



(ID Modèle = 454913)

Ineris - 204864 - 2742399 - v1.0

08/07/2022

**Investigations complémentaires sur l'incendie
du container de batteries et
supercondensateurs de Perles-et-Castelet -
Réponses au BEA-RI**

Ministère de la Transition Ecologique
et de la Cohésion des Territoires

BEA-RI

PRÉAMBULE

Le présent document a été réalisé au titre de la mission d'appui aux pouvoirs publics confiée à l'Ineris, en vertu des dispositions de l'article R131-36 du Code de l'environnement.

La responsabilité de l'Ineris ne peut pas être engagée, directement ou indirectement, du fait d'inexactitudes, d'omissions ou d'erreurs ou tous faits équivalents relatifs aux informations utilisées.

L'exactitude de ce document doit être appréciée en fonction des connaissances disponibles et objectives et, le cas échéant, de la réglementation en vigueur à la date d'établissement du document. Par conséquent, l'Ineris ne peut pas être tenu responsable en raison de l'évolution de ces éléments postérieurement à cette date. La mission ne comporte aucune obligation pour l'Ineris d'actualiser ce document après cette date.

Au vu de ses missions qui lui incombent, l'Ineris, n'est pas décideur. Les avis, recommandations, préconisations ou équivalents qui seraient proposés par l'Ineris dans le cadre des missions qui lui sont confiées, ont uniquement pour objectif de conseiller le décideur dans sa prise de décision. Par conséquent, la responsabilité de l'Ineris ne peut pas se substituer à celle du décideur qui est donc notamment seul responsable des interprétations qu'il pourrait réaliser sur la base de ce document. Tout destinataire du document utilisera les résultats qui y sont inclus intégralement ou sinon de manière objective. L'utilisation du document sous forme d'extraits ou de notes de synthèse s'effectuera également sous la seule et entière responsabilité de ce destinataire. Il en est de même pour toute autre modification qui y serait apportée. L'Ineris dégage également toute responsabilité pour chaque utilisation du document en dehors de l'objet de la mission.

Nom de la Direction en charge du rapport : Direction Générale

Rédaction : LESAGE Jerome

Vérification : DELBAERE THIERRY; BORDES ARNAUD; CHAUMETTE SYLVAIN; MARLAIR GUY;
TRUCHOT BENJAMIN; LECOQ AMANDINE

Approbation : Document approuvé le 08/07/2022 par PIQUETTE BERNARD

Table des matières

1	Glossaire.....	4
2	Introduction	5
2.1	Contexte.....	5
2.2	Documents de référence, visite et réunions d'échanges	5
2.2.1	Documents de référence.....	5
2.2.2	Visite du site du 1 ^{er} décembre 2021	5
3	Présentation de l'installation	7
4	Analyse des données des racks	11
4.1	Etat initial et premier aléa observé	11
4.2	Evolution globale des tensions et courants des trois sous-ensembles de stockage d'énergie électrochimique ESS01, ESS02 et ESS03 aux premiers instants de l'incident	12
4.3	Tension et courants des racks batteries n°2 et 3.....	14
4.4	Tensions et températures des cellules Li-ion du rack batterie n°2.....	16
4.4.1	Tensions des cellules Li-ion du rack batterie n°2.....	16
4.4.2	Température des cellules Li-ion du rack batterie n°2	19
4.4.3	Hypothèse formulée à la suite de l'analyse des mesures au sein du rack n°2	21
4.5	Tensions et températures des cellules Li-ion du rack batterie n°3.....	22
4.5.1	Tension des cellules Li-ion du rack batterie n°3.....	22
4.5.2	Températures des cellules Li-ion du rack batterie n°3.....	24
4.5.3	Hypothèse formulée à la suite de l'analyse des mesures au sein du rack n°3	26
4.6	Etat des fusibles après l'incendie	27
4.7	Résistance d'isolement des racks batterie n°2 et n°3	28
4.8	Principaux statuts et alertes enregistrés par l'électronique de supervision	29
5	Synthèse des observations réalisées et des hypothèses formulées sur l'origine de la défaillance 34	
6	Autres observations relevées lors de cette analyse.....	38
6.1	Dimensionnement des protections électriques	38
6.1.1	Fusibles	38
6.1.2	Contacteurs	39
6.2	Extraction d'un module supercondensateur et d'un module batterie	40
6.3	Prélèvement et analyse des suies.....	42
7	Conclusion	44
8	Annexes.....	45

1 Glossaire

AC	Alternative Current (ou courant alternatif en français)
BEA-RI	Bureau d'Enquêtes et d'Analyses - Risques Industriels
BPU	Battery Protection Unit (ou unité de protection batterie en français)
DC	Direct Current (ou courant continu en français)
EES	Electrical Energy Storage
INERIS	Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques
LFP	Lithium Fer Phosphate
Li-ion	Lithium-ion

2 Introduction

2.1 Contexte

Le 1^{er} décembre 2020, un incendie s'est produit à Perles-et-Castelet sur le site RTE. Celui-ci a eu lieu dans un container de stockage d'énergie équipé de batteries et de supercondensateurs. Des effets ont été observés à l'extérieur du container (flammes, fumées, gaz toxiques, ...) nécessitant l'intervention des pompiers (SDIS 09) pour maîtriser l'incendie et protéger les personnes, les installations ainsi que le milieu environnant.

À la suite de l'incendie, le BEA-RI a missionné l'Ineris par courriel en date du 14 janvier 2021 pour répondre à six questions. Le courriel de demande est présenté en Annexe 1 de ce rapport. Cette sollicitation a donné lieu à l'établissement d'un premier rapport Ineris - 204864 - 2705199 - v3.0, en date du 28/06/2021.

A la suite de ce rapport :

- la société INGETEAM a mis à disposition du BEA-RI l'enregistrement des tensions, courants, températures des racks de batteries et supercondensateurs au moment du démarrage de l'incendie ;
- une visite du site a pu être organisée le 1^{er} Décembre 2021 pour procéder à des investigations complémentaires.

Sur la base de ces nouvelles informations, le BEA-RI a adressé une nouvelle demande à l'INERIS pour l'accompagner sur l'interprétation de ces données supplémentaires. Le courriel de demande est présenté en Annexe 2 de ce rapport.

L'objectif visé par ce complément d'investigation est de mieux cerner l'origine de l'incendie.

2.2 Documents de référence, visite et réunions d'échanges

2.2.1 Documents de référence

Les éléments supplémentaires ayant permis de rédiger ce rapport sont :

- Le fichier Excel « 20210218 – RTE incident registers », envoyé par INGETEAM le 25 Mars 2021, et rassemblant les enregistrements des paramètres (tensions, courant, températures des racks de batteries et supercondensateurs, état des alarmes, ...) au début de l'incendie ;
- Les photos et constatations réalisées sur le site de Perles-et-Castelet le 1^{er} Décembre 2021 ;
- La présentation « point RTE - 9 déc. 2021 », synthétisant les échanges entre INGETEAM, INERIS, RTE et le BEA-RI sur les enseignements tirés de la visite du 1^{er} Décembre 2021.

2.2.2 Visite du site du 1^{er} décembre 2021

Les personnes présentes lors de la visite du site étaient :

- 1 personne de INGETEAM ;
- 1 personne de RTE ;
- 1 personne de NARADA (présence partielle au cours de la journée) ;
- 2 personnes de l'Ineris ;
- 3 personnes missionnées pour les besoins d'expertise par les assureurs (ADDVALORA, OTIF, et RIMKUS).

Cette visite s'est déroulée en trois temps :

- Point sur le déroulement des faits, permettant la mise à niveau de l'ensemble des informations disponibles pour tous les interlocuteurs
- Observations du container (constatations visuelles, extraction de modules, mesure de l'état des fusibles pertinents, prélèvements de suie pour analyse, ...)
- Tour de table sur les constatations réalisées par chacun.

3 Présentation de l'installation

La présentation générale de l'installation a été réalisée dans le rapport Ineris - 204864 - 2705199 - v3.0.

Pour compléter cette présentation au regard des nouvelles informations mises à disposition, le présent paragraphe apporte des précisions sur l'architecture électrique de ce système de stockage d'énergie électrochimique.

Comme le montre la Figure 1, ce système électrique est réparti en deux containers :

- un container « Stockage énergie électrochimique », rassemblant les racks de batteries (ESS01), les deux groupes de racks supercondensateurs (ESS02 et ESS03), ainsi que les fusibles, contacteurs et électroniques de gestion de ces racks ;
- un container « Conversion puissance », qui contient trois convertisseurs DC/DC, dont le rôle est d'uniformiser les tensions de l'ensemble des racks batteries et supercondensateurs pour pouvoir les interconnecter. Un convertisseur AC/DC fait ensuite la conversion de cette tension DC uniformisée en tension alternative triphasée, permettant le raccordement de l'ensemble au réseau électrique.

La suite du rapport reprendra les dénominations utilisées sur cette Figure 1.

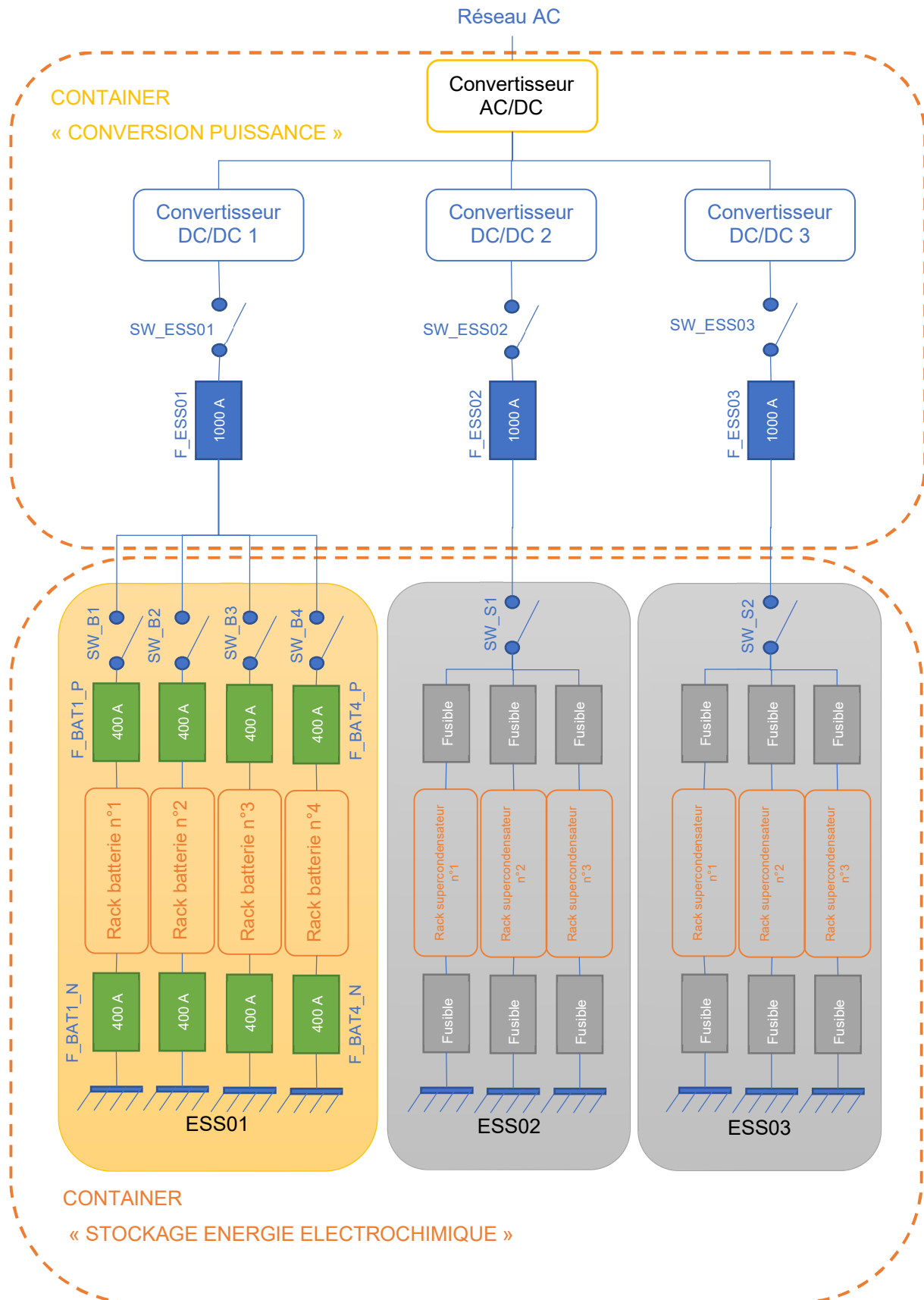


Figure 1 : Schéma électrique simplifié de l'installation

Le container « Stockage énergie électrochimique » contient donc, entre autres, quatre racks de batteries Li-ion. Cet ensemble de quatre racks est nommé ESS01. Chacun de ces racks est protégé par deux fusibles 400 A (un par polarité). Ces racks peuvent être connectés entre eux à l'aide de contacteurs contrôlés individuellement. Chaque rack possède deux contacteurs, un par polarité (par souci de simplification, un seul contacteur par rack est représenté sur ce schéma).

L'implantation physique d'un rack batteries est schématisée sur la Figure 2.

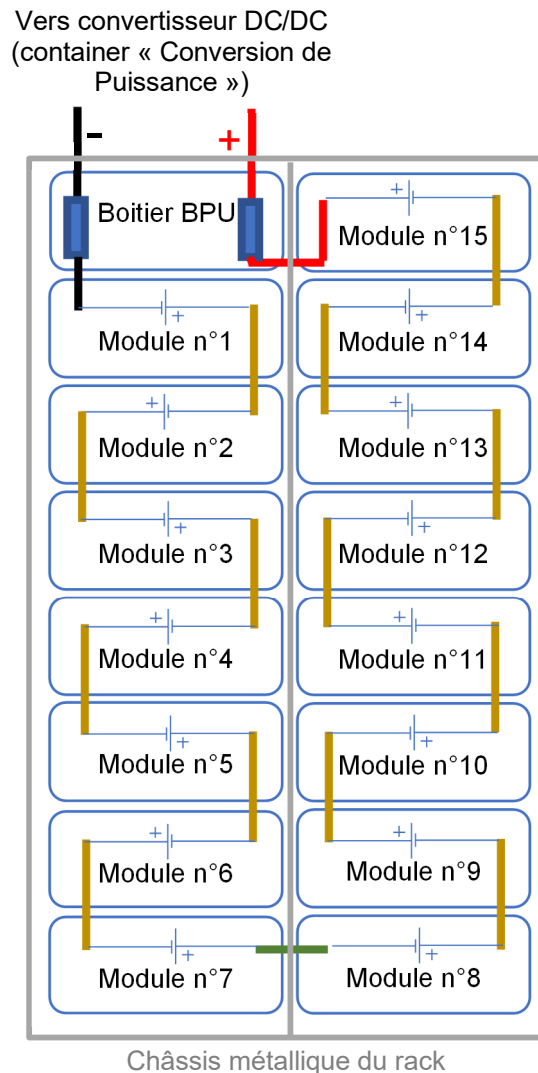


Figure 2 : Implantation physique d'un rack batteries et numérotation des modules

Un rack batteries se compose de 15 modules et d'un boîtier BPU (Battery Protection Unit). Ces 16 sous-ensembles sont physiquement répartis en deux colonnes.

Les fusibles et les contacteurs de chaque rack sont contenus dans le boîtier BPU, en haut à gauche du rack. La connexion des polarités positives et négatives du rack au convertisseur DC/DC est donc effectuée au sein de ce boîtier BPU.

Les 15 modules sont ensuite connectés en série, le pôle positif du module n°15 (représenté en rouge) étant le potentiel électrique le plus élevé du rack, et le pôle négatif du module n°1 (représenté en noir) étant le potentiel le plus bas.

Toutes les connexions entre modules s'effectuent sur le devant du rack par des busbars. Les connexions représentées en jaune relient les modules d'une même colonne. La connexion reliant les modules n°7 et 8, représentée en vert, ainsi que celle reliant le module n°15 au boîtier BPU (en rouge) sont réalisées par un busbar passant d'une colonne à l'autre, au travers d'un trou rectangulaire réalisé dans le châssis métallique du rack.

Chaque module contient 32 cellules Li-ion LFP prismatiques de 125 A.h de marque NARADA : les cellules y sont connectées en parallèle deux à deux, et ces 16 paires sont assemblées en série (2P16S). L'ensemble du rack contient donc 240 paires de cellules en série (2P240S). Ces paires de cellules sont numérotées au sein du rack dans l'ordre de leur mise en série, du pôle négatif au pôle positif. Les paires de cellules n°1 à 16 se trouvent donc dans le module n°1, et les paires de cellules n°225 à 240 dans le module n°15.

4 Analyse des données des racks

INGETEAM a partagé l'enregistrement des données mesurées sur les racks (tensions, courants, températures) juste avant et pendant les minutes qui ont suivi le démarrage de l'incident. Ces données ont été enregistrées par l'électronique de supervision du système, se trouvant dans le container conversion de puissance. Le feu ne s'étant pas propagé à ce container, les données enregistrées ont pu en être extraites après l'incendie.

Le présent paragraphe synthétise les informations qui ont pu être extraites de ces données brutes, et les croisent avec les observations faites lors de la visite du 1^{er} décembre 2021 afin de mieux comprendre le mécanisme ayant initié l'incendie.

4.1 Etat initial et premier aléa observé

Avant de développer les observations faites à partir des données brutes, il est intéressant de rappeler l'état initial du système avant l'incident.

Quelques semaines avant l'incident, le fabricant des racks batteries (NARADA) est intervenu pour mettre au point l'estimation de l'état de charge de ces racks (cette estimation étant plus délicate pour les cellules Li-ion de technologie LFP que pour les autres technologies).

La veille de l'incident, le système a été démarré et connecté au réseau pour en charger les différents racks batteries et supercondensateurs. Aucune alerte particulière n'a été remontée par INGETEAM durant ces opérations.

Le système a ensuite été déconnecté du réseau et les racks déconnectés les uns des autres jusqu'au lendemain. L'état de charge des différents racks était le suivant :

- Racks supercondensateurs : environ 40% ;
- Racks batteries n°2 et n°3 : 96% ;
- Racks batteries n°1 et n°4 : environ 80%.

Le matin de l'incident, les racks supercondensateurs (ESS02 et ESS03) ont tout d'abord été connectés au réseau électrique avec succès. Ils sont restés les seuls racks connectés au réseau électrique pendant environ 20 minutes avant que les opérations suivantes ne soient lancées.

La séquence de connexion des racks batteries n°2 et 3 (ESS01) a ensuite été démarrée :

- le rack n°2 a d'abord effectué l'opération de précharge¹ puis son contacteur SW_BAT2 a été fermé ;
- le rack n°3 a ensuite effectué les mêmes opérations avec succès jusqu'à fermeture de son contacteur SW_BAT3.

Nota : au sein de ESS01, les racks batteries n°1 et 4 n'ont pas été utilisés : ils sont restés déconnectés du réseau et des autres racks pendant toute la durée des événements.

Les racks n°2 et 3 sont à cet instant connectés en parallèle, et tous les deux sont connectés au contacteur en amont du convertisseur DC/DC. Ce contacteur SW_ESS1 est ouvert : les racks batterie n°2 et 3 ne sont donc pas encore connectés au convertisseur DC/DC. Le système est resté stable environ une minute dans cet état.

L'opération suivante consiste à effectuer la précharge entre le point commun des racks n°2 et 3 et l'entrée du convertisseur DC/DC, puis de fermer le contacteur SW_ESS1 pour les connecter ensemble.

L'ordre de précharge a donc été envoyé : à cet instant la tension ESS1, mesurée sur le busbar reliant le rack n°2 et 3, a commencé à devenir instable (Figure 3). Cette instabilité a été détectée par l'électronique de supervision, qui a alors interrompu la séquence de connexion : le contacteur SW_ESS1 n'a pas été fermé, et donc les racks n°2 et 3 n'ont pas été connectés au convertisseur DC/DC via ce contacteur.

¹ Opération consistant à mettre au même niveau de tension l'amont et l'aval du contacteur pour éviter un fort appel du courant à la fermeture de celui-ci.

L'observation des circuits de précharge réalisée pendant la visite du 1^{er} décembre 2021 nous a montré que ces circuits étaient intacts (résistances, fusibles et connexions). Ceci laisse donc penser qu'**aucune puissance électrique n'a pu être fournie au rack n°2 et 3 par le réseau électrique**, ni via le contacteur SW_ESS1 ni par les circuits de précharge.

4.2 Evolution globale des tensions et courants des trois sous-ensembles de stockage d'énergie électrochimique ESS01, ESS02 et ESS03 aux premiers instants de l'incident

L'enregistrement des données nous permet de tracer sur la Figure 3 les tensions et courants mesurés dans le container « Conversion de puissance », juste en amont des contacteurs SW_ESS01, SW_ESS02 et SW_ESS03.

Nota : pour l'ensemble des graphiques de ce rapport, et selon l'horodatage des données brutes fournies, l'instant $t = 0$ s correspond au 1^{er} décembre 2020 à 8h46min33s.

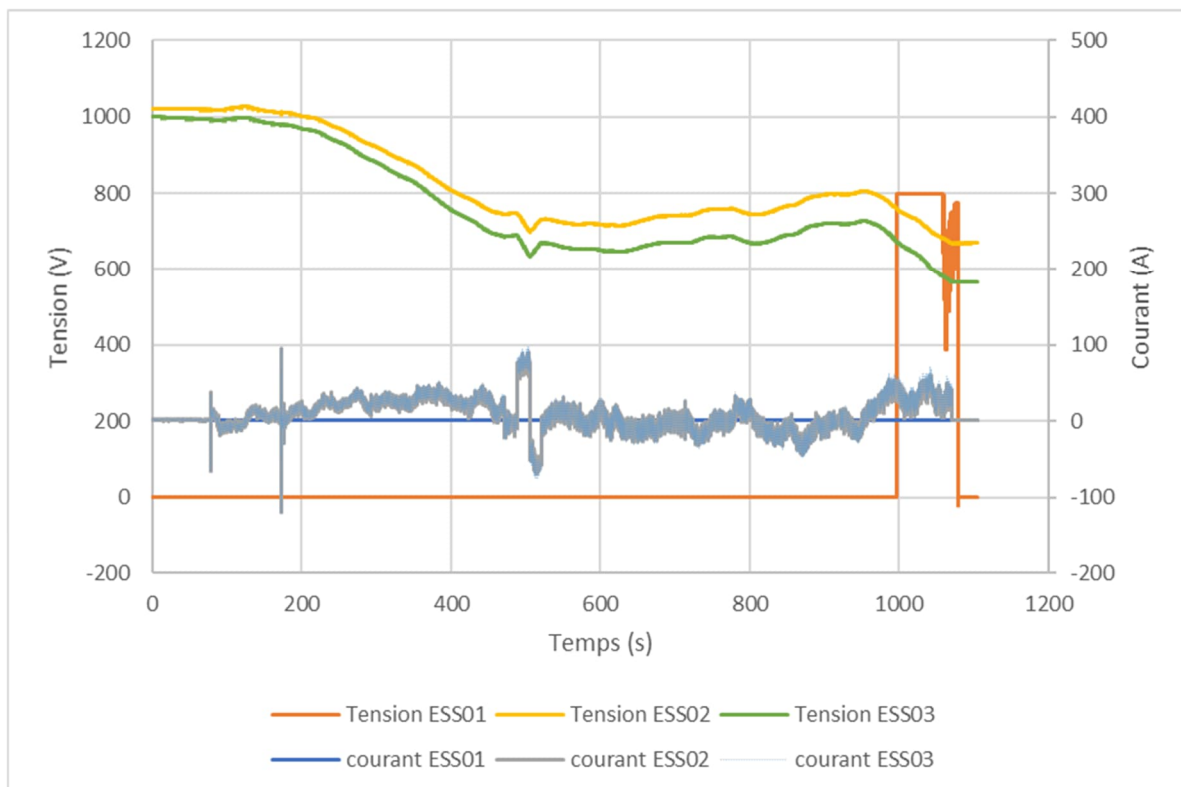


Figure 3: Tensions et courants des racks batteries (ESS01) et racks supercondensateurs (ESS02 et ESS03) avant et au début de la défaillance

Ce graphique confirme la description des évènements réalisés au §4.1. Les racks supercondensateurs ESS02 et ESS03 sont bien connectés au réseau électrique : la tension à l'entrée des convertisseurs DC/DC n°2 et n°3 évolue (courbes jaune et verte), et un courant compris entre -120 A et 100 A circule (courbes grise et bleu clair – ces deux courbes étant quasiment superposées). **Ces racks supercondensateurs ne présentent donc aucun signe de dysfonctionnement sur ce graphique : ils n'ont a priori pas participé directement à l'initiation de l'incendie.**

Concernant les racks batteries, de $t = 0$ s à $t = 997$ s, ils étaient bien tous déconnectés (contacteurs SW_B1 à SW_B4 ouverts) : la tension et le courant mesurés dans le container « Conversion de Puissance » sont nuls (courbes orange et bleu foncé). L'ordre de précharge est ensuite envoyé au rack batteries n°2, suivi de la fermeture de son contacteur SW_B2 : la tension de ce rack est alors mesurée à 800 V (courbe orange). A $t = 1003$ s, l'ordre de précharge est envoyé au rack n°3, suivi de la fermeture du contacteur à $t = 1009$ s. Pendant environ une minute, les racks n°2 et n°3 sont donc restés connectés en parallèle et sont restés stables dans cet état.

Le premier évènement anormal apparaît à $t = 1058$ s : le graphique montre une fluctuation de la tension ESS01. Le zoom présenté sur la Figure 4 permet de mieux visualiser cette partie des évènements :

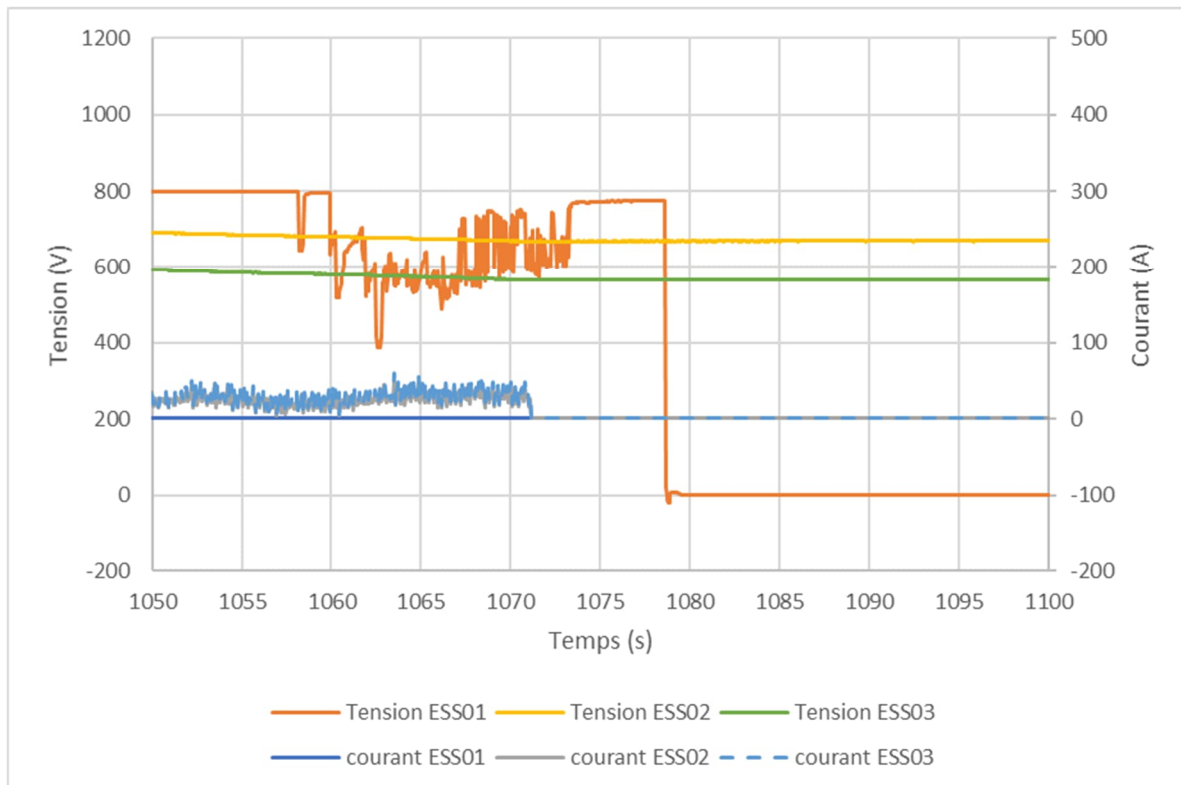


Figure 4 : Tensions et courants des racks batterie (ESS01) et racks supercondensateurs (ESS02 et ESS03) au moment de la défaillance

Un premier creux de tension apparaît sur ESS01 à $t = 1058$ s, suivi par une fluctuation de $t = 1060$ s à $t = 1073$ s. Comme évoqué précédemment, ces racks batteries n'ont pas été connectés au réseau électrique, le contacteur ESS01 étant resté ouvert. Ceci se vérifie d'ailleurs sur ce graphique par la mesure d'un courant nul dans la branche reliant les racks batterie au convertisseur DC/DC 1. **La fluctuation de la tension ESS01 est donc anormale : c'est le premier signe de dysfonctionnement constaté.**

Pendant ces fluctuations de tension sur les racks batteries ESS01, les tensions des racks supercondensateurs ESS02 et ESS03 restent normales : ces racks supercondensateurs restent connectés au réseau et sont traversés par un courant jusqu'à $t = 1078$ s. A cet instant, l'électronique de supervision ouvre les contacteurs SW_ESS02 et SW_ESS03 pour déconnecter les racks supercondensateurs du réseau électrique : le courant devient nul.

On peut noter ici qu'un délai de 20 s a été nécessaire entre les premiers dysfonctionnements mesurés sur la tension ESS01 et la mise en sécurité des racks supercondensateurs par leur déconnexion du réseau électrique. Même si ceci n'a pas d'impact sur la suite des évènements, un tel délai peut sembler long au regard de la réactivité des systèmes de mesure et de traitement des informations.

De plus, la décision de mise en sécurité prise par le système n'a pas été transmise jusqu'au rack supercondensateurs eux-mêmes : les tensions ESS02 et ESS03 restent de l'ordre de 600 V, ce qui montre que les contacteurs SW_S1 et SW_S2 restent fermés. Les racks de supercondensateurs sont donc restés connectés au container de conversion de puissance. L'ouverture de ces contacteurs aurait permis de mieux circonscrire la présence de tension : toutes les pièces conductrices extérieures aux racks supercondensateurs n'auraient plus été alimentées. Ceci aurait réduit le risque de court-circuit en cas d'incendie, court-circuit susceptible d'entraîner l'inflammation des supercondensateurs et donc d'augmenter la violence globale de l'incendie.

4.3 Tension et courants des racks batteries n°2 et 3

Le paragraphe précédent permet de situer les premiers dysfonctionnements électriques observés : ces premiers signes de défaillances sont mesurés au sein du stockage d'énergie électrochimique ESS01, et plus précisément au sein des racks batteries n°2 et 3 (les racks n°1 et 4 étant déconnectés).

Au sein des boîtiers BPU de chaque rack sont mesurés la tension et le courant du rack. Ces informations sont envoyées à l'électronique de gestion du rack, en charge notamment de la commande du contacteur. Cette électronique de gestion du rack transmet ensuite ces informations à l'électronique de supervision du système pour les enregistrer. Le présent paragraphe vise à exploiter ces informations pour essayer de comprendre l'évènement initiateur de l'incendie.

A noter que la fonction d'enregistrement des tensions rack n'avait pas encore été implémentée. Seules les mesures de courant des racks n°2 et n°3 sont donc exploitables dans les données brutes mise à disposition.

La Figure 5 présente ce courant sortant des racks batterie n°2 et 3. La tension ESS01 est également ajoutée sur cette figure. Il est à noter que cette tension ESS01, mesurée dans le container de conversion de puissance, n'est pas forcément égale à la tension des racks (exemple : présence d'un courant élevé, défaillance des connexions, ...).

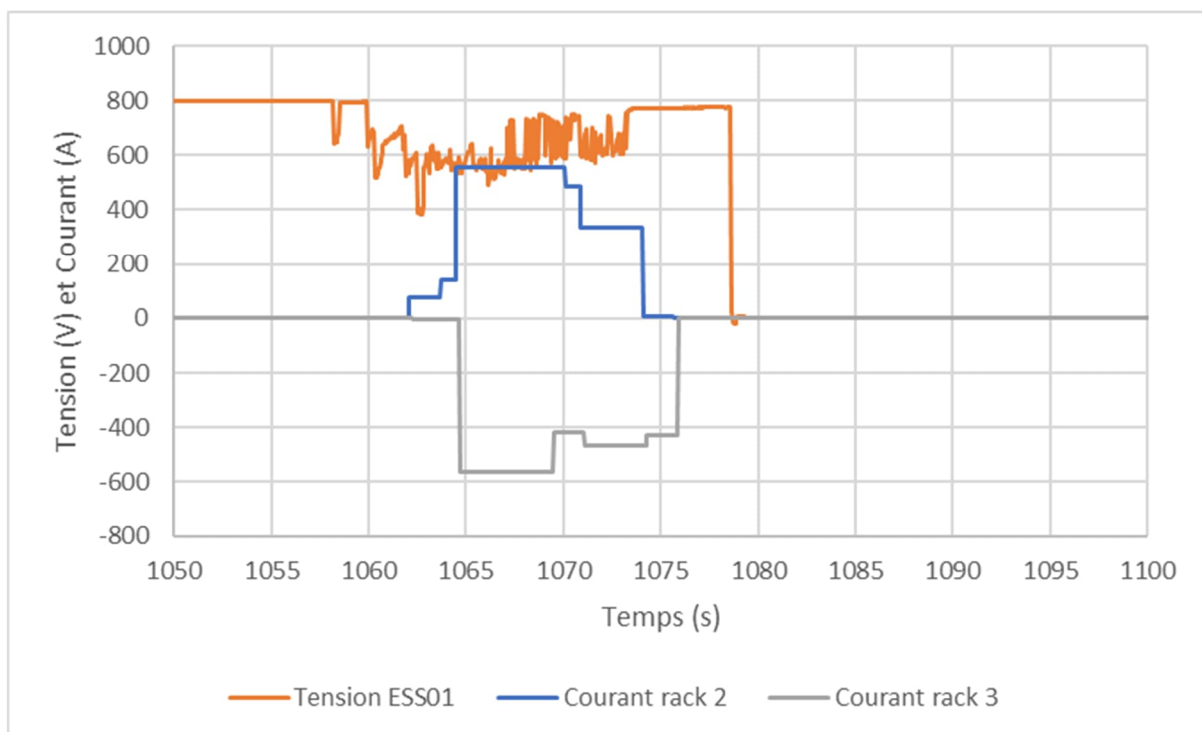


Figure 5 : Courants des racks batterie n°2 et 3 et tension ESS01 au moment de la défaillance

Ce graphique montre l'apparition d'un courant sortant du rack n°2 à partir de $t = 1062$ s (courbe bleu). Ce courant augmente rapidement pour atteindre des valeurs « élevées » : le plafonnement du courant à 560 A visible sur le graphique étant dû à la saturation de la sonde de mesure, la valeur réelle du courant est inconnue et dépasse 560 A. Ce courant redescend ensuite à partir de $t = 1070$ s, pour redevenir nul à $t = 1076$ s.

Chaque cellule du rack n°2 a donc débité un courant supérieur à 280 A pendant environ 5 s. La valeur maximale de ce pic de courant n'étant pas connu, il n'est pas possible de déterminer si cette condition dépasse les spécifications du fabricant de la cellule, autorisant un courant pic de 400 A pendant 10 s. Le courant maximum de décharge continue est toutefois dépassé (187,5 A).

Le courant du rack n°3 présente une très grande similitude avec celui du rack n°2, mais il est de signe opposé : ce courant entre dans le rack n°3 et recharge donc ses cellules. Ici encore, la sonde de courant arrive à saturation : l'amplitude de ce pic de courant est donc supérieure à -560 A.

Chaque cellule du rack n°3 a donc été chargée avec un courant supérieur à 280 A, valeur dépassant le courant maximum de charge continue spécifié par son fabricant (187,5 A). Le pic de courant maximum autorisé en charge pour ces cellules est de 375 A pendant 10 s, malheureusement la saturation du capteur ne nous permet pas de savoir si cette valeur a été dépassée.

La très forte similitude des profils de courant sortant du rack n°2 et entrant de le rack n°3, alliée à l'absence de courant provenant du réseau électrique **laisse penser à une décharge du rack n°2 vers le rack n°3**. Ces deux racks sont connectés en parallèle, ce qui permet le passage de courant. Toutefois, ces deux racks ont théoriquement la même tension : aucun courant ne devrait circuler en fonctionnement normal. Une autre défaillance a donc dû avoir lieu pour permettre l'établissement d'un tel courant.

On peut également relever que le courant sortant du rack n°2 apparaît 4 s après le 1^{er} creux de tension de ESS01, et 2 s après le début de la fluctuation maintenue de ESS01. Ce décalage est surprenant car il est fortement probable que la fluctuation de la tension de ESS01 soit justement due à l'établissement de ce courant. La mesure de tension ESS01 est réalisée par l'électronique de supervision du système, alors que la mesure de courant des racks est réalisée par l'électronique de gestion de chaque rack, puis transmis à l'électronique de supervision du système pour enregistrement : l'hypothèse la plus probable est une désynchronisation de ces données. Cette hypothèse semble se confirmer par le fait que les fluctuations de la tension ESS01 s'arrête également environ 2 s avant l'annulation du courant du rack 2 : ces deux événements sont donc décalés dans le temps mais ont approximativement la même durée.

De même, un décalage temporel, plus léger, est également observable entre les courants circulant dans les racks n°2 et 3 (événements de même durée mais légèrement décalés).

Les enregistrements de ces trois sources de mesures « supervision », « rack n°2 » et « rack n°3 » semblent donc désynchronisés de plusieurs secondes. Une telle désynchronisation semble longue aux vues des débits de communication et de la puissance des systèmes électroniques actuels. Elle rend plus difficile l'interprétation des événements électriques, traditionnellement rapides et éphémères : l'utilisation de transfert de données horodatées (ou la quantification de ces désynchronisations si elles sont constantes) pourrait aider à l'interprétation des événements électriques rencontrés tout au long de la durée de vie d'un tel système.

Les données brutes fournies par INGETEAM contiennent également la tension moyenne des paires de cellules de chaque rack. Chaque rack comportant 240 paires de cellules en série, nous pouvons par ce biais reconstituer la tension des racks n°2 et n°3 : la tension rack est théoriquement égale à 240 fois la tension moyenne des paires de cellules. La Figure 6 présente ces tensions rack reconstituées, ainsi que les courants de ces racks au moment de la défaillance.

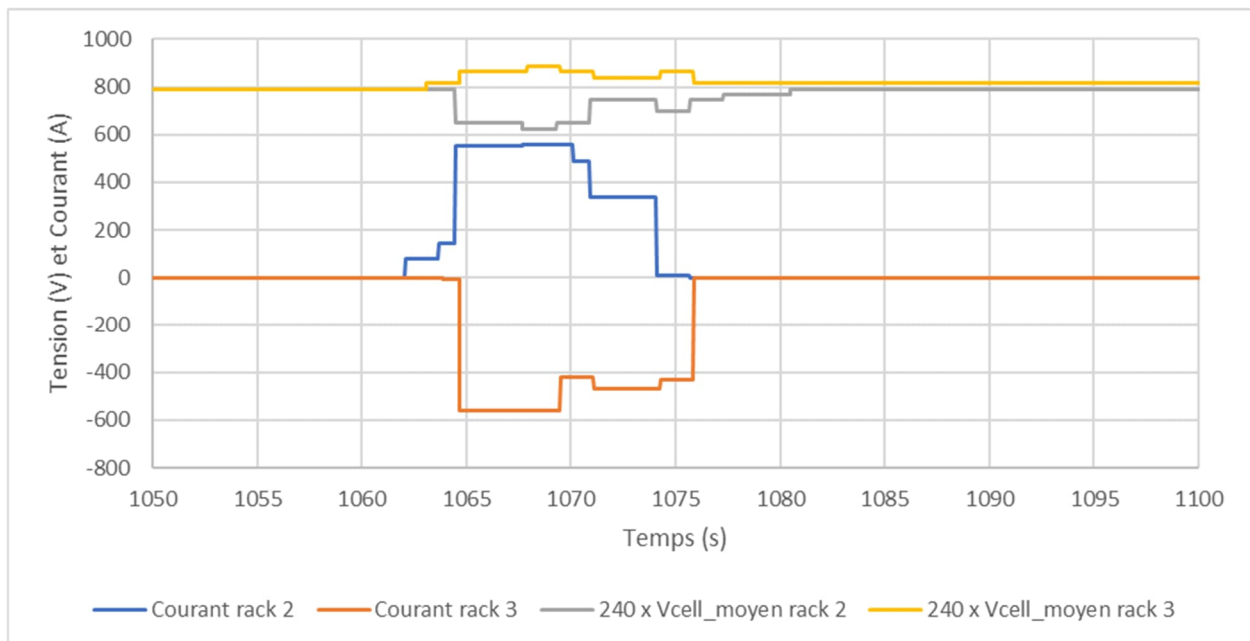


Figure 6 : Courants des racks batterie n°2 et 3 et tensions reconstituées de ces racks au moment de la défaillance

Même si la fréquence d'échantillonnage et la précision de ces tensions rack reconstituées sont faibles, ce graphique met également en évidence :

- une décharge du rack n°2, qui voit sa tension diminuer pendant que le courant est débité de ce rack,
- la charge du rack n°3, qui voit sa tension augmenter pendant qu'il reçoit du courant.

Malheureusement, ce graphique ne permet pas non plus d'expliquer pourquoi un courant circule du rack n°2 au rack n°3 : les tensions de ces deux racks étant théoriquement identiques, elles ne peuvent imposer la circulation d'un courant. Seule une défaillance au sein du rack n°3 qui diminuerait sa tension au-dessous de celle du rack n°2 (par exemple, perte d'intégrité des connexions électriques ou des cellules Li-ion au sein du rack n°3) pourrait expliquer une telle circulation de courant.

4.4 Tensions et températures des cellules Li-ion du rack batterie n°2

4.4.1 Tensions des cellules Li-ion du rack batterie n°2

Les données brutes fournies par INGETEAM donnent les informations suivantes sur la tension des paires de cellules de chaque rack :

- tension moyenne des paires de cellules du rack ;
- tension maximale mesurée sur les paires de cellules, et localisation de cette paire de cellules ;
- tension minimale mesurée sur les paires de cellules, et localisation de cette paire de cellules.

La Figure 7 montre l'évolution de la tension maximale mesurée parmi les paires de cellules du rack n°2, et la localisation de cette paire de cellules. La Figure 8 présente quant à elle la tension minimale mesurée parmi ces paires de cellules, et la localisation de cette paire de cellules. Sur chacun de ces graphiques ont été ajoutés la tension moyenne des paires de cellules, ainsi que le courant du rack n°2.

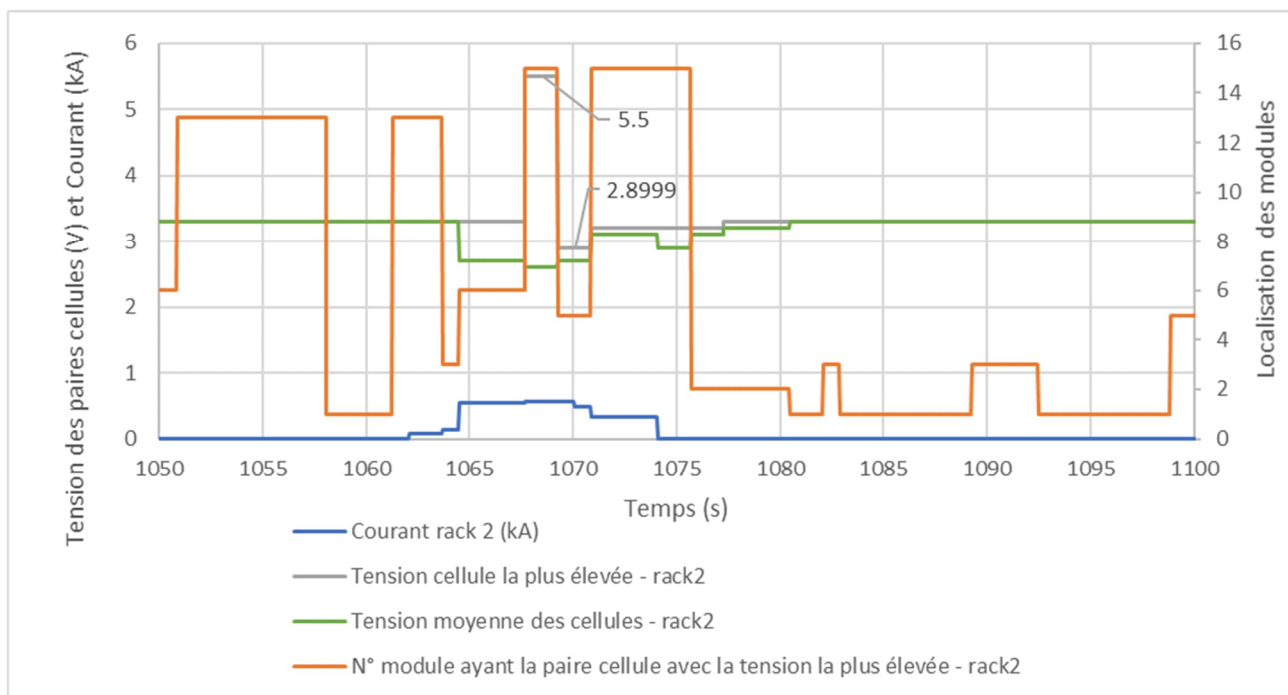


Figure 7: Tension maximale des paires de cellules du rack n°2 et localisation de cette paire de cellules

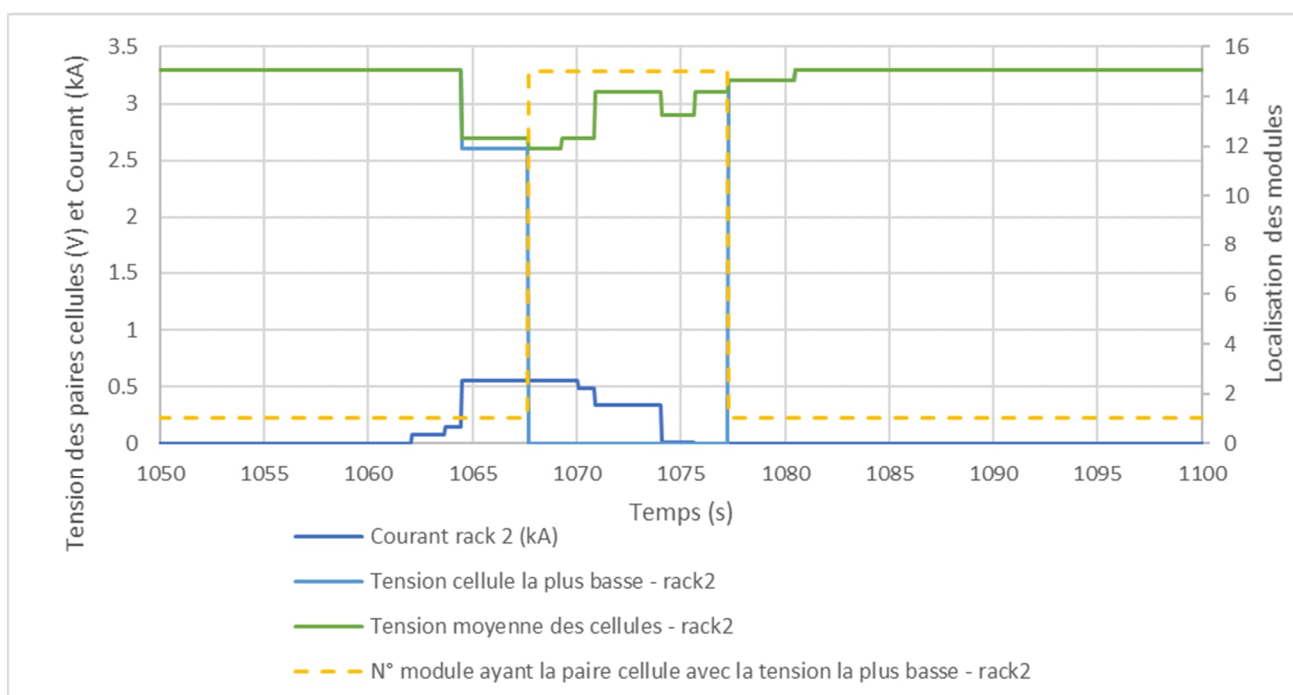


Figure 8 : Tension minimale des paires de cellules du rack n°2 et localisation de cette paire de cellules

Avant l'apparition du courant sortant du rack n°2, les tensions moyenne, minimale et maximale sont toutes égales : ceci montre un bon équilibrage des cellules.

Une fois que le courant commence à croître et jusqu'à son retour à zéro, la tension moyenne des cellules du rack n°2 diminue : ceci est bien synonyme d'une décharge de tout ou partie de ces cellules.

En revanche, la tension maximale mesurée sur les paires de cellules du rack n°2 présente une singularité : au lieu de suivre la même tendance que la tension moyenne, on observe un pic de tension à 5,5 V entre $t = 1067,7$ s et $t = 1069,5$ s. Cette tension mesurée dans le module n°15 (paire de cellules n°236) est anormalement élevée, la tension maximum d'une cellule pleinement chargée étant de 3,65 V.

La tension d'une cellule ne peut augmenter de cette façon que si un courant très important la recharge. Or, la mesure du courant indique que le rack n°2 est en décharge. Recharger cette paire de cellules au sein d'un rack globalement en décharge impliquerait d'inverser physiquement sa polarité, ce qui semble très peu plausible. Une hypothèse plus probable serait une défaillance de la fonction de mesure de tension cellule au sein du module n°15.

Autre élément remarquable : au moment même où cette tension maximale passe à 5,5 V ($t = 1067,7$ s), la tension minimale mesurée sur les paires de cellules du rack n°2 devient nulle. Cette tension reste nulle jusqu'à $t = 1077$ s, puis redevient égale à la tension moyenne une fois que le courant du rack n°2 s'annule. La paire de cellules sur laquelle cette tension a été mesurée est la n°233 : elle se trouve également dans le module n°15.

Ainsi, au sein d'un même module, la tension d'une paire de cellules est anormalement élevée, et la tension d'une autre paire de cellules est anormalement basse (et même nulle). Ceci conforte l'hypothèse d'une défaillance de la fonction de mesure de tension cellule au sein du module n°15.

Plusieurs causes peuvent être à l'origine d'une telle défaillance. Par exemple, le très fort courant circulant dans le rack n°2 peut entraîner une surchauffe, et donc une potentielle défaillance de l'électronique. De même, la variation très rapide de courant génère une perturbation électromagnétique, susceptible de fausser les mesures de tension des paires de cellules pendant la durée de ce pic. Ces deux causes possibles ne sont toutefois pas spécifiques au module n°15 : tous les modules sont traversés par ce pic de courant. Or, la présence au sein du même module des tensions minimale et maximale, toutes les deux présentant des niveaux anormaux, augmente la probabilité d'un événement plus ponctuel, localisé autour de ce module n°15.

Un arc électrique à proximité immédiate du module n°15 pourrait également avoir pour impact de générer un champ électromagnétique important et une surchauffe. Une telle cause, cette fois plus localisée, est également susceptible de provoquer la défaillance de l'électronique de mesure des tensions au sein du module n°15.

Cette hypothèse, basée sur les mesures électriques, peut être corrélée avec les observations réalisées sur site lors de notre visite du 1^{er} décembre 2021 : nous y avons relevé que le trou permettant le passage du busbar reliant le module n°15 au boîtier BPU avait été sensiblement agrandi (environ 10 cm) sur sa partie inférieure (Figure 9).

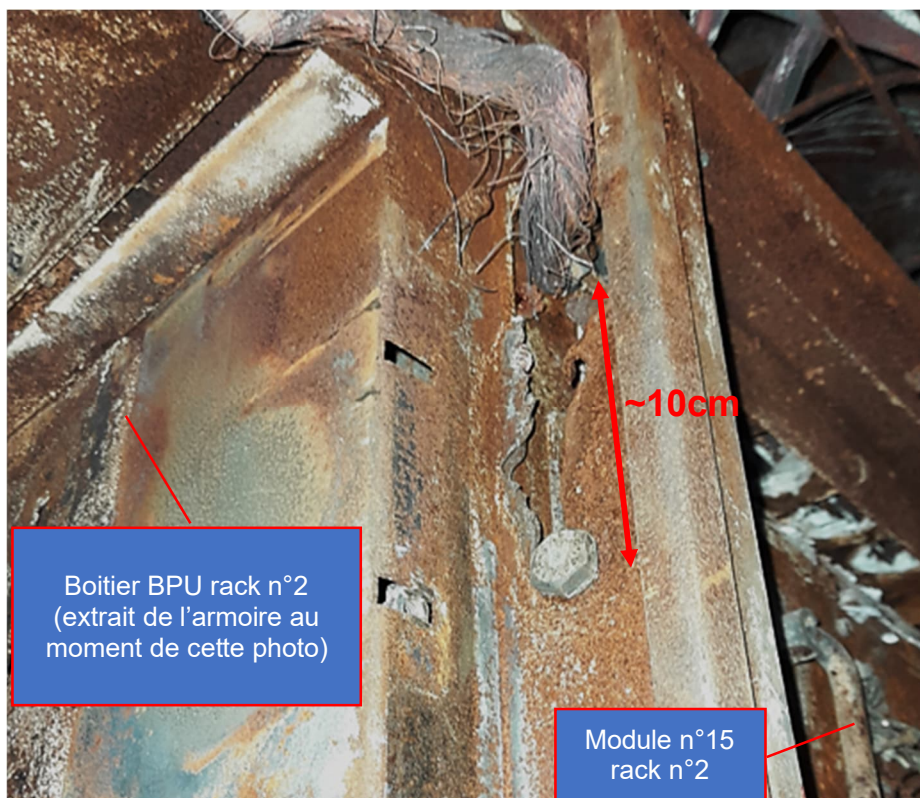


Figure 9 : Passage du busbar entre le module n°15 et le boîtier BPU, au sein du rack n°2

Pour comparaison, la Figure 10 montre le même trou de passage de busbar, mais au sein du rack n°3 : le rectangle initial est quasiment intact.



Figure 10 : Passage du busbar entre le module n°15 et le boîtier BPU, au sein du rack n°3

Une telle « découpe » du châssis peut avoir été provoquée par un arc électrique entre le busbar (polarité la plus élevée du rack n°2) et le châssis métallique. Dans cette hypothèse, il n'est malheureusement pas possible de connaître avec certitude l'enchaînement chronologique des faits : cet arc électrique peut être l'une des causes de l'établissement du courant sortant du rack n°2 au début de l'incident ; mais il peut également être une conséquence de l'incendie, qui a pu déformer le busbar et en dégrader son isolant, engendrant ainsi cet arc électrique. A ce stade, nous retiendrons **la possibilité d'un arc électrique entre la polarité positive du rack n°2 et le châssis métallique**, possibilité n'expliquant pas à elle-seule le passage du courant du rack n°2 vers le rack n°3.

4.4.2 Température des cellules Li-ion du rack batterie n°2

Les données brutes fournies par INGETEAM permettent également d'obtenir des informations sur les températures des cellules Li-ion de chaque rack. A l'instar des tensions cellules, ces données brutes contiennent pour chacun des racks les données suivantes :

- température moyenne des cellules du rack ;
- température maximale mesurée sur les paires de cellules, et localisation de cette paire de cellules ;
- température minimale mesurée sur les paires de cellules, et localisation de cette paire de cellules.

Ces données sont représentées sur les Figure 11 et Figure 12 ci-après.

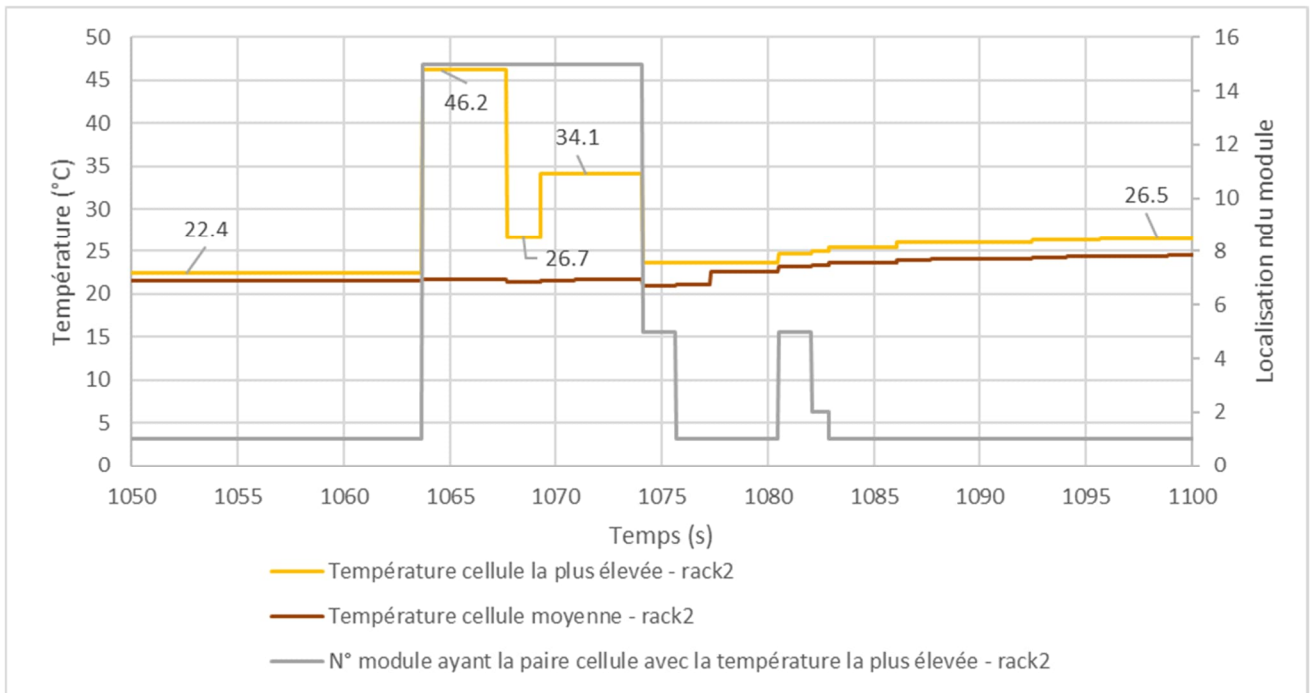


Figure 11 : Température maximale des paires de cellules du rack n°2 et localisation de cette paire de cellules

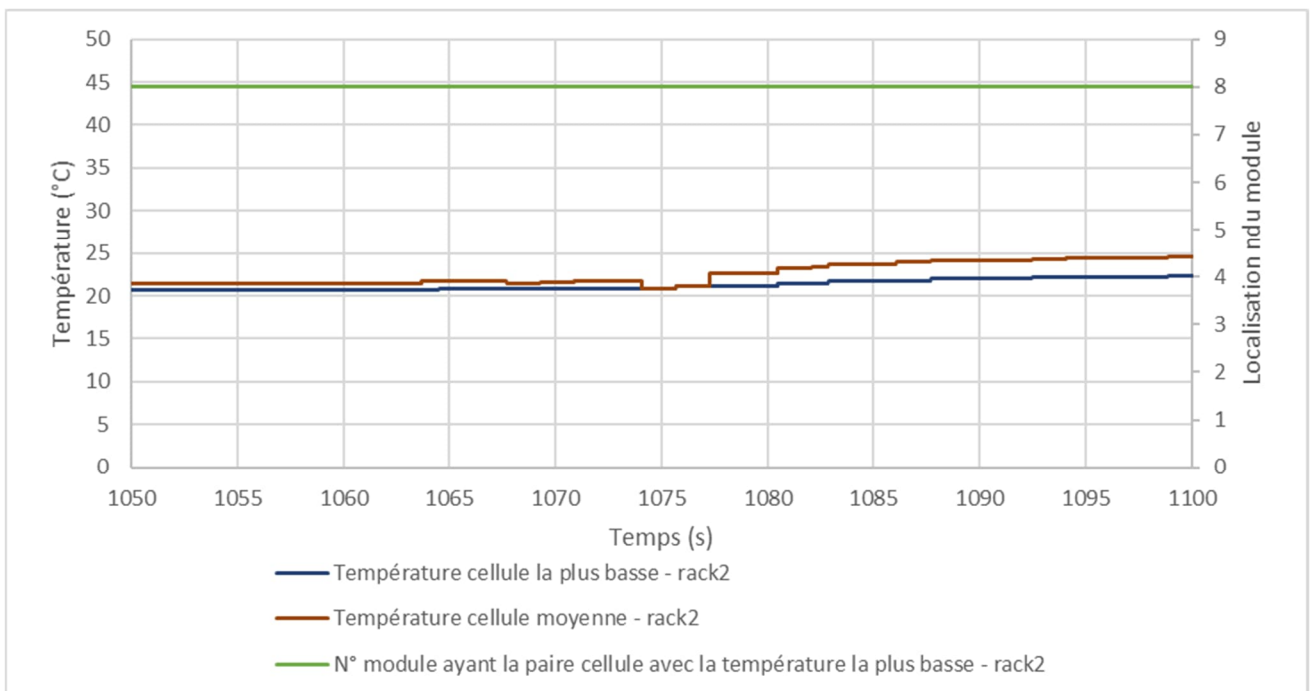


Figure 12 : Température minimale des paires de cellules du rack n°2 et localisation de cette paire de cellules

Ces courbes montrent un échauffement moyen modéré des paires de cellules du rack n°2, de seulement 3 K. La température minimale, toutes cellules confondues, augmente également très légèrement, d'environ 2°C.

La température maximale mesurée sur les cellules présente quant à elle des variations plus importantes et rapides : elle augmente de 44°C, diminue de 20°C, augmente à nouveau de 8°C, avant de redevenir à des échauffements plus réduits ne dépassant plus 4°C. Ces variations de fortes amplitudes ont eu lieu sur une durée de 11 s, de t = 1063 s à t = 1074 s : elles sont synchrones du pic de courant sortant du rack n°2. De plus, pendant cette période, les paires de cellules ayant présenté les températures maximales sont les paires de cellules n°233, 237 et 228 : elles font toute partie du module n°15, dans lequel les mesures de tension cellules anormales ont été également effectuées. Compte tenu de l'inertie thermique des cellules Li-ion, des variations de températures oscillant aussi rapidement avec des amplitudes aussi significatives sont surprenantes. Ces variations rapides peuvent avoir différentes origines, comme un thermocouple surchauffé provisoirement par une flamme, ou une défaillance de la fonction de mesure de température.

Ce nouveau constat renforce l'hypothèse d'un évènement localisé, proche du module n°15.

4.4.3 Hypothèse formulée à la suite de l'analyse des mesures au sein du rack n°2

Les paragraphes 4.4.1 et 4.4.2 permettent ainsi de considérer comme possible l'hypothèse suivante :

Un défaut d'isolement entre le busbar reliant le module n°15 au boîtier BPU a pu engendrer un arc électrique entre la polarité positive du rack n°2 et son châssis métallique, en amont du fusible.

Cet arc électrique, par les rayonnements électromagnétiques qu'il induit, a pu perturber les mesures de tensions et de températures des cellules du module n°15. Une fois l'arc électrique éteint (courant redevenant nul), les fonctions de mesures de tension cellule et de température du module n°15 ne sont plus perturbées : elles sont redevenues fonctionnelles.

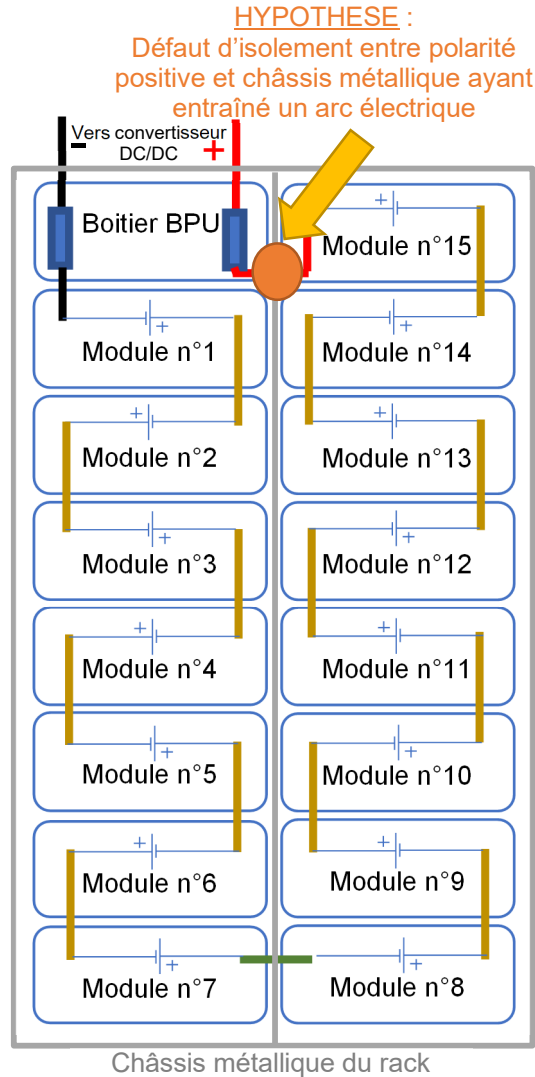


Figure 13: localisation de la supposée défaillance au sein du rack n°2

Nota : un défaut d'isolement peut être favorisé par une hygrométrie importante, voire de la condensation. La fonction d'enregistrement des mesures de température et d'hygrométrie le jour de l'incendie n'étaient malheureusement pas encore fonctionnelle. L'altitude, la saison, et les ouvertures successives de la porte nécessaire au passage des techniciens pour la mise en service du container ont pu contribuer à faire entrer de l'humidité à l'intérieur du container. Toutefois, ces éléments n'expliquent a priori pas à eux-seul le défaut d'isolement.

4.5 Tensions et températures des cellules Li-ion du rack batterie n°3

4.5.1 Tension des cellules Li-ion du rack batterie n°3

Tout comme pour le rack n°2, nous pouvons tracer au sein du rack n°3 l'évolution des tensions des paires de cellules au cours du temps :

- tension maximale mesurée parmi les paires de cellules, et localisation de cette paire de cellules (Figure 14).
- tension minimale mesurée parmi ces paires de cellules, et localisation de cette paire de cellules (Figure 15).

Sur chacun de ces graphiques ont été ajoutés la tension moyenne des paires de cellules, ainsi que le courant du rack n°2.

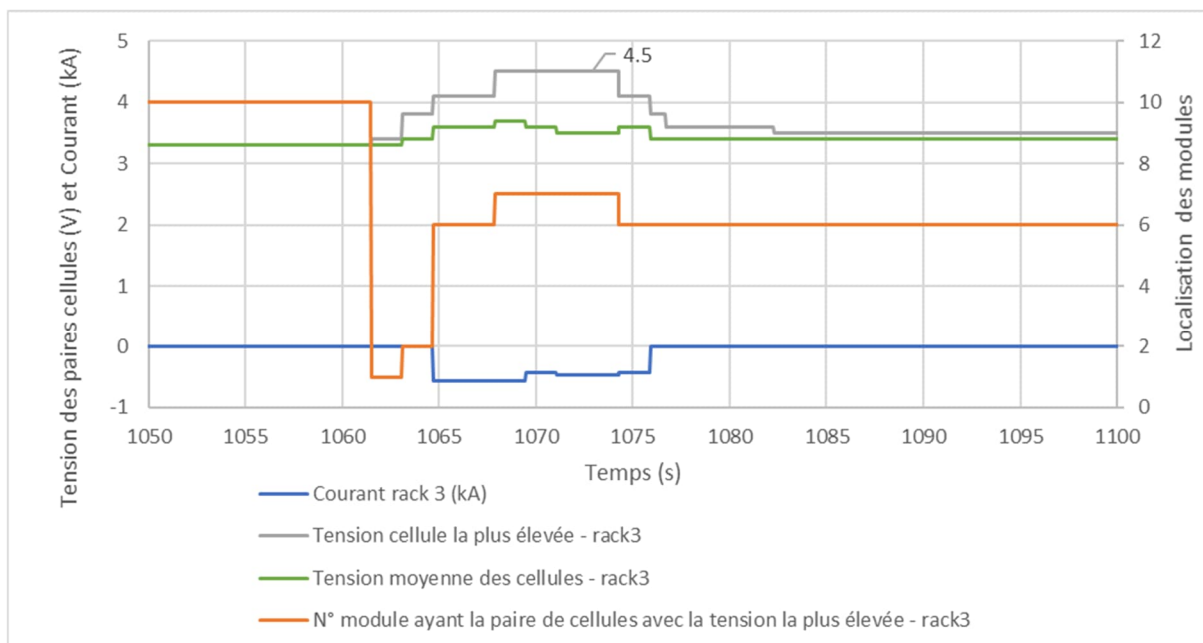


Figure 14: Tension maximale des paires de cellules du rack n°3 et localisation de cette paire de cellules

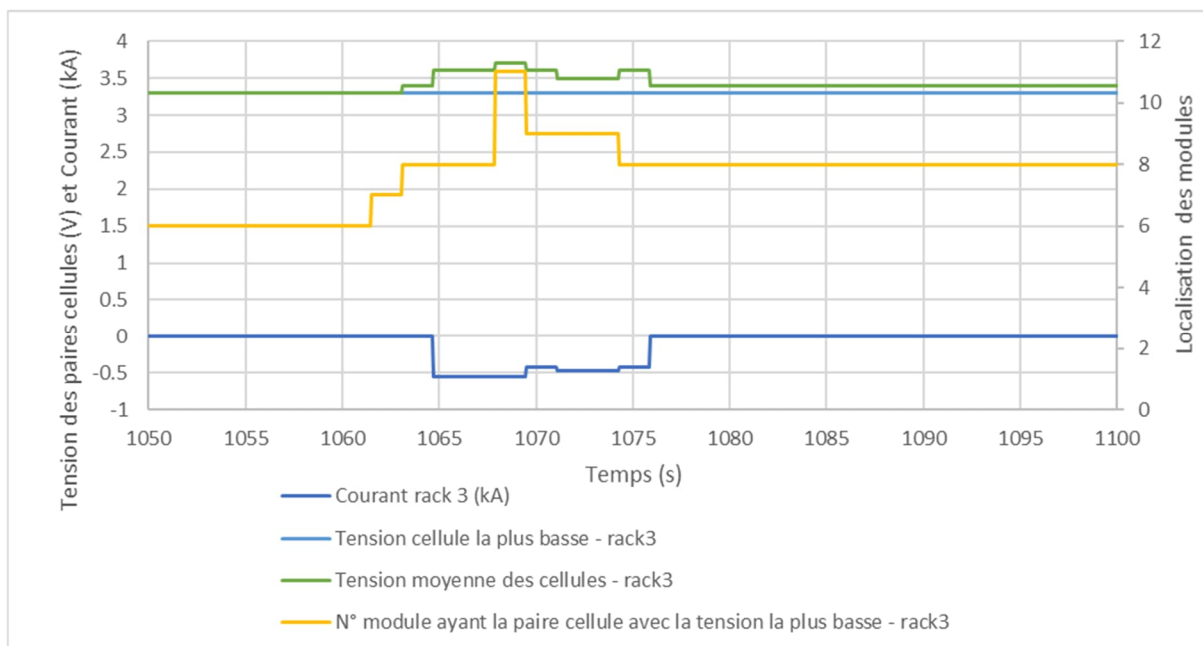


Figure 15: Tension minimale des paires de cellules du rack n°3 et localisation de cette paire de cellules

Avant l'apparition du courant entrant dans ce rack n°3, les tensions moyenne, minimale et maximale sont toutes égales : ceci montre un bon équilibrage des cellules Li-ion.

L'évolution de la tension moyenne (pic puis stabilisation à une valeur plus élevée qu'initialement) est caractéristique d'un rack en cours de recharge, ce qui est cohérent avec le pic de courant négatif lu par la sonde de mesure de courant de ce rack n°3.

La tension maximale toutes paires de cellules confondues atteint 4,5 V, ce qui excède significativement la tension maximale spécifiée par le fabricant de la cellule (3,65 V). Ainsi, durant une dizaine de secondes, tout ou partie des cellules du rack n°3 ont été exposées à des conditions d'utilisation dépassant leur plage de fonctionnement sûr :

- la surtension de plusieurs cellules est avérée ;
- le courant très élevé auxquelles ces cellules ont été soumises dépasse le courant maximum continu supporté par la cellule (voir §4.3) ;
- compte tenu de la tension cellule mesurée excédant la tension maximum, il est fortement probable que le courant impulsionnel maximum supporté par la cellule à ce niveau de charge ait été dépassé (la saturation de la sonde de mesure de courant nous empêche toutefois de confirmer ceci, voir §4.2).

Il ne peut être exclu que ces agressions électriques puissent être à l'origine de l'emballement thermique de tout ou partie des cellules du rack n°3.

Par ailleurs, la tension minimale des paires de cellules de ce rack reste constante (3,3 V) durant toute la durée du pic de courant. Or, la tension d'une cellule Li-ion traversée par un courant de quelques centaines d'ampère doit augmenter. On peut donc vraisemblablement supposer qu'une partie des cellules du rack n°3 n'a pas été traversée par le courant entrant dans ce rack.

De plus, une fois le pic de courant terminé et les tensions cellules stabilisées, la tension cellule maximale (3,5 V) est supérieure à la tension moyenne (3,39 V), elle-même supérieure à la tension minimale (3,3 V). Cette disparité entre cellules n'existait pas avant le pic de courant : **ceci conforte l'hypothèse qu'une partie seulement des cellules a été traversée par le courant entrant dans le rack n°3** (seules les cellules ayant été traversées par ce courant ont été rechargées et présentent une tension plus élevée).

En recoupant les informations des deux paragraphes ci-dessus, et grâce à la localisation des cellules ayant présenté les tensions minimale et maximale au fur et à mesure du temps, nous pouvons essayer de déterminer quelle partie des cellules du rack n°3 n'a pas été traversée par le courant entrant dans ce rack :

- Les cellules présentant la tension maximale pendant et après le pic de courant sont les cellules 9, 22, 89 et 97, appartenant aux modules 1, 2, 6 et 7 : toutes ces cellules ayant été traversées par le courant entrant dans le rack se trouvent dans la colonne de gauche de ce rack, du module le plus haut (n°1) au module le plus bas (n°7).
- Les cellules présentant la tension minimale pendant et après le pic de courant sont les cellules 122, 125 à 128, 144 et 176, se trouvant dans les modules 8, 9 et 11. Ces cellules, qui n'ont pas été traversées par le courant entrant dans le rack n°3, se trouvent toutes dans la colonne de droite de ce rack.

Ce constat permet de supposer que la défaillance se trouve au sein ou entre les modules n°7 et n°8, c'est-à-dire dans l'un des deux modules les plus bas de chaque colonne du rack, ou au niveau du passage d'une colonne du rack à l'autre.

4.5.2 Températures des cellules Li-ion du rack batterie n°3

La Figure 16 et la Figure 17 présentent respectivement la température maximale et la température minimale mesurée sur les paires de cellules, et la localisation de ces paires de cellules.

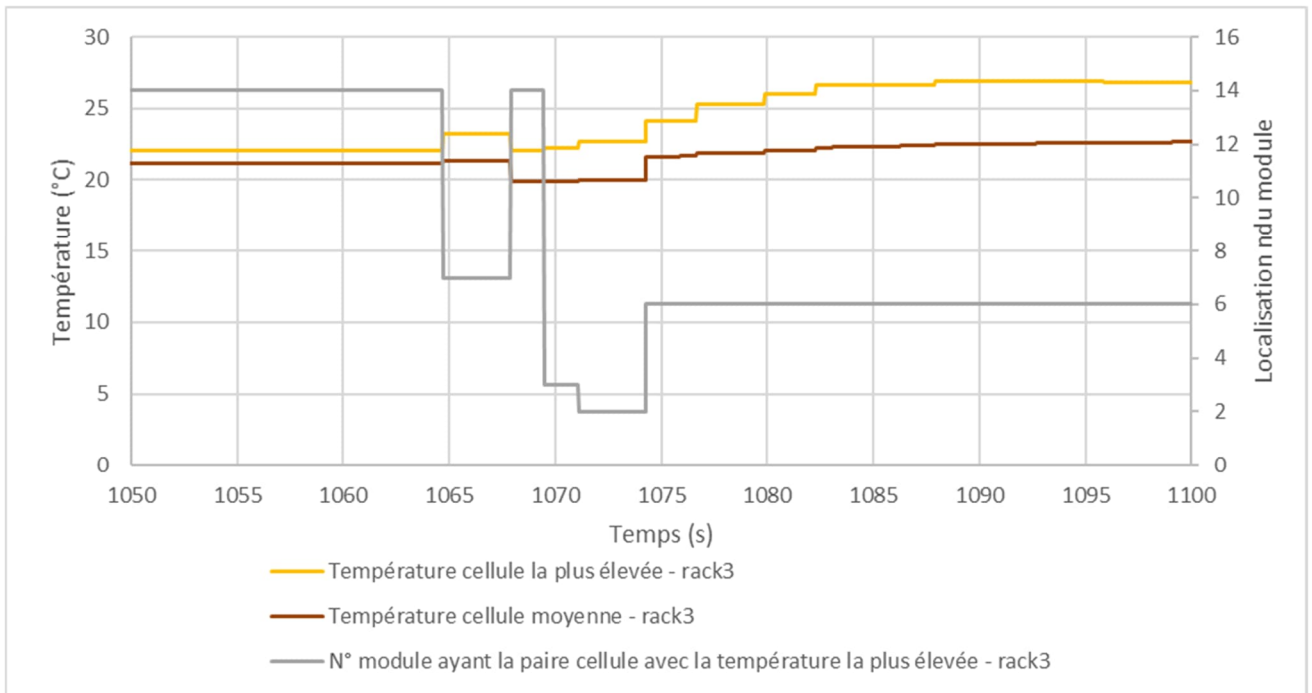


Figure 16: Température maximale des paires de cellules du rack n°3 et localisation de cette paire de cellules

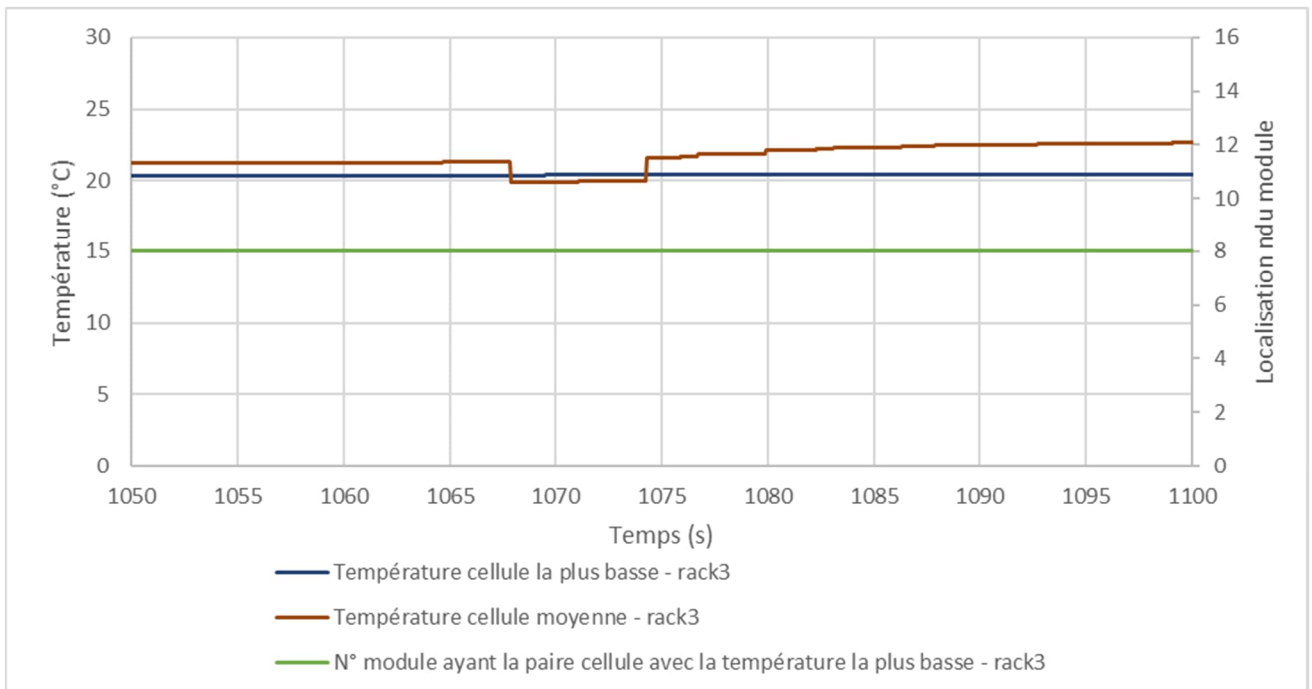


Figure 17: Température minimale des paires de cellules du rack n°3 et localisation de cette paire de cellules

La température moyenne des cellules présente une tendance à l'échauffement de l'ordre de 1,5°C.

La température maximale mesurée parmi les cellules du rack n°3 augmente quant à elle de façon plus significative, de près de 5°C. Les cellules présentant cette température maximale à partir de l'apparition du courant entrant dans le rack n°3 sont les cellules n°29, 37, 91 et 92, respectivement dans les modules n°2, 3, 6 et 7. Ces modules présentant un échauffement sont tous dans la colonne de gauche du rack n°3.

Nota : la cellule n°210 du module n°14 a été la cellule la plus chaude durant plusieurs minutes avant l'incident. Elle est à nouveau la cellule la plus chaude 3 s après l'établissement de ce courant, mais sa température n'a pas augmenté entre deux (22,1°C) : elle n'a donc pas été considérée comme présentant un échauffement dû à un courant l'ayant traversée.

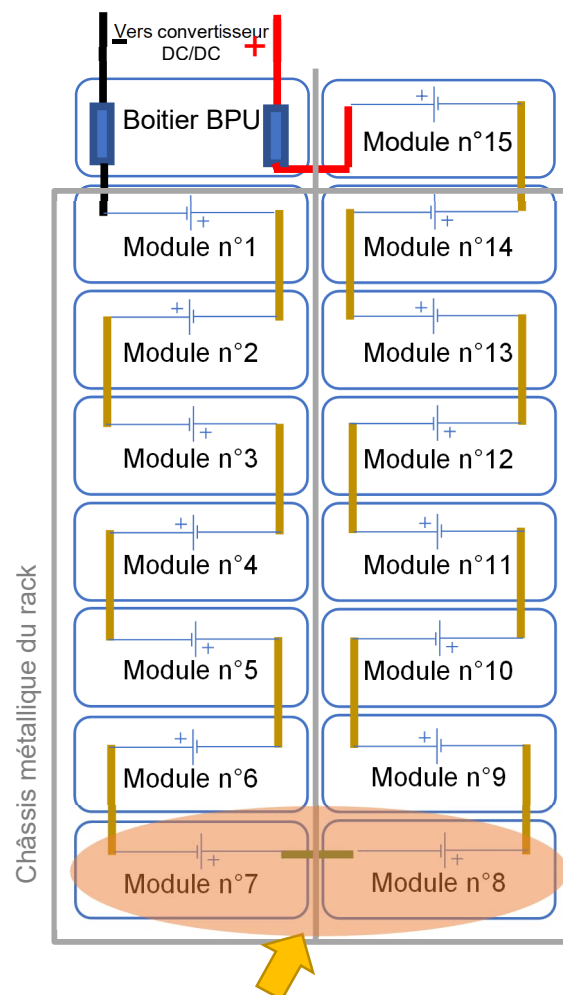
La température minimale reste quant à elle stable (échauffement de seulement 0,2°C), et elle est mesurée continuellement dans le module n°8 (cellules 105, 118 et 119) : il s'agit du module en bas de la colonne de droite du rack n°3.

Même si les tendances relevées sur les températures cellules ne sont pas très marquées, elles sont pleinement compatibles avec l'hypothèse d'un courant circulant uniquement dans la colonne de gauche du rack n°3 (modules n°1 à 7), mais ne circulant pas dans les modules de la colonne de droite (modules n°8 à 15).

4.5.3 Hypothèse formulée à la suite de l'analyse des mesures au sein du rack n°3

Les paragraphes 4.5.1 et 4.5.2 permettent ainsi de considérer comme possible l'hypothèse suivante :

La rupture d'une connexion électrique au sein du module n°7, du module n°8, ou entre ces deux modules, a déconnecté les cellules Li-ion des modules n°8 à n°15 du rack n°3. En se rompant, cette connexion électrique a pu rentrer en contact avec le châssis métallique de ce rack (Figure 18).



HYPOTHESE :
Rupture d'une connexion électrique, rentrant ensuite
en contact avec le châssis métallique du rack

Figure 18: Localisation de la défaillance supposée au sein du rack n°3

Par ailleurs, cette hypothèse permettrait d'expliquer comment un courant a pu circuler du rack n°2 vers le rack n°3. En effet, si une partie des cellules n'était plus en série avec le rack n°3, la tension aux bornes de ce rack n°3 s'en retrouve diminuée : une différence de tension entre le rack n°2 et le rack n°3 apparaît alors, induisant un courant sortant du rack n°2 et entrant dans le rack n°3.

Il reste toutefois à comprendre quelle défaillance a pu entraîner la « déconnexion » d'une partie des cellules du rack n°3 et sa reconnexion au châssis métallique.

La Figure 19 montre le trou de passage du busbar entre les modules n°7 et n°8 des racks n°2 (photo de gauche) et n°3 (photo de droite). Dans le rack n°2, le rectangle de passage est encore en parfait état, et le busbar est lui-même présent. Cet état est identique pour les racks n°1 et n°4 (présence du busbar et trou de passage de taille normale). En revanche, dans le rack n°3, le trou de passage a été agrandi et il n'y a plus de trace du busbar. Cette différence entre le rack n°3 et l'ensemble des trois autres racks peut laisser penser qu'un défaut électrique a eu lieu dans cette zone du rack n°3.

Toutefois, la dégradation du trou de passage est bien moins évidente que celle constatée au niveau du trou de passage du busbar entre le module n°15 et le boîtier BPU du rack n°2 (Figure 9) : nous ne pouvons cependant pas affirmer avec certitude qu'il s'agit bien de l'endroit de la défaillance.



Figure 19: Passage du busbar entre les modules n°7 et 8, au sein du rack n°2 (gauche) et du rack n°3 (droite)

4.6 Etat des fusibles après l'incendie

Lors de la visite sur site du 1^{er} décembre 2021, les boîtiers BPU des racks batterie n°2 et n°3 ont pu être extraits de leur châssis (Figure 20).

La mesure de l'état des fusibles se trouvant dans ces deux boîtiers BPU a pu être réalisée : seul le fusible F_BAT3_N, en série avec la polarité négative du rack n°3, s'est ouvert pendant la circulation du courant.

Les deux fusibles F_BAT2_N et F_BAT2_P du rack n°2, ainsi que le fusible F_BAT3_P du rack n°3 ne se sont donc pas ouverts durant le pic de courant traversant ces racks.

La Figure 20 permet également de relever le positionnement de la sonde de mesure de courant : celle-ci mesure le courant circulant dans la connexion négative du rack. Le courant circulant dans la connexion positive d'un rack n'est donc pas connu. En fonctionnement normal, ces deux courants sont égaux. Mais dans l'hypothèse d'un défaut d'isolement au sein du module n°15 du rack n°2, ou encore de la déconnexion au sein des modules n°7 ou n°8 du rack n°3, le courant circulant dans la connexion positive de ces deux racks a pu être nul. Ceci pourrait d'ailleurs expliquer pourquoi les fusibles F_BAT2_P et F_BAT3_P ne se sont pas ouverts : il est possible que ces deux fusibles n'aient pas été traversés par le courant sortant du rack n°2 et entrant dans le rack n°3.

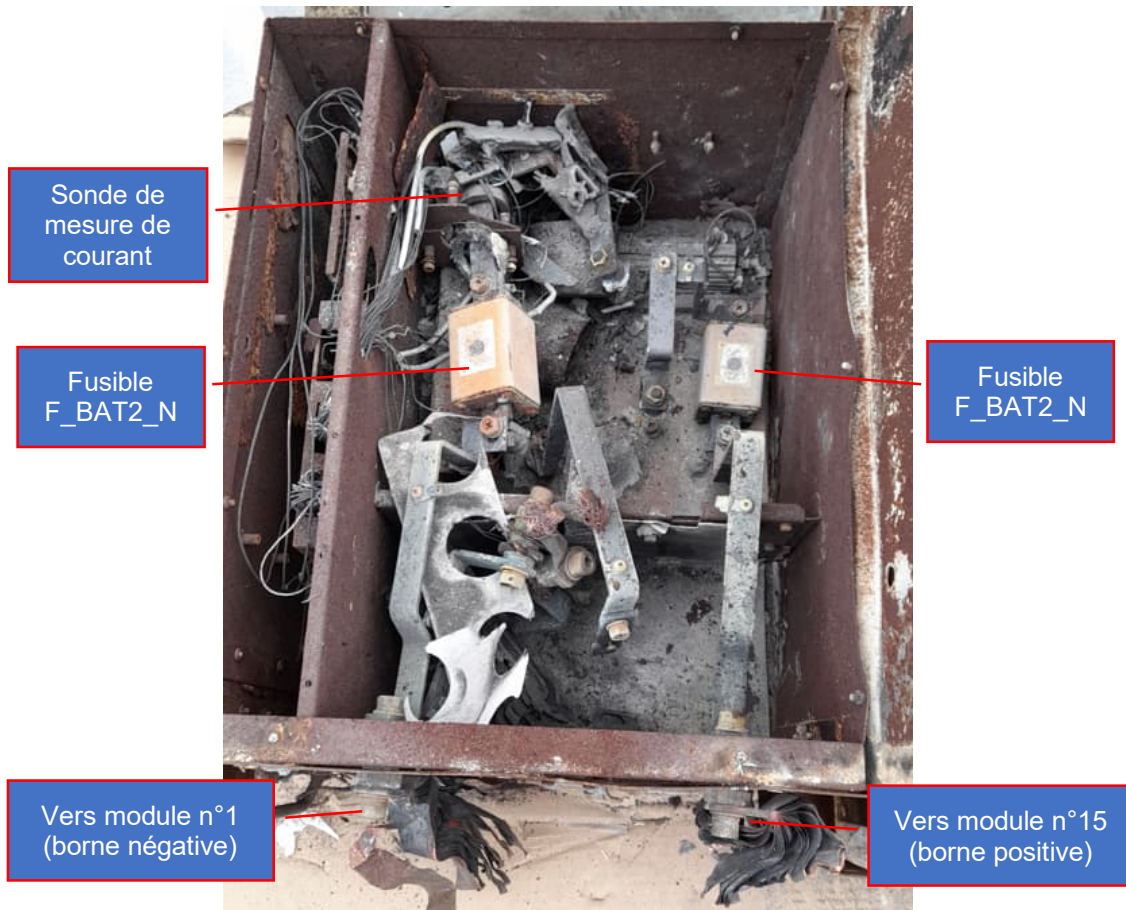


Figure 20: Boîtier BPU extrait du rack n°2

4.7 Résistance d'isolement des racks batterie n°2 et n°3

Le rack batterie mesure également la résistance d'isolement entre son circuit électrique et le châssis métallique. Les informations communiquées oralement par NARADA lors de la visite du site le 1^{er} décembre 2021 sont les suivantes :

- La valeur nominale de cette résistance d'isolement est de l'ordre de 1 M Ω .
- Si cette résistance descend sous 280 k Ω , l'électronique de gestion du rack interdit la fermeture du contacteur.

Les données brutes analysées ne contiennent pas d'informations sur les mesures par les racks batterie de résistance d'isolement. Toutefois, dans un mail échangé entre INGETEAM et NARADA, le graphique de la Figure 21 a été envoyé par NARADA :

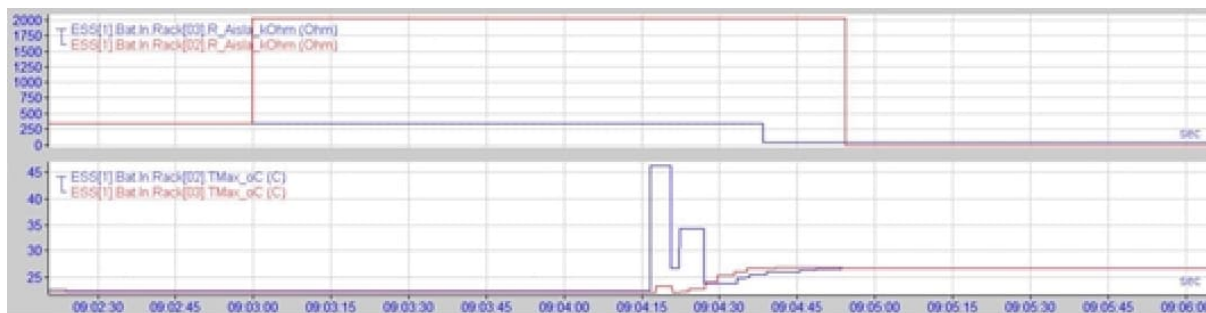


Figure 21: Evolution de la résistance d'isolement des racks batterie n°2 et n°3

La partie supérieure de ce graphique présente l'évolution de la résistance d'isolement des racks batterie n°2 et n°3 au cours du temps. Selon INGETEAM, cette mesure n'est pas effectuée de manière périodique : elle serait simplement effectuée par le rack batterie juste avant l'ordre de fermeture de son contacteur.

On voit sur ce graphique qu'avant 9h03, les résistances d'isolement de ces deux racks sont relativement basses, de l'ordre de 350 kΩ. Elles restent toutefois supérieures au seuil de sécurité établi par NARADA (280 kΩ). Compte tenu du principe de mesure décrit par INGETEAM, ces valeurs sont susceptibles d'être celles mesurées la veille, lors de la dernière connexion de ces racks batterie.

La mesure effectuée sur le rack n°2 juste avant la fermeture de son contacteur montre une augmentation importante de cette résistance d'isolement, atteignant 2 MΩ. On peut supposer qu'une nouvelle mesure a également été effectuée sur le rack n°3 juste avant la fermeture de son contacteur, et que cette mesure a confirmé une résistance de l'ordre de 350 kΩ (pas de variation visible sur le graphique).

Ces valeurs sont ensuite réactualisées une bonne dizaine de secondes après la circulation du courant du rack n°2 vers le rack n°3, au moment de l'ouverture des contacteurs de chacun de ces racks :

- La résistance d'isolement du rack n°2 chute sous 100 kΩ.
- Celle du rack n°3 semble être quasiment nulle.

Ces éléments vont une nouvelle fois en faveur des hypothèses précédemment formulées :

- défaut d'isolement dans le rack n°2 ;
- connexion électrique « franche » entre le circuit électrique du rack n°3 et son châssis métallique.

4.8 Principaux statuts et alertes enregistrés par l'électronique de supervision

Au-delà des informations de tension, courant et température, les données brutes envoyées par INGETEAM contiennent également un grand nombre d'informations sur différents statuts collectés par l'électronique de supervision, et en particulier :

- les alertes de dépassement des conditions normales d'utilisation en tension, température, courant, résistance d'isolement (pour chacun de ces paramètres, deux niveaux d'alarme sont implémentés : une simple alarme et une alarme critique) ;
- l'état du contacteur et des fusibles de chaque rack.

La chronologie des principales informations relevées grâce à ces données est tracée sur les figures 26 à 29. La tension ESS01 mesurée dans le container de conversion de puissance, ainsi que le courant du rack n°2 et/ou celui du rack n°3 sont ajoutés sur ces figures pour permettre une remise dans le contexte de ces états et alertes.

La Figure 22 montre l'état des contacteurs au cours des dysfonctionnements électriques.

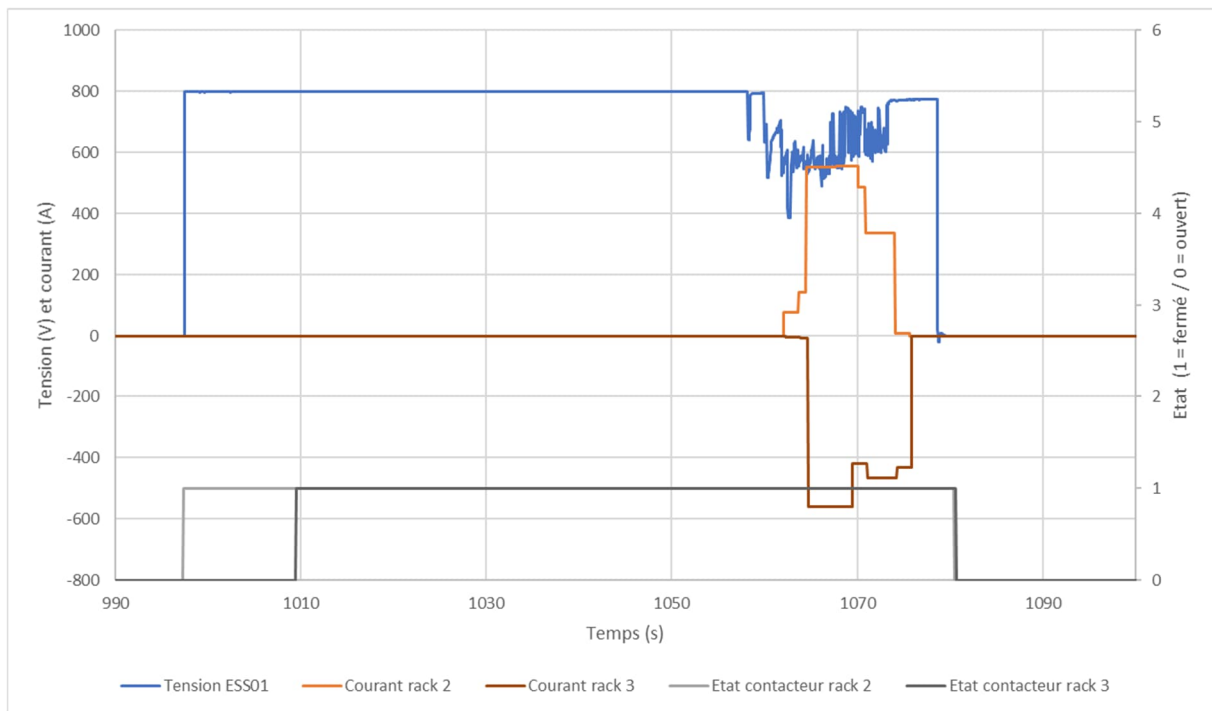


Figure 22: Etat des contacteurs des racks n°2 et n°3

Comme évoqué précédemment dans ce document, les contacteurs des racks n°2 et n°3 sont restés tous les deux fermés quelques dizaines de secondes avant l'apparition des anomalies sur les signaux électriques : les racks n°2 et n°3 étaient donc mis en parallèle, et ne présentaient pas de signe de dysfonctionnement.

Les contacteurs se sont ouverts simultanément à $t = 1080$ s, c'est à dire environ 15 s après l'apparition de niveaux anormaux de courant. Il est possible que les électroniques de gestion des racks n'aient pas commandé l'ouverture de leur contacteur pendant le pic de courant, car l'amplitude de ce courant était trop élevée pour que ces contacteurs soient capables de l'interrompre.

Mais une fois le courant redescendu au-dessous du pouvoir de coupure du contacteur, cinq secondes ont été nécessaires avant que le contacteur ne s'ouvre. Même si ceci n'a a priori pas eu d'impact sur la suite des événements, un tel délai peut paraître long compte tenu des débits actuels des bus de communication et de la puissance des électroniques de traitement.

La Figure 23 présente l'état de fusibles des racks n°2 et n°3 tel qu'enregistré par l'électronique de supervision.

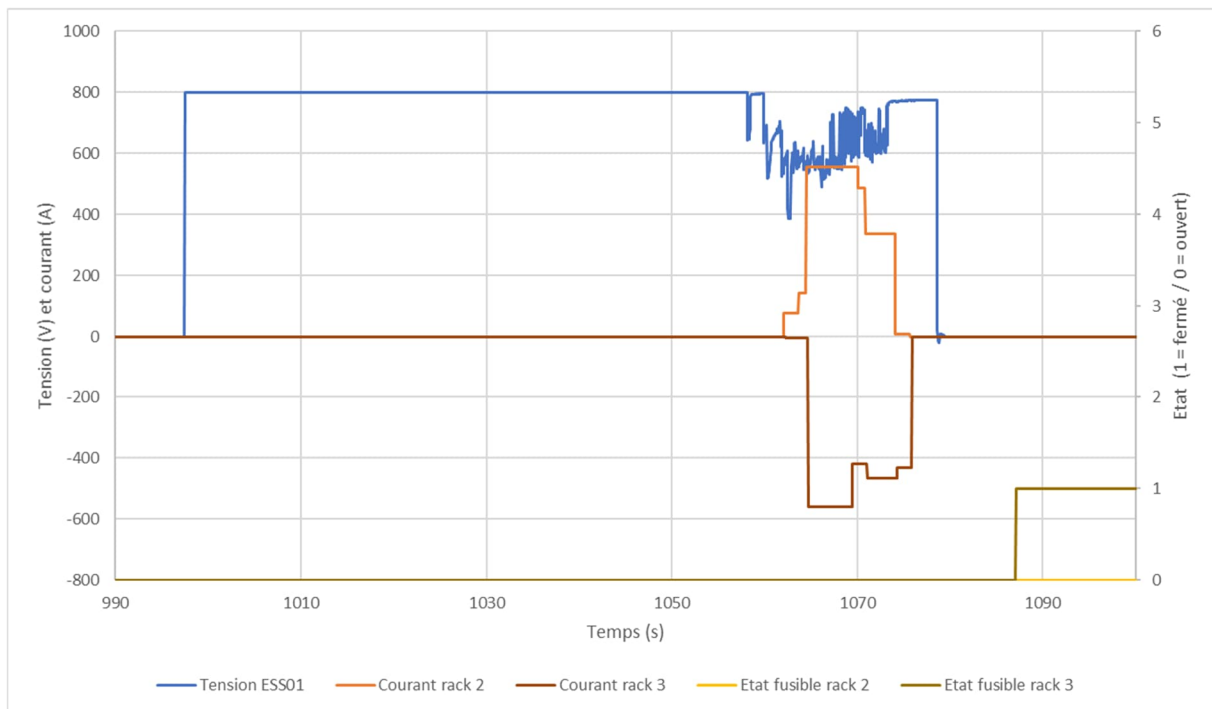


Figure 23: Etat des fusibles des racks n°2 et n°3

Seul le rack n°3 a vu son (ou ses) fusible(s) s'ouvrir (l'état des deux fusibles d'un même rack étant agrégé en une seule information, il n'est pas possible de savoir ici si un seul ou les deux fusibles se sont ouverts). Ceci est conforme aux mesures de l'état des fusibles réalisées lors de notre visite sur site (cf. §4.6).

Cependant, l'ouverture du fusible est enregistrée à $t = 1087$ s, c'est-à-dire 22 s après l'apparition d'un courant dépassant 560 A dans les racks n°2 et n°3, et 11 s après la fin de ce pic de courant. Selon INGETEAM, l'état de ces fusibles est mesuré par la différence de tension entre l'amont et l'aval des fusibles : la présence de capacités de part et d'autre du fusible peut rendre ce type de mesure très peu réactive, ce qui peut expliquer le délai de détection constaté. Des fusibles avec report instantané de leur état existe et auraient pu permettre d'obtenir une mesure immédiate de l'état de chaque fusible.

La Figure 24 présente les alertes générées par l'électronique de gestion du rack n°2 sur les niveaux de courant et tension mesurés.

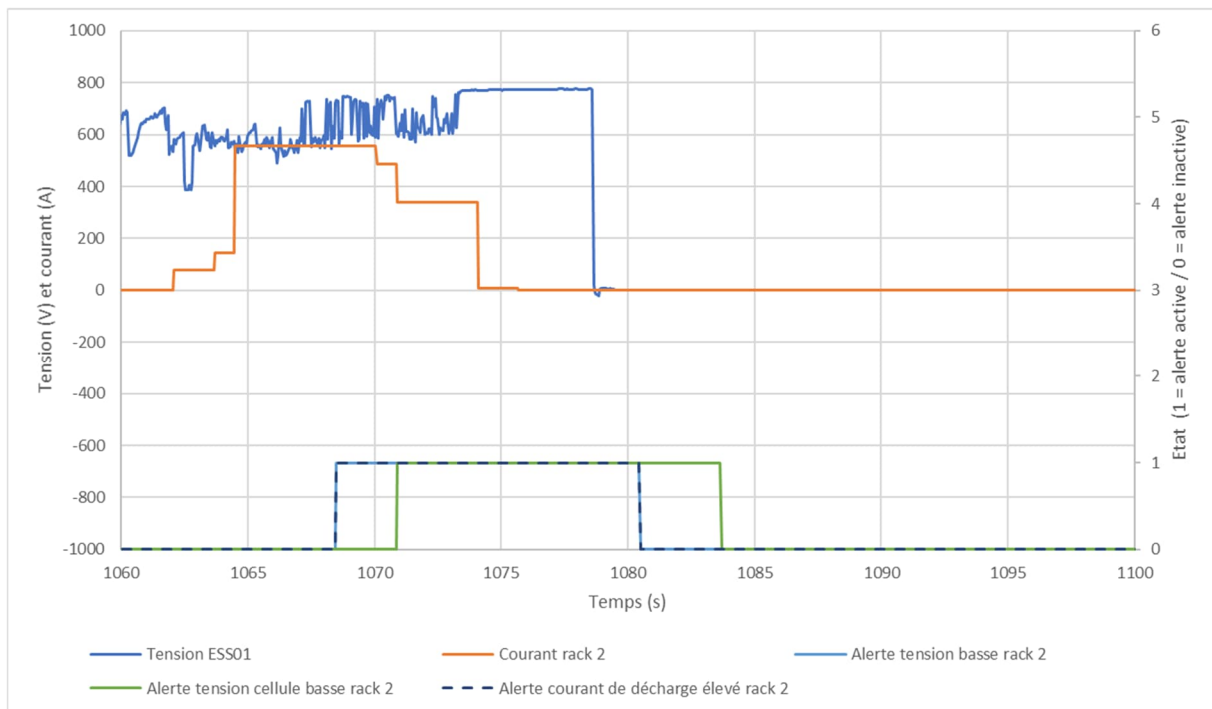


Figure 24 : Alertes relevées sur les mesures électriques dans le rack n°2

On y retrouve une alerte sur le courant de décharge trop élevé, qui est synchrone de celle sur la tension du rack anormalement basse. Ces deux alertes sont tout à fait cohérentes avec les observations faites jusqu'ici, mais elles sont générées environ 4 s après que le courant ne dépasse 560 A : ce délai semble à nouvelle fois long au regard de la réactivité des systèmes électroniques actuels.

Une troisième alerte est également générée, sur la tension anormalement basse des cellules Li-ion. Ces trois alertes sont bien cohérentes avec l'hypothèse d'une décharge brutale et anormale du rack n°2.

La Figure 25 présente les alertes générées par l'électronique de gestion du rack n°3 sur les niveaux de courant et tension mesurés.



Figure 25: Alerts relevées sur les mesures électriques dans le rack n°3

Les alertes générées ici peuvent paraître surprenantes :

- d'un côté, une alerte « tension rack anormalement basse » ;
- d'un autre côté, une alerte « tension cellule Li-ion anormalement élevée » et une autre alerte « courant de charge trop élevé ».

La somme des tensions cellules Li-ion étant égale à la tension rack, il semble contre-intuitif de trouver des alertes opposées sur la tension cellule (trop élevée) et sur la tension rack (trop basse).

Ce constat peut toutefois s'expliquer par l'hypothèse formulée d'une déconnexion d'une partie des cellules du rack :

- Une telle déconnexion engendre une diminution de la tension du rack (alerte « tension rack anormalement basse »).
- La tension du rack n°3 ayant diminué, et les racks n°2 et n°3 étant connectés en parallèle, un courant important circule du rack n°2 vers le rack n°3 (alerte « courant de charge trop élevé »).
- Ce courant vient charger les cellules Li-ion restant connectées au sein du rack n°3, dont la tension augmente au-delà de ses spécifications (alerte « tension cellule Li-ion anormalement élevée »).

Ce graphique met une nouvelle fois en évidence une latence d'environ 5 s entre le dépassement des seuils d'alerte (courant supérieur à 560 A) et la génération réelle de l'alerte : ce délai semble long au regard de la puissance des systèmes électroniques actuelles. La génération d'une alerte activée plus rapidement permettrait de prévenir le système de supervision plus tôt : celui-ci pourrait alors réaliser les opérations de mise en sécurité également plus rapidement (exemple : déconnexion des racks supercondensateurs du réseau).

5 Synthèse des observations réalisées et des hypothèses formulées sur l'origine de la défaillance

Les paragraphes précédents mettent en évidence un certain nombre d'éléments instructifs, qui, en les croisant, peuvent nous permettre de construire une hypothèse globale du déroulement des faits initiateurs de l'incendie.

Les faits majeurs sont rappelés ci-dessous :

- Les enregistrements des courants et tensions des racks supercondensateurs ESS02 et ESS03 ne présentent pas de signes de fonctionnement anormal.
- Les premiers signes de dysfonctionnement apparaissent au sein des racks batteries ESS01.
- Les racks batteries n°1 et n°4 sont restés isolés entre eux, vis-à-vis des autres racks batteries et supercondensateurs, et du réseau.
- Le rack n°3 présentait juste avant les dysfonctionnements électriques une résistance d'isolement vis-à-vis du châssis métallique plutôt basse (mais qui restait supérieure au seuil d'alarme défini par NARADA).
- Les racks batterie n°2 et n°3 étaient connectés en parallèle, mais sont restés déconnectés du réseau électrique.
- Un courant important (supérieure à 560 A) a été débité du rack batterie n°2. Simultanément, un courant de même amplitude est rentré dans le rack batterie n°3. Ces pics de courant ont duré une dizaine de secondes.
- Une partie seulement des cellules Li-ion du rack n°3 a vu leur tension et leur température augmenter pendant ce passage de courant.
- Des valeurs de tension et température incohérentes ont été mesurées au sein du module n°15 du rack n°2.
- Les résistances d'isolement des racks n°2 et n°3 ont été mesurées après l'occurrence de ce pic de courant : la valeur constatée pour le rack n°2 est très inférieure au seuil de sécurité, et celle constatée pour le rack n°3 est proche du court-circuit.

Les hypothèses formulées, argumentées dans les paragraphes précédents, sont les suivantes :

- Les racks supercondensateurs n'ont pas participé directement à l'initiation de l'incendie.
- Les racks batteries n°1 et n°4 n'ont pas participé aux défaillances électriques identifiées.
- Aucun courant électrique n'est venu du réseau électrique vers les quatre racks batteries contenus dans ESS01.
- Le rack batteries n°2 s'est subitement déchargé dans le rack batteries n°3.
- Ce courant a traversé uniquement les modules n°1 à 7 du rack batteries n°3, laissant penser à la rupture d'une connexion électrique qui serait ensuite rentrée en contact avec le châssis métallique.
- Au sein du rack n°2, le dysfonctionnement de l'électronique de mesure des tensions et températures cellules du module n°15 a pu être provoqué par un arc électrique entre le busbar sortant de ce module n°15 et le châssis métallique.

Le schéma de la *Figure 26* présente le circuit électrique résultant de l'application des deux hypothèses de défaillance formulées :

- Défaut n°1 : connexion électrique se trouvant au niveau des modules n°7, n°8 ou entre ces modules qui se serait rompue et serait rentrée en contact avec le châssis métallique du rack n°3 ;
- Défaut n°2 : arc électrique entre le busbar sortant du module n°15 et le châssis métallique.

L'origine de ces deux défauts et leur simultanéité restent inexplicables. L'hypothèse de leur apparition est basée sur le croisement des données électriques, des relevés d'alerte mis à disposition et des observations faites sur site (analyse développée au paragraphe 4 de ce document). L'application de ces deux défauts permet de bâtir une hypothèse de déroulement des événements cohérente avec toutes ces données.

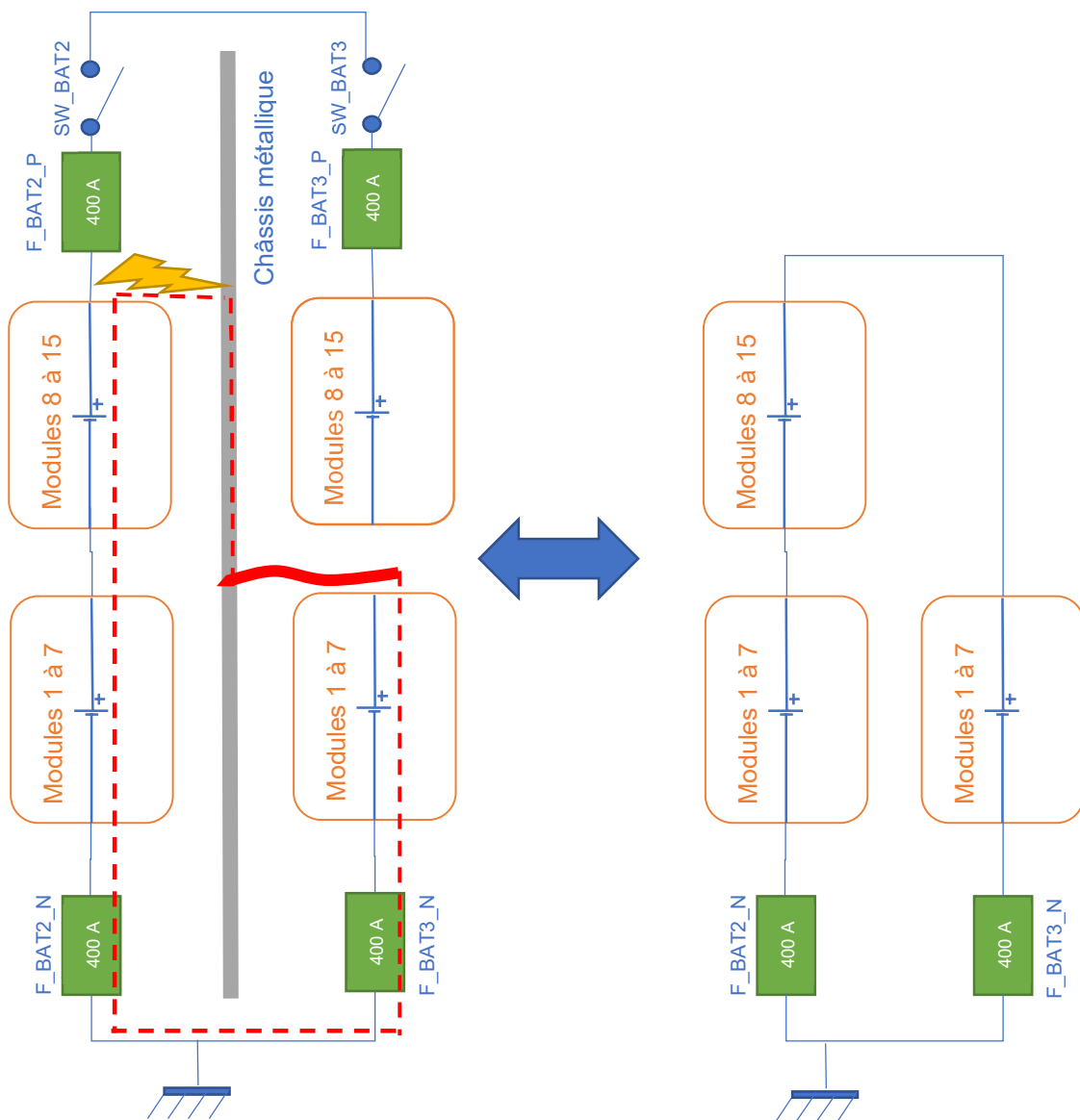


Figure 26: Schéma électrique équivalent des racks batterie n°2 et n°3 après application des hypothèses de défaillance

L'application de ces deux défauts met en parallèle deux branches de modules en série ayant des tensions différentes :

- Les modules n°1 à 15 du rack n°2, ayant une tension de 800 V ;
- Les modules n°1 à 7 du rack n°3, ayant une tension de l'ordre de 370 V.

Cette différence de potentiel engendre l'établissement d'un courant sortant du rack n°2 et entrant dans le rack n°3. Avant fusion des fusibles, ce courant n'est limité que par la résistance interne des cellules et la résistance des connexions électriques entre cellules et entre racks. Ceci explique un pic de courant dépassant les 560 A.

Selon la spécification du fabricant, la résistance interne équivalente des cellules Li-ion restant connectées après application des deux défauts est inférieure à 106 mΩ. Le courant ayant circulé dans les racks serait donc compris entre 560 A (saturation de la sonde de mesure) et 4 kA (résistances de connexions entre cellules et entre racks considérées nulles – cas majorant).

Le même ordre de grandeur de courant peut être obtenu en première approximation en divisant l'élévation de la tension cellule (1,2 V) pendant le pic de courant par la résistance interne de cette cellule (0,6 mΩ) : un courant de 2 kA aurait circulé dans chaque cellule encore connectée du rack n°3, et donc un courant de 4 kA dans ce rack.

Chaque cellule des modules n°1 à 7 du rack n°3 a donc été chargée avec un courant d'environ 2 kA : cette valeur dépasse largement le courant de charge continue spécifié par leur fabricant (187,5 A). Elle dépasse également le pic de courant maximum autorisé par le fabricant en charge (375 A pendant 10 s pour un état de charge de 50%). L'état de charge élevé des cellules (96%) est par ailleurs un facteur défavorable, une cellule presque complètement chargée supportant des pics de courant de charge moins importants.

Ce courant a ainsi rechargé les cellules Li-ion des modules n°1 à 7 du rack n°3. Ces cellules étant déjà quasiment à pleine charge, ce pic de courant les a amenées au-delà de leur condition limite d'utilisation : leur tension maximale a largement dépassé la tension autorisée par le constructeur (4,5 V, contre 3,65 V).

Ces dépassements en tension et courant des limites de fonctionnement des cellules des modules n°1 à n°7 du rack n°3 peuvent expliquer le départ de l'incendie : ces dépassements sont susceptibles d'avoir provoqué l'emballement thermique de tout ou partie de ces cellules.

Notes :

- Les cellules du rack n°2 ont été traversées par la même amplitude de courant, mais en décharge. Le courant supporté par des cellules Li-ion en décharge est habituellement plus important qu'en charge, et ces cellules n'ont pas été surchargées. La probabilité que les défaillances constatées aient entraîné un emballement thermique de cellule(s) au sein de ce rack n°2 est donc moindre, mais ne peut pas être considérée comme nulle.
- On peut supposer que les cellules Li-ion n'étaient pas équipées de CID (Current Interrupt Device), dispositif mécanique interrompant le passage du courant dans la cellule en cas de déformation engendrée par sa montée en pression interne. Un tel dispositif aurait possiblement stoppé la surcharge des cellules Li-ion avant leur emballement thermique. A noter que l'efficacité de ces dispositifs n'est pas garantie pour toutes les conditions de surcharge, et semble également dépendre de l'intégration mécanique des cellules au sein du module/du rack.

L'emballement thermique des cellules Li-ion restant connectées au sein du rack n°3 a pu se propager aux autres racks batteries jouxtant ce rack, puis à l'ensemble des racks batteries.

Ces emballements thermiques ont de plus engendré la libération par les cellules Li-ion d'une quantité significative de gaz (dont des gaz toxiques et inflammables). Ces gaz, ajoutés à ceux injectés par le système d'extinction, ont fait monter en pression l'intérieur du container.

Sous l'effet de la pression, ou à cause d'une explosion des gaz inflammables libérés, la porte du container s'est ouverte : de l'oxygène a pu rentrer dans le container, alimentant les réactions de combustion qui étaient jusque-là possiblement bridées par manque de comburant et par la présence de gaz inertant.

D'après les observations faites sur site, la puissance du feu semble avoir été bien supérieure à l'entrée du container (côté porte) qu'au fond. La Figure 27 illustre ces observations sur les racks supercondensateurs, dont la combustion est bien plus avancée côté porte que du côté opposé du container.



Figure 27: Racks supercondensateurs, du plus proche (gauche) au plus éloigné (droite) de la porte du container

Ces observations avaient d'ailleurs laissé intuitivement penser que l'incendie avait démarré du côté des supercondensateurs. Le scénario retenu ici considère que la combustion importante des racks de supercondensateurs proche de la porte est liée à la plus grande présence d'oxygène, attisant le feu.

Mais les racks supercondensateurs ne sont pas considérés comme étant à l'origine de l'incendie.

6 Autres observations relevées lors de cette analyse

6.1 Dimensionnement des protections électriques

Selon les hypothèses de départ de l'incendie précédemment formulées, il semblerait que les sécurités électriques (fusibles et contacteurs) présentes dans le boîtier BPU de chaque rack n'ont pas permis d'interrompre suffisamment rapidement la circulation du courant du rack n°2 vers le rack n°3 pour éviter l'emballement thermique des cellules Li-ion.

6.1.1 Fusibles

Les fusibles présents dans les boîtiers BPU ont un calibre de 400 A. Leur temps de pré-arc en fonction du courant est présenté sur la Figure 28.

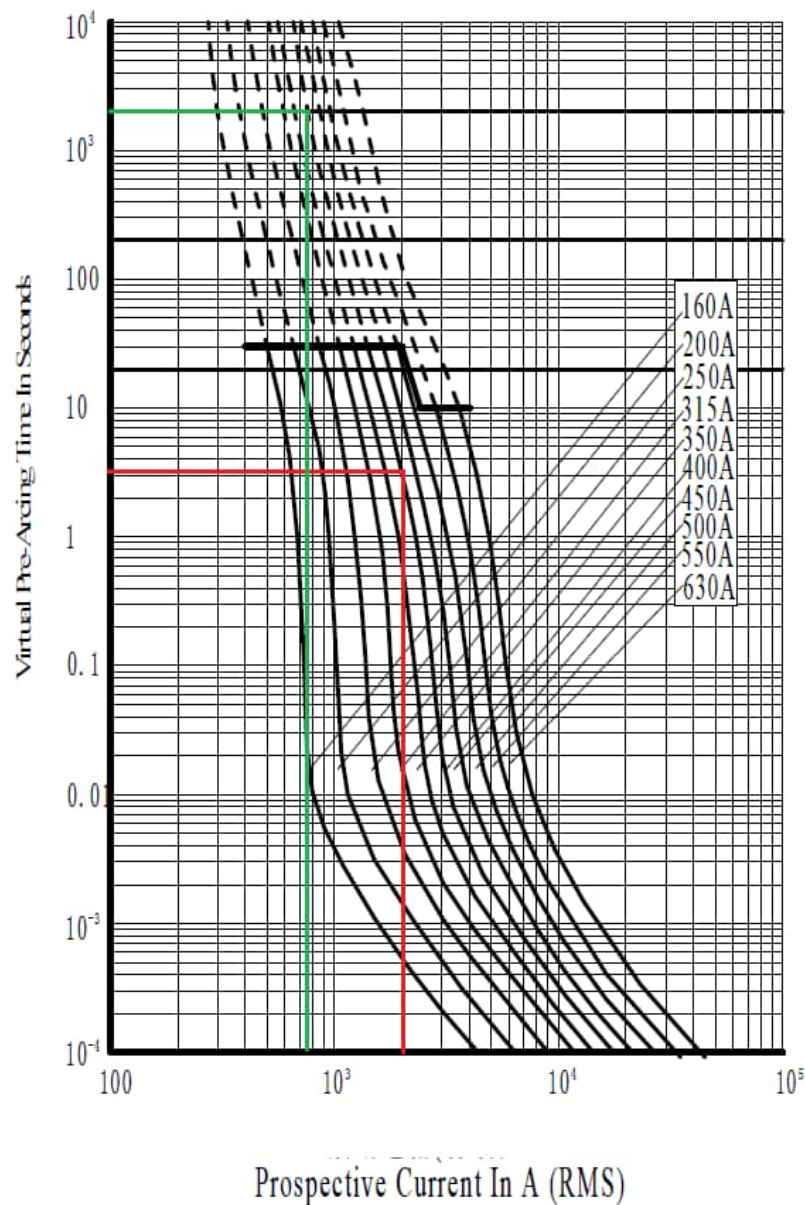


Figure 28: Temps de pré-arc en fonction du courant circulant dans les fusibles des racks batterie – extrait de la spécification technique du fabricant

Pour rappel, le pic de courant ayant circulé du rack n°2 vers le rack n°3 a dépassé les 560 A pendant environ 5 s. L'amplitude de ce pic de courant a été estimé entre 560 A et 4 kA (§5).

La Figure 28 laisse apparaître que, pour un courant de 2 kA_{RMS}, le temps de pré-arc atteint 3 s. Ce temps de pré-arc passe à 20 s pour un courant de 1,5 kA_{RMS}. Les ordres de grandeur entre, d'un côté la durée et l'amplitude du pic de courant mesuré, et de l'autre côté les caractéristiques du fusible, sont donc cohérents.

La spécification du fabricant des cellules Li-ion précise que le pic de courant supporté en charge par une paire de cellules montées en parallèle est de 750 A, pour une durée maximale de 10 s. Même si les données du fusible sont des ordres de grandeur (le type de charge n'étant pas spécifié dans sa datasheet), le fusible ne semble pas être en mesure de couper suffisamment rapidement un sur-courant pour éviter la dégradation des cellules Li-ion : le temps de pré-arc de ce fusible atteint 2000 s pour un courant de 750 A_{RMS}.

Aussi, pour une surintensité comprise entre 750 A et quelques milliers d'ampères, le fusible n'apporte pas une protection suffisamment rapide pour protéger les cellules Li-ion. Malheureusement, selon les hypothèses formulées dans ce document, le courant ayant circulé du rack n°2 vers le rack n°3 est justement dans cette plage de valeur.

6.1.2 Contacteurs

Les contacteurs du boîtier BPU sont également en série avec les fusibles, et la mesure d'une surintensité par l'électronique de gestion du rack entraîne la commande d'ouverture de ce contacteur. Le contacteur est donc pressenti comme le dispositif de sécurité permettant d'ouvrir en cas de surintensité.

Toutefois, la spécification technique de ce contacteur précise que le courant à interrompre ne doit pas excéder 500 A (Figure 29).

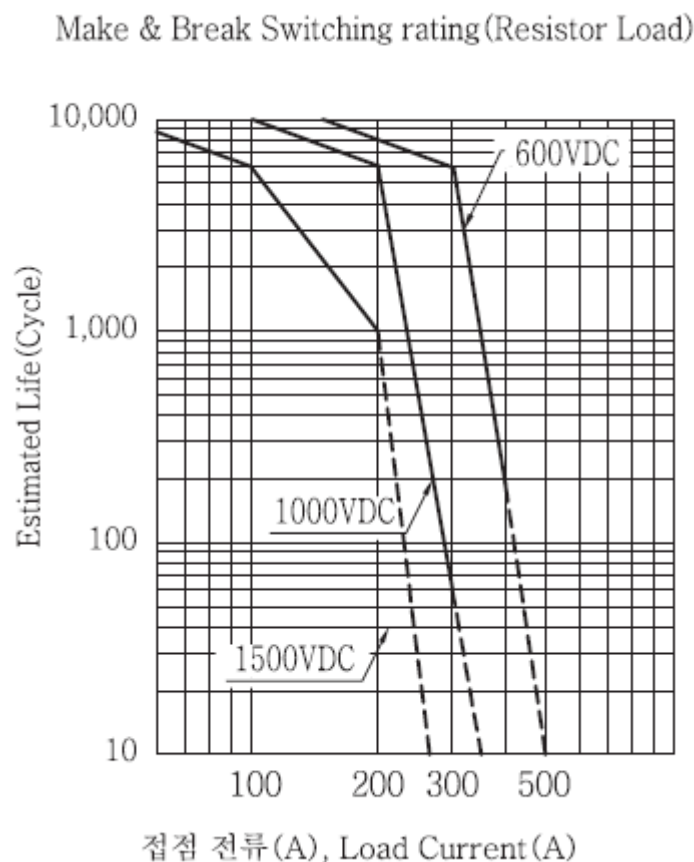


Figure 29: Courant maximum que le contacteur est capable d'ouvrir – extrait de la spécification technique du fabricant

Ainsi, au-delà de 500 A, le contacteur n'est plus capable de couper le courant : ce contacteur ne peut donc pas protéger les cellules Li-ion contre les surintensités comprises entre 750 A et quelques milliers d'ampères.

Il semble donc exister une zone dans laquelle ces dispositifs de sécurité (fusibles et contacteurs) ne remplissent pas leur rôle convenablement vis-à-vis de la protection des cellules Li-ion. Selon les hypothèses de déroulement des événements formulées dans le §5, cette zone est justement celle dans laquelle les cellules Li-ion ont été exposées lors de l'incident objet de ce rapport.

6.2 Extraction d'un module supercondensateur et d'un module batterie

Lors de la visite réalisée sur site le 1^{er} décembre 2021, deux modules ont pu être extraits des racks.

- le module n°1 du rack batteries n°2 ;
- un module du rack supercondensateurs le plus éloigné de la porte.

Le module n°1 du rack batteries n°2 a pu être ouvert sur site le jour de la visite. La Figure 31 présente l'état intérieur de ce module : toutes les cellules Li-ion semblent avoir complètement brûlé. On distingue également sur cette photo les événements de sécurité des cellules Li-ion qui se sont ouverts, sous l'effet de leur montée en pression interne.



Figure 30: Prélèvement du module n°1 du rack batteries n°2 : vue de face



Figure 31: Prélèvement du module n°1 du rack batteries n°2 : vue de dessus

Le module supercondensateurs n'a pas pu être ouvert sur site (Figure 32).

L'observation de ce module de l'extérieur permet de supposer que ses supercondensateurs n'ont pas brûlé : ils semblent encore scellés (pas de trace d'ouverture par surpression). Par ailleurs, les composants étaient encore présents sur la carte électronique de ce module : ceci laisse penser que la température n'a pas excédé sensiblement la température de fusion de l'alliage d'étain utilisé pour la soudure de tels composants électroniques sur leur circuit imprimé (environ 250 °C).



Figure 32: Prélèvement du module supercondensateurs

6.3 Prélèvement et analyse des suies

Des relevés ont été réalisés à la suite de l'incident de Perles-et-Castelet. A noter que le prélèvement a été effectué par l'Ineris le 01/12/2021, près d'un an après l'incident.

Les zones de prélèvement et les résultats d'analyse sont présentés sur la figure 8. Il ressort de l'analyse de ces prélèvements que certaines parties de la paroi sont largement contaminées par des métaux de type P, F, Li, Cu, Al. Ces données sont en phase avec les précédentes études, mais restent cependant difficiles à exploiter de manière quantitative.



Prélèvement témoin (blanc) réalisé sur la porte du container du dessous qui n'a pas été exposé directement à l'incendie.



Ref	Al	B	Cu	Fe	Li	P	F ⁻	PO ₄ ³⁻
LQ (µg/g)	0,33	3,33	0,17	0,17	1,67	0,33	0,4	1
Blanc	6,23	< 3,33	1,45	7,91	< 1,67	7,07	< 0,4	1,42
porte droite haut	2580	34	192	33100	< 1,67	69,4	81,3	5,28
porte droite milieu	4930	36,9	14,4	75,3	< 1,67	100	164	4,15
porte droite bas	1090	14,4	335	975	11,7	426	10,9	74,2

Figure 33 : Prélèvements menés après l'incident de Perles-et-Castelet. L'ensemble des résultats sont donnés en µg/g. LQ = Limite inférieure de Quantification.

Ces particules peuvent être entraînées par les eaux d'extinction et conduire à une pollution des sols.

7 Conclusion

Grâce aux données enregistrées pendant l'accident et mises à disposition par la société INGETEAM, l'investigation complémentaire a permis de mieux comprendre les événements ayant amené à l'incendie du stockage d'énergie stationnaire de Perles-et Castelet le 1^{er} décembre 2020.

Contrairement à ce que pouvaient laisser penser les constatations visuelles réalisées quelques jours après l'accident, les premières défaillances ont été mesurées au sein des racks batteries Li-ion.

Au sein de ces racks, un courant anormalement élevé (de l'ordre du kiloampère) aurait circulé d'un rack batteries à l'autre. Les cellules Li-ion traversées par ce courant ont dépassé leurs conditions d'utilisation sûre, ce qui a pu provoquer leur emballement thermique.

L'analyse des données enregistrées, et les constats réalisés sur site un an après l'accident, laissent supposer que la circulation de ce courant aurait pour origine une rupture de connexion électrique au sein du rack batteries n°3, qui serait rentrée en contact avec le châssis métallique de ce rack. La différence de potentielle résultant de cette déconnexion d'une partie des cellules Li-ion du rack n°3, alliée à un défaut d'isolement au sein du rack n°2, ont pu engendrer la circulation de ce courant non maîtrisé d'un rack à l'autre via le châssis métallique.

L'origine de ces défaillances supposées (rupture de connexion électrique et défaut d'isolement) ne peut être expliquée. Cette hypothèse a été formulée sur la base des données enregistrées, et est en concordance avec l'ensemble des informations mises à disposition.

La présente investigation met également en lumière au sein des racks batteries l'absence de dispositif électrique adaptée à la protection des cellules Li-ion contre les surintensités de l'ordre du kiloampères.

8 Annexes

Liste des annexes :

- Annexe 1 : Courriel de demande du BEA-RI – 14 Janvier 2021 – 1 page ;
- Annexe 2 : Second courriel de demande du BEA-RI – 24 Janvier 2022 – 1 page.

Annexe 1 : Courriel de demande du BEA-RI – 14 Janvier 2021

Bonjour,

Dans le cadre de la sollicitation adressé par le BEA RI à l'Ineris concernant l'enquête sur l'incendie du Castelet, je vous prie de trouver ci-dessous la liste des questions sur lesquelles nous souhaiterions vous interroger.

1- Au regard de l'état de dégradation des équipements à l'intérieur du container, des traces d'incendie visibles sur les faces externes du container, les investigations réalisées permettent-elles de situer une zone préférentielle de démarrage et de développement du foyer ?

2- Sans dire exactement quelle est la cause exacte de l'incendie du castelet, les enquêteurs du BEA privilégient l'hypothèse d'une montée en température d'un composante ayant entraîné l'inflammation de matériaux combustible ou inflammables. Plusieurs causes à cette montée en température peuvent être avancées :

- Défaut de fabrication d'un condensateur pouvant être à l'origine d'une usure prématurée et d'une détérioration d'un composant ayant entraîné une élévation de la température et son inflammation ;
- Défaut de conception de l'installation étant à l'origine d'un défaut électrique ou ayant conduit à une utilisation en dehors des spécifications d'un composant ;
- Défaut de conception de l'algorithme de contrôle qui a conduit à sortir des plages d'exploitation des composante

Ces hypothèses vous semblent-elles plausibles ? D'autres hypothèses peuvent-elles être avancées compte tenu des constatations faites ?

3- Le système d'extinction automatique proposé (agent extincteur et mode d'application) par le concepteur du container est-il adapté à l'incendie ?

4- Quelles solutions d'extinction peuvent être privilégiées en fonction des types de batteries et de condensateurs ?

5- En vue d'avancer des recommandations en matière de protection des services de secours dans de futures interventions :

- Quelles sont les flux thermiques que peuvent générer l'incendie de ce type d'installation ?
- Est il possible de qualifier la dangerosité des fumées de ce type d'incendie par rapport à un incendie de commerce ou de logistique ?

6- De part sa participation au travaux de normalisation au niveau national et international, l'Ineris peut-il nous apporter des informations sur l'état des travaux en cours dans le domaine de la sécurité des dispositifs de stockage d'énergie ?

Nous souhaiterions pouvoir disposer de votre retour au plus tard le 31 janvier.

En vous remerciant

Bien cordialement

Annexe 2 : Second courriel de demande du BEA-RI – 24 Janvier 2022

L'Ineris a été convié à apporter son expertise dans le cadre d'une première sollicitation en date du 14 janvier 2021 et a accompagné les enquêteurs du BEA-RI sur site lors de leur visite du 9 décembre 2020 à Perles-et-Castelet.

Le BEA-RI a rendu un premier rapport en date du 27 juillet 2021 proposant à RTE et Ingeteam des recommandations relatives à la conception et à l'implantation d'une station de stockage d'énergie.

Comme cela avait été indiqué, les conclusions de ce premier rapport demeuraient provisoires quant à la détermination de la cause première de l'incendie.

Suite à ce premier constat, RTE et Ingeteam ont adressé au BEA-RI des données enregistrées lors de l'incendie. En outre ils ont rendu possible la réalisation de prélèvements et de constats complémentaires sur site le 1er décembre 2021. Dans ces conditions, nous sollicitons à nouveau l'Ineris afin de nous accompagner pour approfondir le travail d'enquête sur la détermination de la cause première de l'incendie en procédant :

- à des examens complémentaires après démontage des batteries et condensateurs impliqués dans l'incendie ;*
- à l'exploitation des données paramétriques enregistrées lors de l'accident (intensité tension température) ;*
- en proposant à partir de ces éléments des hypothèses de démarrage de l'incendie et de propagation de celui-ci au sein du container.*

Ces éléments pourront, le cas échéant, être partagés et confrontés aux expertises en cours de la société Ingeteam.

