

Autres renseignements

Table des matières

1	Indicateurs de performance.....	5
1.1	Indicateurs de performance généraux	5
1.2	Indicateurs reliés au mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR »).....	6
2	Balisage entrepris par le Transporteur	7
3	Lignes et postes de transport	8
4	Rapports au NPCC	8
Annexe 1	Organigrammes	13
Annexe 2	Publications d'Hydro-Québec.....	21

Liste des tableaux

Tableau 1	Indicateurs de performance généraux retenus par la Régie.....	5
Tableau 2	Indicateurs, cibles, pondérations et seuils.....	6
Tableau 3	Résultats de l'année 2020	7
Tableau 4	Lignes et postes de transport par niveau de tension.....	8
Tableau 5	Liste des rapports ATR (Area Trouble Report) fournis par le Transporteur au NPCC en 2020 (Pertes de production de 500 MW et plus).....	9
Tableau 6	Liste des rapports de perturbation fournis par le Transporteur au NPCC en 2020 (Pertes de charge de 300 MW et plus).....	11

1 Indicateurs de performance

1.1 Indicateurs de performance généraux

- 1 Le tableau ci-dessous présente les unités de mesure ainsi que les résultats 2020
 2 des indicateurs de performance, tels qu'ils ont été retenus par la Régie à ce jour¹.
- 3 Étant donné le contexte d'allégement réglementaire sous le mécanisme de réglementation
 4 incitatif (« MRI ») et conformément à la décision D-2019-047², le Transporteur ne présente
 5 pas ses différents indicateurs financiers.
- 6 Le tableau suivant fournit les données de base pour les calculs des ratios de coûts.

Tableau 1
Indicateurs de performance généraux retenus par la Régie

	Unités de mesure	Résultats
Satisfaction de la clientèle		
▪ Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution	Indice 1 à 10	9,1
▪ Satisfaction des clients de point à point	Indice 1 à 10	9,0
Fiabilité du service		
▪ Nombre de pannes et interruptions planifiées	Nombre	835
▪ Durée moyenne des pannes et interruptions planifiées	Minutes	95,5
▪ Indicateurs de gravités G1 et G2	Nombre	49
▪ IC-Transport (brut)	Heure/client	0,84
▪ IC-Transport (normalisé)	Heure/client	0,59
▪ Durée moyenne des interruptions par point de livraison (SAIDI)	Minutes	94,6
▪ Fréquence moyenne des interruptions par point de livraison (SAIFI)	Nombre	0,67
État des actifs		
▪ Indicateur d'indisponibilités forcées	Nombre	6 645
▪ Indicateur d'indisponibilités forcées dues aux défaillances	Nombre	1 713
Optimisation de l'exploitation		
▪ CPS1	%	168,2
▪ CPS2	%	100,0
Responsabilité sociale		
▪ Fréquence des accidents de travail	Nb/200 000 hrs travaillées	1,86

¹ Décisions D-2008-019 (R-3640-2007), D-2010-032 (R-3706-2009), D-2011-039 (R-3738-2010), D-2012-059 (R-3777-2011), D-2015-017 (R-3903-2014), D-2017-021 (R-3981-2016), D-2018-001 (R-3897-2014), D-2019-047 (R-4058-2018),

² R-4058-2018, [par.106](#) : « Toutefois, en raison de la décision D-2018-067 qui inclut les CNE dans la Formule d'indexation, la Régie juge qu'il n'est plus opportun pour le Transporteur de fournir les indicateurs financiers de la section 1.3 de cette pièce. »

	Unités de mesure	Résultats
Indicateurs environnementaux		
<i>Maîtrise intégrée de la végétation dans les emprises de lignes</i>		
▪ Superficie totale des emprises à entretenir	Hectares	179 536
▪ Superficie traitée mécaniquement	Hectares	14 742
▪ Superficie traitée sélectivement à l'aide de phytocides	Hectares	1 134
▪ % Traité mécaniquement/ Total traité	%	93 %
<i>Gestion des matières résiduelles et des huiles isolantes minérales</i>		
▪ Taux de réutilisation des huiles isolantes minérales (HIM)	%	98,7
<i>Gestion des rejets accidentels dans l'environnement</i>		
▪ Rejets accidentels	Nombre	59
- Rejets accidentels de moins de 4 000 litres	Nombre	54
- Rejets accidentels de plus de 4 000 litres	Nombre	5
▪ Taux de récupération des rejets	%	87 %

1.2 Indicateurs reliés au mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR »)

- 1 Le Transporteur présente les indicateurs selon le format des tableaux A-1 R et A-2 R de la
- 2 décision D-2019-060R.

Tableau 2
Indicateurs, cibles, pondérations et seuils

INDICATEURS	Cible	Pondération	Seuil ₁		Seuil ₂	
			Valeur	%	Valeur	%
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE						
1 Indice de continuité opérationnel	0,23	20,0 %	0,35	66 %	0,31	75 %
2 Nombre de pannes et interruptions planifiées	919	20,0 %	1178	78 %	1 120	82 %
DISPONIBILITÉ DU RÉSEAU						
3 IFD - Occurrences (selon données 2015 à 2018)	1 846	3,0 %	2 030	91 %	1 972	94 %
4 Durée	484	3,0 %	580	83 %	542	89 %
5 Première contingence	77	3,0 %	100	77 %	86	89 %
6 Perte de transit	244	3,5 %	310	79 %	290	84 %
7 Traitement de la végétation	8,60	12,5 %	6,19	72 %	7,40	86 %
SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT						
8 Taux de fréquence des accidents	2,45	15,0 %	2,85	86 %	2,72	90 %
9 Déversements accidentels de moins de 4 000 l	41	2,5 %	64	64 %	58	71 %
10 Déversements accidentels de plus de 4 000 l	1	2,5 %	4	29 %	3	40 %
11 Taux de récupération des déversements	84	10,0 %	52	62 %	60	71 %
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE						
12 Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution	7,90	2,5 %	6,95	88 %	7,19	91 %
13 Satisfaction des clients point à point	8,90	2,5 %	8,63	97 %	8,72	98 %

Tableau 3
Résultats de l'année 2020

	Pondération	2020
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE (40%)		
1 Indice de continuité opérationnel normalisé	20,0 %	0,197
2 Nombre de pannes et interruptions planifiées	20,0 %	835
DISPONIBILITÉ DU RÉSEAU (25%)		
3 IFD occurrence (selon données 2015-2018)	3,0 %	1 713
4 Durée des interruptions	3,0 %	283
5 Premières contingences	3,0 %	62
6 Pertes de transit	3,5 %	193
7 Traitement de la végétation	12,5 %	8,84 %
SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT (30%)		
8 Taux de fréquence des accidents	15,0 %	1,86
9 Déversements accidentels de moins de 4 000 litres	2,5 %	54
10 Déversements accidentels de plus de 4 000 litres	2,5 %	5
11 Taux de récupération des déversements	10,0 %	87 %
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE (5%)		
12 Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution	2,5 %	9,1
13 Satisfaction des clients de point à point	2,5 %	9,0
Note globale		97,5 %
Compensation globale		97,5 %

2 Balisage entrepris par le Transporteur

- 1 En 2020, le Transporteur a poursuivi sa participation au balisage du groupe de travail portant
- 2 l'appellation Best Practices Transmission Committee (« BPTC »), administré par l'Association
- 3 canadienne de l'électricité (« ACÉ »). Il a également participé, tout comme en 2019,
- 4 au balisage Transport et Distribution (T&D) de First Quartile Consulting.

3 Lignes et postes de transport

Tableau 4
Lignes et postes de transport par niveau de tension

Tension	Lignes (km)	Postes (nombre)
765 et 735 kV	12 319 ^a	41
450 kV c.c.	1 218	2
315 kV	5 507	83
230 kV	3 252 ^b	54
161 kV	2 140	43
120 kV	7 018	222
69 kV et moins	3 100	82
Total	34 554	527

a) Dont 469 km de lignes à 735 kV exploitées à 315 kV.

b) Dont 33 km de lignes à 230 kV exploitées à 120 kV.

4 Rapports au NPCC

- 1 Le Transporteur présente, au tableau 5, la liste des événements rapportables³ ayant causé
- 2 une perte de production de 500 MW et plus en 20120 et, au tableau 6, la liste des événements
- 3 ayant entraîné une perte de charge de 300 MW et plus au cours de l'année.
- 4 Les événements rapportables sont ceux pour chacune des occasions où une indisponibilité
- 5 rencontre les critères « d'événement rapportable », soit une perte de production de 500 MW
- 6 et plus ou une perte de charge de 300 MW et plus, tels que rapportés au Northeast Power
- 7 Coordinating Council (« NPCC »).
- 8 À la suite de l'adoption et de la mise en vigueur de la norme BAL-002-2⁴ aux États-Unis,
- 9 le Transporteur a adapté ses tableaux à la nouvelle exigence de documenter les perturbations
- 10 à déclarer en utilisant le nouveau formulaire CR Form1⁵.

³ Le Transporteur rappelle qu'il ne transmet aucun rapport public au NPCC, en référence à l'[annexe 1 de la décision D-2002-175](#) qui présente la liste des renseignements requis en vertu du paragraphe 5 de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

⁴ Voir le projet de la norme BAL-002-2 : <https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project2010-14-1-Phase-1-of-Bal-ancing-Authority-RBC.aspx>

⁵ Voir le formulaire CR Form 1 : <https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%202010141%20Phase%201%20of%20Bal-ancing-Authority%20Re/CRFORM1-v2.1-20131023.xlsx>

Tableau 5
Liste des rapports ATR (Area Trouble Report) fournis par le Transporteur au NPCC en 2020
(Pertes de production de 500 MW et plus)

Temps			MW perdus		Perturbations Installation et équipement	% du PPPC *	Temps de récupération	Fréquence extrême	% Récup. %APC <1 000 (code 1) **	% Récup. %APC >=1 000 (code 2) ***	Cause	Caté- gories ****	Date de transmission à la Régie
Mois	Jour	Heure	Produc- tion	Charge/ Livraison									
Mars	12	15:00:23	976		Déclenchement de 2 groupes à la centrale Churchill Falls. Rejet de production.	95 %	01:19	59,41 Hz	100 %		Déclenchement automatisé RPTC	3	2020-04-14
Mai	27	14:48:13	1 366	547	Déclenchement convertisseur CC. GC1 et GC2 au poste RADISSON CC. Perte totale d'exportation qui a causé le rejet de production à la centrale LG-2A.	134 %	02:07	60,72 Hz	100 %		Cause naturelle (foudre)	1	2020-06-11
Juin	01	20:18:31	510		Déclenchement de 2 groupes à la centrale LG-4. Ouverture de ligne manuelle.	50 %	01:25	59,53 Hz	100 %		Incident d'exploitation	2	2020-07-10
Juillet	01	15:22:41	663		Déclenchement d'un groupe à LG-2. Ventilateur défectueux a créé un déclenchement du transformateur.	75 %	01:31	59,47 Hz	100 %		Bris d'équipement (ventilateur de transformateur)	3	2020-08-07
	05	07:25:38	835		Déclenchement de 2 groupes à la centrale Manic-5. La foudre a causé un défaut sur les 3 phases (ABC) ainsi que sur la mise à la terre.	81 %	02:13	59,29 Hz	100 %		Cause naturelle (foudre)	1	
	09	13:28:12	792		Déclenchement de 2 groupes à la centrale SM-3. La foudre a causé le déclenchement de 2 lignes.	73 %	01:44	59,46 Hz	100 %		Cause naturelle (orage)	1	
	20	00:48:54	570		Déclenchement de 2 groupes à la centrale Churchill Falls.	56 %	01:07	59,50 Hz	100 %		Bris d'équipement	3	
	20	19:03:48	588		Déclenchement de 3 groupes à Churchill Falls.	54 %	03:34	59,70 Hz	100 %		Bris d'équipement	3	
Août	08	13:42:50	540		Déclenchement de 3 centrales causé par un orage. Déclenchement de 3 lignes au poste Laforge-2.	16 %	01:13	59,57 Hz	100 %		Cause naturelle (orage)	1	2020-09-04
	08	19:51:50	522		Déclenchement de 2 groupes à la centrale LG-4. La foudre a causé un déclenchement/réclenchement au poste Albanel et le rejet de production.	51 %	01:24	59,58 Hz	100 %		Cause naturelle (foudre)	1	2020-09-04

Temps			MW perdus		Perturbations Installation et équipement	% du PPPC *	Temps de récupération	Fréquence extrême	% Récup. %APC <1 000 (code 1) **	% Récup. %APC ≥1 000 (code 2) ***	Cause	Caté- gories ****	Date de transmission à la Régie
Mois	Jour	Heure	Produ- tion	Charge/ Livraison									
Septembre	21	09:27:28	918		Déclenchement de 2 groupes à Churchill Falls. Déclenchement d'un disjoncteur défectueux au poste Montagnais.	68 %	01:49	59,32 Hz	100 %		Bris d'équipement (disjoncteur)	3	2020-10-02
	25	13:07:59	641		Déclenchement de 2 groupes à LG-2. Défaut dans un transformateur au poste LG-2.	63 %	00:19	59,51 Hz	100 %		Bris d'équipement (disjoncteur)	3	
	30	01:20:38	620		Déclenchement de 2 groupes à LG-2. Système de refroidissement défectueux d'un transformateur a causé son déclenchement.	65 %	01:55	59,41 Hz	100 %		Bris d'équipement (disjoncteur)	3	
Octobre	01	22:54:38	584		Déclenchement de 3 groupes à Churchill Falls.	57 %	01:07	59,63 Hz	100 %		Bris d'équipement	3	2020-11-05
	26	23:28:55	826		Déclenchement de 2 groupes à Churchill Falls.	83 %	01:56	59,44 Hz	100 %		Bris d'équipement	3	
	29	19:04:24	787		Déclenchement de 2 groupes à Churchill Falls. Phase B d'un transformateur indisponible.	77 %	02:01	59,51 Hz	100 %		Bris d'équipement (disjoncteur)	3	
Novembre	09	22:01:00	906		Déclenchement de 2 groupes à Churchill Falls.	90 %	02:31	59,24 Hz	100 %		Bris d'équipement	3	2020-12-10
	21	00:21:26	520		Déclenchement de 2 groupes à Churchill Falls.	51 %	01:31	59,60 Hz	100 %		Bris d'équipement	3	
	21	09:49:41	898		Déclenchement de 2 groupes à Churchill Falls. Rejet de production RPTC.	61 %	01:51	59,35 Hz	100 %		Bris d'équipement	3	
	27	13:26:55	891		Déclenchement de 2 groupes à Churchill Falls. Erreur humaine lors de travaux.	87 %	02:24	59,42 Hz	100 %		Erreur humaine	2	

* PPPC = Perte de Production en Première Contingence, exprimée en MW. Le %PPPC illustre où se situe la perte de production par rapport à la PPPC.

** %Récup. = pourcentage de Récupération de l'APC et %Récupération %APC < 1 000 (code 1) = perturbations Avec Perte de Charge < PPPC (environ 1 000 MW) et pourcentage de récupération moyen après 15 minutes.

*** %Récup. = pourcentage de Récupération de l'APC et %Récupération %APC ≥ 1 000 (code 2) : perturbations Avec Perte de Charge ≥ PPPC (environ 1 000 MW) et pourcentage de récupération moyen après 15 minutes.

**** Catégorie 1 = incident attribuable à une cause naturelle (ex. : conditions climatiques) ;

Catégorie 2 = incident attribuable à une erreur humaine ;

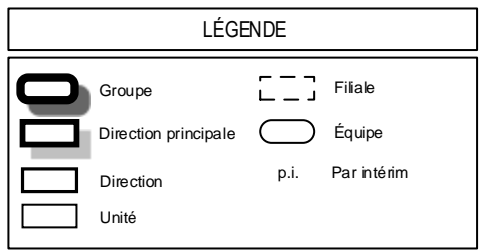
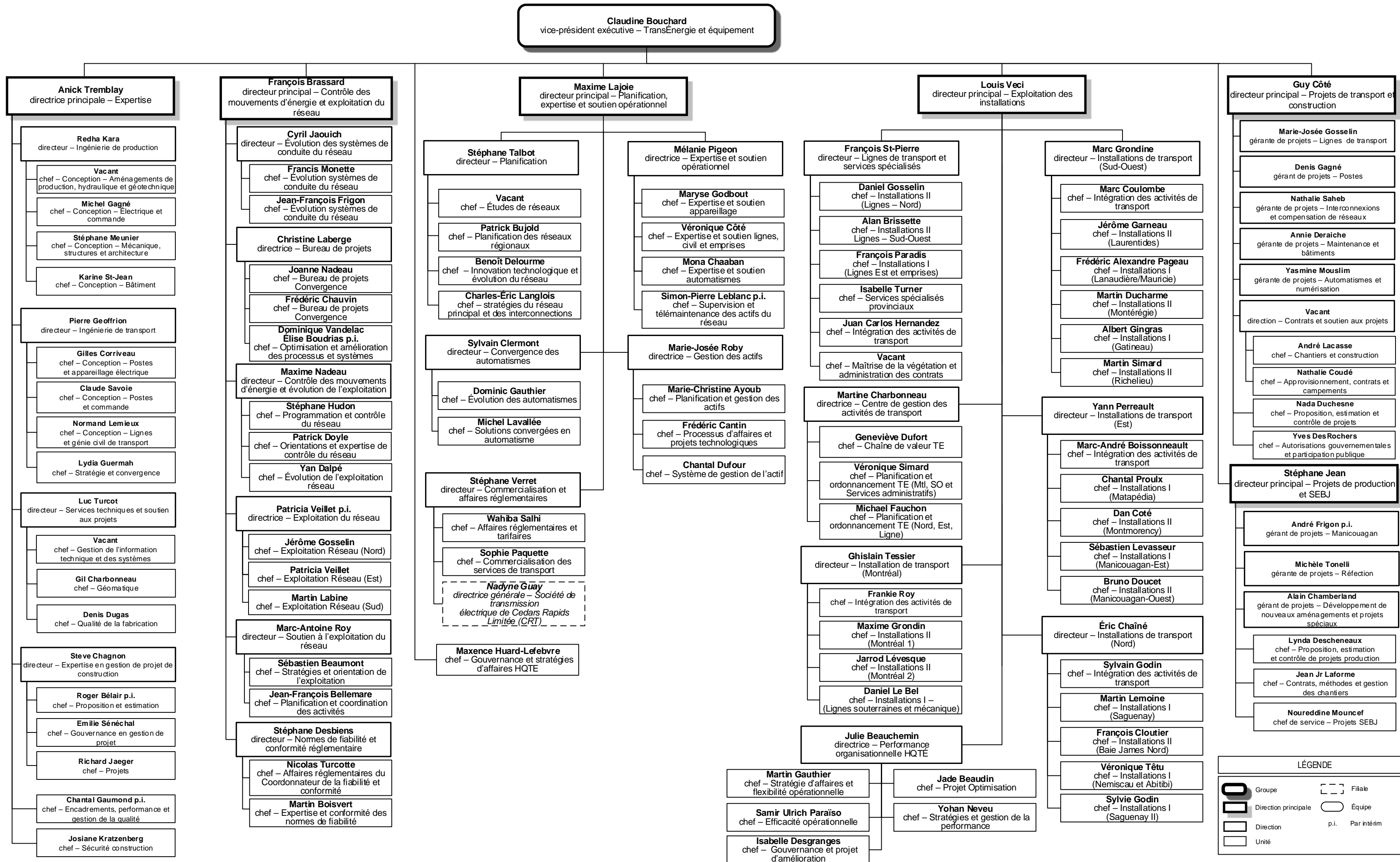
Catégorie 3 = incident attribuable à un bris d'équipement.

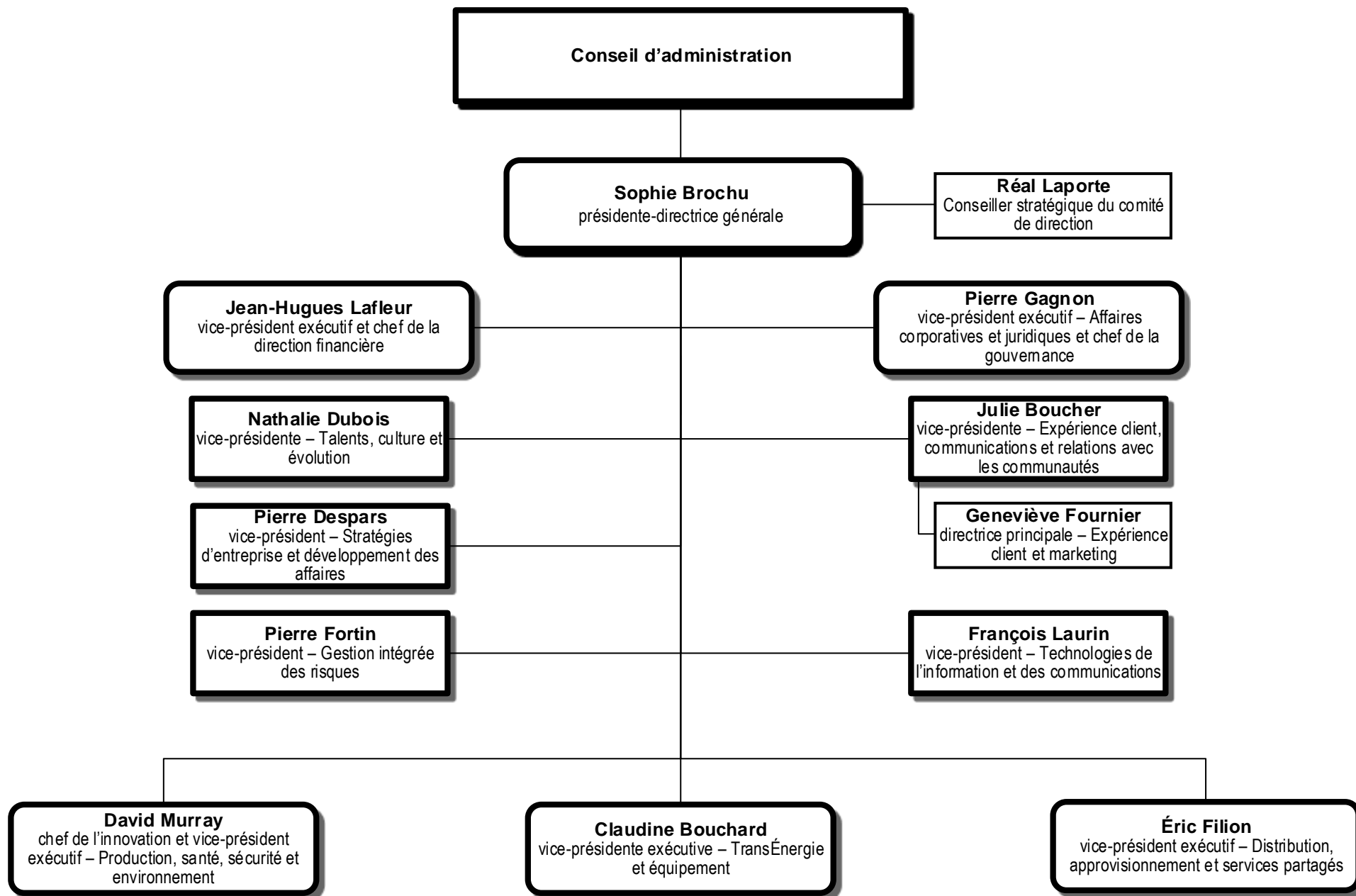
Tableau 6
Liste des rapports de perturbation fournis par le Transporteur au NPCC en 2020
(Pertes de charge de 300 MW et plus)

Temps			MW perdus		Perturbations Installation et équipement	Cause	Date de transmission à la Régie
Mois	Jour	Heure	Production	Charge/ Livraison			
Mai	27	14:47:13	1 366	547	Déclenchement convertisseur CC. GC1 et GC2 au poste RADISSON CC. Perte totale d'exportation qui a causé le rejet de production à la centrale LG-2A.	Cause naturelle (foudre)	2020-06-11

Annexe 1 Organigrammes

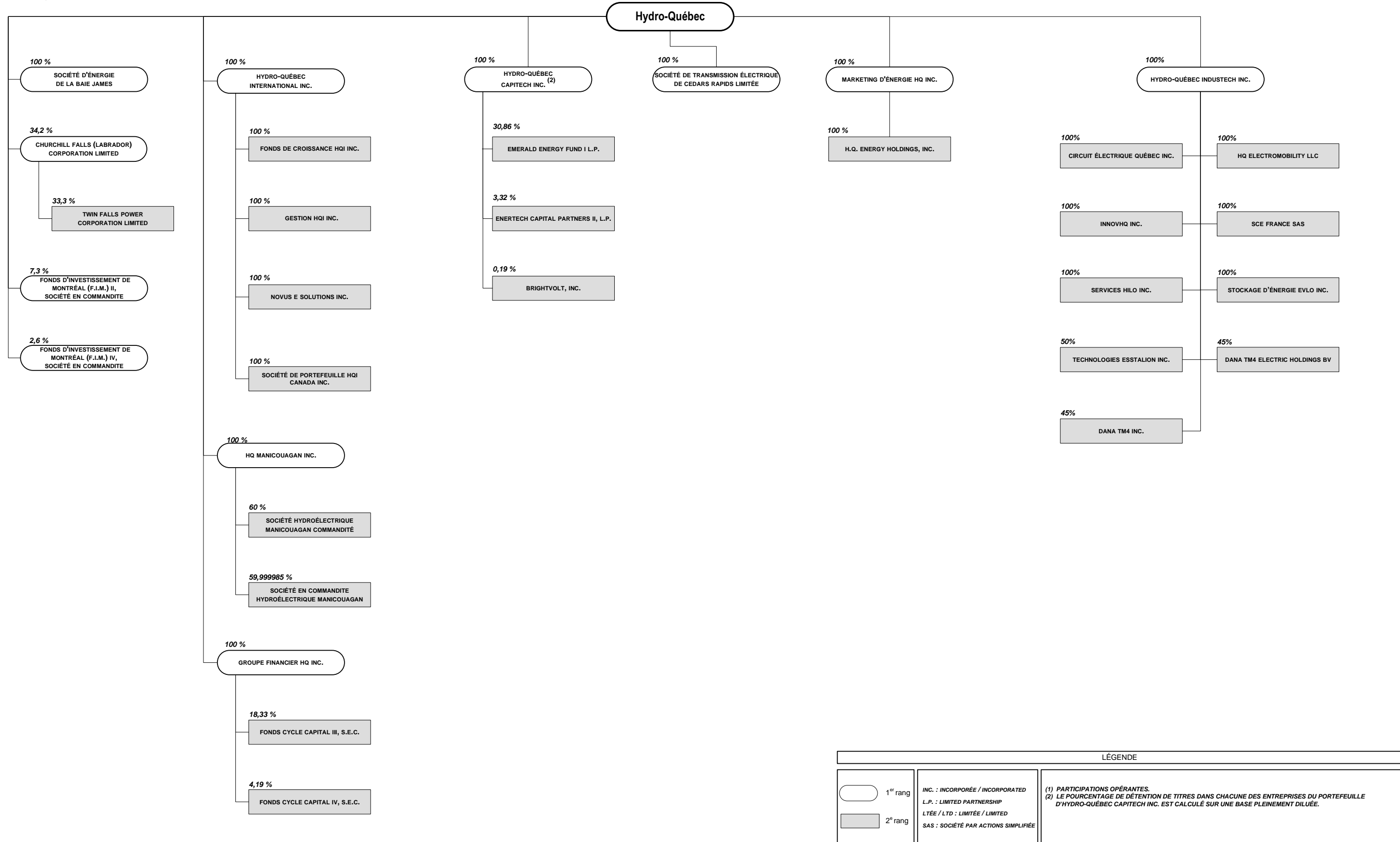
(groupe TransÉnergie et équipement, Hydro-Québec, participations d'Hydro Québec)





Participations d'Hydro-Québec – 1^{er} et 2^e rangs⁽¹⁾

au 31 décembre 2020



LÉGENDE

○	1 ^{er} rang	INC. : INCORPORÉE / INCORPORATED	(1) PARTICIPATIONS OPÉRANTES. (2) LE POURCENTAGE DE DÉTENTION DE TITRES DANS CHACUNE DES ENTREPRISES DU PORTEFEUILLE D'HYDRO-QUÉBEC CAPITECH INC. EST CALCULÉ SUR UNE BASE PLEINEMENT DILUÉE.
□	2 ^e rang	L.P. : LIMITED PARTNERSHIP	
		LTÉE / LTD : LIMITÉE / LIMITED	
		SAS : SOCIÉTÉ PAR ACTIONS SIMPLIFIÉE	

Annexe 2 Publications d'Hydro-Québec

Publication	Fréquence	Horizon
Rapport annuel Hydro-Québec 2020	annuelle	février 2021
Plan stratégique 2020-2024	fixée par le gouvernement	novembre 2019
Rapport sur le développement durable 2020	annuelle	mai 2021
Rapport 18-K 2020	annuelle	avril 2021
Rapports trimestriels 2020	Trimestrielle	--
1 ^{er} trimestre	--	mai 2020
2 ^e trimestre	--	août 2020
3 ^e trimestre	--	novembre 2020

- 1 Ces documents sont disponibles en tout temps dès leur publication sur le site Internet
- 2 d'Hydro-Québec à l'adresse suivante :
- 3 <http://www.hydroquebec.com/relations-investisseurs/documentation/index.html>.