

1 New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities

2

3 In the Matter of an application by the NBP Distribution &  
4 Customer Service Corporation (DISCO) for changes to its  
5 Charges, Rates and Tolls - Revenue Requirement

6

7 Delta Hotel, Saint John, N.B.

8 June 19th 2006

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

32

33

34

35

36

37

38

39

40

41

42

43

44

45

46

47

Henneberry Reporting Service

48

49

50 New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40

In the Matter of an application by the NBP Distribution & Customer Service Corporation (DISCO) for changes to its Charges, Rates and Tolls - Revenue Requirement

Delta Hotel, Saint John, N.B.  
June 19th 2006

CHAIRMAN: David C. Nicholson, Q.C.

COMMISSIONERS: Jacques A. Dumont  
Patricia LeBlanc-Bird  
H. Brian Tingley  
Diana Ferguson Sonier  
Ken F. Sollows  
Randy Bell  
David S. Nelson

BOARD COUNSEL: Peter MacNutt, Q.C.  
Ellen Desmond

BOARD STAFF: Doug Goss  
John Lawton

BOARD SECRETARY: Lorraine Légère

.....

CHAIRMAN: As always I have to start off with a housekeeping item. And that is that I will be reading excerpts after a couple of personal comments I want to make. And if those excerpts do not agree with the written decision, which all of you have a copy of, well then of course it is the written decision that stands. And those personal comments are very short. I would like to emphasize that shortly I will be

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

reading excerpts from our rate decision, which is the unanimous decision of the eight panelists you see here today. They all have devoted nearly 150 days to this task over the last 16 months. Some have done it at great personal sacrifice. Each has done it wholeheartedly. Each has had great difficulties with some of the compromises necessary to be made to achieve a compromise. All are very reluctant to set the rate increases required for some of the classes of customers, but we had to do so. We must be guided by the law and the facts. We must play the hand that we have been dealt. Hopefully the Government will see fit to follow the path we have laid out and thus have our Provincial Utility slowly regain its financial health. The primary goal of a regulator is to ensure a balance that allows a utility to provide customers with adequate, reliable and safe service at rates that are just and reasonable. It is incumbent upon the regulated utility to prove the Revenue Requirement necessary to justify a rate change. Part of our job as regulators is to review and scrutinize the utility's cost to ensure that the requested change is justified. As a result of the restructuring of NB Power and the

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

legislation that had both facilitated and empowered those changes, the Board has been faced with a unique situation.

We have been asked to rule on the rate increase request for DISCO but we have not been able to review and scrutinize 80 percent of its costs, amounting to approximately \$1.1 billion of the Revenue Requirement. The Board is disappointed that NB Power has not been before it since 1983. Inefficiencies that could have been corrected with regular scrutiny have been allowed to continue. Since NB Power's last appearance operating losses total \$398 million.

We know the supply and cost of energy are paramount issues today. Utilities and ratepayers everywhere are concerned with these issues. It is against this backdrop that the Board of Commissioners of Public Utilities in New Brunswick must regulate changes to DISCO'S rates.

The Board feels that its hands were tied by the fiction of a competitive market that has not materialized. In carrying out its role the Board has adhered to basic regulatory principles.

Where appropriate we have suggested changes to the legislation that will bring more of DISCO'S costs under public scrutiny. This will ensure the Board has more supervision of DISCO'S policies and procedures going

1  
2

forward.

3  
4  
5  
6  
7

It was our priority at this time in setting rates to correct in a responsible manner as many problems as we could see. Real movement must be made towards placing all classes within a revenue cost ratio bandwidth of .95 to 1.05.

8  
9  
10  
11  
12

Moving the residential rate structure more aggressively towards a flat rate will result in fairer prices for New Brunswickers. The Board acknowledges some hardship may result from our decisions. And this is regrettable and unavoidable.

13  
14  
15  
16  
17

The effects of the revenue changes made for each class of customers will not be uniform. The impact on different customers in the same class will also vary. We know that DISCO will comply with the orders and directions we have set out in our decision.

18  
19  
20  
21

If the legislative changes we recommended are also implemented, the next general rate hearing will start on a better foundation which will bring in the long run benefit to New Brunswick ratepayers.

22

DECISION

23  
24  
25

In allocating DISCO'S revenue requirement between the various classes of customers the Board is principally concerned with inter-class equity, i.e., ensuring that

26

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

each class of customers pays its fair share of DISCO's legitimate costs. In rate design the principal concern is intra-class equity, ensuring that customers pay their fair share of the costs allocated to their class.

A second concern in rate design, and one that is not explicitly considered in the revenue allocation process, is economic theory related to economically efficient pricing. This theory suggests that the price a customer pays for the last kilowatt hour of electricity they purchase each month (their marginal consumption) should equal to the cost of providing that kilowatt of electricity, the marginal cost. When the marginal price and cost are equal, customers receive an appropriate price signal by which to adjust their consumption of electricity towards levels that are optimal from an economic perspective.

In addition to fairly allocating class costs amongst customers and providing for efficient price signals, the rate design must be such that the Board has a reasonable expectation that it will provide the company with the revenue requirement allocated to the class. It also recognizes the common view that good rate-setting practice may require a series of incremental adjustments to existing rates to bring them in line with the principal

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

objectives outlined above.

### Residential Rates

#### Existing Rate

The existing residential rate design is a declining block energy price rate with a fixed service charge. It is characterized by four parameters:

The service charge. Currently this is \$17.74 per Billing Period for urban customers and \$19.44 for rural and seasonal customers.

The size of the 1st block of energy. This is 1300 kilowatts per Billing Period. This is the maximum amount of energy that will be billed at the higher, 1st block price in any billing period.

The second block price. This is 83.37 cents per kilowatt hour -- sorry, my fellow Commissioner is correct. The 1st block price which is 8.37 cents per kilowatt hour. This is the cost per kilowatt hour that is paid for that 1st block. The remainder or run-out price is 6.63 cents per kilowatt hour. Customers pay this lower price for any energy they use in excess of the 1st block.

Table 1 in the decision illustrates the rate's application to two bills: an average summer bill, 750 kilowatt consumption, and an average winter bill for an electric space heating customer at 3,100 kilowatt hours.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

The existing rate design as illustrated in Table 1 results in an average price of 10.7 cents per kilowatt hour during the summer and 7.9 cents per kilowatt hour for the space heating customer in the winter, a 26 percent discount. This "discount for volume" is an inherent feature of the existing rate design that all parties to the proceeding recognized as inappropriate. In addition to being unable to provide sufficient revenue, the current rate charges large customers a significantly lower marginal price for electricity than smaller customers: 6.63 cents versus 8.3 cents per kilowatt hour. This raises a question as to whether either price best reflects the marginal cost of electricity and under what circumstances it does so. The fixed service charge, which was characterized by one intervenor as amongst the highest in Canada, compounds the problem since it represents a larger portion of small customers' costs.

Approved Rate

DISCO's Board of Directors has adopted a policy to move to a flat residential rate by 2007 and an inclining block by 2010. All intervenors supported the goal of moving to a flat rate structure for residential customers. The Board agrees that a flat rate with an appropriate service charge would better meet rate design goals of reducing



1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

intra-class subsidy and providing better marginal cost information to customers.

The Board considers that moving to a flat rate immediately would expose large residential customers to significant cost increases. Accordingly, on December 21, 2005, we ruled that DISCO should move to a flat rate over a three year period. DISCO's proposed rate design is in compliance with that ruling. While the Board reaffirms that DISCO should not move to a flat rate immediately, its further and more detailed examination of the evidence has led it to conclude that a more rapid move towards a flat rate is appropriate at this time.

The Board therefore approves a residential rate in which:

The service charge remains at 17.74 per Billing Period for urban and residential customers and 19.44 per billing period for rural and seasonal residential customers. The size of the first energy block is set at 1000 kilowatt hours per billing period. The 1st block price is set at 9.2 cents per kilowatt hour and the remainder, or run-out, price is set at 8.6 per kilowatt hour.

Table 2 in this decision illustrates the approved rate's application to the same two bills that were presented for the existing rate in Table 1. This rate design results in an average price of 11.6 percent per

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

kilowatt hour during the summer and 9.9 cents per kilowatt for the space heating customer in the winter. This represents increases of 8.4 percent and 25.3 percent, respectively. The "discount for volume" is reduced to 15 percent in the approved rate.

Reasons

Service Charges

DISCO'S residential rate analysis indicates a monthly service charge of \$23.04 a month. This indication serves as the basis for DISCO'S proposal to increase service charges for urban and rural/seasonal customers to \$19.80 and 21.70 respectively.

DISCO'S approach to the allocation of joint and common costs within the residential rate class is clearly inconsistent with and contradictory to its approach in respect of third party pole attachments. It has the effect of overestimating the cost that should be recovered in the service charge and the 1st block of energy, and underestimating the cost that should be recovered in the run-out block. It thus supports the argument advanced by VCSJ that DISCO'S existing service charges are too high and they should not be increased further.

For these reasons the Board does not approve any increase in the service charges paid by residential

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

customers. The method of allocating joint and common costs and individual customers service costs will be reviewed at the time of the next rate hearing.

First Energy Block Size

DISCO proposed to increase the size of its 1st block of energy from 1300 kilowatts to 1400 kilowatts per Billing Period and this proposal was supported by EGNB. Doing so would increase the fraction of energy billed at the higher first energy block rate. It would also reduce the number of smaller customers that benefit from the lower run-out block price and preserve the benefits for the largest residential customers.

On examination, the Board heard that the 1st block size of the inclining block rate that is DISCO'S ultimate goal may be "between 800 and 900 kilowatt hours a month" (Transcript, page 5763). The Board notes that the 5 years of billing data filed by DISCO in this proceeding indicates that a 1st block size in this range would result in about half of DISCO'S residential energy sales being sold in the 1st block and the other half being sold in the run-out block.

DISCO'S proposed 1st block size of 1400 kilowatt hours would place about 67 percent of energy sales in the 1st block and only 33 percent in the run-out block. The Board

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

also understands that approximately 63 percent of the residential electricity consumption is used for space and water heating, and that customers can use other fuels for those purposes. Basic lighting, refrigeration and water pumping loads are satisfied out of the remaining 37 percent of electricity use. There is no convenient substitute energy source for these purposes. These facts suggest that a rate structure based on a smaller 1st block size than DISCO has proposed will promote intra-class equity and appropriate pricing.

The proposed increase in the 1st block size is not approved for these reasons. The Board orders that the 1st block size be set at 1000 kilowatt hours per Billing Period.

#### First and Run-out Block Prices

Having determined that the service charges should remain the same and the 1st energy block should be set at 1000 kilowatt hours per Billing Period, the Board set the 1st energy block and run-out block energy prices subject to the following considerations:

Prices be such that the approved revenue requirement could be earned over the 12 months of the test year. Progress be made towards eliminating the declining block rate.

1  
2 The subsidy or surcharge to customers should be as small  
3 as possible, subject to the concern for rate shock.

4 Small customers that use electricity more-or-less  
5 uniformly throughout the year will experience the smallest  
6 increases in their bills. Large customers with usage that  
7 varies significantly over the year will experience the  
8 largest increases in their bills.

9 Approximately 70 percent of customers experience smaller  
10 cost increases under the approved rate than they would  
11 have under the proposed rate. The remaining 30 percent of  
12 customers experience higher cost increases under the  
13 approved rate than they would have under the proposed  
14 rate.

15 General Service I and General Service II Rates:

16 There was consensus that the two classes, General Service I  
17 and General Service II should be merged over time. In its  
18 December ruling, the Board stated, and I quote, "A  
19 preliminary analysis of the usage data for the GS I and GS  
20 II customers indicates that there are distinct differences  
21 between the two classes. The Board considers that it is  
22 appropriate that the two classes be kept separate until  
23 further data is collected and more analysis occurs." End  
24 of quote. The Board continues to believe that it is  
25 appropriate, at this time, to maintain two separate  
26

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

General Service classes. DISCO will be conducting a study that will provide valuable information on the best way to proceed.

In the meantime, the Board is of the opinion that the rate structures for the two classes should be brought closer together. As well, the structures should provide better price signals and better reflect the underlying cost causation factors. The Board also believes that it is no longer appropriate to differentiate between the two classes on the basis of the use of electricity as the only source of energy.

Therefore, the Board approves the rate structures shown below for the General Service classes. Further, the Board directs that any existing or new customer who uses electricity for purposes not specifically covered under the residential, small and large industrial, street lighting or unmetered categories may choose either class of General Service. DISCO is further ordered to inform all existing General Service customers of their right to switch from General Service I to General Service II or vice versa.

The rates are as follows:  
For the General Service I and II the service charge will be 20 dollars. There will be no demand charge for the

2 first 20 kilowatts and \$8.78 per kilowatt for General Service

3 I. The demand charge for General Service II will be zero  
4 up to 20 kilowatts and the lessor of \$5.15 per kilowatt or  
5 2.575 cents per kilowatt hour thereafter.

6 The energy charge for General Service I will be 8.25 cents  
7 per kilowatt hour for the first five thousand kilowatt  
8 hours and 7.25 cents per kilowatt hours for subsequent  
9 energy use. General Service II customers will pay 9 cents  
10 per kilowatt hour for the first 5000 kilowatts and 8.25  
11 cents per kilowatt hours after that.

12 Small Industrial Class:

13 The revenue requirement approved by the Board, for the small  
14 industrial class for 2006/07, represents an increase of  
15 3.55 percent over the existing rates.

16 The Large Industrial Class:

17 The revenue requirement approved by the Board for the large  
18 industrial class for 2006/07 represents an increase of  
19 15.36 percent over the existing rates.

20 Wholesale Class:

21 The revenue requirement approved by the Board for the  
22 wholesale class for 2006/07 represents an increase of 5.69  
23 percent over existing rates.

24 Water Heater Rental:

25 The Board orders DISCO to reduce its water heater rental

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

rates by 16.66 percent.

Unmetered Rates:

The revenue requirement for streetlights and unmetered, as approved by the Board for 2006/07, represents a decrease of 10.05 percent to the revenue that would be provided by the existing rates.

Connection Charges:

The Board approves the connection charges as proposed by DISCO.

Legal and Legislative Issues:

Introduction:

DISCO'S application for approval of revenue and rates for the test year 2006/07 is the first such hearing conducted by the Board pursuant to the new Act.

Section 156 states that for the purpose of the first hearing before the Board under Part IV of the Act that all assets transferred to the various subsidiaries of HOLDCO, including DISCO, before the commencement of the section, are deemed to have been prudently acquired and useful for the purposes of DISCO. As well, section 156 provided that any expenditures arising from various service contracts entered into, inter alia, by DISCO before the commencement of the section shall be deemed to be necessary for the provision of the service.



1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

Such are normally matters for the Board's consideration and decision in a typical revenue and rate application. The delay in proclamation of section 156 allowed DISCO to conclude negotiations related to several service contracts with affiliated companies and have them protected from scrutiny. Had section 156 been proclaimed along with the other portions of the Act, these service contracts would have been open to scrutiny by the Board during this hearing.

Hydro Adjustments:

There was considerable discussion at the hearing relating to the possible impact of above average hydroelectric generation in 2005/06.

For the purposes of the PPAs, those are power purchase agreements, the annual production of energy from these generators is assumed to be 2654 gigawatt hours. The 2654 gigawatt hours is based on the average annual amount of energy produced by the hydroelectric generators over a specific period of time. Whenever the annual production is below this amount DISCO makes a payment to GENCO and if the production is higher then GENCO makes a payment to DISCO.

However, the price per gigawatt hour to be used is not specified.

1  
2 Initially, the Operating Committee which includes  
3 representatives from GENCO and DISCO decided to use the  
4 incremental cost at the top of all energy produced,  
5 including export sales, for setting the price to be used.

6 This mean that GENCO'S most expensive source of  
7 electricity was used to establish the incremental cost.

8 On August 30, 2005 the Operating Committee decided that it  
9 was more appropriate to use the incremental cost at the  
10 top of the in-province energy production as the price for  
11 Section 6.12 adjustments. This change in methodology was  
12 made retroactive to April 1, 2005.

13 Actual production by GENCO'S hydro-electric facilities  
14 during the first eight months of the 2005/06 year was  
15 655.6 gigawatt hours higher than average, as water flows  
16 were significantly greater than average. This extra  
17 production, in only eight months, was approximately 25  
18 percent more than the normal full production for a year of  
19 2654 gigawatt hours. Hydro production continued above  
20 normal and at the end of eleven months, the extra  
21 production had resulted in a payment to DISCO from GENCO  
22 of \$21.3 million which was based on the incremental cost  
23 for in-province energy. If the incremental cost had been  
24 based on the most expensive energy produced by GENCO,  
25 including export sales, the payment to DISCO would have  
26

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25

been 71.8 million or 50.5 million more.

Power Purchase Agreements and Non-Utility Generation Contracts

A portion of the hearing dealt with the nature of the power purchase agreements (PPAs) that govern the supply and cost of electricity in New Brunswick.

The PPAs between DISCO and its affiliates represent the largest portion of DISCO'S costs for the test year, over 1 billion dollars. The Board would normally have examined the assumptions, practices and decisions that lay behind such costs to determine if they were prudently incurred and reasonable. Because these transactions are between regulated and unregulated affiliate companies -- I'm going to ask my Vice-chair to carry on, I'm losing my voice --

MR. NELSON: They create an opportunity to burden the regulated company's ratepayers with costs they should not bear. The Board was specifically barred from making such an examination by section 156 of the Act.

A thorough examination of the nature and disposition of the power purchase and supply arrangements between DISCO, its affiliates, and the non-utility generators (NUGs) was not made in the course of the hearing. The evidence that was heard identified certain areas of

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

concern that the Board intends to address at the time of the next hearing, when section 156 no longer applies.

Together, these three agreements are responsible for 1.028 billion dollars (approximately 80 percent) of DISCO'S costs.

Absent competition, it is reasonable that the costs of DISCO'S suppliers be subject to review and regulation by this Board.

Unfortunately for New Brunswick ratepayers, the Board has no authority to regulate GENCO or order the production of relevant cost information by GENCO in the context of a rate hearing. This lack of authority to compel the production of evidence was central to a significant issue in this hearing.

#### Non-Utility Generator Contracts

The NUG contracts are contracts for the supply of power and energy from non-utility generators in New Brunswick. As noted in the decision, the White Paper anticipated that these contracts would be assigned to a distribution company upon restructuring. Indeed, it was one of the five conditions that were identified as necessary for development of a market.

The Board understands that these contracts contain confidentiality clauses of customary and reasonable kind.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

These clauses typically require the parties to hold the contract in confidence unless a competent authority orders disclosure. Had the NUG contracts been assigned to DISCO, the Board could have ordered they be filed on a confidential basis to confirm (or refute) the reasonableness of the fuel cost estimates for natural gas, a significant contributor to DISCO'S total costs for the test year.

Because the contracts were assigned to GENCO, the Board could not order their production, and DISCO could only request that GENCO provide them for this hearing. The Board understands that this request was made by DISCO, that GENCO sought the permission of the non-utility generator to file them on a confidential basis, and that this permission was not granted.

This matter is relevant to the rate application because all of the energy and power arising from the NUG contracts are conveyed to DISCO under the vesting PPA. The vesting PPA requires that fuel consumption for the NUG plants be estimated using the modeling assumption that all of the NUG plants are dispatched on a must-run basis, irrespective of their economic merit order, or whether they represent hydroelectric, co-generation, or merchant generator assets.

1  
2 If a particular NUG plant was modeled as "must-run" but  
3 was in fact dispatched in merit order, the fuel volume and  
4 cost estimates used to support the rate application would  
5 be too high, and the Board would reduce the revenue  
6 requirement for the test year. On the other hand, if all  
7 of the NUG plants are contractually committed as "must-  
8 run" units, the Board would be interested in the magnitude  
9 and allocation of cost associated with those commitments  
10 and the reasonableness of such arrangements.

11 The Board sought the NUG contracts to confirm that the  
12 contract language supported the modeling assumption.

13 Witness testimony during the examination indicated that  
14 DISCO was concerned that dispatch in merit order result in  
15 financial harm to the NUGs.

16 This stands in contrast to evidence filed by DISCO that  
17 clearly separated the capacity cost, 29.8 million and the  
18 fuel cost, 95.3 million for natural gas-fired plants. The  
19 separately quantitative capacity and the fuel costs of  
20 exhibit A-95 suggest that the underlying contracts provide  
21 for separate fuel and capacity payments.

22 Such separate payments could and should preserve the  
23 financial interest of the NUGs by providing their  
24 investment costs, including profit in the capacity payment  
25 and using the payment to cover the variable costs that  
26

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25

arise only upon dispatch of the plant.

DISCO filed confidential evidence indicating that the fuel cost would be substantially lower if the natural gas units were dispatched in economic merit order. The net benefit to DISCO in this circumstance would be savings of a substantial sum of money.

During the hearing the Board solicited opinions on a number of issues and gives the following decisions.

CHAIRMAN: The Board finds that section 156 is spent and of no force and effect in respect of any applications following the delivery of the present decision.

The Board cannot initiate a hearing into exit fees.

The Board in its decision dated May 22, 1991, concluded the principle of adjusting NB Power's annual operating results so as to equalize the operating performance of the nuclear and hydro units was appropriate.

The Board considers it unlawful that the regulatory reserve accounts approved by it in the early '90s were eliminated without its approval.

The Board is of the opinion that it has the authority to establish a hydro adjustment of deferral account for the test year 2006/07. However the Board is not going to do so at this time.

1  
2 The Board directs DISCO to file with the Board a proposal  
3 outlining how such an account could be established,  
4 together with suggested terms and conditions for its  
5 operation.

6 The Board is concerned that the Act does not contain an  
7 express provision allowing it to review proposed capital  
8 expenditures of DISCO.

9 Recommended Legislative Changes: Throughout the hearing  
10 parties stated that although NB Power had been  
11 restructured, it still operated as a fully integrated  
12 utility and that a competitive electricity market did not  
13 exist in New Brunswick.

14 Mr. Booker representing J.D. Irving, stated in his  
15 summation: "NB Power was structured to compete in an open  
16 marketplace and clearly this market has not developed.

17 Originally it was anticipated that the New Brunswick  
18 electricity market would develop to the point that  
19 transmission customers could contract with one of a number  
20 of distributors. These distributors in turn would source  
21 their electricity from amongst several generating  
22 companies."

23 "Today, however, we effectively have a situation where a  
24 single generation company effectively controls almost all  
25 generation assets and a single distribution company



1  
2 purchases almost all of this energy, and sells it to all  
3 eligible customers. Thus, while in theory a competitive  
4 market can exist in New Brunswick, the reality is much  
5 different. As a result we have an extraordinary situation  
6 whereby power purchase agreements are utilized to flow  
7 costs through what is in effect still essentially a  
8 vertically integrated utility. As a result of these  
9 concerns we recommend that the Board suggest modifications  
10 to the Electricity Act to allow the market to be  
11 restructured to allow full disclosure until the market  
12 truly opens."

13 Mr. Walker, representing McCains Canada, commented: "We  
14 would urge that in the absence of true competition in the  
15 generating sector, that they be subject to the oversight  
16 that the PUB is currently not permitted to give them."

17 EGNB's witness, Dr. Rosenberg, made the following comment:

18 "NB Power is an unbundled utility in name only. In other  
19 words, it looks like a vertically integrated utility. You  
20 know, it looks like a duck, walks like a duck, quacks, I  
21 think it's for all intents and purposes a vertically  
22 integrated utility despite the restructuring. At least at  
23 this time."

24 Their conclusions are supported, in the Board's

25

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

opinion, by its review of the shareholders agreement between the government and HOLDCO and by the inclusion of DEBTCO as a party to various PPAs and service agreements. These arrangements effectively inhibit the development of a competitive market for electricity. Most of the intervenors submitted that there is no competitive market for electricity and further argued that until such time there is a competitive market, the NB Power group of companies should all be fully regulated by the Board. The introduction of the so-called three percent cap, which means that the utility can raise its rates up to three percent without appearing before the Board, has contributed to the desperate financial condition in which the NB Power group of companies find themselves. On the basis of this, the Board strongly recommends to government that a complete review of the Act occur immediately. One of the objectives of such a review would be to provide the Board with normal regulatory tools including general supervisor powers over the NB Power operating companies. This will give the Board the ability to call in any of the utilities at any time it appears that it is in the public interest to do so. The Board therefore makes the following additional specific recommendations in respect of amendments to the

1

2 Act:

3 First, Section 79 should be amended to give the Board  
4 authority to initiate, on its own accord, an exit fee  
5 hearing.

6 Second, Section 101 should be amended to give the Board  
7 authority to regulate the tariff of DISCO, not just its  
8 rates, charges and tolls. The Board has this authority in  
9 respect of TRANSCO and it makes no sense to limit the  
10 Board's authority to a review of just the rates, charges  
11 and tolls of DISCO.

12 Three, Sections 98 and 99 should be repealed to ensure  
13 that any increase in rates by DISCO is preceded by a  
14 public hearing before the Board.

15 Point four, Subsection 101(4) should be amended by adding  
16 a new paragraph, 101(4)(f) to allow the Board to take into  
17 consideration energy policies instituted or planned by the  
18 Energy Efficiency and Conservation Agency of New  
19 Brunswick.

20 Five, Subsection 103(3)(b) should be amended to allow  
21 rates to take effect after the expiration of 30 days as  
22 presently stated or immediately after the date on which  
23 the Lieutenant-Governor in Council modifies or reverses  
24 the Board's order, or a decision is made by the  
25 Lieutenant-Governor in Council not to change the decision.

26

1  
2 Six, Section 119(1) should be amended by deleting "and  
3 rules" in both the heading and the subsection.

4 Seven, Section 120 should be amended to remove "when  
5 approved by the Lieutenant-Governor in Council."

6 Eight, Section 128 should be amended to ensure that it has  
7 application to the whole of the Act and not confined to  
8 operation of Part V.

9 Nine, Section 156 should be repealed.

10 Ten, the following additional new provisions should be  
11 enacted: (i) Authority for the Board in its sole  
12 discretion to initiate a proceeding relevant to its  
13 regulatory powers provided in the Act, (ii) Express  
14 authority for the Board to initiate in its own discretion  
15 a review of capital expenditures by GENCO or DISCO, (iii)  
16 Authority for the Board to make interim orders, (iv)  
17 Authority for the Board to revisit a decision upon the  
18 request of an affected participant in a hearing.

19 Those are the end of the comments to be read in English  
20 and I will turn with -- hopefully get a light to him --  
21 over to Commissioner Dumont. We will switch places,  
22 better idea still.

23 MR. DUMONT: Le premier rôle d'une autorité de  
24 réglementation est d'assurer un équilibre permettant à un  
25 service public d'offrir aux usagers un service  
26

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

sécuritaire, fiable et adéquat à des taux justes et raisonnables.

L'autorité à tarifs réglementés doit être en mesure de prouver que les besoins en revenus justifient une modification tarifaire. Une partie de notre tâche, en tant qu'autorité de réglementation, est de réviser et d'examiner soigneusement les coûts du service public pour s'assurer que la modification demandée est justifiée.

Suite à la restructuration de Energie NB, et à la loi qui a facilité et habilité ces changements, la Commission a dû faire face à une situation unique. On nous a demandé de statuer la demande d'augmentation tarifaire présentée par Distribution et Service à la clientèle Energie NB mais nous n'avons pas été en mesure de réviser et d'analyser 80% de ses coûts, ce qui équivaut à environ 1,1 milliards des besoins en revenus.

Nous déplorons le fait qu'Energie NB ne soit pas présentée devant la Commission depuis 1993. Les pratiques non efficaces, qui auraient pu être corrigées grâce à une évaluation régulière, se sont poursuivies. Depuis la dernière comparution d'Energie NB, les pertes d'exploitation se chiffrent à 398 millions de dollars.

Nous savons que l'approvisionnement et les coûts énergétiques sont des questions prépondérantes de nos

1

2 jours. Les services publics et les contribuables partout le  
3 monde se préoccupent de ces questions.

4 C'est avec cette toile de fond que la Commission des  
5 entreprises de service public du Nouveau-Brunswick doit  
6 statuer les changements tarifaires de Distribution et  
7 Service à la clientèle Energie NB. La Commission a senti  
8 que ses mains étaient liées par la possibilité d'un marché  
9 compétitif, qui ne s'est pas avéré.

10 En remplissant son rôle, la Commission s'en est tenue à  
11 des principes réglementaires de base. Lorsqu'approprié,  
12 nous avons suggéré des amendements à la loi pour faire en  
13 sorte que les coûts de Distribution et Service à la  
14 clientèle Energie NB soient soumis à un examen public.

15 Ces suggestions permettront à la Commission de surveiller  
16 plus étroitement à l'avenir les politiques et les  
17 procédures de Distribution et Service à la clientèle  
18 Energie NB.

19 En établissant les tarifs cette fois-ci, nous avons pour  
20 priorité de corriger, de façon judicieuse, autant de  
21 problèmes que possible. Des gestes concrets doivent être  
22 posés pour que toutes les catégories se retrouvent dans  
23 une fourchette dont le ratio revenu-coûts est compris  
24 entre 0,95 et 1,05. En modifiant la structure de tarif  
25 domestique de façon plus énergique pour en arriver à un

26

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25

tarif fixe, les Néo-Brunswickois pourront bénéficier de prix plus équitables.

La Commission reconnaît que notre décision risque de faire du tort, ce qui est à la fois regrettable et inévitable.

Les effets des modifications de revenu pour chaque catégorie d'usagers ne seront pas uniformes. L'impact sur différents usagers d'une même catégorie variera également.

Nous sommes confiants que Distribution et Service à la clientèle Energie NB respectera les ordonnances et les instructions émises dans notre décision. Si les amendements législatifs que nous avons recommandés sont également mis en oeuvre, la prochaine audience générale tarifaire débutera avec de meilleures assises, ce qui bénéficiera à long terme aux contribuables néo-brunswickois.

La Commission juge que tous les usagers devraient assumer une portion des coûts communs engendrés pour assurer le service. Toutefois, la Commission rejette les propositions tarifaires particulières présentées par Distribution et Service à la clientèle Energie NB et Rogers en raison de la nature des données sous-jacentes. Après avoir effectué l'analyse des preuves présentées et des décisions d'autres compétences, la Commission est

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

d'avis qu'un tarif annuel de 18 \$ par poteau pour l'année 2006/07 est approprié.

La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Energie NB d'effectuer une étude de ses poteaux, de son équipement et des coûts connexes, qui sera utilisée lors d'audiences futures pour réviser les tarifs d'utilisation des poteaux. Distribution et Service à la clientèle Energie NB a pour consigne de consulter le personnel de la Commission, Rogers et les entreprises municipales pour déterminer l'étendue de l'étude.

Pour les besoins de cette audience, l'article 156 de la Loi oblige la Commission d'accepter toute dépense inhérente aux ententes d'achat d'énergie électrique et nécessaire pour assurer le service. Par conséquent, la Commission doit accepter les dépenses de 1,028 milliards \$ en acquisition d'électricité pour l'anne 2006/07.

La Commission apprécie et partage les inquiétudes de M. Hyslop quant au contrôle des dépenses liées aux exploitations, à l'entretien et à l'administration (EEA).

Toutefois, aucune preuve précise n'a été présentée pour appuyer la réduction proposée par M. Hyslop. La Commission s'attend que Distribution et Service à la clientèle Energie NB identifie des façons de réduire les dépenses EEA. La Commisson accepte, pour 2006/07, des



1

2 dépenses EEA de 98,9 millions \$.

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

La Commission considère que Distribution et Service à la clientèle Energie NB doit mener des études plus poussées sur l'efficacité énergétique et la gestion axée sur la demande (GAD). La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Energie NB d'effectuer un examen de l'efficacité énergétique des services publics canadiens et des programmes GAD incluant les méthodes d'évaluation utilisées pour déterminer les coûts-avantages. Cet examen doit être déposé à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision.

La Commission est d'avis que la question de la mise sur pied d'un fonds d'arriérés mériterait d'être discutée lors de l'audience portant sur les politiques du service à la clientèle.

Distribution et Service à la clientèle Energie NB a pour consigne d'entreprendre une enquête sur les pratiques actuelles du service public portant sur le crédit à l'utilisateur et le recouvrement.

La Commission demandera à Distribution et Service à la clientèle Energie NB de mettre sur pied un système universel de comptabilité.

La Commission ordonne que Distribution et Service à la

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25

clientèle Energie NB élabore un manuel détaillé des critères de justification des capitaux et que ce document soit déposé à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision.

La Commission apprécie l'intention de Distribution et Service à la clientèle Energie NB de compléter une étude sur ses pratiques d'amortissement et ordonne le dépôt de cette étude à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision.

La Commission est d'avis que la réponse de Distribution de Service à la clientèle Energie NB à la mesure législative est insatisfaisante et la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Energie NB de formuler une stratégie qui utiliserait tous les aspects des Lois pertinentes de l'impôt sur le revenu afin de minimiser les paiements en remplacement d'impôts.

La Commission ne juge pas approprié d'utiliser la méthode des avoirs réalisés pour établir le bénéfice net prévu de Distribution et Service à la clientèle Energie NB pour 2006/07. La Commission considère que l'utilisation de la méthode de couverture de l'intérêt est plus appropriée.

Le bénéfice net de 14,4 millions \$ proposé par Distribution et Service à la clientèle Energie NB requiert

1  
2 des recettes avant les intérêts débiteurs de 62,6 millions \$.

3 Ce niveau de revenu, de concert avec le bénéfice net  
4 prévu de 39,4 millions \$ produit une couverture de  
5 l'intérêt de 1,59x. La Commission considère cette  
6 couverture excessive et réduira le besoin en revenu tel  
7 qu'expliqué ci-dessous.

8 Nous croyons qu'en fixant les taux à un niveau permettant  
9 au service public, avec le temps, d'obtenir une couverture  
10 de l'intérêt de 1,25x, nous lui donnerons éventuellement  
11 la possibilité d'augmenter le capital sans garantie  
12 gouvernementale.

13 Le principe d'équité nous donne à penser que la cible pour  
14 chaque catégorie d'utilisateur devrait être un ratio revenu-  
15 coûts de 1:1. En d'autres mots, les recettes de chaque  
16 catégorie devraient équivaloir aux coûts permettant de  
17 fournir le service à cette catégorie.

18 La Commission a préparé le tableau A pour illustrer les  
19 changements nécessaires aux revenus afin d'obtenir une  
20 couverture de l'intérêt de 1,25 et un ratio revenu-coûts  
21 de 1:1 pour chaque catégorie.

22 Le tableau A montre que l'augmentation requise des  
23 recettes serait de 87,7 millions \$ pour la catégorie  
24 résidentielle et de 56,7 millions \$ pour la catégorie des  
25 grandes industries. La Commission est d'avis qu'une

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

augmentation de cette ampleur en une année est trop draconienne.

La Commission se sent obligée de rompre avec les pratiques normales de réglementation pour fixer des tarifs qui ne reviendraient pas à un ratio de couverture des intérêts recommandé de 1,25x ou qui ne viseraient pas un ratio revenu-coûts de 1:1 pour chaque catégorie d'usagers.

La Commission considère qu'il est approprié de viser un ratio de couverture des intérêts de 1,10 pour 2006/07.

Le besoin en recettes globales pour 2006/07 autorisé par la Commission est de 1,2887 milliards \$. Ceci représente une augmentation du besoin en recettes globales de 8,8% par rapport aux recettes prévues selon les tarifs en vigueur. Le besoin en revenu des catégories principales de clients représente une augmentation de 9,6% des recettes prévues au tarif existant.

La Commission juge appropriée que chaque catégorie possède un ratio revenu-coûts d'au moins 0,95 pour l'année 2006/07.

La Commission est d'avis qu'il est également important de diminuer les ratios revenu-coûts pour les catégories ayant des ratios s'élevant de manière significative au-delà de 1,05.

La catégorie Usage général II est la catégorie

1  
2 possédant un ratio revenu-coûts plus élevé que 1,05 et qui ne  
3 bénéficiera pas d'une diminution tarifaire. Cette  
4 catégorie subira une légère augmentation de 5,38%, ce qui  
5 aura pour effet de porter ses tarifs dans le prolongement  
6 de ceux de la catégorie Usage général I.

7 Nous suggérons que Distribution et Service à la clientèle  
8 Energie NB présente une demande d'autorisation des  
9 nouveaux tarifs au début de l'automne pour l'année  
10 2007/08. Si le gouvernement accepte les recommandations  
11 de la Commission portant sur les amendements à la loi et  
12 présentées ailleurs dans cette décision, la procédure  
13 pourrait être abrégée. Cette audience abrégée permettrait  
14 à la Commission de rapprocher toutes les catégories de  
15 l'unité. Si les changements législatifs recommandés sont  
16 acceptés, alors l'audience tarifaire 2008/09 pourrait  
17 débiter au cours de l'hiver 2007 et permettre une révision  
18 de tous les coûts du service public, incluant ceux de  
19 Production Energie NB et des ententes d'achat d'énergie  
20 électrique. A ce moment-là, la Commission rapprocherait  
21 les catégories dont le ratio revenu-coûts s'élève au-delà  
22 de 1,05 vers l'unité de façon énergique.

23 Le processus de conception tarifaire suppose la sélection  
24 d'une structure du taux de base et des valeurs de  
25 paramètres et de prix utilisées dans cette structure.

26

1  
2 La Commission accepte qu'un tarif fixe et des frais de  
3 service appropriés permettent de mieux rencontrer les  
4 objectifs de conception visant à réduire les subsides  
5 intra-catégories et à fournir une meilleure information  
6 sur les coûts marginaux aux clients.

7 Par conséquent, la Commission autorise un tarif  
8 résidentiel pour lequel:

9 1. Les frais de service demeurent 17,74\$ par période de  
10 facturation pour les clients résidentiels urbains, et  
11 19,44\$ par période de facturation pour les clients  
12 résidentiels ruraux et saisonniers;

13 2. La taille de la première tranche d'énergie est établie  
14 à 1000 KWh par période de facturation;

15 3. Le prix de la lère tranche est établi à 9,2 cents par  
16 KWh; et

17 4. Le reste ou le prix de la dernière tranche est établi à  
18 8,6 cents par KWh.

19  
20 De l'avis unanime, les deux classes, Usage général I et  
21 Usage général II, devraient se fusionner avec le temps.

22 La Commission continue de croire qu'il est approprié, à ce  
23 moment-ci, de conserver deux catégories séparées d'usage  
24 général. La Commission autorise les structures tarifaires  
25 suivantes pour les catégories d'usage général.

1  
2

3

Usage général I

Usage général II

4

Frais de service 20\$

20\$

5

6

Frais de puissance

7

1er20 KW aucun frais aucun frais

8

Reste 8,78\$/KW Le moins élevé entre

9

5,15 \$/KW ou

10

0,02575 \$/KWh

11

12

Frais d'électricité

13

1er5000 KWh 0,0825 \$/KWh 0,0900 \$/KWh

14

Reste 0,0725 \$/KWh 0,0825 \$/KWh

15

Catégorie des petites industries: La Commission autorise

16

les tarifs suivants.

17

Frais de puissance:tous les kW 5,49 \$/KW

18

Frais d'électricité:

19

1er 100 KWh/KW 0,1059 \$/KWh

20

Reste KWh 0,0498 \$/KWh

21

22

Tarifs des grandes industries:

23

Le besoin en recettes autorisé par la Commission dans la

24

catégorie des grandes industries pour 2006/07 représente

25

une augmentation de 15,36% des tarifs

26

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

existants, sous réserve d'un ajustement pour l'apport de capitaux à partir des ventes d'électricité en surplus/interruptible.

Tarifs de ventes en gros:

Le besoin en recettes autorisé par la Commission dans la catégorie de ventes en gros pour 2006/07 représente une augmentation de 5,69% des tarifs existants, sous réserve d'un ajustement pour l'apport de capitaux à partir des ventes d'électricité en surplus/interruptible.

Location de chauffe-eau:

Le besoin en recettes pour la location de chauffe-eau, tel qu'autorisé par la Commission pour 2006/07, représente une diminution de 16,66% des recettes qui seraient perçues avec les tarifs existants. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Energie NB de réduire ses tarifs de location de chauffe-eau de 16,66%.

Eclairage des rues et éclairage non mesuré:

Le besoin en recettes pour l'éclairage des rues et l'éclairage non mesuré, tel qu'autorisé par la Commission pour 2006/07, représente une diminution de 10,05% des recettes qui seraient perçues avec les tarifs existants.



1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25

La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle  
Energie NB de réduire les tarifs de ces services de  
10,05%.

Frais de raccordement:

La Commission autorise les frais de raccordement proposés  
par Distribution et Service à la clientèle Energie NB.

Tous les changements tarifaires approuvés par la  
Commission dans cette décision entreront en vigueur le 1er  
août 2006.

La Commission est d'avis que si Distribution et Service à  
la clientèle Energie NB adoptait une politique prévoyant  
une audience régulière devant la Commission et le dépôt  
d'une information complète et à jour, le temps et les  
coûts consacrés à la réglementation seraient réduits de  
façon importante.

Résultats d'exploitation d'Energie NB de 1994 à 2005.

Les comptes de réserve, nommés "comptes pour les temps  
difficile" lors de l'audience, ont été créés, les montants  
se sont accumulés pendant un bon nombre d'années et ont  
été approuvés par la Commission. Leur solde s'élevait, au

1  
2 total, à plus de 169 millions \$. Ces comptes ont été fermés  
3 et le solde a été utilisé pour réduire les pertes  
4 encourues en 1994/95, 1995/96, 1996/97. Energie NB a  
5 éliminé ces comptes sans demander l'autorisation de cette  
6 Commission.

7 La Commission a accumulé les résultats rapportés par  
8 Energie NB et les changements apportés aux comptes  
9 réglementaires différés et ces données sont présentées à  
10 l'annexe E.

11

12 L'état du "marché" de l'électricité:

13 La Commission conclut que:

14 1. Les conditions requises présentées dans le Livre blanc  
15 pour un marché concurrentiel n'ont pas été réunies.

16 a. Le portefeuille de production d'énergie de la société  
17 d'électricité d'Etat n'a pas été fractionné.

18 b. Les interconnexions de la province avec les marchés  
19 voisins n'ont pas été améliorées de manière  
20 significative et aucune étude n'a été effectuée pour  
21 appuyer la notion que la 2e ligne de transport  
22 assurant une liaison avec la Nouvelle-Angleterre sera  
23 suffisante pour permettre un marché concurrentiel au  
24 Nouveau-Brunswick.

25 c. Une organisation de transmission régionale (ORT)

26

1

2 n'a pas été créée.

3 d. Les contrats avec les distributeurs autonomes n'ont pas  
4 été acheminés aux sociétés de distribution et ils  
5 n'ont pas été restructurés pour allouer les ressources  
6 permettant d'être en concurrence dans le marché du  
7 Nouveau-Brunswick.

8 e. La vraisemblance que des sociétés de transmission et de  
9 production puissent agir de façon indépendante est  
10 remise en question en raison de leur Conseil  
11 d'administration commun.

12 2. La structure des ententes d'achat d'énergie électrique  
13 confère "un avantage concurrentiel inhérent pour les  
14 nouveaux venus" chez Production Energie NB avec l'exigence  
15 que Distribution et Service à la clientèle Energie NB  
16 s'acquitte de tous les coûts fixes de Production Energie  
17 NB.

18 3. Le régime de réglementation actuel ne protège pas de façon  
19 adéquate les intérêts des usagers d'électricité du Nouveau-  
20 Brunswick, en l'absence d'un marché concurrentiel. Les  
21 commissions ont normalement le pouvoir d'enquêter sur les  
22 plaintes des clients de monopoles réglementés et  
23 d'ordonner les mesures qui s'imposent. Cette Commission  
24 possède un tel pouvoir en ce qui a trait aux services  
25 publics de distribution du gaz naturel et de transmission  
26

1

2 électrique qu'elle réglemente. Un pouvoir semblable ne lui a  
3 pas été accordé pour ce qui est de Distribution et Service  
4 à la clientèle Energie NB et la Commission ne peut initier  
5 une révision tarifaire malgré une claire intention  
6 politique.

7 Le mécanisme utilisé pour traiter les coûts dits échoués  
8 présente un obstacle non nécessaire au développement des  
9 marchés. La Loi laisse à la seule discrétion de  
10 Distribution et Service à la clientèle Energie NB la  
11 décision de tenir une audience sur les coûts dits échoués.

12 La Commission est incapable d'ordonner une telle audience  
13 et les clients de Distribution et Service à la clientèle  
14 Energie NB ne peuvent initier une audience sans faire part  
15 de leur intention de quitter le service standardisé. Les  
16 clients ne peuvent déterminer de façon raisonnable s'ils  
17 peuvent ou non quitter le service standardisé sans  
18 connaître les implications de leur départ sur les coûts  
19 dits échoués et ils ne peuvent savoir ce que seront ces  
20 coûts à moins d'obtenir une audience. Il s'agit clairement  
21 d'un obstacle important et non nécessaire au développement  
22 des marchés.

23 En fait, Production Energie NB est un fournisseur non  
24 réglementé en électricité qui détient un monopole au  
25 Nouveau-Brunswick.

26

1  
2 La Commission ne trouve aucun fondement dans la loi ou la  
3 politique justifiant sa considération de la notion de  
4 "règles du jeu équitables" entre différentes sources  
5 d'énergie pour fixer les tarifs d'électricité.

6 Il existe trois ententes d'achat d'énergie électrique entre  
7 Distribution et Service à la clientèle Energie NB et ses  
8 filiales d'exploitation.

9 1. L'entente à façon avec COLESONCO.

10 2. L'entente d'achat d'énergie électrique avec Energie  
11 nucléaire NB.

12 3. L'entente de transmission avec Production Energie NB.

13 Ces trois ententes à elles seules comptent pour 1,028  
14 milliards de dollars (environ 80 %) des coûts de  
15 Distribution et Service à la clientèle Energie NB.

16 Bien que ces ententes précisent les coûts de Distribution  
17 et Service à la clientèle Energie NB, il n'existe aucun  
18 mécanisme en place pour s'assurer qu'elles reflètent de  
19 façon raisonnable les coûts de ces filiales.

20 Les contrats avec les producteurs autonomes sont des  
21 contrats prévoyant l'approvisionnement en électricité et  
22 en énergie par des producteurs autonomes. L'entente de  
23 transmission nécessite que la consommation en combustible  
24 de toutes les installations soit estimée selon l'hypothèse  
25

1

2 de modélisation qui préconise que toutes les installations des  
3 producteurs autonomes sont réparties sous réserve de  
4 fiabilité impérative. Si toutes les installations des  
5 producteurs autonomes n'étaient pas désignées "à fiabilité  
6 impérative", le volume de combustible et les estimations  
7 des coûts seraient moins élevées et la Commission  
8 réduirait le besoin en revenus pour l'exercice de  
9 référence.

10 Distribution et Service à la clientèle Energie NB a déposé  
11 des documents confidentiels indiquant que les coûts de  
12 combustible seraient considérablement moindres si des  
13 unités de gaz naturel étaient réparties selon un ordre de  
14 mérite économique. Le bénéfice net de Distribution et  
15 Service à la clientèle Energie NB dans cette circonstance  
16 se traduirait en épargnes d'un montant imposant.

17 Il est important de noter que l'entente de transmission  
18 requiert que Distribution et Service à la clientèle  
19 Energie NB s'acquitte des coûts fixes associés aux avoirs  
20 de Production Energie NB. Ce qui veut dire que les  
21 risques financiers à long terme associés à la propriété  
22 des avoirs de production sont acceptés par Distribution  
23 et Service à la clientèle Energie NB et ses clients.

24 De plus, comme Distribution et Service à la clientèle

25

1

2 Energie NB accepte ce risque, qui est normalement le plus  
3 important d'un producteur, il est raisonnable de  
4 s'attendre que Distribution et Service à la clientèle  
5 Energie NB obtienne une plus grande part des bénéfices  
6 d'exportation que Production Energie NB.

7 Assurance:

8 Il semble que les clients de Distribution et Service à la  
9 clientèle Energie NB assument les risques qui auraient dû  
10 être acceptés par les investisseurs des usines de  
11 production, tel que prévu par le Livre blanc.

12 La différence entre une capacité de production  
13 raisonnablement normale et le droit de Distribution et  
14 Service à la clientèle Energie NB est l'équivalent d'une  
15 capacité de production de quelque 690 MW payée par  
16 Distribution et Service à la clientèle Energie NB mais que  
17 Production Energie NB est libre de vendre dans le marché  
18 libre.

19 Distribution et Service à la clientèle Energie NB est  
20 obligée de vendre sa capacité à Production Energie NB à un  
21 prix inférieur à celui demandé par Production Energie NB à  
22 Distribution et Service à la clientèle Energie NB pour la  
23 même capacité. Les clients de Distribution et Service à  
24 la clientèle Energie NB semblent subventionner Production  
25 Energie NB pour un montant de 6,5 millions \$ pour

26

1

2 l'exercice de référence.

3 La Commission note également que les paiements effectués  
4 par Distribution et Service à la clientèle Energie NB à  
5 Production Energie NB sont ajustés à la hausse de façon  
6 annuelle pour compenser l'inflation générale, mais  
7 qu'aucun de ces ajustements n'est effectué pour les  
8 paiements de Production Energie NB à Distribution et  
9 Service à la clientèle Energie NB. Un tel traitement  
10 asymétrique est contre-indiqué.

11 Si Distribution et Service à la clientèle Energie NB  
12 devait réduire sa demande de pointe tout en conservant un  
13 niveau constant de ses ventes d'énergie grâce au  
14 déplacement de la charge à des taux horaires, il serait  
15 raisonnable que Distribution et Service à la clientèle  
16 Energie NB et ses clients bénéficient de cette réduction  
17 de la demande en réduisant la sélection de capacité en  
18 vertu de l'entente d'achat d'énergie électrique. Il en  
19 résulterait probablement que Distribution et Service à la  
20 clientèle Energie NB paierait le prix de la Nouvelle-  
21 Angleterre à Production Energie NB pour l'écart d'énergie.

22 Une telle désincitation de l'utilisation des avoirs n'est  
23 pas dans le meilleur intérêt des clients de Distribution  
24 et Service à la clientèle Energie NB ou de l'actionnaire à  
25 long terme. Cette situation serait également incompatible

26



1  
2 avec la direction établie dans le Livre blanc du gouvernement.

3 L'entente d'achat d'énergie électrique avec Energie  
4 nucléaire NB a été structurée de façon à permettre à  
5 Distribution et Service à la clientèle Energie NB de payer  
6 un prix simple, en \$ par MWh, pour l'énergie livrée. Ce  
7 prix inclut clairement une compensation pour les coûts  
8 fixes et variables. Dans l'éventualité d'un manque à  
9 gagner par Energie nucléaire NB, Production Energie NB  
10 suppléerait à la situation en utilisant la capacité déjà  
11 payée par Distribution et Service à la clientèle Energie  
12 NB tout en demandant un prix incluant une provision pour  
13 la capacité, ce qui aurait pour effet de gonfler la  
14 facture pour la capacité de Distribution et Service à la  
15 clientèle Energie NB.

16 Les conditions de l'attribution des coûts pour le manque à  
17 gagner de Pointe-LePREAU semblent être incompatibles avec  
18 les objectifs d'intérêt public et soulèvent des doutes  
19 raisonnables quant à un traitement injuste envers les  
20 clients de Distributions et Service à la clientèle Energie  
21 NB.

22 La Commission est d'avis que l'article 156 est périmé et  
23 qu'il ne possède aucune force exécutoire à l'égard de  
24 l'application de la présente décision.

1  
2 La Commission ne peut entreprendre une audience sur les  
3 frais de sortie.

4 La production des installations hydroélectriques de  
5 Production Energie NB pendant les huit premiers mois de  
6 2005/2006 était de 655,6 GWh plus élevée que la moyenne  
7 puisque le débit d'eau était de façon significative plus  
8 élevé que la moyenne. Cette production additionnelle, en  
9 huit mois uniquement, était d'environ 25 % plus élevée que  
10 la production annuelle normale de 2654 GWh. La production  
11 d'électricité a continué d'être au-dessus de la normale  
12 et, au bout de onze mois, cette production additionnelle a  
13 donné lieu à un paiement de Production Energie NB de 21,3  
14 millions \$ à Distribution et Service à la clientèle  
15 Energie NB, dérivant des coûts différentiels de l'énergie  
16 à l'intérieur de la province uniquement. Si les coûts  
17 différentiels avaient été calculés à partir de l'énergie  
18 la plus dispendieuse de Production Energie NB, incluant  
19 les ventes d'exportation, le paiement effectué à  
20 Distribution et Service à la clientèle Energie NB aurait  
21 été de 71,8 millions \$ soit 50,5 millions \$ additionnels.  
22 La Commission, dans sa décision du 22 mai 1991, a conclu  
23 que le principe d'ajuster les résultats d'exploitation  
24 annuels d'Energie NB pour compenser la performance  
25 d'exploitation des unités nucléaires et  
26

1

2 électriques était approprié.

3 La Commission considère que l'élimination des comptes de  
4 réserve réglementaires, approuvés par celle-ci au début  
5 des années 90 et sans avoir obtenu son autorisation, est  
6 illicite.

7 La Commission est d'avis qu'elle a le pouvoir d'effectuer  
8 des ajustements d'électricité ou d'établir des comptes  
9 différés pour l'exercice de référence 2006/2007.

10 Toutefois, la Commission a choisi de ne pas exercer ce  
11 pouvoir à ce moment-ci.

12 La Commission ordonne à Distribution et Service à la  
13 clientèle Energie NB de déposer une proposition indiquant  
14 comment un tel compte un tel compte pourrait être créé  
15 ainsi que les termes et les conditions de son opération.

16 La Commission est préoccupée de ce que la Loi ne contienne  
17 aucune disposition expresse lui permettant de réviser les  
18 dépenses en capital proposées de Distribution et Service à  
19 la clientèle Energie NB.

20 La plupart des personnes qui sont intervenues, de façon  
21 formelle ou non, s'entendent pour dire que le groupe  
22 d'entreprises d'Energie NB opère encore de nos jours comme  
23 un service public à intégration verticale.

24 La plupart des intervenants ont allégué qu'il n'existe  
25 aucun marché d'électricité compétitif au Nouveau-Brunswick

26

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31

et on fait valoir de plus que tant qu'il n'y aura pas de marché compétitif, le groupe d'entreprises d'Energie NB devrait être pleinement réglementé par la Commission. La Commission recommande fortement que le gouvernement procède immédiatement une à révision complète de la Loi. Un des objectifs d'une telle révision serait de donner à la Commission des outils normaux de réglementation, incluant un droit de regard général sur les sociétés en exploitation d'Energie NB.

La Commission effectue des recommandations particulières à l'égard des amendements à la Loi. Merci beaucoup.

CHAIRMAN: Commissioner Dumont, you were right again. You can certainly cover the ground a lot faster than I. I will -- I want to thank everybody for their attention and I wonder, Mr. Young, are some of the intervenors going to be coming up here after we leave to make a statement, or is that off?

MR. YOUNG: That's my understanding, Mr. Chairman.

CHAIRMAN: Okay.

MR. YOUNG: Yes, the applicant will be going to the front and at least one of the intervenors. All the intervenors will have the opportunity.

CHAIRMAN: Good. Thank you all.

(Adjourned)

Certified to be a true transcript of the proceedings of this hearing as recorded by me, to the best of my ability.

Reporter