Opinion de la Régie

Structure de capital présumée

L'utilisation d'une structure de capital basée sur les résultats réels des états financiers est une approche simple et utilisée en réglementation économique puisqu'elle permet de tenir compte des exigences financières imposées par les conditions du marché. Cependant, dans le présent dossier, une telle approche n'est pas possible, car il n'existe pas de structure de capital réelle pour le transporteur en tant que division d'Hydro-Québec corporatif.

L'utilisation d'une structure de capital présumée basée sur celles des compagnies qui sont comparables au transporteur en termes de risques est, selon la Régie, compatible avec l'objectif d'établir des tarifs justes et raisonnables. Cette approche est similaire à celle pratiquée pour SCGM et Gazifère, toutes deux réglementées par la Régie, et permet d'établir une structure de capital reflétant le risque propre à TransÉnergie et non pas celui de l'ensemble des activités d'Hydro-Québec.

La Régie considère souhaitable de doter TransÉnergie d'une structure de capital qui soit établie seulement en fonction des caractéristiques des activités réglementées sous examen, indépendamment des besoins et des caractéristiques des autres activités de l'entreprise. La Régie estime qu'une telle approche permettra d'établir les bases d'une réglementation qui pourront être stables dans le temps quels que soient les choix qui seront effectués par les dirigeants d'Hydro-Québec quant à la structure de capital corporative. La Régie accepte la proposition du transporteur à l'effet d'adopter une structure de capital établie sur base présumée pour les fins de l'établissement des tarifs de transport.

Évaluation du risque global et pourcentage d'avoir propre

Les risques d'affaires reliés aux revenus de la charge locale, qui comptent pour environ 88 % des revenus totaux, sont mineurs, selon les mots mêmes du transporteur.⁵⁵⁹ De plus, la Régie ne croit pas qu'il y ait de grands risques associés à plusieurs postes majeurs de dépenses, tels les intérêts sur la dette à long terme et l'amortissement.

⁵⁵⁸ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 8.

⁵⁵⁹ HQT-8, document 1, page 11.

La Régie considère qu'il y a des risques élevés associés aux revenus du service de point à point qui représente 12 % des revenus totaux du transporteur. Pour apprécier la taille de ces risques, la Régie note que :

- les revenus en question s'élèvent à 300 M\$;
- la plupart de ces revenus proviennent des contrats pour service à long terme (minimum un an) pour livraison à la frontière américaine. Dans le contexte récent, décrit à l'audience, ces lignes sont convoitées, mais les conditions de marché au Québec et aux États-Unis pourraient changer rapidement;
- les revenus de contrats à long terme ont fluctué d'environ 100 M\$ au cours des trois dernières années;
- les revenus provenant des ventes à long terme peuvent être affectés par le niveau des tarifs de court terme;
- les revenus des services à court terme, très volatiles selon les données des dernières années, ne comptent que pour 11 M\$ dans la demande du distributeur.

La Régie constate qu'Hydro-Québec et les experts de la Coalition industrielle recommandent d'adopter pour le transporteur un taux de capitalisation de 30 % compte tenu du risque global de ce dernier.

La Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec que la structure de capital présumée du transporteur comporte 30 % de capitaux propres. La Régie tient compte du fait qu'Hydro-Québec et la Coalition industrielle ont été les seuls à avoir présenté une preuve d'experts reconnus par la Régie, que ces deux parties recommandent d'adopter pour TransÉnergie un taux de capitalisation de 30 % et que les témoignages présentés par ces deux parties reposent sur le principe que la structure de capital de TransÉnergie puisse être établie sur une base présumée. La Régie a également tenu compte de l'opinion des experts de la Coalition industrielle à l'effet qu'une entreprise éprouverait de la difficulté à maintenir un accès facile aux marchés des capitaux si son taux de capitalisation descendait vers 25 %.

4.4.2. LE COÛT DE LA DETTE

La Régie constate tout d'abord que le coût de la dette proposé pour le transporteur n'a pas été explicitement remis en question et elle prend note des commentaires formulés par l'ACEF de Québec à l'effet que les frais financiers accaparaient une part importante des revenus requis du transporteur en 2001.

4.4.2.1 Position des parties

La position du transporteur concernant son coût de la dette comporte deux volets qui seront présentés dans les paragraphes suivants. En résumé, ces volets concernent l'utilisation, aux fins de l'établissement des tarifs de transport d'électricité, du coût moyen de la dette consolidée d'Hydro-Québec, dont le taux moyen projeté pour 2001 est de 9,75 %, et la façon dont est calculé le coût de la dette.

Financement intégré

Hydro-Québec œuvre dans des domaines diversifiés et est présente soit directement, soit par le biais de filiales, à la fois sur des marchés réglementés et non réglementés. Toutefois, conformément à sa structure juridique, sa gestion financière demeure pleinement intégrée. Cette intégration procure plusieurs avantages aux clients de ses activités réglementées.⁵⁶⁰

À l'égard de ses activités de financement, Hydro-Québec utilise une approche intégrée. Avec cette approche, il n'y a pas de financement réalisé au nom de l'unité d'affaires TransÉnergie, non plus qu'il n'y a de financement spécifiquement dédié pour les seules fins du transport d'électricité. Seule la signature d'Hydro-Québec, appuyée par la garantie du gouvernement du Québec, a été et demeure utilisée dans les divers marchés financiers où l'entreprise s'est financée au fil des ans. Conséquemment, le service de la dette d'Hydro-Québec ne repose pas sur les flux spécifiques d'une activité, mais plutôt sur l'ensemble des flux financiers engendrés par l'ensemble des activités de l'entreprise.⁵⁶¹

Dans un tel contexte, Hydro-Québec ne peut pas dégager un coût de dette qui soit spécifique et unique aux activités de transport d'électricité. Le coût de la dette du transporteur et le coût de la dette d'Hydro-Québec ne font qu'un.⁵⁶²

⁵⁶⁰ HQT-8, document 1, page 4.

⁵⁶¹ HQT-8, document 1, page 15.

⁵⁶² HQT-8, document 1, page 15.

Hydro-Québec soutient qu'une approche intégrée de son financement n'engendre pas de désavantages sur le coût en capital du transporteur. Bien au contraire, une approche de financement intégré diminue le coût en capital du transporteur et, par conséquent, les tarifs de transport. Il y a de plus certaines économies opérationnelles qui sont réalisées lorsque les besoins de financement de diverses activités sont regroupés. Mais de façon nettement plus importante et significative, le coût en capital du transporteur bénéficie des effets de la coassurance entre les diverses activités d'Hydro-Québec.⁵⁶³ Il y a également les avantages reliés à la taille des émissions faites dans le marché; les investisseurs valorisent, de façon relativement importante, la liquidité des émissions obligataires, et cette liquidité provient presque exclusivement de la taille des émissions.⁵⁶⁴

Pour conclure, Hydro-Québec mentionne en ce qui concerne le coût de la dette, sauf pour les cas où la dette peut être associée à des activités spécifiques, que l'utilisation d'un coût de dette intégrée est une pratique courante.⁵⁶⁵

Coût de la dette

Le **Groupe Merrill Lynch** a eu le mandat d'Hydro-Québec d'émettre une opinion sur le coût théorique d'emprunt qu'elle encourrait sans la garantie gouvernementale. Merrill Lynch résume son opinion en affirmant qu'afin de déterminer ce coût, il convient d'établir ce que serait la cote de crédit d'Hydro-Québec sans la garantie gouvernementale. Cette cote correspondrait, selon le Groupe Merrill Lynch, à l'échelon inférieur du niveau qualité Investissement, c'est-à-dire une cote de BBB (S&P). La garantie gouvernementale est plus importante que des facteurs comme la nature particulière des activités sur lesquelles se fonde la solvabilité.⁵⁶⁶

Ainsi, en comparant les taux de rendement à l'échéance des obligations d'Hydro-Québec sur le marché canadien ou américain avec les taux correspondants aux indices obligataires Baa (Moody's) et B++ (CBRS), Merrill Lynch a pu établir que le coût d'emprunt à long terme d'Hydro-Québec non assorti de cette garantie gouvernementale serait d'au moins 50 points de base plus élevé que le coût de semblables emprunts assortis d'une telle garantie.⁵⁶⁷

Étant donné que les frais de garantie gouvernementale représentent environ 0,5 % de la dette et compte tenu que la garantie gouvernementale procure des avantages additionnels, tel l'accès à un plus grand nombre de sources de financement, il est clair que le coût de la dette

⁵⁶³ HQT-8, document 1, pages 15 et 16.

⁵⁶⁴ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 18 et 19.

⁵⁶⁵ HQT-13, document 7, page 33.

⁵⁶⁶ HQT-8, document 2.1, page 3.

⁵⁶⁷ HQT-8, document 2.1, page 3.

d'Hydro-Québec serait supérieur en l'absence de cette garantie gouvernementale.⁵⁶⁸ Hydro-Québec se démarque d'autres compagnies semblables par un taux d'endettement relativement élevé. Cette faiblesse dans la structure de capital constitue la raison principale pour laquelle, sans la garantie gouvernementale, Hydro-Québec ne pourrait bénéficier de sa cote de crédit actuelle.⁵⁶⁹

Hydro-Québec soutient que d'autres avantages non négligeables de la garantie gouvernementale ont été apportés par ses témoins, à savoir, dans un premier temps, que l'écart entre les obligations cotées A et les obligations cotées B++ low (CBRS) peut être considérable, soit de l'ordre de 100 points de base, dans les moments de turbulence sur les marchés financiers. Dans un deuxième temps, si Hydro-Québec avait eu une cote de crédit de BBB (S&P), il est à peu près certain qu'elle n'aurait pas pu financer ses activités dans le marché canadien. Finalement, la garantie gouvernementale crée des conditions positives sur lesquelles Hydro-Québec peut émettre des obligations, échéances, clauses de rachat, fonds de remboursement et frais d'émission.⁵⁷⁰ Les frais de garantie gouvernementale qui s'élèvent à 0,5 % sont inclus dans le taux de la dette pour le calcul du taux moyen du coût en capital de TransÉnergie et représentent un impact de 55,1 M\$ en 2001.^{571,572}

Le transporteur demande à la Régie, en argumentation, d'approuver la prise en compte des frais de garantie gouvernementale de la dette d'Hydro-Québec comme élément du coût de la dette.⁵⁷³ Pour le transporteur, l'inclusion des frais de garantie gouvernementale dans le coût de la dette est juste et raisonnable et ne fait que « normaliser » son coût de la dette pour le rendre plus comparable à celui d'une entité commerciale privée possédant les mêmes caractéristiques en termes de risques et de politique financière.⁵⁷⁴

L'**ACEF de Québec** affirme que si les frais de garantie gouvernementale, qui sont obligatoires, font économiser à Hydro-Québec un montant équivalent, alors il serait préférable de laisser le transporteur décider s'il utilise la garantie gouvernementale ou s'il gère lui-même ses emprunts.⁵⁷⁵

Hydro-Québec définit le taux de la dette par le quotient des frais financiers sur la dette ajustée du montant des frais reportés liés à la dette.⁵⁷⁶ Les frais financiers représentent la

⁵⁶⁸ HQT-8, document 1, page 19.

⁵⁶⁹ HQT-8, document 1, pages 18 et 19.

⁵⁷⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 79.

⁵⁷¹ HQT-5, document 3.2.1, page 2.

⁵⁷² Cependant, dans son argumentation (page 78), Hydro-Québec affirme que ces frais sont de 51 M\$.

⁵⁷³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 67.

⁵⁷⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 71.

⁵⁷⁵ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 16.

⁵⁷⁶ HQT-8, document 1, page 33.

somme des intérêts nets sur la dette à long terme, de la perte de change ainsi que des frais de garantie gouvernementale.⁵⁷⁷ La dette ajustée du montant des frais reportés est la somme de la dette à long terme et à perpétuité, diminuée de la somme des actifs financiers liés à la dette, de la perte de change reportée et des frais reportés liés à la dette. Ainsi, pour 2001, le transporteur demande à la Régie d'approuver l'utilisation, aux fins de l'établissement des tarifs de transport d'électricité, du coût moyen de la dette consolidée d'Hydro-Québec, dont le taux moyen projeté pour 2001 est de 9,75 %.^{578,579}

Hydro-Québec mentionne que le coût de la dette du rapport annuel d'Hydro-Québec ne correspond pas au coût de la dette qui devrait être appliqué sur la base tarifaire du transporteur devant refléter le service de la dette. Ceci est dû à divers ajustements comptables comme l'ajustement pour les dépenses d'intérêts associées à la dette à court terme, l'ajustement pour la perte de change sur la dette ainsi que l'ajustement pour la charge d'amortissement de perte de change.⁵⁸⁰ Plus spécifiquement, le témoin d'Hydro-Québec soutient que la valeur de la dette au taux de change à l'origine permet d'évaluer correctement la part de la base de tarification financée par la dette et conséquemment la structure de capital du transporteur.⁵⁸¹ Ces ajustements font en sorte que le coût de la dette rapporté dans le rapport annuel ne correspond pas à celui qui devrait être appliqué, aux fins réglementaires, sur la base tarifaire du transporteur.⁵⁸²

Hydro-Québec est d'avis qu'il serait extrêmement difficile de faire une comparaison du coût de sa dette avec celui d'autres compagnies, étant donné que cela dépend des décisions qui ont été prises au fil du temps en matière de choix d'échéance, et de la chronologie des investissements qui ont pu être faits.⁵⁸³

Selon le transporteur, il bénéficie de l'expertise reconnue d'Hydro-Québec en matière de gestion efficace de sa dette et du souci constant de cette dernière de minimiser ses coûts d'emprunts et ses risques financiers. Aucune preuve n'a remis en question cette expertise d'Hydro-Québec. Le transporteur mentionne également que, malgré les limites d'une comparaison historique du coût de la dette qui dépend de beaucoup de facteurs exogènes qu'une entreprise ne peut contrôler, le coût de la dette d'Hydro-Québec a diminué de façon significative au cours des dernières années grâce à sa gestion financière active. Conséquemment, le transporteur conclut que la gestion intégrée de la dette d'Hydro-Québec

⁵⁷⁷ HQT-8, document 1, page 38, tableau 3.

⁵⁷⁸ HQT-8, document 1, page 38, tableau 3.

⁵⁷⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 67.

⁵⁸⁰ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 46 à 48.

⁵⁸¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 73.

⁵⁸² NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 46 à 48.

⁵⁸³ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 35 à 38.

profite aux clients du transporteur. C'est pourquoi il juge pertinent et même avantageux de lui en attribuer le coût moyen de 9,75 %, ce qu'aucun intervenant n'a mis en doute.⁵⁸⁴

4.4.2.2 Opinion de la Régie

La Régie prend acte du fait que le financement de la dette est effectué de façon intégrée chez Hydro-Québec. Il n'existe donc pas de coût de la dette distinct pour les activités de transport réglementées.

Dépendamment de la nature des activités autres que celles du transporteur, telles que la production, et de leurs risques intrinsèques, il est logique de s'attendre à ce qu'elles aient un impact sur le coût de la dette d'Hydro-Québec. À cet égard, il a été reconnu en preuve par l'expert Morin que les risques associés aux activités de transport sont moindres que ceux associés aux autres activités de Hydro-Québec.⁵⁸⁵ Ainsi, il pourrait être permis d'en déduire que les risques plus élevés associés aux activités autres que celles du transport pourraient avoir un impact à la hausse sur le coût de la dette d'Hydro-Québec et, par conséquent, sur celle imputée au transporteur, dans un contexte de financement intégré. Par contre, Hydro-Québec a mis en preuve que la garantie gouvernementale a pour effet d'immuniser ses activités réglementées, notamment celles de transport, contre les impacts, positifs ou négatifs, que pourraient avoir ses activités non réglementées sur ses coûts d'emprunt.

La Régie prend acte qu'Hydro-Québec se finance de façon intégrée et du fait que le taux de la dette n'est pas influencé par les autres activités d'Hydro-Québec.

Partant de ces constats, la Régie, pour les raisons susmentionnées et compte tenu du fait que la preuve présentée par Hydro-Québec n'a pas été contredite sur ce sujet, accepte que le coût de la dette aux fins de l'établissement des tarifs du transporteur soit établi sur la base du coût moyen de la dette découlant du financement intégré des activités d'Hydro-Québec. Elle accepte également les modalités de son calcul.

La Régie prend également acte du fait que le coût moyen de la dette obtenu par voie de financement intégré pour l'ensemble des activités d'Hydro-Québec est, selon l'étude de Merrill Lynch présentée en preuve, d'au moins 50 points de base plus faible que celui qui aurait été obtenu en l'absence de garantie gouvernementale. Conséquemment, la Régie approuve la prise en compte des frais de garantie gouvernementale de la dette d'Hydro-Québec comme élément du coût de la dette.

⁵⁸⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 75 et 76.

⁵⁸⁵ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 76.

En conséquence, le coût moyen de la dette pour l'année 2001 est établi à 9,75 %.

4.4.3. LE TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE ET LA BASE DE TARIFICATION

L'évaluation du coût des capitaux propres repose sur des modèles bien établis dans les domaines financiers et réglementaires. Ces modèles cherchent à expliquer les évaluations empiriques reposant sur la relation entre le rendement et le risque.

La position du transporteur concernant l'évaluation du taux de rendement sur l'avoir propre comporte quatre volets qui seront présentés dans les paragraphes suivants. Ces volets concernent le choix de la méthodologie de calcul du taux de rendement sur l'avoir propre, l'évaluation du taux sans risque, du bêta et finalement, la détermination de la prime de risque du marché.

4.4.3.1 Position des parties

Le **transporteur** demande à la Régie d'approuver un taux de rendement juste et raisonnable de l'ordre de 10,6 % sur les capitaux propres.⁵⁸⁶

Le transporteur mentionne qu'il est important de bien situer la nature des risques auxquels il est confronté, ainsi que de comprendre qu'il existe encore peu d'entreprises consacrées uniquement au transport de l'électricité. Les comparaisons doivent nécessairement s'appuyer sur des analogies avec des entreprises existantes, à savoir des compagnies d'électricité intégrées, des compagnies gazières intégrées et des compagnies de transport de gaz par pipeline.⁵⁸⁷

La Régie prend note que l'expert Booth de la Coalition industrielle a indiqué, en audience, que le taux de rendement sur l'avoir propre accordé, pour l'année 2000, à TransCanada Pipelines, à l'aide du mécanisme d'ajustement automatique de l'Office national de l'énergie qui est basé sur les taux de rendement des obligations à long terme du Canada, était de l'ordre de 9,8 %.⁵⁸⁸

Méthodologie

Le **transporteur** affirme que contrairement au coût de la dette, le coût des capitaux propres ne peut être observé directement. Son évaluation repose sur un principe fondamental appliqué aussi bien par les organismes de réglementation que par les analystes financiers, soit le coût d'opportunité de marché des capitaux propres. Plus exactement, le coût juste et

⁵⁸⁶ Demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité, 15 août 2000, page 4.

⁵⁸⁷ HQT-8, document 1, page 10.

⁵⁸⁸ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 209.

raisonnable des capitaux propres doit correspondre à l'espérance de rendement qu'un actionnaire serait en droit d'exiger s'il plaçait ses fonds dans une entreprise de risques comparables. Selon ce principe, le coût des capitaux propres est indépendant de leur provenance.⁵⁸⁹

Le D^r Morin définit comme étant juste et raisonnable un taux de rendement qui remplit les deux conditions suivantes : il doit permettre à la compagnie d'assurer et de maintenir sa capacité d'attirer les fonds à des conditions raisonnables, et il doit se comparer avantageusement à ceux qui sont offerts par les titres comparables en termes de risque.⁵⁹⁰

Il soumet qu'il est reconnu qu'il y a trois méthodes pour estimer le coût de l'avoir propre : la méthode dite des bénéfiques comparables, la méthode dite d'actualisation des flux monétaires (AFM ou modèle de dividendes) et, finalement, la méthode dite prime de risque.⁵⁹¹

Le D^r Morin affirme que deux de ces méthodes ont été rejetées, autant du côté d'Hydro-Québec que du côté des experts de la Coalition industrielle. La méthode des bénéfiques comparables comporte certaines difficultés pratiques et conceptuelles et elle a été rejetée par les deux parties. La méthode « *AFM* » est une très bonne méthode, mais elle est très difficile à appliquer dans le contexte canadien à cause de la pénurie d'observations de compagnies comparables et à cause d'un manque de données, comme par exemple, des prévisions de croissance de la part des analystes pour les compagnies canadiennes. Son témoignage se résume à une application de la méthode dite prime de risque.⁵⁹²

L'expert précise qu'il existe également la méthode « *Couverture d'intérêts* » qui consiste à trouver quel taux de rendement sur l'avoir propre doit être accordé pour produire un certain ratio de couverture d'intérêts afin d'obtenir une cote de crédit visée. Cette méthode, bien qu'historiquement utilisée par les coopératives et les utilités publiques, ne l'est que rarement de nos jours, et ce, depuis une dizaine d'années.⁵⁹³ Cette dernière méthode éprouve des problèmes de variabilité. Afin de réussir à maintenir un ratio de couverture d'intérêts fixe, cela peut impliquer de grandes variations du taux de rendement sur l'avoir propre, ce qui crée alors un manque de calibrage de la méthode. C'est la raison pour laquelle elle a été rejetée.⁵⁹⁴

⁵⁸⁹ HQT-8, document 1, page 8.

⁵⁹⁰ NS, 24 avril 2001, volume 12, pages 34 et 35.

⁵⁹¹ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 36.

⁵⁹² NS, 24 avril 2001, volume 12, page 37.

⁵⁹³ NS, 24 avril 2001, volume 12, pages 261 et 262.

⁵⁹⁴ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 27.

Le D^r Morin utilise une version rigoureuse de la méthode prime de risque appelée MÉAF, où le rendement est égal au taux sans risque, comme par exemple le taux des obligations gouvernementales à long terme, plus une prime de risque.⁵⁹⁵ La prime de risque reflète la compensation exigée par les investisseurs pour, premièrement, s'exposer aux risques de l'entreprise et, deuxièmement, pour différer leur consommation dans le temps.⁵⁹⁶ Ce modèle implique que le coût du capital ou le rendement est égal au taux sans risque additionné du produit d'un facteur bêta par la prime de risque du marché dans son ensemble.⁵⁹⁷

Cependant, le D^r Morin rapporte que les recherches scientifiques ont démontré que le MÉAF sous-évalue le coût de l'action lorsque le bêta des compagnies est inférieur à un. Des versions plus élaborées du modèle MÉAF ont été développées de façon à assouplir les hypothèses de base du MÉAF d'origine qui biaisaient à la baisse le coût de l'action, augmentant ainsi la valeur théorique du modèle. Ces formulations élargies ont mené à une relation risque-rendement plus aplanie que celles des prévisions obtenues par le modèle MÉAF traditionnel et plus compatible avec les données empiriques de la littérature financière. La version empirique du MÉAF (MEÉAF) n'est pas un ajustement pour le risque de l'entreprise, mais une approximation viable de l'évaluation du coût des capitaux propres tel que proposé par les MÉAF élargis.^{598,599}

L'expert a vérifié ses estimations avec les primes de risque qui ont été accordées par les régulateurs nord-américains, la littérature académique portant sur la prime de risque, ainsi qu'en les vérifiant par l'entremise du modèle AFM appliqué aux compagnies américaines de services publics d'électricité.⁶⁰⁰

Hydro-Québec, dans son argumentation, mentionne qu'il existe de nombreux points d'entente entre son expert et ceux de la Coalition industrielle, notamment en ce qui a trait au rejet des méthodes de bénéfices comparables et d'actualisation des flux monétaires pour favoriser la méthode dite de la prime de risque ou MÉAF, qui fait appel au concept de bêta pour évaluer le risque systématique d'un titre financier.⁶⁰¹

Le transporteur fait également référence, dans son argumentation, au fait que toute comparaison des taux de rendement accordés à des entreprises réglementées doit prendre en compte les différences de risques financiers découlant de la structure de capital. Le

⁵⁹⁵ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 39.

⁵⁹⁶ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 37.

⁵⁹⁷ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 39.

⁵⁹⁸ HQT-9, document 1.1, page 12.

⁵⁹⁹ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 198.

⁶⁰⁰ HQT-9, document 1, page 10.

⁶⁰¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 80.

transporteur reprend les indications de son expert que si le taux de rendement sur l'avoir propre était ajusté pour le rendre compatible avec le taux de capitalisation de 30 % qu'il demande, le taux d'Hydro One serait d'environ 11 %.⁶⁰²

Aussi, le transporteur rappelle en argumentation les témoignages de son expert et d'un autre témoin, à l'effet que compte tenu de son statut, le rendement après impôts sur ses capitaux propres correspond également au rendement avant impôts, ce qui n'est pas le cas de Hydro One. Les clients du transporteur bénéficient directement de cet avantage.⁶⁰³

Selon l'**ACEF de Québec**, la Loi ne précise pas comment déterminer un taux de rendement pour le transporteur au-delà du fait qu'il doit être raisonnable et la *Loi sur Hydro-Québec* ne requiert pas qu'Hydro-Québec touche des profits. L'intervenante en déduit alors que la Régie possède une marge de discrétion pour déterminer un taux de rendement sur l'avoir propre qui respecterait la Loi et la *Loi sur Hydro-Québec*.⁶⁰⁴

Cette intervenante soutient que la détermination d'un rendement raisonnable peut se faire selon deux approches, soit le retour sur la base tarifaire ou la couverture d'intérêts.⁶⁰⁵

L'intervenante évalue le taux de rendement moyen sur l'avoir propre des compagnies canadiennes à 7,11 % pour la période 1988-2000. Selon elle, le taux de rendement sur l'avoir propre d'une compagnie de service public ne devrait jamais dépasser le rendement moyen dans l'économie, de sorte qu'un taux de rendement de 10,6 % lui apparaît donc exagéré. De plus, le principe sous-jacent à son argument est en ligne directe, selon elle, avec le principe fondamental du coût d'opportunité de marché des capitaux propres.^{606,607}

Pour la même période, excluant les rendements négatifs d'Ontario Hydro, le taux de rendement moyen des compagnies du secteur électrique a été de 9,8 %, celui des « *utilités publiques* » de 6,4 % et celui des « *utilités privées* » de 8,3 %.⁶⁰⁸

L'ACEF de Québec propose plutôt d'appliquer une politique de couverture d'intérêts de l'ordre de 1,1 qui donnerait un certain niveau de rendement dans l'économie et qui serait

⁶⁰² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 88.

⁶⁰³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 89.

⁶⁰⁴ Mémoire de l'ACEF de Québec, pages 42 et 43.

⁶⁰⁵ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 43.

⁶⁰⁶ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 44.

⁶⁰⁷ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 85.

⁶⁰⁸ ACEF de Québec-4.

appliqué au secteur d'affaires, alors que pour le secteur résidentiel il ne devrait pas y avoir de rendement, i.e. un taux de rendement nul.⁶⁰⁹

L'intervenante pense que l'approche de couverture d'intérêts est une alternative valable et plus équitable face à l'approche proposée par Hydro-Québec et son témoin-expert.⁶¹⁰

L'intervenante prétend qu'en appliquant une couverture d'intérêts de 1,1, cela donnerait, pour la clientèle réglementée, un taux de rendement de l'ordre de 2 % et plus, dépendamment des profits à l'exportation et des services réglementés, qui peuvent être de 5 % à 6 %.⁶¹¹

Dans ses observations, l'ACEF de Québec mentionne que le marché boursier est un référentiel inadéquat pour le taux de rendement sur l'avoir propre du transporteur. En effet, selon l'intervenante, Hydro-Québec est une société qui appartient au gouvernement du Québec et qui ne fait pas face aux mêmes contraintes qu'une entreprise privée. Son mandat premier est de desservir la population au moindre coût possible.⁶¹²

Les experts de la **Coalition industrielle**, les D^{rs} Booth et Berkowitz, reprennent la définition juridique du juge Lamont, de la Cour Suprême du Canada, du rendement juste et raisonnable. Selon cette définition, une compagnie se verra accorder un rendement aussi grand pour le capital investi dans une entreprise (qui sera net à la compagnie) que celui qu'elle recevrait si elle investissait le même montant dans d'autres titres ayant le même risque, la même capacité d'attraction du capital et la même stabilité que cette entreprise. Selon les experts, cette définition est exactement ce qu'entendent les économistes par le coût d'opportunité ou taux de rendement requis.^{613,614}

Les deux experts affirment que, depuis qu'est utilisée une année témoin projetée, la plupart de leurs pairs utilisent les modèles de type prime de risque afin de prendre en compte le risque de façon prospective. Ces modèles de primes de risque sont utilisés depuis les 10 dernières années au Canada dans les mécanismes d'ajustement automatique tels que décrétés par l'Office national de l'énergie, la BCUC, ainsi que plusieurs autres agences de réglementation.⁶¹⁵

⁶⁰⁹ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 78.

⁶¹⁰ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 47.

⁶¹¹ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 79.

⁶¹² Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 11.

⁶¹³ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 154.

⁶¹⁴ Coalition-2, document 1, page 5.

⁶¹⁵ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 156.

Les experts Booth et Berkowitz ont basé leur témoignage sur deux modèles, soit le modèle MÉAF (8,25 %) et le modèle multifacteur (7,16 %-7,67 %), en plus d'une analyse attentive des conditions économiques actuelles et de la relation rendement–risque autant aux États-Unis qu'au Canada.⁶¹⁶ Cependant, ils affirment que des deux modèles, une pondération plus grande a été mise sur le modèle MÉAF, qui est plus conventionnel.⁶¹⁷

Ils rapportent qu'étant donné les changements survenus sur les marchés des capitaux et le fait que plusieurs compagnies de télécommunications ont été fusionnées, ils avaient un nombre limité de compagnies pour composer leur échantillon de compagnies comparables. C'est la raison pour laquelle ils ne présentent pas d'estimation basée sur le modèle AFM et le modèle de prime de risque sur les actions privilégiées. Ils ont donc remplacé ces deux modèles par le modèle multi-facteur.⁶¹⁸

Par ailleurs, les deux experts jugent que les ajustements apportés par le modèle MEÉAF, au modèle théorique MÉAF, ne visent qu'à ajuster de façon injustifiée le bêta à la hausse. Ils expliquent que le D^r Morin utilise le taux de rendement des obligations à long terme du Canada avec les modèle MÉAF et MEÉAF et non le taux 90 jours des bons du trésor (*T-Bills*) qui serait cohérent avec le modèle MÉAF traditionnel.⁶¹⁹

Ces experts ont comparé le taux recommandé avec ceux qui ont été accordés par d'autres agences canadiennes de régulation, en spécifiant toutefois qu'il existe des problèmes de comparaison causés par le fait que ces taux sont déterminés par des mécanismes d'ajustements automatiques ne reposant ainsi sur aucun témoignage.⁶²⁰

Jugeant que ces mécanismes produisent une surestimation d'un taux de rendement juste, ils considèrent que le mécanisme utilisé par l'Office national de l'énergie vient corroborer l'idée maîtresse de leur témoignage à l'effet qu'un taux de rendement sur l'avoir propre de 8,25 % pour TransÉnergie, sur la base d'un taux de capitalisation de 30 %, est juste.⁶²¹

Taux sans risque

Le **transporteur** soutient que le taux sans risque doit être basé sur le rendement actuel et prospectif des obligations de 30 ans du gouvernement du Canada.⁶²² L'expert Morin utilise le niveau réalisé des taux de rendement des obligations à long terme du Canada prévalant à

⁶¹⁶ Coalition-2, document 1, page 56.

⁶¹⁷ Coalition-2, document 1, page 57.

⁶¹⁸ Coalition-2, document 1, pages 2 et 55.

⁶¹⁹ Coalition-2, document 1, Appendix B, page 7.

⁶²⁰ Coalition-2, document 1, page 57.

⁶²¹ Coalition-2, document 1, page 58.

⁶²² HQT-8, document 1, page 14.

la fin d'avril 2000, ainsi que la prévision de la publication *Consensus Forecasts* d'avril 2000 pour ces mêmes taux. Selon le D^f Morin, les taux de rendement des obligations à long terme du Canada se situent entre 5,9 % et 6,1 %, avec comme point milieu 6,0 %.⁶²³

En audience, l'expert a affirmé qu'en date du 23 avril 2001, les obligations à long terme du Canada se transigeaient à 5,97 % et que les prévisions du *Consensus Forecasts* indiquaient également un taux sans risque de 6 %.⁶²⁴

L'expert préfère retenir les taux à long terme, car les taux à court terme sont volatils avec de grandes amplitudes, et sont sujets à plus de perturbations stochastiques que les taux à long terme.⁶²⁵

Selon les experts Booth et Berkowitz de la **Coalition industrielle**, une forte croissance de l'économie canadienne se poursuivra en 2001, malgré le ralentissement de l'économie américaine qui diminuera la demande des exportations canadiennes. Ils rapportent que selon *TD Economics*, la capacité du gouvernement à maintenir un taux d'inflation bas pourrait être le meilleur argument pour aider à maintenir la croissance économique.⁶²⁶

La prévision de la publication *Consensus Forecasts* d'octobre 2000 pour les taux de rendement des obligations à long terme de 10 ans du Canada pour octobre 2001 est de 6,0 %, en prenant la moyenne des taux de 3 et 12 mois. D'après ces même experts, l'écart pour novembre 2000 entre les taux des obligations de 30 ans et celles 10 ans serait de 14 points de base, reflétant partiellement une carence de l'offre des obligations à long terme du Canada. Cette carence serait due au fait que la courbe de rendement est aplanie. Étant donné ce fait et qu'ils anticipent de prochaines hausses des taux d'intérêt au Canada, les experts Booth et Berkowitz estiment alors le taux de rendement des obligations à long terme du Canada à 6,0 % pour 2001.⁶²⁷ En audience, les experts ont réitéré leur recommandation de taux sans risque à 6 %.⁶²⁸

Bêta

L'expert du **transporteur** stipule qu'en ce qui a trait au bêta, ce dernier est une mesure classique du risque du marché et indique jusqu'à quel point les fluctuations du taux de rendement d'un titre suivent les taux de rendement de l'ensemble des titres sur le marché. La

⁶²³ HQT-9, document 1, page 35.

⁶²⁴ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 41.

⁶²⁵ HQT-9, document 1, page 35

⁶²⁶ Coalition-2, document 1, pages 23 et 24.

⁶²⁷ Coalition-2, document 1, page 29.

⁶²⁸ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 157.

théorie financière moderne a établi que le bêta est un facteur déterminant du taux de rendement et qu'il incorpore plusieurs des caractéristiques économiques d'une entreprise. Ces caractéristiques se traduisent ensuite dans les taux de rendement demandés par les investisseurs.⁶²⁹

Comme TransÉnergie est une division administrative d'Hydro-Québec et que ni l'une ni l'autre n'est inscrite à la bourse, la composante bêta du transporteur doit être déduite en examinant les compagnies à risque comparable inscrites en bourse. L'expert Morin a examiné plusieurs compagnies similaires pour trouver le bêta de TransÉnergie, notamment, les compagnies canadiennes de services publics inscrites en bourse, les compagnies américaines de services publics d'électricité, en particulier celles qui ont un actif important associé au transport, et les compagnies de services publics de gaz naturel.⁶³⁰

Selon le D^r Morin, les compagnies qui pourraient être considérées comme des substituts acceptables de TransÉnergie sont : Westcoast Energy et TransCanada Pipelines qui ont respectivement des bêta de 0,60 et 0,70.⁶³¹

Le bêta recommandé par le D^r Morin est le point milieu (0,65) de la fourchette comprise entre 0,60 et 0,70. L'expert juge ce point milieu convenable, étant donné que le risque global de TransÉnergie est dans la moyenne et que ce point milieu représente en plus la moyenne des quatre échantillons utilisés.^{632,633}

L'expert utilise les bêtas de Value Line qui sont des bêtas ajustés pour prendre en compte des changements fondamentaux survenant au sein des compagnies, comme le sont la plupart des bêtas reconnus fournis par l'ensemble de la communauté d'investissement.⁶³⁴

Les bêtas publiés par Bloomberg, Value Line et autres grandes maisons de placement sont plus susceptibles d'influencer les investisseurs que des bêtas maisons sortis d'études statistiques très détaillées, tels que ceux des experts de la Coalition industrielle, les D^{rs} Booth et Berkowitz.⁶³⁵

Questionné en audiences par le procureur de la Coalition industrielle qui cherchait à savoir, si l'expert avait à le faire quelle pourrait être aujourd'hui l'évaluation qu'il ferait du bêta de

⁶²⁹ HQT-9, document 1.1, page 11.

⁶³⁰ HQT-9, document 1.1, page 23.

⁶³¹ HQT-9, document 1.1, page 24.

⁶³² HQT-13, document 1, page 87.

⁶³³ HQT-9, document 1, pages 16 à 19

⁶³⁴ HQT-13, document 1, page 88.

⁶³⁵ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 42.

SCGM, l'expert Morin a répondu qu'il serait supérieur à son ancienne recommandation d'un bêta de 0,65 et qu'il pourrait être d'un ordre de grandeur proche de 0,70.⁶³⁶

Les bêtas utilisés par les experts de la **Coalition industrielle** sont des bêtas bruts.⁶³⁷ Le bêta qu'ils recommandent est de 0,50 et provient de la moyenne de l'intervalle (0,48-0,52), qui représente la pondération 50:50 entre la moyenne des bêtas de 16 sociétés de services publics canadiennes (0,582) et de l'intervalle (0,368-0,449) représentant, pour l'année 1999, d'une part la moyenne des bêtas de compagnies «*pure-play*» réglementées⁶³⁸ de gaz/électricité (0,368) et, d'autre part, la moyenne des bêtas des compagnies du sous-indice gaz/électricité de l'indice TSE de la bourse de Toronto (0,449).⁶³⁹

Ils affirment que les bêtas utilisés par le D^r Morin, provenant de Value Line, sont ajustés selon la théorie de Blume pour la tendance des bêtas à converger vers 1,00. Selon eux, ces ajustements sont valables pour l'ensemble des titres du marché des capitaux. Ils rapportent qu'il existe une quantité innombrable d'études, dont l'étude de Gombola et Kahl, qui démontrent que les bêtas des sociétés de services publics convergent vers leur moyenne propre et non pas vers celle du marché des capitaux.⁶⁴⁰

L'expert Morin met en doute, avec les changements drastiques survenus dans l'industrie électrique américaine, que les résultats de l'étude de Gombola et Kahl, démontrant que les bêtas des sociétés de services publics convergent vers une moyenne qui leur est propre, s'appliquent encore aujourd'hui.⁶⁴¹

Les experts Booth et Berkowitz, affirment qu'ils n'ont pas ajusté leurs bêtas depuis quelques années pour tenir compte de la moyenne propre des sociétés de services publics, parce qu'ils jugent que ces derniers sont inchangés. Le seul ajustement effectué fut de hausser leur bêta pour tenir compte de l'impact qu'a eu le titre de la compagnie Nortel sur l'ensemble des bêtas au cours des deux dernières années.⁶⁴²

Les experts Booth et Berkowitz ont mentionné dans leur témoignage écrit que le risque d'investir dans une entreprise, appelé risque d'investissement, est particulièrement important dans le cas des compagnies de télécommunications où les investisseurs ont changé leur

⁶³⁶ NS, 24 avril 2001, volume 12, pages 188 et 189.

⁶³⁷ Coalition-2, document 1, page 39.

⁶³⁸ Maritime Electric, TransAlta, Fortis, Canadian Utilities et BC Gas.

⁶³⁹ Coalition-2, document 1, pages 36, 37 et 39.

⁶⁴⁰ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 194.

⁶⁴¹ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 190.

⁶⁴² NS, 25 avril 2001, volume 13, page 195.

mode d'évaluation, depuis que cette industrie a été largement déréglementée, passant d'une méthode basée sur les revenus réels à une méthode plus axée sur les prévisions.⁶⁴³

Au-delà des arguments présentés par ses experts, la Coalition industrielle tient à rappeler que le recours à des bêtas ajustés, tel que préconisé par le D^r Morin, en comparaison avec des bêtas bruts, a été expressément rejeté par la Régie dans la décision D-99-11 qu'elle a rendu à l'égard de SCGM le 10 février 1999.⁶⁴⁴

Prime de risque du marché

L'expert du **transporteur** estime la prime de risque du marché, aux fins d'utilisation du MÉAF, à 6,6 %. Cette estimation provient de la moyenne des cinq études suivantes : Hatch-White 1950-1987,⁶⁴⁵ Institut Canadien des Actuaires 1924-1999,⁶⁴⁶ Ibbotson Associates 1926-1999,⁶⁴⁷ AFM Prospectif marché canadien⁶⁴⁸ et AFM Prospectif marché américain.⁶⁴⁹

Selon l'expert, le poids que l'on doit accorder à chacune de ces cinq études repose sur trois prémisses. Par ordre d'importance, premièrement, on doit accorder autant de poids aux résultats des primes de risque historiques (provenant de l'examen de longues périodes) qu'aux primes de risque prévisionnelles, qu'elles soient canadiennes ou américaines. Deuxièmement, on doit ensuite accorder plus de poids aux données statistiques fiables qu'à celles qui le sont moins. Finalement, on ne doit donner la priorité aux données canadiennes que si les deux prémisses précédentes ont été respectées.⁶⁵⁰

L'expert évoque l'importance grandissante des données américaines, pour deux raisons : premièrement, à cause de l'intégration grandissante des marchés et, deuxièmement, en raison de la pénurie d'observations au Canada due aux fusions et acquisitions d'entreprises dans le contexte canadien.⁶⁵¹

En ce qui a trait à l'utilisation d'études de rendement portant sur des périodes passées, les études de prime de risque du marché devraient porter sur la période passée la plus longue possible pour laquelle il existe des données. Les rendements atteints peuvent être

⁶⁴³ Coalition-2, document 1, pages 36 et 37.

⁶⁴⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 69.

⁶⁴⁵ HQT-9, document 1, page 21.

⁶⁴⁶ HQT-9, document 1, page 21.

⁶⁴⁷ HQT-9, document 1, page 21.

⁶⁴⁸ HQT-9, document 1, page 22.

⁶⁴⁹ HQT-9, document 1, page 23.

⁶⁵⁰ HQT-9, document 1.1, page 32.

⁶⁵¹ NS, 24 avril 2001, volume 12, pages 47 et 52.

sensiblement différents des rendements prévus par les investisseurs, notamment lorsqu'ils sont mesurés sur de courtes périodes. De plus, l'utilisation de toute la période d'étude pour l'estimation de la prime de risque du marché appropriée réduit au minimum la subjectivité et prend en considération le nombre le plus élevé et le plus varié possible de cycles économiques, de cycles de taux d'intérêt et d'épisodes d'inflation.⁶⁵²

D'un point de vue statistique, dans la mesure où la prime de risque passée sur le capital-actions qui est estimée suit ce qu'on appelle une variation aléatoire, on peut s'attendre à ce que le niveau de cette prime de risque demeure à sa moyenne historique, ce qui constitue la meilleure estimation de la prime de risque future. Étant donné que les études de prime de risque citées précédemment n'ont pas donné d'indication que la prime de risque du marché, ou part du risque dans le prix de l'action ordinaire, ait varié dans le temps – autrement dit que l'Institut Canadien des Actuares et Ibbotson Associates n'ont pas établi de corrélation diachronique significative – l'expert mentionne qu'on peut raisonnablement supposer que les valeurs demeureront stables dans l'avenir.⁶⁵³

Selon l'expert, il n'y a rien qui démontre, dans les études statistiques, qu'il y a eu des changements structurels dans les primes de risque. En regardant les données historiques de Ibbotson Associates, de Hatch-White, de l'Institut canadien des actuares, ou en prenant n'importe quelle autre étude chronologique des primes de risque, il constate qu'il n'y a aucune corrélation entre les primes de risque successives d'année en année.⁶⁵⁴

Lorsque la prime de risque historique du marché est considérée comme représentative de la prime future, elle doit être établie en faisant la moyenne arithmétique des primes de risque annuelles sur une longue période. En effet, seules les moyennes arithmétiques sont valables pour l'estimation du coût du capital. Les investisseurs s'attendent à atteindre le rendement cible espéré, ou rendement prospectif, qui constitue en réalité une moyenne arithmétique. Le rendement réalisé ou rétrospectif, quant à lui, constitue une moyenne géométrique. En termes statistiques, la moyenne arithmétique est la mesure non biaisée de la valeur attendue d'observations répétées d'une variable aléatoire et non pas la moyenne géométrique.⁶⁵⁵

En réponse à une question de la Coalition industrielle, le D^r Morin a procédé à la mise à jour de l'étude de Hatch-White, en ajoutant l'information pertinente de 1988 à 1999 inclusivement à partir de données de l'Institut Canadien des Actuares, afin de calculer une nouvelle prime de marché au Canada. Cette mise à jour donne une prime de risque du

⁶⁵² HQT-9, document 1.1, pages 29 et 30.

⁶⁵³ HQT-9, document 1.1, page 30.

⁶⁵⁴ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 264.

⁶⁵⁵ HQT-9, document 1.1, page 30.

marché de 5,3 %. L'expert prend cependant soin de préciser qu'il n'est pas de pratique académique commune de faire une telle mise à jour d'une recherche d'un autre chercheur et qu'il est dangereux de procéder ainsi.⁶⁵⁶

L'expert rapporte que la maison Ibbotson Associates a publié, en 2000, une étude de prime de risque du marché canadien. En contre-interrogatoire, il affirme que pour la période allant de 1936 à 1999, la prime de risque du marché au Canada est de 5,5 %, selon cette étude.⁶⁵⁷

Les experts Booth et Berkowitz de la **Coalition industrielle** remettent en question le fait que la prime de risque du marché soit demeurée constante au cours des 75 dernières années (1924-1999). Ils affirment que la Banque du Canada n'a été instituée qu'au milieu des années 30, qu'en 1948 de nouvelles mesures fiscales furent instaurées, que le marché monétaire canadien n'a été fonctionnel qu'à partir de 1953-54 et, finalement, qu'en 1956 la Bourse de Toronto a été instituée.⁶⁵⁸ Il existe un écart à la baisse de 150 points de base entre la prime de risque du marché qui prévalait entre les périodes 1924-56 et 1957-95.⁶⁵⁹

Par ailleurs, ces mêmes experts rapportent que les données disponibles antérieurement à 1956 sont incohérentes et, qu'en fait, elles résultent d'un mélange de données canadiennes et américaines, eu égard à l'indisponibilité de données canadiennes valides.⁶⁶⁰

Toujours selon eux, le risque des capitaux propres par rapport aux obligations a chuté depuis le début des années 50. À leur avis, dans la période allant de 1924 à 1933, les capitaux propres étaient six fois plus risqués que les obligations, alors que depuis les 20-30 dernières années, ce rapport est très près de un.⁶⁶¹

La raison qu'ils évoquent est qu'en moyenne, les rendements des capitaux propres ont chuté en partie parce que le risque a diminué et, en partie, à cause des nouvelles mesures fiscales. Quant aux rendements des obligations, ces derniers ont presque doublé au Canada parce qu'ils sont devenus plus risqués. Le même phénomène s'est produit aux USA, ce qui corrobore ce qui se passe au Canada.⁶⁶²

Trois méthodes d'évaluation de la prime de risque du marché sont utilisées par Booth et Berkowitz, soit la moyenne arithmétique, la moyenne géométrique et la régression linéaire

⁶⁵⁶ HQT-9, document 2.2, page 2.

⁶⁵⁷ NS, 24 avril 2001, volume 12, pages 44 et 222.

⁶⁵⁸ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 163 à 165.

⁶⁵⁹ Coalition-2, document 1, page 44.

⁶⁶⁰ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 163 à 165.

⁶⁶¹ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 168 et 169.

⁶⁶² NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 171 et 176.

simple (OLS). Selon la méthode utilisée par ces experts, pour la période allant de 1956 à 1999, la prime de risque du marché estimée, en utilisant des données canadiennes pour évaluer la prime de risque du marché des actions (basée sur l'indice TSE 300) par rapport aux obligations à long terme, varie entre 2,5 % et 3,5 %.⁶⁶³ Les experts Booth et Berkowitz jugent toutefois nécessaire d'accorder une certaine pondération aux anciennes évaluations de primes de risque du marché.⁶⁶⁴ Les experts exercent leur jugement et arrivent à une évaluation initiale de 4,0 % de la prime de risque du marché canadien.⁶⁶⁵

Cependant, afin de prendre en compte la hausse de l'imposition pour retenir les capitaux propres au pays et pour compenser la contre-performance du marché des capitaux propres canadien par rapport au marché américain, les experts ont ajusté à la hausse de 0,5 % leur estimation initiale de 4,0 %, pour ainsi arriver à une recommandation finale de prime de risque du marché canadien à 4,5 %.⁶⁶⁶

Selon ces experts, étant donné qu'à partir du milieu des années 90 les gouvernements ont repris le contrôle des finances publiques, cela a fait en sorte que le marché obligataire est devenu moins à risque, entraînant une augmentation de la prime de risque du marché.⁶⁶⁷

Bien que les économies canadienne et américaine soient aujourd'hui partiellement intégrées et qu'en tant que telles, les primes de risque du marché canadien prennent déjà en compte ce fait, il existe selon les experts de sérieux obstacles à la pleine intégration de leurs marchés financiers. Ces obstacles viennent entre autres de la différence entre les politiques monétaires, du comportement des taux d'intérêt et des mesures fiscales pour chacun des deux pays.⁶⁶⁸ Ils attribuent cependant une valeur informative aux résultats américains pour les guider par rapport à ce qui se passe au Canada.⁶⁶⁹

La Coalition industrielle affirme en argumentation qu'elle a demandé une mise à jour au D^r Morin de l'étude de Hatch-White avec des données allant de 1988 à 1999. Il appert que la moyenne actualisée proposée par ce dernier est de l'ordre de 5,3 %. L'intervenante juge que cette moyenne est conservatrice et ses experts concluent que la prime de risque du marché canadien, avec ces nouvelles données, devraient se situer dans une fourchette allant de 5,04 % à 5,32 % avec comme point milieu 5,18 %.⁶⁷⁰

⁶⁶³ Coalition-2, document 1, Appendix E, Schedule E1.

⁶⁶⁴ Coalition-2, document 1, Appendix E, page 9.

⁶⁶⁵ Coalition-2, document 1, pages 41 et 42.

⁶⁶⁶ Coalition-2, document 1, page 54.

⁶⁶⁷ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 188 et 189.

⁶⁶⁸ Coalition-2, document 1, Appendix B, pages 8 à 10.

⁶⁶⁹ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 192.

⁶⁷⁰ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 50.

Dans ses observations, l'ACEF de Québec juge que l'approche des D^{rs} Booth et Berkowitz est mieux adaptée à la situation canadienne, plus rigoureuse et scientifique que celle du D^r Morin.⁶⁷¹ L'intervenante affirme qu'en présence de rendement composé, une moyenne géométrique est plus appropriée et précise, notamment à long terme.⁶⁷² En ce qui a trait à la présence de données américaines, l'intervenante croit qu'il faut apporter une pondération plus forte, et, préférablement, se limiter aux données canadiennes considérant les spécificités du marché canadien et du cadre réglementaire et fiscal propre au Canada.⁶⁷³ Finalement, l'ACEF de Québec est en désaccord avec la position du D^r Morin selon laquelle il n'y aurait pas de corrélation sérielle dans les données de rendement qu'il utilise pour le Canada. L'intervenante affirme plutôt que la relation entre le rendement boursier et le rendement des obligations à long terme semble s'être modifiée considérablement depuis le début des années 70 et mentionne qu'une étude rigoureuse comme celle des experts Booth et Berkowitz aurait mérité d'être faite par Hydro-Québec.⁶⁷⁴

En argumentation, l'intervenant **STOP/S.É.** soutient que la faiblesse des risques d'affaires, réglementaire et financier devrait amener la Régie à accorder au transporteur un taux de rendement plus faible qu'à un transporteur gazier ou qu'à une autre «*utilité publique*» électrique. Selon cette approche, il en résulterait que le taux de rendement pour le transport électrique serait également moindre que celui de la production.⁶⁷⁵

Du point de vue de l'intérêt public et du développement durable, l'intervenant ne croit pas qu'un tel résultat soit opportun ou équitable, ni qu'il transmette un signal approprié pour les investissements pour trois raisons. Premièrement, il apparaît contraire au pacte social sur l'électricité que le caractère public d'Hydro-Québec (qui se traduit par une plus grande stabilité de l'entreprise, notamment par la garantie des prêts) et son monopole territorial (qui résulte de la nationalisation de l'électricité) suscite un rendement moindre et un bénéfice moindre à l'actionnaire que si l'entreprise était de propriété privée. Deuxièmement, un taux de rendement moindre pour le transport électrique que pour le transport gazier transmet un signal inadéquat quant au choix des filières et au choix des investissements. Finalement, un signal inadéquat est également transmis si le taux de rendement pour les ajouts de production par Hydro-Québec Production devient plus élevé que celui dont bénéficierait la Société d'État pour les ajouts au réseau de transport électrique.⁶⁷⁶

⁶⁷¹ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 12.

⁶⁷² Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 30.

⁶⁷³ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 31.

⁶⁷⁴ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 31.

⁶⁷⁵ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 78.

⁶⁷⁶ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 78.

Le **transporteur** a finalement rappelé, en argumentation, que compte tenu de son statut de Société d'État, le rendement après impôts des capitaux propres du transporteur correspond également au rendement avant impôts, ce qui n'est pas le cas de Hydro One. Les clients du transporteur bénéficient directement de cet avantage.⁶⁷⁷

4.4.3.2 Opinion de la Régie

Méthodologie

Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, la Régie doit notamment, en vertu du paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi, permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification.

La Loi prévoit que la Régie possède une juridiction sur les activités du transporteur, mais non sur l'ensemble des activités d'Hydro-Québec. La Régie doit donc, dans le présent dossier, établir ce qu'est le rendement raisonnable sur la base de tarification du transporteur et dont le taux de rendement sur les capitaux propres est un des paramètres, en faisant abstraction des autres activités de l'entreprise.

L'établissement du taux de rendement sur l'avoir propre d'une entreprise réglementée doit, selon la Régie, reposer sur le principe fondamental du coût d'opportunité. Les deux groupes d'experts soulignent à cet égard le lien direct entre le coût d'opportunité et le rendement raisonnable des capitaux propres.

L'approche retenue par la Régie vise à permettre à l'actionnaire du transporteur d'obtenir un taux de rendement sur l'avoir propre comparable avec celui des entreprises présentant un profil de risque similaire à celui du transporteur. Selon la Régie, le taux de rendement sur l'avoir propre accordé au transporteur devrait lui permettre d'assurer et de maintenir sa capacité d'attirer les fonds à des conditions raisonnables, comme si ce dernier se finançait lui-même sur les marchés financiers, et se comparer à celui qui est offert par les titres comparables en termes de risques.

Divers modèles peuvent être utilisés pour établir le rendement de référence du marché ou de sociétés de risque comparables au transporteur. La Régie rejette l'utilisation des modèles AFM et de bénéfices comparables étant donné qu'ils comportent soit des difficultés pratiques et conceptuelles à cause des changements rapides que subissent à la fois les marchés des capitaux canadiens et l'industrie énergétique canadienne, en plus du problème

⁶⁷⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 89.

de rareté des entreprises privées comparables de service public d'électricité et de la lourdeur des calculs, soit des difficultés d'application au Canada à cause de l'indisponibilité de données.

La Régie rejette également l'utilisation du modèle multifacteur. Ce modèle est relativement nouveau et n'est pas largement répandu dans la pratique réglementaire. De plus, les experts Booth et Berkowitz y accordent eux-mêmes un poids non significatif dans leur pondération entre ce dernier modèle et le modèle MÉAF.

Quant à la méthode de couverture des intérêts, la Régie juge que cette méthode n'a aucunement été appuyée dans le présent dossier par une preuve d'experts et que cette méthode n'est que rarement utilisée, et ce, depuis une dizaine d'années. Malgré le fait que cette méthode puisse être utilisée en réglementation dans certaines circonstances, la Régie juge que le contexte d'affaires dans lequel évolue le transporteur et l'objectif d'établir un signal de prix adéquat pour le service de transport militent en faveur d'une autre méthodologie.

De toutes les méthodologies discutées par les deux groupes d'experts, la Régie retient le modèle MÉAF pour établir le taux de rendement sur l'avoir propre du transporteur, étant donné le consensus des experts sur l'utilisation de cette méthode de type prime de risque, le fait qu'elle soit reconnue par les différents organismes de régulation au Canada et qu'elle soit d'application simple.

Aucun modèle ne peut reproduire parfaitement à lui seul les attentes de rendement des investisseurs. Il apparaît donc prudent, lorsque les circonstances le permettent, d'utiliser les résultats obtenus à l'aide des différents modèles utilisés dans la théorie et la pratique financière. Étant donné les problèmes liés à l'utilisation des modèles AFM et de bénéfices comparables, la Régie considère qu'il est justifié, dans le cadre du présent dossier, d'utiliser le modèle empirique d'évaluation des actifs financiers MEÉAF dans son appréciation d'un rendement raisonnable pour le transporteur.

La Régie retient l'opinion de l'expert du transporteur à l'effet que des recherches empiriques dans les milieux académiques montrent l'existence d'un biais à la baisse du taux de rendement sur l'avoir propre estimé à l'aide du modèle MÉAF, pour les entreprises dont les bêtas sont inférieurs à un (1.00), comme c'est le cas des sociétés de services publics. Le modèle MEÉAF vise à corriger ce biais. La Régie juge approprié de retenir les résultats de ce modèle, mais leur accorde un poids moindre qu'au modèle MÉAF, étant donné que les paramètres du modèle MEÉAF n'ont pas été discutés et validés de façon approfondie lors de l'audience publique.

La Régie ne tient donc compte, dans les circonstances, que de ces deux modèles dans son appréciation du taux de rendement sur l'avoir propre du transporteur.

L'application de ces méthodologies requiert de déterminer, outre le taux sans risque et le bêta du transporteur, la prime de risque du marché anticipée pour l'année témoin 2001.

Taux sans risque

Pour l'évaluation du taux sans risque, les deux groupes d'experts s'entendent, dans leur preuve respective, sur un taux de 6,0 %, et n'ont procédé à aucune mise à jour de ce taux au début de l'audience. La Régie estime approprié d'utiliser un taux de 6,0 %.

Bêta

En ce qui concerne la détermination du bêta, la Régie rappelle qu'elle avait retenu dans sa décision D-99-11 du 10 février 1999 l'approche des bêtas bruts pour l'application du modèle MÉAF :

« Selon les pièces déposées au dossier, la majorité des maisons de placement reconnues, comme Value Line, Bloomberg et autres, publient dans le cadre de leurs analyses des rendements sur les marchés des bêtas ajustés.

Par contre, cette tendance des bêtas vers 1,0 n'est pas aussi évidente pour des secteurs réglementés comme la distribution du gaz naturel. La preuve de l'ACIG permet en effet de remettre en question la pertinence d'utiliser sans réserve la théorie générale des bêta ajustés pour les entreprises réglementées. [...] »⁶⁷⁸

À la lumière des preuves qui lui ont été soumises dans le présent dossier, la Régie n'a pas trouvé de motif valable pour diverger de l'approche adoptée dans la décision D-99-11. Les experts Booth et Berkowitz de la Coalition industrielle, s'appuyant sur l'étude de Gombola et Kahl, sont d'avis que les bêtas des sociétés de services publics convergent vers leur moyenne propre et non pas vers celle du marché des capitaux dont le bêta est égal à un. La Régie retient l'approche proposée par ces derniers, soit d'établir le bêta à partir des données observées de sociétés de services publics. Telle qu'estimée par les experts de la Coalition industrielle, la moyenne des bêtas d'un échantillon de 16 sociétés de services publics canadiennes, qui inclut des compagnies de télécommunications, converge vers 0,582. Comme il a été avancé en preuve par ces mêmes experts que les risques d'investissement auxquels étaient soumises les compagnies du secteur des télécommunications étaient plus élevés que ceux du gaz et de l'électricité, il est raisonnable de conclure que la moyenne vers laquelle convergent les bêtas des compagnies du secteur du gaz et de l'électricité est inférieure à 0,582.

⁶⁷⁸ Décision D-99-11, 10 février 1999, page 46.

Comme il a été admis par Hydro-Québec que le risque d'affaires de TransÉnergie est substantiellement (« *materially* ») inférieur à celui de la moyenne des compagnies de services publics énergétiques, la Régie n'a pas été convaincue par la preuve que le transporteur fait face à un risque global de niveau moyen tel que décrit par le D^r Morin. Le risque financier n'est pas élevé au point que le risque global du transporteur atteigne le niveau de risque global moyen de l'industrie. La moyenne de l'industrie, excluant les compagnies de télécommunications, est vraisemblablement inférieure à 0,582. La Régie estime qu'il est raisonnable d'établir le bêta du transporteur à 0,53.

Prime de risque du marché

En ce qui concerne l'estimation de la prime de risque du marché attendue pour l'année témoin projetée 2001, celle-ci peut être établie, selon la Régie, en calculant une moyenne à partir des données historiques disponibles.

La moyenne géométrique est, selon la Régie, utile pour évaluer le taux de rendement constant qu'il aurait été nécessaire de réaliser annuellement, dans le but d'obtenir un rendement global donné sur une période d'investissement historique. Cette moyenne n'est toutefois pas représentative de la valeur attendue pour l'année témoin projetée. Par ailleurs, bien que la méthode de régression linéaire (OLS) soit une méthode valide sur le plan méthodologique pour estimer la prime de risque, elle est néanmoins problématique, car elle exige beaucoup de jugements qui doivent être appliqués dans le choix des intrants et le choix de la période. De plus, cette méthode est peu utilisée en réglementation.

La Régie retient l'opinion de l'expert Morin à l'effet que la moyenne arithmétique des rendements historiques est la méthode la plus appropriée pour évaluer le rendement attendu du marché dans son ensemble pour une année projetée, car elle est une mesure non biaisée de la valeur attendue d'une variable aléatoire.

Étant donné ces commentaires quant aux trois méthodes, la Régie retient la moyenne arithmétique pour calculer la prime de risque attendue du marché pour 2001. La Régie maintient donc l'approche qu'elle a établie dans sa décision D-99-11 du 10 février 1999.

En ce qui a trait à la longueur des périodes historiques utilisées pour calculer la moyenne des primes de risque, la Régie du gaz naturel, dans sa décision D-96-31, mentionnait qu'elle partageait l'opinion du D^r Morin à l'effet que l'utilisation de longues périodes permet de minimiser l'élément subjectivité et de prendre en considération le nombre le plus élevé possible de cycles économiques et de taux d'intérêt, mais qu'il fallait se questionner quant à la nécessité de reculer aussi loin que 1924 lorsque l'on considère les changements structurels

importants qui se sont produits dans l'économie canadienne depuis cette période, tant au niveau fiscal qu'eu égard au taux d'endettement des gouvernements.

Les experts Booth et Berkowitz font valoir que ces changements structurels et la qualité moindre des données pour les périodes plus éloignées (période pré-1957) justifient de s'en tenir à des périodes plus récentes.

La Régie considère que l'utilisation de longues périodes doit être privilégiée. La loi des grands nombres stipule que plus la taille d'un échantillon est grande, plus l'estimateur (la moyenne arithmétique) de l'espérance mathématique d'une variable aléatoire convergera en probabilité vers cette espérance. La notion de taille de l'échantillon se traduit ici par la longueur de la période historique utilisée. La Régie estime cependant pertinent que soit utilisée l'étude de Hatch-White qui porte sur la période allant de 1950 à 1999, considérant la mise à jour apportée par le D^f Morin en audience publique. Un certain poids est ainsi donné aux études portant sur des périodes plus courtes.

Prenant comme base de raisonnement les différentes estimations de prime de risque du marché fournies par le D^f Morin, la Régie tient également compte de la récente étude canadienne de la prime de risque du marché de Ibbotson et Associés dans son appréciation de la prime de risque du marché attendue pour 2001.

Enfin, concernant la question spécifique du pourcentage à accorder entre les études canadiennes et américaines retenue par la Régie dans sa décision D-99-150 rendue le 20 août 1999, en accordant une pondération de 40 % aux données d'études américaines, la Régie constate que dans le présent dossier, aucun élément nouveau n'a été présenté en preuve à ce sujet. La Régie considère opportun d'inclure les données américaines dans son estimation de la prime de risque du marché. Pour ces motifs susmentionnés, la Régie décide de maintenir la pondération qui a été édictée par cette dernière décision.

En considération de l'ensemble de la preuve, des estimations faites à l'aide de la moyenne arithmétique, de la préférence accordée aux longues périodes, de la pondération 60:40 pour les données canadiennes et américaines respectivement, du différentiel entre la prime de risque du marché au Canada et aux États-Unis, la Régie établit la prime de risque du marché attendue pour 2001 à 6,44 %.

La Régie considère, dans les circonstances, qu'un taux de rendement sur l'avoir propre de 9,66 % représente un taux raisonnable. La Régie évalue ainsi la prime de risque implicite à TransÉnergie à 3,66 % par rapport au taux des obligations à long terme mis en preuve et accorde un taux de rendement sur la base de tarification de TransÉnergie de 9,72 %.

Tenant compte de la proportion d'avoir propre dans la structure de capital, soit 30 %, la prime de risque de 3,66 % équivaut à environ 150 M\$. La Régie considère que cette prime de risque est raisonnable en considération du risque financier provenant de la structure de capital et des autres risques décrits à la section 4.4.1.2.

ANNEXE 7

Synthèse des calculs			
	Hydro-Québec	Coalition industrielle	Régie
Structure de capital (w_D, w_{AP})	30 % Avoir propre 70 % Dette	30 % Avoir propre 70 % Dette	30 % Avoir propre 70 % Dette
Coût de la dette (K_D)	9,75%	N/A	9,75%
Taux de rendement sur l'avoir propre (K_{AP})			
Taux sans risque = R_F	6,00%	6,00%	6,00%
bêta	0,65 (ajusté)	0,50 (brut)	0,53 (brut)
Prime de risque du marché = ($R_M - R_F$)	6,6 %	4,5 %	6,44 %
Prime de risque de TransÉnergie = ($R_{TE} - R_F$)	4,6 %	2,25 %	3,66 %
Taux de rendement sur l'avoir propre $K_{AP} = R_F + (R_{TE} - R_F)$	10,6 %	8,25 %	9,66 %
Taux de rendement sur base de tarification (K) = $w_D * K_D + w_{AP} * K_{AP}$	10,005 %	N/A	9,72 %

Le taux de rendement sur la base de tarification du transporteur est représenté par le coût moyen en capital pour l'année témoin projetée 2001.⁶⁷⁹ Ce coût moyen en capital (« *weighted average cost of capital* ») est la pondération (ω_{dette} et $\omega_{avoir\ propre}$) entre le coût de la dette (K_{dette}) et le taux de rendement sur l'avoir propre ($K_{avoir\ propre}$), paramètres qui seront abordés plus loin. La pondération est celle donnée par la structure de capital du transporteur que la Régie lui accordera.

La formule est la suivante :

$$K_{\text{base de tarification}} = \omega_{\text{dette}} \cdot K_{\text{dette}} + \omega_{\text{avoir propre}} \cdot K_{\text{avoir propre}}$$

⁶⁷⁹ HQT-8, document 1, page 42.

4.4.4. LE COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF

4.4.4.1 Position des parties

Le transporteur demande à la Régie l'approbation d'un coût en capital prospectif de 8,4 % pour l'évaluation de ses projets d'investissements au cours de l'année témoin projetée 2001.⁶⁸⁰

Selon le transporteur, le taux d'actualisation nominal est équivalent, aux fins de la présente cause, au coût en capital prospectif.⁶⁸¹ Ce taux est établi en fonction d'un taux de capitalisation de 30 %, d'un taux de rendement sur l'avoir propre de 10,6 % et d'un coût prospectif de la dette de 7,4 % (incluant les frais de garantie).⁶⁸²

Le coût prospectif de la dette de 7,4 % est la somme de l'intérêt qu'Hydro-Québec prévoit payer, en moyenne, sur ses nouvelles émissions de dette, soit 6,84 %, des frais d'émission de 0,1 % et des frais de garantie de 0,5 %. Le taux de 6,84 % prévu par Hydro-Québec est la moyenne pondérée de 75 % de dette à long terme au Canada (obligations 30 ans à 6,9 %) et de 25 % de dette à court terme, soit 9 % de dette à court terme au Canada (acceptations bancaires canadiennes 3 mois à 6,14 %) et 16 % de dette à court terme contractée en dollars US (taux LIBOR américain 3 mois à 6,93 %).⁶⁸³

L'**ACEF de Québec** considère que le coût en capital prospectif devrait correspondre au taux nominal d'actualisation et servir à évaluer la rentabilité à long terme des investissements. De plus, l'intervenante affirme qu'Hydro-Québec utilise ce taux, dans les formules, comme un taux réel, en omettant d'indexer à l'inflation les revenus et dépenses, alors qu'en réalité le taux serait obtenu par pondération du taux d'intérêt nominal et du rendement nominal sur l'avoir propre. Pour l'intervenante, Hydro-Québec devrait utiliser un taux d'actualisation sociale correspondant au taux d'emprunt sans risque, sans ajouter de rendement sur l'avoir propre, dans le cas de l'évaluation de la rentabilité des investissements visant les clientèles réglementées, s'il y a lieu.⁶⁸⁴

⁶⁸⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 89.

⁶⁸¹ HQT-13, document 1, page 82.

⁶⁸² HQT-10, document 1, page 40.

⁶⁸³ HQT-13, document 1, page 82.

⁶⁸⁴ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 53.

4.4.4.2 Opinion de la Régie

Selon la Régie, il est nécessaire, pour juger de l'opportunité ou non d'autoriser un projet, d'en évaluer les impacts financiers et tarifaires, tel que prévu au Règlement pris en vertu de l'article 73 de la Loi. Comme les investissements seront effectués dans le futur, le financement des installations requises sera effectué, le cas échéant, selon les conditions qui prévaudront à ce moment sur les marchés financiers. En conséquence, la Régie considère raisonnable de permettre l'utilisation par le transporteur d'un coût en capital prospectif aux fins d'évaluation de la rentabilité des projets et de leur effet sur les tarifs. La Régie accepte la proposition à l'effet que le coût en capital prospectif soit égal à la moyenne pondérée du coût prospectif de la dette et du coût de l'avoir propre.

La structure de capital présumée de TransÉnergie comprenant 30 % d'avoir propre devrait être celle utilisée comme structure de financement moyenne pour les nouveaux projets, puisqu'il est raisonnable d'anticiper que le risque des nouveaux projets de transport sera comparable à celui des actifs en place. La même logique se transpose également pour ce qui est du risque pris en compte dans la détermination du coût de l'avoir propre.

Pour l'année 2001, le coût prospectif de la dette comprend, entre autres, le taux d'intérêt de 6,84 % que prévoit Hydro-Québec pour ses nouvelles émissions d'obligations sur le marché canadien. Le taux de 6,84 % proposé résulte de l'hypothèse de la composition générique du programme de financement de 75 % de dette à long terme et de 25 % de dette à court terme amené en preuve par Hydro-Québec. Cette composition repose sur un modèle d'estimation développé par Hydro-Québec pour déterminer la structure optimale de sa dette.

Par ailleurs, la Régie rejette la proposition d'utiliser, pour les nouveaux projets, un taux d'actualisation social tel que défini par l'ACEF de Québec dans son mémoire. La Régie note que cette proposition n'a pas été appuyée par une preuve d'expert. La structure retenue pour le taux de rendement sur la base de tarification repose sur une moyenne pondérée du coût de la dette et du coût de l'avoir propre. Le coût de l'avoir propre a été établi par la Régie sur la base du principe du coût d'opportunité. Ce principe s'applique tout autant pour l'examen des nouveaux projets.

La méthodologie proposée n'ayant pas été remise en question par les autres intervenants, et la capacité d'Hydro-Québec à déterminer des portefeuilles efficaces de dette n'ayant pas été contestée, la Régie accepte la méthodologie de détermination du coût en capital prospectif proposée par Hydro-Québec. Ainsi, pour l'année témoin projetée 2001, avec les paramètres déterminées dans les sections précédentes, le coût en capital prospectif applicable à l'évaluation de la rentabilité des investissements futurs de TransÉnergie est de 8,08 %.

5. ALLOCATION DES COÛTS

5.1. DETERMINATION DU REVENU REQUIS RESIDUEL

5.1.1. POSITION DES PARTIES

Le transporteur propose que les revenus des ventes à court terme soient exclus du calcul des tarifs des clients utilisant un service ferme à long terme puisqu'ils permettent de réduire les coûts assumés par l'ensemble de cette clientèle.⁶⁸⁵

Selon le transporteur, les tarifs de transport sont établis afin de récupérer les revenus requis de transport pour l'année témoin à partir de l'utilisation du réseau. Dans le but de réduire les coûts imputables aux clients des services de transport à long terme, le transporteur optimise la capacité disponible sur le réseau au moyen de ventes à court terme.⁶⁸⁶

Le transporteur définit la capacité disponible pour effectuer les transactions à court terme comme la capacité restante après la satisfaction des besoins des clients de charge locale d'abord, et ensuite, de ceux des autres clients en service ferme annuel (réseau intégré et point à point).⁶⁸⁷

Le transporteur ne planifie, ni ne construit pour le court terme, qu'il soit ferme ou non ferme.⁶⁸⁸

Le transporteur affirme que l'approche utilisée dans sa proposition est utilisée par d'autres compagnies telles que BC Hydro, Central Vermont, NEPOOL et Bangor.⁶⁸⁹

En conséquence, il est proposé que les revenus prévus des ventes à court terme soient soustraits des revenus requis totaux de transport imputables à l'ensemble des clients utilisant un service de transport à long terme.⁶⁹⁰

Énergie NB appuie la demande d'Hydro-Québec à l'effet que les revenus prévus des ventes à court terme viennent réduire les coûts imputables aux services à long terme, ce qui bénéficie à l'ensemble des utilisateurs.⁶⁹¹

⁶⁸⁵ HQT-10, document 1, page 15.

⁶⁸⁶ HQT-10, document 1, page 15.

⁶⁸⁷ HQT-10, document 1, page 15.

⁶⁸⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, page 144.

⁶⁸⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 144.

⁶⁹⁰ HQT-10, document 1, page 15.

⁶⁹¹ Argumentation de Énergie NB, page 52.

Le **RNCREQ** compare la proposition du transporteur à la méthodologie retenue par la FERC contenue dans son Ordonnance 888 et reprise dans le Règlement 659 en vigueur. Selon le RNCREQ, les revenus requis résiduels servant à la détermination des revenus à récupérer sont calculés dans ledit règlement, en déduisant du revenu requis total les revenus des ventes non fermes, et non pas ceux des ventes à court terme du service de point à point.⁶⁹² Le RNCREQ soutient par ailleurs que le revenu requis total de 2 685 M\$ au lieu de 2 385 M\$ serait à récupérer auprès de l'ensemble des services de transport et à inscrire à l'appendice H.⁶⁹³ À cet égard, les experts recommandent de traiter les réservations non fermes comme équivalentes aux réservations fermes de point à point, étant donné l'absence de congestion sur le réseau.⁶⁹⁴

5.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie retient que, selon la preuve du transporteur, les transactions à court terme sont effectuées aux fins d'optimisation du réseau. Dans la mesure où le réseau de transport est conçu pour satisfaire les besoins fermes à long terme, il apparaît logique, en conséquence, de ne pas inclure les besoins à court terme dans ceux du service de point à point aux fins d'allocation des coûts et d'établissement des tarifs.

La Régie observe que le traitement des revenus des transactions à court terme proposé par le transporteur a été retenu dans d'autres juridictions nord-américaines et pratiquées par d'autres compagnies d'électricité.⁶⁹⁵ La Régie considère raisonnable de traiter les revenus des ventes à court terme comme des excédents à déduire du revenu requis total afin d'obtenir le revenu requis résiduel qui sera réparti entre les services de transport à long terme.

La Régie accepte la proposition du transporteur quant au mode de détermination du revenu requis résiduel et accepte de baser le calcul des tarifs de transport d'Hydro-Québec sur ce revenu requis résiduel.

⁶⁹² RNCREQ-18, 7 février 2001, page 41.

⁶⁹³ RNCREQ-18, 7 février 2001, page 45.

⁶⁹⁴ RNCREQ-18, page 46.

⁶⁹⁵ NS, volume 19, page 67; Argumentation d'Hydro-Québec, page 144.

5.2. ESTIMATION DES REVENUS DES VENTES À COURT TERME

5.2.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** propose que la prévision des revenus des ventes à court terme soit établie selon la moyenne des revenus réalisés au cours des années antérieures et selon une période suffisamment longue pour être représentative.⁶⁹⁶ Le transporteur justifie cette position par le fait que des fluctuations relativement importantes des transactions à court terme peuvent se produire.⁶⁹⁷

Selon le transporteur, cette approche, basée sur l'historique, permet de capter les tendances dans l'évolution des ventes à court terme tout en minimisant l'impact des conditions changeantes reliées aux prix de l'énergie sur les marchés externes.⁶⁹⁸

Le transporteur précise que les chiffres actuellement disponibles couvrent la période de mai 1997 à juin 2000 inclusivement, soit une période de trois ans. Pour l'année 2001, la prévision des revenus des ventes à court terme correspond à la moyenne des revenus pour cette période, corrigés pour un taux de pertes uniforme de 5,2 %.⁶⁹⁹

Le transporteur estime à 11,2 M\$ les revenus des ventes à court terme prévus pour 2001. Les revenus requis résiduels aux fins du calcul des tarifs correspondent alors à 2 674 M\$.⁷⁰⁰

Le transporteur note que :

« aucune prévision mensuelle n'est effectuée pour les ventes à court terme mais, en raison des données réelles des 6 premiers mois de 2000 (4,9 M\$, incluant les pertes), estime que les revenus des ventes à court terme pourraient atteindre 10 M\$. »⁷⁰¹

Le transporteur est d'avis que l'utilisation de la moyenne des revenus des ventes à court terme des années antérieures comme prévision des ventes à court terme pour l'année 2001 est une approche conservatrice.⁷⁰²

Selon le transporteur, comme il existe une forte corrélation entre le niveau de réservations annuelles et l'utilisation des services de point à point à court terme, il est raisonnable de

⁶⁹⁶ HQT-10, document 1, pages 14 et 15.

⁶⁹⁷ HQT-10, document 1, page 15.

⁶⁹⁸ HQT-10, document 1, page 16.

⁶⁹⁹ HQT-10, document 1, page 16.

⁷⁰⁰ HQT-10, document 1, page 16.

⁷⁰¹ HQT-13, document 1, page 96.

⁷⁰² HQT-13, document 1, page 135.

croire que les ventes à court terme en 2001 pourraient atteindre un niveau semblable à celui atteint en 2000 qui se chiffrent à 10 M\$. Ce montant est estimé en projetant sur toute l'année les revenus réels des six premiers mois de 2000, compte tenu du fait que le niveau des observations annuelles prévues pour 2001 est comparable à celui des réservations des six premiers mois de l'année 2000.⁷⁰³

Par ailleurs, le transporteur fait savoir que les revenus réels des ventes à court terme s'élevaient à 16 M\$ pour l'année 2000.⁷⁰⁴

En réponse au contre-interrogatoire d'OPG, le transporteur indique qu'il n'y a pas eu de changement structurel qui empêche le genre d'extrapolation utilisé dans sa prévision des revenus des ventes à court terme.⁷⁰⁵ Cependant, selon le transporteur, cette prévision suppose le maintien de la structure actuelle des tarifs marquée par un encouragement à l'utilisation des tarifs de plus long terme.⁷⁰⁶

Selon le transporteur, l'historique de revenus utilisés dans la méthode d'estimation des revenus des ventes à court terme pour 2001 inclut les rabais pratiqués pendant la période sur les services de point à point à court terme.⁷⁰⁷ Hydro-Québec indique également qu'aucun rabais n'est appliqué sur les services à court terme depuis juin 2000 environ, et qu'aucun rabais n'est prévu pour les deux à cinq ans à venir.⁷⁰⁸

En audience, le transporteur précise que les prévisions des revenus des ventes à court terme de 2001 ont été révisées à 17 M\$, pour des fins internes et non pour des fins réglementaires. Cette révision tient compte des revenus réels des ventes à court terme qui ont totalisé 16,4 M\$ pour les quatre premiers mois de l'année de réservations 2001. Le transporteur explique l'importance de ce montant (16,4 M\$) par un événement à caractère exceptionnel ayant engendré une sollicitation plus forte que prévue sur les marchés de l'exportation.⁷⁰⁹ Selon le transporteur, bien que l'écart entre les données réelles et les prévisions puisse paraître important, il faut tenir compte que les revenus prévus de 11 M\$ représentent à peine 0,4 % du revenu requis total de 2,685 M\$. Un écart à ce chapitre est donc peu significatif dans l'ensemble.⁷¹⁰

⁷⁰³ HQT-13, document 1, page 135.

⁷⁰⁴ HQT-5, document 5.2.1, page 2.

⁷⁰⁵ NS, 17 mai 2001, volume 21, page 101.

⁷⁰⁶ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 35.

⁷⁰⁷ NS, 23 mai 2001, volume 24, page 324.

⁷⁰⁸ HQT-4, document 1.1, page 10; NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 38 et 39.

⁷⁰⁹ NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 33 et 42.

⁷¹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 168.

L'ACEF de Québec considère subjective et partielle l'opinion selon laquelle il n'y aurait pas lieu de corriger les revenus du service de point à point à court terme étant donné qu'ils demeurent peu significatifs.⁷¹¹

OC reconnaît l'aspect relativement peu significatif de cet écart.⁷¹²

Le RNCREQ considère que la méthode proposée par le transporteur est de loin moins équitable que la méthodologie prévue au règlement déjà en vigueur.

Selon l'intervenant, la proposition d'Hydro-Québec réduirait le coût de service en fonction des prévisions des revenus des ventes de point à point (ferme et non ferme, à court et à long terme) plutôt qu'en fonction du volume des réservations.⁷¹³ Ce choix de méthodologie garantirait à Hydro-Québec un trop-perçu, considérant les rabais exagérés qui avaient été consentis par le passé.⁷¹⁴ Le RNCREQ réfère à l'affirmation du transporteur à l'effet que, pour l'avenir prévisible, il n'entend offrir aucun rabais sur les tarifs de point à point et conclut que le prix moyen du transport en 2001 serait presque quatre fois plus élevé que le prix sur lequel les prévisions avaient été faites.⁷¹⁵ Le RNCREQ indique que si aucun rabais n'avait eu lieu, les revenus moyens du service de point à point de court terme pour les années 1997-2000 auraient été de 51,8 M\$ au lieu de 10,4 M\$. Si les rabais moyens avaient été de 20 %, les revenus moyens se seraient chiffrés à 41,4 M\$.⁷¹⁶

5.2.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie approuve les principes de la méthode proposée par le transporteur pour estimer les revenus des ventes à court terme. Bien qu'on puisse supposer qu'une approche désagrégée, projetant indépendamment les quantités et les prix, serait plus rigoureuse, l'approche de projeter directement les revenus est acceptable dans le contexte volatil du marché à court terme, car elle capte partiellement la corrélation entre les quantités et les prix. Ainsi, l'approche minimise l'impact sur les tarifs des conditions changeantes reliées aux prix de l'électricité sur les marchés externes. La Régie est d'avis que la facture pour la charge locale ne doit pas dépendre substantiellement de la volatilité des prix sur les marchés externes et que c'est à l'actionnaire, et non à la charge locale, d'assumer le risque.

⁷¹¹ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 37.

⁷¹² NS, 29 mai 2001, volume 28, page 189.

⁷¹³ Argumentation du RNCREQ, page 99.

⁷¹⁴ Argumentation du RNCREQ, page 100.

⁷¹⁵ Argumentation du RNCREQ, page 99.

⁷¹⁶ Argumentation du RNCREQ, page 114.

Il est aussi avantageux, pour favoriser la stabilité des tarifs, d'utiliser la moyenne au cours des années antérieures calculée sur une période suffisamment longue pour être représentative. Cette période devrait être d'un minimum de trois ans, période utilisée par le transporteur dans le dossier actuel.

Cependant, tout en acceptant les principes de l'approche proposée par le transporteur, la Régie juge qu'il n'est pas raisonnable d'appliquer cette approche telle quelle pour 2001. Pendant trois ans, soit de mai 1997 à juin 2000, les rabais étaient à la totale discrétion d'Hydro-Québec et étaient très élevés, 80 % en moyenne⁷¹⁷, alors que, selon le témoignage du transporteur, aucun rabais n'était prévu durant 2001. En conséquence, selon la Régie, la prévision de 11,2 M\$ de revenus pour 2001, tel que proposé par le transporteur, est sous-évaluée.

Selon la Régie, à l'avenir, la prévision des revenus des ventes à court terme devrait tenir compte de la politique de rabais envisagée dans la présente décision.

La Régie note que durant l'an 2000, Hydro-Québec a accordé des rabais élevés pendant six mois, mais aucun rabais pendant le deuxième semestre.

Pour les fins de la présente cause, la Régie juge que les revenus réels de l'an 2000, soit 16 M\$, peuvent servir comme proxy raisonnable pour les revenus de 2001, et demande au transporteur de calculer les tarifs en conséquence.

La Régie retient 16 M\$ à titre d'estimation des revenus des ventes à court terme pour 2001.

⁷¹⁷ Selon les chiffres contenus dans HQT-10, document 1.3, page 2.

5.3. MÉTHODOLOGIE D'ALLOCATION DES COÛTS

5.3.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** propose d'établir ses tarifs à partir d'un seul coût de service pour l'ensemble des activités de transport.⁷¹⁸

Selon le transporteur, les revenus requis de transport devraient être considérés comme un tout à récupérer de l'ensemble des utilisateurs de transport. Cette approche est cohérente avec l'article 164.1 de la Loi qui inclut l'ensemble des équipements de transport dans la base de tarification du transporteur et qui, de ce fait, reconnaît l'intégralité du réseau de transport.⁷¹⁹

La répartition du coût de service de transport doit tenir compte des caractéristiques propres au réseau de transport. En vertu de ses obligations, le transporteur doit répondre de façon fiable aux besoins de la charge locale. La planification de même que l'exploitation du réseau de transport sont effectuées pour répondre à cette exigence. Ainsi, le réseau comprend tous les actifs de transport reliés à la fiabilité et à la sécurité d'approvisionnement du réseau. Ceci inclut notamment les interconnexions, même en l'absence d'exportation. Les dépenses et les investissements étant engagés pour la charge locale, il va de soi que la responsabilité ultime d'assumer le coût du service de transport appartient aux clients de charge locale qui bénéficient de l'ensemble du réseau du transporteur. Toutefois, le transporteur peut, par la commercialisation des excédents de capacité, réduire la part du coût de service assumée par les clients de charge locale. Le coût que la charge locale aura véritablement à supporter est directement relié à la quantité d'excédents que le transporteur aura réussi à commercialiser.⁷²⁰

Allocation des coûts en puissance et en énergie

Le transporteur propose que l'ensemble des coûts de son réseau soient alloués à la puissance.

Le transporteur mentionne qu'en théorie, les coûts pourraient être répartis en trois composantes : puissance, énergie et abonnement :

« La composante puissance : correspond généralement aux coûts d'investissement et d'entretien des équipements de transport mis en place afin de répondre à la demande de pointe (kW). Ces coûts sont directement fonction de la capacité installée du réseau. »

⁷¹⁸ HQT-10, document 1, page 7.

⁷¹⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 129.

⁷²⁰ HQT-10, document 1, page 9.

La composante énergie : correspond généralement aux coûts qui fluctuent en fonction de la consommation d'électricité (kWh) et du moment de cette consommation (heures de pointe, heures pleines, heures creuses).

La composante abonnement : correspond aux coûts qui sont directement liés au nombre de clients. Ces coûts comprennent généralement les frais relatifs à la facturation, à la gestion des dossiers clients, à l'encaissement, au recouvrement et au mesurage. »⁷²¹

Selon le transporteur :

« La presque totalité des coûts associés au réseau de transport est considérée comme reliée à la puissance, et l'allocation de l'ensemble des coûts du réseau de transport en puissance traduit cette réalité. »⁷²²

Le transporteur justifie sa position par le fait que les réseaux de transport sont planifiés et construits pour faire face à la demande de pointe et c'est pour répondre à cette demande que sont effectués les dépenses et les investissements sur le réseau.⁷²³ La méthode retenue devrait refléter la planification du réseau de transport.⁷²⁴ Le témoin de la demanderesse précise à cet égard :

« Un réseau, ce n'est pas conçu selon un concept d'énergie produite. Effectivement, on transporte de l'énergie, ça fait que toutes les contraintes liées à la conception du réseau sont toutes sur une base de puissance et c'est la puissance qui sert à la conception et à l'exploitation d'un réseau.⁷²⁵ »

Selon le transporteur, les coûts variables représentent une très faible proportion des charges d'exploitation du transporteur et ne justifient pas une composante énergie dans le coût de transport⁷²⁶ :

« Si des coûts devaient être associés à la composante énergie, ils devraient correspondre aux coûts variables associés à l'utilisation du réseau de transport, c'est-à-dire les coûts additionnels que le transporteur doit assumer pour effectuer une transaction supplémentaire. Ces coûts représentent une très faible proportion des charges d'exploitation du transporteur: ils pourraient correspondre, par exemple, à la rémunération des employés du Centre de conduite du réseau et de OASIS qui réalisent les transactions. »⁷²⁷

⁷²¹ HQT-10, document 1, page 11.

⁷²² HQT-10, document 1, page 11.

⁷²³ HQT-10, document 1, page 11.

⁷²⁴ HQT-10, document 1.7, page 5.

⁷²⁵ NS, 12 avril 2001, volume 8, page 94.

⁷²⁶ HQT-10, document 1, page 13; HQT-10, document 1.7, page 4.

⁷²⁷ HQT-10, document 1, page 13.

Enfin, le transporteur mentionne que les coûts d'abonnement associés aux clients du transporteur représentent une part si minime de leur facture que l'application de frais spécifiques d'abonnement n'aurait pas d'impact sur les tarifs de transport.⁷²⁸

Allocation des coûts entre les services de transport

Le transporteur demande à la Régie d'établir le tarif de transport sur la base de la pointe annuelle.⁷²⁹ Selon le transporteur, un tarif établi sur la base de la pointe annuelle (1-CP) représente la méthodologie la plus appropriée au contexte québécois.⁷³⁰

Selon le D^r Ren Orans, expert d'Hydro-Québec, la méthode 1-CP est adaptée à la planification du réseau du transporteur. Selon l'expert, la FERC reconnaît que l'utilisation de la 12-CP n'est pas indiquée pour les systèmes planifiés sur cette base :⁷³¹

*« In general, the 12-CP method is best suited for transmission systems that are planned to meet each of the twelve monthly peak demands. However, Hydro-Québec plans its system for its single winter peak. Hence, for annual service (Network Integration and long term Point-to-Point), the costs of service are more closely reflected in rates if the 1-CP method is used. For utilities that plan their systems to meet their annual peak, FERC has acknowledged that the 12-CP method is not as appropriate as the use of 1-CP and has stated a willingness to accept alternative allocation proposals. »*⁷³²

Le transporteur mentionne que cette position est d'ailleurs partagée par l'APPA.⁷³³

Pour valider l'utilisation de la 1-CP eu égard à l'importance relative de la demande de pointe, le transporteur recourt à trois tests de la FERC. Selon le transporteur, les résultats de ces trois tests appliqués à la prévision pour 2001 des besoins en puissance de la charge locale confirment que la méthode «1-CP» est appropriée pour le réseau du transporteur.⁷³⁴ Le transporteur en arrive à la même conclusion en appliquant ces tests aux profils du réseau des années 1999 et 2000.⁷³⁵

Selon le transporteur, certaines compagnies américaines qui planifient leur réseau sur la base de la pointe annuelle comme TransÉnergie ont opté d'établir leurs tarifs sur la base de la

⁷²⁸ HQT-10, document 1, page 14.

⁷²⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 135.

⁷³⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 140.

⁷³¹ HQT-10, document 4, pages 13 et 14.

⁷³² HQT-10, document 4, page 14.

⁷³³ HQT-10, document 1.7, page 39.

⁷³⁴ HQT-10, document 1.7, pages 6 et 7.

⁷³⁵ HQT-10, document 1.7.8.

pointe annuelle (1-CP) comme le permet la FERC. Il cite à cet effet des exemples de compagnies américaines comme Central Vermont, Duke Power, Northern Indiana et PJM.⁷³⁶

Le transporteur a considéré la méthode d'allocation des coûts basée sur les 12 pointes mensuelles (12-CP) comme alternative possible en matière d'allocation des coûts.⁷³⁷ Cependant, cette méthode, appliquée à un réseau marqué par une forte demande de pointe, constituerait un signal de prix inefficace et ne reflèterait pas la valeur du service. Cette méthode serait inéquitable pour les clients.

*« C'est une méthode qui, appliquée à un réseau qui devrait être 1 CP, donne un signal de prix inefficace puisque ça ne reflète pas la valeur du service. Ainsi, les déplacements de charges vers les mois de pointe n'entraîneraient aucune hausse de facture. Et l'inverse est vrai; les déplacements de charges des mois de pointe vers les mois hors pointe ne montreraient aucune baisse de facture ».*⁷³⁸

*« L'utilisation d'une 12 CP pour un réseau qui planifie selon une pointe annuelle ne serait pas équitable pour les clients, parce qu'une 12 CP a tendance à répartir les coûts dans le temps, donc, de diluer, aurait comme conséquence de diluer les coûts pour un client qui contribue fortement à la pointe, c'est-à-dire que les autres clients devraient payer la différence 12-CP. »*⁷³⁹

Lors de sa présentation en audience, le transporteur fait une évaluation de l'impact de différentes approches sur les revenus et les tarifs annuels de point à point à long terme.

METHODES	Revenus (M\$)	Tarifs (\$/kW)
12-CP	370	96,30
Selon les facteurs d'utilisation (FU)	329	85,59
1-CP	289	75,18
25 % de rabais	217	56,39
Rabais de transformation HT/MT	191	49,62
Selon le coût marginal à court terme	34	1\$/MW/heure

Le transporteur précise enfin que le choix de la méthode d'établissement des tarifs de transport ne contraint pas la Régie à faire le même choix de méthode pour répartir les coûts de transport au niveau des catégories tarifaires, aux fins d'établissement des tarifs du distributeur, même si, selon lui, par cohérence, un même choix serait approprié.⁷⁴⁰

⁷³⁶ NS, 14 mai 2001, volume 19, pages 63 et 117; Argumentation d'Hydro-Québec, page 140.

⁷³⁷ HQT-10, document 1.7, page 5.

⁷³⁸ NS, 14 mai 2001, volume 19, page 64.

⁷³⁹ NS, 14 mai 2001, volume 19, page 64.

⁷⁴⁰ NS, 17 mai 2001, volume 21, pages 119 à 121.

Allocation des coûts par fonction

Le transporteur s'oppose à une allocation des coûts par fonction, de par la nature de son réseau et le manque de cohérence d'une telle allocation des coûts avec la planification, la conception et l'exploitation de son réseau.⁷⁴¹

Selon le transporteur :

*« La preuve révèle que les équipements de transport contenus à l'intérieur des frontières forment un tout indivisible, le réseau ayant été, au fil des ans, conçu et planifié de façon intégré [...]. Divers exemples cités en cours d'audiences démontrent clairement que le réseau de transport [...] est exploité de façon intégrée ».*⁷⁴²

Le transporteur mentionne de plus que :

*« chaque élément de réseau, qu'il soit utilisé ou non de façon directe par une clientèle spécifique, contribue à l'opération économique et fiable de l'ensemble du réseau de transport. »*⁷⁴³

Le transporteur souligne de plus la particularité des caractéristiques techniques de son réseau dont les grandes lignes à 735 kV requises par l'éloignement de la production hydraulique.

*« [...] Cet éloignement des ressources hydrauliques a contribué non seulement à l'ampleur et à l'étendue du réseau de transport d'électricité d'Hydro-Québec, mais aussi à la particularité de ses caractéristiques techniques. La majorité des grandes lignes de transport ont été conçues à 735 kV, pour un climat froid et rigoureux, et complétées par des nombreux équipements de protection et de fiabilité. »*⁷⁴⁴

Le transporteur indique également que :

*« [...] ce choix d'une filière hydroélectrique a eu pour conséquence la construction d'interconnexions avec les réseaux voisins pour pallier les risques liés à l'hydraulicité ainsi que la demande de pointe et sécuriser l'approvisionnement des clients québécois, tant en énergie qu'en puissance. »*⁷⁴⁵

Le transporteur estime que la séparation du réseau de transport par fonction pourrait, à bien des égards, faire l'objet de discussions et d'argumentations quant à la nature des fonctions et des équipements qui devraient se retrouver dans chacune de ces fonctions.⁷⁴⁶

⁷⁴¹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 130.

⁷⁴² Argumentation d'Hydro-Québec, page 55.

⁷⁴³ Argumentation d'Hydro-Québec, page 129.

⁷⁴⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 7 et 8.

⁷⁴⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 8.

⁷⁴⁶ HQT-10, document 2, page 2.

« Par exemple, les investissements relatifs à la compensation série pour le renforcement du réseau se retrouvent dans les coûts des postes de transformation. Une alternative à ces investissements aurait été l'ajout de lignes de transport. De plus, une affectation par fonction des différents services nécessite à notre avis une séparation plus détaillée dans certains cas pour s'assurer que les coûts traduisent bien la relation de causalité en fonction de l'utilisation des équipements. »⁷⁴⁷

Par ailleurs, le transporteur considère qu'une allocation des coûts par fonction ne produirait aucun gain en efficacité, de par la nature centralisée du marché québécois qui assure une répartition efficace des ressources à moindre coût. Une telle allocation engendrerait un accroissement des coûts pour la clientèle existante et un alourdissement de la réglementation.⁷⁴⁸

En outre, l'évolution des marchés pourrait également changer la vocation actuelle de certains équipements de transport et remettre en question une éventuelle méthode d'allocation des coûts par fonction et contribuer à l'alourdissement du processus réglementaire.⁷⁴⁹

La « fonctionnalisation » des coûts constituerait également, pour le transporteur :

« une façon détournée de faire ce que la Loi interdit de faire directement, c'est-à-dire d'exclure certains actifs de la base de tarification du transporteur et pourrait éventuellement entraîner une modification à la hausse des tarifs de fourniture déjà établis par le législateur et que doit assurer la charge locale. »⁷⁵⁰

Le transporteur plaide enfin l'impact que pourrait avoir une éventuelle allocation des coûts par fonction sur les tarifs de fourniture fixés par le législateur.

« À cet égard, la Loi sur la Régie de l'énergie fixe déjà les tarifs de fourniture par catégorie tarifaire en considérant la définition du réseau de transport et un coût de 2,79 ¢/kWh. Attribuer à la production des coûts additionnels associés au transport reviendrait à transférer au gouvernement une facture résultant du manque à gagner du producteur et pourrait éventuellement entraîner une modification à la hausse des tarifs de fourniture déjà établis par le législateur et que doit assumer la charge locale. »⁷⁵¹

⁷⁴⁷ HQT-10, document 2, page 2.

⁷⁴⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, page 130.

⁷⁴⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 133.

⁷⁵⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 134.

⁷⁵¹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 135.

Les coûts par fonction

Le transporteur fournit, comme demandé par la Régie dans la décision D-2000-102, les coûts par fonction.

	<u>Coûts 2001</u>	<u>Immobilisations nettes</u> <u>au 31-12-99</u>
	<u>M\$</u>	<u>M\$</u>
- les postes de départ ;	153	907
- le transport très haute tension (735 kV et 765 kV);	1 037	6 141
- le transport 450 kV (RMCC);	147	871
- les interconnexions;	239	1 420
- la transformation très haute tension / haute tension (44 kV à 315 kV);	115	683
- le transport haute tension (44 à 315 kV);	278	1 651
- la transformation haute tension / moyenne tension (25 kV);	260	1 541
- les raccordements à des clients spécifiques et aux clients du tarif L;	44	258
- le Centre de conduite du réseau (CCR) et centres de téléconduite (CTC);	23	136
- la fonction Soutien. ⁷⁵²	377	490
TOTAL	2 674	14 097

À l'exception des charges de services partagés et des frais corporatifs directement alloués à la fonction Soutien, le transporteur a effectué la répartition globale des coûts par fonction au prorata de la valeur nette des immobilisations au 31/12/1999.

« Notre calcul repose sur l'utilisation de la valeur nette des immobilisations comme critère d'allocation. Il se justifie principalement par le fait que la majorité des coûts (frais financiers et amortissement) sont directement reliés aux immobilisations. Une exception à cette règle s'applique pour les charges de services partagés (facturation interne) et les frais corporatifs, qui ont été directement alloués à la fonction "Soutien". »⁷⁵³

Selon le transporteur, le système comptable ne permet pas d'attribuer directement les charges reliées aux différentes fonctions, ni d'avoir une prévision détaillée pour chaque élément d'actif.⁷⁵⁴

⁷⁵² HQT-10, document 2, page 3.

⁷⁵³ HQT-10, document 2, pages 2 et 3.

⁷⁵⁴ HQT-10, document 2, page 2.

Le transporteur décrit le rôle de certaines catégories d'équipements associés à certaines fonctions identifiées.⁷⁵⁵

Les postes de départ servent à élever la tension afin de minimiser le nombre de lignes de transport et les pertes le long de celles-ci. Leur raison d'être est étroitement liée à l'efficacité et à la performance du réseau de transport dans son ensemble en ce qu'ils permettent de réduire le coût global de transport au Québec.⁷⁵⁶

Les équipements de transport à très haute tension servent à acheminer l'électricité des zones de production vers les réseaux régionaux et les interconnexions avec les réseaux voisins. Ils sont constitués de postes de transformation et de lignes à courant alternatif dont la tension est de 735 kV et 765 kV.⁷⁵⁷

Pour ce qui est des transformateurs de tension, le transporteur juge que ceux-ci sont essentiels au bon fonctionnement du réseau et assurent la fiabilité et la sécurité de la desserte de la charge locale.⁷⁵⁸

Quant aux interconnexions et à la ligne à courant continu (CC), le transporteur estime que ces équipements sont nécessaires aux besoins québécois et font partie du réseau intégré d'Hydro-Québec. Les interconnexions procurent des avantages à la charge locale, notamment par leur rôle essentiel dans l'alimentation et la sécurisation des besoins québécois.⁷⁵⁹

Concernant la ligne à courant continu, le transporteur indique que la liaison Radisson-Nicolet a été planifiée pour répondre aux besoins internes du Québec tout en permettant de tirer profit des occasions d'affaires sur les marchés américains. Elle remplace en effet un projet à 735 kV qui aurait de toute façon été réalisé afin d'intégrer, au réseau de transport, la production de la centrale LG-2-A et de pourvoir aux besoins internes du marché du Québec.⁷⁶⁰ Cette ligne agit comme toute autre ligne à 735 kV du réseau.⁷⁶¹

⁷⁵⁵ HQT-10, document 2, pages 3 à 5.

⁷⁵⁶ HQT-3, document 1, page 20.

⁷⁵⁷ HQT-10, document 2, page 4.

⁷⁵⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 56 et 57; HQT-3, document 1, page 22.

⁷⁵⁹ HQT-3, document 1, pages 14 et 15.

⁷⁶⁰ HQT-3, document 1, page 16.

⁷⁶¹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 63.

POSITION DES INTERVENANTS

Approche générale sur l'allocation des coûts par fonction

Le **GRAME-UDD**, **STOP/S.É.** et **OC** partagent le point de vue du transporteur à l'effet que l'allocation des coûts par fonction est contraire à l'esprit de la Loi. Les intervenants s'opposent à une telle allocation des coûts.⁷⁶²

ARC-FACEF-CERQ, la **Coalition industrielle**, **Énergie NB** et le **RNCREQ** considèrent qu'une allocation par fonction est conforme à la Loi.⁷⁶³

Selon certains intervenants (**ARC-FACEF-CERQ**, la **Coalition industrielle**, **Énergie NB**, **NEG**, **RNCREQ**), une distinction devrait être faite entre la définition des actifs comptables, d'une part, et l'allocation des coûts et la tarification, d'autre part. La Loi définit les actifs de transport, mais ne décrit pas le processus d'allocation des coûts. Aux fins de tarification, les actifs de transport peuvent être alloués différemment en conséquence.⁷⁶⁴

Dans le but d'obtenir des tarifs justes et raisonnables et par souci d'un partage équitable des coûts, plusieurs intervenants, tels que **ARC-FACEF-CERQ**, la **Coalition industrielle** et **Énergie NB**, affirment que l'allocation des coûts du transport devrait tenir compte de l'utilisation des équipements et des liens de causalité des coûts.⁷⁶⁵ Une allocation par fonction serait davantage appropriée en ce sens.⁷⁶⁶

Positions particulières des intervenants

Pour l'**ACEF de Québec**, l'allocation des coûts ne doit pas faire appel au seul principe de causalité des coûts. Il faut, selon l'intervenante, tenir compte d'autres principes comme l'équité et surtout l'accessibilité, les considérations sociales et les caractéristiques de la demande.⁷⁶⁷

⁷⁶² Argumentation d'OC, pages 4 et 49; GRAME-UDD-1, page 9; Argumentation de STOP/S.É., pages 101 et 102.

⁷⁶³ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, pages 30 à 52; Argumentation de la Coalition industrielle, pages 84 à 92; Argumentation de Énergie NB, pages 19 à 26; Argumentation du RNCREQ, pages 20 et 21.

⁷⁶⁴ Argumentation de NEG, page 13; NS, 25 mai 2001, volume 26, page 51; Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 35; Argumentation du RNCREQ, pages 20 et 21; Argumentation d'Énergie NB, page 24.

⁷⁶⁵ RNCREQ-18, page 28; Argumentation du RNCREQ, page 76; NB Power-9, page 24; Coalition-5, document 1, page 20; Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 28.

⁷⁶⁶ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 59; Coalition-5, document 1, page 20; Evidence of William Marshall, page 5.

⁷⁶⁷ ACEF de Québec-2, page 22.

L'intervenante considère que l'allocation des coûts doit se faire en isolant d'abord les coûts spécifiques à la charge locale et aux services de point à point, puis en allouant de manière juste et équitable les coûts communs.⁷⁶⁸

Selon **ARC-FACEF-CERQ**, rien ne prouve que le coût de l'électricité patrimoniale tel qu'établi par la loi pourrait être affecté par une allocation des coûts par fonction.⁷⁶⁹

Selon l'intervenant :

*« le nouveau contexte commercial qui exige, en bout de ligne, plus de financement pour des exportations massives et l'utilisation plus intensive du réseau de transport commande justement une meilleure protection des consommateurs québécois. »*⁷⁷⁰

L'expert Co Pham considère que la proposition du transporteur ne reflète pas adéquatement les caractéristiques fondamentales du réseau du transporteur. De ce fait, elle ne permettrait pas d'établir des tarifs justes et raisonnables.⁷⁷¹

L'expert soutient que la procédure d'allocation des coûts généralement utilisée dans l'industrie électrique nord-américaine comporte trois étapes clés :

- le rangement des coûts par fonction (« *functionalization* »);
- la répartition en diverses composantes (« *classification of costs* »);
- l'allocation (« *allocation of costs* »).⁷⁷²

L'expert précise qu'il résulte, de l'étape de répartition ci-dessus, des coûts de puissance (\$/kW), des coûts de l'énergie (\$/kWh) et des coûts de l'abonnement (\$/abonné), ces derniers ne s'appliquant généralement que pour le cas de la distribution.⁷⁷³

Selon l'expert, ces « principes » s'appliquent aussi bien à l'allocation des coûts par « *catégories de consommateurs* » qu'à l'allocation par catégories de service de transport.⁷⁷⁴

L'expert réfère à l'APPA et soutient qu'il existerait deux grands critères de choix d'une méthode d'allocation des coûts : d'une part, le reflet des caractéristiques du système et d'autre part, l'identification du problème tarifaire rencontré.⁷⁷⁵

⁷⁶⁸ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 41.

⁷⁶⁹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 36.

⁷⁷⁰ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 81.

⁷⁷¹ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 26.

⁷⁷² ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 9.

⁷⁷³ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 9.

⁷⁷⁴ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 10.

⁷⁷⁵ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 12.

L'expert Co Pham est d'avis que la méthode devrait établir une correspondance adéquate entre les paramètres d'allocation choisis et les causes qui sont à l'origine de la construction et de l'exploitation du système. De son point de vue, le réseau du transporteur se caractérise par la présence d'installations à très haute tension sur de longues distances et à coûts très élevés. C'est une situation très particulière, sinon unique en Amérique du Nord, qui rend peu utile la comparaison avec les expériences américaines ou canadiennes.⁷⁷⁶ La méthode d'allocation choisie pour le transporteur devrait refléter cette caractéristique.

Selon M. Co Pham, les éléments liés à l'élaboration d'une bonne méthode d'allocation sont, entre autres, le regroupement des fonctions par niveau de tension et le traitement de certaines fonctions spécialisées.⁷⁷⁷ L'expert distingue ainsi deux grands regroupements :

- les installations reliées aux centrales hydroélectriques éloignées (transport 735 kV et 765 kV, transport à courant continu (CC) 450 kV et transformation 44 kV à 315 kV);
- les installations « normales » d'un réseau de transport (transport HT de 44 à 315 kV et transformation HT/MT, 25 kV).⁷⁷⁸

L'expert considère que la méthode d'allocation des coûts devrait inclure certaines allocations distinctes par fonction lorsque celles-ci permettent d'améliorer l'équité tarifaire, sans nuire à l'aspect pratique et simple du processus d'allocation des coûts.⁷⁷⁹

De son point de vue, il est nécessaire d'améliorer les mécanismes d'allocation en regard de quatre fonctions sur les 10 identifiées par le transporteur. Les fonctions dont l'allocation est inexacte ou imprécise seraient les suivantes : Courant continu, Interconnexion, Soutien, et Raccordement à des clients spécifiques et aux clients du tarif L.⁷⁸⁰

La **Coalition industrielle** estime qu'il convient de distinguer la séparation des actifs d'Hydro-Québec entre ses trois grandes unités d'affaires (Production, Transport et Distribution), d'une part, et la fonctionnalisation des actifs de TransÉnergie ainsi que leur allocation aux diverses catégories d'utilisateurs aux fins de la fixation des tarifs, d'autre part. Pour l'intervenante, en allouant les coûts de TransÉnergie par fonction aux fins de dégrouper ses tarifs selon l'utilisation effective du réseau, on ne remet en question ni la définition du réseau de transport prévue à l'article 2 de la Loi, ni le contenu de la base de tarification de TransÉnergie. L'exercice se limite à établir des tarifs justes et raisonnables reflétant l'utilisation effective des fonctions du réseau par chaque catégorie d'utilisateurs.⁷⁸¹

⁷⁷⁶ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 13; Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 29.

⁷⁷⁷ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 40.

⁷⁷⁸ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 43.

⁷⁷⁹ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 51.

⁷⁸⁰ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 49.

⁷⁸¹ Argumentation de la Coalition industrielle, page 89.

L'intervenante soumet que sa proposition ne remet aucunement en cause la présomption contenue à l'article 164.1 de la Loi quant à la prudence d'acquisition et d'utilisation des actifs de transport constituant la base de tarification de TransÉnergie. Le contenu de la base de tarification de TransÉnergie ne serait aucunement affecté et demeurerait rigoureusement le même, peu importe l'allocation des coûts de ses diverses composantes en catégories distinctes reflétant l'utilisation réelle du réseau.⁷⁸²

La Coalition industrielle est d'avis que les analogies avec le secteur gazier et, notamment celle avec Gaz Métropolitain, permettent d'avancer le contraire de ce que propose le transporteur. L'intervenante réfère à la décision D-2001-78 du 16 mars 2001 de la Régie qui a autorisé la « fonctionnalisation » des coûts de SCGM.⁷⁸³

La Coalition industrielle juge que la pièce HQT-10, document 2, produite en réponse aux demandes formulées par la Régie dans sa décision D-2000-102, fournit une indication sommaire de la répartition des coûts de transport entre les diverses fonctions du réseau, mais ne constitue pas les études qui seraient requises pour permettre l'implantation d'une tarification dégroupée du genre de celle qui a été approuvée pour SCGM. La Coalition industrielle demande, en conséquence, que, comme partie intégrante de la décision à être rendue dans le présent dossier, la Régie ordonne à Hydro-Québec de produire l'information nécessaire au sujet de l'allocation de ses coûts par fonction aux fins de permettre le dégroupement de ses tarifs d'une manière comparable à ce qui déjà été décidé pour SCGM.⁷⁸⁴

Compte tenu de l'envergure et de la complexité de la tâche, et aux fins d'assurer le suivi de cet aspect de la décision, la Coalition industrielle propose la mise sur pied d'un groupe de travail constitué de représentants du transporteur, de la Régie et des intervenants concernés. L'intervenante rappelle, à cet effet, le processus adopté dans le cas du dégroupement des tarifs de SCGM.⁷⁸⁵

Énergie NB est d'avis que la nature intégrée du réseau n'est pas une particularité d'Hydro-Québec, pas plus que les autres caractéristiques particulières énoncées par le transporteur.⁷⁸⁶

L'intervenante estime que tous les systèmes doivent être exploités avec intégration de la production avec la charge, pour une exploitation fiable du réseau. La question ici ne

⁷⁸² Argumentation de la Coalition industrielle, page 91.

⁷⁸³ Argumentation de la Coalition industrielle, pages 92 et 93.

⁷⁸⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, page 96.

⁷⁸⁵ Argumentation de la Coalition industrielle, page 96.

⁷⁸⁶ Argumentation d'Énergie NB, page 10, NB Power-9, page 40.

concerne pas l'exploitation du réseau, mais le dégroupement des services de transport et de production.⁷⁸⁷

Concernant la conformité d'une allocation des coûts par fonction avec la Loi, Énergie NB indique qu'il n'y a pas de lien entre la définition des actifs et l'allocation des coûts :

« Le fait que la ligne de démarcation entre la production et le transport d'une part, et le transport et la distribution d'autre part, soit déplacée en amont et en aval, n'est pas significatif pour les fins de l'allocation des coûts ni de la tarification »⁷⁸⁸

Énergie NB plaide que la définition de l'article 2 du réseau de transport d'électricité n'a aucune incidence sur l'allocation des coûts. De son point de vue, la tâche de la Régie, selon le paragraphe 6 du premier alinéa de l'article 49, est de tenir compte des coûts de service. Et c'est précisément l'absence d'une telle allocation des coûts par fonction qui rend le tarif proposé discriminatoire pour les utilisateurs du service de transport de point à point.⁷⁸⁹

L'intervenante soutient également que la compétence de la Régie, dans le choix des instruments nécessaires à l'accomplissement de sa tâche, est très large et que la Régie a le pouvoir d'établir un groupe d'actifs dédiés à un service particulier.⁷⁹⁰

Énergie NB considère que par l'emploi du mot « notamment », que l'on trouve à la fin du premier alinéa de l'article 49 de la Loi, le législateur a voulu que les pouvoirs énumérés aux paragraphes 1 à 11 du premier alinéa de l'article 49 ne soient pas considérés comme exhaustifs. L'intervenante estime qu'un tel texte est assez large pour permettre à la Régie d'utiliser l'instrument d'une ou de plusieurs bases de tarification.⁷⁹¹

Énergie NB réfère au troisième alinéa de l'article 49 qui prévoit que la Régie peut utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée.⁷⁹²

Pour Énergie NB, la méthode de base pour allouer les coûts aux fins tarifaires doit être basée sur le principe de causalité des coûts et permettre aux classes de clientèles de payer selon leur utilisation du service reçu.

« The basic method of cost allocation for rate design is that costs are allocated to customer classes based on the principle of "cost causation". The costs of the portion of the system required to serve a customer class and which are "used and useful" by that customer class

⁷⁸⁷ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 44.

⁷⁸⁸ Argumentation d'Énergie NB, page 6.

⁷⁸⁹ Argumentation d'Énergie NB, page 24.

⁷⁹⁰ Argumentation d'Énergie NB, page 25.

⁷⁹¹ Argumentation d'Énergie NB, page 23.

⁷⁹² Argumentation d'Énergie NB, page 24.

*are allocated to that class. This follows from the need for fairness so that customer classes pay for the cost of the service provided and do not unduly subsidize another class. »*⁷⁹³

Énergie NB soutient que le tarif de transport de point à point d'Hydro-Québec devrait être basé sur le coût de fourniture de ce service. De son point de vue, cela est indispensable pour que les tarifs soient justes et raisonnables.⁷⁹⁴ L'intervenante rejoint la proposition de la Coalition industrielle quant à la mise sur pied d'un processus de consultation portant sur l'allocation des coûts.

L'intervenante demande à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec le dépôt d'une étude d'allocation des coûts de service par fonction dans un délai de six mois. Cette étude serait remise pour commentaires et révision aux parties intéressées. Une telle étude devrait être faite en accord avec les principes d'allocation des coûts pratiqués dans l'industrie au Canada et par la FERC.⁷⁹⁵ Les résultats de cette étude serviraient de base à un nouveau tarif.⁷⁹⁶

Selon l'intervenante, il n'y a pas assez de données dans le dossier pour permettre à la Régie de fixer les tarifs du service de transport de point à point en se basant sur les coûts de service d'une manière informée et définitive.⁷⁹⁷

Le **GRAME-UDD** appuie la proposition du transporteur qui, selon lui, permet de faire contribuer tous les clients de TransÉnergie à l'atteinte des objectifs de développement durable.⁷⁹⁸

NEG soutient qu'il faut distinguer la définition des actifs de transport aux fins comptables de la définition des actifs aux fins tarifaires. NEG est d'avis que le transporteur prend trop de latitude dans son interprétation de la Loi.⁷⁹⁹

OC partage l'avis du transporteur à l'effet que la Loi ne permet pas une allocation des coûts « *qui aurait pour effet de transférer à Hydro-Québec uniquement, soit dans ses activités de producteur d'électricité, soit dans ses activités de distributeur, la totalité des coûts de certains équipements de transport clairement inclus dans la définition de "réseau de transport d'électricité."* » Pour l'intervenante, une telle allocation des coûts viderait de leur

⁷⁹³ Evidence of William Marshall, page 5.

⁷⁹⁴ Argumentation d'Énergie NB, page 44.

⁷⁹⁵ Argumentation d'Énergie NB, pages 6 et 7.

⁷⁹⁶ Argumentation d'Énergie NB, page 44.

⁷⁹⁷ Argumentation d'Énergie NB, pages 6 et 7.

⁷⁹⁸ GRAME-UDD-1, page 30.

⁷⁹⁹ Argumentation de NEG, page 13.

sens les précisions apportées à l'article 2 (définition des réseaux de transport et de distribution) et au paragraphe 11 de l'article 49 de la Loi.⁸⁰⁰

OPG fait un lien entre les méthodes d'allocation des coûts et les objectifs de politique, et cite l'exemple de ceux de la FERC :

*« When I think of justifications for different methods I think more broadly about policy goals. For example, FERC issued a Policy Statement on transmission pricing which listed five principles ».*⁸⁰¹

Le **RNCREQ** soutient que rien dans la Loi ne précise ou n'indique que toutes les installations qui font partie du réseau de transport, tel que défini par l'article 2, doivent nécessairement se retrouver à l'intérieur de la base de tarification.⁸⁰²

Le RNCREQ effectue une interprétation de la Loi comparable à celle effectuée par Énergie NB. Il réfère à l'article 49, alinéa 1, et insiste sur le terme « notamment » et l'aspect non limitatif de ce terme qui a déjà fait l'objet d'une interprétation par la Régie dans sa décision D-99-11.⁸⁰³

Pour le RNCREQ, tout le réseau de transport tel que défini à l'article 2 n'est pas nécessairement pris en considération pour établir la base de tarification. De plus, le RNCREQ indique que les termes utilisés dans les articles 2 et 49, alinéa 1, sont différents et ne peuvent vouloir dire la même chose.⁸⁰⁴

Le RNCREQ s'appuie également sur le dernier alinéa de l'article 49 qui stipule que la Régie peut également utiliser, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, toute autre méthode qu'elle estime appropriée.⁸⁰⁵

Postes élévateurs et lignes de raccordements aux centrales éloignées

Le **GRAME-UDD** et **STOP/S.É.** appuient la proposition du transporteur pour des considérations de développement durable.⁸⁰⁶

Plusieurs intervenants (**ARC-FACEF-CERQ**, **ACEF de Québec**, **Coalition industrielle**, **Énergie NB** et **NEG**) s'accordent à considérer les lignes radiales de raccordement aux

⁸⁰⁰ Argumentation d'OC, page 4.

⁸⁰¹ Direct Evidence of Craig R. Roach, Ph.D, page 21.

⁸⁰² Argumentation du RNCREQ, page 21.

⁸⁰³ Argumentation du RNCREQ, page 20.

⁸⁰⁴ Argumentation du RNCREQ, page 20.

⁸⁰⁵ Argumentation du RNCREQ, page 21.

⁸⁰⁶ GRAME-UDD-1, page 30; Argumentation de STOP/S.É., page 104.

centrales comme des installations associées à la production. Le coût de ces équipements est à allouer aux producteurs qui utilisent ces installations et pour qui ces dernières ont été conçues.

Selon la **Coalition industrielle**, il serait juste et équitable que les coûts élevés des longues lignes de transport soient assumés par les usagers qui les utilisent effectivement pour avoir accès à l'électricité produite dans le Nord du Québec à des coûts très compétitifs.⁸⁰⁷

Pour l'intervenante, il semble inéquitable et contraire au principe de l'utilisateur payeur de faire supporter par les usagers qui utilisent essentiellement le réseau pour transiter vers les marchés d'exportation l'électricité qu'ils ont eux-mêmes produite, le coût élevé d'installations de transport découlant du choix de sites de production éloignés (GRTA), puisque ces usagers n'utilisent pas ces installations.⁸⁰⁸

M. Zak El-Ramly réfère à la BCUC où le critère de l'utilisation majoritaire des actifs (« *mostly doing* » ou « *mostly used* ») est retenu pour définir les GRTA.⁸⁰⁹

Selon **Énergie NB**, les transformateurs élévateurs permettent la livraison de l'énergie et des services « *accessoires* » de production non utilisés par les clients du service de point à point. Or, l'Ordonnance 888 de la FERC exigerait, selon l'intervenante, la séparation du transport et de tous les services de production.⁸¹⁰ Du point de vue de l'intervenante, les transformateurs élévateurs auraient pour unique fonction de transformer l'électricité d'un voltage bas à la sortie des centrales de production au voltage plus élevé pour le transport.⁸¹¹

Selon l'intervenante :

« [...] ce qui fera sourciller plusieurs personnes, c'est le fait d'inclure dans la base de tarification les coûts d'éléments d'actifs qui ne sont pas utilisés ni utiles à une catégorie de clients, d'autant que le fait d'inclure de tels éléments d'actifs dans la base de tarification est en contradiction directe avec la pratique généralement utilisée par les transporteurs en Amérique du Nord et avec les principes de la F.E.R.C. »⁸¹²

⁸⁰⁷ Argumentation de la Coalition industrielle, page 87.

⁸⁰⁸ Argumentation de la Coalition industrielle, page 88.

⁸⁰⁹ NS, 25 mai 2001, pages 190 à 192; Coalition-5, document 1, document 2, page 5.

⁸¹⁰ NB Power-9, pages 28 et 29.

⁸¹¹ Argumentation d'Énergie NB, page 36.

⁸¹² Argumentation d'Énergie NB, page 36.

Pour l'intervenante, ces catégories d'actifs sont les suivants :

*« les transformateurs élévateurs, les transformateurs abaisseurs, les équipements de transport accessoires à la production (GRTA) et les équipements de transport accessoires à la distribution (DRTA). »*⁸¹³

Concernant la pratique en Amérique du Nord, Énergie NB mentionne qu'il existe au niveau de la FERC une certaine flexibilité en matière d'allocation du coût des lignes radiales reliant les centrales de production et les lignes radiales de charge. Par contre, aucune flexibilité ne serait notée quant à l'allocation des coûts des transformateurs élévateurs et des transformateurs abaisseurs.⁸¹⁴ Énergie NB fournit à cet effet les résultats d'un balisage que cette dernière a effectué auprès de la FERC et de plusieurs compagnies canadiennes.⁸¹⁵

Énergie NB définit les «équipements de transport accessoires à la production» ou GRTA comme des éléments du réseau de transport qui sont d'abord et avant tout utilisés et utiles pour les installations de production, pour que celles-ci puissent livrer l'électricité dans le réseau principal. Pour l'intervenante, ces éléments n'auraient pas été construits si ce n'était de la nécessité de relier les centrales de production au réseau principal de transport. De son point de vue, une ligne de transport qui est construite pour relier une centrale de production éloignée à un réseau principal de transport est un exemple de GRTA.⁸¹⁶

Énergie NB mentionne que certains GRTA sont plus difficiles à catégoriser quand ils sont eux-mêmes intégrés au réseau principal de transport et, donc, fournissent à un certain niveau un bénéfice qui n'est pas uniquement relié à la production. Cependant, l'intervenante plaide que plusieurs compagnies ont répondu au défi d'identifier ces éléments, sous la pression des intervenants et des agences de régulation.⁸¹⁷

Selon l'intervenante, l'utilisation des équipements est déterminée par l'analyse des débits de la charge.⁸¹⁸

*« All of the transmission lines from James Bay and the other projects up there that are radial to the system essentially, they're connected at the North but that's only for reliability purposes in order to be able to get that power down one line or the other, all of the lines were built to move that power to the South. »*⁸¹⁹

⁸¹³ Argumentation d'Énergie NB, page 36.

⁸¹⁴ NS, 25 mai, volume 26, page 40.

⁸¹⁵ NB Power-9, page 38.

⁸¹⁶ Argumentation d'Énergie NB, page 40.

⁸¹⁷ Argumentation d'Énergie NB, page 40.

⁸¹⁸ NB Power-9, pages 32 et 33.

⁸¹⁹ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 119.

Pour Énergie NB, les installations de production d'Hydro-Québec sont très importantes, sont situées loin au Nord du Québec, et les coûts des installations qui relient la production au réseau principal de transport sont eux-mêmes très importants. L'intervenante prétend que si l'on doit assigner les coûts des GRTA à la fonction transport, on se trouve par le fait même à hausser à un niveau excessif le coût du service de transport de point à point, et cela pour des personnes qui n'utilisent pas les GRTA. Une telle action serait discriminatoire.⁸²⁰

Énergie NB mentionne que certains de ces équipements de raccordement aux centrales font partie des projets de construction de centrales. L'intervenante cite, à cet effet, deux exemples de projets, l'un au Nouveau Brunswick, l'autre en Ontario.⁸²¹

Énergie NB fait un parallèle avec le cas de Maritimes and North-East Pipeline, où les installations de collecte du gaz naturel sont payées par le producteur de gaz.⁸²²

Le **GRAME-UDD** s'oppose à l'introduction du concept de GRTA.

En particulier, le GRAME-UDD juge que le principe des GRTA n'est pas techniquement neutre. Introduire la notion de GRTA dans la gestion du transport de l'hydroélectricité, sans introduire en même temps l'internalisation des émissions polluantes dans la gestion de la production par les filières thermiques, n'est pas de la rationalité économique, mais techniquement de la discrimination visant spécifiquement l'hydroélectricité.⁸²³

L'intervenant mentionne que si on pose la condition que l'attribution de certaines lignes à la production ne doit pas affecter la sécurité du réseau, peu de lignes de transport du réseau de TransÉnergie pourraient être considérées comme des GRTA.⁸²⁴

NEG soutient que, quel que soit le modèle des compagnies (ISO ou Transco), le test le plus souvent utilisé pour la détermination des GRTA consiste à déterminer si ces installations auraient été construites sans la construction des centrales raccordées par ces équipements.⁸²⁵

De son point de vue, les prémisses sur lesquelles repose la position du transporteur sur le futur des lignes radiales seraient purement hypothétiques.⁸²⁶

⁸²⁰ Argumentation d'Énergie NB, page 40.

⁸²¹ Evidence of William Marshall, pages 7 et 8.

⁸²² Argumentation d'Énergie NB, page 48.

⁸²³ GRAME-UDD-1, page 18.

⁸²⁴ GRAME-UDD-5, page 4.

⁸²⁵ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 210.

⁸²⁶ Argumentation de NEG, page 14.

L'expert d'OC, M. Bruce Bacon, réfère à l'expérience ontarienne pour définir le raccordement aux centrales :

« A. Again, I can only refer back to my experience in Ontario and what happens in there is you basically shut down the supply or you shut down the load and if that line goes down, it is defined to be a connection. »⁸²⁷

Le RNCREQ soumet que la Régie a l'autorité et les pouvoirs nécessaires pour exclure de la base de tarification du transporteur une partie du « réseau de transport d'électricité » dont les transformateurs élévateurs de tension situés aux sites de production. S'il est incontestable que la Régie ait juridiction sur ces transformateurs, le caractère utile de ces actifs dans l'exploitation du réseau de transport peut être contesté. Ces équipements servent plutôt à desservir le producteur pour acheminer sa production au réseau de transport.⁸²⁸

Le RNCREQ estime qu'il n'est pas prouvé que l'affectation des coûts des actifs de raccordement des centrales d'Hydro-Québec Production ferait augmenter les coûts de ce dernier.⁸²⁹

Transformateurs abaisseurs et « équipements accessoires à la distribution »

Énergie NB réfère à la pratique de la FERC où ces équipements sont considérés comme des équipements de distribution dont le coût devrait être récupéré par des clients de la distribution et non du transport :

« [...] facilities that connect the HT transmission system (voltages of 44-315kv) to the MT distribution system (voltages of 25kv) are shown to have a cost of \$260M and are included as part of the total revenue requirement for the transmission system. These facilities are deemed by FERC to be distribution facilities and their revenue requirements are not to be collected from transmission customers but from distribution customers. FERC states this position in section 14B of its Form 715 guidelines. »⁸³⁰

Énergie NB définit comme *Distribution Related Transmission Assets* (DRTA) les « lignes radiales de charge ». Du point de vue de l'intervenante, ces lignes correspondent aux lignes destinées à alimenter une charge locale au Québec. L'intervenante, en réponse au contre-interrogatoire de STOP/S.É., mentionne :

« Q. I would like to go to page 38. You mention, and I am not sure about the exact English translation: "lignes radiales de charge", that is radial load -- could you provide me with the exact translation?

⁸²⁷ NS, 29 mai 2001, volume 28, pages 209 et 210.

⁸²⁸ Argumentation du RNCREQ, page 21

⁸²⁹ Argumentation du RNCREQ, page 77.

⁸³⁰ Evidence of William Marshall, page 5.

A. An English translation? Those would be radial lines to supply local load. And they may in fact be the through radial lines from a node to the load, they may in actual fact be network radial lines, but are operated in a normally open manner as I demonstrated on my twenty-five (25) kV example for reliability purposes, they are open and they supply load radially, but they have the ability to be closed in times of contingency to improve supply to local load. But because they are normally, operated normally open, they do not provide for any bulk transmission support for access. »⁸³¹

L'intervenante précise que l'énergie qui transite dans ces équipements ne sert que la charge locale ou le réseau intégré.⁸³² Énergie NB plaide que, selon les principes généralement acceptés d'allocation des coûts en Amérique du Nord, le coût de ces installations est alloué aux charges qu'elles desservent.⁸³³

Clients particuliers

ARC-FACEF-CERQ, l'ACEF de Québec et la Coalition industrielle recommandent une allocation directe des coûts des clients particuliers. Pour ces intervenants, les coûts spécifiques à une fonction spécifique ou à un client particulier ne devraient pas être supportés par les autres utilisateurs du réseau.⁸³⁴

Interconnexions

ARC-FACEF-CERQ et l'ACEF de Québec recommandent une allocation spécifique de l'activité Exportation.

L'**ACEF de Québec** souligne la nécessité d'un partage équitable des coûts et d'une attribution à l'activité Exportation de ses «*vrais coûts*». Pour l'intervenante, il faudrait également assurer des revenus stables et suffisants pour récupérer les vrais coûts impliqués par les exportations année après année.⁸³⁵

L'**ACEF de Québec** distingue l'interconnexion de Churchill Falls des autres interconnexions. À cet effet, l'intervenante propose un partage des coûts de l'interconnexion de Churchill Falls entre les exportations et la charge locale, en réservant l'énergie et les services de transport les moins coûteux à la charge locale.⁸³⁶

⁸³¹ NS, 25 mai, volume 26, pages 80 et 81.

⁸³² Argumentation d'Énergie NB, page 43.

⁸³³ Argumentation d'Énergie NB, page 44.

⁸³⁴ Coalition-5, page 23, paragraphe 5.2.8; Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, pages 18 et 19; ACEF de Québec-1, page 51.

⁸³⁵ ACEF de Québec-1, page 40.

⁸³⁶ Réponses de l'ACEF de Québec aux demandes de renseignements, page 24.

L'intervenante fait la même évaluation que le transporteur du surcoût relatif à la ligne à courant continu par rapport aux équipements en courant alternatif, soit 15 %. Pour l'intervenante, ce surcoût devrait être alloué entièrement au service de point à point.⁸³⁷

Selon **ARC-FACEF-CERQ**, le législateur n'a pas clairement spécifié dans la Loi qu'il incluait les interconnexions au réseau de transport. Pour l'intervenant, une interconnexion pourrait se substituer à des équipements de production.⁸³⁸

ARC-FACEF-CERQ recommande le dépôt d'une étude pour l'activité « Exportation » incluant deux fonctions : Interconnexion et Courant continu. L'expert Co Pham estime que le coût de l'activité Exportation devrait être évalué sur la base des coûts marginaux à long terme du transport. Selon lui, l'objectif de l'étude serait d'éviter aux consommateurs locaux d'avoir à subventionner, à travers leurs tarifs de transport, l'activité d'exportation du transporteur.⁸³⁹

Pour l'expert, une allocation distincte des interconnexions est en général reconnue dans l'industrie.⁸⁴⁰

Selon l'intervenant, la fonction Interconnexions a beaucoup de similitudes avec la fonction Courant continu : coût élevé et peu amorti des nouveaux équipements, ainsi que l'utilisation intensive aux transactions avec les réseaux voisins. Sans une détermination adéquate des proportions de responsabilité de chacune de ces activités dans le coût des interconnexions, l'allocation est douteuse.⁸⁴¹

De plus, l'expert considère que le critère utilisé par le transporteur, soit la puissance coïncidente, pour allouer le coût des interconnexions ne constitue pas forcément un bon paramètre d'allocation des coûts des équipements d'interconnexion. La fréquence d'utilisation et le volume d'énergie transportée pourraient se révéler plus appropriés à cet égard pour ce type d'équipements en particulier.⁸⁴²

Selon ARC-FACEF-CERQ, une allocation des coûts par fonction permettrait un signal de prix plus juste pour l'activité « Exportation ».⁸⁴³ ARC-FACEF-CERQ invoque également le

⁸³⁷ ACEF de Québec-1, page 39.

⁸³⁸ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 35.

⁸³⁹ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, pages 46 et 47.

⁸⁴⁰ ARC-FACEF-CERQ-2, document 3, page 20.

⁸⁴¹ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 47.

⁸⁴² Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, pages 46 et 47.

⁸⁴³ ARC-FACEF-CERQ-1, document 2, page 8.

coût plus élevé de la ligne à courant continu, comparativement aux autres lignes à courant alternatif.

Selon la **Coalition industrielle**, le coût des fonctions doit être alloué aux clients selon leur utilisation.⁸⁴⁴

Le **transporteur** plaide qu'une allocation des coûts des interconnexions :

« seulement sur la base du taux d'utilisation des interconnexions aurait pour effet d'ignorer complètement le rôle d'approvisionnement et de fiabilité que jouent les interconnexions pour les besoins internes. »⁸⁴⁵

Le transporteur soumet en argumentation qu'il est normal que le facteur d'utilisation annuel d'un équipement de pointe ou de fine pointe, tel le RMCC, soit relativement faible.⁸⁴⁶ Malgré le faible facteur d'utilisation qui le caractérise, ce type d'équipement demeure utile et nécessaire pour l'alimentation de la charge locale en période de pointe et son coût doit ainsi être reflété dans les tarifs. Le transporteur affirme que ceci est, d'ailleurs, la pratique dans le gaz. Il se réfère en particulier au cas de stockage de gaz naturel à l'usine LSR de la Société en commandite Gaz Métropolitain.⁸⁴⁷

Le transporteur évalue à 15 % le coût additionnel d'avoir retenu la technologie à courant continu par rapport à la technologie à courant alternatif. Le transporteur affirme cependant que la ligne à courant continu génère des revenus qui excèdent largement son coût additionnel.⁸⁴⁸

Le **GRAME-UDD** appuie la proposition du transporteur. Selon l'intervenant, les interconnexions profitent à la charge locale de multiples façons et rendent des services à l'environnement en permettant à Hydro-Québec de vendre ses surplus d'hydroélectricité dans la région du Nord-Est, et ainsi contribuer à la réduction des émissions de GES et d'autres polluants atmosphériques dans cette région. Selon le GRAME-UDD, il serait particulièrement difficile pour la Régie, si elle décidait d'allouer le coût des interconnexions d'une façon différente de celle d'Hydro-Québec, de lui attribuer une valeur monétaire. Une allocation différente du coût des interconnexions nuirait également à la situation concurrentielle de l'hydroélectricité québécoise dans le Nord-Est.⁸⁴⁹

⁸⁴⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, page 89; NS, 25 mai 2001, volume 26, page 163.

⁸⁴⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 132.

⁸⁴⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 64 et 65.

⁸⁴⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, page 65.

⁸⁴⁸ HQT-13, document 14, page 23; Argumentation d'Hydro-Québec, page 132.

⁸⁴⁹ GRAME-UDD-1, page 30.

Répartition des coûts entre la puissance et l'énergie et allocation des coûts entre les services

L'ACEF de Québec estime que la méthode 1-CP respecte la causalité des coûts si et seulement si le coût du transport est linéaire en puissance. Or, en présence d'économies de réseau ou d'échelle, le coût de transport ne peut être considéré linéaire en puissance. Pour l'ACEF de Québec, la méthode 1-CP ne respecte pas la causalité des coûts, mais constitue un mode de répartition du revenu requis.⁸⁵⁰

L'ACEF de Québec recommande l'utilisation d'une méthode qui tienne compte de l'énergie. L'intervenante rejoint la proposition d'ARC-FACEF-CERQ concernant la préférence pour la méthode «*Utilisation du réseau*» avec comme «*second best*» la méthode basée sur les 12-CP.⁸⁵¹

L'ACEF de Québec partage également l'avis de M. Co Pham, expert d'ARC-FACEF-CERQ, à l'effet qu'une assimilation de la composante énergie aux coûts variables ne serait pas appropriée⁸⁵² et que le coût d'une composante énergie soit pris en compte dans l'étape d'investissement.⁸⁵³

Pour l'intervenante, la considération d'une composante énergie est également justifiée par l'importance des équipements qui ne sont pas reliés à la pointe du réseau.

*« [...] au moins le tiers des coûts ne sont pas liés à l'équipement de pointe mais plutôt à l'offre régulière et continue sur toute l'année : le service d'entretien et de réparation du réseau se fait par exemple en période hors pointe, ce qui permet d'utiliser la surcapacité du réseau pour faire l'entretien sur certaines lignes. »*⁸⁵⁴

L'intervenante soutient que l'allocation des coûts communs devrait se faire sur la base de l'énergie transitée et de la puissance appelée.⁸⁵⁵

En outre, l'ACEF de Québec considère que la facturation sur la base de l'énergie est possible, souhaitable et ne devrait pas soulever de difficultés de mesurage. Ce type de facturation serait prévu dans l'article 24.1 des «*Tarifs et conditions*».⁸⁵⁶

⁸⁵⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 19.

⁸⁵¹ ACEF de Québec-5, page 12.

⁸⁵² ACEF de Québec-5, page 4.

⁸⁵³ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 91.

⁸⁵⁴ ACEF de Québec-5, page 3.

⁸⁵⁵ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 41.

⁸⁵⁶ ACEF de Québec-1, page 54.

ARC-FACEF-CERQ propose une méthode d'allocation des coûts qui intègre une composante énergie.

L'expert Co Pham considère que la proposition du transporteur ne tient pas compte des moments creux de l'année.⁸⁵⁷ Selon l'expert, le transporteur allouerait sans discernement le coût de tout équipement portant le titre de « équipement de transport » dans la catégorie puissance, même s'il s'agit d'un équipement à vocation énergétique.⁸⁵⁸ De plus, la méthode proposée par Hydro-Québec manque de précision dans l'allocation de certaines fonctions spécifiques.⁸⁵⁹

ARC-FACEF-CERQ soutient que l'écart existant entre les demandes en hiver et en été ne constitue pas une raison suffisante permettant de justifier l'adoption de la méthode basée uniquement sur la pointe coïncidente (1-CP). Il serait plus équitable de considérer la causalité des coûts.⁸⁶⁰

Selon ARC-FACEF-CERQ, les trois tests de la FERC soumis par Hydro-Québec ne sont pas concluants. Pour l'expert Co Pham, un de ces tests respecte à peine la norme (78 % vs 80 %) et il suffirait d'un programme sérieux en efficacité énergétique, d'un taux de croissance du secteur industriel supérieur au secteur résidentiel ou des marchés américains grandissants ayant leur pointe en été pour modifier totalement les résultats de ce test.⁸⁶¹

Selon l'expert Co Pham, la méthode proposée par le transporteur favoriserait les exportations d'Hydro-Québec.⁸⁶²

ARC-FACEF-CERQ estime que la question des composantes puissance et énergie est fondamentale pour des raisons de cohérence méthodologique avec l'allocation par catégorie tarifaire des coûts de transport alloués au distributeur lors de la cause distribution.⁸⁶³

ARC-FACEF-CERQ réfère au pacte social et les choix qui ont été faits dans la manière d'alimenter les consommateurs en énergie et en puissance qui seraient des caractéristiques uniques du système électrique québécois.⁸⁶⁴

⁸⁵⁷ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 46.

⁸⁵⁸ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 25.

⁸⁵⁹ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 50.

⁸⁶⁰ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 75.

⁸⁶¹ ARC-FACEF-CERQ-2, document 3, page 31; Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 81.

⁸⁶² ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 36.

⁸⁶³ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, pages 27 et 28.

⁸⁶⁴ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 29.

L'expert considère que l'association des frais fixes à la puissance et des frais variables à l'énergie n'est qu'une façon empirique de répartir les coûts. Selon lui, cette approche est inapplicable au cas d'Hydro-Québec.⁸⁶⁵

Pour l'intervenant, les lignes associées à la production ne transportent pas uniquement de la puissance. Une grande part de leur rôle est aussi de transporter des quantités massives d'énergie des centrales jusqu'aux grands centres de consommation. L'allocation des coûts du transporteur devrait refléter cette réalité qui n'existe pas dans un réseau thermique, par exemple, où il peut être davantage question de puissance pour l'allocation des coûts.⁸⁶⁶

Selon l'expert d'ARC-FACEF-CERQ, la vocation du réseau à très haute tension est d'acheminer de l'énergie plus que de la puissance.⁸⁶⁷ De son point de vue :

« les centrales éloignées et les lignes de transport à très haute tension jouent en tandem. Leur produit commun est l'électricité qui comprend une forte proportion de la composante énergie et une proportion plus faible de la composante puissance de pointe. »⁸⁶⁸

L'expert affirme qu'une partie importante des installations à très haute tension n'aurait jamais vu le jour sans le choix d'Hydro-Québec de construire des centrales hydroélectriques éloignées.⁸⁶⁹ La répartition puissance-énergie du coût du transport découle ainsi de l'existence des installations à très haute tension raccordant les centrales éloignées. Le coût de ces installations devrait être alloué entre la puissance et l'énergie de la même manière que l'est le coût des centrales raccordés par ces équipements.⁸⁷⁰ Pour l'expert, les complexes hydroélectriques seraient d'abord et avant tout des sources d'énergie⁸⁷¹.

L'expert signale que le coût des centrales intègre une composante énergie à raison de 67 % :

« le coût des centrales inclut ou englobe la composante puissance et énergie, à la fois les deux. Hydro-Québec a présenté, dans la cause tarif de fourniture, une proportion de trente-trois pour cent (33 %) pour la puissance et de soixante-sept pour cent (67 %) pour l'énergie. »⁸⁷²

Selon l'expert, la capacité énergétique (TWh/an) déterminée par les apports d'eau est un facteur important dans le choix d'investissement.⁸⁷³ M. Co Pham précise que « la capacité

⁸⁶⁵ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 27.

⁸⁶⁶ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 73.

⁸⁶⁷ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 19.

⁸⁶⁸ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 20.

⁸⁶⁹ ARC-FACEF-CERQ-2, document 3, page 10.

⁸⁷⁰ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 89.

⁸⁷¹ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 20.

⁸⁷² NS, 31 mai 2001, volume 29, page 83.

⁸⁷³ ARC-FACEF-CERQ-2, document 3, page 6.

énergétique est une première contrainte que les ingénieurs, que les planificateurs doivent prendre en compte. »⁸⁷⁴ Pour l'expert, « *il ne faut pas se contenter des avis des ingénieurs de planification, il faut voir ce que ça donne à la sortie des centrales* ».⁸⁷⁵

De son point de vue, Hydro-Québec, entreprise intégrée verticalement, a toujours planifié le réseau de transport de façon intégrée et, pour cette raison, on peut considérer qu'une partie très importante des lignes a été planifiée de façon très intégrée avec les centrales pour minimiser les coûts totaux.⁸⁷⁶

L'expert souligne que l'inclusion d'une composante énergie dans le coût de transport a été reconnue dans l'industrie, notamment par l'APPA et la NARUC.⁸⁷⁷

De plus, l'expert précise que l'allocation des coûts du transport à très haute tension entre la puissance et l'énergie a longtemps été une pratique à Hydro-Québec :

*« Hydro-Québec avait utilisé, pendant plusieurs années, une méthodologie qui allouait le coût du transport à très haute tension à la fois à l'énergie et à la puissance [...] Le coût du transport à haute tension, dit "répartition" autrefois, était attribué à la puissance. »*⁸⁷⁸

ARC-FACEF-CERQ fournit à cet effet, en preuve, la pièce ARC-FACEF-CERQ-7 portant sur le document « Les coûts de fourniture de l'électricité » datant de février 1986 et émis par Hydro-Québec.

En audience, le **transporteur**⁸⁷⁹ précise cependant que cette approche était utilisée alors par Hydro-Québec dans un contexte différent.

*« Nous avons effectivement utilisé par le passé une méthode de puissance et d'énergie pour allouer les coûts de transport qu'on appelait les coûts de transport associés. Ça, ça s'est fait dans un contexte d'allocation de coûts de détail, c'était ça qui était fait à l'époque. »*⁸⁸⁰

ARC-FACEF-CERQ mentionne que le changement de « contexte » depuis l'ouverture des marchés américains de l'électricité ne justifie en rien un changement de méthode d'allocation aussi draconien que celui proposé par Hydro-Québec. Au contraire, il est encore plus important que jamais que les coûts soient alloués de la manière la plus juste et équitable

⁸⁷⁴ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 83.

⁸⁷⁵ NS, 31 mai 2001, volume 29, pages 83 et 84.

⁸⁷⁶ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 84.

⁸⁷⁷ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, pages 28 et 29.

⁸⁷⁸ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 23.

⁸⁷⁹ NS, 17 mai 2001, volume 21, pages 114 et 115.

⁸⁸⁰ NS, 17 mai 2001, volume 21, page 115.

envers les consommateurs québécois et que les résultats de l'application de la méthode retenue reflètent cette préoccupation première.⁸⁸¹

ARC-FACEF-CERQ propose de prendre en compte une répartition des coûts de puissance et d'énergie par deux choix possibles : la méthode « Utilisation du système » ou la méthode des 12-PC.⁸⁸²

L'expert recommande comme premier choix la méthode « Utilisation du système » qui permet, selon lui, de refléter avec précision les caractéristiques particulières du réseau d'Hydro-Québec, sur une base objective.

« La beauté de cette méthode-là, que ce soit pour la production ou bien pour le transport, c'est un établissement de la part des coûts de puissance et d'énergie d'une façon objective. C'est un établissement objectif. Les données sont mesurables, la Régie peut contrôler, peut vérifier ces données-là. Il n'y a pas de favoritisme ou bien de biais imputé par cette méthode-là. »⁸⁸³

Toutefois, l'expert Co Pham signale la longueur des délais d'application de la méthode « Utilisation du système »⁸⁸⁴, cette dernière étant « exigeante en termes de données ».⁸⁸⁵

Pour sa part, la méthode des 12 pointes coïncidentes est plus simple d'application et bien connue dans l'industrie électrique nord-américaine.⁸⁸⁶

Faute de données, de ressources et de temps, l'expert précise qu'il n'a pu effectuer des allocations par niveau de tension ni d'allocations distinctes pour certaines fonctions, pour la présente cause. Aux fins de calcul de la méthode « Utilisation du système », l'expert s'appuie sur les facteurs d'utilisation du réseau pour déterminer les parts du coût de transport attribuées à la puissance et à l'énergie, soit respectivement environ 38 % et 62 %.⁸⁸⁷

L'expert en arrive à la conclusion que, de toutes les méthodes étudiées, la méthode proposée par Hydro-Québec exige la facture la moins élevée à son activité d'exportation.⁸⁸⁸

⁸⁸¹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 81.

⁸⁸² NS, 31 mai 2001, volume 29, page 98.

⁸⁸³ NS, 31 mai 2001, volume 29, pages 102 et 103.

⁸⁸⁴ ARC-FACEF-CERQ-1, document 2, page 6.

⁸⁸⁵ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 103.

⁸⁸⁶ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 51.

⁸⁸⁷ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 33.

⁸⁸⁸ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 34.

L'expert fait une évaluation, à titre indicatif, des résultats obtenus avec quatre méthodes d'allocation.

METHODE	Coûts en M\$	
	Charge locale	Service de point à point
Méthode 1-CP et coût attribué à 100 % à la puissance (proposition du transporteur);	2 385	289
Méthode « Utilisation du système »;	2 345	329
Méthode « 12-PC »;	2 304	370
Coût attribué à 100 % à l'énergie.	2 320	354

Le **transporteur** conteste que l'équité veuille dire que seule la façon d'ARC-FACEF-CERQ d'allouer les coûts du réseau de transport d'électricité est équitable puisqu'elle sert le mieux les intérêts des clients qu'ils prétendent représenter. Selon le transporteur, la méthode « *Utilisation du système* » proposée par le regroupement n'est utilisée nulle part ailleurs.⁸⁸⁹

Concernant l'allocation de la part puissance des coûts des lignes à très haute tension, l'expert d'**ARC-FACEF-CERQ** recommande la méthode 1-CP⁸⁹⁰. Selon lui, la puissance coïncidente explique la notion d'utiliser le réseau de transport.⁸⁹¹

Pour la partie du réseau dont l'utilisation peut être très régionale, très particulière à un quartier, à une zone particulière, l'expert recommanderait la méthode d'allocation basée sur la puissance non coïncidente⁸⁹² (1-NCP).

ARC-FACEF-CERQ s'oppose à la méthode d'allocation des coûts basée sur les 12-CP non coïncidentes proposée par OC. Selon le regroupement, cette méthode reflèterait très mal le besoin en énergie et celui en puissance dans un réseau centralisé comme celui d'Hydro-Québec.⁸⁹³

Dans son argumentation, la **Coalition industrielle** plaide que la conception du réseau de transport est faite aux fins de rencontrer la puissance maximale appelée sur le réseau et que les courbes de puissance appelées sur le réseau qui ont été mises en preuve démontrent effectivement une pointe marquée pendant les mois d'hiver.

⁸⁸⁹ Réplique d'Hydro-Québec, page 15.

⁸⁹⁰ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 111.

⁸⁹¹ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 111.

⁸⁹² NS, 31 mai 2001, volume 29, page 111.

⁸⁹³ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 85.

Pour la Coalition industrielle, la méthode basée sur la pointe annuelle constituerait la seule façon de respecter le principe de l'utilisateur payeur tout en envoyant un signal de prix efficace à la clientèle.⁸⁹⁴

Selon l'expert, pour la composante Interconnexion, il est difficile de déterminer si la méthode « 1-CP » est la méthode la plus appropriée.⁸⁹⁵

OC partage la préoccupation d'ARC-FACEF-CERQ sur la nécessité d'une cohérence méthodologique avec la répartition des coûts de transport entre les classes de clientèles du distributeur. Les experts John Todd et Bruce Bacon mentionnent à cet égard :

« The evidence of HQT recognizes the contribution that end-use customer rate classes make to the total demand of the local load. (HQT-4, Document 2, page 13)[...] distribution rates for end-use customers should reflect HQT's approved cost allocation methodology. In using the 1-CP approach to set rates, the company is implicitly adopting a 1-CP approach to cost allocation. It should be recognized that an issue in setting distribution rates will be whether this cost allocation methodology should "flow-through" to distribution customers. The HQT cost allocation methodology therefore should embody an appropriate approach to allocating costs among distribution customer classes as well as among transmission customers. »⁸⁹⁶

Les experts sont d'accord avec le transporteur à l'effet que les coûts de transport devraient être octroyés entièrement à la puissance étant donné que les coûts du réseau de transport, pour l'essentiel, ne varient pas avec les volumes annuels transportés.⁸⁹⁷

Néanmoins, selon les experts, en justifiant l'utilisation de la méthode 1-CP par le fait que le réseau de transport a été conçu et construit pour satisfaire les besoins de capacité lors de la pointe maximale en hiver, laquelle ne se produit que dans une seule des 8760 heures de l'année, le transporteur s'en tient à une approche de pure causalité des coûts.⁸⁹⁸

Par ailleurs, les experts mentionnent la différence entre la méthode d'allocation des coûts (1-CP) et celle de facturation proposées par le transporteur (1-NCP). Ceci pourrait conduire à une récupération excessive des revenus requis au cas où la pointe des clients ne coïnciderait pas avec celle du réseau.⁸⁹⁹

⁸⁹⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, page 98.

⁸⁹⁵ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 231.

⁸⁹⁶ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., page 5.

⁸⁹⁷ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., page 8.

⁸⁹⁸ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., page 10.

⁸⁹⁹ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., page 4.

Pour les experts, la méthode « 1-CP » serait davantage indiquée pour un système présentant des problèmes de congestion, ce qui n'est pas le cas pour le réseau de transport d'Hydro-Québec, selon le transporteur.⁹⁰⁰

Les experts d'OC concluent que l'approche « 1-CP » pénalise la charge locale.

« Since the HQT proposed rate design is not consistent with the rate design used in surrounding areas, the 1-CP method can be characterized as an approach that benefits Point-to-Point service, including export sales, at the expense of local load. In effect, the methodology proposed by HQT will increase the profitability of export sales, an unregulated activity of Hydro-Québec, at the expense of domestic customers, onto whom costs are shifted. »⁹⁰¹

Selon OC, les réservations du point à point étant fortement liées aux conditions de marché dans les réseaux avoisinants, donc très volatils, l'existence de la charge locale constitue une assurance d'activité sur le réseau de transport permettant de préserver des revenus très importants pour Hydro-Québec.⁹⁰²

Selon les experts d'OC, la méthode basée sur les 12 pointes non coïncidentes et celle fondée sur les 12 pointes coïncidentes sont deux méthodologies qui permettent de concilier les principes de causalité des coûts avec les objectifs d'équité et d'efficacité.⁹⁰³

Les experts considèrent qu'une approche qui reconnaît explicitement les caractéristiques de la demande tout au long de l'année permettra de recouvrer les coûts d'une manière plus équitable que la 1-CP.⁹⁰⁴

OC fait une analogie avec la distribution du gaz où l'allocation des coûts distingue deux types de conduites, deux relations causales que sont la contribution à la pointe coïncidente et l'utilisation du réseau en dehors de la période de pointe et deux composantes de coûts, soit une composante «volume annuel retiré» et une composante «capacité». L'intervenante réfère à la décision G-429⁹⁰⁵ de la Régie. Pour l'intervenante, sa proposition (« 12 NCP » ou « 12-CP ») permettrait de respecter les deux relations causales que la Régie a recherchées dans cette décision. Par ce fait, OC juge que sa proposition présente un caractère durable,

⁹⁰⁰ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., pages 10 et 11.

⁹⁰¹ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., page 12.

⁹⁰² Argumentation d'OC, page 40.

⁹⁰³ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., page 15.

⁹⁰⁴ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., pages 15 et 16.

⁹⁰⁵ Ordonnance G-429 de la Régie de l'électricité et du gaz, dossier 3028-85, 2 octobre 1985.

comme l'est l'approche adoptée dans la décision G-429 de la Régie datant de 1985 et encore en vigueur à ce jour.⁹⁰⁶

Concernant les tests de la FERC présentés par le transporteur, OC est d'avis qu'ils possèdent seulement une valeur indicative.⁹⁰⁷ En outre, l'intervenante mentionne que l'évolution de la demande du réseau du transporteur tendra à justifier l'utilisation d'une méthode « 12-CP ». Ceci amènerait la Régie à reconsidérer dans un futur proche sa décision si la méthode « 1-CP » devait être retenue dans le présent dossier.⁹⁰⁸

Le **RNCREQ** s'objecte à la proposition du transporteur et recommande l'adoption de la méthode d'allocation des coûts basée sur les 12 pointes coïncidentes « 12-CP ».

Pour les experts du RNCREQ, la proposition du transporteur va à l'encontre du « *pacte social* ».⁹⁰⁹

*« The pacte social is generally understood to include, among other things, ensuring that the costs of serving residential users are shared by other categories of consumers. We see no reason why this cross-subsidization should be limited to industrial and commercial end-users and should not also include Hydro-Québec's exports and other users of the transmission system. »*⁹¹⁰

Selon les experts du RNCREQ, la méthode qu'ils recommandent est en conformité avec l'Ordonnance 888 de la FERC et du Tarif pro forma.⁹¹¹ L'approche « 12-CP » est, de leur point de vue, plus équitable. Elle concilie davantage l'intérêt public, la protection du consommateur et le traitement équitable du transporteur, comme l'exige l'article 5 de la Loi.⁹¹²

Le RNCREQ rejoint la position de l'ACEF de Québec et d'ARC-FACEF-CERQ et d'OC sur l'aspect non déterminant des tests de la FERC pour le choix de la méthode 1-CP tel que soumis par le transporteur.⁹¹³

⁹⁰⁶ Argumentation d'OC, pages 41 à 43.

⁹⁰⁷ Argumentation d'OC, page 44.

⁹⁰⁸ Argumentation d'OC, page 14.

⁹⁰⁹ Argumentation du RNCREQ, page 82.

⁹¹⁰ RNCREQ-18, pages 47 et 48.

⁹¹¹ RNCREQ-18, page 43.

⁹¹² RNCREQ-18, page 48.

⁹¹³ Argumentation du RNCREQ, page 82.

5.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie considère utile de rappeler certaines dispositions pertinentes de la Loi pour rendre sa décision sur l'allocation des coûts.

L'article 2 de la Loi définit le «réseau de transport d'électricité» comme l'ensemble des installations destinées à transporter l'électricité.

L'article 32, alinéa 1, paragraphe 2, établit la compétence de la Régie en matière d'allocation des coûts, en ces mots :

« La Régie peut [...] déterminer la méthode d'allocation du coût de service applicable au transporteur d'électricité ou au distributeur d'électricité ou à un distributeur de gaz naturel ;[...]. »

L'article 49, alinéa 1, paragraphe 6, établit le lien entre l'allocation des coûts et la fixation d'un tarif. Cet article mentionne que lorsque la Régie fixe ou modifie un tarif, elle doit notamment :

« [...] tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs [...]. »

Comme mentionné en preuve par plusieurs experts, le processus d'allocation des coûts comprend normalement trois grandes étapes :

- le rangement des coûts par fonction;
- la répartition des coûts selon les composantes puissance, énergie et abonnement;
- l'allocation des coûts entre les catégories tarifaires pouvant être assimilées ici aux services de transport.

Les résultats de cet exercice d'allocation des coûts servent ensuite d'intrants à l'exercice d'établissement de la structure tarifaire qui, en plus des coûts, peut faire intervenir d'autres facteurs dans le but d'établir des tarifs justes et raisonnables.

La Régie considère qu'en vertu de sa mission première, qui en est une de régulation économique, et des exigences de la Loi, incluant celle de s'assurer que les tarifs sont justes et raisonnables, une allocation des coûts selon les trois étapes ci-dessus est nécessaire, indépendamment de la structure tarifaire adoptée. Il s'agit, en fait, de déterminer avec un degré d'exactitude suffisant quels sont les coûts attribuables à chaque service.

Selon la Régie, il est important, dans un premier temps, de souligner la distinction entre les étapes de l'allocation des coûts et de la fixation des tarifs.

Le transporteur propose d'établir le tarif de transport en divisant la totalité du revenu requis résiduel par la pointe annuelle.

La méthodologie proposée est, en fait, un cas particulier de la méthode générale mentionnée précédemment. La proposition revient à considérer une seule fonction de coûts, à allouer la totalité des coûts à la puissance et à allouer ces derniers selon les besoins de chacun des services considérés, soit la charge locale, le service en réseau intégré et le service de point à point ferme à long terme, au moment de la pointe du réseau.

Bien que plusieurs intervenants s'opposent à la méthodologie proposée par le transporteur pour diverses raisons, aucun n'a déposé une alternative complète que la Régie pourrait, à ce stade-ci, retenir comme assise de sa décision. En général, ces intervenants réclament une étude détaillée et rigoureuse sur l'allocation des coûts.

De plus, la Régie note que, bien que la plupart des intervenants souhaitent des modifications à la méthodologie, les résultats qu'ils recherchent sont très divergents. Certains s'attendent à voir diminuer la facture de la charge locale, alors que d'autres cherchent à baisser les tarifs de point à point. Selon la Régie, et comme le mentionne le transporteur lui-même, si certains coûts peuvent être soustraits de certains services, d'autres coûts peuvent aussi s'y rajouter. Seule une étude suffisamment détaillée permettrait d'en préciser le résultat final.

Par ailleurs, tel que déjà mentionné dans sa décision D-2000-102, la Régie ne voit aucune pertinence dans une étude visant à établir les coûts ou la rentabilité des exportations, comme le réclament certains intervenants. Il est exact qu'une modification des tarifs de transport pourrait affecter le coût des exportations. Cependant, la Régie n'a aucune compétence sur les exportations.

Dans le cadre d'un premier dossier tarifaire du transport d'électricité étudié devant la Régie, tous les participants à l'audience ont pu se familiariser avec les données du transporteur. Certaines avenues n'ont toutefois pu être explorées avec toutes les données nécessaires à l'appui.

Ne disposant pas d'une étude suffisamment détaillée à ce niveau, la Régie accepte, pour la présente décision, de considérer la totalité des coûts en puissance, tel que proposé par le transporteur.

Dans ces circonstances, la Régie accepte la proposition du transporteur d'allouer l'ensemble des coûts de transport selon la pointe annuelle.

Toutefois, étant donné le degré insuffisant de précision de l'étude produite par le transporteur, la Régie ne peut conclure de façon définitive sur le caractère adéquat ou non de l'approche du transporteur dans une perspective à moyen et à long terme. La Régie juge nécessaire de disposer, pour ce faire, d'une étude d'allocation des coûts effectuée suivant les règles de l'art de la tarification tout comme cela est pratique courante pour établir les tarifs dans le domaine gazier au Québec.

La Régie ordonne au transporteur de déposer, dans un délai maximum d'un an après la parution de la présente décision, une étude d'allocation des coûts incluant les trois étapes susmentionnées et reflétant les préoccupations de la Régie.

Allocation des coûts par fonction

La Régie retient que les coûts par fonction fournis par le transporteur dans la pièce HQT-10, document 2, l'ont été à titre indicatif, à la suite de la décision D-2000-102 de la Régie, mais que les informations en preuve doivent être utilisées avec discernement.

Selon la Régie, le degré de « fonctionnalisation » des coûts doit tenir compte de trois grands aspects :

- la conception et les caractéristiques d'exploitation des divers équipements de transport;
- les différentes caractéristiques de coûts;
- le type et la nature des services offerts.

La Régie considère que les fonctions, telles que détaillées dans la pièce HQT-10, document 2, constituent une base de départ raisonnable aux fins d'allocation des coûts, eu égard aux caractéristiques du réseau du transporteur. Néanmoins, la preuve au dossier fait ressortir la nécessité d'une attention particulière de certaines installations, tels que les équipements associés aux centrales de production et les interconnexions.

La Régie demande au transporteur de distinguer, en plus du niveau de tension, les équipements de transport servant exclusivement au raccordement des centrales de production. Par voie de conséquence, les coûts associés à ces installations devront être clairement identifiés.

L'interconnexion avec Churchill Falls devra également être distinguée des autres interconnexions, étant donné son utilisation exclusive en mode réception.⁹¹⁴

⁹¹⁴ HQT-13, document 14, page 42.

En conséquence, la Régie demande au transporteur de produire une description des caractéristiques des équipements associés à chacune des fonctions, les coûts y associés ainsi que les valeurs brutes et nettes des immobilisations.

Répartition des coûts entre la puissance, l'énergie et l'abonnement

La Régie est d'avis que l'opportunité de la détermination d'une composante énergie dépend des caractéristiques du réseau de transport et peut varier d'une fonction à l'autre. En conséquence, l'examen doit être fait pour certaines des fonctions retenues.

La Régie constate l'importance des équipements servant au raccordement des centrales de production et la nature essentiellement hydraulique du parc de production. Elle relève que cette particularité du parc de production hydraulique a un impact sur la nature des besoins du réseau.⁹¹⁵

La preuve au dossier fait apparaître un lien entre l'électricité transitée sur les équipements de raccordement aux centrales et la production de ces centrales. Selon la Régie, ce lien doit être examiné plus en profondeur dans une prochaine étude afin de statuer s'il doit être reflété dans l'étape de répartition des coûts entre la puissance et l'énergie.

Par ailleurs, la vocation charge⁹¹⁶ ou répartition de la charge du reste des équipements constitutifs du réseau de transport justifie que les coûts de ces équipements soient à 100 % des coûts de puissance. Cette approche n'a été contestée par aucune partie.

La Régie retient, enfin, que les coûts d'abonnement associés aux clients du transporteur représentent une part minime des coûts totaux et que l'identification des frais spécifiques d'abonnement est peu ou pas utile aux fins de l'allocation des coûts.

En conséquence, la Régie demande au transporteur d'inclure, dans l'étude d'allocation des coûts ordonnée dans la présente décision, les données nécessaires pour examiner, le cas échéant, la composante énergie à appliquer au coût des postes de départ et des lignes de raccordement aux centrales.

⁹¹⁵ HQT-13, document 1.2, page 18.

⁹¹⁶ NS, 12 avril 2001, volume 8, page 158.

Allocation des coûts entre les services

La Régie accepte pour la présente cause d'allouer les coûts entre les trois services proposés, à savoir : la charge locale, le service en réseau intégré et le service de point à point à long terme.

Cependant, la définition des services qui pourraient être offerts afin de répondre adéquatement, mais de façon équitable, aux besoins exprimés par les clients pourrait, à l'avenir, ne pas se limiter aux services actuels.

Pour la présente cause, la Régie accepte de considérer que l'approche proposée par le transporteur qui équivaut à l'approche de la pointe coïncidente (1-CP) étant donné le niveau des besoins de chaque service au moment de la pointe annuelle du réseau.

La Régie considère que l'allocation des coûts entre les services de transport doit être examinée pour chaque fonction considérée séparément selon le ou les critères jugés les plus appropriés à la fonction considérée.

La Régie est consciente de la difficulté soulevée par plusieurs parties quant à la façon d'allouer les coûts des interconnexions entre les différents services du transport. Elle estime que les interconnexions font partie des installations de transport et reconnaît le rôle de ces équipements pour l'alimentation de la charge locale.

Pour ce qui est des transformateurs abaisseurs HT/MT, la preuve au dossier est à l'effet que les clients actuels du service de point à point ne les utilisent que très peu ou pas du tout. Sur cette base, la Régie estime qu'une allocation des coûts de ces équipements au pro rata des besoins à long terme reconnus pour chacun des services reflète incorrectement l'utilisation de ce type d'installations et conduit, dans ce cas particulier, à une surestimation des coûts à allouer aux clients du service de point à point.

Le coût des équipements desservant des clients spécifiques devrait normalement être attribué directement aux clients concernés. La reconnaissance d'une fonction « Attribution directe des coûts spécifiques », tels que ceux des raccordements aux clients spécifiques et aux clients du tarif L, sera utile pour une allocation plus précise des coûts entre les services de transport.

En ce qui concerne la fonction « Soutien », la Régie considère qu'une allocation, sur la base de la répartition des coûts des autres fonctions aux divers services, est davantage appropriée qu'une allocation sur la base de la pointe annuelle, de par la nature des coûts que regroupe cette fonction.

La Régie accepte, pour la présente cause, la proposition du transporteur d'allouer l'ensemble des coûts de transport selon la pointe annuelle.

La Régie ordonne au transporteur de déposer, dans un délai maximum d'un an après la parution de la présente décision, une étude détaillée d'allocation des coûts respectant les orientations de la Régie contenues dans la présente décision.

6. DETERMINATION DES TARIFS

6.1. STRUCTURE DES TARIFS

6.1.1. POSITION DES PARTIES

Principes de tarification

Selon le transporteur, la tarification proposée des services de transport a été élaborée en tenant compte des particularités du réseau de transport d'Hydro-Québec, de la tarification en vigueur depuis 1997 de même que du contexte réglementaire et juridique encadrant le transport d'électricité au Québec.⁹¹⁷

Pour le transporteur, les tarifs proposés :

« permettent la récupération des revenus requis de transport, offrent un bon signal de prix qui traduit la causalité des coûts, reflètent la nature intégrée du réseau de transport, respectent le principe d'uniformité territoriale et offrent un accès libre et comparable au réseau. »⁹¹⁸

Le D^r Ren Orans, expert de la demanderesse, considère que la structure d'un tarif (« *rate design* ») de transport devrait satisfaire aux objectifs qui y sont sous-jacents. Il mentionne :

« Transmission tariff design should:

A) meet the goals of transmission rate design,

1) to collect the transmission revenue requirement;

2) to be simple to implement and use;

3) to offer open and comparable access;

4) to be equitable, and

5) to promote efficiency;

B) be consistent with the industry standard; and

C) be appropriate for the market environment in which it is applied. »⁹¹⁹

Selon l'expert, les tarifs proposés par le transporteur respectent les sept objectifs ci-dessus, notamment⁹²⁰ les objectifs B et C :

« As I explained earlier in my testimony, Hydro-Québec's proposal is consistent with the FERC Pro Forma tariff, which is the standard tariff form used by the vast majority of all North American transmission owners. »⁹²¹

⁹¹⁷ HQT-10, document 1, page 6.

⁹¹⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, page 150.

⁹¹⁹ HQT-10, document 4, page 3.

⁹²⁰ HQT-10, document 4, pages 15 à 18

⁹²¹ HQT-10, document 4, page 17.

[...]

Québec has a centralized market environment in which efficient dispatch and reliable operation are achieved by the integrated utility. Under these conditions, a postage stamp design based on average embedded costs as proposed by Hydro-Québec is the most appropriate choice. »⁹²²

Pour le transporteur, sa proposition tarifaire est bien adaptée au contexte réglementaire et juridique encadrant le transport de l'électricité au Québec.⁹²³

L'expert, en réponse à une demande de renseignements, précise également que les tarifs de transport devraient respecter les principes de causalité des coûts et de l'utilisateur payeur :

« Transmission rates should respect cost causality and the principle of user-pay. The principle of cost causality in this context means that transmission rates are designed to collect the transmission revenue requirement of the grid built to serve all users under open access.

The user-pay principle implies that users of the transmission system should pay based on their usage of the system. »⁹²⁴

Le réseau de transport d'Hydro-Québec est un réseau conçu de façon à répondre en tout temps aux besoins en électricité qui atteignent leur maximum en période d'hiver.

Le réseau de transport doit être en mesure de répondre à cette demande. Une fois les équipements installés, les besoins de transit correspondant aux autres périodes de l'année peuvent être satisfaits à un coût marginal très faible. Il est donc nécessaire que les tarifs de transport proposés reconnaissent l'importance de la pointe annuelle dans les dépenses engagées par le transporteur pour répondre aux besoins de la charge locale.⁹²⁵

Dans sa présentation en audience, le transporteur mentionne que la tarification proposée tient compte de l'intégralité du réseau de transport et de l'uniformité territoriale.

« En conclusion, ce que nous vous proposons ici, c'est une tarification qui tient compte de l'intégralité du réseau de transport, la Loi de la Régie, articles 2 et 164.1, en se basant sur ce que tous les actifs sont utilisés ou susceptibles d'être utilisés par tous les clients et servent tous à la fiabilité du réseau de transport, à ce moment-là nous avons considéré les revenus requis comme un tout à être récupéré par tous les clients, auprès de tous les clients.

C'est une tarification qui tient compte de l'uniformité territoriale, article 49 de la Loi de la Régie de l'énergie qui indique qu'il y a uniformité territoriale [...]. »⁹²⁶

⁹²² HQT-10, document 4, page 18.

⁹²³ Argumentation d'Hydro-Québec, page 150.

⁹²⁴ HQT-13, document 1, pages 110 et 111.

⁹²⁵ HQT-10, document 1, page 6.

⁹²⁶ NS, 14 mai 2001, volume 19, page 79.

Selon le transporteur :

« C'est une tarification qui assure un traitement comparable de tous les clients, assure un accès non discriminatoire au réseau [...]. C'est une tarification qui permet une utilisation efficace des actifs de transport en donnant à la force commerciale toute la souplesse nécessaire pour obtenir une réduction des coûts assumés par la charge locale. »⁹²⁷

Dans son argumentation écrite, le transporteur considère qu'au-delà de la prise en compte des critères associés à l'allocation des coûts apportés en preuve, ceux propres à la construction et à la conception des tarifs doivent aussi être intégrés lors de cet exercice. Aux résultats de l'allocation des coûts viennent s'ajouter les autres éléments de la politique tarifaire qui alimentent la conception des tarifs.⁹²⁸

Récupération du revenu requis et tarifs au coût moyen, exprimés en \$/kW

Les tarifs de transport sont établis afin de récupérer les revenus requis de transport pour l'année témoin à partir de l'utilisation du réseau.

Le transporteur propose des tarifs de transport fondés sur les coûts moyens. De son point de vue, cette approche est la plus équitable pour les clients de charge locale.⁹²⁹

Pour le transporteur, l'approche du coût moyen permet de récupérer auprès de l'ensemble des clients les coûts de transport nécessaires pour répondre à leur utilisation du réseau.

Le D^r Ren Orans mentionne dans son témoignage écrit :

« Hydro-Québec's proposed tariff prices the Network Integration, native load, and point-to-point services based on average embedded costs, thus ensuring the full collection of the estimated transmission revenue requirement. »⁹³⁰

Cette approche est également en continuité avec la pratique tarifaire en usage au Québec et partout ailleurs, dans le domaine du transport et de la distribution, tout comme le principe de l'uniformité territoriale.⁹³¹

Le transporteur propose des tarifs à composante unique de puissance, exprimés en \$/kW. Sa position est justifiée essentiellement par le fait que la presque totalité des coûts associés au réseau de transport est allouée à la puissance.⁹³²

⁹²⁷ NS, 14 mai 2001, volume 19, page 80.

⁹²⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 135 et 136.

⁹²⁹ HQT-10, document 1, page 6.

⁹³⁰ HQT-10, document 4, page 15.

⁹³¹ HQT-10, document 1, pages 6 et 7.

⁹³² HQT-10, document 1, page 11.

Pour le transporteur, il s'agit là de la pratique usuelle dans l'industrie.⁹³³ Le transporteur réfère à cet effet au balisage qu'il a effectué auprès de compagnies canadiennes et américaines et dont les résultats font état de tarifs exprimés en \$/kW.⁹³⁴ Ce serait aussi l'approche reconnue par la FERC, le tarif pro forma étant exprimé en \$/kW.⁹³⁵

Pour le transporteur, l'ajout d'une composante énergie exprimée en ¢/kWh à la structure tarifaire actuelle exprimée en \$/kW n'est pas justifié, de par l'aspect «négligeable» des coûts variables qui définiraient la composante énergie du coût de transport.⁹³⁶

En outre, le transporteur précise qu'en général, une composante en énergie ajoutée à une structure tarifaire de transport tient compte du taux des pertes observées sur le réseau de transport. Or, il n'est pas nécessaire d'en tenir compte dans la structure tarifaire proposée puisque c'est le client du service de transport qui doit compenser les pertes ou se procurer les quantités correspondantes auprès d'un producteur lorsqu'il effectue un transit sur le réseau.⁹³⁷

Le transporteur mentionne qu'un tarif de transport en énergie applicable à tous les clients ne permettrait pas de refléter les coûts résultant des appels de puissance et encouragerait une sous-utilisation du réseau de transport.⁹³⁸

Concernant l'impact d'une tarification en puissance, le transporteur indique que ce type de tarification ne pénalise pas en soi les fournisseurs qui alimentent les clients de charge locale puisque le critère de sélection du distributeur s'appuie sur les dépenses additionnelles qu'il devra engager, et non sur leur traitement tarifaire.⁹³⁹ Par contre, un tarif de transport en énergie favoriserait les clients à faible facteur d'utilisation, notamment les producteurs d'énergie de source intermittente. En revanche, le transporteur considère cette solution comme inefficace puisqu'elle ne reflète pas les différences de coûts résultant du taux d'utilisation des capacités de transport mobilisées.⁹⁴⁰

⁹³³ HQT-10, document 1, page 1.

⁹³⁴ HQT-10, document 1.7, page 4; HQT-10, document 1.1.

⁹³⁵ HQT-10, document 1.7, page 4.

⁹³⁶ HQT-10, document 1, page 13; HQT-10, document 1.7, page 4.

⁹³⁷ HQT-10, document 1, page 13.

⁹³⁸ HQT-10, document 1, page 14.

⁹³⁹ HQT-10, document 1, page 14.

⁹⁴⁰ HQT-10, document 1, page 14.

Tarif timbre-poste

Le transporteur propose des tarifs de type timbre-poste applicables sur l'ensemble du réseau de transport d'Hydro-Québec à tous les services, y compris aux services complémentaires.⁹⁴¹

Le transporteur indique qu'avec un maintien ce type de tarif, tous les clients du transporteur conservent leur droit à un même tarif, et ce, indépendamment de leur situation géographique, du parcours utilisé pour se rendre d'un point à un autre ou de la distance parcourue par l'électricité transitée.⁹⁴²

De plus, du point de vue du transporteur, les tarifs qu'il propose respectent l'esprit de la Loi qui prescrit l'uniformité territoriale des tarifs. L'article 49, alinéa 1, paragraphe 11 de la Loi stipule que la Régie doit, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, « *maintenir, sous réserve d'un décret du gouvernement à l'effet contraire, l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité.* »⁹⁴³

Pour le transporteur, les avantages d'une telle proposition sont sa simplicité et sa conformité à ce que l'on retrouve partout ailleurs dans les secteurs électrique et gazier.⁹⁴⁴ Le D' Ren Orans écrit dans son témoignage à cet effet :

*« the tariff has a postage stamp design with well-understood terms and conditions that Hydro-Québec has already implemented. Being the industry standard, it is easy to use by all eligible customers. »*⁹⁴⁵

Selon le transporteur, toute tarification du transport qui viserait à appliquer un prix différent aux producteurs d'électricité en fonction de leur situation géographique pourrait remettre en question le rôle de l'électricité dans le développement régional du Québec. Elle serait également incohérente avec la tarification du transport du gaz naturel au Québec et son impact sur les centrales thermiques. Le transporteur souligne à cet égard que SCGM a récemment éliminé la tarification par zone au profit de tarifs uniformes sur l'ensemble du territoire québécois.⁹⁴⁶

M. Priddle, expert du transporteur, fait un parallèle avec l'expérience dans le transport du gaz au Canada dont les tarifs ont été caractérisés par une base tarifaire unique et un tarif timbre-poste s'appliquant à des régions très vastes et pendant une période très longue.⁹⁴⁷

⁹⁴¹ HQT-10, document 1, page 7.

⁹⁴² HQT-10, document 1, page 7.

⁹⁴³ HQT-10, document 1, page 7.

⁹⁴⁴ HQT-10, document 1, page 7.

⁹⁴⁵ HQT-10, document 4, page 15.

⁹⁴⁶ HQT-10, document 1, page 8.

⁹⁴⁷ NS, 14 mai 2001, volume 19, pages 91 à 92.

L'expert note cependant des exceptions à l'application de cette approche dite « *rolled-in* » :

« There are separate rate bases in some special circumstances, but they fall outside the above definition. The most notable example is the maintenance by Westcoast Energy of separate rate bases for mainline transmission on the one hand and for gathering and gas processing on the other, but these are technically and economically separate businesses. »

Le transporteur affirme que l'uniformité des tarifs « *ne représente pas un obstacle au choix d'une source de production à moindre coût pour l'alimentation de la charge locale* ». ⁹⁴⁸ Il précise également qu'il n'a donc pas à favoriser, par sa tarification, une source d'énergie par rapport à une autre puisque l'ensemble des paramètres sera pris en compte dans le choix des fournisseurs.

Le D^r Ren Orans considère que dans un marché centralisé, comme c'est le cas pour Hydro-Québec, un tarif timbre-poste applicable à tous les services de transport s'avère le choix le plus judicieux puisque la répartition efficace et la fiabilité des opérations sont déjà assurées par l'entreprise intégrée. L'expert précise que dans cette structure centralisée, le rôle premier de la tarification du transport est de fournir un accès au réseau de transport aux producteurs indépendants, aux mêmes conditions et tarifs que l'entreprise intégrée offre à sa propre production. Pour veiller au fonctionnement efficace et fiable du réseau d'électricité de gros, l'entreprise intégrée n'a pas besoin d'avoir recours à une structure tarifaire sophistiquée visant à coordonner et programmer les transactions entre plusieurs acheteurs et vendeurs d'énergie de marchés décentralisés. Un tarif timbre-poste, simple et basé sur les coûts moyens, suffit, selon l'expert, à assurer un accès comparable au réseau dans un marché centralisé. ⁹⁴⁹

Tarification par fonction

Le transporteur s'oppose à une tarification par fonction. Le transporteur justifie sa position par la complexité élevée que représente une structure tarifaire par fonction et du risque d'iniquité qu'elle introduit. ⁹⁵⁰

Pour le transporteur, l'essentiel dans la construction des tarifs consiste à en préserver la simplicité et à en faciliter à la fois la compréhension et la gestion, tout en s'assurant qu'ils indiquent bien au client le coût, via sa facture, qu'il occasionne pour le transporteur. ⁹⁵¹

⁹⁴⁸ HQT-10, document 1, page 8.

⁹⁴⁹ HQT-10, document 4, page 8.

⁹⁵⁰ HQT-10, document 1, page 33.

⁹⁵¹ HQT-10, document 1, pages 32 et 33.

Une tarification du transport par fonction serait également «inéquitable » car elle pourrait conduire à un transfert de coût à des clients dont l'implantation a été réalisée alors que le réseau était considéré comme un tout indissociable.⁹⁵²

Selon le transporteur, l'identification et la définition des fonctions serait un processus à la fois arbitraire et complexe, d'autant que « *le réseau de transport du transporteur a été conçu de façon complètement intégrée.* »⁹⁵³

Le transporteur considère qu'une tarification par fonction irait à l'encontre de l'esprit et de la lettre de la Loi.⁹⁵⁴

En s'appuyant sur l'article 2 de la Loi, le transporteur soutient que l'établissement de plus d'une base de tarification serait contraire aux dispositions de la Loi. L'établissement de groupes d'actifs ou «*pools of assets*» dédiés à un service particulier, et dont les coûts seraient attribués à un seul client ou catégorie de clients, serait inapproprié et reviendrait à faire indirectement ce qui n'apparaît pas permis par la Loi.⁹⁵⁵

Selon le transporteur, l'application d'une tarification qui tiendrait compte de la situation géographique du client sur le réseau ou de la distance parcourue irait à l'encontre de l'uniformité territoriale des tarifs qui est à la base de la volonté du législateur en matière de tarification de l'électricité, tout en étant moins transparente et beaucoup plus complexe d'application.⁹⁵⁶

Uniformité des tarifs

Le transporteur propose un tarif uniforme, établi à partir d'un seul coût de service pour l'ensemble des activités de transport. Selon Hydro-Québec, ce tarif reflète le fait que le réseau est intégré et qu'il sert à rendre tous les services de transport, y compris le service de point à point.⁹⁵⁷

Tous les clients du transport (charge locale, réseau intégré, point à point) sont facturés au même prix annuel de transport.⁹⁵⁸

⁹⁵² HQT-10, document 1, page 33.

⁹⁵³ HQT-10, document 1, page 33.

⁹⁵⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, page 134.

⁹⁵⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 19.

⁹⁵⁶ HQT-10, document 1, page 34.

⁹⁵⁷ HQT-10, document 1, page 7.

⁹⁵⁸ HQT-10, document 1, page 29.

Du point de vue du transporteur, ce type de tarif permet un accès au réseau de transport d'Hydro-Québec à un prix comparable à celui de la charge locale d'Hydro-Québec, pour tous les utilisateurs, les faisant contribuer par le fait même aux coûts fixes du réseau.⁹⁵⁹

Les changements introduits dans la Loi introduisent le principe de l'uniformité territoriale. Par ailleurs, la « *Politique énergétique* » faisait plutôt référence à la « *tarification unique de l'électricité, sur l'ensemble du Québec* » ou simplement à l'uniformité des tarifs qui s'appliquait jusqu'alors aux tarifs finaux.⁹⁶⁰

Tarif de congestion

Le transporteur ne propose pas de tarif de congestion. Compte tenu du contexte actuel où le nombre de clients du transporteur est limité, du fait qu'une répartition efficace de la production est effectuée par l'opérateur du réseau de transport, et de la complexité au niveau du développement et de l'application de ces types de tarifs, le recours à un tarif de congestion n'est pas considéré dans la présente cause tarifaire.⁹⁶¹

Le transporteur mentionne que le traitement de la congestion se fait « *au moyen de la réduction des rabais affichés sur les services de point à point à court terme et au besoin, par l'interruption des transits non fermes de point à point.* »⁹⁶²

L'expert Ren Orans, en réponse à une demande de renseignements, indique que l'introduction d'un tarif de congestion serait approprié seulement si le Québec adoptait un système décentralisé caractérisé par une forte congestion.

*« Differentiated transmission rates that reflected the costs of relieving congestion would be appropriate only if Québec adopted a decentralized system which also experienced high levels of congestion. »*⁹⁶³

Le transporteur ne prévoit de congestion ni pour le court terme, ni pour le moyen ou le long terme.⁹⁶⁴

Le transporteur indique qu'il planifie actuellement son réseau de manière à éviter la congestion, et une tarification de la congestion n'est donc pas prévue à court terme.⁹⁶⁵

⁹⁵⁹ HQT-13, document 1, page 104.

⁹⁶⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 19.

⁹⁶¹ HQT-10, document 1, page 35.

⁹⁶² HQT-10, document 1, pages 34 et 35.

⁹⁶³ HQT-13, document 1, pages 108 et 109.

⁹⁶⁴ HQT-13, document 14, pages 30 et 31.

⁹⁶⁵ HQT-13, document 12, page 12.

Le transporteur précise toutefois qu'il y aurait adaptation du tarif, par ajout au tarif timbre-poste d'une tarification basée sur les coûts marginaux de court terme, advenant un accroissement significatif du nombre d'acteurs sur les marchés de gros québécois et voisins.⁹⁶⁶

Niveau des tarifs

Le transporteur propose un tarif de transport de 75,18 \$/kW/an. Ce tarif est calculé en prenant le rapport entre les revenus requis résiduels de 2 674 M\$ et la somme des pointes annuelles prévues des clients de charge locale d'Hydro-Québec et des réservations prévues pour le service de transport de point à point annuel, soit 35 570 MW.⁹⁶⁷

Selon Hydro-Québec, les tarifs de TransÉnergie ne sont pas si élevés. La hausse des tarifs de transport de 1997 à 2001 est inférieure à l'inflation.⁹⁶⁸ En réponse à une demande de renseignements, le transporteur établit une comparaison à cet effet. Les tarifs annuels auraient ainsi augmenté de 5,8 % entre 1997 et 2001, comparativement à l'inflation cumulée au cours de cette période, soit 7,2 %.⁹⁶⁹

Positions des intervenants

Pour l'ACEF de Québec, les tarifs doivent intégrer les aspects de redistribution⁹⁷⁰ et les considérations sociales.⁹⁷¹ Selon l'intervenante, dans un marché, les prix sont déterminés par un équilibre dynamique entre l'offre et la demande. Ne prendre en compte que les caractéristiques de l'offre est un comportement proprement monopolistique, décroché de la réalité des consommateurs. De même, ne pas prendre en compte l'impact de la tarification proposée sur les comportements des consommateurs et sur l'accessibilité aux services publics démontre un manque de respect des consommateurs québécois.

L'ACEF de Québec estime que le problème de tarification des services d'une entreprise réglementée en présence de coûts communs à plusieurs services ou clientèles, est souvent une question de choix entre l'efficacité et l'équité.⁹⁷² Il faut répartir équitablement les revenus requis en priorisant toujours la charge locale.⁹⁷³

⁹⁶⁶ HQT-10, document 1, page 35.

⁹⁶⁷ HQT-10, document 1, pages 23 et 24.

⁹⁶⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, page 149.

⁹⁶⁹ HQT-13, document 1, page 118.

⁹⁷⁰ ACEF de Québec-1, page 34.

⁹⁷¹ ACEF de Québec-2, page 22.

⁹⁷² ACEF de Québec-1, page 32.

⁹⁷³ NS, 17 avril 2001, volume 9, pages 187 et 188.

L'intervenante considère qu'une tarification basée sur la capacité maximale de l'année pénalise la charge locale puisqu'elle alourdit le fardeau des consommateurs ayant une consommation plus forte en hiver de façon disproportionnée.⁹⁷⁴ L'intervenante effectue à cet effet des calculs aux fins de comparaison des différentes méthodes d'allocation des coûts.⁹⁷⁵

Pour l'intervenante, les tarifs proposés par le transporteur ne tiennent pas compte du facteur d'utilisation.⁹⁷⁶ L'ACEF de Québec est d'avis qu'une tarification basée sur le niveau de consommation ou un mixte (niveau de consommation-capacité utilisée) serait préférable.⁹⁷⁷

L'intervenante justifie une tarification du transport à deux composantes (capacité réservée et volume livré) par la norme qu'elle représente au Canada pour le transport du gaz naturel depuis la décision de l'ONE en 1973.

Pour l'ACEF de Québec, l'uniformité territoriale des tarifs n'implique en aucun cas l'unicité des tarifs.⁹⁷⁸ Pour l'intervenante, le tarif pour le service de point à point devrait être différent des tarifs applicables à la charge locale et le service en réseau intégré.⁹⁷⁹

Enfin, l'ACEF de Québec s'oppose à la proposition de Énergie NB d'attribuer aux clients du service de point à point des rabais par niveau de tension tels que ceux appliqués aux clients du tarif L. Entre autres, l'intervenante mentionne que la structure du tarif L diffère de celle du tarif de transport. Pour une tension de 170 kV et plus, l'ACEF de Québec évalue le rabais pour les clients L à 27 % au lieu de 34 % comme proposé par Énergie NB.⁹⁸⁰

⁹⁷⁴ ACEF de Québec-1, page 29.

⁹⁷⁵ ACEF de Québec-1, page 36.

⁹⁷⁶ ACEF de Québec-1, pages 26 et 34.

⁹⁷⁷ ACEF de Québec-1, page 29.

⁹⁷⁸ ACEF de Québec-5, page 12.

⁹⁷⁹ ACEF de Québec-5, page 14.

⁹⁸⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, pages 38 et 39.

L'AIEQ préconise un tarif de transport optimal d'un point de vue de l'allocation des ressources, tel que défini dans le rapport de son expert et eu égard aux sept objectifs suivants :

1. atteindre une allocation optimale des ressources;
2. fournir un produit de qualité et un service fiable;
3. assurer la compatibilité avec des marchés interconnectés;
4. favoriser le commerce de l'électricité;
5. favoriser le développement de l'industrie électrique au Québec;
6. primauté à la filière hydroélectrique;
7. assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité.⁹⁸¹

Selon l'expert Robert Gagné, deux conditions essentielles doivent être respectées lors de l'application d'une tarification au coût moyen tout comme dans le cas d'une tarification au coût marginal. D'abord, la structure de coût considérée doit correspondre au coût minimum nécessaire pour offrir le niveau de service requis, incluant le coût d'opportunité du capital. Ensuite, cette structure doit ignorer les dépenses superflues, c'est-à-dire les dépenses qui ne sont pas absolument requises pour la prestation du service dans des conditions normales d'opération.⁹⁸²

Selon l'AIEQ, un tarif de transport fondé sur la distance favorise les unités de production situées à proximité des centres de consommation, tandis qu'un tarif « timbre-poste » supprime cet avantage et crée même un interfinancement implicite en faveur des installations de production éloignées telles les installations hydroélectriques. Si le tarif de transport devait être fondé sur la distance, cela favoriserait des unités de production à proximité du Sud du Québec, dont les centrales thermiques situées aux États-Unis. La balance commerciale énergétique québécoise pourrait alors se détériorer. Cette perspective constitue une autre raison, outre le pacte social en faveur des consommateurs en région périphérique, de ne pas remettre en question la formule de tarification « timbre-poste ». ⁹⁸³

Selon l'expert, la structure des coûts d'Hydro-Québec ne permet pas une tarification au coût marginal puisqu'une telle approche entraînerait probablement un déficit d'exploitation. Alternativement, une tarification au coût moyen peut être considérée dans la mesure où la structure de coût retenue pour le calcul du tarif est exempte de dépenses superflues et d'inefficacités. Il demeure toutefois qu'une tarification au coût moyen est sous-optimale et que toute mesure visant à rapprocher le tarif et le coût marginal, tout en assurant l'équilibre

⁹⁸¹ AIEQ-1, page 3.

⁹⁸² AIEQ-2, paragraphe 17.

⁹⁸³ AIEQ-1, pages 7 et 8.

budgétaire, est vivement souhaitable dans un contexte où l'efficacité économique est un critère important.⁹⁸⁴

L'AIEQ croit que le Québec devrait envisager des solutions palliatives, juste pour répondre à une croissance modérée de la demande de pointe intérieure.

L'AIEQ estime que la limitation de la croissance de la demande de pointe est l'option préférable sur les plans économique et environnemental. Une tarification différenciée selon le moment de la consommation constitue le moyen le plus efficace d'étaler la demande de pointe et donc d'en retarder la croissance. Une tarification de pointe incite à déplacer la consommation d'électricité vers des périodes hors pointe.⁹⁸⁵

Selon l'AIEQ, le calcul d'un coût moyen basé sur la demande de pointe n'encourage pas une consommation rationnelle de l'énergie, ni une utilisation optimale du réseau de transport. Cette base de tarification ne signale pas aux consommateurs les coûts réels engendrés par la consommation en période de pointe, le tarif étant le même en pointe ou hors pointe.⁹⁸⁶

L'AIEQ recommande à la Régie de tendre vers un modèle de tarification différenciée tant au niveau des tarifs de distribution que de transport. La présente cause portant sur le tarif de transport doit servir à jeter les bases du modèle et à l'introduire graduellement.⁹⁸⁷

L'AIEQ recommande, par ailleurs, d'accepter sur une base temporaire le modèle de tarification proposé par TransÉnergie, jusqu'à la mise en vigueur de tarifs de pointe différenciés selon le moment de la consommation, à savoir : un tarif de pointe supérieur au tarif proposé durant certaines heures du jour et un tarif hors pointe inférieur au tarif proposé durant le reste de l'année. L'intervenante recommande également de requérir d'Hydro-Québec, dans un délai raisonnable n'excédant pas 180 jours, le dépôt à la Régie de l'énergie d'une proposition de grille tarifaire différenciée.⁹⁸⁸

ARC-FACEF-CERQ considère que l'augmentation ou le maintien à un niveau trop élevé des tarifs d'électricité pour permettre de dégager des dividendes supplémentaires au gouvernement s'apparente, dans les faits, à une taxe.⁹⁸⁹ Il est primordial, de l'avis de l'intervenant, de s'assurer que les décisions qui seront prises dans le cadre réglementaire soient justes et équitables et n'alourdissent pas davantage et de façon indue le fardeau des

⁹⁸⁴ AIEQ-2, paragraphe 19.

⁹⁸⁵ AIEQ-1, pages 9 et 10.

⁹⁸⁶ AIEQ-1, pages 10 et 11.

⁹⁸⁷ AIEQ-1, page 11.

⁹⁸⁸ Argumentation de l'AIEQ, page 10.

⁹⁸⁹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 53.

consommateurs québécois. Pour le regroupement, c'est ici que le mot équité prend tout son sens et le rôle de la Régie, toute son importance.⁹⁹⁰

Pour ARC-FACEF-CERQ, le concept d'équité est relié à celui de justice, comme il y est fait référence dans la Loi (articles 49 et 31,1 alinéa 2 de la Loi). De son point de vue, il faut éviter d'opposer le concept de l'équité avec le concept d'égalité.⁹⁹¹ Il y a lieu de concilier l'intérêt public, la protection des consommateurs, et un traitement équitable du distributeur.⁹⁹²

Pour l'intervenant, l'élément le plus important à considérer est la nécessité que les consommateurs québécois soient les premiers à bénéficier des choix qui ont été faits collectivement de favoriser le développement hydroélectrique.⁹⁹³

Le regroupement s'oppose à l'interprétation étroite de la Loi faite par Hydro-Québec sur l'uniformité territoriale des tarifs et l'allocation des coûts des actifs.⁹⁹⁴

Selon ARC-FACEF-CERQ, l'uniformité territoriale des tarifs fait partie de la décision collective des Québécois de s'assurer que, dans toutes les régions du Québec, les tarifs soient les mêmes pour tous ceux qui se trouvent à l'intérieur d'une même catégorie tarifaire donnée.⁹⁹⁵

L'interprétation de l'article 49, alinéa 1, paragraphe 11, ne doit pas priver la Régie d'exercer pleinement la juridiction pour laquelle le législateur l'a créée, soit la compétence générale de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif. L'intervenant ajoute que la loi doit s'interpréter de manière à amener la Régie à respecter ses compétences et son mandat prévu à l'article 5. Toute autre interprétation réductrice n'est pas appropriée et est contraire au principe général d'interprétation à l'effet qu'une loi remédiate doit être interprétée de façon libérale et de manière à ce qu'elle assure l'accomplissement de son objet.⁹⁹⁶

Pour ARC-FACEF-CERQ, l'uniformité territoriale ne s'applique pas forcément aux tarifs d'exportation :

« Cette uniformité territoriale qui fait partie du pacte social entre la société d'État et les consommateurs québécois doit se poursuivre au niveau aussi des tarifs des trois entités

⁹⁹⁰ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 54.

⁹⁹¹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 41.

⁹⁹² Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 44.

⁹⁹³ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 82.

⁹⁹⁴ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 11.

⁹⁹⁵ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 56.

⁹⁹⁶ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 37.

d'Hydro-Québec, dont celui du Transport. Toutefois, rien ne justifie qu'une telle uniformité soit aussi la norme au niveau des tarifs d'exportation ou d'utilisation du réseau par des tiers. Au contraire, il s'agit là d'un glissement de sens entraînant une iniquité flagrante au niveau des tarifs payés par les différentes catégories d'utilisateurs autres que la charge locale. »⁹⁹⁷

La **Coalition industrielle** recommande une tarification dégroupée⁹⁹⁸ du transport. L'intervenante considère que la structure des tarifs proposée par Hydro-Québec n'encourage pas l'accès à de nouveaux entrants dans le marché.⁹⁹⁹ **Énergie NB** et **NEG** souscrivent à cette proposition.¹⁰⁰⁰

Pour la Coalition industrielle, il existe trois enjeux dans la présente cause: i) le niveau très élevé des tarifs d'Hydro-Québec, ii) l'application non standard des principes de fixation des tarifs, et iii) les plaintes soumises à la FERC portant sur la discrimination et l'accès non équitable du réseau.¹⁰⁰¹

Pour la Coalition industrielle, la Régie doit s'assurer d'adopter des tarifs justes et raisonnables. L'expert de l'intervenante, le D^r El-Ramly mentionne à cet effet :

« Subsection 7 of Section 49 requires that the Régie ensure reasonableness of the rates. So ensuring reasonableness is one of the drivers, according to the Act, and according to any standard rate-setting principles. And the final sentence of Section 49 allows the Régie to use any other method it considers appropriate. So in effect, the Régie has a lot of leeway in interpreting how to apply the Act in setting rates. »¹⁰⁰²

Du point de vue de l'expert, la facilité d'implantation d'un tarif n'est pas une préoccupation essentielle pour la tarification du service de point à point. Les clients de gros sont assistés par les conventions d'OASIS.¹⁰⁰³

Le D^r El-Ramly considère également que l'analyse des marchés centralisés et décentralisés telle que soumise par le D^r Ren Orans, expert d'Hydro-Québec, ne suffit pas. Selon l'expert, les tarifs doivent tenir compte de la tarification des juridictions voisines.¹⁰⁰⁴ L'intervenante considère que les tarifs doivent être déterminés selon les mêmes principes et méthodes que ceux employés dans les juridictions à qui Hydro-Québec doit offrir la réciprocité.¹⁰⁰⁵ La

⁹⁹⁷ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, pages 56 et 57.

⁹⁹⁸ Argumentation de la Coalition industrielle, page 83.

⁹⁹⁹ Coalition-5, page 31.

¹⁰⁰⁰ NEG-5; NEG-9; NB Power-1, pages 7 et 9.

¹⁰⁰¹ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 147.

¹⁰⁰² NS, 25 mai 2001, volume 26, page 152.

¹⁰⁰³ Coalition-5, page 26.

¹⁰⁰⁴ Coalition-5, page 31.

¹⁰⁰⁵ Coalition-1, document 4, page 10.

Coalition industrielle considère que les tarifs de transport doivent être compatibles avec les exigences de la FERC en matière de RTO.¹⁰⁰⁶

Pour l'expert de la Coalition industrielle, l'équité exige une structure tarifaire reflétant une allocation des coûts aux clients qui en sont responsables. Les tarifs de transport doivent, selon lui, refléter la causalité des coûts.¹⁰⁰⁷

Pour la Coalition industrielle, un tarif comparable à celui d'Hydro-Québec, applicable aux tiers, ne serait pas juste, de par la position dominante d'Hydro-Québec dans l'utilisation du réseau.¹⁰⁰⁸

La Coalition industrielle estime que le tarif proposé par le transporteur ne reflète pas les structures de tarifs des compagnies canadiennes comparables comme la tarification marginale appliquée à BC Hydro ou la distinction des exportations et le «*wheel through*» pratiqués à Hydro One Networks.¹⁰⁰⁹

Le D^f El-Ramly considère que les tarifs proposés par le transporteur ne sont pas efficaces et rien, dans les tarifs proposés, n'incite, selon lui, à modifier l'utilisation du réseau.¹⁰¹⁰

L'expert affirme que les tarifs de transport de TransÉnergie sont les plus élevés en Amérique du Nord.¹⁰¹¹ L'expert s'appuie sur le balisage effectué par Hydro-Québec auprès des entreprises publiques d'électricité nord-américaines (HQT-10, document 1.1) et effectue une comparaison avec les tarifs de certaines provinces canadiennes.

*« The transmission rates are between 150% and 250% higher than those of BC Hydro's corresponding Point-to-Point rates and 2 to 3 times that of Manitoba Hydro's corresponding Point-to-Point rates. BC Hydro's rates are considered high by industry standards. »*¹⁰¹²

*« Over 200% of NB Power »*¹⁰¹³

Selon l'expert, le niveau élevé des tarifs serait essentiellement le résultat de la «*classification*» et de la «*fonctionnalisation*» des actifs de transport effectuées par le transporteur.¹⁰¹⁴

¹⁰⁰⁶ Coalition-1, document 1, page 20.

¹⁰⁰⁷ Coalition-5, page 27.

¹⁰⁰⁸ Coalition-5, page 48.

¹⁰⁰⁹ Coalition-5, document 1, page 30.

¹⁰¹⁰ Coalition-5, document 1, pages 28 et 29.

¹⁰¹¹ Coalition-5, document 1, page 18.

¹⁰¹² Coalition-5, document 1, page 30.

¹⁰¹³ Coalition-5, document 4, page 6.

¹⁰¹⁴ Coalition-5, document 4, page 6.

La Coalition industrielle soumet que l'article 49 de la Loi demande expressément à la Régie, en son alinéa 1, paragraphe 6, de « *tenir compte des coûts de service et des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs* ». L'intervenante plaide que cet article de la Loi consacre le principe de l'utilisateur payeur en ce qu'il demande que les tarifs facturés à chaque catégorie de consommateurs constituent le juste reflet de leur contribution au coût de service. Pour la Coalition industrielle, et vue sous cet angle, la tarification uniforme préconisée par Hydro-Québec contreviendrait à l'article 49 de la Loi.¹⁰¹⁵

La Coalition industrielle est d'avis que les tarifs uniformes pour les clients du détail sont la norme dans l'industrie. Par contre, il en va différemment pour le tarif du service de point à point.¹⁰¹⁶ L'expert de la Coalition industrielle s'appuie sur l'exemple de BC Hydro qui offre des tarifs uniformes pour le service en réseau intégré et des tarifs selon le point de réception et le point de livraison pour le service de point à point.

*« By the way, BC Hydro offered domestic users uniform postage stamp rates. In B.C., you cannot not talk about postage stamp, it is just how far do you go in applying postage stamp, do you think of postage stamps as inducers or do you think of postage stamps as even wholesale users when they have a completely different impact on the system, depending on the location. »*¹⁰¹⁷

La Coalition industrielle propose une tarification différenciée et équitable pour chaque service.¹⁰¹⁸

En matière de structure tarifaire, le D^r El-Ramly mentionne trois alternatives possibles pour les tarifs de point à point: i) un tarif à trois composantes; ii) un tarif basé sur les points de réception et les points de livraison; iii) des tarifs par niveau de tension.¹⁰¹⁹

L'expert manifeste sa préférence pour le premier type de tarif qui aurait trois composantes :

- une composante liée aux centrales de production éloignées qui pourraient s'apparenter aux « *gathering facilities* » dans le secteur du gaz;
- une composante réseau à appliquer à tous les usagers de manière équitable et uniforme;
- une composante interconnexion (*Export/Wheeling-across/intertie component*) applicable aux utilisateurs de ces équipements à des fins de transit.

¹⁰¹⁵ Argumentation de la Coalition industrielle, page 91.

¹⁰¹⁶ Coalition-5, document 1, page 33.

¹⁰¹⁷ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 161.

¹⁰¹⁸ Coalition-1, document 4, page 10.

¹⁰¹⁹ Coalition-5, document 1, page 20.

L'expert précise que la dernière composante (Interconnexion) peut aussi être intégrée à la seconde.¹⁰²⁰

Dans la perspective d'un tarif basé sur les coûts, ce type de tarif dégroupé présente l'avantage d'être conforme aux standards dans l'industrie et d'être compatible avec la Loi.¹⁰²¹ Selon la Coalition industrielle, cette structure tarifaire reflète la particularité du réseau de TransÉnergie.¹⁰²²

L'expert réfère à la pratique dans le secteur du gaz naturel dont a fait état M. Priddle. L'expert de la Coalition industrielle considère à cet égard que l'exception au tarif timbre-poste mentionnée par M. Priddle, à savoir Westcoast Energy, est une exception importante et présente des similitudes avec le réseau de TransÉnergie et son environnement.

*« However, Mr. Priddle noted an important exception to the practice of uniform rate application, based on “separate rate bases for mainline transmission on the one hand and for gathering and gas processing on the other.” (HQT – 13, Document 5, p. 7, lines 15-17). The exception presented by Mr. Priddle, in fact, very closely appears to resemble TransÉnergie’s system and operational environment more than the general rule does. »*¹⁰²³

La Coalition industrielle plaide que sa proposition d'un tarif dégroupé est conforme à la Loi (articles 2 et 49, alinéa 11).¹⁰²⁴ Pour l'intervenante, l'assumption par le Producteur des coûts des actifs du réseau de transport qu'il utilise effectivement n'est certainement pas contraire à la lettre ou à l'esprit du projet de loi 116.¹⁰²⁵

Pour l'intervenante, il convient de distinguer entre la séparation des actifs d'Hydro-Québec entre ses trois (3) grandes unités d'affaires (Production, Transport et Distribution), d'une part, et la «fonctionnalisation» des actifs de TransÉnergie et leur allocation aux diverses catégories d'utilisateurs aux fins de la fixation des tarifs, d'autre part.¹⁰²⁶ L'exercice se limite en effet à établir des tarifs justes et raisonnables reflétant l'utilisation effective des fonctions du réseau par chaque catégorie d'utilisateurs.¹⁰²⁷

¹⁰²⁰ Coalition-5, document 1, page 37.

¹⁰²¹ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 163.

¹⁰²² Coalition-5, document 1, page 37.

¹⁰²³ Coalition-5, document 1, page 34.

¹⁰²⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, page 91.

¹⁰²⁵ Argumentation de la Coalition industrielle, page 90.

¹⁰²⁶ Argumentation de la Coalition industrielle, page 89.

¹⁰²⁷ Argumentation de la Coalition industrielle, page 89.

Une fois dégroupés par fonction, les tarifs de TransÉnergie seraient rigoureusement les mêmes (pour le même service) à la grandeur de son réseau, sans égard à la localisation géographique des usagers concernés.¹⁰²⁸

Sa proposition respecterait également l'article 164.1 de la Loi. Pour la Coalition industrielle, le contenu de la base de tarification de TransÉnergie ne sera aucunement affecté et demeurera rigoureusement le même peu importe l'allocation des coûts de ses diverses composantes en catégories distinctes.¹⁰²⁹

L'intervenante estime que sa proposition est conforme à l'article 49, alinéa 6 qui tient compte des coûts de service et des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs, à l'article 49.7 qui mentionne des tarifs justes et raisonnables et à l'article 49, dernier alinéa qui stipule que la Régie peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée.¹⁰³⁰

À titre transitoire, l'intervenante propose un rabais de 25 % sur les tarifs, afin de refléter un tarif raisonnable et signaler l'intention de la Régie de procéder à une allocation appropriée des coûts.¹⁰³¹

Selon le D^r El-Ramly, ce pourcentage de 25 % constitue le minimum requis à cette fin.¹⁰³²

Dans son argumentation, l'intervenante précise que ce rabais intérimaire de 25 % ne devrait être offert qu'aux seuls usagers du service de transport de point à point qui n'utilisent pas les actifs de «*gathering*» tels que les postes de départ et les lignes de transport à très haute tension qui sont requises pour acheminer l'électricité produite dans le Nord du Québec jusque vers les centres de consommation. En pratique, ceci signifie que le Distributeur de même qu'Hydro-Québec Production n'auraient pas droit à ce rabais et que seuls les usagers du service de transit de point à point y auraient droit.¹⁰³³

La Coalition industrielle mentionne que l'impact financier d'une telle mesure devrait être minime compte tenu que ces usagers ne représentent à peine que 0,4 % de l'utilisation du réseau de TransÉnergie.¹⁰³⁴

¹⁰²⁸ Argumentation de la Coalition industrielle, page 91.

¹⁰²⁹ Argumentation de la Coalition industrielle, page 91.

¹⁰³⁰ Argumentation de la Coalition industrielle, pages 91 et 92.

¹⁰³¹ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 172.

¹⁰³² Coalition-5, document 2, page 23.

¹⁰³³ Argumentation de la Coalition industrielle, page 97.

¹⁰³⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, page 97.

En réponse, dans son argumentation, le **transporteur** plaide qu'un rabais de 25 % comme le suggère l'expert de la Coalition industrielle occasionnerait un manque à gagner qui devra être compensé par un accroissement équivalent de 25 % du volume de transits ou sinon, il devra être assumé par la charge locale.¹⁰³⁵

Enfin, la **Coalition industrielle** est d'avis qu'un tarif en puissance est approprié pour les services fermes. Pour les services non fermes, l'intervenante croit qu'un tarif en énergie serait plus adapté, étant donné l'interruption possible du service le rendant incertain.¹⁰³⁶

L'expert mentionne à ce propos :

*« For all non-firm transactions an energy charge is the most appropriate method as the delivery is uncertain and the certainty of the service quality cannot be defined since it is, by definition, non-firm and can be interrupted. The main value of charging based on energy is that it enhances the operator's ability to optimize the system and fill valleys of transmission with use that would not have been possible if capacity only charges were levied. Such valleys become more certain as the time frame decreases. »*¹⁰³⁷

Si une composante énergie devait être appliquée, l'expert précise qu'un tarif différencié dans le temps serait approprié. Cependant, la prise en compte de cette différenciation par une politique de rabais serait plus indiquée :

*« Such time of use differentiation could be more suitably applied via a discount policy that also recognizes the extent of system utilization. »*¹⁰³⁸

Énergie NB est d'accord sur la proposition d'un tarif en puissance.¹⁰³⁹

Énergie NB s'oppose à des tarifs hautement agrégés.¹⁰⁴⁰ Les coûts devraient être désagrégés avec pour but de fournir un meilleur signal de prix pour les services desservis dans le marché.¹⁰⁴¹

Pour Énergie NB, les tarifs proposés par le transporteur ne sont pas basés sur des principes de tarification acceptés.

« [...] the actual Hydro-Québec proposal as laid down before this Régie, we see, is discriminatory. It's discriminatory for a number of reasons, it is not based on accepted ratemaking principles, it treats Hydro-Québec Distribution in a preferential manner, it treats

¹⁰³⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 150.

¹⁰³⁶ Coalition-5, document 2, page 8.

¹⁰³⁷ Coalition-5, document 2, page 8.

¹⁰³⁸ Coalition-5, document 2, page 9.

¹⁰³⁹ Argumentation d'Énergie NB, page 52.

¹⁰⁴⁰ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 22.

¹⁰⁴¹ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 22.

*Hydro-Québec Production in a preferential manner, it is priced much too high and blocks trade. And because of this high price, there's little opportunity for increased usage of the system and because of the little opportunity for increase usage, there's no opportunity for associated benefits of that usage to flow to Québec electricity consumers so that the price of transmission could be lowered. »*¹⁰⁴²

*« [...] in northern regions, in long transmission lines, and I subscribe that the main reason why they are significantly lower in Manitoba and British Columbia is on the basis of a cost allocation methodology, where in Manitoba only the mesh network is included in the transmission tariff, all other radial lines are charged to generation and all radial load serving lines are charged to distribution ».*¹⁰⁴³

Énergie NB réfère aux objectifs de tarification émis par la FERC et qui sont :

- permettre la récupération des revenus requis de transport;
- être facile à mettre en oeuvre et à utiliser;
- offrir un accès au réseau libre et comparable;
- être équitable;
- favoriser l'efficacité économique.¹⁰⁴⁴

Certains intervenants, tels que **NEG** et **OPG**, réfèrent eux aussi aux principes émis par la FERC.¹⁰⁴⁵

Pour **Énergie NB**, l'objectif de simplicité ne fait pas partie des objectifs que le législateur a prescrits. L'intervenante considère que les systèmes électriques sont complexes et la tâche qui incombe à la Régie qui est celle de fixer un tarif à la place du marché n'est pas simple.¹⁰⁴⁶

Cette intervenante affirme que les tarifs proposés par le transporteur seraient les plus élevés du Nord-Est américain. Il réfère à la comparaison, effectuée par M. Bishop¹⁰⁴⁷ et corrigée en audience, des tarifs de transport pratiqués dans certaines provinces canadiennes (Colombie-Britannique, Manitoba, Ontario et Nouveau-Brunswick) et certains États américains (Nouvelle-Angleterre et New York).¹⁰⁴⁸

¹⁰⁴² NS, 25 mai 2001, volume 26, page 45.

¹⁰⁴³ NS, 25 mai 2001, volume 26, pages 41 et 42.

¹⁰⁴⁴ Evidence of William Marshall, pages 3 et 4.

¹⁰⁴⁵ NEG-5, page 15; Direct Evidence of Craig R. Roach, Ph.D, page 21.

¹⁰⁴⁶ Argumentation d'Énergie NB, page 49.

¹⁰⁴⁷ NB Power-1, page 7.

¹⁰⁴⁸ NB Power-9, page 39.

En audience, le **transporteur** réplique que des rectifications sont à apporter à la comparaison des tarifs faite par Énergie NB.¹⁰⁴⁹ En particulier, les tarifs de New York, basés sur 4 160 heures d'utilisation dans l'année, sont incompatibles avec la méthode utilisée en Ontario où la réservation annuelle peut être utilisée durant 8 760 h.¹⁰⁵⁰ De plus, un seul tarif aurait été présenté par Énergie NB alors que NYISO comprend plusieurs transporteurs. Enfin, à ces tarifs s'ajouterait un coût de congestion et des frais d'ajustement relatifs à NYPA.¹⁰⁵¹

Énergie NB plaide dans son argumentation que le législateur québécois accepte l'idée que les producteurs doivent être traités sur un pied d'égalité par le transporteur. Selon l'intervenante, c'est pourquoi le paragraphe 7° du premier alinéa de l'article 49 de la Loi prévoit que la Régie, quand elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, doit s'assurer que le tarif et les autres conditions applicables à la prestation de service sont justes et raisonnables.¹⁰⁵²

Énergie NB soutient que le tarif proposé par Hydro-Québec pour le service de transport de point à point contient des obstacles significatifs à l'émergence d'un marché compétitif viable sur le marché de gros de l'électricité dans le Nord-Est de l'Amérique du Nord.¹⁰⁵³

Pour Énergie NB, le tarif élevé résultant de l'inclusion des GRTA dans les actifs de transport est inefficace pour les nouveaux participants au marché.¹⁰⁵⁴

Selon l'intervenante, les tiers ne devraient pas financer les clients actuels. La réforme de la tarification du transport a pour objet premier de donner des signaux de prix plus efficaces. Cette réforme ne cherche pas à récupérer des coûts irrécupérables.¹⁰⁵⁵

L'intervenante réfère à Maritimes and Northeast Pipeline (M&NP) citée dans le témoignage de l'expert d'Hydro-Québec, M. Rolland Priddle, comme un exemple d'entreprise pratiquant un tarif timbre-poste. Énergie NB fait remarquer que M&NP ne fonctionne pas avec un tarif timbre-poste pour la totalité du système, mais seulement pour la partie de la canalisation principale de transport.¹⁰⁵⁶

¹⁰⁴⁹ HQT-10, document 1.8, pages 5 à 8.

¹⁰⁵⁰ HQT-10, document 1.8, page 7.

¹⁰⁵¹ HQT-10, document 1.8, page 7.

¹⁰⁵² Argumentation d'Énergie NB, page 13.

¹⁰⁵³ Argumentation d'Énergie NB, page 5.

¹⁰⁵⁴ NB Power-9, pages 30 et 31.

¹⁰⁵⁵ Evidence of William Marshall, page 4.

¹⁰⁵⁶ Argumentation d'Énergie NB, page 48; Evidence of William Marshall, page 10.

Pour Énergie NB, un prix juste et raisonnable pour le service de transport de point à point créerait un marché viable et dynamique qui pourrait engendrer un accroissement de l'utilisation du réseau avec pour effet de compenser, voire dépasser la perte due à la réduction du tarif.¹⁰⁵⁷

Énergie NB soutient que les clients du réseau de transport de point à point d'Hydro-Québec devraient recevoir des rabais équivalant à ceux offerts aux grands clients industriels du réseau d'Hydro-Québec pour deux raisons. L'intervenante mentionne que ce serait discriminatoire à l'endroit des clients du service de point à point de procéder autrement. L'intervenante indique également que cela irait à l'encontre des dispositions du paragraphe 11 de l'article 49 de la Loi, qui prévoient l'uniformité de la tarification sur l'ensemble du territoire desservi par le réseau de transport.¹⁰⁵⁸

Selon Énergie NB, la majorité des clients de point à point sont raccordés à plus de 80 kV et distribuent leur électricité à leurs clients par le biais de leur propre système de distribution à leur propre coût. De plus, les transformateurs abaisseurs ne contribuent pas de façon significative à la fiabilité du réseau pris dans son ensemble, mais facilitent uniquement l'acheminement fiable de l'électricité aux charges auxquelles ils sont reliés.¹⁰⁵⁹

Énergie NB évalue ainsi le montant des rabais applicables aux services de point à point raccordés à un niveau de tension supérieur à 170 kV environ d'un tiers du tarif proposé par le transporteur.

*« Well, the calculation I have done here at a hundred and seventy (170) kV or higher would bring the tariff down to forty-nine sixty-two (49.62), that would be, I guess, about a thirty-three percent (33%), one third (1/3) reduction in the cost of the tariff, from seventy-five dollars (\$75) down to fifty (\$50). »*¹⁰⁶⁰

Pour Énergie NB, la raison pour laquelle les autres provinces canadiennes et les États-Unis n'incluent pas les coûts des transformateurs abaisseurs pour les fins du tarif pour le service de transport de point à point est tout simplement que ces transformateurs sont utilisés par la charge à laquelle ils sont reliés et que ces coûts doivent donc être assumés par ces clients.¹⁰⁶¹

Le **transporteur** réplique que Énergie NB propose une allocation des coûts qui ne respecte pas la législation applicable au Québec, qui résulte en un traitement discriminatoire des

¹⁰⁵⁷ Argumentation d'Énergie NB, pages 28 et 49.

¹⁰⁵⁸ Evidence of William Marshall, page 7.

¹⁰⁵⁹ NB Power-9, pages 25 à 27; NS, 25 mai 2001, volume 26, pages 27 à 30.

¹⁰⁶⁰ NS, 25 mai 2001, volume 26, pages 117 et 125.

¹⁰⁶¹ Argumentation d'Énergie NB, page 41.

producteurs, en particulier pour Hydro-Québec Production, et qui hausse les coûts de transport de la charge locale.¹⁰⁶²

Selon le transporteur :

*« [...] on peut aller chercher un gain de capacité sur une ligne de transport avec des ajouts sur la distribution, même s'il n'y a pas de puissance réactive qui se déplace vers la haute tension. Une bonne proportion des condensateurs installés sur l'ensemble du réseau de transport pour soutenir la tension est installée au secondaire des postes abaisseurs et non pas sur le réseau de distribution ».*¹⁰⁶³

Pour le transporteur, l'octroi de rabais de transformation aux clients du service de point à point, en se basant sur ceux donnés aux grands clients industriels, solution donnant un tarif de 49,62 \$/kW, n'est pas justifiée. D'une part, les tarifs sont exprimés dans le Règlement tarifaire en basse tension et, d'autre part, le rabais n'est pas octroyé parce qu'un client n'utilise pas une partie du réseau. Pour le transporteur, la philosophie des rabais dans le Règlement 663 a toujours été de donner une compensation à quelqu'un qui, en s'équipant lui-même, évite un coût à TransÉnergie.¹⁰⁶⁴ Les rabais sont là pour le coût qui est évité.¹⁰⁶⁵

Énergie NB demande à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec qu'elle propose un tarif pour la charge locale, le service de transport en réseau intégré et le service de transport de point à point basé sur le résultat d'une étude d'allocation des coûts. L'intervenante demande d'ordonner le dépôt par Hydro-Québec d'une demande révisée après les résultats du processus de consultation recommandé pour l'allocation des coûts.¹⁰⁶⁶

En attendant, Énergie NB demande à la Régie d'adopter un tarif temporaire. Ce tarif temporaire serait déterminé pour la charge locale et le service en réseau intégré, sur la base de la preuve et des argumentations au dossier.

Pour les tiers autres que Hydro-Québec Production, Énergie NB rejoint la proposition de la Coalition industrielle, à savoir, adopter un tarif provisoire égal à 75 % du tarif service en réseau intégré. L'intervenante précise que ces tarifs non rétroactifs seraient applicables dans un délai de 15 jours après la décision de la Régie au présent dossier.¹⁰⁶⁷

¹⁰⁶² Réplique d'Hydro-Québec, page 46.

¹⁰⁶³ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, page 191; Réplique d'Hydro-Québec, pages 47 et 48.

¹⁰⁶⁴ NS, 14 mai 2001, volume 19, pages 71 et 72.

¹⁰⁶⁵ NS, 17 mai 2001, volume 21, pages 65 et 66.

¹⁰⁶⁶ Argumentation d'Énergie NB, page 7.

¹⁰⁶⁷ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 125.

Cette mesure temporaire permettrait de refléter le fait que les transformateurs élévateurs, les transformateurs abaisseurs et les équipements de transport accessoires à la production et à la distribution (GRTA et DRTA) sont responsables de cette discrimination.¹⁰⁶⁸

Afin d'assurer que la présente cause en arrive à des conclusions respectant les exigences d'un développement durable, le **GRAME-UDD** en arrive aux principales recommandations suivantes :

- établir un tarif de type timbre-poste basé sur le coût moyen de service, et ce, sans amputation de la base de tarification de TransÉnergie au profit de la production ou de la distribution;¹⁰⁶⁹
- éviter l'introduction du concept de GRTA, directement en agissant sur la base de tarification ou indirectement via une tarification par fonctions ou selon la distance, tant que l'internalisation des coûts environnementaux n'aura pas été réalisée au niveau de la production. Pour le Groupe, il s'agirait d'une introduction asymétrique et discriminatoire du principe utilisateur-payeur.¹⁰⁷⁰

Le GRAME-UDD favorise le tarif timbre-poste basé sur le coût moyen de service parce qu'il le trouve plus efficace économiquement et bénéfique pour l'environnement, dans le contexte particulier du Québec à tout le moins.¹⁰⁷¹

Pour le GRAME-UDD, ce type de tarif fournit une tarification du transport qui ne défavorise pas les producteurs d'énergie renouvelable, qui produisent peu ou pas d'émissions de GES, et dont les impacts sur l'environnement, du moins pour l'hydroélectricité au Québec, sont en partie internalisés.

Une décision de la Régie qui ne serait pas en faveur d'une tarification du transport de type timbre-poste conforme à la proposition d'Hydro-Québec aurait, selon le GRAME-UDD, des conséquences néfastes d'un point de vue de développement durable, en affectant la position concurrentielle et le développement futur des énergies renouvelables au Québec.¹⁰⁷² Une tarification du transport par fonction ou selon la distance, ou un LBMP (« *Locational-Based Marginal Pricing* ») pour tarifier la congestion, avantagerait les projets des centrales de turbines à gaz¹⁰⁷³ et nuirait à la situation concurrentielle de l'hydroélectricité québécoise dans toute la grande région du Nord-Est de l'Amérique du Nord. Or, l'hydroélectricité

¹⁰⁶⁸ Argumentation d'Énergie NB, pages 7 et 8.

¹⁰⁶⁹ GRAME-UDD-1, page 4.

¹⁰⁷⁰ GRAME-UDD-1, page 5.

¹⁰⁷¹ GRAME-UDD-5, page 7.

¹⁰⁷² GRAME-UDD-1, page 22.

¹⁰⁷³ GRAME-UDD-1, page 23.

exportée en Nouvelle-Angleterre remplace des énergies fossiles ou nucléaires et contribue à la réduction des émissions de GES et d'autres polluants atmosphériques.¹⁰⁷⁴

Le GRAME-UDD considère qu'une tarification non timbre-poste irait à l'encontre des objectifs d'efficacité énergétique poursuivis par la Régie de l'énergie, car elle défavoriserait l'hydroélectricité qui a une grande efficacité énergétique intrinsèque dans sa production et dans ses usages finaux.¹⁰⁷⁵

Un tarif non timbre-poste irait également à l'encontre du principe de l'équité, équité entre les petits clients versus les clients industriels et les réseaux municipaux indépendants, et équité entre les régions du Québec.¹⁰⁷⁶

Selon l'intervenant, un tarif de type « *megawatt-mile* » nie l'intégrité du réseau de transport qui comprend l'obligation de le gérer de façon unifiée et coordonnée pour des raisons de stabilité et de sécurité d'approvisionnement. Un tel tarif nie également l'historique de construction du réseau de transport, réalisé de façon à satisfaire l'ensemble de la population.¹⁰⁷⁷

Selon le GRAME-UDD, si l'objectif recherché par l'utilisation d'une tarification par fonction est une meilleure allocation des coûts de transport entre les différents usagers, il faudrait raffiner davantage la séparation des actifs retrouvée à la pièce HQT-10, document 2.1. À cela, s'ajoute la difficulté d'identifier précisément quels actifs sont utilisés par un utilisateur donné, et dans quelle proportion (par rapport aux autres utilisateurs). Ainsi, une telle méthode pourrait devenir rapidement complexe et lourde à administrer.

Pour **NEG**, les tarifs de transport devraient être justes, équitables et exclure toute subvention des coûts irrécupérables.¹⁰⁷⁸

L'intervenante partage le point de vue de Énergie NB sur l'accroissement des revenus lié à une utilisation optimale du réseau par les tiers.

*« Transmission rates should be fair, equitable, and exclude subsidies of sunk cost or other categories of services. Optimal use of HQ-TE's network by clients other than HQ-Production would generate additional revenues, instead of cash flow transfer between two department affiliates, for the ultimate benefit of the Québec population. »*¹⁰⁷⁹

¹⁰⁷⁴ GRAME-UDD-1, page 23.

¹⁰⁷⁵ GRAME-UDD-1, page 23.

¹⁰⁷⁶ GRAME-UDD-1, page 23.

¹⁰⁷⁷ GRAME-UDD-1, page 25.

¹⁰⁷⁸ NEG-5, page 9.

¹⁰⁷⁹ NEG-5, page 9.

À l'instar de la **Coalition industrielle** et de **Énergie NB**, **NEG** estime que la méthodologie utilisée par le transporteur induit des tarifs élevés qui empêchent l'accès aux tiers. Pour **NEG**, seul un producteur affilié à Hydro-Québec est économiquement capable d'utiliser le réseau à des tarifs aussi élevés.¹⁰⁸⁰

L'intervenante s'appuie sur les résultats du balisage effectué par le transporteur (HQT-10, document 1.1) et établit une comparaison des tarifs proposés par le transporteur avec ceux pratiqués par certaines compagnies américaines.¹⁰⁸¹

NEG partage le point de vue de **Énergie NB** sur la nécessité d'une tarification par fonction ou d'une attribution de rabais par niveau de tension.¹⁰⁸²

OC est d'accord avec Hydro-Québec à l'effet que le tarif de transport soit exprimé en \$/kW. Pour l'intervenante, ceci correspond à la pratique standard de l'industrie.¹⁰⁸³

OC considère que si une tarification par fonction devait être implantée, celle-ci ne devrait s'appliquer qu'à des parties du réseau qui sont clairement exclues de la définition juridique mentionnée dans la Loi, telle la fonction Interconnexions.¹⁰⁸⁴

OC est d'avis que les interconnexions demeurent dans une zone grise et que la solution ne se retrouve pas uniquement dans la définition de réseau de transport. La Régie dispose d'une discrétion plus large. La conséquence de l'omission du législateur relève de l'allocation particulière des coûts liés aux interconnexions.¹⁰⁸⁵ Cependant, l'intervenante ne croit pas qu'il soit possible de réaliser un tel exercice dans le présent dossier tarifaire.¹⁰⁸⁶

Le **RNCREQ** recommande un tarif incrémental, zonal ou basé sur la distance pour le service de point à point.¹⁰⁸⁷ Le regroupement croit que l'alinéa 11 de l'article 49 peut être assujéti à plusieurs interprétations. Le pacte social concernerait les clients locaux et non les clients du transport de gros.¹⁰⁸⁸ La Loi n'interdirait pas l'attribution de frais différents aux producteurs selon leurs localisations géographiques. L'exemple de l'Alberta confirme cette distinction,

¹⁰⁸⁰ NEG-5, page 10.

¹⁰⁸¹ NEG-9, page 20.

¹⁰⁸² NEG 9, page 18.

¹⁰⁸³ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, page 8.

¹⁰⁸⁴ Argumentation finale d'OC, page 4.

¹⁰⁸⁵ Argumentation finale d'OC, page 2.

¹⁰⁸⁶ Argumentation finale d'OC, page 4.

¹⁰⁸⁷ RNCREQ-18, page 32.

¹⁰⁸⁸ RNCREQ-18, page 32.

par l'application d'un tarif uniforme aux consommateurs et un tarif basé sur le lieu géographique pour les producteurs.¹⁰⁸⁹

Selon **STOP/S.É.**, l'utilisation de la puissance plutôt que l'énergie pour établir les tarifs du réseau de transport est tout à fait souhaitable et équitable. Le Groupe partage à cet égard la position exprimée par Hydro-Québec à l'effet que les réseaux de transport sont planifiés et construits pour faire face à la demande de pointe.¹⁰⁹⁰

Une tarification qui serait basée sur l'énergie réelle transitée défavoriserait toute mesure d'efficacité énergétique destinée à baisser la pointe en répartissant la consommation plus uniformément dans le temps.¹⁰⁹¹

STOP/S.É. considère que, dans la mesure où la Régie opte de débattre de la question, des motifs additionnels touchant au développement durable et à l'intérêt public devraient être considérés en appui à la tarification timbre-poste, outre ceux énoncés par Hydro-Québec.¹⁰⁹²

STOP/S.É. partage l'avis de **GRAME-UDD** sur les impacts négatifs d'une tarification selon la distance sur la production hydroélectrique. Pour **STOP/S.É.**, une telle tarification désavantagerait la production en provenance des sites hydroélectriques majeurs, par rapport à la production ou aux importations d'électricité de source thermique. Par leur nature, les sites hydroélectriques majeurs avec réservoirs ne pourraient qu'être éloignés des zones urbanisées, contrairement aux sites de production thermique. Par leurs multiples fonctions, les grands sites hydroélectriques avec réservoir jouent un rôle clé dans la sécurité d'approvisionnement du Québec, contribuent à la sécurité d'approvisionnement du Nord-Est américain et auraient un rôle déterminant au chapitre de leur contribution dans la lutte aux GES.¹⁰⁹³

STOP/S.É. recommande donc que la Régie de l'énergie maintienne la tarification timbre-poste, notamment pour des raisons d'intérêt public et de développement durable.¹⁰⁹⁴

Selon l'intervenant, il manque un signal qui aurait pour effet de diriger le client occasionnel vers les mois où la congestion est moins élevée. Le tarif mensuel devrait varier selon le mois de l'année où il s'applique. En audience, STOP/S.É. a proposé trois périodes tarifaires dans l'année.

¹⁰⁸⁹ RNCREQ-18, page 32.

¹⁰⁹⁰ S.É./STOP-1, document 1, page 31.

¹⁰⁹¹ S.É./STOP-1, document 1, page 31.

¹⁰⁹² S.É./STOP 1, document 1, page 30.

¹⁰⁹³ S.É./STOP-1, document 1, pages 30 et 31.

¹⁰⁹⁴ S.É./STOP-1, document 1, page 31.

L'aspect incitatif des tarifs différenciés dans le temps est également mis en évidence par l'ACEF de Québec et le RNCREQ. Selon ces intervenants, de tels tarifs inciteraient à une meilleure utilisation du réseau dans l'année.¹⁰⁹⁵,¹⁰⁹⁶,¹⁰⁹⁷

Par contre, lorsque contre-interrogé par STOP/S.É., le **transporteur** témoigne de son opposition à la mise en place de tels tarifs, de par le manque de flexibilité qu'il occasionne dans la fixation des prix qui, étant donné la volatilité des prix dans les marchés à court terme, pourrait faire perdre des occasions de marché.¹⁰⁹⁸

Le transporteur indique également que le marché ne peut pas être dirigé avec des tarifs différenciés :

« On ne peut pas, on ne pourra pas diriger le marché avec des tarifs de transport là, le marché il s'en va là où le marché chauffe et ce n'est pas le tarif de transport qui va déterminer ça là, on est marginal à côté de ce qui se passe dans les marchés là présentement. »¹⁰⁹⁹

6.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

Dans cette section, la Régie traite de la structure de tarifs pour les services de transport ferme de point à point à long terme. Elle note, par ailleurs, que les principes appliqués ici devraient être cohérents avec ceux utilisés pour calculer la facture pour la charge locale ainsi que les tarifs des services de point à point à court terme et les rabais qui y seraient appliqués.

Approche de tarification

La Régie accepte, de façon générale, la structure tarifaire proposée par le transporteur pour les services à long terme, avec des tarifs basés sur le coût moyen de l'ensemble du réseau, calculés en fonction des puissances à la pointe du réseau.

La structure proposée est compatible avec la Loi, dont les articles 2 et 49, alinéa 1, paragraphe 11, ont des implications contraignantes pour la tarification. La tarification proposée est calculée à partir des coûts de tous les équipements inclus à l'article 2 « Réseau de transport de l'électricité ». Les tarifs timbre-poste proposés respectent l'esprit de la Loi, article 49, alinéa 1, paragraphe 11, qui prescrit l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport.

¹⁰⁹⁵ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 34.

¹⁰⁹⁶ NS, 28 mai 2001, volume 27, pages 21 à 23.

¹⁰⁹⁷ Argumentation du RNCREQ, page 83.

¹⁰⁹⁸ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 225.

¹⁰⁹⁹ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 226.

Selon la Régie, un tarif timbre-poste, basé sur les coûts moyens, s'inscrit dans la continuité des pratiques d'Hydro-Québec qui est déjà reflétée, notamment, par le Règlement 659. Un tel tarif reconnaît également l'historique de la construction du réseau de transport réalisée alors que le réseau était considéré comme un tout indissociable.¹¹⁰⁰

Tarifs dégroupés ou par fonction

Plusieurs intervenants s'opposent à la tarification proposée pour la raison que certaines catégories de consommateurs n'utilisent pas tous les équipements de transport. Ainsi, d'une part, ARC-FACEF-CERQ et l'ACEF de Québec considèrent que le RMCC et les interconnexions servent surtout à des fins d'exportation. D'autre part, la Coalition industrielle, Énergie NB et NEG proposent diverses formules pour accorder des rabais pour certaines transactions de point à point. Ils prétendent que divers équipements ne servent qu'à transiter de l'électricité produite par Hydro-Québec Production.

La Régie ne peut, à partir de la preuve devant elle, acquiescer aux demandes de certains intervenants, notamment, celles de la Coalition industrielle, d'Énergie NB et de NEG, visant à réduire leur coût de transport par le biais d'une allocation plus fine des coûts entre les services de transport ou par l'octroi de rabais sur certaines composantes du réseau. À titre d'exemple, aux yeux de la Régie, les interconnexions peuvent à la fois servir aux besoins de la charge locale, aux exportations d'Hydro-Québec et aux autres utilisateurs du réseau.

Plusieurs intervenants réclament des modifications tarifaires à la proposition du transporteur à la suite d'une étude d'allocation des coûts par fonction, mais pour des objectifs divers. La Régie constate que la reconnaissance de certains coûts peut être à l'avantage d'une catégorie de clients alors que dans d'autres cas, ce sera le contraire. En effet, la tarification doit tenir compte des coûts de service, comme stipulé à l'article 49, alinéa 1, paragraphe 6, comme l'ont retenu certains, mais elle doit aussi tenir compte d'autres considérations. Pour cette raison, la Régie juge nécessaire le dépôt d'une étude d'allocation des coûts par service détaillée par fonction, telle que décrite dans la section précédente.

Toute solution proposée devrait tenir compte des restrictions juridiques. Par exemple, une tarification qui tiendrait compte de la situation géographique du client sur le réseau irait à l'encontre du principe de l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport qui est à la base de la volonté du législateur en matière de tarification de l'électricité.

¹¹⁰⁰ HQT-10, document 1, page 33, lignes 3 à 5.

Uniformité des tarifs

La Régie réitère la position qu'elle a formulée dans sa décision D-2000-102 à l'effet que l'uniformité territoriale n'implique pas nécessairement une allocation uniforme des coûts ni des tarifs uniformes.¹¹⁰¹ L'uniformité territoriale consiste à s'assurer que les tarifs seront les mêmes pour tous les clients qui utilisent le même service de transport. La Régie est d'avis que des tarifs timbre-poste peuvent être différenciés selon les services, dans la mesure où les tarifs établis ne varient pas en fonction de critères géographiques, tels que la distance ou la localisation du client.

La Régie retient que la différenciation des tarifs par type de service est une pratique courante en Amérique du Nord, tel que confirmé par l'expert d'Hydro-Québec, le D^r Ren Orans.¹¹⁰²

Pour le futur, la Régie considère que le choix de la structure tarifaire devra être revu à la lumière des résultats de l'étude d'allocation des coûts détaillée ordonnée dans la présente décision. Quelle que soit l'alternative étudiée, son acceptabilité devra être évaluée sous l'angle de sa conformité à la Loi.

Tarifification basée sur la puissance

La Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec quant à l'application d'une tarification exprimée en \$/kW aux clients du service de point à point ferme. Compte tenu de la preuve au dossier,¹¹⁰³ la Régie est d'avis qu'un tel tarif assure une continuité par rapport au tarif existant et correspond à la pratique courante dans l'industrie.

Autres considérations

Une tarification du transport de type timbre-poste comporte certains bénéfices du point de vue de développement durable, puisqu'il ne défavorise pas les producteurs d'énergie renouvelable et le développement régional des sources d'énergies.

La Régie retient les propos de certains intervenants quant aux avantages de tarifs différenciés dans le temps. De telles approches peuvent augmenter l'efficacité économique de la tarification. Bien que la structure des tarifs de long terme proposée ne reflète aucunement ces impératifs, cette lacune pourrait être compensée dans la pratique par une politique de rabais bien appliquée et/ou une tarification de la congestion appropriée. La Régie considère qu'une politique de rabais, examinée dans la section 6.4, est un pendant complémentaire essentiel à la structure tarifaire proposée.

¹¹⁰¹ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 13.

¹¹⁰² NS, 15 mai 2001, volume 20, page 182, A 378.

¹¹⁰³ HQT-10, document 1, page 66; HQT-13, document 1, page 128.

Plusieurs intervenants (Énergie NB, NEG et Coalition industrielle) ont souligné le niveau des tarifs très élevé, pour le long terme et surtout pour le court terme. Le transporteur a répondu que ceci est un reflet de la nature du réseau d'Hydro-Québec, qui est étendu et relativement moderne. Il souligne également que la comparaison devrait tenir compte des modalités tarifaires, tels les tarifs de congestion et les rabais. La Régie note que les utilisateurs du réseau autres qu'Hydro-Québec Production sont surtout clients du service de point à point à court terme, et elle traite de ce sujet dans la section 6.3.

En conséquence, aux fins du présent dossier, la Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec quant à l'application d'un tarif timbre-poste de transport, basé sur les coûts moyens et exprimé en \$/kW.

6.2. PART DU RATIO DE CHARGE

6.2.1. POSITION DES PARTIES

Selon le **transporteur**, la part des revenus requis assumée par les clients du service de transport en réseau intégré correspond au produit de leur part du ratio de charge multipliée par les revenus requis résiduels nets des revenus récupérés du service de point à point à long terme. Les revenus requis résiduels nets à récupérer des clients de la charge locale et des clients du service en réseau intégré sont présentés à l'appendice H des « *Tarifs et conditions* ». ¹¹⁰⁴

Le transporteur mentionne que la part du ratio de charge telle que définie dans le contrat actuel est calculée sur une base de 12 mois rotatifs. Elle correspond au rapport entre, d'une part, la charge en réseau mensuelle du client coïncidente avec la pointe mensuelle du réseau de transport et, d'autre part, la pointe mensuelle du réseau du transporteur moins l'utilisation de la pointe coïncidente de tous les clients de point à point ferme plus la capacité réservée de tous les clients de point à point ferme. ¹¹⁰⁵

Pour le transporteur, il est nécessaire de modifier cette définition puisqu'elle ne permet pas de récupérer la totalité des revenus requis résiduels nets spécifiés à l'appendice H. En considérant les capacités de point à point au dénominateur, la somme de toutes les parts du ratio de charge des clients en réseau intégré n'atteint jamais 100 %. ¹¹⁰⁶

Afin de corriger cette incohérence, le transporteur propose de modifier les articles 1.27, 34.2 et 34.3 du contrat de transport actuel. ¹¹⁰⁷

Le transporteur précise cependant qu'à ce jour, il n'y a pas eu de pertes reliées à l'application de la méthode contenue dans le contrat actuel. ¹¹⁰⁸ Selon le transporteur, il n'a pas été nécessaire d'identifier chacune des composantes de facturation de l'article 34 puisque la charge locale d'Hydro-Québec était le seul client à utiliser un service en réseau intégré depuis 1997. Les modalités de l'article 34 ne s'appliquent que dans le cas où il y a plusieurs clients en réseau intégré. ¹¹⁰⁹

¹¹⁰⁴ HQT-10, document 1, page 29.

¹¹⁰⁵ HQT-10, document 1, page 30.

¹¹⁰⁶ HQT-10, document 1, page 30.

¹¹⁰⁷ HQT-10, document 1.7.10, page 2.

¹¹⁰⁸ HQT-13, document 14, page 68.

¹¹⁰⁹ HQT-13, document 14.2, page 9.

Outre cet ajustement, le transporteur propose de modifier la méthode de calcul de la part du ratio de charge afin d'assurer une meilleure cohérence avec la planification du réseau de transport pour faire face à la pointe maximale annuelle observée en période d'hiver. De son point de vue, l'allocation des coûts de transport est directement reliée à la pointe maximale du réseau pour laquelle les investissements ont été réalisés.

Le transporteur précise que « *l'appel de puissance maximal annuel prévu pour chacun des clients du service en réseau intégré est utilisé compte tenu de la très forte coïncidence entre le profil de charge de ces clients et celui de la charge locale.* »¹¹¹⁰

Le fait de ne pas calculer la part du ratio de charge sur une base de 12 mois rotatifs permet de fixer en début d'année la contribution des clients en réseau intégré et permet à ces clients de connaître à l'avance leurs coûts de transport.¹¹¹¹

Pour le transporteur, compte tenu qu'aucun client ne souscrit actuellement à ce service, la part du ratio de charge est de 0 % pour le service en réseau intégré, ce qui implique que la charge locale assumera l'ensemble des revenus requis prévus à l'appendice H. La méthode proposée présente de plus l'avantage de n'impliquer que peu de changements à la situation actuelle.¹¹¹²

L'exclusion des réservations de point à point du calcul de la part du ratio de charge permet de récupérer la totalité des revenus requis résiduels nets. Cette solution permet également de conserver à l'appendice H dans les « *Tarifs et conditions* » le montant qui sera récupéré de la charge locale et du service au réseau intégré.¹¹¹³

Le transporteur allègue également que l'adaptation du calcul de la part du ratio de charge au concept de pointe annuelle de façon à refléter l'approche tarifaire proposée et une meilleure cohérence avec la planification du réseau de transport, est, du point de vue du transporteur, conforme aux règles de la FERC.¹¹¹⁴

En audience, le transporteur cite les exemples de Central Vermont, Virginia Power et Bangor qui ont modifié la définition du ratio de charge contenu dans le contrat pro forma de la FERC.¹¹¹⁵ Le D^r Ren Orans, expert d'Hydro-Québec, précise la pratique en la matière de la compagnie américaine PJM.

¹¹¹⁰ HQT-10, document 1, pages 30 et 31.

¹¹¹¹ HQT-10, document 1, page 31.

¹¹¹² HQT-10, document 1, page 31.

¹¹¹³ Argumentation d'Hydro-Québec, page 148.

¹¹¹⁴ HQT-10, document 1, page 30; Argumentation d'Hydro-Québec, pages 143, 147 et 148.

¹¹¹⁵ NS, 14 mai 2001, volume 19, page 75.

« And I have seen it used in particular in PJM. If you look at the way, in PJM, the customers are billed for the embedded cost of the transmission system and once again we're not talking about congestion or losses, or another form of billing, they're billed on their coincident peak with their local transmission owners' peak during the previous twelve (12) months of service, the one coincident peak. »¹¹¹⁶

Le transporteur considère que la seule possibilité de sur facturation ou de sous-facturation viendrait des variations entre les prévisions et les ventes réelles, compte tenu du fait que la facture est établie en début d'année et n'est pas modifiée en fonction du réel.¹¹¹⁷

Position des intervenants

OC, dans une réponse à une demande de renseignements, mentionne l'exigence par la FERC d'une facturation sur la base des 12 mois rotatifs.¹¹¹⁸

Le RNCREQ s'oppose à la méthode de calcul des tarifs et de la part du ratio de charge proposée par le transporteur.

Le RNCREQ recommande que la Régie rejette la modification proposée à l'article 34 et ordonne à Hydro-Québec de respecter et d'appliquer dans son intégralité le mécanisme qui, de par l'article 34, fait partie du présent tarif de transport. Si la Régie accepte les propositions d'Hydro-Québec quant à la charge locale, elle devra, selon le Regroupement, accepter l'inévitabilité d'un trop-perçu important ou imposer un régime de fermeture réglementaire. Le RNCREQ recommande également d'inscrire à l'appendice H les revenus requis totaux de TransÉnergie, sans réduction des revenus prévus du service de point à point.¹¹¹⁹

Selon l'intervenant, la proposition du transporteur aurait pour effet :

- de calculer la facture de la charge locale sur une base annuelle plutôt que mensuelle, avec le résultat de le faire sur une base de 1-CP au lieu de 12-CP;
- de le faire sur une base prospective (annuelle) plutôt que rétrospective (mensuelle);
- de baser l'allocation des coûts non pas en fonction de la capacité réservée, mais plutôt en fonction des revenus (projetés).

¹¹¹⁶ NS, 15 mai 2001, volume 20, page 30.

¹¹¹⁷ NS, 14 mai 2001, volume 19, page 76; HQT-10, document 1.7.10.

¹¹¹⁸ OC-2, page 2.

¹¹¹⁹ Argumentation du RNCREQ, page 102.

La proposition faite par le RNCREQ ne réfère pas à l'année témoin historique. L'expert M. Raphals qualifie plutôt sa proposition de « *real-time test month* ». ¹¹²⁰

Selon le RNCREQ, dans le Tarif pro forma ainsi que dans le Règlement 659, le montant facturé à la charge locale se base sur les données du mois antérieur et non pas sur la moyenne d'une année témoin historique. Par ce fait, il ne peut y avoir de grand écart entre le montant facturé et la part théorique du coût de service pour le mois en question. La possibilité d'un manque à gagner ou d'un trop-perçu est donc extrêmement faible, par rapport à un mécanisme basé uniquement sur des prévisions.

Pour tenir compte des erreurs de prévisions, le cas échéant, les experts du RNCREQ recommandent un mécanisme de « *true-up* » mensuel *ex post* qui garantit une égalité des revenus du transporteur avec ses revenus requis. Cette pratique est utilisée par des compagnies américaines telles que Central Vermont Public Service et Vermont Electric Company (VELCO). ¹¹²¹

Selon l'intervenant, il n'existe aucune incohérence dans le règlement en vigueur (Règlement 659). Le texte de l'appendice H réfère aux revenus annuels requis de transport pour le service de transport en réseau intégré.

Concernant le montant figurant à l'appendice H, l'intervenant mentionne qu'il n'y a aucune preuve déposée au dossier pour démontrer que, lorsque le Règlement 659 a été rédigé en 1997, ses auteurs ont réduit les revenus requis par un montant qui devait représenter les revenus prévus de point à point. Quoique Hydro-Québec ait présenté un tableau qui démontre un revenu requis pour 1997 de 2 509 M\$, les explications de ce tableau indiquent clairement qu'il est une reconstruction récente plutôt qu'un document historique. ¹¹²²

Selon les experts du RNCREQ, la proposition du transporteur diffère du mécanisme de facturation actuellement en vigueur. ¹¹²³

Du point de vue des experts du Regroupement, en excluant les réservations de point à point dans le calcul de la part du ratio de charge, Hydro-Québec serait en violation directe avec les exigences de la FERC établies dans son Ordonnance 888.

« In excluding point-to-point reservations from the Load Ratio Share calculation, Hydro-Québec directly violates the requirement established by FERC in Order 888 quoted above. »

¹¹²⁰ NS, 28 mai 2001, volume 27, page 132.

¹¹²¹ NS, 28 mai 2001, volume 27, page 27; RNCREQ-22, documents 2 et 3.

¹¹²² Argumentation du RNCREQ, page 101.

¹¹²³ Argumentation du RNCREQ, page 96.

The most important implication of this change is that, under the Hydro-Québec approach, discounting of point-to-point rates affects network charges, causing them to increase to make up the revenue shortfall resulting from the discounts. This would be unacceptable to FERC, which specified in 1997 that:

A pro rata share of the transmission revenue requirement is allocated to VEPCO's firm reservation regardless of whether VEPCO offers its merchant function discounted transmission service.

It follows that, for FERC, transmission discounts are to be borne by the shareholder rather than by the regulated ratepayer. Hydro-Québec's proposal would do the opposite. »¹¹²⁴

En conséquence, le RNCREQ demande que le mécanisme décrit à l'article 34 du Règlement 659 en vigueur soit appliqué intégralement à la charge locale ainsi qu'aux clients du service en réseau intégré.¹¹²⁵

De plus, les experts recommandent de considérer les réservations non fermes comme équivalentes aux réservations fermes, aux fins du calcul de la part du ratio de charge.¹¹²⁶ Les experts du RNCREQ, MM. Raphals, Bradford et O. Disher, dans leur témoignage écrit, justifient cette position par le manque de congestion sur le réseau d'Hydro-Québec qui induirait une même qualité de service pour les services fermes et non fermes.

« Given the apparent lack of congestion on the HQ system, non-firm service is just as good as firm service. »¹¹²⁷

Les experts réfèrent, à cet égard, à une décision de la BCUC :

« In a different context, the B.C. Utilities Commission noted that when a system is unconstrained, non-firm transmission service is essentially the same as firm service. »¹¹²⁸

Le RNCREQ propose une modification de l'article 34.3 du règlement de façon à considérer l'ensemble du service de point à point incluant les services fermes et non fermes.¹¹²⁹ Selon l'expert Raphals, cela implique de modifier l'appendice H du contrat de transport existant afin d'y inclure les revenus des services non fermes de point à point.¹¹³⁰

Le RNCREQ propose enfin une vérification de l'application de la méthode de calcul de la part du ratio de charge sur la période allant de 1997 à 2000. Il recommande ainsi la mise en

¹¹²⁴ RNCREQ-18, page 46.

¹¹²⁵ Argumentation du RNCREQ, page 95.

¹¹²⁶ RNCREQ-18, page 46.

¹¹²⁷ RNCREQ-18, page 46.

¹¹²⁸ RNCREQ-18, page 46.

¹¹²⁹ Argumentation du RNCREQ, page 119.

¹¹³⁰ NS, 28 mai 2001, volume 27, page 122.

place d'un mécanisme d'ajustement advenant une mauvaise application de la méthode prévue dans le contrat actuel.¹¹³¹

Le **transporteur**, dans son argumentation, considère que la proposition du RNCREQ d'établir mensuellement la facture du service en réseau intégré sur la base des pointes réelles serait acceptable seulement si le calcul s'effectuait en fonction des réservations annuelles réelles tout en utilisant les pointes annuelles prévues pour la charge locale et le service en réseau intégré. Cependant, cette option implique pour la charge locale un nouveau risque associé aux variations des réservations de point à point. Pour le transporteur, cette alternative n'incite pas le transporteur à accroître ses ventes de point à point alors qu'avec la proposition retenue par Hydro-Québec, le transporteur maximise ses ventes de point à point puisqu'il est le seul à assumer le risque associé aux écarts prévisionnels.¹¹³²

STOP/S.É. accepte, à titre provisoire, la proposition du transporteur de considérer le réseau de transport électrique québécois comme étant conçu pour la pointe de la demande du Québec seulement, sans prendre en compte la prévision de l'évolution des besoins du service de point à point.¹¹³³ Pour l'intervenant, concevoir le réseau en fonction seulement de la pointe justifie de baser l'allocation du ratio de charge sur une seule pointe coïncidente annuelle plutôt que sur 12 pointes mensuelles.¹¹³⁴

Toutefois, l'intervenant précise que le choix de ne pas inclure les besoins du service de point à point dans la définition de la part du ratio de charge pourrait être reconsidéré ultérieurement. De son point de vue, la question revient à identifier la demande dont la pointe doit pouvoir être satisfaite par le réseau de transport.¹¹³⁵

6.2.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie considère que l'adaptation du calcul de la part du ratio de charge au concept de pointe annuelle proposée par le transporteur est cohérente avec la méthode d'allocation des coûts entre les services de transport et la méthode d'établissement des tarifs proposées par le transporteur et retenues par la Régie.

La Régie reconnaît que la part du ratio de charge telle que définie dans le Règlement 659 actuellement en vigueur présente une incohérence avec le libellé de l'appendice H de ce

¹¹³¹ RNCREQ-18, page 46.

¹¹³² Argumentation d'Hydro-Québec, page 147.

¹¹³³ Argumentation de STOP/S.É., page 62.

¹¹³⁴ Argumentation de STOP/S.É., page 63.

¹¹³⁵ Argumentation de STOP/S.É., page 50.

même règlement. Cette incohérence provient du fait que cette part est calculée actuellement en considérant les réservations de point à point alors que le montant indiqué à l'appendice H exclut les revenus récupérés du service de point à point.

Selon la Régie, la proposition du transporteur corrige cette incohérence et permet la récupération du revenu requis résiduel net.

La proposition du RNCREQ relative à la part du ratio de charge fait, pour sa part, intervenir des représentations sur de nombreux autres sujets tels que la définition et le montant du revenu requis résiduel, la méthode d'estimation des revenus des ventes à court terme, la définition et la méthode d'estimation des besoins du service de point à point à considérer dans l'allocation des coûts et la méthode d'allocation des coûts. La proposition du RNCREQ constituant un tout indissociable, et compte tenu de ce que la Régie a déjà décidé dans d'autres sections de la présente décision, elle est rejetée.

Au surplus, la Régie constate que la modification proposée par le transporteur de la définition de la part du ratio de charge n'a fait l'objet d'aucune contestation de la part des autres intervenants, en particulier de la part des représentants des clients potentiels du service en réseau intégré, soit l'AREQ.

La Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec quant à la modification de la définition de la part du ratio de charge, mais demande à Hydro-Québec d'inclure une clause dans les « *Tarifs et conditions* » indiquant le mode de calcul de la part du montant de l'appendice H facturable à un nouveau client du service en réseau intégré se prévalant de son droit en cours d'année.

6.3. TARIFS DE COURT TERME

6.3.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** propose de fixer le tarif mensuel à 8,02 \$/kW/mois. Ce tarif est déterminé par le rapport entre les revenus requis résiduels de 2 674 M\$ et la somme des capacités maximales appelées mensuelles de transport prévues pour l'année 2001, soit 333 210 MW.¹¹³⁶

Le transporteur mentionne qu'au Québec, la charge de transport d'Hydro-Québec présente une importante pointe hivernale alors que la charge estivale est beaucoup plus faible. Par conséquent, le fait d'appliquer un tarif de transport mensuel, fixé au douzième du tarif annuel, aux transits mensuels ne générerait pas suffisamment de revenus. Pour tenir compte du caractère saisonnier de la charge sur le réseau de transport, les revenus requis résiduels sont plutôt divisés par la somme des pointes mensuelles de transport prévues pour les clients de charge locale et de réseau intégré, à laquelle sont ajoutées les réservations prévues pour le service de point à point.¹¹³⁷

Le transporteur soutient qu'il en résulte un tarif mensuel qui, multiplié par 12 mois, donne un prix supérieur au tarif annuel. Selon le transporteur, cela a notamment pour effet d'inciter les clients à opter pour le tarif annuel, permettant ainsi aux planificateurs du réseau de mieux tenir compte de leur présence.¹¹³⁸

En audience, le transporteur précise que l'incitatif considéré dans la méthode de calcul des tarifs mensuels était d'ajouter à la priorité de réservation. Le transporteur indique, en audience :

« [...] l'idée, c'étaient les réservations annuelles pour les maintenir annuelles, l'incitatif, d'ajouter à la priorité de réservation, parce que quelqu'un va réserver à plus long terme pour s'assurer de la réservation, pour s'assurer par rapport à d'autres même si parfois il n'utilisait pas la ligne tout le temps, même s'il n'utilisait pas ces réservations tout le temps. Donc, c'était uniquement cet incitatif-là. »¹¹³⁹

L'incitatif invoqué par le transporteur s'applique également pour les tarifs de court terme autres que le tarif mensuel du transporteur. Selon ce dernier, plus on va vers le court terme,

¹¹³⁶ HQT-10, document 1, page 25.

¹¹³⁷ HQT-10, document 1, pages 24 et 25.

¹¹³⁸ HQT-10, document 1, page 25.

¹¹³⁹ NS, 18 mai 2001, volume 22, page 53.

plus le tarif est un peu plus cher pour éviter l'arbitrage entre les périodes et inciter le client à aller vers le tarif qui est un peu plus pour le long terme.¹¹⁴⁰

Dans son témoignage écrit, le D^r Ren Orans, expert d'Hydro-Québec, indique que le transporteur a choisi de jumeler deux méthodes d'allocation des coûts dans sa conception tarifaire. Une base de 12-CP est utilisée pour établir les tarifs mensuel, hebdomadaire, quotidien et horaire du service de point à point, et une base de 1-CP pour calculer le tarif annuel (transport en réseau intégré et de point à point à long terme).

*« Hydro-Québec has chosen to use both the 12-CP and 1-CP methods in its rate design. It uses a 12-CP basis for calculating monthly, weekly, daily and hourly rates for Point-to-Point service, but uses a 1-CP basis for calculating the annual services (Network Integration and long term Point-to-Point). »*¹¹⁴¹

Pour le transporteur, l'application du tarif mensuel, tel que proposé, aux 12 capacités mensuelles fournirait globalement le même niveau de revenus requis que l'application du tarif annuel à la capacité de transport maximale annuelle.¹¹⁴²

Pour le transporteur, le mode de détermination des tarifs de court terme constitue un « artifice » du même type que la « *Appalachian Formula* » reconnue par la FERC et utilisée par certaines compagnies Nord américaines et par laquelle le tarif quotidien, par exemple, est obtenu en divisant le tarif annuel par 260 jours.¹¹⁴³ Selon le transporteur :

*« Cette méthode [...] favorise la priorisation des transactions de long terme en plus des règles de priorité de service [...] déjà inscrites au pro forma. »*¹¹⁴⁴

Le tarif quotidien (0,40 \$/kW-jour) est obtenu en divisant le tarif mensuel (8,02 \$/kW-mois) par le nombre de jours ouvrables du mois, soit 20 jours.¹¹⁴⁵

Le tarif hebdomadaire proposé par le transporteur est quant à lui calculé en multipliant le tarif quotidien (0,40 \$/kW-jour) par le nombre de jours ouvrables de la semaine, c'est-à-dire 5 jours. Il correspond à 2,00 \$/kW-semaine.¹¹⁴⁶

¹¹⁴⁰ NS, 18 mai 2001, volume 22 page 57.

¹¹⁴¹ HQT-10, document 4, pages 13 et 14.

¹¹⁴² HQT-10, document 1, page

¹¹⁴³ NS, 18 mai 2001, volume 22, pages 44 et 45.

¹¹⁴⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, page 146.

¹¹⁴⁵ HQT-10, document 1, page 25.

¹¹⁴⁶ HQT-10, document 1, page 26.

Enfin, le tarif horaire est obtenu en divisant le tarif quotidien (0,40 \$/kW-jour) par 24 heures. Ainsi, le tarif horaire pour le service de point à point non ferme s'établit à 16,67 \$/kW-heure.¹¹⁴⁷

Selon le transporteur, cette approche prend en considération le fait que la demande énergétique est tout au long de l'année généralement plus faible le week-end que les jours ouvrables de la semaine et que cela se traduit par une valeur économique du transport moins élevée durant le week-end.

Étant donné que les prix des services non fermes durant le week-end sont généralement à rabais, l'ensemble de ces réservations pourraient représenter pour les clients des services de point à point à court terme une facture plus faible par rapport au coût d'une réservation hebdomadaire ou mensuelle. Le manque à gagner serait alors supporté par l'ensemble des autres clients.

La même logique aurait pu aussi s'appliquer sur une base quotidienne en ne faisant supporter le coût quotidien du transport que sur les heures les plus chargées de la journée (par exemple de 6 h à 22 h). Cependant, le transporteur est d'avis que la possibilité d'interruption du service horaire durant les heures chargées constitue un incitatif suffisant pour que les clients concernés optent pour le tarif quotidien.¹¹⁴⁸

Commentaires généraux des intervenants

Plusieurs intervenants (**ARC-FACEF-CERQ**, **Coalition industrielle**, **Énergie NB**, **NEG**, **OPG** et **RNCREQ**) s'opposent à l'application d'une méthode d'allocation des coûts différente pour établir les tarifs des services à court terme. Ces intervenants demandent à la Régie de ne retenir qu'une seule méthode d'allocation des coûts dans la détermination des tarifs de long terme comme ceux de court terme.¹¹⁴⁹

Certains intervenants, tels que la **Coalition industrielle**, **Énergie NB**, **OPG** et le **RNCREQ**, estiment que la proposition du transporteur d'utiliser deux méthodes d'allocation des coûts n'est pas conforme à la pratique dans l'industrie et que les tarifs de court terme doivent, selon eux, découler des tarifs de long terme.¹¹⁵⁰

¹¹⁴⁷ HQT-10, document 1, page 26.

¹¹⁴⁸ HQT-13, document 1, pages 129 et 131.

¹¹⁴⁹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 10; Argumentation de la Coalition industrielle, page 98; Argumentation de Énergie NB, page 52; NEG-5, pages 13 et 14; Direct Evidence of Craig Roach, Ph. D, pages 21 et 22; Argumentation du RNCREQ, page 81.

¹¹⁵⁰ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 153; Argumentation d'OPG, page 17; Argumentation du RNCREQ, page 81.

Ces intervenants jugent la proposition du transporteur discriminatoire à l'égard des tiers. Elle conduirait à des tarifs trop élevés aux tiers autres qu'Hydro-Québec Production, la quasi totalité du service de point à point annuel étant monopolisée par le Producteur. Le niveau très élevé des tarifs proposés pour le service à court terme aurait pour effet de décourager l'accès aux nouveaux entrants. Selon ces intervenants, la proposition d'Hydro-Québec est inefficace et remet en cause l'utilisation optimale du réseau.

Plusieurs intervenants, tels que la **Coalition industrielle**, **Énergie NB**, **OPG**, **NEG**, le **RNCREQ** et **OPG**, soumettent que les tarifs mensuels doivent correspondre au douzième du tarif annuel.¹¹⁵¹

OPG, le **RNCREQ**, la **Coalition industrielle** et l'**ACEF de Québec** s'opposent au motif invoqué par le transporteur relatif à l'incitation pour le client à opter pour les tarifs de long terme. De leur point de vue, cet aspect est déjà considéré dans la priorité de réservation accordée pour le long terme.

La **Coalition industrielle** et **OPG** considèrent que la proposition d'Hydro-Québec n'est pas justifiée du fait que le service à court terme est de moindre qualité et moins prioritaire que le service à long terme.¹¹⁵²

NEG et **OPG** s'opposent à l'utilisation du nombre de jours ouvrables pour calculer les tarifs hebdomadaire et quotidien, telle que proposée par le transporteur. Selon les intervenants, et dans un but de non-discrimination, les tarifs hebdomadaire et quotidien devraient plutôt être basés sur le nombre de jours calendaires.¹¹⁵³

Positions particulières des intervenants

Pour l'**ACEF de Québec**, il n'est pas pertinent de surévaluer les tarifs de point à point afin d'encourager les réservations à long terme. Les services à court terme visent à utiliser la surcapacité du réseau alors que les réservations à long terme, utilisables autant en pointe qu'hors pointe, exercent des pressions pour accroître la capacité du réseau.¹¹⁵⁴

La **Coalition industrielle** estime que les tarifs à court terme proposés par le transporteur ne reflètent pas les coûts encourus par TransÉnergie pour dispenser le service à court terme.¹¹⁵⁵

¹¹⁵¹ NS, 25 mai 2001, volume 26, pages 116 et 171; Direct Evidence of Craig R. Roach, Ph. D, page 23.

¹¹⁵² Argumentation de la Coalition industrielle, page 102; Argumentation d'OPG, page 18.

¹¹⁵³ NEG-5, page 14; Direct Evidence of Craig R. Roach, Ph.D, page 22; Argumentation d'OPG, pages 2 et 19.

¹¹⁵⁴ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 21.

¹¹⁵⁵ Argumentation de la Coalition industrielle, pages 98 et 102.

La Coalition industrielle propose un tarif hebdomadaire calculé en divisant le tarif annuel par le nombre de semaines dans l'année, soit 52.

Selon l'expert de la Coalition industrielle, le D^r El-Ramly, les tarifs de court terme devraient reposer sur les mêmes principes que ceux des tarifs de long terme.

*“The short-term point-to-point rates must be done on the same basis as the long-term point-to-point rates, indirectly on the same I-CP basis, however prorated to long-term values.”*¹¹⁵⁶

L'expert propose que les tarifs quotidiens soient déterminés en divisant le tarif hebdomadaire par 7 ou 5.¹¹⁵⁷

Pour l'expert, si Hydro-Québec veut réellement refléter la saisonnalité dans l'utilisation du système, elle devrait plutôt produire des tarifs variables selon les mois.¹¹⁵⁸

La Coalition industrielle soutient que l'incitatif qui consiste à décourager l'utilisation des tarifs de court terme n'est pas un objectif propre au « *rate design* ». Le D^r El-Ramly s'exprime ainsi en audience :

*« The use of a rate design approach that has the intention of discouraging the use of the rate is not a proper rate design objective. »*¹¹⁵⁹

En outre, cet incitatif ne serait pas efficace. L'intervenante allègue que les tarifs de court terme sont conçus pour remplir les creux du système observés à certains moments seulement de l'année. D'un autre côté, les clients peuvent ressentir le besoin de recourir au service de transport à certains moments seulement de l'année. L'expert indique à cet effet :

*« [...] the system has a valley -- short-term rates are designed to fill those valleys, okay? If you inject a long-term rate, if you substitute short-term by long-term, all what you do is that you raise the level but you keep the valleys. So you haven't done what the short-term rates are supposed to do, which is fill the valleys.»*¹¹⁶⁰

*The other thing is that customers may only need short-term access, or access during certain months. If I was New Brunswick Power, I may just have surplus energy during June, July, August, that is the only time I have them, so I only want transmission during June, July, August, okay? Or if I want to import, I may want to import only during some times but not other times. So in effect, forcing long-term use is inefficient, because you remove one of the variables that is designed to make the system efficient.»*¹¹⁶¹

¹¹⁵⁶ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 171.

¹¹⁵⁷ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 171.

¹¹⁵⁸ Coalition-5, document 1, page 42.

¹¹⁵⁹ Coalition-5, document 1, page 41.

¹¹⁶⁰ Coalition-5, document 4, page 13; NS, 25 mai 2001, volume 26, pages 154 et 155.

¹¹⁶¹ NS, 25 mai 2001, volume 26, pages 154 et 155.

L'intervenante est d'avis que le niveau très élevé des tarifs proposés pour le service à court terme a pour effet de décourager l'utilisation optimale du réseau, ce qui est contraire aux meilleurs intérêts de TransÉnergie de même qu'à ceux de ses clients.¹¹⁶²

Pour la Coalition industrielle, la quasi totalité du service de point à point annuel étant monopolisée par Hydro-Québec Production, le service à court terme constitue sans doute la seule alternative sur laquelle les tiers utilisateurs peuvent se rabattre pour faire transporter leur électricité et, ainsi, accroître l'utilisation optimale de l'ensemble du réseau.¹¹⁶³

Concernant le fait que les tarifs de court terme soient des prix plafonds sujets à des rabais, la Coalition industrielle mentionne qu'il serait illogique d'augmenter les tarifs de court terme et d'augmenter les rabais.¹¹⁶⁴

La Coalition industrielle réfère à l'expérience passée du transporteur et note que des rabais importants ont dû être appliqués au tarif de point à point afin de rendre les prix attractifs.

« Ironically, TransÉnergie is proposing a higher, inflated, short-term, Point-to-Point rate that past experience indicated had to be discounted to attract use (see the collective responses to OPG from Hydro-Québec (HQT – 13, Document 13)). This is the same type of activity as when retailers inflate their prices prior to discounting them for sales, in order to create the illusion of higher discounts and lower prices. »¹¹⁶⁵

L'expert de la Coalition industrielle estime que la proposition d'Hydro-Québec serait anti-concurrentielle et limiterait la supervision de la Régie :

*« ❖ Appearance of anti-competitive behavior
❖ reduces Régie's oversight
♦ hence the call for a discount policy. »¹¹⁶⁶*

Au niveau des coûts, la Coalition industrielle soutient qu'il est faux de suggérer que le recours à une méthode différente pour le tarif mensuel est nécessaire pour s'assurer que les tarifs de court terme génèrent les revenus requis résiduels de TransÉnergie. Les revenus résiduels de TransÉnergie projetés à 2 674 MM\$ ne comprennent aucune contribution de la part des revenus du service à court terme. De plus, la Coalition industrielle indique que le transporteur a reconnu que l'essentiel du raisonnement avancé pour justifier le tarif mensuel proposé en fonction des coûts était faux.¹¹⁶⁷

¹¹⁶² Argumentation de la Coalition industrielle, pages 102 et 103.

¹¹⁶³ Argumentation de la Coalition industrielle, page 98.

¹¹⁶⁴ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 156.

¹¹⁶⁵ Coalition-5, document 1, pages 41 et 42.

¹¹⁶⁶ Coalition-5, document 4, page 15.

¹¹⁶⁷ Argumentation de la Coalition industrielle, pages 100 et 101.

Énergie NB partage l'avis de la Coalition industrielle à l'effet que les tarifs de court terme doivent découler du tarif annuel.

*« [...] monthly service should be a function of the annual, we would disagree with Hydro-Québec's position to use a separate 12 CP number for monthly and short-term as annual, everything should be based off the one annual service and appropriate it proportionately from there. »*¹¹⁶⁸

Dans son argumentation, **Énergie NB** plaide qu'elle n'a pas présenté de preuve à ce sujet, mais qu'elle appuie la position de la **Coalition industrielle** et de **NEG** en la matière.¹¹⁶⁹

NEG souligne le niveau très élevé des tarifs de court terme, notamment par la comparaison des tarifs de transport d'Hydro-Québec avec ceux des compagnies américaines suivantes : Central Maine, Con Edison, BPA, VEPCO, FP&L, TVA.¹¹⁷⁰

L'intervenante soutient par ailleurs que le niveau relativement marginal des revenus ventes à court terme, qui représentent 0,4 % du revenu requis, devrait permettre au transporteur d'offrir à ses clients des tarifs beaucoup plus bas pour les services à court terme afin de stimuler la concurrence sur son réseau.

*« With the marginal revenues it obtains from short term services (0.4% of its expected revenues)⁶⁶, HQ-TE has plenty of margin to offer lower rates to the rest of its customer base in order to stimulate true competition on its grids. »*¹¹⁷¹

À l'instar de la **Coalition industrielle** et de **OPG**, **NEG** considère que la préférence pour le service à long terme favorise les compagnies ou divisions affiliés au transporteur.¹¹⁷² **NEG** croit également qu'encourager l'utilisation des services à court terme améliorera l'efficacité économique.¹¹⁷³

NEG estime que les tarifs des autres compagnies examinées sont basés sur une méthodologie conforme. Les tarifs de court terme sont établis à partir du tarif annuel.¹¹⁷⁴

¹¹⁶⁸ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 116.

¹¹⁶⁹ Argumentation d'Énergie NB, page 52.

¹¹⁷⁰ NEG-9, page 20.

¹¹⁷¹ Argumentation de NEG, page 16.

¹¹⁷² NEG-5, page 14.

¹¹⁷³ NEG-5, page 14.

¹¹⁷⁴ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 98.

À l'instar d'OPG, NEG lie le tarif à la qualité du service offert. L'intervenante estime qu'il n'existe aucune explication logique à offrir des services non fermes à court terme à des prix supérieurs aux tarifs fermes à long terme.

« HQ-TE's policy to offer non-firm short-term services at higher prices than a firm long-term service defies any logical explanation. Every other Transmission Provider charges less for non-firm short term as compare to firm long-term service. »¹¹⁷⁵

NEG précise en audience :

« I believe that another point that we are trying to make is, in many of the jurisdictions in which we trade, the higher integrity of the service, firm compared to non-firm. Non-firm is not as firm, it is not as safe to transmit and therefore, it is usually on a hundred percent (100%) load factor per megawatthour basis cheaper, less expensive, because you are not getting the security, it is just, it is a lesser service.

Therefore it is less expensive but it is also less reliable. New York Power used to operate this way, NEPOOL, PJM operates that way as well. As the service gets less firm, it gets cheaper. »¹¹⁷⁶

OC considère que l'approche 1-CP/12-CP proposée par le transporteur pour la tarification du service de transport est inefficace à promouvoir une utilisation optimale du réseau de transport. En incitant les consommateurs à opter pour le service à long terme plutôt que le service à court terme, la structure tarifaire décourage l'utilisation de la capacité excédentaire de transport en dehors de la saison hivernale. Selon l'intervenante, les ventes à court terme sont susceptibles d'améliorer l'efficacité générale du système en améliorant le facteur d'utilisation du réseau.¹¹⁷⁷

Pour OPG, l'incitation pour le client à opter pour les tarifs de long terme crée un biais méthodologique contre les nouveaux participants au marché. L'intervenante croit qu'encourager l'utilisation de services à court terme pourrait améliorer l'efficacité économique. L'expert d'OPG, le D^r Craig Roach, mentionne à cet égard :

« [...] I think encouraging short-term use of a transmission system can improve economic efficiency. For example, short-term use may allow fuller use of the system by filling in demand during lower-demand periods. Second, I think it is important that new market participants be treated comparably and fairly, and I believe at least some of these new market participants may be looking primarily to short-term service. By using the tariff calculation method to encourage transmission customers to purchase annual service over short-term service, TransÉnergie is potentially creating a pricing bias against new market participants. »¹¹⁷⁸

¹¹⁷⁵ NEG-5, page 10.

¹¹⁷⁶ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 99.

¹¹⁷⁷ Argumentation d'OC, page 34.

¹¹⁷⁸ Direct Evidence of Craig R.Roach, Ph.D, page 21.

L'intervenante soutient que la proposition du transporteur constitue une atteinte aux principes de la FERC liés à un traitement juste et comparable. Les clients du transporteur seraient contraints de payer un prix plus élevé pour une qualité de service inférieure ne générant aucun coût additionnel.¹¹⁷⁹

OPG rejoint le point de vue de la **Coalition industrielle** sur le fait que les participants au marché pourraient d'abord être intéressés par des transactions à court terme. **OPG** cite les exemples des marchés de l'Ontario, de New York et de la Nouvelle-Angleterre à prédominance de court terme. L'utilisation du service à long terme constituerait un risque pour les participants au marché autres que les compagnies affiliés ou les autres divisions de la compagnie propriétaire du transport, puisque leurs réservations d'électricité seraient inutilisées durant plusieurs heures.

« Furthermore, longer term contracts in general favour the marketing affiliate of a transmission owner. When a market participant purchases long-term transmission service, it takes on significant risk that it will be unable to utilize the service in some or many of the hours that have been reserved. For an affiliate, such non-usage merely represents a transfer of funds between affiliated companies or divisions; a minor concern for management since their incentives are related to overall corporate performance. For a non-affiliate, such non-usage represents a real cost that serves to effectively increase the cost of transmission because costs incurred over the hours that are reserved must be recouped in the hours when the service is actually utilized. »¹¹⁸⁰

OPG fait une évaluation des tarifs mensuels qui seraient issus de l'application d'une même méthodologie d'allocation des coûts. Les tarifs mensuels obtenus seraient de 28 % inférieurs à ceux proposés par le transporteur.

Le **RNCREQ** constate que le transporteur n'a pu présenter aucun précédent pour la pratique d'utiliser deux approches différentes pour les tarifs de court terme et de long terme. Le **RNCREQ** s'appuie en particulier sur le balisage effectué par Hydro-Québec, où, selon lui, toutes les compagnies étudiées pratiquent des tarifs mensuels égaux au douzième du tarif annuel de long terme.¹¹⁸¹

Comme plusieurs autres intervenants, le **RNCREQ** considère l'incitatif à prendre des réservations à plus long terme comme non justifié, étant donné l'aspect discriminatoire de cette approche les clients qui n'ont pas besoin de réservations annuelles.¹¹⁸²

¹¹⁷⁹ Argumentation d'OPG, page 18.

¹¹⁸⁰ Argumentation d'OPG, page 18.

¹¹⁸¹ Argumentation du RNCREQ, p. 81

¹¹⁸² Argumentation du RNCREQ, p. 81

Pour l'intervenant, la Régie devrait, par souci d'équité réglementaire, rejeter l'approche proposée par le transporteur, étant donné que le seul bénéficiaire actuel de cette politique serait Hydro-Québec elle-même.¹¹⁸³ Le RNCREQ estime que l'incitation aux clients à prendre les réservations de long terme se trouve injustifiée.

STOP/S.É. recommande le maintien du principe d'un tarif de la capacité réservée mensuellement qui soit proportionnellement plus élevé que le tarif de la capacité réservée à l'année. Selon l'intervenant, cette approche vise à faire assumer par le client la valeur réelle des infrastructures requises pour répondre à la capacité réservée, même si celle-ci ne l'est que durant une partie de l'année. Cependant, l'intervenant demande de prévoir un tarif différent selon le mois, afin de refléter la courbe saisonnière de consommation et de congestion du réseau. Cette recommandation s'applique aussi aux tarifs de réservation de capacité pour des périodes plus courtes (semaine, jour, heure).¹¹⁸⁴

6.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie note l'objectif du transporteur de chercher à inciter les clients à utiliser en priorité les services à plus long terme et de se soucier des impacts possibles sur ses revenus des ventes à long terme.

Toutefois, la Régie considère, comme l'ont signalé certains intervenants, que l'élément incitatif invoqué par le transporteur est déjà pris en compte dans la priorité de renouvellement du service de point à point à long terme et la garantie de la disponibilité des services fermes. La Régie est d'avis qu'il existe un incitatif important pour le client du service de point à point à long terme de préserver sa priorité de réservation détenue en renouvelant ses réservations sur un réseau et des interconnexions de plus en plus sollicitées.¹¹⁸⁵

Faute de justification satisfaisante de la part du transporteur, et compte tenu de la preuve soumise par plusieurs intervenants, la Régie choisit de se référer à la pratique nord-américaine la plus courante, pour la détermination des tarifs de court terme. Elle rejette donc la méthode proposée par Hydro-Québec quant à la détermination des tarifs de court terme.

Même si une baisse des tarifs de service à court terme pourrait avoir un impact négatif sur les revenus du transporteur provenant des ventes à long terme, ce fait, en soi, ne justifie pas

¹¹⁸³ Argumentation du RNCREQ, p. 81

¹¹⁸⁴ STOP/S.É.-1, document 1, page 32.

¹¹⁸⁵ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 214.

des tarifs de court terme aussi élevés. La Régie n'a pas entendu de preuve sur l'ampleur d'un tel impact et ne peut pas l'estimer. La variation des revenus provenant des ventes à long terme est reconnue par la Régie, à la section 4.4.1.2, comme un risque important du transporteur. La Régie en a pris compte en établissant le taux de rendement sur l'avoir propre, dans la section 4.4.3.2.

Après examen des résultats du balisage effectué par Hydro-Québec auprès de plusieurs compagnies nord-américaines y compris celles utilisant la méthode 1-CP pour déterminer leurs tarifs de point à point à long terme¹¹⁸⁶, la Régie observe que la pratique usuelle est de fixer les tarifs de court terme sur la base du tarif annuel. Le tarif mensuel est fixé au douzième du tarif annuel et le tarif hebdomadaire est obtenu en divisant le tarif annuel par le nombre de semaines dans l'année, soit 52, et ce, quelle que soit la compagnie étudiée. La Régie choisit de retenir cette approche.

La Régie constate également que la pratique nord-américaine fixe le tarif quotidien soit sur la base du nombre de jours calendaires, soit sur la base du nombre de jours ouvrables. La Régie juge le mode de détermination du tarif quotidien ferme, tel que soumis par le transporteur, adéquat et retient l'utilisation du nombre de jours ouvrables pour la détermination du tarif quotidien du service ferme. Le tarif pour ce service sera fixé au tarif annuel divisé par 260.

Cependant, la Régie est d'avis que la qualité du service à court terme fourni devrait se refléter dans les prix du transport. La possibilité pour le service non ferme d'être interrompu à tout moment explique en grande partie sa qualité moindre et justifie l'octroi de prix inférieurs à ceux applicables aux services fermes.

La Régie prend note de la constatation de NEG à l'effet que dans plusieurs juridictions américaines, le service non ferme est moins cher que le service ferme car il est moins fiable et donc de moindre qualité.

La Régie adopte le principe de fixer le tarif du service non ferme sur la base d'un facteur d'utilisation de 100 % et demande donc au transporteur de calculer ce tarif sur la base du nombre de jours calendaires.

La Régie estime cohérente la fixation du tarif horaire du service non ferme sur la base du tarif quotidien divisé par 24 heures, tel qu'il a été proposé par le transporteur.

¹¹⁸⁶ HQT-10, document 1.1; HQT-10, document 1.7.13.

En conclusion, la Régie rejette les tarifs de court terme proposés par le transporteur et ordonne à celui-ci de fixer les tarifs de court terme comme suit :

Tarif	Service ferme	Service non ferme
Mensuel (\$/kW/mois)	Tarif annuel divisé par 12	Idem
Hebdomadaire (\$/kW/semaine)	Tarif annuel divisé par 52	Idem
Quotidien (\$/kW/jour)	Tarif annuel divisé par 260	Tarif annuel divisé par 365
Horaire (\$/MW/heure)	Non disponible	Tarif quotidien divisé par 24

6.4. LA POLITIQUE DE RABAIS

6.4.1. POSITION DES PARTIES

La position du **transporteur** concernant sa politique de rabais comporte plusieurs volets. En résumé, ces volets concernent l'objectif d'utilisation optimale du réseau de transport, la discrétion du transporteur dans l'octroi de ses rabais, la volonté d'octroyer des rabais différenciés par chemin et ne s'appliquant qu'à des périodes de court terme, que les rabais sont basés sur les prix relatifs entre les marchés et, finalement, qu'un traitement non discriminatoire est assuré par l'affichage sur OASIS.

Le transporteur allègue qu'afin d'optimiser davantage l'utilisation de la capacité disponible sur le réseau une fois les besoins de la charge locale satisfaits et ainsi maximiser les revenus générés par le service de point à point, il a aussi recours aux rabais qu'il offre sur les services à court terme. Les sommes reçues pour les services de point à point réduisent d'autant les revenus requis résiduels payables par l'ensemble des clients du transporteur. La rationalité économique sous-jacente à l'octroi de rabais vient du fait que, dès que le prix payé pour une réservation de transport excède le coût marginal du court terme, les clients de point à point contribuent aux frais fixes. Dans cette optique, vendre même à prix réduit est préférable à ne pas vendre. Selon le transporteur, l'ensemble des clients de transport ont donc intérêt à ce qu'une politique de rabais soit appliquée puisqu'il est fort probable que les transits à court terme ne seraient pas effectués en leur absence. De plus, il soumet que les tarifs de transport indiqués aux « *Tarifs et conditions* » représentent des prix plafond.^{1187,1188}

Bien que les rabais puissent être accordés sur les services fermes (à court et à long terme) et non fermes, le transporteur affirme qu'il n'offrira pas de rabais sur les services à long terme, dans le but de s'assurer de récupérer les revenus requis résiduels de ces services.¹¹⁸⁹

Selon le transporteur, dans un marché ouvert et concurrentiel, la valeur du service offert sur une ligne de transport est étroitement liée à la valeur de l'énergie dans les marchés qu'elle relie, et elle varie d'un marché à l'autre en fonction d'un ensemble de paramètres temporels, climatiques et autres. Ainsi, les rabais permettent de fixer le prix du transport près de sa valeur économique et ils facilitent la réalisation de transactions économiquement rentables.¹¹⁹⁰ D'ailleurs, l'expert d'Hydro-Québec sur les questions de tarification du

¹¹⁸⁷ HQT-10, document 1, pages 10 et 11.

¹¹⁸⁸ HQT-10, document 1, pages 27 et 28.

¹¹⁸⁹ HQT-10, document 1, page 27.

¹¹⁹⁰ HQT-11, document 2, pages 84 à 87.

transport d'électricité, le D^r Orans, corrobore l'idée que les rabais tarifaires du transporteur offrent un potentiel favorable à des transactions économiquement efficaces.¹¹⁹¹

Le transporteur propose que, dorénavant, les rabais ne soient offerts que sur les chemins non contraints menant au même point de livraison sur le réseau.¹¹⁹² Le transporteur pourra néanmoins offrir des rabais différents sur des chemins menant à différents points de livraison. Ceci permet de maintenir l'achalandage sans affecter la compétitivité sur l'ensemble du réseau. Ainsi, un chemin fortement sollicité pourrait ne nécessiter aucun rabais alors que d'importants rabais peuvent être offerts sur un autre chemin. Le transporteur souhaite pouvoir également limiter ses offres de rabais à des périodes données et allègue que cette pratique n'est pas discriminatoire.¹¹⁹³ D'ailleurs, selon le D^r Orans, dans l'éventualité peu probable où des contraintes ne peuvent être résolues au moyen d'une nouvelle répartition centralisée de la production, la tarification offre une solution à la congestion fondée sur la différenciation de la fiabilité du service de transport.¹¹⁹⁴

Le transporteur rappelle qu'afin d'éviter tout traitement discriminatoire lors de la fixation des rabais, les « *Tarifs et conditions* » prévoient que toute offre de rabais faite par le transporteur, toute demande de rabais de la part d'un client et tous les détails d'une entente client-transporteur doivent être immédiatement affichés sur OASIS.¹¹⁹⁵

Le transporteur, en argumentation, affirme que l'application de rabais aux tarifs pour les services (point à point) à court terme est une pratique courante en Amérique du Nord, sanctionnée par les organismes de régulation économique dans les secteurs électriques et gaziers.¹¹⁹⁶

Le transporteur propose de respecter deux conditions essentielles avant d'offrir des rabais. Dans un premier temps, il doit observer qu'il y a une baisse de revenus des services de point à point et ensuite il doit être capable de vérifier que cette baisse est directement reliée au fait que son tarif est trop élevé et que cela empêche des transactions à ce moment-là.¹¹⁹⁷ Ces conditions sont d'ailleurs incorporées dans la politique de rabais proposée en Annexe 2 de son argumentation.¹¹⁹⁸

¹¹⁹¹ HQT-10, document 4.1, pages 20 et 21.

¹¹⁹² La Régie note, cependant, une affirmation du transporteur à l'effet que les chemins contraints sont identifiés comme des points sur le système OASIS, soit toutes les interconnexions avec les réseaux voisins, à l'exception de celle avec la centrale de Churchill Falls. (HQT-13, document 14, page 117.)

¹¹⁹³ HQT-10, document 1, page 28.

¹¹⁹⁴ HQT-10, document 4.1, page 20.

¹¹⁹⁵ HQT-10, document 1, page 29.

¹¹⁹⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 169.

¹¹⁹⁷ NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 36 et 37.

¹¹⁹⁸ Argumentation Hydro-Québec, 9 août 2001, page 171.

Le transporteur affirme qu'il n'y a pas lieu de faire du *monitoring* de l'utilité des rabais *ex post*, car les rabais sont fixés sur la base de prévisions de prix de différentes publications et qu'il n'est pas pertinent, selon lui, de faire de comparaison pour évaluer la justesse des rabais, car les prix varient en fonction de différents facteurs.^{1199,1200,1201} En audience, le transporteur constate aujourd'hui, et ce, depuis l'an 2000 environ, que les tarifs de TransÉnergie n'empêchent aucune transaction, même s'il n'y a pas de rabais sur le réseau pour aucun des services. Il n'est donc envisagé aucune baisse des prix de marché, aucun rabais, avant les deux à cinq prochaines années¹²⁰² :

*« Ce qu'on demande, c'est de maintenir la situation actuelle, c'est-à-dire qu'on peut faire des rabais aujourd'hui. On vous dit tout simplement qu'on n'en fera pas avant deux, trois ans, certain. De la façon dont on est parti là, ça prendrait un changement majeur dans les marchés pour nous amener à vouloir offrir des rabais. »*¹²⁰³

Le transporteur mentionne qu'il est essentiel que sa capacité de réaction rapide soit maintenue à l'instar de la pratique de l'industrie généralement reconnue à cet égard. Il s'ensuit donc que les rabais ne doivent pas être fixés pour de longues périodes et que le transporteur doit pouvoir accorder ou modifier les rabais au besoin, en temps réel, sans devoir obtenir l'accord préalable de la Régie. Cette proposition va aussi dans le sens de l'allègement du processus réglementaire.¹²⁰⁴

Comme le transporteur doit pouvoir accorder des rabais différenciés par chemin, il considère inopportun de fixer un prix plancher pour le service de transport à court terme.¹²⁰⁵ D'une part, les coûts marginaux sont quasi nuls. D'autre part, le transporteur doit pouvoir conserver toute la flexibilité nécessaire pour maximiser le transit sur son réseau et, partant, les revenus qui en découlent. Ce n'est d'ailleurs pas, selon lui, la pratique générale de l'industrie que de fixer un prix plancher. Le transporteur propose cependant que, si la Régie souhaite fixer un prix plancher, celui-ci soit fixé au niveau historique de 0,50 \$/MWh.¹²⁰⁶

Le transporteur ajoute également qu'il a été démontré que l'application de formules visant à déterminer des rabais n'a pas donné les résultats souhaités et que cette façon de procéder a été abandonnée là où elle avait été mise en œuvre. De plus, le transporteur considère primordial qu'il puisse fixer les rabais à partir de sa connaissance des marchés.¹²⁰⁷

¹¹⁹⁹ HQT-13, document 13.2, page 8.

¹²⁰⁰ NS, 23 mai 2001, volume 24, page 262.

¹²⁰¹ HQT-13, document 13, page 22.

¹²⁰² NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 38 et 39.

¹²⁰³ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 115.

¹²⁰⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 170.

¹²⁰⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 170.

¹²⁰⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 171.

¹²⁰⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 171.

Par ailleurs, le transporteur soutient que le fait d'accorder des rabais pour des transactions de court terme n'est incompatible ni avec le principe d'uniformité territoriale, ni avec celui du tarif timbre-poste comme l'a également reconnu l'expert El-Ramly de la Coalition industrielle.¹²⁰⁸

Les Annexes 7 et 8 des « *Tarifs et conditions* » traitent des tarifs spécifiques aux services de transport ferme à long et à court terme de point à point et de transport non ferme de point à point, respectivement.¹²⁰⁹ Hydro-Québec ne considère pas opportun d'inclure dans les « *Tarifs et conditions* » les éléments de la politique en matière de rabais tarifaires qui constituent des obligations du transporteur par rapport à la Régie et qui ne constituent pas des obligations des parties à un contrat de service de transport.¹²¹⁰ Elle soutient également que les Annexes 7 et 8 des « *Tarifs et conditions* » sont conformes à la politique de rabais qu'elle propose.¹²¹¹

Le transporteur précise que les « *Tarifs et conditions* », tels que modifiés, tiennent compte des pratiques commerciales généralement appliquées en Amérique du Nord et consacrées dans les décisions de divers organismes de réglementation (FERC et autres), tels que les rabais différenciés par chemin, et qu'ils intègrent les éléments pertinents de la demande d'Hydro-Québec, de même que la possibilité d'offrir des rabais différenciés par chemin.¹²¹²

Le transporteur prétend également qu'un parallèle peut être fait entre sa proposition de politique de rabais dans le présent dossier et les programmes de rabais que la Régie a autorisés dans sa décision D-94-52 relative à une demande de Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM).¹²¹³

Hydro-Québec est d'avis que le programme de rabais que le transporteur a présenté en preuve à la Régie, avec ses modalités et critères d'application limités au transit de court terme, est suffisamment défini, circonscrit et limité dans ses effets sur les autres tarifs et la clientèle en général pour que la Régie accorde à TransÉnergie toute la discrétion qui est requise pour l'utilisation optimale de sa politique de rabais.¹²¹⁴

L'ACEF de Québec mentionne qu'il faut se questionner sur la finalité des rabais et c'est pourquoi elle demande de limiter l'usage des rabais sur le transport et de juger ces rabais

¹²⁰⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 171.

¹²⁰⁹ HQT-11, document 2, pages 84 à 87.

¹²¹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 175.

¹²¹¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 177.

¹²¹² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 178.

¹²¹³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 192 et 193.

¹²¹⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 194.

sous l'angle de la rentabilité globale, à long terme pour la société, d'exporter l'électricité du Québec à rabais. Le maintien à long terme d'une surcapacité risque de ne pas être à l'avantage des clientèles réglementées avec ces rabais soutenus et systématiques.¹²¹⁵

L'intervenante maintient que la Régie doit ainsi surveiller les rabais, établir des règles claires à cet effet, fixer des prix planchers pour les services de transport et évaluer si vraiment ces rabais sont profitables pour l'ensemble des Québécois dans une perspective de développement durable, avant d'en permettre sa généralisation.¹²¹⁶

Pour ce faire, l'intervenante pense qu'il faut s'assurer que Hydro-Québec Production ne profite pas exclusivement ou indûment de ces rabais, ce qui pourrait laisser croire à tort que le prix de l'électricité au Québec est très compétitif, alors que l'avantage concurrentiel n'est dû qu'à l'interfinancement du service de transport par les clientèles de la charge locale.¹²¹⁷

Pour l'ACEF de Québec, l'exigence d'uniformité territoriale des tarifs n'implique pas l'unicité tarifaire et empêche possiblement l'application de tarifs par zone et de rabais par chemin, car les rabais ne seraient pas tous accessibles uniformément sur tout le territoire du Québec, rendant les tarifs pour une même clientèle, nets des rabais, différents selon les régions du Québec.¹²¹⁸

L'intervenante croit que les rabais ne doivent pas être conçus en fonction de l'écart de prix entre deux marchés, de manière à améliorer la compétitivité des exportations du Québec, ce qui contrevient à l'esprit du traité de libre-échange et équivaut, selon elle, à une subvention directe des exportations d'électricité.¹²¹⁹

L'intervenante conclut ses observations en soutenant que le transporteur doit pouvoir prouver que les rabais qu'il applique accroissent véritablement les revenus de transport, réduisant d'autant le fardeau de la charge locale, sinon les rabais doivent être interdits ou assumés pleinement par l'actionnaire. En présence des réserves hydrauliques, il est de l'avis de l'ACEF de Québec que les rabais ne sont pas utiles et qu'ils bénéficient essentiellement au producteur d'électricité au détriment du transporteur et de la charge locale.¹²²⁰

Selon l'AIEQ, le transporteur offre à des clients des rabais sur des services à court terme, selon la disponibilité du réseau. Ces rabais constituent, selon l'intervenante, un pas en

¹²¹⁵ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 67.

¹²¹⁶ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 67.

¹²¹⁷ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 68.

¹²¹⁸ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 20.

¹²¹⁹ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 21.

¹²²⁰ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 21.

direction d'une tarification optimale en ce qu'ils réduisent le prix du service de transport à un niveau pouvant se rapprocher du coût marginal. Cette pratique commerciale, qui favorise une meilleure utilisation des ressources en période hors pointe, n'est toutefois pas suffisante pour éliminer les effets économiques négatifs du modèle tarifaire général fondé sur le coût moyen.¹²²¹

ARC-FACEF-CERQ juge, à la lumière du témoignage de son expert, M. Gérald Roberge, que la politique de rabais d'Hydro-Québec soulève un enjeu majeur et fondamental portant sur la rentabilité réelle des exportations, alors qu'il ressort clairement que les achats-reventes et les ventes à court terme n'ont été rentables que grâce aux rabais importants consentis sur le réseau de transport au cours des années.¹²²²

L'intervenant recommandait initialement dans son mémoire que la politique de rabais, telle que proposée par Hydro-Québec, soit abolie. Advenant le fait que la Régie en décide autrement, l'intervenant était d'avis que l'octroi de ces rabais devait se faire à l'intérieur de balises minimales et maximales bien définies, car autrement les rabais peuvent être trop élevés et la clientèle de charge locale privée de tout bénéfice.¹²²³

L'intervenant a cependant modifié sa recommandation de rejeter la politique de rabais, en cours d'audience, compte tenu de l'ajout par Hydro-Québec dans sa politique de deux conditions essentielles pour l'octroi de rabais et du fait qu'Hydro-Québec a mentionné qu'elle ne prévoyait dorénavant pas octroyer d'autres rabais avant trois à cinq ans.¹²²⁴

Dans son argumentation, l'intervenant juge que ces conditions sont des modifications majeures par rapport à la requête amendée où Hydro-Québec sollicitait l'approbation de la Régie pour sa politique de rabais et estime étonnant que TransÉnergie ne pose plus comme condition la rentabilité des transactions qui constituait pourtant l'un des points majeurs pour justifier l'utilisation de rabais.¹²²⁵

ARC-FACEF-CERQ juge que ce délai de trois à cinq ans laisse amplement de temps pour se pencher sur la question convenablement, compte tenu des lacunes notées dans les explications fournies par les représentants d'Hydro-Québec relativement à l'appréciation de la rentabilité des décisions ayant été prises et de la complexité du sujet. L'intervenant recommande que la question des rabais soit traitée comme un programme commercial et

¹²²¹ AIEQ-1, page 11.

¹²²² ARC-FACEF-CERQ-1, document 1, page 13.

¹²²³ ARC-FACEF-CERQ-1, document 1, page 13.

¹²²⁴ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 151.

¹²²⁵ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, pages 87 et 88.

exige qu'une demande soit déposée à cet effet par Hydro-Québec afin qu'en soient correctement soupesés les tenants et les aboutissants.¹²²⁶

ARC-FACEF-CERQ exhorte la Régie à refuser la demande de TransÉnergie à l'effet que cette dernière puisse avoir toute discrétion dans l'octroi des rabais. Les tarifs ne sont pas encore déterminés et il faudrait dès maintenant, selon la proposition d'Hydro-Québec, discuter de la question des rabais pour le service de point à point à court terme. Il apparaît à l'intervenant prématuré de discuter davantage de cette question maintenant.¹²²⁷

L'intervenant constate qu'en 1997 et 1998, la valeur des rabais consentis sur le réseau de transport de TransÉnergie était très élevée, atteignant parfois 97 % du tarif horaire maximal hors pointe, équivalant à un tarif de 0,50 \$/MWh, ce qui aurait constitué son prix plancher historique. Si les rabais se sont avérés nécessaires pour une certaine période, il affirme maintenant qu'ils ne seraient plus requis depuis juin 2000, ce qui a été confirmé récemment par Hydro-Québec.¹²²⁸

L'intervenant soutient que le transporteur assure d'un côté prendre ses décisions seul sans consulter Hydro-Québec, mais que d'un autre côté, il aurait suffisamment d'information des prix de Hydro-Québec Production pour consentir des rabais afin de rentabiliser les transactions de cette dernière. Selon l'intervenant, ceci soulève des questionnements sur le degré de séparation fonctionnelle permettant de tels échanges.¹²²⁹

En réplique, le **transporteur** réagit au fait qu'en traitant du sujet des rabais accordés sur les tarifs de transport, ARC-FACEF-CERQ insinue, malgré la preuve au dossier à l'effet contraire, que TransÉnergie aurait été suffisamment informée des prix de Hydro-Québec Production pour consentir des rabais afin de rentabiliser les transactions de cette dernière, mettant ainsi en doute la séparation fonctionnelle entre le transporteur et le producteur. Dans les faits, le transporteur évaluait le différentiel de prix entre les marchés sur la base du prix de l'électricité patrimoniale sans autre information de Hydro-Québec Production et l'insinuation de l'intervenant est malveillante.¹²³⁰

La **Coalition industrielle** estime que les tarifs de transport de point à point proposés par TransÉnergie ne sont pas justes et raisonnables pour les usagers du marché de gros, car elle les juge élevés par rapport aux coûts. C'est, selon l'intervenante, la raison pour laquelle, dans le but de favoriser un meilleur usage de ses lignes de transport et de ses

¹²²⁶ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 15.

¹²²⁷ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 15.

¹²²⁸ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 87.

¹²²⁹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 86.

¹²³⁰ Réplique d'Hydro-Québec, 26 octobre 2001, page 18.

interconnexions, TransÉnergie a dû, par la suite, afficher des escomptes qui ont permis aux clients du service de transport de réaliser des transactions qui, autrement, n'auraient pas pu être rentables.¹²³¹

L'expert de la Coalition industrielle, le D^r El-Ramly, estime que la proposition de TransÉnergie, visant l'utilisation de rabais pour augmenter l'usage du réseau, devrait être étendue aux transactions à long terme et devrait être appliquée d'une façon prédéfinie, transparente et cohérente. Conséquemment, le transporteur devrait développer une politique de rabais qui aurait à être approuvée par la Régie.¹²³²

L'expert El-Ramly juge qu'il y a trois raisons pour ne pas adopter la position de l'expert Orans d'Hydro-Québec qui prétend que la politique de rabais proposée par le transporteur améliore l'utilisation efficace de la capacité de transport. La première est que ces rabais ne s'appliquent qu'au service de point à point à court terme, ce qui représente seulement 0,4 % des revenus de transport, sans donner aux utilisateurs d'assurance sur la disponibilité à l'avance. La seconde raison est que les tarifs de service à court terme ont été gonflés afin de décourager l'utilisation de ce service. La dernière raison est que les tarifs des services de point à point à long terme et de réseau intégré sont tels qu'ils n'envoient aucun signal de prix à l'industrie ou n'induisent aucun changement dans l'utilisation efficace de la capacité de transport.¹²³³

En audience, l'expert El-Ramly a affirmé que les rabais devraient être basés sur l'utilisation du réseau plutôt que sur les conditions des marchés avoisinants et, qu'en fait, les rabais devraient être octroyés en relation avec l'utilisation du réseau et la disponibilité des capacités comme dans l'industrie du transport aérien :

« What are the principles? It should always offer, be offered if the system has ample capacity. You have a surplus capacity, you should offer a discount. You should progressively decrease the discount as the system fills. A lot of airlines have revenue optimization programs where, when you start first, you have no discounts, all the business long-term people reserve, then they apply a discount. And as you get close to the end, you find that if the plane is empty, there is a lot of discount, if the plane is full, I had to pay forty-five hundred dollars (\$4,500) to come to Montreal because I didn't know when to reserve. So the discount, it will be the same, it will be visibly decreased as the system fills. »¹²³⁴

« That is my problem with the proposal. It is that you look at other systems and you look at the marketplace. I do not think you should be looking at the marketplace. I think you should be looking at your system utilization and available capacity. Just like an airline, if you have two

¹²³¹ Mémoire de la Coalition industrielle, page 19.

¹²³² Coalition-5, page 21.

¹²³³ Coalition-5, pages 27 et 28.

¹²³⁴ NS, 25 mai 2001, volume 26, pages 167 et 168.

hundred (200) seats, you have two hundred (200) seats. I do not care if the connection from Toronto out is busy, I have two hundred (200) seats, that is what I should sell. »¹²³⁵

Dans ses recommandations à la Régie, l'expert El-Ramly propose que la Régie impose au transporteur de développer une politique de rabais objective, transparente et non discriminatoire comportant des normes et barèmes d'application générale et qui soit le fruit d'une consultation des acteurs de l'industrie. Il propose également que ces rabais s'appliquent autant aux services à long terme qu'à ceux à court terme, que les rabais pour le long terme reflètent l'impact qu'a la mise en place de nouvelles ressources sur la performance et les coûts du réseau, et que les rabais aient un niveau minimal pour le ferme et le non ferme. L'expert souhaiterait aussi que la Régie implante un système de « *monitoring* » de ces rabais et que les rabais applicables aux services à court terme soient suffisamment élevés pour attirer d'autres utilisateurs, et l'expert propose des planchers tarifaires de 2 \$/MWh pour le ferme et de 1 \$/MWh pour le non-ferme.¹²³⁶

En argumentation, la Coalition industrielle mentionne qu'elle ne s'objecte pas au principe d'une politique de rabais, mais elle s'oppose vigoureusement à celle proposée par TransÉnergie au motif qu'elle est purement discrétionnaire et arbitraire, et qu'elle favorise implicitement Hydro-Québec Production au détriment des autres usagers du réseau de transport.¹²³⁷

L'intervenante juge que la proposition de TransÉnergie d'escompter ses tarifs de manière différenciée d'un point d'interconnexion à l'autre est un progrès significatif, mais ne rend pas pour autant ses tarifs de transport de point à point justes et raisonnables pour les usagers du marché de gros.¹²³⁸

Dans la mesure où le transporteur conteste le dégroupement des tarifs que propose la Coalition industrielle, cette dernière soumet qu'il en va de même pour l'aspect suivant de la politique de rabais proposée par le transporteur. L'intervenante questionne la prétention d'Hydro-Québec :

« En effet, comment peut-on prétendre que les tarifs du service de point à point sont uniformes à la grandeur du Québec si les prix effectifs (après rabais) payés par les utilisateurs varient d'une période à l'autre et d'un point d'interconnexion à l'autre? »¹²³⁹

¹²³⁵ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 197.

¹²³⁶ Coalition-5, pages 51 et 52.

¹²³⁷ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 103.

¹²³⁸ Mémoire de la Coalition industrielle, page 19.

¹²³⁹ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 106.

Le **transporteur** réplique à l'intervenante, à propos de la violation du principe de l'uniformité territoriale avancée au paragraphe précédent, que la nature particulière d'une tarification à rabais, sa justification pour optimiser l'utilisation du réseau et son impact sur les revenus confirment sa conformité avec les principes de tarification à être appliqués par la Régie et justifient son adoption, telle qu'elle a été proposée.¹²⁴⁰

Énergie NB demande à la Régie, au cas où la soumission d'une étude d'allocation des coûts n'était pas retenue par celle-ci, d'ordonner le dépôt par Hydro-Québec d'une demande amendée contenant une nouvelle politique de rabais et un atelier regroupant les parties intéressées pour une révision de la politique de rabais d'Hydro-Québec.¹²⁴¹

NEG affirme dans son mémoire qu'un des enjeux dans l'utilisation de rabais, tel que souligné par la FERC dans son Ordonnance 888-A, est l'existence d'un potentiel d'abus dans l'utilisation des rabais par un transporteur en présence d'une compagnie affiliée.¹²⁴²

Comme TransÉnergie n'offre des rabais sur des services à court terme que lorsqu'elle juge qu'éventuellement ils augmenteront l'utilisation du réseau et généreront des revenus additionnels en rendant possibles des transactions qui autrement n'auraient pas été économiquement rentables, il devient ainsi important que l'administration de ces rabais soit cohérente et transparente. L'intervenante estime que le transporteur ne fournit aucune information précise sur la façon dont ils sont actuellement administrés, outre des considérations d'ordre général.¹²⁴³

Toujours selon l'intervenante, un des objectifs de TransÉnergie, avec sa politique de rabais, est d'augmenter l'usage de son réseau de transport par des tiers, mais le transporteur n'a fourni aucune preuve d'augmentation de l'utilisation par des clients non affiliés. Elle conclut qu'une telle pratique favorise le segment production d'Hydro-Québec.¹²⁴⁴

NEG affirme, en argumentation, que le transporteur a une structure tarifaire élevée (*excessive rate structure*) qui empêche des échanges économiquement viables, que l'actuelle politique de rabais n'est pas basée sur des règles de marché et qu'elle favorise ses affiliés. Le fait que sa politique de rabais soit basée sur le différentiel de prix entre le marché québécois et les marchés voisins ne peut fonctionner étant donné qu'il n'existe pas de marché de l'énergie à court terme au Québec.¹²⁴⁵

¹²⁴⁰ Réplique d'Hydro-Québec, 26 octobre 2001, page 44.

¹²⁴¹ Argumentation d'Énergie NB, page 8.

¹²⁴² Mémoire de NEG, 16 février 2001, page 11.

¹²⁴³ Mémoire de NEG, 16 février 2001, page 11.

¹²⁴⁴ Mémoire de NEG, 16 février 2001, pages 11 et 12.

¹²⁴⁵ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, pages 24 et 25.

Par ailleurs, l'intervenante mentionne que la volatilité des prix rencontrée sur les marchés du Nord-Est américain et la faiblesse actuelle du prix moyen ne soutiennent pas la position de TransÉnergie à l'effet de ne plus octroyer de rabais depuis juin 2000.¹²⁴⁶

Pour **OPG**, le témoignage apporté par son expert, le D^r Craig R. Roach, est à l'effet qu'il soutient le principe d'une politique de rabais pour les services de point à point à court terme qui soit basée sur les conditions de marché pour atteindre l'utilisation optimale du réseau de transport. Toutefois, un enjeu important est relié au manque de transparence dans l'utilisation des rabais dans le cas d'une séparation fonctionnelle. Selon l'expert, il est crucial pour TransÉnergie de ne pas utiliser les rabais afin de favoriser la filiale de production, ni même d'en donner l'impression, et il pense que l'utilisation d'OASIS aide à préserver cette apparence¹²⁴⁷ :

« Q: Is there a general policy concern involved here? A: Yes. The general policy concern is that, since it is only functionally unbundled from a generation affiliate, TransÉnergie must not give even the appearance of using the discounting process to favor its generation affiliate.

Q: Has TransÉnergie taken any steps to avoid such an appearance? A: Yes. Indeed, TransÉnergie has taken the steps most often taken by others. That is, all requests for discounts must be made through the OASIS site and, once accepted, the details of the discounted service are posted on OASIS. »¹²⁴⁸

Un des problèmes de TransÉnergie avec ses rabais est qu'elle peut les octroyer de façon à favoriser les transactions de son affilié plutôt que de reposer sur les conditions de marché. C'est pourquoi le D^r Roach recommande que TransÉnergie utilise un processus d'enchères pour déterminer les rabais. Selon lui, un tel processus serait plus transparent, contrôlable, non discriminatoire et efficace économiquement.¹²⁴⁹

L'intervenante souhaiterait, en argumentation, que la Régie exige du transporteur qu'il travaille de concert avec les parties intéressées, dans un intervalle de six mois, afin de développer une proposition d'un processus d'enchères publiques des rabais pour le service de point à point à court terme. Par ailleurs, OPG demande à la Régie qu'elle donne au moins les principes de base sous-jacents à l'octroi de rabais et qu'ils soient spécifiquement inclus dans les tarifs de TransÉnergie. Selon l'intervenante, la philosophie d'octroi des rabais du transporteur devrait plutôt s'articuler autour du principe d'optimisation du système que de se baser sur les prix relatifs des marchés avoisinants, tel qu'amené initialement par le D^r El-Ramly, de la Coalition industrielle. OPG demande également de rejeter les deux

¹²⁴⁶ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 26.

¹²⁴⁷ Mémoire d'OPG, témoignage de Roach, 7 février 2001, pages 24 et 25.

¹²⁴⁸ Mémoire d'OPG, témoignage de Roach, 7 février 2001, page 25.

¹²⁴⁹ Mémoire d'OPG, témoignage de Roach, 7 février 2001, pages 25 et 26.

conditions essentielles que le transporteur veut instaurer pour juger de l'octroi ou non de rabais.

En conclusion, l'intervenante juge acceptable, en guise de mesure intérimaire, en attendant l'adoption d'un processus d'enchères, le fait que le transporteur modifie sa politique de rabais de façon à ce que des rabais ne soient offerts que sur des chemins non contraints conduisant au même point de livraison.¹²⁵⁰

Dans leur témoignage, les experts¹²⁵¹ du **RNCREQ** affirment que l'utilisation de rabais pour augmenter les transactions sur un réseau est une pratique réglementaire largement acceptée. Théoriquement, le niveau optimal des rabais est relié à la différence entre le prix du marché et le coût marginal du producteur.¹²⁵²

Toutefois, selon ces experts, cette logique est contredite au Québec, étant donné la caractéristique particulière du système hydraulique de production. Dans un tel système, si une transaction n'est pas effectuée, car jugée non rentable à un moment précis, l'énergie hydroélectrique demeure dans les réservoirs pour être vendue à un moment ultérieur et n'est pas perdue. Ainsi, le fait qu'aucun rabais ne soit octroyé ne cause donc pas au transporteur de perte de revenu, seulement un déplacement dans le temps du recouvrement de ce revenu. Toujours selon ces experts, Hydro-Québec Production agira au meilleur de sa connaissance afin de maximiser ses profits en arbitrant sur les périodes de temps où elle peut vendre, et ce, à l'intérieur de ses contraintes, mais le transporteur doit être indifférent par rapport à ces arbitrages.¹²⁵³

Selon ces experts, si TransÉnergie était soucieuse de maximiser ses revenus de point à point, elle n'offrirait pas de rabais étant donné qu'avec le temps, les ventes de point à point de Hydro-Québec Production égaleront exactement les apports hydrauliques moins la demande locale. C'est pourquoi les rabais constituent, dans ce cas particulier, un transfert de coûts du producteur vers ses consommateurs réglementés. La seule justification possible des rabais serait d'aider à accroître l'utilisation du réseau par des tiers, mais Hydro-Québec n'a fourni aucune preuve à cet effet.¹²⁵⁴

En observant la pratique réglementaire de la BCUC, les experts constatent que ce régulateur limite l'utilisation des rabais de West Kootenay Power aux services à court terme ferme et non ferme si ce dernier satisfait aux trois conditions suivantes : un rabais est accordé si,

¹²⁵⁰ Argumentation d'OPG, 6 septembre 2001, pages 22 à 24.

¹²⁵¹ Philip Raphals, Peter Bradford et Ellis O. Disher.

¹²⁵² Mémoire du RNCREQ, 7 février 2001, page 22.

¹²⁵³ Mémoire du RNCREQ, 7 février 2001, page 22.

¹²⁵⁴ Mémoire du RNCREQ, 7 février 2001, pages 22 et 23.

premièrement, le client prouve au transporteur qu'il a une alternative à moindre coût, deuxièmement, qu'en l'absence de rabais il n'y aura pas de transaction pour des raisons économiques, et, troisièmement que l'augmentation de l'utilisation du réseau ne résultera pas en une augmentation de ses coûts.¹²⁵⁵

Le RNCREQ considère, dans son argumentation, que la politique de rabais proposée par Hydro-Québec est inacceptable. L'intervenant juge que la Régie doit rejeter les rabais différenciés par chemin à cause de l'utilisation abusive de rabais pour améliorer la position concurrentielle d'Hydro-Québec Production par rapport à ses concurrents, à moins que des contrôles appropriés soient mis en place pour s'assurer que le tarif n'est pas appliqué avec discrimination. Également, tel que rapporté par l'expert Raphals, même si les deux conditions proposées par Hydro-Québec peuvent aider à déterminer le moment où le transporteur recommencera à offrir des rabais, elles demeurent insuffisantes en ne fournissant aucune indication de l'ampleur du rabais à offrir, ni sur quels chemins ni pour quelle durée, donnant ainsi totale discrétion à TransÉnergie.¹²⁵⁶ L'intervenant demande à la Régie d'interdire tout rabais, tant qu'une nouvelle politique établie dans le respect de la Loi n'aura pas été approuvée par la Régie.¹²⁵⁷

STOP/S.É. est d'avis que l'introduction par le transporteur des modalités dans l'offre des rabais, soit n'offrir des rabais que sur les chemins non contraints menant au même point de livraison sur le réseau, offrir des rabais différents sur des chemins menant à différents points de livraison et limiter ses offres de rabais à des périodes données, est souhaitable. Ces modalités permettent ainsi de limiter l'octroi de rabais aux périodes les plus creuses et aux chemins les moins rentables tout en laissant les périodes et les chemins les plus rentables au plein tarif.¹²⁵⁸

Selon l'intervenant, ces modalités évitent que les usagers à rabais occupent une capacité qui pourrait être utilisée par les clients à plein tarif, ce qui est dans l'intérêt public et permet l'optimisation de l'utilisation des équipements disponibles. Cette approche se compare dans le privé aux rabais des grands transporteurs aériens qui sont à peu près inexistantes en période de vacances ou d'achalandage élevé et qui se limitent souvent aux périodes hors pointe. L'intervenant recommande donc que la Régie permette à Hydro-Québec de moduler ses rabais selon la période et selon la contrainte du chemin de transit requis.¹²⁵⁹

¹²⁵⁵ Mémoire du RNCREQ, 7 février 2001, page 24.

¹²⁵⁶ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, pages 115 et 116.

¹²⁵⁷ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 118.

¹²⁵⁸ STOP/S.É.-1, document 1, page 34.

¹²⁵⁹ STOP/S.É.-1, document 1, page 34.

En argumentation, l'intervenant demande que les Annexes 7 et 8 des « *Tarifs et conditions* » soient modifiés de manière à spécifier, au moins sommairement, que les rabais ne peuvent être offerts par TransÉnergie que lorsqu'un surplus de capacité existe et ne peut trouver preneur. Hydro-Québec pourrait, lorsque ainsi justifiée, moduler l'octroi de rabais selon la période et selon la contrainte du chemin de transit requis. De plus, l'intervenant suggère que des rapports réguliers de suivi devraient être déposés auprès de la Régie quant aux rabais offerts et que le transporteur devrait être en mesure de justifier *a posteriori* auprès de la Régie que les conditions d'octroi de ces rabais existaient lorsqu'ils furent offerts. Cette justification pourrait se faire lors de la cause tarifaire de l'année subséquente ou lors de la fermeture des livres.¹²⁶⁰

6.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

Le transporteur soumet à la Régie une politique de rabais résumée à l'Annexe 2 de son argumentation, et demande à la Régie de lui accorder toute la discrétion requise pour l'utilisation optimale de cette politique.

La Régie constate que les principaux enjeux soulevés par les intervenants sont reliés :

- à la question du manque de transparence, apparent ou réel, du processus par lequel le transporteur octroie les rabais aux utilisateurs du réseau de transport;
- à la compatibilité des rabais différenciés par chemin avec l'uniformité territoriale de la tarification;
- à l'entière discrétion du transporteur dans l'octroi des rabais;
- au fait que les rabais soient, entre autres, basés sur le différentiel de prix entre les marchés établi sur la base du prix de Hydro-Québec Production;
- à l'absence de surveillance des rabais par la Régie.

La Régie considère souhaitable l'objectif économique que visent les rabais, soit d'optimiser l'utilisation de son réseau. Elle croit également que l'octroi de rabais sur les services de transport à court terme, selon la disponibilité du réseau, tend vers une tarification optimale. Celle-ci pourrait mener à une augmentation des transactions et, dans la mesure où les revenus additionnels dépassent les coûts, à une diminution des coûts imputés à la charge locale.

Ceci étant dit, la Régie se doit de tenir compte des exigences qui s'imposent en matière de fixation et de modification des tarifs et des conditions du transporteur. À cet égard, la Régie

¹²⁶⁰ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 114.

ne partage pas le point de vue du transporteur à l'effet que les éléments de sa politique de rabais ne doivent pas faire partie des « *Tarifs et conditions* ». Les modalités d'établissement et d'octroi de rabais à la clientèle du transporteur doivent, à des fins de transparence, faire partie des « *Tarifs et conditions* » relatifs à l'accès au réseau du transporteur par sa clientèle.

Comme la demande du transporteur vise à faire approuver les modifications qu'elle propose aux « *Tarifs et conditions* » du service de transport prévues au Règlement 659 et vu les articles 31, 48 et 164 de la Loi, la décision et l'ordonnance de la Régie à ce sujet sont de nature réglementaire. En conséquence, les conditions et modalités d'octroi des rabais doivent, au même titre que les autres dispositions tarifaires, être établies par la Régie conformément aux règles applicables en matière de réglementation du transporteur.

Or, la politique de rabais proposée par le transporteur lui confère, de l'avis de la Régie, des pouvoirs à ce point discrétionnaires quant aux circonstances et conditions justifiant l'octroi d'un rabais, quant aux critères d'octroi ou de refus d'un rabais à un client, ou quant à l'importance et à la durée d'application d'un rabais, que l'autoriser selon cette politique de rabais équivaldrait, pour la Régie, à abdiquer sa responsabilité en la matière et à la sous-déléguer à l'entité précisément soumise à sa surveillance. Une telle sous-délégation serait illégale, vu l'absence d'une disposition expresse, dans la Loi, autorisant la Régie à déléguer ses responsabilités sur ces sujets. La Régie réfère à cet égard aux principes établis de longue date par la jurisprudence et usuellement identifiés sous la maxime « *delegatus non potest delegare* » et aux résumés qu'en font, entre autres, les auteurs Pierre Issalys et Denis Lemieux,¹²⁶¹ et René Dussault et Louis Borgeat¹²⁶².

De plus, la politique de rabais proposée par le transporteur n'est pas suffisamment précise sur les diverses conditions et modalités d'octroi de rabais pour permettre à la clientèle du transporteur de connaître l'étendue exacte des droits et obligations respectifs du transporteur et des clients à ce sujet. Se référant aux critères pertinents que résument les auteurs précités sur le degré de précision requis,^{1263,1264} la Régie est d'avis que la politique de rabais proposée n'est pas suffisamment particularisée pour que les décisions d'octroi de rabais qui seraient prises puissent être qualifiées de « *décisions en application des conditions tarifaires* » plutôt que de décisions créant celles-ci au fur et à mesure des circonstances et selon l'évaluation

¹²⁶¹ Pierre ISSALYS et Denis LEMIEUX, *L'action gouvernementale; Précis de droit des institutions administratives*, les Éditions Yvon BLAIS inc., pages 172, 181, 395 et 462.

¹²⁶² René DUSSAULT et Louis BORGEAT, *Traité de droit administratif*, 2^e Édition, Tome I, Les Presses de l'Université Laval, 1984, pages 529 à 535.

¹²⁶³ Pierre ISSALYS et Denis LEMIEUX, *L'action gouvernementale; Précis de droit des institutions administratives*, les Éditions Yvon BLAIS inc., pages 460 à 462.

¹²⁶⁴ René DUSSAULT et Louis BORGEAT, *Traité de droit administratif*, 2^e Édition, Tome I, Les Presses de l'Université Laval, 1984, pages 539 à 542.

discrétionnaire du transporteur. Ceci étant dit, la Régie est consciente que le texte fixant des tarifs et conditions peut difficilement prévoir à cet égard toutes les circonstances individuelles d'application. Ce texte doit cependant respecter un certain nombre d'indications, dont la Régie traite plus loin.

En outre, la Régie ne partage pas le point de vue du transporteur à l'effet que sa politique, qui prévoit le pouvoir d'accorder des rabais différents selon les chemins en fonction d'un différentiel de prix entre marchés, soit compatible avec le principe de l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport. En effet, le paragraphe 11 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi ne prévoit aucune exception à ce principe, et seul un décret du gouvernement à l'effet contraire pourrait permettre une dérogation à la Loi. En conséquence, la Régie est d'avis qu'elle ne peut autoriser le transporteur à appliquer des rabais différenciés par chemin comme il le propose.

Enfin, la Régie est d'avis que des distinctions importantes s'imposent quant au parallèle que cherche à établir le transporteur avec le programme approuvé par la décision D-94-52, où, notamment, les rabais étaient normalisés, pour une période limitée, s'adressaient à certains clients vulnérables dans un contexte volatil de concurrence du gaz naturel avec d'autres formes d'énergie, et où les coûts de ces programmes devaient être comptabilisés dans des comptes de frais reportés et traités dans le cadre de rapports trimestriels et d'une fermeture des livres.

La Régie juge important que des règles et des indications claires pour l'application des rabais soient établies afin, notamment, d'assurer la meilleure transparence possible et qu'aucun utilisateur ne puisse profiter indûment de rabais par rapport aux autres.

La Régie s'attend donc à ce que le transporteur lui soumette d'ici six mois une politique de rabais qui tiendra compte des orientations qui suivent. Cette politique devrait être objective, transparente et non discriminatoire et comporter des normes et barèmes d'application générale.

Une première orientation doit être le respect du cadre juridique relatif à la fixation des tarifs et des conditions de transport, notamment en ce qui a trait à l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport.

Deuxièmement, la rencontre de l'objectif de la transparence. Il importe que tout client du réseau de transport pour le service de point à point à court terme puisse connaître de façon claire et prédéfinie les modalités et procédures d'octroi des rabais. Le système OASIS s'avère un bon médium pour faire connaître les modalités susmentionnées. En conséquence,

la Régie considère essentiel que la procédure d'octroi des rabais prévoit la publication, dans un délai raisonnable, des offres de rabais du transporteur et, sans délai, des demandes de rabais de ses clients et les réponses du transporteur à celles-ci.

La Régie donne également au transporteur une orientation à l'effet qu'elle veut favoriser l'utilisation optimale du réseau, plutôt que l'optimisation des revenus suggérée par le transporteur, et elle rejette la politique proposée basée sur l'octroi de ses rabais sur la base du différentiel de prix entre les marchés.

Le transporteur devra considérer la possibilité de rabais différenciés entre les services fermes et non fermes ainsi que des prix planchers distincts pour chacun de ces services.

La politique proposée devra, de plus, inclure des mesures de suivi à la Régie afin de comparer le niveau de rabais offerts et l'utilisation réelle du réseau.

En attendant l'approbation de la politique par la Régie, cette dernière ordonne au transporteur d'accorder un rabais de 25 % sur toutes les transactions à court terme, et ce, dans un délai de 15 jours de la présente décision.

En conséquence, vu les motifs qui précèdent, la Régie rejette l'actuel énoncé de la Politique de rabais proposée par le transporteur. Cependant, vu d'une part, les impératifs pour le transporteur de pouvoir réagir rapidement aux changements survenant sur le marché et la nécessité, d'autre part, pour les utilisateurs du réseau de transport, que soient décrétées, dans les meilleurs délais, des règles transparentes et des orientations claires pour l'application des rabais, la Régie ordonne au transporteur de lui proposer, d'ici six mois, une nouvelle politique de rabais pour les services transport à court terme. En attendant l'approbation de la politique par la Régie, cette dernière ordonne au transporteur d'accorder un rabais de 25 % sur toutes les transactions à court terme, et ce, dans un délai de 15 jours de la présente décision.

6.5. SERVICES COMPLEMENTAIRES

6.5.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** présente les mêmes services complémentaires que ceux décrits dans le Règlement 659 et regroupe ces six (6) services en deux catégories :

- 1) Services que tous les clients doivent obligatoirement acquérir du transporteur :
 - programmation, contrôle du réseau et répartition;
 - fourniture de puissance réactive et contrôle de tension à partir des équipements de production.

- 2) Services que le transporteur offre aux clients qui alimentent des charges dans sa zone de contrôle :
 - régulation et contrôle de fréquence;
 - énergie involontaire;
 - réserve d'exploitation synchrone et de stabilité;
 - réserve d'exploitation supplémentaire.¹²⁶⁵

Le transporteur ne propose pas de tarif distinct pour le service programmation, contrôle du réseau et répartition puisque les frais reliés à ce service sont inclus dans le tarif de transport.¹²⁶⁶ Par contre, il propose de modifier les « *Tarifs et conditions* » en :

- appliquant un tarif distinct pour le service de fourniture de puissance réactive et contrôle de tension à partir des équipements de production;
- appliquant un tarif distinct pour le service de régulation et contrôle de fréquence;
- modifiant le tarif pour le service d'énergie involontaire;
- exprimant le tarif des services complémentaires en dollars par kilowatt. Les tarifs des services complémentaires seraient donc établis sur la base des capacités réservées et non pas de la quantité d'énergie transitée.¹²⁶⁷

Dans son argumentation, **Énergie NB** se dit en accord avec le transporteur concernant la définition des services complémentaires en mentionnant que ceux-ci correspondent à l'Ordonnance 888. L'intervenante appuie également la proposition du transporteur d'exprimer le tarif en dollar du kilowatt, sauf pour le tarif relié à l'énergie involontaire qui doit être exprimée en dollars du kWh.¹²⁶⁸

¹²⁶⁵ HQT-10, document 1, page 47.

¹²⁶⁶ HQT-10, document 1, page 50.

¹²⁶⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 158 et 159

¹²⁶⁸ Argumentation d'Énergie NB, pages 55 et 56.

De plus, Énergie NB trouve acceptable que les taux annuels soient basés sur la pointe annuelle, mais ne trouve pas acceptable que le calcul des tarifs mensuels, journaliers et horaires soit basé sur la moyenne des pointes mensuelles.¹²⁶⁹

6.5.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate qu'il s'agit des mêmes services que ceux qui sont décrits dans le Règlement 659 d'Hydro-Québec et que la proposition concerne uniquement des modifications à la tarification de ces services.

La preuve a montré qu'il est de pratique courante dans l'industrie que le transporteur offre ces services à tous les utilisateurs du service de transport. La Régie constate également que quatre des six services ne sont pas actuellement utilisés par les clients de point à point puisqu'ils sont destinés uniquement aux clients qui alimentent une charge dans la zone de contrôle du transporteur, et qu'à ce jour, aucune charge incluse dans la zone de contrôle du transporteur n'est desservie en vertu d'un service de point à point.

La Régie accepte les services complémentaires offerts par le transporteur comme étant pratique courante dans l'industrie, mais lui demande de fournir de nouvelles valeurs pour les tarifs des services de transport de point à point à court terme en conformité avec les principes retenus par la Régie concernant le calcul des tarifs de ces services, tels que décrits à la section 6.3 de la présente décision.

Elle accepte les quatre modifications demandées par le transporteur.¹²⁷⁰

En conséquence, la Régie accepte les modifications proposées par le transporteur concernant la tarification des services complémentaires et demande au transporteur de fournir de nouvelles valeurs tenant compte des principes tarifaires retenus par la Régie pour les services de transport de point à point à court terme, et de les déposer à la Régie.

¹²⁶⁹ Argumentation d'Énergie NB, page 56.

¹²⁷⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 158 et 159.

7. PERTES DE TRANSPORT

7.1. POSITION DES PARTIES

À compter de l'année témoin 2001, le **transporteur** propose un taux de pertes annuel moyen et uniforme de 5,2 % pour tous les services de transport. Le texte des « *Tarifs et conditions* », proposé par TransÉnergie, indique la manière dont il entend traiter les pertes de transport :

« Des pertes de transport sont associées à tous les services de transport. Le transporteur n'est pas obligé de fournir les pertes de transport. Le client du service de transport est responsable de remplacer les pertes associées aux services de transport telles qu'établies par le transporteur. Le facteur applicable de pertes de transport est de 5,2 % du débit horaire maximal tel que mesuré au(x) point(s) de livraison.

Le transporteur se réserve le droit de remplacer ce taux par des taux spécifiques, qui peuvent varier selon les chemins de transport et les périodes. Ces nouveaux taux sont affichés sur OASIS. »¹²⁷¹

Le taux de pertes moyen sur l'ensemble du réseau de 5,2 %, proposé pour 2001, correspond à la moyenne des mesures horaires réalisées sur le réseau de transport de 1997 à 1999. Le transporteur indique que cette mesure est corroborée par le modèle analytique¹²⁷² pour l'année de référence 1999. Il croit que cette valeur reflète adéquatement le taux qui sera observé pour l'année témoin projetée 2001 puisque la résistivité du réseau est relativement stable.¹²⁷³

L'utilisation d'un taux de perte uniforme de 5,2 % a pour objectif de remplacer les taux différenciés en vigueur depuis 1997 qui sont de 5 % pour la charge locale et de 7 % pour le service de point à point. Le transporteur affirme que l'estimation du taux de 7 % actuellement en vigueur pour le service de point à point repose sur une méthode analytique complexe, basée sur les données de 1995 auxquelles a été appliqué un profil annuel constant et uniforme pour le service de point à point selon les conditions de marché de l'époque. Le transporteur soutient qu'en 1999, le profil annuel du service de point à point est davantage complémentaire à celui de la charge locale, ce qui rend peu significatif l'écart entre les taux différenciés par service de transport.¹²⁷⁴ En effet, les taux différenciés obtenus avec le

¹²⁷¹ HQT-11, document 2, articles 15.7 et 28.5.

¹²⁷² Le modèle analytique, dont la conception est basée sur des principes électriques et physiques propres au transport et à la transformation de l'électricité, établit les pertes de transport en fonction de la charge transitée et de la résistivité du réseau. HQT-10, document 3, page 6.

¹²⁷³ HQT-10, document 3, page 14.

¹²⁷⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, page 161.

modèle analytique pour l'année 1999 sont estimés à 5,10 % pour la charge locale et à 5,59 % pour le service de point à point.¹²⁷⁵

Selon le transporteur, l'application d'un taux de pertes annuel moyen et uniforme sur tout le territoire de TransÉnergie est cohérente avec les principes suivants :

- timbre-poste pour l'établissement des tarifs de transport au coût moyen;
- uniformité territoriale des tarifs;
- intégralité du réseau de transport;
- équité pour les utilisateurs étant donné que des transactions surviennent à tout moment durant l'année et pour diverses durées.¹²⁷⁶

Il ajoute qu'un taux annuel moyen est moins variable qu'un taux à la pointe établi à partir d'une seule mesure et procure donc une plus grande stabilité.¹²⁷⁷

En outre, l'utilisation d'un taux de pertes uniforme est une pratique reconnue et généralisée dans l'industrie. Un balisage effectué auprès des 134 principaux transporteurs au Canada et aux États-Unis indique que 96 % de ceux-ci utilisent un taux unique.¹²⁷⁸

L'ACEF de Québec, ARC-FACEF-CERQ, la Coalition industrielle et Énergie NB demandent que soit maintenu le principe des taux de pertes différenciés. D'après le modèle de simulation utilisé par l'ACEF de Québec, le taux de pertes du service de point à point est de l'ordre de 8 à 10 % tandis que celui de la charge locale est inférieur à 5 %. Pour l'intervenante, il s'agit de reconnaître que le transit du service de point à point s'ajoute à celui de la charge locale qui doit être prioritaire.¹²⁷⁹

Le transporteur réplique que, comme le profil du service de point à point est complémentaire à celui de la charge locale, les pertes du service de point à point additionnelles à celles de la charge locale sont générées à un niveau moindre d'utilisation du réseau. Il en ressort, en pratique, que le taux de pertes de la charge locale considérée séparément est similaire à celui de l'ensemble des services incluant le service de point à point.¹²⁸⁰

ARC-FACEF-CERQ recommande que le calcul du taux de pertes pour le service de point à point soit effectué en ajoutant au taux de pertes de la charge locale au moins 2 % pour tenir compte des pertes des interconnexions et de la ligne à courant continu. En effet, l'intervenante

¹²⁷⁵ HQT-13, document 1, page 133.

¹²⁷⁶ HQT-10, document 3, pages 14 et 15; Argumentation d'Hydro-Québec, pages 160 et 161.

¹²⁷⁷ HQT-10, document 3, page 15.

¹²⁷⁸ HQT-10, document 3.1, page 7.

¹²⁷⁹ Argumentation finale de l'ACEF de Québec, page 24.

¹²⁸⁰ HQT-13, document 14, page 139.

estime que les interconnexions servent, mis à part la satisfaction des besoins de pointe exceptionnels, aux activités commerciales du producteur, et 97 % de l'énergie transportée par la ligne à courant continu est dirigée vers les États-Unis.¹²⁸¹ Par ailleurs, le regroupement appuie la proposition du transporteur d'utiliser la valeur moyenne annuelle des pertes, plutôt qu'un taux de pertes à la pointe du réseau.¹²⁸² Enfin, l'intervenant affirme que les taux différenciés par service de transport obtenus par TransÉnergie ne peuvent être retenus pour démontrer que leur écart est négligeable parce que les données de l'énergie livrée de 1999, utilisées par TransÉnergie pour calculer les taux de pertes, ne sont pas cohérentes avec celles du Rapport annuel d'Hydro-Québec.¹²⁸³

La **Coalition industrielle** considère que la méthodologie du taux de pertes devrait refléter distinctement les pertes réelles associées à l'utilisation de chacune des grandes fonctions du réseau de transport. Selon l'intervenante, le transporteur n'a pas démontré que sa proposition respecte le principe de l'utilisateur payeur.¹²⁸⁴

Énergie NB est d'avis que la proposition du transporteur est discriminatoire à l'endroit des usagers du service de transport de point à point parce qu'elle comprend des pertes qui ne devraient pas lui être allouées, à savoir les pertes dans les transformateurs élévateurs et abaisseurs et dans les équipements accessoires à la production et à la distribution.¹²⁸⁵

En ce qui concerne le droit de remplacer le taux de pertes de 5,2 % par des taux spécifiques qui pourront varier selon les chemins de transport et les périodes, le transporteur mentionne qu'il appartient à la Régie de fixer ou de modifier les taux de pertes, mais que le transporteur peut proposer des modifications s'il le juge utile.¹²⁸⁶ Cependant, le transporteur indique qu'il n'a pas appliqué de taux spécifiques dans le passé et qu'il n'envisage pas de les appliquer dans les prochaines années. En audience, le transporteur conclut que le paragraphe, inclus aux « *Tarifs et conditions* », qui prévoit la possibilité de remplacer le taux de pertes de 5,2 % par des taux spécifiques, pourrait être retiré.¹²⁸⁷

L'ACEF de Québec soutient que le droit que se réserve le transporteur de remplacer les taux de pertes est arbitraire et demande que ces taux soient déterminés par la Régie et inscrits au texte des « *Tarifs et conditions* ». ¹²⁸⁸

¹²⁸¹ NS, 31 mai 2001, volume 29, pages 66 et 67; Argumentation finale d'ARC-FACEF-CERQ, pages 97 et 101.

¹²⁸² ARC-FACEF-CERQ-3, document 1, page 16.

¹²⁸³ ARC-FACEF-CERQ-3, document 1, pages 24 et 25.

¹²⁸⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, page 107.

¹²⁸⁵ Argumentation d'Énergie NB, pages 56 et 57.

¹²⁸⁶ HQT-13, document 2, page 16.

¹²⁸⁷ NS, 24 mai 2001, volume 25, pages 155 et 157.

¹²⁸⁸ ACEF de Québec-1, page 65.

Le transporteur mentionne en audience que le taux de pertes s'applique, aux fins de la facturation, sur la capacité réservée.¹²⁸⁹

7.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie accepte la proposition du transporteur d'appliquer, à l'ensemble des services de transport, un taux de pertes annuel moyen et uniforme. L'utilisation d'un taux annuel moyen reflète davantage le coût global dû aux pertes de transport au cours d'une année qu'un taux de pertes à la pointe du réseau. L'uniformisation des taux de pertes est cohérente avec la tarification adoptée par la Régie dans le présent dossier. De plus, sa simplicité d'application doit être préconisée dans une situation où l'écart entre les taux de pertes de la charge locale et du service de point à point, évalué par TransÉnergie, est faible (0,5 %).

La Régie accepte l'évaluation du taux à 5,2 % parce qu'elle est basée sur des mesures réelles effectuées sur plusieurs années.

À cet égard, la Régie ne souscrit pas aux prétentions d'ARC-FACEF-CERQ à l'effet que les taux différenciés par service de transport calculés par TransÉnergie soient erronés. En effet, les données fournies par TransÉnergie ne sont pas comparables aux données du Rapport annuel d'Hydro-Québec. De plus, la Régie n'a pas été convaincue par la preuve de l'ACEF de Québec qui soumet que des simulations conduisent à un taux de pertes du service de point à point de 8 à 10 % et à un taux de pertes pour la charge locale inférieur à 5 %.

La Régie ne donne pas suite aux propositions d'ARC-FACEF-CERQ, de la Coalition industrielle et d'Énergie NB d'établir un taux de pertes par fonction du réseau étant donné les positions qu'elle prend en matière de tarification dans le présent dossier.

La Régie ordonne au transporteur de retirer du libellé des articles 15.7 et 28.5, du contrat, le paragraphe suivant : « *Le transporteur se réserve le droit de remplacer ce taux par des taux spécifiques, qui pourront varier selon les chemins de transport et les périodes. Ces nouveaux taux seront affichés sur OASIS.* » En vertu de l'article 49 de la Loi, le transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie pour modifier le taux de pertes approuvé dans le présent dossier.

En ce qui concerne la facturation des pertes de transport, la Régie note une contradiction apparente entre les termes du libellé des articles 15.7 et 28.5 suivants : « *Le facteur*

¹²⁸⁹ NS, 24 mai 2001, volume 25, page 43.

applicable de pertes de transport est de 5,2 % du débit horaire maximal tel que mesuré au(x) point(s) de livraison » et le témoignage du transporteur en audience à l'effet que le taux de pertes s'applique, aux fins de la facturation, sur la capacité de transport réservée. La Régie ordonne au transporteur de facturer les pertes de transport à ses clients conformément aux termes des « *Tarifs et conditions* ».

En conséquence, la Régie approuve l'application du taux de pertes de transport de 5,2 % à l'ensemble des services de transport et ordonne de facturer aux clients des pertes de « *5,2 % du débit horaire maximal tel que mesuré au(x) point(s) de livraison* », conformément aux termes des « *Tarifs et conditions* ».

8. AJOUTS AU RESEAU DE TRANSPORT

8.1. POSITION DES PARTIES

Selon la proposition du **transporteur**, les améliorations au réseau de transport réalisées pour en assurer la pérennité et la fiabilité de même que les ajouts au réseau réalisés pour répondre aux besoins de la charge locale seront, à compter du 1^{er} janvier 2001, intégrés au coût du service de transport (approche de « *rolled-in* »).

Pour ce qui est des ajouts au réseau réalisés pour répondre à la demande d'un client de point à point ou de réseau intégré, il demande que le coût des ajouts soit également assumé à partir du 1^{er} janvier 2001 par le transporteur jusqu'à concurrence du tarif annuel ou 524 \$/kW (règle du « *higher of* »), peu importe si le client est raccordé au réseau de transport ou au réseau de distribution. L'allocation maximale consentie pour le raccordement comprend une contribution maximale à titre de compensation pour les postes de transformation afin d'éviter un surdimensionnement des postes.

En ce qui concerne l'allocation d'un montant maximum accordé pour les ajouts du service de point à point et du service en réseau intégré, le transporteur mentionne que cela est conforme aux pratiques courantes des distributeurs d'électricité d'accorder un montant basé sur les revenus anticipés et de faire contribuer le client pour le coût excédent des revenus anticipés. À cet effet, le transporteur cite John Todd, expert d'OC, lors des audiences du 29 mai 2001 :¹²⁹⁰

« And to the extent that the net present value of the revenues versus costs to serve that customer are negative, the customer would have to pay a contribution to cover that difference and ensure that the additional facility at least achieves a zero NPV, net present value. »

Quant à la valeur limite de 524 \$/kW, elle est obtenue en actualisant le tarif de transport sur 20 ans et en prenant en considération les frais d'entretien et d'exploitation du transporteur de même que la taxe sur le capital.¹²⁹¹

Ainsi, selon le transporteur, les clients existants de transport ne subventionnent pas le nouvel usager puisque le coût moyen demeurera au pire inchangé à court terme et diminuera à plus long terme.¹²⁹²

¹²⁹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 154; NS, 29 mai 2001, volume 28, page 207.

¹²⁹¹ HQT-10, document 1, révisé 2001-06-11, page 41.

¹²⁹² Argumentation d'Hydro-Québec, page 155.

En réponse à un engagement lors des audiences, le transporteur a fourni le coût d'intégration de la centrale Sainte-Marguerite, selon la même définition que celle présentée à la pièce HQT-10, document 1. Le coût s'élève à 239 \$/kW, et le transporteur signale que ce projet n'a pas nécessité de travaux de renforcement sur le réseau principal à 735 kV¹²⁹³.

Par ailleurs, selon la même définition, le coût de raccordement des centrales qui ont été retenus dans le cadre de l'APR-91 s'est élevé en moyenne à 80 \$/kW avec un maximum de 115 \$/kW pour une intégration au réseau de transport, et à 95 \$/kW et 185 \$/kW pour une intégration au réseau de répartition.¹²⁹⁴

Le transporteur fait une distinction pour les installations de transport qui ne rejoignent pas le réseau global, qu'il définit comme des installations d'attribution particulière. En raison de l'absence de bénéfice pour les autres clients de transport, le coût de ces installations sera entièrement assumé par son utilisateur et ne figurera pas dans la base de tarification du transporteur.¹²⁹⁵

Le transporteur justifie sa proposition en se basant sur la définition du réseau présentée à l'article 2 de la *Loi sur l'intégralité du réseau de transport*. Il ajoute que le transporteur se doit d'adapter au contexte québécois les concepts adoptés par la FERC, particulièrement celui d'installations d'attribution particulières.

Selon le transporteur, vu que le raccordement d'un producteur, y compris le transformateur élévateur, est défini dans la Loi comme faisant partie du réseau de transport et que la Loi intègre l'uniformité territoriale de la tarification, les ajouts au réseau de transport incluent le raccordement et l'intégration de toute nouvelle charge ou ressource de même que le renforcement du réseau existant à ces fins, et ce, sans aucune discrimination.

Dans son argumentation, le transporteur demande à la Régie d'approuver sa proposition qui, selon lui, traite tous les clients de transport de manière comparable.

Il ajoute que sa proposition vise à appliquer un traitement équivalent aux nouveaux producteurs dans le but de ne pas les défavoriser face aux producteurs existants. En effet, avec cette proposition, les nouveaux producteurs ne sont pas obligés de déboursier pour leurs propres raccordements en plus de payer pour les raccordements existants qui sont intégrés au

¹²⁹³ HQT-10, document 1.7.12, page 2.

¹²⁹⁴ HQT-10, document 1.7.11, page 2.

¹²⁹⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 151.

coût du service de transport, ce qui reviendrait à leur faire payer deux fois le tarif de transport.¹²⁹⁶

Le transporteur fait référence à la politique du Texas qui est de desservir tout producteur, où qu'il se trouve, le tout à la charge de l'ensemble des utilisateurs du réseau de transport, et ajoute qu'un régisseur de la FERC a cité le cas du Texas comme une approche qui pourrait être adoptée dans le but de créer un incitatif à la réalisation de projets de production.¹²⁹⁷

Selon le transporteur, sa position est équivalente à celle que s'est fixée la FERC et est similaire à celle du Texas. Cette notion d'équité se retrouve aussi dans le secteur du transport gazier au Canada.

Installations d'attribution particulière

Par ailleurs, le transporteur définit le terme Installations d'attribution particulière d'une façon différente de celle décrite dans le Règlement 659. La nouvelle définition est :

« Les installations d'attribution particulière réfèrent aux actifs de raccordement incluant les postes de transformation, entre un producteur et son client qui ne rejoignent pas le réseau global. [...] »

Le transporteur mentionne que ces installations n'apportent aucun bénéfice aux autres clients et il propose que leur coût soit entièrement assumé par le producteur ou le client. Il ajoute également que la construction de telles installations serait considérée comme une activité non réglementée du transporteur.¹²⁹⁸

Lors des audiences, le transporteur confirme que son interprétation du concept d'installation d'attribution particulière est différente de celle qui est donnée en général à ce terme. Il ajoute que son interprétation représente le contexte du Québec en termes de la loi,¹²⁹⁹ et dans son argumentation il précise qu'il a adapté ce concept notamment en référence à la définition du réseau de transport présentée à l'article 2 de la loi sur la Régie.¹³⁰⁰

Pour **ARC-FACEF-CERQ**, l'imputation du coût des ajouts dû à la charge locale est conditionnelle à ce que ces nouveaux actifs soient construits à la demande d'Hydro-Québec Distribution ou Production, qu'il existe un réel besoin pour la charge locale et qu'il n'existe pas de solutions alternatives moins coûteuses ou plus rentables socialement.

¹²⁹⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, page 152.

¹²⁹⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, page 153.

¹²⁹⁸ HQT-10, document 1, révisé 2001-06-11, page 45.

¹²⁹⁹ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, pages 227 et 208.

¹³⁰⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 152.

Par contre, la fonction Raccordement à des clients spécifiques devrait être alloué directement aux clients utilisant ces raccordements.¹³⁰¹

Énergie NB demande à la Régie d'approuver l'utilisation des principes «*rolled in*» et «*higher of*» pour les nouvelles installations, mais demande aussi que «*la Régie ordonne à Hydro-Québec, dans le cadre de l'étude d'allocation des coûts par fonction, qu'elle fasse de nouvelles propositions pour le traitement des nouvelles installations par catégorie de clients.*»¹³⁰²

Énergie NB :

« soutient généralement la position d'Hydro-Québec sur l'application des principes "rolled in" et "higher of" pour le recouvrement des coûts des nouvelles installations. »

Cependant :

« il faudrait que les principes du "rolled in" et du "higher of" soient appliqués par catégories de clients sur la base du coût du service par catégorie. »

En faisant référence à son expérience sur le réseau américain, **NEG** émet l'opinion que le coût des équipements de raccordement au réseau doit être à la charge du producteur. Lors de son témoignage en audiences publiques, l'intervenante a mentionné que NEG avait développé des projets de production autant avec des ISO qu'avec des sociétés intégrées traditionnelles. Dans tous les cas, le coût de raccordement a été à la charge du producteur, de même que le coût des modifications au réseau qui était en relation avec l'équipement de production. Elle cite l'exemple d'un projet à Athens, dans l'état de New York, et d'un projet à La Paloma, en Californie.¹³⁰³

Le **RNCREQ** s'est aussi prononcé sur cette question. L'intervenant exprime l'opinion que le coût des ajouts doit être alloué selon sa contribution à l'amélioration du réseau, et que la Régie doit attribuer aux producteurs le coût de tout raccordement qui ne constitue pas une amélioration du réseau pour le bénéfice de tous les usagers. Selon lui, la détermination du coût se ferait au cas par cas, selon des principes réglementaires bien établis, tels qu'ils se trouvent dans les décisions pertinentes de la FERC.

Le **RNCREQ** demande aussi à la Régie de traiter de la même façon les ajouts pour la charge locale et tout autre ajout.¹³⁰⁴

¹³⁰¹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 64.

¹³⁰² Argumentation Énergie NB, page 53.

¹³⁰³ NS, 3 mai 2001, volume 17, pages 215 et 216.

¹³⁰⁴ Argumentation du RNCREQ, pages 109 et 110.

En ce qui concerne la référence que le transporteur fait à la politique du Texas, le RNCREQ souligne que la situation au Québec n'est définitivement pas comparable à celle du Texas.

Autant le **RNCREQ** que **STOP/S.É.** se sont prononcés contre le changement de la définition d'installations d'attribution particulière pour la même raison à savoir que l'utilisation d'un terme connu dans un autre sens ne peut que devenir source de confusion.¹³⁰⁵

8.2. OPINION DE LA REGIE

Les ajouts au réseau sont composés de trois grandes catégories qui ont chacune leurs propres spécificités. Il s'agit des ajouts requis pour :

- l'amélioration du réseau de transport;
- les besoins des clients du service en réseau intégré et du service en réseau de point à point;
- les besoins de la charge locale.

En plus de décider sur chacune de ces catégories, la Régie se prononce également sur la proposition du transporteur de changer la définition des « installations d'attribution particulière » qui existe déjà dans le Règlement 659.

Ajouts pour l'amélioration du réseau

Les améliorations au réseau de transport comprennent les additions requises pour assurer la pérennité et la fiabilité du réseau. Ces améliorations permettent de maintenir le bon fonctionnement du réseau et d'assurer les transits de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les utilisateurs du réseau de transport. La Régie accepte la proposition du transporteur pour le motif qu'il est équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces ajouts. Le coût de ces équipements pourra être intégré à la base de tarification s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles dans le cadre d'un dossier tarifaire.

Ajouts pour le service en réseau intégré et le service de point à point

Les installations visées sont les ajouts au réseau qui sont réalisés pour répondre à la demande d'un client en réseau intégré ou de point à point.

¹³⁰⁵ Argumentation du RNCREQ, page 106; Argumentation de STOP/S.É., page 112.

La Régie accepte la proposition du transporteur que le coût des ajouts au réseau pourrait être intégré à la base de tarification s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles dans le cadre d'un dossier tarifaire.

Cette position est équitable en regard des producteurs futurs. En effet, le tarif de transport inclut le coût des installations existantes qui permettent de raccorder et d'intégrer les centrales au réseau. Si les nouveaux producteurs devaient payer le coût de leurs installations, ils se trouveraient en position de payer deux fois les frais de raccordement et d'intégration : ils paieraient directement pour leurs propres besoins et ils paieraient indirectement le coût des installations des autres producteurs par le biais du tarif de transport.

La Régie accepte également la proposition du transporteur de limiter le montant qui peut être intégré à la base de tarification.

Tel que proposé par le transporteur, le montant total qu'il aurait à assumer correspond à la valeur actualisée du tarif de transport pour une période de 20 ans en prenant en compte les frais d'entretien et d'exploitation ainsi que la taxe sur le capital.¹³⁰⁶ La Régie reconnaît qu'ainsi, l'impact sera, au pire, neutre pour tous les clients et, au mieux, favorable en réduisant le tarif de transport pour l'ensemble des clients.

L'application de ce maximum protège donc les clients du service de transport contre des coûts de raccordement et d'intégration qui seraient excessifs.

Ajouts pour la charge locale

Les installations visées regroupent les ajouts au réseau de transport réalisés pour répondre aux besoins de la charge locale et qui sont dûment autorisés ou approuvés par la Régie. Elles comprennent également celles qui seront nécessaires pour raccorder les producteurs qui seront sélectionnés dans le cadre de la procédure d'appel d'offres du distributeur, et les modifications au réseau le cas échéant.¹³⁰⁷

La Régie est d'avis que le coût des ajouts de transport, réalisés pour répondre aux besoins de la charge locale et qui sont autorisés par elle, peuvent être intégrés à la base de tarification s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles dans le cadre d'un dossier tarifaire.

¹³⁰⁶ HQT-10, document 1.5.

¹³⁰⁷ HQT-10, document 1 révisé 2001-06-11, page 38.

Toutefois, la Régie est d'avis qu'il faut imposer le même montant maximum que dans le cas d'ajouts pour le service de point à point et de réseau intégré. Cette position vise à traiter tous les clients de transport de la même façon.

La Régie cherche ainsi à éviter des situations où un client du service de transport de point à point, ou en réseau intégré, est dans l'obligation de supporter l'entièreté du coût des ajouts pour la charge locale, via le tarif de transport qu'il paie, en plus de devoir assumer seul l'excédent du coût des ajouts qu'il requiert sur le montant maximal supporté par le transporteur. La Régie est d'avis qu'une telle situation serait inéquitable pour les clients des services de transport autres que celui requis pour la desserte de la charge locale.

Par ailleurs, la Régie est consciente que le tarif actuel inclut le coût de raccordement de toutes les installations de production existantes, quels que soient les équipements qu'un client particulier utilise pour le transit de la capacité qu'il contracte avec le transporteur.

Enfin, la Régie demande au transporteur de codifier la politique relative aux ajouts au réseau de transport et explicitant la méthode de calcul du montant maximum.

Installations d'attribution particulière

Comme il a été mis en preuve, la situation que le transporteur veut décrire par l'appellation « installations d'attribution particulière » concerne des activités non réglementées.

Il est bon de rappeler que dans le Règlement 659, la définition est :

« 1.24 Installation d'attribution particulière : Les installations, en tout ou en partie, qui sont construites par le transporteur pour le seul usage ou profit d'un client spécifique du service de transport demandant un service en vertu du Contrat du service de transport. »

De plus, tel que mentionné par certains intervenants, le fait de donner une définition différente à un terme déjà largement utilisé dans l'industrie électrique risque de créer de la confusion.

Conséquemment la Régie est d'avis que la situation que veut définir le transporteur devrait être décrite par des termes différents.

De plus, la Régie partage l'avis du transporteur que les dispositions particulières de la Loi, notamment la définition du réseau de transport incluse à l'article 2, et la politique concernant les ajouts au réseau approuvée dans la présente décision, font en sorte que la notion d'installations d'attribution particulière, telle que défini au Règlement 659 et telle que largement utilisée dans l'industrie électrique, ne décrit pas une réalité au Québec. En

conséquence, la Régie approuve le retrait des références aux installations d'attribution particulière dans les « *Tarifs et conditions* ».

La Régie accepte donc que le coût des ajouts au réseau de transport, requis pour l'amélioration du réseau, soit intégré à la base de tarification, s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles.

La Régie accepte que le coût des ajouts au réseau de transport requis pour satisfaire les besoins de la charge locale, pour le service de point à point et pour le service en réseau intégré soit intégré à la base de tarification si ces ajouts sont jugés prudemment acquis et utiles.

Cependant, dans ce dernier cas, le montant qu'il est permis d'intégrer est limité à la valeur actualisée du tarif de transport pour une période de 20 ans. Cette limite s'applique à tout ajout au réseau.

La Régie demande au transporteur de modifier en conséquence le texte de « *Tarifs et conditions* ».

9. INDICES DE PERFORMANCE DEPOSES PAR LE TRANSPORTEUR

INTRODUCTION

Dans sa décision D-2000-102, la Régie ordonnait au transporteur de lui proposer une série d'indicateurs de performance devant permettre d'évaluer et de suivre le niveau de performance de TransÉnergie. Elle spécifiait également que les indicateurs devaient couvrir les domaines suivants :

- la satisfaction de la clientèle du réseau de transport;
- la fiabilité du service de transport;
- l'optimisation de l'exploitation du réseau;
- le contrôle des charges d'exploitation;
- les responsabilités sociales et environnementales de TransÉnergie incluant celles en matière de santé et de sécurité des personnes.¹³⁰⁸

9.1. POSITION DES PARTIES

Pour la mesure de la satisfaction de la clientèle du réseau de transport, le **transporteur** demande de maintenir le *statu quo*, soit de sonder la clientèle Grande entreprise et de fixer la cible à un degré de satisfaction à 8,1 sur 10. Cette mesure de satisfaction se fait auprès de 107 clients Grande entreprise et évalue leur satisfaction d'après un ensemble de critères. Le transporteur souligne qu'il a des ententes partenariat-qualité avec 93 de ces 107 clients, ce qui lui permet de maintenir une relation personnalisée avec ceux-ci. En 2000, l'indice de satisfaction a atteint 8,5 sur 10.¹³⁰⁹

Il ajoute qu'il existe des ententes de partenariat-qualité avec la majorité des clients Grande entreprise où ceux-ci évaluent leur satisfaction d'après un ensemble de critères. Selon le transporteur, ce mécanisme donne à la Régie des informations suffisantes et il n'y a pas lieu d'ajouter tout autre indicateur.¹³¹⁰

Selon l'**ACEF de Québec** :

*« [...] la mesure de satisfaction des grands clients industriels ne peut être généralisée aux autres clientèles desservies par Hydro-Québec ».*¹³¹¹

¹³⁰⁸ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 71.

¹³⁰⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 43 à 45.

¹³¹⁰ Argumentation du transporteur, page 44 et 45.

¹³¹¹ Argumentation d'ACEF de Québec, page 30.

La **Coalition industrielle** constate que le transporteur se contente de demander à la Régie de maintenir le *statu quo*. L'intervenante rappelle que, pour les clients industriels, ce sont les pertes de production qui sont l'indice de performance le plus pertinent et le plus représentatif. La raison étant que les pertes de production correspondent directement à des pertes monétaires.¹³¹²

Elle propose donc la réintroduction d'un indice de performance – rapport d'événements où seraient rapportés tous les événements qui affectent les clients industriels – et la mise sur pied d'une table de concertation entre le transporteur et les intervenants concernés (avec participation possible de la Régie) qui s'occuperait des enjeux reliés à la qualité du service et à la mesure de la performance.

Dans sa réplique, le **transporteur** mentionne qu'il a :

« [...] raison de craindre que l'ajout de mesures, rapports, processus et mécanismes de concertation vienne alourdir et inutilement compliquer les relations client-fournisseur qui, de l'aveu même de l'intervenant et de son expert, fonctionnent de façon adéquate. "If it ain't broke, don't fix it" ».¹³¹³

En ce qui concerne la fiabilité du service de transport, le transporteur rappelle qu'elle est mesurée selon trois critères qui sont généralement utilisés dans l'industrie.¹³¹⁴

Par ailleurs, le transporteur souligne qu'un programme d'amélioration de la fiabilité du service de transport (AFRT) a été entrepris en 1989 et a nécessité des investissements de plus de 1,2 milliard\$ et demande à la Régie de reconduire les indicateurs Incidents d'exploitation et Nombre et durée des pannes et des interruptions planifiées. Il demande également de maintenir la cible de 0,65 heure/client pour l'Indice de continuité de service car il s'agit d'un juste compromis entre les investissements requis pour améliorer cet indice et les bienfaits apportés par cette amélioration.¹³¹⁵

Quant à la mesure de l'optimisation de l'exploitation du réseau, elle est effectuée par deux indices qui s'appliquent aux réseaux de transport interconnectés. Pour ces deux indices, des valeurs minimales ont été définies par le NERC, et le transporteur demande à la Régie d'accepter des valeurs supérieures aux exigences du NERC.¹³¹⁶

¹³¹² Argumentation de la Coalition industrielle, pages 73 et 76.

¹³¹³ Réplique d'Hydro-Québec, pages 41 et 42.

¹³¹⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, page 47.

¹³¹⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 46.

¹³¹⁶ HQT-3, document 3, page 16.

En ce qui concerne l'indicateur de performance pour « Les responsabilités sociales et environnementales », le transporteur demande à la Régie d'accepter l'indicateur « Implantation de la norme ISO 14001- environnement », et de reconnaître la cible qu'il s'est fixée pour 2001, soit de tenir l'audit d'enregistrement par un registraire et d'apporter les actions correctives aux mesures mises en place, le cas échéant.¹³¹⁷

Quant à l'indicateur en matière de santé et de sécurité des personnes, le transporteur demande à la Régie d'accepter l'indicateur « Fréquence des accidents de travail » et maintenir la cible 2001 au niveau de celle fixée pour 2000, soit à 4,5 assistances médicales et pertes de temps dues à des accidents du travail sur 200 000 heures travaillées.

Par contre, en ce qui concerne un indicateur pour le contrôle des charges d'exploitation, le transporteur demande à la Régie de reconnaître que le niveau et l'évolution dans le temps des charges d'exploitation est une mesure suffisante.¹³¹⁸ En effet, le transporteur mentionne qu'il n'est pas certain que le balisage avec d'autres entreprises soit adéquat parce que chacune mesure ses dépenses à sa façon et il n'est pas assuré que la comparaison porterait sur les mêmes éléments. De plus le réseau du Québec est très différent de celui de la Californie, par exemple.¹³¹⁹

Sur ce dernier point, l'**ACEF de Québec** indique qu'un indice qui montre l'évolution des coûts dans le temps n'est pas acceptable parce que ce n'est pas l'évolution qu'il faut évaluer, mais la productivité et l'efficacité productive des facteurs de production en termes de quantité et qualité de services produits relativement aux coûts de produire les services.¹³²⁰

Finalement, malgré la complexité anticipée, le transporteur s'est engagé à élaborer, si possible, un indicateur lié aux charges d'exploitation qui puisse offrir, tant à la Régie qu'au transporteur, une juste comparaison par rapport à l'industrie.¹³²¹

9.2. OPINION DE LA REGIE

La Régie constate que les indices de performance présentés par le transporteur couvrent les domaines qu'elle avait indiqués dans sa décision D-2000-102, sauf pour le contrôle des charges d'exploitation.

¹³¹⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, page 49.

¹³¹⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, page 40.

¹³¹⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 41.

¹³²⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 30.

¹³²¹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 41.

Toutefois, la Régie note que plusieurs de ces indices font référence aux clients Grandes entreprises. Cette clientèle est celle du distributeur et non celle du transporteur. Par conséquent, la Régie demande au transporteur de développer des indices spécifiques concernant les clients de transport, c'est-à-dire les clients qui obtiennent un service de transport en vertu des « *Tarifs et conditions* », et de les présenter lors de la prochaine cause tarifaire.

La Régie demande au transporteur de lui fournir un suivi annuel permettant de prendre connaissance de l'atteinte des cibles fixées et des moyens que le transporteur envisage pour améliorer sa performance lorsque celle-ci se révèle inadéquate. Elle exige également que le transporteur lui présente un balisage sur les indices de performance, soit avec l'externe, soit entre régions à l'intérieur de son réseau de transport. En ce qui concerne l'indice couvrant les responsabilités sociales et environnementales qui inclut celles en matière de santé et de sécurité des personnes, l'indicateur présenté pour ce dernier volet mesure uniquement la fréquence des accidents de travail. La Régie demande d'ajouter un ou des indicateurs en matière de santé et sécurité de la population.

Par ailleurs, la Régie demande le dépôt d'un rapport sur le développement d'indicateurs spécifiques reflétant la performance du transporteur quant au contrôle de ses charges d'exploitation.

L'ensemble de ces indicateurs pourraient éventuellement servir de base de discussion lors de la mise en place de mesures ou de mécanismes incitatifs en vertu du paragraphe 4 du premier alinéa de l'article 49.

Enfin, la Régie est sensible aux préoccupations exprimées par les clients industriels concernant la qualité de l'alimentation électrique, la continuité de service et la qualité de l'onde. Ces préoccupations concernent d'abord la clientèle industrielle et Hydro-Québec, tant dans ses activités de transport que dans ses activités de distribution, et la Régie est d'avis que ceux-ci sont les mieux placés pour trouver un compromis acceptable. À cet effet, la Régie invite donc les parties à se rencontrer afin de discuter et de résoudre ces enjeux, et de faire rapport à la Régie du progrès et des résultats des discussions.

En conséquence, la Régie demande au transporteur de lui fournir un suivi annuel des indices de performance propres à sa clientèle et exige que le transporteur lui présente un balisage sur les indices de performance, soit avec l'externe, soit entre régions à l'intérieur de son réseau de transport.

La Régie exige le dépôt d'un rapport annuel sur le développement d'indicateurs spécifiques reflétant la performance du transporteur quant au contrôle de ses charges d'exploitation.

La Régie demande aux parties concernées de lui faire rapport sur leurs discussions pour traiter des préoccupations des clients industriels.

10. COMMERCIALISATION

10.1. SYSTEME D'INFORMATION EN TEMPS REEL (OASIS)

10.1.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** affirme que, conformément aux pratiques de l'industrie en Amérique du Nord, il offre tous les services de transport de point à point qui existent. Les quatre services offerts sont :

- le transit intérieur;
- le transit d'importation;
- le transit d'exportation;
- le transit interréseaux.¹³²²

Afin de permettre aux clients de réserver le service de transport dont ils ont besoin pour les transactions de point à point, le transporteur maintient un système d'information en temps réel (OASIS) qui leur assure un accès simultané et non discriminatoire. Le transporteur affirme que le système OASIS utilisé par TransÉnergie est conforme aux caractéristiques et au fonctionnement du système décrit à la partie 37 des règlements de la FERC et le transporteur désire maintenir un système comparable à ce dernier.¹³²³

Le système OASIS est accessible via l'internet. Il permet de commercialiser les différents services de transport de point à point. Ce système contient notamment de l'information sur les TTC et ATC et sur les tarifs en vigueur pour les différents types de services de transit (fermes et non fermes, horaires, journaliers, mensuels et annuels).

D'autres points pourraient s'ajouter à ceux présentement offerts sur OASIS selon que de nouveaux chemins sont requis pour répondre à des besoins commerciaux, par exemple l'alimentation d'une charge de gros au Québec ou l'ajout d'un nouveau point d'interconnexion avec un réseau voisin. Ainsi, le transporteur met son site OASIS à jour régulièrement pour tenir compte de l'évolution constante des marchés.¹³²⁴

Les capacités de transport offertes sur chacun des chemins sont mises à jour dès modification des capacités totales, confirmation des demandes de service ou chargement des programmes. Ces données peuvent être simplement consultées ou donner lieu à des

¹³²² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 164.

¹³²³ HQT-13, document 1, page 164, R96.1.

¹³²⁴ NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 100 et 101; NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 163 et 164.

demandes de réservation qui suivent alors un processus de traitement précis. Les services complémentaires sont également offerts sur le site.¹³²⁵

Enfin, le transporteur affirme qu'il se conforme aux exigences reconnues quant à la période pendant laquelle les informations sont accessibles sur son site OASIS.¹³²⁶

Selon **OPG**, la Régie devrait rendre permanente son exigence à l'effet que TransÉnergie affiche sur OASIS le type d'information sur les ATC qui ont été fournies en réponse à la demande de renseignements de l'intervenante concernant le calcul des ATC.¹³²⁷ De plus, OPG indique que la Régie devrait exiger, dans les 90 jours de la présente décision, plus d'informations sur les échanges entre le transporteur et les clients incluant des explications, de façon cohérente avec ce qui est fourni dans d'autres juridictions telles que PJM et NEPOOL. Selon l'intervenante, l'information demandée devrait être affichée d'une manière simple et facile à utiliser.¹³²⁸

OPG demande également à la Régie d'exiger, tous les ans, un audit indépendant, réalisé par une tierce partie, des calculs des ATC de TransÉnergie. Les résultats de cet audit devraient être publiquement disponibles par l'intermédiaire d'un dépôt annuel de conformité à la Régie. La Régie devrait également ordonner à TransÉnergie de s'assurer et de démontrer immédiatement sa conformité aux exigences de l'Ordonnance 889 de la FERC au sujet de la conservation et de la disponibilité d'informations historiques de soutien relatives aux ATC.¹³²⁹

Concernant les informations qui devraient être affichées sur le site OASIS, **NEG** est d'avis que les données relatives à la charge devraient être disponibles en temps réel comme cela est le cas pour Énergie NB. NEG demande également à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec d'améliorer l'affichage de ses TTC/ATC de sorte que l'information soit cohérente des deux côtés des interconnexions.¹³³⁰

De plus, NEG soutient que l'ajout de données serait conforme aux pratiques commerciales des opérateurs de réseaux indépendants avoisinants. Les informations demandées sont

¹³²⁵ HQT-4, document 1, pages 17 à 19.

¹³²⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 172.

¹³²⁷ HQT-13, document 13.2, pages 2 à 8.

¹³²⁸ Argumentation d'OPG, 6 septembre 2001, page 15.

¹³²⁹ Argumentation d'OPG, 6 septembre 2001, page 15.

¹³³⁰ Argumentation de NEG, 6 septembre 2001, page 23.

relatives aux interruptions, aux «*Transmission System Flows* », aux rapports quotidiens d'opérations, à la température et aux prévisions «*7 day rolling* ». ¹³³¹

Lors de la présentation de sa contre-preuve, le transporteur a indiqué, en réponse à la demande de NEG pour des informations supplémentaires qui ne se retrouvent pas présentement sur le site OASIS de TransÉnergie, qu'il n'est pas nécessaire d'afficher ce type d'information, compte tenu de la structure du marché au Québec. Selon le transporteur, ce n'est que dans les endroits où il y a un marché public d'énergie à court terme que ces informations doivent être affichées. ¹³³²

NEG conclut que le transporteur répond aux exigences minimales d'affichage d'information requises par l'Ordonnance 889 de la FERC, mais fait défaut quant aux standards établis par les ISO américains existants.

Enfin, l'intervenante indique que le transporteur ne répond pas aux exigences d'audit des données prévues à l'Ordonnance 889 de la FERC. Des 10 catégories de données affichées sur OASIS, seulement deux sont fonctionnelles et il n'est pas possible de télécharger l'information. De plus, l'information historique pour l'année 2000 est dans un format Excel et aucune information n'est fournie quant aux raisons pour des demandes refusées. En outre, NEG soutient qu'il n'a pu obtenir ces données historiques dans un format utilisable. ¹³³³

En contre-preuve, le **transporteur** a indiqué qu'un historique de plus de 20 jours est disponible. Cette période de 20 jours constitue, selon lui, la norme de l'Ordonnance 889-A de la FERC. Le transporteur affirme que quelles que soient les adaptations qu'il a dû faire pour suivre les pratiques de l'industrie, il a toujours gardé un historique de plus de 20 jours sur le site OASIS. ¹³³⁴

Énergie NB affirme, en se basant notamment sur la preuve produite par NEG, que TransÉnergie bloque les transactions provenant de l'Ontario et en direction de l'Ontario parce que le marché de cette province ne serait pas ouvert et que l'Ontario n'offrirait pas la réciprocité.

Énergie NB mentionne que le marché de gros de l'électricité de la région du Nord-Est de l'Amérique du Nord fonctionne aussi ouvertement que possible et que les services de

¹³³¹ La liste complète des informations demandées par l'intervenante se retrouve au mémoire de NEG, 16 février 2001, pages 8 et 9.

¹³³² NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 149 à 153.

¹³³³ Argumentation de NEG, 6 septembre 201, page 23.

¹³³⁴ NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 153 à 155.

transport de point à point sont disponibles sur l'ensemble de cette grande région. Parmi tous les transporteurs qui ont le droit d'insister sur le respect de la clause de réciprocité, Énergie NB souligne que seule Hydro-Québec s'est prévalu de ce droit. Tous les autres transporteurs ont choisi de ne pas limiter l'accès à leur réseau. C'est ainsi que New York a laissé tomber l'exigence de la réciprocité avec l'Ontario et a accepté les transactions de tous les négociants intéressés à faire affaires dans cette province. La Nouvelle-Angleterre a aussi laissé tomber l'exigence de réciprocité avec le Nouveau-Brunswick et accepte des transactions avec tous les négociants intéressés à faire affaires dans cette province.

Afin de démontrer que TransÉnergie traite de façon préférentielle Hydro-Québec Production, Énergie NB se réfère notamment à la preuve produite par NEG qui a démontré que TransÉnergie lui a refusé l'accès à l'interconnexion avec l'Ontario, mais a permis l'accès à Hydro-Québec Production.

En guise de solution à ce problème, Énergie NB demande à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec de laisser tomber l'exigence de réciprocité avec l'Ontario et d'ouvrir son réseau à tous les usagers accrédités de TransÉnergie pour toutes les transactions aux interconnexions avec l'Ontario.¹³³⁵

En se référant à l'article 6 des « *Tarifs et conditions* », le transporteur a expliqué que si l'Ontario ne donne pas accès à Hydro-Québec, il ne donnera pas accès à des tiers qui transigent sur le réseau de l'Ontario.¹³³⁶ Par contre, le transporteur a affirmé que cela n'avait pas pour effet d'empêcher Hydro-Québec de faire le type de transactions qu'elle faisait avant l'ouverture du marché, c'est-à-dire des transactions à la frontière entre réseaux voisins. Selon le transporteur, cette réalité explique pourquoi on a identifié des cas où Hydro-Québec pouvait acheter de l'Ontario alors qu'un tiers voulant transiter de l'Ontario vers le Québec s'était fait refuser la transaction. Le transporteur conclut qu'il ne s'agit pas d'un traitement discriminatoire, mais d'une pratique chez les entités qui ont un contrat approuvé par la FERC.¹³³⁷

¹³³⁵ Argumentation d'Énergie NB, 6 septembre 2001, pages 57 et 58.

¹³³⁶ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 2001. Le transporteur indique qu'il n'a pas à appliquer l'article 6 du contrat lorsqu'il s'agit d'Hydro-Québec.

¹³³⁷ NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 160 à 162.

10.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

Tel que la Régie en faisait mention dans sa décision D-2000-214, elle accorde une grande importance à la transparence du système de réservation de capacités de transport (OASIS) et à un accès non discriminatoire à ce dernier pour tous les participants au marché de gros.¹³³⁸

La Régie est convaincue que les informations décrites ci-dessous, dont elle exige l'affichage sur le site OASIS, vont contribuer à atteindre ces objectifs de transparence et de non-discrimination, en plus de faciliter la consultation du système de réservation.

La Régie prend acte du désir exprimé par le transporteur de maintenir un système comparable à celui décrit dans la partie 37 des règlements de la FERC. La Régie considère que ce sont les informations qui devront, au minimum, être affichées sur le site OASIS du transporteur.

De plus, la Régie demande au transporteur de la tenir continuellement informée des changements apportés à son site OASIS en précisant ceux qui découlent directement de modifications apportées aux caractéristiques et au fonctionnement du système décrit à la partie 37 des règlements de la FERC. Les changements apportés devront être systématiquement annoncés sur le site OASIS du transporteur afin d'en informer sa clientèle.

Par ailleurs, la Régie ordonne au transporteur d'afficher systématiquement et sans délai, toute demande de service, incluant les demandes de renouvellement prévues à l'article 2 des « *Tarifs et conditions* ».

Enfin, la Régie ordonne au transporteur de modifier les articles des « *Tarifs et conditions* » afin d'y introduire une référence aux prescriptions à la présente décision, concernant OASIS.

Services de point à point offerts et accessibilité des clients

La Régie demande au transporteur de revoir les définitions des activités de transit de point à point que l'on retrouve aux pages 4 et 5 du document HQT-4, document 1, de façon à n'utiliser qu'une seule notion territoriale. La Régie note que les définitions présentées font référence au réseau de transport d'Hydro-Québec et à la notion du territoire du Québec. La Régie est d'avis que cette situation peut générer de la confusion spécialement pour le transit interréseaux.¹³³⁹

¹³³⁸ Décision D-2000-214, 24 novembre 2000, page 68.

¹³³⁹ NS, 23 mai 2001, volume 24, page 102. Lors de l'audience, le transporteur a précisé qu'Hydro-Québec Production réalise des transits d'exportation alors que le transporteur considère que les transactions des autres producteurs « à l'intérieur de la zone géographique d'Hydro-Québec » sont des transits interréseaux.

De plus, afin de clarifier les règles d'utilisation du réseau de transport, la Régie ordonne au transporteur de publier sur son site internet et sur son site OASIS, dans un délai de trois mois, un manuel détaillé précisant :

- l'accessibilité des clients aux activités de transit d'importation, d'exportation, interréseaux et intérieur;
- les conditions particulières d'accès à chacun des chemins affichés sur OASIS.

Concernant les conditions particulières, la Régie tient à ce que les clients du transporteur soient clairement informés des chemins sur lesquels il leur est permis de réserver de la capacité de transport et ceux sur lesquels l'accès leur est refusé. En se référant à l'article 6 des « *Tarifs et conditions* », le transporteur a présenté la situation prévalant sur les chemins d'interconnexion avec le réseau de l'Ontario qui n'est pas ouvert. Le transporteur a expliqué en audience que si l'Ontario ne donne pas accès à Hydro-Québec, cette dernière ne donnera pas accès à des tiers qui transigent sur le réseau de l'Ontario.¹³⁴⁰ La Régie tient à ce que le site OASIS du transporteur présente les chemins pouvant faire l'objet de restrictions de telle nature, ou d'autres formes de restrictions, limitant les possibilités de transactions de sa clientèle.

ATC

La Régie note que le sujet des ATC a suscité beaucoup d'attention de la part des clients actuels et potentiels du transporteur. Ce dernier s'est montré favorable, en cours d'audience, à afficher davantage d'information sur son site OASIS afin de favoriser une meilleure compréhension du calcul des ATC. D'ailleurs, le transporteur a reconnu que le document déposé en preuve et présentant les principaux éléments servant à établir les ATC pourrait bénéficier d'une bonification quant aux explications contenues.¹³⁴¹

La Régie ordonne au transporteur de publier, sur son site OASIS, les explications nécessaires à la compréhension des calculs de détermination des ATC ainsi que maintenir, dans un fichier publié sur le site OASIS, les questions posées par les clients ainsi que les réponses fournies par les responsables du site OASIS. Parmi les informations disponibles sur le site OASIS, celles demandées par OPG, aux questions 3a) à 3e) inclusivement de la partie II de sa demande de renseignements concernant le calcul des ATC, doivent y apparaître.

En conformité avec les standards et procédure du NERC/NPCC, la Régie considère que la politique générale du transporteur doit être de coordonner ses calculs et les résultats de ses capacités de transfert avec les autres réseaux. Dans l'éventualité où cette exigence de la

¹³⁴⁰ NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 160 à 162.

¹³⁴¹ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, page 248.

Régie serait inapplicable pour un ou des chemins, le transporteur devra présenter à la Régie une demande d'exemption spécifique. Une telle demande devra être justifiée et comporter, entre autres, le détail des démarches effectuées auprès du NERC/NPCC.

Audit indépendant

Selon la Régie, il n'est pas requis de procéder à un audit annuel indépendant, tel que demandé par l'intervenante OPG. La Régie note qu'un tel audit indépendant n'est pas la norme dans l'industrie. La Régie n'est pas convaincue qu'un audit indépendant puisse permettre de solutionner la problématique de la non-coordination des calculs et des résultats de ses capacités de transfert avec les autres réseaux. Par conséquent, la Régie rejette la demande d'OPG de procéder à un tel audit.

Toutefois, la Régie considère nécessaire qu'une vérification par la Régie de la conformité du site OASIS avec le Règlement 37 de la FERC et avec les directives de la Régie incluses à la présente décision soit réalisée dès le début de la réglementation du transporteur par la Régie. Cette vérification se tiendra en 2002 ou aussitôt que possible.

Données historiques

La Régie demande au transporteur de s'assurer, lors de la transmission à un client de données historiques dans un format autre que celui dans lequel les données sont affichées sur le site OASIS, que les données transmises soient accompagnées des explications requises pour une bonne compréhension des données fournies et de l'ensemble des données incluses dans le fichier original.

De plus, la Régie prend acte que le transporteur a un projet informatique en cours pour afficher l'historique des transits.¹³⁴² La Régie demande au transporteur d'afficher sur son site OASIS l'information dès qu'elle est disponible.

Informations diverses requises par NEG

La Régie est d'avis qu'il n'est pas nécessaire pour le transporteur d'afficher sur OASIS toutes les informations demandées par NEG qui sont généralement rendues disponibles par les ISO avoisinants. Les informations recherchées sont davantage associées à des marchés où on retrouve une bourse d'énergie. Ce n'est pas le cas au Québec.

¹³⁴² NS, 14 juin 2001, volume 31, page 151.

Cependant, la Régie ordonne au transporteur d'afficher sur son site OASIS toutes les informations qu'il est en mesure de produire concernant la disponibilité et l'utilisation des chemins d'interconnexion, et ce, en suivant les pratiques commerciales des ISO avoisinants.

10.2. PROCEDURES D'ATTRIBUTION INITIALE DE LA CAPACITE DE TRANSPORT ET DE RENOUELEMENT DE CONTRATS

10.2.1. POSITION DES PARTIES

Le transporteur demande, entre autres modifications aux « *Tarifs et conditions* », l'abrogation de l'article 2.1, au motif de caducité, et l'amendement de l'article 2.2 de façon à introduire, comme condition d'exercice du droit de renouveler une priorité de réservation de transport, l'obligation pour le client d'en aviser le transporteur au plus tard 60 jours avant la fin de son contrat avec celui-ci.¹³⁴³

NEG s'oppose à l'abrogation de l'article 2.1 et demande qu'il soit maintenu en vigueur, au moins jusqu'à ce que le transporteur ait démontré qu'il a respecté les conditions de cet article.¹³⁴⁴ L'intervenante s'oppose également à l'ajout de l'amendement proposé par le transporteur à l'article 2.2 au motif que cet amendement serait inutile.¹³⁴⁵ Elle demande en outre à la Régie de rendre diverses ordonnances, dont les suivantes¹³⁴⁶ :

- la tenue par le transporteur d'une procédure ouverte d'attribution de la capacité de transport (« *Open season* ») pour la ligne d'interconnexion vers la Nouvelle-Angleterre et le respect par le transporteur de l'article 2.1 des « *Tarifs et conditions* »;
- le respect par le transporteur des Ordonnances n° 888, 889 et 2000 de la FERC et des normes et pratiques de l'industrie telles qu'établies par les groupements d'entreprises d'électricité avoisinants (*Power Pools*).

À l'appui de ses conclusions, l'intervenante réfère à la preuve testimoniale et documentaire qu'elle a présentée lors de l'audition tenue par la Régie.¹³⁴⁷ L'ensemble de cette preuve¹³⁴⁸ fait état de diverses situations que l'intervenante porte à l'attention de la Régie, dont les suivantes sur lesquelles elle a particulièrement insisté.

NEG prétend que le transporteur n'a pas respecté, lors de l'entrée en vigueur du Règlement 659, les principes sous-jacents aux conditions énoncées à l'article 2.1 quant à l'attribution initiale de la capacité de transport disponible sur les lignes d'interconnexion, et en particulier sur celle avec la Nouvelle-Angleterre.¹³⁴⁹ NEG conteste la procédure alors

¹³⁴³ HQT-11, document 1, page 8; HQT-11, document 2.

¹³⁴⁴ Argumentation de NEG, pages 24 et 26.

¹³⁴⁵ Argumentation de NEG, page 27.

¹³⁴⁶ Argumentation de NEG, page 26.

¹³⁴⁷ Argumentation de NEG, pages 10 à 12 et 15 à 21.

¹³⁴⁸ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, pages 23, 25, 39, 47, 67 à 120, 153 et 154; NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 73 à 76 et 172; NEG-5, pages 2 à 7 et 15, NEG-8, NEG-9, pages 29 à 54; NEG-16 à NEG-19, NEG-21, NEG-23 à NEG-29 et NEG-31.

¹³⁴⁹ Il s'agit ici de la ligne de transport RNDC/NEPEX de 2 000 MW.

suivie quant à la réservation de la capacité de transport requise aux fins de divers contrats d'exportation d'Hydro-Québec alors en vigueur et soumet que cette procédure n'était pas conforme aux pratiques d'affaires et aux normes de l'industrie. NEG réfère en particulier aux procédures mises en place dans le Nord-Est des États-Unis par NYPP, NYISO et NEPOOL.¹³⁵⁰

NEG soutient également que le traitement accordé par le transporteur, en novembre 2000, à la demande présentée par le Groupe Services énergétiques d'Hydro-Québec pour le renouvellement de sa réservation de capacité de transport sur la ligne d'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre, n'était pas conforme aux pratiques d'affaires de l'industrie, en particulier à la suite d'une décision rendue par la FERC en date du 15 juin 2000¹³⁵¹ relativement au délai d'exercice du droit prioritaire de renouvellement d'une réservation de service de transport prévu à l'article 2.2 du Tarif pro forma joint comme Annexe D à l'Ordonnance 888 de la FERC¹³⁵².

Pour sa part, **OPG** exprime de sérieux doutes quant à la conformité de la procédure suivie en 1997 avec les principes sous-jacents au Règlement 659 et en particulier aux articles 2.1 et 2.2, quant à la réservation de la capacité de transport requise pour les contrats d'exportation d'Hydro-Québec alors en vigueur.¹³⁵³ Par ailleurs, l'intervenante soumet que l'application du droit prioritaire de renouvellement prévu à l'article 2.2 aux réservations du service de transport associé aux contrats d'exportation d'Hydro-Québec, en vigueur au moment de l'entrée en vigueur du Règlement 659, aura pour effet pratique de conférer un contrôle permanent du service de transport ferme au Groupe Production d'Hydro-Québec et de procurer un avantage injuste à celui-ci sur ses concurrents dans ses transactions sur les marchés du Nord-Est des États-Unis. OPG soumet que c'était l'objectif poursuivi par le Groupe Services énergétiques en 1997 et que la procédure alors suivie constituait une violation des principes sous-jacents à un accès ouvert et équitable au service de transport.¹³⁵⁴

En conséquence, OPG recommande que le droit prioritaire de renouvellement de la réservation du service de transport prévu à l'article 2.2 ne s'applique pas au service de transport à long terme associé aux contrats d'exportation en vigueur au moment de l'ouverture du présent dossier et que, aux dates d'expiration respectives desdits contrats, la capacité de transport y associée fasse l'objet, et ce, une seule fois, d'une procédure d'enchères ouverte à tous les intervenants admissibles sur le marché de l'électricité; le droit

¹³⁵⁰ NEG-16 à NEG-19.

¹³⁵¹ NEG-26 et NEG-27.

¹³⁵² FERC, Order N° 888, Final Rule, April 24, 1996.

¹³⁵³ Argumentation d'OPG, pages 6 à 8.

¹³⁵⁴ Argumentation d'OPG, page 9.

prioritaire de renouvellement de la réservation de la capacité de transport s'appliquerait, par la suite, aux contrats issus de la procédure d'enchères.¹³⁵⁵

Sur ces questions, le **transporteur** plaide essentiellement ce qui suit, en référant (par la note 422 en bas de page) au témoignage de son représentant à l'audition du 14 juin 2001 :

« Le transporteur a démontré qu'il a affiché les informations requises en temps opportun, particulièrement quant à la capacité disponible, relativement aux contrats pré-existants (« grands-pères »), eu égard aux délais de renouvellement prévus au « Contrat du service de transport »⁴²². »¹³⁵⁶

En résumé, par ce témoignage¹³⁵⁷, le transporteur soumet que personne n'a été pénalisé par la procédure qui a été suivie lors de l'entrée en vigueur du Règlement 659, quant à l'attribution initiale de la capacité de transport disponible, puisque aucune nouvelle demande de service de transport n'a alors été soumise au transporteur.

OPG conteste le point de vue du transporteur sur ce point; elle soumet que le motif pour lequel de telles demandes n'ont pas été produites par des clients potentiels est que ceux-ci ont pris pour acquis qu'il n'y avait alors aucune capacité disponible, compte tenu qu'aucune ou, selon le cas, peu de capacité de transport n'a été affichée comme disponible ATC pour les lignes d'interconnexion durant la période du 1^{er} mai 1997 au 21 novembre 1997.¹³⁵⁸

Le **transporteur** réfère au texte des articles 2.1 et 2.2 du Règlement 659 et indique que, s'il y avait eu de telles demandes faites au transporteur à l'époque, celles reçues au cours de la période initiale de 60 jours à compter de l'entrée en vigueur du Règlement 659 auraient été traitées selon la procédure prévue à l'article 2.1, et celles reçues après ladite période de 60 jours auraient été traitées selon la procédure prévue à l'article 13.2.

Quant au traitement de la demande de renouvellement présentée en novembre 2000 par le Groupe Services énergétiques pour sa réservation de la capacité de transport sur la ligne d'interconnexion vers la Nouvelle-Angleterre, le transporteur soumet que l'article 2.2 ne prévoit pas un délai minimal de 60 jours précédant l'expiration d'un contrat comme condition d'exercice du droit prioritaire de renouvellement et que le client peut donc exercer ce droit jusqu'à l'échéance de son contrat avec le transporteur. Référant à l'Ordonnance précitée de la FERC rendue le 15 juin 2000, le transporteur indique que l'introduction d'un tel délai minimal préalable de 60 jours comme condition d'exercice du droit de

¹³⁵⁵ Argumentation d'OPG, pages 10 et 11.

¹³⁵⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, page 173.

¹³⁵⁷ Tenant compte également des réponses du témoin consignées aux NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 171 à 176 et 209 à 227.

¹³⁵⁸ Argumentation d'OPG, 6 septembre 2001, page 7.

renouvellement serait préférable et que c'est la raison pour laquelle il propose un amendement à cet effet au texte de l'article 2.2.¹³⁵⁹

Par ailleurs, dans sa réplique, le transporteur mentionne que « *PG&E NEG ne pouvait, dans la présente cause, saisir la Régie de plaintes, pour elle ou pour le compte de NRG Power Marketing Inc., à l'égard des activités passées du transporteur* ». ¹³⁶⁰ Il met également en doute l'éclairage pouvant résulter de la mise en preuve par cette intervenante des réalités et pratiques de l'industrie électrique en Amérique du Nord et particulièrement dans le Nord-Est américain. ¹³⁶¹ Enfin, il conteste, comme discriminatoire à l'endroit d'Hydro-Québec Production, la proposition précitée d'OPG quant à la procédure d'attribution de la capacité de transport associée aux contrats d'exportation existants d'Hydro-Québec, au moment de l'échéance de ceux-ci. ¹³⁶²

10.2.2. OPINION DE LA RÉGIE

À titre préliminaire, la Régie juge nécessaire de rappeler l'optique dans laquelle elle a été invitée par l'intervenante NEG à considérer la preuve qu'elle présentait relativement à la procédure d'attribution de la capacité de transport sur les lignes d'interconnexion. Lors de l'audition tenue le 1^{er} juin 2001, à la suite d'une objection formulée par le procureur du transporteur et en réponse à la demande de précisions formulée par le président du Banc, le procureur de NEG a confirmé que sa cliente ne demandait pas à la Régie de se prononcer sur une plainte quant aux faits mis en preuve et qu'elle renonçait aux conclusions mentionnées aux pages 53 et 54 de la pièce NEG-9. Le procureur de NEG précisait toutefois que sa cliente demandait à la Régie de recevoir des éléments factuels aux fins de l'évaluation des demandes de modifications au Règlement 659 présentées par le transporteur. ¹³⁶³

La Régie note que, néanmoins, certaines des conclusions et ordonnances recherchées par l'intervenante dans son argumentation ¹³⁶⁴ sont de nature similaire aux conclusions énoncées aux pages 53 et 54 de la pièce NEG-9 auxquelles l'intervenante a renoncé comme étant une plainte; elles impliqueraient en effet, compte tenu des motifs invoqués par NEG, que la Régie se prononce, entre autres, d'abord sur la question de savoir si la procédure d'attribution de la capacité de transport suivie par le transporteur en 1997 et en 2000 a

¹³⁵⁹ NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 157 à 160.

¹³⁶⁰ Réplique d'Hydro-Québec, page 61.

¹³⁶¹ Réplique d'Hydro-Québec, page 61.

¹³⁶² Réplique d'Hydro-Québec, pages 50 à 52.

¹³⁶³ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, pages 111 à 118.

¹³⁶⁴ Argumentation de NEG, pages 24, 26 et 27.

effectivement été conforme notamment aux prescriptions des articles 2.1 et 2.2 du Règlement 659.

À cet égard, la Régie a pris acte des précisions précitées fournies par le procureur de l'intervenante quant à la renonciation de celui-ci aux conclusions de la nature de celles qui relèveraient d'une plainte. Elle n'entend donc pas se prononcer sur de telles conclusions dans le cadre de la présente décision.

Ces remarques préliminaires étant faites, la Régie en vient aux conclusions suivantes.

En premier lieu, la Régie juge bien fondé l'argument du transporteur à l'effet que l'article 2.1 du Règlement 659 est devenu caduc. Il ressort en effet clairement du texte de cet article que la procédure qui y est prévue devait avoir une application limitée dans le temps puisqu'elle visait spécifiquement les demandes de services de transport qui seraient présentées au cours de la période initiale de 60 jours suivant l'entrée en vigueur du Règlement 659. Quant aux demandes qui seraient présentées après ce délai, l'article réfère à la procédure établie à l'article 13.2 du Règlement 659. Or, la preuve du transporteur est à l'effet qu'il n'y a eu effectivement aucune nouvelle demande de service de transport pendant ladite période de 60 jours. Ce fait n'a pas été contesté. En conséquence, toutes les demandes subséquentes à ladite période devant de toute façon être traitées selon la procédure prévue à l'article 13.2, l'article 2.1 n'a plus maintenant aucune utilité et la Régie est d'avis qu'il doit être abrogé.

En second lieu, la preuve et les arguments soumis par NEG et OPG n'ont pas convaincu la Régie qu'il faille modifier les droits prioritaires de renouvellement conférés par l'article 2.2 du Règlement 659 aux conditions y énoncées, notamment en instituant une procédure ouverte d'enchères pour l'attribution de la capacité de transport du réseau, en particulier sur les lignes d'interconnexion. La Régie est d'avis qu'il y a lieu de maintenir les droits acquis à un droit prioritaire de renouvellement que vise à garantir cet article en autant que les conditions qui y sont prévues soient respectées.

Cependant, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'améliorer l'administration de cette procédure d'attribution de capacité de transport sur le réseau. Ainsi, la Régie estime justifié l'amendement proposé par le transporteur à l'article 2.2, en vue de prévoir que le droit prioritaire de renouvellement d'une réservation de capacité de transport doit être exercé par le client au moins 60 jours avant l'expiration d'un contrat. Une telle condition favorisera notamment une meilleure planification de l'utilisation du réseau de transport, au bénéfice tant des clients que du transporteur.

Par ailleurs, compte tenu de certaines représentations qui ont été formulées en cours d'audience quant à l'utilisation qui aurait effectivement été faite de la capacité de transport réservée sur certaines lignes d'interconnexion¹³⁶⁵, et afin d'obtenir un portrait précis à ce sujet sur une base régulière lui permettant de décider éventuellement des mesures qui pourraient, le cas échéant, être jugées requises ou opportunes, la Régie demande au transporteur de déposer annuellement à la Régie les données suivantes :

- celles relatives aux capacités réservées pour le service de transport de point à point à long terme;
- celles relatives aux capacités réservées pour le service de transport de point à point à long terme qui n'ont pas été utilisées par les clients et qui ont été commercialisées en point à point à court terme par le transporteur;
- celle relatives aux capacités non réservées pour le service de transport de point à point à long terme et qui ont été commercialisées en point à point à court terme par le transporteur.

¹³⁶⁵ La Régie réfère également aux commentaires relatifs à l'optimisation de la capacité du réseau de transport énoncés dans l'argumentation d'Hydro-Québec aux pages 166 et 167.

10.3. LE POINT DE RECEPTION « MONTREAL », IDENTIFIE COMME HQT SUR OASIS

10.3.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** indique que le service de point à point est un service de transport réservé ou programmé entre des points spécifiques de réception et de livraison. Le client du service de point à point désigne un point de réception et un point de livraison et est facturé pour la capacité maximale réservée entre chacun de ces points.

Cependant, dans le cas du client Groupe Production Hydro-Québec, le transporteur soutient que le point de réception désigné aux conventions de service comprend l'ensemble des ressources à la disposition de ce dernier¹³⁶⁶ et est généralement Montréal¹³⁶⁷. La capacité réservée par le Groupe Production est égale à la somme des réservations mesurées aux points de livraison, majorées des pertes. Le transporteur a soutenu en audience que :

*« Ce n'est certainement pas un rabais déguisé. Il ne faut pas oublier que, au Québec, pour l'instant, il y a un producteur et tant qu'il y aura un producteur, cette façon de procéder-là ne nuit pas à aucun autre et, de ce fait, ce n'est pas un rabais déguisé pour personne. »*¹³⁶⁸

Selon le transporteur, cette désignation reflète la nature même du parc de production d'Hydro-Québec, qui comprend un ensemble d'équipements de production localisés à différents endroits du réseau et dont aucun n'est dédié à une charge spécifique. Ainsi, le transporteur indique que la totalité de la production d'Hydro-Québec est acheminée sur le réseau de TransÉnergie par de multiples points de réception dont Montréal constitue le point central. Cette production est, soit utilisée pour alimenter la charge locale, soit livrée hors du réseau de TransÉnergie via les points de livraison désignés aux conventions de service signées. Le transporteur précise qu'il en est de même pour les autres ressources (achats, importations, charges interruptibles, etc.) du client Groupe Production Hydro-Québec.¹³⁶⁹

Le point de réception Montréal, identifié comme HQT sur OASIS, est utilisé dans toutes les transactions de point à point et comprend les réceptions de l'ensemble des ressources à la disposition du Groupe Production Hydro-Québec. Pour les points de livraison, chacun est identifié distinctement aux conventions signées et aux réservations faites sur OASIS, et les modifications demandées par le Groupe Production Hydro-Québec sont traitées comme

¹³⁶⁶ HQT-4, document 1, page 9.

¹³⁶⁷ HQT-13, document 1, page 22, R15.1.

¹³⁶⁸ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 121.

¹³⁶⁹ HQT-13, document 1, page 22, R.15.1. Voir aussi HQT-13, document 7, page 26, réponse 33.

celles de tout autre client, conformément aux « *Tarifs et conditions* », notamment les articles 13 et 22.¹³⁷⁰

Quant à savoir si cette disposition particulière peut être utilisée par d'autres clients du service de transport de point à point, le transporteur répond positivement en fournissant trois exemples.

Premièrement, il mentionne le cas d'électricité provenant de réseaux voisins québécois comme Alcan et MacLaren, qui peut être produite par plusieurs groupes turbines-alternateurs qui ne sont pas nécessairement localisés au même endroit et qui alimentent un point de réception unique.

Deuxièmement, il identifie la situation où il y a différentes ressources situées hors Québec qui alimentent un point de réception unique.

Troisièmement, pour le transporteur, ce même principe pourrait s'appliquer à un autre producteur situé à l'intérieur du réseau de TransÉnergie qui voudrait utiliser le service de transport de point à point pour alimenter une charge hors Québec.¹³⁷¹

En réponse à une demande de renseignements visant à clarifier l'utilisation du point de réception HQT par d'autres clients que le Groupe Production Hydro-Québec, le transporteur a indiqué qu'un client du service de point à point (autre que le Groupe Production d'Hydro-Québec) ayant un parc de production qui comprend un ensemble d'équipements de production localisés à différents endroits du réseau et dont aucun n'est dédié à une charge spécifique, pourrait désigner Montréal comme point de réception unique si tous les équipements de production en question sont effectivement reliés au réseau.¹³⁷²

En outre, le transporteur note que tous les clients utilisant un service de point à point sont assujettis aux termes et conditions de la partie II des « *Tarifs et conditions* ». Il mentionne que c'est également le cas pour le Groupe Production Hydro-Québec, conformément aux exigences prévues aux articles 13.3 et 14.3 des « *Tarifs et conditions* », lorsqu'il fait des ventes à des tiers.¹³⁷³

¹³⁷⁰ HQT-13, document 1, page 23, R 15.3.

¹³⁷¹ HQT-13, document 1, page 23, R 15.4.

¹³⁷² HQT-13, document 1.1, page 59, R 31.2.

¹³⁷³ HQT-4, document 1, pages 9 et 10.

Dans son argumentation, **NEG** indique :

« Following some questions from the Régie, HQ introduced the concept of "HQT", i.e. a single reception point applicable for both import and export activities with surrounding networks⁶³. NEG testified that HQ-TE should recognize the "HQT" concept and allow wheel-in transactions on the same conditions as the transactions carried out at ISO-New England :

" ...Hydro-Quebec is like using a single delivery point, we're talking about a pool earlier, different resources (sic) are considered as being one resource (sic). In my mind, it looked like ISO New England where we have different resources that are at a single nud when you're buying transmission in New England which will be ISO New England..

So, even if some people think that Hydro-Québec does not consider itself as a pool, it looks like it and the way that they treat themselves, not designating units specifically."⁶⁴

Under a single delivery point, any customer should be considered to deliver or receive power at the HQT point where the delivery/reception occurs at any busbar inside the Province. Further, any entity buying at any HQ border (Ontario, New York, New England, New Brunswick, Labrador) should receive credit for such purchases in its internal account without having to purchase point-to-point services (as is the case for HQ-Distribution and HQ-Generation). By doing so, the Régie would guarantee that all participants are treated on the "same level playing field". Similarly, transactions within the province should be considered delivered at HQT without the need to make a transmission request. These measures would bring the Quebec market closer to the Northeast markets such as ISO-NE (with the NEPOOL PTF Seller's Choice product) and the PPJM Market (with the PJM WEST HUB product). »¹³⁷⁴
(sic)

Le **RNCREQ** est d'avis que les dispositions des articles 13.7 (concernant les points de réception pour le service de point à point) et 30.1 (concernant la désignation des ressources en réseau) du règlement tarifaire sont interreliées et qu'Hydro-Québec n'a pas cru bon de les respecter.¹³⁷⁵

Le **RNCREQ** soutient que la désignation de Montréal comme point de réception dans les conventions de service de point à point ne respecte pas l'article 13.7 du règlement tarifaire. Il demande à la Régie de déclarer nulle et sans effet toute convention de service qui indique Montréal comme point de réception ou tout autre point non conforme avec la définition qui se trouve à l'article 1.33 du Règlement 659.¹³⁷⁶

Selon le **RNCREQ**, TransÉnergie devrait être tenue d'inscrire, dorénavant, le véritable point de réception sur toute nouvelle convention de service, en conformité avec l'article 13.7.¹³⁷⁷

¹³⁷⁴ Argumentation de NEG, 6 septembre 2001, pages 15 et 16.

¹³⁷⁵ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 120.

¹³⁷⁶ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 124.

¹³⁷⁷ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 124.

Dans la mesure où la Régie accepterait la proposition d'Hydro-Québec de fixer le montant à facturer pour la charge locale selon la méthode présentée à la pièce HQT-10, document 1, page 31, le RNCREQ recommande de la modifier en remplaçant les prévisions des revenus du service de point à point à long terme de manière à éliminer le rabais illégal qui résulte de la non-conformité avec l'article 13.7. Pour ce faire, la Régie doit estimer les réservations additionnelles dont «*HQ-Production*» aurait besoin pour exporter au moins son surplus hydraulique, dans le respect de l'article 13.7.¹³⁷⁸

Les principaux arguments de l'intervenant à l'appui de ses recommandations, outre les références aux interprétations de la FERC, sont à l'effet que l'article 13.7 stipule explicitement et de manière non ambiguë qu'un «point de réception» réfère à un point physique sur le réseau (une interconnexion ou un point de raccordement avec une centrale) et que, si le client veut utiliser la capacité de deux centrales à un seul point de livraison, le prix applicable est basé sur la somme des réservations applicable à chaque centrale.¹³⁷⁹

Selon le RNCREQ, TransÉnergie tente de contourner cette obligation en désignant toute la région du Québec sous un seul vocable dans son système OASIS (HQT). L'intervenant avance qu'une telle approche n'est pas conforme au règlement en vigueur. Les points de réception sont définis non pas par le système OASIS, mais par les points de réception identifiés aux conventions de service. En exécutant des conventions de service avec le point de réception «Montréal», l'intervenant soutient que TransÉnergie est en violation de son règlement tarifaire, étant donné que Montréal n'est pas un point d'interconnexion sur le réseau de transport où la puissance et l'énergie peuvent être mises à la disposition du transporteur, et ce, conformément à l'article 1.33 du règlement tarifaire. À cet effet, le RNCREQ indique que Hydro-Québec ne peut pas argumenter, malgré le fait que l'énergie vient de centrales distinctes, que c'est seulement une fois rendue à Montréal qu'elle est «mise à la disposition du transporteur par le fournisseur». Selon l'intervenant, si c'était le cas, toutes les lignes entre les centrales et Montréal auraient dû être affectées au producteur et exclues de la base de tarification du transporteur.¹³⁸⁰

Le RNCREQ conclut cette section de son argumentation en stipulant qu'il appert que, en acceptant des réservations à points de réception multiples, TransÉnergie a irrégulièrement donné des rabais à Hydro-Québec, agissant à l'encontre des dispositions de son propre tarif. Cette dernière conclusion est basée sur des décisions de la FERC concernant Exxon Mobil et Commonwealth Edison.

¹³⁷⁸ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 124.

¹³⁷⁹ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, pages 120 et 121.

¹³⁸⁰ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, pages 122 et 123.

En réplique à cette préoccupation du RNCREQ, le transporteur rappelle d'abord que son expert, Ren Orans, a confirmé que l'approche de TransÉnergie était conforme à l'usage courant ailleurs en Amérique du Nord. Le transporteur a également souligné qu'aucun des intervenants actifs dans le marché de l'énergie, soit Énergie NB, OPG, MacLaren ou NEG, n'a remis en question cette pratique de TransÉnergie et même que NEG a témoigné en faveur du concept de HQT.¹³⁸¹

Tout comme les experts du RNCREQ, l'ACEF de Québec croit que le fait de désigner Montréal comme le point de réception unique et centralisé pour les services de point à point d'Hydro-Québec réduit significativement la facture assumée par Hydro-Québec pour les services de point à point tout en constituant un traitement de faveur qui désavantage la charge locale et les producteurs privés.¹³⁸²

10.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

La question que la Régie doit trancher dans cette section est de savoir s'il est approprié de permettre au Groupe Production Hydro-Québec de désigner les réceptions de l'ensemble des ressources à sa disposition comme point de réception aux conventions de service de transport de point à point. La Régie doit également s'assurer qu'une telle pratique, si admise, est non discriminatoire envers les autres clients du service de transport de point à point.

La Régie est d'avis que la justification fournie par le transporteur, à savoir que cette désignation reflète la nature même du parc de production d'Hydro-Québec dont aucun équipement de production n'est dédié à une charge spécifique, est acceptable.

Cependant, la Régie est d'avis que permettre l'utilisation de cette disposition particulière par le Groupe Production Hydro-Québec pourrait être discriminatoire envers les autres clients du service de transport de point à point dans la mesure où elle ne s'applique qu'au seul client Groupe Production Hydro-Québec. Bien que la nature du parc de production d'Hydro-Québec puisse justifier, pour l'instant, l'utilisation de ce point central, cette façon de procéder ne doit en aucun cas être discriminatoire envers les autres utilisateurs du service de transport de point à point. Les réponses fournies en preuve par le transporteur ne convainquent pas la Régie que l'approche proposée satisfait à ce critère.

¹³⁸¹ Réplique d'Hydro-Québec, 26 octobre 2001, page 82.

¹³⁸² Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 22.

Par conséquent, la Régie ordonne au transporteur de permettre à tous les clients du service de transport de point à point de désigner, aux conventions de service, HQT comme point de réception d'une manière identique à ce qui est permis au client Groupe Production Hydro-Québec et d'informer les clients à cet effet sur son site OASIS.

Pour les fins d'exploitation et de programmation du réseau de transport, le transporteur pourra demander aux clients de préciser le(s) point(s) de réception physique(s).

La Régie constate que l'utilisation d'un point de réception HQT n'est pas prévue explicitement à l'article 1.33 des « *Tarifs et conditions* ». Selon cet article, le(s) point(s) de réception est(sont) défini(s) comme le(s) point(s) d'interconnexion sur le réseau de transport du transporteur où la puissance et l'énergie seront mises à la disposition du transporteur par le fournisseur.

La Régie ordonne au transporteur de modifier le document « *Tarifs et conditions* » afin de refléter l'autorisation d'utiliser Montréal (HQT) comme point de réception. Les « *Tarifs et conditions* » devront également refléter la façon de calculer les capacités aux fins de la facturation lorsque le point HQT est utilisé comme point de réception. Les modifications demandées permettront, selon la Régie, d'assurer la transparence et l'absence de discrimination de cette pratique commerciale.

10.4. TRANSACTIONS D'ACHAT-REVENTE

10.4.1. POSITION DES PARTIES

Le transporteur a précisé lors de l'audience que l'expression « achat/revente » ne fait pas partie de son vocabulaire car la réalité du transporteur est celle de transactions d'importation et d'exportation.¹³⁸³

Le transporteur indique qu'il n'est pas nécessaire d'utiliser le service de transport de point à point pour les achats d'électricité qu'Hydro-Québec effectue sur les marchés externes puisque les interconnexions avec les réseaux voisins sont désignées, conformément aux dispositions applicables des « *Tarifs et conditions* », comme ressources en réseau pour la desserte de la charge locale. Le coût du transport pour l'importation de cette énergie est compris à même le coût du transport attribuable à la charge locale. Il n'y a donc pas de frais additionnels.¹³⁸⁴

De plus, selon le transporteur, même si le producteur, ou tout autre client du service de transport, devait utiliser le service de transport de point à point pour les importations d'électricité, il pourrait le faire sans frais additionnels s'il détenait déjà une réservation pour du service de transport ferme de point à point pour fins d'exportation, et ce, conformément aux dispositions de l'article 22.1 des « *Tarifs et conditions* ».¹³⁸⁵

Quant aux transactions d'exportation, le transporteur indique que ces dernières se réalisent à l'intérieur des réservations de point à point à long terme que Hydro-Québec Production a contractées avec le transporteur¹³⁸⁶ et qu'il n'a aucune indication que l'électricité exportée est la même que celle importée pour la desserte de la charge locale.¹³⁸⁷ En effet, selon le transporteur, les importations d'électricité sont toujours pour desservir la charge locale.¹³⁸⁸

Enfin, le transporteur précise que l'arbitrage que peuvent effectuer les clients du service de transport d'Hydro-Québec, grâce à des opérations d'achat-revente, génère des revenus pour du service de transport de point à point qui réduisent d'autant le coût de transport devant être assumé par les clients de la charge locale. Selon lui, plus le coût du transport serait élevé,

¹³⁸³ NS, 17 mai 2001, volume 21, pages 142 et 143.

¹³⁸⁴ HQT-13, document 14, pages 51 et 52, R34.1.

¹³⁸⁵ HQT-13, document 14, page 52, R34.1.

¹³⁸⁶ NS, 17 mai 2001, volume 21, pages 144 et 145.

¹³⁸⁷ NS, 23 mai 2001, volume 24, page 178.

¹³⁸⁸ NS, 23 mai 2001, volume 24, page 168.

moins cet arbitrage serait rentable et, à la limite, il deviendrait impraticable, *a fortiori* s'il fallait payer le transport deux fois.¹³⁸⁹

ARC-FACEF-CERQ recommande que la Régie exige d'Hydro-Québec qu'elle tienne compte du coût raisonnable des pertes dans l'évaluation de la rentabilité des transactions d'achat-revente et qu'Hydro-Québec explicite les critères qu'elle utilise pour le calcul de la rentabilité.

De plus, selon l'intervenant, le fait d'uniformiser les taux de pertes à 5,2 % aurait notamment pour effet de fausser de façon significative le calcul de rentabilité des activités d'exportation, dont l'achat-revente tout particulièrement.¹³⁹⁰

À cet égard, le transporteur réplique qu'il n'a pas à évaluer la rentabilité des transactions de Hydro-Québec Production. Selon le transporteur, la rentabilité de transactions d'achat-revente ou autres du producteur d'électricité n'est aucunement pertinente à l'établissement des tarifs de transport d'électricité dans la présente cause, ni pour d'autres considérations relatives à la réglementation de TransÉnergie. De plus, il précise qu'étant donné que la production d'électricité n'est pas réglementée, il ne saurait être question qu'Hydro-Québec explicite les critères qu'elle utilise pour le calcul de la rentabilité comme le recommande l'intervenant.¹³⁹¹

ARC-FACEF-CERQ présente l'argument que l'utilisation de l'énergie importée dans une transaction d'achat-revente pour la desserte de la charge locale n'est en réalité qu'un « *wheel through* » différé qui ne justifie en rien le fait que le consommateur québécois devrait payer pour les pertes électriques subies dans les interconnexions asynchrones.¹³⁹²

Par ailleurs, l'intervenant précise : « *Nous ne nous opposons pas à ce que 100 % des importations soient utilisées pour la desserte de la charge locale qui sert de tampon, car, à moins d'utiliser le "wheel through" en temps réel de façon intensive, ce qui n'est pas réalisable, Hydro-Québec n'a d'autre choix que d'alimenter la charge locale lorsqu'elle importe l'énergie lui permettant ainsi d'emmagasiner une quantité d'eau correspondante derrière ses barrages pour la restituer en temps opportun.* »¹³⁹³ Selon l'intervenant, cette opération doit être regardée comme un service requis de la clientèle de charge locale par le Producteur pour la réalisation de ses objectifs commerciaux.

¹³⁸⁹ HQT-13, document 14, page 53, R34.1.

¹³⁹⁰ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 97.

¹³⁹¹ Réplique d'Hydro-Québec, 26 octobre 2001, page 19.

¹³⁹² Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, pages 100 et 101.

¹³⁹³ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 101.

ARC-FACEF-CERQ affirme que Hydro-Québec Production utilise la charge locale pour réaliser une activité commerciale aux fins de l'actionnaire et que cette clientèle locale ne bénéficie aucunement des profits importants réalisés par ce dernier. Selon l'intervenant :

« Le producteur devrait donc en faire les frais, c'est-à-dire assumer les pertes supplémentaires dues aux interconnexions puisque son rôle normal consiste à fournir l'énergie à la clientèle locale à partir de nos moyens de production propres, c'est-à-dire à même les 165 TWh d'énergie patrimoniale. L'énergie importée pour la desserte de la charge locale doit être considérée au même titre que l'énergie achetée des producteurs privés ce qui expliquerait le fait qu'on les retrouve toutes deux imputées au compte "Achat d'électricité et de combustible." »¹³⁹⁴

Le transporteur conteste non seulement la pertinence des arguments de l'intervenant sur la non-rentabilité des activités du producteur, mais aussi la détermination du taux des pertes électriques supplémentaires pour desservir la charge locale dans un contexte d'achat-revente ainsi que l'application qu'en font les intervenants. Selon le transporteur, la formule arithmétique des intervenants est fondée sur des prémisses erronées et sur une mauvaise compréhension du phénomène des pertes électriques et de la preuve du transporteur.¹³⁹⁵

L'ACEF de Québec demande que les importations d'Hydro-Québec soient réalisées à même les réservations de point à point, et que les activités d'achat-revente pures (l'énergie importée servant à retourner l'eau dans les réservoirs) fassent l'objet, le cas échéant, d'une facturation double pour le service de transport.¹³⁹⁶

10.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie rappelle d'abord qu'elle s'est déjà prononcée sur le sujet des exportations et des activités d'achat-revente. À cet effet, la Régie indiquait :

« Enfin, la Régie rejette les demandes du CERQ concernant les rapports des ventes régulières et à court terme à l'exportation pour l'année 1999 ainsi qu'un bilan des activités d'achat-revente pour les années 1998 et 1999, puisque ce sont les services de transport qui sont à l'étude dans la présente cause. »¹³⁹⁷

¹³⁹⁴ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 101.

¹³⁹⁵ Réplique d'Hydro-Québec, 26 octobre 2001, page 19.

¹³⁹⁶ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, pages 22 et 23.

¹³⁹⁷ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 37.

Et :

« La Régie considère que la rentabilité des ventes à l'exportations et des opérations achat-revente ne devrait pas faire l'objet de la présente cause. »¹³⁹⁸

La Régie considère toujours qu'il n'est pas approprié de demander à Hydro-Québec, ou à tout autre client du transporteur, de produire quelque information que ce soit sur la rentabilité de leurs opérations commerciales reliées aux ventes à l'exportation et aux opérations d'achat-revente.

Puisque les interconnexions sont des ressources désignées pour la desserte de la charge locale, la Régie estime qu'il est approprié que le coût du transport pour les importations requises pour combler les besoins de cette clientèle soit compris à même le coût du transport facturé à la charge locale, ou encore, selon les dispositions de l'article 22.1 des *« Tarifs et conditions »*.

Quant aux exportations du Groupe Production d'Hydro-Québec, la preuve fait état qu'elles se font, tel que le soutient le transporteur, en vertu des services de transport de point à point. Les revenus générés par ce service sont, selon la Régie, à l'avantage de la charge locale puisque sa facture est réduite d'autant.

Enfin, la Régie ne retient pas la proposition de l'ACEF de Québec d'imposer une double facturation des services de transport pour les activités d'achat-revente pures. Dans l'hypothèse où un niveau plus élevé d'importations était réalisé aux fins de favoriser des exportations plus élevées, le Groupe Production d'Hydro-Québec devrait alors payer selon un volume d'activité plus élevé en service de point à point. La Régie considère que la charge locale est ainsi adéquatement compensée.

¹³⁹⁸ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 63.

11. MODIFICATIONS AU DOCUMENT TARIFS ET CONDITIONS

11.1. CODIFICATION DES CONDITIONS DE DESSERTE DE LA CHARGE LOCALE

11.1.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** demande à la Régie de reconnaître qu'il n'est pas opportun que le service de transport pour la desserte de la charge locale fasse l'objet d'une convention de service de transport en réseau intégré conclue entre le distributeur et le transporteur.¹³⁹⁹ Le transporteur soutient que cela permettrait d'éliminer une procédure inutile.¹⁴⁰⁰

Le transporteur a expliqué qu'en mai 1997, lors de l'ouverture du réseau de transport d'Hydro-Québec au transit de gros, le Groupe Services énergétiques d'Hydro-Québec, à titre de mandataire du distributeur, a conclu avec TransÉnergie une convention de service de transport en réseau intégré pour la desserte des clients du distributeur¹⁴⁰¹. Selon le transporteur, une telle convention, entre deux entités d'Hydro-Québec, constituait une entente administrative interne. Cette solution fut alors retenue pour bien marquer la séparation fonctionnelle entre les activités marchandes et celles du transporteur. La convention fut reconduite pour les années 1998, 1999 et 2000.

Le transporteur soutient que la transparence nécessaire est assurée aujourd'hui par la Régie. D'autre part, après quatre ans d'expérience, le transporteur est d'avis que la séparation fonctionnelle entre les diverses activités d'Hydro-Québec est bien implantée et encadrée.¹⁴⁰²

De plus, le transporteur affirme qu'il n'y a pas lieu de définir les conditions de transport applicables à la charge locale à partir des « *Tarifs et conditions* » ou de les y consigner. En effet, il soutient que le Contrat du service de transport est conçu et rédigé pour le transit de l'électricité transigée sur les marchés de gros. Il serait par conséquent inopportun, selon lui, de consigner dans les « *Tarifs et conditions* » des conditions qui s'appliquent à la charge locale d'Hydro-Québec.¹⁴⁰³

¹³⁹⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 179.

¹⁴⁰⁰ HQT-13, document 14, R126.3.

¹⁴⁰¹ De plus, le transporteur indique : « Cette convention de service de transport avait été conclue en vertu du Contrat du service de transport. Les parties ont appliqué les dispositions pertinentes du Contrat de service de transport de façon pragmatique, dans le contexte d'une entreprise intégrée. », argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 180.

¹⁴⁰² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 180.

¹⁴⁰³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 181.

Selon le transporteur, les « *Tarifs et conditions* » ne définissent pas l'ensemble des « *Tarifs et conditions* » en matière de transport d'électricité, mais seulement ceux relatifs au transit de l'électricité transigée sur les marchés de gros, soit le service de transport de point à point et le service de transport en réseau intégré. Hydro-Québec soutient que les « *Tarifs et conditions* » ne s'appliquent pas au distributeur.¹⁴⁰⁴

Toutefois, durant de l'audience, lorsque contre-interrogé sur la position du transporteur quant à l'opportunité d'inclure, dans les « *Tarifs et conditions* », une section spécifique traitant de la charge locale, le transporteur a précisé :

« *En fait, je serais tenté de dire, si la Régie le souhaitait, oui, il serait opportun d'avoir une section clairement identifiée dans un concept ou un document qui s'appellerait Tarifs et conditions de service de transport. Ce serait quelque chose qui pourrait être envisagé.* »¹⁴⁰⁵

Le transporteur a indiqué que la section traitant de la charge locale devrait toutefois être clairement séparée.¹⁴⁰⁶

Selon le transporteur, Hydro-Québec a, en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* et de la Loi, l'obligation de desservir les clients de charge locale, et cette obligation légale transcende tout ce qui pourrait être garanti par contrat entre le distributeur et le transporteur. En outre, le transporteur note que la Loi, à l'article 2, prévoit expressément que :

« *tout service de transport par le transporteur avec Hydro-Québec est réputé constituer un contrat de service de transport* ». ¹⁴⁰⁷

Le transporteur soutient que l'élimination de la signature d'une convention de service de transport en réseau intégré pour la desserte de la charge locale est absolument sans effet sur les droits des clients du distributeur ou sur la qualité ou le prix du service de transport qui leur est offert.¹⁴⁰⁸

Enfin, le transporteur note qu'aux États-Unis, les entreprises d'électricité intégrées verticalement (comme l'est Hydro-Québec) n'utilisent pas le « *Pro Forma Tariff* » pour la desserte de leur charge locale. La FERC n'exige pas que les divers transporteurs sous sa juridiction appliquent le « *Pro Forma Tariff* » pour la desserte de leur charge locale.¹⁴⁰⁹ En

¹⁴⁰⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 174.

¹⁴⁰⁵ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, page 238.

¹⁴⁰⁶ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, page 239.

¹⁴⁰⁷ HQT-11, document 1, page 5.

¹⁴⁰⁸ HQT-11, document 1, page 5.

¹⁴⁰⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 182.

outré, le transporteur note que la FERC n'a pas juridiction sur la desserte de la charge locale.¹⁴¹⁰

L'**ACEF de Québec** demande que soit maintenue l'obligation de signer une convention de service, pour répondre à la charge locale, entre TransÉnergie et H.Q. distribution, avec la convention d'exploitation du réseau et tous les détails requis sur les charges de mandées et les ressources réservées. Selon l'intervenante, même si tout service de transport est réputé constituer un contrat de service (article 2 de la Loi) :

« cela ne doit pas se limiter à cela, tout comme le distributeur propose à ses clients réguliers d'avoir un contrat oral ou écrit, même si le contrat implicite existe (Règlement 659). »¹⁴¹¹

L'**ACEF de Québec** pense qu'un contrat formel et explicite protégera mieux la clientèle régulière, en rendant le tout plus transparent et engageant, face à la Régie, et en établissant clairement les règles du jeu pour la charge locale en lien avec les autres clientèles du réseau. Tout comme il y a un règlement pour encadrer les droits et obligations du distributeur et de ses clients, un règlement explicite encadrant les services de transport pour la charge locale est requis.¹⁴¹²

ARC-FACEF-CERQ croit aussi que la Régie doit exiger qu'une section distincte du document « *Tarifs et conditions* » soit consacrée aux modalités de desserte de la charge locale.¹⁴¹³

Le **RNCREQ** demande à la Régie de requérir que la charge locale soit desservie selon le Règlement 659. Selon l'intervenant, cela peut se faire soit en exigeant qu'Hydro-Québec reconduise les conventions de service en vertu desquelles la charge locale a été desservie jusqu'au 31 décembre 2001 (sic), soit en modifiant le Règlement 659.¹⁴¹⁴

Selon le **RNCREQ**, l'ampleur du changement demandé par Hydro-Québec est de soustraire entièrement la charge locale de l'application du tarif de transport.¹⁴¹⁵ De plus, selon le **RNCREQ**, même si ce changement n'affecte directement ni les tarifs ni l'accès au service du transport des consommateurs québécois d'électricité, il affecte grandement leur droit de participer à la prise de décision du transporteur, qui voit ses obligations de divulgation et de

¹⁴¹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 182, note 440; HQT-13, document 14.1, page 78, R52.1.

¹⁴¹¹ ACEF de Québec-1, 7 février 2001, page 68.

¹⁴¹² Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 24.

¹⁴¹³ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 12.

¹⁴¹⁴ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 83. Pour connaître la nature des modifications proposées, voir l'annexe 3 de l'argumentation du RNCREQ.

¹⁴¹⁵ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 84.

transparence grandement réduites, limitant ainsi la qualité de surveillance et de contrôle de la Régie et du public intéressé.¹⁴¹⁶

L'intervenant soutient qu'en soustrayant la charge locale de l'application du règlement tarifaire, Hydro-Québec propose que la Régie fixe directement un montant qui sera payé au transporteur pour la desservir. L'intervenant note que, dans sa preuve, Hydro-Québec propose de calculer ce montant en utilisant le même mécanisme que celui qu'elle propose pour le service en réseau intégré. Cependant, étant donné qu'il est à l'extérieur du tarif, l'intervenant affirme que ce montant ne pourra varier en fonction des revenus provenant d'autres clients en réseau intégré, comme il serait fait si la charge locale était traitée en fonction du tarif.¹⁴¹⁷ Ce faisant, l'intervenant soutient que Hydro-Québec aura l'obligation de revenir à la Régie pour faire réduire le montant fixé pour la charge locale. Autrement, selon lui, TransÉnergie aurait un trop-perçu égal au montant reçu de(s) client(s) en réseau intégré.¹⁴¹⁸

Selon le RNCREQ, puisque la Régie a une compétence complète et exclusive, tant sur la charge locale que sur le transport, il n'y a aucune logique à soustraire la charge locale du tarif de transport, surtout si l'on considère qu'aucun autre régime n'a été mis en place pour régler cette dernière.¹⁴¹⁹

STOP/S.É. recommande que le service de transport pour la charge locale soit explicitement réglementé au texte des conditions du service de transport au moyen d'une nouvelle partie IV. Selon lui, cette nouvelle partie IV regrouperait les dispositions actuellement éparpillées aux sections I, II et III relatives à la charge locale et codifierait également les précisions fournies par Hydro-Québec en réponse à des demandes de renseignement ou des engagements à ce sujet. Pour assurer la cohérence de la nouvelle partie IV, il y a aussi lieu, selon STOP/S.É., de revoir la définition des « clients de charge locale ».¹⁴²⁰

11.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

Les pouvoirs de la Régie relatifs à la tarification du transport d'électricité lui confèrent une juridiction qui porte sur l'ensemble des services de transport du transporteur. Ainsi, en vertu de l'article 48 de la Loi :

¹⁴¹⁶ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 85.

¹⁴¹⁷ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 85.

¹⁴¹⁸ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 85.

¹⁴¹⁹ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 94.

¹⁴²⁰ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001 (v.r.2), page 118.

« [...] la Régie fixe ou modifie les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité [...]. »

Peu importe la nature des services de transport offerts par le transporteur, que ce soit un service de transport pour la charge locale, en réseau intégré ou de point à point, c'est la Régie qui en fixe les « *Tarifs et conditions* ».

Convention de service pour un service de transport en réseau intégré

La Régie est convaincue par la preuve au dossier, et plus particulièrement par le fait qu'Hydro-Québec est une entreprise intégrée, qu'il ne lui est pas nécessaire de signer une convention de service de transport en réseau intégré pour desservir la charge locale. La Régie est d'avis que le service de transport en réseau intégré est un service offert aux tiers. Les clients susceptibles de requérir le service de transport en réseau intégré sont les réseaux municipaux et la Coopérative-de-Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville.

Desserte de la charge locale en vertu d'une partie IV à inclure aux Tarifs et conditions

La juridiction de la Régie couvre à la fois les activités du transporteur et celles du distributeur dans la mesure prévue à la Loi. Tel qu'indiqué par le transporteur dans son argumentation ¹⁴²¹ : « *la FERC n'a pas juridiction sur la desserte de la charge locale* ». La juridiction de la Régie est plus étendue que celle de la FERC et la Régie peut donc, si elle le juge opportun, exiger que les « *Tarifs et conditions* » prévoient spécifiquement des conditions relatives à la desserte de la charge locale.

La Régie prend acte de l'affirmation d'Hydro-Québec à l'effet que celle-ci a l'obligation, en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* et de la Loi, de desservir les clients de la charge locale. La Régie est néanmoins d'avis qu'il est justifié et opportun, notamment à des fins de transparence et de facilité d'interprétation, d'identifier de façon spécifique aux « *Tarifs et conditions* » les conditions relatives à la desserte de la charge locale, compte tenu des considérations suivantes.

Il n'y a présentement aucun document qui fasse état des conditions de desserte de la charge locale, sauf l'Annexe A du Règlement 659. Le texte de remplacement de celui-ci proposé par le transporteur, tel que présenté à la pièce HQT-11, document 2, inclut 24 références à la charge locale, dont l'appendice H qui prévoit le montant à percevoir de cette dernière.

Par ailleurs, l'une des conclusions de la requête d'Hydro-Québec, datée du 15 août 2000, est à l'effet que :

¹⁴²¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 182, note 440.

« Modifier les tarifs du transporteur facturés aux utilisateurs du réseau en vertu des *Tarifs et Conditions du service de transport d'Hydro-Québec*, tels que détaillés à la pièce HQT-10, document 1, de façon à ce qu'ils génèrent des revenus de 2 685 M\$, pour permettre au transporteur de rencontrer son coût total de service et d'atteindre le taux de rendement demandé ; [...] »

Puisque, selon le transporteur, les revenus qui devraient être générés par les tarifs dont l'approbation est demandée sont de 2 685 M\$, soit le total des revenus requis du transporteur, et que ceux-ci incluent, non seulement les revenus associés aux services de point à point et réseau intégré (300 M\$), mais également ceux que le transporteur désire percevoir du distributeur pour la desserte de la charge locale (2 385 M\$)¹⁴²², il apparaît logique que les conditions de service de transport pour la charge locale soient identifiées spécifiquement.

Compte tenu de l'approche de la séparation fonctionnelle des activités d'Hydro-Québec abordée dans le présent dossier et compte tenu du fait que l'activité « transport » d'Hydro-Québec est sujette à la réglementation de la Régie, il importe que l'ensemble des « *Tarifs et conditions* » pour le service de transport d'électricité soient codifiés, et ce, tant pour le service à Hydro-Québec dans ses activités autres que le transport que pour le service à un client du service de transport en réseau intégré ou à un client du service de point à point.

Les tarifs et conditions ainsi codifiés devront être décrits de la même façon qu'ils le seraient si le service de transport pour la desserte de la charge locale était requis par une entité juridique distincte d'Hydro-Québec.

Cette codification aura également l'avantage de faciliter la comparaison des conditions applicables au distributeur pour la desserte de la charge locale avec celles applicables aux clients des autres services de transport. Le transporteur a d'ailleurs reconnu certains avantages à regrouper toutes les conditions de transport dans un même document, à savoir la simplicité et la facilité de comparaison.¹⁴²³ En outre, la Régie partage l'opinion du transporteur¹⁴²⁴ à l'effet qu'il ne semble y avoir aucun avantage à définir les conditions de transport des clients de la charge locale dans un document distinct des « *Tarifs et conditions* ».

En conséquence, la Régie ordonne au transporteur de modifier les « *Tarifs et conditions* » pour inclure une nouvelle partie IV concernant les tarifs et conditions applicables à la charge

¹⁴²² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 179.

¹⁴²³ HQT-13, document 1, R-89.1.

¹⁴²⁴ HQT-13, document 1, R-89.2.

locale. Ces tarifs et conditions devront être élaborés sur le modèle applicable aux autres services. Le transporteur devra également apporter les modifications de concordance requises aux autres parties des « *Tarifs et conditions* ».

Le transporteur a indiqué en cours d'audience que la modification de l'article 1.40 des « *Tarifs et conditions* » était demandée en prévision de l'appel d'offres du distributeur et de l'ajout potentiel de producteurs privés pour la desserte de la charge locale. Le transporteur soutient que dans ce cas, il y aurait des installations désignées, ce qui n'est pas le cas actuellement.¹⁴²⁵

Afin de refléter adéquatement les distinctions de cette nature, la Régie demande au transporteur de préciser dans les « *Tarifs et conditions* » les conditions relatives à la desserte de la charge locale lorsque les ressources utilisées font partie de l'électricité patrimoniale et celles applicables lorsque des ressources ne faisant pas partie de l'électricité patrimoniale sont utilisées. Il serait également approprié de préciser, en fournissant les références pertinentes, que les coûts des services complémentaires pour le volume d'électricité patrimoniale de 165 TWh/an sont inclus dans le tarif moyen de fourniture de 2,79 ¢/kWh¹⁴²⁶ et que, par conséquent, le distributeur n'a pas à les payer.

De plus, la Régie note l'affirmation du transporteur à l'effet que le distributeur est un client du réseau et que c'est à lui qu'incombe :

« [...] la responsabilité de l'alimentation des Québécois en électricité (y compris, pour l'instant, les réseaux municipaux), [...] »¹⁴²⁷

Par conséquent, la Régie considère que la relation commerciale du transporteur pour la desserte de la charge locale est avec le distributeur. Tous les articles des « *Tarifs et conditions* » faisant référence à la charge locale doivent être dorénavant formulés de façon à ne faire référence qu'au distributeur. La Régie juge qu'il n'est pas pertinent de faire référence au Producteur lorsqu'il s'agit de la charge locale.

¹⁴²⁵ NS, 23 mai 2001, volume 24, pages 198 à 200.

¹⁴²⁶ HQT-13, document 2, page 8, R7.

¹⁴²⁷ HQT-1, document 1, page 6.

11.2. FIABILITE DES AUTRES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION (ARTICLE 6.2)

11.2.1. POSITION DES PARTIES

Afin d'assurer la fiabilité du réseau de transport, Hydro-Québec propose d'ajouter l'article suivant aux « *Tarifs et conditions* » :

« 6.2 *Fiabilité des réseaux de transport et de distribution*

Le client du service de transport qui reçoit un service de transport conformément aux présentes, et dont le réseau de transport ou de distribution est situé dans les limites territoriales de la province de Québec, convient de se conformer aux normes de fiabilité approuvées par la Régie.

Le client du service de transport doit aussi démontrer, lorsqu'il présente sa demande, que les propriétaires ou les locataires des réseaux de transport ou de distribution situés dans les limites territoriales de la province de Québec qui achemineront l'électricité des fournisseurs et des receveurs, acceptent de se conformer, et se sont conformés, aux normes de fiabilité approuvées par la Régie.

Le transporteur peut appliquer toute mesure requise pour assurer la fiabilité du réseau de transport suivant les normes approuvées par la Régie. Il peut également refuser de rendre, en tout ou en partie, le service de transport demandé par un client du service de transport qui est en défaut de se conformer aux présentes exigences relatives à la fiabilité des réseaux de transport et de distribution. »¹⁴²⁸

11.2.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie estime qu'il est prématuré d'ajouter aux « *Tarifs et conditions* » un nouvel article 6.2 qui aurait pour effet d'obliger les réseaux voisins situés au Québec à se conformer aux normes de fiabilité du transporteur qui, à ce jour, ne sont pas approuvées par la Régie en vertu de l'article 73.1 de la Loi.

En conséquence, la Régie rejette la demande d'Hydro-Québec d'ajouter l'article 6.2 des « *Tarifs et conditions* ».

¹⁴²⁸ HQT-11, document 2.

11.3. REDUCTION DU SERVICE DE TRANSPORT FERME (ARTICLE 13.6 ET 33)

11.3.1. POSITION DES PARTIES

En vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* et de la Loi, Hydro-Québec a l'obligation de desservir les clients de charge locale.¹⁴²⁹ Le **transporteur** indique qu'il s'agit de la mission de base d'Hydro-Québec, de sa raison d'être fondamentale. Il affirme que le réseau de transport d'Hydro-Québec est planifié, conçu, construit, exploité et entretenu pour satisfaire d'abord et avant tout les besoins de la charge locale.¹⁴³⁰

Selon le transporteur, les dépenses et les investissements sont engagés pour la charge locale et il va de soi que la responsabilité ultime d'assumer le coût de service de transport appartient aux clients de la charge locale qui bénéficient de l'ensemble du réseau de transport d'Hydro-Québec. Toutefois, le transporteur indique qu'il peut, par la commercialisation des excédents de capacité par l'entremise du service de point à point, réduire la part du coût de service assumé par les clients de charge locale.¹⁴³¹

Le transporteur indique que les clients de charge locale bénéficient de la priorité la plus élevée qui soit. En effet, ainsi que le prévoit l'appendice C des « *Tarifs et conditions* », l'ATC, qui est affichée sur OASIS, est celle :

*« qui n'est pas utilisée après avoir tenu compte de la marge de fiabilité du réseau et des exigences pour satisfaire aux obligations du service de transport existant pour la livraison des ressources de production aux clients de charge locale. »*¹⁴³²

Par ailleurs, comme il est stipulé à de nombreux endroits des « *Tarifs et conditions* » (article 13.2, préambule de la partie III, articles 28.2, 28.3, 33.2, 33.3, 33.5, 33.6, 33.7 et 34.4), le transporteur affirme que le service de transport pour la charge locale et le service de transport en réseau intégré ont une priorité égale.

Enfin, le transporteur soumet qu'une fois les besoins des clients québécois satisfaits, les réservations pour le service de transport ferme à long terme de point à point bénéficient d'une priorité égale à celles des clients de charge locale et des clients du service de transport en réseau intégré (article 13.2).¹⁴³³ Selon le transporteur, il doit rendre aux clients du service de transport ferme de point à point le service auquel il sont en droit de s'attendre, c'est-à-dire

¹⁴²⁹ HQT-11, document 1, page 5.

¹⁴³⁰ HQT-13, document 1, R91.1

¹⁴³¹ HQT-13, document 1, page 105, R61.2.

¹⁴³² HQT-11, document 1, pages 5 et 6.

¹⁴³³ HQT-11, document 1, page 6.

un service ferme, un service sur lequel ils peuvent compter. Il s'agit d'un engagement sur lequel le transporteur ne revient pas.¹⁴³⁴

Comme l'indique l'article 13.6 des « *Tarifs et conditions* », lorsque des réductions du service de transport ferme sont nécessaires au-delà des réductions des transits non fermes pour maintenir une exploitation fiable, elles sont faites de façon non discriminatoire et s'appliquent de façon proportionnelle aux clients de charge locale, aux clients du service de transport en réseau intégré et aux clients utilisant un service de transport ferme de point à point.¹⁴³⁵

Selon l'**ACEF de Québec**, la proposition d'Hydro-Québec ne respecte pas l'obligation faite dans la Loi (articles 31.2, 53, 72, 73, 73.1 et 76) et la *Loi sur Hydro-Québec* (article 22 sur l'approvisionnement en électricité patrimoniale et article 23 pour l'obligation de fournir l'électricité aux réseaux municipaux du Québec ou à la coopérative Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville) de servir les clients de la charge locale, alors que la Loi ne fait aucunement obligation de respecter les contrats d'exportation.

En fait, les contrats de transport (pour l'exportation ou autres) peuvent établir des obligations contractuelles, mais ces obligations contractuelles doivent être établies en respectant les lois du Québec et les droits de la clientèle québécoise; aussi les contrats d'exportation sont soumis à l'approbation gouvernementale «(A. 6.1 (sic) de la Loi) ». Selon l'intervenante, cela est inacceptable; les exportations doivent d'abord être coupées.

La hiérarchie dans le délestage devrait être : 1) non ferme 2) point à point ferme à court terme 3) point à point (ferme) à long terme 4) charge locale et réseau intégré.¹⁴³⁶

En argumentation, l'intervenante affirme que le règlement sur les tarifs et conditions de transport contrevient au pacte social comme à la Loi et à la *Loi sur Hydro-Québec*.¹⁴³⁷

Selon **ARC-FACEF-CERQ**, la Régie doit s'assurer que les termes du document « *Tarifs et conditions* » du service de transport d'Hydro-Québec (HQT-11, document 2) assurent la priorité absolue de service aux clients québécois. En appui à l'ACEF de Québec, l'intervenant croit qu'une section distincte du document « *Tarifs et conditions* » doit être consacrée aux modalités de desserte de la charge locale et inclure, notamment, une hiérarchie de délestage en cas de panne partielle ou de contrainte (articles 13.6, 33.5) dans

¹⁴³⁴ HQT-13, document 1, R91.1.

¹⁴³⁵ HQT-4, document 1, page 7.

¹⁴³⁶ ACEF de Québec-1, 7 février 2001, pages 64 et 65.

¹⁴³⁷ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 24.

l'ordre suivant : 1- Non ferme 2- Point à point ferme à court terme 3- Point à point ferme à long terme 4- Réseau intégré et charge locale.¹⁴³⁸

Selon le **RNCREQ**, la preuve en chef d'Hydro-Québec qui soutient que la charge locale bénéficie d'une priorité d'accès au réseau de transport correspond en réalité à une priorité de réservation, en temps normal. Dans les situations d'urgence, par contre, où un imprévu fait en sorte que des transactions dûment réservées doivent être réduites (interrompues), l'intervenant soutient que c'est l'article 13.6 qui s'applique.

L'obligation prévue à cet article, selon le RNCREQ et ses experts, entre en contradiction avec le pacte social québécois. Selon l'intervenant, il est important de reconnaître que cette obligation a été établie par la FERC qui, sous la gouverne de la « *Federal Power Act* », est obligée de promouvoir le développement de marchés concurrentiels en énergie; sa législation constitutive ne crée pour la Régie aucune obligation.

En conséquence, le RNCREQ recommande à la Régie de modifier le règlement tarifaire pour donner à la charge locale une priorité absolue par rapport au service de point à point dans des situations où des interruptions de service sont requises. Le RNCREQ recommande en conséquence la modification de l'article 13.6 du règlement tarifaire de transport.¹⁴³⁹

Selon le RNCREQ, cette modification est d'autant plus justifiée par le fait qu'une réduction de service de transport auprès de la charge locale implique nécessairement l'interruption de service auprès de consommateurs finaux. Par contre, l'intervenant soutient que la réduction auprès de clients de point à point n'implique pas nécessairement de telles interruptions auprès de consommateurs finaux, même dans les régions importatrices. Étant donné que les clients du service de point à point sont nécessairement des grossistes, l'intervenant soutient qu'il est fort possible qu'ils puissent obtenir de l'énergie auprès d'un autre fournisseur si leur fournisseur québécois se trouve dans l'impossibilité d'obtenir le service de transport nécessaire.¹⁴⁴⁰

STOP/S.É. note que, bien qu'Hydro-Québec allègue que la charge locale a priorité, plusieurs clauses du texte réglementaire proposé, notamment les articles 13.2 et 13.6, sont à l'effet contraire.

L'intervenant soutient qu'il est dans l'intérêt public et dans l'intérêt du développement durable que la charge locale ait priorité et que le texte réglementaire le spécifie clairement. Le

¹⁴³⁸ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 12.

¹⁴³⁹ Le texte suggéré de l'article 13.6 se retrouve à la page 130 de l'argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001.

¹⁴⁴⁰ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, pages 129 et 130.

pacte social de l'électricité et le contexte historique de la législation sur l'électricité justifient une telle priorité.¹⁴⁴¹

Selon STOP/S.É., le régulateur doit donner effet à l'obligation d'Hydro-Québec de desservir les consommateurs québécois en permettant au transporteur de donner préférence à la charge locale.

Enfin, l'intervenant reconnaît qu'il s'agirait d'un écart par rapport au tarif pro forma de la FERC. Toutefois, il mentionne que l'intérêt public et le développement durable le justifient pleinement.¹⁴⁴²

11.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

La preuve fait état du fait que le transporteur commercialise uniquement les excédents de capacité non requise pour la desserte de la charge locale. Cette dernière bénéficie donc d'une priorité de facto dans la planification du réseau de transport qui doit tenir compte des réservations fermées.

La Régie juge que l'approche du transporteur, de signer des contrats fermes de point à point à même les capacités du transport disponibles, est bénéfique à la charge locale en raison de l'effet à la baisse des coûts à récupérer auprès de cette dernière.

Quant à l'exploitation du réseau, la Régie est d'opinion que le transporteur doit offrir des services de transport fermes avec les droits et obligations correspondant à la qualité de ce type de service. La nature d'un service ferme requiert qu'il ne soit pas subordonné aux autres services.

La réglementation économique des activités de transport d'électricité, dans un secteur électrique nord-américain marqué entre autres par l'ouverture des marchés et l'accès libre et non discriminatoire au transit d'électricité, requiert, en vertu des règles de réciprocité, que la réduction des services de transport ferme se réalisent d'une manière comparable à celle dont bénéficie Hydro-Québec sur les marchés avoisinants. La Régie est d'avis que le libellé de l'article 13.6 permet d'atteindre cet objectif.

¹⁴⁴¹ L'intervenant fait mention des articles 76 et 22 de la Loi et de la Loi sur Hydro-Québec, respectivement; Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001 (v.r.2), pages 116 et 117.

¹⁴⁴² Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001 (v.r.2), page 117.

La Régie est d'avis que si l'on devait exiger, en cas de réduction de service, une priorité absolue à la charge locale, ce serait incompatible avec le fait d'offrir des contrats fermes à des prix reflétant un service de nature ferme. Accepter la proposition de certains intervenants d'accorder une priorité absolue à la charge locale reviendrait à définir un nouveau type de service de transport de point à point de qualité moindre. Le coût d'un tel service devrait vraisemblablement être moindre. Aller dans cette direction serait, selon la Régie, au désavantage de la charge locale qui pourrait avoir à payer un prix plus élevé pour son service de transport. De plus, ne pas réduire les transactions de manière proportionnelle entraînerait une valeur et par conséquent un coût additionnel pour le service de transport utilisé aux fins de la desserte de la charge locale.

Par conséquent, la Régie juge les libellés des articles 13.6 et 33.1 à 33.7 inclusivement des « *Tarifs et conditions* » acceptables et dans le respect des conventions déjà signées. Si plusieurs transactions doivent être réduites, la Régie reconnaît la pertinence qu'elles le soient, dans la mesure du possible et conformément aux pratiques usuelles des services publics, proportionnellement aux clients de la charge locale, aux clients du réseau intégré et aux clients du service de transport utilisant un service de transport ferme de point à point.

11.4. PRODUCTION ILOTEE

11.4.1. POSITION DES PARTIES

Le 22 mai 2001, le **transporteur** a déposé une proposition de modification de l'appendice C des « *Tarifs et conditions* »^{1443,1444}, concernant les interconnexions où des groupes turbines-alternateurs doivent être isolés sur le réseau voisin.

Dans un tel cas, la capacité affichée (TTC et ATC) peut être supérieure à la capacité de production locale transférable sur le réseau voisin, et la proposition est à l'effet d'exiger que tout transit doit faire l'objet d'une entente préalable avec l'opérateur des groupes.

Plus loin à la même référence¹⁴⁴⁵, Hydro-Québec précise que sa proposition établit les mêmes règles que celles déjà existantes sur le marché de l'Ontario et vise à reconnaître la réciprocité avec l'Ontario.

Dans son argumentation¹⁴⁴⁶, **OPG** s'inquiète d'une telle situation en indiquant qu'Hydro-Québec Production pourrait se retrouver dans une situation de conflit d'intérêts. En effet, il peut arriver que l'optimisation des revenus du Producteur ait préséance sur l'optimisation de la fonction transport.

11.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate la situation de fait. Comme cette situation semble être la pratique dans l'industrie et qu'il n'y a pas eu de véritable contestation de la position du transporteur, la Régie accepte la modification à l'appendice C des « *Tarifs et conditions* ».

En conséquence, la Régie accepte la modification proposée par Hydro-Québec à l'effet d'exiger qu'il y ait une entente préalable avec le producteur lorsque des groupes turbines-alternateurs doivent être isolés sur le réseau voisin.

¹⁴⁴³ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 27.

¹⁴⁴⁴ HQT-11, document 2.1

¹⁴⁴⁵ NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 179 et 180.

¹⁴⁴⁶ Argumentation de OPG, page 14

11.5. AUTRES CHANGEMENTS AUX TARIFS ET CONDITIONS

11.5.1. POSITION DES PARTIES

Trois ans après l'adoption du Contrat du service de transport d'Hydro-Québec pour l'accessibilité à son réseau (le Contrat), compte tenu des changements législatifs et réglementaires au Québec ainsi que de l'expérience acquise, le **transporteur** estime maintenant opportun d'apporter certaines modifications à son Contrat,¹⁴⁴⁷ afin de l'actualiser et d'en améliorer l'adaptation au contexte québécois.¹⁴⁴⁸

Le Contrat est modifié pour refléter la proposition d'Hydro-Québec de revoir la grille tarifaire en fonction de l'évolution du coût du service de transport. Des modifications sont également nécessaires pour intégrer au Contrat, de la façon la plus harmonieuse possible, les particularités du contexte réglementaire québécois et du rôle de la Régie. Le Contrat est aussi modifié pour tenir compte des changements apportés à la Loi et à la *Loi sur Hydro-Québec*, entre autres, du fait de l'adoption, en juin 2000, de la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives* (projet de loi 116). Selon le transporteur, l'adoption de cette loi a notamment entraîné des effets sur la structuration des activités de production, de transport et de distribution d'électricité.¹⁴⁴⁹

Par ailleurs, le transporteur propose aussi d'autres modifications pour tenir compte des pratiques de l'industrie, ainsi que quelques améliorations visant à clarifier ou à corriger le texte, au besoin. Il propose finalement de ne pas reconduire la convention de service relative au service de transport en réseau intégré, pour la desserte de la charge locale d'Hydro-Québec.¹⁴⁵⁰

Certaines des modifications proposées par le transporteur sont abordées ci-après.

Articles 1.39 et 1.39.1

Le transporteur demande à la Régie d'adopter la définition de réseau de transport énoncée à l'article 2 de la Loi, en ajoutant une mention à l'effet que les «*ressources nécessaires au maintien de la fiabilité du service de transport*» font partie de l'ensemble des installations destinées à transporter l'électricité. Aussi, en complémentarité, le transporteur propose l'ajout de l'article 1.39.1 concernant la définition des «*ressources du transporteur*» afin de

¹⁴⁴⁷ HQT-11, document 2.

¹⁴⁴⁸ HQT-11, document 1, page 2.

¹⁴⁴⁹ HQT-11, document 1, page 3.

¹⁴⁵⁰ HQT-11, document 1, page 3.

préciser le sens de l'article 13.5 du Contrat. Les ressources du transporteur seraient définies comme étant « *installations du réseau de transport tel que défini à l'article 1.39* ». ¹⁴⁵¹

L'intervenant **STOP/S.É.**, dans son argumentation, ¹⁴⁵² plaide que la Régie ne peut pas adopter la proposition du transporteur d'inclure au texte réglementaire une définition plus large du réseau de transport. Selon l'intervenant, en plus d'aller au-delà de ce que prévoit la Loi, la définition du réseau de transport proposée par le transporteur est tellement étendue qu'elle pourrait inclure les installations de production nécessaires au maintien de la fiabilité du service de transport dans le cadre de services complémentaires (ancillaires). La définition proposée pourrait aussi être interprétée de manière à inclure des équipements et des réserves situées hors de la zone de contrôle du transporteur, mais utiles à sa fiabilité dans le cadre d'ententes avec des réseaux voisins, membres du NPCC, en relation avec l'article 13.5 et l'Appendice C.

Toujours selon STOP/S.É., la définition du réseau de transport proposée par le transporteur supprime à tort la notion de « *possession, contrôle ou exploitation par le transporteur* » qui se trouvait au texte du Règlement 659. Il y a confusion entre le « réseau de transport » (qui doit être possédé, contrôlé ou exploité par le transporteur), et les « ressources du transporteur » (notion plus large, qui inclut également les installations que le transporteur ne possède pas, ni ne contrôle ou exploite, mais auxquelles il peut faire appel dans le cadre de services complémentaires). Pour ces motifs, l'intervenant suggère, dans son argumentation, de ne pas accepter les définitions proposées par le transporteur et de retenir, plus modestement, les suivantes :

1.39 Réseau de transport : Le réseau de transport au sens de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, et qui est possédé, contrôlé ou exploité par le transporteur.

1.39.1 Ressources du transporteur : Le réseau de transport ainsi que les autres ressources dont dispose le transporteur pour fournir des services complémentaires.

Article 6.1

L'article 6.1 du Contrat traite de la réciprocité pour l'accès au réseau de transport. Le transporteur propose de modifier cet article en changeant toute référence au transporteur par celle du producteur. ¹⁴⁵³ Questionné en audience par la Régie sur l'opportunité d'inclure une référence au distributeur, un témoin du transporteur a affirmé qu'effectivement la nouvelle référence au producteur devrait être accompagnée de celle du distributeur dans la

¹⁴⁵¹ HQT-11, document 2.1, page 1.

¹⁴⁵² Argumentation révisée STOP/SÉ, 21 septembre 2001, pages 102 à 104.

¹⁴⁵³ HQT-11, document 2, feuilles originales n° 13 et 14.

modification proposée,¹⁴⁵⁴ dans la mesure où le distributeur voudrait faire affaires sur les réseaux voisins. Il a cependant précisé que cela n'apparaissait pas dans la stratégie d'Hydro-Québec.¹⁴⁵⁵

Articles 7.2 et 17.3

Concernant l'article 7.2 du Contrat traitant du taux d'intérêt sur les soldes impayés, ainsi que l'article 17.3 du Contrat traitant du taux d'intérêt applicable sur le dépôt dans les procédures pour arrangement du service de transport ferme de point à point, le **transporteur** propose, en réponse à la deuxième demande de renseignements de la Régie, que le taux d'intérêt sur les sommes impayées (y compris les sommes placées en fidéicommiss) soit de deux points de pourcentage supérieur au taux préférentiel commercial annuel alors en vigueur et annoncé de temps à autre par la Banque de Montréal, à son bureau principal à Montréal (Québec). L'intérêt sur les arriérés serait calculé à partir de la date d'échéance jusqu'à la date du paiement de la facture. Quant aux paiements faits par la poste, les factures seraient réputées payées à la date de réception par le transporteur.^{1456,1457}

Selon le transporteur, dans le cadre d'une saine gestion financière, il doit percevoir de l'intérêt sur ses créances (article 7.2) à un taux supérieur (égal au taux d'intérêt préférentiel commercial annuel, plus 2 %) à celui qu'il paie sur ses dettes (article 17.3),¹⁴⁵⁸ (égal au taux d'intérêt préférentiel commercial annuel) soit les dépôts des clients accompagnant leurs demandes de service de transport ferme.

Pour sa part, l'intervenant **NEG** demande, en argumentation, de laisser les taux d'intérêt des articles 7.2 et 17.3 du Contrat à leur ancien niveau, soit le taux d'intérêt préférentiel commercial annuel, plus deux points de pourcentage (2 %). L'intervenante demande, d'une façon générale, à la Régie de s'assurer de la cohérence entre le Contrat et le *Pro Forma Tariff* de la FERC.

Elle demande également de maintenir en force chaque article¹⁴⁵⁹ et condition du Contrat, lesquels sont nécessaires à l'atteinte des objectifs de l'intervenante, visant une ouverture à la concurrence du marché de gros au Québec et qui visent un accès comparable au réseau du transporteur par rapport à celui dont bénéficie Hydro-Québec dans les réseaux américains,

¹⁴⁵⁴ NS, 23 mai 2001, volume 24, pages 324 à 326.

¹⁴⁵⁵ NS, 23 mai 2001, volume 24, page 326.

¹⁴⁵⁶ HQT-11, document 2, feuille originale numéro 15.

¹⁴⁵⁷ HQT-13, document 1.1, page 62.

¹⁴⁵⁸ HQT-13, document 1.1, page 62.

¹⁴⁵⁹ Notamment les articles 2.1, 7.2, 7.3, 12.1, 12.5, 15.3, 17.3.

ainsi que n'importe quel autre article que la Régie juge nécessaire pour assurer le maintien des standards de l'industrie.¹⁴⁶⁰

Article 7.3

Le **transporteur** propose une modification à l'article 7.3 du Contrat, qui traite du défaut de paiement d'un client du réseau de transport, pour quelque raison autre qu'un différend sur la facturation. Dans le Contrat actuel, le client est réputé être en défaut, si le défaut de paiement n'est pas corrigé dans les 30 jours civils après la mise en demeure du transporteur. Ce dernier propose de ramener ce délai à 48 heures. Dans l'actuel Contrat, le transporteur peut tenter une procédure auprès de la Régie pour mettre fin au service, mais ne peut pas y mettre fin tant que la Régie n'a pas approuvé une telle demande. Le transporteur propose de rayer cette exigence. Selon lui, un recours additionnel à la Régie n'est ni nécessaire, ni opportun en cette matière, compte tenu que la Régie aura approuvé les « *Tarifs et conditions* » applicables. Enfin, en cas de différends sur la facturation, à défaut pour le client de satisfaire aux exigences spécifiques à cette matière prévues à l'article 7.3, et en vertu du Contrat actuel, donner avis au client de son intention de suspendre le service dans les 60 jours. Le transporteur propose également de ramener ce délai à 48 heures.¹⁴⁶¹

Questionné en deuxième demande de renseignements par la Régie, le transporteur est d'avis qu'un délai de 48 heures est adéquat, compte tenu de la mise en demeure prévue et, afin de minimiser les éventuelles mauvaises créances, qu'il n'est pas souhaitable de prévoir un recours devant la Régie, mais qu'il est, au contraire, important de pouvoir rapidement mettre fin au service de transport.¹⁴⁶²

Contre-interrogé par la Régie en audience, l'intervenante **NEG** a estimé qu'un délai de 10 jours ouvrables serait une alternative raisonnable, laissant ainsi suffisamment de temps pour tenter de rejoindre les documents et les parties dont elle aurait besoin.¹⁴⁶³ En argumentation, l'intervenante juge que le délai proposé de 48 heures pour l'interruption de service est draconien. NEG demande à la Régie, en plus de maintenir le délai de 30 jours pour l'interruption de service et 60 jours pour la suspension de service, de ne pas céder au transporteur l'exigence d'approbation de la Régie à ces interruptions et suspensions.¹⁴⁶⁴ En audience, NEG reconnaît qu'un délai de 10 jours pourrait être acceptable.

¹⁴⁶⁰ Argumentation NEG, 6 septembre 2001, page 26.

¹⁴⁶¹ HQT-11, document 2, feuille originale numéro 16.

¹⁴⁶² HQT-13, document 1.1, page 62.

¹⁴⁶³ NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 83 et 84.

¹⁴⁶⁴ Argumentation NEG, 6 septembre 2001, pages 24 et 26.

Article 12

L'article 12 du Contrat traite de la procédure de règlement des différends pouvant survenir entre un client du service de transport et le transporteur. Les modifications que propose le **transporteur** sont à l'effet que tout différend survenant entre un client du service de transport et le transporteur concernant l'application d'un tarif ou d'une condition de transport doit être traité conformément aux dispositions pertinentes des procédures d'examen des plaintes approuvées par la Régie. Par ailleurs, le transporteur stipule que tout différend ne relevant pas de la compétence exclusive de la Régie doit être soumis aux tribunaux compétents et que toute poursuite doit être intentée dans le district judiciaire de Montréal.

Les modifications proposées éliminent toutes références relatives aux procédures internes de règlement des différends, aux procédures externes d'arbitrage, aux décisions d'arbitrage, aux coûts, ainsi qu'aux droits en vertu de la Loi.¹⁴⁶⁵

L'intervenante **NEG** soumet à la Régie, en argumentation, que l'article 12.5 du Contrat doit demeurer en vigueur. L'intervenante, considérant selon elle les vices de gestion du processus de plaintes, soumet que l'article 12 est toujours en vigueur et que la Régie a la juridiction d'accueillir les plaintes des clients du service de transport.¹⁴⁶⁶

L'intervenant **STOP/S.É.** appuie, dans son argumentation, la proposition du transporteur, exprimée aux articles 12.1 et 12.2 du Contrat, de soumettre tout différend relatif aux tarifs et conditions de transport à l'adjudication des tribunaux publics, dont la Régie, plutôt qu'à l'arbitrage privé.¹⁴⁶⁷

Articles 13.4, 14.4 et 29.5

Concernant le sujet des conventions de service dans le Contrat, le **transporteur** propose des modifications aux articles 13.4 et 14.4, de façon à y remplacer la référence aux «règlements applicables de la Régie» par une référence aux «conditions fixées par elle», les articles se lisant comme suit :

« Le transporteur doit offrir une convention normalisée relative au service de transport ferme (dans le cas de l'article 13.4 ou non ferme dans le cas de l'article 14.4) de point à point (appendices A et B, respectivement) au client admissible lorsque celui-ci soumet une demande complète pour obtenir le service de transport ferme (dans le cas de l'article 13.4 ou non ferme dans le cas de l'article 14.4) de point à point. Les conventions de service signées renfermant

¹⁴⁶⁵ HQT-11, document 2, feuilles originales n° 19 à 21.

¹⁴⁶⁶ Argumentation NEG, 6 septembre 2001, page 12.

¹⁴⁶⁷ Argumentation révisée STOP/SÉ, 21 septembre 2001, page 121.

l'information exigée aux termes des présentes doivent être déposées auprès de la Régie conformément aux conditions fixées par elle ». ¹⁴⁶⁸

Pour l'article 29.5, le transporteur propose une modification semblable, au motif qu'il n'existe pas de règlement relatif au dépôt des conventions. ¹⁴⁶⁹

En réponse à la demande de renseignements numéro 29.1 de la Régie, de lui proposer un libellé de ces articles quant à ce que pourraient être les conditions qui devraient être fixées par elle, le transporteur a proposé ce qui suit, si la Régie souhaitait les inscrire aux « *Tarifs et conditions* » :

« Le transporteur dépose, auprès de la Régie, les conventions de service renfermant l'information exigée aux termes des présentes, dans les trente jours de leur signature ». ¹⁴⁷⁰

Article 15.3

Le **transporteur** propose la suppression de l'article 15.3 du Contrat, qui traite du commencement du service en l'absence d'une convention de service signée. De l'avis du transporteur, cette suppression est justifiée par le fait qu'il ne peut survenir de différend comme celui décrit à l'article 15.3 des « *Tarifs et conditions* », étant donné que toutes les conditions applicables au service de transport sont contenues aux « *Tarifs et conditions* », lesquelles sont approuvées par la Régie et qu'elles ne sont pas négociables. Selon le transporteur, le client n'a d'autre choix que de les accepter telles quelles s'il veut recevoir un service de transport. Le début du service avant la signature d'une convention n'est donc ni nécessaire ni souhaitable. ¹⁴⁷¹

Questionné en demande de renseignements par le **RNCREQ**, à propos du motif pour lequel l'article 15.3 du Contrat avait été introduit par la FERC dans son *Pro Forma Tariff* et pourquoi ce même motif ne s'appliquerait pas au Québec, le transporteur répond qu'il n'y a sur le territoire du Québec qu'un seul organisme réglementaire (la Régie) et qu'un seul transporteur assujéti aux dispositions de la Loi (Hydro-Québec). Le transporteur ajoute également que le client du service de transport possède son droit de recours en plainte devant la Régie en vertu du chapitre VII de la Loi. ¹⁴⁷² Pour sa part, **NEG** affirme que l'élimination du droit de service en l'absence d'une convention de service signée est en conflit avec le *Pro Forma Tariff* et laisse les clients du service de transport à la merci du transporteur. ¹⁴⁷³

¹⁴⁶⁸ HQT-11, document 2, feuille originale n° 23.

¹⁴⁶⁹ HQT-11, document 1, pages 9, 10 et 12.

¹⁴⁷⁰ HQT-13, document 1.1, pages 56.

¹⁴⁷¹ HQT-13, document 1.1, page 62.

¹⁴⁷² HQT-13, document 14, pages 137 et 138.

¹⁴⁷³ Argumentation NEG, 6 septembre 2001, page 24.

Article 23.1

L'article 23.1 du Contrat traite des procédures de cession ou de transfert de ses droits au service de transport par un client du service de transport à un autre client admissible. Les modifications que propose le **transporteur** sont à l'effet qu'une approbation additionnelle de la Régie, en cette matière, n'est pas nécessaire puisque les conditions énoncées font déjà l'objet d'une approbation de la Régie. Le transporteur est donc d'avis qu'il n'y a pas lieu de prévoir une procédure formelle pour la cession.¹⁴⁷⁴

Articles 26 et 34.5

Ces articles traitent de la récupération des coûts non recouvrables pour les services de transport de point à point et en réseau intégré, respectivement. La formulation actuelle de ces articles est la suivante :

« Le transporteur peut chercher à récupérer les coûts non recouvrables du client du service de transport, en vertu du Contrat du service de transport conformément aux termes, conditions et procédures déterminées par la Régie. Toutefois, le transporteur doit soumettre séparément à la Régie toute proposition spécifique relativement aux coûts non recouvrables ».

Le **transporteur** propose que ces articles soient libellés comme suit : *« Le transporteur peut récupérer ses coûts non recouvrables, du client du service de transport, conformément aux conditions déterminées par la Régie. Toutefois, le transporteur doit soumettre séparément à la Régie toute proposition spécifique relativement aux coûts non recouvrables ».*¹⁴⁷⁵ Le transporteur justifie ces modifications par souci de clarté du texte du Contrat.¹⁴⁷⁶

11.5.2. OPINION DE LA RÉGIE

Compte tenu de l'impact de plusieurs décisions rendues par la Régie dans la présente décision en ce qui concerne, notamment, les ajouts de capacités ou encore la création d'une section spécifique à la charge locale dans le Contrat refondu, la Régie ordonne au transporteur de procéder à une refonte du texte des *« Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec »* en tenant compte à la fois des décisions prises dans les autres sections de la présente décision, et de celles portant sur les diverses matières traitées dans les paragraphes qui suivent.

¹⁴⁷⁴ HQT-11, document 1, page 11; HQT-13, document 1.1, page 63.

¹⁴⁷⁵ HQT-11, document 2, feuilles originales numéro 54 et 74.

¹⁴⁷⁶ HQT-11, document 1, pages 11 et 13.

En premier lieu, la Régie accepte la proposition du transporteur de procéder au remplacement du titre «Contrat de transport» par le suivant : «*Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec*». De plus, toute référence au «Contrat» ou au «Contrat du service de transport» doit être remplacée par une référence, selon le cas, aux «*Tarifs et conditions du service de transport*» ou «aux présentes». Enfin, une définition devra être ajoutée intitulée : «*Tarifs et conditions du service de transport*».

En second lieu, la Régie approuve les amendements proposés par le transporteur aux articles suivants :

1.6, 1.9, 1.18.1, 1.2.3, 1.25, 1.35.1, 1.38, 1.41, 1.49, 3, 3.1 à 3.6, 5.1, 7.1, 8.1, 9, 13.3, 13.6, 13.7, 13.8, 14.3, 14.5, 14.6, 15.2, 15.6, 15.7, 17.1, 17.7, 18.1, 18.3, 19.2, 22.1, 22.2, 23.2, 23.3, 25, préambule de la partie III, 28.1, 28.2, 28.3, 28.5, 30.5, 35.2, annexes 1, 4, 5 et 6.

Elle approuve les modifications proposées par le transporteur aux articles suivants, sous les réserves indiquées :

- 5.2 (cependant, le retrait du mot «règlements» est refusé)
- 17.2 (cependant, l'amendement proposé au 1^{er} alinéa est refusé)
- 18.2 (cependant, l'amendement proposé au 1^{er} alinéa est refusé)

Elle approuve également, mais uniquement dans la mesure précisée ci-après, les amendements proposés par le transporteur aux articles suivants, et réfère au contenu de la présente décision quant aux autres modifications proposées à ces articles :

- 2.2 (les amendements relatifs aux mots «*électricité*», «*producteur*» et «*tarif*»)
- 4 (les amendements relatifs au titre «*Système de réservation de capacités de transport*» et aux mots «*de transit en temps réel*»)
- 8.2 (l'amendement relatif aux mots «*par le producteur*»)
- 13.5 (l'amendement relatif aux mots «*ressources situées dans la zone de contrôle du transporteur*»)
- 19.6 (l'amendement relatif aux mots «*ne modifiera*»)
- 21.1 (l'amendement relatif au retrait du mot «*nécessaires*»)
- 23.1 (l'amendement relatif au mot «*tarif*»)
- 27 (l'amendement relatif aux mots «*ressources situées dans la zone de contrôle du transporteur*»)
- 29.2 (les amendements proposés au 1^{er} alinéa; cependant, l'amendement à la phrase introductive du 2^{ième} alinéa est refusé)
- 34 (l'amendement relatif au mot «*complémentaires*»)
- Annexe 2 (les amendements relatifs au mot «*tarifs*» et au retrait de la phrase «*Actuellement, le transporteur n'impose pas de prix séparés pour ce service.*»)

- Annexe 3 (les amendements proposés au 1^{er} alinéa et l'amendement relatif au retrait de la phrase « *Actuellement, le transporteur n'impose pas de prix séparés pour ce service.* »)

Quant aux autres propositions du transporteur abordées dans la section 11.5.1 de la présente décision, la Régie en dispose comme suit.

En ce qui a trait à la proposition du transporteur relativement à l'article 1.39, la Régie est d'avis que rien ne justifie de définir le « réseau de transport » différemment de ce qui est prévu à la Loi. La Régie rejette en conséquence la modification à l'article 1.39, proposée par le transporteur, et lui ordonne d'y substituer la définition prévue à la Loi. Quant à l'article 1.39.1, la Régie permet au transporteur d'y apporter une modification lors du dépôt des ajustements requis par la présente décision, pour tenir compte des modifications apportées à l'article 1.39, s'il y a lieu.

En ce qui concerne l'article 6.1, la Régie accepte de remplacer le mot « transporteur » par les mots « producteur et distributeur », ainsi que le texte remplaçant la référence à l'Ordonnance 888.

Quant aux articles 7.2 et 17.3, la Régie considère que le motif de saine gestion financière invoqué pour justifier l'écart dans les taux d'intérêt applicables aux articles 7.2 et 17.3 n'est pas explicité de façon probante. La Régie n'est pas convaincue que le traitement différent proposé par le transporteur, selon qu'il s'agisse de l'intérêt sur ses créances ou de celui sur ses dettes, soit équitable pour ses clients. La Régie rejette, en conséquence, la proposition du transporteur.

En ce qui a trait à l'article 7.3, la Régie considère que la preuve du transporteur n'est pas suffisante pour justifier le changement des délais de 30 jours (interruption) et de 60 jours (suspension) par ceux de 48 heures. La Régie juge cependant raisonnable de remplacer chacun des délais existants de 30 et 60 jours par un délai de 10 jours. Par ailleurs, la Régie accepte la modification proposée par le transporteur d'éliminer l'exigence pour ce dernier d'intenter une procédure auprès de la Régie avant de mettre fin au service en cas de défaut de paiement, puisque le client peut se prévaloir de son droit de formuler une plainte à la Régie. Enfin, la Régie accepte la suppression, dans le texte, de la mention « conformément à la politique de la Régie ».

En ce qui a trait à l'article 12, la Régie est d'avis que le traitement des plaintes des clients est sous sa juridiction, en vertu des articles 31(1^{er} alinéa, paragraphe 4) et 86 à 101 de la Loi. La

Régie a d'ailleurs déjà émis la décision D-98-25¹⁴⁷⁷ fixant la procédure de traitement des plaintes du transporteur. En conséquence, elle ordonne le retrait proposé des articles 12.1 à 12.5 des « *Tarifs et conditions* » de transport. Quant au texte de remplacement proposé par le transporteur, la Régie est d'avis que l'article 12.1 doit être modifié en remplaçant la notion de « différends » par la notion de plainte, telle que prévue à l'article 31(1)(4) précité et en y ajoutant une référence à la Loi.

L'ajout de l'article 12.2 est accepté, mais, quant au choix du district, les tribunaux supérieurs ont leurs propres règles.

Quant aux articles 13.4, 14.4 et 29.5 traitant des conventions de service, la Régie rejette les modifications proposées dans la preuve écrite initiale du transporteur, mais accepte le libellé que ce dernier a formulé de la façon suivante :

« Le transporteur dépose, auprès de la Régie, les conventions de service renfermant l'information exigée aux termes des présentes, dans les trente jours de leur signature » en lieu et place de « des conditions fixées par elle [la Régie] ».

La Régie accepte la proposition du transporteur concernant l'article 15.3. La Régie est d'avis que les motifs fournis par le transporteur à l'appui de la proposition du transporteur sont suffisants. La Régie demande au transporteur de procéder à l'ajustement en conséquence des articles qui sont en lien avec l'article 15.3, notamment les articles suivants : 1.8, 1.15, 16.1, 17.6, 19.3, 19.4, 29.1, 32.3 et 32.4.

La Régie demande au transporteur de soumettre une proposition de modification à la décision D-98-25 pour prévoir une possibilité de traitement d'urgence si une demande est refusée par le transporteur et pour modifier le titre de la décision de façon à y inclure l'idée que la procédure vise aussi le transporteur.

Quant à l'article 23.1 du Contrat, la Régie est d'avis qu'une approbation additionnelle de sa part relativement à la vente, la cession ou le transfert de ses droits au service de transport par un client du transporteur à un autre client admissible n'est pas requise pour les motifs énoncés par le transporteur. La Régie accepte donc l'amendement proposé par le transporteur à cet effet.

Finalement, la modification proposée par le transporteur aux articles 26 et 34.5 pour remplacer l'expression « chercher à » est rejetée par la Régie. Cette dernière n'est pas convaincue que cette modification proposée par le transporteur mène à une plus grande

¹⁴⁷⁷ Décision D-98-25, 13 mai 1998, Décision sur l'approbation des procédures d'examen des plaintes établies par les distributeurs d'électricité et de gaz naturel.

clarté du texte de ces articles. La Régie accepte cependant les autres modifications à ces articles.

Quant aux modifications proposées par le transporteur qui ne sont pas spécifiquement traitées dans la présente section, la Régie réfère le transporteur au contenu des autres sections afin qu'il apporte les changements nécessaires en découlant, le cas échéant.

En conséquence, la Régie ordonne au transporteur de déposer, dans les 60 jours de la présente décision, une proposition de texte refondu des « *Tarifs et conditions* » du service de transport incorporant l'ensemble des décisions rendues par la Régie dans la présente décision.

Chaque article du texte adopté en vertu du Règlement 659 qui sera ainsi modifié devra faire l'objet d'une annotation en annexe au texte refondu indiquant les références précises au texte de la présente décision en exécution desquelles les modifications auront été apportées.

À la suite du dépôt de ce texte refondu, les intervenants au dossier pourront, dans les 30 jours, présenter leurs commentaires quant à la conformité du texte refondu. Le transporteur devra, dans un délai de 30 jours, produire sa réponse, le cas échéant, à ces commentaires. La Régie rendra, par la suite, sa décision sur le texte proposé.

12. AUTRES SUJETS DE DECISION

12.1. FERMETURE REGLEMENTAIRE

Dans sa décision D-2000-102, la Régie mentionne que l'opportunité de décider si une fermeture réglementaire des livres est nécessaire fait partie de l'exercice de ses pouvoirs en matière de tarification et en fait une question à débattre.¹⁴⁷⁸ Cette position a été réitérée par la D-2000-222 de la façon suivante :

« La Régie a annoncé, dans sa décision D-2000-102³⁰, que la question de l'opportunité de la fermeture réglementaire des livres du transporteur était à l'ordre du jour des questions à débattre. Elle n'a pas changé d'opinion depuis. »¹⁴⁷⁹

12.1.1. POSITION DES PARTIES

Selon le **transporteur**, il serait non seulement inopportun, mais de plus, et surtout, *ultra vires* des pouvoirs de la Régie qu'elle instaure un mécanisme réglementaire, telle la fermeture des livres, pour modifier, directement ou indirectement, de façon rétroactive, des tarifs qui ont été valablement autorisés de façon définitive.¹⁴⁸⁰

Le transporteur soumet qu'il est inopportun de décider de la nécessité d'une fermeture réglementaire de ses livres dans les circonstances du présent dossier où, par exemple, aucune forme de mécanisme incitatif n'est proposée.¹⁴⁸¹ Il reconnaît, par ailleurs, qu'un mécanisme de réglementation incitative peut exiger une reddition de compte quelconque qui s'apparente à une fermeture réglementaire, mais allègue que, pour l'instant, cela n'est aucunement requis.¹⁴⁸²

Selon le transporteur, il est de la nature de l'année témoin projetée que la grande majorité des données à la base des tarifs soient établies à partir de projections. Il incombe au demandeur de soumettre un dossier prévisionnel le plus complet et réaliste possible afin que la Régie approuve des tarifs qui lui permettront de respecter ses obligations.¹⁴⁸³

¹⁴⁷⁸ Décision D-2000-102, 6 février 2000, page 19.

¹⁴⁷⁹ Décision D-2000-222, 19 décembre 2000, page 18.

¹⁴⁸⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 191.

¹⁴⁸¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 186. (les motifs, pour lesquels il n'y a pas de proposition d'instaurer un mécanisme de réglementation incitative dans ce dossier, sont exposés aux pages 188 et 122 à 124 de l'argumentation).

¹⁴⁸² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 188.

¹⁴⁸³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 186 et 187.

À l'audience, le transporteur a précisé que «*la réglementation basée sur l'année témoin projetée est associée à l'acceptation que tout déficit ou tout surplus est absorbé par l'actionnaire, ça fait partie des risques, si on veut, de la formule et c'est très standard [...]*», et qu'il a effectivement assumé un déficit du côté de ses revenus depuis 1998.¹⁴⁸⁴

De plus, le transporteur est préoccupé de l'iniquité qui résulte d'un mécanisme réglementaire asymétrique qui vise uniquement à rembourser un trop-perçu sans compenser un manque à gagner.¹⁴⁸⁵

Le transporteur soumet, par ailleurs, des arguments juridiques à l'encontre de ce qu'il qualifie de «*tarification rétroactive*».¹⁴⁸⁶ Le transporteur mentionne que sa demande pour que les tarifs de transport d'électricité soient déclarés provisoires à compter du 1^{er} janvier 2001 a été l'occasion d'un débat sur la fermeture réglementaire puisque la question de l'effet rétroactif des décisions tarifaires est intimement liée au traitement réglementaire d'un trop-perçu ou d'un manque à gagner.¹⁴⁸⁷ Il réitère les arguments qu'il avait fait valoir dans sa plaidoirie écrite du 10 novembre 2000 et dans sa réplique écrite du 28 novembre 2000 quant à l'absence de pouvoir pour la Régie de traiter d'un trop-perçu ou d'un manque à gagner résultant de l'application d'un tarif approuvé de façon définitive et finale.¹⁴⁸⁸

Le transporteur soumet que le principe établi en tarification est à l'effet que des tarifs ne peuvent pas être fixés rétroactivement, c'est-à-dire servir à récupérer un manque à gagner dans le passé ou à rembourser un trop-perçu, et que, en l'absence d'une disposition législative expresse lui permettant d'y déroger, la Régie est liée par ce principe de réglementation économique reconnu par la jurisprudence canadienne.¹⁴⁸⁹

Il allègue que le système de réglementation des tarifs de transport d'électricité par la Régie est un système positif d'approbation, de nature exclusivement prospective, qui ne permet pas de rendre des Ordonnances applicables à des périodes antérieures à la décision finale, et il réfère, à cet égard, à l'arrêt rendu par la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Bell Canada c. Canada (CRTC)*.¹⁴⁹⁰

¹⁴⁸⁴ NS, 10 avril 2001, volume 6, page 215.

¹⁴⁸⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 188.

¹⁴⁸⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 187.

¹⁴⁸⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 189.

¹⁴⁸⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 189.

¹⁴⁸⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 189.

¹⁴⁹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 189 et 190, citant *Bell Canada c. Canada (CRTC)*, [1989], 1 R.C.S. 1722.

Il réitère que la Régie a l'obligation de rendre une décision finale sur sa demande tarifaire et de fixer de façon définitive des tarifs justes et raisonnables pour le service de transport d'électricité.¹⁴⁹¹ À cet égard, le transporteur conteste comme étant irrecevable, parce que contraire aux obligations légales de la Régie, la proposition antérieurement soumise par la Coalition industrielle à l'effet que la Régie pourrait préciser que les tarifs approuvés à l'issue du présent dossier sont provisoires et sujets à ajustement (rétroactif ou prospectif) lors d'un examen des livres en fin d'exercice.¹⁴⁹²

Selon le transporteur, la Régie aura toujours, comme mécanisme pour contrôler *a posteriori* le caractère juste et raisonnable des tarifs qu'elle a approuvés de façon définitive, les dispositions de l'article 48 de la Loi qui lui permettent, de sa propre initiative, de modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée et de demander au transporteur d'électricité de lui soumettre une proposition de modification.¹⁴⁹³

Le transporteur plaide que, en l'absence d'une disposition expresse, tel que l'article 36 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel*¹⁴⁹⁴, qui accordait expressément à l'organisme de régulation économique, par un mécanisme de remboursement de trop-perçu, le pouvoir de modifier rétroactivement des tarifs fixés de façon définitive, l'application des principes réglementaires énoncés par la Cour suprême du Canada dans l'arrêt *Bell Canada* précité ne permet pas l'ajustement rétroactif de tarifs établis par décision finale.¹⁴⁹⁵

À cet égard, il mentionne que l'article 36 avait été introduit au moment où la Cour suprême du Canada avait été saisie du pourvoi du CRTC à l'encontre d'une décision de la Cour fédérale du Canada (qui donna lieu éventuellement au jugement précité).¹⁴⁹⁶ Il allègue que la Loi ne contient plus ce pouvoir exceptionnel permettant le remboursement d'un trop-perçu et que la Régie excéderait ses pouvoirs si elle instaurait un traitement réglementaire de trop-perçu ou de manque à gagner qui soit contraire à son autorité légale ainsi qu'à la jurisprudence en la matière.¹⁴⁹⁷

Le transporteur précise qu'il insistera toujours pour que les principes élémentaires de réglementation économique clairement établis par la Cour suprême du Canada, tels qu'appliqués d'ailleurs par l'ensemble des organismes de régulation économique au Canada comme il a été démontré dans sa plaidoirie écrite du 10 novembre 2000 sur les tarifs

¹⁴⁹¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 190.

¹⁴⁹² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 184.

¹⁴⁹³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 184.

¹⁴⁹⁴ L.R.Q., c. R-8.02, abrogé.

¹⁴⁹⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 190.

¹⁴⁹⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 190.

¹⁴⁹⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 191.

provisoires, lui soient appliqués, dans le respect de la législation habilitante, pour fins de l'établissement de ses tarifs de transport d'électricité.¹⁴⁹⁸

Pour sa part, à la suite des échanges qui ont eu lieu lors des audiences, **ARC-FACEF-CERQ** juge nécessaire une fermeture pour valider la justesse et la raisonnable des tarifs.¹⁴⁹⁹

Le **transporteur** réplique qu'ARC-FACEF-CERQ n'a déposé aucune preuve, étude, argumentation ou expertise sur cette procédure réglementaire exceptionnelle et sur son fondement juridique dans le contexte réglementaire actuel.

Pour l'**ACEF de Québec**, la fermeture est une nécessité considérant les risques de sous-évaluation des revenus et de surévaluation des coûts amenés par l'utilisation de l'année témoin projetée dans le but de protéger la charge locale. L'ACEF de Québec considère que puisque Hydro-Québec a un avantage en termes de connaissance de l'offre et de la demande et d'expertise prévisionnelle, un traitement asymétrique, avec retour des surplus à la clientèle, est justifié et légitime.¹⁵⁰⁰ Il faudrait rapidement y adjoindre le développement d'outils d'évaluation de la performance de TransÉnergie.¹⁵⁰¹

Selon la **Coalition industrielle**, il est nécessaire qu'il y ait une fermeture.¹⁵⁰² Le recours à la fermeture réglementaire des livres est d'autant plus important à l'égard de TransÉnergie puisqu'il s'agit de la toute première cause tarifaire impliquant le transporteur. L'absence d'historique réglementaire, d'une part, et la non-disponibilité d'une base de comparaison fiable, d'autre part, font en sorte qu'il est présentement fort difficile de juger de la raisonnable des projections présentées par TransÉnergie. Dans un tel contexte, la fermeture réglementaire des livres constitue sans doute le mécanisme le plus fiable à la disposition de la Régie aux fins de contrôler *a posteriori* le caractère juste et raisonnable des tarifs proposés par TransÉnergie dans le cadre du présent dossier.¹⁵⁰³

Pour le **transporteur**, cette justification pratique ne saurait couvrir la non-conformité du mécanisme avec le système d'approbation des tarifs positifs et donc de nature « prospective » de la Régie. De plus, le transporteur se questionne à savoir si cette justification devrait ouvrir la porte à la récupération de tout manque à gagner qu'il pourrait subir, de façon à ce que soit symétrique la non-conformité du mécanisme avec les principes

¹⁴⁹⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 191.

¹⁴⁹⁹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, pages 15 et 16.

¹⁵⁰⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 38.

¹⁵⁰¹ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 42.

¹⁵⁰² Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 16.

¹⁵⁰³ Correspondance de la Coalition industrielle, 20 novembre 2000, pages 9 à 12.

reconnus par la Cour suprême. Il apparaît évident à Hydro-Québec que la Coalition industrielle fait référence à la pratique selon l'article 36 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel* qui n'existe plus.¹⁵⁰⁴

Selon la **Coalition industrielle**, rien n'empêche la Régie d'ordonner que les tarifs à être approuvés dans le cadre du présent dossier soient sujets à réexamen lors de la fermeture réglementaire. Il existe de nombreux précédents de décisions de la Régie à l'effet d'ordonner le remboursement de trop-perçus sous la forme d'un ajustement prospectif des tarifs de l'année subséquente.¹⁵⁰⁵

La Coalition industrielle note que le pouvoir de la Régie d'émettre une ordonnance de remboursement des trop-perçus de rendement en fin d'exercice fait partie inhérente de ses pouvoirs généraux quant au contrôle du rendement juste et raisonnable auquel devraient avoir droit les monopoles sous sa juridiction, et qu'en l'absence d'une disposition expresse de la Loi à l'effet contraire, on doit tenir pour acquis que la Régie dispose de tous les pouvoirs nécessaires pour s'assurer du caractère juste et raisonnable des tarifs facturés en cours d'exercice. La pratique courante suivie par la Régie est d'ordonner un remboursement prospectif prenant effet à compter de la date de la décision, sur la base des volumes de l'année en cours. La Cour suprême, dans son arrêt *Bell Canada c. Canada (CRTC)*, a confirmé la légalité du crédit forfaitaire appliqué de façon prospective.

Toutefois, le **transporteur** réplique que la Coalition industrielle interprète mal cette décision lorsqu'elle croit que le remboursement sous forme de crédit forfaitaire de Bell Canada reconnu valide par la Cour se rapproche fortement du concept de remboursement de trop-perçus que nous avons connu ici au Québec. Ce remboursement a été reconnu valide car il couvrait une période pendant laquelle les tarifs avaient été fixés provisoirement alors que les remboursements de trop-perçus au Québec avaient lieu en fin d'année où les tarifs avaient été fixés définitivement comme le permettait expressément l'article 36 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel*.¹⁵⁰⁶

La **Coalition industrielle** réitère son opinion à l'effet que le jugement précité de la Cour suprême du Canada consacre essentiellement le principe que les tribunaux administratifs ont le pouvoir, et non pas le devoir, de rendre des ordonnances provisoires et que, lorsqu'ils exercent ce pouvoir, ils ont le pouvoir d'ordonner les redressements qui s'imposent dans le cadre de leurs décisions définitives.¹⁵⁰⁷

¹⁵⁰⁴ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, pages 33 à 34.

¹⁵⁰⁵ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 27.

¹⁵⁰⁶ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 33.

¹⁵⁰⁷ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 24.

La Coalition industrielle allègue que l'argumentation du transporteur fait fi des commentaires énoncés par la Régie dans sa décision D-99-120¹⁵⁰⁸ à l'effet, notamment, que « *pour des fins de contrôle et de suivi, la Régie dispose [...] de tous les outils réglementaires nécessaires, contrairement à ce qu'Hydro-Québec affirme, tel que la fermeture réglementaire des livres, afin de s'assurer du caractère juste et raisonnable des tarifs en vigueur* ». La Coalition industrielle soumet respectueusement que, compte tenu de ces commentaires de la Régie concernant un principe directement applicable au présent dossier, il y a maintenant chose jugée sur la question et que le transporteur ne peut pas, dans son argumentation finale, demander le renversement de cette ordonnance de principe à moins de procéder par voie de demande en révision pour l'un des motifs énoncés à l'article 37 de la Loi.¹⁵⁰⁹

Selon le **transporteur**, la Coalition industrielle devrait savoir qu'un organisme réglementaire comme la Régie ne s'estime jamais lié par ses décisions antérieures et que chaque banc de régisseurs rend sa décision sur la base de la preuve qui est devant lui sans être tenu à la règle du *stare decisis*.¹⁵¹⁰

Par ailleurs, la **Coalition industrielle** soumet que la position du transporteur est contredite par sa propre affirmation à l'effet qu'il reconnaît qu'un mécanisme de réglementation incitative peut exiger une reddition de compte qui s'apparente à une fermeture réglementaire. Elle considère qu'il est illogique pour le transporteur de prétendre qu'un mécanisme qu'il considère illégal dans le cadre d'une réglementation traditionnelle deviendrait soudainement parfaitement légal au seul motif qu'il fait partie intégrante d'un mécanisme de réglementation incitative. Elle ajoute que la Loi ne propose aucune telle distinction.¹⁵¹¹

Pour sa part, **STOP/S.É.** soutient qu'un mécanisme de réajustement *a posteriori* des tarifs serait nécessaire si on ne réajustait pas les données prévisionnelles en cours d'audience. Il faudrait spécifier dans la décision que les tarifs ne sont pas finaux, mais sujets à un processus de fermeture. Ce pourrait être un compte reporté symétrique ou un ajustement rétroactif.¹⁵¹² Ce mécanisme éviterait de pénaliser le transporteur pour ses coûts environnementaux imprévus.

OC pense que la fermeture est un outil de grande valeur et est nécessaire pour faire le suivi des revenus et des coûts, et pour ordonner le partage des trop-perçus. Puisque la Régie a déjà

¹⁵⁰⁸ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, pages 13 et 14.

¹⁵⁰⁹ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 25.

¹⁵¹⁰ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 33.

¹⁵¹¹ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 28.

¹⁵¹² Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 89.

décidé, dans la décision D-99-120, qu'il lui était possible de procéder, il n'y a pas lieu de revenir sur la légalité de cet outil.¹⁵¹³

Le RNCREQ suggère d'imposer une forme de fermeture réglementaire des livres et un suivi pour les années à venir afin de pouvoir éventuellement décider de mesures incitatives pertinentes si la Régie accepte de fixer la facture du distributeur à 2 385 M\$.¹⁵¹⁴

Le RNCREQ mentionne que la disparition de l'article 36 de la *Loi sur la Régie du Gaz naturel* ne change absolument rien au pouvoir de la Régie en cette matière. Le taux de rendement est déterminé par la Régie. Or, si un trop-perçu ou un manque à gagner était retourné à l'actionnaire comme le suggère Hydro-Québec, ceci aurait pour effet de modifier indirectement le taux de rendement et donc de contrevenir à une décision de la Régie et à la Loi.¹⁵¹⁵

12.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

FERMETURE REGLEMENTAIRE

Tel que le rappelait la Régie dans sa décision D-2000-222, « *Hydro-Québec soutient depuis le début de cette cause que la Régie n'a pas le pouvoir d'imposer une fermeture réglementaire depuis l'adoption de la Loi qui ne reproduit pas l'article 36 de l'ancienne Loi de la Régie du gaz naturel* ». ¹⁵¹⁶ La Régie a indiqué son désaccord avec la position d'Hydro-Québec à ce sujet dès le 16 juillet 1999 par sa décision D-99-120¹⁵¹⁷, et ce, dans les termes suivants qu'elle a repris dans sa décision D-2000-102 :

*« La Régie estime que l'utilisation de l'année témoin projetée soulève, de façon plus marquée que l'utilisation d'un autre type d'année témoin, la question de la justesse des données à l'origine des tarifs puisque des projections sont à la base de ce type d'analyse. Pour des fins de contrôle et de suivi, la Régie dispose cependant de tous les outils réglementaires nécessaires, contrairement à ce qu'Hydro-Québec affirme, tels que la fermeture réglementaire des livres, afin de s'assurer du caractère juste et raisonnable des tarifs en vigueur. »*¹⁵¹⁸ (nos soulignés)

¹⁵¹³ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 51.

¹⁵¹⁴ Argumentation du RNCREQ, 7 septembre 2001, page 25.

¹⁵¹⁵ Argumentation du RNCREQ, 7 septembre 2001, page 24.

¹⁵¹⁶ Décision D-2000-222, 19 décembre 2000, page 18.

¹⁵¹⁷ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, page 13.

¹⁵¹⁸ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 19.

La Régie a toutefois précisé que la question de l'opportunité d'imposer une fermeture réglementaire des livres était une question à débattre lors du présent dossier tarifaire, tel qu'il ressort des décisions D-99-120, D-2000-102 et D-2000-222¹⁵¹⁹. La Régie entend disposer ci-après à la fois de la question de son pouvoir et de celle de l'opportunité d'imposer une fermeture réglementaire dans le présent dossier.

Pouvoir de la Régie d'imposer une fermeture réglementaire

Au préalable, la Régie précise qu'elle a pris connaissance de chacun des arguments soumis par le transporteur et les intervenants. Elle considère suffisant d'en disposer de façon globale, sans traiter de chacun d'eux en particulier, pour les motifs énoncés ci-après.

De l'avis de la Régie, la fermeture réglementaire est un pouvoir complémentaire et accessoire à l'exercice de son mandat de fixer ou modifier des tarifs et des conditions de transport de l'électricité (article 48 de la Loi), de son devoir de s'assurer que ces tarifs et autres conditions sont justes et raisonnables (article 49, alinéa 1, paragraphe 7, de la Loi), et enfin, de sa responsabilité de surveiller les opérations du transporteur afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif (article 31, alinéa 1, paragraphe 2.1, de la Loi).

À cet égard, il convient de préciser, comme le démontre très bien le passé réglementaire du gaz au Québec, que la fermeture réglementaire des livres ne vise pas en soi à modifier des tarifs en vigueur et ne constitue pas en soi de la tarification rétroactive. Il s'agit plutôt d'un outil de surveillance et de suivi permettant de vérifier les données réelles par comparaison à celles, fondées sur des projections, qui ont servi à l'établissement des tarifs. La fermeture réglementaire des livres constitue donc, lorsqu'elle est imposée dans l'encadrement réglementaire ou dans une décision de nature tarifaire, une condition accessoire aux tarifs établis par cette décision.

La fermeture peut également être associée à la mise en place de mesures ou de mécanismes incitatifs tels que ceux visés à l'article 49, alinéa 1, paragraphe 4, de la Loi. À cet égard, la Régie note que le transporteur reconnaît qu'un mécanisme de réglementation incitative «*peut exiger une reddition de compte quelconque qui s'apparente à une fermeture réglementaire*». ¹⁵²⁰ Il apparaît donc étonnant que le transporteur demande à la Régie de reconnaître l'opportunité d'instaurer un mécanisme de rendement incitatif¹⁵²¹ qui puisse exiger une reddition de compte s'apparentant à une fermeture réglementaire tout en soumettant que la Régie n'a pas le pouvoir d'imposer une telle fermeture.

¹⁵¹⁹ Décision D99-120, 16 juillet 1999, pages 13 et 14; décision D2000-102, 2 juin 2000, page 19; décision D-2000-222, page 18.

¹⁵²⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 188.

¹⁵²¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 122.

En conséquence, la Régie rejette les conclusions, fondées sur la nature et les effets d'une fermeture réglementaire, que le transporteur l'invite à tirer quant à l'absence alléguée de pouvoir de la Régie d'en imposer une.

Par ailleurs, la Régie n'est pas d'accord avec la prétention du transporteur à l'effet qu'elle ne puisse, le cas échéant, instaurer un traitement réglementaire d'un trop-perçu ou d'un manque à gagner en l'absence d'une disposition habilitante expresse à cet effet, dans sa loi constitutive, et similaire à celle de l'article 36 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel*.¹⁵²² Elle ne partage pas non plus les conclusions que tire le transporteur de l'abrogation dudit article 36.¹⁵²³

Le transporteur soumet dans son argumentation¹⁵²⁴ et dans sa réplique du 28 novembre 2000, aux pages 5 et 6, que c'est en raison d'une décision de la Cour d'appel fédérale du Canada rendue en 1988 (par laquelle elle avait annulé une décision du Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes ordonnant un remboursement par Bell Canada à ses abonnés des revenus qu'elle avait perçus en trop) que ledit article 36 aurait été introduit dans la *Loi sur la Régie du gaz naturel*.

De l'avis de la Régie, l'argument du transporteur peut être résumé comme suit : l'article 36 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel* avait pour objet de conférer à la Régie un pouvoir qu'elle n'avait pas auparavant, et l'abrogation dudit article a eu pour effet de lui retirer ce pouvoir. Il s'agit en fait, d'une application du principe d'interprétation législative dit de « l'effet utile » dont traite M^c Pierre-André Côté en ces termes :

*« Ce [...] principe pourrait justifier qu'on présume qu'une loi nouvelle ou une modification à une loi existante apporte un changement dans le droit et n'a donc pas simplement un effet déclaratoire »*¹⁵²⁵

Or, selon M^c Côté :

« Ce principe de l'effet utile, appliqué soit à une loi nouvelle soit à une modification législative, a une valeur persuasive assez limitée [...] »

[...]

La présomption de l'effet utile est d'ailleurs combattue par une autre présomption selon laquelle le législateur ne veut pas apporter plus de changement dans le droit que ce qui est exprimé clairement. Cette seconde présomption est diamétralement opposée à la première,

¹⁵²² LRQ, c. R-8.02. (abrogée en vertu de l'article 129 de la Loi sur la Régie de l'énergie en date du 2 juin 1997, selon le décret 714-97 du 28 mai 1997 (G.O.Q., partie 2, numéro 23, 11 juin 1997, page 3329)).

¹⁵²³ Pages 190 et 191 de l'argumentation et pages 5 et 6 de la réplique d'Hydro-Québec datée du 28 novembre 2000 à laquelle réfère la page 189 de l'argumentation.

¹⁵²⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 190 et 191.

¹⁵²⁵ Pierre-André CÔTÉ, *Interprétation des lois*, 3^e Édition, 1999, Éditions Thémis, page 655.

puisqu'elle incite l'interprète à préférer l'interprétation qui ne modifie pas le droit à celle qui y apporte un changement. »¹⁵²⁶

M^e Côté précise qu'une loi peut être à caractère déclaratoire, non seulement expressément, mais même implicitement.¹⁵²⁷ Se référant à l'auteur Paul Roubier, il décrit ainsi ce qu'est une « loi implicitement déclaratoire » :

*« [...] elle "intervient sur un point où la règle de droit est incertaine ou controversée" et elle "consacre une solution qui pourrait être adoptée par la seule jurisprudence". »*¹⁵²⁸ (nos soulignés)

Or, il est important de noter que dans l'affaire *Bell Canada* précitée, le jugement de la Cour d'appel fédérale a été renversé par la Cour suprême du Canada, notamment sur la question du traitement de sommes perçues en trop. Le motif qui aurait, selon le transporteur, justifié l'introduction de l'article 36 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel* est donc devenu non pertinent et ne peut servir, selon la Régie, d'assise à la position du transporteur.

La Régie est d'avis que l'introduction de l'article 36 à la *Loi sur la Régie du gaz naturel* avait un effet essentiellement et implicitement déclaratoire de nature à confirmer le droit alors existant au moment de son adoption et que l'abrogation subséquente de cet article (en même temps que l'ensemble de la *Loi sur la Régie du gaz naturel*) ne visait pas à modifier le droit existant confirmé par ledit article 36.

Au moment de l'adoption dudit article 36, la *Régie de l'électricité et du gaz* (comme elle était alors identifiée) avait en effet instauré depuis déjà quelques années un encadrement réglementaire relativement à la distribution du gaz naturel, incluant l'adoption de la période témoin projetée après plusieurs années de période témoin historique. De même, elle avait approuvé la procédure de fermeture réglementaire des livres et la procédure relative à la disposition des trop-perçus, tel qu'il appert, entre autres, de la décision D-98-23 de la Régie et des décisions de la *Régie de l'électricité et du gaz* auxquelles celle-ci réfère.¹⁵²⁹

Par ailleurs, dans le jugement précité de la Cour suprême du Canada, le juge Gonthier énonçait que les pouvoirs d'un tribunal administratif peuvent découler implicitement du texte de la loi, de son économie et de son objet, même si cela n'est pas expressément énoncé dans la loi habilitante, tel qu'il appert de l'extrait suivant du jugement :

¹⁵²⁶ Pierre-André CÔTÉ, *Interprétation des lois*, 3^e Édition, 1999, Éditions Thémis, pages 655 et 656.

¹⁵²⁷ Pierre-André CÔTÉ, *Interprétation des lois*, 3^e Édition, 1999, Éditions Thémis, pages 651 et 652.

¹⁵²⁸ Pierre-André CÔTÉ, *Interprétation des lois*, 3^e Édition, 1999, Éditions Thémis, page 653; voir également les pages 659 et 660.

¹⁵²⁹ Décision D-98-23, 23 avril 1998, page 5.

« *L'intimée soutient que le pouvoir de réexaminer la période pendant laquelle les taux provisoires étaient en vigueur ne saurait exister dans le régime juridique établi par la Loi sur les chemins de fer et la Loi sur les transport nationaux parce que ces lois ne confèrent pas explicitement ce pouvoir, contrairement à l'art. 64 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, L.R.C. (1985) chap. N-7. Les pouvoirs d'un tribunal administratif doivent évidemment être énoncés dans sa loi habilitante, mais ils peuvent également découler implicitement du texte de la loi, de son économie et de son objet.* »¹⁵³⁰ (nos soulignés)

La référence que fait le juge Gonthier à l'arrêt *Northwestern Utilities Ltd. c. City of Edmonton*¹⁵³¹ apporte également un éclairage utile quant aux pouvoirs accessoires et implicites d'un tribunal administratif dans l'exercice de sa compétence.¹⁵³²

Dans ce contexte, la Régie est d'avis qu'une analogie peut être faite dans le présent dossier en ce qui a trait aux pouvoirs de la Régie d'imposer une fermeture réglementaire des livres et les procédures accessoires de traitement réglementaire pouvant en découler. Ces pouvoirs peuvent être exercés comme accessoires à sa compétence générale tarifaire sans qu'une disposition législative ne le prévoie expressément, compte tenu du texte de la Loi, de son économie et de son objet, tel qu'il ressort entre autres, des articles 5, 31(1) (2.1), 32, 34, 35, 43, 44 et 48 à 54.

En conséquence, la Régie rejette également les conclusions, fondées sur l'absence d'une disposition législative expresse à cet effet, que le transporteur invite la Régie à tirer quant à l'absence alléguée de tels pouvoirs de la Régie.

L'opportunité d'imposer une fermeture réglementaire

La Régie croit qu'il est opportun de retenir le principe d'une fermeture réglementaire, mais considère qu'il n'y a pas lieu d'élaborer le mécanisme de fermeture dans la présente cause ni de le mettre en application étant donné que la décision D-2000-102 ne prévoyait qu'une discussion sur l'opportunité, et par le fait même, sur la légalité de la fermeture réglementaire.

Les prochaines décisions tarifaires pourront donc être sujettes à une fermeture réglementaire selon un mécanisme à être défini.

¹⁵³⁰ Bell Canada c. Canada (CRTC), [1989] 1 R.C.S., 1722, page 1756.

¹⁵³¹ Northwestern Utilities Ltd. c. City of Edmonton [1929] R.C.S. 186.

¹⁵³² Bell Canada c. Canada (CRTC), [1989] 1 R.C.S., 1722, pages 1748 et 1749.

12.2. COMPTES DE NIVELLEMENT

12.2.1. POSITION DES PARTIES

Selon le **transporteur**, les comptes de nivellement, tout comme les frais reportés et les comptes provisionnels, sont des mécanismes réglementaires communs qui permettent d'atténuer certains types de risques et de les répartir différemment entre l'actionnaire et les consommateurs.¹⁵³³

Les comptes de nivellement sont principalement des comptes pour la température pour pallier les grandes disparités de revenus causées par des différences importantes de température d'une année à l'autre; ces comptes devraient être étudiés lors d'une cause de distribution. Il y a aussi des comptes pour les charges financières, pour aplanir les soubresauts des taux d'intérêt et du taux de change du dollar canadien. La discussion sur ces comptes est prématurée tant que la méthode d'évaluation du coût de la dette du transporteur n'est pas établie.¹⁵³⁴

Il est important de débattre lors d'un même forum de l'opportunité et du traitement tarifaire des comptes de nivellement, c'est-à-dire leur inclusion ou non dans la base de tarification.¹⁵³⁵

Selon le transporteur, toute discussion précise relative à l'application de ces comptes est donc prématurée. Il faut d'abord établir clairement les modalités du cadre réglementaire applicable au transporteur et acquérir une meilleure connaissance des risques spécifiques auxquels celui-ci est exposé.¹⁵³⁶

Le transporteur demande à la Régie de reconnaître l'opportunité de créer éventuellement des comptes de nivellement¹⁵³⁷, mais il ne prévoit pas demander la création de comptes de nivellement dans un avenir prévisible¹⁵³⁸.

¹⁵³³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 124.

¹⁵³⁴ HQT-1, document 1, pages 14 et 15.

¹⁵³⁵ HQT-1, document 1, pages 14 et 15.

¹⁵³⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 124.

¹⁵³⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 124.

¹⁵³⁸ HQT-1, document 1, pages 14 et 15.

12.2.2. OPINION DE LA RÉGIE

L'opportunité de la création de comptes de nivellement faisait partie des questions à débattre telles que fixées dans la décision D-2000-102.¹⁵³⁹ Toutefois, la Régie constate qu'aucun intervenant n'a présenté de preuve sur ce sujet.

Étant donné que la preuve au dossier et les argumentations soumises ne sont pas suffisantes pour permettre à la Régie de tirer des conclusions appropriées, la Régie considère prématurée la demande du transporteur à l'effet qu'elle se prononce immédiatement quant à l'opportunité de créer éventuellement des comptes de nivellement.

¹⁵³⁹ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 45.

12.3. L'OPPORTUNITE DE TRAITER D'UN MECANISME DE RENDEMENT INCITATIF

12.3.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** croit que la question de la réglementation incitative comporte des enjeux majeurs et dépasse de beaucoup l'aspect du « rendement incitatif ». Il parle plutôt de mécanismes incitatifs, qui ne font pas nécessairement référence au « rendement » de l'entreprise réglementée.¹⁵⁴⁰

Le transporteur juge inopportun, dans le cadre de cette première cause tarifaire, de proposer des mécanismes incitatifs pour la détermination des tarifs de transport, car il existe de nombreuses questions à débattre en profondeur et sur lesquelles les parties concernées doivent s'entendre avant même de traiter de la question de la réglementation incitative.¹⁵⁴¹

Par ailleurs, le transporteur soutient qu'une réflexion approfondie s'impose afin d'éviter que la mise en œuvre de mécanismes de réglementation incitative ait des effets négatifs, non seulement pour les clients du transporteur, mais également pour l'ensemble de la société, en entraînant des réductions des dépenses reliées à la sécurité du public, à la protection de l'environnement, à l'obligation de servir, à l'entretien du réseau, ainsi qu'à la recherche et au développement.¹⁵⁴²

Toujours selon le transporteur, la question de la réglementation incitative devrait être traitée indépendamment d'une cause tarifaire et pourrait faire l'objet d'une audience spécifique, tout comme elle pourrait être soumise à un processus de discussion plus informel avec les intervenants et des membres de la Régie, avec pour objectif l'établissement des paramètres des mécanismes qui pourraient être appropriés à l'activité transport.¹⁵⁴³

Parmi les questions à débattre préalablement au traitement de la réglementation incitative, le transporteur est d'avis qu'un historique du coût du service, établi au fil des causes tarifaires, est une condition préalable essentielle à la mise en place de ce type de réglementation. Elle affirme qu'un tel historique n'existe pas. Compte tenu de ce qui précède, le transporteur est d'avis qu'il est prématuré d'envisager la mise en place de quelque forme de réglementation incitative que ce soit.¹⁵⁴⁴

¹⁵⁴⁰ HQT-1, document 1, page 17.

¹⁵⁴¹ HQT-1, document 1, pages 17 et 18.

¹⁵⁴² HQT-1, document 1, page 20.

¹⁵⁴³ HQT-1, document 1, page 21.

¹⁵⁴⁴ HQT-1, document 1, page 18.

Le transporteur soutient son affirmation par une décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario de mars 1999 en matière de transport, qui estimait prématurée toute proposition de réglementation incitative avant 2001 ou 2002.¹⁵⁴⁵

Il propose que l'implantation de la réglementation incitative, pour l'établissement des tarifs de transport, se fasse selon une démarche progressive : traiter la question indépendamment d'une cause tarifaire via une audience spécifique ou une rencontre technique; instaurer une période de transition permettant l'établissement d'un historique du coût du service, l'identification et le suivi d'indicateurs de performance, notamment la qualité du service; et établir les tarifs de transport sur la base du coût du service pendant cette période transitoire.¹⁵⁴⁶

La position de l'**ACEF de Québec** est d'instaurer un ensemble de mécanismes incitatifs, coercitifs ou non, et de développer les outils et les objectifs nécessaires pour maximiser la satisfaction de la clientèle au meilleur coût possible. Selon l'intervenante, il n'y a pas de procédure réglementaire parfaite et elle pense que la réglementation du taux de rendement peut être préférable si elle est enrichie d'outils complémentaires pour assurer une meilleure efficacité et garantir le meilleur rapport qualité/prix possible. L'intervenante conclut en affirmant qu'il faut continuer à cheminer pour améliorer le processus réglementaire et les résultats tirés de la réglementation dans l'intérêt collectif.¹⁵⁴⁷

La **Coalition industrielle**, se prononçant sur l'opportunité d'établir un mécanisme incitatif, estime que, dans le cadre d'une première requête tarifaire, il serait inopportun, inapproprié et prématuré de considérer d'autres avenues que celles proposées, à savoir, commencer par l'établissement des différents barèmes, des différents coûts. L'intervenante convient qu'après cette première étape, il pourrait être considéré des formules plus innovatrices susceptibles, soit d'alléger le processus réglementaire comme tel ou permettre certains mécanismes incitatifs.¹⁵⁴⁸

Selon le **GRAME-UDD**, depuis l'adoption de la Loi, l'actionnaire d'Hydro-Québec est rémunéré en fonction de la valeur de la base de tarification et cette rémunération ne dépend plus de la performance générale de Hydro-Québec. L'intervenant soutient qu'il faut penser à un mécanisme incitatif pour TransÉnergie afin d'éviter le développement d'effets pervers (Averch-Johnson) découlant d'une réglementation traditionnelle.¹⁵⁴⁹ Tout en comprenant que l'opportunité d'instaurer un mécanisme ne pourra être tranchée dans cette cause,

¹⁵⁴⁵ HQT-1, document 1, page 18.

¹⁵⁴⁶ HQT-1, document 1, page 21.

¹⁵⁴⁷ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 60.

¹⁵⁴⁸ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 150.

¹⁵⁴⁹ Mémoire du GRAME-UDD, page 20.

l'intervenant désire influencer le débat en soulignant le danger que représenterait pour le développement durable un mécanisme de revenu plafond pour le transport.¹⁵⁵⁰

12.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

Bien que la Régie ait accueilli, dans sa décision D-2000-102 et conformément à l'article 49, premier alinéa, 4^e paragraphe, la suggestion de la Coalition industrielle d'ajouter aux questions à débattre l'opportunité d'instaurer un mécanisme de rendement incitatif, la Régie constate que peu d'intervenants ont présenté une preuve sur le sujet.

Compte tenu des commentaires formulés dans la preuve, la Régie est d'avis qu'il est prématuré de statuer sur l'opportunité d'instaurer un mécanisme de rendement incitatif.

Toutefois, ceci n'amointrit en rien le devoir qu'a le transporteur de s'assurer que des mesures concrètes d'amélioration de sa performance soient planifiées et mises en œuvre systématiquement d'année en année et qu'un suivi rigoureux de ces mesures soit effectué. De telles mesures devront notamment porter sur le contrôle de ses charges d'exploitation, la gestion optimale de son personnel et l'amélioration des services offerts à ses différentes clientèles.

À cet effet, la Régie réfère à la section 9 de la présente décision portant sur les indices de performance, dont l'élaboration d'indices propres au transporteur, pour établir une base sur laquelle les discussions devraient s'orienter au moment de traiter de la question de la réglementation incitative. Le suivi de ces indicateurs de performance pourra se faire dans le cadre du rapport annuel déposé par le transporteur en vertu de l'article 75, premier alinéa paragraphe 5 de la Loi. La Régie est d'avis que le transporteur doit commencer dès maintenant à compiler les données qu'il jugera nécessaires à l'établissement d'un historique.

¹⁵⁵⁰ Mémoire du GRAME-UDD, page 20.

12.4. CONDITIONS DE SORTIE ET DE RETOUR DES RESEAUX MUNICIPAUX

12.4.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** mentionne que les réseaux concernés par les conditions de sortie et de retour sont les réseaux municipaux et la coopérative régionale d'électricité qui sont actuellement incluses dans la charge locale et qui sont facturés par le distributeur au tarif L.

Il indique que si un de ces réseaux demandait d'être alimenté par un autre fournisseur, il devrait soumettre à la Régie les sujets qui devraient être traités afin de ne pas pénaliser la clientèle. Ainsi, il faudrait examiner et déterminer les conditions de sortie de même que les conditions de retour, les responsabilités résiduelles d'Hydro-Québec envers ces réseaux, et les modalités du règlement tarifaire relatives à ces réseaux.¹⁵⁵¹

En réponse à une question de l'**AREQ** demandant ce qu'il adviendrait des rabais si un réseau décidait de s'approvisionner d'un autre fournisseur en tout ou en partie, le **transporteur** a proposé d'attendre la cause tarifaire du distributeur pour soumettre à la Régie les conditions génériques qui s'appliqueraient, ceci afin d'alléger la cause tarifaire de transport. Cependant, si un cas concret survenait avant la cause du distributeur, Hydro-Québec se présenterait à la Régie afin de faire approuver les conditions qui devraient s'appliquer.¹⁵⁵²

Par ailleurs, dans son argumentation, **Énergie NB** demande à la Régie de ne pas accepter la proposition du transporteur parce que cette attitude contribue à retarder la mise en place d'un véritable marché de gros au Québec. De plus, cette proposition fait en sorte de reporter sur un réseau municipal le fardeau d'encourir des frais et d'ouvrir la voie pour les autres. Enfin, l'intervenante ajoute qu'il est essentiel que les règles du jeu soient connues d'avance pour que les producteurs privés et les réseaux municipaux puissent conclure des affaires.

Énergie NB demande plutôt à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec de déposer le plus rapidement possible sa proposition concernant les conditions de sortie et de retour des réseaux municipaux.¹⁵⁵³

En réplique, le **transporteur** précise que selon l'article 72, les réseaux municipaux qui désirent s'approvisionner auprès d'un autre fournisseur qu'Hydro-Québec doivent d'abord

¹⁵⁵¹ HQT-10, document 1, page 46.

¹⁵⁵² HQT-13, document 6, pages 2 et 3.

¹⁵⁵³ Argumentation d'Énergie NB, pages 54 et 55.

faire approuver leur plan d'approvisionnement par la Régie, et que celui-ci doit être déposé au plus tard le 30 août 2002.

Il ajoute que les règles de sortie et de retour ne seraient nécessaires qu'après l'approbation des choix d'approvisionnement par le Régie. Enfin, le transporteur signale qu'il n'a pas le pouvoir de reporter indéfiniment la mise en place d'un véritable marché de gros de l'électricité.¹⁵⁵⁴

12.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

Selon la Régie, le transporteur et Hydro-Québec dans ses activités de distribution sont concernés par les conditions de sortie et de retour des réseaux municipaux et de la coopérative régionale de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville. Il est important que ces conditions soient définies rapidement afin que les responsables de ces réseaux disposent de toute l'information pertinente à l'exercice de leurs droits. Cependant, comme il n'y a pas de preuve qui lui permette de fixer ces conditions, la Régie ne se prononce pas sur cette question.

Toutefois, la Régie s'attend à ce que Hydro-Québec présente une preuve à cet effet dans la cause tarifaire du distributeur

En conséquence, la Régie réfère la détermination des conditions de sortie et de retour des réseaux municipaux au prochain dossier tarifaire du distributeur.

¹⁵⁵⁴ Réplique d'Hydro-Québec, page 49.

12.5. ARTICLE 75

Dans le cadre de l'application de l'article 75 de la Loi, la Régie ordonne au transporteur de fournir des données historiques réelles correspondant aux principaux postes et paramètres utilisés pour établir le tarifs. Cette approche fournira, en outre, les outils nécessaires à la mise en place éventuelle de mesures et de mécanismes incitatifs, tel que prévu à la Loi.¹⁵⁵⁵

Le transporteur devra présenter les résultats réels découlant de l'application des tarifs et de sa gestion en cours d'année. Les données fournies devront être détaillées et conciliées avec les états financiers vérifiés d'Hydro-Québec. Les variations par rapport au données budgétaires présentées dans le dossier tarifaire devront être expliquées.¹⁵⁵⁶

La liste des informations que ce rapport devra inclure est présentée à l'Annexe 8.

¹⁵⁵⁵ La Loi, article 49, alinéa 4, « favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins des consommateurs ».

¹⁵⁵⁶ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, page 8, « La demanderesse s'engage par ailleurs à identifier et à expliquer les écarts entre les chiffres réels et ceux issus du budget ».

ANNEXE 8

- État des résultats de l'activité réglementée
- Base de tarification détaillée réelle (mensuelle- et moyenne des 13 soldes)
- Additions à la base de tarification (et explication des écarts)
- Comparaison des moyennes et des soldes d'ouverture de la base de tarification
- Calcul du fonds de roulement
- Évolution du compte matériaux et fournitures
- Évolution des comptes de frais reportés
- Taux de financement réel de la dette
- Taux de rendement réel sur la base de tarification
- Rendement sur l'avoir propre réel
- Pointe observée, réelle et normalisée pour la température moyenne, pour chaque mois de l'année et date d'apparition de cette pointe, pour l'ensemble du réseau, la charge locale, le réseau intégré et le service de point à point
- Puissances maximales appelées de la charge locale et du service en réseau intégré
- Analyse comparative des volumes de ventes en GWh, nombre de clients et des revenus par type de clientèle (tarifs) sur une base mensuelle
- Niveau réel des réservations du service de point à point à long terme, et ce, pour chaque mois de l'année
- Prix unitaires moyens réels en ¢/kWh des ventes pour chaque service de transport : charge locale, service en réseau intégré, point à point de long terme et point à point de court terme
- Données réelles portant sur les capacités réservées, la durée de réservation, les revenus et les prix unitaires des ventes de court terme, pour chacun des services horaire, quotidien, hebdomadaire et mensuel fermes et non fermes.
- Taux réel de pertes de transport
- Indices de performance mentionnés à la section 9

13. ORDONNANCES PROVISOIRES

Par sa *Demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité* datée du 15 août 2000, Hydro-Québec demandait à la Régie d'ordonner que les tarifs existants du service de transport d'électricité soient déclarés provisoires à compter du 1^{er} janvier 2001 et d'autoriser Hydro-Québec à appliquer les nouveaux tarifs de transport d'électricité dont elle demandait l'approbation, de façon rétroactive, à compter du 1^{er} janvier 2001 et selon la décision finale à être rendue sur la demande révisée.

La Régie, par sa décision D-2000-222 ¹⁵⁵⁷, accueillait partiellement la demande d'Hydro-Québec et déclarait comme provisoires les tarifs existants du service de transport d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2001. La Régie rejetait cependant la demande d'autorisation précitée d'Hydro-Québec et réservait à celle-ci le droit de demander la rétroactivité au 1^{er} janvier 2001 des tarifs finaux en tout ou en partie et selon les modalités à être déterminées en ce qui regarde le traitement du manque à gagner ou du trop-perçu résultant de l'application de tarifs de transport existants pendant la période de l'année 2001 où les tarifs définitifs n'étaient pas encore en vigueur.

13.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** maintient, dans son argumentation ¹⁵⁵⁸, sa demande pour que les tarifs à être approuvés par la Régie soient appliqués à compter du 1^{er} janvier 2001. Le transporteur propose une facturation rétroactive pour tous les clients du service de transport d'électricité couvrant tous les services de transit rendus depuis le 1^{er} janvier 2001. ¹⁵⁵⁹ Il précise qu'il a avisé, par lettre, tous ses clients que ses tarifs étaient provisoires à compter du 1^{er} janvier 2001 et sujets à révision par la Régie et qu'il a également affiché cet avis sur le site OASIS de TransÉnergie. ¹⁵⁶⁰

Il précise que, dès que les tarifs définitifs auront été établis par la Régie, il révisera sa facturation à tous ses clients du service point à point en fonction des obligations contractuelles assumées par ces clients et des services de transit reçus du transporteur depuis le 1^{er} janvier 2001 et que les frais assumés par le distributeur d'électricité pour la charge locale seront ajustés en conséquence. ¹⁵⁶¹

¹⁵⁵⁷ Décision D-2000-222, 19 décembre 2000, page 19, dossier R-3401-98.

¹⁵⁵⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 184, 185 et 195.

¹⁵⁵⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 185.

¹⁵⁶⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 185.

¹⁵⁶¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 185.

Enfin, il précise que tous les clients du service point à point ayant fourni de l'énergie pour compenser les pertes électriques sur le réseau de transport se verront créditer une quantité d'énergie égale à la différence entre les pertes calculées au taux de 7 % en vigueur actuellement et celles résultant d'un taux moindre que la Régie pourrait approuver. Il ajoute que l'énergie ainsi calculée sera incluse dans un compte d'énergie involontaire et retournée à chaque client dans les plus brefs délais possibles après la décision finale de la Régie.¹⁵⁶²

La **Coalition industrielle** retient que cette proposition du transporteur signifie que des factures rétroactives seront émises à tous les clients du service point à point pour refléter les ajustements (à la hausse ou à la baisse) découlant des tarifs à être approuvés à l'issue du présent dossier par rapport aux tarifs actuels de 1997 dont le maintien a été autorisé provisoirement dans la décision D-2000-222 avec effet à compter du 1^{er} janvier 2001.¹⁵⁶³

Elle retient également que, dans le cas particulier de la charge locale, les frais assumés par le distributeur seront également ajustés, avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2001, pour refléter les tarifs à être approuvés à l'issue du présent dossier. Elle retient toutefois des témoignages rendus par les témoins Jacques Régis et Michel Bastien qu'il n'est pas dans l'intention du distributeur de récupérer des usagers du Québec tout manque à gagner qu'il pourrait encourir en raison de l'augmentation de ses frais de transport qui pourrait résulter de la décision à être rendue dans le présent dossier pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2001.¹⁵⁶⁴

La Coalition industrielle indique que, dans la mesure où cette compréhension est bien la bonne, elle n'a aucune objection à ce que les clients du service point à point ainsi que le distributeur soient facturés de manière rétroactive pour refléter les tarifs à être approuvés à l'issue du présent dossier avec effet au 1^{er} janvier 2001.¹⁵⁶⁵

STOP/S.É. indique qu'il lui semble que l'enjeu de la rétroactivité ne se limite pas aux seuls tarifs mais porte également sur l'ensemble des conditions de transport d'électricité qui seront établies par la Régie en remplacement du Règlement 659. Il soumet que plusieurs des conditions de transport sont déjà susceptibles d'avoir effet depuis le 1^{er} janvier 2001 et qu'il pourrait, par ailleurs, être malaisé de ne rendre applicable au 1^{er} janvier 2001 qu'une partie des règles (le tarif) sans les conditions qui l'encadrent.¹⁵⁶⁶

L'intervenant recommande donc à la Régie d'examiner si les tarifs peuvent seuls être déclarés rétroactifs au 1^{er} janvier 2001 ou si cette rétroactivité devrait s'appliquer aux tarifs

¹⁵⁶² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 185.

¹⁵⁶³ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 22.

¹⁵⁶⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 22.

¹⁵⁶⁵ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 22.

¹⁵⁶⁶ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 122.

et conditions de transport d'électricité, considérés comme un tout. Il soumet que, si la Régie rend les tarifs et conditions de transport d'électricité rétroactifs au 1^{er} janvier 2001, elle devrait spécifier que les actes validement faits selon l'ancien règlement restent valides et que toute période antérieure à la décision de la Régie n'est pas comptabilisée dans le calcul des délais nouvellement créés par ces conditions de transport.¹⁵⁶⁷

13.2. OPINION DE LA REGIE

La Régie accueille la demande du transporteur à l'effet que les tarifs de transport d'électricité qui découlent de la présente décision s'appliquent rétroactivement à compter du 1^{er} janvier 2001.

Elle prend acte de l'affirmation du transporteur à l'effet qu'il a avisé tous ses clients que les tarifs provisoires ordonnés en vertu de la décision D-2000-222 étaient sujets à révision par la Régie et que cet avis a également été affiché sur le site OASIS de TransÉnergie. Elle approuve la proposition du transporteur ci-dessus décrite quant à la facturation rétroactive pour tous les services de transit rendus depuis le 1^{er} janvier 2001 et la proposition d'ajuster en conséquence les frais assumés par le distributeur d'électricité pour la charge locale depuis le 1^{er} janvier 2001. Elle approuve, de plus, sa proposition quant au crédit d'énergie que le transporteur entend donner à ses clients du service point à point ayant fourni de l'énergie pour compenser les pertes électriques sur le réseau de transport. Cependant, cette facturation rétroactive ne pourra être effectuée par le transporteur que lorsque la Régie aura procédé à l'approbation finale du texte des tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec dont elle ordonne la refonte en vertu de la section 11.5.2 de la présente décision.

¹⁵⁶⁷ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 122.

14. FRAIS DES INTERVENANTS

Huit intervenants ont conclu leur argumentation en demandant à la Régie de reconnaître l'utilité de leur participation et d'accueillir leur réclamation de frais. Il s'agit de : ACEF de Québec, ARC-FACEF-CERQ, Coalition industrielle, GRAME-UDD, OC, NEG, RNCREQ et STOP/S.É.

La Régie juge opportun, dans le présent dossier, de procéder dans le cadre d'une seule décision à l'évaluation de l'utilité de la participation des intervenants ainsi qu'à la détermination du montant des frais qu'elle ordonnera au transporteur de verser aux intervenants admissibles.

En conséquence, la Régie ordonne aux intervenants admissibles de lui faire parvenir, au plus tard le 31 mai 2002, à 12 h, avec copie à l'attention du transporteur dans le même délai, leur réclamation de frais pour les travaux effectués jusqu'au 6 septembre 2001, conformément au *Guide de paiement des frais des intervenants* (le Guide), adopté en vertu de la décision D-99-124¹⁵⁶⁸, et selon les paramètres précisés dans la lettre de la Régie du 30 août 2000 à l'attention de tous les participants. À cet égard, compte tenu du fait que le traitement du dossier a requis 27 jours d'audience entre le 9 avril et le 14 juin 2001, la Régie précise que le nombre maximum de jours d'audience devant servir de référence aux fins de la présentation des réclamations est établi à 31 jours, en remplacement de celui de 20 jours qui était mentionné à ladite lettre.

Par ailleurs, la Régie s'attend à ce que chaque intervenant admissible énonce, de façon précise et détaillée, dans sa réclamation, les motifs pour lesquels sa participation devrait être jugée utile aux délibérations de la Régie, le tout tenant compte des critères d'examen énoncés au Guide précité et rappelés par la Régie dans sa décision D-2000-184¹⁵⁶⁹ et dans sa lettre du 30 août 2000.

Le transporteur devra faire parvenir à la Régie, au plus tard le 3 juillet 2002, à 12 h, ses commentaires relativement auxdites réclamations et en transmettre copie aux intervenants dans le même délai.

Les intervenants auront jusqu'au 19 juillet 2002, à 12 h, pour soumettre une réplique aux commentaires du transporteur.

¹⁵⁶⁸ Décision D-99-124, dossier R-3412-98, 22 juillet 1999.

¹⁵⁶⁹ Décision D-2002-184, dossier R-3401-08, 17 octobre 2000, pages 6 à 8.

Enfin, la Régie estime nécessaire d'apporter les précisions suivantes. La Régie disposera, dans le cadre de sa décision sur les frais, de la demande de paiement de frais produite en date du 8 novembre 2000 par le Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE), à propos de laquelle le transporteur a transmis ses commentaires à la Régie en date du 20 novembre 2000; ceux-ci ont fait l'objet d'une réplique du ROEE en date du 29 novembre 2000.

Par ailleurs, compte tenu de la correspondance reçue par la Régie durant la période du 1^{er} décembre 2000 au 17 janvier 2001, tant de l'intervenante NEG que du transporteur, relativement à la question de l'admissibilité de NEG à l'obtention de frais de participation, ainsi que des commentaires formulés par le transporteur dans le cadre de sa réplique aux argumentations¹⁵⁷⁰, la Régie demande à cette intervenante d'incorporer sa position à ce sujet dans sa réclamation, et demande au transporteur de faire de même dans sa réponse éventuelle.

¹⁵⁷⁰ Réplique d'Hydro-Québec, page 63.

15. DISPOSITIF

VU ce qui précède;

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande révisée du transporteur;

APPROUVE pour le transporteur une structure de capital présumée comportant 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres;

AUTORISE un taux de rendement sur la base de tarification du transporteur de 9,72 %, tenant compte d'un taux de rendement de 9,66 % sur les capitaux propres;

ORDONNE au transporteur de soumettre à la Régie, pour approbation et décision finale, dans les 45 jours de la présente décision, une proposition de texte refondu des Tarifs et conditions du service de transport incorporant l'ensemble des décisions rendues par la Régie dans la présente décision;

AUTORISE les intervenants à présenter, dans un délai de 20 jours suivant l'expiration dudit délai de 45 jours, leurs commentaires quant à la conformité à la présente décision dudit texte refondu;

AUTORISE le transporteur à répondre aux commentaires des intervenants, dans un délai de 20 jours suivant l'expiration dudit délai de 20 jours;

RÉSERVE sa décision quant à l'approbation du texte refondu des Tarifs et conditions du service de transport;

AUTORISE le transporteur à appliquer les tarifs de transport résultant de la présente décision de façon rétroactive, à compter du 1^{er} janvier 2001, dès que la Régie aura rendu sa décision finale quant au texte refondu des Tarifs et conditions du service de transport;

AUTORISE le transporteur à réviser sa facturation à tous ses clients du service point à point, en fonction des obligations contractuelles assumées par ces clients et des services de transit reçus du transporteur depuis le 1^{er} janvier 2001, et à ajuster en conséquence les frais assumés par le distributeur d'électricité pour la charge locale depuis le 1^{er} janvier 2001;

APPROUVE la proposition du transporteur de créditer aux clients du service point à point ayant fourni de l'énergie pour compenser les pertes électriques sur le réseau de transport une quantité d'énergie égale à la différence entre les pertes calculées au taux de 7 % et celles résultant du taux approuvé par la Régie dans la présente décision, d'inclure cette énergie dans un compte d'énergie involontaire et de la retourner à chaque client dans les plus brefs délais après que la Régie aura rendu sa décision finale sur le texte refondu des « *Tarifs et conditions* » du service de transport;

ORDONNE au transporteur de déposer une mise à jour de toutes les pièces nécessaires à la détermination du revenu requis et des tarifs, affectés par la présente décision, en indiquant les références précises au texte de la décision en exécution desquelles les modifications sont apportées;

ORDONNE au transporteur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, selon les délais fixés;

ORDONNE au transporteur d'afficher sur son site OASIS un avis informant ses clients que la Régie a rendu la présente décision et que celle-ci peut être consultée sur le site internet de la Régie à l'adresse : <http://www.regie-energie.qc.ca>;

AUTORISE le dépôt par les intervenants admissibles de leur réclamation de frais, selon l'échéancier et les conditions et modalités prévus au chapitre 14 de la présente décision;

RÉSERVE sa décision sur l'utilité de la participation des intervenants et sur l'établissement du quantum des frais devant leur être accordés.

Marc-André Patoine
Régisseur

Anthony Frayne
Régisseur

François Tanguay
Régisseur

LISTE DES REPRÉSENTANTS :

- Action Réseau consommateur, Fédération des Associations Coopératives d'Économie Familiale et Centre d'études réglementaires du Québec (ARC-FACEF-CERQ) représenté par M^e Claude Tardif;
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M. Vital Barbeau et M. Richard Dagenais;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M^e Eric Dunberry;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Pierre Huard;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité, Association des industries forestières du Québec Ltée et Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (Coalition industrielle) représentée par M^e Guy Sarault;
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) représenté par M. Phi P. Dang;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable (GRAME-UDD) représenté par M^e Jean-François Gauthier;
- Groupe STOP et Stratégies énergétiques (STOP/S.É.) représenté par M^e Dominique Neuman;
- New Brunswick Power Corporation (Énergie NB) représentée par M^e André Durocher;
- New York Power Authority (NYPA) représentée par M^e Tina Hobday;
- Ontario Power Generation (OPG) représentée par M^e Pierre Tourigny;
- Option Consommateurs (OC) représentée par M^e Yves Fréchette;
- PG&E National Energy Group Inc. (NEG) représentée par M^e Marc Laurin;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Hélène Sicard;
- Sempra Energy Trading Corporation (SET) représentée par M^{me} Marcia Greenblatt;
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) représentée par M^e Jocelyn B. Allard.

OBSERVATEUR :

- Independent Electricity Market Operator (IMO) représentée par M. Keith J. Bryan.