

RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC
Dossier R-4167-2021, Phase 1, Volet 2

**MÉMOIRE SUR CERTAINS ASPECTS DE
LA CAUSE TARIFAIRE 2021 ET 2022
D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)
AU VOLET 2 DE LA PHASE 1 DU DOSSIER R-4167-2021**

Jean-Claude Deslauriers

Jean-Pierre Laflamme

pour le

**REGROUPEMENT POUR LA TRANSITION, L'INNOVATION ET
L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES (RTIEÉ)**

Le 8 juillet 2022

RTIEÉ-1.2 Doc. 4

Liste des abréviations utilisées dans ce document :

- *ACÉ* : Association **C**anadienne de l'**É**lectricité
- *Transporteur* : Hydro-Québec Trans-Énergie (HQT)
- *MRI* : **M**écanisme de **R**égulation **I**ncitative
- *MTÉR* : **M**écanisme de **T**raitement des **É**carts de **R**endement
- *PID* : Système de contrôle à mode **P**roportionnel, **I**ntégral, **D**érivé
- *Régie* : Régie de l'énergie
- *RFP* : **R**églage **F**réquence-**P**uissance
- *RTIEÉ* : **R**egroupement pour la **T**ransition, l'**I**nnovation et l'**E**fficacité **É**nergétiques
- *ERIS* : **E**quipment **R**eliability **I**nformation **S**ystem

UNE NOUVELLE FORMULATION DE L'EXIGENCE FAITE À HQD DE FOURNIR LE SERVICE DE RÉGULATION DE FRÉQUENCE PRIMAIRE ET LES BESOINS PRÉVISIBLES DU TRANSPORTEUR À CET ÉGARD

1

**UNE NOUVELLE FORMULATION DE L'EXIGENCE FAITE À HQD
DE FOURNIR
LE SERVICE DE RÉGULATION DE FRÉQUENCE PRIMAIRE
ET LES BESOINS PRÉVISIBLES DU TRANSPORTEUR À CET ÉGARD**

La proposition de modification du *Transporteur* :

- Le *Transporteur* suggère d'élargir la formulation de son exigence à HQD de fournir **le service de régulation primaire de fréquence** afin de prévoir à la possibilité nouvelle qu'un tel service puisse être offert aussi par des moyens autres que des régulateurs de vitesse installés sur les centrales comme actuellement. Ainsi, après plusieurs reformulations de texte, HQT propose dorénavant deux reformulations possibles du parag. 8 de l'annexe 8 de ses Conditions de services comme suit, dont la **proposition subsidiaire** suivante :

« 8- ~~Réglage de vitesse (régulation de fréquence primaire)~~

Limitier les variations de fréquence et maintenir l'intégrité du réseau suite à un événement à l'aide des régulateurs de vitesse installés sur les centrales ou de tout autre moyen. »

https://sde.regie-energie.qc.ca/projets/595/DocPrj/R-4167-2021-B-0251-Audi-Piece-2022_07_07.pdf, Proposition subsidiaire.

Nous sommes en accord avec cette proposition de HQT (sa formulation subsidiaire) et recommandons à la Régie de l'énergie de l'accueillir pour les cinq motifs suivants:

PREMIER MOTIF :

LES RÉGULATEURS DE VITESSE ACTUELS INSTALLÉS SUR LES CENTRALES :

- 1. mesurent à chaque cycle le passage à zéro de l'onde de tension.**
- 2. réagissent aux « évènements », donc aux variations de fréquence importantes.**
- 3. sont insensibles aux petites perturbations ou aux perturbations lentes donc ne sont pas utiles pour le suivi de la charge**
- 4. réagissent en mode PID (mode Proportionnel à la variation de fréquence mesurée, en mode Intégral) donc tenant compte de toute l'écart de fréquence constaté et en mode différentiel tenant compte de la pente de la variation de fréquence constatée.**
- 5. agissent directement sur le moteur d'entraînement de l'alternateur.**
- 6. ont un temps de réaction et une force d'action ajustables.**

SECOND MOTIF:

Pour la régulation de la fréquence primaire, le *Transporteur* dispose d'une marge de jeu considérable puisque lors d'un événement (à tout endroit du réseau), ce sont **TOUTES LES CENTRALES DU RÉSEAU** qui sont mises à contribution.

Pour ce motif, la crainte qu'HQT avait initialement exprimée d'avoir de besoins importants de régulation de fréquence primaire à court terme (*et qui ont fait réagir la Régie dans sa DDR 1, question 15*) ne nous semble pas fondées.

HQT: Par ailleurs, de plus en plus de sources de production sont raccordées au réseau au moyen d'onduleurs. C'est le cas par exemple des parcs photovoltaïques et de certains parcs éoliens. Ce type de raccordement contribue peu ou pas à maintenir l'intégrité du réseau à la suite d'un événement, contrairement à la plupart des centrales munies d'alternateurs raccordées directement au réseau. Face à cette situation, le Transporteur anticipe des besoins croissants en régulation de fréquence primaire qui pourraient se manifester à court terme » Source: HQT, Pièce B-0025, HQT 7, Doc.1, p. 7

TROISIÈME MOTIF:

Pour contrôler le fréquence du réseau en tout temps, le Transporteur dispose du système de régulation secondaire RFP (Réglage Fréquence-Puissance) que doit lui fournir HQD (CDS, Ann. 8, Par. 2) . Ce système de régulation secondaire est un logiciel installé au Centre de conduite du réseau (CCR) de HQT qui mesure, à un intervalle moins fréquent (jadis 4 secondes, mais qui semble être désormais de moins d'une seconde), la puissance des centrales hydroélectriques qui y sont rattachées.

Le RFP commande directement aux centrales la hausse ou la baisse de puissance requise pour maintenir le 60 Hz. Il calcule la puissance manquante ou en surplus pour ajuster la fréquence du réseau à exactement 60 Hz. Le 60 Hz est établi par une horloge atomique de haute précision. Sa capacité nominale de plus de 18000 MW. Pour la régulation de la fréquence secondaire, le système de *RFP* est très performant comme le prouvent les résultats des indicateurs de performance d'exploitation CPS-1 et CPS-2 qui sont à 100 % depuis des décennies.

Comme le temps de réaction du RFP est de plus longue durée que la régulation de fréquence primaire, il peut donc seulement la compléter.

QUATRIÈME MOTIF:

Il n'existe pas d'insuffisance de régulation de fréquence primaire actuellement et il n'est pas anticipé qu'une telle insuffisance survienne à court terme sur le réseau d'HQT.

Il peut toutefois être prudent (pour gérer la croissance graduelle à plus long terme des besoins avec l'entrée en service de sources de productions plus diversifiées, décentralisées et fondées sur des technologies nouvelles) de doter déjà HQT de la capacité d'exiger d'HQT qu'elle puisse exiger aux producteurs raccordés par onduleurs de disposer de leur propre système de régulation de fréquence primaire. Parmi les nouvelles technologies, les batteries sont les plus intéressantes parce qu'elles sont capables, avec un système de commande approprié, de moduler leur production et ainsi contribuer au maintien de la fréquence du réseau en limitant les variations de fréquence à la suite d'un événement.

CINQUIÈME MOTIF:

Dans les faits, bien que cela ne constitue pas leur fonction actuelle, les systèmes de production éoliens et PV avec onduleurs peuvent jouer un rôle (mais faible) dans la régulation de fréquence primaire (Réponses de HQT au RTIEÉ le 7 juillet 2022, A- 0100, p. 86, réponse 93).

Si la modification proposée par HQT au parag. 8 de l'Annexe 8 des CDS est adoptée, des exigences techniques pourront alors suivre pour exiger que ces systèmes de production éoliens et PV avec onduleurs deviennent aptes à remplir une fonction de régulation de fréquence primaire (Réponses de HQT au RTIEÉ le 7 juillet 2022, A- 0100, p. 85, réponse 88).

Recommandation du RTIEÉ

Pour ces 5 motifs, le RTIEÉ recommande à la Régie de l'énergie d'accepter le changement proposé par HQT à l'étendue du service de régulation de fréquence primaire devant être fourni par HQD car, graduellement, il deviendra souhaitable et même nécessaire.



2

LES DEUX NOUVEAUX INDICATEURS DE PERFORMANCE PROPOSÉS PAR HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

Rappel du contexte de la proposition du Transporteur de deux nouveaux indicateurs:

- Dans ses décisions D-2019-060 et D-2020-041, la Régie demande au Transporteur des suivis en ce qui a trait au développement éventuel de deux indicateurs de performance quant à :
 - la disponibilité de services aux interconnexions.
 - la disponibilité des emplacements d'exploitation.
- Dans sa Pièce B-0006, HQT-2, Doc. 1, au chapitre 5, le *Transporteur* propose les deux indicateurs de performance en question.

Recommandation du RTIEÉ quant à la méthode de quantification des indicateurs :

- Dans ses méthodes de calcul des 2 indicateurs, le Transporteur les calcule comme des taux de disponibilité, ce qui est bien indiqué dans leur titre. Ainsi, ces indicateurs donnent des résultats près ou relativement près de 100 %.
- Le RTIEÉ est d'avis que cette méthode vient écraser sous des valeurs relativement élevées, **ce qui est véritablement recherché : le taux d'indisponibilité des interconnexions et des emplacements d'exploitation**. Cela a ainsi pour effet d'amoinrir les variations relatives annuelles puisque basées sur les valeurs élevées plutôt que sur le taux d'indisponibilité lui-même. De même, leur représentation sur graphique à pleine échelle ne fait pas bien ressortir ces variations.
- D'ailleurs dans sa décision D-2019-060, la Régie demande bien de développer un indicateur des interruptions et des indisponibilités de service aux interconnexions. De plus, le rapport ERIS de l'ACÉ cité par le Transporteur donne des « taux d'indisponibilité » des emplacements et non des « taux de disponibilité ».

Recommandation du RTIEÉ quant à la méthode de quantification des indicateurs :

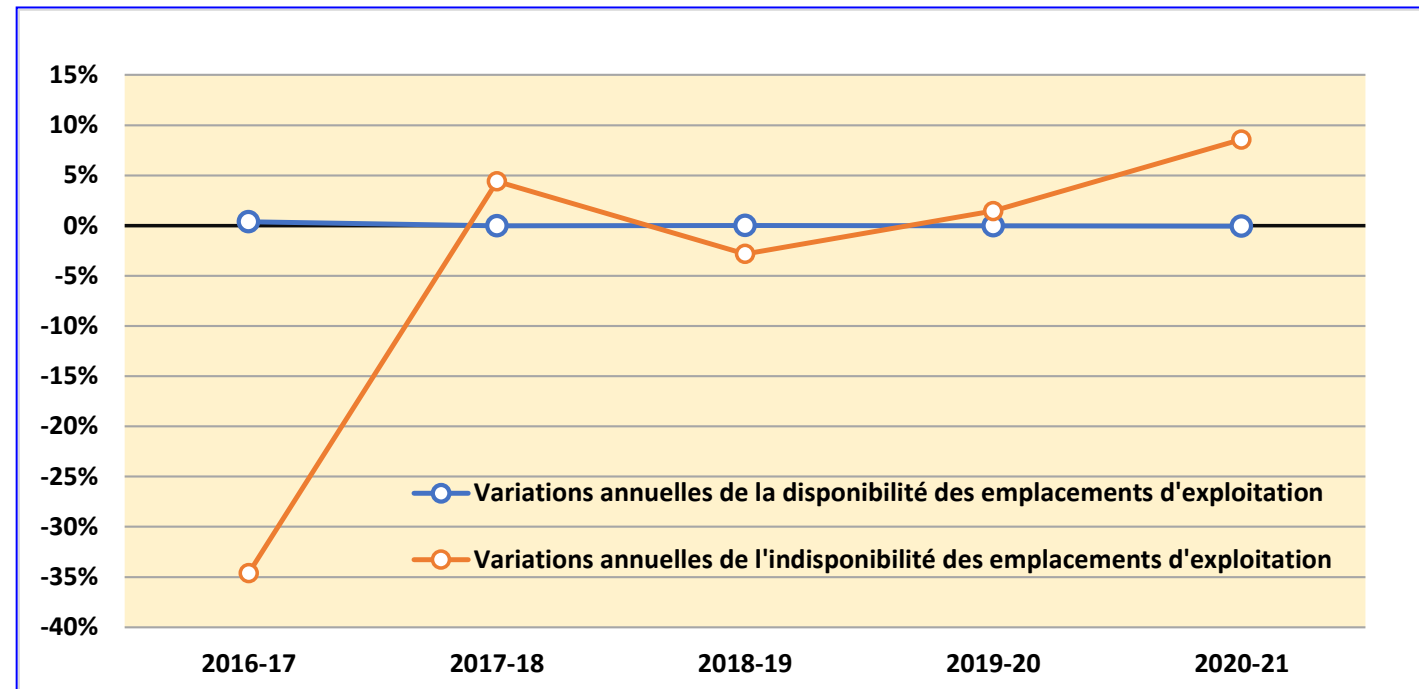
Exemple d'un tableau d'indisponibilité extrait du rapport ERIS de 2016 :

Table 3 - Summary of Transmission Line Statistics for Terminal-Related Sustained and Transient Forced Outages for Primary Terminals

Voltage Classification	Terminal Years (a)	Sustained Outages						Transient Outages	
		Number of Outages	Sustained Frequency (per a)	Total Time (h)	Mean Duration (h)	Median Duration (h)	Unavailability (%)	Number of Outages	Transient Frequency (per a)
Up to 109 kV	2455.3830	388	0.1580	27,190.72	70.08	0.15	0.1264	111	0.0452
110 - 149 kV	7548.7866	705	0.0934	39,366.42	55.84	0.25	0.0595	485	0.0642
150 - 199 kV	186.2554	47	0.2523	14,104.68	300.10	0.60	0.8644	0	0.0000
200 - 299 kV	4880.6702	379	0.0777	23,323.68	61.54	2.88	0.0545	133	0.0273
300 - 399 kV	448.5904	94	0.2095	11,124.13	118.34	0.62	0.2830	0	0.0000
400 - 499 kV	22.0302	9	0.4085	92.13	10.24	5.33	0.0477	0	0.0000
500 - 599 kV	807.5050	120	0.1486	3,713.30	30.94	0.93	0.0524	16	0.0198
600 - 799 kV	219.2938	119	0.5427	20,091.85	168.84	0.83	1.0458	0	0.0000
All Voltage Classes	16568.5145	1,861	0.1123	139,006.92	74.69	0.40	0.0957	745	0.0450

Recommandation du RTIEÉ quant à la méthode de quantification des indicateurs :

Représentation graphique des variations historiques annuelles des taux de disponibilité ou d'indisponibilité des emplacements d'exploitation :



Recommandation du RTIEÉ quant à la méthode de quantification des indicateurs :

- Le RTIEÉ propose donc que ce soient des « indicateurs d'indisponibilité » qui soient calculés au même titre que cela se fait présentement pour l'IC (Indicateur de continuité de service qui, en fait, est un indicateur de l'indisponibilité du service). En ce sens, il faudrait donc soustraire les indicateurs tels que proposés par le Transporteur de la valeur unitaire.

Analyse du RTIEÉ :

Le Taux d'Indisponibilité du Service aux Interconnexions (ci-après nommé TISI) :

- **Points positifs du TISI :**

- Basé sur l'indicateur TTC (*Total Transfer Capability*) déjà utilisé et reconnu dans le domaine des marchés d'exportation d'électricité. Cet indicateur TTC fournit la capacité de transfert de puissance en temps réel à chaque point d'interconnexion (unité : MW).
- L'indicateur TTC est établi selon les règles définies par des entités crédibles comme NPCC et NERC.

- **Points négatifs du TISI tel que proposé par le Transporteur et recommandation du RTIEÉ :**

- Indicateur global annuel correct mais qui semble insuffisant. Le RTIEÉ propose d'avoir une subdivision de cet indicateur par interconnexion ou groupe d'interconnexions (par province/état connectés) ainsi qu'un ou des graphiques de la variation durant l'année. Cela permettrait à la Régie de vérifier les points sur lesquels des efforts doivent être apportés.

Analyse du *RTIEÉ* :

Le Taux d'Indisponibilité des Emplacements d'Exploitation (*ci-après nommé TIEE*) :

- **Points positifs du TIEE :**
 - Basé sur les méthodes utilisées dans le rapport ERIS de ACÉ.
- **Points négatifs du TIEE et recommandation du RTIEÉ :**
 - Indicateur global annuel correct mais qui semble insuffisant. Le RTIEÉ propose d'avoir une subdivision par cause d'indisponibilité comme cela se fait déjà pour les indicateurs de continuité du service. Une représentation graphique de ces indisponibilités durant l'année serait aussi de mise. Cela permettrait à la Régie de vérifier les points sur lesquels des efforts doivent être apportés.

Analyse du RTIÉÉ : Usage et pondération de ces nouveaux indicateurs :

- Les indicateurs de performance du *Transporteur* peuvent servir à trois fonctions distinctes :
 - Comme **information générale** à la *Régie*, lui servant à surveiller l'accomplissement optimal par le *Transporteur* de ses fonctions. Le 7 juillet 2022 (A-0100, p. 63, Réponse 68) , HQT précise au RTIÉÉ qu'elle serait disposée à continuer de fournir à la Régie cette information générale si celle-ci le lui demande (ce que nous recommandons).
 - Comme **outil quantitatif auprès de la Régie**, servant à l'application en fin d'année du *MTÉR* du *Transporteur* qui fait actuellement partie de son *MRI*, mais pourrait exister même sans *MRI*.
 - Comme **outil quantitatif interne** servant au *mécanisme interne au Transporteur de rémunération incitative et de bonification du salaire de ses employés et cadres*. La *Régie* dispose d'un certain droit de regard à ce sujet, puisqu'il lui appartient toujours, avec ou sans *MRI*, de déterminer la juste part des salaires et bonifications qu'elle retient dans le revenu requis réglementé du *Transporteur* (**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3934-2015, Décision D-2016-029, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/318/DocPrj/R-3934-2015-A-0032-Dec-Dec-2016_03_02.pdf, par. 59-62); **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3981-2016, Décision D-2017-021, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/383/DocPrj/R-3981-2016-A-0047-Dec-Dec-2017_03_01.pdf , par. 98-104).

Analyse du RTIEÉ :

Usage et pondération de ces nouveaux indicateurs :

- Avant de pouvoir éventuellement utiliser ces indicateurs dans un *Mécanisme de traitement des écarts de rendement au rapport annuel (MTÉR)*, la Régie, aidée au besoin des divers autres intervenants, devrait définir une pondération quant à ces indicateurs par rapport aux autres indicateurs de qualité de service déjà utilisés (*Fiabilité du service électrique : Indice de continuité, Nombre de pannes et interruptions planifiées et Disponibilité du réseau : IFD – Occurrences et Durée, Première contingence, Perte de transit, Traitement de la végétation*). Le 7 juillet 2022 (A-0110, pp. 58-59), HQT précise au RTIEÉ qu'elle pourrait alors recommander de retirer certains des indicateurs déjà existants. Cela sera soumis à l'examen de la Régie ultérieurement le cas échéant.
- Le but ici est d'éviter la redondance des indicateurs.
- De même, si HQT utilise les 2 nouveaux indicateurs comme outils quantitatifs internes au *mécanisme du Transporteur de rémunération incitative et de bonification du salaire de ses employés et cadres*, l'évitement de redondance et la pondération de ces indicateurs par rapport aux autres indicateurs sera également cruciale. Cela sera soumis à l'examen ultérieur le cas échéant

Analyse du RTIEÉ :

Usage et pondération de ces nouveaux indicateurs (suite):

- Il serait donc prématuré à ce stade de déterminer si les deux indicateurs de performance supplémentaires proposés ici par le Transporteur (disponibilité de services aux interconnexions et disponibilité des emplacements d'exploitation) devraient ou non être retenus aux fins de la prochaine version de son MTÉR (*ou du mécanisme interne au Transporteur de rémunération incitative et de bonification du salaire de ses employés et cadres*).
- De toute manière, cela ne peut pas être déterminé d'avance dans l'abstrait. Il faudrait préalablement déterminer l'évitement de redondance avec d'autres indicateurs, les pondérations, des seuils et cibles permettant de quantifier ces indicateurs d'une manière qui soit discriminante, c'est-à-dire qui n'assure pas d'avance au *Transporteur* d'obtenir environ 100 % des points chaque année.
- **La pertinence de ces deux indicateurs supplémentaires sur la *disponibilité de services aux interconnexions* et la *disponibilité des emplacements d'exploitation* tient donc à leur utilité, à ce stade, comme outils d'information générale à la *Régie* (et évidemment au *Transporteur* lui-même et aux intervenants), ce que nous recommandons.**

Analyse du *RTIEÉ* :

Usage et pondération de ces nouveaux indicateurs (suite):

- À cet égard, il est souhaitable, que l'indicateur soit le plus informatif possible. Le *RTIEÉ* recommande donc à la *Régie*, comme l'*AHQ-ARQ* et la *FCEI* en ont manifesté aussi l'intérêt dans leurs demandes de renseignement, que le *Transporteur* fournisse dorénavant, dans ses dossiers tarifaires annuellement, les résultats de ces indicateurs, **non seulement globalement mais également**
 - **par interconnexion (ou groupe d'interconnexions)**
 - **par emplacement d'exploitation,**
 - **par cause d'indisponibilité.**
- Ces informations plus précises permettront de mieux identifier les tendances ainsi que les problèmes spécifiques d'indisponibilité.

Analyse du RTIEÉ :

Usage et pondération de ces nouveaux indicateurs (suite):

- Il est à noter que, même si le *Transporteur* ne fournit pas déjà par lui-même ces informations plus détaillées lors du dépôt de ses causes tarifaires, rien n'empêchera plus tard la *Régie* et les intervenants de loger des demandes de renseignements à ce sujet, comme cela s'effectue d'ailleurs couramment pour préciser les résultats d'autres indicateurs.



MERCI