

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

TABLE DES MATIÈRES

1. SUIVI DE L'ANNÉE 2018	5
2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2019	5
2.1. Besoins à approvisionner en 2019	5
2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2019.....	6
2.2.1. <i>Approvisionnements en énergie</i>	6
2.2.2. <i>Approvisionnements en puissance</i>	8
2.2.3. <i>Coût des approvisionnements postpatrimoniaux</i>	9
3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE	10
3.1. Résultats et faits saillants de l'année 2017	10
3.1.1. <i>Coût des approvisionnements postpatrimoniaux</i>	10
3.1.2. <i>Indicateurs</i>	11
3.2. Gestion des risques.....	17
ANNEXE A : VOLUMES ET COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX	19

FIGURE

Figure 1 : Achats horaires court terme réels et de référence pour l'année 2017 / Prévion des besoins réguliers annuels à différents moments de l'année 2017	14
---	----

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2018.....	5
Tableau 2 : Besoins en énergie	6
Tableau 3 : Besoins en puissance	6
Tableau 4 : Détail des approvisionnements postpatrimoniaux en énergie.....	8
Tableau 5 : Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance.....	9
Tableau 6 : Coût des approvisionnements postpatrimoniaux.....	10
Tableau 7 : Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2017.....	11
Tableau 8 : Indicateur de prix de marché pour l'année 2017.....	12
Tableau 9 : Électricité patrimoniale inutilisée réelle vs de référence	13
Tableau A-1 : Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.....	21

1. SUIVI DE L'ANNÉE 2018

- 1 Les besoins du Distributeur à approvisionner pour l'année 2018 sont estimés à 182,1 TWh,
 2 soit 0,4 TWh de plus que ceux prévus au dossier tarifaire 2018-2019 et reconnus dans la
 3 décision D-2018-025¹. Cette hausse des besoins se traduit par une augmentation des achats
 4 d'électricité de court terme afin d'équilibrer l'offre et la demande.
- 5 Les approvisionnements postpatrimoniaux sont évalués à 17,4 TWh, soit 0,6 TWh de plus
 6 que la prévision reconnue dans le précédent dossier tarifaire. Le Distributeur ne prévoit pas
 7 de rappel en vertu des Conventions d'énergie différée pour le mois de décembre 2018.
- 8 Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux est maintenant évalué à 1 795,5 M\$
 9 pour l'année 2018, incluant le coût de la suspension des livraisons d'électricité de la centrale
 10 de TransCanada Energy (TCE) à Bécancour. Il s'agit d'une hausse de 30,3 M\$ par rapport
 11 au coût présenté dans le dossier tarifaire 2018-2019 et reconnu dans la décision
 12 D-2018-025. Cet écart s'explique notamment par la hausse des achats d'électricité de court
 13 terme afin de faire face aux aléas de températures du début de l'année 2018.
- 14 Le tableau 1 présente, pour l'année 2018, la prévision des besoins et les moyens déployés
 15 pour y répondre ainsi que les écarts par rapport à la prévision reconnue dans le précédent
 16 dossier tarifaire.

**TABLEAU 1 :
 BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2018**

	2018 (D-2018-025)			2018 Année de base			Écarts		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	181,7			182,1			0,4		
<i>moins électricité patrimoniale</i>	178,9			178,9			0,0		
<i>plus électricité patrimoniale inutilisée</i>	14,0			14,2			0,1		
Approvisionnements postpatrimoniaux	16,9			17,4			0,6		
Approvisionnements de long terme	16,9	1 730,2	102,6	16,6	1 687,1	101,4	-0,2	-43,1	-1,2
Approvisionnements de court terme	0,0	35,0	s.o.	0,8	108,4	s.o.	0,8	73,4	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	0,0	0,6	66,9	0,8	74,4	95,0	0,8	73,8	28,1
<i>dont l'entente cadre</i>	-	-	-	-	-	-	s.o.	-	s.o.
Achats de puissance	s.o.	34,4	s.o.	s.o.	34,1	s.o.	s.o.	-0,3	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	13,0	s.o.	s.o.	10,3	s.o.	-	-2,7	-
<i>dont interventions en GDP</i>	s.o.	16,1	s.o.	s.o.	20,7	s.o.	-	4,6	-
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	16,9	1 765,2	104,6	17,4	1 795,5	103,1	0,6	30,3	-1,6

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre

(2) Incluant l'énergie des programmes d'électricité interruptible et de gestion de la demande en puissance pour l'année de base

2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2019

2.1. Besoins à approvisionner en 2019

- 17 Les besoins en énergie prévus pour l'année 2019 s'élèvent à 186,2 TWh, tels qu'ils sont
 18 indiqués au tableau 6 de la pièce HQD-4, document 1.

¹ D-2018-025, paragraphe 189.

**TABLEAU 2 :
BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2017 Année historique	2018 Année de base	2019 Année témoin
BESOINS PRÉVUS	183,6	182,1	186,2
<i>moins</i> électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
<i>plus</i> électricité patrimoniale inutilisée	11,2	14,2	9,8
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	15,9	17,4	17,1

Note : Le détail de la prévision des ventes est présenté au tableau 6 de la pièce HQD-4, document 1.

1 Les besoins en puissance prévus pour la pointe de l'hiver 2018-2019 sont de 38 387 MW,
 2 tels qu'ils sont illustrés au tableau 6 de la pièce HQD-4, document 1. Considérant la réserve
 3 requise de 3 701 MW, les besoins en puissance au-delà de la contribution du contrat
 4 patrimonial s'élèvent à 4 647 MW.

**TABLEAU 3 :
BESOINS EN PUISSANCE**

En MW	Hiver 2018-2019 Année témoin
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	38 387
<i>plus</i> réserve requise	3 701
<i>Taux de réserve</i>	9,6%
<i>moins</i> électricité patrimoniale (incluant la réserve)	37 442
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	4 647

2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2019

2.2.1. Approvisionnements en énergie

5 La contribution en énergie des contrats de long terme prévue pour l'année 2019 est de
 6 17,1 TWh. Cette contribution prend en considération les éléments suivants :

- 7 • aucune quantité d'énergie rappelée (Conventions d'énergie différée) ;
- 8 • inclusion des paramètres du contrat de service d'intégration éolienne découlant
 9 de l'appel d'offres A/O 2015-02 tels qu'ils ont été approuvés par la Régie dans sa
 10 décision D-2016-095 ;
- 11 • suspension des livraisons en base de la centrale de TCE, telle qu'elle est
 12 approuvée par la Régie dans sa décision D-2015-179 ;

- 1 • intégration de l'énergie issue du recours aux trois contrats de long terme en
2 puissance avec le Producteur, découlant de l'A/O 2015-01 et totalisant 500 MW.

3 Sont également pris en compte dans la contribution en énergie, les ajustements suivants
4 apportés au portefeuille d'approvisionnement de long terme depuis le dépôt de l'*État*
5 *d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026* :

6 **Parcs éoliens**

- 7 • report du 1^{er} décembre 2018 au 1^{er} septembre 2019 de la mise en service prévue
8 du parc éolien d'Éoliennes Belle-Rivière S.E.C. (Val-Éo) ;
- 9 • report du 30 juin 2019 au 1^{er} janvier 2021 de la mise en service prévue du parc
10 éolien d'Énergies Durables Kahnawáke inc. (Saint-Cyprien).

11 **Centrales de cogénération à la biomasse**

- 12 • report du 1^{er} juin 2019 au 1^{er} avril 2020 de la mise en service prévue de la
13 centrale de cogénération de Bioénergie Sacré-Cœur S.E.C. (Boisaco) ;
- 14 • report du 12 juin 2019 au 1^{er} février 2020 de la mise en service prévue de la
15 centrale de cogénération de JPB Énergies S.E.C. (Valleyfield) ;
- 16 • report du 31 décembre 2018 au 1^{er} janvier 2021 de la mise en service prévue de
17 la centrale de cogénération de Finaxo Canada Inc. (Cogénération Bedford) ;
- 18 • report du 31 octobre 2019 au 1^{er} avril 2020 de la mise en service prévue de la
19 centrale de cogénération Val D'Or S.E.C. (Val D'Or) ;
- 20 • léger devancement de la date prévue de mise en service de la centrale de
21 cogénération Énergie L.S.Q. S.E.C. (Nexolia) (Énergie Quévillon 2014) du
22 1^{er} décembre 2020 au 1^{er} juillet 2019, pour une première phase (28 MW), et au
23 1^{er} avril 2020 pour une seconde phase (17 MW).

24 **Petites centrales hydrauliques**

- 25 • report du 1^{er} décembre 2019 au 1^{er} janvier 2021 des mises en service prévues des
26 deux centrales hydrauliques d'Énergie hydroélectrique Pessamit S.E.C. (Chutes
27 du Quatre Milles et Chutes du Six Milles).

**TABLEAU 4 :
DÉTAIL DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE**

En TWh	2017	2018	2019
	Année historique	Année de base	Année témoin
LONG TERME	15,3	16,6	17,1
TCE	-	-	-
HQP	3,1	3,2	3,4
A/O 2015-01			0,1
Base	3,1	3,1	3,1
dont énergie rappelée	-	-	-
Cyclable	0,0	0,1	0,2
Intégration éolienne	0,3	0,3	-
Kruger	0,1	0,1	0,1
Tembec	0,1	0,1	0,1
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,3	0,3	0,4
Biomasse III (PAE 2011-01)	1,1	1,3	1,4
Éolien I (A/O 2003-02)	2,4	2,5	2,5
Éolien II (A/O 2005-03)	6,0	5,9	6,2
Éolien III (A/O 2009-02)	0,7	0,7	0,8
Éolien IV (A/O 2013-01)	0,3	1,3	1,4
Mesgi'g Ugiu's'n (Décret 191-2014)	0,4	0,5	0,5
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,4	0,4	0,5
COURT TERME	0,6	0,8	0,1
Achats d'énergie	0,6	0,8	0,1
TOTAL	15,9	17,4	17,1

2.2.2. Approvisionnements en puissance

1 La contribution en puissance des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme
2 totalise 2 927 MW pour l'année 2019.

3 Au-delà de la contribution des approvisionnements de long terme, le Distributeur compte sur
4 des moyens supplémentaires totalisant 1 720 MW pour combler l'ensemble des besoins
5 postpatrimoniaux en puissance, dont :

- 6 • 1 000 MW d'apport de l'option d'électricité interruptible ;
- 7 • environ 320 MW provenant des interventions en gestion de la demande en
8 puissance (GDP)² ;
- 9 • 150 MW d'achats prévus sur les marchés de court terme (UCAP) ;
- 10 • 250 MW d'abaissement de tension.

11 Dans l'éventualité d'apports différents au bilan de l'option d'électricité interruptible ou de la
12 GDP, les achats sur les marchés de court terme pourront être ajustés.

² Le détail des interventions en GDP est fourni à la pièce HQD-10, document 1.

TABLEAU 5 :
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE³

En MW	Hiver 2018-2019 Année témoin
LONG TERME	2 927
TCE	-
HQP	1 100
A/O 2015-01	500
Base	350
dont puissance garantie des rappels	0
Cyclable	250
Kruger	16
Tembec	8
Biomasse II	47
Biomasse III	185
Éolien ⁽¹⁾	1 467
Petite hydraulique	103
COURT TERME	1 720
Option d'électricité interruptible	1 000
Interventions en GDP	320
Abaissement de tension	250
Achats de puissance	150
À acquérir (arrondis à 50 MW près)	150
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	4 647

(1) Contribution basée sur les paramètres du service d'intégration éolienne avec garantie de 40 % de la puissance contractuelle en hiver.

2.2.3. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux

1 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2019 s'élève à 1 831,7 M\$, ce qui
 2 correspond à un coût moyen de 106,9 \$/MWh. Il s'agit d'une croissance de 66,5 M\$ par
 3 rapport au montant reconnu par la Régie dans la décision D-2018-025 pour l'année 2018.
 4 Contrairement à l'an dernier, le coût des approvisionnements postpatrimoniaux ne tient pas
 5 compte des appuis financiers accordés aux clients pour les interventions en gestion de la
 6 demande en puissance, qui sont comptabilisés en 2019 dans le budget des interventions en
 7 efficacité énergétique (pièce HQD-10, document 1). Sans les appuis financiers en 2018, la
 8 croissance serait plutôt de 82,6 M\$.

9 La hausse par rapport au coût reconnu est essentiellement attribuable aux contrats de long
 10 terme avec le Producteur, plus spécifiquement, aux trois contrats en puissance (totalisant
 11 500 MW) découlant de l'A/O 2015-01 qui entrent en service le 1^{er} décembre 2018 et qui, en
 12 2019, seront donc présents toute l'année (+59,7 M\$).

³ Le Distributeur souligne que la distinction court terme / long terme fait référence à la durée des engagements.

1 Les montants liés aux contrats de long terme découlant des blocs d'énergie renouvelable
 2 (biomasse, éolien et petites centrales hydrauliques) augmentent pour leur part de 4,9 M\$ par
 3 rapport au montant reconnu pour l'année 2018.

4 Un sommaire du coût des approvisionnements postpatrimoniaux pour la période 2017-2019
 5 est présenté au tableau 6, tandis que le détail du volume et des coûts par contrat est fourni à
 6 l'annexe A. Certaines informations de cette annexe sont caviardées afin de respecter
 7 l'obligation de confidentialité à laquelle le Distributeur est tenu en vertu de certains contrats.
 8 Cependant, une version complète du tableau est déposée à la Régie sous pli confidentiel.

**TABLEAU 6 :
 COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

	2017			2018			2019		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	15,3	1 558,3	101,7	16,6	1 687,1	101,4	17,1	1 810,3	106,0
COURT TERME	0,6	95,8	s.o.	0,8	108,4	s.o.	0,1	21,4	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	0,6	56,4	100,0	0,8	74,4	95,0	0,1	2,7	50,2
<i>dont entente cadre</i>	0,1	5,7	112,4	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	39,4	s.o.	s.o.	34,1	s.o.	s.o.	18,7	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	12,2	s.o.	s.o.	10,3	s.o.	s.o.	13,0	s.o.
<i>dont interventions en GDP</i>	s.o.	15,6	s.o.	s.o.	20,7	s.o.	s.o.	0,0	s.o.
TOTAL	15,9	1 654,1	104,1	17,4	1 795,5	103,1	17,1	1 831,7	106,9

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.

(2) Incluant l'énergie de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance pour l'année historique et l'année de base.

3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

3.1. Résultats et faits saillants de l'année 2017

3.1.1. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux

9 Les besoins de l'année 2017 ont été supérieurs à la prévision présentée au dossier tarifaire
 10 2017-2018⁴ de 2,5 TWh. Par conséquent, le volume d'électricité patrimoniale inutilisée a été
 11 plus faible qu'anticipé de manière à assurer l'équilibre offre-demande. Les
 12 approvisionnements de court terme, plus élevé que prévus d'environ 0,6 TWh, ont servi au
 13 maintien de l'équilibre offre-demande durant les températures froides de décembre et lors
 14 d'entretiens et événements sur le réseau électrique.

15 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux ont augmenté de 39,1 M\$ par rapport au
 16 coût reconnu dans la décision D-2017-022.

⁴ Décision D-2017-022.

**TABLEAU 7 :
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2017**

	2017 (R-3980-2016)			2017 Année historique			Écarts		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	181,1			183,6			2,5		
<i>moins électricité patrimoniale</i>	178,9			178,9			0,0		
<i>plus électricité patrimoniale inutilisée</i>	13,1			11,2			-2,0		
Approvisionnement postpatrimoniaux	15,4			15,9			0,5		
Approvisionnements de long terme	15,3	1 583,1	103,2	15,3	1 558,3	101,7	0,0	-24,8	-1,4
Approvisionnements de court terme	0,0	32,0	s.o.	0,6	95,8	s.o.	0,6	63,9	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	0,0	0,7	73,9	0,6	56,4	100,0	0,6	55,7	26,0
<i>dont l'entente cadre</i>	0,0	0,0	0,0	0,1	5,7	112,4	0,1	5,7	112,4
Achats de puissance	s.o.	31,2	s.o.	s.o.	39,4	s.o.	s.o.	8,2	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	11,5	s.o.	s.o.	12,2	s.o.	s.o.	0,7	s.o.
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	15,4	1 615,1	105,2	15,9	1 654,1	104,1	0,5	39,1	-1,0

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre

(2) Incluant l'énergie des programmes d'électricité interruptible et de gestion de la demande en puissance pour l'année de base

3.1.2. Indicateurs

- 1 Le Distributeur présente ci-dessous les indicateurs demandés par la Régie afin de suivre et
2 analyser ses activités d'approvisionnement.

Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et prix de marché

3 Pour ce dossier, le Distributeur maintient l'indicateur développé dans le dossier
4 R-3980-2016.

5 Le Distributeur utilise un indicateur composite basé à la fois sur les prix des marchés de
6 New York (NY) et de la Nouvelle-Angleterre (NE), qui se rapproche des conditions réelles
7 d'approvisionnement en énergie de court terme, notamment les limites des marchés. Ainsi,
8 pour établir l'indicateur composite, lorsque les quantités sont inférieures ou égales à
9 1 100 MW, le prix de marché utilisé demeure celui de NY. En revanche, lorsque les quantités
10 excèdent la limite des interconnexions du marché de NY, le prix de marché est celui de NY
11 pour la portion allant jusqu'à 1 100 MW et celui de la NE pour la portion dépassant cette
12 quantité.

13 Le Distributeur présente au tableau 8 la comparaison du coût d'achat des
14 approvisionnements postpatrimoniaux avec l'indicateur composite de prix de marché NY-NE.

15 En ce qui a trait à l'utilisation de l'indicateur des achats long terme, celui-ci suppose que le
16 marché est en mesure de fournir toutes les quantités recherchées. Or, la capacité physique
17 des interconnexions ne permet pas d'acquies de telles quantités. En outre, le Distributeur
18 tient à souligner que tous les approvisionnements de long terme ont été acquis à la suite
19 d'un processus d'appel d'offres approuvé par la Régie et que les contrats qui en ont découlé
20 ont également été approuvés par la Régie. Toute comparaison entre le coût des
21 approvisionnements postpatrimoniaux de long terme réel et le coût d'achat si ces mêmes
22 volumes avaient été acquis sur le marché de court terme de référence est donc à considérer
23 avec circonspection. Cette comparaison, portant sur les approvisionnements de long terme,
24 est donc fournie à titre indicatif seulement.

1 Pour ce qui est du coût moyen des approvisionnements en énergie de court terme, celui-ci a
 2 été inférieur en 2017 d'environ 55,7 \$/MWh au prix de l'indicateur composite des marchés de
 3 référence. À titre d'information, les achats de court terme ont dépassé la limite de 1 100 MW
 4 pendant 147 heures en 2017.

**TABLEAU 8 :
 INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ POUR L'ANNÉE 2017**

<i>Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux</i>		Indicateur de marché NY-NE	Coûts réels
Coût total	M\$	830,1	1 654,1
Besoins postpatrimoniaux	TWh	15,9	15,9
Coût moyen	\$/MWh	52,3	104,1
Achats de long terme			
Coût total	M\$	702,8	1 558,3
Quantités acquises	TWh	15,3	15,3
Coût moyen	\$/MWh	45,9	101,7
Achats de court terme			
Coût total de l'énergie	M\$	87,9	56,4
Quantités acquises	TWh	0,6	0,6
Coût moyen de l'énergie	\$/MWh	155,7	100,0

Degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et recours à l'entente globale cadre

5 Une demande plus forte s'est traduite par une diminution de 2,0 TWh du volume d'électricité
 6 patrimoniale inutilisée, par rapport au volume présenté au dossier tarifaire 2017-2018, pour
 7 un total de 11,2 TWh en 2017.

8 En 2017, les dépassements à l'entente globale cadre (l'« Entente ») ont totalisé 5,7 M\$. Ces
 9 dépassements sont dus à des éléments distincts.

10 Les dépassements à l'Entente résultent en grande partie d'un écart entre les données
 11 officialisées en fin d'année par le Transporteur et les données opérationnelles fournies par
 12 celui-ci en cours d'année. Cet écart a posteriori a fait augmenter les besoins pour l'année
 13 2017 entraînant une hausse des approvisionnements patrimoniaux sur toute l'année ainsi
 14 que des dépassements à l'Entente aux heures où l'utilisation de l'électricité patrimoniale était
 15 déjà maximisée.

16 Par ailleurs, une vague de froid prolongée et concentrée à la fin du mois de décembre a mis
 17 une forte pression sur les approvisionnements du Distributeur durant certaines heures. Cette
 18 vague de froid, combinée à l'indisponibilité de 500 MW de la capacité d'importation à
 19 l'interconnexion MASS-HQT et à des écarts importants de prévision de la demande à court
 20 terme dus aux aléas climatiques a conduit à des approvisionnements trop faibles et, de ce
 21 fait, à des dépassements à l'Entente.

Indicateur des achats de court terme proposé par la Régie

Dans la décision D-2017-043⁵, la Régie demandait au Distributeur de développer un indicateur de performance rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimoniale. Cet indicateur doit établir un lien quantitatif entre les achats de court terme, en énergie et en puissance, et l'électricité patrimoniale inutilisée.

À l'annexe 1 de sa décision D-2018-025, la Régie suggère deux méthodes utilisant des données a posteriori pour favoriser les discussions sur ce sujet. Le Distributeur présente donc les résultats de l'indicateur calculé selon une de ces méthodes.

Le Distributeur a procédé au calcul selon la méthode A, soit en faisant la différence entre la somme de l'énergie patrimoniale inutilisée (ÉPI) réellement observée rattachée aux activités d'approvisionnement en électricité et la quantité théorique annuelle d'énergie patrimoniale inutilisée, soit l'ÉPI de référence, qui est calculée sans contrainte d'approvisionnement dans un contexte de connaissance parfaite du futur.

Pour ce faire, le Distributeur a utilisé les données du bilan final en énergie⁶. Afin de calculer le scénario de référence, le Distributeur a d'abord soustrait la contribution en énergie des contrats de long terme des besoins réguliers du Distributeur (BRD-Contrat LT=Demande nette) et a ensuite procédé à l'allocation optimale de l'électricité patrimoniale. Pour toutes les heures où l'électricité patrimoniale n'était pas suffisante pour combler la demande nette, des achats additionnels requis ont été calculés pour combler le déficit. Le résultat de ce calcul en énergie horaire est le volume des achats additionnels requis de référence. Puisque les achats additionnels requis combleront parfaitement les déficits horaires observés, ils ne génèrent pas d'ÉPI. Le tableau 9 présente l'écart entre l'électricité patrimoniale horaire qui a été réellement inutilisée (ÉPI réel) et l'ÉPI de référence pour les années 2013 à 2017.

**TABLEAU 9 :
ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE RÉELLE VS DE RÉFÉRENCE (GWH)**

	ÉPI réel (1)	ÉPI de référence (2)	Écart (1)-(2)=(3)	% (3)/(2)
2013	4 808	4 359	453	10,39%
2014	6 725	6 171	555	8,99%
2015	12 087	11 291	796	7,05%
2016	11 770	11 687	84	0,72%
2017	11 132	11 043	90	0,81%

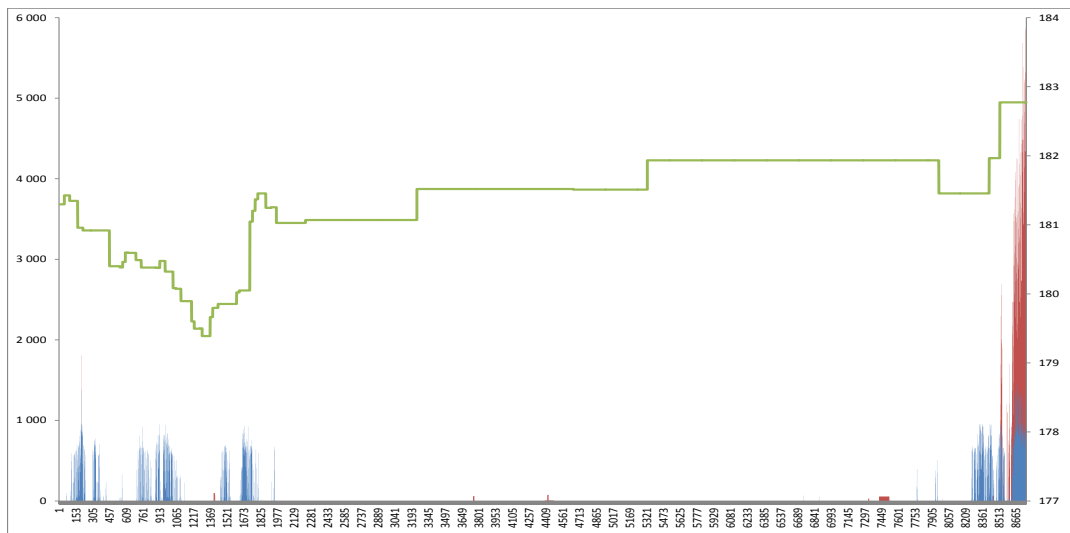
À titre indicatif, le Distributeur illustre à la figure 1 les achats réels (en MW) du Distributeur (en rouge) et ceux du scénario de référence (en bleu) pour l'année 2017. L'axe secondaire présente la prévision annuelle des besoins réguliers du Distributeur (BRD) à approvisionner (en vert) à différents instants dans l'année 2017.

⁵ Décision D-2017-043, paragraphe 422.

⁶ Données déposées annuellement dans le cadre des relevés des livraisons d'énergie en vertu de l'entente globale cadre.

- 1 Au début janvier, le Distributeur anticipait une demande annuelle d'environ 181,5 TWh. De
- 2 janvier jusqu'au début de mars 2017, des températures au-dessus de la normale ont inféré
- 3 une baisse des besoins à approvisionner pour l'année 2017. Les températures sous la
- 4 normale pour le mois de mars ont eu comme impact de relever la prévision annuelle par
- 5 rapport à celle prévue en début d'année. En fin d'année, la vague de froid de décembre a
- 6 haussé de façon importante l'anticipation des besoins annuels.

FIGURE 1 :
ACHATS HORAIRES COURT TERME RÉELS ET DE RÉFÉRENCE POUR L'ANNÉE 2017 (MW) /
PRÉVISION DES BESOINS RÉGULIERS ANNUELS À DIFFÉRENTS MOMENTS DE L'ANNÉE 2017 (TWH)



Constats généraux

- 7 Selon les résultats apparaissant au tableau 9, il n'y a pas de lien direct entre l'ÉPI de
- 8 référence (2) et l'écart calculé (3), contrairement aux attentes de la Régie. Les années avec
- 9 les volumes les plus importants d'ÉPI représentent à la fois les années avec l'écart le plus
- 10 important (2015) et le plus faible (2016). Le volume d'ÉPI étant influencé par plusieurs
- 11 facteurs autres que les achats de court terme, il est difficile d'établir un lien avec les achats
- 12 réels. Pour ces raisons, le Distributeur n'est pas en mesure d'établir un lien quantitatif entre
- 13 les achats de court terme et l'électricité patrimoniale inutilisée comme indiqué dans la
- 14 décision D-2017-043⁷.

- 15 De plus, le Distributeur indique qu'un tel indicateur ne reflète en aucun cas la réalité des
- 16 approvisionnements de court terme ainsi que le contexte et les raisons qui ont conduit à un
- 17 achat. À cet égard, le Distributeur présente plusieurs éléments non pris en compte par cette
- 18 méthode qui permettent d'expliquer les écarts entre les achats de court terme réalisés et les
- 19 achats du scénario de référence.

⁷ Décision D-2017-022, paragraphe 233.

Difficultés reliées à l'utilisation d'un indicateur de performance

1 L'information a posteriori n'est pas pertinente pour évaluer la performance des stratégies
2 liées aux approvisionnements de court terme à l'égard de l'ÉPI. Même avec les meilleurs
3 modèles de prévision, ceux-ci ne pourront pas prévoir exactement les besoins du
4 Distributeur pour les 8 760 heures de l'année. C'est donc à l'intérieur des limites des
5 modèles de prévision que les stratégies sont réalisées afin de concilier la minimisation des
6 coûts d'achat tout en garantissant la fiabilité de l'approvisionnement de la clientèle du
7 Distributeur.

8 Le Distributeur dispose d'un portefeuille varié qui lui permet de faire l'adéquation entre l'offre
9 et la demande dans le cas d'un scénario climatique normal. Les approvisionnements de
10 court terme couvrent principalement les aléas à la hausse sur la demande par rapport à ce
11 scénario et, ultimement, l'Entente comble les manques à gagner qui sont observés
12 a posteriori au-delà de l'électricité patrimoniale. Le Distributeur fait face à des aléas
13 importants et a l'obligation de répondre à la totalité des besoins à combler. Pour ce faire, il
14 effectue une gestion des risques reliés aux écarts de prévision de la demande afin de
15 s'assurer d'approvisionner tous les besoins sous sa responsabilité et d'assurer la fiabilité en
16 minimisant le coût pour ses clients. Ces contraintes amènent le Distributeur à faire des
17 achats supplémentaires durant les heures critiques afin d'avoir une marge de manœuvre
18 nécessaire pour limiter les risques de dépassement à l'Entente. Ces quantités d'énergie
19 requises ne sont pas prises en compte par un indicateur a posteriori, car le scénario de
20 référence n'est pas assujéti à ces aléas, biaisant ainsi la comparaison par rapport aux
21 achats réellement effectués.

22 Puisque la méthode proposée par la Régie utilise des données a posteriori, elle n'est
23 soumise à aucun aléa. Toutefois, pour le Distributeur, le mois de décembre comporte des
24 risques majeurs pour sa stratégie d'approvisionnement du fait qu'il s'agit du dernier mois de
25 l'année civile et qu'il constitue le mois présentant les plus fortes fluctuations de
26 consommation. Puisque le contrat patrimonial est réparti sur une année, le Distributeur se
27 doit d'établir des stratégies annuelles d'approvisionnement permettant l'allocation optimale
28 des bâtonnets, tout en considérant les variations de la demande qui pourrait survenir en fin
29 d'année. Comme présenté à la figure 1, les besoins réguliers annuels qu'anticipait le
30 Distributeur ne suggéraient pas d'effectuer des achats d'électricité de court terme durant les
31 deux premiers mois de l'année 2017. Si le Distributeur avait effectué les achats du scénario
32 de référence en début d'hiver et que le mois de décembre avait été normal ou plus chaud
33 que la normale, l'ensemble des achats effectués en début d'année se traduirait en ÉPI. Ainsi,
34 dans ce cas, plus de la moitié des achats du scénario de référence, soit ceux effectués en
35 début d'année (les 2 000 premières heures de l'année), auraient été inefficaces (voir la
36 figure 1). Un indicateur ne peut pas tenir compte de l'impact important lié à l'incertitude
37 associée aux aléas.

38 Par ailleurs, un scénario de référence utilisant une connaissance parfaite des besoins futurs
39 du Distributeur présente plusieurs sources de divergences lorsqu'il est comparé avec les
40 achats réellement effectués. Par exemple, afin d'améliorer la performance d'un indicateur

1 portant sur les achats de court terme, le Distributeur pourrait concentrer ses achats en fin
2 d'année civile, afin de ne pas être assujéti aux aléas climatiques du mois de décembre.
3 Toutefois, cette stratégie le mettrait à risque quant à la faisabilité technique de ces achats
4 sur les interconnexions en cas d'aléas importants en décembre. Elle augmenterait aussi le
5 risque financier d'induire une pression à la hausse sur les prix qui sont associés à
6 l'acquisition d'un volume important d'énergie sur une courte période.

7 Pour ce qui est des profils des achats du scénario de référence calculés selon la méthode
8 suggérée par la Régie, les marchés de l'énergie ne permettent pas toujours l'acquisition de
9 quantités qui suivent parfaitement les variations de la demande. Cette inadéquation entre les
10 produits disponibles sur les marchés, les contraintes techniques et les besoins additionnels
11 entraîne des achats supplémentaires de la part du Distributeur par rapport au scénario de
12 référence.

13 De plus, la méthode suggérée par la Régie ne considère pas les achats de court terme qui
14 sont requis en raison d'exigences d'entretien sur le réseau de transport, de bris ou
15 d'événements affectant l'alimentation de la charge locale, dont le Distributeur est
16 responsable. Étant donné les conditions du réseau de transport desservant la charge locale,
17 le contrat patrimonial ne peut pas toujours être utilisé pour l'alimentation des clients, ce qui
18 induit nécessairement des achats de court terme plus importants que dans le scénario de
19 référence, qui lui ne considère pas ces événements. Or, ces derniers varient d'une année à
20 l'autre.

21 Finalement, il est nécessaire de départager le type d'indicateur qui est recherché. Pour le
22 Distributeur, un indicateur doit pouvoir être calculé facilement et de manière fiable. Un
23 indicateur de type « suivi ou monitoring » a posteriori peut permettre de suivre l'évolution des
24 activités d'approvisionnement, mais ne permet pas d'établir des cibles à atteindre en fonction
25 des résultats observés. Un indicateur de performance ou d'amélioration a plutôt pour but
26 d'inciter à une amélioration de la stratégie, dans le cas présent, une amélioration de la
27 stratégie menant aux achats de court terme. Comme discuté, cette modification de la
28 stratégie d'achat pourrait être faite au détriment de la fiabilité des approvisionnements et
29 augmenter les risques financiers du Distributeur. Par ailleurs, comme mentionné par la Régie
30 dans la décision D-2017-022 :

31 [...] une analyse a posteriori des achats de court terme réalisés ne constitue pas une
32 évaluation de la performance de sa stratégie, puisqu'elle ne tient pas compte des
33 éléments du contexte dans lequel les décisions ont été prises, notamment ceux
34 associés aux conditions climatiques⁸.

35 Afin de répondre aux besoins de suivi du volume des achats de court terme⁹, le Distributeur
36 continuera de déposer, dans le relevé de l'entente globale cadre et les suivis des activités
37 d'achat du Distributeur, les informations nécessaires afin de faire le suivi des transactions de
38 court terme.

⁸ Décision D-2017-022, paragraphe 233.

⁹ Décision D-2017-140, paragraphe 112.

Appels d'offres

- 1 Depuis la dernière demande tarifaire, le Distributeur n'a effectué aucun appel d'offres pour
2 des achats d'énergie de court terme.

3.2. Gestion des risques

- 3 Aucun suivi des indicateurs du programme de gestion des risques n'est requis dans le
4 présent dossier. En effet, au moment de la préparation du dossier tarifaire, le Distributeur n'a
5 effectué aucun appel d'offres ni transaction bilatérale pour une durée d'un mois ou plus¹⁰. De
6 même, les transactions d'une durée d'un mois ou moins représentent de faibles volumes qui
7 ne requièrent pas un suivi dans le présent dossier¹¹.

¹⁰ Dans sa décision D-2008-133 (page 47), la Régie demande un suivi des indicateurs du programme de gestion des risques dans le cadre des dossiers tarifaires du Distributeur.

¹¹ Dans sa décision D-2010-022 (page 52), la Régie demande que les indicateurs concernant les transactions d'un mois ou moins soient déposés dans les dossiers tarifaires du Distributeur, dans la mesure où elles représentent des quantités significatives.

**ANNEXE A :
VOLUMES ET COÛTS DES
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

TABLEAU A-1 :
VOLUMES ET COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2017			2018			2019		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	15,3	1 558,3	101,7	16,6	1 687,1	101,4	17,1	1 810,3	106,0
TCE	0,0			0,0			0,0		
HQP	3,1	217,2	69,8	3,2	230,7	72,1	3,4	298,7	87,7
Base	3,1	183,5	59,8	3,1	187,1	61,0	3,1	190,9	62,3
dont puissance garantie des rappels									
Cyclable	0,0	33,7		0,1	38,9		0,2	43,5	
HQP - LT (A/O 2015-01)				s.o.	4,7		0,1	64,4	
Intégration éolienne	0,3	80,4		0,3	85,2			73,6	
Kruger	0,1			0,1			0,1		
Tembec	0,1	6,6	97,4	0,1	6,5	97,5	0,1	6,7	100,7
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,3	36,2	117,7	0,3	35,6	121,8	0,4	46,6	123,3
Saint-Nicéphore	0,1	6,3	100,1	0,1	6,4	102,2	0,1	6,4	104,4
Thurso	0,1	17,7	122,7	0,2	19,2	125,6	0,2	20,1	128,7
Ste-Cécile-de-Milton	0,0	2,0	133,6	0,0	1,9	137,3	0,0	2,1	141,1
St-Thomas	0,0	3,7	110,8	0,0	0,0	-	0,1	8,5	114,8
St-Félicien	0,1	6,5	125,1	0,1	8,2	128,8	0,1	9,6	132,5
Biomasse III (PAE 2011-01)	1,1	120,7	105,8	1,3	142,0	109,7	1,4	156,1	112,9
Renouvellement SF 2012 (Fibrek)	0,2	26,1	112,0	0,2	27,0	113,7	0,2	27,0	116,0
Témiscaming #2	0,3	34,8	106,6	0,4	41,1	109,0	0,4	43,9	111,3
Dolbeau	0,2	20,5	105,3	0,2	19,8	107,1	0,2	18,4	108,4
Gatineau	0,1	11,9	107,8	0,1	11,1	110,6	0,1	10,8	112,2
Windsor	0,2	22,0	111,8	0,2	21,3	113,6	0,2	21,3	115,8
Bromptonville	0,0	3,1	108,3	0,0	3,3	110,2	0,0	3,2	112,2
Valleyfield	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Thurso	0,0	1,8	106,3	0,0	3,8	111,8	0,0	4,7	114,6
Biomont Énergie	0,0	1,1	94,6	0,0	3,8	112,5	0,0	3,9	114,7
Lebel-sur-Quévillon	-	-2,3	-	-	-0,4	-	0,1	9,8	113,5
Bedford	-	0,0	-	-	-0,5	-	-	-	-
Boisaco	-	-0,5	-	-	-0,1	-	-	-	-
Windsor-TG2	0,0	2,1	95,9	0,1	12,8	114,4	0,1	13,3	114,6
Val D'Or	-	-	-	-	-0,5	-	-	-0,1	-
Assinica	-	-	-	-	-0,2	-	-	-0,1	-
Éolien I (A/O 2003-02)	2,4			2,5			2,5		
Baie-des-Sables(1)	0,3			0,3			0,3		
L'Anse-à-Valleau(1)	0,3			0,3			0,3		
Carleton(1)	0,3			0,3			0,3		
St-Ulric(1)	0,3	21,0	62,6	0,4	24,3	62,9	0,4	26,8	65,5
Mont-Louis(1)	0,3	19,3	60,0	0,3	19,0	60,5	0,3	18,9	61,2
Montagne Sèche	0,2			0,2			0,2		
Gros-Morne (phases 1 et 2)	0,6			0,6			0,6		
Éolien II (A/O 2005-03)	6,0	599,4	100,0	5,9	596,4	100,3	6,2	623,5	101,2
Le Plateau	0,4	37,6	106,1	0,4	42,7	106,2	0,4	45,2	106,3
de l'Érable	0,3	44,1	134,3	0,3	41,2	135,0	0,3	41,6	135,8
des Moulins	0,5	45,3	95,1	0,5	46,2	97,2	0,5	47,9	99,6
Montérégie	0,3	27,9	105,7	0,3	31,2	107,3	0,3	33,7	108,8
New Richmond	0,2	22,7	125,7	0,2	25,8	126,1	0,2	26,7	128,6
Témiscouata II (St-Valentin)	0,2	18,9	120,2	0,2	19,1	122,0	0,2	19,6	123,8
St-Robert-Bellarmin	0,3	24,9	93,6	0,3	23,2	92,5	0,2	22,8	92,9
Lac Alfred	0,8	68,2	83,6	0,9	73,2	83,7	0,9	77,7	84,6
Massif du Sud	0,4	33,7	81,9	0,4	35,8	81,9	0,5	38,0	82,7
Seigneurie de Beaupré 2	0,4	43,9	107,0	0,4	42,3	107,7	0,4	43,6	108,4
Seigneurie de Beaupré 3	0,5	51,1	112,2	0,4	47,9	112,8	0,4	48,9	113,5
Seigneurie de Beaupré 4	0,2	23,5	104,4	0,2	21,9	104,2	0,2	22,3	107,4
Vents du Kempt	0,3	31,6	109,5	0,3	33,0	109,5	0,3	34,6	111,7
Rivière du Moulin	1,1	102,8	92,9	1,0	92,1	92,6	1,1	99,9	93,2
Mont Rothery (Clermont)	0,3	23,1	91,2	0,2	20,7	91,5	0,2	20,8	91,9

(1) Incluant 75% de la subvention du programme ÉcoÉnergie de 10 \$/MWh pour les éoliennes en service au 31 mars 2011.

TABLEAU A-1 (SUITE) :
VOLUMES ET COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2017			2018			2019		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Éolien III (A/O 2009-02)	0,7	98,4	131,6	0,7	96,0	132,4	0,8	100,7	133,2
<i>St-Damase</i>	0,1	7,5	100,1	0,1	7,5	102,6	0,1	7,5	103,7
<i>Viger-Denonville</i>	0,1	10,9	149,9	0,1	11,1	150,4	0,1	11,4	151,0
<i>Le Plateau 2</i>	0,1	7,8	124,2	0,1	8,0	124,7	0,1	8,1	125,2
<i>Témiscouata</i>	0,1	10,6	122,7	0,1	9,3	123,1	0,1	8,9	123,6
<i>Saint-Philémon</i>	0,1	8,0	107,5	0,1	7,6	107,1	0,1	8,0	109,3
<i>La Mitis</i>	0,1	11,2	147,0	0,1	11,1	147,2	0,1	11,1	147,8
<i>Le Granit</i>	0,1	11,9	150,7	0,1	11,1	149,6	0,1	11,3	150,2
<i>St-Cyprien</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Côte-de-Beaupré</i>	0,1	10,3	141,4	0,1	10,0	141,8	0,1	10,3	142,4
<i>Belle-Rivière (Val-Éco)</i>	-	-	-	-	0,0	-	0,0	3,3	124,6
<i>Frampton</i>	0,1	12,0	133,9	0,1	10,5	134,4	0,1	9,9	135,1
<i>Pierre-de-Saurel</i>	0,1	8,2	138,3	0,1	9,7	140,8	0,1	10,8	143,3
Éolien IV (A/O 2013-01)	0,3	19,2	67,0	1,3	96,7	72,9	1,4	103,8	75,9
<i>Roncevaux</i>	0,2	18,1	80,9	0,2	18,9	82,2	0,2	19,2	83,8
<i>Nicolas-Riou</i>	0,1	1,3	21,5	0,7	52,3	73,7	0,7	51,3	74,7
<i>Mont-Sainte-Marguerite</i>	0,0	-0,2	-343,6	0,4	25,5	66,0	0,5	33,2	73,7
Mesgi'g Ugiu's'n (Décret 191-2014)	0,4	47,3	105,4	0,5	49,7	105,8	0,5	48,6	106,2
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,4	34,1	87,4	0,4	39,0	89,5	0,5	41,0	91,0
<i>Chutes à Thompson (Franquelin)</i>	0,0	3,3	94,4	0,0	3,4	91,3	0,0	3,8	93,7
<i>Pont-Amaud</i>	0,0	4,1	88,8	0,0	3,7	91,7	0,0	4,1	93,7
<i>Chute-Garneau</i>	0,0	2,6	88,8	0,0	2,4	91,7	0,0	2,5	93,7
<i>Courbe du Sault (Sheldrake)</i>	0,1	8,6	89,8	0,1	8,1	92,2	0,1	8,1	93,7
<i>Val Jalbert</i>	0,1	8,1	85,6	0,1	7,7	87,7	0,1	7,0	89,9
<i>Hydro-Canyon St-Joachim</i>	0,1	6,7	83,7	0,1	8,2	88,5	0,1	7,5	89,5
<i>11e chute - Rivière Mistassini</i>	0,0	0,6	73,6	0,1	5,7	86,5	0,1	8,0	87,7
Autres approvisionnements de long terme	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.
COURT TERME	0,6	95,8	s.o.	0,8	108,4	s.o.	0,1	21,4	s.o.
Achats d'énergie ^{(2) (3)}	0,6	56,4	100,0	0,8	74,4	95,0	0,1	2,7	50,2
<i>dont entente cadre</i>	0,1	5,7	112,4	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance ⁽⁴⁾	s.o.	39,4	s.o.	s.o.	34,1	s.o.	s.o.	18,7	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	12,2	s.o.	s.o.	10,3	s.o.	s.o.	13,0	s.o.
<i>dont interventions en GDP</i>	s.o.	15,6	s.o.	s.o.	20,7	s.o.	s.o.	0,0	s.o.
TOTAL	15,9	1 654,1	104,1	17,4	1 795,5	103,1	17,1	1 831,7	106,9

(2) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre

(3) Incluant l'énergie de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance pour l'année historique et l'année de base

(4) Incluant les montants relatifs à l'alimentation de la charge locale de l'îlot Kipawa (voir la pièce HQT-10, document 1 de la demande tarifaire du Transporteur)