

**MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DU TAUX DE
PERTES DE TRANSPORT**

**DIRECTION
AFFAIRES RÉGLEMENTAIRES ET TARIFAIRES**

ET

**DIRECTION
PLANIFICATION ET DÉVELOPPEMENT DES ACTIFS
TRANSÉNERGIE**

1. Contexte

Le transit d'électricité sur le réseau de transport génère des pertes. Tel qu'inscrit au contrat de transport actuel en vigueur depuis 1997 et reconduit aux *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec* présenté à la pièce HQT-11, Document 2, le transporteur n'est pas obligé de fournir les pertes. Lorsqu'il effectue un transit sur le réseau, le client du service de transport est responsable de remplacer les pertes telles qu'établies par le transporteur. La capacité que le client doit fournir à l'entrée du réseau de transport (point de réception) correspond à la charge à livrer au point de livraison, majorée du taux de pertes.

Dans le cadre de la cause tarifaire de transport, Hydro-Québec propose un taux de pertes de transport uniforme de 5,2 % applicable à la charge locale, au service en réseau intégré et au service de point à point. Ce taux est établi à la lumière des résultats obtenus d'un modèle analytique et de lectures en réseau.

Le présent document décrit la méthode de calcul du taux de pertes de transport pour l'année 2001. Les sujets couverts incluent la description des pertes du réseau de transport, l'évaluation des pertes selon une méthode analytique, les taux de pertes obtenues par mesurage, ainsi que la revue des principes et des taux de pertes du contrat de transport actuel par rapport au nouveau taux proposé.

2. Description des pertes du réseau de transport

Le transport et la transformation d'énergie sur un réseau électrique impliquent des pertes. Le réseau de transport d'Hydro-Québec comporte divers niveaux de tension de 49 kV à 765 kV et un grand nombre de pièces d'équipement répartis sur plus de 500 postes et 32 000 km de lignes. Les

1 caractéristiques du réseau de transport sont regroupées dans le tableau
2 suivant.

3 Lignes et postes du réseau de transport

Tension	Postes	Lignes (km)
735 et 735 kV	37	11 280
450 kV courant continu	2	1 218
315 kV	59	4 940
230 kV	48	3 081
161 kV	39	1 788
120 kV	221	6 581
69 kV et moins	106	3 339
Total	512	32 227

4
5 Pour transporter de grandes quantités d'énergie sur de longues distances, il
6 est avantageux de le faire en plus haute tension. Cette technologie permet à
7 la fois de réduire les pertes électriques, les coûts de transport et les impacts
8 sur l'environnement. L'emploi de la haute tension diminue le nombre de
9 lignes requises pour transporter une puissance donnée. En effet, la
10 puissance transportée sur de longues distances par un circuit à 735 kV peut
11 atteindre plus de cinq fois celle transportée par un circuit à 315 kV.

12 Au niveau des postes, des transformateurs élèvent la tension à la sortie des
13 centrales électriques, alors que d'autres l'abaissent à proximité des lieux de
14 consommation. Plus la tension de livraison sera basse, plus la charge aura
15 franchi de postes de transformation et plus les pertes seront élevées.

16 L'électricité transportée sur le réseau implique des pertes dont l'origine est de
17 plusieurs natures et qu'il convient au départ de qualifier : pertes par effet
18 Joule et par effet couronne ainsi que pertes shunt, de fuite et par induction.

1 ▪ **Pertes par effet Joule**

2 Les pertes par effet Joule constituent la composante principale des pertes
3 de transport. Ces pertes sont causées par le courant qui circule dans les
4 transformateurs et les lignes et la résistance des éléments. Tous les
5 éléments du réseau opposent une résistance au transport de la charge. La
6 résistance dépend du calibre et du nombre de conducteurs par phase, de
7 la longueur des circuits et de la résistivité du matériau conducteur. Le
8 courant est relié à la quantité de puissance transitée, au niveau de tension
9 et au nombre d'éléments en service.

10 La charge, la configuration et le mode d'exploitation du réseau influencent
11 ces variables et les pertes qui en découlent. Le maintien de l'équilibre
12 offre-demande fait varier constamment la puissance transitée. Ces
13 fluctuations agissent sur la tension du réseau et le courant qui y circule. En
14 ce qui concerne la résistivité du réseau, peu de marge de manœuvre
15 existe au niveau de l'équipement déjà installé. TransÉnergie a cependant
16 adopté un mode d'exploitation efficace pour gérer le réseau et en même
17 temps limiter les pertes.

18 ▪ **Pertes par effet couronne**

19 La deuxième source en importance est constituée des pertes par effet
20 couronne. Tout près des fils, le champ électrique est très intense, ce qui
21 provoque dans l'air à proximité une multitude de petites décharges
22 électriques accompagnées d'un crépitement. Ce phénomène très local se
23 produit à quelques centimètres des fils.

24 L'effet couronne est amplifié par les précipitations (neige, pluie, bruine).
25 Les aspérités présentes sur les conducteurs sont des discontinuités
26 naturelles propices à augmenter le champ électrique. Par temps humide,
27 les gouttelettes d'eau présentes sur les conducteurs augmentent
28 considérablement les aspérités, ce qui favorise l'ionisation de l'air. Ce

1 phénomène est principalement observé au niveau des conducteurs
2 soumis à des tensions très élevées.

3 ▪ ***Pertes shunt***

4 Les pertes shunt proviennent des appareils branchés à la terre dont les
5 appareils de compensation, de soutien, de mesurage, de protection. Les
6 fluctuations de la puissance transitée en fonction de la demande affectent
7 la tension du réseau. Les compensateurs synchrones et statiques de
8 même que les condensateurs shunt et les inductances servent à contrôler
9 la tension. Des appareils de mesurage et de protection sont également
10 présents sur le réseau, dont les parafoudres qui protègent l'équipement
11 des surtensions dues à la foudre et aux ondes de choc.

12 Les pertes shunt sont influencées par le niveau de tension et le facteur
13 d'utilisation des appareils. Les compensateurs et les appareils de
14 mesurage sont constamment en fonction, les condensateurs et les
15 inductances sont manoeuvrés périodiquement pour le contrôle de tension.
16 Chacun de ces appareils soutire une faible quantité de courant pour
17 fonctionner, mais leur grand nombre entraîne des pertes relativement
18 importantes.

19 ▪ ***Pertes de fuite***

20 Les pertes de fuite sont le résultat de courants à la surface des isolateurs
21 et dans les gaines isolantes des lignes souterraines. Ces courants sont de
22 faible amplitude mais touchent tous les isolateurs présents dans les lignes
23 de transport, ce qui génère une certaine quantité de pertes.

24 ▪ ***Pertes par induction***

25 Les pertes par induction électromagnétique résultent de l'induction de
26 courant dans des circuits parallèles fermés comme les fils de garde non

1 isolés à leur point de support. Elles seront donc fonction du courant de
2 charge circulant dans la ligne.

3 **3. Évaluation des pertes de transport**

4 Les pertes de transport sur le réseau d'Hydro-Québec peuvent être estimées
5 de façon analytique ou obtenues à partir de données de mesurage. La
6 méthode analytique permet un découpage des pertes par composante mais
7 les résultats sont fonction des hypothèses retenues.

8 Les pertes obtenues par mesurage, par contre, sont évaluées pour
9 l'ensemble du réseau sans distinguer les composantes. Cette approche est
10 cependant plus précise, d'autant plus qu'Hydro-Québec a investi au cours
11 des dernières années pour élargir la portée du mesurage à l'ensemble du
12 réseau de transport.

13 **3.1 Modélisation analytique des pertes**

14 Les pertes électriques du réseau de transport constituent un phénomène
15 complexe faisant intervenir plusieurs variables. Il est toutefois possible de
16 modéliser ces pertes en fonction de la résistivité du réseau et de la charge
17 transitée. La conception du modèle analytique est basée sur des principes
18 électriques et physiques définissant le transport et la transformation de
19 l'électricité. Les pertes sont examinées en tenant compte des concepts
20 théoriques reconnus dans le domaine.

21 Le modèle analytique est calibré en premier lieu sur une année de référence,
22 pour être ensuite utilisé en mode prévisionnel sur d'autres années, dû au fait
23 que la résistivité du réseau est relativement stable compte tenu des
24 retraits/ajouts moins fréquents de lignes et des nombreux équipements voués
25 au contrôle de la tension.

1 Chaque composante de pertes est analysée et estimée séparément selon la
2 méthodologie décrite ci-dessous.

3 **▪ Estimation des pertes par effet Joule**

4 Les pertes par effet Joule constituent la composante principale des pertes
5 de transport. Causées par le courant qui circule dans les transformateurs
6 et les lignes, ces pertes sont fonction de la résistance des éléments et du
7 courant qui y circule¹.

8 La résistivité du réseau est un facteur clé autour duquel se joue la plus
9 grande partie des pertes. Les éléments du réseau de transport opposent
10 une résistance variée au transport de la charge. La résistivité du réseau en
11 fonction du temps est établie avec des outils d'analyse du réseau, dont les
12 logiciels de répartition des puissances. La relation obtenue démontre une
13 proportionnalité inverse de la résistivité du réseau à la puissance transitée.
14 Cette relation est conforme à la théorie et découle des changements de
15 configuration entraînés par les variations du niveau de charge de même
16 que par le mode d'exploitation du réseau de transport.

17 Les pertes par effet Joule sont calculées en intégrant le carré de la charge
18 horaire sur le réseau en fonction de la résistivité. L'estimation des pertes
19 est ensuite corroborée par une régression du profil de charge du réseau.
20 La modulation quotidienne et hebdomadaire des cycles de charge et la
21 variation de la température des conducteurs sont également incorporées
22 dans le modèle.

¹ La résistance dissipe de l'énergie sous forme de chaleur (effet Joule). Les pertes par effet Joule sont proportionnelles au carré du courant. Selon la loi d'Ohm, la puissance instantanée, ou taux auquel l'énergie est perdue, équivaut à $P=RI^2$ ou $P=puissance$ (en Watts), $R=résistance$ (en ohms) et $I=courant$ (en ampères).

1 ▪ ***Estimation des pertes par effet couronne***

2 Les pertes par effet couronne dépendent de la tension des lignes et de la
3 quantité de précipitations. L'étude des pertes par effet couronne est
4 abordée en tenant compte des caractéristiques des lignes de transport
5 (longueur de circuit et parcours par niveau de tension), de la fréquence
6 des précipitations et de données expérimentales adaptées aux conditions
7 d'exploitation d'Hydro-Québec.

8 ▪ ***Estimation des pertes shunt***

9 L'évaluation des pertes shunt met en parallèle les capacités des
10 équipements sous des conditions nominales avec leur facteur d'utilisation
11 sur le réseau. Les équipements considérés incluent les inductances, les
12 compensateurs statiques et synchrones, les condensateurs, les
13 parafoudres et les appareils de mesure.

14 ▪ ***Estimation des pertes de fuite***

15 Les pertes de fuite sont principalement dues aux pertes dans les isolateurs
16 et les isolants. Les lignes de transport sont constituées de trois
17 composantes fondamentales soient les câbles, les pylônes et les
18 isolateurs, ces derniers servant à soutenir les câbles aux pylônes. Les
19 fuites des isolateurs sont établies selon le nombre de chaînes d'isolateurs
20 par pylône et le facteur d'utilisation des lignes sous tension, en considérant
21 le fait que les fuites surviennent surtout par temps humide (pluie, neige,
22 brouillard, etc.).

23 En ce qui concerne les isolants, certaines lignes à 120 kV et 315 kV sont
24 souterraines dans les régions urbaines de Montréal et de Québec. Les
25 câbles de ces lignes doivent être isolés dans des diélectriques et des
26 gaines isolantes, dont l'échauffement provoque des pertes.

1 sorties des lignes de transport, sur les barres ainsi qu'aux sorties des
2 transformateurs.

3 Le concept consiste à mesurer, d'une part, la charge reçue sur le réseau de
4 transport, soit les réceptions de même que la puissance injectée par les
5 centrales à la frontière entre le transport et la production (au primaire des
6 transformateurs élévateurs de tension) et, d'autre part, la charge livrée par le
7 réseau de transport composée de mesures aux différents points de livraison
8 en haute tension, au secondaire des postes qui alimentent le réseau de
9 distribution ainsi qu'aux points d'interconnexion. Les pertes sont obtenues par
10 différentiel entre la charge reçue et la charge livrée par le réseau de
11 transport.

12 Les données de mesurage sont recueillies aux 3 secondes puisqu'elles sont
13 utilisées pour la conduite du réseau de transport et les automatismes de
14 protection. Le mesurage en temps réel implique le traitement successif de
15 milliers de valeurs. Compte tenu de la grande quantité de données,
16 seulement les données horaires sont conservées pour fins de statistiques et
17 de calcul de pertes.

18 La portée du mesurage s'est élargie au cours des années. Certaines sections
19 du réseau n'étaient initialement pas couvertes et il fallait compléter avec des
20 outils analytiques pour intégrer l'ensemble des pertes. Aujourd'hui, la presque
21 totalité du périmètre de transport est couvert. Les quelques portions
22 limitrophes qui échappent au mesurage représentent des zones à faible
23 charge, dont l'impact sur les pertes n'est pas matériel.

24 Le mesurage capte l'ensemble des pertes de transport mais ne les distingue
25 pas par composante (effet Joule, effet couronne, etc.). Des principes
26 théoriques et des études empiriques basées sur des mesures expérimentales
27 permettent d'isoler les principales composantes des pertes. Ces résultats
28 peuvent ensuite être utilisés pour calibrer les modèles analytiques.

1 Le mesurage a l'avantage de permettre l'évaluation des pertes sur une base
2 ponctuelle, notamment à l'heure de pointe du réseau. Les pertes de
3 transport sont établies sur une base horaire en faisant la différence entre les
4 puissances entrant et sortant du réseau de transport. La consommation des
5 centrales² est retirée de cette évaluation. Les pertes de transport en énergie
6 pour un mois ou une année sont obtenues par la sommation des pertes
7 horaires en puissance.

8 À partir des données de mesurage, on a établi pour 1999 des pertes globales
9 de 5,16 %. Les mesures des années 1998 et 1997 avaient procuré des taux
10 de pertes de 5,13 % et 5,23% respectivement. Le taux de pertes de l'année
11 1998 est moins représentatif compte tenu de l'impact du verglas.

12 Les taux de pertes en puissance à la pointe pour les années 1997 à 1999
13 sont de 5,28 %, 6,03 % et 5,84 %. Ils proviennent de données de mesurage
14 à l'heure de pointe du réseau. Le taux de pertes à la pointe du réseau reflète
15 les conditions qui prévalaient à une heure précise. Par conséquent, ce taux
16 est plus variable d'une année à l'autre que le taux moyen de toutes les
17 mesures de l'année. Il est ainsi préférable d'utiliser un taux de pertes moyen
18 qui procure une plus grande stabilité. De plus, le taux de pertes s'applique à
19 des contrats de transport qui surviennent tout au cours de l'année et non
20 seulement en période de pointe du réseau. Les taux de pertes en énergie et
21 puissance obtenus par mesurage pour les années 1997 à 1999 sont
22 présentés dans le tableau suivant.
23

² La charge reçue sur le réseau de transport exclue la consommation des centrales, qui est considérée une activité de production non injectée sur le réseau de transport. Comme la consommation des centrales est relevée mensuellement, l'évaluation de la puissance est effectuée au prorata de l'énergie.

1 **Taux de pertes de transport obtenus par mesurage de 1997 à 1999**

2

Année civile	1997	1998	1999
Taux de pertes en énergie	5,23%	5,13%	5,16%
Taux de pertes en puissance à la pointe du réseau ^(a)	5,28%	6,03%	5,84%

3
4 (a) Dates des pointes du réseau (sur une base d'année civile) : 17 janvier 1997 à 17h, 31 décembre
5 1998 à 17h, 14 janvier 1999 à 18h.

6 **4. Taux de pertes du contrat de transport actuel**

7 Comme pour la tarification des services de transport, l'approche timbre-poste
8 sans différenciation géographique a été retenue. De plus, les taux de pertes
9 ont été évalués sur une base moyenne puisque les transactions peuvent
10 survenir à tout moment sur le réseau pour diverses durées.

11 Le contrat de transport actuel utilise des taux de pertes différenciés : 5 %
12 pour le service en réseau intégré (applicable à la charge locale) et 7 % pour
13 le service de point à point. Le principe qui justifiait cette approche suppose
14 que le réseau de transport a été conçu pour desservir la charge locale et que
15 la capacité disponible au-delà des besoins de la clientèle québécoise est
16 commercialisée par l'entremise du service de point à point.

17 L'année 1995 a servi de référence pour l'établissement des taux de pertes du
18 contrat de transport actuel. L'application du modèle analytique à divers
19 niveaux de transit a permis d'évaluer les pertes associées à charge locale et
20 d'attribuer les pertes différentielles au service de point à point. Le taux de
21 pertes global a ainsi été fractionné en deux volets, soit un taux de pertes pour
22 la charge locale et un taux de pertes marginal pour le service de point à
23 point. Le tableau suivant indique les résultats de l'année de référence 1995
24 applicables aux services de transport du contrat de transport actuel.

1

Taux de pertes du contrat de transport actuel (année de référence 1995)

(en GWh)	Réseau de transport global	Charge locale	Service de point à point (Marginal)
Énergie produite	186 049	160 334	25 715
Consommation des centrales	663	572	91
Énergie reçue sur le réseau de transport	185 386	159 762	25 624
Pertes de transport	9 289	7 660	1 629
Énergie livrée par le réseau de transport	176 097	152 102	23 995
Taux de pertes	5,27 %	5,00 %	6,80 %

2

3 L'allocation des pertes globales par service de transport n'est pas le résultat
4 d'une mesure mais plutôt d'une estimation. Les résultats dépendent des
5 hypothèses retenues. L'estimation marginale des pertes pour l'année de
6 référence 1995 a eu lieu avant l'ouverture à la concurrence³. Elle considérait
7 pour le service de point à point un profil constant et uniforme à l'année
8 longue, au delà du profil de la charge locale. Cette hypothèse devient de
9 moins en moins probable, puisque le service de point à point présente un
10 profil de plus en plus complémentaire à celui de la charge locale.

11 Dans un réseau intégré, l'estimation de taux de pertes distincts est d'autant
12 plus complexe dans la mesure où plusieurs facteurs peuvent influencer ces
13 taux en même temps, dont la charge transitée, la configuration et le mode
14 d'exploitation du réseau, la période de l'année, les conditions climatiques,
15 etc. La mise à jour des taux de pertes par service de transport pour l'année
16 1999 présente un écart négligeable entre les taux de pertes différenciés.

5. Taux de pertes de transport en 2001

18 Pour les services de transport offerts aux *Tarifs et conditions* en 2001, Hydro-
19 Québec propose d'appliquer un taux de pertes moyen et uniforme de 5,2% à

³ Le 5 mars 1997, le Gouvernement du Québec a fixé les conditions de l'ouverture du réseau de transport d'Hydro-Québec à la concurrence, laquelle s'est opérée le 1^{er} mai suivant avec la création de la division TransÉnergie.

1 l'ensemble des services de transport en lieu et place des deux taux
2 actuellement appliqués. La proposition retenue se justifie par les raisons
3 suivantes.

- 4 ➤ Le taux de pertes moyen observé sur le réseau est de 5,2 %. Ce
5 taux de pertes est le résultat de mesures réelles réalisées sur le
6 réseau de transport et correspond au taux de pertes moyen
7 obtenu à partir des données horaires de 1997 à 1999. Cette
8 mesure est confirmée par la méthode analytique pour l'année de
9 référence 1999, où le taux de pertes pour l'ensemble du réseau
10 de transport est également de 5,2 %. Avec une résistivité du
11 réseau relativement stable, nous croyons que cette valeur reflète
12 de façon adéquate le taux de pertes qui sera observé en 2001.
- 13 ➤ Conformément à l'approche au coût moyen utilisée pour
14 l'établissement des tarifs de transport, il est proposé d'utiliser un
15 taux de pertes de transport uniforme applicable à l'ensemble des
16 services de transport. L'uniformisation des taux de pertes est
17 cohérente avec le principe « timbre-poste » pour l'établissement
18 des tarifs de transport au coût moyen, qui ne fait pas de distinction
19 entre le prix des différents services de transport. L'utilisation d'un
20 taux de pertes unique reflète le fait que le réseau est intégré et
21 qu'il sert à rendre tous les services de transport, sans
22 considération du service de point à point à la marge, de la
23 situation géographique du client, du parcours utilisé pour se
24 rendre d'un point à un autre ou de la distance parcourue par
25 l'électricité transitée.
- 26 ➤ Les pertes de transport ne varient pas en fonction du service de
27 transport mais en fonction de la charge transitée tout au long de
28 l'année. L'approche méthodologique retenue pour calculer les taux
29 différenciés du contrat de transport actuel ne tenait pas compte du

1 profil de charge réel du service de point à point, mais considérait
2 plutôt un profil constant et uniforme à l'année longue. Lors de la
3 mise à jour des taux de pertes par service de transport avec les
4 profils de charge réels de l'année 1999, on constate que l'écart
5 entre les taux différenciés devient négligeable. Par conséquent,
6 une approche différenciée ne serait plus justifiée.

7 ➤ Les pertes de transport du contrat de transport actuel sont
8 évaluées sur une base moyenne, afin de tenir compte des
9 transactions qui peuvent survenir sur le réseau à tout moment et
10 pour diverses durées. Pour des raisons d'équité et de stabilité,
11 Hydro-Québec propose de continuer à utiliser le taux de pertes
12 moyen observé sur le réseau durant toute l'année. L'utilisation du
13 taux de pertes à la pointe du réseau, par exemple, surévaluerait la
14 facturation des pertes de transport sur une base annuelle. Étant
15 établi à partir d'une seule mesure, le taux de pertes à la pointe du
16 réseau est par ailleurs plus variable d'une année à l'autre que le
17 taux moyen de toutes les mesures de l'année. Il est préférable
18 d'utiliser un taux de pertes moyen qui procure une plus grande
19 stabilité.

20 ➤ La proposition permet une plus grande simplicité d'application par
21 un traitement uniforme des pertes de sorte que l'évaluation d'un
22 seul taux uniforme sera dorénavant nécessaire. Il est à noter que
23 l'utilisation d'un taux de pertes uniforme est une pratique reconnue
24 et généralisée chez de nombreuses entreprises d'électricité, dont
25 notamment BC Hydro, Boston Edison et Tennessee Valley
26 Authority.