

**TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE SAINT-JEAN À
315/25 KV AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION ET CONVERSION DE
SES CHARGES DE 12 KV À 25 KV**

TABLE DES MATIÈRES

1.	DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET	5
1.1.	Description des travaux	5
1.1.1.	<i>Description des travaux civils</i>	7
1.1.2.	<i>Description des travaux électriques aériens et souterrains</i>	7
1.1.3.	<i>Conversion des clients moyenne tension</i>	7
1.2.	Échéancier de réalisation	8
1.3.	Autorisations exigées en vertu d'autres lois	8
2.	COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET	9
2.1.	Sommaire des coûts	9
2.2.	Réserve pour imprévus	9
3.	IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR	11
3.1.	Paramètres	11
3.2.	Impact relatif aux investissements du Distributeur	12
4.	IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION	13
5.	MODE DE SUIVI PROPOSÉ	13
	ANNEXE A : LISTE DES NORMES ET ENCADREMENTS APPLICABLES	14

LISTE DES FIGURES

Figure 1 :	Secteur desservi par le nouveau poste Saint-Jean à 315-25 kV et découpage par zones de travaux	6
------------	--	---

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :	Séquence des travaux par zone	8
Tableau 2 :	Coûts annuels des travaux du Distributeur (en k\$ courants)	9
Tableau 3 :	Principaux risques associés au projet	10
Tableau 4 :	Paramètres	11
Tableau 5 :	Impact sur les revenus requis (en k\$)	12
Tableau 6 :	Impact sur les revenus requis d'une majoration de 10 % des coûts du projet (en k\$)	12

1. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET

1.1. Description des travaux

1 La construction, par le Transporteur, d'un nouveau poste Saint-Jean à 315-25 kV, en
2 remplacement du poste 120-12 kV actuel, nécessitera la réalisation de travaux visant à
3 normaliser l'architecture du réseau à la tension de 25 kV afin d'alimenter les clients à partir
4 de ce nouveau poste.

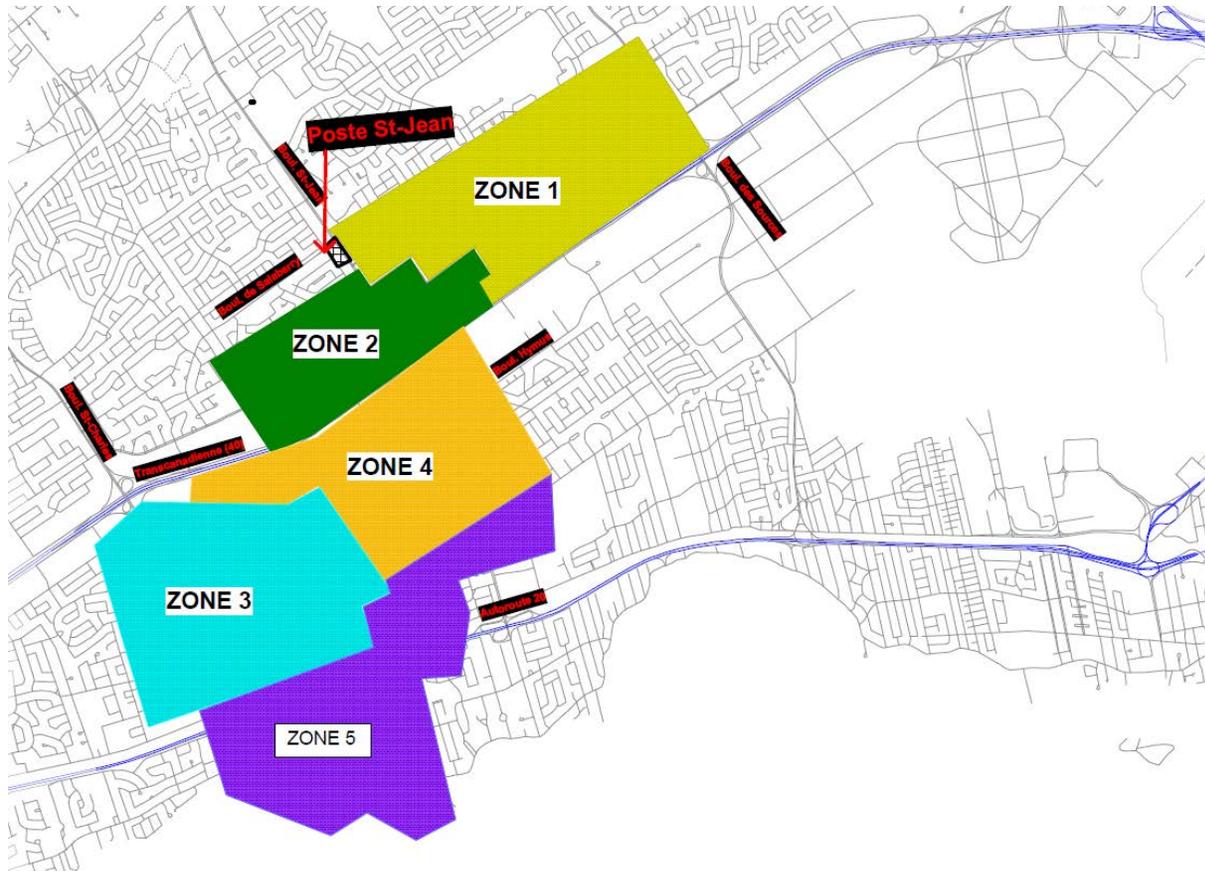
5 Le Projet du Distributeur consiste à préparer l'ensemble des composantes de son réseau
6 pour supporter une tension de 25 kV et à convertir 132 MVA de charges pour les raccorder
7 au nouveau poste Saint-Jean.

8 Ce poste dessert environ 10 000 clients des villes de Pointe-Claire, de Dollard-des-Ormeaux,
9 de Kirkland et de Beaconsfield. De plus, le poste Saint-Jean compte 21 clients moyenne
10 tension. Dans ce projet, 9 clients seront alimentés par une source basse tension et 12 seront
11 convertis à la tension 25 kV.

12 La séquence des travaux est définie dans un souci de maintien de la qualité de service et de
13 flexibilité dans l'exploitation du réseau au cours de travaux. Aussi, le Distributeur a divisé la
14 charge alimentée par le poste Saint-Jean en cinq zones distinctes et indépendantes. Les
15 lignes dans une même zone serviront de relève entre elles pendant la période des travaux.
16 Le zonage permettra, durant les hivers qui chevaucheront les années de conversion,
17 d'assurer une relève pour toutes les lignes du poste Saint-Jean, conférant ainsi une
18 robustesse au réseau en période de pointe hivernale.

19 La figure 1 présente le secteur qui sera desservi par le nouveau poste Saint-Jean et les 5
20 zones de travaux.

FIGURE 1 :
SECTEUR DESSERVI PAR LE NOUVEAU POSTE SAINT-JEAN À 315-25 kV
ET DÉCOUPAGE PAR ZONES DE TRAVAUX



1 Les travaux par zones sont réalisés en deux étapes, soit la préparation à la tension de 25 kV
2 et la réalisation des travaux de conversion du réseau.

3 L'étape de préparation consiste notamment à :

- 4 • remplacer tous les équipements des réseaux aérien et souterrain ne supportant pas
5 la tension de 25 kV ;
- 6 • modifier, au besoin, les interconnexions avec les lignes des autres zones et des
7 postes avoisinants.

8 L'étape de réalisation des travaux de conversion consiste à :

- 9 • modifier la configuration des équipements des réseaux aérien et souterrain, incluant
10 le changement des prises des transformateurs et des protections (par exemple, les
11 fusibles) du réseau aérien ;
- 12 • optimiser l'architecture, le cas échéant ;
- 13 • refaire les interconnexions avec les lignes des zones déjà converties ;

- 1 • réaliser les travaux afin de modifier l'alimentation des clients moyenne tension ;
2 • raccorder les départs de lignes au nouveau poste.

3 Dans le cadre de son projet, le Distributeur effectuera également, lorsque requis, le
4 remplacement de certains équipements de son réseau de distribution, comme des poteaux,
5 des isolateurs et des transformateurs.

6 La liste des principales normes techniques applicables à la planification et aux travaux de
7 distribution est présentée à l'annexe A.

1.1.1. **Description des travaux civils**

8 Les travaux civils situés à l'intérieur de la clôture délimitant la propriété du nouveau poste
9 Saint-Jean seront réalisés et assumés par le Transporteur. Tous les ouvrages civils situés à
10 l'extérieur de la clôture du poste seront assumés et réalisés par le Distributeur. Ces travaux
11 consistent à construire quatre canalisations bétonnées afin de rejoindre les canalisations
12 existantes.

1.1.2. **Description des travaux électriques aériens et souterrains**

13 Les travaux de préparation et de conversion du réseau souterrain consistent essentiellement
14 à :

- 15 • remplacer toutes les composantes ne supportant pas la tension 25 kV ;
16 • normaliser l'architecture pour le niveau de tension 25 kV ;
17 • réaménager les structures aux fins de conversion ;
18 • remplacer des poteaux ;

1.1.3. **Conversion des clients moyenne tension**

19 Le réseau du nouveau poste Saint-Jean compte vingt et un clients alimentés en moyenne
20 tension.

21 En matière de conversion, comme indiqué à l'article 14.11 des *Conditions de service*
22 *d'électricité*, le client a le choix entre modifier son poste moyenne tension de 12 kV à 25 kV
23 ou opter pour une alimentation en basse tension (600 V). Dans le projet, 9 clients seront
24 alimentés par une source basse tension et 12 clients seront convertis à la tension 25 kV.
25 Dans les deux cas, cela implique des travaux civils et électriques pour le client et pour le
26 Distributeur.

27 Pour les clients qui optent pour une alimentation en basse tension (600 V), le Distributeur
28 doit ajouter des transformateurs. Les travaux civils et électriques nécessaires pour réaliser
29 ces ajouts dépendent de la solution proposée par le Distributeur et retenue par le client. Les
30 solutions possibles sont :

- 1 • une chambre souterraine de transformation ;
- 2 • un transformateur sur socle ;
- 3 • une chambre annexe ;
- 4 • un poste hors réseau aérien.

1.2. Échéancier de réalisation

5 La mise en service du poste Saint-Jean est prévue pour mars 2019. Afin de respecter
6 l'échéancier du Projet du Transporteur, les travaux de préparation du réseau à la tension de
7 25 kV débuteront en 2016 pour s'achever en 2023, tandis que les travaux de conversion du
8 réseau à la tension de 25 kV se dérouleront de 2019 à 2025. Le tableau 1 résume la
9 séquence des travaux pour chacune des zones.

TABLEAU 1 : SÉQUENCE DES TRAVAUX PAR ZONE

Zones	Préparation	Conversion
1	2016	2019
2	2017	2020
3	2018	2022
4	2021	2024
5	2023	2025

10 Pour chaque zone, les travaux d'ingénierie se réalisent l'année qui précède les travaux de
11 préparation et de conversion.

12 La séquence des travaux a été établie de façon à optimiser les ressources humaines et
13 matérielles du Distributeur et à tenir compte des autres travaux de distribution requis durant
14 la période 2015 à 2025.

15 Afin de conserver l'intégrité des zones, l'étape de préparation sera réalisée sur une même
16 année pour une zone donnée. De même, chacune des zones de travaux sera convertie au
17 cours d'une même année puisqu'elles regroupent des lignes qui se relèvent entre elles en
18 situation de contingence.

1.3. Autorisations exigées en vertu d'autres lois

19 À ce jour, aucune autorisation n'est requise en vertu d'autres lois dans le cadre du Projet du
20 Distributeur.

2. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

2.1. Sommaire des coûts

1 Les coûts du Distributeur versés aux investissements sont de 24,6 M\$. Les coûts
 2 d'investissement les plus importants sont reliés aux travaux électriques aériens (46 %). Les
 3 travaux électriques souterrains représentent 20 % des coûts totaux alors que la réserve pour
 4 imprévus et les frais financiers à capitaliser représentent respectivement 9 % et 3 % des
 5 coûts totaux.

TABLEAU 2 :
COÛTS ANNUELS DES TRAVAUX DU DISTRIBUTEUR (EN K\$ COURANTS)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total	Part
Ingénierie	516	254	406	227	191	131	239	507	184	241	-	2 896	12 %
Travaux civils	-	-	1 216	-	-	-	-	59	-	-	-	1 275	5 %
Travaux électriques aériens	-	2 480	241	2 184	713	289	528	777	2 717	291	1 025	11 245	46 %
Travaux électriques souterrains	-	618	67	250	648	856	260	597	327	816	420	4 859	20 %
Compensations financières	-	-	-	-	275	225	-	335	-	132	165	1 132	5 %
Sous-total	516	3 352	1 930	2 661	1 827	1 501	1 027	2 275	3 228	1 480	1 610	21 407	88 %
Réserve pour imprévus (10 %)	52	335	193	266	183	150	103	228	323	148	161	2 142	9 %
Frais financiers à capitaliser (7,081 %)	20	172	96	136	89	75	52	109	169	75	84	1 077	3 %
Total	588	3 859	2 219	3 063	2 099	1 726	1 182	2 612	3 720	1 703	1 855	24 626	100 %

6 Conformément à l'article 14.11 et à l'annexe V des *Conditions de service d'électricité*, des
 7 compensations financières seront versées aux clients moyenne tension.

8 Les frais financiers à capitaliser ont été calculés au taux de rendement sur la base de
 9 tarification du Distributeur, comme autorisé par la Régie dans sa décision D-2004-47. Dans
 10 la décision D-2015-018, la Régie a autorisé un taux de rendement de 7,081 %. Enfin, en
 11 accord avec la pratique, une réserve de 10 % pour imprévus, calculée sur la base du coût
 12 des travaux (excluant les frais financiers), est ajoutée au coût du projet.

13 Le Distributeur assure une gestion rigoureuse de ses projets, mais dans l'éventualité d'un
 14 écart de coût de 15 % ou plus, il devra obtenir l'autorisation du président-directeur général
 15 d'Hydro-Québec. Il en avisera la Régie, conformément à sa pratique.

2.2. Réserve pour imprévus

16 La réserve pour imprévus permet de couvrir les principaux risques associés au Projet pour le
 17 Distributeur. Elle tient compte des incertitudes associées aux travaux civils et électriques
 18 (aériens et souterrains) étant donné qu'à ce stade du projet, aucune étude d'ingénierie

1 détaillée n'a encore été réalisée. Les principaux risques associés au projet sont présentés au
 2 tableau 3.

**TABLEAU 3 :
 PRINCIPAUX RISQUES ASSOCIÉS AU PROJET**

Éléments de risque	Impact (k\$) (a)	Probabilité d'occurrence (b)	Impact pondéré (k\$) (a) x (b)
Anomalies constatées lors des visites sur le terrain	579	15 %	87
Restriction d'accès aux structures civiles	1 250	25 %	313
Remplacement de portées de câble	399	30 %	120
Remplacement d'un nombre plus élevé de poteaux que prévu	2 249	21 %	473
Difficultés de conversion de clients moyenne tension	2 860	10 %	286
Impact total pondéré			1 279

3 L'impact pondéré total représente 6 % du coût du Projet (excluant les frais financiers
 4 capitalisés). Le Distributeur rappelle que les éléments présentés au tableau 3 constituent les
 5 principaux risques associés au Projet et non une liste exhaustive de tous les risques
 6 potentiels. Pour cette raison, il croit raisonnable de retenir une réserve de 10 %.

7 En l'absence d'études d'ingénierie détaillées, la valeur de l'impact monétaire et la probabilité
 8 d'occurrence des risques présentés ont été évaluées en fonction de travaux similaires déjà
 9 effectués et des contraintes spécifiques du projet.

10 Le Distributeur rappelle que, nonobstant le montant de la contingence, seuls les coûts réels
 11 du Projet seront ultimement intégrés à sa base de tarification.

Anomalies constatées lors des visites sur le terrain.

12 Ce risque couvre toutes les anomalies, principalement liées à une architecture ne permettant
 13 pas une conversion de réseau soulevées lors des visites sur le terrain réalisées à l'étape
 14 d'ingénierie de détail.

Restriction d'accès aux structures civiles.

15 Des restrictions empêchant la réalisation des travaux électriques souterrains peuvent être
 16 détectées. Ces restrictions pourraient être dues à des bris et défauts ou encore à des
 17 non-conformités par rapport aux normes actuelles du Distributeur.

Remplacement de portées de câble.

1 Lors de la conversion, il sera nécessaire d'intercepter les câbles existants et de les raccorder
 2 avec les câbles sortant du nouveau poste Saint-Jean. Il est parfois nécessaire, avant de
 3 refaire les joints, de remplacer une portée de câble en aval du point d'interception.

Remplacement d'un nombre plus élevé de poteaux que prévu

4 En préparation à la conversion, lors de travaux de remplacement des équipements, il est
 5 possible que plus de poteaux que prévu soient à remplacer. Les causes sont multiples, par
 6 exemple des poteaux abimés ou encore ne permettant pas le dégagement nécessaire à la
 7 réalisation des travaux. De plus, lorsqu'un poteau est remplacé par un autre plus grand, il est
 8 parfois nécessaire de remplacer les poteaux adjacents.

Difficulté de conversion de clients moyenne tension

9 Dans le cadre du Projet du Distributeur, douze clients devront être convertis à la tension de
 10 25 kV. En cas de difficulté de conversion des installations des clients, la mise en place de
 11 dévolteurs serait nécessaire afin de les relier au réseau à 25 kV.

3. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

3.1. Paramètres

12 Le calcul de l'impact sur les revenus requis du Distributeur est basé sur les paramètres
 13 présentés au tableau 4.

**TABLEAU 4 :
PARAMÈTRES**

Paramètres	Valeurs	Sources
Coût du capital prospectif	5,651 %	Décision D-2015-018
Taux de taxe sur les services publics	0,550 %	Budget provincial
Taux d'inflation	2,0 %	Cible de l'indice des prix à la consommation (IPC) de la Banque du Canada
Durée d'utilité des actifs	Limitée à 50 ans	Décision D-2013-037
Méthode d'amortissement	Linéaire sur la durée d'utilité des actifs	Décision D-2010-020

3.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur

- 1 Afin de déterminer l'impact relatif à ses investissements, le Distributeur prend en
 2 considération les coûts du projet, soit ceux associés à l'amortissement des actifs, au coût du
 3 capital et à la taxe sur les services publics, de même que la réduction des pertes électriques.
- 4 Conformément à l'appendice J des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-
 5 Québec, le Distributeur devra verser au Transporteur une contribution estimée de l'ordre de
 6 19,0 M\$ pour l'ajout d'un poste au réseau de transport. Selon les hypothèses utilisées, cette
 7 contribution est versée dans un compte de frais reportés amorti sur la durée d'utilité du
 8 poste, soit 40 ans. La contribution estimée est composée des investissements de 16,5 M\$ et
 9 des charges d'exploitation et d'entretien du Transporteur de 2,5 M\$.
- 10 Le calcul de l'impact sur les revenus requis du Distributeur ne tient pas compte des revenus
 11 générés par la croissance de la clientèle.
- 12 Le tableau 5 présente l'impact sur les revenus requis du Distributeur. L'impact maximal est
 13 de 3,0 M\$ à l'horizon 2026.

**TABLEAU 5 :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS (EN K\$)**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2035	2045	2055	2056	2057	2058	2059
Charge d'exploitation (perte électrique)	0	0	-32	-54	-55	-94	-95	-324	-429	-437	-522	-637	-776	-792	-808	-824	-824
Amortissement	106	152	599	777	826	853	913	1 016	1 061	1 115	1 115	1 166	1 197	1 143	1 132	692	
Taxe sur les services publics	23	34	51	166	172	173	181	199	202	208	153	91	51	54	52	53	52
Frais financiers	113	166	605	828	855	861	900	986	1 003	1 031	752	442	237	266	268	261	246
Dépenses totales	242	352	1 223	1 717	1 797	1 794	1 899	1 877	1 836	1 917	1 498	1 012	678	725	655	622	165
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	117	171	672	853	881	887	927	1 015	1 032	1 061	773	453	242	273	278	268	252
Revenus requis	359	524	1 895	2 569	2 678	2 680	2 826	2 893	2 869	2 979	2 271	1 465	920	999	933	890	417

- 14 Certaines situations difficilement prévisibles pourraient subvenir et augmenter les coûts au-
 15 delà de la meilleure estimation réalisée. Le Distributeur a procédé à une analyse de
 16 sensibilité des revenus requis à une majoration de 10 % des coûts du projet par rapport à
 17 ceux identifiés au tableau 5. Les résultats de cette analyse sont présentés au tableau 6.
 18 L'impact maximal serait de l'ordre de 3,3 M\$ à l'horizon 2026. Le Distributeur souligne que la
 19 réserve incluse au projet devrait être suffisante pour couvrir les risques identifiés et les
 20 imprévus.

**TABLEAU 6 :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS D'UNE MAJORATION DE 10 %
DES COÛTS DU PROJET (EN K\$)**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2035	2045	2055	2056	2057	2058	2059
Charge d'exploitation (pertes électriques)	0	0	-32	-54	-55	-94	-95	-324	-429	-437	-522	-637	-776	-792	-808	-824	-824
Amortissement	117	168	659	855	908	939	1 005	1 118	1 167	1 227	1 227	1 283	1 317	1 257	1 245	761	
Taxe sur les services publics	25	37	56	183	189	190	199	218	222	229	168	100	56	60	57	58	57
Frais financiers	125	183	666	911	941	947	990	1 085	1 103	1 134	827	486	261	292	295	287	270
Dépenses totales	267	388	1 348	1 894	1 983	1 983	2 099	2 097	2 063	2 153	1 700	1 177	824	877	802	767	264
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	128	188	739	938	969	975	1 019	1 117	1 135	1 167	851	498	266	300	306	295	277
Revenus requis	395	576	2 087	2 832	2 951	2 958	3 118	3 214	3 198	3 320	2 550	1 675	1 090	1 178	1 108	1 062	541

4. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION

- 1 Le projet du Transporteur permet de régler l'enjeu lié à la vétusté de ses installations. Ce
2 faisant, la mise en service du nouveau poste Saint-Jean aura un impact positif sur la fiabilité
3 du réseau de transport et, par le fait même, sur celle du réseau de distribution.
- 4 Par ailleurs, la conversion et l'uniformisation du réseau à une tension de 25 kV, prévues au
5 *Plan d'évolution du réseau de l'Île de Montréal*, permettront, à terme, des transferts de
6 charge entre le poste Saint-Jean et les postes avoisinants, amenant une flexibilité dans les
7 opérations du Distributeur.
- 8 L'ensemble du Projet du Distributeur aura donc un impact positif sur la qualité de service de
9 distribution.

5. MODE DE SUIVI PROPOSÉ

- 10 Le Distributeur propose de faire le suivi du projet dans le cadre de son rapport annuel
11 déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Le suivi annuel
12 fera état des coûts réels des travaux de distribution selon la présentation du tableau 2 du
13 présent document et fournira une explication des écarts majeurs entre les coûts réels et les
14 coûts projetés, de même qu'un suivi de l'échéancier des travaux de distribution.

ANNEXE A : LISTE DES NORMES ET ENCADREMENTS APPLICABLES

E.21.11	Service d'électricité en basse tension à partir des postes hors réseau, 5 ^e édition, 2009
E.21.12	Service d'électricité en moyenne tension, 3 ^e édition, 2011
A.41-01	Chutes de tension maximales admissibles sur le réseau basse tension, 2004
A.41-02	Limites d'émission de déséquilibre de charges sur le réseau de distribution, 2007
A.41-03	Évaluation et correction des niveaux de déséquilibre inverse et homopolaire du courant et de la tension du réseau de distribution moyenne tension, 2007
A.5-02	Surcharges, sous-tensions et pertes en distribution moyenne tension : techniques de correction et d'optimisation, 2002
A.5-04	Architecture du réseau de distribution, 2012
A.51.22-01	Caractéristiques, impédances et courants admissibles des conducteurs aériens de distribution moyenne tension, 2001
A.52.22-01	Température maximale d'exploitation des câbles XLPE et TRXLPE en régime normal et en contingence, 2000
A.61.3-01	Protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités, 2009
B.41.11	Normes de construction réseau aérien
B.41.21 tome 1	Normes de construction réseau souterrain construction civile
B.41.21 tome 2	Normes de construction réseau souterrain construction électrique
C.21-02	Limites de planification de la tension du réseau moyenne tension, 2011
A.11-03	Techniques d'analyse économique des travaux du domaine distribution, 2003