

Remplacement du système de conduite du réseau de distribution d'électricité – Phase 1

Table des matières

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Introduction..... | 5 |
| 2 | Système de conduite du réseau du Distributeur actuel | 5 |
| 2.1 | Description du système actuel | 5 |
| 2.2 | Genèse du Logiciel CED..... | 6 |
| 2.3 | Adoption d'une maintenance adaptative | 7 |
| 3 | Justification du Projet du Distributeur en fonction des objectifs | 7 |
| 3.1 | Faiblesses du Logiciel CED | 7 |
| 3.2 | Impact de la transition énergétique..... | 10 |
| 3.3 | Risques découlant d'un remplacement non coordonné | 10 |
| 4 | Caractéristiques du nouveau SCR-D | 11 |
| 5 | Calendrier de réalisation et coûts associés au Projet du Distributeur | 15 |
| 6 | Impact tarifaire et traitement dans le cadre du mécanisme de réglementation incitative (MRI)..... | 15 |
| 7 | Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de distribution | 15 |
| 8 | Mode de suivi proposé | 16 |
| 9 | Conclusion | 16 |

1 Introduction

1 Comme mentionné à la pièce HQT-D-1, Document 1, le Distributeur prévoit remplacer le
2 système de conduite du réseau actuel du Distributeur, appelé Logiciel CED, par un nouveau
3 système de conduite du réseau (« SCR-D ») (le « Projet du Distributeur »). Le Projet du
4 Distributeur est notamment rendu nécessaire afin de remédier à l'obsolescence du Logiciel
5 CED. La présente pièce vise à en faire la démonstration.

6 Ce constat du Distributeur est appuyé par le rapport de la firme ESTA International, déposé
7 au présent dossier comme pièce HQT-D-3, Document 2.

2 Système de conduite du réseau du Distributeur actuel

2.1 Description du système actuel

8 Le Logiciel CED est le principal outil utilisé pour l'exploitation et la surveillance du réseau de
9 distribution. Il est composé d'un ensemble de sous-systèmes, intégrés ou non, tels que
10 SCADA¹, OMS² et DMS³. Ces systèmes ont pour objectif :

- 11 • d'assurer la continuité et la qualité du service électrique aux clients ;
- 12 • d'assurer l'intégrité du réseau ;
- 13 • de veiller à la sécurité du personnel et du public.

14 Le SCADA assure l'acquisition des données et le contrôle des appareils sur le réseau. Ce
15 sous-système permet notamment de gérer les manœuvres et les réglages d'appareils sur le
16 réseau, de suivre les conditions particulières d'exploitation (par exemple, les appareils en
17 maintenance) et de détecter des situations problématiques (par exemple, l'ouverture
18 automatique et non sollicitée d'un appareil de protection).

19 L'OMS assure les fonctions de rétablissement de service lors de pannes. Ce sous-système
20 traite les informations provenant des appareils télécommandés, des clients et des compteurs
21 pour détecter les pannes sur le réseau. De plus, il évalue les délais et les priorités de
22 rétablissement, suit les activités de rétablissement de service et de réparation des dommages
23 et permet de fournir les informations pertinentes aux clients.

24 Le DMS, avec l'appui du système externe CYMDIST, assure les fonctions de surveillance et
25 de gestion avancée du réseau. Ce sous-système permet notamment d'assurer l'intégrité du
26 réseau et la qualité du service aux clients dans des situations particulières (par exemple, pour

¹ *Supervisory Control And Data Acquisition*, soit contrôle et acquisition de données.

² *Outage Management System*, soit système de gestion des pannes.

³ *Distribution Management System*, soit système de gestion de la distribution.

1 des travaux planifiés ou la gestion de la pointe hivernale). De plus, le DMS assure la gestion
2 dynamique de la tension et de la puissance réactive sur le réseau.

3 Le Logiciel CED comprend également un sous-système de gestion des travaux sur le réseau.
4 Ce sous-système permet notamment d'appliquer les mesures de sécurité requises pour la
5 réalisation des travaux sur le réseau et d'aviser les clients qui font l'objet d'une interruption
6 planifiée.

2.2 Genèse du Logiciel CED

7 Afin de bien saisir l'origine des lacunes actuelles du Logiciel CED, il est nécessaire de faire
8 un bref rappel des différentes étapes de son évolution, sur plus de trois décennies.

9 L'origine du Logiciel CED remonte au milieu des années 1980. Il visait notamment
10 l'informatisation et l'automatisation de fonctions jusqu'alors réalisées manuellement par le
11 Distributeur. Ces fonctions comprenaient par exemple la gestion des travaux, la gestion
12 dynamique du réseau électrique et une optimisation de la gestion des pannes sur le réseau.
13 L'implantation de ces différentes fonctions s'est faite sur plusieurs années.

14 Il est important de retenir que ce système a été développé graduellement pour le Distributeur
15 et adapté aux besoins spécifiques de son réseau. En effet, il n'existait pas, à l'époque, de
16 produit disponible sur le marché qui aurait permis de répondre à ces besoins.

17 À partir de 1997, de nouvelles technologies plus rapides (architecture client-serveur) et une
18 interface utilisateur plus conviviale (Windows) ont été intégrées. La tempête de verglas de
19 1998 a d'ailleurs amené un développement du Logiciel CED pour répondre à des besoins
20 urgents de performance. C'est principalement au cours de cette période que l'introduction de
21 fonctionnalités importantes d'acquisition de données, comme SCADA, et de planification et
22 de gestion des travaux, a permis d'améliorer et de faciliter de manière significative
23 l'exploitation du réseau.

24 Toutefois, au début du nouveau millénaire, le système a commencé à laisser entrevoir
25 certaines difficultés relatives à l'intégration de nouvelles fonctions. Notamment, l'ajout d'un
26 simulateur de réseau (CYMDIST) et de télécommandes (PAR – Programme
27 d'automatisation du réseau) a nécessité le développement d'interfaces complexes pour
28 assurer leur intégration au système.

29 Ces problèmes d'intégration de nouvelles fonctions nécessaires à la gestion du réseau se
30 sont accentués au cours des années suivantes. Aujourd'hui, plusieurs dizaines d'interfaces
31 assurent la communication entre les centres d'exploitation de distribution (CED) et les
32 différents systèmes externes, chacune d'elles utilisant un protocole propriétaire développé
33 pour répondre aux besoins spécifiques du Distributeur.

34 Le Distributeur élabore plus à fond sur cette question à la section 4.

1 À partir de 2007, les efforts en développement logiciel ont été limités et visaient
2 essentiellement à soutenir de grandes initiatives d'entreprise, par exemple l'implantation de
3 l'infrastructure de mesurage avancée.

2.3 Adoption d'une maintenance adaptative

4 Les difficultés croissantes du Logiciel CED ainsi que l'émergence de solutions de rechange
5 novatrices dans l'industrie ont forcé l'entreprise à se questionner sur l'avenir du système. Le
6 Distributeur a amorcé une réflexion à ce sujet dès 2007. Il a cependant continué à adapter le
7 système, afin de répondre à ses besoins spécifiques de base et de maintenir une exploitation
8 fiable et sécuritaire du réseau.

9 En 2013, cependant, à la lumière de ses analyses, le Distributeur a opté pour une
10 maintenance adaptative⁴. Celle-ci vise à assurer la pérennité à moyen terme du système
11 actuel, soit le temps nécessaire pour mettre en place une nouvelle solution. Toutefois, cette
12 approche ne pallie pas l'incapacité du système à répondre à l'évolution des besoins de
13 l'entreprise. Il était dès lors établi que la mise en service du nouveau SCR-D deviendrait
14 incontournable à moyen terme afin de résoudre le problème de désuétude du système et la
15 perte progressive d'expertise.

3 Justification du Projet du Distributeur en fonction des objectifs

3.1 Faiblesses du Logiciel CED

16 Comme mentionné précédemment, le Logiciel CED est désuet et ne parvient à répondre que
17 partiellement aux besoins actuels du Distributeur, et ce, au prix de développements
18 informatiques complexes. Ce problème, qui ira en s'accroissant avec l'évolution des besoins,
19 découle des multiples faiblesses du système. La présente section présente les principaux
20 constats du Distributeur⁵.

Système maillé

21 Le Logiciel CED a été progressivement développé pour le Distributeur. Comme la plupart des
22 systèmes conçus à cette époque, il se caractérise par une conception maillée, c'est-à-dire
23 que les différentes fonctions sont fortement liées les unes aux autres et difficilement
24 dissociables. Ce type de conception se révèle désuet et ne se retrouve plus dans les
25 systèmes de gestion de réseau actuels.

26 En effet, de tels systèmes affichent désormais une conception modulaire afin que chaque
27 fonction soit indépendante des autres et implantée dans une portion indépendante du code

⁴ Ce type de maintenance vise à adapter un logiciel à un environnement changeant, afin d'en assurer la continuité de fonctionnement. Contrairement à la maintenance évolutive, il ne vise pas à faire évoluer l'application pour proposer de nouvelles fonctions.

⁵ Voir également la section 3 du rapport de la firme ESTA International à la pièce HQTD-3, Document 2.

1 du système. Cette approche permet d'isoler chaque fonction du système, par exemple pour
2 la remplacer par une nouvelle. En plus de faciliter l'évolution du système, elle offre au
3 Distributeur un plus vaste éventail de nouvelles fonctions puisqu'il n'est plus limité à un seul
4 fournisseur potentiel.

Protocoles non normalisés

5 Sur le marché, on a assisté à une consolidation des produits de gestion du réseau, laquelle a
6 favorisé l'utilisation d'une architecture technologique ouverte et de protocoles normalisés. Ce
7 type d'architecture facilite l'évolution des systèmes actuels (MDMS⁶, SIG⁷) et l'intégration de
8 systèmes futurs (par exemple, DERMS⁸ ou applications mobiles).

9 Le Logiciel CED ayant été progressivement développé pour le Distributeur, chaque évolution
10 du système doit être développée pour sa seule utilisation. Le système actuel ne dispose pas
11 de cette architecture ouverte et utilise plusieurs protocoles non normalisés, ce qui limite
12 l'intégration de nouveaux systèmes. À l'opposé de ses pairs pouvant obtenir de nouvelles
13 fonctionnalités par le biais d'une simple mise à jour du logiciel de conduite du réseau, le
14 Distributeur doit généralement faire développer par son fournisseur toute nouvelle
15 fonctionnalité du Logiciel CED. Conséquemment, le système du Distributeur est de moins en
16 moins en phase avec ce qui s'observe actuellement dans l'industrie.

Déficit fonctionnel important

17 À la base, le Logiciel CED est dépourvu de fonctions importantes pour la conduite du réseau,
18 telles les analyses de court-circuit, les affichages géographiques avancés et le rétablissement
19 de service automatisé. Comme mentionné à la section 2.2, le Distributeur doit pallier ce déficit
20 fonctionnel au moyen de produits spécialisés externes, en développant des interfaces
21 complexes. Les systèmes de conduite modernes ont tous en commun d'avoir au cœur de leur
22 solution ces fonctions importantes.

Cadre limitatif de l'évolution du Logiciel CED

23 Toute évolution du Logiciel CED dépend d'un seul client (le Distributeur) et passe
24 obligatoirement par le biais de développement logiciel qui nécessite plusieurs mois
25 d'évaluation, de priorisation, de développement et d'essais, avec tous les risques que peut
26 comporter une telle démarche. Les systèmes de conduite modernes offrent des outils
27 avancés de configuration et des interfaces de programmation. Ceux-ci permettront au
28 Distributeur de développer ou d'acquérir certaines fonctionnalités externes au SCR-D tout en
29 assurant une indépendance par rapport aux cycles de développement du fournisseur. Cela

⁶ *Meter Data Management System*, soit système de gestion des données de mesurage.

⁷ Système d'information géographique.

⁸ *Distributed Energy Resources Management System*, soit système de gestion de ressources énergétiques distribuées.

1 procurera une plus grande autonomie en matière d'évolution fonctionnelle de son système de
2 conduite et une indépendance par rapport aux cycles de développement du fournisseur.

Absence d'outils analytiques

3 Contrairement aux systèmes de conduite modernes, le Logiciel CED possède des fonctions
4 d'historisation⁹ très limitées et aucun outil analytique. Par conséquent, des efforts substantiels
5 sont requis afin d'obtenir et être en mesure d'analyser les données permettant le support et
6 la résolution de problèmes en matière d'exploitation, de planification, de gestion de l'actif et
7 de maîtrise de la végétation. Les différents utilisateurs au sein du Distributeur sont souvent
8 contraints à développer des outils additionnels connexes. Certaines analyses sont mêmes
9 impossibles avec le système actuel compte tenu des données disponibles.

Limitation pour la croissance

10 La transition énergétique en cours, dont il est plus amplement question à la section 4.2,
11 implique une augmentation de la taille et de la complexité du modèle électrique représentant
12 le réseau et nécessaire à l'exécution des fonctions avancées du SCR-D. Or, le système actuel
13 n'est pas en mesure de traiter un tel volume d'informations.

Convergence des modèles de réseau électrique

14 Il existe à l'heure actuelle six modèles couvrant les six territoires du Distributeur. Une
15 unification de ces modèles s'impose afin de doter le Distributeur d'un modèle unique ainsi que
16 d'une conscience situationnelle à l'échelle de tout le Québec, et ce, afin de soutenir une
17 gestion efficiente du réseau et des équipes à pied d'œuvre sur l'ensemble de son territoire.

Dépendance envers une solution unique

18 Le système actuel a été développé au fil des ans par le Distributeur, avec le support d'un
19 unique fournisseur externe. L'architecture de ce système n'étant pas ouverte, elle limite de
20 façon marquée le nombre de fournisseurs pouvant contribuer à son maintien ou à son
21 évolution.
22

Perte d'expertise

23 Le contrat de maintenance avec le fournisseur externe actuel a été prolongé jusqu'en 2020
24 et son renouvellement implique des sommes importantes. Seules quelques personnes du
25 fournisseur externe possèdent une connaissance suffisante du système actuel. Le
26 remplacement du Logiciel CED est donc incontournable pour pallier cette perte d'expertise.

Environnements de formation incomplets

27 Les environnements de formation actuels sont inadéquats, puisqu'ils ne permettent pas la
28 reproduction des comportements réels du réseau de distribution, et ce, en raison de l'absence

⁹ [Terme informatique] Fait de stocker des données pour une utilisation à long terme.

1 de plusieurs interfaces et d'engins de simulation. Ainsi, par exemple, les conséquences sur
2 le réseau (telles des surtensions) des manœuvres du personnel en apprentissage ne sont
3 pas reflétées.

4 Pour pallier cette situation, la formation des employés du Distributeur doit obligatoirement être
5 enrichie de stages en situation réelle dans les centres d'exploitation. Cette formation exige
6 aujourd'hui six mois, dont environ deux pour les stages. Les produits sur le marché offrent un
7 environnement de formation permettant de simuler de façon réaliste les comportements du
8 réseau et de reproduire des scénarios réels et évolutifs. Grâce à ce nouvel environnement, la
9 durée de formation des exploitants du réseau pourra être réduite de façon notable.

3.2 Impact de la transition énergétique

10 À l'instar de la plupart des marchés de l'électricité, celui du Québec fait face à une mutation
11 des besoins et des comportements des usagers des réseaux de distribution. Cette mutation
12 découle de l'accès accru aux ressources énergétiques décentralisées, soutenue par la baisse
13 de leurs coûts et les avancées technologiques. Ces ressources sont variées et concernent
14 différentes technologies déjà présentes sur le marché comme les véhicules électriques, les
15 panneaux solaires, les éoliennes, le stockage et les équipements intelligents (thermostats,
16 électroménagers).

17 Ce phénomène a pour conséquence d'accentuer le déficit fonctionnel du système actuel, en
18 raison de l'obsolescence technologique de ce dernier qui contraint de façon importante, voire
19 irrémédiable, sa nécessaire évolution.

20 En effet, les flux d'énergie dans le réseau de distribution actuel sont essentiellement
21 unidirectionnels, soit de la source (les postes de distribution) vers les charges. Or, avec la
22 multiplication des ressources énergétiques décentralisées, les sources d'énergie deviendront
23 multiples et changeantes. Ce phénomène causera de la variabilité et une bidirectionnalité de
24 l'énergie sur le réseau de distribution. La planification et l'exploitation du réseau de distribution
25 présenteront de nombreux défis. Sans une évolution conséquente du SCR-D, le Distributeur
26 pourrait faire face à des problèmes de qualité de service aux clients, d'instabilité du réseau et
27 de surcharge des équipements. Certains distributeurs nord-américains ont d'ailleurs déjà subi
28 les impacts de cette situation.

29 En conséquence, le SCR-D vise notamment à mettre en place la fondation qui permettra
30 d'assurer la gestion de ce nouvel environnement.

3.3 Risques découlant d'un remplacement non coordonné

31 D'emblée, le Distributeur rappelle que le remplacement du système actuel est devenu
32 incontournable, en raison de son déficit fonctionnel, conjugué aux difficultés d'assurer son
33 développement, du fait de l'obsolescence et de la vétusté dudit système. Le Distributeur et le
34 Transporteur ont par ailleurs indiqué à la pièce HQTD-1, Document 1 que l'approche conjointe

1 pour le remplacement des systèmes de conduite du réseau était la solution retenue. Le
2 Distributeur expose ici les implications d'un remplacement du Logiciel CED non coordonné
3 avec les travaux du Transporteur¹⁰.

4 Les systèmes de conduite du Transporteur et du Distributeur s'échangent des informations
5 en temps réel, au moyen d'un protocole de communication non normalisé. Dans l'éventualité
6 où le Logiciel CED n'était pas remplacé de façon coordonnée avec le SCR-T, le
7 développement d'interfaces complexes sera nécessaire (soit la réécriture du protocole de
8 communication et possiblement des fonctions qui s'y rattachent dans le système actuel). Il
9 s'agirait là d'un investissement peu judicieux puisqu'un tel développement n'aurait aucune
10 utilité à moyen terme.

11 De plus, un remplacement non coordonné du Logiciel CED forcerait le Distributeur à
12 entreprendre seul les démarches de remplacement, soit le lancement d'un appel d'offres et
13 la mise en place du projet d'implantation, et ce, sans bénéficier de la synergie qui découle
14 d'une démarche conjointe avec le Transporteur. Il existe une forte probabilité que cette
15 approche résulterait en des problèmes d'intégration des deux systèmes. Plusieurs
16 distributeurs nord-américains ayant tenté de remplacer ainsi séparément leurs différents
17 systèmes ont d'ailleurs connu de tels problèmes.

18 Enfin, comme mentionné précédemment, un report de la mise en place du nouveau système
19 forcerait tout de même le Distributeur à investir les sommes nécessaires pour assurer
20 l'évolution du Logiciel CED afin de supporter les évolutions de systèmes externes avec
21 lesquels il s'interface, tels que le MDMS et le SIG. Toutefois, comme mentionné à la section
22 2.3, ces efforts ne feraient que retarder de quelques années le remplacement inéluctable du
23 système.

4 Caractéristiques du nouveau SCR-D

24 Le Transporteur et le Distributeur ont fourni une description des principales étapes des
25 travaux prévus à la section 2.5 de la pièce HQTD-1, document 1.

26 Comme mentionné à cette même pièce, les analyses préliminaires ont permis au
27 Transporteur et au Distributeur de déterminer une solution conjointe qui permettra de
28 répondre à leurs besoins. En ce qui concerne le Distributeur, le nouveau SCR-D devra refléter
29 les caractéristiques et fonctions recherchées dans un tel système, afin de pallier les lacunes
30 invoquées notamment à la section 4.1. Ainsi, le nouveau SCR-D devra offrir une architecture
31 modulaire, afin d'en faciliter la mise à jour et l'évolution. Il devra également s'appuyer sur les
32 protocoles normalisés, afin de profiter des améliorations disponibles sur le marché, et offrir
33 des outils de configuration avancés qui faciliteront le développement de nouvelles
34 fonctionnalités, le tout afin de le maintenir en phase avec les produits prévalant dans

¹⁰ Voir également la section 3.5 du rapport de la firme ESTA International à la pièce HQTD-3, Document 2.

1 l'industrie. Enfin, il devra évidemment être en mesure de traiter un volume d'informations
2 substantiellement plus imposant que le système actuel.

3 Le nouveau SCR-D comprendra donc toutes les fonctions de base offertes par le
4 Logiciel CED, de même que celles aujourd'hui nécessaires mais difficiles à implanter compte
5 tenu des limitations du présent système, telles que la génération automatique de plans de
6 manœuvres ou les alarmes intelligentes. Il inclura donc les éléments suivants :

7 1. SCADA :

- 8 • gestion des plans de manœuvres ;
 - 9 ○ gère la séquence d'actions à exécuter, telles que les manœuvres, les
 - 10 vérifications, les activités, les mesures de charges (manuelles ou estimées) et
 - 11 les communications pertinentes à la réalisation d'un retrait d'exploitation
- 12 • acquisition des données et contrôle des équipements ;
 - 13 ○ traite en temps réel un grand nombre de télémesures et télésignalisations¹¹ et
 - 14 contrôle à distance des équipements sur le réseau
- 15 • gestion des rôles et des aires de juridiction ;
 - 16 ○ définit des zones de responsabilité, couvrant l'ensemble du réseau, afin de
 - 17 répartir la charge de travail et la responsabilité d'exploitation et de support dans
 - 18 les différents centres d'exploitation
- 19 • historisation et récupération de l'information ;
 - 20 ○ sauvegarde toutes les actions et données du SCR
 - 21 ○ permet l'utilisation d'outils de consultation et d'analytique pour supporter
 - 22 l'exploitation et la planification du réseau
 - 23 ○ alimente les systèmes d'intelligence d'affaires de l'entreprise
- 24 • gestion du modèle de données et des affichages ;
 - 25 ○ gère toutes les activités menant à la préparation des données d'entrée, de
 - 26 configuration et d'initialisation pour le SCR
- 27 • gestion des alarmes et annonceurs ;
 - 28 ○ représente des conditions anormales sur le réseau, acheminées à la console
 - 29 de l'exploitant responsable.

30 2. DMS :

- 31 • surveillance du réseau ;

¹¹ En tout, environ 1,6 million de points (par exemple, disjoncteurs et transformateurs), dont 500 000 sont télémesurés.

- 1 ○ permet d'anticiper ou de détecter en temps réel des conditions anormales qui
- 2 impacteraient la qualité du service électrique aux clients
- 3 • allocation de charge, répartition de puissance, estimateur d'état ;
- 4 ○ calcule les tensions et courants en tous points du réseau, requis pour s'assurer
- 5 du respect de la qualité du service électrique
- 6 • analyse de courant de court-circuit ;
- 7 ○ calcule la valeur des courants de court-circuit en tous points du réseau, afin de
- 8 s'assurer que les appareils de protection vont opérer lors d'un défaut en réseau
- 9 • prévision de la charge et de la production ;
- 10 ○ calcule la prévision de la charge à court, moyen et long termes, permettant de
- 11 valider que les manœuvres réalisées par les autres fonctions DMS (par
- 12 exemple, le rétablissement automatisé, la reconfiguration optimale du réseau,
- 13 le contrôle de la tension et de la puissance réactive) ou dans le cadre de
- 14 travaux planifiés permettent de respecter la qualité du service électrique
- 15 • validation pré-manœuvre ;
- 16 ○ réalise les validations avant une manœuvre d'un opérateur afin de garantir la
- 17 sécurité du personnel et du public, l'intégrité des appareils et le respect de la
- 18 qualité du service électrique
- 19 • rétablissement automatisé ;
- 20 ○ à la suite de l'ouverture d'un appareil de protection en raison d'un défaut
- 21 permanent, identifie la zone en défaut, isole le défaut et rétablit le service aux
- 22 clients dans les zones saines sans l'intervention d'un opérateur
- 23 • localisation prédictive des défauts ;
- 24 ○ localise les lieux probables du défaut de façon plus précise en utilisant toute
- 25 l'information disponible
- 26 • reconfiguration optimale du réseau ;
- 27 ○ recommande la manœuvre d'appareils de sectionnement afin de reconfigurer
- 28 le réseau pour atteindre l'objectif désiré comme la minimisation des pertes ou
- 29 de la demande
- 30 • contrôle de la tension et de la puissance réactive ;
- 31 ○ contrôle la consigne de tension des changeurs de prise et l'état des
- 32 condensateurs afin d'identifier la combinaison optimale qui permet d'atteindre
- 33 les objectifs désirés (par exemple : minimisation de la demande en puissance
- 34 ou en énergie, minimisation des pertes, régulation du facteur de puissance)

- 1 • analyse de contingence de distribution ;
- 2 ○ identifie les vulnérabilités du réseau par la simulation des contingences afin de
- 3 valider si tous les clients peuvent être réalimentés si elles se produisent
- 4 • détection et localisation des circuits ouverts énergisés.
- 5 ○ détecte et localise les circuits ouverts qui provoquent des interruptions de
- 6 service, mais sans déclenchement d'un appareil de protection (par exemple,
- 7 un conducteur brisé qui n'est pas en contact avec la terre ou une autre phase)
- 8 3. OMS :
- 9 • gestion des interruptions et des suivis de service ;
- 10 ○ gère les interruptions de service et tout autre problème de continuité de service
- 11 signalés par la clientèle, par les compteurs ou par les appareils
- 12 télécommandés sur le réseau
- 13 • estimation de la fin prévue ;
- 14 ○ permet d'estimer la date et l'heure de fin prévue des interruptions de service
- 15 en fonction des délais moyens de déplacement, de réparation et de
- 16 rétablissement observés antérieurement
- 17 • gestion des dommages ;
- 18 ○ répertorie tous les dommages à la suite d'un événement climatique, par
- 19 exemple dans le but d'ordonnancer les travaux et de planifier les équipes
- 20 requis pour la réparation et le rétablissement complet du service
- 21 • gestion des équipes de travail ;
- 22 ○ permet la constitution et le suivi des équipes mobilisées pour le rétablissement
- 23 de service et la réparation des dommages sur le réseau
- 24 • gestion des situations d'urgence ;
- 25 ○ permet d'appliquer les mesures particulières prises lors d'événements
- 26 climatiques exceptionnels (par exemple, l'estimation de la fin prévue, la gestion
- 27 des priorités de rétablissement ou la gestion des équipes)
- 28 • repérage des véhicules.
- 29 ○ permet de visualiser le positionnement des véhicules (nacelles et autres) sur
- 30 un affichage géographique. Cet outil facilite la répartition des équipes selon
- 31 leur proximité du lieu d'une panne et confirme leur progression
- 32 4. DTS¹² :

¹² Dispatcher training simulator

- 1 • module de formation et de simulation pour les utilisateurs du système ;
- 2 • outils permettant de reproduire le comportement réel du réseau de distribution et de
- 3 reproduire des scénarios d'événements passés.

4 Toutes les fonctions recherchées par le Distributeur sont essentielles pour assurer
5 l'exploitation fiable de ses installations. C'est sur cette base que sera définie de façon plus
6 précise l'architecture du système au cours de la phase d'avant-projet.

5 Calendrier de réalisation et coûts associés au Projet du Distributeur

7 L'échéancier et les coûts de l'avant-projet, ainsi que l'échéancier et les coûts préliminaires de
8 la phase projet, sont présentés à la pièce HQT-D-1, Document 1.

6 Impact tarifaire et traitement dans le cadre du mécanisme de réglementation incitative (MRI)

9 L'impact tarifaire étant tributaire des coûts de son projet, le Distributeur sera en mesure de
10 présenter les renseignements requis par la Régie à l'égard de l'impact tarifaire simultanément
11 avec le dépôt des coûts de projet, établis grâce aux travaux réalisés dans le cadre de l'avant-
12 projet.

13 Comme indiqué à la pièce HQT-D-1, Document 1, la phase projet s'échelonne entre 2019
14 et 2023, soit au cours de la période d'application du premier mécanisme de réglementation
15 incitative. Dans ce contexte, le Distributeur demande la création d'un compte d'écarts et de
16 reports pour y comptabiliser tous les coûts ayant un impact sur ses revenus requis associés
17 à son projet qui n'auront pu être reflétés dans les tarifs au moment opportun en considérant
18 le mécanisme de réglementation incitative qui lui est applicable. Les modalités de disposition
19 du compte d'écarts et de reports seront alors présentées dans le cadre de ses dossiers
20 tarifaires.

7 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de distribution

21 L'avant-projet, qui fait l'objet de la présente demande d'autorisation, est la première étape en
22 vue de la mise en place du nouveau SCR-D. Comme le Distributeur l'a invoqué à la section
23 2.1, ce dernier est un élément essentiel pour un maintien de la qualité de service et une
24 gestion optimale du réseau.

25 Ainsi, le nouveau SCR-D facilitera et accélérera le rétablissement du service lors de pannes.
26 Il permet également de planifier et opérer de façon optimale les travaux d'entretien sur le
27 réseau. Tous ces éléments favorisent une maximisation de la continuité et de la qualité de
28 service pour les clients.

- 1 Enfin, le nouveau SCR-D permettra au Distributeur d'offrir aux clients, lors d'interruptions de
- 2 service, un meilleur pronostic quant à la durée de l'interruption et au moment du
- 3 rétablissement du service.

8 Mode de suivi proposé

- 4 Le Distributeur propose de faire le suivi de l'avant-projet dans le cadre de son rapport annuel
- 5 déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Le suivi annuel
- 6 fera état des coûts réels des travaux, de l'explication des écarts majeurs entre les coûts réels
- 7 et les coûts projetés, de même que de l'évolution de l'échéancier des travaux.

9 Conclusion

- 8 Le Distributeur soutient respectueusement que la Régie dispose des informations pertinentes
- 9 à l'autorisation de l'avant-projet relatif au remplacement du système de conduite du réseau
- 10 de distribution et à la création d'un CÉR pour y comptabiliser les coûts ayant un impact sur le
- 11 revenu requis.