

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

R-3669-2008
Phase 2

HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse

et

Intervenants

COMPENDIUM DE LA PREUVE ET DES AUTORITÉS
THÈME 12
DÉSIGNATION DES RESSOURCES EN RÉSEAU,
JUSTIFICATION ET SUPPRESSION

LISTE DES DOCUMENTS PERTINENTS

DESCRIPTION	Onglet
Extraits des ordonnances 890 de la FERC	
Ordonnance 890, p. 851, 865-871, 893-908, 919-934	1
Ordonnance 890-A, p. 433, 455, 465-470, 485, 490-499	2
Ordonnance 890-B, p. 95, 124-127, 130, 137-146	3
Preuve du Transporteur	
Articles 1.40, 30.1, 30.7, 36.2, 38 TC actuels	4
Article 30, Appendice C-1 TC	5
Pièce HQT-1, doc. 1 (B-129), Mise à jour de la proposition de modifications aux <i>Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec</i> à la suite de l'Ordonnance 890 de la FERC, p. 26-27	6
Pièce HQT-2, doc. 1 (B-73), fiches portant sur les articles 1.50, 1.51, 28.6, 29.2, 30.1 et 36.5 TC	7
Pièce HQT-2, doc. 2 (B-129), fiches révisées portant sur les articles 30.2, 30.3, 30.4, 37.1, 38.1.1, 38.2, 38.3 et 38.5 TC	8
Pièce HQT-8, doc. 1 (B-90), Réponse du Transporteur à la DDR numéro 1 de la Régie, p. 19-20	9
Pièce HQT-8, doc. 2 (B-132), Réponse du Transporteur à la DDR numéro 1 de l'ACEF, p. 10-11	10
Pièce HQT-8, doc. 6.2 (B-132), Liste des ressources désignées du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale	11
Pièce HQT-29, doc. 5 (B-138), Réponse du Transporteur à la DDR de NLH, p. 12-15	12
Pièce HQT-29, doc. 6 (B-138), Réponse du Transporteur à la DDR numéro 3 de RNCREQ/UC, p. 4-6	13
Pièce HQT-29, doc. 6.2 (B-138), Désignation des ressources par le Distributeur et retraits (réponse 2.2.1)	14
Pièce HQT-41, doc. 9 (B-194), Réponse à l'engagement 15 (demandé par SÉ-AQLPA)	15
Pièce HQT-41, doc. 11 (B-197), Réponse du Transporteur à l'engagement 17 (demandé par NLH)	16

DESCRIPTION	Onglet
Pièce HQT-44, doc. 1 (B-184), Présentation du Transporteur, Thème 12 : Désignation des ressources – Sommaire des éléments principaux	17
Preuve des Intervenants	
Pièce C-3-58, Rapport Raphals, 23 septembre 2010, p. 21-37	18
Pièce C-4-21, Preuve de l'ACEF, 10 juin 2009, p. 9-11	19
Pièce C-4-25, Réponse de l'ACEF à la DDR de la Régie	20
Pièce C-6-33, Réponse d'EBM à la DDR numéro 1 de la Régie, p. 14-16	21
Pièce C-8-32, Mémoire du GRAME, 23 septembre 2010, p. 50-57	22
Pièce C-10-47, Rapport Deslauriers et Fontaine, 23 septembre 2010, p. 56-59	23
Pièce C-13-24, Rapport Sinclair, 23 septembre 2010, p. 24-32	24
Extraits des notes sténographiques	
Extraits du témoignage de Sylvain Clermont, N.S., vol. 10, 9 février 2011, p.1-77, 94-117, 130-141, 158-177, 198-217	25
Extraits du témoignage de Sylvain Clermont, N.S., vol. 11, 10 février 2011, p. 1-5, 14-121	26
Extraits du témoignage de Richard Dagenais et du panel de témoins du GRAME, N.S., vol. 13, 14 février 2011, p. 1-5, 94-117, 146-157, 190-221	27
Extraits du témoignage du panel de témoins de SÉ-AQLPA et de Philip Raphals, N.S., vol. 14, 15 février 2011, p. 1-5, 66-81, 162-173, 242-260	28
Extraits du témoignage de Philip Raphals, N.S., vol. 16, 17 février 2011, p. 1-5, 146-165	29
Extraits du témoignage du panel de témoins de NLH, N.S., vol. 23, 2 mai 2011, p. 1-5, 46-73	30
Extraits du témoignage du panel de témoins de NLH, N.S., vol. 25, 4 mai 2011, p. 1-5, 14-65, 130-161, 174-189	31
<i>Décision interlocutoire de la Régie relativement à la réponse à l'engagement 16, N.S., vol. 28, 10 mai 2011, p. 1-13</i>	32

DESCRIPTION	Onglet
Autorités et législation	
Ordonnance 888, <i>Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities</i> , 75 FERC 61.080, 24 avril 1996, Docket #RM95-8-000/RM94-7-001, p.168-172	33
Ordonnance 888-A, <i>Partie II, Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities</i> , 18 C.F.R. Part 35, 4 mars 1997, Docket #RM95-8-001/RM94-7-002, p. 130-133;	34
<i>Demande d'approbation du texte refondu des « Tarifs et conditions » du service de transport</i> , Décision D-2002-286, 20 décembre 2002, p. 13-18	35
<i>Newfoundland and Labrador Hydro c. Hydro-Québec</i> , Décision D-2010-053, 11 mai 2010, p. 52-61	36
<i>Newfoundland and Labrador Hydro c. Hydro-Québec</i> , Décision D-2011-040, 6 avril 2011, p. 27-42 et 49-54	37
<i>Loi sur Hydro-Québec</i> , L.R.Q., c. H-5	38
<i>Loi sur la Régie de l'énergie</i> , L.R.Q., c. R-6.01	39

Montréal, ce 27 juin 2011

Norton Rose OR SENCHEL s.r.l.

NORTON ROSE OR, S.E.N.C.R.L., S.R.L.

Procureurs d'Hydro-Québec, dans ses
activités de transport d'électricité

Me Éric Dunberry

Me Marie-Christine Hivon

Me Catherine Martel

Bureau 2500

1, Place Ville-Marie

Montréal (Québec) H3B 1R1

Tél. : (514) 847-4492 (E.D.)

Tél. : (514) 847-4805 (M-C.H.)

Tél. : (514) 847-4987 (C.M.)

Télé. : (514) 286-5474

eric.dunberry@nortonrose.com

marie-christine.hivon@nortonrose.com

catherine.martel@nortonrose.com

HYDRO-QUÉBEC, dans ses activités de
transport d'électricité

Me F. Jean Morel

75, boulevard René-Lévesque Ouest

4^e étage

Montréal (Québec) H2Z 1A4

Tél. : (514) 289-2068

Télé. : (514) 289-3719

morel.jean@hydro.qc.ca

**ORDONNANCE N° 890
DE LA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION**

right of first refusal to match any longer term request before losing its reservation priority.”

6. Designation of Network Resources

a. Qualification as a Network Resource

1432. Taken together, the following sections of the pro forma OATT describe the resources a network customer can appropriately designate as a network resource. Section 30.1 of the pro forma OATT describes network resources as all generation owned or purchased by the network customer designated to serve network load under the tariff. Section 30.1 also indicates that network resources may not include resources that are committed for sale to non-designated third-party load or otherwise cannot be called upon to meet the network customer's network load on a noninterruptible basis. Pursuant to section 30.7 of the pro forma OATT, the network customer must demonstrate that it owns or has committed to purchase generation pursuant to an executed contract in order to designate a generating resource as a network resource. Alternatively, the network customer may establish that execution of a contract is contingent upon the availability of network service. Section 29.2 requires the network customer to provide the following information about a power purchase agreement that is to serve as a new designated network resource: source of supply, control area location, transmission arrangements and delivery point(s) to the transmission provider's transmission system.

1433. As the Commission noted in the NOPR, a number of orders address what types of resources meet the criteria set out in sections 30.1 and 30.7 of the pro forma OATT. In

Commission Determination

1452. Many commenters seek clarification of the eligibility of power purchase agreements with LD provision to be designated as network resources. In clarifying our policy concerning firm LD products, we turn first to the apparent confusion surrounding the Commission's findings in Dynegy. Duke, Dynegy, EEI, and Southern argue that the Commission incorrectly found in Dynegy that the EEI Firm LD Product could not be interrupted for economic reasons. These parties argue that the EEI Firm LD product actually allows power to be interrupted for any reason, including economic reasons, after which LDs are assessed if the interruption was not due to a force majeure event. We disagree. As Hoosier points out, the EEI Firm LD Product does not permit power to be interrupted for economic reasons. While any party to any contract can choose to fail to perform, that does not convey a contractual right to fail to perform. The EEI contract clearly obligates the supplier to provide power, except in cases of force majeure. Thus, the contract does not allow interruption for economic reasons. The presence of an LD provision in the EEI Firm LD Product does not permit the seller to violate the terms of the contract, but rather merely specifies the damages that must be paid if the seller fails to perform under the contract. As noted by many commenters, it is the firmness of a power purchase contract, and not simply the presence or absence of an LD provision, that determines the eligibility of that power purchase to be designated as a network resource.

1453. We conclude, however, that the firmness of an obligation to provide under a contract with an LD provision is informed by the particular terms of the LD provision.

The type of LD provision commonly seen in firm LD products, such as the EEI Firm LD Product, obligates the supplier, in the case of interruption for reasons other than force majeure, to make the aggrieved buyer financially whole by reimbursing them for the additional costs, if any, of replacement power. In contrast to this “make whole” type of LD provision, other types of LD provisions establish penalties at a fixed-dollar amount, cap penalties at some level, or are otherwise not equivalent to a general “make whole” type provision. Under these other types of LD provisions, suppliers only need to compare their savings from interrupting with the specified LD penalty when deciding whether to interrupt power sales. Because such a consideration may not take into account the cost of replacement power, such LD provisions could lead to inefficient supplier interruption and economic harm to the buyer.

1454. We find that a “make whole” LD provision, such as that found in the EEI Firm LD Product and in the WSPP Schedule C agreement, does not create incentives that are incompatible with the firmness of the overall product. “Make whole” LDs require the seller to consider the price of the replacement power, if it is available, to its original buyer if the seller fails to perform under the contract. There could, of course, be situations where the supplier is still presented with a net financial gain and has an incentive to interrupt, but those incentives would seem to be the same incentives faced by a designated network resource that is a specific generating plant owned by the network customer. In such an instance, the network customer may determine, from time to time, that it is more economic to substitute power from an alternate source in order to allow the

originally designated resource to either shut down or to sell its output into the wholesale market. We find no reason to create financial incentives that make purchased power designated as a network resource financially "more firm" than owned generation.

1455. Accordingly, we find that the inclusion of a "make whole" LD provision in a power purchase agreement does not disqualify that agreement from being designated as a network resource. However, other types of LD provisions may create incentives that are incompatible with the firmness of a power purchase agreement. Thus, as of the effective date of this Final Rule, power purchase agreements designated as network resources may only contain LD provisions that are of the "make whole" type. Conversely, power purchase agreements containing LD provisions that provide penalties of a fixed amount, that are capped at a fixed amount, or that otherwise do not require the seller to pay an aggrieved buyer the full cost of replacing interrupted power, are not acceptable. Any contract which contains an unacceptable LD provision, but otherwise qualifies for designation as a network resource and has been properly designated as a network resource prior to the effective date of this Final Rule, will be grandfathered only until the earlier of (1) the expiration of the current term of the power purchase agreement or (2) an indefinite termination⁸⁶⁸ of the power purchase agreement as a designated network

⁸⁶⁸ As discussed below, in section V.D.6.c, termination of network resource status may either be temporary or indefinite. A firm LD contract that does not have a "make whole" LD provision and which is grandfathered here may continue to be temporarily terminated in order to make third-party sales without jeopardizing its eligibility to be redesignated after a third-party sale. However, once a network resource is indefinitely

(continued)

resource pursuant to section 30.3 of the pro forma OATT. In response to the many comments received, we confirm that the LD provisions in both the EEI Firm LD Product and the WSPP Schedule C agreement are acceptable.⁸⁶⁹

1456. Detroit Edison argues that a seller's obligation to pay the cost of replacement power under firm LD contracts is of no value to an LSE that lacks deliverable alternatives. Detroit Edison appears to assume that, as long as an LSE purchasing power had no deliverable alternatives from which to procure power, a designated supplier would not be liable for damages if it chose to interrupt power sales to the buyer for reasons other than force majeure. We disagree. Detroit Edison is addressing the fairly unusual circumstance where a power supply is interrupted, there are no available alternatives in the market, and firm load therefore must be interrupted. We fail to see why this circumstance, and the difficulty of calculating damages for lost load when it occurs, provides a reason why a particular network resource (an LD contract) should not qualify under the pro forma OATT as a network resource.

terminated, it must comport with the requirements for LD provisions, and all other requirements for designation of network resources, before it can be redesignated.

⁸⁶⁹ As discussed below, however, we otherwise find that the WSPP Schedule C agreement does not comply with the requirements for designation as a network resource because it allows for interruption for reasons other than reliability. We therefore do not need to address requests to clarify that both the buying and selling party to a WSPP Schedule C contract can designate network resources associated with the contract.

1457. We also disagree with Dynegy's argument that allowing the designation of firm LD products is inconsistent with the existing OATT requirement that a transmission customer own, purchase or have rights to generation. As discussed, firm LD contracts that meet the Commission's requirements for designation do create for the buyer a contractual right to generation and do not contain damage provisions which make the actual incentives under such contracts incompatible with those present in owned generation.

1458. In response to Northwest IOUs' request, we also clarify that the presence or absence of an LD provision does not prevent a transmission provider from using such a resource to serve its bundled native load customers. Rather, as we explain above, it is the type of LD provision that is controlling. A power purchase contract with a "make whole" remedy could be used to serve native load customers.

1459. We disagree with Duke and EEI's argument that there is a conflict between the policy guidance given in Dynegy (that a power purchase agreement which is interruptible for reasons other than reliability is not eligible for designation as a network resource) and the guidance given in WPPI (that a power purchase agreement which permits curtailment to serve the seller's native load is eligible for designation as a network resource). We reiterate the Commission's finding in WPPI that a power purchase agreement properly designated as a network resource may permit curtailment to serve the seller's native load. Consistent with the long-standing definition in Order No. 888, "curtailment"

contemplates a reduction in service as a result of system reliability conditions, not economic reasons.

1460. Although we find that the LD provision contained in the WSPP Schedule C agreement does not impair the firmness of that agreement, we note that the agreement otherwise allows interruptions in generation service “to meet [the] Seller’s public utility or statutory obligations to its customers.” Thus, the WSPP Schedule C agreement appears to allow interruptions for reasons other than reliability and, as a result, would not be eligible for designation as a network resource under the Dynegy or WPPI precedent. We find that the provision in the WSPP Schedule C agreement allowing for interruption of generation service in order to serve native load would need to be revised to explicitly prohibit interruptions for reasons other than reliability of service to native load in order for that provision to meet the requirements established under Dynegy and WPPI.

1461. Maintaining the standard for eligibility established in Dynegy and WPPI will further the Commission’s goals of preventing undue discrimination, promoting comparable treatment of customers, and increasing the accuracy of ATC calculations. However, we acknowledge that some may currently be relying on the WSPP Schedule C agreement in designating network resources and that there may be disruption if we were to invalidate the designations of the existing WSPP Schedule C resources. Thus, we exercise our discretion not to invalidate existing designations of the WSPP Schedule C agreements as a result of noncompliance with this particular requirement until the earlier of the following: (1) the expiration of the current term of a power purchase agreement or

(2) redesignation of a previously designated WSPP Schedule C resource following a period of temporary or indefinite termination pursuant to sections 30.2 and 30.3 of the pro forma OATT. Alternatively, parties may voluntarily reform the offending contract terms in order to preserve their eligibility for network service.

(2) Off-System Resources

Comments

1462. Many commenters request clarification or reconsideration of the information that is required to be specified in section 29.2(v) of the pro forma OATT in order to designate a seller's choice contract or system sale as a network resource. Northwest Parties agree with the proposal in the NOPR that system sales may be designated by providing the control area from which the sale is made, transmission arrangements, and delivery points to the transmission provider's transmission system.⁸⁷⁰ For system sales, Northwest Parties argue that unit-specific information is not needed because such sales are, by definition, from a variety of resources and, in any event, the resource-specific information is typically not available to the purchaser. This is particularly true, they argue, for sales from large hydroelectric systems, which are operated as one interconnected unit. For purchase contracts, they argue that unit-specific information is not needed because it is provided in the generation interconnection agreement to the

⁸⁷⁰ Northwest Parties request similar clarification for designation of purchase contracts from one or more specified, individual resources.

b. Documentation for Network Resources

NOPR Proposal

1507. In the NOPR, the Commission noted that transmission providers are responsible for verifying that the network customer has provided all the information required in section 29.2, but that transmission providers are not responsible for verifying that the generating units and power purchase agreements network customers designate as network resources satisfy the requirements in sections 30.1 and 30.7 of the pro forma OATT. However, the Commission also explained that the transmission provider continues to have the responsibility to verify that third-party transmission arrangements to deliver the purchase to the transmission provider's system are firm.

1508. The Commission proposed to require the transmission provider's merchant function as well as network customers to include a statement with each application for network service or to designate a new network resource that attests that, for each network resource identified in the application for service, (1) the transmission customer owns or has committed to purchase the designated network resource, and (2) the designated network resource comports with the requirements for designated network resources.

1509. If the network customer does not include an attestation when it confirms its request, the Commission proposed that the transmission provider will notify the network customer within 15 days of confirmation that its request is deficient and that, wherever possible, the transmission provider will attempt to remedy deficiencies in the request through informal communications with the network customer. If such efforts are

unsuccessful, the Commission further proposed that the status of the request on OASIS will be changed to “retracted” and the network customer’s request will be terminated without prejudice to the network customer submitting a new request that includes the required attestation, after which the network customer will be assigned a new priority consistent with the date of the new request.

1510. In the event that the transmission provider or any network customer designates a network resource that it does not own or has not committed to purchase, or that does not otherwise comport with the requirements for designated network resources, the Commission proposed that it will deem the network customer to be in violation of the pro forma OATT and will consider assessing civil penalties on a case-by-case basis consistent with the Commission’s Policy Statement on Enforcement. The Commission encouraged the transmission provider and other market participants to use the Commission’s Enforcement Hotline to report instances when they believe a network customer has designated as a network resource a resource that does not meet the criteria for network resources.

Comments

1511. Several commenters support the overall proposed changes involving attestation requirements, claiming the proposal should help to eliminate abuse, including the practice of some utilities denying transmission requests in order to accommodate its merchant

function's plans to engage in future short-term purchases to serve native load.⁸⁷⁸ Entegra explicitly supports the Commission's proposal to treat failures to comply as violations of the pro forma OATT subject to enforcement. Pinnacle notes that customers should make such attestations in good faith, such that an inadvertent error or omission would not automatically result in recourse to a legal remedy if it can be corrected without adverse impacts.

1512. Dynegy argues in its reply comments that transmission customers who knowingly provide false or inaccurate information in their network resource designations not only jeopardize reliability, but are essentially engaging in theft. Dynegy argues that such parties should be subject to the sanctions and penalties under the Market Behavior Rule,⁸⁷⁹ including revocation of the violator's market-based rate authority. APPA and TAPS argue that the new attestation requirements should be consistently applied to all network customers, including the transmission provider's merchant function and affiliates.

1513. Several commenters support the Commission's determination that transmission providers are not required to independently verify the accuracy of an application for

⁸⁷⁸ E.g., Ameren, Entegra, Pinnacle, Public Power Council, and Southern.

⁸⁷⁹ See Investigation of Terms and Conditions of Public Utility Market-Based Rate Authorizations, 105 FERC ¶ 61,218 (2003).

network service.⁸⁸⁰ Some commenters request that the Commission clarify that transmission providers or transmission owners can voluntarily seek information which verifies that contractual terms meet the requirements in section 30.1 and 30.7 of the pro forma OATT.⁸⁸¹ In its reply comments, Duke argues that, without the ability to request the contracts supporting the compliance with the requirement that the designated network resources are firm enough, the Commission may have not authority to require that the network customer support its designation in situations where the network customer is nonjurisdictional.

1514. Pinnacle disagrees with the NOPR proposal that transmission providers should continue to be responsible for verifying the firmness of the network customers' transmission arrangements on other systems. Instead, Pinnacle contends that the transmission customer should have the obligation to ensure that their transmission arrangements meet the requirements needed to ensure that their resources qualify as designated network resources. In its reply comments, Detroit Edison also requests that the Commission require proof that network customers have obtained the requisite transmission service on external systems.

⁸⁸⁰ E.g., Ameren, EEI, Suez Energy NA, Nevada Companies, and Utah Municipals.

⁸⁸¹ E.g., Ameren, Duke Reply, Entergy, and Pinnacle.

1515. Dynegy, in its reply comments, requests that network resource information and validity of designation be verified not only by the designating customer, but also by the seller or owner of the generation, in order to help ensure that all network resources are in fact backed by capacity. Entegra similarly suggests that the Commission require that entities designating network resources make periodic OASIS postings that will permit verification that the entity designating a generating facility as a network resource actually has rights to power from that facility.

1516. EEI and Entergy allege that the Commission's NOPR attestation proposal may have unintended consequences. Some commenters contend that the gap between the Commission's interpretation of the qualifications of network resources and current procurement practices creates a significant possibility that, if the Commission enforces its policies, it could cause substantial disruptions of service to network and native loads, reduce supply options, or expose network customers and transmission providers to increased liability.⁸⁸² EEI asserts that this is because a significant number of network customers and transmission providers are serving their network loads and native loads using resources, particularly power purchase contracts, that may not meet the Commission's requirement for designation as network resources. Some commenters request that the Commission engage in a comprehensive review of power purchase

⁸⁸² E.g., EEI, TDU Systems, Indianapolis Power Reply, and South Carolina E&G Reply.

practices before implementing its proposed attestation requirement, and apply any change in policies only to power purchases entered into after the effective date of the Final Rule and after the industry has had time to develop new products that meet the Commission's requirements.⁸⁸³

1517. Entegra replies that the expressed concern about the attestation requirement by EEI is puzzling and troubling, because the NOPR did not propose to change the current requirements of the pro forma OATT regarding the qualification of network resources. Entegra argues that the widespread non-compliance alleged by EEI makes adoption of an attestation requirement more important and that EEI's allegations may, at most, suggest that the Commission consider some sort of amnesty for network customers and transmission providers willing to self-report and commit to full compliance with the network resource rules going forward.

1518. To ensure that network customers can submit requests for new network service without a final, executed contract, Entergy requests that an attestation to designate a new network resource should not be required until the service request is confirmed. If the request is pre-confirmed, Entergy suggests that the attestation should be provided at the time the request is submitted.

1519. SPP requests that the Commission not require it to police the additional restrictions on the designation of network resources proposed in the NOPR. SPP states

⁸⁸³ E.g., EEI and Indianapolis Power Reply.

that it has neither the data nor the personnel necessary to perform this function and that the Commission should rely on network customer verification, subject to Commission audits. TranServ suggests that the exact nature of how the customer would make the newly required attestation, as well as the treatment of OASIS requests failing to provide the required attestation, should be determined in the NAESB forum at the time when the technical requirements for processing network service requests on OASIS are established.

1520. Several commenters request that the Commission amend section 30.2 of the pro forma OATT to require network customers that designate network resources in an external control area also provide a certification from that control area's administrator that the resource being designated is not counted as a designated resource for another load on or off of the system.⁸⁸⁴ TDU Systems disagree, arguing on reply that the Commission should not require these types of certifications. TDU Systems recommend, in the alternative, that LSEs on multiple systems should not have to undesignate network resources to serve off-system load, which would eliminate the need for such control area certification for such transactions. TDU Systems also argues that, in the absence of any evidence of abuse, the Commission should not further complicate a process that most market participants would agree is already overly complicated and burdensome.

⁸⁸⁴ E.g., MISO, Indianapolis Power Reply, and Detroit Edison Reply.

Commission Determination

1521. The Commission adopts the NOPR proposal that transmission providers continue to be responsible for verifying that third-party transmission arrangements to deliver the purchase to the transmission provider's system are firm, but that transmission providers are not responsible for verifying that the generating units and power purchase agreements network customers designate as network resources satisfy the requirements in sections 30.1 and 30.7 of the pro forma OATT. We also adopt the proposal to require both the transmission provider's merchant function and network customers to include a statement with each application for network service or to designate a new network resource that attests, for each network resource identified, that (1) the transmission customer owns or has committed to purchase the designated network resource and (2) the designated network resource comports with the requirements for designated network resources. The network customer should include this attestation in the customer's comment section of the request when it confirms the request on OASIS.

1522. If the network customer does not include the attestation when it confirms the request, the transmission provider must notify the network customer within 15 days of confirmation that its request is deficient, in accordance with the procedures in section 29.2 of the pro forma OATT. Whenever possible, the transmission provider shall attempt to remedy deficiencies in the request through informal communications with the network customer. If such efforts are unsuccessful, the transmission provider shall terminate the network customer's request and change the status of the request on OASIS to "retracted."

This termination shall be without prejudice to the network customer submitting a new request that includes the required attestation. The network customer shall be assigned a new priority consistent with the date of the new request.

1523. In the event that the transmission provider or any other network customer designates a network resource that it does not own or has not committed to purchase or that does not comport with the requirements for designated network resources, we will deem the network customer to be in violation of the pro forma OATT and will consider assessing civil penalties on a case-by-case basis, consistent with the Commission's Policy Statement on Enforcement.⁸⁸⁵ We encourage the transmission provider and other market participants to use the Commission's Enforcement Hotline to report instances where they believe a network resource has been designated that does not meet the Commission's requirements.

1524. In response to Pinnacle's request that an inadvertent error or omission should not automatically result in a penalty if it can be corrected without adverse impacts, we reiterate the policy established in the Commission's Policy Statement on Enforcement that enforcement actions will not be imposed "automatically." Enforcement actions are instead considered on a case-by-case basis after consideration of a number of factors which may result in penalties being reduced or eliminated.⁸⁸⁶ Among the many factors to

⁸⁸⁵ See supra note 75.

⁸⁸⁶ Policy Statement on Enforcement at P 13.

be considered pursuant to the Policy Statement on Enforcement is whether the violation is willful.⁸⁸⁷ At the same time, consideration is provided for other factors that may weigh for assessing civil penalties, even in circumstances of inadvertent violations. For instance, the Commission considers whether the violator has a history of violations and whether the actions were recklessly or deliberately indifferent to the results.⁸⁸⁸ While enforcement actions will not be automatic, and the inadvertence of a violation would be a consideration when determining what, if any, penalty to impose, there may be some instances where inadvertent violations would be found, after consideration as established in the Policy Statement on Enforcement, to warrant a penalty.

1525. Dynegy also requests that transmission customers who knowingly provide false or inaccurate information in their network resource designations be subject to the sanctions and penalties under the Market Behavior Rules,⁸⁸⁹ including revocation of the violator's market-based rate authority. We reiterate that violations will be dealt with on a case-by-case basis in accordance with the Policy Statement on Enforcement.

1526. We reject requests to allow the transmission provider to voluntarily seek information which verifies that contractual terms meet the requirements in sections 30.1

⁸⁸⁷ Id. at P 20.

⁸⁸⁸ Id.

⁸⁸⁹ Investigation of Terms and Conditions of Public Utility Market-Based Rate Authorizations, 105 FERC ¶ 61,218 (2003).

and 30.7 of the pro forma OATT. Allowing transmission providers to verify terms and conditions of power purchase agreements would put transmission providers in the position of interpreting contracts and accepting or rejecting designations based on their interpretations. We believe such authority is unnecessary in light of the new attestation requirements and that instances of non-compliance are better handled by the Commission's enforcement staff in the context of audits and Enforcement Hotline reports. This applies equally to jurisdictional and nonjurisdictional customers. Every transmission customer must satisfy the requirements of the transmission provider's OATT in order to take service. The Commission thus has authority to require that all network customers support their designations.

1527. We disagree with Pinnacle's argument that transmission providers should not be responsible for verifying the firmness of the network customer's transmission arrangements on other systems. We find that having transmission providers verify firmness of such transmission arrangements provides a significant benefit to the system and is not unduly burdensome. The confirmation or lack thereof of service on the third-party's system should be readily available on OASIS. If firm third-party service is not confirmed in OASIS, the transmission provider should attempt to remedy any information deficiency in the request through informal communications with the network customer. If such efforts are unsuccessful, the transmission provider should find the request to designate the network resource deficient. Because this information is available

on OASIS, we disagree with Detroit Edison's request that the Commission require proof that customers have obtained requisite transmission service on external systems.

1528. We also disagree with SPP's argument that it should not be required to police the additional restrictions on the designation of network resources, since it has neither the data nor the personnel necessary to perform this function. The only "additional" restrictions that the transmission provider is called upon to police is that network customers submit the appropriate attestations when requesting designation of a network resource, which places a particularly small burden on the transmission provider. We also do not expect the requirement that transmission providers verify the firmness of the network customer's transmission arrangements on other transmission systems to require any additional data or personnel.

1529. We reject Dynegy's request that the validity of network resource designations be verified not only by the designating customer, but also by the seller or owner of the generation, in order to help ensure that all network resources are in fact backed by capacity. Similarly, we deny Entegra's request that the customer be required to make additional, periodic OASIS postings to demonstrate that it has rights to the power from a designated resource. We find that such additional verifications are unnecessary in light of the new attestation requirements.

1530. With regard to arguments that requiring an attestation may disrupt service, the alleged confusion over the Commission's requirements for designation of network resources seems primarily concerned with whether the EEI Firm LD Product and similar

products were eligible to be designated as network resources and whether certain resources can be designated both to serve native load and other network customers. As we have addressed both of these questions above, we believe that many of the concerns about the attestation requirement are resolved. Commenters have not supported claims that the attestation requirement will be either burdensome or that the requirement will require substantial time to comply. As noted above, the minimal additional network resource designation requirements impose in this Final Rule beyond the existing requirements are not expected to be unduly burdensome. While exceptions may be appropriate in cases of legitimate emergencies, we disagree with the implication that a customer should be granted general flexibility to designate a network resource that otherwise may not be eligible.

1531. In response to Entergy's request, we agree that attestations will not be required to be submitted until the service request is confirmed. However, if the request is pre-confirmed, we agree that the attestation must be provided at the time the request is submitted.

1532. In response to TranServ's request that the exact nature of how the customer would make an attestation should be determined in the NAESB forum, we note that the contents and the specific information that is required to be provided with the attestation are specified in the pro forma OATT, and we are requiring that the attestation be submitted through OASIS with each request to designate a new network resource. The appropriate subject for transmission providers to coordinate with NAESB to resolve is limited to the

appropriate formatting of such information to be provided in OASIS. In response to TranServ's request that NAESB should also determine the treatment of OASIS requests where the customer fails to provide the necessary attestation, we point out that we have already directed that such requests are to be found deficient by the transmission provider and treated in accordance with the procedures in section 29.2 of the pro forma OATT.

1533. We reject requests to require network customers designating network resources in an external control area to provide certification from that control area's administrator that the resource being designated is not counted as a designated resource for another load on or off the system. We find that, in absence of any evidence that the Commission's new attestation requirements will be insufficient, this requested verification appears unnecessary.

c. Undesignation of Network Resources

1534. Section 28.2 of the pro forma OATT requires the transmission provider, on behalf of its native load customers, to designate resources and loads in the same manner as any network customer under Part III of the pro forma OATT (Network Integration Transmission Service). The information provided by the transmission provider must be consistent with the information it uses to calculate ATC. Section 30.3 of the pro forma OATT previously allowed the network customer to terminate the designation of all or part of a generating resource as a network resource at any time, but stated that the network customer should provide notification to the transmission provider as soon as reasonably practicable.

1535. In Order No. 888-B, the Commission clarified that the pro forma OATT allows network customers to designate network resources over shorter time periods. The Commission indicated that a network customer that seeks to engage in firm sales from its currently designated network resources may terminate the generating resource (or a portion of it) as a network resource pursuant to section 30.3 of the pro forma OATT and request that, as set forth in section 29 of the pro forma OATT, the same generation resource be designated as a network resource effective with the end of its power sale.⁸⁹⁰

NOPR Proposal

1536. In the NOPR the Commission proposed to continue to allow network customers to “undesignate”⁸⁹¹ a portion of their network resources on a short-term basis to make off-system sales. The Commission reiterated that a network customer may redesignate the resource by making a request to designate a new network resource. Additionally, the Commission reiterated that the transmission provider and all network customers must designate their network resources and are prohibited from making firm third-party sales from designated network resources. The Commission stated that, to the extent the transmission provider or a network customer wants to make a firm sale from a network resource, it must undesignate the resource pursuant to section 30.3 of the pro forma

⁸⁹⁰ Order No. 888-B at 62,093.

⁸⁹¹ The general term “undesignation” refers to both temporary terminations and indefinite terminations of network resource status, as discussed below.

OATT. The network customer, including the transmission provider itself, could request to redesignate the resource by making a request to designate a new network resource pursuant to section 30.2 of the pro forma OATT.

1537. The Commission also sought comment on the amount of time prior to operation that the transmission provider and other network customers should be required to terminate a network resource to ensure that the appropriate set of network resources are included in the ATC calculation.

(1) Overview

Comments

1538. Most commenters appear to support the Commission's proposal to continue to allow network customers to undesignate a portion of their network resources on a short-term basis to make off-system sales. However, many commenters request clarification that a temporary undesignation will not cause them to forfeit their rights to transmission priority or ATC for any other time period. Several commenters also request that formal undesignations not be required or that the process not be burdensome. A wide range of comments were received in response to the Commission's request for comments on the amount of time prior to operation that the transmission provider and other network customers should be required to terminate a network resource to ensure that the appropriate set of network resources are included in the ATC calculation.

1559. We disagree with EEI's argument that requiring a minimum lead-time will result in treating network and native load customers less favorably than point-to-point customers. In particular, EEI is incorrect in its statement that the OATT does not impose any minimum lead times on firm redirects of point-to-point transmission service or reassignments of transmission service. Firm point-to-point customers are also subject to deadlines for scheduling redirects pursuant to section 22.2 of the pro forma OATT. Furthermore, we find that EEI has provided no compelling evidence to support its argument that the adverse impacts on the market for firm energy with short lead times justifies having no minimum lead time.

(4) General

Comments

1560. Several commenters argue that the Commission should not require network customers or the transmission provider to make formal modifications to their designations of network resources when they make firm sales to third parties from those resources.⁸⁹⁶ EEI and Southern argue that the practice of most network customers and transmission providers in the ten years since the Commission issued Order No. 888 has been that a network resource is undesignated for any period for which the customer requests firm point-to-point transmission service from the generator or a third party. This practice, EEI argues, has not resulted in any adverse impacts on reliability or on the

⁸⁹⁶ E.g., EEI, NRECA Reply, PNM-TNMP, and Southern.

availability of transmission service and that, to the contrary, selling energy from network resources on a firm basis instead of a non-firm basis frees up firm transmission capacity that otherwise would have to be reserved for the network customer. EEI and NRECA contend that requiring formal undesignations is substantially more cumbersome for network customers and transmission providers making off-system sales.

1561. Progress Energy and TranServ argue that network customers should not have to go through the process of redesignating a network resource as new when the network customer once again needs to use this resource to serve network load. TranServ argues that such a transaction is exactly analogous to a redirect of firm point-to-point service on a firm basis and requests clarification of whether the provider should evaluate a request to undesignate a network resource concomitantly with the assessment of that same customer's point-to-point request, as is done with redirects on a firm basis.

1562. NRECA states that the undesignation requirement is too burdensome and, therefore, the Commission should adopt a comparability requirement that would allow network customers to utilize the practice that many public utility transmission providers use today: i.e., use designated resources for firm off-system transactions or third party uses without having to go through the designation, undesignation and redesignation process. NRECA argues that existing scheduling procedures have allowed transmission providers to deliver power from their designated network resources for off-system merchant purposes reliably and should perform equally well for network customers, provided they still pay a point-to-point charge for the "outbound" leg of a delivery to a

neighboring network to serve the customer's network load on the neighboring network.

NRECA argues in its reply comments that, whatever the Commission decides to do, comparability is the most important principle when considering the undesignation policy and that "grandfathering" agreements which would allow transmission providers to essentially get around this requirement would allow undue discrimination to continue.

EEI disagrees in its reply comments with NRECA's assertion that transmission providers currently have an advantage over network customers, arguing that the same standards apply to the transmission provider's merchant function and network customers when they seek to make off-system sales from network resources.

1563. PNM-TNMP contends that the Commission has held that formal undesignation and redesignation are not required, so long as the transmission provider treats its own resources and the network resources of network customers comparably. PNM-TNMP and Pinnacle further argue that to require formal undesignation and redesignation would appear to do nothing more than impose an extra layer of administration to the management of network resources, making power sales more difficult and potentially reducing financial benefits to end use customers. Bonneville argues that the Commission's proposals regarding the use of network resources for surplus sales are likely to raise the cost to consumers.

1564. Duke requests that the Commission clarify that any product that is not "designatable" as a network resource by a buyer may be sold by a seller that happens to be a network customer, without having to undesignate any network resources.

1565. Suez Energy NA requests that the Commission ensure that a utility cannot use redesignation to hoard transmission capacity in order to deprive independent power producers of access to the grid. It contends that a utility could consistently hold transmission to serve generation that never runs for economic reasons and, the day before power flows, redesignate that transmission to accommodate a third-party purchase, effectively using its ability to redesignate network transmission capacity to hoard scarce ATC. In order to prevent potential abuse, Suez Energy NA agrees with the NOPR proposal to require transmission providers to use the same OASIS procedures to designate and terminate network status for themselves that they apply to network customers.

1566. If the Commission requires formal designations and undesignations, EEI asks the Commission to clarify whether it is changing its policy that it is not necessary to modify service agreements in such circumstances in order to avoid requiring transmission providers to make numerous filings amending service agreements.⁸⁹⁷ If formal undesignations are required, EEI argues on reply that each transmission provider would be required to submit a revised application for network service under section 29.2 of the pro forma OATT both at the time the resource was undesignedated and at the time that

⁸⁹⁷ See Virginia Electric and Power Co., 81 FERC ¶ 61,125 at 61,111-12 (1997), reh'g denied, 82 FERC ¶ 61,034 (1998).

resource was redesignated. EEI also argues that formal undesignation would require the execution and filing of revised network service agreements reflecting the changes.

1567. South Carolina E&G argues in its reply comments that off-system sales of firm power are typically in the form of a slice-of-system sale. South Carolina E&G requests that the Commission provide guidance for how to treat such a sale of power, suggesting that the transmission provider be permitted to undesignate a slice of a system sufficient to support the firm power sale and then, at the conclusion of the sale, redesignate that slice of the system as a network resource.

1568. While generally supporting the Commission's proposal to continue to allow network customers and the transmission provider, with respect to its native load, to undesignate network resources to allow them to make sales to third parties, some commenters seek certain changes, consideration, or clarification by the Commission.⁸⁹⁸

EEI, joined by TDU Systems on reply, argue that the Commission should modify its statement that network customers should be permitted to undesignate network resources "on a short-term basis to make off system sales." They argue that nothing in Order No. 888, the Commission's decisions, or the public interest requires that network resources be undesignated only for short-term sales. They further argue that such sales need not be "off-system." Progress Energy argues that the Commission should only allow transmission customers to undesignate network resources to make firm off-system sales

⁸⁹⁸ E.g., EEI, Pinnacle, and Progress Energy.

for a term which the transmission customer has adequate generation reserves to serve its network load. In its view, the transmission provider also must have the authority to deny the designation or undesignation of the network resources if the transmission provider determines that it needs the network resources to preserve the reliability of its transmission system or to ensure that there is sufficient transmission capability to support the requested changes. NRECA disagrees on reply, arguing that granting transmission providers the authority to deny undesignation requests would give them too much discretion and the perfect opportunity to discriminate.

1569. Progress Energy agrees with the Commission that network service involves the entire transmission provider's system and does not involve a contract path like point-to-point service. It also agrees that the delivery of a network resource once inside the system does not need to be redirected. Progress Energy notes that peaking resources have low capacity factors and, therefore, their transmission reservations are frequently underutilized. They request that network customers be given the ability to optimize their transmission purchases by bringing energy into the host transmission provider's system from other designated network resources in times when they are not using their peaking designated resources.

1570. MDEA, Progress Energy, and Entergy request that, for reliability and economic reasons, network customers be given the flexibility to substitute new designated network resources without abandoning the original transmission queue position of an existing

designated network resource.⁸⁹⁹ If the Commission does not change its proposal in order to provide network customers with this flexibility, Progress Energy contends that point-to-point service will be a superior service to network service.

1571. Entergy states that it is important for the Commission to recognize that the undesignation of network resources can be used by network customers as a means of allowing merchant generators the opportunity to displace existing resources in serving network and native load. It argues that the Commission should be wary of limiting the ability of a network customer to undesignate network resources, as any such restriction will have broader implications than just the ability of network customers, including the transmission provider's wholesale merchant function, to sell that resource off-system with point-to-point service.

1572. Entergy also requests that the Commission clarify that, while network customers cannot redirect network service, nothing in this prohibition prevents transmission providers from studying requests to designate new network resources as displacements of existing network resources. It argues that preventing network customers from using automated study functions would significantly hinder the ability of these customers to substitute their existing long-term resources with short-term purchases of energy and capacity from merchant generators when it is economical to do so.

⁸⁹⁹ In its reply comments, MDEA requests that any such flexibility afforded to transmission providers also be available to network customers on a non-discriminatory basis.

1573. TDU Systems argue that network customers (and transmission providers to the extent they serve native load on other systems) should be able to schedule output on a firm basis from network resources on one system to serve their network loads on neighboring systems without having to designate and redesignate network resources among the various transmission providers' control areas. TDU Systems state this would permit LSEs that serve across multiple systems to come closer to replicating the economic dispatch of control area operators, significantly reducing the cost of discharging their service obligations to the customers they serve.

1574. Xcel opposes requiring a transmission customer to undesignate a network resource even in a situation where the resource is used only transiently to provide off-system sales, arguing that such policy would have significant adverse consequences for customers across the country. It points out that it is native load customers that frequently benefit from purchase of economy energy and that, if an undesignation was required to deliver economy energy, most such transactions likely would not occur. Xcel also argues the NOPR concepts relating to designation of network resources and justification of economy energy purchases are irrelevant in the context of an RTO where energy is procured and dispatched throughout the RTO on a security constrained economic basis.

1575. EEI, joined by TDU Systems on reply, requests that the Commission clarify that any changes to the procedures for designating and undesignating network resources apply only to designations made after the Final Rule becomes effective, in order to avoid substantial adverse impacts on the reliability of service to network and native loads.

Duke and Pinnacle request that the Commission require NAESB to develop standards that address undesignation and redesignation and allow sufficient time for the NAESB process and for OASIS tools to be developed and approved, prior to the implementation of a new policy. TranServ asks that the undesignation of network resources be supported on OASIS.

Commission Determination

1576. We disagree with commenters arguing that formal undesignations and/or redesignations of resources used to make firm third-party sales should not be required. The undesignation and redesignation requirements exists not only to promote reliability, but also to prevent undue discrimination, promote comparable treatment of customers, and increase the accuracy of ATC calculations. We find that the interest in advancing these policy goals overrides the minimal burden and cost that submitting undesignations and/or redesignations entails. We disagree with Xcel's argument that most economy energy purchases that benefit its native load customers likely will not take place if undesignation of network resources is required prior to firm, third-party sales. First, the requirement to undesignate network resources only applies to firm sales, while typical non-firm economy energy transactions would not require undesignation. Second, undesignating a network resource is not unduly burdensome, consisting only of electronically submitting several items of information, as described above. Therefore, we do not believe that a transaction prevented purely as a result of the requirement to

undesignate network resources would have provided any significant economic value had it taken place.

1577. We find that requests to allow “informal undesignations” appear to be simply requests to not require undesignations at all. Since the salient feature of requiring an undesignation is that the proper account is taken of the effects on ATC, informal undesignations, which do not take proper account of the fact that a resource is no longer a designated network resource, appear to serve no purpose.

1578. With regard to PNM-TNMP’s argument that the Commission has held that formal undesignation and redesignation are not required, so long as the transmission provider treats its own resources and the network customer’s resources comparably, we believe PNM-TNMP misunderstands our policies. We note that PNM-TNMP provides no citation to Commission precedent to support its statement.

1579. Duke requests clarification as to whether a network customer must undesignate a network resource in order to make a third-party sale from that resource if the third-party sale would not itself qualify to be designated as a network resource. We reiterate the existing requirement that designated network resources must not be committed for sale to non-designated third-party load or include resources that otherwise cannot be called upon to meet the network customer's network load on a noninterruptible basis. We find that a resource is “committed for sale to a non-designated third party load” if a power purchase agreement for the sale from that resource provides for penalties if service to the third party is interrupted in order to serve the designated network load.

1580. In response to comments by EEI, NRECA, and Suez Energy NA, we reiterate that all parties, including transmission providers serving their native loads, are subject to these requirements for designation and undesignation of network resources. Section 28.2 of the pro forma OATT clearly provides that transmission providers are required to designate resources and loads in the same manner as any network customer. We encourage parties suspecting that transmission providers or other network customers are not conforming to the requirements for designating or undesignating network resources to report their concerns using the Commission's Enforcement Hotline.

1581. EEI has requested clarification of whether the Commission is changing its policy that transmission providers do not need to modify network service agreements when network resources are undesignedated and redesignated. We have not proposed and do not intend to begin requiring that network customers file modified service agreements when network resources are designated or undesignedated. As we explained in Dayton Power and Light Co.,⁹⁰⁰ "changes in network resources may require the customer to file a request under OASIS, but a change to the information recorded initially in the network service agreement is not a requirement." EEI also argues that, if formal undesignations are required, then each transmission provider would be required to submit a revised application for network service under section 29.2 of the pro forma OATT, both at the time the resource was undesignedated and the time that resource was redesignated. We

⁹⁰⁰ 93 FERC ¶ 61,331 at 62,128 (2000).

disagree. There is no requirement that a transmission provider submit a revised application for network service every time a resource is designated or undesignated.

1582. In response to a request by South Carolina E&G, we clarify that firm third-party sales may be made from an undesignated portion of a network customer's network resources (i.e., a "slice-of-system sale"), so long as all of the applicable requirements are met. In particular, the network customer must submit undesignations for each portion of each resource supporting the third-party sale. If the undesignation is temporary, then the request must be accompanied by a request to redesignate the resource(s) on a specific date. When the undesignation takes effect, the network customer must update the capacities specified in its list of designated network resources posted on OASIS.

1583. We agree with EEI and TDU Systems' comments that there should be no minimum term for undesignations. We also agree with EEI and TDU Systems' arguments that network customers should not be restricted to temporarily undesignating network resources only for use in off-system sales, and clarify that network customers are not so restricted.

1584. We agree with Progress Energy that network customers should only make firm third-party sales when they have sufficient generation reserves to serve their loads.

However, the purpose of the pro forma OATT is to provide nondiscriminatory transmission access, not to enforce generation adequacy requirements.

1585. With regard to Progress Energy's request for flexibility to evaluate potential impacts to the transmission system related to the undesignation and redesignation of

network resources, we find that situations where undesignations cannot be accommodated due to transmission constraints should be extremely rare, such as highly-extraordinary counterflow situations. In such rare situations, the transmission provider should attempt to remedy the situation without denying the undesignation. If it is determined that the resource cannot be undesignated without jeopardizing reliability, then the transmission provider may deny the request for undesignation.

1586. We share NRECA's concern that allowing transmission providers to deny undesignations for reliability reasons could give a direct market competitor a significant opportunity to discriminate, but must weigh this concern against our significant interest in preserving reliability. We point out that transmission providers denying requests for service or changes to service because of reliability concerns must post a description of such denials in accordance with section 37.6(e)(2) of the Commission's regulations.⁹⁰¹ Again, we encourage any parties with concerns about denials of service or changes to service by a transmission provider for reasons of reliability to report their concerns to the Commission's Enforcement Hotline.

1587. We deny requests by MDEA, Progress Energy, and Entergy that network customers be given the flexibility to substitute new designated network resources without abandoning the original transmission queue position of an existing designated network resource. These parties seem to be requesting that a network customer be allowed to be

⁹⁰¹ 18 CFR 37.6(e)(2).

“first in line” to use the ATC freed up by an undesignation of a network resource, as long as the network customer uses that ATC to designate an alternate resource. We disagree. Granting this request would, without any apparent justification, put point-to-point customers seeking ATC freed up by an undesignation at a disadvantage. We also disagree that, if the Commission does not allow network customers this flexibility, point-to-point service will be a superior service to network service. Progress Energy seems to be arguing that the point-to-point customer’s ability to engage in a redirect affords that customer more flexibility than the network customer. We point out that redirects of point-to-point service on a firm basis are only on an “as-available” basis. Firm point-to-point customers cannot redirect unless ATC is available to support such a redirect after all higher-priority requests have been accommodated.

1588. Entergy has requested clarification that, while network customers cannot redirect network service, nothing in this prohibition prevents transmission providers from studying requests to designate new network resources as displacements of existing network resources. Although Entergy’s request is unclear, we reiterate that redirects are not allowed within the context of network service and that network customers are not “first in line” to use ATC freed up by their undesignation of another network resource. Such requests must be processed taking proper account of all competing transmission service requests of higher priority.

1589. We disagree with TDU System’s argument that network customers should be able to schedule output on a firm basis from network resources on one system to serve their

network loads on neighboring systems without having to designate and redesignate network resources among the various transmission providers' control areas. Allowing network customers to not formally undesignate and redesignate network resources, even only when using those resources to serve their network loads on neighboring systems, will necessarily result in inaccurate evaluations of ATC. We reiterate that the burden associated with undesignating and redesignating the resources is particularly light and find that requiring network customers to make temporary undesignations when making third-party firm sales is thus justified in light of the ATC-related benefits.

1590. Xcel argues that the concepts relating to designation of network resources are irrelevant in the context of an RTO where energy is procured and dispatched throughout the RTO on a security constrained economic basis. We agree that Day 2 RTOs do not use the physical rights model contemplated under the pro forma OATT and, hence, not all the provisions discussed here are directly applicable to Day 2 markets. However, as we explain in section IV.C.2, RTOs and ISOs must make the necessary filings to comply with the Final Rule, or demonstrate that their existing tariff provisions are consistent with or superior to the terms of the revised pro forma OATT.

1591. We agree with parties arguing that network customers should not be required to use the new NAESB processes and OASIS tools to be developed in response to this section until such time as the NAESB standards and OASIS functionality have been developed and implemented. However, once the new standards and functionality are in place, network customers must use these new procedures to undesignate (whether

temporarily or as part of an indefinite termination) any network resources, regardless of the date that those resources were originally designated.

7. Clarifications Related to Network Service

a. Secondary Network Service

1592. Section 28.4 of the existing pro forma OATT allows a network customer to deliver energy to its network load from non-designated network resources on an as-available basis without additional charge, referred to as secondary network service. In Order No. 888, the Commission described such energy as non-firm economy energy purchases used to displace firm network resources.⁹⁰²

1593. The use of secondary network service to deliver purchased power when a network customer is making off-system sales has been raised in several Commission investigations and audits. In Idaho Power, the Commission accepted a settlement with Idaho Power related to Idaho Power's incorrect use of the native load priority to access its transmission system.⁹⁰³ In Idaho Power, the utility's wholesale merchant function purchased power outside of Idaho Power's control area to facilitate an off-system sale and used secondary network service to bring the purchases into Idaho Power's control area.⁹⁰⁴ In accepting the settlement, the Commission stated that "[i]t is axiomatic that the native

⁹⁰² Order No. 888 at 31,751.

⁹⁰³ Idaho Power Co., 103 FERC ¶ 61,182 at P 2 (2003) (Idaho Power).

⁹⁰⁴ Id. at P 4.

**ORDONNANCE N° 890-A
DE LA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION**

not see any harm resulting from a match that exceeds the exact terms of a competing request and therefore believe it would not be appropriate to preclude the ability of eligible customers to make such a request.

819. With regard to reassignments of capacity in the secondary market, we clarify that the associated right of first refusal under sections 13.2 and 14.2 of the pro forma OATT to match a competing transmission service request applies to the primary transmission service, not the reassignment of scheduling rights. Using TranServ's example, the reassignment of one day of a customer's weekly service would not cause the assignor or the assignee to match a competing three day request for service since the initial one week reservation already exceeded the competing request. The fact that one day of service has been reassigned does not alter the assignor's entitlement to use service for the remaining week reserved.

820. Finally, we grant rehearing to revise sections 13.2 and 14.2 of the pro forma OATT to clarify, as Bonneville requests, the terms and obligations of sections 13.2 and 14.2 of the pro forma OATT.

5. Designation of Network Resources

821. In Order No. 890, the Commission addressed certain issues with respect to the qualification, documentation and undesignation of resources by a network customer. A number of petitioners request rehearing and clarification of the Commission's rulings on these issues. We address each of these issues in turn.

order. We disagree that a network customer could satisfy the requirements of section 29.2(v) by identifying multiple control areas, such as all 33 control areas in the Western Interconnection, from which a particular transaction could be sourced.

867. In response to Barrick Goldstrike Mines, Morgan Stanley, and Southwestern Utilities, the Commission clarifies that the requirement in section 29.2(v) of the pro forma OATT to identify the transmission arrangements on external systems applies to the transmission leg from the resource being designated to the transmission provider's transmission system. If an off-system power purchase is sufficiently firm to satisfy the designation requirements, then the transmission provider need not be concerned with the upstream transmission leg(s) from the generator(s) to the point where the buyer takes title of the firm power. Because the contract itself is the resource being designated, and that contract is firm in nature, it is not necessary to demonstrate the firmness of the upstream transmission in order to designate the contract as a network resource.

(3) On-System Resources

868. In response to a commenter request, the Commission clarified in Order No. 890 that a customer may not designate as a network resource a seller's choice power purchase agreement that is sourced by generating units internal to the transmission provider's control area, since evaluating the effect on ATC would be problematic. The Commission stated that, if a customer wishes to have a choice of resources that are internal to the particular transmission provider's control area from which to dispatch power, it must designate each of the resources as network resources. The Commission did not

failed to expand its system to meet the needs of its network customers, pointing to TLR statistics to emphasize concerns regarding particular transmission providers. Hoosier contends that restricting seller's choice contracts to particular areas of the transmission provider's system would assume the existence of constraints on a system to such a degree that the long-held rights of network customers to designate their historical resources as network resources would be eliminated. Hoosier and TDU Systems believe that the Commission's policy should assume transmission providers have been planning and expanding their systems appropriately, putting the burden on the transmission provider whose system is so constrained that it cannot evaluate internal ATC to make a filing proposing changes to its OATT to accommodate their problems. Acceptance of the unconstrained transmission area proposal, they argue, would be inconsistent with the Commission's obligations under FPA sections 217. Hoosier and TDU Systems argue that the transmission provider should experience no more difficulty in calculating ATC for its network customers than it does to serve its own retail native load.

Commission Determination

885. In the NOPR, the Commission proposed to continue to allow resources from system purchases not linked to a specific generating unit to be designated as network resources.³²⁹ The Commission did not specifically address on-system system sales in Order No. 890, focusing instead on on-system seller's choice contracts.³³⁰ Thus, the

³²⁹ See NOPR at P 407.

³³⁰ See Order No. 890 at P 1483.

Commission's existing policies regarding the eligibility of on-system system sales for network resource status were not affected by the reforms adopted in Order No. 890.

886. Various concerns have nonetheless been expressed regarding the treatment of on-system system sales in requests for rehearing and clarification and at the technical conference held by Commission staff on July 30, 2007 and in subsequent comments.

TAPS and APPA, for example, question whether the revisions to section 29.2(v) of the pro forma OATT adopted in Order No. 890 were intended to alter the designation requirements for on-system system sales. Alabama Municipal and Wisconsin Electric argue that the Commission's concerns regarding the accuracy of ATC calculations are not relevant in the context of system sales. In order to respond to these concerns, and provide guidance to the industry, we clarify that Order No. 890 was not intended to change the requirements for designating on-system system sales as network resources under the pro forma OATT.³³¹

887. Prior to Order No. 890, section 29.2(v) of the pro forma OATT did not distinguish between the designation of on-system and off-system resources. In order to designate a network resource, the network customer was required to provide information regarding the unit size, the amount of capacity being designated, VAR capability, operating restrictions, approximate variable cost, and arrangements governing the third-party sales and deliveries. For off-system power purchases, information was also required regarding

³³¹ Slice-of-system sales are a type of system sale and, therefore, our discussion below regarding on-system system sales applies equally to on-system slice-of-system sales, as well as system sales from hydroelectric systems.

the source of supply, control area location, transmission arrangements, and delivery point(s) to the transmission provider's system. These various requirements were stated in a single series of bullets in section 29.2(v).

888. In Order No. 890, the Commission restructured section 29.2(v) to more clearly identify the information that must be provided for on-system resources and off-system resources, breaking apart the series of bullets into two separate lists. The basic requirements of designation remain the same, except that the tariff language more clearly specifies the information (*i.e.*, source of supply, control area location, transmission arrangements, and delivery point(s) to the system) that applies only to off-system resources. This was implicit in the prior tariff formulation, since the underlying information related to off-system transactions. The Commission sought to more explicitly state the information required under section 29.2(v) to facilitate compliance with the new obligation for customers to provide an attestation that the requirements for designation as a network resource have been met for the particular resource being designated.

889. These changes to the pro forma OATT therefore did not change the substantive requirements for designating network resources as they apply to on-system and off-system resources. For on-system resources, network customers must continue to provide the same information in their designation request: the unit size, the amount of capacity being designated, VAR capability, operating restrictions, approximate variable cost, and arrangements governing the third party sales and deliveries. We understand that it is common practice in the industry for transmission providers to consider the identification

of the source system for an on-system system sale sufficient to provide this information, since the transmission provider already has the necessary information for constituent generators on the system given that the units supporting the system sale have otherwise been designated for use by network or native load.³³² Nothing in Order No. 890 imposed new information requirements on transmission providers that previously deemed the requirements of section 29.2(v) fulfilled by the identification of the source system for an on-system system sale. Network customers may therefore continue to designate such resources as appropriate.

890. To the extent there are concerns regarding the effect of designating on-system system sales on ATC, we note that transmission providers have been directed to address the effect on ATC of designating and undesignating network resources as part of the ongoing NERC/NAESB standardization effort.³³³ Through that process, transmission providers will develop consistent methodologies for calculating the effect on ATC of designation resources, both on-system and off-system. Until the standardization process is complete, however, the Commission cannot know whether additional information is required in order to accurately model the designation of an on-system system sale. We will revisit the requirements of section 29.2(v) as necessary after the NERC/NAESB

³³² It may be the case that identification of another system within the transmission provider's control area, such as a fleet of merchant generators, would trigger the need for additional information under section 29.2(v). That type of transaction, however, does not appear to be of concern to petitioners and thus we do not address it here.

³³³ See Order No. 693 at P 1041.

ATC standardization effort is complete. Until such time as those requirements change, transmission providers should continue their existing practices regarding the designation of on-system system sales as network resources. Further clarification as requested by Duke is not necessary.

891. The Commission affirms the finding in Order No. 890 that on-system seller's choice contracts generally do not provide enough information to satisfy the requirements for designation as a network resource. For on-system resources, the location of the capacity is necessary for determining the effect of a proposed designation on transmission capacity, both for evaluating the acceptability of the resource itself, and for allowing future transmission service requests to be evaluated. We agree with Southern, however, that a contract that may not provide enough information provided to be designated as a network resource at one time may become eligible for designation as the information becomes available. For instance, if a day before scheduling the seller were to identify source generation for a seller's choice contract for the following day, and if the contract were to bind the seller to use the newly identified generation (at least for the period that it was identified), then the resource would be eligible to be designated for the period during which the source information is firm (provided the resource complied with all other relevant requirements). At that point, the agreement is effectively no longer a seller's choice contract for the specified period. If, on the other hand, the seller identifies only what it intends to source the power with, but no contractual mechanism prevents the seller from sourcing the power from an alternative source prior to scheduling, then the

resource would remain a seller's choice contract and would not be eligible for network resource status.

892. We disagree with Kansas Power Pool's argument that, because it is not the customer that has the flexibility to select the generation in a seller's choice contract, such contracts should be eligible for network resource status. It is the inability to evaluate or determine the proper transmission reservations for on-system seller's choice contracts that is concerning, and not the fact that it is the seller or the buyer who has the "choice" of how to dispatch the power.

893. With regard to the proposal to allow the designation of on-system seller's choice contracts within unconstrained transmission areas, we believe that our clarification above that Order No. 890 did not change the Order No. 888 requirements for designating on-system system sales will alleviate most of the concerns expressed by supporters of this proposal.

(4) Resource Information

894. In Order No. 890, the Commission affirmed the requirement that customers designating a network resource must provide a description of the resource (current and 10-year projection) including, among other things, approximate variable generating cost (\$/MWH) for redispatch computations and any operating restrictions.

Requests for Clarification and/or Rehearing

895. EEI requests clarification that the operating restrictions information required by section 29.2(v) of the pro forma OATT need not be provided for off-system system sales if that information is not contained in the relevant contracts. EEI also suggests that the

informal communications with the customer.³³⁵ Network customers have every incentive to cooperate in providing this information since, if the transmission provider is unable to confirm the firmness of these transmission arrangements, the request to designate the network resource is deficient. We agree with EEI and Southern, however, that transmission providers should have access to view other transmission providers' OASIS for this purpose. We therefore direct transmission providers to allow such access and to work through NAESB to modify business practices as necessary.³³⁶ We decline to waive the verification requirement in the interim since transmission providers are able to request this information directly from customers.

c. Undesignation of Network Resources

(1) Risk to ATC Rights

924. The Commission clarified in Order No. 890 that a request for termination of a network resource that is concurrently paired with a request to redesignate that resource at a specific point in time will not result in the network customer permanently forfeiting its rights to use that resource as a designated network resource. Any change in ATC that is determined by the transmission provider to have resulted from the temporary termination shall be posted on OASIS during this temporary period. A request that is not

³³⁵ See Order No. 890 at P 1527.

³³⁶ Transmission providers are free to use the NAESB standards development process to create automated OASIS functionality for verifying third-party transmission service at the time a designation request is submitted or any other processes to further minimize any burden associated with the verification requirement.

deadline for the period of termination” in section 30.3 of the pro forma OATT.³⁴³ The Commission stated that it will address the appropriate effective date for that tariff language, or any modification thereto, in a future order to be issued in this proceeding. The Commission therefore defers responding to the requests for rehearing and clarification on this subject pending further action in the forthcoming order.

(3) General

932. In response to commenter requests, the Commission addressed a number of other issues in Order No. 890 related to the undesignation of network resources. Among other things, the Commission denied a request that network customers be given the flexibility to substitute new designated network resources without abandoning the original transmission queue position of the existing designated network resource. The Commission explained that granting the request would, without any apparent justification, put point-to-point customers seeking ATC freed up by an undesignation at a disadvantage. Pending the implementation of new OASIS functionality to accept electronic requests to designate and undesignated network resources, the Commission stated that network customers could submit their requests by transmitting the required information to the transmission provider by telefax or providing the information by telephone over the transmission provider’s time recorded telephone line.

³⁴³ Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service, Notice Granting Extension of Effective Date, 120 FERC ¶ 61,222 (2007).

933. The Commission clarified that a network customer may only enter into a third-party power sale from a designated network resource if the third-party power purchase agreement allows the seller to interrupt power sales to the third party in order to serve the designated network load. The Commission stated that such interruptions must be permitted without penalty, to avoid imposing financial incentives that compete with the network resource's obligation to serve its network load. The Commission also clarified that firm third-party sales may be made from an undesignated portion of a network customer's network resources (*i.e.*, a "slice-of-system sale"), so long as all of the applicable requirements are met. The Commission stated that the network customer must submit undesignations for each portion of the resource supporting the third-party sale.

934. The Commission rejected requests to relax rules for changing the undesignation of network resources at any time to handle system emergencies, force majeure events, forced outages or unusual weather conditions. The Commission explained that other procedures such as those in NERC's standard for Capacity & Energy Emergencies, EOP-002-2, or the possible use of capacity benefit margin are more appropriate to deal with legitimate system emergencies. In situations where a request to undesignate a network resource cannot be accommodated without jeopardizing reliability, the Commission stated that the transmission provider could deny the request.

Requests for Rehearing and Clarification

935. Bonneville argues that, if the only ATC on a path is the ATC freed up by an undesignation, then the network customer should be granted use of that ATC for its requested alternate service. Bonneville contends that such a policy would not adversely

affect customers because, if the customer that is undesignating a resource is not placed first in line for the capacity made available by the undesignation, that customer would not undesignate (since it will continue to need the capacity on its existing path) and no capacity would be freed up for others. Bonneville concludes that refusing to place the undesignating customer first in line for the freed-up ATC will harm that customer while advantaging no one. Bonneville suggests that allowing such redirects of network resources would be particularly helpful for intermittent resources such as wind, given that transmission customers with state-mandated renewable resource requirements may wish to redirect for a short-term period to import renewable energy, but may be unable to do so on a constrained path if they are unable to utilize the capacity they are freeing up by the request to undesignate.

936. Several petitioners request rehearing or clarification with respect to the Commission's finding in Order No. 890 that network customers making firm third-party system sales from network resources must undesignate each portion of each resource supporting the third-party sales.³⁴⁴ Petitioners generally argue that requiring a network customer to keep track of the individual generating units and amounts of generation from each unit being used to supply a system sale is unduly burdensome or impossible. South Carolina E&G argues that, between the scheduling deadline and the time when service commences, any number of events can change the available generating units being

³⁴⁴ E.g., Duke, EEI, and South Carolina E&G. Pacific Northwest IOUs raise similar issues in their post-tech conference comments.

dispatched, change the merit order dispatch, or cause dispatch of additional units. Joined by EEI, South Carolina E&G asks the Commission to allow slice of system sales from a generation fleet by undesignating the amount of the sale.

937. Duke states that the Commission's policies are clear that for off-system system sales a generating resource must be identified on a specific basis for purposes of arranging point-to-point transmission service to support the off-system sale. However, with regard to identifying which generating units will be used to generate the energy to make on-system system sales, Duke argues that the Commission has never required that particular units or portions of units be identified and undesignated on a unit-by-unit basis. Duke contends that all generating units that comprise the "system" are used to serve all loads, and the undesignation process should occur through the recognition that a share of the generation system is used for retail native load and a share is used for wholesale native load (*i.e.*, requirements customers) and off-system firm load. Duke maintains that this approach is reasonable and ensures that the transmission provider is not double-counting or double-reserving transmission capacity needed to serve such loads, and is purchasing point-to-point service that is needed.

938. E.ON U.S. argues that the Commission has provided insufficient protection for LSEs and others that may need to recall undesignated resources for use to supply native load during times of system emergencies. E.ON U.S. asks the Commission to make clear in the pro forma OATT that the obligation to serve native load may require the redesignation of network resources in times of system emergency. Absent such a clarification, E.ON U.S. argues that LSEs will be reluctant to make network resources

available to serve the market and, in a time of emergency, confusion may occur regarding the proper procedure for redesignating resources.

939. Pacific Northwest IOUs and South Carolina E&G request clarification in their post-technical conference comments that a network resource does not have to be undesignated before it is used to support the provision of reserve energy under a regional reserve sharing arrangement. E.ON U.S. requests similar clarification, arguing that flexible undesignation rules are necessary to allow utilities to quickly respond under reserve-sharing arrangements. Together, they argue that the failure to provide such clarification, and the related complications and potential sanctions, could impede or destroy reserve sharing arrangements and/or seriously imperil system reliability. South Carolina E&G proposes that the Commission expressly redefine network load under the pro forma OATT to include responses by the transmission provider to requests for emergency assistance or calls for reserves under reserves sharing agreements. If the Commission concludes that the undesignation requirements apply to designated network load used for reserve sharing purposes, E.ON U.S. proposes to post on OASIS information regarding its reserve sharing events within five days of the end of each month in which an event occurred. E.ON U.S. states that the particular units used to meet its reserve sharing obligation are not known until it performs an after-the-fact, monthly allocation of the highest-cost resources to off-system sales.

940. MidAmerican requests clarification that, during the period until improved OASIS functionality is available for designating and undesignating network resources, electronic transmissions and email are acceptable means of designating and undesignating network

resources. MidAmerican argues that electronic transmittals are similar to the already accepted telefax and recorded telephone line procedures, in that they provide a quick, efficient means of communication that can be readily stored.

941. NRECA requests rehearing of the Commission's determination that transmission providers have the discretion to deny undesignations of network resources. NRECA argues that the Commission has given transmission providers the ability to unduly discriminate against its wholesale customers (i.e., its direct competitors). Because the transmission provider is not likely to deny its own undesignation requests, NRECA contends that comparability requires that it not be allowed the ability to deny undesignation requests of its network customers. NRECA argues that while the actual scheduling of a resource could affect reliability, there should be no reliability effects from the mere designation or undesignation of a resource. NRECA contends that there are many other standards and procedures in place to protect against insufficient capacity.

942. If the Commission retains the ability to deny a request to terminate the designation of a network resource, NRECA asks the Commission to at least require that denials come at the direction of the reliability coordinator, rather than the transmission provider.

NRECA argues that denying the undesignation of a network resource is akin to designating the resource as a "must-run" generating resource. If the resource is owned by the network customer, NRECA maintains that the reliability coordinator should be able to designate the unit as a reliability-must-run unit and compensate the network customer for its dispatch. If the resource is not owned by the network customer, NRECA argues that nothing in the FPA authorizes the Commission to require the network customer or the

owner of the resource to continue to contract for service with each other or use any particular capacity for a specific purpose.

943. TAPS seeks clarification that a transmission provider could deny a request to undesignate a network resource only in the context of requests for temporary undesignation. TAPS argues that there are circumstances in which a resource is simply not available because, for example, it is incapable of continued operation or no longer economically viable or, in the case of a purchase, the contract has ended.

944. MidAmerican asks that transmission providers be required to explicitly approve or deny requests to undesignate network resources and that the timing of action on undesignation requests be made consistent with the timing requirements to designate a network resource. MidAmerican argues that clarification is necessary to avoid confusion when one customer is undesignating a network resource so that another customer may designate it, otherwise a customer could be attempting to designate a resource before the request to undesignate has been addressed.

945. Bonneville argues that the Commission should not require network resources to be temporarily undesignated to make firm third-party power sales if the transmission provider's ATC methodology already assures that ATC has not been withheld to accommodate the underlying designation. Bonneville maintains that its transmission customers usually designate as network resources power purchase agreements sourced from the resources that comprise the interconnected hydroelectric system. Bonneville argues that its ATC methodology, which is based on historical usage data, addresses the

Commission's concerns about the availability of ATC without further requiring network resources to be undesignated prior to making third-party sales from those resources.

Commission Determination

946. We disagree with Bonneville's argument that a customer undesignating a network resource should be first-in-line for the transmission capacity freed up by such a designation. While it may be true in some circumstances that a network customer would choose not to undesignate a resource if there is insufficient ATC to accommodate a desired alternative transaction, it does not follow that the network customer's alternative transaction should be put ahead of other competing requests in the queue. That would undermine long-standing policies governing the priority of service requests and unduly preference network customers. The Commission rejects similar requests by point-to-point customers to be first in line for ATC in section III.D.4.b.

947. With regard to the undesignation of units used to supply system sales, we clarify that portions of the seller's individual network resources supporting a sale of system power do not need to be undesignated so long as the system sale is itself designated as a network resource by the buyer. Instead, the seller should undesignate a portion of its system equal to the amount of the system sale, but which is not attributed to any specific generators. If the system sale is not designated as a network resource by the buyer, the seller must submit undesignations for each portion of each resource supporting the third-party sale. Since we believe most, if not all, system sales sourced from designated network resources are themselves designated as network resources by the buyer, we expect that few system sales will require undesignation on a unit-by-unit basis.

948. As we reiterate in section III.D.9.c there is also no need to undesignate network resources prior to making sales that permit curtailment without penalty to serve the seller's native load.³⁴⁵ Since there is no need to undesignate resources to make such sales, there is no corresponding need to redesignate those resources in times of emergency when power is recalled to serve native load. We therefore disagree with E.ON U.S. that special redesignation procedures are necessary for LSEs selling recallable energy. In response to Pacific Northwest IOUs and South Carolina E&G, we amend sections 1.26 and 30.4 of the pro forma OATT to make clear that network resources do not have to be undesignated before they are used to support the provision of reserve energy under a Commission-approved reserve sharing agreement.

949. In response to MidAmerican's request, we clarify that, pending implementation of the new OASIS functionality, submission of requests to designate and undesignate network resources may be provided by any appropriate electronic procedures established by the transmission provider, or by telephone or telefax as provided in Order No. 890.

950. We grant NRECA and TAPS' request for rehearing of the Commission's decision in Order No. 890 to allow transmission providers to deny requests to terminate network resource designations in certain situations. Upon consideration of petitioners' arguments, we agree that it is not appropriate to allow the transmission provider to deny undesignation, effectively requiring the network customer to continue to make available a

³⁴⁵ See Order No. 890 at P 1459; see also WPPI 84 FERC at 61,152. Curtailment contemplates a reduction in service as a result of system reliability conditions, not economic reasons.

resource that the customer is unable to, or no longer wishes to, make available.

Reliability problems caused by the lack of available resources should be dealt with through other means, such as negotiation of must-run service agreements. In light of this decision, MidAmerican's request to establish a time by which a transmission provider must act on a request to terminate the designation of a network resource is rejected as moot.

951. We disagree with Bonneville that the pro forma OATT should be amended to allow for firm third-party sales from a network resource without first undesignating the network resource. If the particular ATC methodology used by the transmission provider allows for flexibility in implementing this requirement, the transmission provider may propose a variation to the pro forma OATT in an FPA section 205 filing. Any such request should adequately address the Commission's concern, as stated in Order No. 888, that network customers may (absent a prohibition on network resources including any portion of a resource that was committed for sale to a third party) have the incentive to specify unlimited generation resources to be integrated into their load without any commensurate financial obligation, given that network transmission service is billed on a load ratio basis.³⁴⁶

³⁴⁶ See Order No. 888 at 31,753-54.

**ORDONNANCE N° 890-B
DE LA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION**

requests guidance that can be used by NAESB to develop adequate business practices.

Commission Determination

161. The Commission declines to address in this rulemaking proceeding how transmission providers should resolve complicated and fact-specific scenarios such as the cascading rights of first refusal described by Duke. Sections 13.2 and 14.2 of the pro forma OATT provide adequate guidance for transmission providers to fairly administer the vast majority of competing requests, including priorities for determining which reservations or requests trump one another as well as the timeframes for eligible customers to respond to competing requests. As the Commission explained in Order No. 890-A, we expect that more complex circumstances such as those suggested by Duke will be relatively limited and, therefore, are best addressed on a case-by-case basis.¹⁰⁹ Transmission providers remain free, however, to develop through the NAESB process standard procedures for processing complicated request scenarios.

4. Designation of Network Resources

162. In Order No. 890-A, the Commission clarified certain determinations regarding the qualification, documentation and undesignation of resources by a network customer. A number of petitioners request additional rehearing and clarification regarding these issues. We address each of these issues in turn.

¹⁰⁹ See Order No. 890-A at P 816.

resources.¹⁴⁴ However, the reason the cost of reserve margins acts as a disincentive to overdesignate resources is because designated resources may be used only for certain specified purposes. It therefore remains appropriate to require those seeking a variation from the pro forma OATT with respect to eligibility for network resource status to address the Commission's concern regarding overdesignation of resources. In addition, to the extent necessary, we clarify that the transmission provider should also address the Commission's concern, also stated in Order No. 888-A and reiterated above, that sales from designated network resources not impair the reliable planning and operation of the transmission provider's system.

(3) **General**

211. In response to requests for rehearing, the Commission in Order No. 890-A amended sections 1.26 and 30.4 of the pro forma OATT to make clear that network resources do not have to be undesignated before they are used to support the provision of reserve energy under a Commission-approved reserve sharing agreement.

Requests for Rehearing and Clarification

212. E.ON U.S. requests clarification that the exception to the requirement for undesignation for resources used to support the provision of reserve energy under a Commission-approved reserve sharing agreement also applies to back-up power sales, which E.ON U.S. describes as long-term, cost-based sales aimed at substituting power for generation that is not available for reasons such as planned or forced outages,

¹⁴⁴ Quoting Order No. 888 at 31,754.

curtailments, or unit de-ratings. E.ON U.S. argues that, like reserve sharing arrangements, back-up power sales are made for reliability purposes and may require the provision of energy within a timeframe that is too short for the seller to undesignate the resource. E.ON U.S. states that back-up power sales are not limited to per se emergency situations, but rather are necessary to avert emergencies.

213. TDU Systems seek clarification of the determination in Order No. 890-A that network resources do not have to be undesignated before they are used to support the provision of reserve energy under a Commission-approved reserve sharing agreement. TDU Systems question whether the Commission intended to impose an additional approval process for reserve-sharing agreements being made from designated network resources. TDU Systems seek guidance regarding which reserve sharing agreements qualify as Commission-approved and what criteria a reserve sharing agreement must meet in order to be approved. TDU Systems ask whether, for example, existing Commission-approved bilateral interchange agreements providing for emergency and maintenance services between and among utilities qualify. TDU Systems also seek clarification that Order No. 890-A is not excluding from this exception interchange agreements or reserve-sharing agreements among non-jurisdictional entities.

Commission Determination

214. The Commission declines to expand the categories of third-party sales that can be made from designated network resources to include back-up power sales, as requested by E.ON U.S. Network customers and the transmission provider's merchant function are permitted to use designated network resources to fulfill obligations under reserve sharing

agreements given the particular nature of those transactions, which involve the need to deliver power to counterparties promptly during emergency situations. E.ON U.S. acknowledges that, unlike reserve-sharing agreements, back-up power sales are not limited to emergency situations. E.ON U.S. has not justified further expanding the categories of third-party sales that may be made from designated network resources.

215. In response to TDU Systems, we grant rehearing of Order No. 890-A to eliminate the requirement that a reserve sharing program be approved by the Commission in order for a network customer or the transmission provider's merchant function to use a designated network resource to meet its reserve sharing obligations.¹⁴⁵ As TDU Systems explain, certain reserve sharing arrangements may not be subject to our jurisdiction, and the Commission did not intend in Order No. 890-A to establish new criteria for reviewing and approving reserve sharing arrangements in this proceeding. We clarify, however, that, for purposes of sections 1.26 and 30.4 of the pro forma OATT, a reserve sharing program must limit service to the sharing of contingency reserves among the members for emergencies¹⁴⁶ and the ability to use designated network resources to support reserve sharing obligations does not extend to other types of third-party sales. Any use of

¹⁴⁵ We also revise sections 29.2(viii), 30.1 and 30.2 of the pro forma OATT to include references to the use of network resources to meet reserve sharing obligations. These tariff revisions do not relieve participants to an otherwise jurisdictional reserve sharing arrangement of any obligations they may have under FPA section 205 to obtain Commission approval for that arrangement.

¹⁴⁶ See, e.g., Sw. Reserve Sharing Group, 83 FERC ¶ 61,314 (1998), reh'g denied, 95 FERC ¶ 61,071 (2001).

designated network resources for reserve sharing events would be subject to justification during an audit.

5. Clarifications Related to Network Service

216. In Order No. 890-A, the Commission reiterated that the pro forma OATT permits transmission customers to exclude the entirety of a discrete load from network service and serve such load with the customer's behind the meter generation and through any needed point-to-point service, thereby reducing the network customer's load ratio share. In other situations, use of point-to-point service by network customers is in addition to network service and, therefore, does not serve to reduce their network load. With regard to concerns about insufficient transmission to serve a network customers' entire load, the Commission stated that it failed to understand how, under normal circumstances, the transmission provider has no capacity to serve a load that has been designated by the network customer. Once a load has been designated, it is the obligation of the transmission provider to serve that load and to plan its system so that the load can be accommodated in the future.

Requests for Rehearing and Clarification

217. Pacific Northwest IOUs request clarification that there is no per se prohibition on a transmission customer using both point-to-point and network service to serve load in the same balancing authority area, provided that the point-to-point service is acquired in addition to the customer's network service payment obligation and provided that all other conditions for the use of point-to-point service are satisfied. Pacific Northwest IOUs argue that, for certain compliance and commercial reasons (e.g., lack of sufficient

basis. We agree, however, that the obligation of the transmission provider to adequately plan for the needs of its network customers is of course dependent on the network customer designating adequate network resources as well as providing information regarding its forecasted loads and resources, as required under section 29.2 of the pro forma OATT.

6. OATT Definitions

a. Non-Firm Sales

220. In Order No. 890, the Commission adopted the following definition of Non-Firm Sales to identify more clearly those types of sales that are permitted from designated network resources: "An energy sale for which receipt or delivery may be interrupted for any reason or no reason, without liability on the part of either the buyer or seller." The Commission concluded that it would be inappropriate to adopt commenter suggestions to relax the definition of a Non-Firm Sale to include any sale that is not otherwise firm enough to be designated as a network resource.

221. In Order No. 890-A, the Commission clarified that, under normal circumstances, a system sale that permits curtailment without penalty to serve the seller's native load would fall within the definition of a Non-Firm Sale since the seller would have the right to rely on that capacity in the event it is needed to serve native load, which the Commission stated is the principle concern in restricting sales from designated network resources to non-firm sales. The Commission disagreed with petitioners arguing that the definition of Non-Firm Sales includes transactions that permit interruption with financial liability, whether make whole or limited to certain penalties, explaining that any

potential tariff violations do not discourage transactions that the Commission intends to permit without undesignation. TAPS suggests, for example, that the Commission might reasonably conclude that liabilities restricted to notice periods applicable to the interruption of a sale do not trigger the need for undesignation. TAPS argues that it is plainly inconsistent with market realities for the Commission to assume that any liability for interruption of a third-party sale, no matter how insignificant, will create incentives incompatible with the use of network resources for network load.

233. E.ON U.S. agrees with TAPS that excluding sales into the Midwest ISO market is a disincentive for sellers to participate in that market because the Commission's undesignation requirements are not easily adaptable to such market activity. E.ON U.S. also asks the Commission to revise the definition of Non-Firm Sales to include sales into organized RTO markets. In the alternative, E.ON U.S. requests that the Commission clarify that it will consider transmission providers' modifications to the definition of Non-Firm Sales in order to accommodate sales into RTO/ISO markets.

Commission Determination

234. The Commission affirms the decision in Order No. 890-A not to amend the definition of Non-Firm Sales adopted in Order No. 890.¹⁵³ Section 30.4 of the pro forma OATT, as amended in this order, restricts the operation of a network customer's designated network resources such that the output of those facilities does not exceed the sum of the network customer's designated load, non-firm sales, losses, and sales under a

¹⁵³ See Order No. 890-A at P 1016.

reserve sharing agreement. This prohibits the transmission provider or a network customer from using a designated resource for third-party sales that do not fall within one of the specified categories. At times, the Commission has generally referred to this prohibition as a limitation on firm third-party sales from designated network resources.¹⁵⁴ To be more specific, network customers may not operate designated network resources except for those purposes specified in section 30.4.

235. The limitation on the use of designated network resources is closely related to the restriction on the type of resources that may be designated for use to serve network or native load. Together, these rules ensure that only the appropriate amount of network resources is designated and, in turn, that excessive amounts of transmission capacity for network and native load uses are not set aside and therefore made unavailable to others seeking transmission service. We recognize that there is a trade off between the long-term structural efficiencies promoted by the network resource rules and the real-time market efficiencies that would come from allowing alternative, flexible use of designated network resources. In Order No. 888, the Commission balanced these considerations and determined that concerns regarding the over-designation of resources and the reliable operation of the system supported the more restrictive rules to which TAPS objects.

236. In Order No. 888, the Commission explained that restricting the ability to designate resources only to those resources that are owned or committed for purchase provides a financial incentive for network customers and the transmission provider's

¹⁵⁴ See NOPR at P 422; Order No. 890 at P 1539; Order No. 890-A at P 951.

merchant function not to oversubscribe their capacity requirements.¹⁵⁵ Because a designated network resource must be owned or committed for purchase and may be used only for certain purposes, network customers and the transmission provider's merchant function are encouraged to designate only those resources that they anticipate needing to serve network load. Otherwise, costs would be incurred to acquire resources that could go unused. These financial incentives are essential to ensuring just and reasonable transmission service to all customers since, each time a network resource is designated, the transmission provider sets aside ATC as necessary to allow that resource to be used to serve network or native load. If network customers and the transmission providers' merchant function were allowed to earn revenues from alternative sales without appropriate limitations, the financial disincentive to over-designate network resources would be diminished. This in turn could negatively impact other customers since an increase in the number of resource designations can decrease the amount of ATC that is available for competing uses.

237. TAPS fails to address this broader policy consideration and, instead, focuses solely on the short-term benefits that may result from relaxing the designation rules. We agree that more flexible use of designated network resources could increase efficiencies in the short-term, but conclude that such efficiencies would come at the expense of long-term efficiency in the operation of the transmission system. Allowing designated network resources to be used for additional short-term purposes as proposed by TAPS

¹⁵⁵ See Order No. 888 at 31,754.

would undermine competing incentives not to over-designate resources in the first place and could lead to transmission capacity being set aside for network and native load use to the detriment of other customers.¹⁵⁶

238. In light of these competing considerations, the Commission in Order No. 890 carefully crafted the definition of Non-Firm Sales to ensure that, pursuant to section 30.4, network resources are not used to support sales in a way that creates conflicting incentives regarding the designation and use of network resources.¹⁵⁷ Petitioners have failed to demonstrate that elimination or amendment of this definition is either necessary or appropriate. TAPS contends that the obligation of a seller to pay the real-time LMP if it fails to deliver in response to bids in a day-ahead market may be negligible and, therefore, such sales should be considered non-firm for purposes of the network resource rules. While that obligation may be minimal in some circumstances, it may be substantial in others, particularly during conditions when sellers are most likely to want or need to recall such power. The sales that TAPS argues are non-firm enough to be made from a network resource do have financial implications, potentially creating disincentives to interrupt delivery if capacity is actually needed for native or network load, even though ATC may have otherwise been set aside for that use.

¹⁵⁶ Because rates for network service are calculated on a load-ratio basis, the amount of resources designated has no impact on the transmission rate paid by the customer and, therefore, does not discourage the over-designation of resources by network customers.

¹⁵⁷ See Order No. 890 at P 1691; Order No. 890-A at P 1017.

239. We agree with TAPS, however, that the language of the definition does not accurately capture the clarification provided in Order No. 890-A that designated network resources may be used to support third-party sales that permit curtailment without penalty to serve the seller's network or native load.¹⁵⁸ There the Commission stated that such sales fall within the definition of Non-Firm Sales since the seller would have the right to rely on that capacity in the event it is needed to serve native load. Upon further consideration, we conclude that such sales do not fall within the definition of Non-Firm Sales because they do not permit interruption for any or no reason, as required by the definition. We therefore grant rehearing of the determination that such sales fall within the definition of Non-Firm Sales.

240. We nevertheless affirm the underlying conclusion in Order No. 890-A that designated network resources may be used to support sales that permit curtailment without penalty to serve the seller's native or network load and amend section 30.4 of the pro forma OATT to make that clear. As the Commission explained in Order No. 890-A, those transactions give the seller the right to rely on the underlying capacity in the event it is needed to serve native or network load.¹⁵⁹ In Order No. 890-A, the Commission characterized this as its principal concern in restricting sales from designated network

¹⁵⁸ See Order No. 890-A at P 1016.

¹⁵⁹ See Order No. 890-A at P 1016. From the seller's perspective, then, the resource satisfies the definition of Network Resource in section 1.26 of the pro forma OATT because it can be called upon to meet the seller's load on a non-interruptible basis during system reliability conditions.

resources to non-firm sales. TAPS misconstrues this statement as indicating the Commission is not also concerned about competing incentives created by third-party sales from designated network resources or the effect of such sales on the calculation of ATC. As we explain above, that is not the case and, to the extent necessary, we clarify that the contractual ability of the seller to rely on capacity to serve native or network load is but one of the concerns underlying the Commission's policy restricting the type of third-party sales that can be made from network resources.

241. We acknowledge that, under the Commission's designation policies, sales that may be curtailed without penalty to serve native or network load may be designated as a network resource by both the seller and the buyer.¹⁶⁰ We also acknowledge that allowing these sales from designated network resources could be viewed as inconsistent with the policy considerations that cause us to otherwise limit the type of sales that may be made from those resources. We conclude, however, that this exception is necessary to ensure that the seller is able to access these resources during curtailment conditions, when power is needed by the seller to meet its load. Curtailments are triggered by system reliability conditions, and requiring the seller to redesignate a network resource in order to recall a curtailed delivery would impede the seller's ability to quickly respond to those conditions. We note that transmission providers have been directed to address the effect on ATC of designating and undesignating network resources as part of the on-going

¹⁶⁰ See WPPI, 84 FERC at 61,652 (contracts curtailable by the seller to preserve service to native load are eligible for designation as a network resource).

NERC/NAESB standardization effort.¹⁶¹ Any concerns regarding the proper modeling of designations involving resources that have been sold to others on a curtailable basis should be addressed through the NERC/NAESB process.

242. We disagree with TAPS that allowing sales that are curtailable without penalty to be supplied from designated network resources is inconsistent with Order No. 890.

TAPS contends that the Commission adopted in Order No. 890 the NOPR proposal to clarify that, for the purposes of applying section 30.4, energy sales that can only be interrupted to maintain system reliability would be considered firm sales.¹⁶² Although the Commission noted that proposal in Order No. 890, it did not specifically adopt it and, instead, simply adopted the proposed definition of Non-Firm Sale and incorporated that definition into section 30.4.¹⁶³ Southern then requested clarification of Order No. 890 on this issue, asking whether sales permitting curtailment without penalty to serve the seller's native load can be treated as non-firm sales under section 30.4.¹⁶⁴ The Commission ultimately addressed the issue, then, in Order No. 890-A by stating that such sales could be treated as non-firm sales.¹⁶⁵ The Commission corrects that determination above, resolving the potential inconsistency cited by TAPS.

¹⁶¹ See Order No. 693 at P 1041.

¹⁶² See NOPR at P 462.

¹⁶³ Compare Order No. 890 at P 1688 with id. P 1692.

¹⁶⁴ See Order No. 890-A at P 1011.

¹⁶⁵ See id. P 1016.

243. We also disagree that the Commission's treatment of sales curtailable without penalty to serve native or network load conflicts with the determination in Order No. 890-A that, under normal circumstances, unit contingent sales would not fall within the definition of a Non-Firm Sale because delivery typically can be interrupted only for the specific reasons identified in the underlying agreement.¹⁶⁶ While it is true that sales curtailable without penalty to serve native or network load may be curtailed only for specified reasons, i.e., system reliability conditions, it does not follow that allowing those sales to be made from designated network resources conflicts with disallowing unit contingent sales. As we explain above, it is appropriate to allow curtailable sales from designated network resources because of the particular reliability-related situations giving rise to the seller's ability and need to curtail deliveries for the benefit of native or network load.

244. We reiterate that the Commission is not insensitive to concerns about the effect the undesignation policies may have on RTO/ISO markets. As the Commission explained in Order No. 890-A, RTOs and ISOs have adopted many variations from the pro forma OATT to facilitate development of their markets, with some entirely eliminating the designation/undesignation requirements for network resources.¹⁶⁷ The Commission has since specifically directed the Midwest ISO to revise its OATT to eliminate the requirement that network resources be undesignated prior to selling into the Midwest ISO

¹⁶⁶ See id. P 1016.

¹⁶⁷ See id. P 1017.

markets, finding that undesignation is not necessary to account for effects on ATC because those markets are centrally dispatched without regard to physical transmission rights.¹⁶⁸

245. We disagree, however, that changes to the pro forma OATT are necessary to facilitate sales into the organized day-ahead markets from designated network resources located outside the RTO/ISO regions. Even if such sales are fully interruptible by the seller, the competing economic incentives that may arise from failure to deliver support the requirement to first undesignate the network resource prior to using it to support such sales. As we explain above, failing to require undesignation could result in the host transmission provider reducing ATC by maintaining the same existing transmission commitments for the seller's use of the designated network resource even though the seller is otherwise using the resource to support off-system sales.

246. We therefore continue to believe that it is reasonable to require sellers to undesignate resources being used to supply third-party sales for which there is liability for interruption except in those circumstances identified in section 30.4 of the pro forma OATT. However, we appreciate that the restrictions on the use of designated network resources can have a negative impact on real-time liquidity by limiting the flexibility of network customers and the transmission provider's merchant function. Since adoption of the pro forma OATT, the Commission has recognized that there may be circumstances in which a transmission provider believes that the pro forma OATT does not provide

¹⁶⁸ See Midwest Indep. Sys. Operator, Inc., 123 FERC ¶ 61,154, at P 89 (2008).

sufficient flexibility and, as a result, transmission providers have been given the opportunity to propose superior non-rate terms and conditions to address such concerns.¹⁶⁹ We encourage network customers and transmission provider merchant functions to work with their transmission providers to explore ways to accommodate the more flexible use of designated network resources suggested by TAPS without adversely affecting other customers or the reliable operation of the system.

b. Transmission Customer

247. Section 1.49 of the pro forma OATT defines a Transmission Customer as “Any Eligible Customer (or its Designated Agent) that (i) executes a Service Agreement, or (ii) requests in writing that the Transmission Provider file with the Commission, a proposed unexecuted Service Agreement to receive transmission service under Part II of the Tariff. This term is used in the Part I Common Service Provisions to include customers receiving transmission service under Part II and Part III of this Tariff.” The Commission did not amend this definition in Order Nos. 890 or 890-A.

Requests for Rehearing and Clarification

248. Southern requests rehearing of the Commission’s definition of Transmission Customer to include an eligible customer with an executed or proper unexecuted service agreement under Part II or Part III of the pro forma OATT. Southern contends that the existing reference in the second sentence of the definition merely relates to how the term is used in Part I and that the proposed revision is therefore necessary to avoid the

¹⁶⁹ Order No. 888 at 31,770.

**TARIFS ET CONDITIONS DES
SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC**

fiabilité du réseau, ou lorsqu'une interconnexion dont la capacité de transfert est affichée sur OASIS devient indisponible ou limitée.

1.38 Régie : La Régie de l'énergie au sens de la *Loi sur la Régie de l'énergie* L.R.Q., c.R-6.01.

1.39 Réseau de transport : L'ensemble des installations destinées à transporter l'électricité, y compris les transformateurs élévateurs de tension situés aux sites de production, les lignes de transport à des tensions de 44 kV et plus, les postes de transport et de transformation ainsi que toute autre installation de raccordement entre les sites de production et le réseau de distribution.

1.40 Ressource en réseau : Toute ressource désignée possédée ou achetée par un client du réseau intégré au sens des présentes applicable au service de transport en réseau intégré. Les ressources en réseau ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge en réseau du client du réseau intégré, sur une base non interruptible.

1.40.1 Ressource du Distributeur : Toute ressource désignée par le Distributeur au sens des présentes applicable au service de transport pour l'alimentation de la charge locale, incluant l'électricité patrimoniale tel que prévu à la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c.R-6.01) et toute autre ressource du

Distributeur. Une ressource du Distributeur peut être un contrat, une centrale, un programme commercial, un engagement ou une obligation de vente, incluant ceux en provenance d'une interconnexion, ou toute autre ressource énergétique pouvant servir à combler les besoins de la charge locale. Une ressource peut être alimentée par plusieurs équipements de production. Les ressources du Distributeur ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge locale du Distributeur, sur une base non interruptible.

1.41 Services complémentaires : Les services nécessaires pour appuyer le transport de puissance et d'énergie des ressources aux charges et des points de réception aux points de livraison, et maintenir une exploitation fiable du réseau de transport du Transporteur, conformément aux pratiques usuelles des services publics.

1.42 Service de transport : Un service de transport fourni en vertu des Parties II, III et IV des présentes sur une base ferme ou non ferme.

1.43 Service de transport de point à point : La réservation et le transport de puissance et d'énergie, que ce soit sur une base ferme ou non ferme, du(des) point(s) de réception au(x) point(s) de livraison en vertu de la Partie II des présentes.

ou sa production soient directement raccordées au réseau de transport ou de distribution d'Hydro-Québec, ou dans ses propres postes à haute tension. Le client du service en réseau intégré doit également s'assurer que le déséquilibre des charges alimentées par les postes satellites respecte les limites d'émission autorisées sur le réseau.

29.5 Dépôt de la convention de service : Le Transporteur dépose, auprès de la Régie, les conventions de service renfermant l'information exigée aux termes des présentes, dans les trente (30) jours de leur signature.

30 Ressources en réseau

30.1 Désignation des ressources en réseau : Les ressources en réseau comprennent toute la production possédée ou achetée par le client du réseau intégré qui est désignée comme devant alimenter la charge en réseau en vertu des présentes. Les ressources en réseau ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge en réseau du client du réseau intégré sur une base non interruptible. Les ressources possédées ou achetées qui alimentaient les charges du client du réseau intégré aux termes d'ententes fermes conclues jusqu'à la date du début du service, inclusivement, seront initialement

désignées en tant que ressources en réseau tant que le client du réseau intégré ne modifiera pas leur désignation.

30.2 Désignation de nouvelles ressources en réseau : Le client du réseau intégré peut désigner une nouvelle ressource en réseau en donnant au Transporteur un préavis en ce sens le plus tôt possible. La désignation d'une nouvelle ressource en réseau doit être faite au moyen d'une demande de modification du service dans le cadre d'une demande prévue à l'article 29.

30.3 Suppression des ressources en réseau : Le client du réseau intégré peut mettre fin à tout moment à la désignation de tout ou partie d'une ressource de production en tant que ressource en réseau, mais il doit en aviser le Transporteur dès qu'il lui est raisonnablement possible de le faire.

30.4 Exploitation des ressources en réseau : Le client du réseau intégré ne peut exploiter ses ressources en réseau désignées situées dans sa zone de réglage ou dans celle du Transporteur de manière à ce que la production de ces installations dépasse sa charge en réseau désignée plus les pertes.

30.5 Obligation de nouvelle répartition du client du réseau intégré : Pour avoir le droit de recevoir le service de transport en réseau intégré, le client du réseau intégré accepte de répartir différemment ses ressources en réseau si le Transporteur le lui demande

conformément à l'article 33.2. Dans la mesure du possible la nouvelle répartition des ressources prévue au présent article sera effectuée en fonction du moindre coût, sans discrimination entre tous les clients du service en réseau intégré, du service point à point ferme et les clients de charge locale.

30.6 Ententes de transport visant les ressources en réseau non reliées physiquement au réseau du Transporteur : Le client du réseau intégré est responsable des ententes pouvant être nécessaires à la livraison de la puissance et de l'énergie d'une ressource en réseau qui n'est pas physiquement reliée au réseau du Transporteur. Le Transporteur fera des efforts raisonnables pour aider le client du réseau intégré à obtenir ces ententes, y compris en fournissant les informations ou données nécessaires à l'autre entité conformément aux pratiques usuelles des services publics.

30.7 Restrictions visant la désignation de ressources en réseau : Le client du réseau intégré doit démontrer qu'il possède ou qu'il s'est engagé à acheter la production conformément à un contrat signé afin de désigner une ressource de production en tant que ressource en réseau. Cependant, le client du réseau intégré peut aussi établir que la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie III des présentes.

ses fournisseurs que ceux-ci assurent les services complémentaires requis pour la sécurité et la fiabilité de l'alimentation de la charge locale et qui sont énumérés dans l'annexe 8 des présentes.

36.2 Responsabilités du Transporteur : Le Transporteur planifie, construit, exploite et entretient son réseau de transport et il contrôle les mouvements d'énergie dans sa zone de réglage, conformément aux pratiques usuelles des services publics, afin de fournir un service de transport pour la livraison de puissance et d'énergie à partir des ressources du Distributeur, de manière à alimenter les charges des clients de charge locale à partir du réseau du Transporteur. Le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles, sous le contrôle du Transporteur, pour alimenter sa charge locale. Le Transporteur doit inclure la charge locale du Distributeur aux fins de la planification de son réseau de transport et doit, conformément aux pratiques usuelles des services publics, s'efforcer de construire, et mettre en service, une capacité de transport suffisante pour livrer les ressources du Distributeur de manière à desservir d'une façon fiable les clients de charge locale.

36.3 Service secondaire : Le Distributeur peut utiliser le réseau de transport du Transporteur pour livrer de l'énergie à ses charges à partir de ressources qui

l'entretien et à l'exploitation par le Distributeur des installations se trouvant sur son réseau de distribution nécessaires à la livraison fiable de la puissance et de l'énergie à partir du réseau de transport du Transporteur jusqu'à celui du Distributeur. Le Distributeur est seul responsable de la construction ou de l'installation de toutes les installations se trouvant sur son réseau. Toutefois, lorsqu'il sera opportun de le faire, le Transporteur et le Distributeur planifieront conjointement des ajouts à leur réseau respectif, en vue d'en minimiser les coûts, sous réserve des dispositions techniques applicables.

Le Distributeur doit s'assurer que les clients de charge locale respectent les exigences de raccordement au réseau du Transporteur, ainsi que les limites d'émissions de perturbations autorisées sur le réseau de transport. Le Distributeur doit également s'assurer que le déséquilibre des charges alimentées par les postes satellites respecte les limites d'émission autorisées sur le réseau.

38 Ressources du Distributeur

38.1 Désignation des ressources du Distributeur : Les ressources du Distributeur comprennent toute la production achetée par le Distributeur qui est désignée comme devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. Les ressources du Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources,

qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible. Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1^{er} janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur.

38.2 Désignation de nouvelles ressources du Distributeur :

Le Distributeur peut désigner une nouvelle ressource en donnant au Transporteur un préavis écrit en ce sens le plus tôt possible. Une Entente de raccordement conclue entre le Transporteur et tout propriétaire d'une nouvelle ressource désignée ou d'une nouvelle centrale pouvant alimenter une ressource désignée par le Distributeur est requise avant que le Transporteur puisse procéder aux ajouts au réseau requis pour intégrer cette nouvelle ressource.

38.3 Suppression des ressources du Distributeur : Le Distributeur peut mettre fin à tout moment à la désignation de tout ou d'une partie d'une ressource, mais il doit en aviser le Transporteur par écrit dès qu'il lui est raisonnablement possible de le faire.

38.4 Changements dans les demandes de service : La décision du Distributeur d'annuler, de reporter ou de modifier substantiellement un changement demandé quant au

service de transport pour l'ajout d'une nouvelle ressource ne saurait en aucune circonstance libérer de quelque façon que ce soit le Distributeur, ou son fournisseur d'électricité, de son obligation de payer les frais relatifs aux ajouts au réseau effectués par le Transporteur conformément à l'appendice J des présentes.

38.5 Exploitation des ressources du Distributeur : Le Distributeur ne peut pas s'approvisionner de ses ressources désignées situées dans la zone de réglage du Transporteur de manière à ce que la production de ses installations dépasse sa charge locale désignée plus les pertes, à moins qu'il n'ait conclu avec le Transporteur à cet effet une convention de service point à point en vertu de la Partie II des présentes.

38.6 Obligation de nouvelle répartition du Distributeur : Le Distributeur accepte que le Transporteur répartisse différemment ses ressources si cela est requis conformément à l'article 41.2. Dans la mesure du possible, la nouvelle répartition des ressources prévue au présent article sera effectuée en fonction du moindre coût, sans discrimination entre tous les clients du réseau intégré, du service point à point ferme et les clients de charge locale.

38.7 Ententes de transport visant les ressources non reliées physiquement au réseau du Transporteur : Le Distributeur est responsable des ententes pouvant être

nécessaires à la livraison de la puissance et de l'énergie d'une ressource qui n'est pas physiquement reliée au réseau du Transporteur. Le Transporteur fera des efforts raisonnables pour aider le Distributeur à obtenir ces ententes, y compris en fournissant les informations ou données nécessaires à l'autre entité conformément aux pratiques usuelles des services publics. De plus, lorsque cela est opportun, le Transporteur peut réserver une capacité de transport, ou louer des équipements de transport sur un réseau tiers et en intégrer le coût à son coût de service, si cela constitue une solution économique et techniquement acceptable, pour prendre livraison de l'électricité devant alimenter la charge locale du Distributeur.

38.8 Restrictions visant la désignation de ressources : Le Distributeur doit obtenir l'ensemble des ressources nécessaires pour approvisionner en électricité sa charge locale et en informer le Transporteur. Pour tout nouvel approvisionnement obtenu par appel d'offres ou autrement, le Distributeur doit s'assurer de la disponibilité du service de transport conformément aux dispositions de la Partie IV des présentes.

39 Désignation de la charge locale

39.1 Charge locale : Le Distributeur doit désigner annuellement les différentes charges constituant sa charge locale pour lesquelles le Transporteur fournira le service de transport. Le Distributeur fournira

APPENDICE C

Méthodologie pour évaluer la capacité de transport disponible

1. La capacité de transport disponible (ATC) est la quantité de la capacité de transport qui n'est pas utilisée après avoir tenu compte de la marge de fiabilité du réseau et des exigences pour :

- (a) satisfaire aux obligations du service de transport existant pour la livraison des ressources aux clients de charge locale;
- (b) satisfaire aux obligations des contrats existants en vertu desquels le service de transport est fourni;
- (c) satisfaire aux obligations des demandes valides existantes, acceptées ou en attente, de service de transport.

2. Les lignes directrices et les principes suivants sont suivis pour évaluer la capacité de transport disponible :

- (a) les pratiques usuelles des services publics;
- (b) les critères et lignes directrices du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), du North American Electric Reliability Council (NERC) et du North American Energy Standards Board (NAESB);
- (c) les critères et directives applicables du Transporteur. Les principes et les composantes spécifiques utilisés dans le calcul des capacités de transfert totales (TTC)

et les capacités de transport disponibles (ATC) sont décrits sur le site OASIS du Transporteur.

3. Pour évaluer la capacité de transfert totale, le Transporteur utilise lorsque requis des simulations informatiques en temps différé de son réseau de transport dans une série spécifique de conditions d'exploitation présumées. La capacité de transfert totale est la quantité de puissance qui peut être transférée sur une interconnexion en assurant qu'après un événement, les conditions globales du réseau respectent le maintien de la stabilité et les limites de tension et de capacité thermique conformément aux règles et pratiques du Transporteur et aux lignes directrices du NPCC et du NERC.

Les valeurs de capacité de transport évaluées tiennent compte essentiellement des contraintes dues aux équipements de transport. Pour les interconnexions où des groupes turbine-alternateurs doivent être isolés sur le réseau voisin, la capacité affichée (TTC et ATC) peut être supérieure à la capacité de production locale transférable sur le réseau voisin. Une entente préalable avec le Producteur, exploitant des groupes turbine-alternateurs, est requise pour chaque demande de réservation d'un service de transport par ces interconnexions et ce, à sa discrétion.

Le site OASIS du Transporteur montre les capacités (TTC et ATC) des interconnexions pour des périodes futures données. Chacune des interconnexions y est désignée comme un chemin, relié au point HQT qui représente l'ensemble des points de réception sur le réseau du Transporteur, sauf les interconnexions elles-mêmes.

Lorsqu'il a été déterminé que la capacité de transport suffisante peut ne pas exister pour accepter une demande de service de

transport, le client admissible peut demander une étude d'impact sur le réseau.

5

**TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC**

respecte les exigences techniques du Transporteur, ainsi que les limites d'émissions de perturbations autorisées sur le réseau de transport, que ses charges ou sa production soient directement raccordées au réseau de transport ou de distribution d'Hydro-Québec, ou dans ses propres postes à haute tension. Le client du service en réseau intégré doit également s'assurer que le déséquilibre des charges alimentées par les postes satellites respecte les limites d'émission autorisées sur le réseau.

29.5 Dépôt de la convention de service : Le Transporteur dépose, auprès de la Régie, les conventions de service renfermant l'information exigée aux termes des présentes, dans les trente (30) jours de leur signature.

30 Ressources en réseau

30.1 Désignation des ressources en réseau : Les ressources en réseau comprennent toute la production possédée ou achetée par le client du réseau intégré qui est désignée comme devant alimenter la charge en réseau en vertu des présentes. Les ressources en réseau ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge en réseau du client du réseau intégré sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations

en vertu d'un programme de partage des réserves. Les ressources possédées ou achetées qui alimentaient les charges du client du réseau intégré aux termes d'ententes fermes conclues jusqu'à la date du début du service, inclusivement, seront initialement désignées en tant que ressources en réseau tant que le client du réseau intégré ne modifiera pas leur désignation.

30.2 Désignation de nouvelles ressources en réseau : Le client du réseau intégré peut désigner une nouvelle ressource en réseau en donnant au Transporteur un avispréavis en ce sens le plus tôt possible au moyen d'une demande de modification du service dans le cadre d'une demande prévue à l'article 29 et le Transporteur affiche cette nouvelle désignation sur son site OASIS. Dans le cas d'une ressource utilisant un chemin affiché sur le site OASIS du Transporteur, ~~La~~ la désignation d'une nouvelle ressource en réseau doit être faite par l'entremise du de ce site OASIS du Transporteur par le client du service en réseau intégré ~~moyen d'une demande de modification du service dans le cadre d'une demande prévue à l'article 29.~~ Cette demande doit comprendre une déclaration attestant que la nouvelle ressource en réseau satisfait aux conditions suivantes : (1) le client du réseau intégré possède la ressource, s'est engagé à acheter la production conformément à un contrat signé ou s'est engagé à acheter la production lorsque la signature d'un contrat

est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie III des présentes; (2) les ressources en réseau n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge en réseau du client du réseau intégré sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves. La demande du client du réseau intégré sera considérée inadéquate si elle ne comprend pas cette déclaration, et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes.

30.3 Suppression des ressources en réseau : Le client du réseau intégré peut mettre fin à tout moment à la désignation de tout ou partie d'une ressource de production en tant que ressource en réseau, mais il doit en aviser le Transporteur par écrit ~~par l'entremise du site OASIS~~ dès qu'il lui est raisonnablement possible de le faire. Dans le cas d'une ressource utilisant un chemin affiché sur le site OASIS du Transporteur, il doit le faire par l'entremise de ce ~~site mais~~ au plus tard à l'expiration du délai de programmation du service de transport ferme pour la période de suppression. Dans le cas d'une ressource n'utilisant pas un chemin affiché sur OASIS,

l'information indiquée ci-dessous sera affichée sur le site OASIS par le Transporteur. Les demandes de suppressions de ressources en réseau doivent être soumises sur le site OASIS, et indiquer si elles visent une suppression indéfinie ou temporaire. Une demande de suppression indéfinie de ressources en réseau doit spécifier la date et l'heure de l'entrée en vigueur de la suppression ainsi que l'identité et la capacité des ressources ou de la partie des ressources qui doivent être supprimées indéfiniment. Une demande de suppression temporaire de ressources en réseau doit comprendre les renseignements suivants :

- (i) date et heure d'entrée en vigueur de la suppression temporaire;
- (ii) date et heure d'entrée en vigueur du rétablissement de la désignation, après la période de suppression temporaire;
- (iii) identité et capacité des ressources ou de la partie des ressources devant être supprimées temporairement;
- (iv) description des ressources et attestation du rétablissement de leur désignation, après la période de suppression temporaire, conformément à l'article 30.2; et
- (v) identification des demandes de service de transport connexes devant être évaluées en même temps que la demande de suppression temporaire, afin que ces demandes de service et la demande de suppression

puissent être examinées toutes faire l'objet d'une
seule demande autorisée ou rejetée. L'évaluation des
demandes de service de transport connexes doit prendre
en compte la suppression des ressources en réseau
visées en (iii) ainsi que toutes les demandes de
service de transport concurrentes ayant une priorité
supérieure. Advenant le rejet des demandes de service
de transport connexes, le client du réseau intégré
sera réputé ne pas avoir supprimé de ressources.

Dans le cadre d'une suppression temporaire, le client
du réseau intégré peut seulement rétablir la
désignation d'une ressource, ou d'une partie de
ressource, qui était initialement désignée. Les
demandes concernant la La désignation d'une ressource
différente et/ou d'une ressource dont la capacité a
été augmentée seront considérées inadéquates et le
Transporteur prendra alors les mesures relatives aux
demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article
29.2 des présentes.

30.4 Exploitation des ressources en réseau : Le client du
réseau intégré ne peut exploiter ses ressources en
réseau désignées situées dans sa zone de réglage ou
dans celle du Transporteur de manière à ce que la
production de ces installations dépasse sa charge en
réseau désignée plus les ventes non fermes réalisées en
vertu d'un service de transport non ferme réalisées en
vertu de sous la Partie II des présentes, plus les

pertes, plus les ventes de puissance réalisées dans le
cadre d'un programme de partage des réserves, plus les
ventes pouvant être interrompues sans pénalité afin
d'alimenterqui alimentent des charges désignées du
réseau intégré. Cette restriction ne s'appliquera pas
aux changements apportés à l'exploitation des
ressources en réseau d'un client du service de
transport à la demande du Transporteur pour répondre à
une urgence ou à une autre condition imprévue qui
pourrait compromettre ou altérer la fiabilité du réseau
de transport. Pour toutes les ressources en réseau qui
ne sont pas reliées physiquement au réseau de transport
du Transporteur, le client du réseau intégré ne peut
programmer une livraison d'énergie qui dépasse la
capacité de ces ressources, tel qu'il est stipulé dans
la demande du client du réseau intégré en vertu de
l'article 29, sauf si le client du réseau intégré peut
assurer cette livraison à l'intérieur du réseau de
transport du Transporteur en obtenant un service de
transport de point à point ou en utilisant un service
secondaire en vertu de l'article 28.4. Si le programme
d'un client du réseau intégré au point de livraison
pour une ressource en réseau qui n'est pas reliée
physiquement au réseau de transport du Transporteur
dépasse la capacité désignée pour cette ressource, à
l'exclusion de l'énergie livrée au moyen d'un service
secondaire ou d'un service de transport de point à

point, les dispositions de l'article 13.7 d)
s'appliqueront.

30.5 Obligation de nouvelle répartition du client du réseau intégré : Pour avoir le droit de recevoir le service de transport en réseau intégré, le client du réseau intégré accepte de répartir différemment ses ressources en réseau si le Transporteur le lui demande conformément à l'article 33.2. Dans la mesure du possible la nouvelle répartition des ressources prévue au présent article sera effectuée en fonction du moindre coût, sans discrimination entre tous les clients du service en réseau intégré, du service point à point ferme et les clients de charge locale.

30.6 Ententes de transport visant les ressources en réseau non reliées physiquement au réseau du Transporteur : Le client du réseau intégré est responsable des ententes pouvant être nécessaires à la livraison de la puissance et de l'énergie d'une ressource en réseau qui n'est pas physiquement reliée au réseau du Transporteur. Le Transporteur fera des efforts raisonnables pour aider le client du réseau intégré à obtenir ces ententes, y compris en fournissant les informations ou données nécessaires à l'autre entité conformément aux pratiques usuelles des services publics.

30.7 Restrictions visant la désignation de ressources en réseau : Le client du réseau intégré doit démontrer qu'il possède ou qu'il s'est engagé à acheter la

production conformément à un contrat signé afin de désigner une ressource de production en tant que ressource en réseau. Cependant, le client du réseau intégré peut aussi établir que la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie III des présentes.

30.8 Utilisation de la capacité d'interface par le client du réseau intégré : Aucune limite n'est imposée à l'utilisation du réseau du Transporteur par le client du réseau intégré à n'importe quelle interface pour intégrer les ressources en réseau du client du réseau intégré (ou les achats économiques de substitution) à ses charges en réseau. Toutefois l'utilisation que le client du réseau intégré fait de la capacité totale d'interface du Transporteur avec les autres réseaux de transport ne peut dépasser la part du ratio de charge du client du réseau intégré.

30.9 Installations de transport appartenant au client du réseau intégré : Le client du réseau intégré auquel appartiennent des installations de transport existantes qui sont intégrées au réseau de transport du Transporteur peut avoir droit à une rémunération versée au moyen d'un crédit sur les sommes qui lui sont facturées ou suivant toute autre méthode. Pour recevoir cette rémunération, le client du réseau intégré doit démontrer que ses installations de transport sont

intégrées à la planification et à l'exploitation du Transporteur afin de desservir tous ses clients qui lui achètent de l'électricité ou un service de transport. Dans le cas des installations ~~construites~~ ajoutées par le client du réseau intégré après la date du début du service en vertu de la Partie III des présentes, le client du réseau intégré recevra un crédit pour ces installations de transport ajoutées lorsque si ces installations sont intégrées à l'exploitation des installations du Transporteur; toutefois, les installations de transport du client du réseau intégré sont présumées intégrées si ces dernières, si elles appartenaient au Transporteur, pouvaient être incluses dans les revenus requis annuels de celui-ci indiqués à l'appendice H des présentes. planifiées en commun et installées en collaboration avec le Transporteur. Le mode de calcul du crédit en vertu du présent article doit être déterminé dans la convention de service du client du réseau intégré ou dans une autre convention conclue entre les parties.

31 Désignation de la charge en réseau

31.1 Charge en réseau : Le client du réseau intégré doit désigner les différentes charges en réseau pour lesquelles le Transporteur fournira le service de transport en réseau intégré en son nom. Les charges en réseau doivent être précisées dans la convention de service.

APPENDICE C-1Méthodologie pour évaluer la capacité de transfert disponible

Le présent appendice C-1 remplace l'appendice C à compter de la date prévue à cet effet à l'article 44.2.

Le Transporteur offre les services de transport de point à point sur ses interconnexions avec les réseaux voisins. Le site OASIS du Transporteur affiche les données relatives aux capacités de transfert des interconnexions pour des périodes futures données. Chacune des interconnexions y est indiquée comme un chemin relié au point HQT qui représente l'ensemble des points de réception sur le réseau du Transporteur, sauf les interconnexions elles-mêmes.

Les lignes directrices et les principes suivants sont suivis pour évaluer la capacité de transfert disponible ("Available Transfer Capability" - ATC) :

- (a) les pratiques usuelles des services publics;
- (b) les critères et les lignes directrices du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) et du North American Energy Standards Board (NAESB);
- (c) les critères et directives applicables du Transporteur.

La capacité de transfert disponible est la portion de la capacité de transfert totale ("Total Transfer Capability" - TTC) qui n'est pas utilisée après avoir tenu compte de la marge de fiabilité du réseau ("Transmission Reliability Margin" - TRM) et des exigences pour :

- (a) satisfaire aux obligations du service de transport existant pour la livraison des ressources aux clients de charge locale;
- (b) satisfaire aux obligations des contrats existants en vertu desquels le service de transport est fourni;
- (c) satisfaire aux obligations des demandes de service de transport acceptées.

Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée entre le réseau du Transporteur et un réseau voisin, cette capacité correspond à la moins élevée des valeurs de capacités suivantes : (1) la capacité de réception (ou de livraison) ferme avant prise en compte des ETC du réseau voisin, et (2) la capacité de réception (ou de livraison) ferme avant prise en compte des ETC du Transporteur.

La capacité de transfert non ferme offerte par le Transporteur est la valeur maximale disponible sur l'horizon considéré.

La capacité de transfert ferme offerte par le Transporteur pour les horizons annuel et mensuel comprend une provision de 5% de la durée pour tenir compte de l'entretien planifié des équipements et d'autres événements prévus pouvant occasionnellement réduire l'offre de capacité de transfert ferme.

La capacité de transfert ferme offerte par le Transporteur pour les horizons hebdomadaire et journalier est prévue être disponible à chacune des heures de l'horizon considéré.

~~La capacité de transfert non ferme offerte par le Transporteur est la valeur maximale disponible sur l'horizon considéré.~~

1. Équations de base pour le calcul de la capacité de transfert:

Horizon prévisionnel

$$ATC_{ferme} = TTC - ETC_{ferme} - CBM - TRM_{ferme} + PBR$$

$$ATC_{non\ ferme} = TTC - ETC_{ferme} - ETC_{non\ ferme} - CBM - TRM_{non\ ferme} + CF + PBR$$

$$ETC_{ferme} = QCRD + QCRND_{ferme} + NITS_{ferme} + PTP_{ferme} + ROR + GF_{ferme} + OS_{ferme}$$

$$ETC_{non\ ferme} = QCRND_{non\ ferme} + NITS_{non\ ferme} + PTP_{non\ ferme} + GF_{non\ ferme} + OS_{non\ ferme}$$

Horizon temps réel

$$ATC_{ferme} = TTC - ETC_{ferme} - CBM - TRM_{ferme} + PBR$$

$$ATC_{non\ ferme} = TTC - ETC_{ferme} - ETC_{non\ ferme} - CBM - TRM_{non\ ferme} + CF + PBNS + PBR$$

$$ETC_{ferme} = QCRD + QCRND_{ferme} + NITS_{ferme} + PTP_{ferme} + GF_{ferme} + OS_{ferme}$$

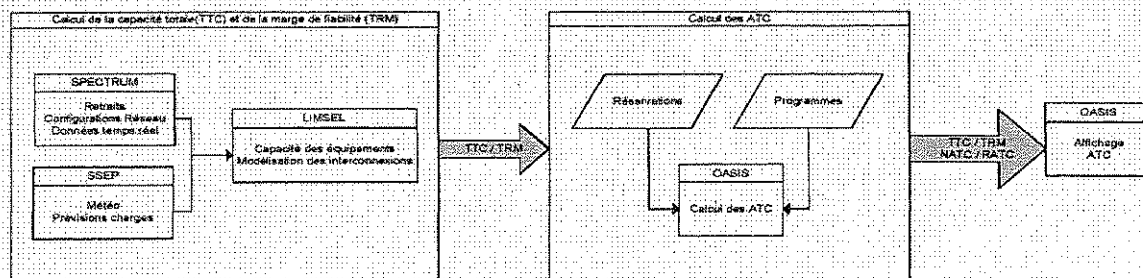
$$ETC_{non\ ferme} = QCRND_{non\ ferme} + NITS_{non\ ferme} + PTP_{non\ ferme} + GF_{non\ ferme} + OS_{non\ ferme}$$

Où:

<u>ATC:</u>	<u>"Available Transfer Capability"</u> <u>Capacité de transfert disponible.</u>
<u>TTC:</u>	<u>"Total Transfer Capability"</u> <u>Capacité de transfert totale telle que</u> <u>définie à la section 3a.</u>
<u>ETC:</u>	<u>"Existing Transmission Commitments"</u> <u>Quantité de services de transport déjà</u> <u>engagés telle que définie à la section 3b.</u>
<u>CBM:</u>	<u>"Capacity Benefit Margin"</u> <u>Marge bénéficiaire de capacité telle que</u> <u>définie dans la section 3e.</u>
<u>TRM:</u>	<u>"Transmission Reliability Margin"</u> <u>Marge de fiabilité du réseau telle que</u> <u>définie à la section 3d.</u>
<u>CF:</u>	<u>"Counterflows"</u> <u>Programmes sur le (les) chemin(s)</u> <u>inverse(s) impliqués.</u>
<u>PBNS:</u>	<u>"Postbacks - Non Scheduled"</u> <u>Portion de l'ETC non programmée réofferte</u> <u>en capacité non ferme.</u>

<u>PBR:</u>	<u>"Postbacks - Redirects"</u> <u>Portion de la PTP_{ferme} déplacée par un</u> <u>client vers un autre chemin et réofferte</u> <u>sur le chemin d'origine.</u>
<u>QCRD:</u>	<u>"Québec Ressource Désignée"</u> <u>Capacité réservée de ressource inscrite</u> <u>sur le site OASIS et désignée par le</u> <u>Distributeur en ressource désignée pour</u> <u>alimenter la charge locale du Québec.</u>
<u>QCRND_{ferme}:</u>	<u>"Québec Ressource non désignée"</u> <u>Capacité de ressource inscrite sur le site</u> <u>OASIS mais non désignée réservée par le</u> <u>Distributeur en ressource non désignée</u> <u>pour alimenter la charge locale du Québec.</u>
<u>QCRND_{non ferme}:</u>	<u>"Québec Ressource non désignée"</u> <u>Capacité de ressource inscrite sur le site</u> <u>OASIS réservée par le Producteur en</u> <u>ressource non désignée pour alimenter la</u> <u>charge locale du Québec qui n'a pas été</u> <u>désignée par le Distributeur.</u>
<u>NITS:</u>	<u>"Network Integration Service"</u> <u>Capacité réservée pour le service en</u> <u>réseau intégré.</u>
<u>PTP:</u>	<u>"Point To Point"</u> <u>Capacité réservée pour les services de</u> <u>transport point à point confirmés.</u>
<u>ROR:</u>	<u>"Roll-over Rights"</u> <u>Capacité réservée pour les droits de</u> <u>renouvellement associés aux services de</u> <u>transport long terme ferme.</u>
<u>GF:</u>	<u>"Grandfathered"</u> <u>Capacité réservée en vertu de droits</u> <u>acquis.</u>
<u>OS:</u>	<u>"Other Services"</u> <u>Capacité réservée en vertu d'autres types</u> <u>de services de transport.</u>

2. Étapes de calcul de la capacité de transfert



3. Composantes de la capacité de transfert

a. Capacité de transfert totale (TTC) :

- i) La TTC est la quantité de puissance qui peut être transférée sur une interconnexion de façon à ce que, suite à un évènement, la stabilité du réseau de transport soit maintenue et de façon à ce que les limites de tension et de capacité thermique soient respectées, conformément aux règles et pratiques du Transporteur et aux lignes directrices du NPCC et de la NERC. Les TTC sont évaluées à la frontière des installations du Transporteur.

Les TTC anticipées sur un chemin sont toujours égales ou inférieures à la capacité de transfert de référence de ce chemin (TTC_{ref} : valeur maximale de la TTC démontrée comme réalisable et sécuritaire).

- ii) Pour évaluer la TTC, le Transporteur détermine par simulations informatiques en temps différé les limites d'exploitation de son réseau de transport selon une série spécifique de conditions d'exploitation. Une limite d'exploitation est alors établie pour chacune des conditions d'exploitation envisagées. Par la suite, les conditions d'exploitation présumées durant la période d'analyse sont confrontées aux limites préalablement établies.

Les TTC spécifiques à une période donnée sont calculées selon les conditions d'exploitation du réseau anticipées pour cette période.

Les TTC_{réf} sont coordonnés avec le réseau voisin lors de la conception des installations et réévaluées annuellement en exploitation.

La capacité de transfert d'un réseau voisin affecte les quantités de puissance pouvant être transférées par les interconnexions. À l'exception des équipements des interconnexions dont la propriété est partagée entre le Transporteur et le transporteur du réseau voisin, les paramètres externes au Transporteur (retraits d'équipements, conditions d'exploitation et limites de réseau) qui influencent les capacités de transfert des réseaux voisins peuvent être considérés dans le calcul des TTC du Transporteur.

iii) Afin de calculer les TTC, le Transporteur utilise les données suivantes:

- Prévision des charges régionales;
- Prévisions de température de l'air ambiant;
- Plan de production des ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale;
- Plan des retraits approuvés.

Pour les dix prochains jours, la prévision des besoins québécois horaires en puissance est établie à partir d'une combinaison de modèles qui tiennent compte des données horaires climatiques. Cette prévision est mise à jour aux 5 minutes selon les derniers écarts observés. Elle est également mise à jour aux 20 minutes en fonction de toute nouvelle

information pertinente. La prévision de la charge des sous-réseaux est établie à l'aide d'un modèle linéaire qui met en relation la puissance horaire de chaque sous-réseau avec la prévision des besoins québécois horaires en puissance. Cette prévision de la charge des sous-réseaux est mise à jour aux 20 minutes, immédiatement après le calcul de la prévision des besoins québécois horaires en puissance.

Au-delà de dix jours, une prévision à plus long terme, révisée de deux à quatre fois par année, est utilisée. Cette prévision établit les besoins québécois horaires et les pointes de demande hebdomadaires correspondants aux prévisions mensuelles du Distributeur pour l'année courante et pour l'année suivante.

Lors de retraits de certains équipements de transport dans les réseaux d'interconnexion, la quantité de production localement disponible influence les TTC. Dans ce cas, comme il s'agit de production hydraulique au fil de l'eau, des hypothèses basées sur l'hydraulicité moyenne sont utilisées.

Seuls les indisponibilités réelles et les retraits d'équipements de transport planifiés à long terme ou approuvés à court terme, sont considérés dans le calcul des TTC.

- iv) Les facteurs suivants influencent les capacités de transfert du transporteur.

Capacités de transfert des réseaux d'interconnexion:

Les réseaux d'interconnexion sont des réseaux de transport régionaux exploités à des tensions de 120 kV, 230 kV ou 315 kV. Ces réseaux alimentent les interconnexions et peuvent également desservir des postes de charge. Les capacités de transfert de ces réseaux peuvent être limitées par des contraintes thermiques des équipements de transport qui les composent (transformateurs, lignes de transport). Ces capacités peuvent également être limitées par des contraintes de basse tension d'exploitation à certains postes internes ou par des contraintes de stabilité des centrales internes.

Caractéristiques électriques des équipements d'interconnexion:

Les équipements du réseau du Transporteur sont conçus pour être utilisés en respectant des caractéristiques électriques et mécaniques précises. En particulier, les capacités thermiques des équipements d'interconnexion varient en fonction de la température de l'air ambiant. Pour la majorité des équipements d'interconnexion, une augmentation de la température cause une diminution de leur capacité.

Retrait des équipements pour l'entretien des installations:

Pour assurer l'entretien des installations, les équipements du réseau du Transporteur doivent être retirés de l'exploitation de façon occasionnelle. Ces retraits ont pour effet de réduire les capacités de transfert des interconnexions.

Charges raccordées aux réseaux d'interconnexion:

Certains réseaux d'interconnexion alimentent des postes de charge. En livraison vers le réseau voisin, l'effet de ces charges internes est intégré dans le calcul de la TTC.

Pour certaines interconnexions, le transfert d'énergie est réalisé par le transfert d'un bloc de charge d'un réseau voisin au réseau du Transporteur. Dans ce cas, la capacité de transfert considère le niveau maximal, annuel ou saisonnier, de la charge des postes transférés.

Production raccordée aux réseaux d'interconnexion:

Certains réseaux d'interconnexion sont partiellement alimentés par des centrales locales. En réception du réseau voisin, l'effet de ces productions internes est intégré dans le calcul de la TTC.

Pour certaines interconnexions, le transfert d'énergie est réalisé par le transfert de groupes turbine-alternateurs d'un réseau à l'autre. Dans ce cas, la capacité de transfert considère la puissance installée des groupes turbine-alternateurs transférés, mais ne considère pas la production effectivement disponible de sorte que la TTC calculée pour une période donnée peut être supérieure à la production pouvant être transférée pendant cette période.

Pour les interconnexions où des groupes turbine-alternateurs doivent être isolés sur le réseau voisin, une entente préalable avec le Producteur, exploitant des groupe turbine-alternateurs, est requise pour chaque demande de réservation d'un

service de transport par ces interconnexions et ce, à sa discrétion.

Limite de perte de charge en première contingence (PCPC):

Le déclenchement d'une interconnexion exploitée en mode livraison est équivalent à une perte de charge sur le réseau du Transporteur et engendre une augmentation de la fréquence. Afin de sauvegarder l'intégrité du réseau du Transporteur et la continuité de service, la quantité de charges (MW) pouvant être déclenchée suite à un événement de simple incidence est limitée par l'opérateur du réseau. Cette limite appelée PCPC varie en fonction de la quantité de production synchronisée au réseau du Transporteur et de la localisation de l'interconnexion. Plus la production synchronisée est élevée, plus la limite PCPC est élevée. Généralement, la production synchronisée au réseau augmente avec les livraisons, diminue avec les réceptions et suit l'évolution de la charge. C'est à faible charge et en réception maximale que la limite PCPC est la plus contraignante. La TTC en livraison établie par le Transporteur pour chaque interconnexion tient compte de la limite PCPC.

Limite de perte de production en première contingence (PPPC):

Le déclenchement d'une interconnexion exploitée en mode réception est équivalent à une perte de production sur le réseau du Transporteur et engendre une diminution de la fréquence. Afin de sauvegarder l'intégrité du réseau du Transporteur, la quantité de production (MW) pouvant être déclenchée suite à

un événement de simple incidence est limitée par l'opérateur du réseau. Cette limite appelée PPC varie en fonction de la quantité de production synchronisée au réseau du Transporteur. Plus la production synchronisée est élevée, plus la limite PPC est élevée. Généralement, la production synchronisée au réseau augmente avec les livraisons, diminue avec les réceptions et suit l'évolution de la charge. C'est à faible charge et en réception maximale que la limite PPC est la plus contraignante. La TTC en réception établie par le Transporteur pour chaque interconnexion tient compte de la limite PPC.

Chemins concourants:

Certaines portions du réseau du Transporteur peuvent alimenter plusieurs interconnexions. La capacité de transfert sur ces portions de réseau peut être inférieure à la somme des capacités individuelles de transfert de chacune de ces interconnexions. Les services de transport engagés sur de tels chemins concourants sont intégrés dans le calcul de l'ATC.

Capacité simultanée de réception:

La capacité totale de réception de la zone de réglage du Québec varie en fonction du bilan entre la charge du réseau, les livraisons vers les réseaux voisins et la production minimale à maintenir sur le réseau. Cette contrainte qui pourrait affecter la valeur des TTC en réception est très rarement limitative.

b. Quantité de services de transport déjà engagés (ETC):

- i) L'ETC est la quantité totale de puissance qui est déjà réservée sur un chemin, à laquelle s'ajoutent les capacités requises pour l'alimentation de la charge locale qui sont inscrites sur OASIS.
- ii) Comme le Transporteur offre les services de transport point à point sur ses interconnexions avec les réseaux voisins, l'ETC reliée aux besoins de la charge locale y est représentée directement par des inscriptions réservations de service point à point désignées par le terme QCRD et QCRND.
- iii) Les demandes de réservations de services point à point (PTP) sont incluses dans l'ETC dès qu'elles obtiennent l'état "confirmé" ou, dans le cas des réservations de service point à point long terme, dès que la convention de service est signée.
- iv) Les droits de renouvellement associés aux réservations de service point à point long terme (ROR) sont présumés exercés par le client jusqu'à leur expiration ou jusqu'à leur supplantation par une autre demande concurrente selon les dispositions de l'article 2.2 de la Partie I des présentes.
- v) Sur l'horizon temps réel, si aucun programme n'est reçu en association à une réservation existante, la capacité de transfert disponible pour les services point à point non ferme est augmentée de la quantité réservée mais non programmée.

c. Capacité d'interface disponible

("Available Flowgate Capability" - AFC):

L'AFC est utilisée plutôt que l'ATC pour évaluer la capacité de transfert entre les réseaux de différents

transporteurs lorsque des équipements de transport dans l'un des réseaux impliqués sont affectés par les transits dans les autres réseaux. Comme le réseau de transport du Transporteur n'est pas sujet à des écoulements de puissance fortuits en provenance des réseaux voisins car il leur est relié uniquement par des interconnexions contrôlables, le concept d'interface ne lui est pas pertinent.

d. Marge de fiabilité du réseau (TRM) :

i) Définition de la TRM

La TRM quantifie les imprécisions associées au calcul des capacités de transfert anticipées. Ces imprécisions sont dues à la variabilité de certains paramètres qui influencent le calcul de la TTC. Ces facteurs sont la charge en réseau, la température de l'air ambiant, la tension d'exploitation du réseau d'interconnexion, la production interne au réseau d'interconnexion et la quantité de production synchronisée à l'ensemble du réseau. Sur certaines interconnexions, la TRM comprend également des aléas pour la défaillance inopinée d'équipements de transport, une réserve pour tenir compte de modifications aux configurations de réseau qui pourraient être requises en fonction des demandes de service de transport et certains paramètres externes au Transporteur (retraits d'équipements, conditions d'exploitation et limites de réseau) qui influencent les capacités de transfert des réseaux voisins.

Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée entre le réseau du Transporteur et un réseau voisin, la définition de la TRM correspond à la plus élevée des deux valeurs

suivantes : (1) la TRM du réseau voisin, et (2) la TRM du Transporteur.

ii) Méthodologie de calcul de la TRM

En général, les TRM sont basées sur l'historique des écarts prévisionnels. Sur les interconnexions où les demandes de service de transport peuvent entraîner des changements de configuration de réseau, les TRM sont des valeurs fixes établies en fonction des configurations possibles.

Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée entre le réseau du Transporteur et un réseau voisin, le calcul de la TRM pour ces interconnexions correspond à la différence entre les capacités totales de transfert (TTC) du Transporteur et les capacités de transfert fermes avant prise en compte des ETC sur le réseau voisin.

iii) Bases de données utilisées pour le calcul de la TRM

Les bases de données des TTC sont également utilisées pour le calcul des TRM.

iv) Conditions d'utilisation de la TRM

Les TRM sont utilisées dans le calcul des capacités de transfert ferme disponibles seulement. Les TRM sont généralement nulles pour le calcul des capacités de transfert non-ferme disponibles.

e. Marge bénéficiaire de capacité

("Capacity Benefit Margin" - CBM)

La CBM est une capacité de transfert ferme en importation
qui est réservée afin de disposer d'une capacité
d'importation en situation d'urgence. Actuellement, le
Transporteur n'utilise pas de CBM dans le calcul des
capacités de transfert disponibles.

**MISE À JOUR DE LA PROPOSITION DE
MODIFICATIONS AUX
TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC
À LA SUITE DE L'ORDONNANCE N° 890 DE LA FERC**

1 délai dont le client dispose – soit quinze jours après avoir avisé le fournisseur
2 de transport de son intention de reporter la date de commencement du
3 service – pour payer les frais requis.

4 Pour accroître l'utilisation efficiente des réseaux, l'ordonnance n° 890 modifie
5 les règles liées à la priorité des réservations. La priorité est accordée aux
6 demandes de service de transport préalablement confirmées – à la fois pour
7 le service non ferme de point à point et le service ferme à court terme de point
8 à point – lorsqu'elles sont soumises dans la même période que des demandes
9 non confirmées⁴³.

10 ***Orientation du Transporteur***

11 Le Transporteur propose de modifier ses *Tarifs et conditions* pour y intégrer
12 ces trois mesures issues de l'ordonnance n° 890 dont l'objectif commun est
13 d'accroître l'efficience dans l'acquisition des services de transport.

14 Les détails relatifs au délai pour études d'impact et d'avant-projet figurent dans
15 les fiches sur les articles 19.9 et 32.5 de la pièce HQT-2, Document 1. Pour ce
16 qui touche la prolongation pour le commencement du service, les détails sont
17 exposés dans la fiche 17.7 de cette pièce. Quant à l'introduction par le
18 Transporteur de la demande préconfirmée dans ses *Tarifs et conditions*, les
19 détails figurent dans les fiches sur les articles suivants de cette pièce : 1.23,
20 13.2, 14.2, 17.2 et 18.2.

21

3.12 Désignation des ressources en réseau, justification et suppression

22 ***Aperçu de l'ordonnance n° 890***

23 Afin d'accroître la transparence et de réduire les occasions de discrimination,
24 l'ordonnance n° 890 oblige les clients du service en réseau intégré à utiliser le

⁴² À la suite de l'ordonnance n° 890-A, paragraphe 775.

⁴³ Ordonnance n° 890, paragraphes 90, 1395, 1401.

1 site OASIS du fournisseur de transport pour demander la désignation d'une
2 nouvelle ressource en réseau et pour mettre fin à une telle désignation⁴⁴. De
3 nouvelles fonctions des sites OASIS ont été créées afin de permettre
4 notamment la recherche parmi les demandes de désignation et de
5 suppression des désignations de ressources en réseau.

6 ***Orientation du transporteur***

7 En application de cette ordonnance, le Transporteur propose de modifier les
8 articles 29.2, 30.1, 30.2 et 30.3 des *Tarifs et conditions*, qui visent le client du
9 service de transport en réseau intégré. Comme le Transporteur a élaboré la
10 partie IV des *Tarifs et conditions* en se fondant sur cette catégorie de service
11 pour donner suite à la décision D-2002-95 de la Régie, il propose des
12 modifications similaires aux articles pertinents de cette partie, relative au
13 service de transport pour l'alimentation de la charge locale, soit les articles
14 37.1, 38.1, 38.2 et 38.3 en y faisant les adaptations nécessaires. Les fiches
15 correspondantes de la pièce HQT-2, Document 1 présentent cette orientation
16 en détail. De plus, des modifications connexes sont requises aux articles 1.50
17 et 1.51; elles sont décrites dans les fiches correspondantes de cette même
18 pièce.

19

3.13 Service secondaire

20 ***Aperçu de l'ordonnance n° 890***

21 L'ordonnance n° 890 précise⁴⁵ que le client du service de transport en réseau
22 intégré n'a pas, pour recevoir le service secondaire, à présenter une demande
23 de service de transport en réseau intégré.

⁴⁴ Ordonnance n° 890, paragraphes 88, 1542.

⁴⁵ Cette précision remonte au projet de règlement qui a précédé l'ordonnance n° 890, publié le 19 mai 2006; paragraphe 432.

Article 1.50

Thème	Objet de la modification
Désignation des ressources en réseau, justification et suppression	Ressource en réseau
Révision mise en place par l'ordonnance 890 L'article 1.26 de l'OATT de la FERC prévoit que les ressources en réseau ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge en réseau du client du réseau intégré, sur une base non interruptible. Dans le cadre des révisions introduites par l'ordonnance 890-A toutefois, suite aux remarques de certains intervenants, la FERC a modifié l'article 1.26 afin de préciser qu'il n'était pas nécessaire de supprimer la désignation d'une ressource qui était utilisée aux fins d'une entente de partage des réserves. L'article 1.26 de l'OATT correspond à l'article 1.50 des <i>Tarifs et conditions</i>.	
Proposition de modification aux <i>Tarifs et conditions</i> 1.540 Ressource en réseau : Toute ressource désignée possédée ou achetée par un client du réseau intégré au sens des présentes applicable au service de transport en réseau intégré. Les ressources en réseau ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge en réseau du client du réseau intégré, sur une base non interruptible, <u>sauf aux fins du partage des réserves</u>.	
Description et justification de la modification: Les ressources en réseau ne comprennent par une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge en réseau du client du réseau intégré, sur une base non interruptible. De plus, avec la modification proposée, une ressource désignée peut servir au partage de réserves avec un réseau voisin, selon les conditions prévues aux articles 30.4 pour le service en réseau intégré et 38.5 pour le service d'alimentation de la charge locale. Cette modification vise à faciliter le partage des réserves avec les réseaux voisins.	
Impact sur le régime réglementaire et la clientèle: Faciliter le partage des réserves avec les réseaux voisins permet de réduire le coût d'assurer la fiabilité d'alimentation de la charge en réseau intégré.	
Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif <i>pro forma</i> de la FERC Ordonnance 890-A: § 948	
Autres articles visés des <i>Tarifs et conditions</i> L'article 29.2 contient une description détaillée des modifications proposées au processus de désignation des ressources du client du service de transport en réseau intégré.	

Article 1.51

Thème Désignation des ressources, justification et suppression	Objet de la modification Ressource du Distributeur
Révision mise en place par l'ordonnance 890 L'article 1.26 de l'OATT de la FERC prévoit que les ressources en réseau ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge en réseau du client du réseau intégré, sur une base non interruptible. Dans le cadre des révisions introduites par l'ordonnance 890-A toutefois, suite aux remarques de certains intervenants, la FERC a modifié l'article 1.26 afin de préciser qu'il n'était pas nécessaire de supprimer la désignation d'une ressource qui était utilisée aux fins d'une entente de partage des réserves. L'article 1.26 de l'OATT correspond à l'article 1.50 des <i>Tarifs et conditions</i> et l'article 1.51 qui s'applique au Distributeur est le pendant de l'article 1.50 pour le client en réseau intégré.	
Proposition de modification aux <i>Tarifs et conditions</i>: 1.40-151 Ressource du Distributeur : Toute ressource désignée par le Distributeur au sens des présentes applicable au service de transport pour l'alimentation de la charge locale, incluant l'électricité patrimoniale tel que prévu à la <u>Loi sur la Régie de l'énergie</u> (L.R.Q., c.R-6.01) et toute autre ressource du Distributeur. Une ressource du Distributeur peut être un contrat, une centrale, un programme commercial, un engagement ou une obligation de vente, incluant ceux en provenance d'une interconnexion, ou toute autre ressource énergétique pouvant servir à combler les besoins de la charge locale. Une ressource peut être alimentée par plusieurs équipements de production. Les ressources du Distributeur ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge locale du Distributeur, sur une base non interruptible, <u>sauf aux fins du partage des réserves</u>.	
Description et justification de la modification Les ressources du Distributeur ne comprennent par une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge locale du Distributeur, sur une base non interruptible. De plus, avec la modification proposée, une ressource désignée du Distributeur peut servir au partage de réserves avec un réseau voisin, selon les conditions prévues à l'articles 38.5 pour le service d'alimentation de la charge locale. Cette modification vise à faciliter le partage des réserves avec les réseaux voisins.	
Impact sur le régime réglementaire et la clientèle Faciliter le partage des réserves avec les réseaux voisins permet de réduire le coût d'assurer la fiabilité d'alimentation de la charge locale.	
Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif <i>pro forma</i> de la FERC Sans objet.	
Autres articles visés des <i>Tarifs et conditions</i> L'article 29.2 contient une description détaillée des modifications proposées au processus de désignation des ressources du client du service de transport en réseau intégré.	

Article 28.6

Thème	Objet de la modification
Pénalités liées à l'exploitation : pénalités pour utilisation du réseau sans réservation ou au-delà de la capacité réservée	Restrictions relatives à l'utilisation du service pour le client en réseau intégré
Révision mise en place par l'ordonnance 890:	
La FERC indique dans l'ordonnance 890 que le transporteur doit préciser à l'article 28.6 quels frais et pénalités s'appliquent lorsque le client en réseau intégré utilise ce service ou qu'il utilise le service secondaire prévu à l'article 28.4 pour effectuer des ventes qui ne servent pas à alimenter sa charge en réseau intégré.	
Proposition de modification aux Tarifs et conditions:	
28.6 Restrictions relatives à l'utilisation du service : Le client du réseau intégré ne peut utiliser le service de transport en réseau intégré pour (i) vendre de la puissance et de l'énergie à des charges non désignées ou (ii) fournir directement ou indirectement un service de transport à un tiers. Tous les clients du réseau intégré qui utilisent le service de transport en réseau intégré doivent utiliser le service de transport de point à point prévu à la Partie II des présentes pour les ventes à un tiers nécessitant l'utilisation du réseau de transport du Transporteur. <u>Advenant le cas où un client du réseau intégré utilise le service de transport en réseau intégré ou le service secondaire prévu à l'article 28.4 pour faciliter une vente de gros de ressources qui ne serviront pas à alimenter sa charge en réseau intégré, les dispositions de l'article 13.7 d) s'appliqueront.</u>	
Description et justification de la modification:	
Le Transporteur propose un texte qui indique précisément les conditions qui s'appliquent lorsqu'un client du service en réseau intégré utilise le réseau du Transporteur pour effectuer des ventes qui ne servent pas à alimenter ses charges en réseau intégré. Ce sont alors les dispositions de l'article 13.7 d) qui s'appliquent, à savoir que le client doit réserver un service de point à point pour la totalité de ses livraisons qui ne servent pas à alimenter ses charges en réseau intégré et, advenant le cas où le client ne fait pas les réservations de point à point appropriées au préalable, celui-ci doit payer au Transporteur la pénalité de 50% en sus du tarif de transport de point à point applicable, soit 150% de celui-ci. Cet ajout précise les conditions applicables aux clients du service en réseau intégré lorsqu'il utilise le réseau du Transporteur pour alimenter des charges autres que ses charges en réseau. La nécessité de réservations précises favorise, de l'avis du Transporteur, l'utilisation efficiente de son réseau. Une plus grande précision de l'utilisation du réseau permet à un plus grand nombre de clients d'y accéder. Par surcroît, le Transporteur juge important de traiter, en termes exprès, toutes les catégories de clients équitablement.	
Impact sur le régime réglementaire et la clientèle:	
La proposition ne comporte pas d'impact réel sur le régime réglementaire. Outre les avantages pour la clientèle exposés ci-dessus, la proposition permet d'éviter les conflits d'interprétation lorsqu'un client du service en réseau intégré utilise le réseau du Transporteur à des fins autres que pour alimenter ses charges en réseau.	
Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif <i>pro forma</i> de la FERC	
Ordonnance 890: § 1340, 1592 & suivants	
Autres articles visés des Tarifs et conditions	
Par transposition à la Partie IV concernant le service de transport pour l'alimentation de la charge locale, une modification correspondante a été apportée à l'article 36.5.	

Article 29.2

Thème	Objet de la modification
Désignation des ressources en réseau, justification et suppression	Procédures de demande – Partie III
Révision mise en place par l'ordonnance 890	
L'ordonnance 890 clarifie certains aspects concernant la désignation et la suppression de la désignation des ressources du client en réseau intégré via le système OASIS du Transporteur, le type d'ententes contractuelles qui sont éligibles en tant que ressources désignées et les responsabilités du transporteur concernant la validation des ressources désignées du client en réseau intégré. De plus, l'ordonnance 890 précise de façon spécifique les informations que doit fournir le client du service en réseau intégré selon qu'il s'agit de ressources en réseau ou de ressources hors réseau. L'ordonnance 890 précise également les conditions auxquelles doivent satisfaire les ressources du client, à savoir que le client doit fournir une attestation que ces ressources sont achetées ou possédées par le client en réseau intégré et que celles-ci n'incluent aucune ressource ou partie de ressource faisant l'objet d'un engagement pour vente à un tiers pour alimenter une charge non désignée ou ne pouvant servir à alimenter la charge en réseau du client sur une base non interruptible. Le transporteur doit également fournir une telle attestation lors de la désignation des ressources en réseau pour alimenter ses propres charges. Également, l'ordonnance 890 précise que la désignation de nouvelles ressources du client en réseau intégré, ainsi que la dé-désignation, permanente ou temporaire de ressources du client doit se faire via le système OASIS du Transporteur. Les mécanismes pour ce faire seront d'ailleurs intégrés aux pratiques commerciales de NAESB et au nouvel OASIS du Transporteur, lorsque celui-ci sera en fonction en 2009. L'ordonnance 890 prévoit également dans le cas de la désignation d'une ressource hors réseau que le transporteur doit vérifier que les ententes de transport de la ressource sur un réseau de transport tiers soient fermes, mais que le transporteur n'est pas responsable de vérifier que les centrales et les contrats d'achat d'électricité du client satisfont les exigences des articles 30.1 et 30.7 de l'OATT, puisque cela amènerait les transporteurs à devoir interpréter ces contrats et à accepter ou refuser la désignations de ressources du client en réseau intégré sur la base de ces interprétations. Selon la FERC, cette responsabilité lui revient.	
Proposition de modification aux <i>Tarifs et conditions</i>:	
29.2 Procédures de demande : Le client admissible qui demande un service en vertu de la Partie III des présentes doit présenter une demande, accompagnée d'un dépôt se rapprochant du prix d'un mois de service, au Transporteur le plus tôt possible avant le mois où le service doit commencer. À moins qu'elles ne soient assujetties aux procédures décrites à l'article 2, les demandes complètes de service de transport en réseau intégré se verront attribuer une priorité en fonction de la date et de l'heure de leur réception, la demande reçue le plus tôt ayant toute priorité. Les demandes doivent être soumises en inscrivant les renseignements énumérés ci-après sur le site OASIS du Transporteur. Cette méthode permettra d'obtenir un dossier horodaté pour établir la priorité de la demande. Une demande complète doit fournir tous les renseignements prévus aux décisions, ordonnances et règlements de la Régie, y compris, mais sans s'y limiter, ce qui suit : (i) l'identité, l'adresse, le numéro de téléphone et le numéro de télécopieur de la partie qui demande le service; (ii) une déclaration selon laquelle la partie qui demande le service est ou sera au début du service un client admissible en vertu des présentes; (iii) une description de la charge en réseau à chaque point de livraison. Cette description doit identifier et fournir séparément la meilleure estimation par le client admissible des charges totales à alimenter à chaque niveau de tension de transport, de même que des charges à alimenter à partir de chaque poste du Transporteur au même niveau de tension de transport. La description doit comprendre des prévisions sur dix (10) ans de la charge et des ressources nécessaires en été et en hiver à compter de la première année suivant le commencement prévu du service;	

(iv) le niveau et la localisation des charges interruptibles, s'il en est, comprises dans la charge en réseau. Cette information doit inclure les besoins de puissance estivale et hivernale de chaque charge interruptible (comme si elle n'était pas interruptible), la partie de la charge qui est susceptible d'interruption, les conditions auxquelles une interruption peut être mise en œuvre et les limites, s'il en est, applicables à la quantité et à la fréquence des interruptions. Le client admissible doit indiquer la quantité de charge de ses clients interruptibles (s'il en est) incluse dans les prévisions de charge sur 10 ans fournies en réponse au point (iii) ci-dessus;

(v) une description des ressources en réseau (actuelles et prévues sur 10 ans). Cette description doit, devant inclure dans le cas de pour chaque ressource en réseau :

- la taille du groupe et la puissance provenant de ce groupe qui doit être désignée en tant que ressource en réseau, ainsi que toute centrale pouvant servir à alimenter une ressource en réseau
- la puissance réactive (production et absorption) de tous les alternateurs
- les restrictions d'exploitation
- les périodes d'exploitation limitée, s'il en est, pendant toute l'année
- les programmes d'entretien
- le niveau de production minimum du groupe
- le niveau d'exploitation normal du groupe
- toute désignation de groupe dont la production doit être maintenue pour des raisons de fiabilité du réseau ou pour des raisons contractuelles
- la liste des moyens de gestion pour la nouvelle répartition
- les ententes régissant la vente et la livraison de puissance à un tiers à partir des installations de production situées dans la zone de réglage du Transporteur, lorsqu'une partie seulement de la production du groupe est désignée en tant que ressource en réseau;

la description de la puissance achetée qui est désignée comme ressource en réseau, y compris la source d'approvisionnement, la localisation de la zone de réglage, les ententes de transport et le(s) point(s) de réception au réseau de transport du Transporteur. Cette description doit inclure pour chaque ressource hors réseau :

- l'identification de la ressource désignée comme ressource hors réseau
- la quantité de puissance à laquelle a droit le client
- l'identification de la zone de réglage d'où proviendra la puissance
- le(s) point(s) de livraison vers le réseau de transport du Transporteur
- les ententes de transport dans les réseaux de transport externes
- les restrictions d'exploitation, le cas échéant
 - les périodes d'exploitation limitée, s'il en est, pendant toute l'année
 - les programmes d'entretien
 - le niveau de production minimum du groupe
 - le niveau d'exploitation normal du groupe
 - toute désignation de groupe dont la production doit être maintenue pour des raisons de fiabilité du réseau ou pour des raisons contractuelles

• les coûts de production variables approximatifs (\$/MWh) aux fins des calculs relatifs à la nouvelle répartition;

(vi) une description du réseau de transport du client admissible

- les données sur l'écoulement de puissance et la stabilité, comme les composantes actives et réactives de la charge, les lignes, les transformateurs, les condensateurs et inductances shunt et le type de charge, y compris la capacité nominale normale et d'urgence de tous les équipements de transport dans un format d'écoulement de puissance compatible avec celui utilisé par le Transporteur
- les restrictions d'exploitation nécessaires à la fiabilité
- les instructions d'exploitation employées par les exploitants du réseau
- les restrictions contractuelles ou les engagements relatifs à l'utilisation du réseau de transport du client admissible, sauf les charges et ressources en réseau du client admissible
- la localisation des ressources en réseau décrites au point (v) ci-dessus
- des prévisions sur 10 ans des ajouts au réseau
- des cartes du réseau de transport comprenant les ajouts au réseau proposés
- les capacités nominales thermiques des interconnexions entre la zone de réglage du client admissible et les autres zones de contrôle; et

(vii) la date du début du service et la durée du service de transport en réseau intégré demandé. La durée minimale du service de transport en réseau intégré est d'un an; et

(viii) une déclaration signée par le représentant autorisé ou le mandataire du client du réseau intégré attestant

que toutes les ressources en réseau énumérées à l'article 29.2(v) satisfont aux conditions suivantes : (1) le client du réseau intégré possède la ressource, s'est engagé à acheter la production conformément à un contrat signé ou s'est engagé à acheter la production lorsque la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie III des présentes; (2) les ressources en réseau n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge en réseau du client du réseau intégré sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves.

A moins que les parties ne conviennent de délais différents, le Transporteur doit accuser réception de la demande dans les dix (10) jours suivant sa réception. Cet accusé de réception doit inclure une date à laquelle une réponse, y compris une convention de service, sera transmise au client admissible. Si une demande ne répond pas aux exigences formulées au présent article, le Transporteur doit en aviser le client admissible qui demande le service dans les quinze (15) jours suivant la réception de la demande et préciser les motifs de ce défaut. Dans la mesure du possible, le Transporteur tentera de corriger les insuffisances de la demande par des communications informelles avec le client admissible. Si ces efforts n'aboutissent pas, le Transporteur retournera la demande sans que le client admissible perde pour autant le droit de présenter une demande nouvelle ou révisée qui soit entièrement conforme aux exigences du présent article. Le client admissible se verra attribuer une nouvelle priorité conforme à la date de la demande nouvelle ou révisée. Le Transporteur traitera ces renseignements conformément au Code de conduite du Transporteur.

Description et justification de la modification

À l'exception de la section (ix) de l'article 29.2 de l'OATT découlant de l'ordonnance 890, le Transporteur propose d'introduire aux *Tarifs et conditions* les modifications apportées par la FERC à son OATT pour le service en réseau intégré concernant la désignation des ressources du client. Le Transporteur n'a actuellement aucun client en réseau intégré, toutefois, il propose de modifier la Partie IV des *Tarifs et conditions* concernant les ressources désignées de façon similaire aux modifications proposées pour la Partie III.

Les éléments apportés par la FERC à l'OATT permettent de préciser comment le client doit effectuer la désignation et la suppression de la désignation de ses ressources et elle demande aux transporteurs d'adapter leur OASIS en conséquence.

La proposition du Transporteur accroît la transparence et réduit par conséquent les occasions de discrimination. Les modifications accroissent la précision du calcul de la capacité de transfert disponible, qui reflétera notamment la désignation de ressources hors réseau et les suppressions temporaires.

Impact sur le régime réglementaire et la clientèle

L'application des modifications proposées aura pour effet de mieux informer l'ensemble de la clientèle du Transporteur concernant les ressources désignées pour alimenter les charges des clients en réseau intégré. La suppression temporaire de toute désignation de ressource en réseau offre plus de flexibilité au client. Concernant la validation des ressources désignées par les clients du Transporteur pour approvisionner les marchés au Québec, il s'agit déjà d'une responsabilité exercée par la Régie en vertu de l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Les modifications apportées par l'ordonnance 890 n'ont donc aucun effet à ce chapitre.

Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif *pro forma* de la FERC

Ordonnance 890: § 1474, 1432 & suivants; Ordonnance 890-A: § 821 & suivants; Ordonnance 890-B: § 162 & suivants.

Autres articles visés des *Tarifs et conditions*

Les articles suivants des *Tarifs et conditions* sont également modifiés pour énoncer l'ensemble des modifications aux règles applicables à la désignation des ressources du client en réseau intégré : 30.1, 30.2, 30.3 et 30.4; alors que les articles 37.1; 38.1; 38.2; 38.3 et 38.5 sont modifiés de façon similaire pour la désignation des ressources par le Distributeur.

Article 30.1

Thème	Objet de la modification
Désignation des ressources en réseau, justification et suppression	Désignation des ressources en réseau
Révision mise en place par l'ordonnance 890	
Dans l'ordonnance 890-B, la FERC ajoute une précision à l'article 30.1, à l'effet qu'une ressource désignée peut servir à remplir les obligations d'un fournisseur du client en réseau intégré, même quand cette ressource peut servir à remplir les obligations du fournisseur en vertu d'un programme de partage de réserves avec un réseau voisin.	
Proposition de modification aux <i>Tarifs et conditions</i>	
30.1 Désignation des ressources en réseau : Les ressources en réseau comprennent toute la production possédée ou achetée par le client du réseau intégré qui est désignée comme devant alimenter la charge en réseau en vertu des présentes. Les ressources en réseau ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge en réseau du client du réseau intégré sur une base non interruptible, <u>sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves</u>. Les ressources possédées ou achetées qui alimentaient les charges du client du réseau intégré aux termes d'ententes fermes conclues jusqu'à la date du début du service, inclusivement, seront initialement désignées en tant que ressources en réseau tant que le client du réseau intégré ne modifiera pas leur désignation.	
Description et justification de la modification	
Le Transporteur apporte à l'article 30.1 une modification identique à celle proposée par la FERC. Cet élément précise qu'une ressource désignée peut également servir aux fins du partage des réserves avec un réseau voisin, ce qui réciproquement, permet également à une ressource désignée par un réseau voisin, de servir aux fins d'un programme de partage des réserves avec le Transporteur.	
Impact sur le régime réglementaire et la clientèle	
Ceci permet aux réseaux de partager des réserves entre eux de façon économique et fiable.	
Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif <i>pro forma</i> de la FERC	
Ordonnance 890-B: § 215	
Autres articles visés des <i>Tarifs et conditions</i>	
La fiche 29.2 contient une description détaillée des modifications proposées au processus de désignation des ressources du client en réseau intégré.	

Article 36.5

Thème	Objet de la modification
Pénalités liées à l'exploitation : pénalités pour utilisation du réseau sans réservation ou au-delà de la capacité réservée	Restrictions relatives à l'utilisation du service pour l'alimentation de la charge locale
Révision mise en place par l'ordonnance 890	
L'OATT de la FERC ne contient pas d'équivalent à la Partie IV des <i>Tarifs et conditions</i> concernant l'alimentation de la charge locale par le transporteur. Celle-ci a toutefois conclu dans l'ordonnance 890 que le transporteur doit préciser à l'article 28.6 quels frais et pénalités s'appliquent lorsque le client en réseau intégré utilise ce service ou qu'il utilise le service secondaire prévu à l'article 28.4 pour effectuer des ventes qui ne servent pas à alimenter sa charge en réseau intégré.	
Proposition de modification aux <i>Tarifs et conditions</i>	
36.5 Restrictions relatives à l'utilisation du service : Le Distributeur ne peut utiliser le service de transport d'alimentation de la charge locale pour (i) vendre de la puissance et de l'énergie à des charges non désignées ou (ii) fournir directement ou indirectement un service de transport à un tiers. Le Distributeur doit utiliser le service de transport de point à point prévu à la Partie II des présentes pour les ventes à un tiers nécessitant l'utilisation du réseau de transport du Transporteur. <u>Advenant le cas où le Distributeur utilise le service de transport d'alimentation de la charge locale ou le service secondaire prévu à l'article 36.3 pour faciliter une vente de gros de ressources qui ne serviront pas à alimenter une charge locale, les dispositions de l'article 13.7 d) s'appliqueront.</u>	
Description et justification de la modification	
De façon similaire aux dispositions prévues pour le client en réseau intégré, le Transporteur propose un texte qui indique précisément les conditions qui s'appliquent lorsque le Distributeur utilise le réseau du Transporteur pour effectuer des ventes qui ne servent pas à alimenter la charge locale. Ce sont alors les dispositions de l'article 13.7 d) qui s'appliquent, à savoir que le Distributeur doit réserver un service de point à point pour la totalité de ses livraisons qui ne servent pas à alimenter la charge locale et, advenant le cas où le Distributeur ne fait pas les réservations de point à point appropriées au préalable, celui-ci doit payer au Transporteur la pénalité de 50% en sus du tarif de transport de point à point applicable, soit 150% de celui-ci. Cet ajout, qui précise les conditions applicables au Distributeur lorsqu'il utilise le réseau du Transporteur pour alimenter des charges autres que ses charges en réseau, est conforme à la pratique actuelle du Transporteur. La nécessité de réservations précises favorise, de l'avis du Transporteur, l'utilisation efficiente de son réseau. Une plus grande précision de l'utilisation du réseau permet à un plus grand nombre de clients d'y accéder. Par surcroît, le Transporteur juge important de traiter, en termes exprès, toutes les catégories de clients équitablement.	
Impact sur le régime réglementaire et la clientèle:	
La proposition ne comporte pas d'impact sur le régime réglementaire. Outre les avantages pour la clientèle exposés ci-dessus, la proposition permet d'éviter les conflits d'interprétation lorsque le Distributeur utilise le réseau du Transporteur à des fins autres que pour alimenter ses charges en réseau.	
Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif <i>pro forma</i> de la FERC	
Sans objet.	
Autres articles visés des <i>Tarifs et conditions</i>	
Les modifications proposées à l'article 36.5 de la Partie IV reflètent celles intégrées à l'article 28.6 de la Partie III.	

Article 30.2

Thème	Objet de la modification
Désignation des ressources en réseau, justification et suppression	Désignation de nouvelles ressources en réseau
Révision mise en place par l'ordonnance 890 L'article 30.2 précise la procédure de désignation d'une nouvelle ressource en réseau du client en réseau intégré.	
Proposition de modification aux Tarifs et conditions 30.2 Désignation de nouvelles ressources en réseau : Le client du réseau intégré peut désigner une nouvelle ressource en réseau en donnant au Transporteur un <u>avis-préavis</u> en ce sens le plus tôt possible au moyen d'une demande de modification du service dans le cadre d'une demande prévue à l'article 29 et le Transporteur affiche cette nouvelle désignation sur son site OASIS. Dans le cas d'une ressource utilisant un chemin affiché sur le site OASIS du Transporteur, la désignation d'une nouvelle ressource en réseau doit être faite par l'entremise du de ce site OASIS du Transporteur par le client du service en réseau intégré au moyen d'une demande de modification du service dans le cadre d'une demande prévue à l'article 29. Cette demande doit comprendre une déclaration attestant que la nouvelle ressource en réseau satisfait aux conditions suivantes : (1) le client du réseau intégré possède la ressource, s'est engagé à acheter la production conformément à un contrat signé ou s'est engagé à acheter la production lorsque la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie III des présentes; (2) les ressources en réseau n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge en réseau du client du réseau intégré sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves. La demande du client du réseau intégré sera considérée inadéquate si elle ne comprend pas cette déclaration, et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes.	
Description et justification de la modification L'article 30.2, qui s'applique au client qui reçoit déjà le service en réseau intégré pour la désignation d'une nouvelle ressource en réseau, complète l'article 29.2, lequel s'applique à la demande initiale du client en réseau intégré. Les éléments apportés par la FERC à l'OATT permettent de préciser comment le client doit effectuer la désignation de ses ressources et elle demande aux transporteurs d'adapter leur OASIS en conséquence. <u>Le Transporteur fait toutefois les adaptations nécessaires afin de tenir compte du fait que son site OASIS n'affiche que les installations physiques de transport sur son réseau qui constituent des « chemins » et que la désignation d'une nouvelle ressource ne peut donc pas toujours s'effectuer par l'entremise du site OASIS.</u>	
Impact sur le régime réglementaire et la clientèle L'application des modifications proposées aura pour effet de mieux informer l'ensemble de la clientèle du Transporteur concernant les ressources désignées pour alimenter les charges des clients en réseau intégré. Concernant la validation des ressources désignées par les clients du Transporteur pour approvisionner les marchés au Québec, il s'agit déjà d'une responsabilité exercée par la Régie en vertu de l'article 72 de la <u>Loi sur la Régie de l'énergie</u>. Les modifications apportées par l'ordonnance 890 n'ont donc aucun effet à ce chapitre.	
Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif pro forma de la FERC Ordonnance 890: § 1474, 1432 & suivants; Ordonnance 890-A: § 821 & suivants; Ordonnance 890-B: § 162 &	

suivants.

Autres articles visés des *Tarifs et conditions*

La fiche 29.2 contient une description détaillée des modifications proposées au processus de désignation des ressources du client en réseau intégré.

Article 30.3

Thème	Objet de la modification
Désignation des ressources en réseau, justification et suppression	Suppression des ressources en réseau
Révision mise en place par l'ordonnance 890: Dans l'ordonnance 890, la FERC précise que le client du service en réseau intégré peut soumettre concurremment une demande de suppression de désignation d'une ressource et désigner de nouveau cette même ressource à une date ultérieure. Lors de la suppression temporaire d'une ressource, la capacité de transfert disponible affichée sur OASIS doit être modifiée pour en tenir compte pendant la période considérée. La FERC a demandé aux transporteurs de développer, avec l'aide de NAESB, un protocole d'affaires pour développer une fonctionnalité à cette fin sur OASIS, en y incluant le traitement simultané de toute demande de service de transport qui est relié à la demande de suppression temporaire d'une ressource du client en réseau intégré et qui doit être traitée concurremment.	
Proposition de modification aux Tarifs et conditions: 30.3 Suppression des ressources en réseau : Le client du réseau intégré peut mettre fin à tout moment à la désignation de tout ou partie d'une ressource de production en tant que ressource en réseau, mais il doit en aviser le Transporteur par écrit <u>par l'entremise du site OASIS</u> dès qu'il lui est raisonnablement possible de le faire. <u>Dans le cas d'une ressource utilisant un chemin affiché sur le site OASIS du Transporteur, il doit le faire par l'entremise de ce site, mais au plus tard à l'expiration du délai de programmation du service de transport ferme pour la période de suppression.</u> Dans le cas d'une ressource n'utilisant pas un chemin affiché sur OASIS, l'information indiquée ci-dessous sera affichée sur le site OASIS par le Transporteur. Les demandes de suppressions de ressources en réseau doivent être soumises sur le site OASIS, et indiquer si elles visent une suppression indéfinie ou temporaire. Une demande de suppression indéfinie de ressources en réseau doit spécifier la date et l'heure de l'entrée en vigueur de la suppression ainsi que l'identité et la capacité des ressources ou de la partie des ressources qui doivent être supprimées indéfiniment. Une demande de suppression temporaire de ressources en réseau doit comprendre les renseignements suivants : (i) <u>date et heure d'entrée en vigueur de la suppression temporaire;</u> (ii) <u>date et heure d'entrée en vigueur du rétablissement de la désignation, après la période de suppression temporaire;</u> (iii) <u>identité et capacité des ressources ou de la partie des ressources devant être supprimées temporairement;</u> (iv) <u>description des ressources et attestation du rétablissement de leur désignation, après la période de suppression temporaire, conformément à l'article 30.2; et</u> (v) <u>identification des demandes de service de transport connexes devant être évaluées en même temps que la demande de suppression temporaire, afin que ces demandes de service et la demande de suppression puissent être examinées toutes faire l'objet d'une seule demande autorisée ou rejetée. L'évaluation des demandes de service de transport connexes doit prendre en compte la suppression des ressources en réseau visées en (iii) ainsi que toutes les demandes de service de transport concurrentes ayant une priorité supérieure.</u> Advenant le rejet des demandes de service de transport connexes, le client du réseau intégré sera réputé ne pas avoir supprimé de ressources. <u>Dans le cadre d'une suppression temporaire, le client du réseau intégré peut seulement rétablir la désignation d'une ressource, ou d'une partie de ressource, qui était initialement désignée. Les demandes concernant la La désignation d'une ressource différente et/ou d'une ressource dont la capacité a été augmentée seront considérées inadéquates et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes.</u>	
Description et justification de la modification: Le Transporteur apporte à l'article 30.3 une modification <u>similaire identique</u> à celle proposée par la FERC, <u>tout en faisant les adaptations nécessaires afin de tenir compte du fait que le site OASIS du Transporteur n'affiche que les installations physiques de transport sur son réseau qui constituent des « chemins » et que la suppression d'une ressource ne peut donc pas toujours s'effectuer par l'entremise du site OASIS.</u> Cette	

modification proposée apporte plus de transparence et de flexibilité au client du service en réseau intégré dans la suppression temporaire d'une ressource.

Conformément au souhait de la FERC, les fonctionnalités requises sont prévues dans les règles de NAESB et seront intégrées au nouvel OASIS en préparation du Transporteur. Ceci apportera une transparence et souplesse accrue au processus de désignation des ressources du client en réseau intégré, ainsi qu'une meilleure précision dans le calcul de la capacité de transfert disponible lorsque les ressources désignées sont hors réseau ou autrement affectent le calcul de cette capacité.

Impact sur le régime réglementaire et la clientèle

La clientèle bénéficiera d'une précision accrue dans l'affichage de la capacité de transfert disponible car la désignation et la suppression de la désignation des ressources du client en réseau intégré y seront prévues.

Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif *pro forma* de la FERC

Ordonnance 890: § 1539, 1432 & suivants; Ordonnance 890-A: § 821 & suivants; Ordonnance 890-B: § 162 & suivants; Ordonnance 890-C § 11 & suivants; Ordonnance 890-D § 3 et suivants.

Autres articles visés des *Tarifs et conditions*

La fiche 29.2 contient une description détaillée des modifications proposées au processus de désignation des ressources du client en réseau intégré.

Article 30.4

Thème	Objet de la modification
Désignation des ressources en réseau, justification et suppression	Exploitation des ressources en réseau
Révision mise en place par l'ordonnance 890	
Cet article vise à préciser les limites du client en réseau intégré dans l'exploitation de ses ressources désignées, afin que le client effectue des réservations de point à point en vertu de la Partie II de l'OATT lorsque ses ventes excèdent la somme de sa charge en réseau désignée, plus les pertes et plus les ventes de puissance dans le cadre d'un programme de partage de réserve, ainsi que les ventes interruptibles à ses charges désignées. De plus, la FERC précise que le transporteur doit préciser dans son OATT les conditions qui s'appliquent lorsque le programme soumis par le client en réseau intégré excède la capacité d'une ressource désignée qui n'est pas reliée physiquement au réseau du transporteur. Dans le cas des <i>Tarifs et conditions</i>, le Transporteur propose que les dispositions de l'article 13.7 d) s'appliquent dans ce cas, à savoir que si le client livre plus sur le réseau que sa capacité réservée en service de point à point ferme, la capacité excédentaire sera facturée à 150% du tarif applicable.	
Proposition de modification aux <i>Tarifs et conditions</i>	
30.4 Exploitation des ressources en réseau : Le client du réseau intégré ne peut exploiter ses ressources en réseau désignées situées dans sa zone de réglage ou dans celle du Transporteur de manière à ce que la production de ces installations dépasse sa charge en réseau désignée <u>plus les ventes non fermes réalisées en vertu d'un service de transport non ferme réalisées en vertu de</u> sous la Partie II des présentes, plus les pertes, <u>plus les ventes de puissance réalisées dans le cadre d'un programme de partage des réserves, plus les ventes pouvant être interrompues sans pénalité afin d'alimenter ou alimentent des charges désignées du réseau intégré. Cette restriction ne s'appliquera pas aux changements apportés à l'exploitation des ressources en réseau d'un client du service de transport à la demande du Transporteur pour répondre à une urgence ou à une autre condition imprévue qui pourrait compromettre ou altérer la fiabilité du réseau de transport. Pour toutes les ressources en réseau qui ne sont pas reliées physiquement au réseau de transport du Transporteur, le client du réseau intégré ne peut programmer une livraison d'énergie qui dépasse la capacité de ces ressources, tel qu'il est stipulé dans la demande du client du réseau intégré en vertu de l'article 29, sauf si le client du réseau intégré peut assurer cette livraison à l'intérieur du réseau de transport du Transporteur en obtenant un service de transport de point à point ou en utilisant un service secondaire en vertu de l'article 28.4. Si le programme d'un client du réseau intégré au point de livraison pour une ressource en réseau qui n'est pas reliée physiquement au réseau de transport du Transporteur dépasse la capacité désignée pour cette ressource, à l'exclusion de l'énergie livrée au moyen d'un service secondaire ou d'un service de transport de point à point, les dispositions de l'article 13.7 d) s'appliqueront.</u>	
Description et justification de la modification	
Le Transporteur apporte à l'article 30.4 des précisions <u>pleinement</u> identiques à celles apportées par la FERC à la définition des ventes excédant ses charges désignées et autres charges admissibles. De plus, le Transporteur précise les conditions qui s'appliquent dans le cas où un tel excédent subsiste. Les modifications proposées apportent une meilleure précision pour établir les ventes du client en réseau intégré pour lesquelles celui-ci doit effectuer des réservations de point à point, ainsi que des pénalités qui s'appliquent éventuellement.	
Impact sur le régime réglementaire et la clientèle	
Ces précisions apportent plus de clarté quant aux ventes du client en réseau intégré qui nécessitent des réservations de point à point et des conséquences qui s'appliquent si les réservations de point à point requises du client sont insuffisantes.	

Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif *pro forma* de la FERC

Ordonnance 890: § 834, 1432 & suivants; Ordonnance 890-A: § 821 & suivants; Ordonnance 890-B: § 162 & suivants.

Autres articles visés des *Tarifs et conditions*

La fiche 29.2 contient une description détaillée des modifications proposées au processus de désignation des ressources du client en réseau intégré. La fiche 28.6 précise les restrictions relatives à l'utilisation du service de transport en réseau intégré.

Article 37.1

Thème	Objet de la modification
Désignation des ressources en réseau, justification et suppression	Information requise annuellement du Distributeur
Révision mise en place par l'ordonnance 890: L'ordonnance 890 clarifie certains aspects concernant la désignation et la suppression de la désignation des ressources du client en réseau intégré via le système OASIS du Transporteur, le type d'ententes contractuelles qui sont éligibles en tant que ressources désignées et les responsabilités du transporteur concernant la validation des ressources désignées du client en réseau intégré. L'ordonnance 890 précise également les conditions auxquelles doivent satisfaire les ressources du client, à savoir que le client doit fournir une attestation que ces ressources sont achetées ou possédées par le client en réseau intégré et que celles-ci n'incluent aucune ressource ou partie de ressource faisant l'objet d'un engagement pour vente à un tiers pour alimenter une charge non désignée ou ne pouvant servir à alimenter la charge en réseau du client sur une base non interruptible. Le transporteur doit également fournir une telle attestation lors de la désignation des ressources en réseau pour alimenter ses propres charges. Également, l'ordonnance 890 précise que la désignation de nouvelles ressources du client en réseau intégré, ainsi que la suppression de la désignation, permanente ou temporaire de ressources du client doit se faire via le système OASIS du Transporteur. Les mécanismes pour se faire seront d'ailleurs intégrés aux pratiques commerciales de NAESB et au nouvel OASIS du Transporteur, lorsque celui-ci sera en fonction en 2009. L'OATT de la FERC ne contient pas de Partie IV pour l'alimentation de la charge locale. La FERC rappelle toutefois dans son ordonnance 890 que tous les clients, incluant le transporteur pour l'alimentation de la charge locale, sont sujets à ces exigences pour la désignation et la suppression de désignation des ressources en réseau, tel qu'indiqué à l'article 28.2 de l'OATT.	
Proposition de modification aux <i>Tarifs et conditions</i>: 37 Conditions préalables à la prestation du service par le Transporteur 37.1 Information requise annuellement du Distributeur : Le Distributeur doit fournir annuellement, ou faire fournir, tous les renseignements prévus aux décisions, ordonnances, règlements de la Régie, y compris, mais sans s'y limiter, ce qui suit : (i) une description de la charge à chaque point de livraison. Cette description doit identifier et fournir séparément la meilleure estimation par le Distributeur des charges totales à alimenter à chaque niveau de tension de transport, de même que des charges à alimenter à partir de chaque poste du Transporteur au même niveau de tension de transport. La description doit comprendre des prévisions sur dix (10) ans de la charge et des ressources nécessaires à la pointe coïncidente et non coïncidente, en été et en hiver; (ii) le niveau et la localisation des charges interruptibles, s'il en est, comprises dans la charge locale. Cette information doit inclure les besoins de puissance estivale et hivernale de chaque charge interruptible (comme si elle n'était pas interruptible), la partie de la charge qui est susceptible d'interruption, les conditions auxquelles une interruption peut être mise en oeuvre et les limites, s'il en est, applicables à la quantité et à la fréquence des interruptions. Le Distributeur doit indiquer la quantité de charge de ses clients interruptibles (s'il en est) incluse dans les prévisions de charge sur 10 ans fournies en réponse au point (i) ci-dessus; (iii) <u>une description des ressources du Distributeur (actuelles et prévues sur 10 ans) devant inclure dans le cas de chaque ressource</u> ~~Cette description doit inclure pour chaque ressource en réseau :~~ - la taille du groupe et la puissance provenant de ce groupe qui doit être désignée en tant que ressource du Distributeur, incluant les centrales servant à la livraison de l'électricité patrimoniale et celles qui alimentent toute autre ressource du Distributeur et qui sont situées dans la zone de réglage du Transporteur; - la puissance réactive (production et absorption) de tous les alternateurs; - les restrictions d'exploitation; - les périodes d'exploitation limitée, s'il en est, pendant toute l'année; - les programmes d'entretien; - le niveau de production minimum du groupe; - le niveau d'exploitation normal du groupe;	

- toute désignation de groupe dont la production doit être maintenue pour des raisons de fiabilité du réseau ou pour des raisons contractuelles;
- la liste des moyens de gestion pour la nouvelle répartition;
- la description de la puissance achetée qui est désignée comme ressource du Distributeur, y compris la source d'approvisionnement, la localisation de la zone de réglage, les ententes de transport et le(s) point(s) de réception au réseau de transport du Transporteur;

(iv) l'utilisation prévue de chacune des interconnexions du réseau du Transporteur avec les réseaux voisins (actuelles et prévues sur 10 ans), en MW et en MWh, en période de pointe et hors pointe, pour chacune des années visées; et

(v) une déclaration signée par le représentant autorisé ou le mandataire du Distributeur attestant que toutes les ressources du Distributeur énumérées à l'article 37.1 (iii) satisfont aux conditions suivantes : (1) le Distributeur possède la ressource, s'est engagé à acheter la production pour les quantités approuvées par la Régie, ou conformément à un contrat signé, ou s'est engagé à acheter la production lorsque la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie IV des présentes; (2) les ressources désignées du Distributeur n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, faisant l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves.

Description et justification de la modification

Au sujet de la désignation et de la suppression de désignation des ressources en réseau du Distributeur, le Transporteur propose d'apporter, à la Partie IV des *Tarifs et conditions* concernant le service d'alimentation de la charge locale, des modifications similaires à celles apportées par la FERC à son OATT pour la Partie III concernant le service en réseau intégré en y faisant les adaptations nécessaires afin de tenir compte du fait que le Distributeur ne possède pas les ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale. L'attestation requise du Distributeur est donc adaptée à la situation particulière de ce dernier.

Les éléments apportés par la FERC à l'OATT permettent de préciser comment le client en réseau intégré doit effectuer la désignation de ses ressources et la supprimer ou y mettre fin et elle demande aux transporteurs d'adapter leur OASIS en conséquence. Le Distributeur sera assujéti à des dispositions similaires concernant les ressources servant à alimenter la charge locale, avec les adaptations nécessaires.

La proposition du Transporteur sur le thème de la désignation des ressources du Distributeur, aux articles 37.1, 38.2, 38.3 et 38.5 des Tarifs et conditions accroît la transparence et réduit par conséquent les occasions de discrimination. Les modifications accroissent la précision du calcul de la capacité de transfert disponible, qui reflétera notamment la désignation de ressources hors réseau et les suppressions temporaires.

Impact sur le régime réglementaire et la clientèle:

La modification proposée aura pour effet de mieux informer l'ensemble de la clientèle du Transporteur concernant les ressources désignées par le Distributeur pour alimenter la charge locale via les interconnexions affichées sur OASIS. La suppression temporaire de toute désignation de ressource en réseau offre plus de flexibilité au Distributeur. Concernant la validation des ressources désignées par les clients du Transporteur pour approvisionner les marchés au Québec, il s'agit déjà d'une responsabilité exercée par la Régie en vertu de l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Les modifications apportées par l'ordonnance 890 n'ont donc aucun effet à ce chapitre.

Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif *pro forma* de la FERC

Sans objet.

Autres articles visés des *Tarifs et conditions*

Les articles suivants sont également modifiés concernant les règles applicables à la désignation des ressources du Distributeur : 38.1; 38.2; 38.3 et 38.5.

Article 38.1

Thème	Objet de la modification
Désignation des ressources, justification et suppression	Désignation des ressources du Distributeur
Révision mise en place par l'ordonnance 890 Dans l'ordonnance 890-B, la FERC ajoute une précision à l'article 30.1, à l'effet qu'une ressource désignée peut servir à remplir les obligations d'un fournisseur du client en réseau intégré, même quand cette ressource peut servir à remplir les obligations du fournisseur en vertu d'un programme de partage de réserves avec un réseau voisin. Le Transporteur propose d'ajouter une modification similaire à l'article 38.1 concernant les ressources du Distributeur pour alimenter la charge locale.	
Proposition de modification aux <i>Tarifs et conditions</i> 38.1 Désignation des ressources du Distributeur : Les ressources du Distributeur comprennent toute la production achetée par le Distributeur qui est désignée comme devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. Les ressources du Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible, <u>sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves</u>. Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1^{er} janvier 2001 font partie des ressources <u>désignées</u> du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur.	
Description et justification de la modification Le Transporteur apporte à l'article 38.1 une modification identique à celle proposée par la FERC pour l'article 30.1. <u>L'amendement précise que les centrales qui pouvaient servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1^{er} janvier 2001 font partie des ressources désignées du Distributeur par le seul effet des <i>Tarifs et conditions</i>.</u> Cet élément précise qu'une ressource désignée peut également servir aux fins du partage des réserves avec un réseau voisin, ce qui réciproquement, permet également à une ressource désignée par un réseau voisin, de servir aux fins d'un programme de partage des réserves avec le transporteur.	
Impact sur le régime réglementaire et la clientèle Ceci permet aux réseaux de partager des réserves entre eux de façon économique et fiable.	
Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif <i>pro forma</i> de la FERC Sans objet.	
Autres articles visés des <i>Tarifs et conditions</i> La fiche 37.1 contient une description détaillée des modifications proposées au processus de désignation des ressources du Distributeur.	

Article 38.2

Thème	Objet de la modification
Désignation des ressources, justification et suppression	Désignation de nouvelles ressources du Distributeur
Révision mise en place par l'ordonnance 890	
Les modifications apportées à l'article 30.2 de l'OATT précisent la procédure de désignation d'une nouvelle ressource du client en réseau intégré. Le Transporteur propose d'ajouter une modification similaire à l'article 38.2 concernant les ressources du Distributeur pour alimenter la charge locale, en y faisant l'ajout suivant: ...s'est engagé à acheter la production pour les quantités approuvées par la Régie..	
Proposition de modification aux <i>Tarifs et conditions</i>	
38.2 Désignation de nouvelles ressources du Distributeur : Le Distributeur peut désigner une nouvelle ressource en donnant au Transporteur un <u>avis-préavis écrit en ce sens le plus tôt possible et le Transporteur affiche cette nouvelle désignation sur son site OASIS. Dans le cas d'une ressource utilisant un chemin affiché sur le site OASIS du Transporteur, la désignation d'une nouvelle ressource du Distributeur doit être faite par l'entremise de ce site par le Distributeur du site OASIS du Transporteur au moyen d'une demande de modification du service. Cette demande La nouvelle désignation doit comprendre une déclaration attestant que la nouvelle ressource du Distributeur satisfait aux conditions suivantes : (1) le Distributeur possède la ressource, s'est engagé à acheter la production pour les quantités approuvées par la Régie, ou conformément à un contrat signé, ou s'est engagé à acheter la production lorsque la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie IV des présentes; (2) les ressources du Distributeur n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves. La demande du Distributeur nouvelle désignation sera considérée inadéquate si elle ne comprend pas cette déclaration et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes.</u> Une Entente de raccordement conclue entre le Transporteur et tout propriétaire d'une nouvelle ressource désignée ou d'une nouvelle centrale pouvant alimenter une ressource désignée par le Distributeur est requise avant que le Transporteur puisse procéder aux ajouts au réseau requis pour intégrer cette nouvelle ressource.	
Description et justification de la modification	
L'article 38.2 qui s'applique au Distributeur pour l'alimentation de la charge locale précise les conditions pour la désignation d'une nouvelle ressource du Distributeur via le système OASIS du Transporteur. Le but de la paraphrase ajoutée au texte de l'OATT de la FERC sert à préciser le caractère de ressource désignée du Distributeur pour tout achat approuvé par la Régie dans son Plan d'approvisionnement, que celui-ci fasse l'objet ou non d'un contrat signé. À titre d'exemple, lorsque les programmes de partage de réserve du Distributeur avec les réseaux voisins font partie du Plan d'approvisionnement de ce dernier et qu'ils sont affichés dûment sur OASIS, le Transporteur doit considérer ceux-ci comme des ressources désignées, sans que cela ne doive obligatoirement avoir fait l'objet d'un contrat du Distributeur.	
Les modifications proposées aux <i>Tarifs et conditions</i> permettent de préciser comment le Distributeur doit effectuer la désignation de ses ressources de façon transparente et similaire au client du service en réseau intégré, tout en respectant les prérogatives de la Régie concernant le Plan d'approvisionnement du Distributeur. <u>Tout comme à l'article 30.2 concernant la désignation de nouvelles ressources par le client de service en réseau intégré, les modifications proposées à l'article 38.2 tiennent compte du fait que le site OASIS du Transporteur n'affiche que les installations physiques de transport sur son réseau qui constituent des « chemins » et que la désignation d'une nouvelle ressource du Distributeur ne peut donc pas toujours s'effectuer par l'entremise du site OASIS. Le Transporteur fait également les adaptations nécessaires afin de tenir compte du fait que le Distributeur ne possède pas les ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale. L'attestation requise du Distributeur est donc adaptée à sa situation particulière.</u>	

Impact sur le régime réglementaire et la clientèle

L'application des modifications proposées aura pour effet de mieux informer l'ensemble de la clientèle du Transporteur concernant les ressources désignées pour alimenter les charges du Distributeur via les interconnexions affichées sur OASIS. Le Distributeur de son côté, fait approuver son Plan d'approvisionnement par la Régie et peut fournir au Transporteur l'attestation demandée.

Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif *pro forma* de la FERC

Sans objet.

Autres articles visés des *Tarifs et conditions*

La fiche 37.1 contient une description détaillée des modifications proposées au processus de désignation des ressources du Distributeur.

Article 38.3

Thème	Objet de la modification
Désignation des ressources en réseau, justification et suppression	Suppression des ressources du Distributeur
Révision mise en place par l'ordonnance 890	
Dans l'ordonnance 890, la FERC précise que le client du service en réseau intégré peut soumettre concurremment une demande de suppression de désignation d'une ressource et désigner de nouveau cette même ressource à une date ultérieure. Lors de la suppression temporaire d'une désignation, la capacité de transfert disponible affichée sur OASIS doit être modifiée pour en tenir compte pendant la période considérée. La FERC a demandé aux transporteurs de développer, avec l'aide de NAESB, un protocole d'affaires pour développer une fonctionnalité à cette fin sur OASIS, en y incluant le traitement simultané de toute demande de service de transport qui est relié à la demande de suppression temporaire de la désignation d'une ressource du client en réseau intégré et qui doit être traité concurremment. Le Transporteur propose d'appliquer des dispositions similaires au Distributeur pour l'alimentation de la charge locale.	
Proposition de modification aux <i>Tarifs et conditions</i>:	
38.3 Suppression des ressources du Distributeur : Le Distributeur peut mettre fin à tout moment à la désignation de tout ou d'une partie d'une ressource, mais il doit en aviser le Transporteur par écrit dès qu'il lui est raisonnablement possible de le faire. <u>Dans le cas d'une ressource utilisant un chemin affiché sur le site OASIS du Transporteur, le Distributeur doit le faire par l'entremise de ce site mais au plus tard à l'expiration du délai de programmation du service de transport ferme pour la période de suppression. Dans le cas d'une ressource n'utilisant pas un chemin affiché sur le site OASIS, l'information ci-dessous sera affichée sur le site OASIS par le Transporteur. Les demandes de suppressions de ressources du Distributeur doivent être soumises sur le site OASIS, et indiquer si elles visent une suppression indéfinie ou temporaire. Une demande de suppression indéfinie de ressources du Distributeur doit spécifier la date et l'heure de l'entrée en vigueur de la suppression ainsi que l'identité et la capacité des ressources ou de la partie des ressources qui doivent être supprimées indéfiniment. Une demande de suppression temporaire de ressources du Distributeur doit comprendre les renseignements suivants :</u> <u>(i) date et heure d'entrée en vigueur de la suppression temporaire;</u> <u>(ii) date et heure d'entrée en vigueur du rétablissement de la désignation, après la période de suppression temporaire;</u> <u>(iii) identité et capacité des ressources ou de la partie des ressources devant être supprimées temporairement;</u> <u>(iv) description des ressources et attestation du rétablissement de leur désignation, après la période de suppression temporaire, conformément à l'article 38.2; et</u> <u>(v) identification des demandes de service de transport ou des désignations de ressources connexes devant être évaluées en même temps que la demande de suppression temporaire afin que ces demandes de service ou désignations de ressources et la demande de suppression puissent être examinées toutes faire l'objet d'une seule demande autorisée ou rejetée. L'évaluation des demandes de service de transport ou désignations de ressources connexes doit prendre en compte la suppression des ressources du Distributeur visées en (iii) ainsi que toutes les demandes de service de transport concurrentes ayant une priorité supérieure. Advenant le rejet des demandes de service de transport ou désignations de ressources connexes, le Distributeur sera réputé ne pas avoir supprimé de ressources.</u> <u>Dans le cadre d'une suppression temporaire, le Distributeur peut seulement rétablir la désignation d'une ressource, ou d'une partie de celle-ci, qui était initialement désignée. Les demandes concernant la La désignation d'une ressource différente et/ou d'une ressource dont la capacité a été augmentée seront considérées inadéquates et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes.</u>	

Description et justification de la modification

Le Transporteur apporte à l'article 38.3 une modification similaire à celle proposée par la FERC à l'article 30.3 de son OATT pour les clients du service en réseau intégré, tout en faisant les adaptations nécessaires afin de tenir compte du fait que le site OASIS du Transporteur n'affiche que les installations physiques de transport qui constituent des « chemins » et que la suppression d'une ressource ne peut donc pas toujours s'effectuer par l'entremise du site OASIS. La modification proposée apporte plus de transparence et de flexibilité au Distributeur dans la suppression temporaire de la désignation d'une ressource.

Conformément au souhait de la FERC, les fonctionnalités requises sont prévues dans les règles de NAESB et seront intégrées au nouvel OASIS en préparation du Transporteur. Ceci apportera une transparence et souplesse accrues au processus de désignation des ressources du Distributeur, ainsi qu'une meilleure précision dans le calcul de la capacité de transfert disponible lorsque les ressources désignées sont hors réseau ou autrement affectent le calcul de cette capacité.

Impact sur le régime réglementaire et la clientèle

La clientèle bénéficiera d'une précision accrue dans l'affichage de la capacité de transfert disponible sur les interconnexions, car la suppression de la désignation des ressources du Distributeur y sera prévue.

Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif *pro forma* de la FERC

Sans objet.

Autres articles visés des *Tarifs et conditions*

La fiche 37.1 contient une description détaillée des modifications proposées au processus de désignation des ressources du Distributeur.

Article 38.5

Thème	Objet de la modification
Désignation des ressources en réseau, justification et suppression	Exploitation des ressources du Distributeur
Révision mise en place par l'ordonnance 890	
L'article 30.4 vise à préciser les limites du client en réseau intégré dans l'exploitation de ses ressources désignées, afin que le client effectue des réservations de point à point en vertu de la Partie II de l'OATT lorsque ses ventes excèdent la somme de sa charge en réseau désignée, plus les pertes et plus les ventes de puissance dans le cadre d'un programme de partage de réserve, ainsi que les ventes interruptibles à ses charges désignées. De plus, la FERC précise que le transporteur doit préciser dans son OATT les conditions qui s'appliquent lorsque le programme soumis par le client en réseau intégré excède la capacité d'une ressource désignée qui n'est pas reliée physiquement au réseau du transporteur. Dans le cas des <i>Tarifs et conditions</i>, le Transporteur propose que les dispositions de l'article 13.7 d) s'appliquent dans ce cas, à savoir que si le client livre plus sur le réseau que sa capacité réservée en service de point à point ferme, la capacité excédentaire sera facturée à 150% du tarif applicable. Le Transporteur propose d'appliquer des dispositions similaires au Distributeur pour l'alimentation de la charge locale.	
Proposition de modification aux <i>Tarifs et conditions</i>	
38.5 Exploitation des ressources du Distributeur : Le Distributeur ne peut pas s'approvisionner de ses ressources désignées situées dans la zone de réglage du Transporteur de manière à ce que la production de ses installations dépasse sa charge locale désignée plus les pertes, <u>plus les ventes de puissance réalisées dans le cadre d'un programme de partage des réserves, plus les ventes pouvant être interrompues sans pénalité afin d'alimenter qui alimentent des charges désignées de la charge locale</u>, à moins qu'il n'ait conclu avec le Transporteur à cet effet une Convention de service <u>de transport</u> point à point en vertu de la Partie II des présentes. <u>Pour toutes les ressources du Distributeur qui ne sont pas reliées physiquement au réseau de transport du Transporteur, le Distributeur ne peut programmer une livraison d'énergie qui dépasse la capacité de ces ressources, sauf si le Distributeur peut assurer cette livraison à l'intérieur du réseau de transport du Transporteur en obtenant un service de transport de point à point ou en utilisant un service secondaire en vertu de l'article 36.3. Si le programme du Distributeur au point de livraison pour une ressource du Distributeur qui n'est pas reliée physiquement au réseau de transport du Transporteur dépasse la capacité désignée pour cette ressource, à l'exclusion de l'énergie livrée au moyen d'un service secondaire ou d'un service de transport de point à point, les dispositions de l'article 13.7 d) s'appliqueront.</u>	
Description et justification de la modification	
Le Transporteur apporte à l'article 38.5 des précisions <u>pleinement</u> identiques à celles apportées par la FERC à l'article 30.4 concernant la définition des ventes excédant ses charges désignées et autres charges admissibles. De plus, le Transporteur précise les conditions qui s'appliquent dans le cas où un tel excédent subsiste et que le Distributeur doit utiliser les services de point à point pour disposer d'un excédent sans avoir effectué les réservations requises.	
Les modifications proposées apportent une meilleure précision pour établir les ventes du Distributeur pour lesquelles celui-ci doit effectuer des réservations de point à point, ainsi que des pénalités qui s'appliquent éventuellement.	
Impact sur le régime réglementaire et la clientèle	
Ces précisions apportent plus de clarté quant aux ventes du Distributeur qui nécessitent des réservations de point à point et des conséquences qui s'appliquent si les réservations de point à point requises sont insuffisantes.	

Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif *pro forma* de la FERC

Sans objet.

Autres articles visés des *Tarifs et conditions*

La fiche 37.1 contient une description détaillée des modifications proposées au processus de désignation des ressources du Distributeur. La fiche 36.5 précise les restrictions relatives à l'utilisation du service de transport pour l'alimentation de la charge locale.

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 1
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE
(« RÉGIE »)**

(iii) Pièce B-73-HQT-2, document 1, Article 37.1.

Préambule :

(i) Le *Pro forma open access transmission tariff (pro forma OATT)* liste une série d'informations devant être fournies, dont une description des ressources en réseau et des ressources hors réseau.

(ii) Le Transporteur reproduit, à l'article 29.2 de la partie III des Tarifs et conditions, les modifications apportées par la FERC à la référence (i).

(iii) Le Transporteur précise, dans la section Description et justification de la modification :

« [...] le Transporteur propose d'apporter, à la partie IV des Tarifs et conditions concernant le service d'alimentation de la charge locale, des modifications similaires à celles apportées par la FERC à son OATT pour la Partie III concernant le service en réseau intégré ».

L'article 37.1, applicable au service d'alimentation de la charge locale, n'inclut pas les mêmes modifications.

Demande :

17.1 Veuillez expliquer et justifier les différences quant aux modifications apportées dans les références (ii) et (iii) relativement à la description des ressources en réseau et des ressources hors réseau.

R17.1

Le Transporteur propose des modifications à l'article 29.2 pour le service en réseau intégré qui sont similaires à celles prévues à l'OATT de l'Ordonnance 890-B. Quant à l'article 37.1, il fait partie de la Partie IV des *Tarifs et conditions*, laquelle n'existe pas dans l'OATT de la FERC. Le Transporteur apporte tout de même certaines modifications à l'article 37.1, notamment l'alinéa (v), afin de rendre cet article comparable à 29.2. Ainsi, le texte de l'article 37.1 est équivalent à celui de l'article 29.2, à l'exception de la fin de l'alinéa (iii) de l'article 37.1 débutant par le texte suivant: « ... la description de la puissance achetée ... », lequel est déjà présent aux *Tarifs et conditions* et équivalent au texte de l'alinéa (v) de l'article 29.2 débutant par le texte suivant: « ... Cette description doit inclure pour chaque ressource hors réseau... ». De même, les alinéas (vi) et (vii) de l'article 29.2 ne sont pas repris à l'article 37.1, puisque le Transporteur dispose déjà de ces informations

1 dans le cas de l'alinéa (vi) et que l'alinéa (vii) est inutile dans le
2 cas du Distributeur. De plus, l'article 37.1 inclut l'alinéa (iv) qui
3 complète les informations requises par le Transporteur
4 concernant les ressources hors réseau achetées par le
5 Distributeur pour l'alimentation de la charge locale.

10

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 1
DE L'ASSOCIATION COOPÉRATIVE D'ÉCONOMIE FAMILIALE
DE QUÉBEC
(« ACEF »)**

1 Le Transporteur peut cependant confirmer qu'aux fins de
2 l'établissement de la base de tarification projetée utilisée pour
3 établir les revenus requis, la date de mise en service correspond au
4 moment auquel les actifs sont utiles pour l'exploitation du réseau de
5 transport d'électricité.

6 c) Démontrez-nous que le fait d'exiger un mois de service par année de retard, couvre
7 tous les coûts associés aux actifs requis par la demande du service du client de point à
8 point ou en réseau intégré ?

9 **R8c**

10 **Voir la réponse à la question 8a.**

11 **3.12 Désignation des ressources en réseau, justification et suppression (page 26-**
12 **27)**

13
14 **D 9 a) HQD a elle été consultée avant de faire cette proposition ?**

15 **R9a**

16 **Le Distributeur a été consulté afin de préciser le texte de**
17 **l'alinéa 1 de l'article 38.2, pour assurer la cohérence de cette**
18 **disposition des *Tarifs et conditions* avec les décisions de la**
19 **Régie concernant le Plan d'approvisionnement du Distributeur.**

20 **b) Quel est le coût annuel associé à ces nouvelles exigences pour HQD**

21 **R9b**

22 **Le Transporteur n'entrevoit pas de nouveaux coûts directs**
23 **importants associés à l'application des modifications**
24 **proposées.**

25 **D9bR**

26 La question 9b demandait quel serait le coût annuel associé aux
27 nouvelles exigences dont il est fait mention en préambule, la
28 réponse indique qu'il n'y a pas de nouveaux coûts directs
29 importants : nous souhaitons avoir une évaluation précise des
30 coûts directs et indirects entraînés par ces nouvelles exigences.

31 **R9bR**

32 Le Transporteur n'est pas en mesure d'évaluer l'impact sur le
33 Distributeur. Il estime toutefois que l'application des modifications
34 proposées ne crée pas d'activités additionnelles pouvant justifier à
35 elles seules l'ajout de ressources humaines chez le Distributeur.

1 c) Quelle nombre de désignations de nouvelles ressources en réseau et de suppression
2 devra être fait annuellement par HQD ?

3 **R9c**

4 **Le Transporteur croit qu'il y a un nombre relativement faible de**
5 **désignation et de suppression de désignation de ressources**
6 **par le Distributeur.**

7 d) Quelle est l'implication pour la gestion du réseau de distribution de la charge
8 locale, avec les délais que cela amène dans la planification des services à rendre à la
9 charge locale, avec l'impact possible sur la fiabilité du réseau etc. ?

10 **R9d**

11 **Les modifications proposées par le Transporteur au processus**
12 **de désignation et de suppression de désignation des**
13 **ressources du Distributeur n'ont pas d'impact sur la fiabilité**
14 **du réseau.**

15 **D 10 :** À diverses reprises HQT parle que la FERC veut réduire les cas de
16 discrimination indue : plusieurs cas de discrimination ont-ils été documentés et traités
17 par la FERC ?

18 **R10a**

19 **Voir notamment la pièce HQT-5, document 1, pages 22 et**
20 **suivantes.**

21 b) Ces cas de discrimination surviennent-ils dans toutes les situations de marché
22 (concurrentielle, monopolistique...) et pour les différents types de propriété des
23 utilités publiques (privées, publiques, coopératives) ?

24 **R10b**

25 **Voir la réponse à la question 10a.**

26 c) Pouvez-vous nous fournir des références documentant ces cas de discrimination
27 indue ?

28 **R10c**

29 **Voir la réponse à la question 10a.**

30 B) Référence pour les questions qui suivent (le numéroté de page est celui inscrit
31 au bas du document pdf) : **HQT-2 Doc. 1 (en liasse) FICHES SUR LES**
32 **MODIFICATIONS PROPOSÉES AUX TARIFS ET CONDITIONS DES**
33 **SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC**
34

**LISTE DES RESSOURCES DÉSIGNÉES
DU DISTRIBUTEUR
POUR L'ALIMENTATION DE LA CHARGE LOCALE**

**Liste des ressources désignées du Distributeur
pour l'alimentation de la charge locale.**

**Ressources désignées
depuis ...**

Abaissement de tension	2007
Algonquin Power - Arthurville	2001
Algonquin Power - Côte Ste-Catherine, Phase 1	2001
Algonquin Power - Côte Ste-Catherine, Phase II	2001
Algonquin Power - Mont-Laurier	2001
Algonquin Power - Rawdon	2001
Algonquin Power - Rivière-du-Loup	2001
Algonquin Power - Saint-Alban	2001
Algonquin Power - St-Brigitte des Sautes	2001
Algonquin Power - St-Hyacinthe	2001
Algonquin Power - St-Raphaël	2001
Algonquin Power - Winneway	2001
Anse-Saint-Jean	2001
Ayers 1 et 2	2001
Baie Saint-Paul	2001
Barrage Larocque	2001
Beauharnois	2001
Beaumont	2001
Bécancour	2001
Belle-Rivière	2001
Bersimis 1	2001
Bersimis 2	2001
Bird	2001
Boralex - Beauséjour	2001
Boralex - Buckingham	2001
Boralex - Complexe Sault-aux-Cochons	2001
Boralex - Dolbeau	2001
Boralex - Huntingville	2001
Boralex - Marches Naturelles	2001
Boralex - Saint-Lambert	2001
Boralex - Senneterre	2001
Bowater - Gatineau	2006
Brisay	2001
Bryson	2001
Carillon	2001
Cartier - Anse-à-Valleau	2007
Cartier - Baie-des-Sables	2006
Cartier - Carleton	2008
Centrales d'Alcan	2003
Chapais Énergie	2001
Chelsea	2001
Churchill Falls	2001

Chute Blanche	2001
Chute des Chats	2001
Chute des Chaudières	2004
Chute-Allard	2008
Chutes à Gorry	2001
Côte Ste-Catherine, Phase III	2001
Coulonge	2001
Domtar - Windsor	2003
Donnacona	2001
East Angus	2001
Écomusée de Hull	2003
Électricité interruptible d'HQD	2003
Elkem Métal	2003
EM-1	2006
Gazmont	2001
Gentilly-2	2001
Glenford (Chute Ford)	2001
Grand-Mère	2001
Hart Jaune	2001
Hull 2	2001
Hydro Low	2001
Hydro Norbyco -Petite High-Falls	2001
Hydro-Fraser	2001
Hydrowatt SM-1	2001
Hydro-Windsor (Würtele)	2001
Innergex - Chaudière	2001
Innergex - Chute à Magnan	2001
Innergex - Complexe Portneuf	2001
Innergex - Montmagny	2001
Jean-Guérin	2001
Kingsey Falls	2001
Kruger - Sherbrooke	2007
LA 1	2001
LA 2	2001
La Citière	2001
La Gabelle	2001
La Sarre 1	2001
La Sarre 2	2001
La Tuque	2001
Lachenaie	2001
Lachute (Lydia)	2007
Les Cèdres	2001
LG 1	2001
LG 2A	2001
LG 3	2001
LG 4	2001
Magpie	2008
Manic 1	2001
Manic 2	2001
Manic 3	2001
Manic 5	2001
Maquatua	2001

McCormick	2001
McDougall	2001
Meloche	2001
Mercier	2007
Minashtuk°	2001
Moulin aux Abénakis	2001
Moulin Melbourne	2003
Northland - St-Ulric / St-Léandre	2009
Outardes 2	2001
Outardes 3	2001
Outardes 4	2001
Paugan	2001
Pentecôte	2001
Péribonka	2007
Petites Bergeronnes	2001
Petites centrales	2001
Port-Cartier	2001
Première Chute	2001
Puissance interruptible d'HQP	2001
Puissance sur l'interconnexion MASS-HQT	2007
Puissance sur l'interconnexion NB-HQT	2001
Puissance sur l'interconnexion OTTO-HQT	2001
Rapide 2	2001
Rapide 7	2001
Rapide Blanc	2001
Rapide des Cèdres	2005
Rapide des Îles	2001
Rapide des Quinze	2001
Rapides Farmers	2001
Rapides-des-Cœurs	2008
Rivière des Prairies	2001
Robert Bourrassa	2001
Saint-Elzéar	2001
Shawinigan 2 et 3	2001
SM-1A	2003
SM3	2003
St-Félicien	2001
St-Félicien (CTS)	2001
St-Jérôme	2001
Tembec Inc. Témiscaming	2008
Thibaudeau-Ricard	2001
Toulnoustouc	2005
Tracy	2001
TransCanada Energy - Bécancour	2006
Trenche	2001
Waltham	2001

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DE
NEWFOUNDLAND AND LABRADOR HYDRO
(« NLH »)**

12. In the Order 890 pro forma OATT, FERC requires Network Customers to designate resources in the same manner as the transmission provider designates on behalf of its own Native Load resources: OATT

Order 890 OATT Section 28.2 Transmission Provider Responsibilities.

The Transmission Provider will plan, construct, operate and maintain its Transmission System in accordance with Good Utility Practice and its planning obligations in Attachment K in order to provide the Network Customer with Network Integration Transmission Service over the Transmission Provider's Transmission System. The Transmission Provider, on behalf of its Native Load Customers, shall be required to designate resources and loads in the same manner as any Network Customer under Part III of this Tariff.

The comparable section in the HQT OATT for Native-Load Service does not require the Transmission Provider "to designate resources and loads in the same manner as any Network Customer":

Proposed HQT OATT Section 28.2 Transmission Provider Responsibilities.

The Transmission Provider shall plan, construct, operate and maintain its Transmission System in accordance with Good Utility Practice in order to provide the Network Customer with Network Integration Transmission Service over the Transmission Provider's system. The Transmission Provider shall include the Network Customer's Network Load in its Transmission System planning and shall, consistent with Good Utility Practice, endeavour to construct and commission sufficient transmission transfer capability to deliver the Network Customer's Network Resources to serve its Network Load in a manner comparable to that in which the Transmission Provider delivers resources to Native-Load Customers.

Information Request. Please explain why the requirement "to designate resources and loads in the same manner as any Network Customer" is not stated in Section 28.2 of the proposed HQT OATT.

R12

Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur la preuve amendée.

13. For this request, please refer to proposed HQT OATT Section 38.2 (Designation of New Distributor Resources),

Information Request:

1 (a) Can HQD own a distributor resource? If not, please explain. If so,
2 why does the referenced section not require the Distributor to state
3 that it owns the new distributor resource (as required by section
4 30.2 the Order 890 pro forma OATT for new network resources)?

5 **R13a**

6 Rien dans les *Tarifs et conditions* n'interdit ni n'oblige que le Distributeur
7 possède une ressource désignée. Le Transporteur comprend que dans
8 les faits, le Distributeur ne possède pas les ressources qu'il désigne pour
9 l'alimentation de la charge locale. Le Transporteur souligne que les *Tarifs*
10 *et conditions* n'ont jamais requis la possession des ressources désignées
11 par le Distributeur. C'est pourquoi la partie de l'attestation requise en
12 vertu de l'article 30.2 des *Tarifs et conditions* (portant sur la possession
13 des ressources désignées du client du service en réseau) n'a pas été
14 reprise à l'article 38.2 en ce qui concerne le Distributeur.

15 (b) Can HQD execute a contract that commits it to purchase
16 generation? If not, please explain. If so, why does the referenced
17 section not require the Distributor to state that it is party to an
18 executed contract to purchase generation (as required by section
19 30.2 the Order 890 pro forma OATT for new network resources
20 network)?

21 **R13b**

22 Le Distributeur peut s'engager à acheter de la production afin d'alimenter
23 sa charge locale. Ceci dit, le Transporteur comprend que le Distributeur
24 n'est pas toujours partie aux contrats en vertu desquels est livrée
25 l'électricité servant à alimenter sa charge locale. Le Transporteur souligne
26 que les *Tarifs et conditions* n'ont jamais requis que le Distributeur soit
27 partie à ces contrats. C'est pourquoi la partie de l'attestation requise en
28 vertu de l'article 30.2 des *Tarifs et conditions* (portant sur l'existence d'un
29 engagement du client du service en réseau à acheter la production
30 conformément à un contrat signé) n'a pas été reprise à l'article 38.2 en ce
31 qui concerne le Distributeur.

32 (c) Can HQP own generation resources? If HQP can own generation
33 resources and HQD cannot own generation resources, how is HQD
34 different from HQP that makes it not possible or not desirable for
35 HQD to own generation resources?

36 **R13c**

37 Le Producteur possède des ressources de production. Quant au reste de
38 la question, le Transporteur réfère à la réponse R13(a), ci-dessus.

1 (d) If HQD will not be an owner of distributor resources, what process
2 will HQD use to contact, negotiate and agree with the owner of any
3 such resource to have that resource designated as a distributor
4 resource?

5 **R13d**

6 En vertu des *Tarifs et conditions*, la désignation d'une ressource par le
7 Distributeur n'implique pas qu'il soit propriétaire de cette ressource ni qu'il
8 obtienne le consentement du propriétaire de la ressource.

9 (e) How will HQT make sure designated distributor resources owned
10 by others are not used to make firm third-party sales without
11 terminating the designation?

12 **R13e**

13 En matière de désignation et de suppression de désignation de
14 ressources, le Transporteur est fondé de se fier à ce que le Distributeur
15 agisse en conformité aux *Tarifs et conditions*, y compris en ce qui a trait à
16 l'existence de ventes non interruptibles à des tiers.

17 (f) Will HQD communicate with HQP in the process of designating
18 distributor resources or terminating such designation? If so, under
19 what conditions?

20 **R13f**

21 Le Transporteur s'oppose à la demande. La demande ne porte pas sur la
22 preuve amendée.

23 **R13fR**

24 Le Transporteur n'est pas en mesure de répondre au nom du Producteur
25 ou du Distributeur à ce sujet. Cela dit, la preuve administrée dans le cadre
26 des dossiers des plaintes de NLH et retenue par la Régie réfère à une
27 pratique établie. À ce sujet, le Transporteur réfère à la réponse à la
28 question 1.1 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie.

29 (g) If HQP seeks to make a firm sale to a third party (for example to the
30 Day-Ahead Market of the NYISO) from a designated distributor
31 resource,

32 i. Will the designation of that distributor resource be terminated in
33 accordance with section 38.3 of the proposed HQT OATT?

34 **R13g-i**

35 Le Transporteur réfère à la réponse à la question 9(c), ci-dessus.

36 ii. How will HQT be notified?

R13g-ii

Le Transporteur sera notifié suivant la procédure établie à l'article 38.3 des *Tarifs et conditions*.

- iii. If HQD is the notifying party, how will HQP communicate to HQD that such termination is required?

R13g-iii

Le Transporteur n'est pas en mesure de répondre au nom du Producteur ou du Distributeur à ce sujet.

- iv. In such a case should HQD make a sale to HQP to transfer the undesignated electricity? If so, should HQP acquire the transmission required to move the electricity from the undesignated plant to the HQT point before using a wheel out service?

R13g-iv

Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande n'est pas de la nature d'une demande de renseignements. De plus, la demande ne porte pas sur la preuve amendée. Enfin, la demande constitue une question de faits hypothétique.

R13g-ivR

Le Transporteur n'est pas informé de la façon dont le Producteur et le Distributeur entendent procéder dans un cas comme celui décrit par l'intervenant. Ceci dit, toute vente non interruptible à un tiers à partir d'une ressource désignée du Distributeur ayant fait l'objet d'une suppression temporaire ou indéfinie requerra un service de transport de point à point selon la procédure prévue à la partie II des *Tarifs et conditions*.

14. Section 13.2 of the proposed HQT tariff describes how network and native-load service will have priority over short-term firm service when the system is oversubscribed. The section states, in part:

If the Transmission System becomes oversubscribed, supplying network load and native load from resources designated by the Network Customer or by the Distributor shall pre-empt reservations for Short-Term Firm Point-to-Point Transmission Service and requests for longer-term service may pre-empt competing reservations

Information Request.

- (h) Does Order 890 allow Transmission Providers to give priority to network or native-load customers over firm point-to-point customers when the system is oversubscribed?

13

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 3
DU REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS RÉGIONAUX
DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC
(« RNCREQ »)
ET DE L'UNION DES CONSOMMATEURS (« UC »)**

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-2 | Doc. 2, fiche 13.2

1 **Citation :**

2 [...] le même état de préconfirmation (préconfirmée, confirmée ou non
3 confirmée) [...]

4 **2.1** Veuillez préciser si les termes « préconfirmée » et « confirmée » sont définis
5 ailleurs dans les *Tarifs et conditions*.

6 **R2.1**

7 L'expression « demande préconfirmée » est définie à l'article 1.23 de la
8 proposition de modifications aux *Tarifs et conditions*. L'expression
9 « demande confirmée » n'est pas définie aux *Tarifs et conditions*. Ces
10 expressions réfèrent au statut d'une demande. Tel que prévu au Mode
11 d'emploi OASIS (tableau 5) l'expression « demande confirmée » indique
12 que « le client a confirmé la demande de service et acquis les droits
13 correspondants ».

14 **2.1.1** Le cas échéant, veuillez fournir la référence.

15 **R2.1.1**

16 Le Transporteur réfère à la réponse à la question 2.1, ci-dessus.

17 **2.1.2** Sinon, veuillez :

18 **2.1.2.1** Fournir une définition précise de ces termes, et

19 **R2.1.2.1**

20 Le Transporteur réfère à la réponse à la question 2.1, ci-dessus.

21 **2.1.2.2** Expliquer pourquoi le Transporteur ne considère pas opportun
22 d'intégrer ces définitions dans les *Tarifs et conditions*.

23 **R2.1.2.2**

24 Le Transporteur considère que la définition de l'expression « demande
25 confirmée » n'est pas requise dans les *Tarifs et conditions* puisqu'il s'agit
26 d'une notion qui relève de la programmation. Cette notion est
27 adéquatement définie dans le Mode d'emploi OASIS.

1 **Citation :****Description et justification de la modification**

Le Transporteur propose d'intégrer aux *Tarifs et conditions* les modifications apportées par la FERC, pour des raisons similaires, en y faisant les adaptations nécessaires afin de tenir compte du fait qu'au Québec, le prix offert pour le service de transport de point à point est le même pour tous les clients et que le Distributeur obtient le service de transport pour l'alimentation de la charge locale en vertu de la Partie IV sans effectuer de « réservations ». De plus, les modifications proposées prévoient que le service de transport pour l'alimentation de la charge locale du Distributeur à partir de ressources désignées du Distributeur, ainsi que l'alimentation des charges désignées du client en réseau intégré à partir de ressources désignées, bénéficient d'une priorité d'accès supérieure au service de transport ferme à court terme de point à point et ce de quelque durée que soient les désignations des ressources.

Les modifications apportées permettent de faire place à des transactions supplémentaires et de favoriser l'utilisation à long terme du réseau.

2 **2.2** Veuillez préciser si, dans le passé, des désignations des ressources ont été
3 supprimées ou « dé-désignée ».

4 **R2.2**

5 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur la
6 preuve amendée. De plus, la demande n'est pas de la nature d'une
7 demande de renseignements. Enfin, la demande n'est pas pertinente à
8 l'instance.

9 **R2.2R**

10 Le Distributeur a déjà supprimé des désignations de ressources dans
11 le passé.

12 **2.2.1** Le cas échéant, veuillez fournir un tableau précisant chaque ressource
13 qui a été supprimées ou « dé-désignée », indiquant la date de
14 désignation, la date de suppression ou de « dé-désignation », quelle
15 entité (HQD ou HQP) a demandé la suppression ou « dé-
16 désignation », la raison invoquée, et la durée de la désignation.

17 **R2.2.1**

18 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur la
19 preuve amendée. De plus, la demande n'est pas de la nature d'une
20 demande de renseignements. Enfin, la demande n'est pas pertinente à
21 l'instance.

22 **R2.2.1R**

23 Le Transporteur fournit le tableau intitulé *Désignations de ressources par*
24 *le Distributeur et retraits* (Pièce HQT-29, Document 6.2) concernant les
25 ressources qui ont été retirées de la liste des ressources désignées par le
26 Distributeur ainsi que l'année où le retrait a eu lieu. Le Distributeur ne

1 fournit pas au Transporteur les raisons pour lesquelles il modifie la liste
2 des ressources désignées.

3 **2.3** Le Transporteur a-t-il l'intention de modifier ses pratiques antérieures à
4 l'égard de la désignation, la suppression ou la « dé-désignation » des
5 ressources ?

6 **R2.3**
7 Le Transporteur s'assurera que ses pratiques soient conformes aux *Tarifs*
8 *et conditions* en vigueur.

9 **2.3.1** Le Transporteur a-t-il l'intention d'exiger qu'HQD et/ou HQP modifient
10 leurs pratiques à l'égard de la désignation, la suppression ou la « dé-
11 désignation » de ressources ?

12 **R2.3.1**
13 Le Transporteur se conforme aux *Tarifs et conditions*. Il s'attend
14 également à ce que les clients, dont le Producteur et le Distributeur, se
15 conforment aux *Tarifs et conditions*.

16 **2.4** Veuillez expliquer pourquoi le Transporteur désire tenir compte de la durée
17 de la désignation d'une ressource.

18 **R2.4**
19 Le Transporteur doit prendre en compte la durée de la désignation (ou de
20 la suppression) d'une ressource notamment dans le calcul des capacités.
21 Pour ce qui est de la priorité de service, le Transporteur ne tient pas
22 compte de la durée de la désignation des ressources du Distributeur ou
23 du client en réseau intégré. À cet égard le Transporteur réfère à la
24 réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 4 de la
25 Régie ainsi qu'aux réponses aux questions 14h) et 14i) de la demande de
26 renseignements n° 3 de NLH.

27 **2.5** Veuillez expliquer pourquoi le Transporteur pense que ces modifications
28 permettraient de faire place à des transactions supplémentaires.

29 **R2.5**
30 Le Transporteur se conforme aux exigences de l'ordonnance 890 et à la
31 justification que la FERC y présente. En cas de suppression d'une
32 ressource, la capacité ainsi libérée peut faire l'objet de transactions
33 supplémentaires de la part des autres clients conformément aux *Tarifs*
34 *et conditions*.

**DÉSIGNATIONS DE RESSOURCES
PAR LE DISTRIBUTEUR
ET RETRAITS**

(réponse 2.2.1)

Désignations de ressources par le Distributeur et retraits

Ressources		Année de désignation de la ressource	Année du retrait
1	Cadillac	2001	2008
2	Le Nordais (Cap-Chat)	2001	2007
3	Le Nordais (Matane)	2001	2007
4	Lebel-sur-Quévillon	2001	2007
5	Mill Bank (NB)	2002	2006
6	Mont Copper	2005	2007
7	Mont Miller	2005	2007
8	Parc éolien du Renard	2006	2007

**RÉPONSE DU TRANSPORTEUR À L'ENGAGEMENT 15
(DEMANDÉ PAR SÉ-AQLPA)**

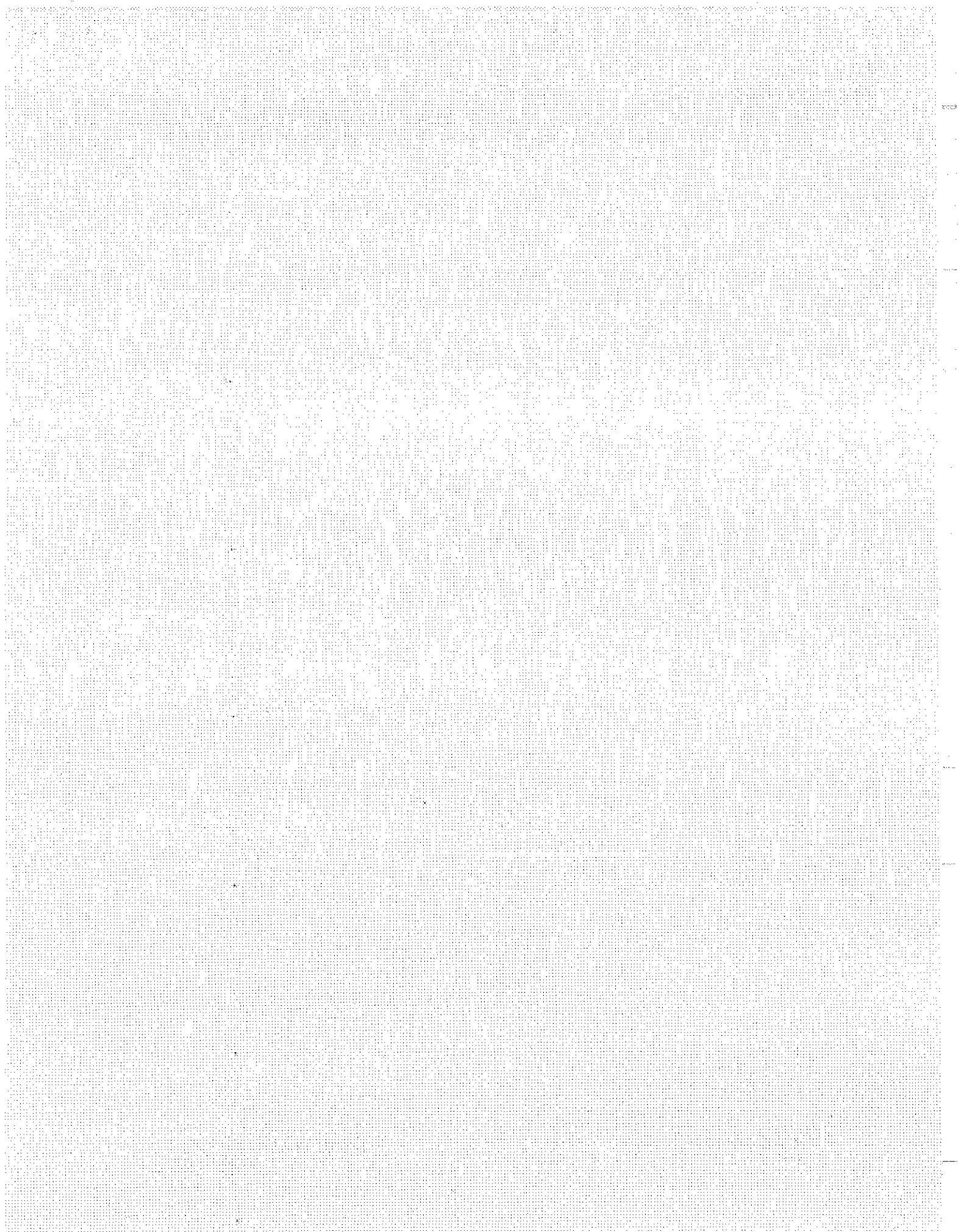
Engagement 15

(demandé par (SÉ-AQLPA, notes sténographiques, 9 février 2011, volume 10, page 74)

Vérifier si Hydro-Québec serait d'accord pour intégrer à l'article 37.1, paragraphe 1, alinéa (i), l'exigence faite au distributeur de fournir ses prévisions mensuelles pour l'année courante et pour l'année suivante (tel que spécifié à l'appendice C-1, section 3.a.iii), quatrième paragraphe).

R15 : Le Transporteur ne juge pas opportun de modifier l'article 37.1, paragraphe 1, alinéa (i) des *Tarifs et conditions* dans le sens suggéré par l'intervenant.

**RÉPONSE DU TRANSPORTEUR À L'ENGAGEMENT 17
(DEMANDÉ PAR NLH)**



Engagement 17

(demandé par NLH, notes sténographiques, 9 février 2011, volume 10, page 149)

Vérifier si HQT pourrait inclure dans sa proposition que l'attestation apparaissant à la FERC 890-A au paragraphe 919 soit indiqué sur le site OASIS.

R17 : Le Transporteur n'entend pas modifier le texte des *Tarifs et conditions* afin de préciser les diverses modalités d'affichages sur OASIS, puisque ce sujet est couvert à l'article 4 des *Tarifs et conditions*

PROPOSITION DE MODIFICATIONS

THÈME 12 RESSOURCES DÉSIGNÉES

SOMMAIRE DES ÉLÉMENTS PRINCIPAUX



I. Identification des modifications proposées

Le Transporteur propose de modifier les TC afin de :

- a) Préciser l'information devant être fournie par le client et le Distributeur concernant les ressources désignées (art. 29.2, 30.2, 30.3, 37.1, 38.2 et 38.3 TC)
- b) Modifier la procédure de désignation de nouvelles ressources (art. 30.2 et 38.2 TC)
- c) Modifier la procédure de suppression de ressources et permettre leur suppression temporaire (art. 30.3 et 38.3 TC)
- d) Préciser les restrictions d'utilisation des ressources désignées (art. 28.6, 30.4, 36.5 et 38.5 TC)
- e) Permettre le partage des réserves avec les ressources désignées (art. 1.50, 1.51, 30.1 et 38.1 TC)

II. Motifs au soutien des modifications

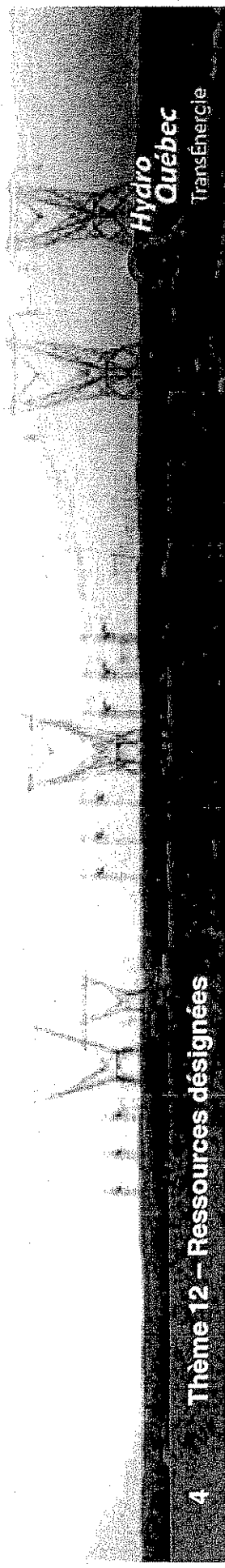
La proposition de modifications est juste et raisonnable :

- a) Favorise l'exploitation optimale et transparente du réseau
- b) Confirme les règles relatives à la désignation des ressources
- c) Reflète les modifications apportées au tarif *pro forma* de la FERC, avec les adaptations nécessaires

III. Conditions et modalités d'application

A. Information concernant les ressources désignées

- a) Information relative aux ressources hors réseau (art. 29.2 et 37.1 TC)
 - Client en réseau intégré
 - Communication de l'information précisée au paragraphe 29.2(v) TC
 - Distributeur
 - L'information actuellement fournie par le Distributeur suivant l'article 37.1(iii) TC est suffisante



III. Conditions et modalités d'application

A. Information concernant les ressources désignées

- b) Attestation relative à la propriété et à la disponibilité des ressources (art. 29.2, 30.2, 30.3, 37.1, 38.2 et 38.3 TC)
 - Permet d'assurer la désignation d'une ressource conformément aux conditions prescrites
 - Attestation prise pour avérée, témoignant d'un acte unilatéral et non d'une « demande », sans vérification ni discrétion du Transporteur
 - Exigible en trois circonstances :
 - Avec le plan des charges et des ressources
 - Lors de la désignation d'une nouvelle ressource
 - Lors de la suppression temporaire d'une ressource

III. Conditions et modalités d'application

A. Information concernant les ressources désignées

- Contenu de l'attestation adapté aux exigences actuelles
 - Client en réseau intégré : propriété et disponibilité des ressources
 - Ressources possédées ou achetées par le client en réseau (art. 30.7 TC actuels, art. 29.2(viii) TC)
 - Ressources disponibles pour alimenter la charge en réseau sur une base non interruptible (art. 1.40, 30.1 TC actuels et art. 29.2(viii) TC)
 - Distributeur : disponibilité des ressources
 - Ressources disponibles pour alimenter la charge locale sur une base non interruptible (art. 1.40.1, 38.1 TC actuels; art. 37.1 (v) TC)
 - Le Distributeur ne possède pas de centrales

III. Conditions et modalités d'application

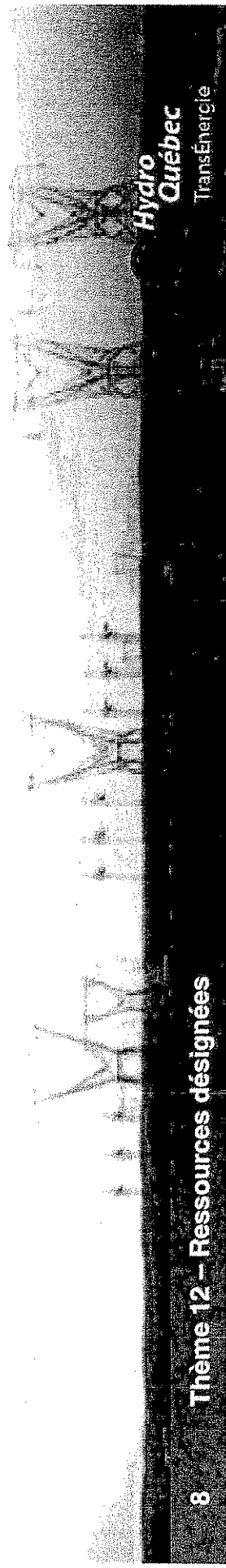
B. Procédure de désignation d'une nouvelle ressource

- a) Nouvelle procédure pour la désignation d'une nouvelle ressource (art. 30.2 et 38.2 TC)
 - Ressources impliquant l'utilisation d'un chemin affiché sur OASIS
 - Désignation par l'entremise du site OASIS
 - Autres ressources :
 - Désignation par avis écrit
 - Affichage de la désignation sur OASIS
 - Attestation

III. Conditions et modalités d'application

C. Procédure de suppression de désignation de ressources

- a) Modification de la procédure pour la suppression de désignation d'une ressource (art. 30.3 et 38.3 TC)
 - Ressources impliquant l'utilisation d'un chemin affiché sur OASIS
 - Suppression par l'entremise du site OASIS
 - Autres ressources :
 - Suppression par avis écrit
 - Affichage de la suppression sur OASIS



III. Conditions et modalités d'application

C. Procédure de suppression de désignation de ressources

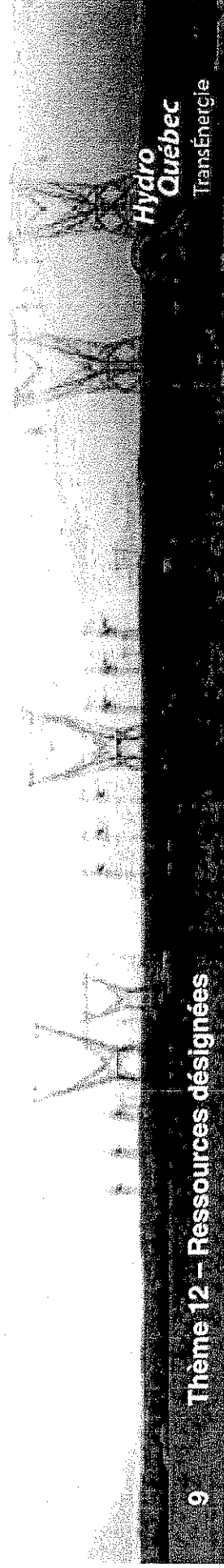
b) Suppressions temporaires (art. 30.3 et 38.3 TC)

➤ Objectifs :

- Substitution temporaire de ressources, pour une période définie
- Réalisation de ventes non interruptibles de façon temporaire

➤ Modalités :

- Rétablissement automatique de la désignation à la fin de la période de suppression
- Attestation requise
- Demandes de service point à point et connexes
- Suppression réputée sans effet si les demandes connexes sont refusées

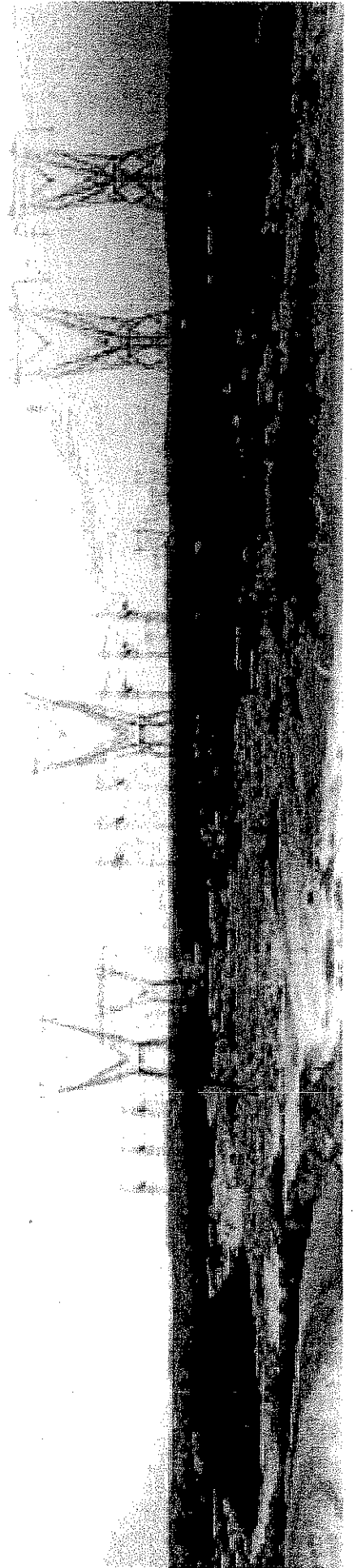


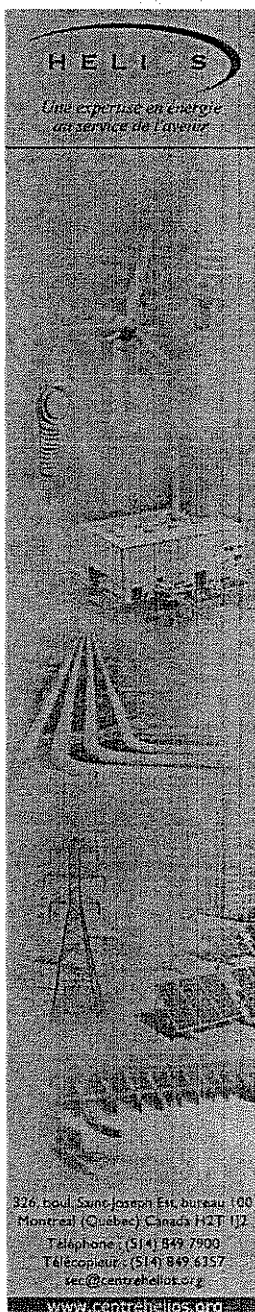
III. Conditions et modalités d'application

C. Procédure de suppression de désignation de ressources

- c) Suppression de désignation d'une ressource servant à faire des ventes non interruptibles à des tiers
 - Les ventes interruptibles ont toujours été permises
 - Seules des ventes non interruptibles requièrent une suppression

Q^{Hydro} Québec
TransÉnergie





La modification des Tarifs et conditions en fonction de l'Ordonnance 890

Témoignage expert de Philip Raphals

pour le RNCREQ et UC

R-3669-08, phase 2

Régie de l'énergie

Version révisée

le 15 juin 2009

Version ré-révisée

le 23 septembre 2010

Pour toutes ces raisons, nous recommandons que la Régie rejette les modifications proposées par le Transporteur à l'art. 23.1.

6 La désignation des ressources pour desservir la charge locale

6.1 La désignation des ressources dans le pro forma tarif de la FERC et dans les Tarifs et conditions en vigueur

La désignation des ressources est un élément essentiel du service en réseau intégré. C'est le service qui permet au client en réseau intégré d'utiliser le réseau de transport de façon flexible, sans réservation de point à point, pour intégrer ses ressources désignées avec ses charges désignées. En général, les distributeurs (*Load Serving Entities*, ou LSE) sont desservis en vertu de ce service, pour éviter de devoir programmer (et payer) des réservations de point à point, d'heure en heure, pour suivre leur charge fluctuante. Il s'agit donc d'un service qui donne aux LSE la même flexibilité que celle dont dispose un service public verticalement intégré.

Quoiqu'il n'y ait pas de clients en réseau intégré au Québec, la structure de ce service a été empruntée pour créer la Partie IV des *Tarifs et conditions*, qui établit les conditions de service pour la charge locale³². Ainsi, les éléments des Ordonnances concernant la Partie III devront normalement trouver application également à la Partie IV des *Tarifs et conditions* — dans la mesure où la Régie décide de les suivre.

Tout client en réseau intégré doit désigner de façon précise les ressources et les charges qu'il entend intégrer, et cette même obligation a été retenue pour le Distributeur dans la Partie IV. Pour s'assurer que les ressources désignées sont utilisées uniquement pour desservir les charges désignées, les Tarifs et conditions comportent, depuis la décision D-2002-95 dans le pro forma OATT comportant le dossier R-3401-98, une prohibition à l'utilisation de ses ressources pour fournir des ventes fermes aux tiers, emprunté directement du pro forma OATT de la FERC :

³² Le Règlement 659 — le tarif de transport d'Hydro-Québec avant que la Régie autorise les *Tarifs et conditions* suite à l'audience R-3401-98 — ne comportait aucune disposition concernant le service de transport fourni pour desservir la charge locale. Suite à la décision D-2002-95, la Partie IV a été élaborée en suivant comme modèle la Partie III du *pro forma* OATT de la FERC.

30.1 Désignation des ressources en réseau : Les ressources en réseau comprennent toute la production possédée ou achetée par le client du réseau intégré qui est désignée comme devant alimenter la charge en réseau en vertu des présentes. Les ressources en réseau ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge en réseau du client du réseau intégré sur une base non interruptible. Les ressources possédées ou achetées qui alimentaient les charges du client du réseau intégré aux termes d'ententes fermes conclues jusqu'à la date du début du service, inclusivement, seront initialement désignées en tant que ressources en réseau tant que le client du réseau intégré ne modifiera pas leur désignation. (nos soulignés)

Et :

30.4 Exploitation des ressources en réseau : Le client du réseau intégré ne peut exploiter ses ressources en réseau désignées situées dans sa zone de réglage ou dans celle du Transporteur de manière à ce que la production de ces installations dépasse sa charge en réseau désignée plus les pertes.

La préoccupation de la FERC sous-jacente à cette exigence est d'éviter une situation où les clients en réseau intégré auraient un incitatif à désigner des ressources au-delà de leurs véritables besoins :

Absent a requirement that network resources always be available to meet a customer's network loads, reliability of service to the network customer as well as to native load and other network customers could be affected. . . . If a network customer desires to enter into a firm sale from its designated network resource . . . it must eliminate the appropriate resources or portions thereof from its designated network resources pursuant to pro forma tariff section 30³³.

30.1 Designation of Network Resources: Network Resources shall include all generation owned, purchased or leased by the Network Customer designated to serve Network Load under the Tariff. Network Resources may not include resources, or any portion thereof, that are committed for sale to non-designated third party load or otherwise cannot be called upon to meet the Network Customer's Network Load on a non-interruptible basis, except for purposes of fulfilling obligations under a reserve sharing program. Any owned or purchased resources that were serving the Network Customer's loads under firm agreements entered into on or before the Service Commencement Date shall initially be designated as Network Resources until the Network Customer terminates the designation of such resources. (nos soulignés)

³³ Order 888-A à 30.326.

Cette même prohibition a été retenue dans la décision D-2002-95 pour les ressources du Distributeur:

38.1 Désignation des ressources du Distributeur : Les ressources du Distributeur comprennent toute la production achetée par le Distributeur qui est désignée comme devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. Les ressources du Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves. Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur.

~~La préoccupation de la FERC sous-jacente à cette exigence est d'éviter une situation où les clients en réseau intégré auraient un incitatif à désigner des ressources au-delà de leurs véritables besoins.~~

~~Absent a requirement that network resources always be available to meet a customer's network loads, reliability of service to the network customer as well as to native load and other network customers could be affected. If a network customer desires to enter into a firm sale from its designated network resource, it must eliminate the appropriate resources or portions thereof from its designated network resources pursuant to pro forma tariff section 30³⁴.~~

Et :

38.5 Exploitation des ressources du Distributeur : Le Distributeur ne peut pas s'approvisionner de ses ressources désignées situées dans la zone de réglage du Transporteur de manière à ce que la production de ses installations dépasse sa charge locale désignée plus les pertes, à moins qu'il n'ait conclu avec le Transporteur à cet effet une convention de service point à point en vertu de la Partie II des présentes.

6.2 Les modifications apportées/proposées par les Ordonnances HQT

Dans la présente audience, HQT propose de modifier plusieurs des dispositions touchant la désignation des ressources, dont notamment les articles 37.1, 38.2, 38.3 et 38.5 de la Partie IV.

³⁴ Order 888-A à 30,326.

Dans les sous-sections qui suivent, nous présentons un résumé des modifications proposées par la FERC et de leurs des justifications invoquées, et des références pertinentes dans les Ordonnances.

6.2.1 Information requise annuellement du Distributeur

HQT propose d'ajouter un sous-paragraphe v) à l'art. 37.1, comme suit :

37.1 Information requise annuellement du Distributeur : Le Distributeur doit fournir annuellement, ou faire fournir, tous les renseignements prévus aux décisions, ordonnances, règlements de la Régie, y compris, mais sans s'y limiter, ce qui suit :

(v) une déclaration signée par le représentant autorisé ou le mandataire du Distributeur attestant que toutes les ressources du Distributeur énumérées à l'article 37.1(iii) satisfont aux conditions suivantes : (1) le Distributeur possède la ressource, s'est engagé à acheter la production pour les quantités approuvées par la Régie, ou conformément à un contrat signé, ou s'est engagé à acheter la production lorsque la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie IV des présentes; (2) les ressources du Distributeur n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interrompible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves.
(nos soulignés)

Ce sous-paragraphe est identique au sous-paragraphe viii) de l'art. 29.2 (de la Partie III), dont l'ajout est également proposé, en conformité avec les Ordonnances. La fiche concernant cette modification en HQT-2, doc. 1 ne fait pas état spécifiquement du contenu de ce sous-paragraphe; et donc ne fournit aucune explication de sa signification ni de sa raison d'être.

Ce sous-paragraphe s'ajoute aux informations que le Distributeur doit produire annuellement, dont notamment une liste de ses ressources désignées, avec, pour chacune, les informations mentionnées au sous-paragraphe iii). Le nouveau sous-paragraphe exige également une déclaration signée qui affirme que la ressource répond aux exigences de l'art. 38.1, dont notamment la prohibition qu'elles servent à fournir aux ventes fermes à des tiers.

Cette même exigence est également ajoutée dans la proposition d'HQT à l'art. 29.2 (le nouveau sous-paragraphe viii), toujours en conformité avec les Ordonnances. Cette exigence d'une déclaration signée indique l'importance pour la FERC que les ressources désignées soient disponibles en tout temps pour répondre aux besoins du client en réseau intégré (ou, par extension, de la charge locale).

Commission Determination

1521. The Commission adopts the NOPR proposal that transmission providers continue to be responsible for verifying that third-party transmission arrangements to deliver the purchase to the transmission provider's system are firm, but that transmission providers are not responsible for verifying that the generating units and power purchase agreements network customers designate as network resources satisfy the requirements in sections 30.1 and 30.7 of the pro forma OATT. We also adopt the proposal to require both the transmission provider's merchant function and network customers to include a statement with each application for network service or to designate a new network resource that attests, for each network resource identified, that (1) the transmission customer owns or has committed to purchase the designated network resource and (2) the designated network resource comports with the requirements for designated network resources. The network customer should include this attestation in the customer's comment section of the request when it confirms the request on OASIS. (Ord. 890) (nos soulignés)

L'importance de cette question pour la FERC est démontrée de façon encore plus claire lorsqu'elle fait appel à ses pouvoirs punitifs et incite les participants au marché de à l'informer directement s'ils croient qu'une ressource a été désignée de façon non conforme à ses exigences.

1523. In the event that the transmission provider or any other network customer designates a network resource that it does not own or has not committed to purchase or that does not comport with the requirements for designated network resources, we will deem the network customer to be in violation of the pro forma OATT and will consider assessing civil penalties on a case-by-case basis, consistent with the Commission's Policy Statement on Enforcement. [noted omitted] We encourage the transmission provider and other market participants to use the Commission's Enforcement Hotline to report instances where they believe a network resource has been designated that does not meet the Commission's requirements. (Ord. 890) (nos soulignés)

Il est donc clair que la FERC n'entend permettre aucune exception à cette exigence.

6.2.2 Désignation de nouvelles ressources du Distributeur

En conformité avec les Ordonnances, HQT propose d'ajouter les phrases suivantes à l'art. 38.2:

La désignation d'une nouvelle ressource du Distributeur doit être faite par l'entremise du site OASIS du Transporteur au moyen d'une demande de modification du service. Cette demande doit comprendre une déclaration attestant que la nouvelle ressource du Distributeur satisfait aux conditions suivantes : (1) le Distributeur possède la ressource, s'est engagé à acheter la production pour les quantités approuvées par la Régie, ou conformément à un contrat signé, ou s'est engagé à acheter la production lorsque la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie IV des présentes; (2) les ressources du Distributeur n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interrompible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves. La

demande du Distributeur sera considérée inadéquate si elle ne comprend pas cette déclaration et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes.

38.2 Désignation de nouvelles ressources du Distributeur : Le Distributeur peut désigner une nouvelle ressource en donnant au Transporteur un avis préalable écrit en ce sens le plus tôt possible et le Transporteur affiche cette nouvelle désignation sur son site OASIS. Dans le cas d'une ressource utilisant un chemin affiché sur le site OASIS du Transporteur, la désignation d'une nouvelle ressource du Distributeur doit être faite par l'entremise de ce site par le Distributeur du site OASIS du Transporteur au moyen d'une demande de modification du service. Cette demande de modification du service doit comprendre une déclaration attestant que la nouvelle ressource du Distributeur satisfait aux conditions suivantes : (1) le Distributeur possède la ressource, s'est engagé à acheter la production pour les quantités approuvées par la Régie, ou conformément à un contrat signé, ou s'est engagé à acheter la production lorsque la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie IV des présentes; (2) les ressources du Distributeur n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interrompible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves. La demande du Distributeur nouvelle désignation sera considérée inadéquate si elle ne comprend pas cette déclaration et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes. Une Entente de raccordement conclue entre le Transporteur et tout propriétaire d'une nouvelle ressource désignée ou d'une nouvelle centrale pouvant alimenter une ressource désignée par le Distributeur est requise avant que le Transporteur puisse procéder aux ajouts au réseau requis pour intégrer cette nouvelle ressource.

Une modification similaire est proposée pour l'art. 30.2 de la Partie III.

30.2 Désignation de nouvelles ressources en réseau : Le client du réseau intégré peut désigner une nouvelle ressource en réseau en donnant au Transporteur un avis préalable en ce sens le plus tôt possible au moyen d'une demande de modification du service dans le cadre d'une demande prévue à l'article 29 et le Transporteur affiche cette nouvelle désignation sur son site OASIS. Dans le cas d'une ressource utilisant un chemin affiché sur le site OASIS du Transporteur, la désignation d'une nouvelle ressource en réseau doit être faite par l'entremise de ce site OASIS du Transporteur par le client du service en réseau intégré au moyen d'une demande de modification du service dans le cadre d'une demande prévue à l'article 29. Cette demande doit comprendre une déclaration attestant que la nouvelle ressource en réseau satisfait aux conditions suivantes : (1) le client du réseau intégré possède la ressource, s'est engagé à acheter la production conformément à un contrat signé ou s'est engagé à acheter la production lorsque la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie III des présentes; (2) les ressources en réseau n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge en réseau du client du réseau intégré sur une base non interrompible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves. La demande du client du réseau intégré sera considérée inadéquate si elle ne comprend pas cette déclaration et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes.

Encore une fois, le nouveau texte réitère l'importance de s'assurer que les ressources du Distributeur n'incluent aucune ressource, ou partie d'une ressource, qui fasse l'objet d'un engagement pour une vente ferme à un tiers...

6.2.3 Suppression des ressources du Distributeur

En parallèle avec les modifications proposées à l'art. 30.3, HQT propose d'ajouter les mots et phrases soulignées à l'art. 38.3:

38.3 Suppression des ressources du Distributeur : Le Distributeur peut mettre fin à tout moment à la désignation de tout ou d'une partie d'une ressource, en avisant le Transporteur par l'entremise du site OASIS dès qu'il lui est raisonnablement possible de le faire, mais au plus tard à l'expiration du délai de programmation du service de transport ferme pour la période de suppression. Les demandes de suppression de ressources du Distributeur doivent être soumises sur le site OASIS, et indiquer si elles visent une suppression indéfinie ou temporaire. Une demande de suppression indéfinie de ressources du Distributeur doit spécifier la date et l'heure de l'entrée en vigueur de la suppression ainsi que l'identité et la capacité des ressources ou de la partie des ressources qui doivent être supprimées indéfiniment. Une demande de suppression temporaire de ressources du Distributeur doit comprendre les renseignements suivants :

- (i) date et heure d'entrée en vigueur de la suppression temporaire;
- (ii) date et heure d'entrée en vigueur du rétablissement de la désignation, après la période de suppression temporaire;
- (iii) identité et capacité des ressources ou de la partie des ressources devant être supprimées temporairement;
- (iv) description des ressources et attestation du rétablissement de leur désignation, après la période de suppression temporaire, conformément à l'article 38.2; et
- (v) identification des demandes de service de transport connexes devant être évaluées en même temps que la demande de suppression temporaire afin que ces demandes de service et la demande de suppression puissent toutes faire l'objet d'une seule demande autorisée ou rejetée. L'évaluation des demandes de service de transport connexes doit prendre en compte la suppression des ressources du Distributeur visées en (iii) ainsi que toutes les demandes de service de transport concurrentes ayant une priorité supérieure.

Dans le cadre d'une suppression temporaire, le Distributeur peut seulement rétablir la désignation d'une ressource, ou d'une partie de celle-ci, qui était initialement désignée. Les demandes concernant la désignation d'une ressource différente et/ou d'une ressource dont la capacité a été augmentée seront considérées inadéquates et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes.

Cette nouvelle emphase sur la suppression temporaire de la désignation des ressources en réseau (ou des ressources du Distributeur) est la conséquence, encore une fois, de l'importance donnée par la FERC à la disponibilité non équivoque de ces ressources pour la charge désignée.

Commission Determination

1539. The Commission generally adopts the NOPR proposal to continue to require network customers and the transmission provider's merchant function to undesignate network resources or portions thereof in order to make certain firm, third-party sales from those resources. In particular, network customers and the transmission provider's merchant function may only enter into a third-party power sale from a designated network resource if the third-party power purchase agreement allows the seller to interrupt power sales to the third party in order to serve the designated network load. Such interruption must be permitted without penalty, to avoid imposing financial incentives that compete with the network resource's obligation to serve its network load. Art. 38.5 – Exploitation des ressources du Distributeur :

Ultérieurement, le Transporteur a apporté d'autres changements à cette modification proposée, comme suit :

38.3 Suppression des ressources du Distributeur : Le Distributeur peut mettre fin à tout moment à la désignation de tout ou d'une partie d'une ressource, mais il doit en aviser le Transporteur par écrit dès qu'il lui est raisonnablement possible de le faire. Dans le cas d'une ressource utilisant un chemin affiché sur le site OASIS du Transporteur, le Distributeur doit le faire par l'entremise de ce site mais au plus tard à l'expiration du délai de programmation du service de transport ferme pour la période de suppression. Dans le cas d'une ressource n'utilisant pas un chemin affiché sur le site OASIS, l'information ci-dessous sera affichée sur le site OASIS par le Transporteur. Les demandes de suppressions de ressources du Distributeur doivent être soumises sur le site OASIS et indiquer si elles visent une suppression indéfinie ou temporaire. Une demande de suppression indéfinie de ressources du Distributeur doit spécifier la date et l'heure de l'entrée en vigueur de la suppression ainsi que l'identité et la capacité des ressources ou de la partie des ressources qui doivent être supprimées indéfiniment. Une demande de suppression temporaire de ressources du Distributeur doit comprendre les renseignements suivants :

(i) date et heure d'entrée en vigueur de la suppression temporaire;
(ii) date et heure d'entrée en vigueur du rétablissement de la désignation, après la période de suppression temporaire;
(iii) identité et capacité des ressources ou de la partie des ressources devant être supprimées temporairement;
(iv) description des ressources et attestation du rétablissement de leur désignation, après la période de suppression temporaire, conformément à l'article 38.2; et
(v) identification des demandes de service de transport ou des désignations de ressources connexes devant être évaluées en même temps que la demande de suppression temporaire afin que ces demandes de service ou désignations de ressources et la demande de suppression puissent être examinées toutes faire l'objet d'une seule demande autorisée ou rejetée. L'évaluation des demandes de service de transport ou désignations de ressources connexes doit prendre en compte la suppression des ressources du Distributeur visées en (iii) ainsi que toutes les demandes de service de transport concurrentes avant une priorité supérieure. Advenant le rejet des demandes de service de transport ou désignations de ressources connexes, le Distributeur sera réputé ne pas avoir supprimé de ressources.

Dans le cadre d'une suppression temporaire, le Distributeur peut seulement rétablir la désignation d'une ressource ou d'une partie de celle-ci qui était initialement désignée. Les demandes concernant la La désignation d'une ressource différente et/ou d'une ressource dont la capacité a été augmentée seront considérées inadéquates et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes.

Des modifications importantes sont également proposées à l'art. 38.5.

38.5 Exploitation des ressources du Distributeur : Le Distributeur ne peut pas s'approvisionner de ses ressources désignées situées dans la zone de réglage du Transporteur de manière à ce que la production de ces installations dépasse sa charge locale désignée plus les pertes, plus les ventes de puissance réalisées dans le cadre d'un programme de partage des réserves, plus les ventes pouvant être interrompues sans pénalité afin d'alimenter des charges désignées de la charge locale, à moins qu'il n'ait conclu avec le Transporteur à cet effet une Convention de service de transport point à point en vertu de la Partie II des présentes. Pour toutes les ressources du Distributeur qui ne sont pas reliées physiquement au réseau de transport du Transporteur, le Distributeur ne peut programmer une livraison d'énergie qui dépasse la capacité de ces ressources, sauf si le Distributeur peut assurer cette livraison à l'intérieur du réseau de transport du Transporteur en obtenant un service de transport de point à point ou en utilisant un service secondaire en vertu de l'article 36.3. Si le programme du Distributeur au point de livraison pour une ressource du Distributeur qui n'est pas reliée physiquement au réseau de transport du Transporteur dépasse la capacité désignée pour cette ressource, à l'exclusion de l'énergie livrée au moyen d'un service secondaire ou d'un service de transport de point à point, les dispositions de l'article 13.7 d) s'appliqueront.

6.2.4 Discussion

La prohibition de l'utilisation des ressources désignées pour fournir des ventes fermes à des tiers existe depuis l'Ord. 888. Toutefois, son traitement exhaustif dans les Ordonnances 890, 890-A et 890-B, ainsi que la nouvelle exigence d'une déclaration signée à l'effet que chaque ressource désignée est gérée en respectant cette prohibition, avec la mention de pénalités civiles en cas de violation, démontrent clairement son importance pour la FERC. De plus, le nouveau *pro forma* OATT précise les modalités à suivre pour « dé-désigner » une ressource temporairement, pour permettre de telles ventes.

Pour la FERC, l'importance de cette question découle du rapport entre la désignation des ressources et l'ATC. Le Transporteur étant obligé de s'assurer qu'il peut, en tout moment, transporter l'électricité des ressources désignées aux charges désignées, la sur-désignation des ressources implique nécessairement une sous-estimation de l'ATC disponible aux tiers. La FERC se préoccupe de la limitation artificielle des capacités disponibles et donc de la réduction de la concurrence, ainsi que les revenus de point à point qui viendront éventuellement réduire le fardeau financier sur les clients en réseau intégré ou de la charge locale.

Certains participants au processus menant aux Ordonnances ont fait valoir que la pratique commune depuis 10 ans était de présumer qu'une ressource est non désignée pour toute période où le client réserve du service de transport ferme de point à point.

1560. Several commenters argue that the Commission should not require network customers or the transmission provider to make formal modifications to their designations of network resources when they make firm sales to third parties from those resources. [note omitted] EEI and Southern argue that the practice of most network customers and transmission providers in the ten years since the Commission issued Order No. 888 has been that a

network resource is undesignated for any period for which the customer requests firm point-to-point transmission service from the generator or a third party. (Ord. 890) (nos soulignés)

Toutefois, la FERC a explicitement rejeté cette approche :

1576. We disagree with commenters arguing that formal undesignations and/or redesignations of resources used to make firm third-party sales should not be required. The undesignation and redesignation requirements exists not only to promote reliability, but also to prevent undue discrimination, promote comparable treatment of customers, and increase the accuracy of ATC calculations. We find that the interest in advancing these policy goals overrides the minimal burden and cost that submitting undesignations and/or redesignations entails. ... (nos soulignés)

Dans les Ordonnances, la FERC analyse en détail pour la première fois l'application de cette restriction lorsque la ressource désignée est un contrat (*power purchase agreement*). La FERC conclut que la nature du contrat est déterminante à l'égard des obligations de dé-désignation lors d'une vente ferme à des tiers. Les Ordonnances traitent en détail notamment les types de contrats suivants :

- les contrats de *liquidated damages (LD)*, où le vendeur peut interrompre la fourniture pour des raisons autres que la fiabilité (p. ex. pour des raisons économiques), en payant des dommages monétaires.
- les contrats *seller's choice*, où le vendeur a l'option de modifier la centrale-source, en distinguant les contrats ayant des sources en réseau et hors réseau;
- les contrats de *system power*, qui ne sont pas reliés à une centrale en particulier.

La FERC est assez catégorique à l'égard des contrats de type « LD ». Étant donné qu'un tel contrat autorise le vendeur à interrompre des livraisons en échange du paiement d'une pénalité, il ne peut être une ressource désignée³⁵.

Un contrat *seller's choice* peut être une ressource désignée seulement si le choix de centrale-source est faite de façon irrévocable avant le début des livraisons, parce que le choix d'une centrale ou d'une autre peut avoir des conséquences différentes sur l'ATC (Ord. 890, para. 1483)³⁶.

³⁵ Ord. 890, pages 865 à 871. Il existe quelques exceptions, qui ne sont pas pertinentes au cas du Québec.

³⁶ La situation est différente lorsque les différentes centrales sont à l'extérieur du zone de contrôle du transporteur.

Pour la vente à un tiers de *system power*, les Ord. 890-A et 890-B précisent que, sauf dans la mesure où la vente elle-même est une ressource désignée par un acheteur dans le même réseau de transport, le vendeur doit désigner les ressources individuelles, du moins temporairement³⁷.

L'Ord. 890-B précise :

190. In Order No. 890-A, the Commission clarified the circumstances in which a network customer must undesignate its resources on a unit-specific basis when making a system sale. The Commission determined that portions of the seller's individual network resources supporting a sale of system power do not need to be undesignated so long as the system sale is itself designated as a network resource by the buyer. Instead, the seller should undesignate a portion of its system equal to the amount of the system sale, but which is not attributed to any specific generators. If the system sale is not designated as a network resource by the buyer, the seller must submit undesignations for each portion of each resource supporting the third-party sale. ...

202. The Commission affirms the determination in Order No. 890-A that a network customer and the transmission provider's merchant function must undesignate each portion of each resource that is used to support a sale of system power if the buyer has not designated the purchase as a network resource. ... (nos soulignés)

Cette affirmation ~~était~~ également confirmée dans l'Ord. 890-C (para. 17).

6.3 La pertinence au Québec

Dans le dossier R-3401-98, Hydro-Québec indiquait que ses ressources désignées étaient l'ensemble des centrales mentionnées dans son Rapport annuel³⁸. Par ailleurs, l'art. 38.1 précise également que les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur, tant qu'il n'aura pas fourni un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur. Si Le Transporteur a produit une liste de ses ressources désignées du Distributeur³⁹, qui semble inclure l'ensemble des centrales appartenant au Québec, avec la date de désignation pour chacune. Étant donné que l'ensemble des centrales qui appartiennent à Hydro-Québec font fait partie des ressources désignées du Distributeur, la prohibition précitée

³⁷ Ord. 890-A, P947; Ord. 890-B, P204 à 206.

³⁸ R-3401-98, HQT-11, doc. 5.

³⁹ HQT-8, doc. 6.2.

s'appliqueraient'applique à toute vente ferme à des tiers de l'électricité produite par une de ces centrales, à moins qu'une dé-désignation partielle ~~ait~~ ait été faite pour la période de ladite vente.

Si, par contre, c'est le contrat patrimonial qui ~~En même temps, le Transporteur affirme que~~ l'électricité patrimoniale est la également une ressource désignée, du Distributeur⁴⁰, malgré le fait que celle-ci n'apparaît pas dans la liste précitée. Aucune date de désignation n'a été précisée. La réponse 7.4.1R du Transporteur, fournie en conformité avec la décision D-2010-08, n'est pas plus éclairante à ce serait probablement les sujet :

R7.4.1 L'électricité patrimoniale est une ressource désignée du Distributeur mais n'est pas sa seule et unique ressource désignée. En vertu de l'article 38.1 in fine des Tarifs et conditions s'appliquant, les centrales qui pouvaient servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 sont désignées pour l'alimentation de la charge du Distributeur. Le Distributeur peut également désigner de nouvelles ressources en donnant au Transporteur un avis à cet effet.

Étant donné que l'électricité patrimoniale n'est pas couverte par l'art. 38.1 des Tarifs et conditions⁴¹, il n'est pas clair quand ou comment l'électricité patrimoniale serait devenue une ressource désignée, en l'absence d'une désignation en bonne et due forme.

Il est vrai que l'art. 1.40.1, qui définit le terme « Ressource du Distributeur », mentionne l'électricité patrimoniale, comme suit :

1.40.1 Ressource du Distributeur : Toute ressource désignée par le Distributeur au sens des présentes applicable au service de transport pour l'alimentation de la charge locale, incluant l'électricité patrimoniale tel que prévu à la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.O.c.R-6.01) et toute autre ressource du Distributeur. Une ressource du Distributeur peut être un contrat, une centrale, un programme commercial, un engagement ou une obligation de vente, incluant ceux en provenance d'une interconnexion, ou toute autre ressource énergétique pouvant servir à combler les besoins de la charge locale. Une ressource peut être alimentée par plusieurs équipements de production. Les ressources du Distributeur ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge locale du Distributeur, sur une base non interruptible. (nos caractères gras)

Il appartient bien sûr à la Régie de déterminer si cette disposition est en soi suffisante pour désigner le contrat patrimonial comme une ressource désignée du Distributeur, ou si elle doit néanmoins

⁴⁰ HQT-8, doc. 6, p. 27, R. 7.4.1R.

⁴¹ « Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur. »

procéder à sa désignation. Toutefois, à sa face même, elle semble plutôt indiquer que le contrat patrimonial peut être une ressource désignée du Distributeur, s'il est effectivement « désignée par le Distributeur au sens des présentes ». À moins de preuve du contraire, il semble que le Distributeur n'a jamais désigné le contrat patrimonial comme une de ses ressources désignées.

Cela dit, même si le contrat patrimonial est une ressource désignée, il faut décider de quel type de contrat il s'agit. Selon notre lecture, il n'est pas du type *liquidated damages*, parce qu'HQP ne peut interrompre la livraison pour des raisons économiques. Il n'est pas non plus du type *seller's choice*, étant donné que, à notre connaissance, HQP n'a pas à choisir les centrales-source de façon irrévocable avant le début des livraisons. Il devrait donc plutôt être vu comme une vente de *system sales* qui s'appliqueraient *power*. Tel qu'expliqué ci-haut, cela n'enlève pas l'exigence de la dé-désignation temporaire des centrales individuelles seraient également requise.

À notre connaissance, la Régie ne s'est jamais penchée, dans le passé, sur la façon dont ces dispositions sont appliquées. Étant donné que les modifications discutées ici ont pour but de rendre encore plus restrictive la prohibition sur la vente ferme aux tiers alimentée par des ressources désignées, il serait pertinent tout d'abord de bien comprendre comment les dispositions pertinentes des *Tarifs et conditions* sont appliquées.

Notons que la dé-désignation temporaire des ressources désignées du Distributeur ne semble pas une pratique commune⁴².

7.9 Veuillez fournir une liste des occasions où la Charge Locale aurait « dé-désignée » une ressource désignée de façon temporaire pour permettre une vente à un tiers.

R7.9

Le Transporteur n'est pas au fait qu'une telle situation se soit produite.

En fait, étant donné qu'il est difficile de voir comment le Distributeur aurait pu « dé-désigner » une ressource sans en informer le Transporteur, on doit conclure que cela ne s'est jamais produit. Dans les audiences sur les plaintes déposées par N.L.H. M. Daniel Mongeon a confirmé que le Distributeur

⁴² HQT-8, doc. 6, p. 28.

n'a jamais procédé à la suppression d'une désignation au préalable de ses exportations d'énergie post patrimoniale⁴³.

Nous avons produit un certain nombre de demandes de renseignements afin de clarifier cette question⁴⁴, mais la plupart d'entre elles n'ont pas trouvé réponse. — À la question 7.1.1, nous avons demandé comment la prohibition contre la vente ferme aux tiers d'une centrale désignée est respectée. À cette question, le Transporteur répond simplement qu'il ne propose aucune modification aux Tarifs et conditions à cet égard⁴⁵.

Par ailleurs, il est difficile de voir comment la pratique actuelle du le Transporteur et de a, au départ, refusé de répondre à la question 2.2 de notre DDR #3, qui lui demande de préciser si, dans le passé, des désignations de ressources ont été supprimées ou « dé désignée » — et cela, malgré sa réponse 7.9 précitée. Suite à la décision D-2010-120, il a précisé que le Distributeur a effectivement supprimé des désignations de ressources dans le passé⁴⁶. Toutefois, la liste des retraits qu'il a produite (HOT-29, doc. 6.2) indique seulement huit (8) retraits, comme suit :

Ressources	Année de désignation de la ressource	Année du retrait
1 Cadillac	2001	2008
2 La Nordais (Cap-Chat)	2001	2007
3 La Nordais (Matane)	2001	2007
4 Lebel-sur-Quévillon	2001	2007
5 Mill Bank (NB)	2002	2006
6 Mont Copper	2005	2007
7 Mont Miller	2005	2007
8 Parc éolien du Renard	2006	2007

⁴³ Notes sténographiques, 27 janvier 2010.

⁴⁴ Demandes de renseignements numéros 7.1 à 7.4.

⁴⁵ HOT-8, doc. 6, p. 25, R. 7.1.1.

⁴⁶ HOT-29, doc. 6, p. 5 (version du 17 septembre 2010).

Quoiqu'aucune explication ne soit fournie, il est clair qu'il ne s'agit pas de suppressions temporaires pour se conformer aux articles précités des *Tarifs et conditions*.

À la question 2.3 du même document, nous demandons si le Transporteur à l'intention de modifier ses pratiques antérieures à cet égard. Il répond qu'il « s'assurera que ses pratiques soient conformes aux *Tarifs et conditions* en vigueur »⁴⁷.

En réponse à une question de NLH, il précise que :

R.13e. En matière de désignation et de suppression de désignation de ressources, le Transporteur est fondé de se fier à ce que le Distributeur agisse en conformité aux *Tarifs et conditions*, y compris en ce qui a trait à l'existence de ventes non interruptibles à des tiers⁴⁸.

Et finalement, en réponse à la question 2.3.1, qui demande s'il a l'intention d'exiger qu'HQD et/ou HOP modifient leurs pratiques à cet égard, il répond :

R2.3.1 Le Transporteur se conforme aux *Tarifs et conditions*. Il s'attend également à ce que les clients, dont le Producteur et le Distributeur, se conforment aux *Tarifs et conditions*⁴⁹.

Comment comprendre ces réponses? Il semble évident que, au fil des ans, Hydro-Québec a fait des ventes fermes à partir de ses centrales, qui sont toutes désignées⁵⁰. En même temps, on sait qu'il n'y a jamais eu de « dé-désignation » d'une centrale, étant donné la réponse 7.9 et le fait que le Transporteur serait nécessairement au courant si cela se produisait.

On peut être cohérente avec les donc conclure que, dans le passé, les articles 38.1 et 38.5 n'ont pas été respectés.

⁴⁷ Ibid., R. 2.3.

⁴⁸ HQT-29, doc. 6, p. 14.

⁴⁹ Ibid., p. 6, R. 2.3.1.

⁵⁰ Même si la source physique de l'électricité lors d'une vente ferme hors réseau d'Hydro-Québec n'est pas spécifiée, l'obligation de dé-désignation demeure, tel qu'expliqué à la fin de la section 6.2.4, ci-dessus. (« Instead, the seller should undesignate a portion of its system equal to the amount of the system sale, but which is not attributed to any specific generators. If the system sale is not designated as a network resource by the buyer, the seller must submit undesignations for each portion of each resource supporting the third-party sale. » Ord. 890-B, para. 190). Par contre, lorsque la vente elle-même est interruptible, cette obligation ne s'applique pas.

En ce qui concerne l'avenir, le Transporteur affirme, d'une part, qu'il s'assurera que ses pratiques soient [sic] conformes aux Tarifs et conditions en vigueur (R. 2.3). Il affirme également qu'il « s'attend » à ce que HOP et HQD se conforment aux Tarifs et conditions (R. 2.3.1).

Or, il faut constater que ces réponses, prises ensemble, ne constituent ni une reconnaissance claire que, dans le passé, ces dispositions en vigueur de ses Tarifs et conditions n'ont pas été respectées, ni une affirmation claire et solennelle que la situation changera.

Il est en fait préoccupant de constater à quel point les déclarations du Transporteur demeurent floues à l'égard de sa responsabilité de s'assurer du respect de ses Tarifs et conditions par ses clients. La réponse 2.3.1 précise qu'il « s'attend à ce que » HOP et HQD les respectent, ce qui suggère qu'il n'assume aucune responsabilité de vérifier si cela est le cas ou non. La réponse à NLH précise qu'il « est fondé de se fier » à ce que le Distributeur agisse en conformité avec les Tarifs et conditions, sans mention, par ailleurs, du Producteur. À notre connaissance, la Régie n'assume pas non plus le rôle de vérificateur quant au degré de respect des Tarifs et conditions du Transporteur.

La situation est très différente aux États-Unis, où la FERC s'occupe également de voir à l'application et au maintien de ces règles. Ainsi, de son propre chef, elle lance de temps en temps des enquêtes pour s'assurer de leur respect. Comme noté auparavant, elle énonce dans l'Ord. 890 une vigilance accrue dans ce sens.

Finalement, rappelons que cette même question, c'est-à-dire la nécessité, ou non, de procéder à une suppression de désignation chaque fois qu'une vente ferme est exécutée d'une centrale désignée, occupe plus de 100 pages des ordonnances 890, 890-A et 890-C, tel que discuté ci-dessus. La lecture de ces passages démontre que, à l'instar d'Hydro-Québec, plusieurs compagnies américaines ont aussi pris à la légère le respect des dispositions équivalentes concernant la désignation des ressources, surtout étant donné l'interprétation de ces dispositions fournies par les Ordonnances. Il serait important de bien comprendre la façon dont les dispositions actuelles sont appliquées avant de les amender pour les rendre encore plus contraignantes, par exemple avec l'exigence d'une déclaration signée. Après réflexion, la FERC a non seulement réitéré la prohibition aux ventes fermes des centrales désignées qu'elle avait établies déjà en Ord. 888, mais a renforcé cette prohibition.

Si, par contre, Dans le présent dossier, le Transporteur propose d'entériner ces renforcements dans ses propres Tarifs et conditions, sans reconnaître que jusqu'ici les dispositions en vigueur à ce sujet n'ont jamais été respectées, et sans donner aucune indication de ce qu'il propose de faire, concrètement, pour s'assurer que nouvelles dispositions seront dûment respectées.

Étant donné que c'est HOP fait les ventes fermes hors réseau et fournit l'électricité produite par les centrales désignées au Distributeur, il est difficile de voir comment HOD pourrait se charger d'informer HOT des dé-désignations et ré-désignations au fur et mesure qu'HOP modifie ses ventes fermes hors réseau, ou son choix de sources pour l'énergie patrimoniale. Il n'est pas clair non plus en vertu de quelles loi ou règlement HOT pourrait exiger qu'HOP le fasse, au nom du Distributeur.

Si jamais la Régie conclut que, dû aux particularités du réseau du Transporteur, la prohibition sur les ventes fermes à partir des centrales désignées n'est pas justifiée, elle devrait supprimer cette prohibition entièrement (notamment de l'art. 38.1), plutôt que de la renforcer comme le font les modifications proposées.

Nous recommandons donc à la Régie de s'informer sur les pratiques en vigueur avant de prendre une décision sur les modifications proposées.

Si, par contre, elle accepte la proposition du Transporteur de faire les modifications proposées, elle devrait exiger au Transporteur qu'il indique comment il entend s'assurer que ces dispositions seront respectées. Étant donné le non-respect dans le passé, il serait également approprié que la Régie exige un suivi sur cette question lors des prochains dossiers tarifaires.

7 L'éligibilité des ressources offertes par la demande pour les services complémentaires

Dans chacune des Annexes 2 (Service de réglage de tension), 3 (Service de réglage de fréquence), 6 (Service de maintien de réserve tournante) et 7 (Service de maintien de réserve arrêtée), qui fixent les tarifs de ces services complémentaires, le Transporteur propose l'ajout d'une phrase qui précise que « les ressources autres que la production » peuvent assurer ce service.

En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur a précisé que, si le Transporteur il reçoit une demande associée à une réservation de service de transport de point à point d'utiliser des



19

ACEF de Québec
570, rue du Roi
Québec G1K 2X2
Tél : (418) 522-1568
Fax : 522-7023
acefque@mediom.qc.ca

Dossier R-3669-2008 phase 2

Décisions D-2009-008 et D-2009-056

Preuve de l'ACEF de Québec relativement à la

Demande de modification des tarifs et conditions des service de transport d'Hydro-Québec, phase 2, visant l'adaptation des conditions de service aux ordonnances 890 et 890A de la FERC

10 juin 2009

Richard Dagenais, analyste

d) Quelle est l'implication pour la gestion du réseau de distribution de la charge locale, avec les délais que cela amène dans la planification des services à rendre à la charge locale, avec l'impact possible sur la fiabilité du réseau etc. ?

R9d Les modifications proposées par le Transporteur au processus de désignation et de suppression de désignation des ressources du Distributeur n'ont pas d'impact sur la fiabilité du réseau.

- Nous remettons en question le bien fondé et la pertinence (impact sur l'efficacité, le coût de service et la fiabilité du service de transport considérant les délais additionnels), de modifier le chapitre IV visant la charge locale (alors que l'ordonnance de la FERC et son OATT pro forma, ne vise généralement pas les conditions de transport de la charge locale) de manière similaire au chapitre III, qui vise le service en réseau intégré. En effet le service en réseau intégré cible normalement des zones de services localisées; ces changements devraient être évalués correctement avant de décider de modifier systématiquement les conditions de services de la charge locale (ressources désignées et modifications à ces ressources; priorité moindre pour les ressources non désignées...).

Dans la mesure où les coûts d'une telle exigence pour HQD n'est pas précisée et que les règles de la FERC ne visent pas à prime abord la charge locale, nous pensons qu'HQD ne doit pas être obligée de se conformer à l'obligation de publier sur OASIS les désignations et suppressions de désignation de ressources qui visent des ressources servant à approvisionner la charge locale (ressources désignées assurant le service de transport à la charge locale ou ressources non désignées servant au service secondaire) et donc ne sont pas liés à des services de point à point (obligatoire pour livrer de l'électricité à des tiers).

- **Le service secondaire :** (priorité (A. 13.6, 14.2) (réduction service) 28.4, 28.6, 30.4, 36.3, 36.5, 38.5) Le service secondaire doit servir à alimenter la charge locale à partir de ressources non désignées. Mais ces ressources peuvent être désignées par HQD (A. 38.2) par l'entremise du site OASIS. Donc on peut penser que les ressources non désignées constituent des ressources temporaires de très court terme. Les conditions imposées au service secondaire ne doivent pas avoir comme effet de discriminer négativement certaines sources d'approvisionnement, dans la mesure où l'objectif est de permettre à HQD d'approvisionner adéquatement la charge locale.

On peut questionner la pertinence de désigner une nouvelle ressource en étant tenu de le faire via OASIS, alors que la désignation des ressources existantes se fait sans passer par le site OASIS. À tout le moins si la ressource non désignée ne transite pas via les interconnexions et n'affecte pas la capacité d'offrir des services de point à point (ATC et TTC non affectés), nous ne voyons pas l'utilité directe de passer par le site OASIS pour désigner la ressource.

À l'A. 36.3 on indique que la priorité associée au service secondaire est supérieure à celle de tout service de point à point non ferme. Mais il n'est pas indiqué explicitement que la priorité du service secondaire est inférieure à celle de tout autre service de point à point ferme. Il est étonnant de voir que le service secondaire qui est livré sans frais tant que la capacité de transport totale réservée pour desservir la charge locale n'est pas dépassée, soit traitée

différemment d'un service ferme. Donc le service secondaire est normalement utilisé à même la capacité ferme réservée pour la charge locale mais on lui accorde une priorité inférieure au service de la charge locale impliquant des ressources désignées.

De plus selon l'A. 13.6 le service secondaire est réduit comme le service conditionnel lorsque les conditions s'appliquent, nous comprenons que le service secondaire est alors traité comme un service de point à point non ferme, ce qui nous semble incorrect parce que normalement la priorité du service secondaire doit être supérieure au service non ferme.

L'A. 14.7 définit les priorités lors de réduction ou interruption de service. Le service secondaire semble disposer d'une priorité supérieure au service conditionnel lorsque les conditions s'appliquent, mais inférieure au service de transport non ferme (à prix plus élevé ou à plus longue durée) suivie du service ferme possédant la priorité supérieure. Nous nous expliquons mal les différences de priorité entre les A. 13.6 et 14.2, tenant compte de la priorité intermédiaire accordée au service secondaire de la charge locale (A. 36.3) ainsi que la priorité de réservation définie à l'A. 14.2..

En réponse à une question de la Régie HQT a mis à jour le tableau des priorités d'utilisation des interconnexions (HQT-8 doc. 1, Tableau 15.1). Le service secondaire impliquant des ressources désignées, pour l'importation d'électricité en faveur de la charge locale, possède une priorité intermédiaire, entre le service ferme de court terme et le service non ferme, ce qui respecte à priori le texte du règlement (A. 36.3), mais constitue selon nous un choix discutable. Nous observons que le service secondaire de point à point non ferme possède la priorité la plus faible en exportation, et la seconde plus faible en importation, après le service pour l'alimentation de la charge locale offert par HQP à partir de ressources non désignées.

Il eut été préférable selon nous d'accorder à ce dernier service une priorité au moins équivalente à celle accordée au service de point à point non ferme.

- 36.5 Restrictions relatives à l'utilisation du service

Advenant le cas où le Distributeur utilise le service de transport d'alimentation de la charge locale ou le service secondaire prévu à l'article 36.3 pour faciliter une vente de gros de ressources qui ne serviront pas à alimenter une charge locale, les dispositions de l'article 13.7 d) s'appliqueront.

Le verbe « faciliter » est selon nous imprécis et confondant il faudrait plutôt utiliser « pour réaliser » car il doit y avoir un lien direct et mesurable entre la vente à des tiers et l'utilisation des ressources désignées ou du service secondaire pour livrer l'électricité à des tiers, en absence notamment de réservations service de point à point réservée à cette fin.

37.1 Information requise annuellement du Distributeur

(V) (2) les ressources du Distributeur n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme

de partage des réserves.

Il faudrait indiquer « engagement pour une vente à un tiers de la part du distributeur », car HQT peut exporter à partir de ressources qui servent aussi à alimenter HQD.

L'article 37.1 présente de la redondance avec l'A. 39 on pourrait les regrouper.

6) Autres modifications proposées

- Services complémentaires offerts par les ressources autres que la production

Nous ne sommes pas convaincus contrairement à ce que laisse entendre HQT qu'il ne faille pas des normes spécifiques pour les ressources autres que la production (Voir réponse d'HQT à nos DDR 5.a, 5.b et 5.c en HQT-8 doc. 2).

« Quelle que soit la ressource utilisée, elle doit répondre aux mêmes critères et exigences du Transporteur en terme de rapidité, de qualité, d'efficacité et de fiabilité que les installations de production. Ces critères de conception du réseau de transport et les exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec diffèrent selon qu'il s'agisse de réserve tournante, de réserve arrêtée ou de réglage de fréquence.

Dans tous les cas, le coordonnateur de la fiabilité doit avoir accès à l'information pertinente en temps réel pour évaluer la réserve ou la marge de régulation disponible. Ainsi, la gestion de la demande pourrait être retenue pour un certain type de service et non pour un autre. Le transporteur évaluera le cas échéant si la gestion de la demande répond aux critères et exigences techniques spécifiques du service à offrir. »

HQT devrait prouver rigoureusement son affirmation en montrant notamment que les normes demeurent identiques dans les juridictions où les services complémentaires sont offerts par ce type de ressources. Nous pensons à moins de preuve contraire que ces nouvelles ressources requièrent des exigences techniques et de fiabilité particulières.

- Si des pénalités sont imposées à HQT (si la Régie décidait d'appliquer de telles pénalités, à l'encontre de la proposition d'HQT, pour des délais indus dans la livraison des études d'impact...) et à HQD (utilisation sans réservation des services de transport...) il faudrait que ces pénalités soient portées dans des comptes séparés puis assumées par HQT et HQD et non reflétées dans les coûts de service de la charge local. De plus les pénalités payées par les clients des services de point et les clients en réseau intégré, pour les services de transport et les services complémentaires, ainsi que les frais payés pour les études d'impact sur le réseau et d'avant projet doivent, doivent être comptabilisés dans le revenu requis et alléger le fardeau de la charge locale.

Nous pensons que les pénalités imposées lorsqu'il y a dépassement des quantités réservées, pourraient tenir compte du niveau d'utilisation du réseau et de la possibilité que l'excédent de livraison puisse perturber la stabilité du réseau et la fiabilité du service.

Réponse de l'ACEF Québec à la DDR # 1 de la Régie, R-3669-08 ph. 2

D. 1.1 : De l'avis de l'ACEF, quelles seraient les éventuelles nouvelles ressources autres que de production qui pourraient fournir certains services complémentaires au Transporteur. Veuillez fournir des exemples de ressources potentielles.

Outre les centrales de production il y a trois grandes catégories de moyens qui peuvent potentiellement fournir certains services complémentaires :

a) le stockage de l'énergie (stockage électrique, chimique ou mécanique) en vue de régulariser la production d'une centrale électrique. En réponse à une question de la Régie (HQT-8 doc. 1, réponse 7.1), HQT indique que certaines technologies, tels les volants d'inertie, pouvant offrir de la réserve tournante donc à très court terme, allant de plusieurs secondes à quelques minutes, ou encore la gestion de la charge, ce dont on discute au point b, pouvant offrir un service de réserve de 10 à 30 minutes, constituent des ressources, non liées à la production, pouvant offrir certains services complémentaires.

Un volant d'inertie constitue un mode de stockage de l'énergie électrique (un moteur/générateur faisant tourner un disque lourd) sous forme d'énergie mécanique ou cinétique.

Des compagnies comme Carterpillar offrent des systèmes de puissance inintermittible (300 kVA, avec une efficacité de conversion de 97%) basés sur ces volants d'inertie (en substitution à moindre coût des batteries de secours, dont l'efficacité de conversion est inférieure, mais pour répondre à des coupures ou variations de courant plus courtes) couplés à des génératrices diesel. (voir <http://www.electricnet.com/product.mvc/UPS-Uninterruptible-Power-Supply-300kVA-from-0002>).

b) le contrôle de la demande (charge) d'électricité (demande d'une usine par ex. ajustée dynamiquement en fonction des niveaux de production). Aussi le stockage thermique ou électrique dans les bâtiments est un moyen de régulariser la demande d'électricité;

Considérons le cas d'une centrale hydraulique ou thermique (par exemple une centrale à cycle combiné qui fournit de la vapeur et de l'électricité) desservant principalement un client industriel voisin, tout en exportant les surplus de production, via le service de transport de point à point. Comme l'usine est rapprochée de la centrale, le temps de réponse pour ajuster la consommation électrique de l'usine, afin d'offrir le service d'écart de réception et de livraison, en fonction des besoins de la centrale électrique, peut-être assez rapide : ainsi des moteurs ou des équipements de grande puissance peuvent être démarrés, arrêtés ou modifiés dans leur fonctionnement de manière à absorber l'énergie qui ne peut-être exportée, ou encore libérée la quantité d'énergie électrique requise pour l'exportation.

Théoriquement il serait possible de stocker l'énergie thermique (vapeur) ou l'énergie électrique, ou encore de convertir la vapeur en électricité et vis versa, de manière à contrôler la consommation électrique de l'usine tout en régularisant sa production. On pourrait aussi chauffer l'espace des immeubles ou l'eau, avec la vapeur et l'électricité, en stockant la chaleur dans l'eau ou des masses thermiques de manière à pouvoir ajuster le niveau de consommation électrique servant au chauffage.

Il s'agit de voir ici si l'équipement de contrôle, ou les équipements de stockage thermique, et l'ajustement des divers appareils constituent une solution économiquement rentable et opérationnellement réalisable.

c) les parcs d'équipements électriques et électroniques : par exemple des condensateurs (ou des bobines supraconductrices) permettent de stocker l'énergie électrique, et en les associant à des inductances et autres composantes électriques et électroniques, il est possible de contrôler les caractéristiques du signal électrique (par ex. la fréquence et la phase afin de synchroniser le signal au réseau de transport etc.), tout en emmagasinant de l'énergie électrique pour de très courtes périodes de temps (pouvant servir de réserve tournante) si cela est économiquement rentable tout en répondant aux exigences techniques.

Rappelons que sur le réseau de transport d'HQT existent actuellement des équipements de compensation (dont des batteries de compensateurs shunt et des équipements de compensation série) qui absorbent ou fournissent de la puissance réactive permettant de régulariser et stabiliser le signal électrique en réponse aux effets perturbateurs ou transitoires sur le réseau de transport québécois, fort étendu.

La question demeure à savoir si les exigences techniques de sécurité et de fiabilité doivent être adaptés et ajustés pour tenir compte des caractéristiques et capacités propres à ces ressources autres que de production, sans nuire à leur émergence, disponibilité et compétitivité, tout en maintenant la fiabilité du réseau d'ensemble.

- 2. Références :**
- (i) Pièce C-4-21, ACEF, page 7 ;
 - (ii) Pièce C-4-21, ACEF, page 7.

Préambule :

- (i) *« Nous notons que les ATC et TTC sont définis essentiellement pour les interconnexions individuelles (donc pour les activités d'importation et d'exportation), et que les capacités de transfert pour les chemins à l'interne et pour les transactions de passage (impliquant le transport d'électricité venant d'une interconnexion et sortant par une autre) ne sont pas définis dans l'annexe C-1. Il faudrait évaluer s'il ne serait pas pertinent de définir*

formellement la méthodologie de calcul pour ces types de transaction, en lien avec les services en réseau intégré ou de point à point. » [nos soulignés]

- (ii) « On peut questionner la pertinence de désigner une nouvelle ressource en étant tenu de le faire via OASIS, alors que la désignation des ressources existantes se fait sans passer par le site OASIS. À tout le moins si la ressource non désignée ne transite pas via les interconnexions et n'affecte pas la capacité d'offrir des services de point à point (ATC et TTC non affectés), nous ne voyons pas l'utilité directe de passer par le site OASIS pour désigner la ressource. » [nos soulignés]

Demande :

1.1 Veuillez concilier les deux citations en préambule.

La seconde citation (qui se retrouve en page 10, et non 7, de notre mémoire) concerne le service de transport pour la charge locale. Dans la mesure où le système OASIS vise à rendre transparents et non discriminatoires les services de transports de point à point et en réseau intégré, tant que le service en réseau intégré n'est pas utilisé, et tant que les services de point à point visent les transactions de passage ou l'importation et l'exportation d'électricité, il n'est pas pertinent ni efficace selon nous d'exiger que la désignation de nouvelles ressources pour la charge locale, passe par OASIS.

Dans la mesure où le Distributeur utilise des services de point à point pour exporter (ou importer si la capacité réservée pour la charge locale est dépassée) les informations relatives à ces services sont affichées sur le site OASIS, au même titre que les autres services de point à point. Si le Distributeur réserve une partie des capacités d'interconnexion et des chemins particuliers pour faire transiter les importations (via des ressources désignées ou non) devant servir la charge locale, ces réservations seront identifiées sur le site OASIS et les capacités de transfert seront ajustées en conséquence peu importe les ressources, désignées ou non, utilisées.

La question est de savoir si (ce dont on pense) cette nouvelle exigence interfère dans la gestion courante des approvisionnements et ajoute, sans véritable nécessité ou utilité, des formalités et délais qui peuvent nuire à l'optimisation des approvisionnements (choix à très court terme de sources d'approvisionnement moins coûteuses, utilisation de services de puissance en période de fine pointe), alors que le réseau de transport est conçu et utilisé d'abord pour répondre aux besoins de la charge locale, qui en assume le financement régulier et stable, en faisant appel à de multiples ressources, variables dans le temps et l'espace.

Nous voulions aussi dans notre preuve faire ressortir le fait que la désignation des ressources existantes se fait sans passer par le site OASIS, ce qui ne semble pas poser de problèmes pour la transparence et l'efficacité d'utilisation du réseau de transport.

Richard Dagenais pour l'ACEF de Québec.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3669-2008 / Phase 2

**RÉPONSES D'ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.
(« EBMI ») À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (« RÉGIE »)**

Acquisition du service de transport (priorité de réservation)

6. Référence : Pièce C-6-29, EBMI, page 11.

Préambule :

« Ainsi, à la lumière de ce qui précède, la Régie s'interroge en ce qui a trait à la justification du texte concernant la priorité accordée à la demande ou à la réservation du client offrant le prix le plus élevé dans le contexte où la priorité en fonction du prix ne s'applique pas au Québec.

Le Transporteur répond de façon laconique :

« Il s'agit du texte approuvé par la FERC qui ne présume en aucune façon de la discrétion que pourrait exercer la Régie quant aux prix applicables aux services de transport. »

Il y aurait lieu de revoir la modification proposée dans la mesure où cela n'est pas applicable en l'espèce. » [nos soulignés]

Demande :

6.1 Veuillez préciser ce que vous entendez par « revoir la modification ».

R 6.1 : La référence au « prix le plus élevé » devrait être retirée dans la mesure où cette priorité ne s'applique pas actuellement au Québec étant donné qu'il n'y a pas de politique de rabais présentement en vigueur.

Advenant que cette priorité devienne applicable dans le futur, alors la modification proposée par le Transporteur deviendra justifiée mais devra être resoumise à la Régie pour approbation.

Normalisation des règles et pratiques d'affaires (affichage sur OASIS)

7. Référence : Pièce C-6-29, EBMI, page 11.

Préambule :

« Dans la même série de questions, la Régie demande au Transporteur de fournir un tableau des priorités d'utilisation des interconnexions. À la lumière de ce tableau et de l'article 4 des Tarifs et conditions, nous estimons qu'une modification devrait être apportée à l'article 4 pour que devienne disponible sur OASIS la capacité de transfert disponible pour des points de transfert à partir d'un point interne au Québec. »

Demande :

7.1 Veuillez identifier les points de transfert pour lesquels la capacité de transfert devrait être disponible sur OASIS. Veuillez justifier votre réponse.

R 7.1 : Il existe actuellement une section nommée « Chemins internes » sur le site OASIS d'Hydro-Québec (<http://www.transenergie.com/htbin/fr/ppct.pl>). Un schéma intitulé « Points de lecture de la capacité du réseau de transport », daté du 7 octobre 2004 montre les différents liens entre l'ensemble, ou du moins la grande majorité, des postes à haute tension du réseau hydro-québécois (voir http://www.transenergie.com/oasis/info/ilot/ttc_internes_fr.pdf). Ces chemins internes sont identifiés par des chiffres. Ainsi, les points de transferts internes qui devraient être disponibles sur le site OASIS d'Hydro-Québec pourraient être chacun des chemins internes identifiés par des chiffres sur le schéma. Pour chaque point de transfert, le TTC et l'ATC devraient être rendus disponibles.

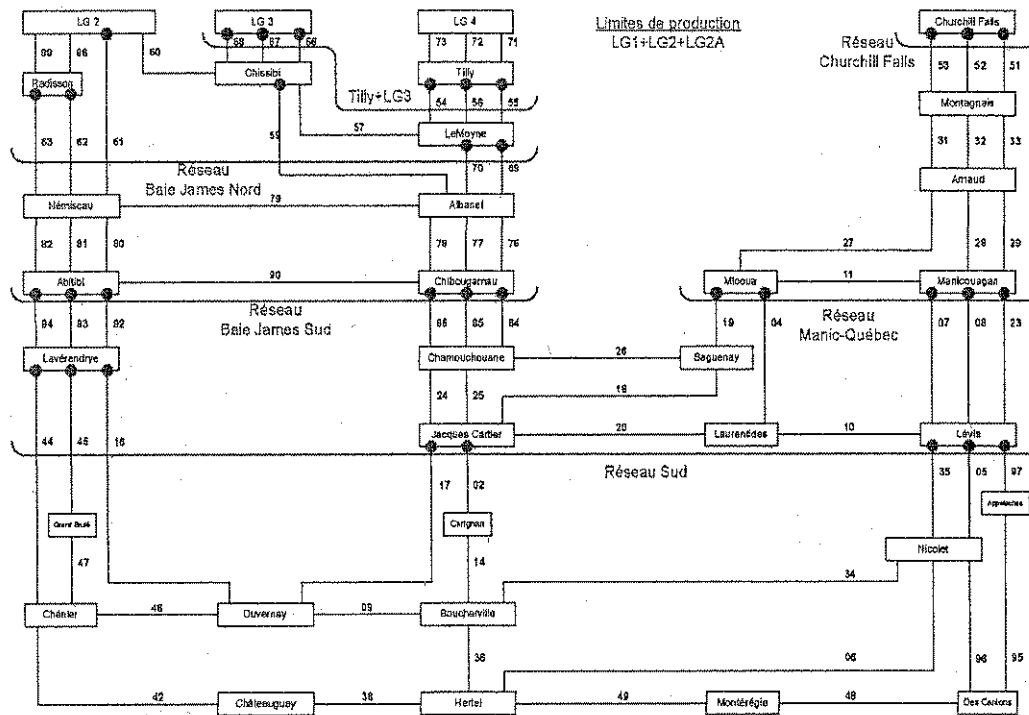
Le TTC est en fonction de la capacité physique de la ligne. L'ATC quant à lui dépend entre autres des indisponibilités physiques périodiques ainsi que de la capacité restante après la désignation des ressources désignées d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution pour l'alimentation de la charge locale. Pour ce qui est de la désignation de ces ressources, on sait que TransÉnergie mentionne à la section 38.1 de son tarif OATT que « *Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur (...)* ». De plus, selon les modifications proposées au tarif toute nouvelle désignation de ressources (ou suppression de ressources) devront être faites par l'entremise du site OASIS. Or, à notre connaissance, la liste actuelle des ressources désignées par Hydro-Québec pour l'alimentation de la charge locale, incluant les ressources en date du 1^{er} janvier 2001, ne se trouve pas sur le site OASIS d'Hydro-Québec.

Ainsi, en identifiant les capacités de transfert associées aux ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale pour chacun des points de transfert, il sera possible de calculer et d'afficher l'ATC restant. Cette information est déjà connue du Transporteur. En effet, selon son tarif, à la section 39.1, « Le Distributeur doit désigner annuellement les différentes charges constituant sa charge locale pour lesquelles le Transporteur fournira le service de transport. Le Distributeur fournira annuellement au Transporteur, à la date convenue entre les parties, une description annuelle de la charge à chaque point de livraison. Cette description doit identifier et fournir séparément la meilleure estimation par le Distributeur des charges totales à alimenter à chaque niveau de tension de transport, de même que les charges à alimenter à partir de chaque poste du Transporteur au même niveau de tension du transport. » (nos soulignés)

Enfin, on peut constater qu'Hydro-Québec rend déjà disponible sur son site OASIS une certaine quantité de données horaires quant aux transits mesurés et prévus sur certains chemins internes. Cependant, les données ne sont pas

disponibles pour l'ensemble des points représentés au schéma mentionné ci-haut et il est de plus très difficile de juxtaposer les données disponibles avec les points disponibles sur le schéma en raison d'un manque d'informations claires quant à la nomenclature utilisée. Les données de TTC ne sont pas non plus disponibles. Ainsi, par souci de transparence et de non-discrimination dans la divulgation de l'information disponible, il serait donc possible de rendre disponible à l'ensemble des participants de marché les données tel que décrit ci-haut, et ce, en améliorant la quantité et la qualité des données déjà rendues disponibles sur le site OASIS d'Hydro-Québec.

Points de lecture de la capacité du réseau de transport



Julie Desrosiers
 7 octobre 2004

**Demande relative à la modification des tarifs et conditions des services de transport
d'Hydro-Québec à compter du 1er janvier 2009**

(R-3669-2008)

Phase II

MÉMOIRE DU GRAME R-3669-2008

PHASE II

LE GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUÉE EN MACROÉCOLOGIE

Préparé par

Nicole Moreau

Analyste environnement et énergie

EnviroConstats, enrg.

En collaboration avec

M. Michel Perrachon

Expert en

Exploitation des réseaux électriques

Déposé à la

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 10 juin 2009 23 septembre 2010

DESIGNATION DES RESSOURCES EN RESEAU, JUSTIFICATION ET SUPPRESSION

L'Article 37 Conditions préalables à la prestation du service par le Transporteur

Selon le Transporteur, la modification aux conditions préalables à la prestation du service par le Transporteur, dont celle portant sur l'information requise annuellement du Distributeur, permettra de mieux informer l'ensemble de la clientèle du Transporteur concernant les ressources désignées par le Distributeur pour alimenter la charge locale via les interconnexions affichées sur OASIS.

37.1 Information requise annuellement du Distributeur : Le Distributeur doit fournir annuellement, ou faire fournir, tous les renseignements prévus aux décisions, ordonnances, règlements de la Régie, y compris, mais sans s'y limiter, ce qui suit :

Impact sur le régime réglementaire et la clientèle:

La modification proposée aura pour effet de mieux informer l'ensemble de la clientèle du Transporteur concernant les ressources désignées par le Distributeur pour alimenter la charge locale via les interconnexions affichées sur OASIS. La suppression temporaire de toute désignation de ressource en réseau offre plus de flexibilité au Distributeur. Concernant la validation des ressources désignées par les clients du Transporteur pour approvisionner les marchés au Québec, il s'agit déjà d'une responsabilité exercée par la Régie en vertu de l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Les modifications apportées par l'ordonnance 890 n'ont donc aucun effet à ce chapitre.

HQT-2, document 2 (en liasse) Fiche article 37.1

Dans ce contexte, en lien avec les modifications à l'article 15.4, il sera important de savoir si l'information fournie permettra de comptabiliser la quantité d'énergie transitée via le réseau de transport en fonction des ressources retenues par le Distributeur et par l'ensemble des clients qui transitent via le réseau de transport du Québec. En effet, si le Transporteur effectue des modifications dans le choix des ressources tierces, qui sont définies comme étant « ...toutes les unités de production raccordées au réseau du Transporteur ou accessibles via une interconnexion et qui peuvent servir à une nouvelle répartition »⁵⁹, celles-ci devront être identifiées et affichées sur OASIS.

⁵⁹ HQT-29, Doc. 4, page 5 R.1.3

La comptabilisation de la quantité d'énergie transitée de sources thermiques (gaz naturel, charbon, mazout,) et de sources renouvelables (Hydro-électricité, éolienne, biogaz, etc.) constitue un outil incontournable de connaissance stratégique de l'évolution de la production et de la consommation d'énergie électrique renouvelable et non renouvelable au Québec.

Également, puisque la validation des ressources désignées dans les plans d'approvisionnement des clients du Transporteur pour approvisionner les marchés au Québec est une responsabilité exercée par la Régie en vertu de l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie, une autre question se pose, à savoir si le Transporteur pourra, dans le cadre de l'article 15.4 du Texte des tarifs et conditions, modifier la répartition des ressources du Distributeur pour répondre à une demande de service de transport exigeant l'expansion ou la modification du réseau de transport, et ce sans que le Distributeur ne doive en faire la demande à la Régie.

Le GRAME recommande à la Régie de se positionner sur cet enjeu et d'émettre une opinion de nature à éclairer le cadre dans lequel le Transporteur peut modifier, ou ne peut pas modifier, selon le cas, la répartition des ressources du Distributeur sans que le Distributeur ne doive en faire la demande à la Régie, selon les modifications apportées à l'article 15.4 pour répondre à une demande de service de transport exigeant l'expansion ou la modification du réseau de transport.

L'Article 38.1 - Désignation des ressources du Distributeur

Les ressources du Distributeur comprennent toute la production achetée par le Distributeur qui est désignée comme devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. Les ressources du Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves. Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources désignées du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur.

Description et justification de la modification

Le Transporteur apporte à l'article 38.1 une modification identique à celle proposée par la FERC pour l'article 30.1.

L'amendement précise que les centrales qui pouvaient servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources désignées du Distributeur par le seul effet des Tarifs et conditions.

Cet élément précise qu'une ressource désignée peut également servir aux fins du partage des réserves avec un réseau voisin, ce qui réciproquement, permet également à une ressource désignée par un réseau voisin, de servir aux fins d'un programme de partage des réserves avec le transporteur.

Référence : HQT-2, document 2 (en liasse) Fiche article 38.1

Étant donné qu'une ressource désignée par un réseau voisin, pouvant être également une ressource énergétique en provenance d'une centrale au charbon, peut servir aux fins d'un programme de partage des réserves avec le Transporteur au même titre qu'une centrale hydroélectrique servant à alimenter la charge locale du Distributeur, le GRAME propose d'établir une politique de partage des réserves de mêmes sources énergétiques, soit renouvelables et ce en lien avec l'ordonnance 890 et celui du contexte particulier de l'approvisionnement du Québec.

~~Comme pour les autres questions demeurées sans réponse, sans l'obtention de réponses à ses demandes de clarifications, le GRAME ne sera pas en mesure de conclure sur ce sujet de manière précise.~~

Notre expert conclut que cette modification pourrait ouvrir la porte à de nouvelles technologies. Le Transporteur mentionne être ouvert à considérer l'utilisation de la réserve en provenance d'une nouvelle technologie, dans la mesure où celle-ci peut fournir un service comparable à celui fourni par les centrales de HQP.⁶⁰

Le GRAME soumet que cette avenue devrait être explorée dans les cas où cette nouvelle technologie pourrait limiter le recours à des ressources thermiques aux fins de la réserve tournante.

⁶⁰ HQT-8, Document 4, révisé : 2010-07-13, R9.3 Si le Transporteur reçoit une demande, associée à une réservation de service de transport de point à point, à l'effet d'utiliser la réserve provenant d'une nouvelle technologie, il évaluera si cette technologie est en mesure de fournir un service comparable à celui fourni par les centrales de HQP.

RÉSERVE DE PRODUCTION

Partage de réserve

Le réseau du Québec est un réseau asynchrone, c'est-à-dire isolé des réseaux voisins par des interconnexions à courant continu, sauf en ce qui concerne les productions indépendantes du producteur HQP du Labrador, du Saguenay et de l'Outaouais. Le Transporteur doit donc actuellement ne compter que sur les centrales d'HQP pour maintenir la réserve tournante. Dans plusieurs articles (30.1, 30.2, annexes 6 et 7) il est fait mention du partage de réserve.

Compte tenu de la particularité du réseau du Québec, il semble que seul le partage de réserve arrêtée soit possible à condition d'une certaine disponibilité des interconnexions.

En ce qui concerne la réserve tournante, les réglages en vigueur sur les interconnexions ne permettent pas le partage de ce type de réserve. En effet, les convertisseurs à courant continu sont normalement munis de bande morte (dead band) qui empêchent ces installations de réagir aux faibles variations de fréquence. D'autre part, lors d'échanges par production radiale, la quantité de puissance engagée paraît trop faible pour être efficace.

Advenant qu'un client propose d'utiliser une ressource autre que de production pour fournir lui-même le service complémentaire de maintien de réserve tournante, le Transporteur en évaluera la capacité, conformément à la modification proposée.

De l'avis du Transporteur, il est équitable de traiter les autres ressources de manière comparable aux sources de production, lorsque celles-là peuvent offrir les services complémentaires visés.

Référence : HQT-2, document 1, annexe 6, page 1 de 1

La question qui se pose, cette modification peut-elle ouvrir la porte à de nouvelles technologies ? Le Transporteur mentionne que s'il reçoit une demande, associée à une réservation de service de transport de point à point, à l'effet d'utiliser la réserve provenant d'une nouvelle technologie, il évaluera si cette technologie est en mesure de fournir un service comparable à celui fourni par les centrales de HQP.⁶¹

⁶¹ HQT-8, Document 4, Page 19 R9.3

L'intérêt du GRAME en lien avec sa demande de renseignements no 1, Q.9.1⁶² est de savoir si le Transporteur est ouvert à traiter de manière équitable toutes les sources d'énergie, dans la mesure où le service est comparable à celui fourni par les centrales du Producteur. Ainsi, si le Transporteur pouvait faire appel à des producteurs privés, il pourrait s'agir d'énergie renouvelable ou propre, plutôt que d'installations thermiques.

Advenant qu'un client propose d'utiliser une ressource autre que de production pour fournir lui-même le service complémentaire de maintien de réserve tournante, le Transporteur en évaluera la capacité, conformément à la modification proposée.

De l'avis du Transporteur, il est équitable de traiter les autres ressources de manière comparable aux sources de production, lorsque celles-là peuvent offrir les services complémentaires visés.

Référence : HQT-2, document 1, annexe 6, page 109

Le GRAME tient à rappeler que Monsieur Perrachon, dont le mandat était de vérifier en quoi certaines modifications proposées par le Transporteur au texte des *Tarifs et conditions* s'appliquent au contexte québécois de transport d'électricité, a été reconnu expert-conseil en exploitation du réseau de transport par la Régie le 16 juin 2009. Le GRAME a par ailleurs donné ce mandat à M. Perrachon afin d'éclairer la formation et le personnel de la Régie, les intervenants, dont le GRAME sur l'impact de certaines modifications proposées par le Transporteur en lien avec le fait que la production d'électricité au Québec est majoritairement de source renouvelable et non thermique. L'objectif du GRAME est de s'assurer que les modifications soumises par le Transporteur n'aient pas d'impact sur ce bilan et est directement en lien avec l'intérêt du GRAME.

Ainsi, le GRAME demandait au Transporteur s'il pourrait faire appel aux producteurs privés pour garantir la réserve tournante⁶³, ce à quoi le Transporteur répondait :

Le Transporteur n'entend pas faire appel aux producteurs privés pour fournir de la réserve synchrone à moins qu'il ne reçoive une demande, associée à une réservation de service de transport de point à point, à l'effet d'utiliser la réserve fournie par un producteur privé. Dans ce cas, le Transporteur évaluera si l'installation du producteur est en mesure de fournir un service comparable à celui fourni par les centrales du Producteur. En cela, la modification proposée ne change pas la position actuelle du Transporteur.

⁶² Demande de renseignements no 1 du GRAME, 9.1

⁶³ Demande de renseignements no 1 du GRAME, 9.1

De l'avis de notre expert, par cette modification, le Transporteur pourrait faire appel aux producteurs privés pour garantir une partie de la réserve tournante. Le Transporteur le confirme, même s'il « ..n'entend pas faire appel aux producteurs privés pour fournir de la réserve synchrone à moins qu'il ne reçoive une demande, associée à une réservation de service de transport de point à point, à l'effet d'utiliser la réserve fournie par un producteur privé. »⁶⁴

Le GRAME constate que le Transporteur reste ouvert à l'utilisation des producteurs privés pour une partie de la réserve à condition que cela respecte la sécurité du réseau comme c'est le cas de la réserve provenant du Producteur.

À la question 9.2, le GRAME demandait au Transporteur s'il pourrait envisager d'éliminer les « bandes mortes » sur les convertisseurs des interconnexions afin de partager la réserve tournante avec des réseaux voisins, ce que le Transporteur n'envisage pas.⁶⁵

Le Transporteur n'envisage pas d'éliminer ou de réduire la plage d'insensibilité des fonctions de régulation des convertisseurs pour partager la réserve synchrone. La plage normale de variation de fréquence sur le réseau du Transporteur est de 59,5 à 60,5 Hz, plage pour laquelle le Transporteur ne souhaite pas la mise en jeu de la réserve synchrone.

Selon notre expert, l'élimination de plages (dead band), bloquant les transferts de puissance, ou l'accroissement des plages (dead band), limitant le transfert de puissance, sur les convertisseurs à courant continu, permet d'avoir des transferts de puissance entre le Québec et les réseaux voisins.

Le GRAME s'y intéresse, puisque ceci permettrait d'accroître les capacités de réserve tournante sur ces réseaux et d'éviter d'avoir recours à de la production thermique de pointe pour maintenir cette réserve, tant au Québec que sur les réseaux voisins.

⁶⁴ HQT-8, Document 4, Révisé : 2010-07-13 Page 19, R9.1R

⁶⁵ HQT-8, Document 4, Révisé : 2010-07-13 Page 19, R9.2R

Le GRAME recommande au Transporteur de revoir la pratique d'utilisation des interconnexions à courant continu afin d'augmenter les capacités de réserve dans le respect des contrats d'échanges d'énergie électrique.

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

CAUSE TARIFAIRE 2009
DE TRANSÉNERGIE

DOSSIERS R-3669-2008, PHASE 2

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Transporteur (TransÉnergie)

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

**EXAMEN DES MODIFICATION AUX TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES
DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC
FAISANT SUITE AUX ORDONNANCES 890 ET 890A DE LA FERC**

RAPPORT D'EXPERTISE

Jean-Claude Deslauriers, ing.
Jacques Fontaine

Préparé pour:
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 11 juin 2009
Version révisée le 23 septembre 2010

*Pièce SÉ-AQLPA-4 - Document 1 (v.r.)
Examen de modifications aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec,
faisant suite aux Ordonnances 890 et 890A de la FERC*

*Rapport d'expertise de Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine
Préparé pour Stratégies Énergétiques et l'AQLPA*

8.3 LA TRANSPARENCE DANS LA DÉSIGNATION DES RESSOURCES PAR LE CLIENT EN RÉSEAU INTÉGRÉ OU DE CHARGE LOCALE ET L'ÉQUITÉ DE TRAITEMENT DES DIFFÉRENTES RESSOURCES (ART. 29.2, 30.2, 30.3, 37.1, 38.2 ET 38.3)

Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) propose aux articles 38.2 et 38.3 de ses *Tarifs et conditions* que l'ajout ou la suppression de la désignation d'une ressource par le client de charge locale (Hydro-Québec Distribution) s'effectue par l'entremise du site OASIS.

Il nous semble que la déclaration annuelle complète des ressources désignées par Hydro-Québec Distribution (actuelles et prévues sur 10 ans), prévue à l'article 37.1, devrait également être publiée sur le site OASIS.

De telles publications permettront plus de transparence, notamment aux fins de l'identification des contraintes sur le *chemin interne* de HQT et la planification du réseau.

De telles publications faciliteront également la résolution, un jour, de certaines anomalies constatées dans ces désignations de ressources du Distributeur, notamment le fait que des centrales nouvelles telles que Toulmoustou soient absentes de ces désignations (et donc considérées comme servant exclusivement au service point à point), alors que la réalité du réseau et de sa planification est que ces centrales servent aussi à la charge locale, ne serait-ce qu'afin d'en assurer la fiabilité d'approvisionnement, ce qu'Hydro-Québec a déjà elle-même affirmé. Voir notamment la preuve déposée par Hydro-Québec et différents intervenants au dossier R-3669-2008 Phase 1 et à des dossiers antérieurs du Transporteur.

RECOMMANDATION NO. 23 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter les modifications proposées par Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) aux articles 38.2 et 38.2 de ses *Tarifs et conditions* à l'effet que l'ajout ou la suppression de la désignation d'une ressource par le client de charge locale (Hydro-Québec Distribution) s'effectue par l'entremise du site OASIS.

Nous recommandons que la déclaration annuelle complète des ressources désignées par Hydro-Québec Distribution (actuelles et prévues sur 10 ans), prévue à l'article 37.1, ait également à être publiée sur le site OASIS.

En Phase 1 du présent dossier R-3669-2008, il avait également été constaté que les déclarations annuelles des ressources désignées du Distributeur présentaient les anomalies suivantes :

- ❑ La puissance disponible en pointe de toutes les ressources non éoliennes étaient déclarées comme étant de 100 % de la puissance installée, ce qui est évidemment erroné. (Cette surévaluation de la puissance disponible en pointe était toutefois méthodologiquement compensée en augmentant la réserve requise en sus de la demande prévue).
- ❑ La puissance disponible en pointe déclarée de toutes les ressources éoliennes n'était ni leur puissance installée (100 %) ni leur puissance garantie en pointe coïncidente du réseau (environ 15 %) mais plutôt la puissance garantie en pointe coïncidente résultant à la fois de la production éolienne et de la production complémentaire de ressources hydroélectriques fournies par Hydro-Québec Production, ces dernières étant toutefois omises de la liste des ressources désignées.

Ces illogismes dans la méthode de désignation des ressources portent à conséquence puisque ce sont ces puissances déclarées qui servent au calcul des tarifs, au calcul de la partie remboursable par le Transporteur des ajouts au réseau et, surtout, au calcul de la rentabilité des ajouts éoliens au réseau, ce sur quoi la Régie s'est récemment prononcée dans sa décision D-2009-071.

La non-cohérence entre la méthode de déclaration de la puissance des ressources non éoliennes et éoliennes amène mathématiquement une discrimination envers ces dernières.

Nous proposons une modification à l'article 37.1 de ses *Tarifs et conditions* afin que le Distributeur soit dorénavant requis, pour chacune de ses ressources désignées de fournir les trois informations suivantes :

- ❑ La puissance maximale à transporter.
- ❑ La puissance minimale garantie par cette ressource en pointe coïncidente du réseau.
- ❑ Lorsqu'une combinaison de ressources permet de garantir au Distributeur une certaine puissance en pointe coïncidente du réseau, le Distributeur doit l'indiquer, en *Désignant* chacune de ces ressources, en spécifiant la puissance minimale à transporter de chacune et la puissance garantie en pointe coïncidente du réseau qui résulte de leur combinaison.

Cette présentation plus cohérente de l'ensemble des renseignements relatifs à chacune des ressources désignées pourra permettre, à l'avenir, au régulateur de choisir de la manière la plus optimale possible celles de ces données qui doivent être employées à la fois aux fins de la

planification et pour le calcul des tarifs, le calcul de la partie remboursable par le Transporteur des ajouts au réseau et, surtout, au calcul de la rentabilité des ajouts éoliens au réseau.

RECOMMANDATION NO. 24 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de modifier à l'article 37.1 des *Tarifs et conditions* du Transporteur afin que le Distributeur soit dorénavant requis, dans sa déclaration annuelle au Transporteur et pour chacune de ses ressources désignées, de fournir les trois informations suivantes :

- La puissance maximale à transporter.
- La puissance minimale garantie par cette ressource en pointe coïncidente du réseau.
- Lorsqu'une combinaison de ressources permet de garantir au Distributeur une certaine puissance en pointe coïncidente du réseau, le Distributeur doit l'indiquer, en *Désignant* chacune de ces ressources, en spécifiant la puissance minimale à transporter de chacune et la puissance garantie en pointe coïncidente du réseau qui résulte de leur combinaison.

Enfin, il y aurait lieu de spécifier à l'article 37.1 des *Tarifs et conditions* que le client de charge locale doit fournir notamment des prévisions mensuelles de sa charge pour l'année courante et l'année subséquente, par concordance avec l'article 3(a)(iii) (4^e paragr.) de l'Appendice C-1 examiné précédemment.

RECOMMANDATION NO. 25 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de spécifier à l'article 37.1 des *Tarifs et conditions* que le client de charge locale doit fournir notamment des prévisions mensuelles de sa charge pour l'année courante et l'année subséquente, par concordance avec l'article 3(a)(iii) (4^e paragr.) de l'Appendice C-1 proposé.

8.4 LES RÈGLES APPLICABLES AUX REVENTES DE SURPLUS EFFECTUÉES PAR LE CLIENT DE RÉSEAU INTÉGRÉ OU DE CHARGE LOCALE (ART. 28.6, 30.4, 36.5 ET 38.5)

Lorsqu'Hydro-Québec Distribution procède à de la revente sur les marchés de ses surplus d'électricité, elle ne bénéficie plus des priorités et privilèges que lui accorde son statut de client de charge locale. Elle devient alors un client de point à point assujettie aux règles en conséquence.

Un tel statut évite notamment à Hydro-Québec Distribution de bénéficier de priorités par rapport à des transactions similaires de point à point qui pourraient être effectuées par Hydro-Québec Production. La vente en gros d'électricité sur les marchés ne constitue d'ailleurs pas une mission de base d'Hydro-Québec Distribution ; Hydro-Québec Production, par sa capacité de réserve, est souvent mieux placée pour rejoindre les plages horaires et les créneaux de marché qui sont à la fois préférables économiquement et environnementalement.

Au présent dossier, Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) propose aux articles 28.6, 30.4, 36.5 et 38.5 de ses *Tarifs et conditions* et à l'instar de la FERC, de systématiser la règle selon laquelle le client de charge locale ou de réseau intégré est sujet aux règles du client de point à point lorsqu'il procède à des transactions hors de sa charge locale ou de son réseau intégré.

Une telle règle est conforme aux préoccupations environnementales que nos clientes nous ont demandé d'examiner et reproduites en section 1 du présent rapport, en permettant une maximisation de l'utilisation du réseau et, de plus, en permettant que cette utilisation maximise les bénéfices environnementaux.

RECOMMANDATION NO. 26 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver les modifications proposées par Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) propose aux articles 28.6, 30.4, 36.5 et 38.5 de ses *Tarifs et conditions*, visant à systématiser la règle selon laquelle le client de charge locale ou de réseau intégré est sujet aux règles du client de point à point lorsqu'il procède à des transactions hors de sa charge locale ou de son réseau intégré

CANADA
PROVINCE OF QUÉBEC
DISTRICT OF MONTRÉAL
N° : R-3669-2008 – Phase 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Demande relative à la modification des tarifs et
des conditions des services de transport
d'Hydro-Québec à compter du 1er janvier 2009
(Phase 2).

AMENDED DIRECT TESTIMONY

OF

DR. ROBERT A. SINCLAIR

On behalf of

NEWFOUNDLAND AND LABRADOR HYDRO

Original version filed June 10, 2009
Amended version filed September 23, 2010

1 Ontario generator dispatches to HQT. My conclusion is only based on reading the
2 letter. In order to find out more, NLH issued an information request. Here is the
3 data request (NLH request 11.1):

4 Please provide more detail explaining the conclusion that imbalances "can be
5 dealt with at a balancing authority level".

6 HQT response:

7 Conformément à la décision D-2009-056, le Transporteur dépose sa preuve
8 concernant le texte des annexes 4 et 5 des *Tarifs et conditions* concernant les
9 écarts de réception et de livraison dans un document distinct.

10 *ENGLISH TRANSLATION: As requested by decision D-2009-056, HQT is*
11 *filing its evidence with respect to Schedule 4 and 5 of the Open Access*
12 *Transmission Tariff with respect to Energy Imbalance Service (Receipt and*
13 *Delivery) in a separate document.*

14 This response was not helpful. Régie decision D-2009-056 is an order requiring
15 HQT to file revised imbalance Schedules (Schedules 4 and 5). This filing was
16 made on May 29, 2009 and I am informed by counsel that it contained no
17 explanation of the special agreement with IESO.

18 Q. DO YOU OBJECT TO THE AGREEMENT?

19 A. I do not necessarily object to the agreement. In general, however, I can see why it
20 might be reasonable to come to such an agreement. However, the rationale is not
21 stated. It would be interesting to know, for example, what other control areas
22 may be able to come to comparable agreements. Therefore, I recommend that the
23 Régie require a more thorough explanation of the rationale for the agreement and
24 the conditions under which other neighboring systems (like Labrador) can make
25 agreements that avoid HQT imbalance charges.

26
27 V. NON-RATE TERMS AND CONDITIONS

28 Q. WHAT IS THE PURPOSE OF THIS SECTION?

29 A. In this section, I address certain non-rate terms and conditions established in
30 Order 890 that have particular significance to HQT. The first issue involves

1 policies associated with designating power purchase agreements (PPAs) as
2 network resources (as explained below, these are called “distributor resources” in
3 Québec). In particular, Order 890 clarifies that a PPA may be designated as a
4 network resource provided it is not interruptible for economic reasons. The
5 second issue I address is the Order 890 policy associated with undesignating
6 network resources to enable third-party sales from such resources.

7 ***PPAs as Designated Network Resources***

8 Q. WHAT IS MEANT BY DESIGNATED NETWORK RESOURCES?

9 A. Load-serving entities that integrate load and resources purchase network
10 transmission service (called Network Integration Transmission Services under the
11 *pro forma* OATT). In Québec, native-load customers are served by HQD
12 primarily from resources that comprise the “Heritage Pool”. To integrate the
13 Heritage Pool resources with its load centers, HQD uses network-type service.
14 Under the HQT OATT, this transmission service used by HQD is called Native-
15 Load Transmission Service. Native-Load Transmission Service is analogous to
16 the Network Integration Transmission Service in the *pro forma* OATT.
17 Resources used by HQD to serve its native load are called “distributor resources”,
18 as opposed to “network resources” under the *pro forma* OATT.

19 To simplify the foregoing discussion, reference to “network service” is to both the
20 Network Integration Transmission Service in the *pro forma* OATT and to the
21 analog in the HQT OATT, Native-Load Transmission Service. “Network
22 resource” refers to that term as it is used in the *pro forma* OATT but is also meant
23 to refer to the analogous term “distributor resources” associated with Native-Load
24 Transmission Service in the HQT OATT.⁴ I may refer to “native-load
25 transmission service and to distributor resources if it aids in the exposition or in
26 specific reference to the HQT OATT.

⁴ One must be careful to note that the HQT OATT also contains a Network Integration Transmission Service that is available to load-serving entities other than HQD. However, no entity currently purchases this service.

1 Q. PLEASE DISCUSS THE ORDER 890 REFORMS ASSOCIATED WITH
2 DESIGNATING POWER PURCHASE AGREEMENTS AS DESIGNATED
3 NETWORK RESOURCES.

4 A. Order 890 clarifies a number of issues relating to the types of power purchase
5 agreements (PPAs) that qualify as network resources. PPAs are structured in
6 many different ways. Some PPAs involve sales from a specific generator
7 resource while others may be so-called "system sales", where power is purchased
8 from a combination of a supplier's generator fleet. Other PPAs may be "seller-
9 choice" contracts where the seller promises to deliver power but not from a
10 specific resource.

11 The portion of Order 890 addressing the designation of PPAs as network
12 resources essentially serves as a vehicle for clarifying FERC policy. Ever since
13 the concept of network service was introduced in the 1990s, FERC has been
14 confronted with a range of issues associated with the appropriate nature of
15 designated network resources, especially how PPAs may be designated as
16 network resources. The pre-890 *pro forma* OATT already requires load-serving
17 entities to identify key characteristics of any PPA that is designated as a network
18 resource, including source of supply, the control area location of the supply,
19 transmission arrangements, and delivery point(s) to the transmission provider's
20 transmission system (see Section 29 of the *pro forma* 890 OATT).

21 Q. WHAT ISSUES ARE THE MOST RELEVANT FOR THE REVISED HQT
22 OATT?

23 A. Presently, HQD's native load is served either by physical resources controlled by
24 HQP (and supplying the Heritage Pool) or from post-heritage PPAs (I understand
25 that no off-system PPAs have been designated by HQD). Accordingly, the
26 applicable reforms to evaluate in this case are those discussed in Order 890
27 addressing designating PPAs as network resources. (Of course, in the case of
28 HQT, we are talking about PPAs as designated distributor resources.)

1 Q. WHAT ARE THE PPA ISSUES THAT ORDER 890 ADDRESSES THAT ARE
2 IMPORTANT TO THE HQT OATT?

3 A. The most important aspect of Order 890 is FERC's affirmation of policies
4 regarding the conditions under which PPAs may be designated as network
5 resources. Order 890 affirmed that a PPA may be designated as a network
6 resource provided the power sale is interruptible only for reliability reasons, not
7 economic reasons.

8 The primary element of this determination is the nature of the penalties, or
9 liquidated damages (LD), associated with an interruption. As Order 890 indicates
10 (at 1453):

11 [T]he firmness of an obligation to provide under a contract with an LD
12 provision is informed by the particular terms of the LD provision. The
13 type of LD provision commonly seen in firm LD products ... obligates the
14 supplier, in the case of interruption for reasons other than force majeure, to
15 make the aggrieved buyer financially whole by reimbursing them for the
16 additional costs, if any, of replacement power.

17 The Order goes on to state that LD provisions are the minimum required:

18 Thus, as of the effective date of this Final Rule, power purchase
19 agreements designated as network resources may only contain LD
20 provisions that are of the "make whole" type. Conversely, power
21 purchase agreements containing LD provisions that provide penalties of a
22 fixed amount, that are capped at a fixed amount, or that otherwise do not
23 require the seller to pay an aggrieved buyer the full cost of replacing
24 interrupted power, are not acceptable.
25

26 Q. WOULD THE ORDER REQUIREMENT APPLY TO EXISTING
27 AGREEMENTS?

28 A. Existing PPAs that are otherwise properly designated as network resources
29 would be "grandfathered" under the Order. However, the make-whole LD
30 requirement would apply to existing agreements if the PPA is renewed or is
31 undesignated on a non-temporary, or "indefinite" basis (as discussed in the
32 next subsection of my testimony, and as discussed at ¶1534 of the Order).

1 Q. WHY IS IT IMPORTANT THAT THE RÉGIE ACCEPT THE REQUIREMENT
2 OF ORDER 890 ON THIS ISSUE?

3 A. HQT's transmission customers have interest in supplying wholesale power to
4 Québec and to points south and west, which require the use of the Québec
5 transmission network. To execute their commercial activities, these transmission
6 customers require access to ATC into and through the HQT grid. HQD and HQP
7 also use ATC into and through the HQT grid, usually to serve native load
8 customers. Hence, to the extent HQD designates PPAs as network resources, the
9 nature of these contracts are important in determining whether these resources are
10 properly designated, which affects the ATC available to all HQT transmission
11 customers.

12 Q. WHAT IS YOUR RECOMMENDATION WITH RESPECT TO THIS
13 ELEMENT OF THE ORDER?

14 A. The Order does not require any specific changes to the *pro forma* OATT to reflect
15 the requirements associated with designating PPAs as network resources.
16 Therefore, the revised HQT OATT has not embodied these policies. For the
17 purposes of regulating access to the HQT grid, I recommend the Régie expressly
18 endorse the requirements in Order 890 that specify the conditions under which
19 PPAs can be designated as network resources.

20 *Undesignating Network Resources for Third-Party Sales*

21 Q. WHAT DOES IT MEAN TO UNDESIGNATE NETWORK RESOURCES FOR
22 THIRD PARTY SALES?

23 A. Load-serving entities are restricted in using designated network resources
24 (designated distributor resources in the case of HQD) to make third-party sales.
25 While generally a designated resource can be used to make interruptible sales, if a
26 load-serving entity wishes to make a firm third-party sale, the resource must be
27 undesignated (see Order ¶ 1539).

1 According to Order 890, an undesignation is a "temporary termination" if it is
2 requested simultaneously with a request to re-designate it at a later point in time.
3 In other words, if the duration of the undesignation is specified at the time of
4 undesignation request, then the undesignation is a "temporary termination".
5 Otherwise, the undesignation is an "indefinite termination". ATC rights can be
6 reestablished for temporary terminations but not for "indefinite terminations".

7 Q. WHAT COMPETITIVE ISSUES ARISE WITH RESPECT TO THE
8 UNDESIGNATION OF NETWORK RESOURCES?

9 A. As Order 890 states (at ¶1576):

10 The undesignation and redesignation requirements exists (*sic*) not only to
11 promote reliability, but also to prevent undue discrimination, promote
12 comparable treatment of customers, and increase the accuracy of ATC
13 calculations.

14 While I agree with these conclusions, I focus my attention on the competitive
15 implications of access to the grid that arise as a result of more accurate ATC
16 calculations. When a network customer undesignates a portion of a designated
17 resource to make third-party sales, the ATC that is impacted by the undesigned
18 portion of the resource must be recalculated for the duration of the undesignation
19 period. This releasing of unused ATC to the market will provide other suppliers a
20 chance to reserve the transmission capacity for participation in the wholesale
21 market. If a network customer could retain the original network rights for the
22 undesigned resources while also securing transmission rights to make a firm
23 third-party sale, transmission capacity would be reserved twice for the same
24 resource, essentially withholding the transmission capacity from the market.

25 Q. HOW WILL THE *PRO FORMA* 890 OATT REFLECT THE
26 UNDESIGNATION REQUIREMENTS?

27 A. Order 890 requires transmission providers to update their OASIS systems to allow
28 undesignation to be incorporated into the OASIS processes, including the release
29 of ATC to the market as a result of any undesignation.

1 Q. DOES THE REVISED HQT OATT REFLECT THE ORDER 890
2 REQUIREMENTS REGARDING ATC CALCULATIONS?

3 A. HQT has revised 38.3, which addresses temporary and indefinite terminations for
4 Native-Load Transmission Service.⁵ The changes in these sections appear to meet
5 the requirements of the corresponding sections in the *pro forma* 890 OATT.
6 However, the changes in this section only address certain general provisions; they
7 do not address the important impact on ATC calculations from a network
8 customer undesignating a network resource. The impact on ATC calculations
9 from undesignating network resources should be addressed in Attachment C-1 of
10 the revised HQT OATT. However, it is not specified there.

11 Q. IS THERE A PARTICULAR CONCERN REGARDING ATC
12 CALCULATIONS BECAUSE OF THE WAY HQD SERVES ITS NATIVE
13 LOAD?

14 A. Yes. As discussed above, HQT provides transmission service to HQD under
15 Section IV of the HQT OATT (Native-Load Transmission Service). Native-Load
16 Transmission Service is a network transmission service designed specifically for
17 HQD. Part of the Native Load Transmission Service accounts for the existence of
18 the Heritage Pool. Under the Heritage Pool arrangement, HQT uses its generating
19 assets to supply a fixed amount of capacity and energy to the HQT grid so that
20 HQD can serve its native load customers. HQD must procure for itself any
21 capacity and energy requirements beyond the Heritage Pool.

22 In order to meet requirements of Order 890, HQT must specifically designate its
23 individual resources to help ensure accurate ATC calculations. HQT reserves
24 transmission for HQT to supply the Heritage Pool but must adjust ATC in
25 instances when HQT uses the Heritage Pool resources to make firm third-party
26 sales. If HQT is allowed to make third-party sales from units that are serving the
27 Heritage Pool, under Order 890 reform the transmission capacity that was

⁵ HQT also made similar revisions to section 30.3 for Network Integration Transmission Service (for which there is currently no subscribers in Québec).

reserved for these units to serve the Heritage Pool should be released to the market. If it were not released, HQT would be holding transmission for the Heritage Pool as well as holding transmission for the third-party sale.

Q. HOW COULD THE 890 REFORMS BE IMPLEMENTED IN LIGHT OF THE HERITAGE POOL ARRANGEMENT?

A. To implement the Order 890 reforms, certain requirements under the existing HQT OATT can be modified. There already exists a provision in section 37.1 of the revised HQT OATT requiring HQT to make an annual report on distributor resources and resources that supply the Heritage Pool. This annual requirement is as follows:

A description of Distributor Resources (present and 10-year projection).
For each on-system resource, such description shall include:

- The size of the unit and capacity from that unit to be designated as Distributor Resource, including generating stations used to deliver heritage pool electricity and those used to supply any other Distributor Resource located in the Transmission Provider's Control Area (Section 37.1 (iii) of the revised HQT OATT).

Any off-system resource also needs to be considered by HQT in planning and operating its system (including setting ATC) and by the Régie in monitoring and regulating the network. Therefore, I recommend that section 37.1 (iv) be expanded to include the following, consistent with FERC proforma 890B section 29.2 (v):

For each off-system Network Resource, such description shall include:

- Identification of the Network Resource as an off-system resource
- Amount of power to which the customer has rights
- Identification of the control area from which the power will originate
- Delivery point(s) to the Transmission Provider's Transmission System
- Transmission arrangements on the external transmission system(s)

- Operating restrictions, if any
 - Any periods of restricted operations throughout the year
 - Maintenance schedules
 - Minimum loading level of unit
 - Normal operating level of unit
 - Any must-run unit designations required for system reliability or contract reasons
- (Name of Transmission Provider) Open Access Transmission Tariff
Original Sheet No. - 104 -
- Approximate variable generating cost (\$/MWH) for redispatch computations;

The information provided in section 37.1 (iii) and (iv) can be used to implement the undesignation process in Order 890. If HQP seeks to make a firm third-party sale from a resource or a portion of a resource identified in section 37.1 (iii) or (iv), then HQP should be required to “undesignate” the resource or the portion thereof, and this should be reported to HQT in order to update ATC calculations. For off-system distributor resources and off-system Heritage Pool resources, the intertie capacity reserved for those resources should be adjusted when the portion of those resources reserved for native load is used to make firm third-party sales.

VI. Creditworthiness

Q. WHAT ARE THE ORDER 890 REFORMS RELATING TO CREDITWORTHINESS?

A. Order 890 addresses concerns about undue discrimination in the establishing of credit standards:

We find that the transmission provider’s basic credit standards significantly affect transmission service and, therefore, must be included in the pro forma OATT. This will ensure that all customers have clear information as to the credit process and standards used by a transmission provider to grant or deny transmission service and, in turn, will serve to prevent undue discrimination and eliminate a potentially significant barrier to entry in the provision of service (Order 890 ¶1656).

The *pro forma* 890 OATT Attachment L identifies six minimum requirements concerning creditworthiness procedures. These requirements include a summary of the procedure for determining the level of secured and unsecured credit, and a