

Liberté Égalité Fraternité



maîtriser le risque pour un développement durable



(ID Modèle = 454913)

Ineris - 212448 - 2803373 - v1.0

15/11/2024

Appui à l'expertise de l'incendie survenu le 03 juin 2022 au niveau d'un conteneur de stockage d'énergie du site de Poggio di Nazza

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 équivalent 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 GENERALE Rédaction : LESAGE Jerome Vérification : DELBAERE THIERRY; GAYA CAROLINE; CHAUMETTE SYLVAIN; LECOCQ AMANDINE Approbation : BOUET REMY - le 15/11/2024

Table des matières

G	Glossaire5							
1	I	Introduction5						
	1.1		Déo	ntologie	5			
	1.2	2	Con	texte	5			
	1.3	5	Visit	es et réunions d'échanges	6			
2	[Desc	criptio	on de l'installation concernée et informations sur l'événement	7			
	2.1		Des	cription générale du site	7			
	2.2	2	Des	cription de l'installation	8			
	2	2.2.1		Généralités sur les conteneurs	8			
	2	2.2.2	2	Stockage d'énergie électrochimique et supervision	8			
	2	2.2.3	3	Détection et extinction d'incendie	.10			
	2	2.2.4	ļ	Système de régulation de température	.11			
	2	2.2.5	5	Conversion de puissance	.11			
	2	2.2.6	6	Partie transformateur Haute-Tension (HT)	.12			
	2.3	5	Des	cription de l'accident	.12			
	2.4		Rele	evés de dégâts	.13			
	2	2.4.1		Observations extérieures	.13			
	2	2.4.2	2	Compartiment "Batteries"	.15			
	2	2.4.3	3	Compartiment "Conversion de puissance"	.16			
	2	2.4.4	ŀ	Compartiment "Transformateur Haute Tension"	.17			
3	F	Répo	onse	s aux questions posées par le BEA-RI	.18			
	3.1		Expl	oitation des données enregistrées	.18			
		3.1.1		Données de fonctionnement global	.18			
		3.1.2	2	Captures d'écran relevées juste après détection incendie	.20			
		3.1.3	3	Historique des alarmes et défauts du système	.22			
		3.1.4	ŀ	Discussion sur l'apport de ces données dans la recherche de la cause de l'incendie .	.23			
	3.2	2	Rôle	e des protections électriques intégrés	.25			
	3.3	6	Exai	men critique des essais réalisés lors des investigations post-accidentels	.26			
		3.3.1		Essai LG simulant une fuite de liquide sur le dessus d'un rack	.27			
		3.3.2	2	Essai LG d'injection d'eau et de poussière au sein de modules d'un rack	.30			
		3.3.3	3	Essai de goutte à goutte et essai de semi-immersion	.35			
	3.4		Avis	de l'Ineris sur le(s) scénario(s) accidentel(s) probable(s)	.41			
		3.4.1		Discussion sur l'évènement initiateur	.41			
	3	3.4.2	2	Discussion sur le déroulement de l'incendie	.44			
4	(Cond	clusio	on	.46			
5	1	Anne	exes.		.47			

Pour citer ce document, utilisez le lien ci-après :

Institut national de l'environnement industriel et des risques, Appui à l'expertise de l'incendie survenu le 03 juin 2022 au niveau d'un conteneur de stockage d'énergie du site de Poggio di Nazza, Verneuil-en-Halatte : Ineris - 212448 - 2803373 - v1.015/11/2024.

Glossaire

BPU : boitier interconnectant un rack avec le reste de l'installation électrique, par le biais d'un contacteur et d'un fusible de 200 A en série sur chacune des polarités du rack.

CPI : Contrôleur Permanent d'Isolement – dispositif vérifiant l'isolement entre le circuit électrique et la terre de l'installation

MWc : Mégawatt crête – unité mesurant la puissance maximale qui peut être délivrée un dispositif électrique (ici, les panneaux solaires) dans des conditions d'utilisation prédéfinies.

MWh : Mégawatt heure – unité de mesure d'une quantité d'énergie, correspondant à la puissance qui peut être délivrée par un dispositif pendant une heure.

SOC : State Of Charge – état de charge de la batterie, exprimé en pourcent.

1 Introduction

1.1 Déontologie

L'Ineris n'a jamais réalisé d'étude pour le compte de Sun'R Power, SPES de Corse, et LG Chem.

L'Ineris a déjà réalisé des études pour le compte de NIDEC ASI, ainsi que des études portant sur des cellules ou modules développées par LG Chem pour le compte de clients tiers. Toutefois, l'Ineris n'est en aucun cas intervenu lors de la conception et la réalisation des conteneurs de stockage stationnaire installé sur le site de Poggio di Nazza en Corse.

1.2 Contexte

Le 3 juin 2022, un incendie s'est déclaré dans l'un des deux conteneurs de stockage d'énergie stationnaire du site de Poggio di Nazza en Corse (2B). Ces conteneurs ont été mis en service le 1^{er} septembre 2020. Cet incendie a nécessité l'intervention des équipes de secours pendant plusieurs jours.

Le BEA-RI a ouvert une enquête et a sollicité l'appui de l'Ineris sur les points formulés dans la lettre de mission figurant en Annexe 1 :

- Accompagner les enquêteurs du BEA-RI dans les relevés de terrain qui seront réalisés ;
- Apporter un appui technique au cours de l'enquête en procédant à une analyse critique des pièces techniques communiquées par les parties ;
- Participer et critiquer les expertises conduites dans le cadre de la procédure civile et les compléter par des expertises complémentaires si nécessaire ;

En vue de :

- Exploiter les données télémétriques afin d'identifier la ou les causes possibles du départ de feu ;
- Déterminer les sécurités électriques présentes et le rôle qu'elles ont joué lors de l'évènement ;
- Analyser tout ou partie des éventuels essais réalisés dans le cadre de la procédure civile et leur représentativité vis-à-vis des scénarios accidentels ;
- Donner un avis sur les scénarios accidentels probables, sur la base des informations collectées.

Le déroulement de l'enquête a amené le BEA-RI à affiner ses attentes vis-à-vis de l'Ineris sur les essais réalisés dans le cadre de la procédure civile et à analyser dans le présent rapport. Les essais suivants ont été retenus par le BEA-RI :

- "Examining Coolant Penetration Path By Leakage", essai mené par LG Chem visant à analyser l'écoulement d'un liquide présent sur le dessus d'un rack dans les différents modules de ce rack;
- "Water and dust injection in a rack", essai également mené par LG Chem, visant à analyser si l'injection d'eau et de poussière peut mener à un emballement thermique généralisé d'un rack ;
- Essai de goutte à goutte et essai de semi-immersion, réalisés par le laboratoire SERMA dans le cadre de l'expertise judiciaire, visant à simuler expérimentalement une potentielle fuite sur le dessus des racks.

Les réponses aux demandes du BEA-RI sont développées dans le §3 de ce rapport.

1.3 Visites et réunions d'échanges

Pour cette analyse, l'Ineris a réalisé trois visites des installations concernées par l'incendie :

- Une visite le 23 juin 2022, soit vingt jours après l'accident, accompagnés des enquêteurs du BEA-RI, et en présence des représentants de la société SUN'R POWER, de la société NIDEC ASI, et des services de d'interventions et de secours. Cette visite a permis de prendre connaissance de la chronologie de l'accident et d'établir un premier relevé de dégâts ;
- Une visite le 13 octobre 2022, pour assister aux échanges organisés par l'expert judiciaire en charge de l'affaire avec les experts des différentes parties.
- Une visite le 26 mai 2023, en présence des enquêteurs du BEA-RI, pour assister au démontage et à l'extraction des modules de batteries du conteneur organisées par l'expertise judiciaire en cours.

L'Ineris s'est également rendu à SERMA (site de Pessac) afin d'assister aux investigations menées par ce laboratoire sur six boitiers BPU prélevés dans le conteneur incendié.

Une visite a également été réalisée sur le site de la société NIDEC ASI à Roche-la-Molière pour approfondir la compréhension de la supervision à distance de leur parc de stockage stationnaire, et échanger sur les évolutions techniques en cours dans le domaine des stockages stationnaires (stockage électrochimique, moyen de détection et de mitigation des conséquences d'un incendie).

Enfin, l'Ineris a pris connaissance des échanges techniques des différentes parties dans le cadre de l'enquête judiciaire consécutive à cet accident.

2 Description de l'installation concernée et informations sur l'événement

2.1 Description générale du site

L'installation de stockage d'énergie électrochimique se situe sur le site de Poggio di Nazza, en Corse. Sur ce site de 7 hectares est installée une centrale photovoltaïque équipée d'un système de stockage par batteries.



Figure 1: plan de situation de la centrale photovoltaïque de Poggio et des deux conteneurs de stockage d'énergie électrochimique

La centrale a une capacité de production de 4,88 MWc. Elle est associée à un système de stockage d'énergie électrochimique de 4,2 MWh, réparti en deux conteneurs de 2,1 MWh chacun.

Le site est exploité par Sun'R Power via sa filiale SPES de Corse. La maintenance de l'installation est assurée par NIDEC ASI, société ayant initialement conçu et fabriqué les systèmes de stockage d'énergie de ce site.

2.2 Description de l'installation

2.2.1 Généralités sur les conteneurs

Les deux conteneurs de stockage d'énergie électrochimique installés sur le site de Poggio di Nazza sont identiques, à l'exception du serveur de sauvegarde des données d'exploitation du site, présent en plus dans le conteneur n°1 ayant subi l'incendie.

Chaque conteneur de 40 pieds (12 x 2,44 x 2,59 m) est installé sur plots (surélévation du sol assurant une ventilation et prévenant l'humidité du sol).



Figure 2: schématisation d'un conteneur et de ses trois compartiments

Chaque conteneur est divisé en trois compartiments :

- Stockage d'énergie : compartiment abritant les batteries et les systèmes associés.
- Conversion de puissance : compartiment contenant les équipements de conversion de l'énergie électrique nécessaires à l'interconnexion entre transformateur et batterie.
- Transformateur Haute-Tension (HT) : compartiment abritant le transformateur haute tension, qui adapte les niveaux de tension pour l'injection du courant dans le réseau électrique.

Les conteneurs sont construits avec une structure en acier, et sont équipés de murs coupe-feu entre les compartiments. Ils sont conçus pour être étanches, dans le but de protéger les équipements internes des intempéries et des infiltrations d'eau et d'air humide.

Les conteneurs ont été mis en service le 1^{er} septembre 2020.

Nota : ces conteneurs n'ont pas été testés vis-à-vis de la norme UL 9540A¹.

2.2.2 Stockage d'énergie électrochimique et supervision

Le compartiment de stockage d'énergie électrochimique des conteneurs utilise des cellules Li-ion JH3 fournies par LG Chem.

Chaque conteneur contient 20 racks. La tension nominale de chaque rack varie entre 714 V et 999 V, avec une énergie nominale de 110,9 kWh par rack.

¹ UL 9540A : « Test Method for Evaluating Thermal Runaway Fire Propagation in Battery Energy Storage Systems", Underwriters Laboratories.

Chacun rack est composé de 17 modules connectés en série. Ces modules sont IP20, ils ne présentent donc pas de protection particulière contre la pénétration de poussière ou d'eau.

Chacun de ces modules contient 28 cellules, organisées en configuration 2P14S (mise en série de quatorze groupes de deux cellules montées en parallèle). Un fusible 300 A est également intégré à chaque module sur sa polarité négative.



Figure 3: illustration d'un rack de 17 modules et de son BPU

Chaque rack contient un Battery Power Unit (BPU), boitier assurant l'interconnexion de ce rack avec le convertisseur AC/DC par le biais d'un contacteur et d'un fusible de 200 A en série sur chacune de ses polarités.



Figure 4: schéma électrique simplifié du circuit de puissance électrique d'un rack

Le BPU contient également le Rack Battery Management System (RBMS), carte électronique assurant la commande des deux contacteurs de puissance, mesurant le courant circulant dans le rack, et collectant toutes les informations de chaque module du rack (tension de toutes les paires de cellules et températures module en deux points, mesurées par les MBMS (Module Battery Management System) présents dans chaque module).

Chaque RBMS envoie les informations principales de son fonctionnement au BBMS (Battery Bank Management System), étage de supervision de niveau le plus élevé fourni par LG Chem. Ce RBMS communique entre autres à l'automate de gestion du conteneur les conditions d'utilisation maximale à respecter (puissance et courant en charge et décharge), et les éventuels défauts de fonctionnement rencontrés.



Figure 5: hiérarchie des organes de gestion/supervision du système stockage d'énergie

Les données de l'installation renvoyées par le BBMS sont collectées et archivées via un serveur local situé dans le conteneur n°1. Les informations remontées jusqu'au serveur local incluent les températures des modules, les tensions des cellules, l'état de charge, ainsi que les valeurs de courant et de résistance d'isolement. Un site web de supervision permet de consulter l'état des principaux éléments de la centrale, la liste des alarmes et défauts, ainsi que les courbes de production. Ce site permet la supervision à distance du conteneur par un opérateur NIDEC ASI basé à Roche-la-Molière (Loire). En cas de nécessité, cet opérateur peut prendre le contrôle à distance sur le serveur informatique de la centrale pour obtenir des informations plus détaillées. En cas de besoin d'informations plus précises, ou si une opération physique est requise sur la centrale, un technicien NIDEC ASI basé en Corse peut intervenir directement sur l'installation.

Nota :

- L'interface Web ne présente pas l'intégralité des données collectées par le BBMS et l'automate. Seules les données jugées importantes pour la sécurité et l'exploitation sont transmises du BBMS au serveur local, et une partie seulement des données du serveur local est remontée jusqu'à l'application Web.
- Dans un souci de réactivité, les alarmes critiques génèrent automatiquement un appel téléphonique vers le téléopérateur.

2.2.3 Détection et extinction d'incendie

Les conteneurs sont équipés de systèmes de détection et d'extinction d'incendie pour assurer la sécurité des installations.

Le compartiment « stockage d'énergie » est équipé de deux détecteurs d'incendie multi-capteurs (optique pour la détection de fumée et thermique pour la surveillance de la température). Une double détection (pré-alarme puis confirmation d'alarme) est requise pour activer l'extinction.

Le système d'extinction est basé sur l'injection d'azote pour étouffer les flammes en réduisant la concentration d'oxygène. En cas de détection incendie, le système active une temporisation de 30 secondes pour laisser le temps à d'éventuels opérateurs d'évacuer, puis libère l'azote contenu dans la bouteille dans le compartiment des batteries (bouteille 80 L, 300 bars, localisée dans le compartiment conversion de puissance).

Le conteneur est également équipé d'un évent de surpression, permettant d'éviter la montée en pression lors de l'injection de l'azote. Cet évent n'est pas dimensionné pour canaliser les effets de surpression consécutifs à l'inflammation d'une atmosphère explosive à l'intérieur du conteneur pouvant être formée par le dégazage de cellules Li-ion.

Une réserve d'eau d'extinction d'une capacité de 30 m³ est également disponible sur le site. Cependant, elle est située à l'opposé des conteneurs par rapport à l'accès des secours et n'a pas été utilisée lors de l'incendie, son volume étant jugé insuffisant et son accès difficile.

2.2.4 Système de régulation de température

La régulation en température du compartiment batterie est assurée par quatre ventilo-convecteurs placés au-dessus des racks, de chaque côté du couloir central (*Figure 6*). Un cinquième ventilo-convecteur régule la température du local de conversion de puissance.



Figure 6: positionnement des ventilo-convecteurs assurant la régulation en température du conteneur

Ces ventilo-convecteurs sont raccordés à un groupe de production d'eau glacée se trouvant à l'extérieur du conteneur. Chaque ventilo-convecteur est équipé d'un bac de collecte des eaux de condensats, permettant leur écoulement jusqu'à l'extérieur du conteneur par un tuyau d'évacuation descendant verticalement le long du rack se trouvant au droit du bac de collecte.

2.2.5 Conversion de puissance

Le compartiment « conversion de puissance » des conteneurs est fourni par NIDEC ASI. Il contient les convertisseurs AC/DC nécessaires pour transformer l'énergie stockée dans les batteries en énergie utilisable pour l'injection dans le réseau électrique.

Le conteneur n°1, qui a subi l'incendie, abrite également dans ce compartiment le serveur local de sauvegarde des données d'exploitation. Ce serveur collecte et archive les informations sur l'état des batteries, les conditions de fonctionnement et les événements de l'installation, permettant une analyse détaillée en cas d'incident. Il a malheureusement complétement brûlé pendant l'incendie : les données détaillées ne sont donc pas exploitables pour la recherche de cause.

Le système de conversion de puissance est supervisé par un automate de gestion, qui centralise les données des différents capteurs et équipements. Il est responsable de la coordination des opérations de conversion et de la communication avec les systèmes de gestion de batteries (BBMS).

2.2.6 Partie transformateur Haute-Tension (HT)

Le compartiment transformateur Haute-Tension (HT) ne contient que ce transformateur. Celui-ci assure l'adaptation de la tension entre le réseau et la conversion de puissance décrite dans la section précédente.

Le transformateur contient 800 kg d'huile minérale utilisée pour l'isolation et le refroidissement des enroulements du transformateur.

2.3 Description de l'accident

Le 3 juin 2022, vers 18h55, un incendie se déclare dans le conteneur n°1 de la station de stockage d'énergie du parc de panneaux photovoltaïques de Poggio-di-Nazza.

Le jour de l'incident, le site fonctionne normalement, sans présence de personnel. La charge des batteries, débutée à midi, atteint un maximum de 87% vers 18h30.

À 18h55, le système de détection incendie du conteneur n°1 se déclenche, provoquant la déconnexion du conteneur n°1 du réseau électrique. L'opérateur d'astreinte de la société NIDEC, en charge de la supervision du site, reçoit une alarme incendie via l'appel téléphonique automatique. Après vérification via l'application web de supervision, il contacte les services de secours locaux (à 19h51) et dépêche un technicien sur place.

Les pompiers arrivent sur les lieux à 20h08 et constatent un dégagement de fumée blanche du côté du compartiment batteries. Le technicien de NIDEC arrive sur place et procède à la déconnexion totale du conteneur du réseau électrique, à la demande du SIS de Haute-Corse.

Dans un premier temps, l'incendie reste contenu et sous surveillance grâce à une caméra thermique. Cependant, l'incendie gagne en intensité le lendemain matin, 4 juin, produisant d'importantes fumées. Les pompiers refroidissent la paroi séparant le compartiment "conversion de puissance" du compartiment "transformateur" à l'aide d'une lance, protégeant ainsi ce dernier durant toute la durée de l'événement.



Figure 7: conteneur pendant l'incendie du conteneur, le 4 juin 2022 à 9h

Face à l'intensification des fumées, les pompiers consultent la Casu (cellule d'appui aux situations d'urgence) de l'Ineris. Deux solutions sont proposées : un arrosage massif à l'eau, ou un inertage au sable sec. Compte tenu de l'éloignement du site des habitations et de la faible quantité de combustibles à proximité, la décision est prise de laisser brûler le conteneur sous surveillance, tout en maintenant le refroidissement du compartiment "transformateur". Des lances de type queue de paon sont également installées autour du conteneur pour canaliser les fumées et éviter toute propagation.

La CMIC (cellule mobile d'intervention chimique des sapeurs-pompiers) d'Ajaccio intervient en fin de journée le 4 juin pour mesurer la toxicité des polluants atmosphériques. Les analyses révèlent des valeurs en deçà des valeurs limites communiquées par la Casu, ne nécessitant ni confinement ni évacuation de la population.



Figure 8: aperçu de la dispersion des fumées pendant l'incendie du conteneur, le 4 juin 2022 à 9h

Le 5 juin, l'incendie est toujours actif. La température extérieure du conteneur atteint 300 °C et des températures élevées persistent à l'intérieur. Afin d'accélérer la diminution des températures, les pompiers ouvrent le conteneur et arrosent l'intérieur à la lance.

Les pompiers restent sur place jusqu'au lundi 6 juin, date à laquelle la température du conteneur est redescendue à 40 °C.

L'incendie aura duré plus de 3 jours, nécessitant la mobilisation constante des pompiers.

2.4 Relevés de dégâts

2.4.1 Observations extérieures

L'examen extérieur du conteneur montre que les parois et la toiture sont intactes, avec des marques d'incendie concentrées sur certaines zones. Ces zones endommagées ont été examinées après découpe des parois. Les principales observations incluent des traces en « V » au-dessus de la porte d'accès au local de conversion de puissance, des marques sous le conteneur dues à la fusion du plancher, ainsi que des traces sur la partie supérieure des parois latérales causées par l'accumulation et la conduction de la chaleur. On peut noter sous le conteneur la formation de stalactites, de stalagmites et d'une « flaque » de métaux (comprenant notamment de l'aluminium, du cuivre, du cobalt et du nickel) étant entrés en fusion, puis resolidifiés.



Figure 9 : Vues latérales du conteneur, montrant les traces de suie et les zones de dommages thermiques



Figure 10 : Vue de la toiture du conteneur, et de ces quelques zones de dommages thermiques



Figure 11 : Gauche : porte d'accès au transformateur HT, intacte. Droite : face avec porte d'accès au compartiment batterie, très dégradée



Figure 12 : Vue sous le conteneur côté batterie, montrant les stalactites et stalagmites de métaux étant entrés en fusion, ainsi qu'une « flaque de métal »



Figure 13 : Vue sous le conteneur côté batterie, montrant les stalagmites et stalactites de métaux étant entrés en fusion, le plancher du conteneur perforé, et les poutres métalliques déformées par la chaleur de l'incendie.

2.4.2 Compartiment "Batteries"

L'intérieur du compartiment batterie après l'incendie est très dégradé. Les modules ont perdu leur tenue mécanique et se sont affaissés sous l'effet de leur poids. L'incendie a généré des températures supérieures à 660 °C car les éléments en aluminium ont fondu. L'enveloppe en aluminium des modules a fondu et s'est écoulée par les interstices du plancher, alimentant ainsi l'incendie. Aucun module expertisé n'a conservé son état initial et aucune partie plastique d'enveloppe de module n'a été retrouvée. La structure métallique des racks et des boîtiers BPU a cependant résisté.



Figure 14: Vue globale intérieure du compartiment batterie, montrant l'état des modules et la perforation du plancher (gauche) comparativement au conteneur non incendié (droite)



Figure 15: Vue du plafond du compartiment batterie et des systèmes de régulation de température

2.4.3 Compartiment "Conversion de puissance"

Le compartiment « conversion de puissance » présente des dommages importants dus à la chaleur et aux fumées. L'enveloppe extérieure de ce compartiment est préservée à l'exception de son plancher, très largement brûlé. L'ensemble des équipements présents dans ce compartiment a brûlé, dont le serveur local contenant les données d'exploitation, rendant les investigations sur les causes de l'incendie complexes.



Figure 16: Vue intérieur du compartiment "Conversion de puissance" après l'incendie (gauche) et du conteneur non incendié (droite)



Figure 17: Vue du plancher du compartiment "Conversion de puissance" après l'incendie

2.4.4 Compartiment "Transformateur Haute Tension"

L'intérieur de ce compartiment a été préservé de l'incendie grâce à l'action des pompiers et à la cloison coupe-feu.

3 Réponses aux questions posées par le BEA-RI

Dans sa lettre de mission adressée à l'Ineris (annexe 1), le BEA-RI demande à l'Ineris de :

- Exploiter les données télémétriques afin d'identifier la ou les causes possibles du départ de feu ;
- Déterminer les sécurités électriques présentes et le rôle qu'elles ont joué lors de l'évènement ;
- Analyser tout ou partie des éventuels essais réalisés dans le cadre de la procédure civile et leur représentativité vis-à-vis des scénarios accidentels ;
- Donner un avis sur les scénarios accidentels probables, sur la base des informations collectées.

Ces quatre points sont développés respectivement dans les parties 3.1, 3.2, 3.3 et 3.4 de ce document.

3.1 Exploitation des données enregistrées

La très grande majorité des données collectées par le système de supervision du système de stockage d'énergie a été détruite par l'incendie – le serveur local se trouvant dans le compartiment « Conversion de puissance », dont le contenu a été complètement brûlé.

Les seules sources de données disponibles sont les suivantes :

- Le serveur local envoie périodiquement des informations vers l'application web de supervision à distance. Ces informations permettent de quantifier de façon globale les transferts d'énergie entre centrale photovoltaïque, stockage stationnaire et réseau électrique (voir §3.1.1). Les différentes alarmes et défauts rencontrés par le système sont également remontés à l'application web (voir § 3.1.3)
- Dès que l'équipe de supervision à distance de NIDEC ASI a été alerté de l'incident, elle s'est connectée au serveur local (encore fonctionnel) et a pris des captures d'écran des principales grandeurs mesurées dans les différents modules, des alarmes remontées, et de l'évolution de température des modules (§3.1.2).

3.1.1 Données de fonctionnement global

Le système de stockage a pour objectif de gérer l'irrégularité de la production photovoltaïque pendant la journée et de libérer de l'énergie durant le pic de consommation chaque soir entre 19h et 22h. La Figure 18 permet de visualiser le fonctionnement lors d'une journée normale (la veille de l'accident) :

- Du lever du soleil jusqu'en début d'après-midi, la quasi-totalité de la puissance électrique produite par les panneaux photovoltaïques est injectée dans le réseau. L'état de charge des batteries reste sous 10%.
- En milieu d'après-midi (15h sur l'exemple ci-dessous), une partie de la production électrique photovoltaïque est utilisée pour charger les batteries, pendant qu'une autre continue d'être injectée dans le réseau électrique. La phase de charge des batteries s'arrête vers 18h, avant le pic de consommation quotidien.
- A 18h30, la production électrique photovoltaïque passe sous la consigne de puissance à injecter sur le réseau : les batteries commencent alors à se décharger et à injecter leur puissance électrique vers le réseau.
- Cette décharge se prolonge jusqu'à 22h, puis la batterie reste au repos durant toute la nuit à un état de charge très faible.



Figure 18: Transfert d'énergie et état de charge du conteneur incendié la veille de l'incendie

Le jour de l'incendie, la production électrique photovoltaïque était plus faible (Figure 19), ce qui peut s'expliquer par une nébulosité plus élevée. Compte tenu de cette production électrique plus faible, et afin de pouvoir jouer son rôle de réserve d'énergie entre 19h et 22h, la batterie a commencé à se charger un peu plus tôt que la veille, vers 13h. Elle a atteint son état de charge le plus haut de la journée (87%) vers 18h15. La décharge de la batterie vers le réseau électrique a ensuite commencé vers 18h30 pour contribuer à l'injection de puissance électrique sur le réseau pendant le pic de consommation de fin de journée. Jusqu'à cette étape, les courbes présentées ci-dessous ne permettent pas d'identifier une quelconque anomalie de fonctionnement.



Figure 19: Transfert d'énergie et état de charge du conteneur incendié le jour de l'incendie

Entre 19h et 20h, on peut observer que l'état de charge des batteries diminue plus rapidement que la veille pour une sollicitation très similaire². Cette différence est expliquée par la déconnexion du conteneur n°1 à partir de 18h55, instant de la détection incendie : la puissance fournie par les batteries n'est alors délivrée que par un seul conteneur au lieu de deux, qui se décharge donc deux fois plus rapidement.

Vers 19h45, le conteneur n°2 est également déconnecté. La puissance électrique injectée dans le réseau tombe alors instantanément à zéro.

3.1.2 Captures d'écran relevées juste après détection incendie

Les captures d'écran effectuées à distance par l'équipe de télé-supervision NIDEC ASI juste après la détection incendie sont présentées dans les Figure 20, Figure 21, et Figure 22.

BBMS1								
Statut	Mesures							
Status Manual	Rack Min Somme/Moy.Max Rack							
Numéro logiciel 01054301	Courant DC [A] 0 0.0 0.0 0.0 0							
Lib bat release : 1.18 maintenance	Tension DC [V] 0 0.0 0.0 0.0 0							
Direction Repos	SOC [%] 0 0.0 0.0 0.0 0							
Nombre de racks actif 0 Watchdog 110	SOH [%] 0 0.0 0.0 0.0 0							
Fit Ack Reset Com Export	Temp. moyenne 0 0.0 0.0 0.0 0							
Relais principaux	Lim. de puis. de charge [kW]							
Relais précharge	Lim. de puis. de décharge[kW] 0.0							
Rack désactivé								
Lessdatana (Tashlama	Commentaire							
03/06/2022 18:54:49.150 N1BBMS1_OBL_GenWarning.Elt	[BBM\$1 OBL GenWarning] BBM\$ N°1 - En alarme							
03/06/2022 18:54:51.709 N1BBMS1.Warning.wng01	[N1BBMS1] DTW : Alarme deviation de température							
03/06/2022 18:54:52.709 N1BBM\$1GR015.Warning.wng01	[N1BBMS1GR015] OSW : Alarme SOC élevé							
03/06/2022 18:55:04.350 N1BBM\$1_0Bl_GenFault.Flt	[BBM\$1_OBI_GenFault] BBM\$ N°1 - En défaut							
03/06/2022 18:57:06.726 N1BBM \$1GR015.Fault.flt01	[N1BBMS1GR015] CBE : Erreur disjoncteur batterie							
03/06/2022 18:57:06.726 N1BBM \$1.Fault.flt01	[N1BBMS1] R-M LOC : Perte de communication RBMS ave							

Horodatage	Priorité	Nom	Etat	Commentaire
03/06/2022 18:56:17.150	160	N1CU1_OBI_081A1_CICPFIt.Fit	UNACK	[CU1_OBI_081A1_CICPFIt] Condition de marche manquante - Groupe froid AERMEC (081A1)
03/06/2022 18:56:16.150	150	N1ESTOP_OBI_DetectFeu_Extinc.Fit	UNACK	[Estop_OBI_DetectFeu_Extinc] Automate de sécurité - Détection feu salle batteries
03/06/2022 18:55:11.150	150	N1ESTOP_OBI_DetectFeu_Gen.Fit	UNACK	[Estop_OBI_DetectFeu_Gen] Automate de sécurité - Détection feu général
03/06/2022 18:55:04.350	150	N1BBMS1_OBI_GenFault.Fit	UNACK	[BBMS1_OBI_GenFault] BBMS N°1 - En défaut
03/06/2022 18:54:49.150	160	N1BBMS1_OBI_GenWarning.Flt	UNACK	[BBMS1_OBI_GenWarning] BBMS N°1 - En alarme

Figure 20: Captures d'écran des défauts et alarmes collectées par le BBMS

La Figure 20 affiche l'état global du BBMS (Battery Bank Management System) auquel l'ensemble des racks du conteneur n°1 appartient. Cette figure permet en particulier d'observer les alarmes et défauts relevés par ce BBMS³.

- La 1^{ère} alarme est enregistrée à 18h54mn49s : il s'agit d'une alarme générale indiquant qu'au moins une alarme a été relevée par le BBMS du conteneur 1;
- 2 secondes plus tard, l'alarme « déviation de température » indique qu'une trop grande différence de température entre deux modules du conteneur n°1 a été détectée ;

² La puissance délivrée par les batteries est égale à la puissance mesurée au point de connexion du réseau (courbe verte) moins la puissance de l'installation photovoltaïque (courbe rouge).

³ Alarme et défaut sont des messages générés par le BBMS lorsqu'une anomalie est constatée. Contrairement à un défaut, une alarme n'entraine pas une déconnexion d'un ou plusieurs racks batteries.

- Une seconde plus tard, l'alarme « SOC élevé » indique la détection d'un état de charge trop élevé dans au moins un des modules du rack 15 du conteneur n°1 ;
- A 18h55mn 04s, soit 12 s après, la 1^e erreur est remontée : il s'agit d'une erreur générale correspondant selon Nidec ASI au début de l'incendie ;
- La détection incendie est confirmée par l'automate de sécurité via les deux erreurs envoyées dans les 12 s suivantes ;
- Environ 2 min plus tard, à 18h57mn06s, deux nouvelles erreurs sont remontées :
 - « Perte de communication RBMS » indique qu'au moins un des modules ne communique plus avec le RBMS d'un rack.
 - « Erreur disjoncteur batterie » indique que la déconnexion du rack 15 du conteneur n°1 (déconnexion a priori demandée par le système de supervision des batteries suite à la détection incendie) n'est pas considérée comme effective. Ceci pourrait être la conséquence d'une perte de communication entre le BBMS et le RBMS du rack 15.

	BBMS 1																			
	Rack 1	Rack 2	Rack 3	Rack 4	Rack 5	Rack 6	Rack 7	Rack 8	Rack 9	Rack 10	Rack 11	Rack 12	Rack 13	Rack 14	Rack 15	Rack 16	Rack 17	Rack 18	Rack 19	Rack 20
Etat	Manual																			
lai principaux +/- Relais précharge Switch																				
vent. BPU/Mod. Vent. ON Cell Balancing																				
Courant DC [A]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tension DC [V]	955.4	955.5	955.5	955.5	955.5	955.5	955.5	955.4	955.5	955.4	955.5	955.5	955.5	955.5	955.1	955.5	955.5	955.5	955.5	955.5
SOC [%]	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	86.5	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0
SOH [%]	97.0	97.0	96.5	96.5	96.5	97.0	97.0	96.5	97.0	96.5	97.0	96.5	96.5	97.0	96.5	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0
it. P charge [kW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
nit. P dèch. [kW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mod. Temp. avg. [°C]	25.0 Mod. 34	24.5 Mod. 24	24.5 Mod. 22	25.0 Mod. 2	24.5 Mod. 8	24.5 Mod. 16	24.0 Mod. 20	24.5 Mod. 20	24.5 Mod. 24	25.0 Mod. 4	25.0 Mod. 3	25.0 Mod. 8	25.0 Mod. 8	24.0 Mod. 27	24.5 Mod. 24	24.5 Mod. 10	24.5 Mod. 9	24.5 Mod. 10	24.5 Mod. 22	27.5 Mod. 1
Temp. min. [°C]	24.5 Mod. 31	24.0 Mod. 1	24.0 Mod. 1	24.5 Mod. 31	24.5 Mod. 31	24.0 Mod. 33	24.0 Mod. 31	24.0 Mod. 1	24.0 Mod. 1	24.5 Mod. 27	24.5 Mod. 31	24.5 Mod. 31	25.0 Mod. 31	23.5 Mod. 11	24.0 Mod. 21	24.0 Mod. 33	23.0 Mod. 31	24.0 Mod. 31	23.5 Mod. 32	26.5 Mod. 29
Temp. max. [°C]	25.0	25.0	25.0	25.5	25.5	25.0	Z5.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.5	Z5.0	33.0	26.0	25.0	25.0	25.0	28.0
	Rack Cells																			
	Export																			

Figure 21: Capture d'écran des principales grandeurs mesurées dans les différents racks du conteneur n°1

La Figure 21 permet de visualiser les informations principales de l'état de fonctionnement de chaque rack du conteneur n°1, au moment de la détection incendie. Les principales informations issues de cette figure sont :

- Les tensions des racks sont toutes de 955,4 V ou 955,5 V, à l'exception du rack 15 ayant une tension légèrement inférieure de 955,1 V ;
- L'état de charge de tous les racks est de 87 %, à l'exception du rack 15 ayant un état de charge de 86,5 % ;
- La température moyenne des 17 modules de chaque rack est comprise entre 24,5 et 25 °C, à l'exception du rack 20 qui présente une température de 27,5 °C ;
- La température du module la plus élevée par rack est comprise entre 25 et 26 °C, à l'exception du rack 20 (28 °C) et du rack 15 (33 °C) :
 - La température des modules du rack 20 est relativement uniforme (entre 26,5 °C et 28 °C), ce rack est globalement plus chaud que les autres d'environ 3°C;
 - L'élévation de température au sein du rack 15 est quant à elle plus locale et plus élevée : le module n°11 présente une température d'environ 9 °C supérieure à celle des autres modules de ce rack⁴.
- Aucun courant n'est mesuré par le RBMS de chacun des racks.

⁴ Pour qu'un module parmi dix-sept atteigne 33°C alors que la température du module le plus froid est de 24 °C et que la température moyenne de ces dix-sept modules est de 24,5 °C, il faut que l'ensemble des seize autres modules ait chacun une température de 24 °C.



Figure 22: Evolution de la température moyenne (bleu) et maximale (rouge) des modules du conteneur n°1 au moment de l'incident

La Figure 22 vient enrichir les informations sur les températures des modules en y apportant une dimension temporelle : la température maximale des modules du conteneur n°1 a été stable pendant les deux heures ayant précédées l'incendie, puis elle a augmenté brutalement pour atteindre les 33 °C (température atteinte dans le module 11 du rack 15 selon la Figure 21).

Les mesures suivantes semblent ensuite erronées, laissant penser à une défaillance de la chaîne de mesure de températures. Cette hypothèse est appuyée par l'information de NIDEC ASI, affirmant qu'au moment où est capturé cette copie d'écran, la communication est coupée et les valeurs figées.

3.1.3 Historique des alarmes et défauts du système

Les alarmes et défauts rencontrés par l'installation sont collectées par l'application web de supervision à distance, et sont donc exploitables malgré la destruction du serveur local.

La Figure 23 présente les alarmes et défauts rencontrés le 03 juin 2022, jusqu'aux premiers instants de l'incendie⁵.

⁵ Certaines alarmes présentes le jour de l'incendie, considérées sans lien avec l'incendie, ont été retirées de ce tableau pour une meilleure visibilité.

Date	iT kks	Description	, ⊤ state ▼
03/06/2022 05:43:3	6 N0STP1_OBI_DisjOND1_Flt.Flt	[STP1_OBI_DisjOND1_FIt] STP1 - Disjoncteur AC ouvert	1
03/06/2022 05:43:3	5 N0STP2_OBI_DisjOND1_Flt.Flt	[STP2_OBI_DisjOND1_FIt] STP2 - Disjoncteur AC ouvert	1
03/06/2022 05:43:4	5 N0STP1_OBI_DisjOND1_Flt.Flt	[STP1_OBI_DisjOND1_FIt] STP1 - Disjoncteur AC ouvert	0
03/06/2022 05:48:0	7 N0STP2_OBI_DisjOND1_Flt.Flt	[STP2_OBI_DisjOND1_Flt] STP2 - Disjoncteur AC ouvert	0
03/06/2022 11:53:0	5 N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_FIt] PDL - Présence détectée Local HTA	1
03/06/2022 11:57:2	1 N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_FIt] PDL - Présence détectée Local HTA	0
03/06/2022 11:58:1	1 N1EC1_OBI_450S1_Flt.Flt	[EC1_OBI_450S1_Flt] EC1 - Porte extérieure salle PCS ouverte (450S1)	1
03/06/2022 12:05:4	8 N1EC1_OBI_450S1_Flt.Flt	[EC1_OBI_450S1_FIt] EC1 - Porte extérieure salle PCS ouverte (450S1)	0
03/06/2022 12:06:3	3 N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_FIt] PDL - Présence détectée Local HTA	1
03/06/2022 12:20:4	8 N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_FIt] PDL - Présence détectée Local HTA	0
03/06/2022 12:20:4	9 N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_FIt] PDL - Présence détectée Local HTA	1
03/06/2022 12:21:4	2 N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_FIt] PDL - Présence détectée Local HTA	0
03/06/2022 12:22:5	0 N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_FIt] PDL - Présence détectée Local HTA	1
03/06/2022 12:22:5	6 N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_FIt] PDL - Présence détectée Local HTA	0
03/06/2022 18:54:3	4 N1Seq01_OBI_CICPFIt.Flt	[Seq01_OBI_CICPFIt] Condition de marche manquante - Séquence de mise sous tension (S01)	1
03/06/2022 18:54:4	9 N1BBMS1_OBI_GenWarning.Flt	[BBMS1_OBI_GenWarning] BBMS N°1 - En alarme	1
03/06/2022 18:55:0	4 N1BBMS1_OBI_GenFault.Flt	[BBMS1_OBI_GenFault] BBMS N°1 - En défaut	1
03/06/2022 18:55:1	1 N1ESTOP_OBI_DetectFeu_Gen.Flt	[Estop_OBI_DetectFeu_Gen] Automate de sécurité - Détection feu général	1
03/06/2022 18:56:1	6 N1ESTOP_OBI_DetectFeu_Extinc.Flt	[Estop_OBI_DetectFeu_Extinc] Automate de sécurité - Détection feu salle batteries	1
03/06/2022 19:06:1	7 N0gen_OBI_EmergencyCall.Flt	[Gen_OBI_EmergencyCall] Défaut Appel Urgence	1
03/06/2022 19:16:1	7 N0gen_OBI_EmergencyCall.Flt	[Gen_OBI_EmergencyCall] Défaut Appel Urgence	0
03/06/2022 19:21:1	6 N1_OBI_498TT1_TempB.Flt	[NX_OBI_498TT1_TempB] Mesure température container N°2 salle batteries Niveau bas (18°c > 2m)	1
03/06/2022 19:21:2	3 N1_OBI_498TT1_TempB.Flt	[NX_OBI_498TT1_TempB] Mesure température container N°2 salle batteries Niveau bas (18°c > 2m)	0

Figure 23: Alarmes et défauts de l'installation le jour de l'incendie

Cet historique vient confirmer les alarmes précédemment décrites au § 3.1.2.

On peut tout de même noter que, le jour de l'incendie, une intervention a été effectuée sur le site par le technicien NIDEC ASI. Suite à une coupure Haute Tension, le technicien a réenclenché les cellules dans le local Haute Tension. Il a également ouvert la porte du compartiment « Conversion de puissance » du conteneur n°1, mais n'est a priori pas entré dans le compartiment « Batteries » de ce conteneur.

L'erreur « [Seq01_CICPFIt] Condition de marche manquante – Séquence de mise sous tension (S01) » indique qu'une des conditions nécessaires au bon fonctionnement du conteneur n'est pas présente. Cette erreur est donc la conséquence d'un autre évènement, qui pourrait être l'alarme générale « BBMS1_GenWarning » remontée 15 s après, elle-même générée par les alarmes « déviation de température » et/ou « SOC élevé » remontées dans les 3 s suivantes (et décrites au §3.1.2).

Nota : selon Nidec Asi, l'erreur « [Seq01_CICPFIt] Condition de marche manquante – Séquence de mise sous tension (S01) » ne peut pas être liée à un défaut d'isolement, car un tel défaut d'isolement aurait également impliqué la remontée d'une erreur dédiée.

3.1.4 Discussion sur l'apport de ces données dans la recherche de la cause de l'incendie

Les données présentées ci-dessus sont très partielles. La connaissance de l'évolution temporelle des tensions de chaque cellule, des courants de chaque rack, des températures de chaque module, de la résistance d'isolement du système, aurait permis de pousser l'investigation plus loin. Malheureusement ces données ont été perdues pendant l'incendie, lorsque le serveur local, présent dans le conteneur n°1, a été détruit.

Les données disponibles permettent malgré tout de formuler quelques hypothèses, présentées cidessous.

- L'évènement initiateur semble avoir été très soudain (pas de dysfonctionnement observé dans la journée, pas d'élévation de température anormale mesurée avant le pic menant à l'incendie, 1^{ère} alarme du système remontée seulement 20 s avant la détection incendie),
- Le rack 15 semble être le rack dans lequel l'évènement initiateur s'est produit (SOC et tension rack légèrement plus faible que dans les autres racks, température module la plus élevée tout module confondu),
- Au sein de ce rack 15, les 1^{ers} effets de la défaillance sont mesurés au sein du module 11 (élévation de sa température de +8,5 °C par rapport à la moyenne des températures des autres modules de ce rack),

- Même si le rack 20 présente également une température moyenne plus élevée que les autres racks (environ +3 °C), sa température globale est homogène. Sa tension et son état de charge étant similaire à ceux des autres racks (rack 15 exclu), et sa température n'étant pas excessive, le fait qu'il puisse être le lieu de départ de l'incendie est considérée comme moins probable.
- Les signes de défaillance observés dans le rack 15 ne semble pas avoir pour origine une défaillance électrique <u>externe</u> à ce rack (aucun rack en surcharge ni surdécharge, tension et état de charge de l'ensemble des racks hors rack 15 similaires, pas de courant circulant via les BPU au moment de la capture d'écran),
- La défaillance ne semble pas avoir pour origine une circulation de courant non maitrisé <u>entre</u> <u>différents racks</u> via les masses métalliques (tensions et état de charge des racks toutes égales hormis la tension du rack 15, pas d'échauffement localisé dans un module d'un autre rack pouvant être induit par un arc électrique, pas de défaut d'isolement remonté).
- La défaillance ne semble pas avoir pour origine un court-circuit franc et maintenu entre parties actives au sein du rack 15 (diminution de la tension du rack 15 de seulement 300 mV alors que la température du module 11 a déjà augmenté de 9 °C)

Sur la base de ces hypothèses, les deux causes suivantes ont été identifiées comme probables :

- La défaillance interne d'une cellule au sein du module 11 du rack 15.

Ce type de défaillance peut avoir pour origine un défaut de fabrication de la cellule, ou un usage répété en dehors des plages d'utilisation recommandée (exemple : charge à température basse induisant du Lithium plating).

Une telle défaillance engendre généralement une diminution de tension de la cellule en défaut avant son emballement thermique franc, ce qui peut expliquer la légère baisse de tension rack observée. Cette défaillance peut conduire à l'emballement thermique de cette cellule, emballement susceptible de se propager aux autres cellules du module puis du rack.

 L'apparition d'une circulation de courant non maitrisé (défaut d'isolement ou arc électrique) entre deux parties actives du rack 15, directement ou via les masses métalliques du châssis de ce rack (courant ne circulant pas par le boitier BPU du rack 15 ni via d'autres racks).

Ce type de défaut peut être la conséquence d'une diminution de l'isolation électrique entre parties conductrices, par exemple à cause de la présence de poussière, d'eau liquide et/ou d'air humide. La chaleur générée par la circulation de ce courant non maitrisé et celle dégagée par l'éventuel arc électrique est suffisante pour entrainer l'emballement thermique des cellules impactées, qui peut ensuite se propager au sein du rack et du conteneur.

Ces deux causes se différencient théoriquement par une dynamique initiale différente : dans le cas de la défaillance interne d'une cellule, une seule cellule réagit, l'emballement thermique se propage donc plus lentement au reste du module puis au rack. Dans le cas de la circulation d'un courant non maitrisé, plusieurs cellules voire plusieurs modules pourraient partir en emballement thermique quasi instantanément, ce qui amènerait une réaction plus rapidement intense. Malheureusement, la perte des données quelques secondes après les premiers signes d'échauffement ne permet pas d'avoir d'information sur la dynamique de la propagation de l'emballement thermique dans les premiers instants de l'incident.

Pour chacune de ces deux causes possibles, la présence de l'alarme « SOC élevé » juste après l'alarme « déviation de température » peut paraître surprenante, car dans ces deux scénarios aucune des cellules Li-ion ne devraient être traversées par un courant de charge⁶.

Une explication possible serait que l'alarme « SOC élevé » soit une conséquence de la dégradation de la chaîne de mesure de tension cellule qui déclencherait abusivement cette alarme « SOC élevé ».

⁶ Hormis l'éventuelle cellule présentant une défaillance interne, car, sa tension diminuant, la cellule montée en parallèle peut se décharger en elle. Toutefois cette situation ne peut en aucun cas provoquer la surcharge de ces cellules, et donc expliquer l'alarme.

Pour le scénario considérant une circulation de courant non maitrisé au sein du rack 1, il engendre une décharge des cellules situés entre les deux points de défaillance du circuit électrique.

En effet, compte tenu du positionnement des sondes de températures dans le module, l'augmentation de température observée dans le module 11 peut n'avoir été mesurée qu'une fois le dégazage voire l'emballement thermique soutenu de cellule(s) déjà initié. Ces évènements se traduisent notamment par la libération de gaz chauds accompagnés et de particules incandescentes et conductrices : ceci pourrait engendrer la défaillance de la mesure de certaines tensions cellules, et donc la génération abusive d'une alarme « SOC élevé ».

On peut également noter qu'aucun défaut d'isolement n'a été relevé. Un tel défaut serait pourtant attendu lors de l'apparition d'un courant non maitrisé circulant au sein d'un rack via son châssis métallique. Toutefois :

- le contrôleur d'isolement se trouve en amont des contacteurs des racks (côté conversion de puissance) : une fois un rack déconnecté, ce contrôleur n'est plus capable d'en vérifier la résistance d'isolement.
- la fréquence de mesure des contrôleurs d'isolement est typiquement de l'ordre de 10 à 20 s. Etant donné la rapidité de l'évènement initiateur, il est envisageable que le contrôleur d'isolement n'ait pas eu le temps de relever cette éventuelle perte d'isolement avant la déconnexion du rack 15,
- le courant non maitrisé a également pu circuler directement entre deux parties actives, sans passer par le châssis métallique du module ou du rack. Ce cas n'engendre pas de défaut d'isolement.

3.2 Rôle des protections électriques intégrés

Comme exposé au §2.2.2, les protections électriques suivantes sont implémentées au sein de chaque rack :

- Un fusible de 200 A / 1000 Vdc sur chacune des polarités du rack, présents dans le BPU de ce rack (Figure 4),
- Un contacteur 200 A / 1000 Vdc sur chacune des polarités du rack, présents dans le BPU de ce rack (Figure 4). Ces contacteurs sont commandés par le RBMS, qui peut les ouvrir en cas de dépassement de seuils de défaut prédéterminés (seuils basés sur les mesures des tensions cellules, courant rack, températures modules, résistance d'isolement rack),
- Un fusible de 300 A / 150 Vdc sur la polarité négative de chacun des 17 modules (Figure 24).



Figure 24: Protections électriques au niveau module (source LG)

Les protections intégrées au BPU (deux fusibles et deux contacteurs) ont pour objectif de protéger les cellules du rack contre les agressions électriques ayant une cause externe au rack (surcharge, surdécharge ou surintensité imposée par le convertisseur de puissance, court-circuit ou défaut d'isolement externes au rack). Ces éléments n'apportent cependant aucune protection vis-à-vis d'un défaut au sein même du rack.

Le fusible présent dans chaque module semble quant à lui avoir été dimensionné uniquement pour protéger le module contre un court-circuit à ses bornes. En effet :

- son calibre est de 300 A, supérieur à celui des fusibles du BPU (200 A) : le fusible des BPU s'ouvrira donc pour une surintensité plus faible. Le rôle des fusibles au sein de chaque module n'est donc pas de protéger contre les surintensités au niveau rack.
- son pouvoir de coupure est spécifié jusqu'à une tension de 150 Vdc, ce qui signifie qu'il n'est pas garanti que ce fusible soit capable d'interrompre un courant issu d'une source de tension supérieure à 150 Vdc. Or, la tension d'un module peut atteindre 58,8 V : en cas de courant non désiré qui s'établirait entre trois modules en série (ou plus), les 150 Vdc seraient dépassés, et donc le fusible serait potentiellement inefficace.

Les protections électriques du rack ne sont donc pas efficaces pour protéger les cellules Li-ion contre les deux causes possibles identifiées :

- La défaillance interne d'une cellule peut dans le meilleur des cas être détectée par le BMS avant que l'emballement thermique de la cellule ne démarre (baisse de tension de la cellule défaillante). Mais aucune des protections électriques mise en œuvre n'est capable de stopper le mécanisme de cette défaillance et donc d'éviter l'emballement thermique de cette cellule,
- La circulation d'un courant non maitrisé (défaut d'isolement ou arc électrique), si elle met en jeu plus de trois modules, ne serait possiblement pas stoppé par le fusible d'un module. De plus, bien qu'il soit difficile d'estimer l'intensité du courant circulant dans un arc électrique, il est probable qu'elle ne dépasse pas le calibre du fusible (300 A), et donc que le fusible ne s'ouvre pas.

3.3 Examen critique des essais réalisés lors des investigations postaccidentels

Dans le cadre de l'expertise judiciaire, menée en parallèle de l'enquête du BEA-RI, la société LG Chem et le laboratoire SERMA (missionné par l'expert judiciaire) ont procédé à différents essais pour apporter des éléments techniques pouvant aider à déterminer la cause probable du sinistre.

Le BEA-RI souhaite recueillir l'analyse critique de l'Ineris sur les essais suivants, en termes de représentativité de la séquence accidentelle :

- "Examining Coolant Penetration Path By Leakage", essai mené par LG Chem visant à analyser le cheminement d'un liquide versé sur le dessus d'un rack dans les différents modules de ce rack (§3.3.1)
- "Water and dust injection in a rack", essai mené également par LG Chem, dans le but de déterminer si l'injection d'eau et de poussière peut mener à un emballement thermique généralisé d'un rack (§3.3.2);
- Essai de goutte à goutte et essai de semi-immersion, réalisés par le laboratoire SERMA dans le cadre de l'expertise judiciaire, visant à simuler expérimentalement une potentielle fuite sur le dessus des racks (§3.3.3).

Ces différents essais ont été réalisés afin d'approfondir une hypothèse formulée au cours de l'enquête judiciaire, selon laquelle la condensation et/ou une fuite du circuit d'évacuation des condensats générés par le système de climatisation aurait pu être à l'origine du démarrage de l'incendie.

Nota : cette hypothèse n'est pas la seule hypothèse à avoir été formulée et investiguée dans le cadre de l'enquête judiciaire. L'analyse de ces essais dans le présent rapport n'a pas pour volonté d'appuyer ni d'infirmer cette hypothèse.

3.3.1 Essai LG simulant une fuite de liquide sur le dessus d'un rack

Durant cet essai, LG Chem a versé un liquide de refroidissement (bleuté) sur le dessus d'un rack représentatif de ceux présents dans le conteneur incendié. Ce rack contient un BPU et 14 modules factices (sans cellules Li-ion). Les modules sont ici numérotés de haut en bas.



Figure 25: Liquide versé sur le dessus du rack

Un fois versé sur le dessus du rack, le liquide s'est propagé par gravité. La tôle acier supérieure du rack est percée de 4 trous (entourés en rouge sur la Figure 25). La Figure 26 illustre l'écoulement du liquide du dessus du rack vers le module 1.



Figure 26: Propagation du liquide sur le dessus du module le plus haut (gauche) et sur le flanc de ce module (droite)

Des traces de ce liquide ont été retrouvées sur les parois des modules, et sur les bornes de puissance et au sein même de certains modules. Afin de faire un bilan global des résultats, les Figure 27 et Figure 28 illustrent trois niveaux différents de présence de liquide, respectivement sur les bornes de puissances des modules, et à l'intérieur des modules. La Figure 29 présente ensuite de façon synthétique les observations faites par LG sur chacun des modules.

Nota : sur ces trois figures, le terme « pack » est à traduire par « module ».







< Pack Terminal Block - None > < Pack Terminal Block - A Little < Pack Terminal Block - Many > Figure 27: Classification des observations faites sur les connections de puissance des modules



< Pack Inside - None >

< Pack Inside – A Little >

< Pack Inside - Many >

Figure 28: Classification des observations faites à l'intérieur des modules

	Pack Terminal Block	Pack Inside		
Pack #1	None	A Little		
Pack #2	None	A Little		
Pack #3	A Little	Many		
Pack #4	None	Many		
Pack #5	Little	A Little		
Pack #6	Little	None		
Pack #7	Many	Many		
Pack #8	Many	A Little		
Pack #9	Many	None		
Pack #10	Many	Many		
Pack #11	Many	A Little		
Pack #12	Many	A Little		
Pack #13	Many	None		
Pack #14	A Lot	None		

Figure 29: Quantités d'eau observées sur les connections de puissance et à l'intérieur des différents modules

Le liquide de refroidissement est donc présent sur la majorité des connections de puissance des modules (et surtout sur celles des modules positionnés dans la moitié basse du rack), ainsi qu'à l'intérieur de plusieurs modules, en quantité variable.

Les modules n'étant pas étanches (indice de protection IP20), cet essai montre donc expérimentalement que le liquide de refroidissement versé sur le dessus du rack peut s'immiscer sur les parois verticales et à l'intérieur de nombreux modules.

Toutefois, le protocole, les résultats d'essai et les photos communiquées par LG Chem ont été fournies de façon très synthétique. Certaines informations sont manquantes pour pouvoir tirer des conclusions sur la représentativité de cet essai par rapport aux conditions réelles rencontrées par les racks du conteneur incendié.

En particulier, la quantité de liquide versée n'est pas précisée. Les photographies laissent suggérer que la quantité de liquide versée sur le dessus du rack serait relativement importante. L'essai semble donc se concentrer sur une quantité significative de liquide, typique d'une fuite. Cependant, la condensation produit généralement de petites quantités d'eau sur une longue période.

Ce contraste dans la quantité de liquide peut surestimer le risque de cheminement du liquide à travers les différents modules si la cause est une condensation progressive plutôt qu'une fuite soudaine.

Le débit de versement de liquide est également inconnu lors de cet essai. Le phénomène de condensation rencontré dans le conteneur peut raisonnablement être supposé intermittent : la condensation ne se produit que si l'air est humide, et lorsque la climatisation est active (la condensation ne se formant que sur les surfaces froides). Une fois condensée, l'eau est théoriquement évacuée sous le conteneur par les tuyaux prévus à cet effet. Le conteneur étant conçu pour être étanche, le phénomène de condensation ne peut donc se reproduire que s'il y a un nouvel apport d'air humide, par exemple par ouverture de sa porte ^{7 8} (nombre et durée des interventions du technicien de maintenance inconnue). Bien que difficilement estimable, le débit réel d'eau pouvant arriver sur le dessus d'un rack est probablement bien plus réduit que lors de cet essai, et est a priori intermittent. Un débit très faible et des périodes de pause prolongées peuvent permettre à tout ou partie de l'eau de s'évaporer au lieu de cheminer de module.

La quantité d'eau et le débit réel observé dans le conteneur incendié peuvent également être discutée au regard de la position des climatisations dans le conteneur : il n'y a pas de système de climatisation installé au droit du rack 15 (voir Figure 6). L'eau doit donc y arriver par un cheminement indirect, ce qui peut réduire la quantité et le débit d'eau arrivant jusqu'au rack 15.

La nature du liquide de refroidissement n'est pas non plus précisée. Sa pression de vapeur saturante, sa viscosité ou sa masse volumique pouvant avoir un impact sur la représentativité de l'essai. Les liquides de refroidissement sont souvent composés d'éthylène glycol à 50% en solution aqueuse, le mélange ainsi obtenu a :

- une pression de vapeur saturante plus faible, ce qui limite sa vitesse d'évaporation. A débit équivalent, une faible quantité d'eau de condensation se trouvant sur le dessus du rack va donc s'évaporer plus rapidement que le même volume de liquide de refroidissement. En cas de faible débit, ceci limite la possibilité du cheminement de l'eau de module en module à travers l'ensemble du rack ;
- une viscosité et une masse volumique supérieure à celle de l'eau issue de la condensation, ce qui peut influencer sa diffusion au sein du rack.

En conclusion, cet essai montre qu'un chemin d'écoulement d'un liquide présent sur le dessus du rack vers l'intérieur des modules et vers les bornes de puissance existe. Compte tenu des trous sur le dessus du rack et de la non-étanchéité des modules, ce résultat pouvait être pressenti et est ici démontré expérimentalement. Cet essai rappelle donc qu'il est donc important d'éviter la présence de liquide sur le dessus du rack en quantité suffisante pour qu'il se diffuse par gravité au sein du rack.

Cet essai ne permet toutefois pas de savoir si un cheminement existe pour que l'eau de condensation passe des parties froides de la climatisation jusqu'au rack 15, ni quelle serait la quantité d'eau de condensation suffisante pour qu'elle chemine jusqu'au 7^{ème} module sous le BPU (module présentant l'échauffement anormal juste avant la détection incendie), ni si la quantité et le débit d'eau nécessaire aurait pu être généré par le phénomène de condensation malgré la relative étanchéité du conteneur.

De plus, une fois de l'eau présente dans ce module, l'essai ne permet pas d'affirmer que celle-ci pourrait engendrer un emballement thermique d'une cellule Li-ion. Ce point est discuté dans le §3.3.2.

⁷ Le manque d'étanchéité de la porte extérieure du compartiment « batterie », ainsi que la fuite du système d'évacuation des condensats sont toutefois discutés dans le cadre de l'expertise judiciaire en cours.

⁸ Nombre et durée des interventions du technicien de maintenance inconnue.

3.3.2 Essai LG d'injection d'eau et de poussière au sein de modules d'un rack

LG Chem a réalisé un essai d'injection d'eau et de poussière afin d'approfondir l'hypothèse selon laquelle l'incendie aurait pu être provoqué par l'écoulement des eaux de condensats du système de climatisation se trouvant au-dessus des racks.

Cet essai a été mené sur un rack complet équipé de 17 modules de batteries connectés en série et d'une unité BPU, identiques à ceux du site de Poggio-di-Nazza. Ce rack présente un état de charge de 95 % au moment de l'essai.



Figure 30: rack utilisé lors de cet essai d'injection d'eau et de poussière

Durant cet essai, l'injection de poussières et d'eau est réalisée dans deux modules du rack (les modules 3 et 6, numéroté en partant du bas). La poussière injectée dans ces modules est du graphite (taille et quantité de particules non précisée), et l'eau injectée est de l'eau salée (concentration en sel non précisée).

Sur la connexion électrique reliant les modules 4 et 5, un contacteur a été ajouté : celui-ci permet de déconnecter électriquement les modules 1 à 4 des modules 5 à 17 durant les injections d'eau et de poussières afin de limiter la possibilité d'un emballement thermique durant ces phases.

Cette connexion entre les modules 4 et 5 est également équipée d'un ampèremètre afin de mesurer un éventuel courant qui circulerait entre ces deux modules lorsque le contacteur est fermé. Une telle circulation de courant entre la partie inférieure du rack (modules 1 à 4) et la partie supérieure (modules 5 à 17) montrerait l'apparition d'une défaillance entre chacun des modules agressés et le châssis métallique (arc électrique, défaut d'isolement, ou court-circuit).



Figure 31: schéma de la configuration de test

Les injections de poussière et d'eau sont réalisées selon le protocole suivant :

- (i) Injecter de la poussière dans les ventilateurs des modules n°3 et n°6 Ces ventilateurs se trouvent en face avant des modules, ils sont représentés par le carré bleu sur la partie gauche de chaque module de la Figure 31);
- (ii) Allumer le ventilateur pendant 10 minutes, puis l'éteindre ;
 Cette phase a pour objectif de répandre la poussière au sein des modules 3 et 6
- (iii) Pulvériser de l'eau salée dans les ventilateurs des modules n°3 et n°6 (a priori 20 mL) ;
- (iv) Allumer le ventilateur pendant 10 minutes, puis l'éteindre à nouveau ;
 Cette phase a pour objectif de diffuser l'eau au sein des modules n°3 et n°6
- Activer le contacteur pendant 10 à 30 minutes.
 Ceci provoque la mise en série de l'ensemble des modules du rack : en cas de défaut d'isolement dans les modules 3 et 6, un courant électrique pourrait alors circuler entre ces modules via le châssis métallique du rack.

Les injections de poussière et d'eau (étapes (i) à (v)) ont été répétées huit fois, puis l'injection d'eau (étapes (iii) à (v)) deux fois supplémentaires.

Après mise en application de ce protocole sur le rack testé, des flashs lumineux sont visibles à travers le ventilateur du module 3 puis de la fumée sort de ce rack. Le même phénomène (flash puis fumée) est ensuite visible au niveau du module 6 (Figure 32). Puis de nombreux crépitements sont audibles, accompagnés de flashs lumineux. La 1^{ère} flamme apparaît environ 1 min après les 1^{ers} effets visibles, au niveau du module 3.



Figure 32: rack batterie testé, gauche : 13 secondes après les 1^{ers} effets visibles, droite 1 min après

Contrairement au module 6, tout ou partie des cellules Li-ion de ce module 3 sont entrées en emballement thermique, emballement qui s'est ensuite propagé progressivement au sein du module puis aux autres modules durant le reste de l'essai.

Le feu au niveau du module 3 gagne en intensité environ une minute plus tard, suivi 30 s après de flamme sortant du module le plus haut (Figure 33 gauche).

Des flammes sont ensuite apparues au niveau de tous les modules environ 30 secondes après (Figure 33 droite).



Figure 33: rack batterie testé, gauche : 2 min 30 s après les 1ers effets visibles, droite : 3 min après

La propagation de l'incendie à l'ensemble du contenu des modules se fait progressivement, pour atteindre un feu global environ 9 min après les 1^{ers} effets visibles constatés (Figure 34).



Figure 34: rack batterie testé, 9 min après les 1^{ers} effets visibles

Cet essai démontre qu'un emballement thermique de l'ensemble du rack peut être engendré par la pollution de ce dernier à la poussière et à l'eau salée.

Les conditions d'essai transmises par LG Chem ne sont que partiellement décrites : les caractéristiques de l'eau salée (concentration en sel, conductivité électrique, rigidité diélectrique, ...), les caractéristiques de la poussière de graphite (conductivité électrique, granulosité, ...), ainsi que la quantité de poussière et le mode d'injection de l'eau et de la poussière dans le ventilateur à chaque étape n'ont pas été communiqués. Les résultats d'essai fournis sont également partiels puisque seule une vidéo démarrant au moment des premiers effets visibles a été fournie (pas de mesure de tension cellule, de températures modules, de courant entre les modules 4 et 5, ni de résistance d'isolement communiquées)

Les résultats de cet essai sont en accord avec les prédictions théoriques : les injections répétées d'eau salée (donc électriquement conductrice) dans le ventilateur du module, suivis après chaque injection de l'activation de la ventilation, va diffuser l'eau au sein du module, d'une part sous forme de gouttelettes d'eau liquide, et d'autre part en y augmentant l'hygrométrie relative. Ceci a pour effet de :

- Permettre, si une quantité d'eau suffisante est injectée, la circulation d'un courant de fuite entre les modules 3 et 6 (via l'eau liquide et le châssis métallique du rack, voir Figure 35 partie gauche), pouvant amener à un échauffement des cellules Li-ion. De plus, un tel courant de fuite peut entraîner l'électrolyse de l'eau. Cette électrolyse libère du dihydrogène et du dioxygène, pouvant former une atmosphère explosive s'ils s'accumulent en quantité suffisante (l'activation régulière de la ventilation rendant ce scénario peu probable ici). Elle engendre également la corrosion des métaux en contact :
 - l'eau devient plus conductrice par l'apport de ces impuretés, ce qui renforce le phénomène d'électrolyse,
 - si l'électrolyse apparaît au niveau d'une connexion électrique de puissance, la corrosion peut en augmenter sa résistance, et engendrer un échauffement localisé en cas d'un passage de courant important (l'absence de courant de charge ou de décharge pendant l'essai rendant ce scénario improbable ici).
- Diminuer la rigidité diélectrique de l'air interne du module, favorisant l'apparition d'arc électrique (voir Figure 35 partie droite). Ces arcs électriques libèrent localement une grande quantité de chaleur. Ils peuvent de plus être à l'origine de la combustion du dihydrogène libéré par les réactions d'électrolyse décrites ci-dessus, augmentant encore la chaleur libérée.

Nota : la vitesse de la réaction d'électrolyse et la formation d'arc sont directement impactée par la différence de potentiel existante entre les deux parties conductrices en jeu. Dans le cas de cet essai, la tension entre les modules 3 et 6 est de l'ordre de 100 à 200 V (entre deux et quatre modules en série).

Dans le cas d'un rack, la tension peut atteindre 1000 V, ce qui augmente la probabilité d'apparition d'arc électrique et la vitesse de la réaction d'électrolyse.⁹



Figure 35: modes de défaillances pouvant être engendrée par la présence d'eau (gauche électrolyse de l'eau, droite : arcs électriques)

En plus de l'injection d'eau salée, l'ajout de poussière graphite (électriquement conductrice) directement dans le ventilateur, puis brassée par la ventilation à l'intérieur du module va :

- Augmenter la conductivité électrique de l'eau, favorisant ainsi son électrolyse,
- Réduire les distances entre parties conductrices, favorisant la formation d'arc électrique,
- En cas d'accumulation importante, créer un contact direct entre le circuit électrique et le châssis métallique, par lequel un courant électrique pourrait circuler.

Les phénomènes décrits ci-dessus pour l'injection d'eau et de poussière sont susceptibles de se cumuler, et peuvent engendrer un échauffement suffisant pour provoquer l'emballement thermique d'une ou plusieurs cellules Li-ion.

La représentativité de cet essai par rapport aux conditions réelles rencontrées par les racks du conteneur incendié peut être discutée :

- La possibilité du cheminement de l'eau de condensation depuis les parties froides de la climatisation jusqu'aux différents modules du rack 15 a été discutée dans le §3.3.1 : même si cette possibilité n'est pas exclue, elle reste à démontrer.
- Les caractéristiques de l'eau utilisée pour cet essai, tout comme celles de l'eau de condensation du conteneur, sont inconnues. L'eau de condensation est initialement pure, donc non conductrice. Mais elle peut se charger d'impuretés lors de son cheminement sur les parois du rack. La nature de ces impuretés peut la rendre légèrement conductrice et initier les réactions d'électrolyse décrites précédemment.

⁹ Cette différence de potentiel plus élevée aggravant le phénomène n'est a priori pas valable dans l'hypothèse d'un défaut d'isolement ou arc électrique directement entre parties actives (donc sans circulation de courant via le châssis métallique). En effet, l'apparition d'un tel défaut entre partie actives de modules différents semble très peu probable.

Le conteneur étant proche de la mer, la présence de sel parmi les impuretés est probable, mais la concentration obtenue après cheminent reste inconnue.

Nota : un prélèvement et une analyse de l'eau de condensation après cheminement sur une partie du rack dans le conteneur non incendié pourrait donner des éléments de réponse sur les points évoqués ici.

- Même si la nature des poussières présentes dans le conteneur est également inconnue, il est probable que les caractéristiques de la poussière utilisée (graphite) majorent la possibilité d'engendrer un emballement thermique par rapport aux conditions réelles. La poussière dans un conteneur peut provenir de multiples sources (sol, végétation, érosion de matériaux, etc.) et est donc souvent composée d'un mélange hétérogène de matières organiques et inorganiques, qui peut inclure du sable, des fibres, et d'autres particules non conductrices. Le graphite est très probablement un meilleur conducteur électrique que la poussière présente dans le conteneur.
- Même si le protocole exact n'est pas connu et que la nature de l'eau de condensation et des poussières présentes dans le conteneur n'a pas été déterminée, ces conditions d'essai favorisent très probablement l'occurrence d'un emballement thermique. Le choix de l'ajout de sel dans l'eau ou l'utilisation de poussière conductrice peuvent s'expliquer par la volonté de LG Chem d'accélérer les effets et d'engendrer un emballement thermique dans une durée d'essai raisonnable. Ces agressions « accélérées » ne permettent pas par contre de conclure sur la possibilité d'un emballement thermique dans les conditions moins sévères mais prolongées auxquelles les racks ont pu être exposés.
- L'état de charge du rack est de 95%, au lieu de 87% pour le rack incendié. Cette différence induit un niveau de tension plus élevé pour le rack testé (ce qui augmente la possibilité d'arc électrique et la vitesse de réaction de l'électrolyse), et augmente la quantité d'énergie libérée par les cellules Li-ion en emballement thermique : la propagation de cellule en cellule, puis de module en module est donc plus probable.

En conclusion, cet essai démontre la possibilité d'un emballement thermique lors de l'agression de modules par injection d'eau salée et graphite, conditions plus sévères que celles rencontrées dans le conteneur. Ces résultats ne semblent donc pas directement transposables dans la recherche de la cause de l'incendie du conteneur.

3.3.3 Essai de goutte à goutte et essai de semi-immersion

L'essai mené par SERMA a été décomposé en deux parties :

- Essais de goutte à goutte, visant à reproduire une possible exposition des modules à un goutte à goutte issu des eaux de condensat,
- Essai de semi-immersion, cherchant à simuler les conditions rencontrées par les modules lors de l'utilisation d'une lance à eau à l'intérieur du conteneur par les pompiers.

Ces deux essais ont été réalisés consécutivement, sur un seul module de batterie placé sur une grille à mi-hauteur dans un bac de rétention. Le module n'a pas été déplacé entre les essais. Son état de charge avant essai était de 85 %, très proche de celui juste avant le démarrage de l'incendie (87 %). La tension aux bornes de ce module avant essai est de 55,9 V.



Figure 36: installation expérimentale des essais de goutte à goutte et de semi-immersion

Durant ces essais, les mesures suivantes ont été effectuées :

- Tension du module,
- Température au centre de chaque face extérieure du module,
- Relevées par le bus de communication du module des 14 tensions cellules et des 2 températures internes mesurées par l'électronique du module (MBMS), uniquement pendant l'essai de goutte à goutte.

3.3.3.1 Essai de goutte à goutte

Pendant 4 heures, un goutte-à-goutte est réalisé sur la face supérieure du module, très proche du ventilateur, à un rythme régulier de 3 à 5 gouttes par secondes. L'eau utilisée lors de ce test est une eau distillée, donc non conductrice (inférieure à 10 μ S/cm, limite de précision du mesureur utilisé). La quantité totale d'eau a été estimée par SERMA à environ 2 L.

Le ventilateur du module a été continuellement alimenté pendant cet essai.



Figure 37: emplacement du goutte à goutte

Aucun effet n'a été visuellement observé durant cet essai.



Figure 38: module à la fin de l'essai de goutte à goutte

3.3.3.2 Essai de semi-immersion

De l'eau a ensuite été ajoutée dans le bac jusqu'à ce qu'elle atteigne la moitié de la hauteur du module (avec ajout ponctuel d'eau a posteriori pour maintenir le niveau à la mi-hauteur du module). L'eau utilisée ici était cette fois de l'eau du robinet, conductrice (450 µS/cm), dans le but de se rapprocher de l'eau utilisée par les pompiers lors de l'extinction à la lance. La semi-immersion a été maintenue pendant une heure, puis le bac a été vidé.

Le ventilateur du module n'a pas été alimenté pendant cet essai.



Figure 39: module semi-immergé (début d'essai)

Au bout de 7 min de semi-immersion, de petites bulles ont commencé à sortir du module par le ventilateur. Ce bullage s'est maintenu jusqu'à la fin de la semi-immersion.



Figure 40: module semi-immergé (fin d'essai) : bulles sortant du ventilateur

3.3.3.3 Analyse des mesures effectuées pendant les essais

Les résultats des mesures communiqués par SERMA sont présentés dans les trois figures ci-dessous.



Figure 41: Evolution des températures et de la tension du module



Figure 42: Evolution des tensions cellules pendant l'essai de goutte à goutte



Figure 43: Evolution des températures internes du module pendant l'essai de goutte à goutte

Pendant l'essai de goutte à goutte :

Les tensions des cellules (Figure 42) et les deux températures internes du module (Figure 43) sont très stables (les pics observés correspondant à des artefacts de mesure ayant nécessité une réactualisation de ces mesures faites par la carte électronique du module et récupérées via son bus de communication).

Les températures mesurées sur chacune des faces externes du module oscillent d'environ +/- 5 °C. Selon SERMA, ces variations peuvent être expliquées par la régulation en température de la chambre d'essai, hypothèse cohérente avec l'évolution relative des températures (l'air ambiant évoluant plus rapidement et avec une amplitude supérieure) et avec la synchronicité des descentes rapides de températures avec l'intervention d'un technicien dans l'enceinte¹⁰.

La tension du module connaît une décroissance progressive lente (Figure 41, partie gauche : 20 mV au cours des 4 heures d'essai). En début d'essai, la tension était de 55,69 V. Cette même tension a été au préalable mesurée à 55,9 V lors des contrôles avant essai : une décroissance existait donc déjà avant le démarrage du goutte à goutte. La chronologie des différentes étapes (charge à 85 %, mesure de tension avant essai, début d'essai) n'a pas été précisée par SERMA, mais il est envisageable que cette décroissance de tension soit simplement due au phénomène de relaxation des cellules Li-ion, phénomène normal se produisant à la fin de chaque phase de recharge d'une cellule Li-ion (diminution des gradients de concentration de lithium intercalés engendrant une diminution progressive de sa tension). L'essai de goutte à goutte ne serait donc possiblement pas à l'origine de cette diminution de tension module. L'évolution des tensions cellules précédemment discutée renforce cette hypothèse : aucune cellule n'a un comportement significativement différent des autres, la répartition de la perte de tension module semble donc être uniformément réparti entre toutes les cellules, ce qui serait peu probable avec une intrusion localisée d'eau.

L'essai de goutte à goutte réalisé ici n'a donc pas eu de conséquence perceptible sur le module.

¹⁰ Deux problèmes techniques ont interrompu le goutte à goutte durant la 1^e heure, pendant 5 min puis 21 min. La durée totale de 4 h de goutte à goutte a bien été respectée.

Pendant l'essai de semi-immersion :

Pendant cet essai, les températures externes des parois du module restent relativement stables (Figure 41, partie droite). Une légère croissance de l'ordre de 1 à 2 °C peut être relevée sur la totalité de la durée de l'essai. Une augmentation de ce type ne constitue pas un signe de départ en emballement thermique. Les températures internes et tensions cellules n'ont pas été mesurées durant cet essai.

Concernant la tension module, sa diminution, bien que modérée, est significativement plus rapide que pendant l'essai de goutte à goutte : on relève une perte de 30 mV en une heure. Elle ne peut donc pas être expliquée par le phénomène de relaxation précédemment évoqué.

Le module n'étant pas étanche, les cellules Li-ion sont elles-mêmes semi-immergées dans l'eau du robinet : un courant peut donc circuler entre les différentes pièces nues sous tension immergées (tabs, busbar, ...). Ceci explique la décharge lente des cellules et donc la diminution de la tension module.

La légère augmentation de la température de l'eau peut possiblement être une conséquence de cette circulation de courant, et du léger échauffement des cellules qui s'en suit.

Cette circulation de courant via l'eau a également pu engendrer le phénomène d'électrolyse (évoquée au §3.3.2) : les bulles observées au cours de cet essai seraient donc très probablement du dioxygène et du dihydrogène.

Malgré ces phénomènes, l'essai de semi-immersion n'a pas provoqué de conséquences sur le module suffisante pour engendrer son emballement thermique.

3.3.3.4 Discussion sur la représentativité de ces essais

La représentativité de l'essai de goutte à goutte par rapport aux conditions réelles rencontrées par les modules dans le conteneur incendié peut être étudiée.

En premier lieu, comme discuté précédemment (§3.3.1), la possibilité d'un cheminement des eaux de condensats jusqu'au rack 15 puis au module 11 de ce rack reste à confirmer. Le débit de ces eaux de condensats et sa variabilité temporelle sont eux-aussi inconnus et peuvent influer sur le résultat de cet essai.

Le débit d'eau utilisé (~2 L en 4 heures) est a priori supérieur à celui auquel est réellement exposé un rack. Ce débit a été majoré pour raccourcir la durée de l'essai (il aurait été très difficile et couteux de simuler une exposition prolongée de plusieurs mois à un goutte à goutte). Mais cette diminution du temps d'exposition à un goutte à goutte, allié à l'application du goutte à goutte en un seul point du module, est susceptible de diminuer la quantité d'eau pouvant pénétrer dans le module, que ce soit par ruissellement dans les interstices entre les différentes parties de l'enveloppe externe du module, ou via le ventilateur projetant possiblement quelques microgouttelettes et diffusant un air humide susceptible de condenser à l'intérieur du module.

Un autre facteur déterminant réside dans la conductivité de l'eau : pour simuler les eaux de condensat, de l'eau déminéralisée (donc avec une conductivité quasiment nulle) est utilisée ici. Même si cette eau atteint des pièces nues sous tension, le courant susceptible de circuler sera excessivement faible et ne permettra pas aux phénomènes d'électrolyse d'être significatif (surtout sur une durée de 4 heures). Les eaux de condensats, si elles ont atteint les modules, ont dû ruisseler sur différentes parois (tuyauterie, rack, module) et ont pu se charger en impuretés de différentes natures, susceptibles d'augmenter leur conductivité électrique.

Nota : l'utilisation d'eau du robinet (ou pire d'eau salée) aurait pu souffrir de la critique inverse, majorant fort probablement la conductivité de eaux de condensats non conductrice avant ruissellement¹¹. Des prélèvements et analyses de eaux de condensats après ruissellement dans le conteneur non incendié pourrait éclairer ce point.

¹¹ La conductivité de l'eau du robinet a été mesurée par SERMA à 450 µS/cm dans l'essai de semi-immersion. La conductivité de l'eau de mer est de l'ordre de 50 000 µS/cm.

Par ailleurs, les essais SERMA ont été menés sur un seul module. Or, comme évoqué au §3.3.2, les phénomènes d'électrolyse ou de formation d'arc électrique sont directement impactés par la différence de potentiel existant entre les parties conductrices en jeu. Dans ces essais, la différence maximale de potentielle est inférieure à 60 V. Dans le conteneur incendié, elle pouvait être 17 fois supérieure, atteignant près de 1000 V. Dans l'hypothèse d'une défaillance au sein du module 11, cette différence de potentielle pouvait être d'environ 650 V¹². Les conditions sur site sont donc plus sévères¹³.

Toutes les différences évoquées ci-dessus (durée d'exposition raccourcie, conductivité de l'eau et différence maximale de potentiel) influent dans le même sens, et tendent à considérer l'essai de goutte à goutte réalisés par SERMA comme étant moins sévères que les conditions rencontrées dans le conteneur incendié.

L'essai de semi-immersion n'a pas pour objectif d'identifier la cause de l'incendie, mais plutôt de simuler l'exposition des modules sain à l'extinction par lance à eau réalisée par les pompiers. L'absence d'emballement thermique lors de cet essai n'exclut pas pour autant que la cause de l'incident puisse être liée à la présence d'eau dans un module. En effet, un emballement thermique se produit lorsqu'une cellule Li-ion génère plus de chaleur qu'elle n'est capable d'en dissiper dans son environnement. Or, la présence d'eau favorise la dissipation de chaleur de la cellule-Lion, ce qui rend l'initiation d'un emballement thermique plus difficile à provoquer.

L'absence d'emballement thermique lors de ces deux essais réalisés par SERMA ne permet donc pas pour autant d'exclure la possibilité d'un départ de feu à cause de l'humidité ou du ruissellement d'eau de condensats.

3.4 Avis de l'Ineris sur le(s) scénario(s) accidentel(s) probable(s)

Cette section rapporte l'avis de l'Ineris sur le(s) scénario(s) accidentel(s) probable(s), en se basant sur l'ensemble des informations collectées dans le cadre de cet appui à l'enquête du BEA-RI.

3.4.1 Discussion sur l'évènement initiateur

L'analyse des données disponibles, exposées au §3.1, a permis de formuler un certain nombre d'hypothèses sur le déroulement des évènements ayant menés à l'accident, détaillées au §3.1.4 et synthétisées ici :

- L'évènement initiateur semble avoir été très soudain,
- Le rack 15 semble être le rack dans lequel l'évènement initiateur s'est produit,
- Au sein de ce rack 15, les 1^{ers} effets de la défaillance sont mesurés au sein du module 11,
- La défaillance ne semble pas avoir pour origine une défaillance électrique externe à ce rack,
- La défaillance ne semble pas avoir pour origine une circulation de courant non maitrisé <u>entre</u> <u>différents racks</u> via les masses métalliques,
- La défaillance ne semble pas avoir pour origine un court-circuit franc et maintenu entre parties actives au sein du rack 15.

¹² La différence de potentiel entre la polarité négative du rack est la polarité positive du module 11 est de 11 fois la tension module, soit 4,2V x 14 cellules x 11 modules = 646 V à un état de charge de 100%.

¹³ Cette différence de potentiel plus élevée aggravant le phénomène n'est a priori pas valable dans l'hypothèse d'un défaut d'isolement ou arc électrique directement entre parties actives (donc sans circulation de courant via le châssis métallique). En effet, l'apparition d'un tel défaut entre partie actives de modules différents semble très peu probable.

Les informations complémentaires obtenues dans le cadre de l'enquête du BEA-RI ne viennent pas remettre en cause ces hypothèses :

- Compte tenu de l'état de combustion très avancé du conteneur incendié, les investigations menées sur site n'ont pas permis de mettre en évidence de façon plus précise le lieu de départ de feu,
- Lors de l'analyse de six BPU prélevés dans le conteneur incendié¹⁴ menée par SERMA en présence de l'Ineris :
 - Aucun signe (trace d'arc électrique, défaut de sertissage, ...) n'a permis d'identifier l'un de ces BPU comme étant un lieu possible du départ de feu,
 - Parmi les six BPU, ceux des racks 4, 14, 15 et 16 ont un fusible présentant des traces de fusion par surintensité¹⁵. Ces traces de fusion peuvent toutefois être une conséquence de l'incendie (déformation des structures métalliques et combustion des isolants pouvant engendrer des courts-circuits). Cette hypothèse est renforcée par les principales grandeurs mesurées dans les différents racks (Figure 21) : juste après l'alarme incendie, aucun courant ne circulait dans les BPU, et la tension de ces racks est au même niveau que celle de l'ensemble des autres racks (hors rack 15).

A la lumière de ces informations, les deux causes possibles d'accident présentées au §3.1.4 restent donc probables :

- La défaillance interne d'une cellule Li-ion se trouvant au sein du module 11 du rack 15,
- L'apparition d'une circulation de courant non maitrisé (défaut d'isolement ou arc électrique) entre deux parties actives du rack 15, directement ou via les masses métalliques du châssis de ce rack.

La probabilité de ces deux causes accidentelles possibles peut être discutée à la lumière des informations complémentaires apportées au cours de l'enquête, et exposées ci-dessous.

Les investigations sur site menées le 13 octobre 2022 ont permis d'identifier la formation de condensation dans le conteneur non incendié, remis provisoirement en fonctionnement lors dans le cadre de l'expertise judiciaire. Les eaux de condensats s'écoulaient vers le bac de collecte prévu à cet effet. Le tuyau de vidange de ce bac était dégradé, engendrant un goutte-à-goutte directement sur le dessus du rack 11 (Figure 44).



Figure 44: présence d'eau sur le dessus du rack 11 constatée dans le conteneur non incendié

¹⁴ Les BPU prélevés sont ceux du rack 15, des deux rack voisins 14 et 16, et des racks 4 à 6 leur faisant directement face dans le conteneur, voir Figure 6.

¹⁵ Chaque BPU possède deux fusibles, un par polarité (voir Figure 4). Pour chacun de ces quatre BPU, un seul des deux fusibles présente des traces de fusion par surintensité (traces plus ou moins marquées, constatées lors de l'inspection optique par rayon X).

Ce constat peut être mitigé au regard des informations suivantes :

- NIDEC ASI a déclaré que la dégradation du tuyau était consécutive à leur intervention la veille de l'investigation pour préparer la remise en route de ce conteneur,
- Durant les investigations des différents experts sur site, la porte du conteneur est restée ouverte pendant de longues périodes, permettant à l'air chaud et humide de rentrer, et donc maximisant le phénomène de condensation (climatisation tournant continuellement à cause de l'arrivée d'air chaud engendrant des surfaces continuellement froides, allié à l'apport continu de vapeur d'eau contenue dans l'air extérieur),
- Les tuyaux de vidange des eaux de condensats ne circulent pas au droit du rack 15, lieu pourtant le plus probable du départ de feu (Figure 6),
- La climatisation du conteneur non incendié est restée en fonctionnement depuis l'incendie pour maintenir les modules dans des conditions climatiques adaptées. Le fonctionnement de la climatisation porte fermée pendant plus d'un an n'a pas engendré dans ce conteneur un écoulement d'eau de condensat provoquant un emballement thermique.

A la lumière de ces éléments, la présence d'eau de condensats et la fuite constatée dans les conditions particulières engendrées par l'expertise ne peuvent pas être considérée comme des éléments validant l'hypothèse de l'apparition d'une circulation de courant non maitrisé comme la plus probable.

Les essais analysés au §3.3 de ce rapport avaient également pour vocation d'approfondir la possibilité d'une circulation de courant non maitrisée entre parties actives du rack 15, conséquence possible d'un cheminement des eaux de condensats sur les batteries. Toutefois :

- L'essai de fuite de liquide sur le dessus d'un rack, réalisé par LG Chem, ne permet pas à notre sens d'affirmer que les eaux de condensats ont pu cheminer des parties froides du système de climatisation jusqu'au module 11 du rack 15 (voir § 3.3.1).
- L'essai d'injection d'eau et de poussières, également réalisé par LG Chem, et ayant provoqué l'emballement thermique du rack complet, a été réalisé dans des conditions a priori plus sévères que celles rencontrées dans le conteneur avant l'incendie, et ne donne donc pas d'indication sur la possibilité d'un emballement thermique dans les conditions réelles auxquelles les cellules du conteneur incendié ont été exposées (voir §3.3.2).
- L'essai de goutte à goutte réalisé par SERMA, bien que n'ayant entraîné aucune conséquence sur le module testé, semble avoir été réalisé dans des conditions moins sévères que celles rencontrées par les cellules du conteneur (voir §3.3.3).
- L'essai de semi-immersion réalisé par SERMA n'avait pas pour objet d'approfondir la cause du départ de feu. Compte tenu de la dissipation thermique apportée par l'eau, l'absence d'emballement thermique du module lors de cet essai ne peut pas apporter d'information sur la possibilité d'un départ de feu par l'écoulement des eaux de condensat (voir §3.3.3).

Ces quatre essais ne permettent donc pas de renforcer ou d'infirmer l'hypothèse de l'apparition d'une circulation de courant non maitrisée due à la présence d'humidité, de poussière ou d'eau liquide.

Dans le cadre de l'enquête judiciaire, SERMA a également mené des investigations sur 3 modules vieillis, prélevés dans le conteneur non incendié. Ces modules peuvent être considérés comme ayant été exposés au même vieillissement cyclique et calendaire, ainsi qu'aux mêmes conditions climatiques et d'exposition à l'humidité/au ruissellement des eaux de condensats que ceux du conteneur incendié (hors éventuel défaut local au sein du conteneur incendié, comme une fuite du système d'évacuation des condensats). Ces investigations ont permis d'établir les faits suivants :

- Aucune trace de liquide n'a été identifiée,
- Aucune trace significative de corrosion n'a été identifiée sur et au sein des modules,
- Certaines cellules présentent un gonflement au niveau de leurs terminaux, décrits comme pouvant être aussi bien présents sur les cellules dès leur production qu'ayant été provoquées par le vieillissement des cellules,

- Dans chaque module, la cellule ayant la tension la plus faible a fait l'objet d'une analyse postmortem : aucune singularité notable n'a été trouvée parmi ces 3 cellules ouvertes.¹⁶

Ces constats donnent des informations sur chacune des deux causes envisagées :

- <u>Concernant la possibilité d'une circulation de courant non maitrisé induite par la présence</u> <u>d'humidité, d'eau liquide et/ou de poussières :</u>

Les modules analysés, prélevés dans le conteneur non incendié, n'ont visiblement pas été exposés à un cheminement des eaux de condensat. Toutefois, il ne peut être exclu que les eaux de condensats aient pu cheminer à cause d'une fuite du système d'évacuation due à une défaillance de ce système. Cette cause ne peut donc pas être écartée.

- <u>Concernant la possibilité d'une défaillance interne d'une cellule amenant à son emballement</u> <u>thermique</u>:

Les cellules analysées ne présentent pas de traces de dégradation interne incohérentes avec leur état de vieillissement. Toutefois, une telle défaillance interne peut être causée par un défaut de fabrication pouvant avoir une occurrence très faible (exemple : poussière métallique se déposant pendant l'enroulement du bobino et se retrouvant coincée entre les couches de matière active, positionnement des couches légèrement en dehors des tolérances acceptables, …). L'analyse de trois cellules ne permet donc pas de conclure sur la possibilité d'un défaut au sein d'une des près de 10 000 cellules Li-ion présentes dans le conteneur.

Ces deux causes restent donc possibles. Pour rappel, l'hypothèse d'une circulation de courant non maitrisée induite par la présence d'humidité, d'eau liquide et/ou de poussières souffre d'éléments qui en limite la possibilité :

- Absence de système de climatisation au droit du rack 15,
- Pas de justification théorique ni expérimentale d'un cheminement possible des eaux de condensats du système de climatisation vers le rack 15,
- Départ de feu localisé à mi-hauteur du rack 15 alors que les modules du haut (les plus directement exposés) ou du bas (les plus exposés en cas d'accumulation d'eau) auraient été pressentis,
- Aucun défaut d'isolement relevé dans les alertes avant les premiers signes de défaillance.

L'hypothèse d'un défaut interne à la cellule peut quant à elle être mise en perspective de la campagne de rappel de grande ampleur menée par LG sur leurs modules JH3¹⁷ : près de 14 000 modules ont été concernés par cette campagne de rappel et remplacés sur le seul parc de stockages stationnaires de NIDEC ASI. Les modules du conteneur incendié n'étaient cependant pas visés par cette campagne de rappel.

Toutefois, même si ces éléments apportent un faisceau d'indication en faveur de la défaillance interne d'une cellule, ils ne nous semblent pas suffisamment robustes pour pouvoir privilégier de façon factuelle une hypothèse plutôt qu'une autre.

3.4.2 Discussion sur le déroulement de l'incendie

Une fois l'emballement thermique d'une ou plusieurs cellules Li-ion initiées, sa propagation au sein du module puis au reste du rack est tout à fait possible, et a d'ailleurs été démontré expérimentalement lors de l'essai d'injection d'eau et de poussière mené par LG (voir §3.3.2).

¹⁶ Le rapport de SERMA mentionne « des signes de dégradation qui semblent être en accord avec la dégradation standard de cellules Li-ion ». Il précise toutefois qu'un doute subsiste sur un éventuel dépôt de lithium métallique sur l'anode (« lithium plating »), sans pouvoir vérifier cette hypothèse.

¹⁷ Cette campagne a été initiée à la suite des investigations post-accidentelles menées par la Corée du Sud suite aux nombreux accidents rencontrés sur des stockages stationnaires sur leur territoire en 2019. « Fire Investigation Report 132-20 », Merseyside Fire & Rescue, 202295

Le système d'extinction (inertage à l'azote) s'est déclenché rapidement, moins de 20 s après la première alarme remontée par le BMS (18h55). Malheureusement, l'inertage n'a pas été capable de contenir la propagation de l'emballement thermique de cellule en cellule.

Les réactions exothermiques en œuvre lors de l'emballement thermique de cellules Li-ion ne sont en effet pas uniquement composées de réactions de combustion : elles n'ont donc pas besoin d'oxygène pour se poursuivre. Par ailleurs ces réactions de dégradation tendent à former de l'oxygène pouvant alimenter la réaction. Ceci, allié au faible pouvoir refroidissant du gaz injecté, explique la relative inefficacité des systèmes d'inertage à l'azote sur ce type d'incendie.

Les pompiers sont arrivés sur les lieux à 20h08, soit environ 1h10 après le déclenchement de l'alarme incendie. Ce délai se décompose en deux parties : alerte et levée de doute de l'équipe de télésurveillance NIDEC ASI (55 min), puis appel et arrivée sur les lieux des services d'incendie et de secours (15 min)¹⁸. La mise en œuvre de la télésurveillance a donc permis le signalement de l'incendie dans un délai raisonnable pour ce conteneur se trouvant relativement isolé.

Lors de l'arrivée des pompiers, l'incendie était confiné dans le local batterie, avec une fumée blanche peu dense sortant du conteneur. L'inertage à l'azote a appauvri l'air intérieur en oxygène. Toutefois, les réactions exothermiques des batteries ne nécessitant pas nécessairement d'oxygène pour être entretenue, l'échauffement des batteries en emballement thermique s'est poursuivi, provoquant progressivement l'échauffement puis l'emballement des cellules Li-ion voisines. Il est très probable que l'inertage initial à l'azote puis l'arrosage de l'extérieur du conteneur par les pompiers aient sensiblement ralenti cette propagation de cellules en cellules, l'incendie ne gagnant en intensité que le lendemain matin.

Les coulées resolidifiées de métaux indiquent que la température intérieure du compartiment batterie a dépassé les 660 °C, point de fusion de l'aluminium. Ceci a pu provoquer la destruction d'une partie du plancher, apportant de l'oxygène dans le compartiment et renforçant donc les réactions de combustion et donc la puissance thermique libérée par l'incendie.

La propagation de l'incendie au compartiment de conversion de puissance a été possible malgré la présence d'une porte coupe-feu équipé de joints intumescents entre ces locaux. Cette porte n'a possiblement pas résisté à une exposition prolongée au flux thermique auquel elle a été exposée pendant plusieurs heures. L'incendie a pu également se propager par le plancher en bois, dont l'état de combustion très prononcé a été constaté de part et d'autre de la porte séparant ces deux locaux. Une fois l'incendie ayant gagné le compartiment de conversion de puissance, il s'est propagé aisément à l'ensemble des matériaux combustibles présents dans ce local.

La protection du transformateur Haute Tension, mise en œuvre par les pompiers à l'aide de lance à eau appliqué directement sur la paroi entre le local de conversion de puissance et celui du transformateur, a réussi à éviter la combustion de la grande quantité d'huile présente dans ce transformateur.

¹⁸ Selon la main courante traçant l'intervention des pompiers, l'appel a été reçu par le SIS à 19h51

4 Conclusion

Le 3 juin 2022, un incendie s'est déclaré dans l'un des deux conteneurs de stockage d'énergie stationnaire du site de Poggio di Nazza en Corse. Suite à cet accident, l'Ineris a été sollicité par le BEA-RI afin de les appuyer dans les missions suivantes :

- Analyser les données télémétriques disponibles et identifier les causes accidentelles compatibles avec ces données,
- Evaluer le rôle des protections électriques présentes dans le stockage d'énergie électrochimique face à ces causes possibles,
- Analyser la représentativité des essais effectués dans le cadre de l'enquête judiciaire menée en parallèle de celle du BEA-RI,
- Emettre un avis sur le(s) scénario(s) accidentel(s) probable(s), en se basant sur l'ensemble des informations collectées dans le cadre de cet appui à l'enquête du BEA-RI.

Bien que limitées à cause de la destruction du serveur se trouvant dans le conteneur incendié, les données télémétriques disponibles ont permis d'identifier deux causes probables :

- Défaillance interne d'une cellule dans le module 11 du rack 15,
- Circulation d'un courant non maitrisé au sein du rack 15 suite à l'apparition d'un (double) arc électrique ou d'un (de) défaut(s) d'isolement.

Les protections électriques présentes dans les racks de ce conteneur ne sont pas efficaces contre ces défaillances possibles.

Les essais réalisés par LG Chem, ainsi que ceux réalisés sur demande de l'expert judiciaire par le laboratoire SERMA, ne semblent pas apporter d'éléments probants confirmant ni infirmant l'hypothèse d'une circulation de courant non maitrisé au sein du rack 15 suite à l'apparition d'un (double) arc électrique ou d'un (de) défaut(s) d'isolement.

L'ensemble des éléments techniques apportés dans cette enquête (investigations sur site, analyse de modules vieillis et de BPU incendiés), bien qu'apportant un certain nombre d'indications en faveur de la défaillance interne d'une cellule, ne nous semble pas suffisamment robuste pour déterminer de façon factuelle la cause la plus probable du départ de feu.

Une fois l'emballement thermique initié, les principaux enseignements tirés de la gestion de ce sinistre sont :

- L'incapacité du système d'inertage à stopper la propagation de l'emballement thermique,
- La lenteur du développement de l'incendie, couvant pendant plus de 10 h sans flammes visibles dans le compartiment batterie,
- La propagation de l'incendie du compartiment batterie vers le compartiment conversion de puissance, possiblement via la porte coupe-feu subissant une agression thermique prolongée et/ou via le plancher bois commun à ces deux compartiments.

5 Annexes

Liste des annexes :

- Annexe 1 : Lettre de mission – 1 page.



Inspection générale de l'environnement et du développement durable Bureau d'Enquêtes et d'Analyses sur les risques industriels Risques industri



Mission conjointe BEA-RI - Ineris

Le BEA-RI a décidé le 15/06/2022 d'ouvrir une enquête sur l'évènement survenu le 03/06/2022 au sein de l'entreprise Spes de Corse, filiale de la société Sun'R PoWer, exploitant un site soumis à déclaration au titre de la réglementation ICPE et situé à Poggio-di-Nazza (2B).

Selon les premiers éléments de l'enquête, cet accident semble être la conséquence d'un emballement thermique d'un ou de plusieurs modules de batteries provoqué par des circonstances qui restent à déterminer

Dans la continuité de ces premiers éléments, nous souhaiterions mobiliser l'expertise de l'Ineris, dans le cadre de sa coopération avec le BEA-RI, pour :

- Accompagner les enquêteurs du BEA-RI dans les relevés de terrain qui seront réalisés ;
- Apporter un appui technique au cours de l'enquête en procédant à une analyse critique des pièces techniques communiquées par les parties ;
- Participer et critiquer les expertises conduites dans le cadre de la procédure civile et les compléter par des expertises complémentaires si nécessaire ;

En vue de :

- Exploiter les données télémétriques afin d'identifier la ou les causes possibles du départ de feu. -
- Déterminer les sécurités électriques présentes et le rôle qu'elles ont joué lors de l'évènement
- Analyser tout ou partie des éventuels essais réalisés dans le cadre de la procédure civile et leur représentativité vis-à-vis des scénarios accidentels
- Donner un avis sur les scénarios accidentels probables, sur la base des informations collectées

Nous souhaiterions pouvoir disposer de vos conclusions au travers d'un rapport (au format pdf) selon un calendrier qui sera défini entre vos équipes et les enquêteurs en charge de l'affaire.

Fait à la Défense, le 14/08/2023

Laurent Olive

Institut national de l'environnement industriel et des risques Parc technologique Alata • BP 2 • F-60550 Verneuil-en-Halatte 03 44 55 66 77 • ineris@ineris.fr • www.ineris.fr