

# **MODALITÉS TARIFAIRES POUR SOUTENIR L'AUTOPRODUCTION**



**Table des matières**

<b>1</b>	<b>CONTEXTE .....</b>	<b><u>55</u></b>
1.1	DEMANDES DES INTERVENANTS ET DE LA RÉGIE.....	<u>55</u>
1.2	PRODUCTION DÉCENTRALISÉE ET AUTOPRODUCTION .....	<u>66</u>
1.3	DISPOSITIONS DE LA LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE .....	<u>66</u>
1.4	BESOIN DE MODALITÉS TARIFAIRES POUR SOUTENIR L'AUTOPRODUCTION .....	<u>77</u>
1.5	SITUATION AILLEURS EN AMÉRIQUE DU NORD .....	<u>88</u>
<b>2</b>	<b>ENJEUX POUR LE DISTRIBUTEUR.....</b>	<b><u>1040</u></b>
2.1	FIABILITÉ DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE .....	<u>1040</u>
2.2	CHOIX DES FILIÈRES .....	<u>1040</u>
2.3	IMPACTS SUR LES COÛTS .....	<u>1144</u>
2.3.1	<i>Coûts de transport et de distribution.....</i>	<u>1144</u>
2.3.2	<i>Coût de fourniture d'électricité .....</i>	<u>1242</u>
2.3.3	<i>Coûts des services à la clientèle .....</i>	<u>1343</u>
2.3.4	<i>Effets nets.....</i>	<u>1343</u>
<b>3</b>	<b>COÛTS DE REVIENT DE L'AUTOPRODUCTION.....</b>	<b><u>1414</u></b>
<b>4</b>	<b>MODALITÉS TARIFAIRES PROPOSÉES .....</b>	<b><u>1515</u></b>
4.1	CLIENTS ADMISSIBLES.....	<u>1646</u>
4.2	CAPACITÉ DES INSTALLATIONS .....	<u>1646</u>
4.3	SOURCES D'ÉNERGIE ADMISSIBLES .....	<u>1747</u>
4.4	TARIF.....	<u>1848</u>
4.4.1	<i>Redevance.....</i>	<u>1848</u>
4.4.2	<i>Énergie.....</i>	<u>1848</u>
<b>5</b>	<b>PARTAGE DES COÛTS .....</b>	<b><u>2020</u></b>
5.1	COÛTS ASSUMÉS PAR LE DISTRIBUTEUR .....	<u>2020</u>
5.1.1	<i>Réseau et inspection .....</i>	<u>2020</u>
5.1.2	<i>Compteurs et mesurage .....</i>	<u>2124</u>
5.1.3	<i>Facturation.....</i>	<u>2124</u>
5.2	COÛTS ASSUMÉS PAR L'AUTOPRODUCTEUR.....	<u>2222</u>
5.2.1	<i>Installations.....</i>	<u>2222</u>
5.2.2	<i>Inspection.....</i>	<u>2322</u>
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONS .....</b>	<b><u>2423</u></b>

Annexes

Annexe 1: Texte des Tarifs du Distributeur et conditions d'application Tarifs

Annexe 2 : Balisage au Canada et aux États-Unis



## **1 CONTEXTE**

### **1.1 Demandes des intervenants et de la Régie**

1 Depuis quelques années, certains intervenants des domaines de l'environnement  
2 et de la défense des consommateurs réclament la tenue d'un débat sur la  
3 production décentralisée d'électricité et la mise en œuvre d'un programme  
4 d'achat, par Hydro-Québec Distribution (le Distributeur), de l'électricité ainsi  
5 produite.

6 En 2000, dans le cadre des audiences sur les conditions de fourniture  
7 d'électricité par Hydro-Québec (R-3439-2000), la Régie reportait l'étude de la  
8 question :

9 « De l'avis de la Régie, la production distribuée est encore marginale au Québec  
10 et son examen n'apparaît pas à l'heure actuelle comme une priorité. De plus, ses  
11 implications très vastes, aux niveaux tarifaire et technique, dépassent largement  
12 le cadre de l'examen entrepris des seules conditions de fourniture de l'électricité  
13 et rendraient plutôt nécessaire son étude dans le cadre d'une audience  
14 spécifique<sup>1</sup>. »

15 En 2001, lors de l'examen du *Plan d'approvisionnement 2002-2011* d'Hydro-  
16 Québec Distribution (le Distributeur), la Régie acceptait également de reporter  
17 l'étude de la question.

18 En juin 2004, toutefois, dans le cadre de la demande relative à la modification de  
19 certaines conditions de service liées à l'alimentation en électricité et des frais  
20 afférents (R-3535-2004), la Régie a demandé que soient traités certains aspects  
21 de la production décentralisée :

22 « [La Régie] considère que le sujet de la production distribuée [...] est pertinent  
23 au présent dossier. La production distribuée constitue un sujet vaste et complexe  
24 dont les ramifications s'étendent aussi au plan d'approvisionnement ainsi qu'à la

---

<sup>1</sup> Décision D-2000-95, p. 9.

1           tarification du Distributeur. Certains aspects touchent les conditions de service et  
2           ces derniers méritent d'être traités dans le présent dossier. En définitive, la Régie  
3           considère que la partie de la production distribuée, en lien avec l'élaboration des  
4           conditions de service, doit être incluse au présent dossier pour discussions au  
5           groupe de travail<sup>2</sup>. »

## **1.2 Production décentralisée et autoproduction**

6           On peut définir la production décentralisée comme étant toute source de  
7           production d'électricité située près de la charge qu'elle alimente, et généralement  
8           raccordée au réseau de distribution.

9           Quant à l'autoproduction, il s'agit de production d'électricité, par, pour et chez le  
10          client. Ainsi, le client comble une partie ou la totalité de ses besoins en électricité  
11          avec une telle installation dont il est le propriétaire et l'exploitant.

## **1.3 Dispositions de la Loi sur la Régie de l'énergie**

12          Le second alinéa de l'article 60 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit  
13          expressément le droit de quiconque de « *produire et de distribuer sur son réseau*  
14          *l'électricité qu'il consomme* ». L'autoproduction constitue donc clairement une  
15          activité permise.

16          Cependant, les approvisionnements en électricité du Distributeur font l'objet d'un  
17          encadrement juridique précis. En premier lieu, l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie*  
18          *de l'énergie* prévoit que tous les approvisionnements en électricité du  
19          Distributeur, pour ce qui excède l'électricité patrimoniale, doivent être acquis par  
20          appels d'offres ouverts à tous les fournisseurs intéressés. Pour ces appels  
21          d'offres, le Distributeur doit « *accorder un traitement égal à toutes les sources*  
22          *d'approvisionnement, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou*  
23          *une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière*

---

<sup>2</sup> Décision D-2004-127, p. 9.

1 *d’approvisionnement par un bloc d’énergie déterminé par règlement du*  
2 *gouvernement ».*

3 Ainsi, en vertu de la *Loi sur la Régie de l’énergie*, le Distributeur ne peut pas  
4 mettre en œuvre un programme d’achat de surplus d’électricité générés par des  
5 autoproducteurs, à moins de procéder par appels d’offres. Et, à moins que le  
6 gouvernement ne détermine un bloc d’énergie réservé à de l’autoproduction à  
7 partir d’énergies renouvelables, ces appels d’offres devraient « *accorder un*  
8 *traitement égal à toutes les sources d’approvisionnement* ».

9 Les modalités tarifaires que propose le Distributeur n’ont donc pour objectif qu’un  
10 soutien de l’autoproduction et ne visent aucunement l’acquisition d’énergie.

#### **1.4 Besoin de modalités tarifaires pour soutenir l’autoproduction**

11 Comme il est énoncé plus haut, l’autoproduction est permise en vertu de la *Loi*  
12 *sur la Régie de l’énergie*. Pour plusieurs raisons, elle est cependant peu ou pas  
13 répandue, au Québec, sauf chez certaines grandes industries.

14 En premier lieu, le coût de revient de l’autoproduction est supérieur aux tarifs  
15 d’électricité du Distributeur, comme il est indiqué à la section 3. Il n’existe donc,  
16 au Québec, aucune incitation purement économique à l’autoproduction  
17 d’électricité.

18 En second lieu, si la production d’électricité à partir de sources thermiques peut  
19 s’adapter au profil de consommation, il en va autrement de la production à partir  
20 de ressources renouvelables, telles les énergies solaire et éolienne, lesquelles  
21 sont intermittentes et ne peuvent pas être programmées pour suivre le profil de  
22 consommation des autoproducteurs.

23 Les modalités tarifaires de mesurage net que propose le Distributeur visent à  
24 compenser l’inadéquation entre, d’une part, le profil de charge de  
25 l’autoproducteur et, d’autre part, le profil de production. Les modalités proposées

1 permettront à l'autoproducteur d'injecter ses surplus occasionnels dans le réseau  
2 du Distributeur. Par un système de débits et de crédits, les surplus seront utilisés  
3 pour réduire la facture d'électricité de l'autoproducteur, pendant les périodes où  
4 sa consommation excède sa production. Ce système offre à l'autoproducteur une  
5 alimentation fiable et continue, sans égard aux fluctuations de sa source de  
6 production d'électricité.

### **1.5 Situation ailleurs en Amérique du Nord**

7 Comme le démontre le balisage présenté à l'annexe 2, des distributeurs  
8 d'électricité de plusieurs provinces canadiennes et États américains offrent des  
9 options de mesurage net à leurs clients. Il faut retenir, pour fins de comparaison  
10 avec ce que propose le Distributeur, que le contexte juridique de ces provinces et  
11 États n'est pas le même que celui du Québec.

12 Au Canada, des programmes existent ou sont en voie d'être mis en œuvre dans  
13 toutes les provinces, à l'exception, semble-t-il, de Terre-Neuve et Labrador et de  
14 l'Alberta. Là où ces programmes existent, seules les sources d'énergie  
15 renouvelables sont admises, à l'exception du Manitoba.

16 Par ailleurs, on constate que même si les distributeurs d'électricité, aux États-  
17 Unis, ont l'obligation — depuis l'adoption du *Public Utility Regulatory Policies Act*  
18 (PURPA) en 1978 — d'acheter de l'électricité de tous les fournisseurs  
19 admissibles, tous ne s'y sont pas conformés et certains seulement partiellement.  
20 En effet, près de 40 États ont légiféré pour se conformer au PURPA, en  
21 privilégiant toutefois les énergies renouvelables — principalement les énergies  
22 éolienne et solaire —, en limitant la capacité de production totale pouvant être  
23 raccordée au réseau et, dans plusieurs cas, en restreignant l'admissibilité aux  
24 clients résidentiels, aux exploitations agricoles ou aux clients du secteur  
25 commercial.

1 Il convient également de noter qu'aux États-Unis le gouvernement fédéral et une  
2 majorité des États proposent des incitations financières ou fiscales aux  
3 autoproducteurs<sup>3</sup>.

4 ***Surplus de production***

5 Il n'existe pas d'uniformité quant au traitement accordé aux surplus nets de  
6 production. Ainsi au Canada, les surplus sont achetés en Saskatchewan et en  
7 Colombie-Britannique (mais à des conditions différentes) alors qu'en Ontario le  
8 distributeur conserve les surplus de production sur une base mensuelle. Aux  
9 États-Unis, le traitement varie aussi beaucoup d'un État à l'autre et varie même  
10 selon les différents distributeurs d'un même État. On constate que la majorité des  
11 distributeurs reportent les surplus nets d'une période de facturation sur l'autre  
12 mais, généralement, conservent les surplus de production annuels, sans  
13 rétribuer l'autoproducteur. Certains conservent même les surplus mensuels, sans  
14 non plus rétribuer l'autoproducteur.

15 ***Partage des coûts***

16 Enfin, lorsqu'on analyse les options de mesurage net offertes aux États-Unis et  
17 au Canada, il est difficile de déceler une tendance claire quant à la répartition,  
18 entre le distributeur d'électricité et les autoproducteurs, des coûts de mesurage  
19 et de modification de réseau afin de permettre le mesurage net. À titre indicatif,  
20 ces coûts seront assumés par BC Hydro alors que chez Hydro One, ils seront à  
21 la charge des autoproducteurs concernés.

---

<sup>3</sup> <http://www.dsireusa.org/summarytables/financial.cfm?>

## **2 ENJEUX POUR LE DISTRIBUTEUR**

### **2.1 Fiabilité de l'alimentation électrique**

1 Il est primordial que l'autoproduction n'ait aucun effet négatif sur la qualité et la  
2 fiabilité de l'alimentation électrique des clients du Distributeur. À cet effet, les  
3 installations d'autoproduction devront être conformes aux normes et exigences  
4 du Distributeur.

5 Les questions relatives aux normes de raccordement des équipements  
6 d'autoproduction au réseau de distribution ont fait l'objet d'une rencontre  
7 technique dans le cadre du dossier R-3535-2004. Afin de favoriser l'efficacité du  
8 processus réglementaire et de bénéficier d'une vue globale de la question, le  
9 Distributeur propose que les discussions relatives à ces normes et exigences  
10 techniques se tiennent dorénavant dans le présent dossier.

11 Le Distributeur est d'avis que le respect de ces normes et exigences ne  
12 constituera pas en soi un empêchement à l'autoproduction.

### **2.2 Choix des filières**

13 Sur le plan du respect de l'environnement et sur celui de l'intérêt public,  
14 l'autoproduction ne peut se justifier que si elle est faite à partir de sources  
15 renouvelables. Toutes les filières de production à partir de combustibles fossiles  
16 seraient donc inadmissibles.

17 Une telle proposition est conforme au courant majoritaire en Amérique du Nord.  
18 Elle tient également compte de la nette préférence des Québécois pour les  
19 énergies renouvelables, par opposition à la filière thermique.

## **2.3 Impacts sur les coûts**

### **2.3.1 Coûts de transport et de distribution**

1 Pour le Distributeur, l'autoproduction n'engendrera aucune économie en  
2 transport et en distribution.

3 En effet, il n'existe pas de certitude que les équipements d'autoproduction  
4 répondront en tout temps à la charge du client. Le Distributeur doit donc  
5 maintenir des équipements de transport et de distribution qui sont en mesure de  
6 répondre à la pleine charge des clients, y compris celle des autoproducteurs dont  
7 les installations ne peuvent pas produire ou pourraient éventuellement être  
8 démantelées. Ainsi, l'autoproduction ne permet aucunement de libérer de la  
9 capacité de transport ou de distribution au bénéfice d'autres clients.

10 Pour l'instant, le Distributeur prévoit toutefois que l'autoproduction n'amènera  
11 aucun coût additionnel de transport ou de distribution.

12 Cette situation pourrait cependant changer si la puissance totale des  
13 équipements d'autoproduction dépassait 3 400 kW. En effet, le réseau de  
14 transport d'Hydro-Québec TransÉnergie a la particularité d'être exploité à  
15 l'intérieur d'une plage de fréquence plus étendue que celle des autres réseaux  
16 d'Amérique du Nord. Ainsi, par exemple, le premier seuil de délestage de charge  
17 en sous-fréquence est réglé à 58,5 Hz sur le réseau de TransÉnergie, alors qu'il  
18 est de 59,3 Hz pour les autres réseaux du NERC. Les équipements  
19 d'autoproduction qu'on trouve dans le commerce sont conçus et certifiés en  
20 fonction des plages de fréquence généralement respectées par les réseaux du  
21 NERC (sauf celui de TransÉnergie).

22 Dans le passé, TransÉnergie a permis le raccordement, à son réseau,  
23 d'équipements de production dont les fonctions de protection en fréquence  
24 étaient réglées à des seuils de déclenchement plus serrés, par rapport à ses

1 exigences usuelles, pour un total de 100 MW. À ce jour, la puissance des  
2 équipements ainsi installés totalise 96,6 MW. Il reste donc une marge de  
3 manœuvre de quelque 3 400 kW, que le Distributeur peut utiliser pour  
4 l'intégration de l'ensemble des petites productions sur son réseau — dont les  
5 futurs équipements d'autoproduction. Au-delà de cette limite, Hydro-Québec  
6 TransÉnergie demandera au Distributeur le délestage automatisé d'une charge  
7 équivalente à la capacité des équipements d'autoproduction qui ne  
8 respecteraient pas ses normes d'insensibilité à la fréquence. Cette exigence de  
9 délestage de charge nécessitera l'installation d'équipements d'automatisation  
10 dont les coûts seraient assumés par l'ensemble des clients du Distributeur.

11 Le Distributeur et TransÉnergie continuent toutefois de participer activement à  
12 l'élaboration des normes canadiennes (ACNOR) en matière de certification et de  
13 raccordement d'équipements de production, afin que ces normes prennent en  
14 compte les particularités du réseau de TransÉnergie et que des équipements  
15 d'autoproduction appropriés à celles-ci soient disponibles facilement dans un  
16 proche avenir.

### **2.3.2 Coût de fourniture d'électricité**

17 Compte tenu des dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie* énoncées plus  
18 haut, toute proposition visant à faciliter l'autoproduction doit être étudiée sous  
19 l'angle de l'effacement d'une partie ou de la totalité de la charge des  
20 autoproducteurs, et non pas sous celui des approvisionnements.

21 D'une part, vu le caractère aléatoire de l'autoproduction à partir des énergies  
22 éolienne ou photovoltaïque et, d'autre part, compte tenu de l'importance  
23 relativement faible de l'énergie ainsi produite, par rapport à sa charge totale, le  
24 Distributeur ne peut pas déterminer ses approvisionnements, en temps réel, en  
25 prenant en considération de façon spécifique la charge effacée par  
26 l'autoproduction. Il lui est donc impossible de programmer ses achats de très

1 court terme en fonction de cette charge effacée. En fin d'année, lors de la  
2 détermination *a posteriori* de l'utilisation de l'électricité patrimoniale et des autres  
3 approvisionnements, il est même possible que l'énergie autoproduite puisse avoir  
4 eu pour effet d'augmenter l'énergie involontaire ou d'entraîner une utilisation  
5 sous optimale de l'électricité patrimoniale.

6 Il est donc impossible de déterminer si le Distributeur évite réellement un coût à  
7 ce chapitre et, le cas échéant, d'évaluer ce coût évité, lequel se situera entre le  
8 coût de fourniture de l'électricité patrimoniale (2,79 ¢/kWh) et le coût d'un nouvel  
9 approvisionnement sur le marché (environ 7,5 ¢/kWh).

### **2.3.3 Coûts des services à la clientèle**

10 Les coûts des services à la clientèle subiront une augmentation au chapitre du  
11 mesurage et de la facturation, comme il est indiqué à la section 5.

### **2.3.4 Effets nets**

12 L'autoproduction entraînera inévitablement des pertes de revenus pour le  
13 Distributeur, puisque pour chaque kilowattheure produit par le client le  
14 Distributeur vend un kilowattheure de moins.

15 D'une part, le Distributeur économise le coût relatif à la fourniture de l'énergie  
16 autoproduite. Mais comme il est expliqué plus haut, l'économie réalisée à ce  
17 chapitre est incertaine.

18 D'autre part, le Distributeur ne fait aucune économie aux chapitres du transport  
19 et de la distribution. Toute perte de revenu entraîne donc des coûts non  
20 recouvrables de transport et de distribution. Ces coûts non recouvrables seront  
21 donc assumés par l'ensemble de la clientèle, y compris les clients non  
22 participants.

23 Il est difficile de déterminer précisément les conséquences financières de  
24 l'autoproduction, quant aux pertes de revenus *versus* les coûts évités. On sait

1 | cependant que la perte de revenu sera comprise entre 5,02 et 7,86 ~~4,95 et~~  
2 | ~~7,74~~ ¢/kWh (voir section 3). D'autre part, le coût de fourniture évité ~~variera entre~~  
3 | ~~2,79 et serait de l'ordre de~~ 7,5 ¢/kWh. Ainsi, bien qu'il soit impossible d'établir  
4 | une équivalence stricte entre les coûts évités et les pertes de revenus, on peut  
5 | quand même estimer qu'il existe un certain niveau de compensation qui permet  
6 | de réduire, sinon d'éliminer, l'impact de l'autoproduction d'électricité sur les tarifs  
7 | de l'ensemble des consommateurs.

8 | De plus, compte tenu de l'absence d'incitation purement économique à  
9 | l'autoproduction et vu l'expérience nord-américaine en la matière, le Distributeur  
10 | estime que le nombre de clients qui se prévaudront des modalités tarifaires  
11 | proposées sera limité, à tout le moins au cours des premières années. Le  
12 | montant total des coûts non recouvrables sera donc peu élevé, le cas échéant.

### **3 COÛTS DE REVIENT DE L'AUTOPRODUCTION**

13 | Compte tenu des tarifs actuels du Distributeur, l'intérêt des clients pour  
14 | l'autoproduction avec mesurage net n'est pas *a priori* d'ordre économique. Par  
15 | exemple, le tableau 1 compare le coût de production de différentes sources  
16 | d'énergie. Les données de ce tableau ont été compilées pour BC Hydro<sup>4</sup>. Il est à  
17 | noter que les coûts réels dépendent des conditions d'hydraulicité,  
18 | d'ensoleillement ou de vent au lieu de production. Compte tenu des écarts  
19 | importants entre les valeurs maximums et minimums, une valeur moyenne  
20 | constitue une base utile de comparaison avec les tarifs du Distributeur.

---

<sup>4</sup> Les valeurs minimales et maximales sont tirées du document White Paper, Net Metering in British Columbia, page 46, préparé par Compass Resource Management Ltd., May 26 2003. [http://www.bchydro.com/rx\\_files/info/info6815.pdf](http://www.bchydro.com/rx_files/info/info6815.pdf), alors que les moyennes ont été calculées par le Distributeur.

1  
2  
3

Tableau 1  
Coût de production

Autoproduction	\$/kWh		
	Maximum	Minimum	Moyenne
Photovoltaïque 0,5 kW	1,59	0,37	0,98
Éolien			
1 kW	0,29	0,12	0,21
3 kW	0,22	0,08	0,15
10 kW	0,22	0,06	0,14
25 kW	0,22	0,06	0,14
Petite hydraulique			
1 kW	0,27	0,11	0,19
10 kW	0,16	0,05	0,11

4

5 Dans tous les cas les tarifs du Distributeur sont plus avantageux. En effet, selon  
6 les tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> avril ~~2004~~2005, le client du tarif D éviterait un coût  
7 compris entre 5,02 et 6,334,95 ~~et 6,24~~ ¢/kWh (soit le prix des deux tranches  
8 d'énergie), alors qu'un client, dans la première tranche du tarif G, éviterait un  
9 coût de ~~7,74~~7,86 ¢/kWh.

10 De façon générale, il n'existe pas de rentabilité évidente à la mise en place  
11 d'installations de production d'électricité chez les clients raccordés au réseau du  
12 Distributeur, à moins d'incitations fiscales ou de subventions. Il est toutefois  
13 possible que le coût de revient de cette électricité puisse diminuer, suite à des  
14 avancées technologiques. Dans ce contexte, la mise en place de modalités  
15 tarifaires facilitant l'autoproduction contribuera à accroître l'intérêt de cette option  
16 pour les clients.

#### 4 MODALITÉS TARIFAIRES PROPOSÉES

17 Les modalités tarifaires proposées ne visent qu'à faciliter l'autoproduction et non  
18 à acquérir des approvisionnements. Conséquemment, elles ont pour prémisses

1 que l'autoproduction ne vise qu'à combler, partiellement ou totalement, les  
2 besoins du client et non à vendre des surplus de production au Distributeur<sup>5</sup>.

#### **4.1 Clients admissibles**

3 Dans un premier temps, par souci de simplicité et de contrôle des coûts,  
4 l'admissibilité sera limitée aux clients des tarifs D, DM, et G dont l'abonnement ne  
5 prévoit pas de paiement pour la puissance, soit les abonnements de moins de  
6 50 kW aux tarifs D et DM, et de moins de ~~40~~45 kW au tarif G<sup>6</sup>.

7 Le client qui veut se prévaloir des modalités tarifaires proposées doit se  
8 conformer aux dispositions de l'article 69 des Conditions de service d'électricité  
9 prévues au règlement 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité, telles  
10 que le Distributeur propose de les modifier (HQD-2, Document 1).

11 En fonction des résultats, le Distributeur pourrait ultérieurement proposer à la  
12 Régie l'extension de l'admissibilité à d'autres clients.

#### **4.2 Capacité des installations**

13 La puissance installée des équipements d'autoproduction ne doit pas être  
14 supérieure au moindre de (i) 50 kW ou (ii) de l'estimation de la puissance  
15 maximale appelée de l'abonnement. Cette disposition vise à assurer que les  
16 installations du client autoproducteur ont pour seule fonction de combler en partie  
17 ou totalement ses besoins, sans générer de surplus systématiques.

18 Hydro One, en Ontario, a elle aussi limité la capacité des installations à 50 kW.  
19 Une telle modalité a également été retenue par la British Columbia Utilities  
20 Commission (BCUC) dans le cas du mesurage net de BC Hydro

---

<sup>5</sup> Voir le texte proposé des modalités tarifaires à l'annexe 1.

<sup>6</sup> À terme, cette limite pourrait être portée à 50 kW pour les abonnés du tarif G, selon l'orientation souhaitée par la Régie.

1 “A 50 kW system size is consistent with the intent of net metering to allow  
2 individual customers to meet all or part of their electricity demand. BC Hydro  
3 notes that the 50 kW capacity limit is consistent with the maximum amperage  
4 and voltage at which most residential customers and many commercial  
5 customers take electric service (BC Hydro Reply Submissions, paragraph  
6 17).Further, and more importantly to net metering tariff design from a regulatory  
7 perspective, limits to system size are intended to reduce the potential magnitude  
8 of cost-shifting to non-participating customers<sup>7</sup>”.

9 L'autoprodacteur doit être le propriétaire et l'exploitant des installations et celles-  
10 ci doivent être situées à l'adresse de service du client autoprodacteur.

### **4.3 Sources d'énergie admissibles**

11 Pour les raisons déjà énoncées, seule l'électricité produite à partir de sources  
12 d'énergie renouvelables sera considérée, c'est-à-dire de sources d'énergie qui  
13 produisent de l'énergie électrique sans appauvrir les ressources inutilement<sup>8</sup>. Les  
14 sources d'énergie admissibles sont :

- 15 • l'énergie hydroélectrique
- 16 • l'énergie éolienne
- 17 • l'énergie photovoltaïque
- 18 • les biogaz
- 19 • la biomasse forestière (résidus, seulement)
- 20 • la géothermie (pour fins de production d'électricité, seulement)

21 Toutes les filières utilisant des combustibles fossiles (gaz naturel, mazout,  
22 essence, etc.) sont inadmissibles.

---

<sup>7</sup> British Columbia Utilities Commission, Order No. G-26-04, page 5.

<sup>8</sup> Les énergies renouvelables permettent également la production d'énergie thermique et mécanique. Néanmoins, dans le contexte de la proposition du Distributeur, seule la production d'énergie électrique est considérée. En outre, la liste des énergies renouvelables varie d'un organisme à l'autre. Celle utilisée par le Distributeur est compatible avec celle de Ressources naturelles Canada. Voir entre autres :  
[http://atlas.gc.ca/site/francais/maps/climatechange/societalresponses/renewableenergycases\\_tudy](http://atlas.gc.ca/site/francais/maps/climatechange/societalresponses/renewableenergycases_tudy)

## **4.4 Tarif**

### **4.4.1 Redevance**

1 À chaque période de facturation, puisqu'il continue d'être desservi par le  
2 Distributeur, le client qui se prévaut des modalités tarifaires proposées paie la  
3 redevance d'abonnement associée à son tarif. Cette redevance couvre les coûts  
4 de services à la clientèle et de mesurage dont l'autoproduiteur continuera de  
5 bénéficier.

### **4.4.2 Énergie**

6 Lorsque, pour une période de facturation donnée, l'électricité injectée dans le  
7 réseau du Distributeur par le client autoproduiteur est supérieure à l'électricité  
8 livrée par le Distributeur au client, ce surplus net est ajouté à la banque de  
9 surplus du client.

10 À l'inverse, lorsque, pour une période de facturation, l'électricité livrée par le  
11 Distributeur au client est supérieure à l'électricité injectée par l'autoproduiteur  
12 dans le réseau du Distributeur, le client paie sa consommation nette (électricité  
13 livrée moins électricité injectée) au tarif en vigueur pour la portion énergie. Il se  
14 peut par ailleurs que le client ait déjà accumulé un surplus dans sa banque de  
15 surplus. Ce dernier est d'abord mis à contribution avant d'établir la  
16 consommation nette de la période, comme le tableau 2 le démontre.

17 Le 31 mars de chaque année, ou à une date fixe choisie par l'autoproduiteur, la  
18 banque de surplus du client est ramenée à 0, sans rétribution à l'autoproduiteur.  
19 Cette disposition vise, elle aussi, à assurer que les installations du client  
20 autoproduiteur ont pour seule fonction de combler en partie ou totalement ses  
21 besoins, sans générer de surplus systématiques. Le choix de la date vise à  
22 assurer que la banque affiche un surplus nul ou faible.

23 Le tableau 2 montre un exemple du fonctionnement des modalités proposées.

**TABLEAU 2**  
**ILLUSTRATION DU TRAITEMENT DES SURPLUS (KWH)**

	Électricité livrée par HQD $E_{it}$	Électricité injectée $E_{it}$	Consommation nette $C_t = E_{it} - E_{it}$	Surplus net $S_t = E_{it} - E_{it}$	Compte de surplus $B_t = B_{t-1} + S_t$ , si $C_t = 0$ ou $B_t = B_{t-1} - C_t$ , si $C_t > 0$ mais $B_t$ doit toujours être $> 0$	Énergie facturée maximum de $C_t - B_{t-1}$ ou 0
1 <sup>re</sup> période	90	100	0	10	10	0
2 <sup>e</sup> période	95	100	0	5	15	0
3 <sup>e</sup> période	100	90	10	0	5	0
4 <sup>e</sup> période	110	90	20	0	0	15
5 <sup>e</sup> période	110	90	20	0	0	20
6 <sup>e</sup> période	100	100	0	0	0	0

Note :  $t$  indique la période de facturation.

- 1 À la première période, le client injecte plus d'électricité qu'il n'en consomme. Le
- 2 surplus net pour la période est de 10 kWh. Ce surplus net est ajouté à la banque
- 3 de surplus. Aucun kWh n'est facturé et le client ne paie que sa redevance. À la
- 4 deuxième période, il injecte 5 kWh de plus d'électricité que le Distributeur lui en
- 5 livre. La banque de surplus passe à 15 kWh. Le client ne paie toujours que sa
- 6 redevance.
- 7 À la troisième période, le client consomme 10 kWh de plus d'électricité qu'il n'en
- 8 a livré. La banque de surplus est réduite de 10 kWh, pour un solde de
- 9 5 kWh ; encore une fois, le client ne paie que sa redevance.
- 10 À la quatrième période, il consomme encore une fois plus d'électricité qu'il n'en
- 11 injecte, pour une consommation nette de 20 kWh. La banque de surplus est
- 12 d'abord portée à 0, et 15 kWh sont facturés en plus de la redevance.
- 13 À la cinquième période, le client a consommé au net 20 kWh. Comme la banque
- 14 de surplus est vide, il est facturé pour ces 20 kWh, en plus de la redevance.

1 Finalement, à la 6<sup>e</sup> période, le client injecte autant d'électricité qu'il en  
2 consomme. Il ne paie que sa redevance et sa banque de surplus reste à 0.

## 5 PARTAGE DES COÛTS

### 5.1 Coûts assumés par le Distributeur

3 Le Distributeur propose d'assumer l'ensemble des coûts de remplacement des  
4 compteurs, de mesurage et de facturation. ~~Au besoin, il assumera également les~~  
5 ~~coûts de modification à son réseau.~~ Le Distributeur reprend à son compte les  
6 conclusions de la BCUC à ce propos :

7 "The Commission Panel reiterates that all BC Hydro ratepayers, not just net  
8 metering customers, will pay for the incremental costs of metering (equipment,  
9 install and reading). The Commission Panel agrees that such costs are  
10 anticipated to be small relative to overall BC Hydro operations, and small in an  
11 absolute sense, given expectations for limited uptake of net metering. The  
12 Commission Panel believes that the limited cost-shifting to non-participating  
13 customers is warranted to support the implementation of net metering for  
14 distributed renewable generation<sup>9</sup>."

#### 5.1.1 Réseau et inspection

15 Pour l'instant, le Distributeur ne prévoit pas engager de dépenses pour le  
16 raccordement et l'intégration des autoproducteurs au réseau de distribution<sup>10</sup>.

17 Le Distributeur prévoit toutefois imposer des frais<sup>11</sup> aux autoproducteurs pour  
18 l'inspection de leurs installations, afin d'en valider la conformité au *Code de*  
19 *l'électricité du Québec 19992004*<sup>12</sup> ainsi qu'à ses propres normes, afin d'assurer  
20 la sécurité des employés du Distributeur lors de travaux hors tension et sous  
21 tension réalisés pour effectuer l'entretien du réseau., pour permettre les travaux

<sup>9</sup> British Columbia Utilities Commission, Order No. G-26-04, page 5.

<sup>10</sup> ~~Sauf une éventuelle nécessité d'installation d'automatismes de délestage de charges (voir section 2.3.1, plus haut)~~

<sup>11</sup> Voir section 5.2, plus bas.

<sup>12</sup> ACNOR C22.10-99.

1 ~~hors tension et sous tension, afin que les employés du Distributeur puissent~~  
2 ~~réaliser les travaux d'entretien du réseau de manière sécuritaire.~~

### **5.1.2 Compteurs et mesurage**

3 Afin de respecter les prescriptions de Mesures Canada, les valeurs mesurées de  
4 l'électricité livrée par le Distributeur au client et l'électricité injectée dans le  
5 réseau du Distributeur par le client doivent être conservées sur des registres  
6 différents du compteur.

7 La tension de livraison ainsi que la capacité du coffret de branchement du client  
8 déterminent le genre de compteur à installer. Trois types d'installations sont  
9 proposés, en fonction de la tension et du courant.

10 Les coûts relatifs à l'introduction des nouveaux compteurs, tels le  
11 développement, la programmation, les essais et le contrôle de la qualité, sont  
12 estimés à environ 40 000 \$. Les coûts unitaires de fourniture et d'installation des  
13 compteurs varieront entre 300 \$ (installations monophasées, 120/240 volts, 200  
14 ampères et moins) et environ 850 \$ (installations monophasées, 120/240 volts,  
15 plus de 200 ampères, et installations triphasées 347-600 volts).

16 L'ajout d'un second registre au compteur n'aura pas d'effet significatif sur la  
17 durée du temps de relevé des compteurs, par rapport à la situation actuelle. Il n'y  
18 a donc aucun coût additionnel, à ce chapitre.

### **5.1.3 Facturation**

19 Au début, à tout le moins, le relevé des compteurs sera fait manuellement par  
20 relevés spéciaux, et les informations seront acheminées à un guichet unique et  
21 traitées manuellement, de façon centralisée. Les clients auront ainsi un point de  
22 contact unique en cas de questions ou problèmes sur la facturation.

23 Il n'y a donc pas de coût de modification des systèmes pour la facturation de ces  
24 clients. Par contre, des efforts sont à prévoir pour bien intégrer les nouveaux

1 compteurs dans le système, pour mettre en place le processus de facturation et  
2 pour former les personnes chargées de la relève et de la facturation manuelle. Le  
3 Distributeur évalue à 10 jours-personnes les ressources nécessaires à cette  
4 formation, pour un coût d'environ 6 000 \$. Finalement, la facturation manuelle  
5 devrait représenter environ 1 jour par année par client, soit un coût annuel d'un  
6 peu moins de 600 \$ par client.

## **5.2 Coûts assumés par l'autoproduiteur**

### **5.2.1 Installations**

7 L'autoproduiteur assume la totalité des coûts relatifs à ses installations  
8 d'autoproduction, jusqu'au branchement au compteur. Il assume également tous  
9 les risques relatifs à la performance de son installation.

10 L'autoproduiteur doit se conformer, à ses frais, aux exigences commerciales et  
11 techniques du Distributeur<sup>43</sup>, en matière de protection des personnes et des  
12 biens et de responsabilité à l'égard des tiers.

13 La norme technique à laquelle le client doit se conformer varie selon (1) la  
14 puissance de la centrale d'autoproduction et (2) la technologie employée  
15 (onduleur ou alternateur).

16 La norme E.12-07, Exigences relatives au raccordement de la production  
17 décentralisée utilisant des onduleurs de faible puissance au réseau de  
18 distribution basse tension d'Hydro-Québec est déposée, en version préliminaire,  
19 comme annexe 3 au présent document. Comme son titre l'indique, cette norme  
20 présente les exigences de raccordement au réseau basse tension des onduleurs,  
21 généralement utilisés pour les panneaux photovoltaïques, certains types  
22 d'éoliennes et de microturbines (hydrauliques ou à biogaz). Cette norme  
23 s'applique exclusivement aux centrales de 50 kW et moins. Elle a fait l'objet

1 d'une consultation auprès du Centre de la technologie de l'énergie de CANMET,  
2 de Ressources naturelles Canada.

3 La norme E.12-05, Exigences relatives au raccordement de la production  
4 décentralisée de 600 kVA et moins au réseau de distribution basse tension  
5 d'Hydro-Québec est déposée, en version préliminaire, comme annexe 4 au  
6 présent document. Cette norme présente les exigences de raccordement au  
7 réseau basse tension des alternateurs, généralement utilisés pour certains types  
8 d'éoliennes, les turbines (hydrauliques ou à vapeur), certains types de  
9 microturbines (hydrauliques ou à biogaz), ou les groupes électrogènes (moteur  
10 diesel converti au biogaz). Elle couvre aussi le raccordement au réseau des  
11 onduleurs qui ne sont pas couverts par la norme E.12-07. Relativement au  
12 programme d'autoproduction, elle définira les exigences du raccordement au  
13 réseau basse tension des technologies à base d'alternateurs synchrones et  
14 asynchrones.

### **5.2.2 Inspection**

15 Le client autoprodacteur doit acquitter les frais<sup>14</sup> relatifs à l'inspection de ses  
16 installations par le Distributeur, afin que celui-ci puisse en vérifier la conformité à  
17 ses exigences techniques. Le Distributeur estime que les inspections  
18 nécessiteront en moyenne trois (3) heures, y compris le temps de déplacement,  
19 à un tarif horaire de 137 \$. Pour simplifier, le Distributeur propose que les frais  
20 soient établis à une somme forfaitaire de 400 \$.

21 Des dispositions similaires sont appliquées en Colombie-Britannique, en Ontario  
22 et en Saskatchewan, entre autres.

<sup>13</sup> ~~Ces exigences seront déposées en cours d'audience.~~

<sup>14</sup> ~~Le montant de ces frais sera soumis en cours d'audience.~~

## **6 CONCLUSIONS**

1 L'approbation des modalités que propose le Distributeur pourrait contribuer au  
2 développement et à la mise en place d'installations de production d'électricité de  
3 source renouvelable et s'ajouter aux outils que celui-ci offre à ses clients pour  
4 leur permettre de gérer leur consommation d'électricité.

5 La proposition du Distributeur s'inscrit dans un contexte où ce type de modalités  
6 est maintenant offert par un grand nombre de distributeurs d'électricité en  
7 Amérique du Nord et il est important que ses clients puissent également en  
8 bénéficier.

9 La proposition du Distributeur repose sur un souci d'équilibre entre l'intérêt des  
10 clients qui adhéreront aux modalités tarifaires proposées et celui de l'ensemble  
11 des clients non participants qui devront assumer une partie des coûts, le cas  
12 échéant, tout en étant conforme à son cadre réglementaire.