

RAPPORT SUR LES ACTIVITÉS DE SENSIBILISATION AU PROJET

*Stockage d'énergie et réaction à la demande en vue d'une meilleure fiabilité dans
une collectivité prédisposée à des pannes de courant*

Version finale – le 18 mars 2015
BC Hydro
Office of the Chief Technology Officer

TABLE DES MATIÈRES

1.0 Contexte du projet.....	1
1.1 Le défi de la fiabilité.....	1
1.2 Défi lié au fonctionnement à presque pleine capacité de la sous-station.....	2
1.3 Financement du projet.....	3
2.0 Sélection des sites	4
2.1 Les Premières Nations et la mobilisation des collectivités.....	4
2.2 Permis environnemental et règlementaire.....	4
2.3 Permis de construction.....	4
3.0 Sélection de la technologie	6
3.1 Technologie des batteries.....	6
3.2 Batterie et intégration du système.....	7
3.3 Télécommunications	10
4.0 Construction.....	11
4.1 Construction civile et installation de l'équipement	11
5.0 Mise à l'essai et mise en service.....	13
5.1 Mise à l'essai et mise en service des composants.....	13
5.2 Mise en service du système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA)	13
5.3 Mise en service de l'intégration du système	14
5.4 Formation et transition vers les opérations	14
6.0 Prolongement de la portée du projet	15
6.1 Système de notification.....	15
6.2 Prolongement du système à batterie	15
7.0 Incidence sur le public – Amélioration de la fiabilité.....	16
8.0 Autres problèmes et solutions.....	18
9.0 Prochaines étapes	19
10.0 Leçons apprises.....	21

Liste des tableaux et des figures

TABLEAU 1 STATISTIQUES DES PANNES D'ÉLECTRICITÉ A FIELD DE 2010 A 2014	2
TABLEAU 2 PARTIES RESPONSABLES DE LA MISE A L'ESSAI ET LA MISE EN SERVICE DES COMPOSANTS	13
TABLEAU 3 LA BATTERIE A FOURNI DE L'ÉLECTRICITÉ DE SECOURS DURANT LES PANNES DE COURANT SURVENUES DE JUILLET 2013 A NOVEMBRE 2014 (DONNÉES ISSUES DE LA BASE DE DONNÉES P1 DE BC HYDRO PI)	16
TABLEAU 4 TENDANCE ANNUELLE DE L'AMÉLIORATION DE LA FIABILITÉ.....	17
TABLEAU 5 MODES DE FONCTIONNEMENT DU SSEB ET STATISTIQUES DU RENDEMENT	19
TABLEAU 6 LEÇONS APPRISSES.....	22
FIGURE 1 CARTE DE TERRAIN DE LA RÉGION INDIQUANT LES EMPLACEMENTS DES SITES DE BATTERIES PROPOSÉS A GOLDEN ET A FIELD.	2
FIGURE 2 REPRÉSENTATION GRAPHIQUE DU PROFIL DE LA CHARGE A LA SOUS-STATION DE GOLDEN.	3
FIGURE 3 CONFIGURATION DU SITE DES BATTERIES DE FIELD PRÉSENTANT L'INTERRUPTEUR ET LE PRINCIPAL DISJONCTEUR DANS LE SMS, LA COMMUNICATION PAR SATELLITE ET LA RADIOCOMMUNICATION LOCALE	9
FIGURE 4 ILLUSTRATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION DE GOLDEN ET DE FIELD PRÉSENTANT LA CONCEPTION DES TÉLÉCOMMUNICATIONS	10
FIGURE 5 CALENDRIER DES TRAVAUX DE CONSTRUCTION DE 2011 A 2013.....	11
FIGURE 6 STRUCTURE EN COURS DE CONSTRUCTION.....	12
FIGURE 7 BATIMENT TERMINÉ ORIENTÉ VERS LE NORD	12
FIGURE 8 ÉRECTION DE LA FUTURE TOUR SATELLITE	12
FIGURE 9 SOCLE DE LA TOUR SATELLITE	12
FIGURE 10 RÉSERVOIR AU PROPANE POUR LA GÉNÉRATRICE DE SECOURS DE LA STATION	12
FIGURE 11 GÉNÉRATRICE AU PROPANE DE SECOURS POUR LA STATION	12
FIGURE 12 LE FONCTIONNEMENT DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE BC HYDRO CALQUE L'AFFICHAGE EN TEMPS RÉEL DU SYSTÈME DE STOCKAGE A BATTERIE	14
FIGURE 13 INTERRUPTIONS SUBIES PAR MOIS PAR LES CLIENTS DE LA COLLECTIVITÉ DE FIELD.....	17
FIGURE 14 PERTE D'HEURES SUBIES PAR MOIS PAR LES CLIENTS DE LA COLLECTIVITÉ DE FIELD	17
FIGURE 15 CONFIGURATION DU FONCTIONNEMENT NORMAL DU SSEB	18
FIGURE 16 EFFICACITÉ DU CYCLE COMPLET DU SSEB DEPUIS JUILLET 2013.....	20

1.0 Contexte du projet

En janvier 2010, BC Hydro a lancé un projet en partenariat avec Ressources naturelles Canada (RNCan) pour l'installation de deux systèmes de stockage d'énergie à batterie (SSEB) de 1 MW (6 MWh) sur son réseau de distribution à Golden et à Field, en Colombie-Britannique. Les objectifs du projet étaient de remédier à la surcharge de la capacité à la sous-station de Golden et d'améliorer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité de ses clients durant les pannes d'électricité prolongées à Field. La portée du projet a été réduite ultérieurement pour installer le stockage dans des batteries de 1 MW (6 MWh) à proximité de la collectivité de Field lorsque l'examen de l'analyse de la rentabilisation effectué en janvier 2012 a révélé que le risque de surcharge avait disparu à la sous-station de Golden en raison de plusieurs améliorations apportées au réseau de distribution.

Le système de stockage d'énergie à batterie est devenu opérationnel le 11 juillet 2013. Depuis cette date, il offre des avantages en fournissant une source d'électricité de secours propre durant les pannes d'électricité et en réduisant la demande globale d'électricité à la sous-station de Golden durant les heures de pointe. À compter de janvier 2015, le SSEB installé à Field a fourni 76 heures d'électricité de secours à la collectivité de Field, ce qui correspond à une réduction de 11 455 d'heures perdues pour les clients (HPC).

1.1 Le défi de la fiabilité

La sous-station de Golden (GDN) située sur la 12^e rue et la 11^e avenue Sud fournit de l'électricité à la ville de Golden et aux régions avoisinantes (Figure 1), soit à 4 000 clients environ. Quatre artères radiales de la sous-station de Golden distribuent de l'électricité à la ville ainsi qu'aux régions avoisinantes, notamment à la collectivité de Field située à 57 kilomètres à l'est de Golden, aux frontières du parc national Yoho du Canada. BC Hydro compte 155 clients résidentiels et commerciaux dans la collectivité de Field.

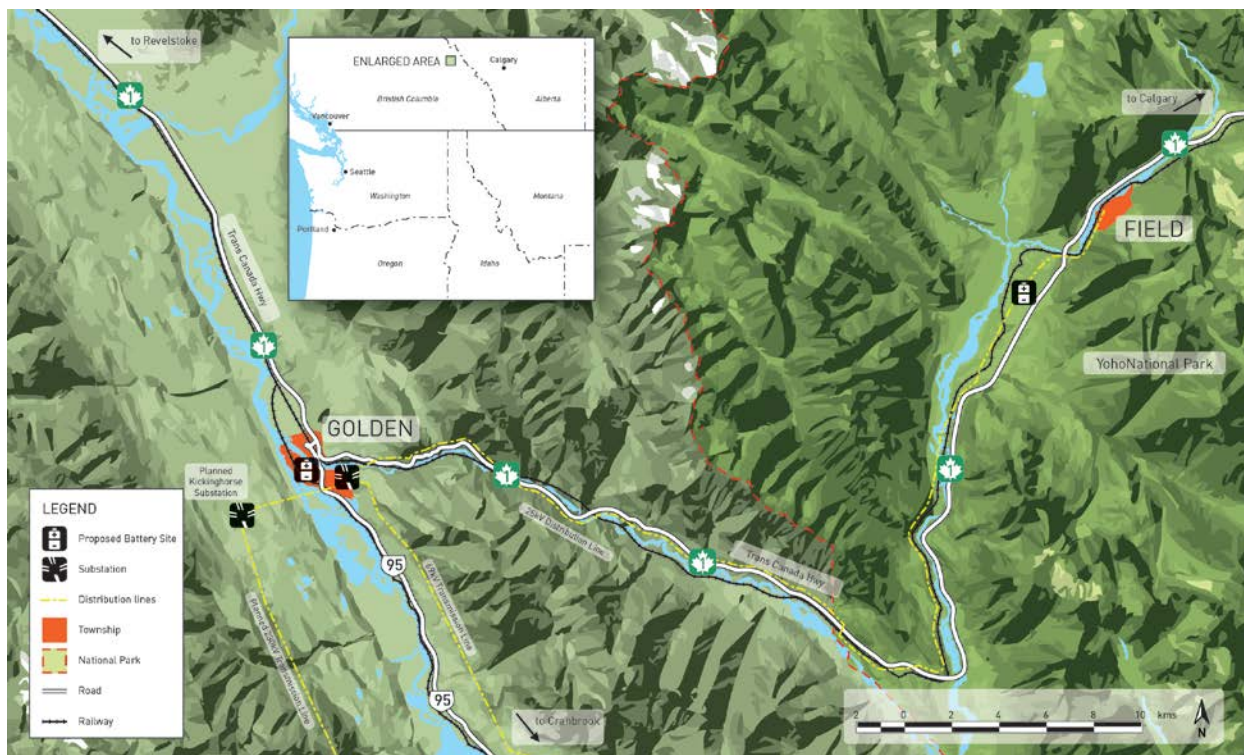


Figure 1 Carte de terrain de la région indiquant les emplacements des sites de batteries proposés à Golden et à Field.

L'alimentation en électricité de Field est fournie par une unique artère de distribution GDN25F42 de 25 kV, de 55 km de long environ. Cette artère est sujette à de fréquentes pannes d'électricité de longue durée. La ligne de distribution traverse des terrains accidentés qui sont soumis à des conditions environnementales sévères et une végétation naturelle affectée par la chute d'arbres. En outre, la ligne longe le chemin de fer Canadien Pacifique, ce qui nécessite de prévoir une coordination avec les horaires des trains pour l'exécution des réparations sur la ligne. Ainsi, le 29 juin 2013, la collectivité de Field a subi 49,5 heures de panne électrique et les équipes de réparation ont dû surmonter les difficultés d'accès et de réparation afin de rétablir le service.

Exercice financier	Nombre de pannes	Interruption du courant subie par les clients (IC)	Heures perdues par les clients (HPC)
2010	28	2 944	16 670
2011	17	1 984	6 909
2012	16	2 153	7 931
2013	17	1 907	8 294
2014 (d'avril à juillet 2013)	4	576	3 436

Tableau 1 Statistiques des pannes d'électricité à Field de 2010 à 2014

1.2 Défi lié au fonctionnement à presque pleine capacité de la sous-station

Au début de 2010, la prévision de la charge pour la région prévoyait que la capacité de la sous-station de Golden serait dépassée durant la pointe hivernale de 2013-2014. Le profil de la charge prévu de la sous-station durant plusieurs jours d'hiver est présenté dans la figure 2. Le profil comporte deux périodes de pointes : la première, commençant au tout début de la matinée (vers 6 h) d'une durée de 5 à 6 heures, et la deuxième, vers 16 h, d'une durée de 4 à 5 heures. On s'attendait à ce que le profil de la charge excède la limite de capacité de la sous-station de 1 à 2 MW durant ces périodes.

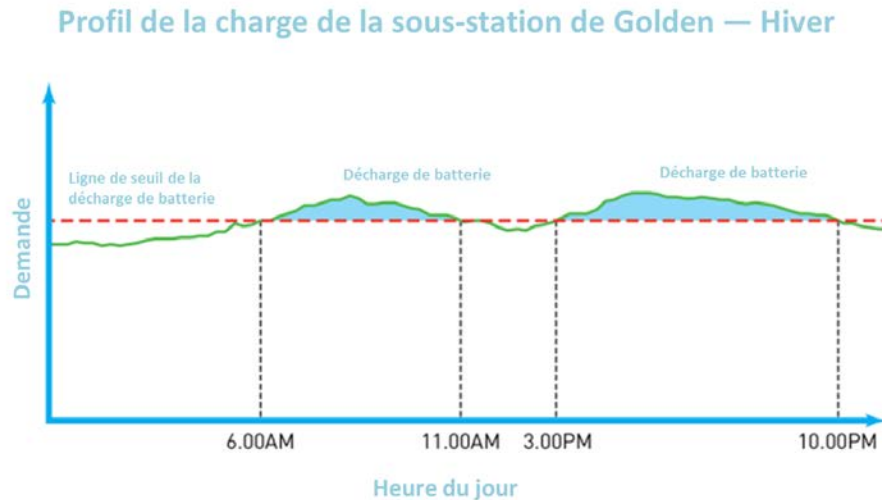


Figure 2 Représentation graphique du profil de la charge à la sous-station de Golden.

Afin d'atténuer les problèmes de fiabilité à la sous-station de Field et les contraintes liées au fonctionnement à presque pleine capacité à la sous-station de Golden, BC Hydro a procédé à l'évaluation de solutions de recharge telles que le stockage dans les batteries et les génératrices diesel. Bien que la préférence a été donnée à l'option batteries propres, les génératrices diesel étaient moins onéreuses. L'analyse de la rentabilisation des batteries a été couronnée de succès lorsque BC Hydro s'est vu octroyer des fonds de contrepartie du Fonds pour l'énergie propre (FEP) du gouvernement canadien.

1.3 Financement du projet

En septembre 2009, BC Hydro a présenté une demande auprès du Fonds pour l'énergie propre du Canada. En janvier 2010, RNCan a octroyé à BC Hydro un financement maximal de 5,98 M\$ en soutien à son projet, BC Hydro versera des fonds équivalents. En mai 2010, BC Hydro a signé un accord de contribution avec RNCan, pour le compte du gouvernement fédéral canadien.

2.0 Sélection des sites

En 2010, deux sites ont été sélectionnés afin d'héberger les systèmes de stockage à batterie. Le site de Golden, qui a été utilisé antérieurement comme une station diesel, appartient à BC Hydro, alors que le site de Field est situé dans le parc national Yoho, dans une région qui a fait l'objet d'un modèle d'examen préalable par catégorie, connue sous le nom de Ruisseau Boulder.

2.1 Les Premières Nations et la mobilisation des collectivités

En octobre 2010, des lettres ont été envoyées à deux bandes des Premières Nations (la Bande indienne de Shuswap et le Conseil de la nation Ktunaxa) qui contenaient des informations sur le projet et sur les emplacements des sites sélectionnés.

De 2009 à 2012, BC Hydro a fait appel à plusieurs intervenants afin de répondre aux questions et aux préoccupations, notamment à RNCan, à Parcs Canada, au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique, aux clients et les collectivités de Field et de Golden ainsi qu'à des fournisseurs et des représentants du gouvernement local.

2.2 Permis environnemental et réglementaire

Avant que RNCan libère les fonds, une évaluation environnementale du projet a été effectuée conformément aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. BC Hydro avait fait appel aux services de Stantec Inc. pour qu'elle exécute une évaluation des impacts environnementaux et sociaux afin de déterminer les effets possibles du projet sur les ressources naturelles. Une évaluation complète de la valeur des éléments des sols, des reliefs, de la végétation et de la faune a été effectuée. Il a été déterminé que les effets résiduels seraient négligeables ou de faible ampleur, de propres au site à une portée géographique locale et qu'ils seraient réversibles.

Stantec a élaboré un plan de gestion environnementale (PGE) en vue de réduire la portée et la durée des effets possibles. Des mesures d'intervention d'urgence ont été établies afin de traiter les éventuels événements imprévus susceptibles d'avoir des effets environnementaux et sociaux qui leur seraient associés. Dans le cadre du plan de gestion environnementale, un moniteur environnemental in-situ était responsable durant les travaux de construction de veiller à ce que le personnel affecté à la construction du projet avait passé en revue et compris le PGE et de signaler toutes les non-conformités au gestionnaire des tâches environnementales.

Parcs Canada a examiné et évalué le rapport d'évaluation et le PGE.

2.3 Permis de construction

Afin de répondre aux critères de conception pour des conditions de froid intense (-50°C), les batteries devaient être hébergées dans un bâtiment pour qu'elles puissent fonctionner aux sites de Field et de Golden. Comme le site de Field est situé dans le parc national Yoho, un permis de construction a été délivré par le Bureau d'aménagement de Parcs Canada pour la construction, sur les terres de Parcs Canada, de la structure de stockage pour les batteries et un permis de construction municipal a été délivré pour le site de Golden.

En outre, BC Hydro et Parcs Canada ont signé une entente de construction avant le début des travaux de construction et un permis d'occupation a été délivré après la mise en service du SSEB.

Il n'existait aucune autre exigence supplémentaire relative aux permis, licences et autorisations du gouvernement fédéral ou aux permis provinciaux ou municipaux.

3.0 Sélection de la technologie

En 2010, BC Hydro a élaboré un schéma théorique qui comprenait les unités de batterie, le système de conversion de l'énergie (SCE), le transformateur et des commutateurs programmables capables d'exécuter les fonctions requises.

3.1 Technologie des batteries

BC Hydro et Quanta Technologies ont rédigé la demande de propositions pour les batteries et l'intégrateur de systèmes. Quanta a proposé d'inclure les batteries et le système de conversion de l'énergie dans la demande de propositions puisque ceux-ci sont souvent conçus pour fonctionner ensemble. Cependant, il a été décidé que le SCE serait un élément facultatif dans la proposition afin de ne pas réduire le nombre de réponses à la demande de propositions. En outre, plutôt que de préciser dans la demande de propositions la technologie des batteries souhaitée, ils ont décrit les fonctions exigées, ce qui laissait à chaque soumissionnaire la possibilité d'offrir la technologie de son choix du moment qu'elle possède les fonctions recherchées, tout en reconnaissant que l'objectif du projet était de vérifier la fonctionnalité du système de stockage d'énergie à batterie dans son ensemble et non la composition chimique ou les caractéristiques de la technologie des batteries. Qui plus est, dans sa demande présentée au Fonds d'énergie propre, BC Hydro avait utilisé le seul système de stockage d'énergie à batteries disponible sur le marché à ce moment-là (la batterie au sodium-soufre avec isolant [NaS] de NGK) comme modèle en ce qui a trait au coût et aux performances prévus. C'est pour ces raisons que BC Hydro a décidé de continuer à utiliser la batterie au NaS de NGK comme batterie de référence dans les exigences définies dans la demande de propositions. Par conséquent, les promoteurs devaient offrir une batterie ayant tout au moins le même niveau de fonctionnalité que la batterie à NaS.

Les exigences relatives aux performances techniques énoncées dans la demande de propositions portaient sur :

- l'écrêtage des pointes et
- l'îlotage.

En outre, les systèmes de stockage d'énergie à batterie ont été évalués afin de connaître leur capacité à satisfaire aux conditions associées :

- à l'interconnexion avec les systèmes de commande;
- aux conditions environnementales et
- à la sécurité.

Les critères de sélection pour les unités de stockage à batterie tenaient compte des exigences de BC Hydro relatives à l'installation d'un bien immobilier sur le réseau de distribution ou à l'approvisionnement fiable et sûr en électricité à ses clients.

À un niveau élevé, l'évaluation a pris en compte les éléments suivants :

- la proposition technique;
- le coût;
- le bilan en matière de qualité et de sécurité;
- les références, notamment les références des sous-traitants;
- l'environnement;
- le contenu autochtone.

En 2010, NGK a été sélectionnée comme fournisseur des batteries pour les raisons suivantes :

- rendement adéquat – le rendement indiqué répondait aux attentes formulées pour l’analyse de la rentabilisation effectuée dans le cadre du projet. Les solutions batterie lithium-ion et batterie zinc-air ont révélé un excellent rendement ainsi que la batterie à flux redox vanadium (BFRV) et ce, dans tous les domaines à l’exception des cotes d’efficacité et de l’empreinte¹. Le rendement de la solution batterie acide plomb est inférieur aux conditions de base.
- coût escompté – le coût indiqué correspondait aux attentes établies dans l’analyse de la rentabilisation. Le coût de la batterie lithium-ion et de la batterie FRV était supérieur au prix de base. Le coût de la batterie acide plomb et zinc air était inférieur au coût de base, et le coût de la batterie zinc air était de loin inférieur à toutes les autres solutions. Ce coût tenait compte du risque dans cette solution la moins commerciale.
- références – NGK était le seul fournisseur en mesure de soutenir les allégations de rendement avec des unités déjà installées et opérationnelles. Les installations de Prudent et Exide ont des fonctionnalités similaires, mais non à la même échelle. D’autres promoteurs ont fourni des références pour installations beaucoup plus petites ou n’ont fourni aucune référence.
- sécurité, environnement, autochtones – les promoteurs ne se sont pas démarqués dans tous ces domaines.

3.2 Batterie et intégration du système

BC Hydro avait présenté une demande de propositions distincte pour la batterie et pour l’intégrateur du système. S&C Electric a été choisie en raison de son expérience antérieure en matière d’installations du SSEB à batterie sodium soufre. L’intégrateur du système était responsable :

- de la conception, la construction et la livraison du bâtiment, du système de conversion de l’énergie et de l’équipement connexe;
- de l’intégration, l’installation et la mise à l’essai du SSEB.

3.2.1 Système de conversion de l’énergie

La portée particulière de la livraison de S&C relative au SCE comprend le système intelligent de gestion du stockage du réseau (Smart Grid Storage Management System (SMS)) destiné au projet. Ce système comprend ce qui suit :

- un onduleur et hacheur SMS de $\pm 1,25$ MVA dotés de leurs propres commandes et prêts à fournir ou à absorber jusqu’à 1 MW de puissance réelle des batteries du SSE et capables de fournir ou d’absorber jusqu’à $\pm 1,25$ Mvar de puissance réactive dans le transformateur éleveur de tension avec interconnexion au système de distribution de 25 kV.
- une baie des appareillages de connexion à CC, chacun équipés d’un disjoncteur CC pour protéger le câblage et la moitié d’une batterie de 1 MW.

¹ Par comparaison avec la batterie à flux, l’empreinte de la batterie à NaS est relativement petite. L’empreinte finale installée est de 25,1 m².

- un ensemble de commandes principales pour commander l'onduleur et les 2 hacheurs par l'intermédiaire de leurs dispositifs de commande locaux. Les commandes principales indiquent à l'onduleur et au hacheur de charger ou de décharger les MW des batteries, et de contrôler de manière indépendante la tension, la puissance réactive ou le facteur de puissance au point des services publics.

Tous les sous-systèmes SMS de S&C sont hébergés dans le bâtiment afin de protéger les batteries et le SMS des températures extrêmes habituellement observées sur le site. Le SMS comprend les commandes intégrées dans l'enceinte du SMS pour l'onduleur et les hacheurs de la batterie à NaS de 1 MW.

3.2.2 Appareillage de connexion du système de Vista VI

Le SMS comprend un seul onduleur de $\pm 1,25$ MVA et un disjoncteur à CA de 480 V et 2 deux circuits hacheurs. Chaque circuit hacheur est normalement connecté à la moitié de la pile de modules de batterie et chaque moitié de batterie est protégée par son propre disjoncteur à CC dans le SMS afin de protéger le câblage et la moitié du SSE. Un unique transformateur de 1,5 MVA (de 480 V à 25 kV) est installé à l'amont du disjoncteur de 480 V. Le transformateur de 1,5 MVA est alors connecté à l'interrupteur Vista de 25 kV qui a été ajouté par S&C afin de protéger et d'isoler le système.

3.2.3 IntelliTeam et IntelliRupter

Un déclencheur d'impulsions IntelliRupter comprend un paquet unitisé d'interrupteurs de pannes et des composants de commande qui localisent la panne et rétablissent le circuit sur le réseau aérien de distribution. Il fournit des renseignements et le point d'isolation nécessaire pour l'opération d'îlotage durant les pannes de courant à Field. La fonction d'îlotage est activée par le logiciel IntelliTeam qui s'exécute sur IntelliRupter et sur le SMS afin d'isoler la charge et de réacheminer l'alimentation électrique. En cas de panne entre la sous-station de Golden et l'IntelliRupter, la protection de l'artère d'alimentation en amont s'ouvre afin de supprimer la panne et la protection anti-îlotage de SMS place l'unité de batterie hors circuit. Lorsque l'IntelliRupter détectera une absence de tension à l'amont, il attendra la détection de 3 réenclenchements en amont ou 30 secondes, selon ce qui se produira le premier, pour confirmer que la panne est permanente et puis s'ouvrira pour localiser la partie de l'artère d'alimentation qui doit être îlotée. Puis il enverra un signal au SMS et celui-ci changera le mode de fonctionnement afin d'alimenter la collectivité de Field en électricité.

Configuration et télécommunications du système à batterie de Field

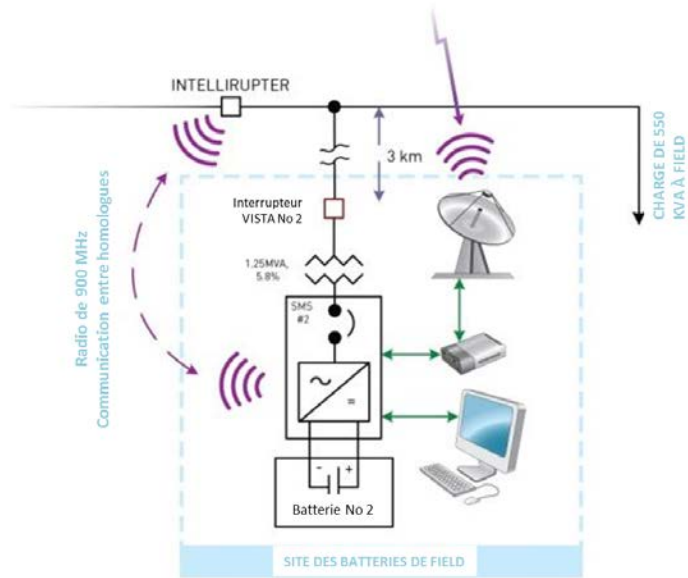


Figure 3 Configuration du site des batteries de Field présentant l'IntelliRupter et le principal disjoncteur dans le SMS, la communication par satellite et la radiocommunication locale

3.3 Télécommunications

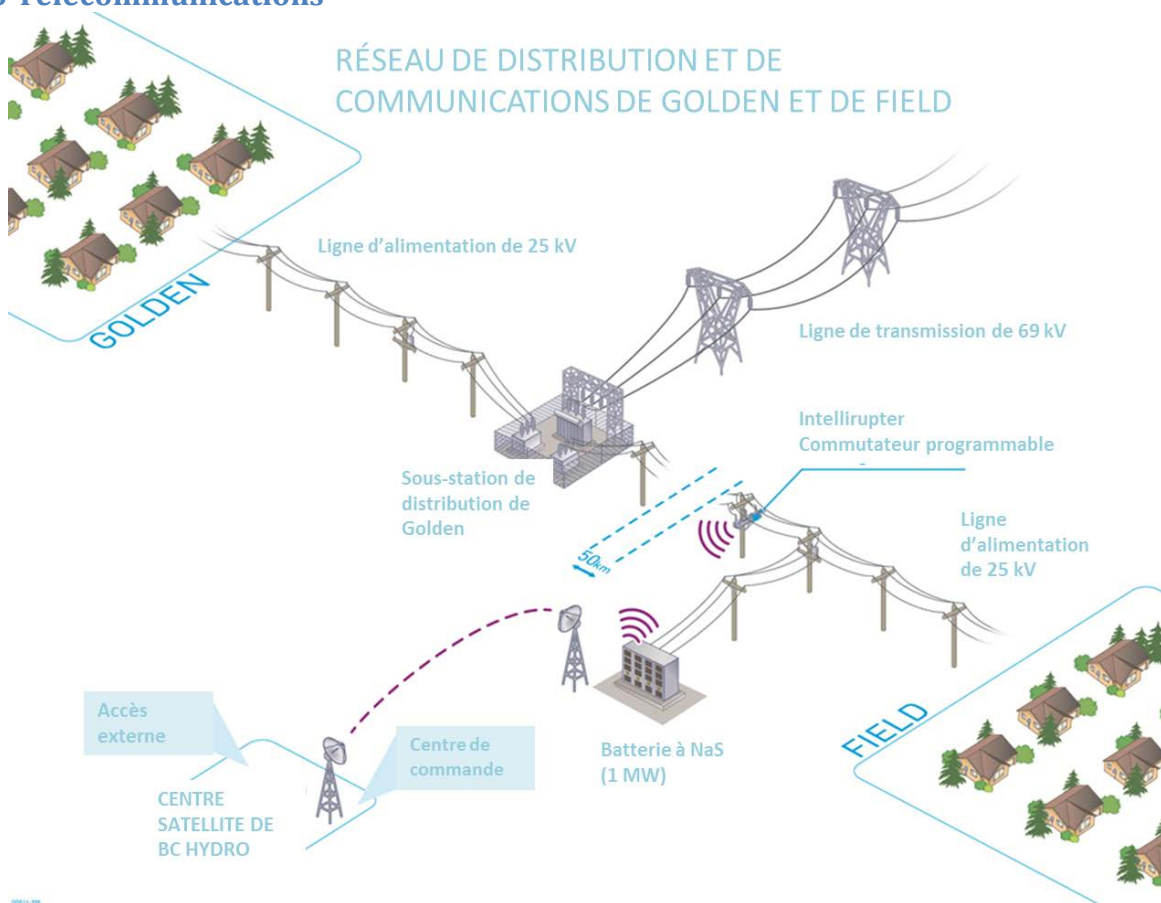


Figure 4 illustration du réseau de distribution de Golden et de Field présentant la conception des télécommunications

Le fonctionnement et la surveillance automatisés du système à batterie nécessitent la présence de télécommunications entre le site des batteries et l'exploitation du réseau, et entre le site des batteries et le point de débranchement. La communication à distance du SSEB à la sous-station de Golden, puis à l'exploitation du réseau est fournie par BC Hydro.

En raison de l'éloignement et du terrain accidenté du site des batteries de Field, la communication par satellite n'était pas une option fiable et il n'existait aucune infrastructure cellulaire fiable en 2011. À la suite d'un long processus de conception, la communication à grande distance du site des batteries de Field à la sous-station de Golden, puis aux opérations du réseau électrique de BC Hydro a été établie par un satellite à bande C alors que la communication à courte distance entre le point de déconnexion de l'îlotage et le site des batteries a été fournie par un radio SpeedNet de 900 MHz. La conception de la partie radio a nécessité l'installation d'une section de fibre à partir du site passant dans une forêt dense jusqu'à la route libre et puis de multiples sauts radio sur deux nouveaux poteaux afin de trouver un parcours du signal fiable. Depuis la conception originale, la communication cellulaire a été installée à Field et elle est maintenant utilisée par S&C et NGK pour la surveillance à distance de leurs systèmes.

La configuration des télécommunications entre ces divers composants du système est présentée dans la figure 3 ci-dessus.

4.0 Construction

Le manque d'expérience de BC Hydro en ce qui a trait au SSEB, son absence de normes de distribution définies pour les composants requis et ses ressources limitées dans la région ont retardé de façon importante l'exécution du projet. La section ci-dessous fait état des causes de ce retard. Il fallait beaucoup d'apprentissage et d'innovation à chaque étape du projet avant commencer les travaux de construction. Ceux-ci ont commencé aux sites de Golden et de Field dix mois après l'obtention des fonds. Le calendrier des travaux de construction exécutés entre 2001 et 2013 est présenté dans le tableau ci-dessous.

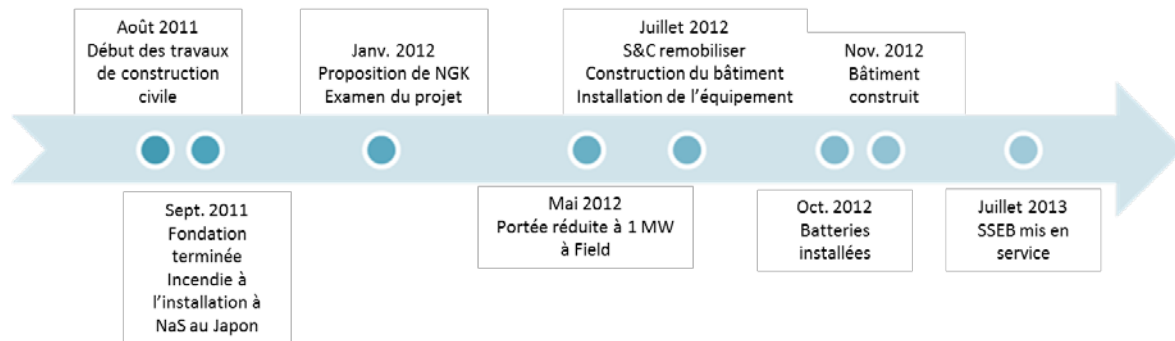


Figure 5 Calendrier des travaux de construction de 2011 à 2013

4.1 Construction civile et installation de l'équipement

Les activités de construction civile ont commencé durant l'été 2011. Ces activités comprenaient le défrichage, l'essouchage, le terrassement, l'enlèvement des arbres et les améliorations des routes, le bâtiment et les fondations internes, les massifs de conduits et les fondations pour l'équipement. Ces activités ont été achevées en septembre 2011.

En octobre 2011, NGK a avisé BC Hydro qu'un incendie s'était déclaré sur un de leurs sites de batterie situés au Japon. De ce fait, BC Hydro a suspendu les activités de construction aux sites de Golden et de Field pendant que le fabricant menait une enquête pour déterminer la cause de l'incendie et effectuer un examen des mesures de sécurité. L'enquête de NGK a pris fin au début de 2012.

En raison du retard, les bénéfiques au site de Golden, prévus dans l'analyse de la rentabilisation en 2011 ne pouvaient plus être réalisés alors que d'autres améliorations étaient apportées au réseau de distribution. Un examen approfondi de l'analyse de la rentabilisation a été exécuté et BC Hydro a décidé de procéder uniquement à l'installation du site de Field.

Les travaux ont repris en juillet 2012 sur le projet de stockage à batterie. L'installation des batteries a eu lieu en octobre 2012. Le bâtiment a été construit et les équipements techniques ont été installés (le système de traitement de l'air du bâtiment, la distribution électrique, la génératrice au propane, l'appareillage de connexion Vista, le commutateur automatique interconnecté et les commandes) en novembre 2012.



Figure 6 Structure en cours de construction



Figure 7 Bâtiment terminé orienté vers le nord



Figure 8 Érection de la future tour satellite



Figure 9 Socle de la tour satellite



Figure 10 Réservoir au propane pour la génératrice de secours de la station



Figure 11 Génératrice au propane de secours pour la station

5.0 Mise à l'essai et mise en service

5.1 Mise à l'essai et mise en service des composants

Les essais sur les composants ont commencé au début de novembre 2012. Tous les essais ont été exécutés selon les spécifications d'essai ATS de 2009 de la NETA. Le tableau 2 ci-dessous présente la liste des parties responsables et les composants testés.

Partie responsable	Composants testés
NGK	Stockage de l'énergie et mise à l'essai de l'intégration des systèmes
Magna Electric	Transformateur de puissance, câbles MT et HT, relai SEL, assemblages d'appareillage de connexion Vista, système de mise à terre, fils et câbles électriques de faible tension
S&C Electric	Intégration de SMS et des systèmes, baie de relais, IntelliRupter
Finning	Génératrice au propane
SimplexGrinnell	Système d'alarme de SO ₂
Siemens	Systèmes d'alarme incendie et de sécurité
BC Hydro	Relais d'Interface et supports de communication de SCADA

Tableau 2 Parties responsables de la mise à l'essai et la mise en service des composants

5.2 Mise en service du système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA)

L'installation du SCADA a pour but de fournir l'état d'avancement en temps réel et la surveillance de l'alarme pour réguler la puissance de sortie de la batterie, de contrôler le système d'automatisation de la distribution et de contrôler à distance les grands équipements.

La principale interface SCADA de la sous-station entre le projet des batteries et BC Hydro est un processeur de communication du contrôleur d'automatisation en temps réel. Des dispositifs électroniques et des dispositifs de réseau intelligents suivants sont installés du côté de la station où se trouve le réseau SCADA :

- relai de protection et compteur;
- commutateur Ethernet;
- génératrice;
- commutateur de transfert automatique;
- dispositifs d'automatisation de la distribution de la S&C Electric Company (IntelliNode, IntelliRupter);
- smartgrid SMS de la S&C Electric Company;

- alarmes dans le bâtiment (dioxyde de soufre, alarme d'incendie, système de sécurité).

Les points de données mis à la disposition de BC Hydro ont été mis en service point par point selon des listes de points approuvées au préalable. La mise en service du SCADA a été terminée en mars 2013.

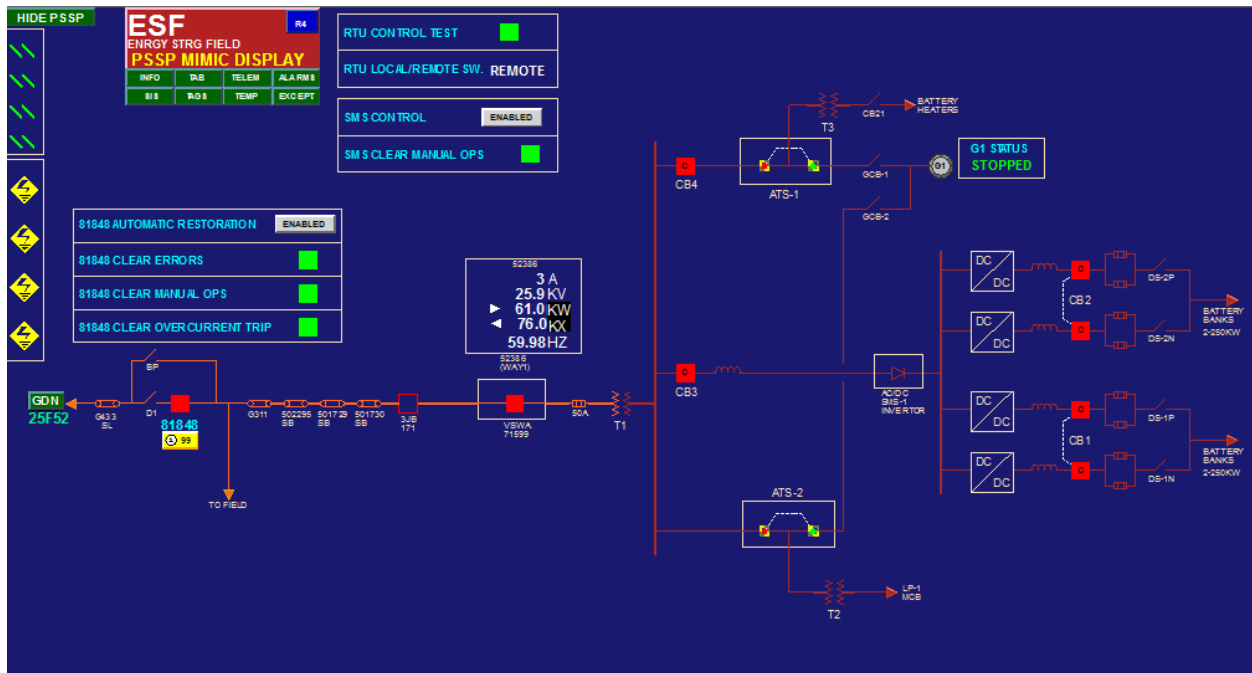


Figure 12 Le fonctionnement du réseau électrique de BC Hydro calque l'affichage en temps réel du système de stockage à batterie

5.3 Mise en service de l'intégration du système

La mise en service de SSEB consistait à vérifier la réaction du système à deux événements majeurs : une perte de puissance des services publics sur un système de 25 kV à l'amont de l'IntelliRupter et une panne sur le système de 25 kV à l'aval de l'IntelliRupter. BC Hydro et S&C ont donné leur approbation en signant les déclarations selon lesquelles la sous-station de la génératrice était compatible pour l'interconnexion avec le système de BC Hydro afin de fonctionner comme une charge, de faire la mise en service (1^{re} synchronisation) et de faire fonctionner la génératrice en février 2013.

5.4 Formation et transition vers les opérations

Un atelier de formation de deux jours a été organisé en mars afin de fournir un aperçu des composants du SSEB, du fonctionnement durant le mode îlotage, des plans sécurité-incendie ainsi qu'une formation en cours d'emploi. Des représentants des opérations sur le terrain, de l'exploitation du réseau, de la sécurité au travail, des communications, de l'équipe de protection et de contrôle, d'autres services de BC Hydro et le service d'incendie sur le terrain ont assisté à cette formation.

Un ordre d'exploitation de la distribution a été créé afin de décrire les procédures utilisées pour le fonctionnement des équipements situés au SSEB et son interconnexion avec l'artère d'alimentation GDN25F52. Un ordre des alarmes a également été créé afin de fournir une description et les mesures recommandées pour les alarmes du SSEB. Le SSEB est exploité de la même manière qu'une sous-station.

6.0 Prolongement de la portée du projet

La deuxième étape du projet mise en œuvre entre juillet 2013 et mars 2015 comprenait un système de notification à l'intention des clients sur l'état du système à batterie et un prolongement du système à batterie afin de soutenir certains clients en amont du point de connexion de l'îlotage actuel.

6.1 Système de notification

Près de 20 % environ des résidents reçoivent actuellement des mises à jour de Twitter par le biais de notifications envoyées par SMS ou courriel quand la batterie est en condition d'îlotage. Cette notification les incite à réagir en mettant en œuvre des mesures de conservation afin de réduire la charge dans la collectivité durant une panne d'électricité, ce qui maximise, de ce fait, la durée durant laquelle la batterie peut soutenir la collectivité.

6.2 Prolongement du système à batterie

BC Hydro a examiné la possibilité de prolonger la couverture du système à batterie plus loin en amont du point de déconnexion actuel de l'îlotage. Cependant, des études ont révélé que bien que cela serait possible techniquement, des pannes secondaires pourraient avoir une incidence sur le fonctionnement du système à batterie alors que l'îlotage rend ce prolongement difficilement réalisable.

7.0 Incidence sur le public – Amélioration de la fiabilité

Le SSEB a fourni jusqu'à ce jour 76 heures d'électricité de secours propre à la ville de Field comme il est indiqué dans le tableau 3 ci-dessous, ce qui correspond pour les clients à 11 455 d'heures perdues évitées. Le tableau 4 présente le nombre de pannes de courant, ainsi que les interruptions de courant et la perte d'heures qui en résultent pour les clients et qui sont attribuables aux pannes dont les causes sont liées au SSEB. En outre, les niveaux de bruit et les émissions de gaz à effet de serre durant le mode îlotage du SSEB sont considérablement inférieurs aux niveaux observés durant la production d'électricité au diesel. Les graphiques des figures 13 et 14 présentent une comparaison par rapport aux moyennes des années précédentes et les mois de pannes pour la ville de Field. Les indices de rendement IC et PHC ont considérablement amélioré la fiabilité durant l'exercice 2014 comparativement à la moyenne de 4 années (en rouge)². Quelques problèmes relatifs au logiciel IntelliTeam survenus durant l'exercice 2015 n'ont pas permis au SSEB d'alimenter la ville en électricité durant les pannes de courant, et ce, en plusieurs occasions. Veuillez consulter la section 8.0 pour obtenir plus de renseignements.

Date des pannes	Durée de la panne (heures)
15 juillet 2013	7,5
21 sept. 2013	9
27 sept. 2013	6
5 oct. 2013	2,5
11 oct. 2013	1,5
7 nov. 2013	4
19 nov. 2013	6,5
8 mars 2014	23,5
3 juin 2014	3,5
17 juillet 2014	7
9 août 2014	2
30 nov. 2014	3
Total	76

Tableau 3 La batterie a fourni de l'électricité de secours durant les pannes de courant survenues de juillet 2013 à novembre 2014 (Données issues de la base de données P1 de BC Hydro PI)

Exercice financier	2010	2011	2012	2013	2014	2015 (jusqu'au 30 nov. 2014)	Moy. de l'ex. 2010-13
Panne	28	16	19	17	6	5	19,5
Interruption subie par le client (IC)	2 944	1 984	2 153	1 907	868	726	2 247
Pertes d'heures subies par le client (PHC)	16 670	6 909	7 931	8 294	4 713	5 832	9 951

² De 2009 à 2012, BC Hydro a dépensé 630 000 \$ environ et Parcs Canada, 115 000 \$ pour l'enlèvement des arbres le long du corridor de transport de la ligne électrique dans le parc national Yoho.

Tableau 4 Tendence annuelle de l'amélioration de la fiabilité

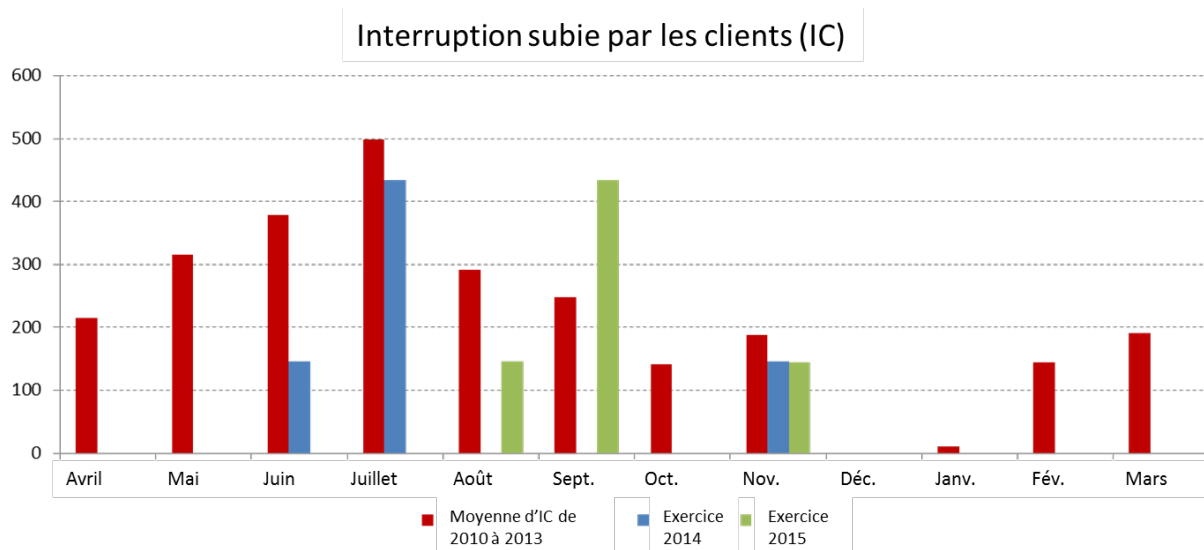


Figure 13 Interruptions subies par mois par les clients de la collectivité de Field

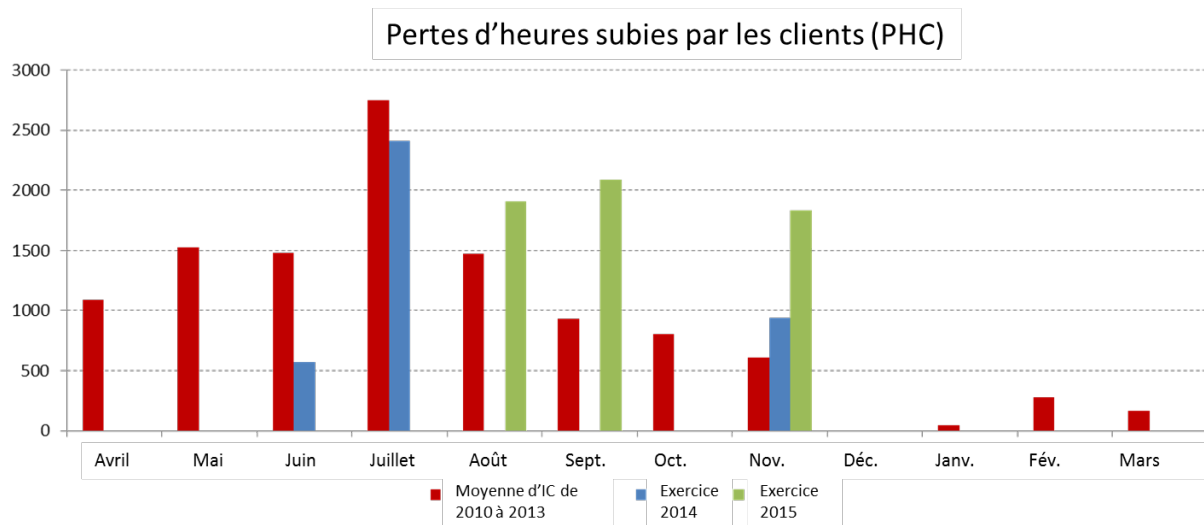


Figure 14 Perte d'heures subies par mois par les clients de la collectivité de Field

8.0 Autres problèmes et solutions

Le 11 novembre 2013, l'IntelliRupter et l'interrupteur Vista se sont déclenchés en même temps en raison de la chute d'un arbre. Des problèmes de coordination n'ont pas permis d'activer le SEEB et la panne a duré 7 heures environ avant que l'électricité soit rétablie à la ville de Field.

À trois occasions (le 9 août, 8 septembre et 9 novembre 2014), une panne entre le SSEB et la ville de Field a empêché le SSEB de fournir de l'électricité de secours, ce qui a provoqué une panne de courant à Field. Les pannes ont duré respectivement 15 heures le 9 août, 4 heures le 8 septembre et quelques minutes le 9 novembre.

Le 28 novembre 2014, une autre panne est survenue à Field et le BESS n'a pas pu fournir de l'électricité. Il a été signalé que « l'opération manuelle d'annulation du SMS » n'a pas été réinitialisée après la panne du 9 novembre, ce qui a empêché le SMS de lancer l'opération d'ilotage automatique. Par la suite de cet événement, BC Hydro a ouvert une enquête afin de simplifier le fonctionnement du SSEB.

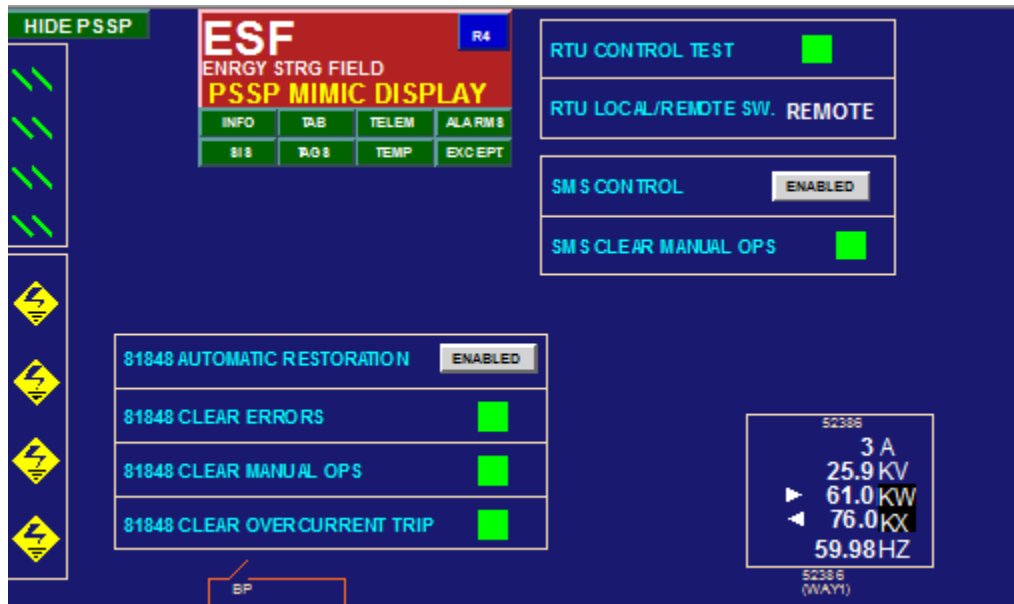


Figure 15 Configuration du fonctionnement normal du SSEB

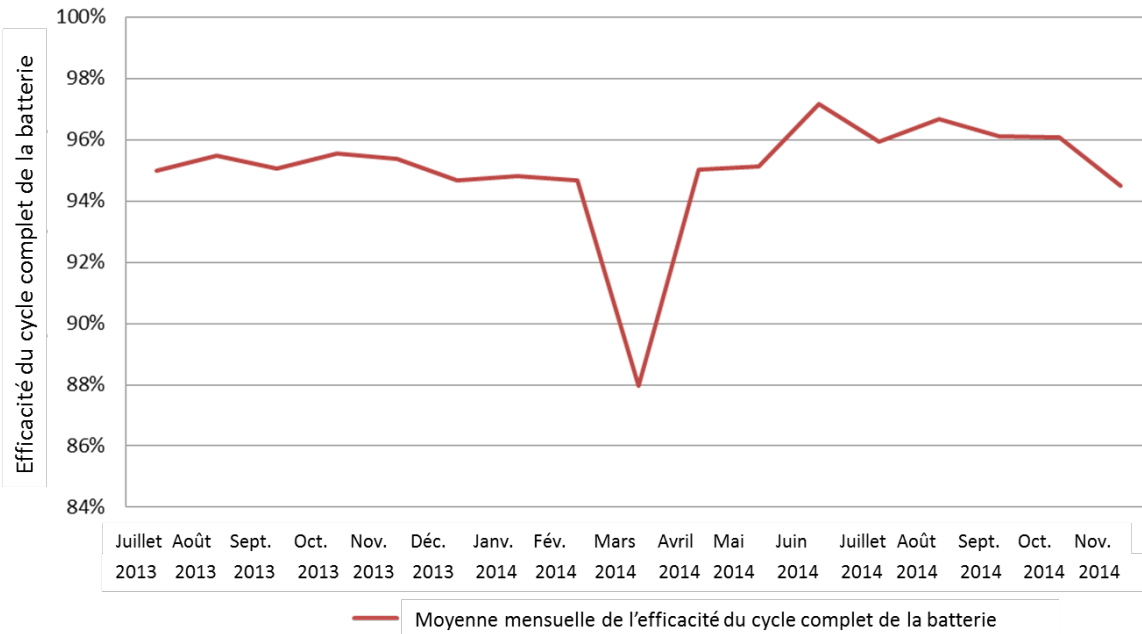
9.0 Prochaines étapes

BC Hydro continuera de surveiller le rendement du système à batterie, de sa disponibilité et de son efficacité pendant la durée de vie de la batterie. Depuis que le SSEB est devenu opérationnel, le système à batterie est disponible 95,6 % du temps nécessaire pour alimenter la ville de Field en électricité et il a fourni près de 0,5 GWh durant la panne de courant et les heures de pointe. On s'attend à ce que l'efficacité sur un cycle complet se dégrade au fil du temps en raison de la nature de la technologie des batteries. BC Hydro surveillera étroitement cet indicateur de la performance afin de mieux comprendre le système à batterie.

Comme le prix des systèmes à batterie diminue, il serait sans doute possible de reproduire le SSEB pour les collectivités en région éloignée qui sont situées au bout de l'artère d'alimentation afin d'améliorer la fiabilité de l'alimentation.

Modes de fonctionnement	% du temps	Heures	Énergie fournie par la batterie (kWh)
Puissance du réseau disponible, batterie en mode veille	79,5 %	9 804	s. o.
Puissance du réseau disponible, écrêtage des pointes	15,4 %	1 898	453 000
Batterie alimentant la ville de Field durant les pannes de courant	0,6 %	76	21 000
Batterie non disponible (communication interrompue, pas de stockage)	4,4 %	546	s. o.
Total	100,0 %	12 327	474 000

Tableau 5 Modes de fonctionnement du SSEB et statistiques du rendement



*La diminution de l'efficacité du cycle complet en mars est sans aucun doute attribuable à la panne de 23,5 heures du 8 mars 2014

Figure 16 Efficacité du cycle complet du SSEB depuis juillet 2013

10.0 Leçons apprises

Le SSEB est en service depuis un an et cinq mois. Le principal objectif du projet a été atteint, soit l'amélioration de la fiabilité de l'alimentation électrique des clients durant les pannes de courant persistantes à Field. La collectivité de Field a récolté depuis les fruits de l'amélioration de la fiabilité fournie par cette source d'électricité de secours propre. Le déploiement du SSEB a permis d'acquérir une vaste expérience et connaissance de l'écrêtage des pointes et des opérations de l'îlotage. De nombreuses leçons ont été apprises en surmontant les difficultés supplémentaires associées au terrain accidenté et au climat canadien. Cette expérience et cette connaissance peuvent être appliquées aux futurs projets de stockage à batterie en Colombie-Britannique.

Tableau 6 – Résumé des leçons apprises tirées de la mise en place du SSEB sur le terrain.

Leçons apprises	Cas de BC Hydro à Field	Points à prendre en compte pour les projets futurs
Travaux de génie civil	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Température nominale de -50°C ➤ Bâtiment chauffé requis pour héberger les batteries 	Prise en compte de l'emplacement et des conditions climatiques du site des batteries afin de minimiser les exigences relatives à la structure de stockage à batterie.
Emplacement du site des batteries	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Dans le parc national Yoho; ➤ 4 km environ de la ville de Field; ➤ Emplacement lié à la disponibilité du terrain 	Installer le site le plus près possible des charges de distribution électrique; toute panne actuellement entre les sites des batteries et la ville de Field (4 km) désactiverait la fonction d'îlotage des batteries
Permis de construction	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Dans le parc national Yoho; ➤ Permis de construction requis de Parcs Canada 	Retards possibles de la délivrance des permis en raison de l'emplacement du site
Évaluation environnementale	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Évaluation environnementale requise en vertu de la <i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i> 	Retards possibles attribuables à l'évaluation environnementale
Participation des intervenants	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Participation des Premières Nations et de la collectivité 	La participation des intervenants pourrait avoir une incidence sur le calendrier
Sécurité-incendie	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Incendie de la batterie à NaS au Japon 	Même les technologies les plus matures n'ont pas été éprouvées durant un cycle de vie complet
Sécurité chimique	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fuite possible du SO₂ des systèmes à batteries 	Le risque chimique doit être pris en compte dans le plan de sécurité.
Processus de demande de propositions	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Aucune norme pour le processus d'approvisionnement 	Retards possibles en raison de l'absence de normes
Connaissance	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Expérience limitée à l'interne des systèmes de stockage de l'énergie à batterie 	Équilibre entre la participation interne et les contraintes en matière de ressources quand la connaissance de la nouvelle technologie est limitée à l'interne.
Équipement non standard	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Aucune norme établie pour les composants du SSEB ➤ Procédures d'entretien opérationnel élaborées spécialement pour ce système ➤ Temps et efforts supplémentaires requis pour former le personnel et élaborer l'ordre de fonctionnement 	Des efforts supplémentaires sont nécessaires pour opérationnaliser l'équipement non standard
Commandes du SSEB	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Intégration harmonieuse des commandes des systèmes 	Une interface de contrôle centralisée améliorerait considérablement l'exploitation du SSEB.

Systèmes de gestion du SSEB	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Interface homme-machine (IHM) non développée pour la totalité du système ➤ L'IHM était disponible pour chaque composant (IntelliRupter, SMS) 	Efforts supplémentaires requis pour se former à l'interface des systèmes de gestion moins conviviaux. Non disponibilité de l'IHM simplifiée pour faciliter son utilisation par l'équipe et le personnel du centre des opérations
Conception des télécommunications	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Réseau de communication par satellite non disponible en raison de l'emplacement et du terrain accidenté du site 	Infrastructure supplémentaire requise pour fournir les télécommunications (section de fibre pour les nouveaux poteaux)

Tableau 6 Leçons apprises