

Table des matières

1	Contexte	1
2	Cahier des charges.....	3
3	Planification et méthode de travail.....	4
4	Etat de l'art des batteries	6
4.1	Batteries individuelles	9
4.2	Batteries de quartier.....	11
4.3	Batteries de véhicules électriques.....	12
4.4	Seconde vie pour les batteries de véhicules électriques	13
4.5	Perspectives	14
5	Comportement des batteries sur le réseau électrique	15
5.1	Composants d'un système de stockage	15
5.2	Normes applicables.....	16
5.3	Contribution des onduleurs de batterie aux courts-circuits	16
6	Expérimentations au GridLab	18
6.1	Procédure de test.....	18
6.2	Résultats en décharge	19
6.3	Résultats en charge	20
6.4	Analyse des résultats	21
7	Application dans un réseau de distribution BT	23
7.1	Modélisation du réseau	23
7.2	Modélisation d'une batterie de quartier.....	24
7.3	Impacts des batteries sur la puissance de court-circuit du réseau.....	28
7.4	Hypothèses et description des scénarios pour les courts-circuits	28
7.4.1	Scénario 1	29
7.4.2	Scénario 2.....	30
7.4.3	Scénario 3.....	31
8	Résultats	33
8.1	Impact des batteries sur la puissance de court-circuit du réseau	33
8.2	Résultats des courts-circuits	34
8.2.1	Résultats du scénario 1	35
8.2.2	Résultats du scénario 2	35
8.2.3	Résultats du scénario 3	36
8.3	Analyse des résultats	36
9	Stratégies de protection	41
9.1	Solutions traditionnelles	42
9.2	Solutions Smart Grid	42



10	Conclusion.....	44
11	Perspectives.....	45
12	Date et signature.....	46
13	Table des illustrations.....	47
14	Références.....	50
15	Liste des abréviations et des symboles.....	53
16	Principales normes référencées.....	53
17	Annexes.....	54
17.1	Plan du réseau électrique de Laconnex (A1).....	55
17.2	Caractéristiques connues du réseau (A2).....	56
17.3	Schéma BT du poste Laconnex n° 323 (A3).....	57
17.4	Courbe de déclenchement des disjoncteurs BTICINO ME 400 (A4).....	58
17.4.1	Méthode pour la lecture de la courbe.....	59
17.5	Calcul de la puissance de court-circuit au point de raccordement BT (A5).....	60
17.6	Illustration du point 6.3.1 de la DACHCZ (A6).....	63
17.7	Détermination de la charge du réseau (A7).....	64
17.8	Modélisation de la charge du transformateur en 2035 (A8).....	68
17.9	EMS utilisé dans la batterie de quartier du scénario étudié (A9).....	74
17.10	Etude du potentiel solaire de la commune de Laconnex (A10).....	75
17.11	Paramètres des installations PV par boîte de prise (A11).....	76
17.12	Modélisation des bornes de charge des EVs à l’horizon 2035 (A12).....	80
17.13	Paramètres des batteries par boîte de prise (A13).....	83
17.14	Paramètres des courts-circuits réalisés dans Power Factory (A14).....	84
17.15	Paramètres des onduleurs PV dans Power Factory (A15).....	86
17.16	Paramètres des onduleurs de batterie dans Power Factory (A16).....	87
17.17	Caractéristiques des lignes utilisées pour les courts-circuits (A17).....	88
17.18	Localisation des courts-circuits et des bornes de recharge (A18).....	89
17.19	Méthode de vérification des résultats de courts-circuits (A19).....	90
17.20	Détails du scénario 1 (A20).....	91
17.21	Détails du scénario 2 (A21).....	92
17.22	Détails du scénario 3 (A22).....	94
17.23	Scénarios envisagés dans le Guide d’installation de systèmes de recharge pour véhicules électriques (A23).....	96
17.24	Comportement des IPEs de type onduleur de batterie sur le réseau en cas de court-circuit (A24).....	97
17.24.1	Résumé.....	97
17.24.2	Détails de la norme.....	98
17.24.3	Fonctionnalité FRT.....	101



17.25	Détails de la partie expérimentale au GridLab (A25).....	104
17.25.1	Schémas de principe	104
17.25.2	Détails des connexions	106
17.26	Courbe de déclenchement d'un disjoncteur Module Sace N400 (A26).....	110
17.27	Flux de courant de court-circuit vers le réseau MT (A27).....	111
17.28	Caractéristiques physiques des batteries (B1).....	112
17.29	Batteries basse température (B2)	113
17.29.1	Plomb.....	113
17.29.2	NiCd et NiMH	113
17.29.3	Lithium	114
17.30	Batteries haute température (B3)	117
17.31	Batteries « redox-flow » (B4)	118
17.32	Batteries du futur (B5)	119
17.32.1	Lithium-air.....	119
17.32.2	Lithium-métal	119
17.32.3	Lithium solide.....	119
17.32.4	Lithium-sulfur.....	119
17.32.5	Sodium-ion	120
17.33	Fin de vie et recyclage des batteries (B6)	121

1 Contexte

Les systèmes de stockage électrochimique deviennent de plus en plus populaires dans les réseaux de distribution pour différentes raisons : assurer le meilleur équilibre possible entre l'offre et la demande d'électricité, lisser la pointe de consommation électrique, optimiser le programme de production, améliorer la qualité du courant, traiter l'intermittence de certaines énergies stochastiques comme l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque, etc. D'autres services peuvent désormais se greffer sur ces systèmes de stockage d'énergie (SSE) comme par exemple le service système (réglage de la fréquence et /ou de la tension du réseau). Ces SSEs peuvent aussi jouer un rôle important dans la sécurité de l'alimentation des réseaux via des dispositifs capables de suppléer à d'éventuelles coupures temporaires.

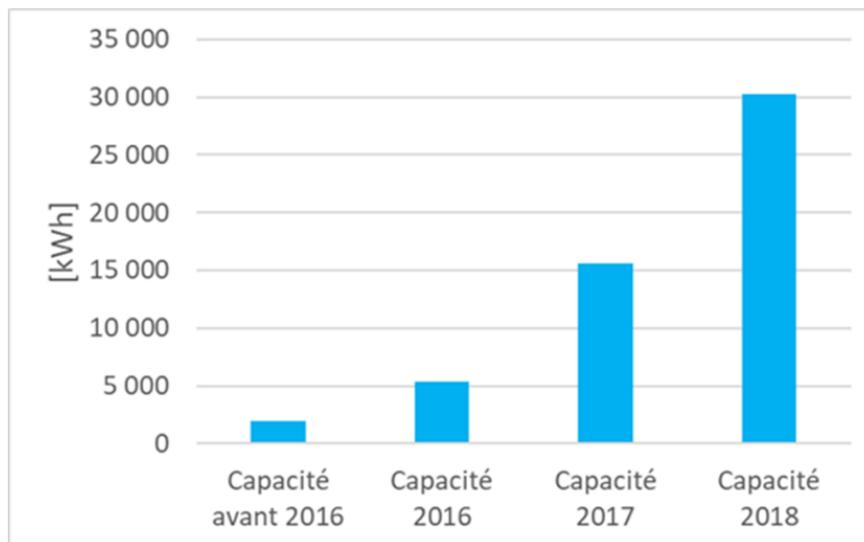


Figure 2: Capacité de stockage dans le marché du PV en Suisse

La Figure 2 montre l'évolution des batteries électrochimiques des dernières années dans le marché photovoltaïque suisse. En 2016, la capacité installée était de 3'300 kWh. En 2017, ce chiffre est passé à 10'300 kWh, représentant ainsi une augmentation de 210% ! D'après Swissolar, ces chiffres devraient encore augmenter avec l'effondrement des prix des batteries [1]¹.

Avec la stratégie énergétique 2050 et la diminution des grandes centrales conventionnelles, les GRD² vont aussi voir leur capacité de stockage électrochimique à la hausse dans les prochaines années car ces grandes batteries sont adaptées au réglage primaire « bidirectionnel » grâce à leur puissance et à leur réactivité [2].

En plus des batteries stationnaires individuelles ou partagées au sein d'un quartier, le développement de la mobilité électrique et hybride fait grandir toujours plus le nombre de batteries connectées au réseau pendant la phase de recharge.

¹ La Figure 2 est tirée d'une analyse du document : *Le recensement du marché de l'énergie solaire 2017* [1].

² Gestionnaire des Réseaux de Distribution

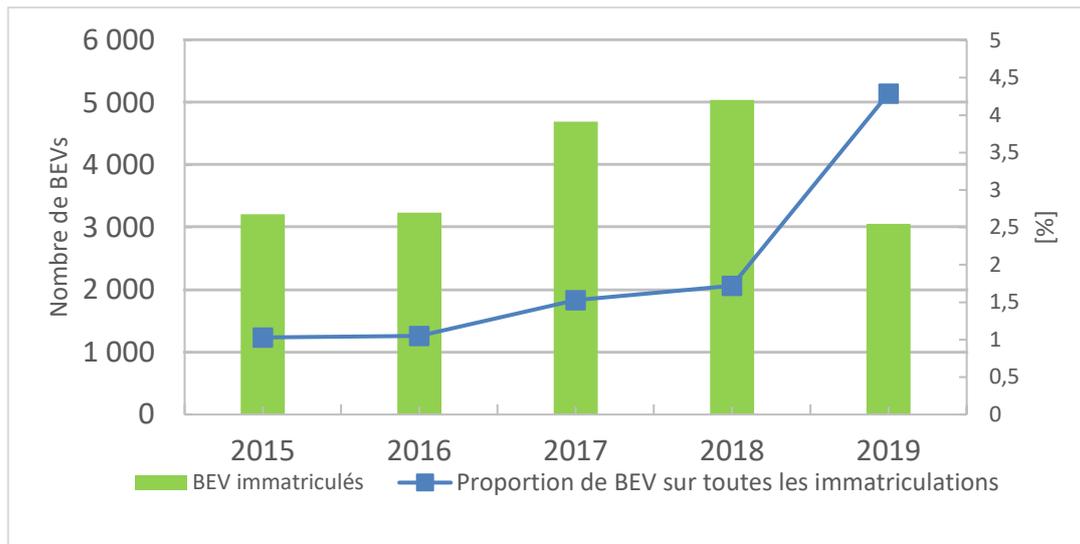


Figure 3: Evolution du parc de BEVs en Suisse du 1^{er} janvier 2015 au 1^{er} trimestre 2019 [3]

La Figure 3 montre ainsi l'évolution du parc des véhicules tout électrique en Suisse du 1^{er} janvier 2015 au 1^{er} trimestre 2019 inclus. Les trois premiers mois de cette année montrent une forte augmentation de la proportion des EVs immatriculés sur toutes les nouvelles immatriculations. Ainsi, en 3 mois, le nombre de véhicules vendus en 2019 égale celui des années 2014 ou 2015 [3]. Même si le concept de V2G³ (Véhicule to grid) est encore au stade du développement, cette technologie va certainement envahir le réseau dans un avenir plus ou moins proche.

L'intégration et l'exploitation de systèmes multi-sources révèlent des incompatibilités ou des problèmes qui n'étaient pas prévus à l'étape des spécifications ou de la conception des réseaux. En effet, une forte pénétration de la production distribuée peut entraîner des problèmes tels que l'inversion du flux de puissance, le déséquilibre de tension, ou des modifications du niveau de court-circuit du réseau et par conséquent, les systèmes de protection existants peuvent ne plus réagir adéquatement en toute circonstance [4].

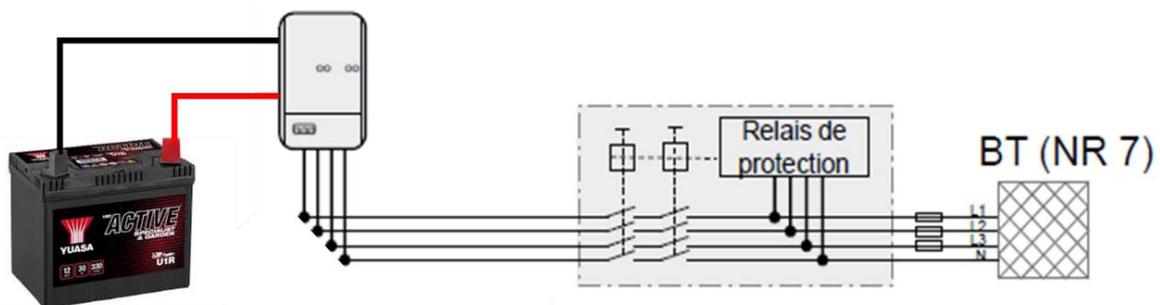


Figure 4: Raccordement au réseau BT d'une IPE [5]

La déconnexion du réseau interconnecté des IPEs (Installation de production d'énergie) non réglées selon l'état actuel de la technique peut, dans certaines conditions défavorables, entraîner le déclenchement de délestages automatiques et donc un risque accru d'effondrement total du réseau, même en cas d'incident « normal ».

³ Le V2G caractérise l'action de réinjecter l'électricité contenue dans les batteries d'une voiture électrique dans le réseau électrique durant les heures de stationnement. Le véhicule électrique communique donc avec le réseau électrique pour mener à bien cette action.

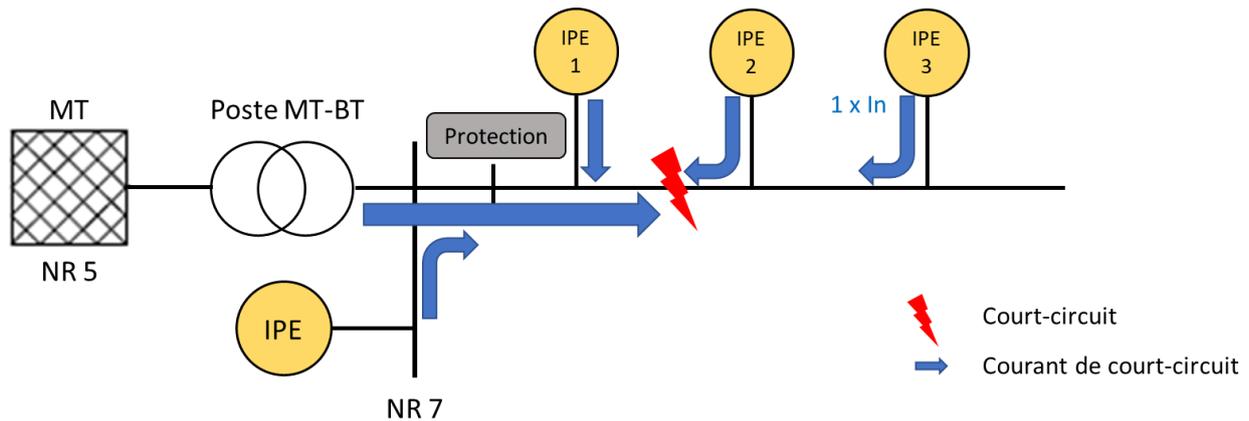


Figure 5: Illustration d'un court-circuit sur le réseau BT

Par exemple, lorsqu'un court-circuit se produit dans un réseau comme dans la Figure 5, il y a un appel de courant très important depuis chaque branche du réseau vers le défaut et chaque source contribue à alimenter ce phénomène jusqu'à ce que les organes de protection interviennent.

L'étude proposée aura donc pour but d'étudier le comportement des IPE de type SSE lors de courts-circuits sur le réseau BT auquel ils seraient branchés et d'évaluer l'impact de ces producteurs décentralisés lors de tels défauts.

2 Cahier des charges

Etape 1 : Recherche et expérimentation

Etat de l'art des batteries

- De quartier
- Individuelles
- De véhicules électriques

Comportement des batteries sur le réseau électrique

- Normes et Grid Codes

Tests sur les laboratoires du GridLab

- Analyse des résultats
- Justification du modèle FRT utilisé dans PowerFactory

Etape 2 : Application dans un réseau de distribution

- Modélisation du réseau électrique BT d'un village sur Power Factory
- Estimation d'une courbe de charge type à l'horizon 2035
- Dimensionnement d'une batterie de quartier
- Calculs de Load-Flow et de Court-Circuit
- Analyse des résultats

Etape 3 : Etude d'un concept de protection

- Solution « traditionnelle »
- Adaptation d'une stratégie existante
- Solution « futuriste »

3 Planification et méthode de travail

Afin de réaliser le travail dans les délais fixés, le temps a été planifié avec un diagramme de Gantt (Figure 6). Il présente les échéances prévues (en bleu clair) et les échéances réalisées effectivement (en bleu foncé). On y retrouve les trois parties du cahier des charges.

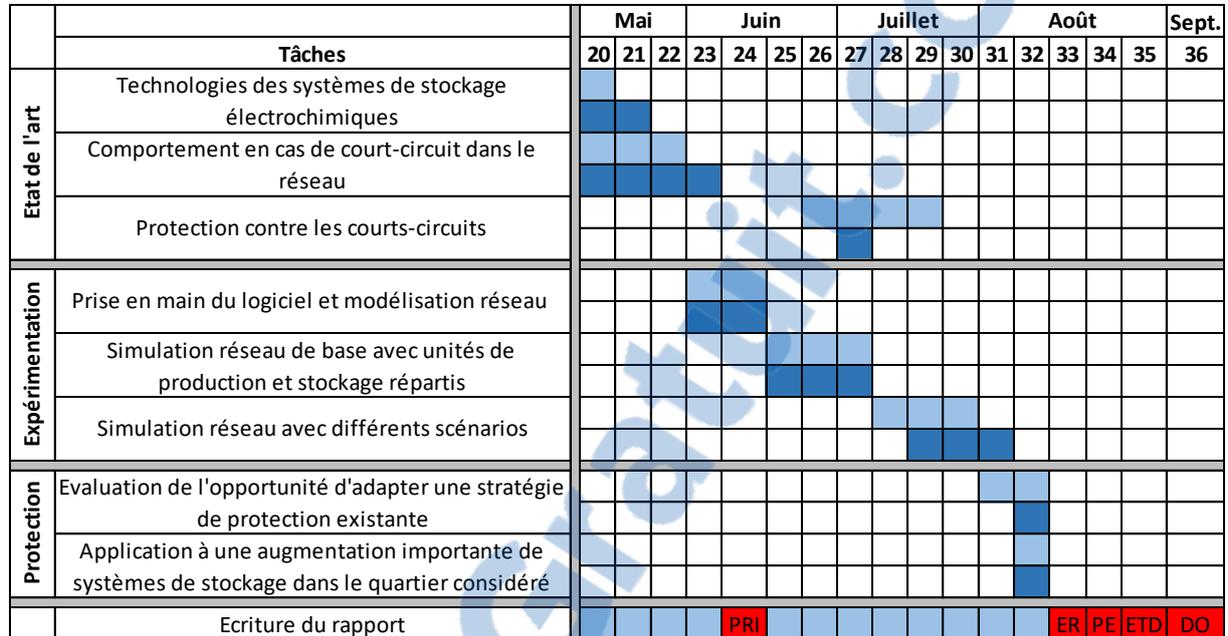


Figure 6: Diagramme de Gantt

Une grande partie du travail a constitué l'état de l'art. Vu l'ampleur de cette partie, la méthodologie en répartition des articles recensés dans une matrice des mots clés est utilisée (Figure 7). La méthode permet de retrouver rapidement les articles les plus pertinents et les plus récents lors de la rédaction du rapport.

#	connexion réseau	caractéristiques technologiques	application	actualité	stationnaire	futur	année
0						■	2015
1				■		■	2012
2	■						2013
3		■	+++				2015
4							2018
5	■						2011

Figure 7: Matrice des mots clés pour le stockage électrochimique

Les schémas blocs suivants (Figure 8 et Figure 9) mettent en avant la méthode suivie dans les 2 premières étapes du cahier des charges et montrent de façon graphique les différentes parties du projet et les liens entre elles.

Recherche

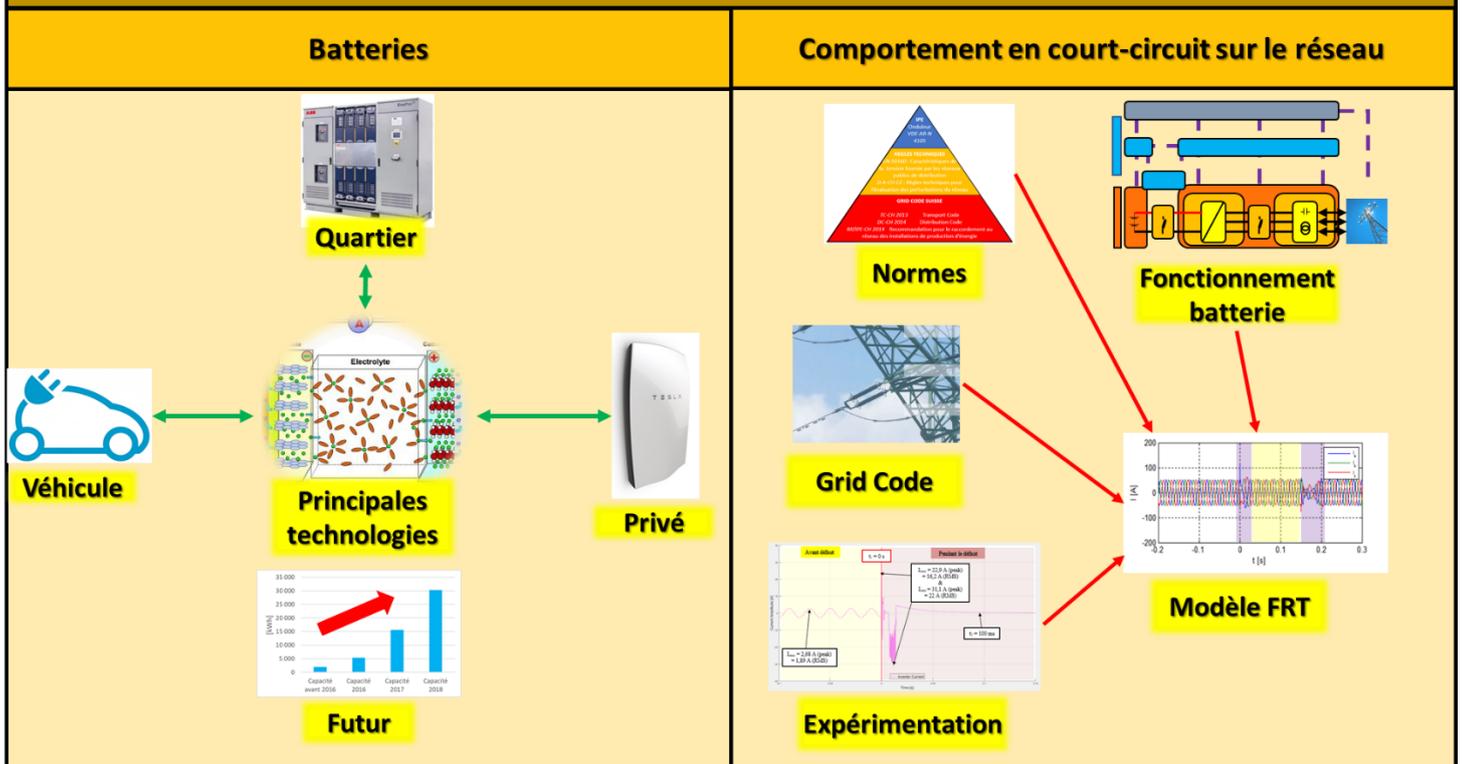


Figure 8: Détail de la 1ère partie du cahier des charges

Application dans un réseau de distribution

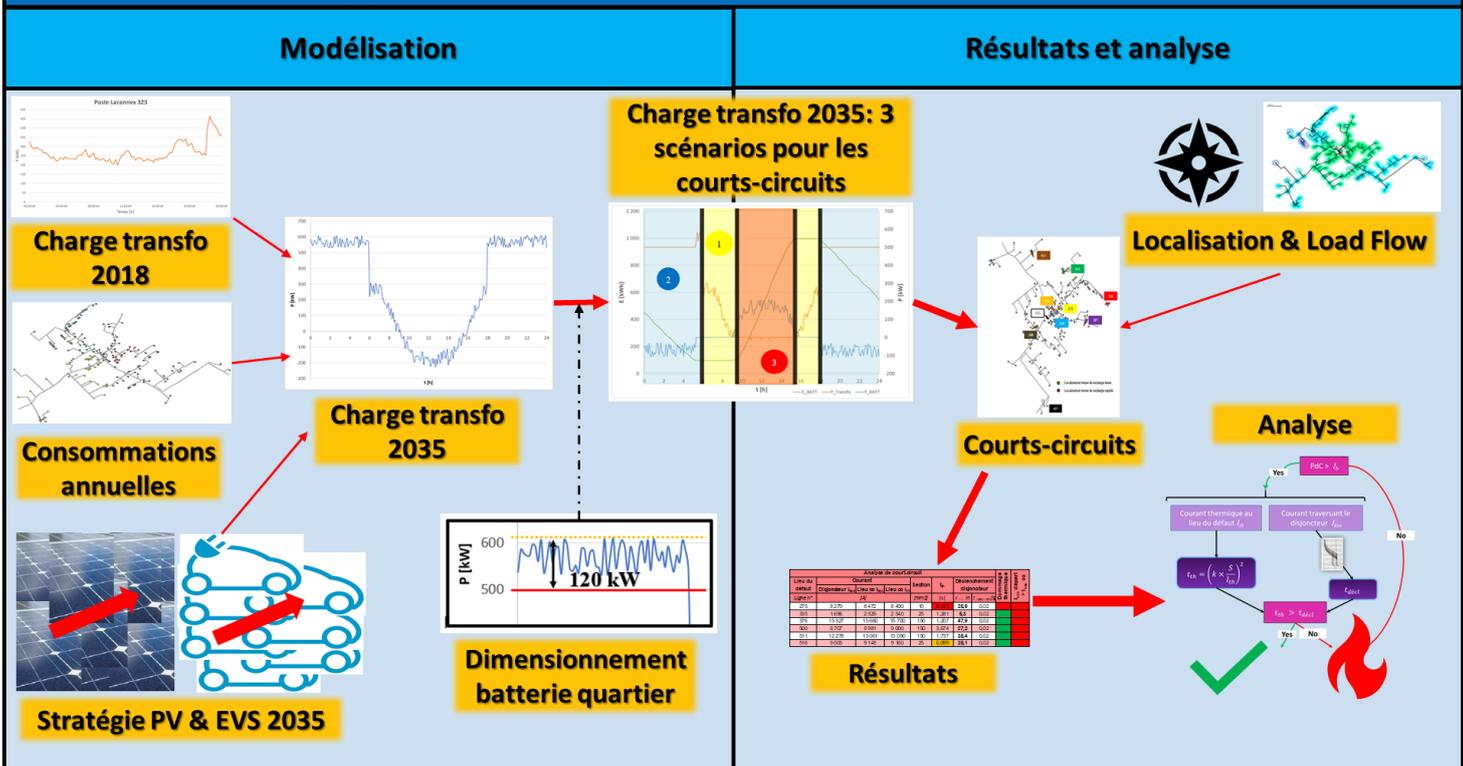


Figure 9: Détail de la 2ème partie du cahier des charges

4 Etat de l'art des batteries

De nos jours, il est nécessaire de pouvoir stocker de grandes quantités d'énergie électrique, que ce soit pour des applications en réseau (pour optimiser l'intégration des productions réparties, faire du réglage système ou de l'îlotage), ou pour des systèmes embarqués, notamment les véhicules électriques et les véhicules hybrides.

Il existe principalement 4 familles d'accumulateurs électrochimiques qui sont répertoriés dans la Figure 10.

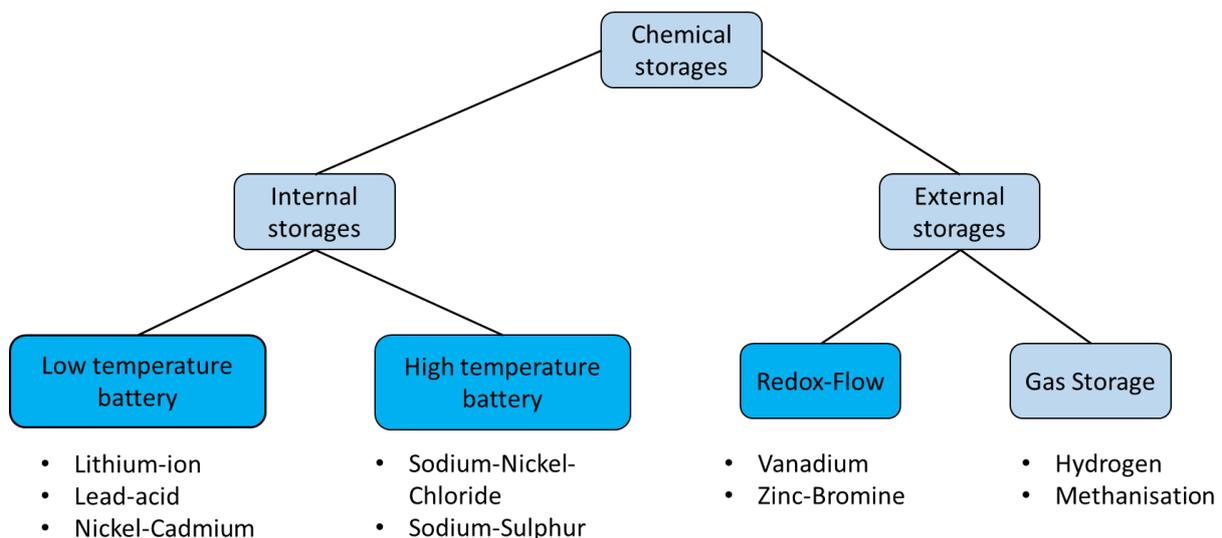


Figure 10: Classification des SSEs⁴ avec quelques exemples de technologies [6]

On distingue les systèmes d'accumulateurs électrochimiques avec stockage interne et externe. Les systèmes de stockage externe présentent l'avantage que les capacités en énergie et en puissance peuvent être conçues séparément. Les exemples connus sont le stockage de l'hydrogène et du méthane ainsi que les batteries redox-flow.

Dans les systèmes de stockage interne, les capacités en énergie et en puissance dépendent l'une de l'autre et ne peuvent donc pas être dimensionnées séparément. Une distinction peut encore être faite en fonction des températures de fonctionnement prévues. Les batteries à basse température fonctionnent à température ambiante tandis que celles à haute température fonctionnent à environ 300°C.

Les domaines d'application concernés par le stockage électrochimique sont représentés dans la Figure 11.

⁴ Système de Stockage Electrochimique

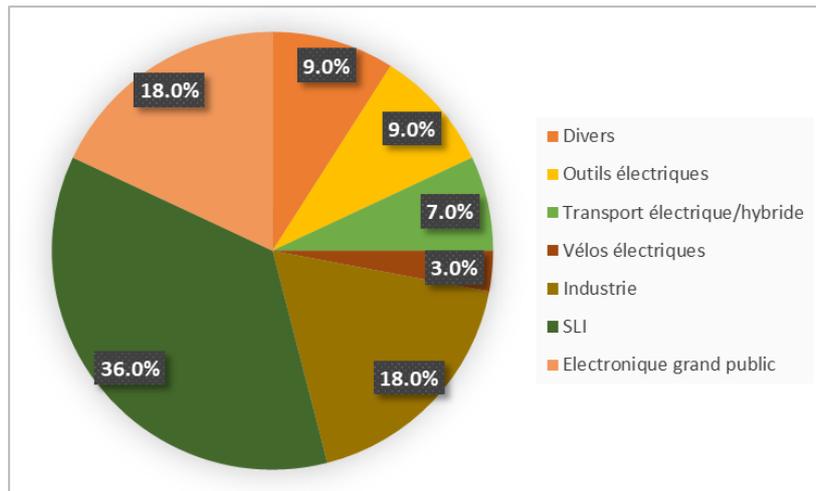


Figure 11: Répartition du marché mondial des batteries électrochimiques (en chiffre d'affaire) par application⁵

La principale utilisation du stockage se fait pour le démarrage, l'éclairage et l'allumage (SLI) des voitures, bateaux, camions, ainsi que pour l'électronique grand public. Le transport électrique et hybride ne représente que 7% du chiffre d'affaire soit 4 milliards de \$ en 2013 [7].

Une étude approfondie des technologies d'accumulateurs électrochimiques les plus utilisées (cf. bleu foncé dans la Figure 10) a été réalisée. Les technologies de stockage de gaz (hydrogène, méthane) n'ont pas été étudiées.

L'état de l'art approfondi des différentes technologies de batterie figure en annexe :

- Annexe B1 : Caractéristiques physiques des batteries (17.28)
- Annexe B2 : Batteries basse température (17.29)
- Annexe B3 : Batteries haute température (17.30)
- Annexe B4 : Batteries « redox-flow » (17.31)
- Annexe B5 : Batteries du futur (17.32)
- Annexe B6 : Fin de vie et recyclage des batteries (17.33)

Les Tableau 1 et Tableau 2 présentent un résumé des technologies de stockage d'énergie électrochimique principales étudiées en annexe.

Technologie	Rendement [%]	Auto-décharge [jours/%]	Densité énergétique		Durée de vie [cycles]	Coûts	
			[Wh/kg]	[Wh/l]		[\$/kWh]	[\$/kW]
Pb-acide	70 à 90	3 à 15	20 à 50	50 à 80	500 à 4 500	50 à 400	175 à 600
NiCd	60 à 87	3	50 à 80	40 à 100	1 500 à 3 000	400 à 2 400	175 à 1 500
Li-ion	85 à 100	3 à 15	60 à 200	200 à 400	1 000 à 104	500 à 2 500	175 à 4 000
NaS	75 à 92	0 à 0.05	110 à 240	150 à 250	> 2 500	250 à 500	150 à 3 000
Va Redox	60 à 85	-	10 à 30	15 à 33	10 ⁴ à 13 000 (100% DOD)	150 à 1 000	175 à 5 000

Tableau 1: Caractéristiques des principales technologies étudiées⁶

L'autodécharge est exprimée par le nombre de jours / %, c'est-à-dire le nombre de jours nécessaires pour perdre 1% de la charge. Pour le Vanadium Redox, cette valeur est extrêmement faible.

⁵ Source Avicenne Energy, 2014

⁶ Synthèse de plusieurs sources

Technologie	Avantages	Inconvénients
Pb-acide	Coûts	Densité énergétique
	Maturité	Durée de vie
NiCd	Densité énergétique	Coûts
	Haute puissance délivrée	Effet mémoire
	Durée de vie	Matériaux très nocifs
	Tolérant aux mauvais traitements	
Li-ion	Densité énergétique	Coûts
	Rendement élevé	
NaS	Densité énergétique	Coûts
	Durée de vie	Opération à haute température
	Peu d'entretien	
	Aucune émission	
Va Redox	Durée de vie	Densité énergétique
	Bon rendement	
	Peu d'entretien	
	Puissance & énergie "séparés"	

Tableau 2: Avantages et inconvénients des principales technologies étudiées [8]

Toutes ces technologies peuvent convenir pour des systèmes de stockage résidentiel et commercial. Cependant, en fonction des objectifs visés par une application donnée, une technologie s'imposera plutôt qu'une autre. Les principaux critères utilisés pour le choix d'une batterie sont généralement :

- La densité de puissance en [W/kg]
- La densité d'énergie en [Wh/kg]

Ces 2 éléments se retrouvent illustrés dans la Figure 12.

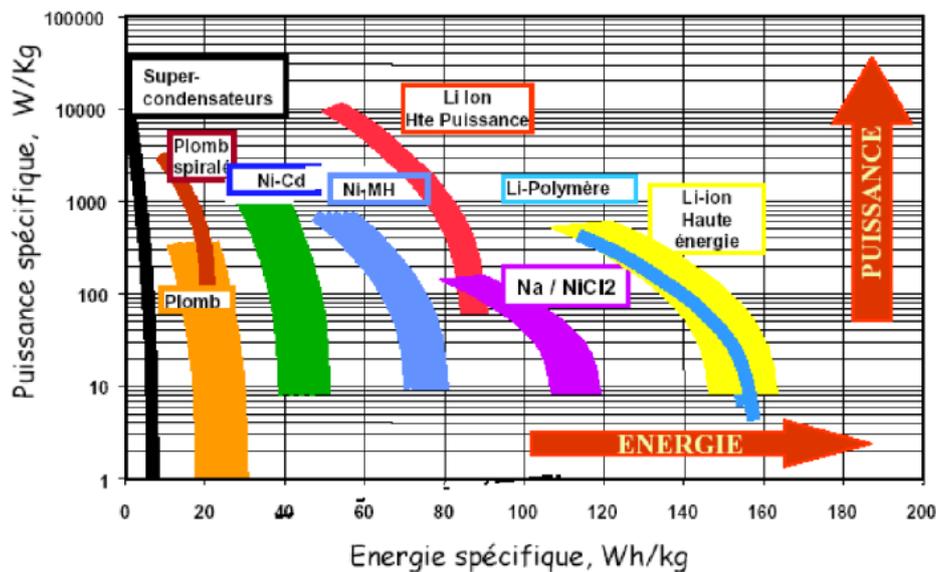


Figure 12: Diagramme de Ragone [9]

C'est souvent la constante de temps de la batterie, ou le temps de réponse de celle-ci qui sera prédéterminant pour son choix ; les critères économiques et environnementaux viendront ensuite.

La suite de l'étude a pour but de répertorier les technologies de SSEs⁷ les plus utilisés actuellement dans le domaine des batteries pouvant être utilisées sur un réseau électrique de distribution.

4.1 Batteries individuelles

La capacité moyenne de ces batteries est de 15 kWh pour une puissance de 5 kW⁸. Le stockage d'énergie intégré au PV permet de maximiser la consommation d'énergie solaire en utilisant l'électricité stockée pendant les heures creuses. Les batteries peuvent être correctement chargées et déchargées pour supporter la fréquence lorsque le système passe en mode îlotage. Le stockage sur batterie peut être utilisé pour améliorer la sécurité de l'alimentation du PV connecté au réseau, réduire les problèmes de surtension, réduire les pics de consommation et améliorer la stabilité transitoire [4].

Les principales technologies utilisées actuellement sont l'accumulateur au plomb et le lithium-ion. Pour cette dernière, il est encore possible de distinguer entre le LiCoO₂ présent principalement dans les batteries d'EVs et le LiFePO₄ utilisé dans les batteries domestiques.

TYPE	ACCUMULATEUR AU PLOMB	ACCUMULATEUR AU DIOXYDE DE LITHIUM ET DE COBALT (LICOO ₂)	ACCUMULATEUR AU LITHIUM FER PHOSPHATE (LIFEPO ₄)
Application	Batterie de démarrage dans les véhicules, alimentation électrique sans coupure	Véhicules électriques, batteries de téléphones portables	Batteries domestiques
Avantages	Bon marché	Densité énergétique élevée	Sécurité d'exploitation élevée
Inconvénients	Stabilité des cycles réduite et faible densité énergétique	Prix relativement élevé, s'enflamme en cas de surcharge	Prix relativement élevé, densité énergétique plus faible que LiCoO ₂
Rendement	70 à 80%	90 à 95%	90 à 95%
Cycles	500 à 2000	500 à 2000	4000 à 6000
Autodécharge	2 à 5% par mois	1 à 3% par mois	1 à 3% par mois

Figure 13: Types de batteries utilisées dans les applications stationnaires dans les bâtiments [9].

Les batteries au lithium-ion sont en général plus chères que les batteries au plomb. Cela s'explique notamment par une rentabilité plus élevée (meilleure cyclabilité, rendement plus élevé). C'est pourquoi les batteries stationnaires installées aujourd'hui dans les bâtiments sont principalement du type li-ion. En l'occurrence, la technologie utilisée est le LiFePO₄, car pour cette application, la durée de vie est plus importante que la taille et le poids. On peut aussi songer par exemple à recharger une EV avec sa propre électricité. Dans ce cas, le LiCoO₂ est le plus prisé ; néanmoins, il n'est pas encore toujours possible d'utiliser la batterie d'une EV pour stocker de l'énergie et la réutiliser dans l'habitat (recharge bidirectionnelle) [9].

En Suisse, la proportion entre l'installation de capacité et de production sur le marché solaire était de 13 Wh/kW en 2016 et de 43 Wh/kW en 2017. Il faut prendre en compte que la puissance

⁷ Système de Stockage Electrochimique

⁸ Source Helion

PV installée a baissé entre ces deux années, passant de 264'000 à 240'000 kW. Parallèlement, la capacité de stockage électrochimique associée a considérablement augmenté, bondissant de 3'300 kWh à 10'300 kWh. Ces chiffres prennent en compte tout le marché suisse du solaire et englobent donc aussi bien les accumulateurs individuels que les batteries d'échelle supérieure [1]. La Figure 14 illustre la relation entre le marché helvétique du solaire et celui du stockage qui lui est associé. Seuls les dispositifs connectés au réseau ont été comptabilisés et évalués dans cette étude (pas de dispositif isolé).

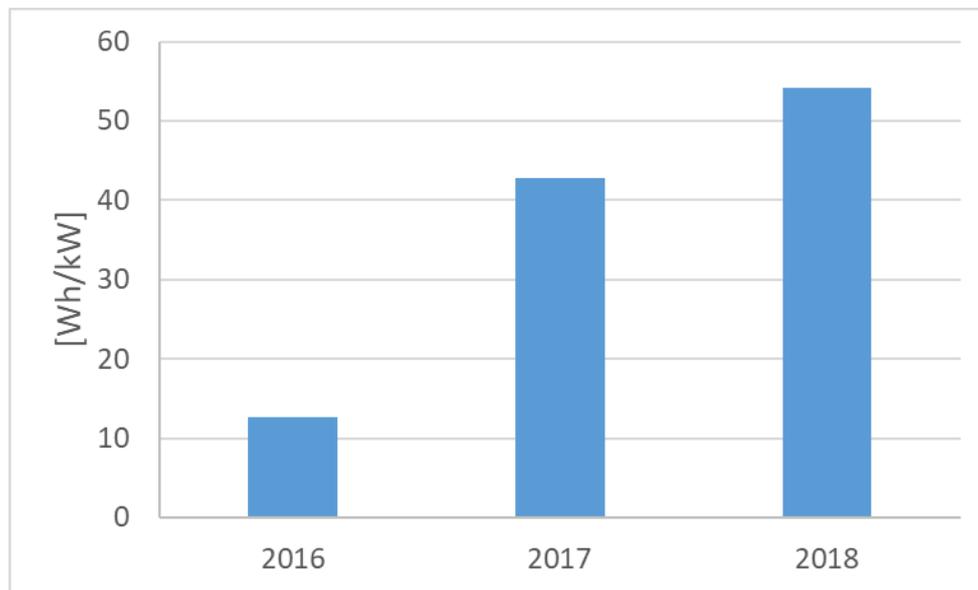


Figure 14: Capacité installée par nouveau kW de PV en Suisse

D'autre part, il ressort de [1] (*Le recensement du marché de l'énergie solaire en 2018*, version parue en juillet 2019) que la technologie au plomb est en baisse de régime par rapport au lithium entre 2018 et 2019, avec une baisse de près de 40 % sur les 2 dernières années (590 kWh installés en 2017 contre 355 kWh en 2018). Parallèlement, les batteries au lithium-ion ont connu une augmentation de plus de 46 % (9'735 kWh installés en 2017 et 14'290 kWh en 2018).

4.2 Batteries de quartier

Au niveau d'un quartier, la fonction d'une batterie peut s'orienter plutôt en direction de la consommation propre – un exemple sont les RCP (Regroupement de Consommation Propre) – ou le service au réseau (spéculation sur les prix de l'électricité, capacité de génération, soutien du réseau).

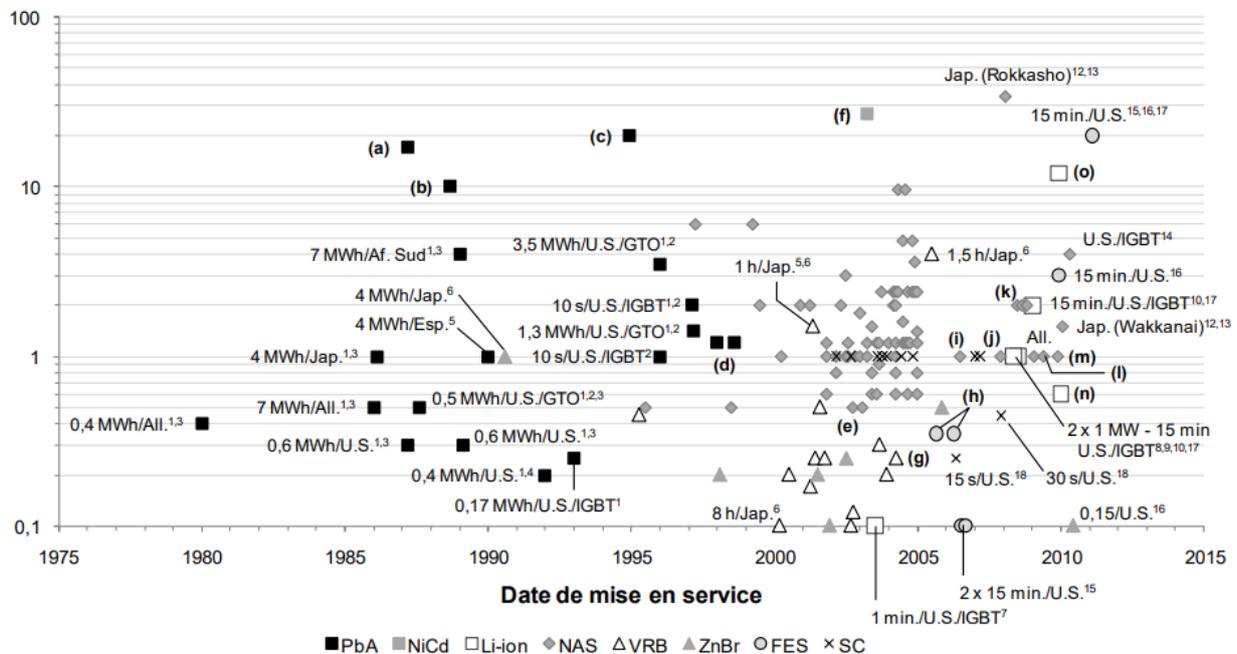


Figure 15: Technologies de stockage utilisées dans les réseaux de distribution de 1980 à 2010 [10]⁹.

Les premiers systèmes à accumulation d'énergie installés sur le réseau pour aider sa stabilité sont les batteries au plomb et le NiCd [11], [12], [13]. Plus récemment, le lithium-ion, le vanadium redox-flow, le sodium soufre ou le ZEBRA ont fait leur entrée sur ce marché.

La Figure 15 montre les technologies de stockage utilisées notamment dans les réseaux de distribution de 1980 à 2010. La fin du 20^{ème} siècle a été marquée par le plomb. Le NiCd est apparu dans quelques rares applications comme l'installation de 27 MW en Alaska évoquée plus haut [11]. De 2000 à 2010, la batterie NaS a connu un essor important puis les batteries à flux ont fait leur apparition, avec notamment le VRB¹⁰ et le ZnBr. Depuis 2010, le lithium-ion a fait son apparition. Les FES¹¹ et les SC¹² ne nous intéressent pas dans cette étude.

En Suisse, le stockage à grande échelle va probablement connaître une croissance élevée dans les prochaines années, aussi bien au niveau BT que dans les niveaux supérieurs. Les installations de stockage au niveau BT sont judicieuses car elles peuvent empêcher des investissements dans le réseau lors de la construction de systèmes PV et d'infrastructures de recharge de véhicules électriques. Dans les niveaux supérieurs, ces batteries sont adaptées au réglage « bidirectionnel » grâce à leur puissance et à leur réactivité. De plus, avec la diminution des grandes centrales conventionnelles, il y a de moins en moins de réserve tournante. Les batteries pourraient également contribuer au maintien de la fréquence sous forme d'inertie virtuelle [2]. Au Royaume-Uni, ABB et UK Power Networks ont développé une solution de

⁹ Axe vertical : puissance nominale en [MW]

¹⁰ VRB : Vanadium Redox Battery

¹¹ FES : Volant d'inertie

¹² SC : Supercondensateur

stockage d'énergie dynamique permettant la production d'énergie renouvelable et assurant également la compensation de l'intermittence de l'énergie éolienne, tout en assurant le soutien de la qualité de l'énergie en cas de défaut et le contrôle de la tension dans le réseau de distribution [4].

4.3 Batteries de véhicules électriques

L'OFEN tient à jour une statistique des motorisations alternatives des voitures neuves en Suisse. Cette statistique est utilisée pour définir les voitures électriques les plus vendues. A partir des données techniques des voitures, il est possible de déduire les technologies d'accumulateurs électrochimiques les plus utilisées par les constructeurs automobiles actuels.

Véhicules électriques à batterie (BEV) les plus prisés - 2018

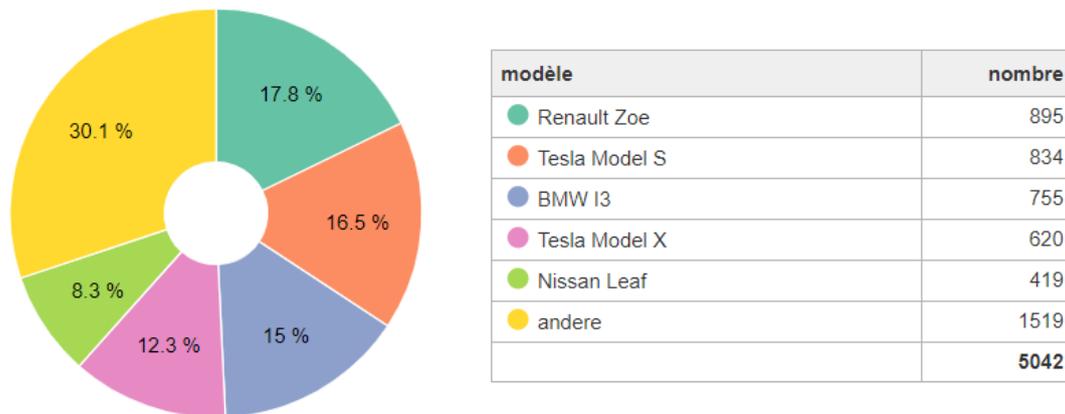


Figure 16: Statistiques de l'OFEN sur les voitures électriques les plus prisées en 2018

Le Tableau 3 liste les voitures électriques les plus vendues depuis 2018 jusqu'au premier trimestre 2019 inclus. Les propriétés des batteries ont été déterminées à partir des fiches techniques des différentes voitures.

Modèle	Nombre des ventes	Capacité de la batterie [kWh]	Tension de la batterie [V]	Recharge max [kW]
Tesla Model S	834	75-100	346	125
Tesla Model 3	1 411	65-75	346	120
Tesla Model X	620	100	346	125
Renault Zoe	1 257	41	400	43
Hyundai Kona	214	64	356	100
BMW i3	961	42	353	50
Nissan Leaf	582	40-62	400	50

Tableau 3: BEVs les plus vendues en Suisse depuis 2018 jusqu'au 1er trimestre 2019¹³

Les voitures vendues sont toutes équipées d'accumulateurs électrochimiques de type lithium-ion. Cet élément est priorisé pour la mobilité principalement à cause de sa haute densité énergétique et son poids avantageux (le lithium est le plus petit et le plus léger des éléments métalliques).

¹³ Le nombre des ventes a été comptabilisé en effectuant la somme de plusieurs graphes en secteurs fournis par l'OFEN [3], tels que la Figure 16.

Le développement de la mobilité électrique en Suisse ne cesse d'augmenter depuis 2000, passant de 754 à 14'539 en 2017. Cependant, en 2018, les véhicules 100% électriques ne représentent encore que 0,4% (19'181/4'602'688) du parc de voitures de tourisme [3]¹⁴.

4.4 Seconde vie pour les batteries de véhicules électriques

« Au bout de 6 à 8 ans, les batteries ont souvent perdu 20% de leur capacité : elles ne sont plus assez performantes pour les voitures, mais peuvent être utilisées pour d'autres usages », explique Sébastien Amichi, spécialiste automobile chez Accenture. D'après Renault, ces unités de stockage pourraient être vendues 30% moins cher que des batteries conventionnelles, ce qui permettrait de toucher davantage de clients potentiels et d'en faire un développement industriel. Renault, Nissan, BMW, Tesla offrent de nombreux exemples dans ce domaine. BMW a installé une application « second life » dans son usine de Leipzig où environ 700 batteries usagées de BMW i3 forment une ferme d'accumulateurs dans laquelle le courant des installations éoliennes de l'entreprise séjourne en stockage intermédiaire. Cette unité de stockage est intégrée au réseau électrique public [14] [15] [16].

¹⁴ Consulté le 27 juillet 2019 : <https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/mobilite-transport/infrastructures-transport-vehicules/vehicules/vehicules-routiers-parc-taux-motorisation.html>

4.5 Perspectives

Afin de limiter l'extension du réseau BT et d'optimiser la consommation propre à l'échelle du quartier, l'utilisation bidirectionnelle d'un stockage domestique ou à grande échelle peut s'avérer judicieuse. Les installations de stockage des EVs doivent également être incluses dans l'analyse [2]. Nissan et Tesla utilisent respectivement leur système Xstorage et Powerwall Powerpacks pour faire du B2G (Battery to Grid) au niveau domestique [17].

Un système unidirectionnel pour les EVs était souvent privilégié jusqu'à présent pour limiter les coûts, le poids, le volume ainsi que les pertes. Avec une pénétration élevée des EVs sur le réseau et un contrôle actif du courant de charge, ces chargeurs permettent en effet de répondre à la plupart des objectifs des services publics [18]. Les stations de charges pour les véhicules électriques sont soumises aux mêmes conditions que les récepteurs d'énergie et les accumulateurs d'énergie. Cependant, leur raccordement peut être soumis à des dispositions particulières du GRD et les installations avec plusieurs stations de recharge doivent disposer d'un système de gestion de charge (PDIE-CH 12.1) [19].

De nombreux projets pilotes portent actuellement sur l'injection dans le réseau de l'énergie des véhicules en stationnement (V2G). Cependant, ce procédé devra faire encore du chemin avant de s'imposer sur le marché. En effet, le V2G risquerait de diminuer la durée de vie des batteries (qui est fortement influencée par le nombre de cycles de charge-décharge) et il faut aussi développer des systèmes de communication ultra-rapide entre les distributeurs d'énergie et l'électronique du SSE du véhicule pour permettre un décompte des flux énergétiques correspondants. Pour convaincre les propriétaires d'utiliser leur véhicule comme « réserve tampon d'énergie », ce service devra être rémunéré.

Malgré ces défis, l'approche se développe et de nombreux projets pilotes sont mis en place. Par exemple, le siège européen de Nissan situé en France dans les Yvelines est déjà équipé d'une centaine de bornes de charge bidirectionnelle grâce auxquelles les EVs de la société peuvent échanger leur énergie avec le réseau lors des pics de consommation [20]. Le constructeur nippon a aussi lancé un tel projet en Italie avec EnelX et RSE [21]. Aux Pays-Bas et au Portugal, Renault expérimente également une flotte de Renault Zoe bidirectionnelle. La France, l'Allemagne, la Suisse, la Suède et le Danemark sont les prochaines cibles du constructeur français dont Gilles Normand, directeur EV chez Renault annonce « Nous avons choisi une technologie embarquée qui permet aussi d'optimiser le coût de la station de recharge et donc de faciliter un développement massif » [22].

Les électriciens doivent donc se préparer à une inondation des réseaux électriques par les batteries, aussi bien stationnaires que nomades.

Les scénarios imaginés dans le *Guide d'installation de systèmes de recharge pour véhicules électriques* [23] laissent bien présager de l'essor que prend actuellement le véhicule électrique. (Cf. annexe A23 : 17.23).

5 Comportement des batteries¹⁵ sur le réseau électrique

5.1 Composants d'un système de stockage

Les dispositifs de stockage sont raccordés au réseau au moyen d'une structure complexe. C'est un système complet qu'il faut prendre en compte dont la batterie fait partie. Les convertisseurs, la supervision, l'infrastructure de communication pour le contrôle-commande, les sécurités, etc. sont autant d'éléments nécessaires au bon fonctionnement d'un stockeur électrochimique. La Figure 17 montre la structure globale d'un système de stockage.

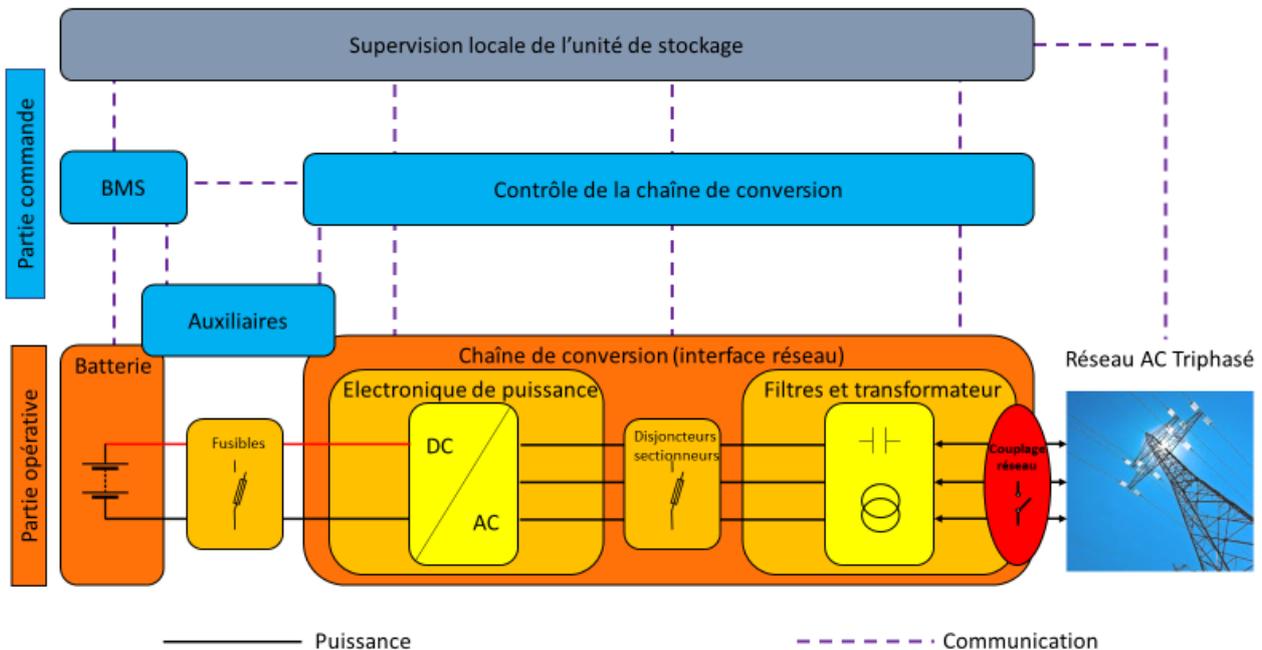


Figure 17: Schéma d'un SSE de type batterie raccordé au réseau¹⁶

Sur la figure précédente, nous distinguons dans un premier temps le dispositif de stockage d'énergie proprement dit, puis une partie sécurité sur le côté DC de l'onduleur. Ce dernier est raccordé au transformateur via un dispositif de protection de type disjoncteur-sectionneur. Les dispositifs de comptage ne sont pas représentés. La fonction du BMS étant de surveiller le bon fonctionnement de la batterie [24], c'est l'onduleur qui fournit la puissance au réseau et qui doit donc suivre les règles relatives au pilotage des installations de production d'électricité (IPE).



Figure 18: Eléments d'un SSE¹⁷

La Figure 18 illustre le schéma de la Figure 17.

¹⁵ Il faudrait plutôt parler de SSE ou Système de Stockage Electrochimique mais nous utiliserons souvent le terme « batterie » dans la suite du travail par soucis de « simplicité ».

¹⁶ L'image provient de la synthèse de différentes sources, notamment [11].

¹⁷ Source image EKZ

5.2 Normes applicables

Conformément à l'article 8, alinéa 2 de la LApEL, les gestionnaires de réseau doivent définir les exigences techniques minimales pour le fonctionnement du réseau. Ces exigences doivent être conformes à l'état actuel de la technique, ainsi qu'aux normes, réglementations et organisations techniques reconnues, notamment celles du ENTSO-E.

Les IPEs décentralisées de type convertisseur de puissance doivent suivre principalement les règles figurant dans l'image ci-dessous.

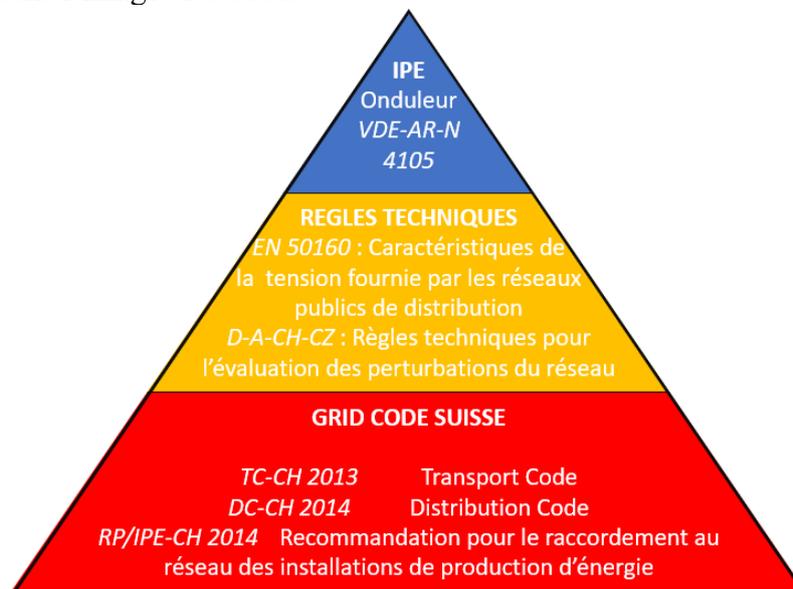


Figure 19: Règles applicables pour les IPEs reliées au réseau BT

5.3 Contribution des onduleurs de batterie aux courts-circuits

En Europe, c'est la VDE AR-N 4105 [25] qui est généralement prise en compte pour les onduleurs [26]. Cette norme donne les exigences techniques pour la connexion des générateurs et leur fonctionnement parallèle aux réseaux de distribution à basse tension. La nouvelle version de ce document technique date de novembre 2018 et a été consultée lors de ce travail.

L'article 5.7.5 de [25] stipule que :

« En raison du fonctionnement d'une installation de production d'électricité, le courant de court-circuit du réseau basse tension est augmenté du courant de court-circuit de l'installation de production d'électricité. Pour la détermination initiale du courant de court-circuit AC I_k d'un système de production d'électricité, on peut supposer les valeurs estimatives approximatives suivantes :

- pour les générateurs et les accumulateurs avec onduleurs : le courant nominal.

Si le système de production d'énergie provoque une augmentation du courant de court-circuit dans le réseau de l'exploitant du réseau au-delà de la valeur nominale, le propriétaire de la connexion et l'opérateur réseau doivent convenir de mesures appropriées limitant en conséquence le courant de court-circuit provenant du système de production d'énergie. »

Le courant de court-circuit d'un tel système de production d'énergie a généralement l'allure de la Figure 20.

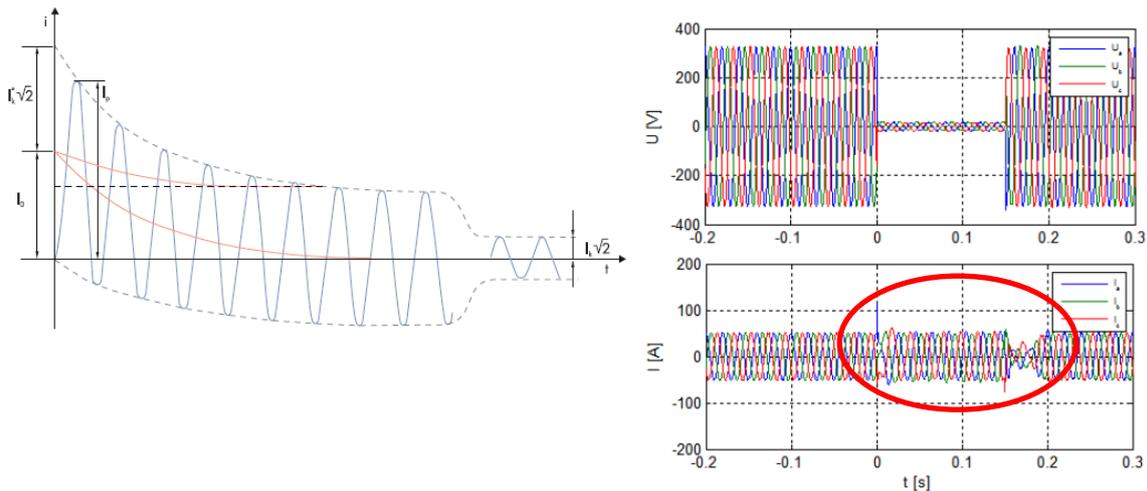


Figure 20: Réponse idéale aux creux de tension d'un générateur électrique (à gauche) et réponse réelle aux creux de tension d'un onduleur en mode de fonctionnement fault ride through (à droite) en cas de défaut (FRT).

Les onduleurs ont une réaction différente des générateurs électriques en cas de chute de tension. Une comparaison avec la réponse idéale d'un générateur électrique est donnée dans la figure ci-dessus. La Figure 21 montre le comportement FRT détaillé d'un onduleur lors d'un court-circuit (zoom de la Figure 20).

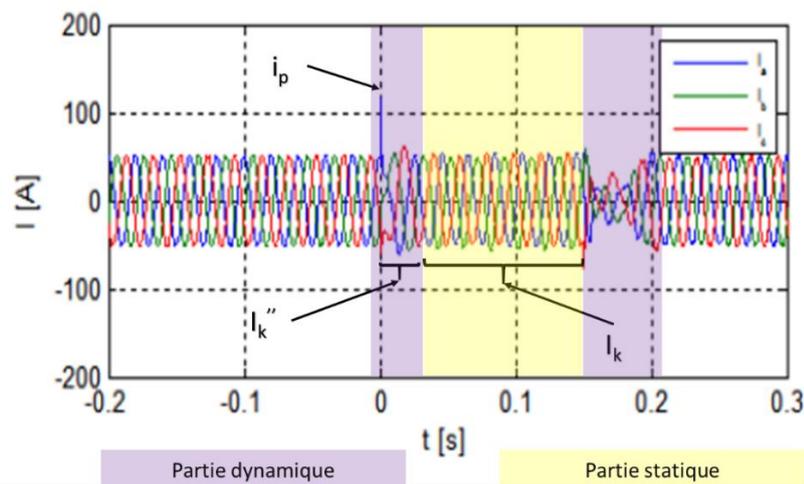


Figure 21: Comportement FRT d'un onduleur pendant un court-circuit

Pour les onduleurs de batterie utilisés dans cette étude, les valeurs du Tableau 4 ont été choisies pour les différentes valeurs de courant durant un court-circuit. Ces valeurs proviennent du fabricant allemand d'onduleur SMA (cf. annexe A16 : 17.16).

I_k''	i_p	I_k
$2,2 I_n$	$3,1 I_n$	$1,0 I_n$

Tableau 4: Valeurs du courant pendant un défaut supporté par comportement FRT de l'IPE

Pour plus de détails concernant les normes en vigueur en Suisse ainsi que le comportement en FRT des onduleurs d'IPE, prière de se référer à l'annexe A24 (17.24).

¹⁸ Valeurs données dans la déclaration du fabricant SMA Solar Technology AG, pour le comportement en court-circuit des onduleurs de type Sunny Central CP XT et Sunny Central Storage (onduleur de batterie de 500 kVA à 1 MVA). D'après les RfG (Requirements for Generators), il n'y a pas encore d'exigences de Fault Ride Through pour les générateurs de type A (de 800 W à 1 MW) [49], cependant, les constructeurs donnent souvent des exigences techniques supérieures à leur matériel car le FRT va encore faire du chemin ces prochaines années (cf. annexe A24 : 17.24).

6 Expérimentations au GridLab

Dans le but d'illustrer le comportement d'un onduleur lors d'un défaut de court-circuit sur le réseau de distribution BT, des tests ont été réalisés sur le réseau en îlotage du GridLab de la HES. Le schéma simplifié du banc de test est donné dans la Figure 22. Les détails de l'expérience se trouvent dans l'annexe A25 (17.25).

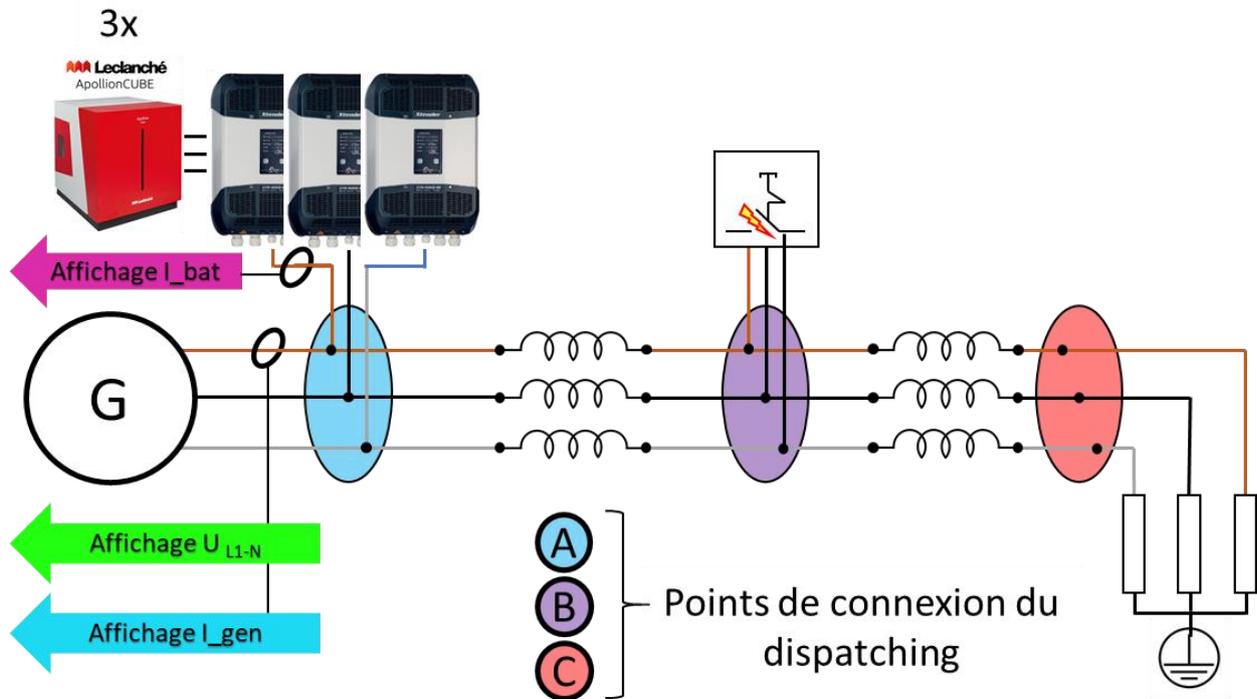


Figure 22: Schéma simplifié du banc de test

Les onduleurs utilisés sont des Xtender XTM 4000-48. Leur puissance nominale continue à 25°C est de 3'500 VA. Ces onduleurs sont indépendants l'un de l'autre et ne constituent donc pas un système triphasé à proprement parler.

6.1 Procédure de test

Deux tests ont été réalisés.

- 1 test en mode « charge » de la batterie
- 1 test en mode « décharge » de la batterie

Avant chaque court-circuit, nous avons pris les mesures de courant, tension et puissance sur les trois phases de l'onduleur au moyen de l'appareil PEL-103 POWER-ENERGY LOGGER afin de contrôler l'injection ou la consommation des batteries.

L'affichage du courant de l'onduleur et de la génératrice se fait sur un oscilloscope HDO6034A : les courants de la batterie et de la génératrice sont mesurés à l'aide de pinces ampèremétriques *LeCroy CP150* et la tension entre la phase L1 et le neutre avec une sonde différentielle *SI-9101 Pawatron*.

La génératrice est contrôlée en vitesse : celle-ci est fixée à 1500 tr/min (cf. Figure 26).

Un court-circuit triphasé franc est réalisé manuellement au point de connexion B.

Sur les Figure 23, Figure 24 et Figure 25, la forme d'onde sinusoïdale représente:

- en bleu clair : le courant du générateur sur L1
- en violet: le courant de l'onduleur sur L1
- en vert: la tension L1 - N au point d'injection

6.2 Résultats en décharge

Dans ce mode, les batteries sont une source de courant : elles injectent du courant dans la charge.

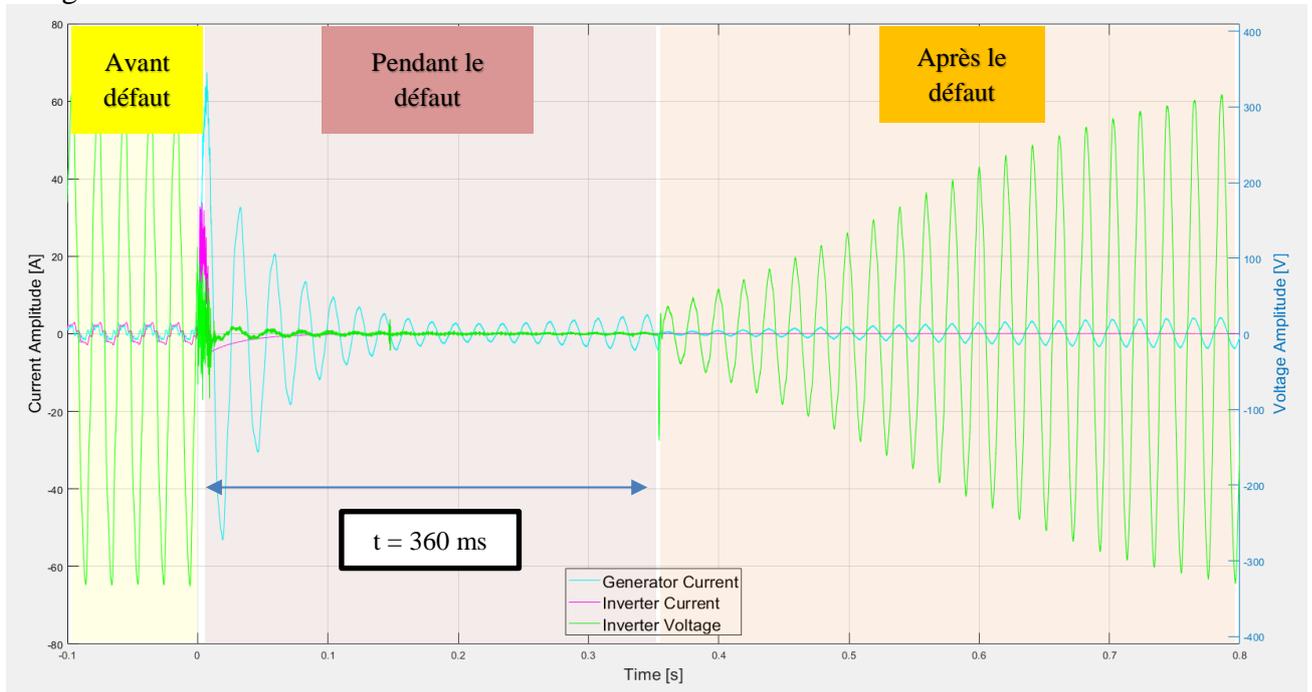


Figure 23: Détails de la tension et des courants avant, pendant et après le défaut

La Figure 24 est un zoom sur les formes d'onde du courant et de la tension de l'onduleur avant et pendant le début du défaut.

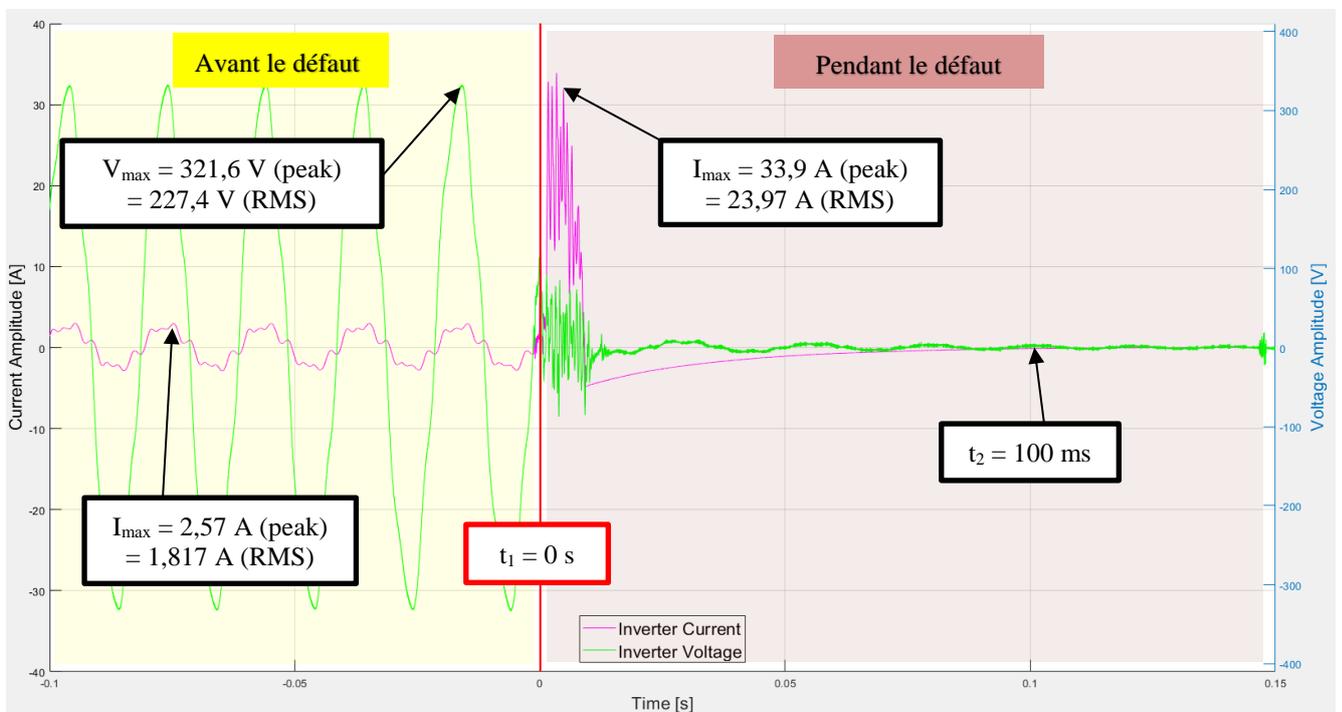


Figure 24: Courant de défaut résultant avec une injection de 382 W sur L1

- En régime permanent, l'onduleur injecte une puissance de 382 W sous une consigne de 400 W. Le courant de crête maximal est de 2,57 A (1,817 A RMS) à une tension crête de 321,6 V (227,4 V RMS).
- L'onduleur est alors court-circuité:
 - La durée du défaut est de 360 ms (Figure 23)
 - La durée du courant de défaut est de 10 ms (Figure 24)
 - L'amplitude du courant de défaut est de 33,9 A (23,97 A RMS).
 - Après 100 ms, sa valeur est nulle.

	P	V	I
Onduleur	[kW]	[V]	[A]
1	0,382	227,4	1,817
2	0,378	226,3	1,935
3	0,394	228,4	1,782

Tableau 5: Mesures en régime permanent sur les trois phases en mode injection

La puissance totale injectée dans la charge par les batteries est de 1,154 kW avant le défaut.

6.3 Résultats en charge

Dans ce cas, les batteries consomment de la puissance. La Figure 25 est un zoom sur la forme d'onde du courant de l'onduleur avant et pendant le début du défaut.

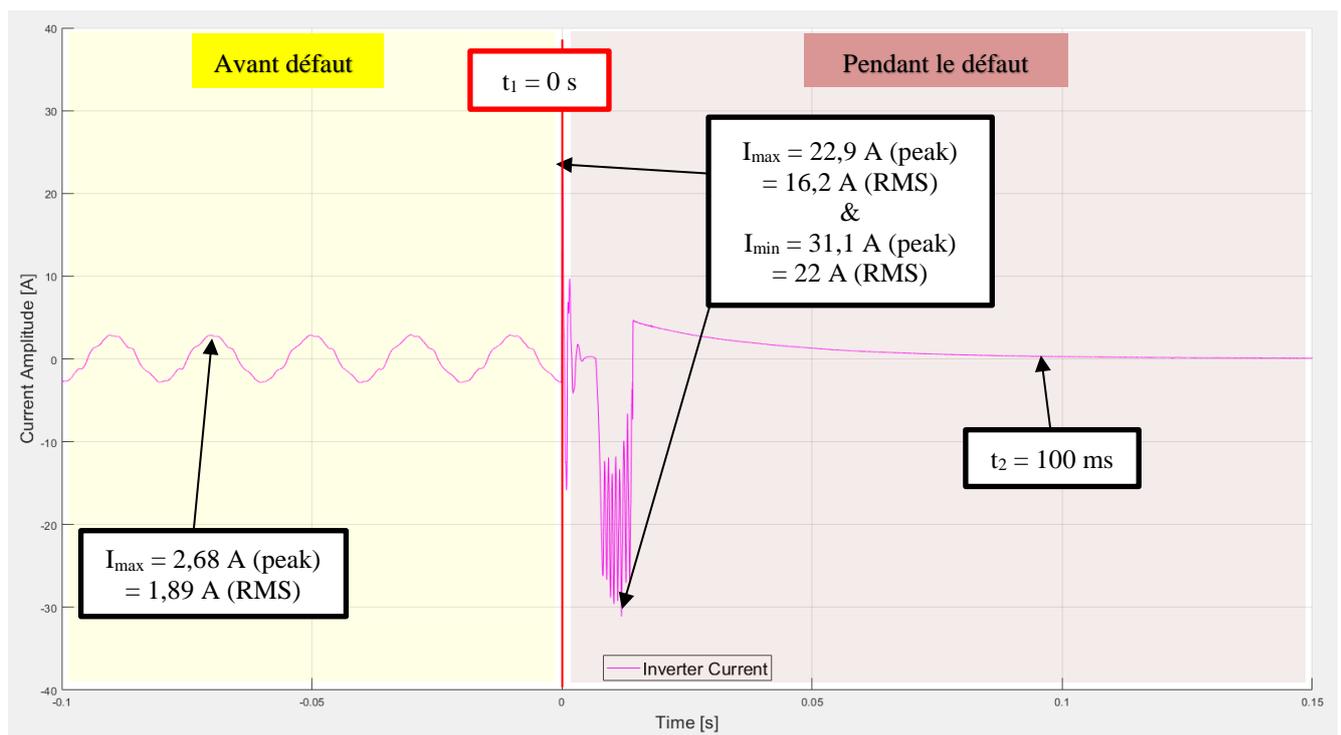


Figure 25: Courant de défaut résultant avec une consommation de 432 W sur L1

- En régime permanent, l'onduleur consomme une puissance de 432 W sous une consigne de 450 W. Le courant de crête maximal est de 2,68 A (1,89 A RMS).
- L'onduleur est alors court-circuité:
 - La durée du défaut est de 125 ms
 - La durée du courant de défaut est de 15 ms (Figure 25)
 - Le courant de défaut présente un pic positif et un pic négatif culminant à 22 A RMS (le courant est injecté puisqu'il change de sens sur la période)

- Après 100 ms, sa valeur est nulle.

	P	V	I
Onduleur	[kW]	[V]	[A]
1	0,432	237	1,899
2	0,478	236,5	1,956
3	0,468	238,1	2,035

Tableau 6: Mesures en régime permanent sur les trois phases en mode consommation

La puissance totale consommée par les batteries est de 1,38 kW avant le défaut.

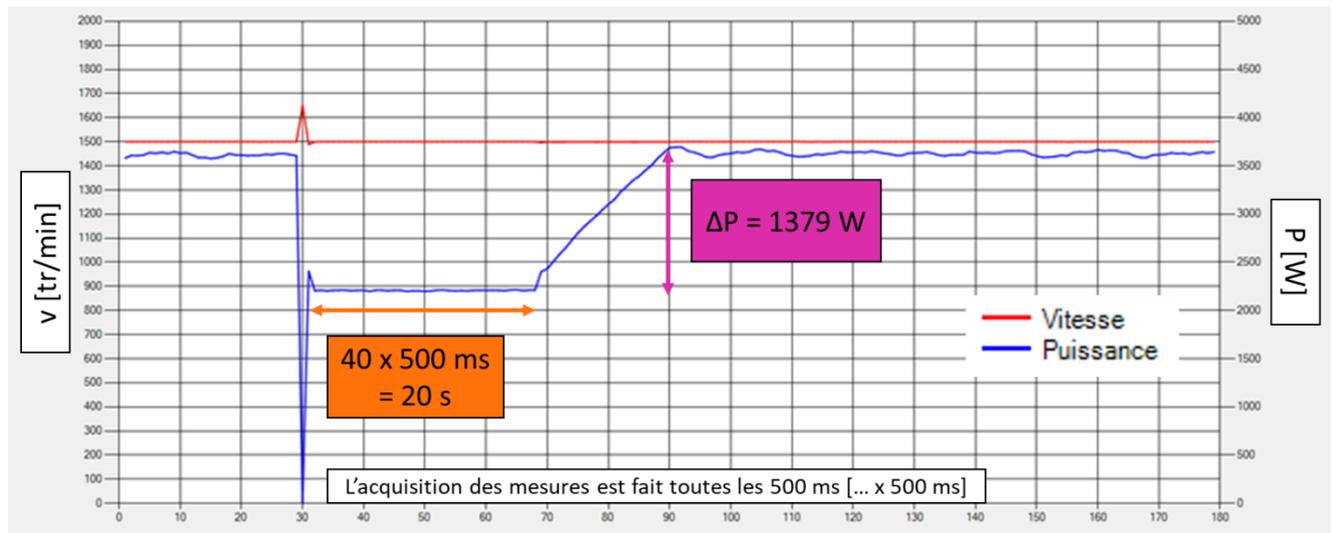


Figure 26: Vitesse et puissance de la génératrice pendant le test en mode charge

La Figure 26 montre le court-circuit en mode charge. La puissance fournie par la génératrice tombe à 0 W pendant le court-circuit, ce qui se traduit par une augmentation de sa vitesse à plus de 1600 tr/min. Les batteries sont alors déconnectées, et les onduleurs se remettent à injecter petit à petit à partir d'environ 20 s. (l'acquisition des mesures sur la Figure 26 se fait toutes les 500 ms ; on a donc une échelle en multiples de 0,5 s).

6.4 Analyse des résultats

Sachant que la puissance nominale de l'onduleur est de 3'500 VA, le courant nominal du convertisseur est de:

$$I_N = \frac{S}{U_N} = \frac{3500}{230} = 15,217 \text{ A (RMS)}$$

En mode décharge, le courant injecté lors du défaut est de 23,97 A RMS soit environ 1,5 fois le courant nominal pouvant être injecté par le convertisseur en fonctionnement normal.

En mode charge, le courant connaît tout d'abord un pic positif à 16,2 A RMS, ce qui correspond à de l'énergie consommée. Puis, le courant s'inverse dans la même période, c'est à dire que l'onduleur alimente le court-circuit pendant une durée très courte avec un pic à 22 A RMS correspondant à environ 1,4 la valeur du courant en fonctionnement nominal.

Le courant injecté en cas de court-circuit par l'onduleur répond donc bien à ce qu'on peut trouver dans la littérature : le courant de début du défaut connaît un pic pouvant aller jusqu'à plusieurs fois le courant en fonctionnement nominal (voir à cet effet le Tableau 4).

Le court-circuit est franc, l'onduleur se déconnecte du réseau et le le courant injecté par l'onduleur tend très rapidement vers 0 A après 75 – 100 ms : le comportement du Xtender XTM 4000-48 est donc conforme à ce qui est décrit dans le point 7.4.1 du manuel de l'utilisateur *Xtender, appareil combiné onduleur, chargeur de batterie et système de transfert* de Studer : « 7.4.1 : *Protection en cas de surcharge ou court-circuit* : En cas de surcharge, ou de court-circuit en sortie, l'onduleur s'arrête quelques secondes et redémarre. Si l'onduleur se trouve dans cette situation 3x de suite sur une période de 1 min, il s'arrêtera définitivement et ne redémarrera que par une commande manuelle d'un opérateur ».

La qualité du courant injecté ou consommé par l'onduleur dépend de la puissance donnée en consigne : plus elle sera élevée, plus l'onde sera sinusoïdale. Cette différence peut être remarquée sur les Figure 27 et Figure 28.

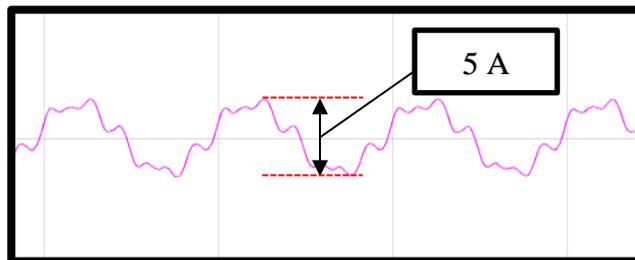


Figure 27: Zoom sur le courant de la Figure 24

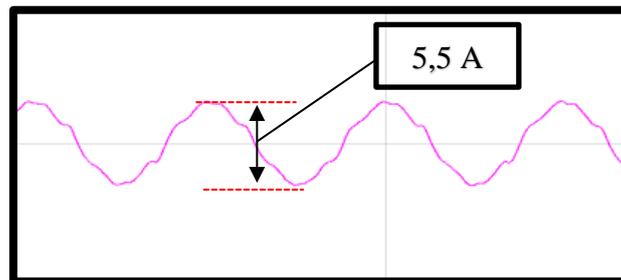


Figure 28: Zoom sur le courant de la Figure 25

Sur la Figure 27, la puissance injectée par l'onduleur est de 382 W ; quant à la Figure 28, sa valeur est de 432 W, soit une augmentation de 13%.

Il aurait été intéressant de faire des courts-circuits impédants afin de vérifier la plage de tension dans laquelle l'onduleur reste connecté. Cette partie n'a malheureusement pas pu être réalisée, faute de temps.

7 Application dans un réseau de distribution BT

Le modèle du réseau électrique BT de Laconnex a été fourni par les SIG pour la présente étude. Il s'agit d'un réseau de type radial arborescent : Figure 29 et annexe A1 (17.1).

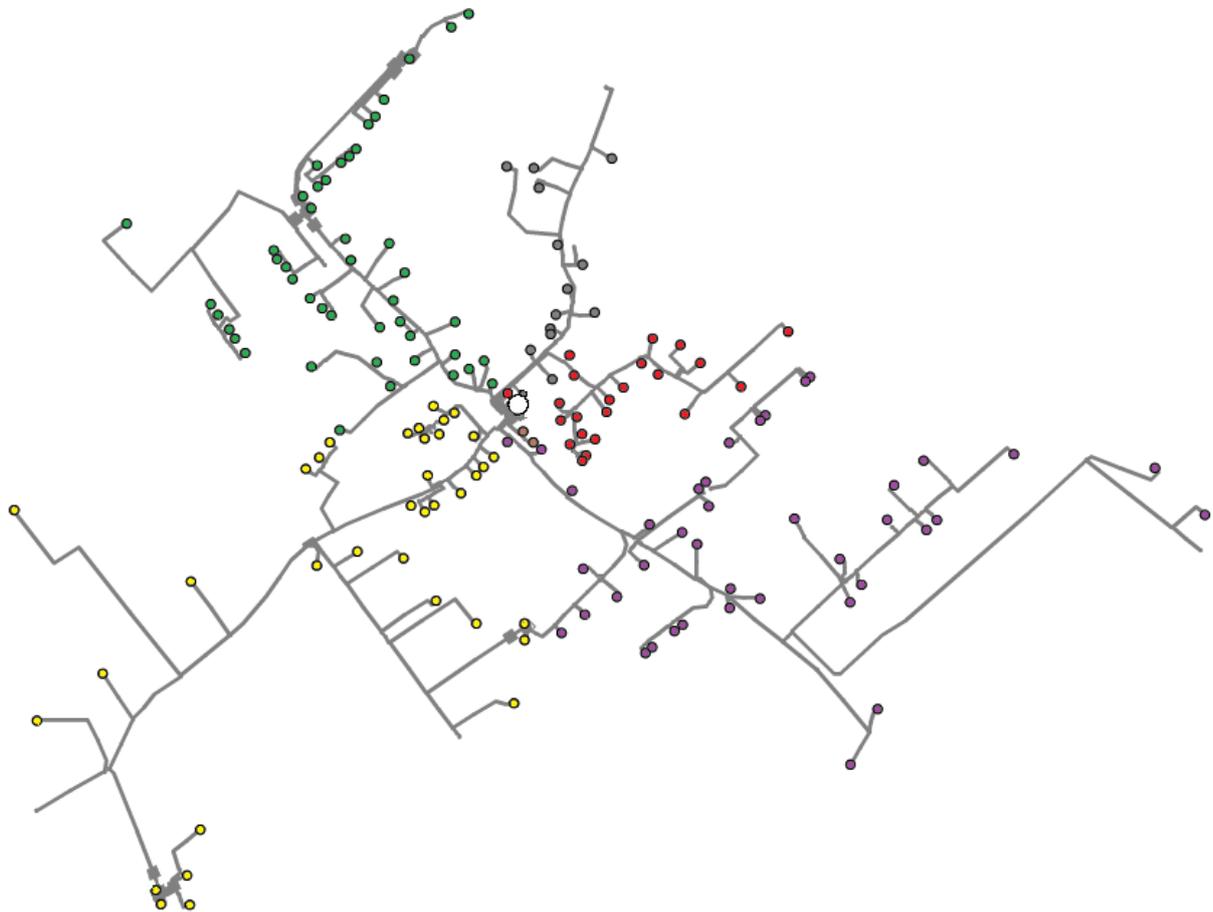


Figure 29: Réseau électrique de distribution de Laconnex

7.1 Modélisation du réseau

Les réseaux électriques actuels sont souvent trop complexes pour permettre la résolution des calculs manuellement (load flow, court-circuit...). Nous utilisons pour cela des logiciels de simulation informatique pour observer le flux de puissance, les pertes dans les lignes, les surcharges de matériel... Le logiciel utilisé ici est Power Factory de DIGSILENT (Digital SIMuLation and Electrical NeTworks calculation program) puisque le mandant utilise déjà ce programme pour ses calculs de réseau. La première partie du travail a consisté à vérifier les grandeurs du réseau électrique fourni (longueur de lignes et types, transformateur...). Ensuite, la puissance de court-circuit du point de raccordement BT a été définie. Finalement, des scénarios ont été élaborés sur une courbe de charge type du transformateur à l'horizon 2035 afin de simuler des calculs de court-circuit.

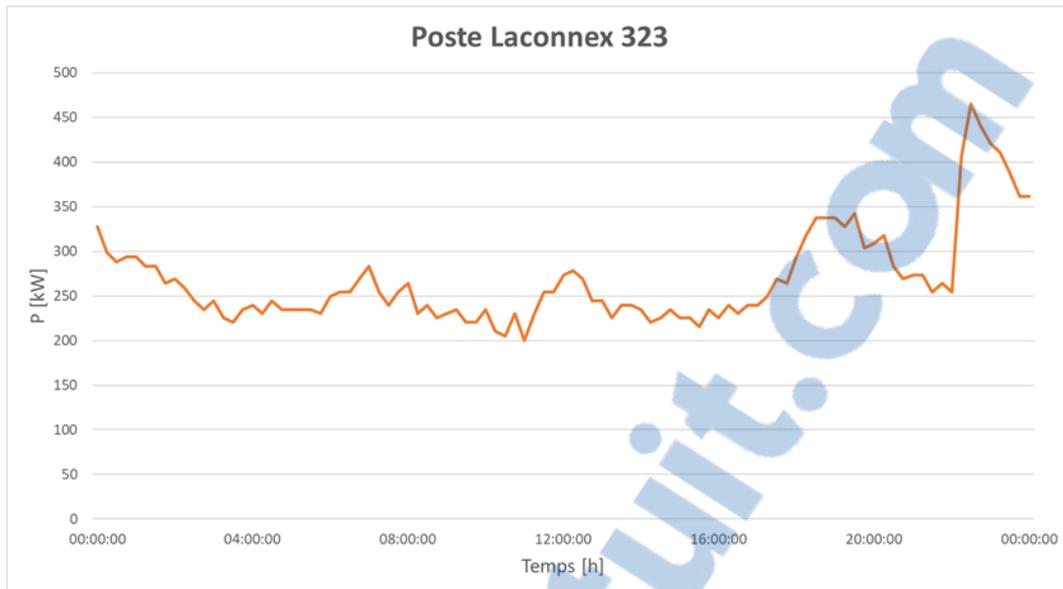


Figure 30: Courbe de charge du transformateur du 12 février 2016

La courbe de charge de base du transformateur en 2035 a été estimée à partir de celle du 12 février 2016. Quant aux niveaux de charge des différents départs, ils ont été définis à partir des relevés des compteurs annuels fourni par le mandant (Figure 30 et annexe A7 : 17.7). Les données ont été traitées en toute confidentialité. Les couleurs du tableau ci-dessous correspondent avec celles de la Figure 29.

Départ n°	1	2	3	4	6	7	TOTAL
Nombre de charges	22	14	44	34	40	2	156
Energie [kWh]	199 621	236 624	406 193	343 181	322 244	988	1 508 851
Puissance [kW]	23	27	46	39	37	0,11	172
Ratio	13%	16%	27%	23%	21%	0,07%	1

Tableau 7: Détermination des caractéristiques de charge des départs avec les données de consommation annuelles

7.2 Modélisation d'une batterie de quartier

Le système que l'entreprise des SIG se proposerait d'installer est une « Battery energy storage system PQplus » de ABB (Figure 31). Les caractéristiques en puissance et énergie de cette batterie au lithium-ion n'ont pas encore été définies.



Figure 31: ESS PQplus de ABB¹⁹

¹⁹ Image de ABB

La courbe de charge du transformateur à l'horizon 2035 pourrait bien ressembler à l'image de la Figure 32. En effet, une augmentation de la mobilité électrique et de la production PV peut occasionner des situations où :

- la charge du transformateur frôlera sa puissance nominale pendant une partie de la journée.
- un flux de puissance inverse allant de la BT vers la MT sera possible pendant les heures de pleine production et faible consommation.

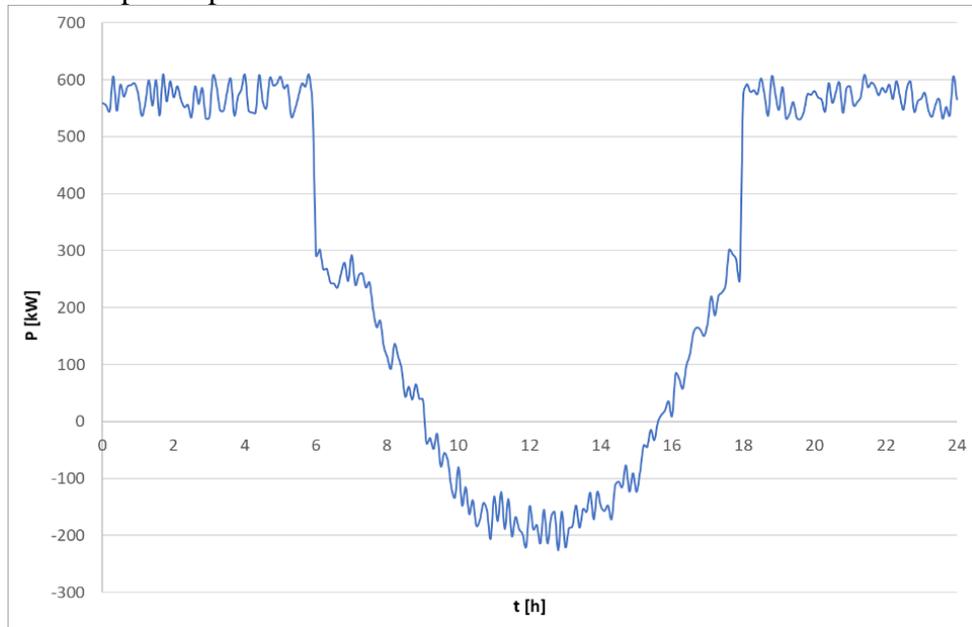


Figure 32: Courbe de charge du transformateur à l'horizon 2035 sans batterie de quartier

Les principales hypothèses permettant d'obtenir cette courbe de charge sont les suivantes :

- Charge en ruban du transformateur de 268 kW (cf. annexe A7 : 17.7).
- La production PV maximale pouvant être obtenue sur le réseau est de 502 kW, ce qui correspond à la puissance pouvant être obtenue avec une production maximale de tous les toits (cf. annexes A10 (17.10) et A11(17.11)).
- Charge en ruban des bornes de recharge lente de 302 kW de 0 à 6 h et de 18 à 24 h. (cf. annexe A12 : 17.12). Les bornes de recharge suivantes ont été installées :
 - 18 bornes de recharge à 7 kVA chacune pour une recharge de 4 h en moyenne (1 seul véhicule par borne de recharge)²⁰.
 - 3 bornes de recharge à 22 kVA (jusqu'à trois véhicules par borne de recharge).
- Charge en ruban d'une borne de recharge rapide de 43 kW de 11 h à 14 h soit 3 h.
- La courbe de charge totale du transformateur ainsi obtenue sur une journée est donnée dans la Figure 32. Cette courbe est la somme des 4 points ci-dessus.

Avec une batterie de quartier, il serait possible de :

- soulager le transformateur quand sa charge est maximale
- limiter le flux de puissance inverse remontant vers le côté MT

²⁰ D'après *Les puissances de recharge des véhicules électriques*, 5 mai 2017, http://www.ave-re-france.org/Site/Article?article_id=5883

Avec une batterie de 210 kW pour 1 MWh²¹, la courbe de charge du transformateur (Figure 32) devient la Figure 33.

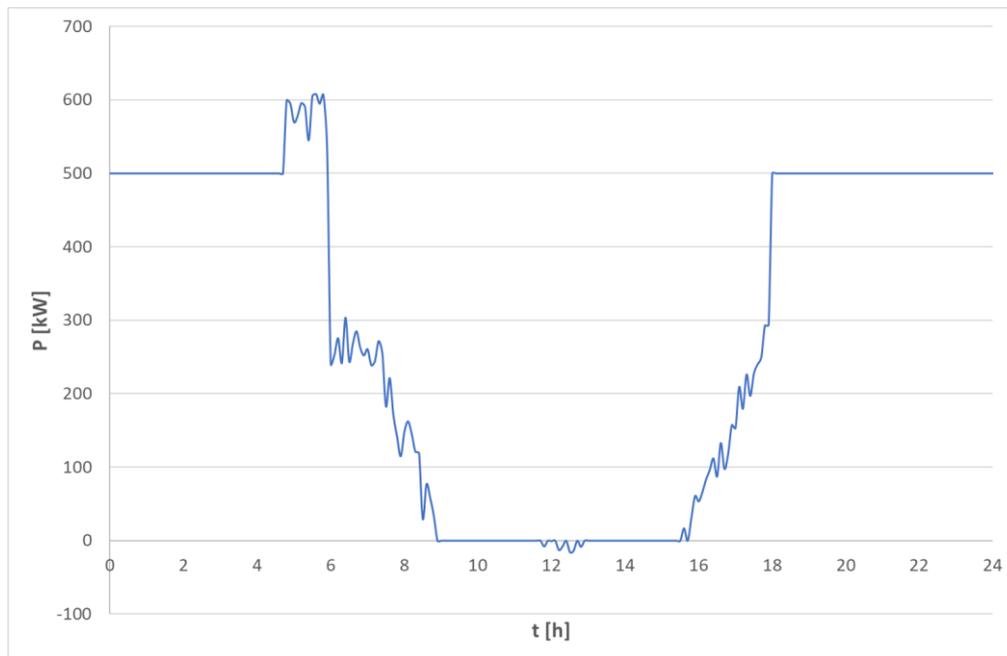


Figure 33: Courbe de charge du transformateur à l'horizon 2035 avec une batterie de quartier de 210 kW

Cette batterie permet d'annuler le flux de puissance inverse et de limiter la charge du transformateur sur une partie de la journée. Le soulagement du transformateur par la batterie peut aussi se ressentir du point de vue de la tension.

La Figure 34 montre un scénario de charge du réseau comme il a été imaginé en 2035 (cf. annexe A21 : 17.21). Sur cette image, c'est le cas de charge maximal du réseau qui est représenté. La couleur verte représente une tension de 0,98 – 1 pu. Dans les zones violettes, le niveau de tension, même s'il reste tolérable d'après [27] est en dehors du niveau admis par [28].

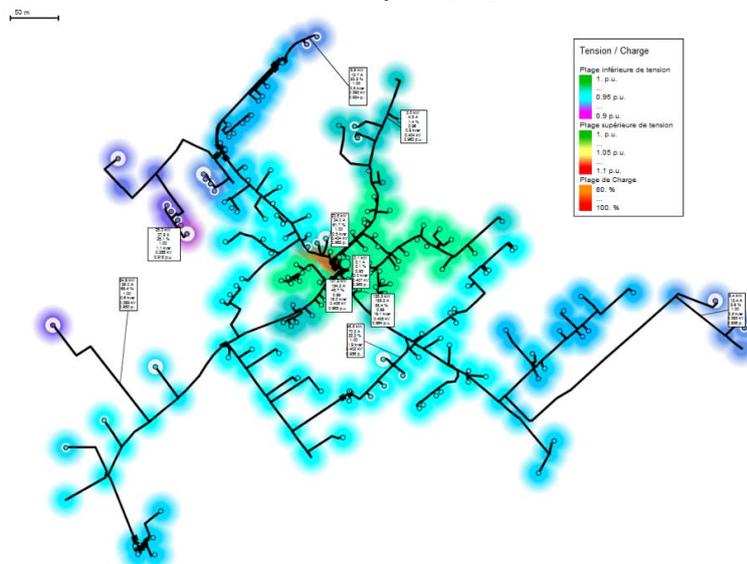


Figure 34: Calcul de load flow du scénario 2 sans batterie

²¹ Le but de ce travail n'étant pas de dimensionner une batterie de quartier, se référer aux annexes A8 (17.8) et A9 (17.9) ainsi qu'à la partie 7.4 Hypothèses et description des scénarios pour les courts-circuits. Cependant, les batteries peuvent être dimensionnées spécialement pour des applications données, voir par exemple [16].

La Figure 35 montre le même scénario de charge que la figure ci-dessus, mais avec une batterie de 210 kW injectant sa puissance nominale. Il est alors possible de vérifier que les niveaux de tension en fin de ligne rentrent à nouveau dans la plage de valeurs fixée par [28].

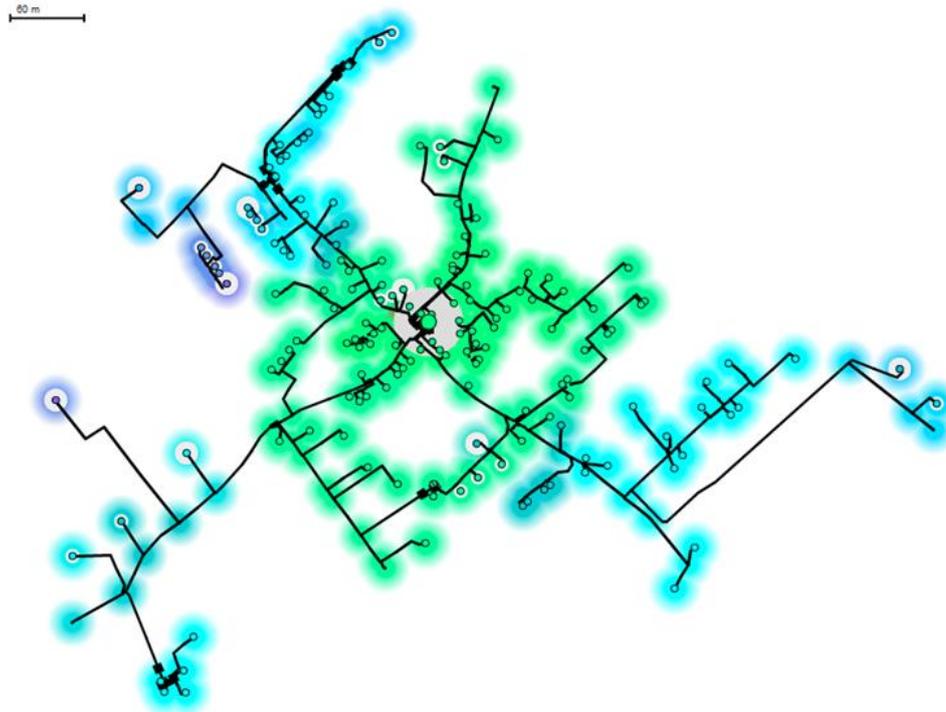


Figure 35: Calcul de load flow du scénario 2 avec batterie de 210 kW

7.3 Impacts des batteries sur la puissance de court-circuit du réseau

La puissance de court-circuit à un point de raccordement donné (notée S_{kV}) est fondamentale pour évaluer si l'installation d'une nouvelle IPE sur le réseau risque de perturber démesurément le système existant. En effet, l'apparition de nombreuses IPEs au sein du réseau BT conduit à l'apparition de nouveaux points d'injection disposant souvent d'une faible puissance mais ayant un impact sur les charges, les tensions et les puissances de court-circuit au sein du réseau. Cette grandeur, S_{kV} , sert de base pour calculer ensuite les variations de tension et de flicker (respect de la norme EN 50'160 pour la qualité de la tension), les déséquilibres de tension, et les harmoniques générées par l'installation au point de raccordement. Ces caractéristiques doivent donc faire l'objet d'une analyse.

Par exemple, si le rapport entre la puissance de court-circuit S_{kV} au point de raccordement et la puissance raccordée de l'installation d'un utilisateur du réseau S_A répond à la condition suivante :

$$\frac{S_{kV}}{S_A} \geq 150,^{22} [*]$$

une évaluation de raccordement plus poussée n'est pas obligatoire au-delà du point 6.3.1 décrit dans la DACHCZ en ce qui concerne les émissions de courants harmoniques. De tels calculs sont également utilisés pour l'évaluation de la qualité de la tension.

7.4 Hypothèses et description des scénarios pour les courts-circuits

Afin de voir l'impact des SSEs sur le réseau en cas de court-circuit, nous avons imaginé un scénario de demande électrique du quartier à l'horizon 2035. En effet, le réseau électrique va voir affluer la production décentralisée ces prochaines années avec le photovoltaïque et la mobilité électrique. La courbe de charge du transformateur de la Figure 36 montre ce à quoi l'on pourrait s'attendre dans quelques décennies sur un tel réseau.

Tout d'abord, la caractéristique de charge hivernale²³ du réseau à l'horizon 2035 a été établie. Puis, la répartition des différentes IPEs a été réalisée à partir de la stratégie énergétique 2035 du canton de Genève pour le photovoltaïque et sur les hypothèses du mandant pour la mobilité électrique. Finalement, une batterie de quartier a été dimensionnée.

La Figure 36 servira de base pour les scénarios d'opération des différents courts-circuits. Les hypothèses ayant mené à ce résultat sont répertoriées :

- Annexe A7 : Détermination de la charge du réseau (17.7)
- Annexe A8 : Modélisation de la charge du transformateur en 2035 (17.8)
- Annexe A9 : EMS utilisé dans la batterie de quartier du scénario étudié (17.9)
- Annexe A10 : Etude du potentiel solaire de la commune de Laconnex (17.10)
- Annexe A11 : Paramètres des installations PV par boîte de prise (17.11)
- Annexe A12 : Modélisation des bornes de recharge des EVs à l'horizon 2035 (17.12)
- Annexe A13 : Paramètres des batteries par boîte de prise (17.13)

²² Cette condition n'est valable que pour le niveau de réseau basse tension.

²³ C'est la période où le transformateur est le plus chargé

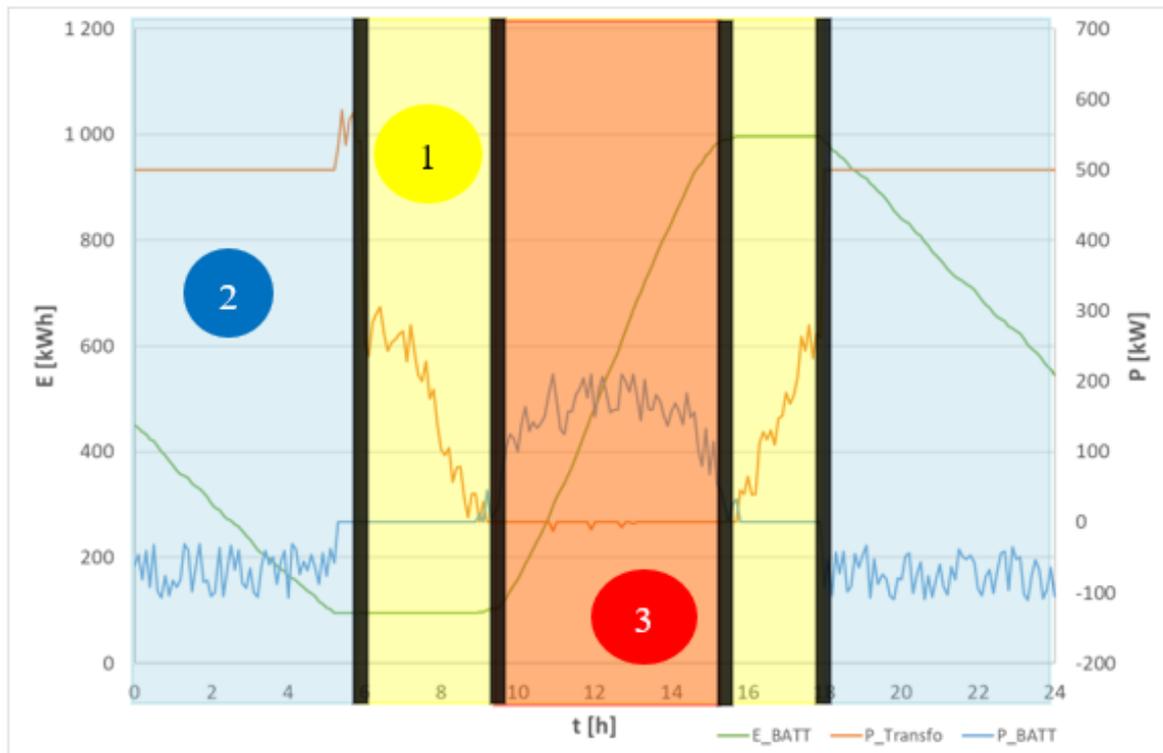


Figure 36: Répartition des scénarios d'étude sur la courbe de charge du transformateur à l'horizon 2035.

La courbe de charge ci-dessus représente une situation relativement simple pouvant être observée dans le réseau de Laconnex dans quelques années. Il aurait été intéressant d'implémenter un scénario dynamique dans Power Factory et d'effectuer des calculs de courts-circuits à différents moments de la journée. Par manque de temps, cette courbe de charge a été réalisée sur Excel et les 3 scénarios sont lancés indépendamment dans le logiciel de calcul. Les principaux scénarios critiques répertoriés sont les suivants :

- Scénario 1 : la batterie de quartier est « à l'arrêt ».
- Scénario 2 : période de nuit utilisée pour la recharge lente des EVs.
- Scénario 3 : production PV durant la journée.

Les scénarios sont classés de 1 a) (scénario quasi-actuel) et 1 b) à 2 - 3, situations plus problématiques à cause de la production décentralisée et des flux de puissance inverses. Les scénarios intermédiaires n'ont pas été traités, ni même celui où il n'y aurait pas de batterie de quartier et le flux de puissance à travers le transformateur serait négatif. Pour les scénarios 2 et 3, on part du principe que les batteries peuvent fonctionner en bidirectionnel (sinon l'étude ne ferait aucun sens). De plus, si la batterie de quartier est « à l'arrêt » (mode veille), on suppose qu'elle soutient quand même le réseau en cas de défaut. Les batteries qui se chargent contribuent aussi à alimenter le court-circuit. Une description détaillée des scénarios est donnée ci-dessous.

7.4.1 Scénario 1

Ce scénario représente les plages horaires 6-10 h et 15-18 h. Pendant la période matinale, la charge moyenne du transformateur diminue à cause de l'augmentation de l'autoconsommation de PV dans le réseau. La production n'est pas encore supérieure à la consommation. Le flux de puissance que voit le transformateur est donc traditionnel, de la MT vers la BT. La batterie de quartier est donc à l'arrêt. En fin d'après-midi, le Soleil se couche et la demande d'électricité augmente.

Scénario	Flux de puissance	Court-circuit
1	batterie de quartier inactive	batterie de quartier injecte courant de c.c.
	PV inactifs	PV n'injectent rien
	EVs inactifs	EVs n'injectent rien
	charge normale du réseau	charge normale du réseau

Tableau 8: Caractéristiques en flux de puissance et en court-circuit du scénario 1

Les schémas de principe du 1^{er} cas d'étude sont représentés dans les Figure 37 et Figure 38.

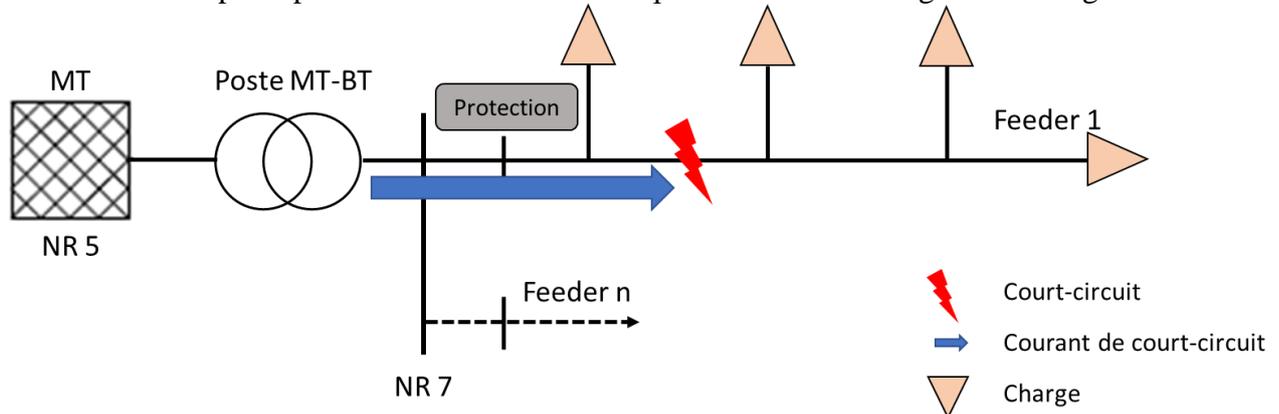


Figure 37: Scénario 1 a) : avec charges, sans IPE

La Figure 37 représente un scénario similaire à celui d'aujourd'hui, et une batterie a été ajoutée sur la barre de raccordement BT du transformateur. (Cf. Figure 38).

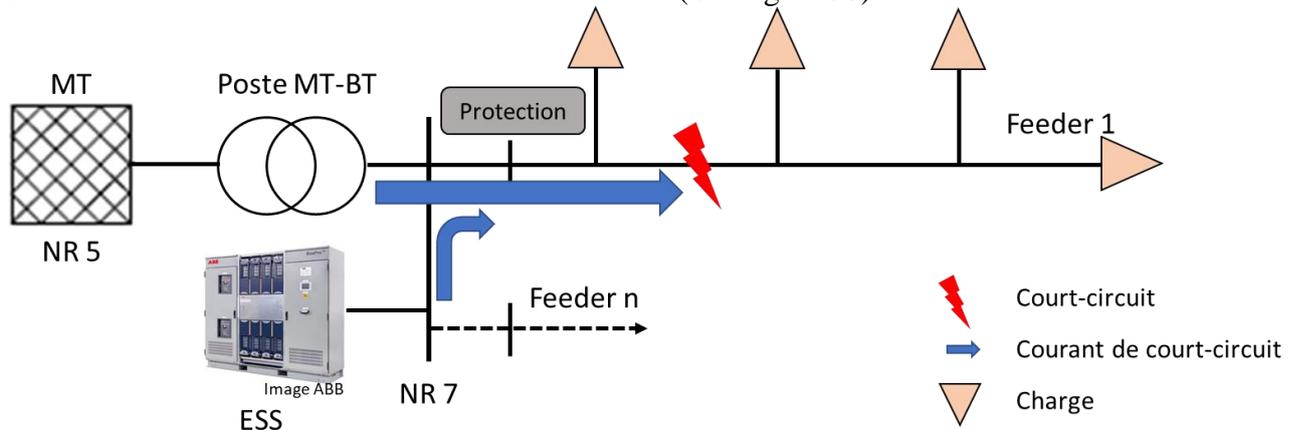


Figure 38: Scénario 1 b) : avec charges, avec ESS de quartier

7.4.2 Scénario 2

Le cas d'étude actuel concerne la plage horaire allant de 18 h du soir à 6 h du matin. Pendant cette période, le GRD effectue la recharge lente des EVs raccordés sur le réseau et la batterie de quartier est utilisée pour soulager le transformateur. Dans notre cas, le transformateur de 630 kVA est limité à 500 kW soit environ 79% de sa charge nominale.

Scénario	Flux de puissance	Court-circuit
2	batterie de quartier se décharge	batterie de quartier injecte courant de c.c.
	PV inactifs	PV n'injectent rien
	EVs lents actifs	EVs injectent courant de c.c.
	charge normale du réseau	charge normale du réseau

Tableau 9: Caractéristiques en flux de puissance et en court-circuit du scénario 2

Le schéma de principe du 2^{ème} cas d'étude est représenté dans la Figure 39. Des batteries Tesla Powerwall sont aussi représentées à la place des EVs, car leur comportement pourrait s'avérer être similaire.

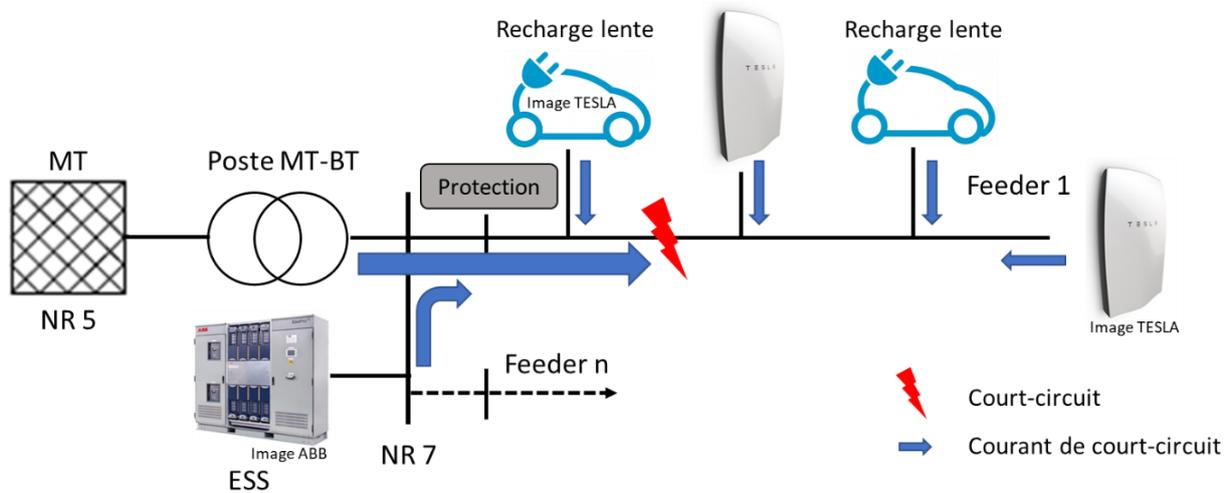


Figure 39: Scénario 2 : avec charges, ESS de quartier, et recharge lente

7.4.3 Scénario 3

Ce dernier scénario se trouve au cœur de la journée, quand la production PV bat son plein ; la batterie de quartier est donc en train de se charger, empêchant ainsi un flux de puissance inverse (de la BT vers la MT). Une borne de recharge rapide peut aussi être utilisée pendant quelques heures (de 11 h à 14 h).

Scénario	Flux de puissance	Court-circuit
3	batterie de quartier se charge	batterie de quartier injecte courant de c.c.
	PV actifs	PV injectent courant de c.c.
	EVs rapide actifs	EVs injectent courant de c.c.
	charge normale du réseau	charge normale du réseau

Tableau 10: Caractéristiques en flux de puissance et en court-circuit du scénario 3

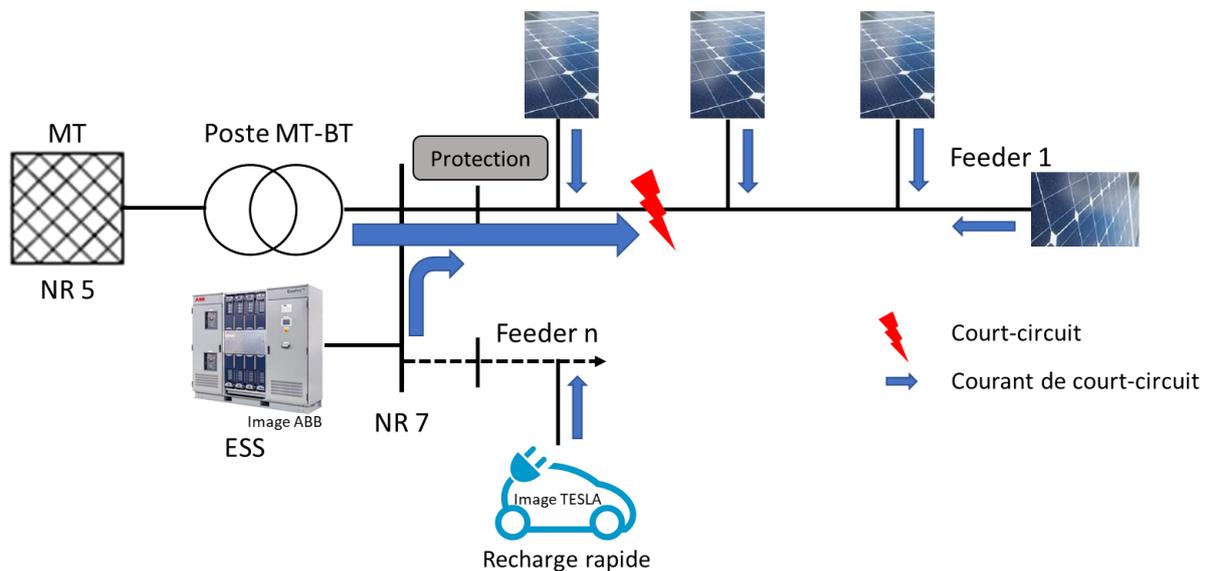


Figure 40: Scénario 3 : avec charges, ESS de quartier, PV et une borne de recharge rapide 43 kW

Pour chaque scénario, des courts-circuits vont être réalisés aux endroits ci-dessous. Les courts-circuits sont réalisés en fonction de différents critères :

- Position par rapport au transformateur
- Position par rapport aux IPEs alentours
- Les annexes suivantes peuvent aider à comprendre ces choix :
 - Annexe A17 : Caractéristiques des lignes utilisées pour les courts-circuits (17.17)
 - Annexe A20 : Détails du scénario 1 (17.20)
 - Annexe A21 : Détails du scénario 2 (17.21)
 - Annexe A22 : Détails du scénario 3 (17.22)

Les annexes 20, 21,22 donnent les résultats des load flow qui ont permis de définir les lignes intéressantes ou non pour les calculs de court-circuit.

A chaque fois, un défaut triphasé franc est appliqué au milieu de la ligne en question et les courants aux lieux du court-circuit et du poste sur les différents départs sont analysés. La méthode utilisée pour définir la conséquence d'un court-circuit est expliquée dans l'annexe A19 (17.19).

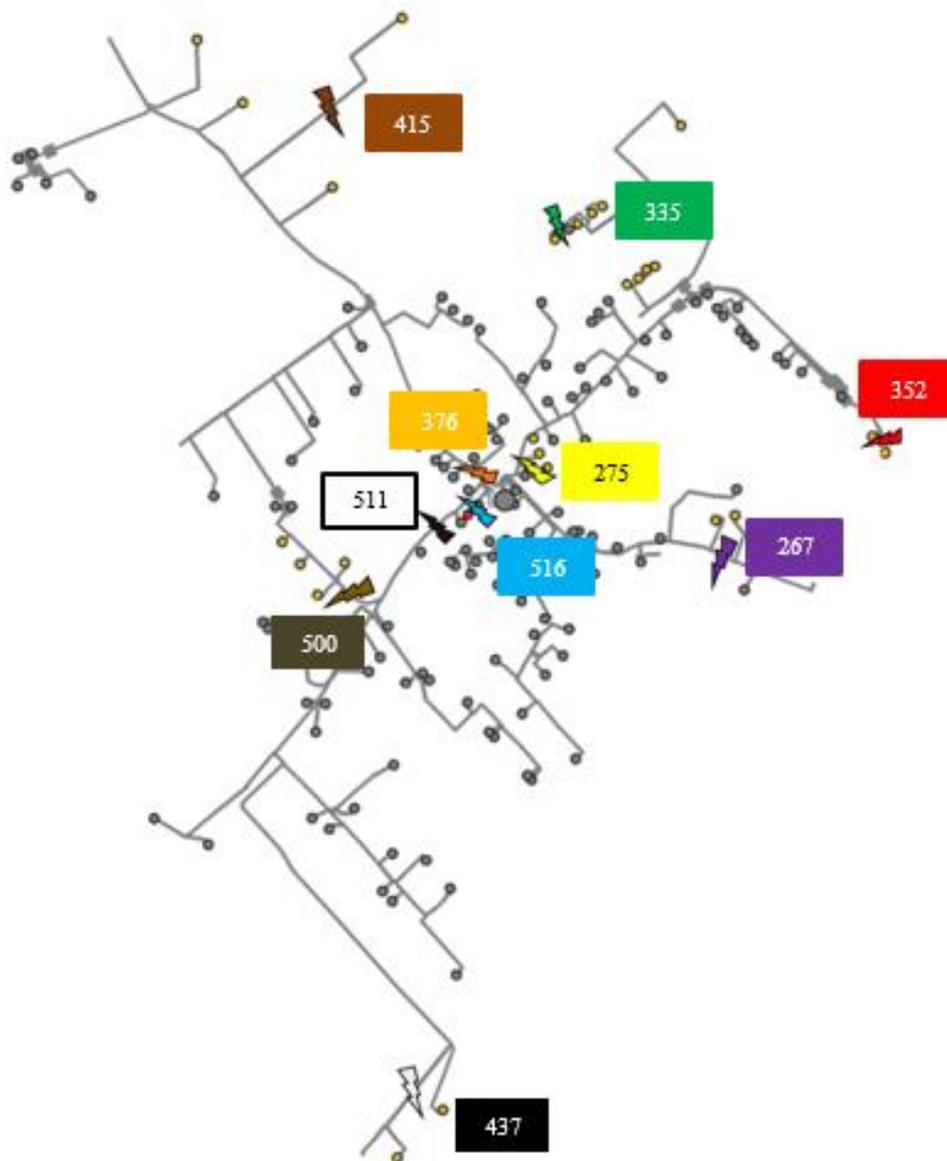


Figure 41: Localisation des courts-circuits

8 Résultats

8.1 Impact des batteries sur la puissance de court-circuit du réseau

L'impact des batteries sur le point de raccordement basse tension du transformateur a été étudié suivant les 6 cas présentés dans la Figure 42.

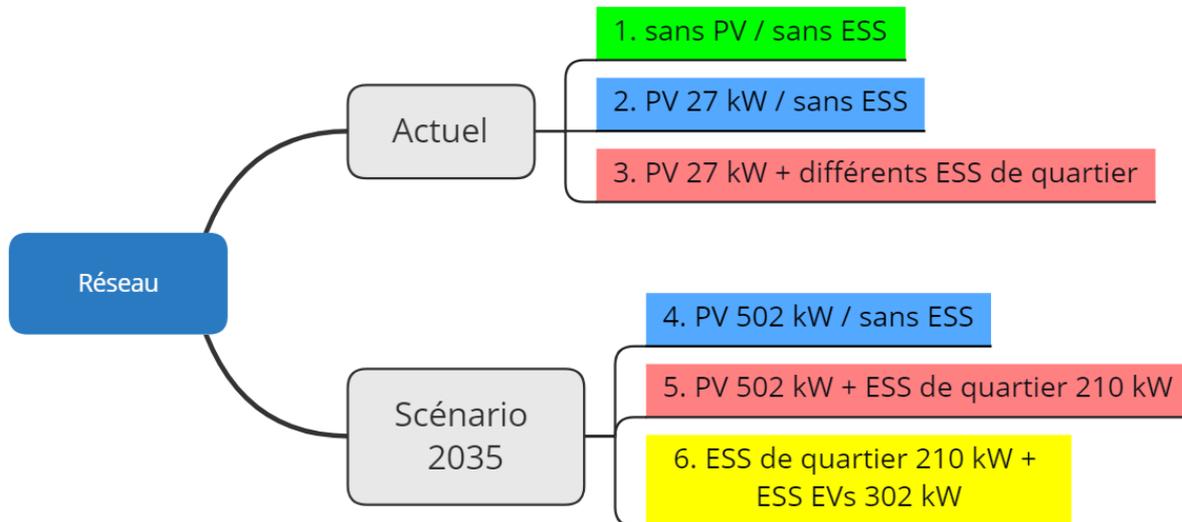


Figure 42: Cas d'étude pour l'influence des IPEs sur le point de raccordement en aval du transformateur BT

La plus grosse part de la puissance de court-circuit au point de raccordement V (jeu de barre côté BT : annexe A5 (17.5)) est donnée par le réseau amont. Les résultats obtenus sont donnés dans les Tableau 11 et Tableau 12.

	P	Skss	Ikss	ip
	[kW]	[MVA]	[kA]	[kA]
sans PV / sans batt		13,27	18,24	30,70
PV 27 kW / sans ESS		13,31	18,29	30,78
PV 27 kW + ESS de quartier	90	13,52	18,58	31,18
	180	13,72	18,87	31,59
	270	13,93	19,15	31,99
	360	14,14	19,44	32,39
	450	14,35	19,72	32,80
	540	14,46	19,88	33,02

Tableau 11: Résultats pour le cas d'étude actuel

	Skss	Ikss	ip
	[MVA]	[kA]	[kA]
PV sans ESS	14,01	19,26	32,14
PV 502 kW + ESS quartier 210 kW + ESS EVs 43 kW	14,59	20,06	33,28
ESS quartier 210 kW + ESS EVs	14,45	19,86	32,99

Tableau 12: Résultats pour le scénario 2035

Les valeurs données dans les tableaux ci-dessus sont la puissance de court-circuit initiale, le courant de court-circuit initial ainsi que le courant de court-circuit crête. C'est principalement la puissance de court-circuit S_{kss} qui nous intéresse dans ce cas, les courants sont donnés à titre indicatifs et permettraient de voir si le dimensionnement des matériels et des protections du transformateur est suffisant.

La puissance de court-circuit provenant du niveau de réseau supérieur est de 13,27 MVA (annexe A5 : 17.5). La présence d'IPEs en aval du transformateur a aussi une influence sur le point de raccordement : le courant de court-circuit au point de raccordement est augmenté du courant nominal des IPEs raccordées. Ainsi, cette puissance pourrait augmenter d'environ 10% entre les cas d'étude 1 et 5, passant de 13,27 à 14,59 MVA (Figure 42, Tableau 11 et Tableau 12).

Pour faire écho au paragraphe 7.3 *Impacts des batteries sur la puissance de court-circuit*, avec un S_{kv} de 13,3 MVA au point de raccordement V et une batterie installée de 90 kW, le rapport $[\ast]^{24}$ est de 147,8. Une telle batterie nécessiterait donc déjà une évaluation de raccordement plus poussée que le point 6.3.1 décrit dans la DACHCZ quant aux émissions de courants harmoniques. Toutes les batteries étudiées dans le poste 323 nécessiteraient donc cette investigation puisque leur puissance excède 90 kW.

Par contre, une telle analyse n'est pas nécessaire par exemple à la boîte de prise 56 où une installation solaire de 4 kW a été installée. La valeur du rapport étant de 800, il faudrait une installation de plus de 21 kW pour qu'une évaluation supérieure au 6.3.1 de la DACHCZ doive être réalisée. Les détails du calcul figurent en annexe A6 (17.6).

En se basant sur les nouveaux paramètres du réseau (charge et puissance de court-circuit), il convient donc de vérifier si le point de raccordement est encore conforme aux nouvelles exigences ou s'il doit être adapté²⁵. Si la puissance de court-circuit à un point de raccordement est trop faible, certaines mesures peuvent être appliquées²⁶ :

- Renforcement de la ligne d'amenée.
- Installation d'une amenée indépendante à partir d'un point du réseau amont où la puissance de court-circuit est plus importante.
- Remplacement du transformateur par un transformateur offrant une meilleure puissance assignée ou une tension de court-circuit plus faible.
- Raccordement à un niveau de tension supérieure.

8.2 Résultats des courts-circuits

Les résultats principaux concernant les courts-circuits étudiés dans les 3 scénarios sont présentés dans ce chapitre. Toutes les hypothèses concourant à l'obtention de ces résultats sont répertoriées à la fin du document.

- Annexe A4 : Courbe de déclenchement des disjoncteurs BTICINO ME 400 (17.4)
- Annexe A14 : Paramètres des courts-circuits dans Power Factory (17.14)
- Annexe A15 : Paramètres des onduleurs de PV dans Power Factory (17.15)
- Annexe A16 : Paramètres des onduleurs de batterie dans Power Factory (17.16)
- Annexe A17 : Caractéristiques des lignes utilisées pour les courts-circuits (17.17)
- Annexe A18 : Localisation des courts-circuits et des bornes de recharge (17.18)
- Annexe A19 : Méthode de vérification des résultats de courts-circuits (17.19)

²⁴ Pour rappel, il s'agit du rapport S_{kv} / S_A qui doit être supérieur ou égal à 150 en basse tension (chapitre 7.3)

²⁵ RP/IPE-CH 2014 (§ 4.3.2)

²⁶ D'après DACHCZ

Les résultats ci-dessous sont donnés uniquement pour les lignes court-circuitées. Au cas où le disjoncteur ne déclencherait pas tout de suite et la ligne en défaut chaufferait, les lignes en amont pourraient aussi surchauffer dans certains cas. L'étude n'a donc pas étudié l'impact du défaut sur tous les câbles alimentant le court-circuit.

8.2.1 Résultats du scénario 1

Analyse de court-circuit								Dommages thermiques	$I_{kss \text{ départ}} > I_{kss \text{ CC}}$
Lieu du défaut	Courant			Section	t_{th}	Déclenchement disjoncteur			
	I_{kss} disjoncteur	I_{kss} lieu cc	I_{th} lieu cc			$x \dots I_n$	$t_{max-min}[s]$		
Ligne n°	[A]			[mm ²]	[s]				
275	7 682	7 680	7 690	10	0,022	24,0	0,02		
	7 963	7 963	7 970		0,021	24,9	0,02		
335	2 264	2 264	2 270	25	1,604	7,1	0,02		
	2 346	2 346	2 350		1,497	7,3	0,02		
376	14 171	14 171	14 200	150	1,476	44,3	0,02		
	14 689	14 689	14 720		1,373	45,9	0,02		
500	8 048	8 048	8 060	150	4,580	25,2	0,02		
	8 342	8 342	8 360		4,258	26,1	0,02		
511	11 788	11 788	11 810	150	2,133	36,8	0,02		
	12 219	12 219	12 240		1,986	38,2	0,02		
516	8 245	8 245	8 260	25	0,121	25,8	0,02		
	8 547	8 547	8 560		0,113	26,7	0,02		

Tableau 13: Résultats des courts-circuits du scénario 1

Dans le Tableau 13, le scénario représenté en blanc est similaire à ce que nous connaissons actuellement. Il n'y a donc pas ou très peu d'IPEs sur le réseau. En beige, la batterie de 210 kW a été ajoutée. Les colonnes qui nous intéressent sont les deux dernières : la colonne « dommages thermiques » et « I_{kss} départ > I_{kss} cc » (cf. annexe A19 (17.19), *Méthode de vérification des résultats de courts-circuits* pour le détail). Nous constatons que dans l'état actuel, la ligne 275 pourrait déjà poser problème en cas de court-circuit triphasé franc. Sa durée de tenue thermique est de 22 ms. La durée de déclenchement maximale est de 20 ms, ce qui est très proche de la valeur limite. Dans cette situation, la ligne risque d'avoir assez « chaud ». La ligne 516 supporte jusqu'à 0,120 s le courant de court-circuit. Le sort de cette dernière dépendra donc de la rapidité de déclenchement du disjoncteur. Les autres lignes sont protégées.

8.2.2 Résultats du scénario 2

Analyse de court-circuit								Dommages thermiques	$I_{kss \text{ départ}} > I_{kss \text{ CC}}$
Lieu du défaut	Courant			Section	t_{th}	Déclenchement disjoncteur			
	Disjoncteur I_{kss}	Lieu cc I_{kss}	Lieu cc I_{th}			$x \dots I_n$	$t_{max-min}[s]$		
Ligne n°	[A]			[mm ²]	[s]				
267	6 782	6 826	6 840	150	6,360	21,2	0,02		
275	7 963	8 463	8 470	10	0,018	24,9	0,02		
352	2 248	2 748	2 750	10	0,175	7,0	0,02		
335	2 148	2 648	2 650	25	1,177	6,7	0,02		
415	1 396	1 580	1 580	10	0,530	4,4	0,02		
376	15 289	15 473	15 510	150	1,237	47,8	0,02		
500	8 656	8 884	8 900	150	3,757	27,1	0,02		
437	2 174	2 402	2 410	150	51,232	6,8	0,02		
511	12 690	12 918	12 940	150	1,777	39,7	0,02		
516	8 979	8 979	8 990	25	0,102	28,1	0,02		

Tableau 14: Résultats des courts-circuits du scénario 2

Les résultats du Tableau 14 nous montrent que la ligne 275 brûlera probablement. Les lignes 352, 335 et 415 sont aussi susceptibles de chauffer en cas de fonctionnement retardé du disjoncteur amont. Les autres lignes sont normalement protégées. Cependant, nous remarquons que les courants au lieu des courts-circuits sont systématiquement plus élevés que le courant au départ de la ligne. Cela s'explique par le fait que les IPEs à proximité du défaut vont alimenter

celui-ci directement, sans passer par le dispositif de protection de la ligne. Ce n'est pas le cas pour la ligne 516 puisque la borne de recharge rapide ne fonctionne pas durant cette plage horaire.

8.2.3 Résultats du scénario 3

Lieu du défaut	Analyse de court-circuit						Dommages thermique	$I_{kss \text{ départ}} > I_{kss \text{ CC}}$	
	Courant			Section	t_{th}	Déclenchement disjoncteur			
	Disjoncteur I_{kss}	Lieu cc I_{kss}	Lieu cc I_{th}			$x \dots I_n$			$t_{max-min}[s]$
Ligne n°	[A]			[mm ²]	[s]				
275	8 279	8 472	8 490	10	0,018	25,9	0,02		
335	1 696	2 529	2 540	25	1,281	5,3	0,02		
376	15 327	15 660	15 700	150	1,207	47,9	0,02		
500	8 707	8 981	9 000	150	3,674	27,2	0,02		
511	12 278	13 061	13 090	150	1,737	38,4	0,02		
516	9 005	9 148	9 160	25	0,099	28,1	0,02		

Tableau 15: Résultats des courts-circuits du scénario 3

Le Tableau 15 montre que la production photovoltaïque peut aussi poser des problèmes sur le réseau en cas de court-circuit. Dans cette situation, la ligne 275 brûlerait et la ligne 335 risquerait aussi de chauffer. Le même problème que précédemment apparaît au niveau des valeurs des courants de court-circuit permanent, l'explication est la même que dans le paragraphe ci-dessus.

8.3 Analyse des résultats

Lors d'un court-circuit dans un lieu déterminé du réseau, toutes les IPEs raccordées vont alimenter ce court-circuit, comme le montre la Figure 43. En se référant à l'annexe A18 (17.18), *Localisation des courts-circuits et des bornes de recharge*, nous pouvons vérifier que ce sont bien les bornes de recharge raccordées qui alimentent le court-circuit. Les fusibles qui pourraient se situer sur divers tronçons sont bidirectionnels et pourront donc fondre. Cependant, il est probable que le temps nécessaire à leur fusion soit supérieur à la durée de tenue thermique des câbles subissant le court-circuit (car le courant qui les traverse est peut-être trop bas pour permettre son déclenchement). Dans ce cas de figure, il faut que le disjoncteur en amont de la ligne soit apte à réagir rapidement.



Figure 43: Illustration des courants lors d'un court-circuit sur la ligne 352, scénario 2

Même si le nombre de problèmes rencontrés semble assez faible dans les cas étudiés ci-dessus²⁷, il est bon de mentionner quelques points observés avec l'augmentation des IPEs dans le réseau. Dans les tableaux de résultats ci-dessous, le scénario 1a est le scénario sans la batterie de quartier et le scénario 1b est le scénario avec la batterie de quartier.

durée de tenue thermique au court-circuit [s]				
ligne	Scénario 1 a	Scénario 1 b	Scénario 2	Scénario 3
275	0,022	0,021	0,018	0,018
335	1,604	1,497	1,177	1,281
376	1,476	1,373	1,237	1,237
500	4,580	4,258	3,757	3,674
511	2,133	1,986	1,777	1,737
516	0,121	0,113	0,102	0,099

Tableau 16: Comparaison de la tenue thermique des câbles au court-circuit

- Selon le Tableau 16, la durée de tenue thermique des câbles au court-circuit diminue en fonction du nombre d'IPEs soutenant le court-circuit. Le cas 1 a est toujours le plus favorable. Dans le scénario 1 b, la durée de résistance thermique du câble diminue, mais « sans danger » pour celui-ci puisque le courant supplémentaire est injecté par la batterie de quartier. Ce courant contribuera donc aussi à augmenter la réactivité du disjoncteur. Par contre, dans les scénarios 2 et 3, le câble résistera moins longtemps car le courant qui est la conséquence de cette diminution de résistance ne passe pas nécessairement par le disjoncteur de départ de la ligne et peut provenir d'IPEs proches.

I_{kss} disjoncteur [A]				
ligne	Scénario 1 a	Scénario 1 b	Scénario 2	Scénario 3
275	7 682	7 963	7 963	8 279
335	2 264	2 346	2 148	1 696
376	14 171	14 689	15 289	15 327
500	8 048	8 342	8 656	8 707
511	11 788	12 219	12 690	12 278
516	8 245	8 547	8 979	9 005

Tableau 17: Courant de court-circuit initial et permanent traversant le disjoncteur

I_{kss} lieu du court-circuit [A]				
ligne	Scénario 1 a	Scénario 1 b	Scénario 2	Scénario 3
275	7 680	7 963	8 463	8 472
335	2 264	2 346	2 648	2 529
376	14 171	14 689	15 473	15 660
500	8 048	8 342	8 884	8 981
511	11 788	12 219	12 918	13 061
516	8 245	8 547	8 979	9 148

Tableau 18: Courant de court-circuit initial et permanent au lieu du court-circuit

- Les Tableau 17 et Tableau 18 montrent que les courants de court-circuit au lieu du défaut et traversant le disjoncteur de protection de la ligne augmentent avec le nombre d'IPEs soutenant le court-circuit. La comparaison ligne à ligne et colonne à colonne pour les Tableau 17 et Tableau 18 montre clairement que la protection du départ de la ligne ne verra pas passer tout le courant de court-circuit.

²⁷ Le nombre de lignes qui risquent de brûler est finalement assez faible puisque les courants de court-circuit sont suffisamment élevés pour faire déclencher le départ en question très rapidement.

Il est intéressant de se pencher en détail sur quelques courts-circuits. Les Figure 44 et Figure 45 montrent les courants transitant au niveau du jeu de barre BT lors d'un court-circuit très éloigné (Figure 44) et très proche (Figure 45).

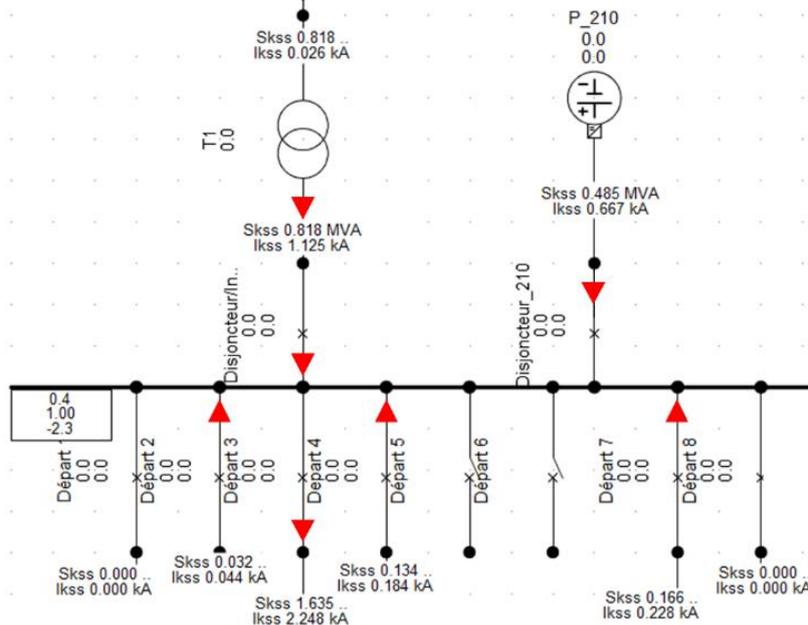


Figure 44 : Courants de défaut sur les départs BT avec un court-circuit sur la ligne 352 (scénario 2)²⁸

Avec un défaut éloigné du transformateur (ci-dessus), la contribution du réseau amont au court-circuit est relativement faible. La plus grosse contribution au courant de défaut provient des IPEs branchées sur le réseau. Sur les départs 2, 4 et 7, il y a un flux de courant inverse. Les disjoncteurs de ces lignes pourraient donc se déclencher inutilement en raison du courant de défaut qui a contribué au court-circuit de la ligne du départ 3.

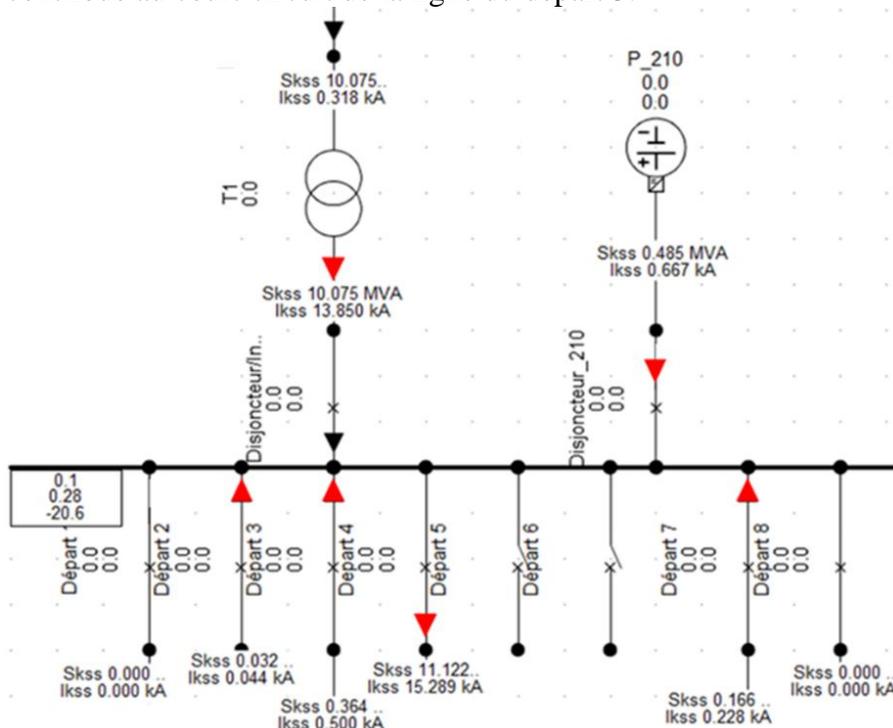


Figure 45: Courants de défaut sur les départs BT avec un court-circuit sur la ligne 376 (scénario 2)²⁹

²⁸ (cf. Figure 43)

²⁹ (cf. Figure 41)

Avec un défaut relativement proche du transformateur (Figure 45), la contribution du réseau amont au courant de court-circuit est sensiblement plus importante. Dans ce cas d'étude, il est intéressant de constater que le courant inverse sur la ligne 3 est de 500 A : il est donc fort probable que le disjoncteur déclenche de façon intempestive.

Le document [4] montre qu'une autre anomalie peut apparaître sur le réseau si le nombre d'IPEs en aval d'un départ est trop important. Les Tableau 17 et Tableau 18 avaient déjà permis d'entrevoir ce problème. Cependant, le nombre et la puissance des IPEs installées dans les scénarios étudiés n'ont pas été suffisants pour détecter un tel problème : la présence de DG³⁰ en aval entraîne une réduction de la contribution du courant traversant le disjoncteur de départ, et par conséquent, le défaut peut ne pas être éliminé : la ligne peut donc brûler sans que le dispositif de protection ne s'en aperçoive. Un tel défaut aurait pu être observé sur la ligne 415, si le disjoncteur avait été un *Module Sace N400* avec déclenchement magnétique de 5 à 10 fois le courant de réglage. Dans une telle configuration, la durée de résistance thermique avec un courant de court-circuit maximal de 1'580 A au lieu du court-circuit est de 530 ms. Le disjoncteur ne voit qu'un courant de 1'396 A et ne déclenche pas suffisamment rapidement (temps minimum de 3 s et maximal de 12 s), cf. annexe A26 (17.26).

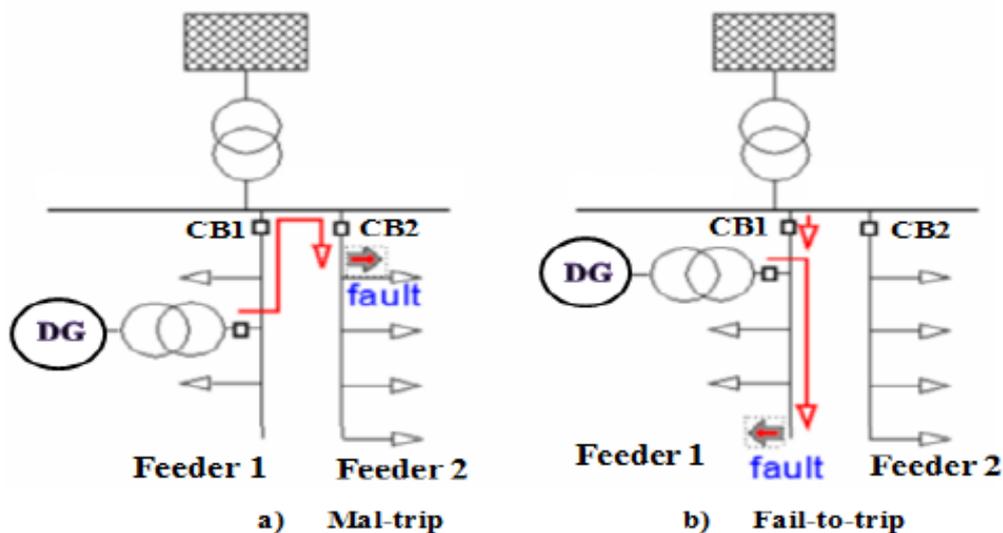


Figure 46: Déclenchement intempestif du départ 1 lors d'un défaut en amont (à gauche) et non-déclenchement lors d'un défaut en aval (à droite) [4]

Dans le réseau BT de Laconnex, les boîtiers C 483, C883, C884 et C 1'083 sont prévus pour installer des fusibles. Les IPEs peuvent aussi venir perturber la coordination jusque-là assurée par les couples fusible - disjoncteur, comme le montre la Figure 47 : le courant de défaut traversant le disjoncteur n'est fourni que par la sous-station, alors que le courant de défaut traversant le fusible est la somme des courants du DG et de la sous-station. L'augmentation du courant de défaut circulant dans le fusible pourrait être suffisante pour faire fondre le fusible avant le fonctionnement du disjoncteur [4].

³⁰ Génération Distribuée

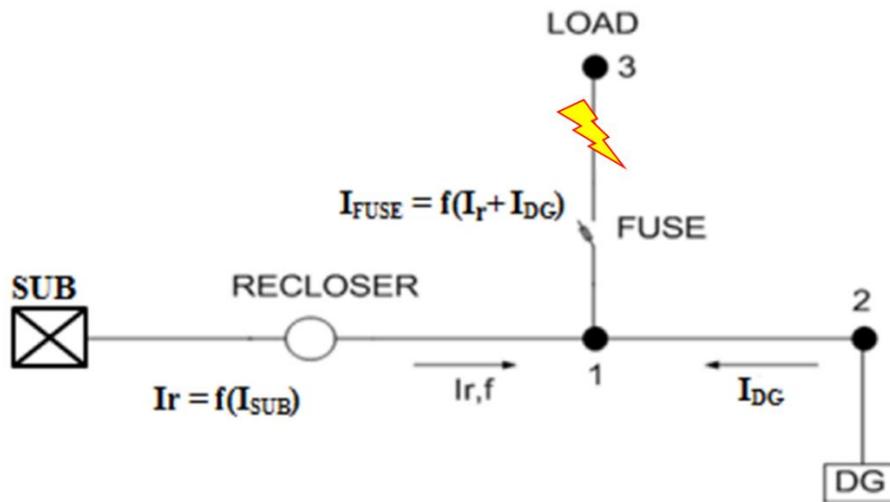


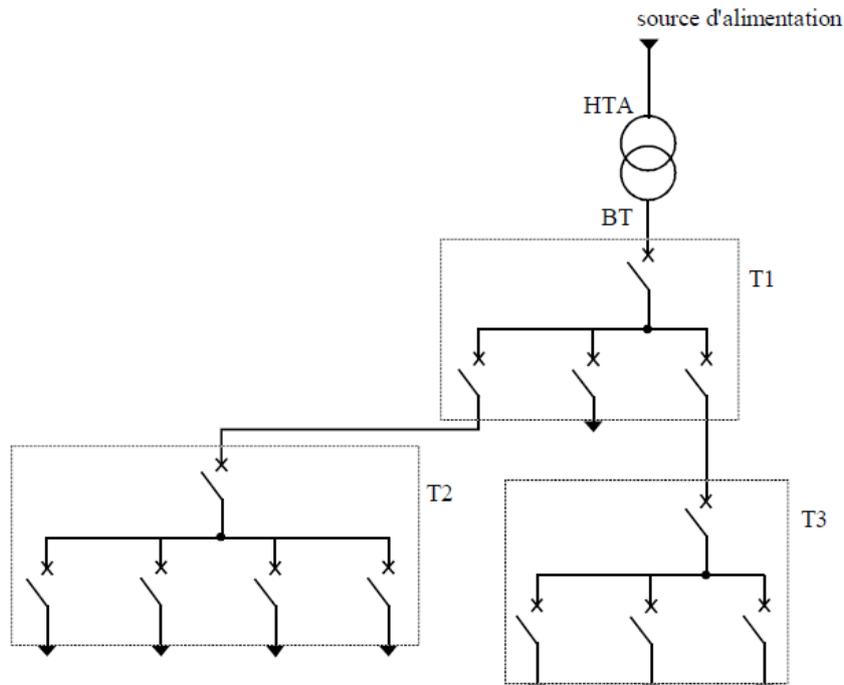
Figure 47: Réseau avec génération intégrée [4]

Les simulations ont donc permis de montrer que la fiabilité du réseau de distribution peut être réduite avec une augmentation significative des IPEs. Les problèmes suivants ont été identifiés :

- Courant remontant une branche pour alimenter le défaut d'une autre branche (Figure 45 et Figure 46 a) : le dispositif de protection détecte un défaut alors que celui-ci se trouve en dehors de sa zone de protection et déclenche inutilement.
- Le disjoncteur du départ de la ligne ne voit pas tout le courant de défaut : il peut donc ne pas se déclencher en cas de défaut en aval si une IPE est connectée (Figure 46 b) et cas d'étude observé sur la ligne 415, avec un disjoncteur *Module Sace N400*.

9 Stratégies de protection

Le réseau de distribution basse tension (BT) présente généralement une structure de type radial arborescent comme dans la Figure 48. Il est possible d'alimenter des boîtiers de prises BT avec plusieurs alimentation avec ou sans couplage.



31

Figure 48: Alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation

Ce type de système de distribution conventionnel était prévu pour un flux d'énergie monodirectionnel : de la source vers les charges. Les organes de protection utilisés sur les lignes d'alimentation pour détecter les défauts et protéger les équipements sont généralement des fusibles ainsi que des disjoncteurs thermomagnétiques. Chaque élément de protection doit couvrir la zone qui se situe en dessous de lui pour isoler uniquement la zone défectueuse et maintenir les parties saines du réseau sous tension en cas de défaut [4]. En principe, la coordination de ces deux dispositifs permet un bon fonctionnement du réseau BT.

L'inondation des nouvelles IPEs sur le réseau radial conventionnel pose de nouveaux problèmes au niveau de la coordination entre les dispositifs de protection. Les protections contre les surintensités sont conçues pour un flux de courant allant depuis le transformateur vers les charges. Cette hypothèse n'est donc plus valable lorsque des IPEs sont intégrées un peu partout sur le réseau.

Dans les futurs systèmes de distribution actifs, le type de protection dépendra de la situation de la production distribuée et de sa localisation dans le réseau, car la pénétration de la production distribuée peut modifier la configuration du réseau. Les principaux défauts ont été identifiés dans le chapitre 8.3 : il s'agit principalement de déclenchements intempestifs :

³¹ HTA représente une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV ; BT est une tension composée comprise entre 100 V et 1'000 V. Source Schneider Electric, *Les architectures de réseaux*

- A. Soit qu'un dispositif déclenche alors qu'il ne devrait pas.
- B. Soit qu'un dispositif ne déclenche pas alors qu'il devrait : il peut y avoir des dégâts sur les matériels.

9.1 Solutions traditionnelles

Cette solution viserait à supprimer le problème A ci-dessus et se passe de tout moyen de communication. Elle consiste soit à :

- Augmenter la section du câble en question : l'impédance de défaut est ainsi diminuée et le courant de court-circuit vu par la protection du départ de ligne augmente.
- Modifier la courbe de déclenchement du disjoncteur.
- Combiner ces deux solutions.

Avec ces deux issues, le problème A ne serait pas pour autant résolu.

Un tel renforcement du réseau est compliqué :

- Les travaux administratifs causés par ces projets peuvent être conséquents, et les délais de temps occasionnés ne sont pas toujours négligeables.
- Les renforcements nécessaires sont une charge de travail non négligeable et s'ajoutent aux travaux de maintenance et de développement du réseau normaux [29].

9.2 Solutions Smart Grid

Chaque fois qu'une analyse de défaillance est réalisée pour le futur réseau intelligent, les EVs et les SSEs devraient être systématiquement intégrés dans le système pour avoir une image claire des conséquences engendrées au niveau des dispositifs de protection. En fonction des types d'anomalies rencontrées les exemples de mesures suivantes pourraient être prises :

- Mesures directionnelles des courants au niveau des disjoncteurs de départ des lignes, dans le poste MT-BT afin de supprimer le défaut de type A (chapitre ci-dessus : 9A *Stratégies de protection*).
- Un ordre de déclenchement de la protection donné par la sous-station est transmis au disjoncteur de l'installation de production par la liaison de communication afin de supprimer un défaut de type B (Figure 49).

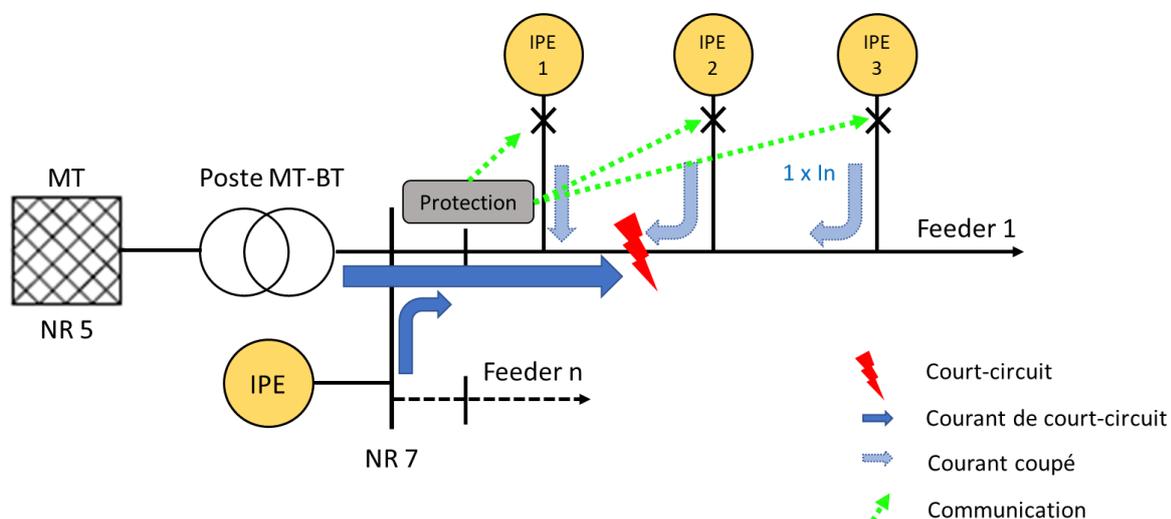


Figure 49: Solution de déclenchement à distance

Le schéma de la Figure 49 est inspiré de [5].

Une telle solution nécessiterait d'installer des points de mesure du courant dans les endroits critiques du réseau.

Dans [4], les EVs et les accumulateurs d'énergie sont utilisés comme mesures correctrices pour confiner le flux de courant de court-circuit fourni par les IPEs sur le réseau 400 V. Le courant de court-circuit est consommé par les batteries installées localement dans les maisons. Dès lors, le flux de courant de court-circuit vers le réseau MT (cf. annexe A27 : 17.27) ou vers les départs latéraux adjacents peut être considérablement réduits. Les EVs et les SSE permettraient ainsi d'avoir un flux d'énergie continu vers le côté aval du transformateur, ce qui pourrait éviter des déclenchements intempestifs et des fonctionnements indésirés.

Le système proposé, qui prévoit une programmation appropriée des onduleurs de batteries, des fusibles et de la coordination des disjoncteurs, permettrait d'utiliser l'infrastructure actuelle du réseau et ainsi de limiter les coûts de développement du réseau ([4] et chapitre 9.1 *Solutions traditionnelles*). Avec un tel système, il faudrait mettre à jour le calibre des fusibles et les réglages des disjoncteurs au fur et à mesure d'une pénétration des IPEs sur le réseau.

10 Conclusion

Avec une pénétration grandissante des batteries connectées aux réseaux, de nombreux questionnements apparaissent. L'intégration et l'exploitation de ces systèmes répartis un peu partout dévoilent des soucis tels que l'inversion du flux de puissance, le déséquilibre de tension, la modification des puissances de court-circuit, etc. La stabilité du réseau traditionnel peut donc souffrir en passant d'un modèle « passif »³², à un modèle « actif »³³.

Lors de l'électrification du monde connu, de tels systèmes n'étaient pas prévus, et encore moins leur développement actuel et futur. Il était donc nécessaire d'étudier l'impact que peuvent avoir ces systèmes de stockage sur la dynamique du réseau en court-circuit afin de se préparer au mieux à l'avenir et d'éviter ainsi d'éventuels problèmes. Le réseau électrique de Laconnex a servi de base pour cette étude, sous le mandat des Services Industriels de Genève.

Après un état de l'art des batteries les plus souvent branchées à un réseau de distribution basse tension, l'interface entre l'accumulateur et le réseau, appelée couramment onduleur, a fait l'objet d'une étude approfondie : les normes ont permis de définir son comportement en cas de court-circuit sur le réseau. Des tests ont aussi été réalisés sur les installations du GridLab afin de mieux comprendre comment réagit l'électronique de puissance du convertisseur de courant dans un cas de court-circuit extrême.

L'étude d'impact des batteries sur la dynamique du réseau en court-circuit a été réalisée avec le logiciel PowerFactory. La courbe de charge du réseau fourni par le mandant fut ensuite imaginée à l'horizon 2035, grâce à la stratégie énergétique du canton de Genève et aux demandes du mandant : une batterie de quartier est installée pour soulager le transformateur. Des courts-circuits sont alors réalisés sur les endroits critiques du réseau à différents moments de la journée en fonction des batteries branchées (3 scénarios de court-circuit ont été réalisés).

La simulation des 3 scénarios révèle qu'avec une pénétration importante des installations de production d'énergie renouvelable :

- Le transformateur connaîtra des situations de surcharge et de flux de puissance vers le niveau de tension supérieure.
- Les niveaux de tension en bout de ligne lors de la recharge des véhicules électriques pourront se situer en-dessous des valeurs autorisées dans la norme.
- Les bornes de recharge rapide sont des consommateurs qui peuvent influencer notablement l'état de charge des lignes et doivent donc faire l'objet d'une attention particulière lors de la planification de l'exploitation future du réseau.
- Dans un cas de grande production PV et faible consommation sur le réseau, certains niveaux de tensions pourront se situer au-dessus des valeurs autorisées dans la norme.
- La fiabilité du réseau peut être réduite avec une augmentation significative des batteries. En effet, un défaut de court-circuit peut provoquer des déclenchements intempestifs de certaines branches ou l'effet « blinding » dans des cas plus rares.

Il sera donc nécessaire de prendre certaines mesures afin de limiter l'impact d'une telle situation.

³² Flux de puissance monodirectionnel : des niveaux de plus haute tension vers les niveaux de tension plus faible

³³ Où les consommateurs deviennent aussi des producteurs

Les concepts de protection « smart grid » proposés visent à développer la communication dans le réseau afin de limiter l'impact négatif que pourraient avoir les batteries. Dans une étude réalisée au Royaume-Uni, les batteries sont utilisées afin d'absorber du courant lors des courts-circuits [4].

11 Perspectives

L'étude accomplie a permis d'obtenir une bonne vision des problèmes subséquents au développement des installations de production d'origine renouvelable réparties dans les réseaux de distribution à basse tension.

Cependant, chaque fois qu'une analyse de défaillance sera réalisée pour le futur réseau intelligent, des systèmes de stockage devraient être systématiquement intégrés dans le système pour avoir une image claire des conséquences engendrées sur la stabilité du réseau. Les batteries sont utilisées actuellement pour de nombreuses applications louables : consommation propre, alimentation de secours, autarcie, etc. Avec une adaptation « smart » des réseaux de distribution, ces mêmes batteries permettront peut-être aussi d'apporter des solutions aux problèmes révélés par cette étude.

Un tel projet pourrait être poussé plus loin en analysant dynamiquement tout le réseau. En effet, cette étude a été réalisée sur de nombreuses hypothèses, notamment, sur des états figés du réseau. En prenant en considération les deux derniers § de l'annexe A14, on peut constater qu'en cas de court-circuit impédant, des situations différentes de celles observées peuvent se produire, avec peut-être un effet « blinding » plus fréquent qu'observés dans les scénarios d'étude.

Une étude pourrait être réalisée sur Power Factory afin d'analyser le potentiel des batteries pour absorber les courants de défaut lors de courts-circuits.



12 Date et signature

Lieu et Date

Signature

Fait à _____, le _____

Marc-Henri Udressy

13 Table des illustrations

Figure 1: Illustration d'un court-circuit dans le réseau de distribution basse tension	iv
Figure 2: Capacité de stockage dans le marché du PV en Suisse	1
Figure 3: Evolution du parc de BEVs en Suisse du 1 ^{er} janvier 2015 au 1 ^{er} trimestre 2019 [3]..	2
Figure 4: Raccordement au réseau BT d'une IPE [5]	2
Figure 5: Illustration d'un court-circuit sur le réseau BT	3
Figure 6: Diagramme de Gantt	4
Figure 7: Matrice des mots clés pour le stockage électrochimique.....	4
Figure 8: Détail de la 1 ^{ère} partie du cahier des charges.....	5
Figure 9: Détail de la 2 ^{ème} partie du cahier des charges.....	5
Figure 10: Classification des SSEs avec quelques exemples de technologies [6]	6
Figure 11: Répartition du marché mondial des batteries électrochimiques (en chiffre d'affaire) par application	7
Figure 12: Diagramme de Ragone [9].....	8
Figure 13: Types de batteries utilisées dans les applications stationnaires dans les bâtiments [9].	9
Figure 14: Capacité installée par nouveau kW de PV en Suisse.....	10
Figure 15: Technologies de stockage utilisées dans les réseaux de distribution de 1980 à 2010 [10].	11
Figure 16: Statistiques de l'OFEN sur les voitures électriques les plus prisées en 2018	12
Figure 17: Schéma d'un SSE de type batterie raccordé au réseau.....	15
Figure 18: Eléments d'un SSEE	15
Figure 19: Règles applicables pour les IPEs reliées au réseau BT.....	16
Figure 20: Réponse idéale aux creux de tension d'un générateur électrique (à gauche) et réponse réelle aux creux de tension d'un onduleur en mode de fonctionnement fault ride through (à droite) en cas de défaut (FRT).	17
Figure 21: Comportement FRT d'un onduleur pendant un court-circuit.....	17
Figure 22: Schéma simplifié du banc de test.....	18
Figure 23: Détails de la tension et des courants avant, pendant et après le défaut	19
Figure 24: Courant de défaut résultant avec une injection de 382 W sur L1	19
Figure 25: Courant de défaut résultant avec une consommation de 432 W sur L1	20
Figure 26: Vitesse et puissance de la génératrice pendant le test en mode charge	21
Figure 27: Zoom sur le courant de la Figure 24	22
Figure 28: Zoom sur le courant de la Figure 25	22
Figure 29: Réseau électrique de distribution de Laconnex	23
Figure 30: Courbe de charge du transformateur du 12 février 2016.....	24
Figure 31: ESS PQplus de ABB	24
Figure 32: Courbe de charge du transformateur à l'horizon 2035 sans batterie de quartier.....	25
Figure 33: Courbe de charge du transformateur à l'horizon 2035 avec une batterie de quartier de 210 kW	26
Figure 34: Calcul de load flow du scénario 2 sans batterie.....	26
Figure 35: Calcul de load flow du scénario 2 avec batterie de 210 kW.....	27
Figure 36: Répartition des scénarios d'étude sur la courbe de charge du transformateur à l'horizon 2035.	29
Figure 37: Scénario 1 a) : avec charges, sans IPE.....	30
Figure 38: Scénario 1 b) : avec charges, avec ESS de quartier	30
Figure 39: Scénario 2 : avec charges, ESS de quartier, et recharge lente	31
Figure 40: Scénario 3 : avec charges, ESS de quartier, PV et une borne de recharge rapide 43 kW	31
Figure 41: Localisation des courts-circuits	32

Figure 42: Cas d'étude pour l'influence des IPEs sur le point de raccordement en aval du transformateur BT	33
Figure 43: Illustration des courants lors d'un court-circuit sur la ligne 352, scénario 2	36
Figure 44 : Courants de défaut sur les départs BT avec un court-circuit sur la ligne 352 (scénario 2).....	38
Figure 45: Courants de défaut sur les départs BT avec un court-circuit sur la ligne 376 (scénario 2).....	38
Figure 46: Déclenchement intempestif du départ 1 lors d'un défaut en amont (à gauche) et non-déclenchement lors d'un défaut en aval (à droite) [4]	39
Figure 47: Réseau avec génération intégrée [4]	40
Figure 48: Alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation.....	41
Figure 49: Solution de déclenchement à distance	42
Figure 50: S_k initiale sur le jeu de barre côté BT en fonction de S_k max disponible côté MT. 60	
Figure 51: Calcul de court-circuit triphasé sur le jeu de barre côté BT d'après IEC 60909.....	61
Figure 52: Rapport détaillé du court-circuit au point de raccordement V	62
Figure 53: Localisation de la boîte de prise n°56 où a été effectué le calcul de court-circuit .	63
Figure 54: Illustration du court-circuit au point de raccordement de la boîte de prise n°56....	63
Figure 55: Courbe de charge du transformateur (semaine du 10 juin 2019).....	64
Figure 56: Courbe de charge du transformateur du 12 février 2016.....	64
Figure 57: Températures horaires / Genève-Cointrin / Février 2016.....	65
Figure 58: Coloration des charges en fonction des départs d'après le Tableau 19.....	66
Figure 59: Résultat du load flow après répartition des charges selon la méthode ci-dessus....	67
Figure 60: Charge du transformateur sans batterie à l'horizon 2035.....	68
Figure 61: Illustration de la puissance de charge nécessaire.....	69
Figure 62: Illustration de la puissance de décharge nécessaire	69
Figure 63: Cycle journalier de la batterie de quartier avec SOC initial de 300 kWh.....	71
Figure 64: Charge du transformateur avec la batterie de quartier et SOC initial de 300 kWh	72
Figure 65: Etat de charge de la batterie et du transformateur sur une journée.....	72
Figure 66: Répartition des scénarios sur le modèle journalier 2035	73
Figure 67: Topologie générale unidirectionnelle et/ou bidirectionnelle utilisée pour les EVs [18]	80
Figure 68: Plages de fonctionnement des bornes de recharge.....	82
Figure 69: Représentation graphique des grandeurs de court-circuit selon CEI 60'909	85
Figure 70: Paramètres des systèmes PV pour les calculs de court-circuit	86
Figure 71: paramètres des systèmes de batterie pour les calculs de court-circuit.....	87
Figure 72: Calcul de load flow du scénario 1 sans batterie.....	91
Figure 73: Calcul de load flow du scénario 2 sans batterie.....	92
Figure 74: Calcul de load flow du scénario 2 avec une batterie de 210 kW	93
Figure 75: Détail de charge des départs dans le scénario 2.....	93
Figure 76: Calcul de load flow du scénario 3.....	94
Figure 77: Détail de charge des départs dans le scénario 3.....	95
Figure 78: Fonctionnalité Ride Through avant 1547-2018.....	97
Figure 79: Fonctionnalité Ride Through après 1547-2018	98
Figure 80: Courbe caractéristique de déclenchement en cas de creux de tension du type A dans un réseau BT.	99
Figure 81: Courbe de valeur limite FRT pour la courbe de tension aux bornes du générateur (pour un groupe électrogène de type 2 et les unités de stockage)	100
Figure 82: Illustration de la fonctionnalité FRT.....	101
Figure 83: Distribution de la réponse aux creux de tension	101
Figure 84: Exigence de la FRT sur la limite de tension et le temps de déconnection.....	102

Figure 85: Courant réactif exigé par la FRT pendant un défaut dans ce type de fonctionnement	102
Figure 86: Court-circuit triphasé proche d'un onduleur (à gauche : apparition du défaut ; à droite: extinction du défaut) [34]	103
Figure 87: Illustration de FRT « partiel »	103
Figure 88: Schéma multifilaire du dispatching avec montage du CC Maker V1.0	104
Figure 89: Câblage du dispatching	104
Figure 90: Schéma CC Maker V1.0	105
Figure 91: CC Maker V1.0.....	105
Figure 92: Connexion de la génératrice au point A de la ligne enterrée	106
Figure 93: Connexion du G1 directement sur le grid.....	106
Figure 94: Génératrice G1	106
Figure 95: Chariot de charge ohmique	107
Figure 96: Rack de 290 ohms raccordés en étoile.....	107
Figure 97: Protection supplémentaire par disjoncteur.....	108
Figure 98: District C.....	108
Figure 99: Onduleur Xtender XTM 4000-48	109
Figure 100: Batterie ApollionCUBE.....	109
Figure 101: Élément de base d'une batterie : la cellule	112
Figure 102: Répartition du marché mondial des batteries électrochimiques (en capacité électrique [GWh]) par technologie de batterie - toutes applications confondues	113
Figure 103: Diagrammes en toile d'araignée des principales technologies de lithium-ion [36]	115
Figure 104: Marché mondial des batteries de 1990 à 2015, hormis les accumulateurs au plomb [37]	115
Figure 105: Batteries de 34 MW pour stabiliser une ferme éolienne de 51 MW [41].....	117
Figure 106: Structure d'une batterie à flux [42]	118
Figure 107: Cycle de vie d'une batterie d'EVs	121

14 Références

- [1] Confédération Suisse OFEN, «Le recensement du marché de l'énergie solaire en 2017,» 2018.
- [2] Electrosuisse, AES, «Stockage d'énergie dans le réseau électrique,» *Bulletin.ch*, pp. 43-46, 3 Juin 2019.
- [3] Confédération Suisse, «Site internet de l'OFEN,» Administration fédérale, 2019. [En ligne]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/statistiques-et-geodonnees/statistiques-des-vehicules/statistiques-des-motorisations-alternatives-des-voitures-neuves.html>. [Accès le 22 Mai 2019].
- [4] K. N. a. F. M. a. O. A. Bangash, «Impact of Energy Storage Systems on the Management of Fault Current at LV Network with High Penetration of Distributed Generation,» *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 2017.
- [5] BKW; Alain Schenk, Florian Romanens, Matthias Dietrich, «Installations décentralisées de production d'énergie; Nouveaux défis en matière de protection,» chez *Powerstage 2016*, 2016.
- [6] B. L. M. L. D. S. U. G. Fuchs, «Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies,» *On behalf of Smart Energy for Europe Platform Ltd*, 2012.
- [7] DGE, «Technologies clés 2020,» 94200 Ivry-sur-Seine, 2012.
- [8] B. a. M. D. Espinar, *The role of energy storage for mini-grid stabilization*, HAL, 2011.
- [9] C. Glaize, *A chaque application, une technologie de batterie adaptée*, 2014.
- [10] Basler & Hofmann SA, Energie Zukunft Schweiz, Swissolar, «Batteries stationnaires dans les bâtiments,» suisse énergie, 2017.
- [11] G. M. A. Delille, *Contribution du Stockage à la Gestion Avancée des Systèmes Electriques: approches Organisationnelles et Technico-économiques dans les Réseaux de Distribution*, Ecole Centrale de Lille, 2010.
- [12] P. Odru, *Le stockage de l'énergie - 2e édition*, Dunod, 2013.
- [13] K. a. O. J. Divya, «Battery energy storage technology for power systems—An overview,» *{Electric power systems research*, vol. 79, n° %14, pp. 511-520, 2009.
- [14] «BMW & VOUS,» BMW, [En ligne]. Available: <https://www.bmwetvous.fr/Article/Index/usine-leipzig>. [Accès le 10 Juin 2019].
- [15] B. Olivennes, «LESSMARTSGRIDS,» 17 Janvier 2018. [En ligne]. Available: <https://les-smartgrids.fr/stockage-de-lelectricite-seconde-vie-batteries-de-vehicules-electriques/>. [Accès le 10 Juin 2019].
- [16] BMW EXTRA, «Génération E - Le magazine BMW pour le Julius Bär Swiss E-Prix 2019,» https://issuu.com/sq43/docs/bmw2019_fr, pp. 14-15, 5 Juin 2019.
- [17] Automobile propre, «Automobile propre,» 3 Avril 2017. [En ligne]. Available: <https://www.automobile-propre.com/v2g-quand-vehicule-electrique-vient-aide-au-reseau/>. [Accès le 4 Juillet 2019].
- [18] M. a. K. P. T. Yilmaz, «Review of battery charger topologies, charging power levels, and infrastructure for plug-in electric and hybrid vehicles,» *IEEE transactions on Power Electronics*, vol. 28, n° %15, pp. 2151--2169, Mai 2013.
- [19] AES, *PDIE*, A. d. e. é. s. AES, Éd., 2018.

- [20] 01net.com, «01net.com,» 30 Octobre 2018. [En ligne]. Available: <https://www.01net.com/actualites/la-nissan-leaf-peut-contribuer-a-soulager-le-reseau-electrique-grace-a-ses-batteries-1552893.html>. [Accès le 4 Juillet 2019].
- [21] LinkedIn, [En ligne]. Available: <https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:6538041327966314496>. [Accès le 4 Juillet 2019].
- [22] La Revue automobile, 28 Mars 2019. [En ligne]. Available: <https://www.larevueautomobile.com/Actu/la-charge-bidirectionnelle-des-vehicules-electriques-une-innovation-de-renault.html>. [Accès le 4 Juillet 2019].
- [23] Protoscar SA, IFEC Ingegneria SA, «Guide d'installation de systèmes de recharge pour véhicules électriques,» 2017 octobre.
- [24] D. Bouquain, *ER63 Stockage de l'énergie*, Université de Technologie de Belfort-Monbéliard éd., 90010 Belfort cedex.
- [25] *VDE-AR-N 4105:2018-11 Generators connected to the low-voltage distribution network - Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks*, 2018-11.
- [26] P.-O. Moix, *Automation Répartie pour le Smart Grid*, 2017.
- [27] EN 50160, *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution*, 2010.
- [28] AES, VEO, VDN, CSRES, DACHCZ - *Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux*, 2007.
- [29] Groupe E, *Powerstage_Les productions décentralisées changent le réseau de distribution*, 2012.
- [30] SIG, *SIG réalise des résultats positifs et investit dans le développement thermique et solaire*, Genève, 2018.
- [31] IEEE Standards Coordinating Committee 21, *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*, 2018.
- [32] VSE/AES RP IPE - CH 2014, «Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie».
- [33] M. Ostürk, *Protection électrique d'un réseau de distribution alimenté par une production intermittente*, 2018, pp. 74-75.
- [34] K. a. Y. N. a. O. Y. a. K. N. Fujii, «Fault ride through capability for solar inverters,» *EPE Journal*, vol. 22, n° 12, pp. 30-36, 2012.
- [35] «energy online,» [En ligne]. Available: <http://www.energy-online.fr/news/ca-est-quoi-une-batterie-agma--110.html>. [Accès le 5 Juin 2019].
- [36] «batteryuniversity.com,» Cadex Electronics Inc., 31 Mai 2018. [En ligne]. Available: <https://www.batteryuniversity.com>. [Accès le 27 mai 2019].
- [37] A. Energy, «Batteries 2019,» Avicenne Energy, [En ligne]. Available: <https://www.batteriesevent.com/>. [Accès le 31 Mai 2019].
- [38] V. SAUVAN-MOYNOT-IFPEN, «Principes, avancées et challenges pour les batteries Li-ion traction,» 2018.
- [39] Bluecarsharing, «bluecar,» [En ligne]. Available: <https://www.bluecar.fr/les-batteries-imp-lithium-metal-polymere>. [Accès le 4 Juin 2019].

- [40] «energystorage.org.» Energy Storage Association, [En ligne]. Available: <https://energystorage.org/energy-storage/technologies/sodium-sulfur-nas-batteries>. [Accès le 27 mai 2019].
- [41] «NGK Insulators LTD.» NGK, [En ligne]. Available: https://www.ngk.co.jp/nas/case_studies/rokkasho/. [Accès le 27 mai 2019].
- [42] M. I. E. S. V. F. L. B. Anne-Chloé Devic, «Battery Energy Storage,» Suschem, 2018.
- [43] K. T. C. C. H. G. V. Amstutz, «Les batteries redox pour le stockage d'énergie,» *Bulletin des SEV VSE Including Jahresheft*, vol. 103, n° % 110, p. 35, 2012.
- [44] F. a. Y. J. a. J. C. a. L. H. a. W. Q. Pan, «Biphenyl-lithium-TEGDME solution as anolyte for high energy density non-aqueous redox flow lithium battery,» *Journal of energy chemistry*, vol. 27, n° % 15, pp. 1362-1368, Septembre 2018.
- [45] «automobile-propre,» 9 Avril 2018. [En ligne]. Available: <https://www.automobile-propre.com/batteries-lithium-air-chercheurs-americains-innovent/>. [Accès le 4 Juin 2019].
- [46] «University of Waterloo,» 11 Décembre 2017. [En ligne]. Available: <https://uwaterloo.ca/news/news/battery-research-could-triple-range-electric-vehicles>. [Accès le Juin 4 2019].
- [47] Y. a. H. P. a. v. J. A. a. Y. A. Miao, «Current Li-Ion Battery Technologies in Electric Vehicles and Opportunities for Advancements,» *Energies*, vol. 12, n° % 16, p. 1074, 2019.
- [48] Site de la Confédération, «Des batteries à l'état solide pour les voitures électriques de demain,» 2019.
- [49] AES, *Electromobilité - Document connaissance de base*, 2016, p. 7.
- [50] nationalgrid, «Requirements for Generators - Fact Sheet,» 2018.

15 Liste des abréviations et des symboles

BEV :	Battery Electric Vehicle
BMS :	Battery Management System
DG :	Distributed Generation
DVCC :	Dual Vector Current Controller
EICom :	Commission fédérale de l'électricité
EVs :	Electric Vehicle
FES :	Volant d'inertie
FRT :	Fault Ride Through
GRD :	Gestionnaire du Réseau de Distribution
HEV :	Hybrid Electric Vehicle
IPE :	Installation de Production Décentralisée
IPE :	Installation de Production d'Énergie
LApEL :	Loi sur l'Approvisionnement en Électricité
NC-RfG :	Network Connection Requirements for Generators
OFS :	Office Fédéral de la Statistique
OFEN :	Office Fédéral de l'énergie
PGU :	Power Generation Unit
PHEV :	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
RFB :	Redox Flow Battery
SC :	Supercondensateur
SLI :	Batteries pour le démarrage, l'éclairage et l'allumage (SLI) des voitures, bateaux, camions.
SSEE :	Système de Stockage d'Énergie Electrochimique
UPS :	Uninterruptible Power Supply
VRB :	Vanadium Redox Battery
ZnBr :	Zinc-Bromine

16 Principales normes référencées

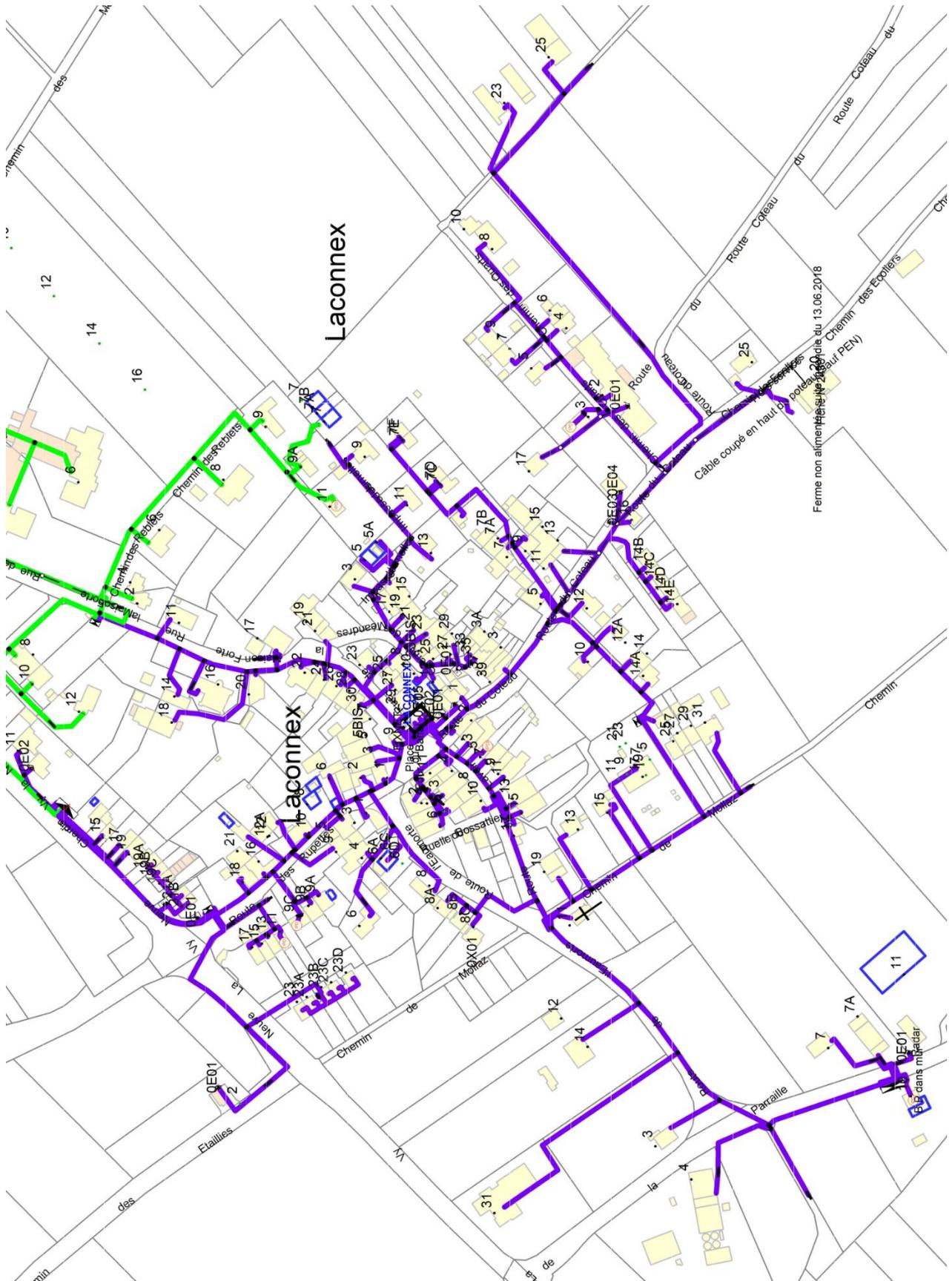
D-A-CH-CZ :	Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux (2 ^{ème} édition 2007)
EN 50160 :	Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution (version SN EN 50160 :2010 & SN EN 50160 :2010/A1 :2015)
IEEE 1547-2018 :	Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces
RP/IPE-CH 2014 :	Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie (décembre 2014)
VDE-AR-N 4105 :	Exigences techniques pour la connexion des générateurs et leur fonctionnement parallèle aux réseaux de distribution à basse tension (version 2018-11)

17 Annexes

- A1 : Plan du réseau électrique de Laconnex
- A2 : Caractéristiques connues du réseau
- A3 : Schéma BT du poste Laconnex n° 323
- A4 : Courbe de déclenchement des disjoncteurs BTICINO ME 400
- A5 : Calcul de la puissance de court-circuit au point de raccordement BT
- A6 : Illustration du point 6.3.1 de la DACHCZ
- A7 : Détermination de la charge du réseau
- A8 : Modélisation de la charge du transformateur en 2035
- A9 : EMS utilisé dans la batterie de quartier
- A10 : Etude du potentiel solaire de la commune de Laconnex
- A11 : Paramètres des installations PV par boîtes de prise
- A12 : Modélisation des bornes de charge des EVs à l'horizon 2035
- A13 : Paramètres des batteries par boîtes de prise
- A14 : Paramètres des courts-circuits dans Power Factory
- A15 : Paramètres des onduleurs de PV dans Power Factory
- A16 : Paramètres des onduleurs de batterie dans Power Factory
- A17 : Caractéristiques des lignes utilisées pour les courts-circuits
- A18 : Localisation des courts-circuits et des bornes de recharge
- A19 : Méthode de vérification des résultats de courts-circuits
- A20 : Résultats du scénario 1
- A21 : Résultats du scénario 2
- A22 : Résultats du scénario 3
- A23 : Scénarios envisagés dans le *Guide d'installation de systèmes de recharge pour véhicules électriques*
- A24 : Comportement des IPEs de type onduleur de batterie sur le réseau en cas de court-circuit
- A25 : Détails de la partie expérimentale au GridLab
- A26 : Courbe de déclenchement d'un disjoncteur Module Sace N400
- A27 : Flux de courant de court-circuit vers le réseau MT

- B1 : Caractéristiques physiques des batteries
- B2 : Batteries basse température
- B3 : Batteries haute température
- B4 : Batteries « redox-flow »
- B5 : Batteries du futur
- B6 : Fin de vie et recyclage des batteries

17.1 Plan du réseau électrique de Laconnex (A1)



17.2 Caractéristiques connues du réseau (A2)

La station de Laconnex est alimentée habituellement depuis le transformateur HT/MT par un câble souterrain de 12 km. Une ligne aérienne de 10 km de longueur environ peut cependant l'alimenter en cas de problème.

Les niveaux de tension sont 18,3 kV pour la MT et 408 – 410 V pour la BT (tension à la sortie du transformateur à vide). Les calculs ont été réalisés avec les paramètres donnés initialement par le mandant, c'est-à-dire 420 V pour la BT. Les tensions données dans les calculs de load flow sont calculées sur cette base de tension. Il faudrait relancer les simulations avec les bonnes tensions pour vérifier l'état des nouvelles tensions du réseau et vérifier si elles seront toujours dans les normes à l'avenir. La station de Laconnex (poste 323) possède 9 départs (les départs 1, 2, 3, 4, 6 et 7 seulement sont utilisés³⁴ : annexe A3 : 17.3) protégés par des disjoncteurs BTicino ME 400, réglés thermiquement pour un courant maximal d'exploitation garanti sans déclenchement à 320 A, dont la courbe de déclenchement figure dans l'annexe A4 (17.4).

Le transformateur triphasé de 630 kVA / DYN 11 a une tension de court-circuit de 4,5%. Les pertes à vide (ou pertes fer) sont de 820 W et les pertes cuivre sont de 5,181 kW. Le transformateur est protégé par un relais VIP 30 monté sur un disjoncteur Schneider Merlin-Gerin Type RM6 en amont. Côté aval, un sectionneur manuel Gardy de 1'500 A est utilisé. Le réseau est constitué de câbles enterrés.

Les charges actuelles du réseau sont des consommateurs normaux dans un village, soit quelques marchés locaux, de l'éclairage public (4 charges) et principalement des maisons (environ 150 charges). La production photovoltaïque installée à ce jour sur le village est de 27 kWc.

Certains départs possèdent des sous-stations :

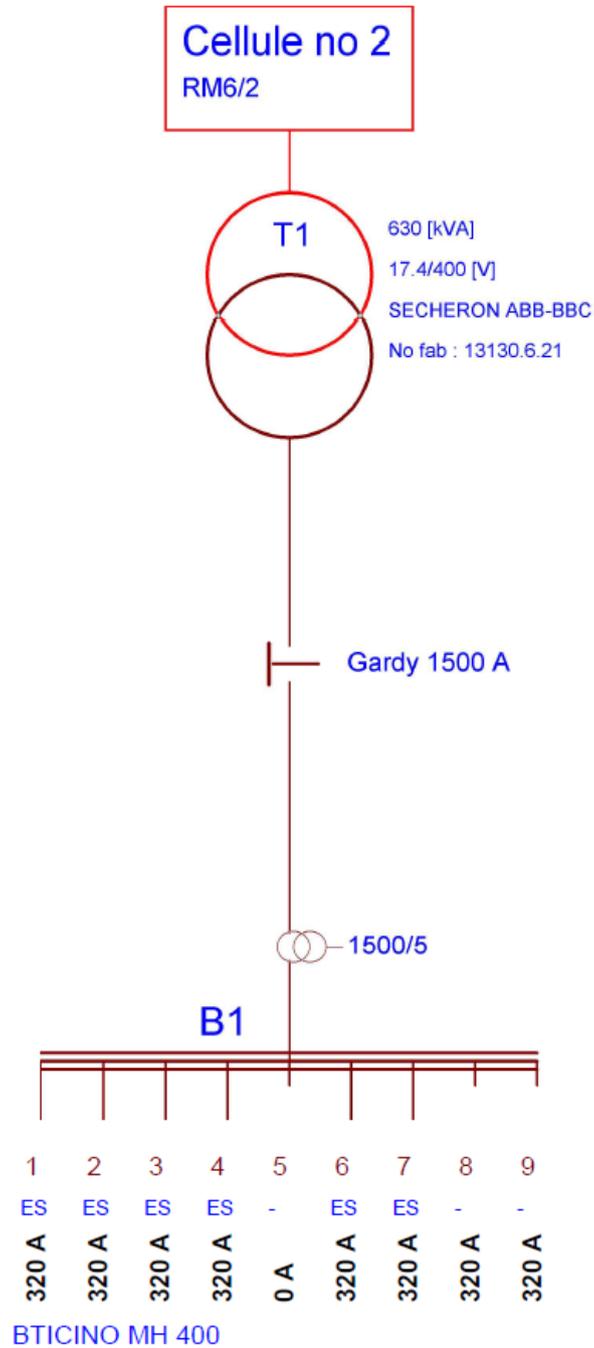
- Départ 3 : C 883 et C 884
- Départ 4 : C 1'083
- Le coffret C 483 permet de relier les lignes des départs 4 et 6. Pour tous les calculs, les objets D1 et D3 de ce terminal seront fermés et l'objet D2 ouvert, permettant ainsi une meilleure répartition de la charge sur les deux départs 4 et 6. Les coffrets peuvent être notamment utilisés pour installer des fusibles/disjoncteurs.

Les fusibles pouvant être installés dans ces chambres sont des 160 A avec un pouvoir de coupure de 100 à 120 kA.

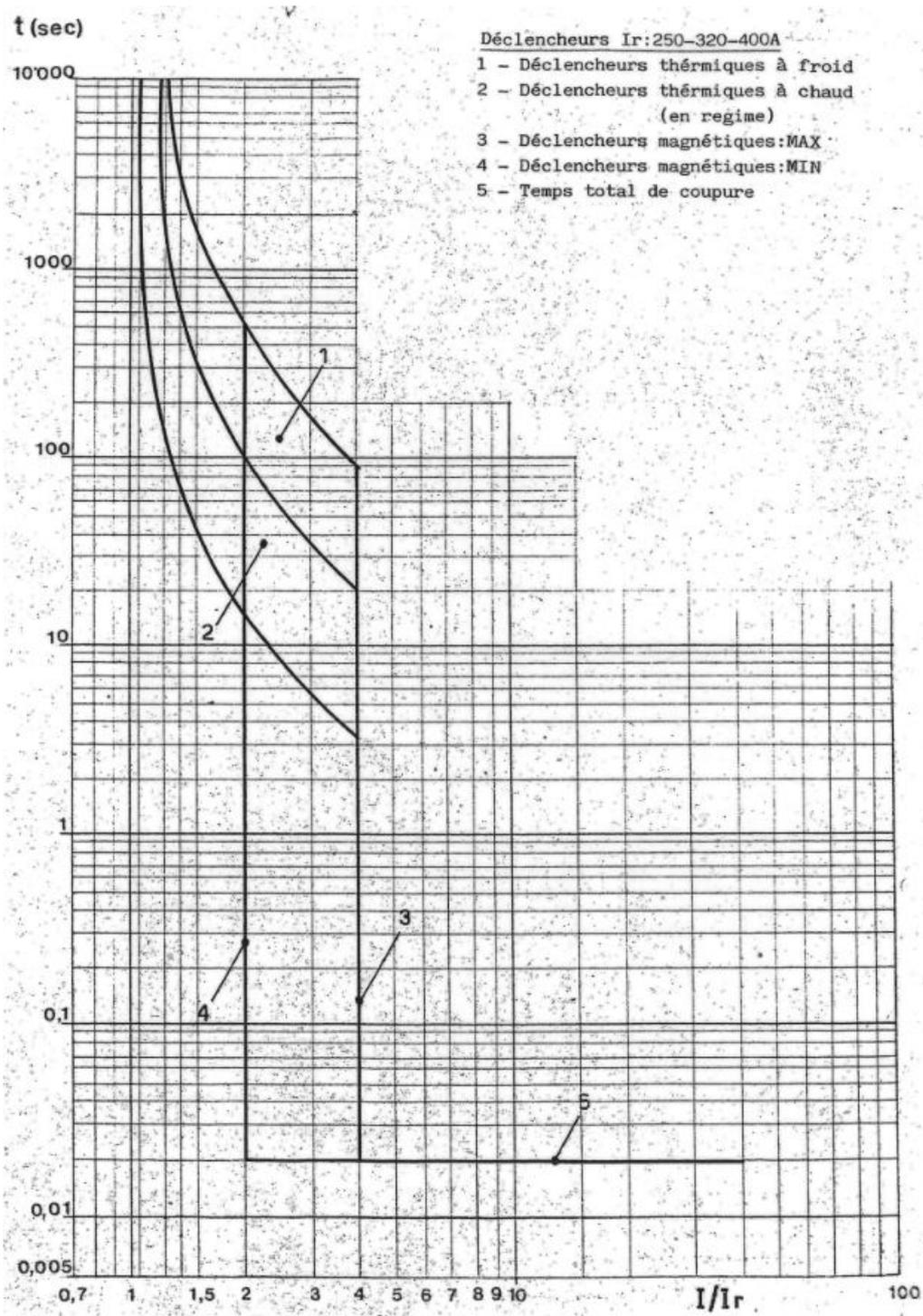
³⁴ Les départs utilisés dans PowerFactory sont les départs 7 et 8, respectivement 6 et 7 sur le schéma de l'annexe A3 : 17.3.



17.3 Schéma BT du poste Laconnex n° 323 (A3)



17.4 Courbe de déclenchement des disjoncteurs BTICINO ME 400 (A4)



- a) Déclencheurs thermiques à froid
- b) Déclencheurs thermiques à chaud (à régime)
- c) Déclencheurs magnétiques $I_m = 2 \times I_t$ (MIN)
- d) Déclencheurs magnétiques $I_m = 4 \times I_t$ (MAX)
- e) Temps total de coupure

17.4.1 Méthode pour la lecture de la courbe

Caractéristiques du disjoncteur :

$$PdC^{35} = 70 \text{ kA}$$

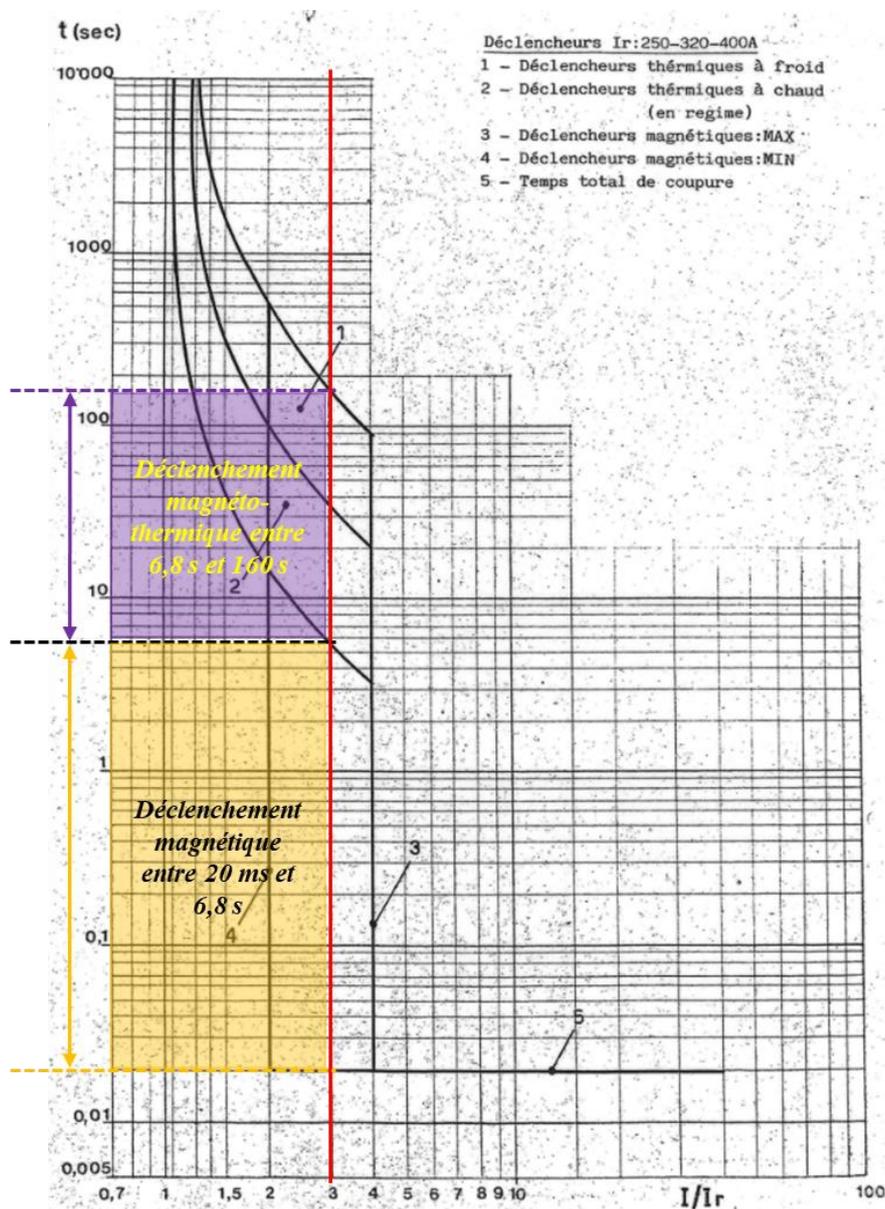
$$I_r = 320 \text{ A}$$

$$I_m = 2 \dots 4 \times I_r = 640 \dots 1'280 \text{ A}$$

Exemple avec $I_{cc} = 960 \text{ A}$

$$\frac{I_{cc}}{I_t} = \frac{960}{320} = 3$$

Déclenchement par le magnétique en minimum 20 ms et par le thermique en maximum 160 s à froid.



³⁵ Pouvoir de coupure à 400 V

17.5 Calcul de la puissance de court-circuit au point de raccordement BT (A5)

La puissance de court-circuit triphasée au point de raccordement V (cf. Figure 51) est mise à disposition par l'exploitant du réseau et déterminante pour l'évaluation des perturbations du réseau³⁶. Pour son calcul, ce sont les états du réseau possibles en conditions normales d'exploitation et présentant la valeur la plus défavorable qui doivent être pris en considération. La puissance de court-circuit du réseau S_{kv} est la plupart du temps inférieure à la puissance de court-circuit S_k nécessaire au dimensionnement de réseaux (DACHCZ). Cette grandeur donne une image de la sensibilité d'un réseau à une perturbation (plus elle sera élevée, plus le réseau sera insensible).

La puissance de court-circuit côté BT connaît une forte variation pour de faibles puissances de court-circuit côté MT ; à partir d'une puissance de 1'000 MVA, cette valeur tend asymptotiquement vers 13,3 MVA comme nous le montre la Figure 50. Les calculs ont été réalisés avec une ligne de 15 km en câble enterré depuis le poste HT/MT. Avec une ligne aérienne, la puissance de court-circuit disponible est légèrement meilleure.

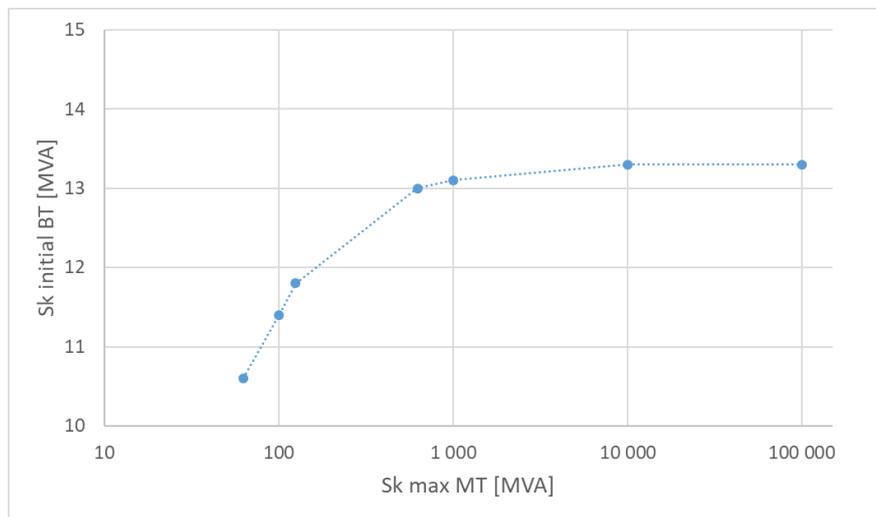


Figure 50: S_k initiale sur le jeu de barre côté BT en fonction de S_k max disponible côté MT

En l'absence de cette valeur de la part de l'exploitant pour le côté MT, nous l'avons estimée d'après la méthode suivante :

Le courant de court-circuit est calculé à partir de la valeur u_{cc} du transformateur en %. La valeur de u_{cc} est de 4.5 %.

$$I_k = \frac{I_{T\text{ NOM}}}{x} \quad 37$$

La valeur de la puissance de court-circuit peut être ensuite estimée par la relation :

$$S_{kss} = U_{l\text{pref}} \times I_k \times \sqrt{3} \quad 38$$

Avec : S_{kss} : puissance de court-circuit initiale [MVA]³⁹

³⁶ RP IPE – CH 2014, § 7.7.2

³⁷ Cahier technique n° 158 p.16, *Calcul des courants de court-circuit*, Schneider Electric

³⁸ D'après CEI 11 - 25

³⁹ Avec cette méthode de calcul, $S_{kss} = S_b$ (puissance de coupure de court-circuit)

- I_k : courant de court-circuit permanent [A]⁴⁰
- $I_{T\ NOM}$: courant nominal du transformateur [A]
- x : tension de court-circuit relative [%] (équivalent à u_{cc})
- $U_{l\ pref}$: tension phase-phase d'avant défaut

On a donc, pour le courant nominal du transformateur :

$$I_{T\ NOM} = \frac{630\ kVA}{\sqrt{3} \times 400} = 909\ A$$

Pour le courant de court-circuit permanent :

$$I_k = \frac{909}{0,045} = 20,21\ kA$$

Pour la puissance de court-circuit :

$$S_{kss} = 400 \times 20'210 \times \sqrt{3} = 14\ MVA$$

Les paramètres ont été choisis côté MT pour approcher au mieux cette valeur de puissance de court-circuit initiale sur le jeu de barre de départ côté BT.

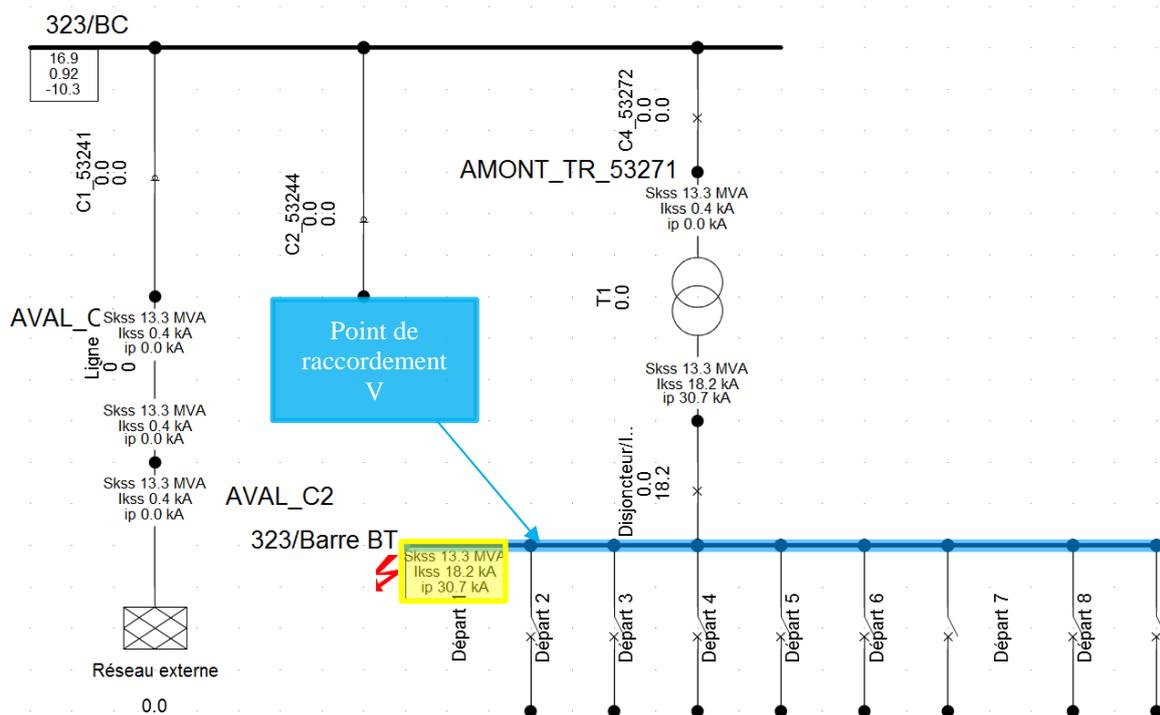


Figure 51: Calcul de court-circuit triphasé sur le jeu de barre côté BT d'après IEC 60909

La Figure 51 obtenue avec Power Factory montre les résultats obtenus dans un rapport détaillé (cf. Figure ci-dessous).

⁴⁰ I_{kss} (courant de court-circuit initial) = I_k (courant de court-circuit permanent RMS) = I_p (courant de court-circuit symétrique de rupture RMS) parce qu'on est éloigné de l'alternateur (Schneider Electric, *Cahier technique n°158*).

```

info - Un objet pertinent pour le calcul a été modifié!
info - Les résultats des calculs ont été supprimés.
info - Calcul de court-circuit démarré...
info - L'élément 'Réseau externe' est la référence locale dans le secteur séparé de 'Terminal(10)'
info - Réseau divisé en 7 secteurs isolés
info - Court-circuit calculé à Terminal 323 LACONNEX\Barre BT
info - Calcul de court-circuit exécuté avec succès!
  
```

		DIGSILENT PowerFactory 2018	Projet: Date: 31.07.2019									
Localisations des défauts avec départs												
Calcul de court-circuit / Méthode: IEC 60909		Court-circuit triphasé / Courants de court-circuit max										
Moteurs asynchrones Toujours considéré	Identification du réseau Automatique	Durée de court-circuit Temps de coupure	0.10 s									
Composante décroissante apériodique (Idc) Utiliser la méthode	Température du conducteur Défini par l'utilisateur Non	Temps d'élim. des défauts (Ith) Facteur de tension c Table définie en standard	1.00 s									
Réseau: SIGNet	Phase d'expansion: SIGNet	Annexe: / 1										
	Tension N. [kV]	Tension [kV]	c- [deg]	Facteur	Sk'' [MVA/MVA]	Ik'' [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
Barre BT	0.42	0.00	0.00	1.05	13.27 MVA	18.24 kA	-59.73	30.70 kA	18.24	13.27	18.24	18.29
Ligne(176)	Terminal(8)				0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA				
Ligne(244)	Terminal(1)				0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA				
Ligne(272)	Terminal(1)				0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA				
Ligne(358)	Terminal(1)				0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA				
Ligne(515)	Terminal(7)				0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA				
Ligne(518)	Terminal(2)				0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA				
T1	BC				13.27 MVA	18.24 kA	120.27	30.70 kA				

Figure 52: Rapport détaillé du court-circuit au point de raccordement V

Les paramètres ayant permis d'obtenir ces résultats seront utilisés à la base de tous les autres calculs réalisés par la suite, soit, pour le réseau MT (18,3 kV) :

- Puissance de court-circuit S_k'' max = 10'000 MVA
- Puissance de court-circuit S_k'' min = 8'000 MVA
- Courant de court-circuit I_k'' max = 315 kA
- Courant de court-circuit I_k'' min = 252 kA

La valeur de puissance de court-circuit obtenue dans Power Factory (13,3 MVA) est inférieure aux 14 MVA calculés plus haut. Cependant, cette valeur semble admissible et utilisable pour l'étude que nous allons faire.

La méthode utilisée pour effectuer les calculs de court-circuit est décrite dans l'annexe A14 (17.14).

17.6 Illustration du point 6.3.1 de la DACHCZ (A6)

Cette annexe a pour but de montrer un exemple de l'importance de la puissance de court-circuit à un endroit donné du réseau. Pour l'illustrer, nous allons utiliser le point 6.3.1 de la DACHCZ concernant une évaluation de raccordement plus poussée en termes de courants harmoniques. Une évaluation de raccordement a été réalisée pour le système PV de la boîte de prise n°56 (localisation dans la Figure 53). La simulation a été réalisée sans batterie de quartier.

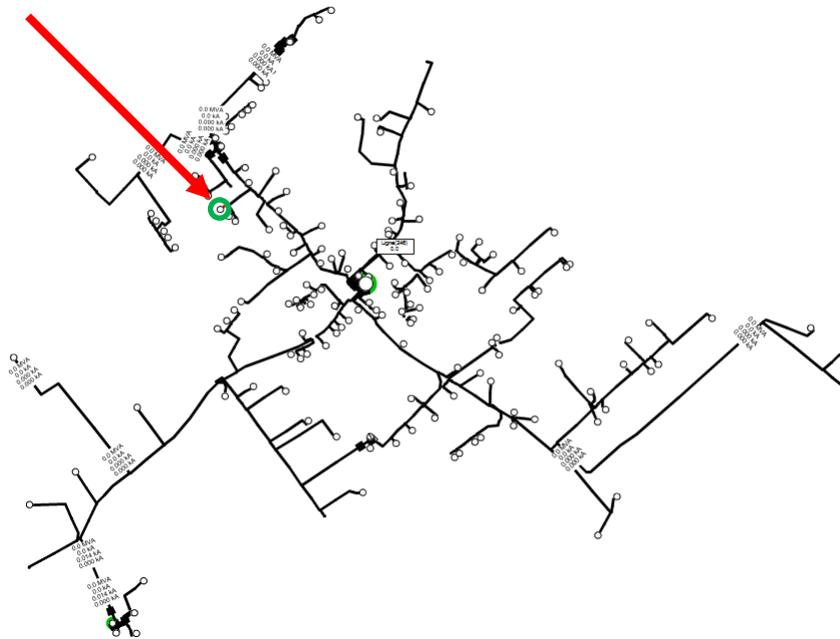


Figure 53: Localisation de la boîte de prise n°56 où a été effectué le calcul de court-circuit

La Figure 54 montre la puissance de court-circuit obtenue au point de raccordement de la boîte de prise n° 56. La valeur de S_{kV} est de 3'200 kVA. On a donc :

$$\frac{S_{kV}}{S_A} = \frac{3'200}{4} = 800 \geq 150$$

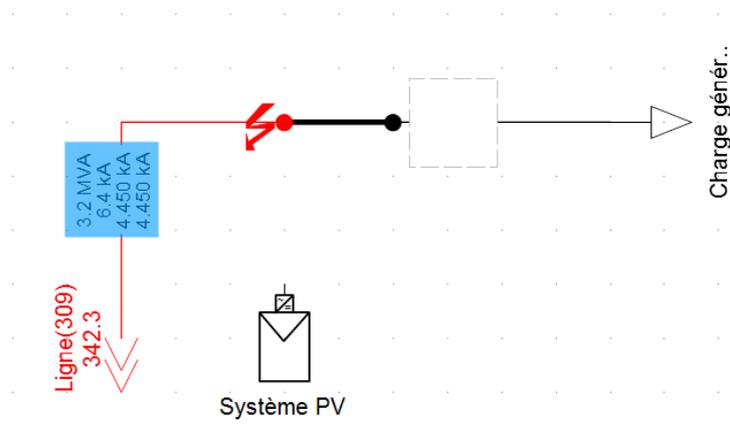


Figure 54: Illustration du court-circuit au point de raccordement de la boîte de prise n°56

17.7 Détermination de la charge du réseau (A7)

Le gestionnaire du réseau nous a fourni les données suivantes :

- Courbe de charge du transformateur (poste Laconnex 323) du 5 juin au 24 juin 2019 (Figure 55). Cette courbe a été obtenue en sommant les puissances de chaque phase mesurées toutes les 10 minutes. A partir de ces valeurs, nous avons calculé le cos phi du transformateur qui évolue entre 0,95 et 1 sur les 2 semaines.

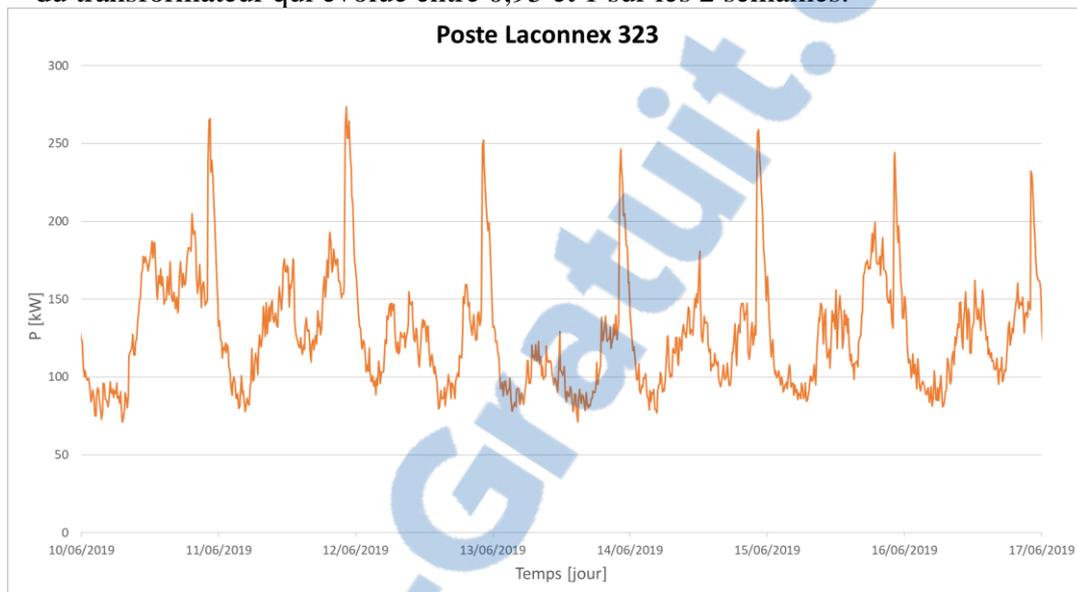


Figure 55: Courbe de charge du transformateur (semaine du 10 juin 2019)

- Courbe de charge du transformateur (poste Laconnex 323) du 12 février 2016 (Figure 56). Cette courbe a été obtenue en utilisant le courant moyenné du transformateur au quart d'heure. Le cos phi a été choisi à 1 pour avoir une puissance active consommée maximale.

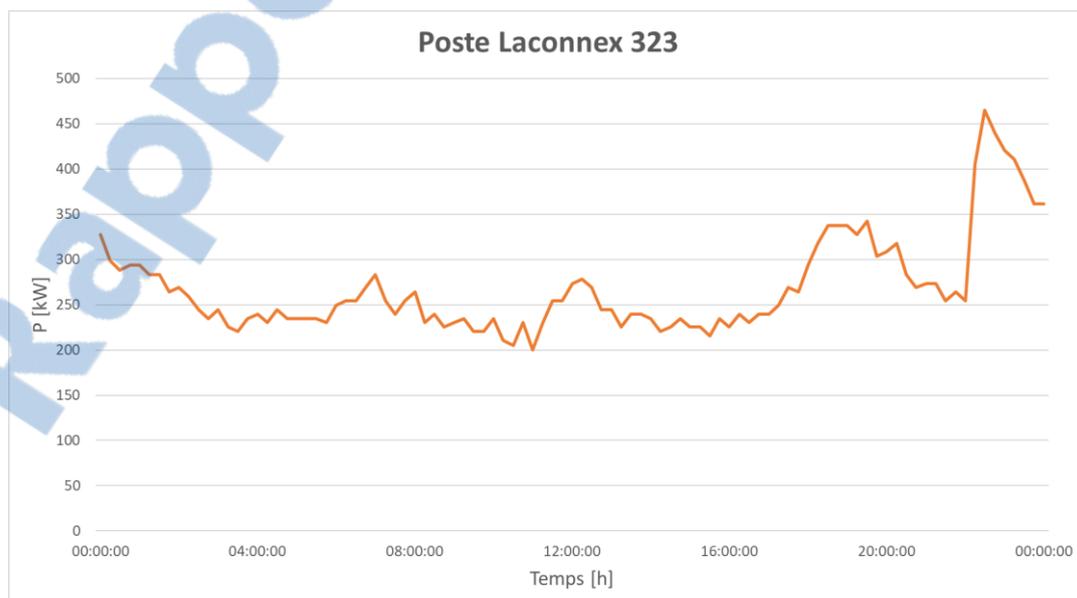


Figure 56: Courbe de charge du transformateur du 12 février 2016

- Consommations annuelles des charges du réseau de Laconnex. Ces données ont été traitées dans le souci de garder la confidentialité.

La caractéristique de charge du réseau est déterminée uniquement à partir des données ci-dessus.

La courbe de charge du 12 février 2016 a été utilisée comme consommation de « ruban » du scénario : en effet, c’est en hiver que la charge maximum du transformateur est atteinte en raison du froid. Le 12 février 2016 était parmi les jours les plus froids de février avec une température moyenne de 1,1 °C, 0 heure d’ensoleillement et 18,2 mm de précipitations à Cointrin (cf. Figure 57). La courbe de puissance apparente moyenne du transformateur sur cette journée est de 268 kVA avec un pic de consommation à 465 kVA le soir correspondant à l’enclenchement des télécommandes pour le chauffage (cf. Figure 56). Cette journée est donc idéale pour analyser des scénarios critiques.

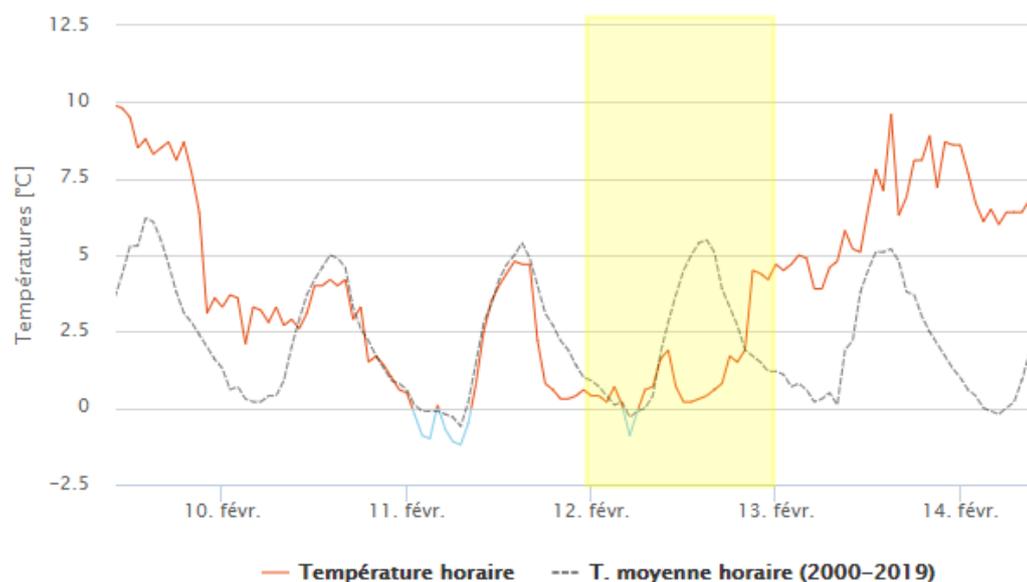


Figure 57: Températures horaires / Genève-Cointrin / Février 2016⁴¹

A partir des données de consommation annuelles fournies par le mandant, nous avons déterminé un pourcentage de charge sur le départ des différents feeders (Tableau 19).

Départ n°	1	2	3	4	6	7	TOTAL
Nombre de charges	22	14	44	34	40	2	156
Energie [kWh]	199 621	236 624	406 193	343 181	322 244	988	1 508 851
Puissance [kW]	23	27	46	39	37	0,11	172
Ratio	13%	16%	27%	23%	21%	0,07%	1

Tableau 19: Détermination des caractéristiques de charge des départs avec les données de consommation annuelles

Pour obtenir le Tableau 19, l’énergie annuelle de chaque départ a été divisée par le nombre d’heures dans une année pour obtenir une « puissance de ruban » sur chaque ligne. (Les Figure 55 et Figure 56 nous montrent que la puissance du transformateur est généralement un « ruban constant » sur la journée hormis le pic d’environ 150 kW observé périodiquement à 22 :30 pour l’actionnement des télécommandes.)

En combinant les données de la courbe de charge du 12 février 2016 et la charge annuelle, nous obtenons le Tableau 20.

⁴¹ Source : <https://www.prevision-meteo.ch/climat/journalier/geneve-cointrin/2016-02>

Puissance	1	2	3	4	6	7	TOTAL
de départ	35	42	72	61	57	0,18	268
par charge	1,61	3,00	1,64	1,79	1,43	0,09	-

Tableau 20: Répartition des charges du réseau

La Figure 58 montre la répartition des charges en fonction du départ d'après le code couleur utilisé dans les Tableau 19 et Tableau 20. Le ruban de charge du réseau est donc de 268 kW, ce qui correspond à 43 % de la charge du transformateur.

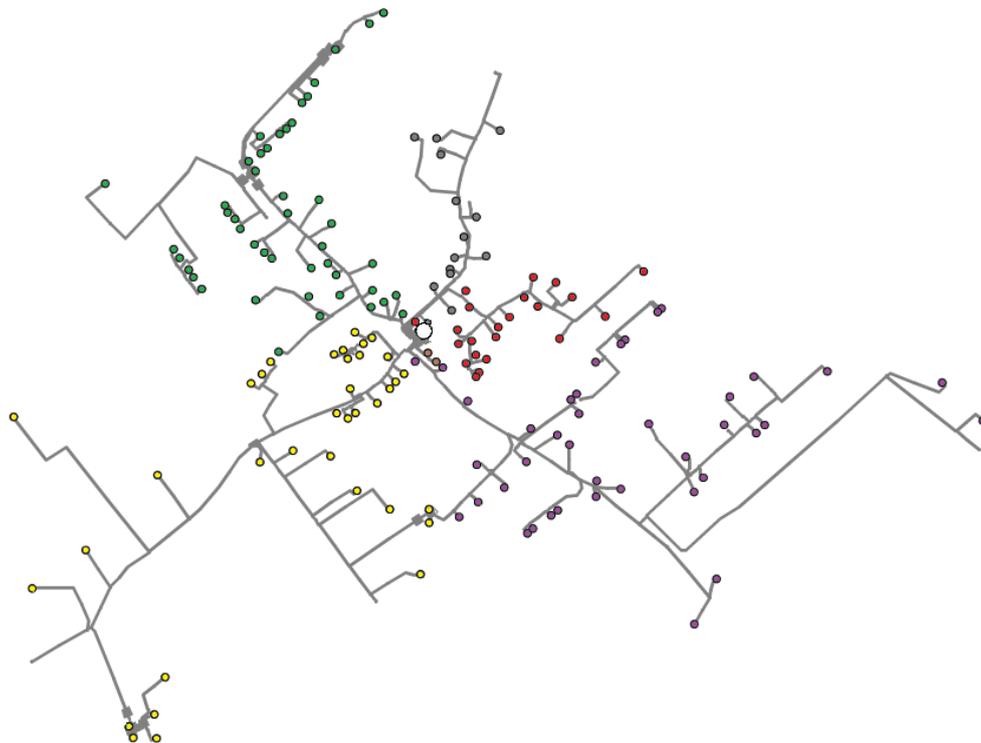


Figure 58: Coloration des charges en fonction des départs d'après le Tableau 19

Le résultat obtenu dans Power Factory sur la base des hypothèses ci-dessus est donné dans la Figure 59. Avec un cos phi de 0,95 par charge, la puissance apparente obtenue est de 280 kVA.

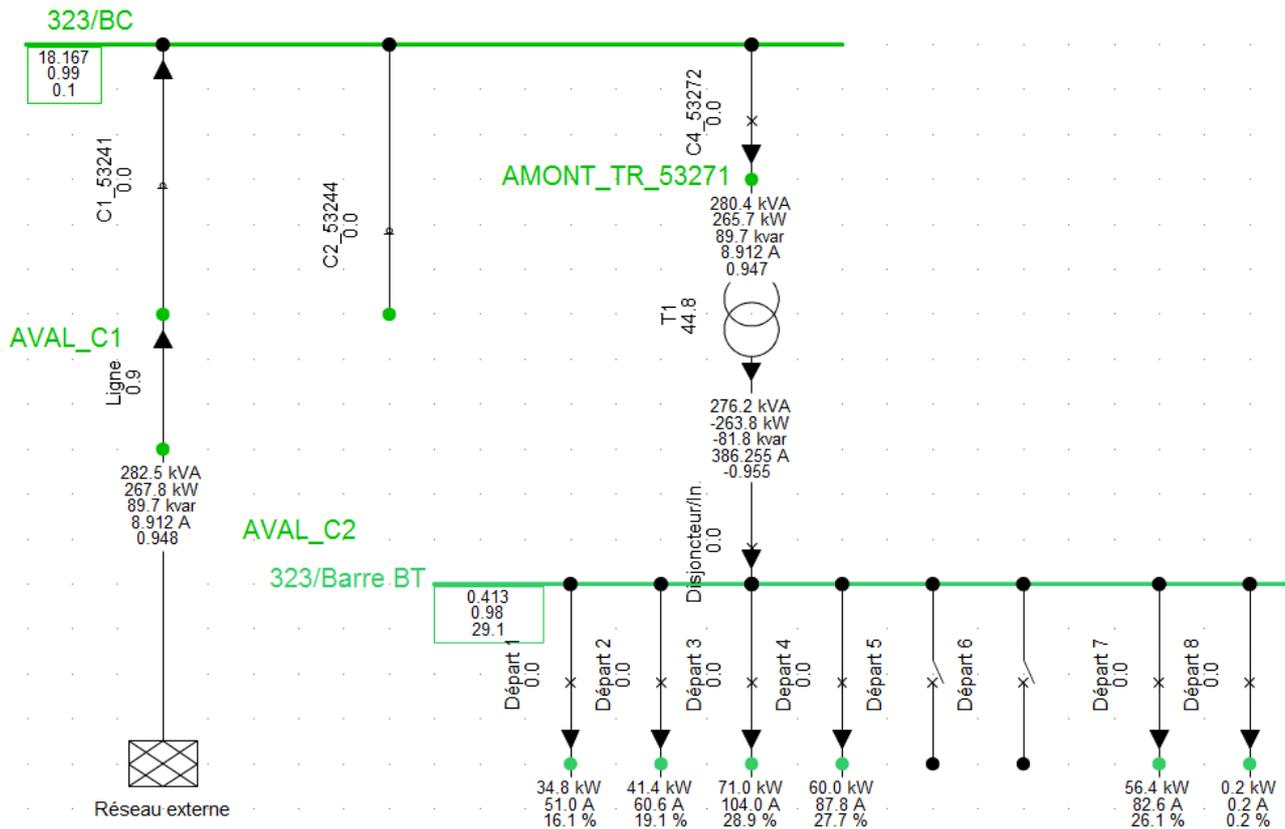


Figure 59: Résultat du load flow après répartition des charges selon la méthode ci-dessus

On peut observer que :

- Les départs 1 et 2 sont chargés avec 20%
- Les départs 3, 4 et 7 sont chargés avec près de 30%
- Le départ 8 est très peu chargé avec moins d'1%

Les valeurs calculées dans le logiciel sont proches de celles calculées. Les quelques différences observables s'expliquent par l'influence des câbles dans le calcul de load-flow.

17.8 Modélisation de la charge du transformateur en 2035 (A8)

Hypothèses

- Charge en ruban du transformateur de 268 kW (cf. annexe A7 : 17.7).
- La production PV maximale pouvant être obtenue sur le réseau est de 502 kW, ce qui correspond à la puissance pouvant être obtenue avec une production maximale de tous les toits (cf. annexes A10 (17.10) et A11 (17.11)).
- Charge en ruban des bornes de recharge lente de 302 kW de 0 à 6 h et de 18 à 24 h. (cf. annexe A12 (17.12)). Les bornes de recharge suivantes ont été installées :
 - 18 bornes de recharge à 7 kVA chacune pour une recharge de 4 h en moyenne (1 seul véhicule par borne de recharge)⁴².
 - 3 bornes de recharge à 22 kVA (jusqu'à trois véhicules par borne de recharge).
- Charge en ruban d'une borne de recharge rapide de 43 kW de 11 h à 14 h soit 3 h.
- La courbe de charge totale du transformateur ainsi obtenue sur une journée est donnée dans la Figure 60. Cette courbe est la somme des 4 points ci-dessus.

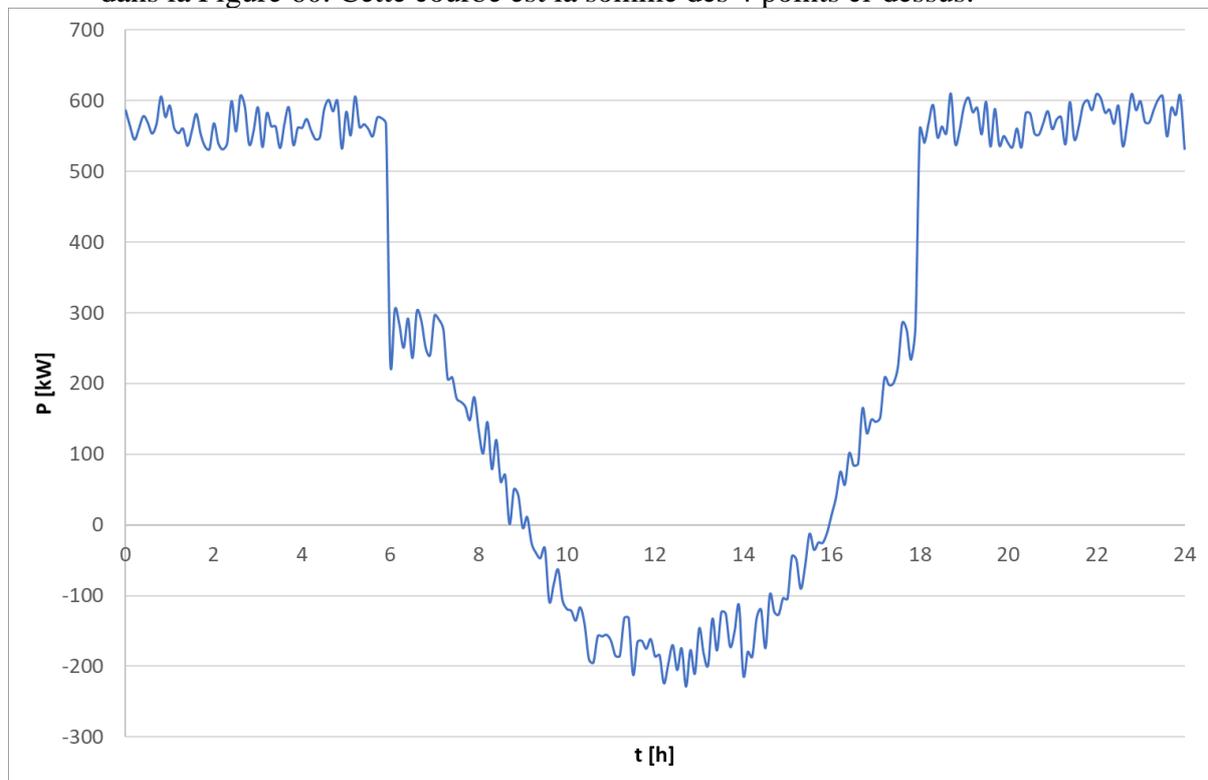


Figure 60: Charge du transformateur sans batterie à l'horizon 2035

Nous remarquons que le pic de 150 kW qui est visible sur les courbes de charge du transformateur actuellement (cf. Figure 55 et Figure 56) n'est pas présent sur le modèle ci-dessus. Dans le scénario étudié, il a été pensé de répartir la TC sur la journée⁴³, par exemple en chauffant l'eau pendant les heures plus creuses : de 6 à 18, avec pourquoi pas, une préférence

⁴² D'après *Les puissances de recharge des véhicules électriques*, 5 mai 2017, http://www.ave-re-france.org/Site/Article?article_id=5883

⁴³ Scénario de Side Management à l'échelle du quartier, par exemple.

au cœur de la journée avec un Soleil au zénith pour améliorer l’autoconsommation du quartier. L’impact de la TC sur le comportement en court-circuit du réseau n’a donc pas été analysé. La charge du transformateur obtenue dans la Figure 60 connaît des pics à plus de 610 kW soit 97 % de sa puissance nominale. Pendant les heures où le flux de puissance est inversé, des pics de – 230 kW peuvent être rencontrés. Dans un tel cas de figure, le transformateur est dans un cas critique et pourra très facilement connaître des surcharges importantes plus fréquentes en cas de problèmes (même normaux, par exemple si la batterie ne fonctionne pas pour maintenance, et qu’il y a une surcharge notable dans une partie du réseau à cause d’un chantier raccordé...).

Dimensionnement de la batterie de quartier

Afin de soulager le transformateur, nous avons rajouté une batterie de quartier. Si nous souhaitons réduire la charge du transformateur à 500 kW (soit 80 % de sa charge nominale, ce qui reste bien élevé), il faut que notre batterie puisse absorber des puissances de l’ordre de 120 kW en décharge (cf. Figure 61) et de 220 kW en charge (cf. Figure 62).

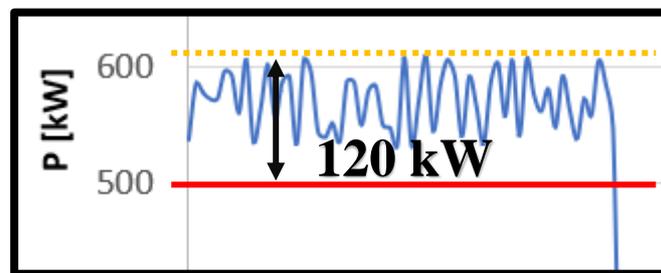


Figure 61: Illustration de la puissance de charge nécessaire



Figure 62: Illustration de la puissance de décharge nécessaire

Le dimensionnement en énergie nécessiterait que, lors d’un cycle complet de charge-décharge, l’énergie stockée pendant la journée soit restituée pour soulager le transformateur pendant la nuit où les batteries des voitures sont chargées. L’énergie qu’il faudrait restituer est donnée en intégrant l’aire comprise entre la courbe et le trait rouge marquant la puissance de 500 kW du transformateur à ne pas dépasser dans la Figure 61. L’énergie pouvant être stockée avec le PV est l’aire comprise entre la courbe et le trait rouge dans la Figure 62.

On obtient ainsi une énergie :

- A stocker : 900 kWh
- A déstocker : 1'000 kWh
- Pour le scénario de base des courts-circuits, nous choisirons donc une batterie de 210 kW pour une énergie de stockage de 1 MWh.
- Le choix de limitation de la puissance du transformateur à 500 kW a été réalisé de façon relativement arbitraire⁴⁴.

Le but du projet n'étant pas de dimensionner une batterie, mais de voir leur influence sur le réseau en cas de court-circuit, ce résultat est tout à fait utilisable dans notre cas.

En effet, dans le futur, il faudra notamment prendre en compte, pour le dimensionnement de la batterie :

- Des facteurs de sécurité supplémentaires en ce qui concerne le dimensionnement en puissance et en énergie.
- Le service système (réglage de la fréquence au niveau tertiaire).
- Les échanges énergétiques qui pourraient être fait avec le réseau pour maximiser le profit du distributeur sur le marché boursier.
- L'autoconsommation du quartier.
- L'alimentation de secours du quartier en cas de panne prolongée du réseau.
- La puissance nécessaire en cas d'utilisation pour l'absorption du courant de défaut en cas de court-circuit (cf. chapitre 9.2).
- Etc.

L'algorithme basique de l'EMS implémenté dans Excel figure dans l'annexe A9 (17.9).

Les paramètres suivants (Tableau 21) ont été implémentés dans l'intelligence du système énergétique global (SCADA) :

	Nom grandeur analysée	Nomination SCADA	[unité]	valeurs
BATTERIE	Puissance maximale charge	P_max_charge	[kW]	210
	Puissance maximale décharge	P_max_décharge	[kW]	210
	Energie maximale	E_max_bat	[kWh]	1000
	Energie minimale	E_min_bat	[kWh]	100
		SOC min	[%]	0,1
		SOC max	[%]	1
		SOC initial	[kWh]	300
	Energie batterie	E_bat	[kWh]	Mesure
TRANSFORMATEUR	Puissance maximale	P_max_trafo	[kW]	500
	Puissance totale	P_tot	[kW]	Mesure

Tableau 21: Paramètres implémentés dans l'algorithme de l'EMS

Les mesures de la puissance totale du transformateur, ainsi que du niveau de charge de la batterie déterminent la référence de puissance transmise à l'onduleur de la batterie. La mesure de la puissance totale du transformateur est la somme de la charge en « ruban », de la production PV ainsi que des charges des EVs en charge sur le réseau.

⁴⁴ En effet, si on augmente l'écrêtage de la puissance avec la batterie, c'est sa puissance, sa capacité et donc son coût qui augmente. Le dimensionnement de la batterie pour soulager le transformateur doit prendre en compte des critères de rentabilité économique. Il sera peut-être intéressant d'étudier la possibilité de monter un 2^{ème} transformateur de 630 kVA en parallèle ou de mettre un transformateur plus puissant en plus d'une batterie de quartier.

Il est possible de jouer sur les paramètres de l'EMS implémenté sous Excel pour l'occasion afin de dimensionner au mieux la batterie. Cet EMS peut être encore optimisé, traduit en Python et finalement implémenté sous Power Factory grâce à l'outil de modèles QDSL pour faire de la simulation quasi-dynamique.

Validation du modèle

Cette section a pour but de montrer quelques points intéressants ressortant de la batterie utilisée dans notre scénario et de développer la base des scénarios étudiés pour les simulations de court-circuit dans Power Factory.

Avec un SOC initial de 300 kWh, la courbe de charge journalière de la batterie du quartier est représentée dans la Figure 63.

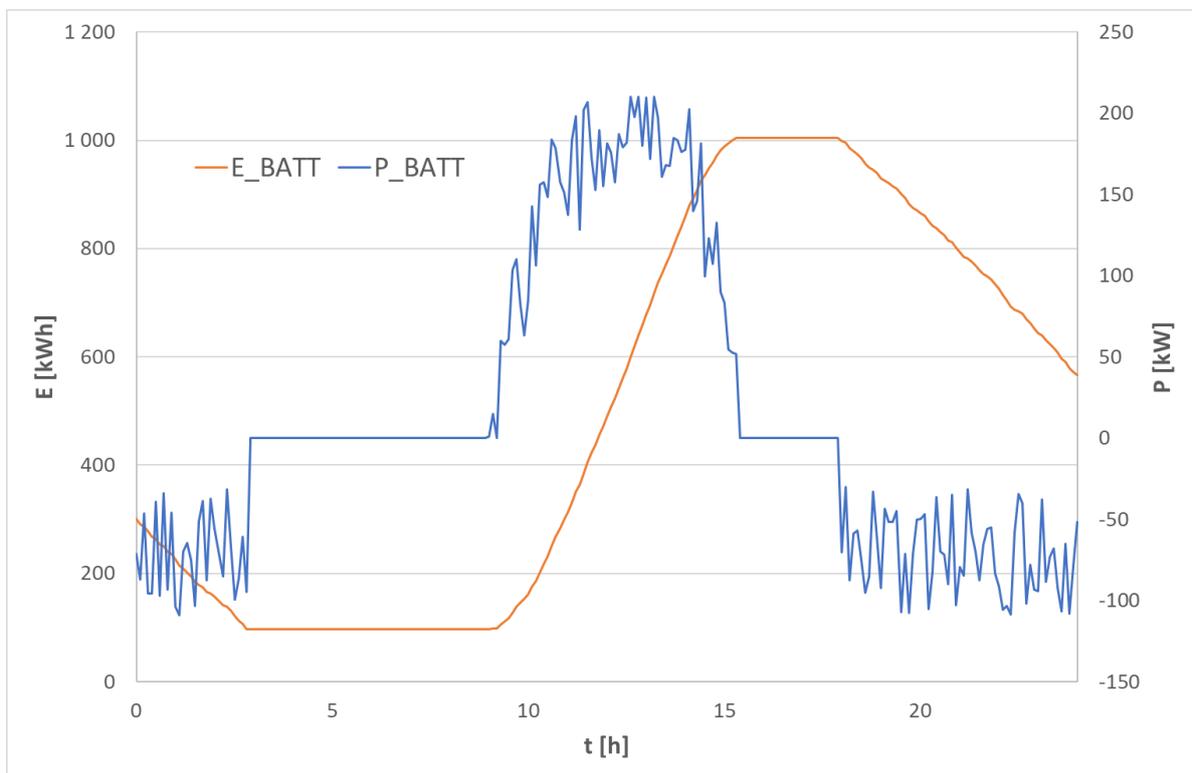


Figure 63: Cycle journalier de la batterie de quartier avec SOC initial de 300 kWh

Dans la figure ci-dessus, nous pouvons bien observer les zones où la batterie est à l'arrêt, quand le SOC minimum de 10 % est atteint et que la charge maximale de 1'000 kWh est dépassée. Nous pouvons aussi vérifier la limitation de puissance qui a été fixée pour la charge à 210 kW. La batterie se décharge avec une puissance beaucoup plus faible, environ 100 kW.

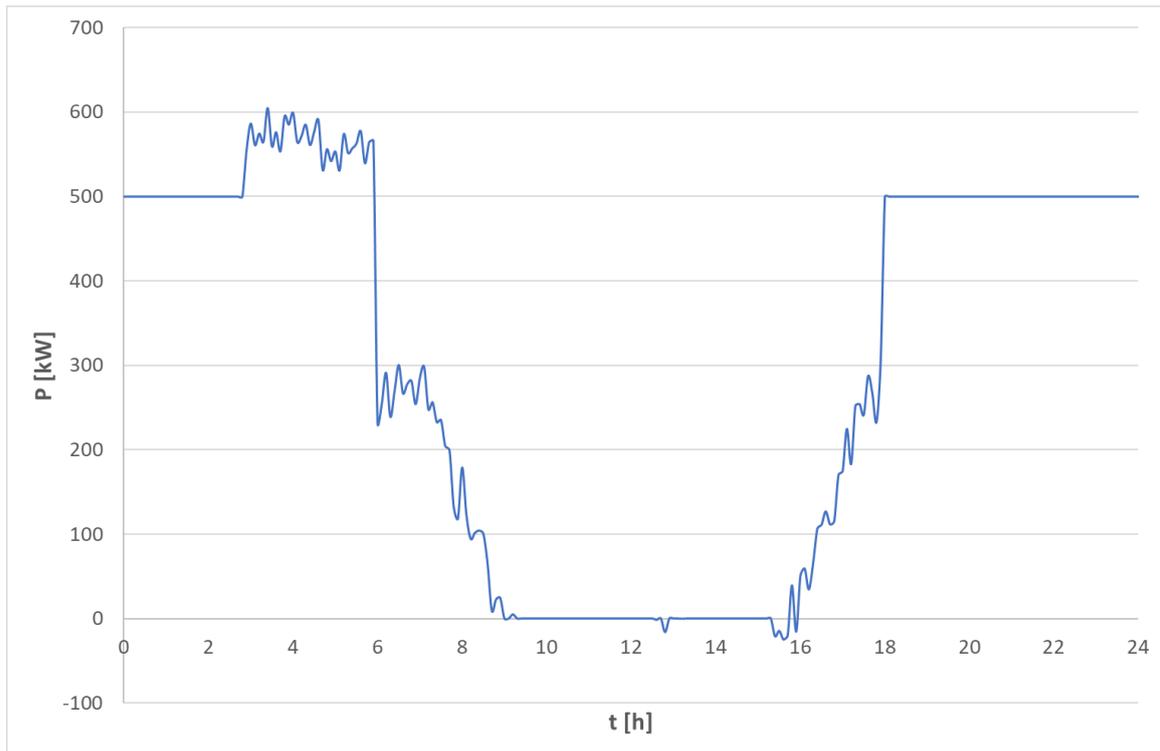


Figure 64: Charge du transformateur avec la batterie de quartier et SOC initial de 300 kWh

La Figure 64 montre que le flux de puissance inverse à travers le transformateur est presque intégralement absorbé par la batterie. Cependant, durant une partie de la nuit (de 3 à 6 h du matin), la limite de charge du transformateur fixée à 500 kW est dépassée car la batterie est vide. Ainsi, en augmentant le SOC initial à 500 kWh, il est possible d'améliorer la situation, comme le montre bien la figure ci-dessous.

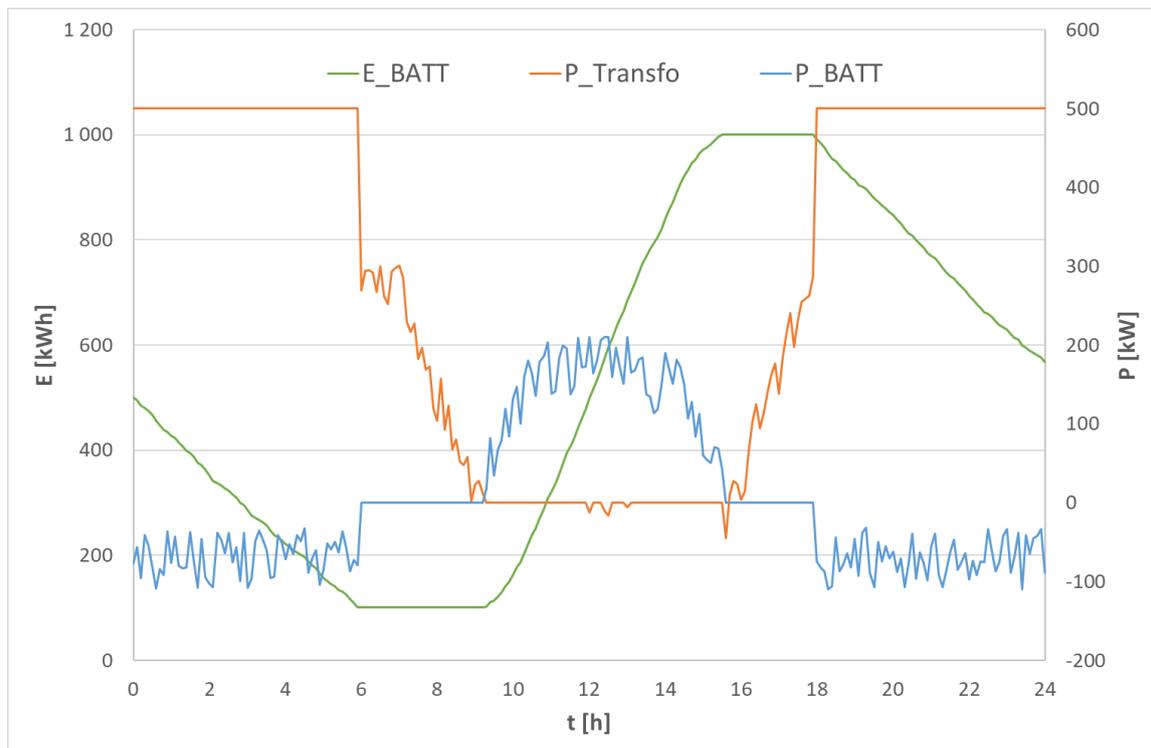


Figure 65: Etat de charge de la batterie et du transformateur sur une journée

La Figure 65 montre la justesse du modèle, malgré le nombre d'hypothèses réalisées. En effet, la batterie se décharge et se recharge complètement sur une journée et le transformateur ne dépasse jamais la barre des 500 kW. Il faut cependant garder à l'esprit que la courbe de charge est prévue dans un cas exceptionnellement mauvais (cf. annexe A7 : 17.7). Dans le même temps, la courbe de solaire est prévue au maximal.

Pour les scénarios de court-circuit réalisés, c'est la courbe ci-dessous qui sera utilisée, car comme cela est expliqué dans le chapitre 7.4 *Hypothèses et description des scénarios pour les courts-circuits*, ce sont les scénarios les plus intéressants en cas de perturbation sur le réseau. Les périodes entre les scénarios représentent aussi des cas d'étude certainement très intéressants, mais le temps à disposition pour ce travail n'est pas suffisant pour réaliser une étude de perturbation de réseau sur un scénario dynamique.

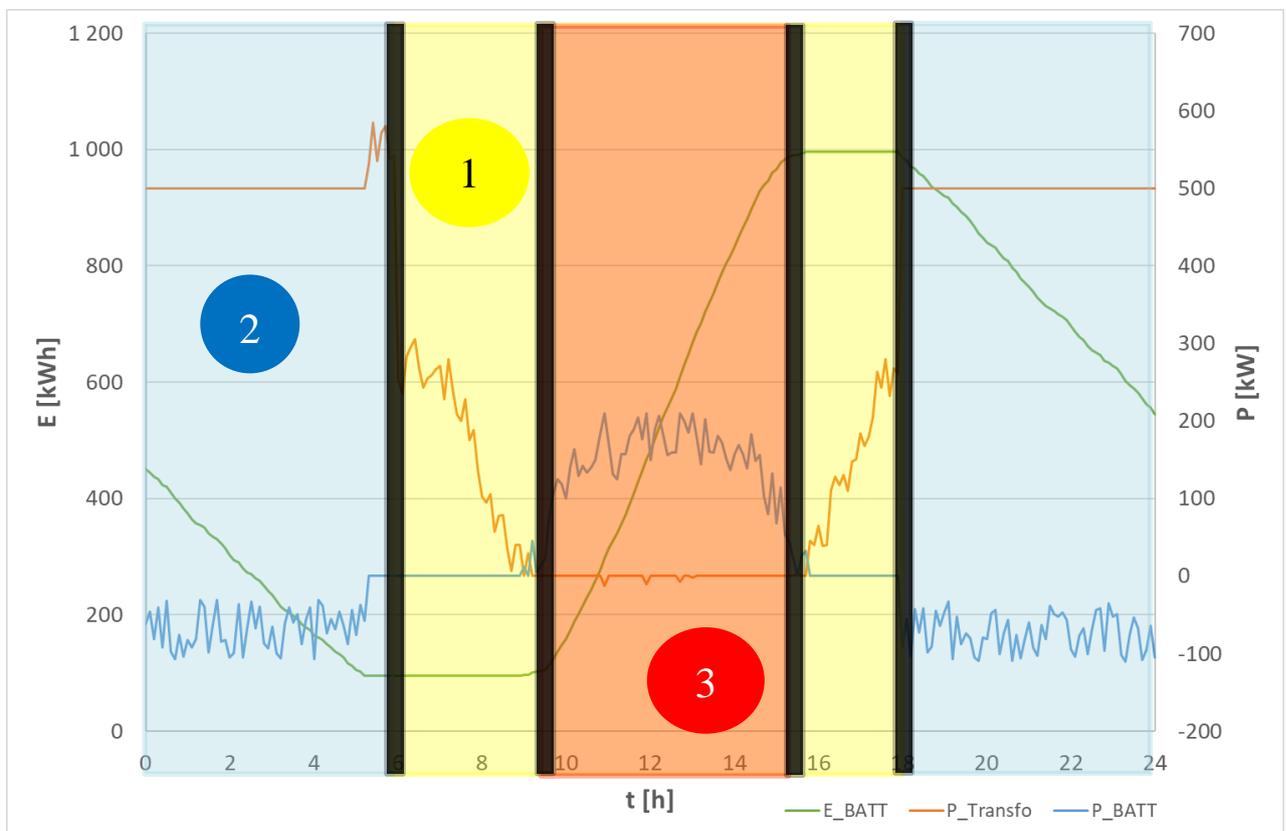
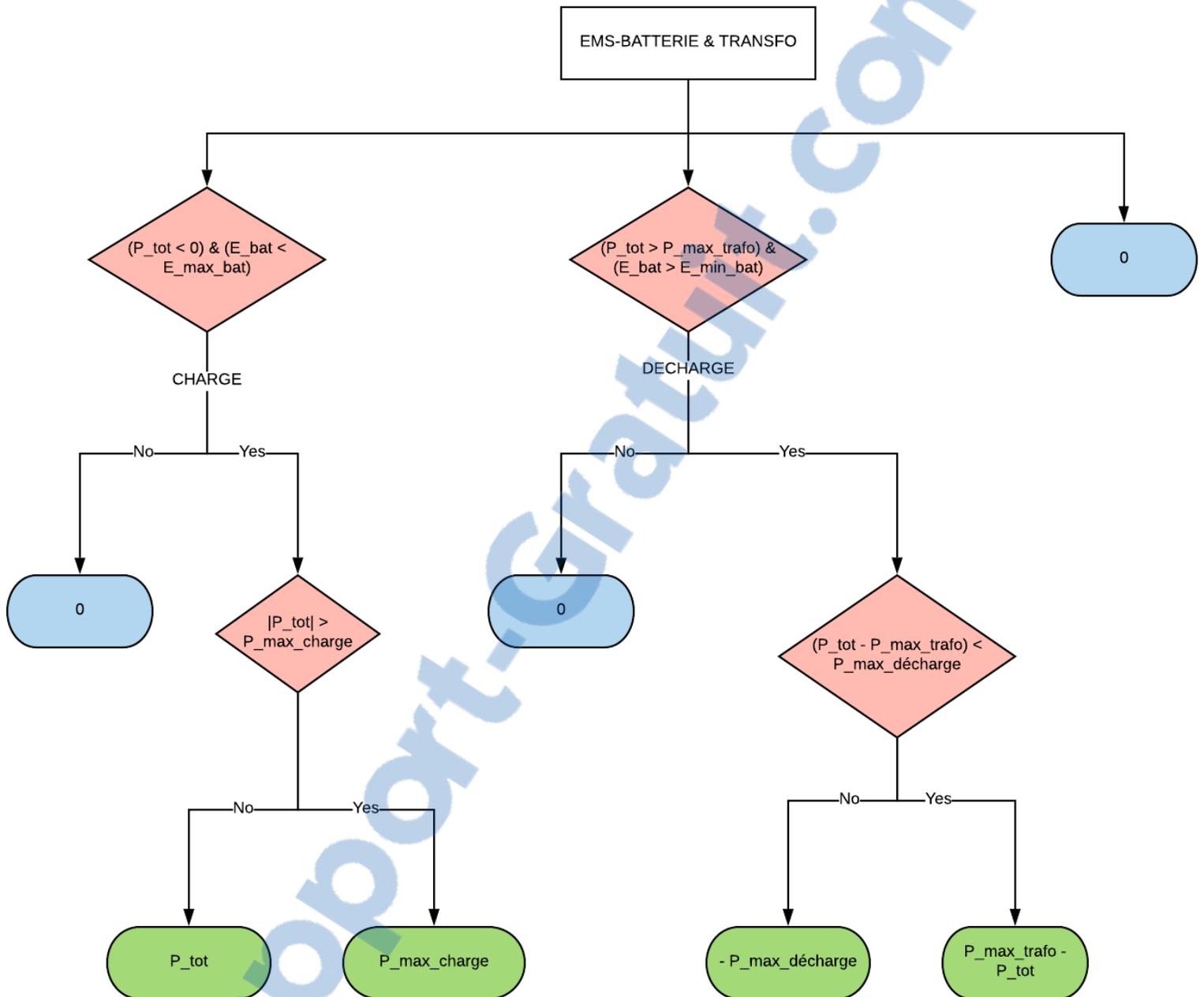


Figure 66: Répartition des scénarios sur le modèle journalier 2035

17.9 EMS utilisé dans la batterie de quartier du scénario étudié (A9)



Légende (les valeurs des grandeurs sont référencées dans l'annexe A8)

- Éléments de consigne



- Éléments de prise de décision



17.10 Etude du potentiel solaire de la commune de Laconnex (A10)

Dans le cadre de la transition énergétique, l'objectif cantonal genevois vise 150 MWc de production photovoltaïque en 2025 [30]. L'objectif pour 2035 est de doubler encore cette production en passant à une puissance installée de 300 MWc.

- ✚ En prenant en compte un nombre de kW installés par habitant, la puissance à installer sur Laconnex à l'horizon 2035 est donnée par la relation suivante :

$$\frac{Hab. Laconnex^{45}}{Hab. Genève^{46}} \times P_{2035} = \frac{700}{495'000} \times 300 MW = 424 kW$$

- ✚ Le calcul basé sur le site internet de l'OFEN www.toitsolaire.ch et du cadastre solaire de Genève⁴⁷ avec les hypothèses suivantes donne le potentiel solaire total des toitures du village :
 - Surface de toit totale raccordée à chaque boîte de prise
 - Calcul de la surface utile à l'aide d'un facteur englobant la surface de toiture recouverte de panneaux solaires. Ce facteur est de 0,3. (0,5⁴⁸ x 0,6⁴⁹)
 - Facteur de puissance surfacique de 0,17 kW/m² déterminé à l'aide de plusieurs bâtiments sur le site de l'OFEN.

Avec cette méthode, le chiffre obtenu est de 1,5 MWc. Ce chiffre correspondrait au potentiel électrique total des toitures.

- Nous estimons donc que seulement un tiers de la population installera des panneaux solaires d'ici à 2035.

Nous obtenons ainsi une puissance totale installée de 502 kWc, plus proche de la valeur obtenue par le biais de la première méthode. La puissance du transformateur étant de 630 kVA, on peut s'attendre à un flux de puissance inverse important pendant les heures d'ensoleillement de pointe et de faible consommation coïncidentes.

Ces 2 méthodes donnent une idée de la charge photovoltaïque globale du quartier considéré. Cependant, la charge précise installée à l'avenir dépendra :

- du nombre et du type de bâtiments raccordés au boîtier de prise
- de la volonté riveraine d'installer du PV
- de l'exposition de la maison
- de la configuration et de l'encombrement du toit (monopan / multipans, cheminée, vélux...).

⁴⁵ Estimation à partir du nombre d'habitants en fin 2017 : 682 habitants

⁴⁶ Estimation à partir du nombre d'habitants en fin 2017 : 495'249 habitants

⁴⁷ Le rapport OFS N° 6627 donne des informations sur le potentiel solaire de la commune de Laconnex

⁴⁸ Facteur pour l'exposition

⁴⁹ Facteur pour l'encombrement

17.11 Paramètres des installations PV par boîte de prise (A11)

Les boîtes de prises en jaune sont les systèmes PV existants. Leur nombre est de 5, pour une puissance installée de 27 kWc.

Boîte de prise n°1 (...)	Surface totale [m ²]	Surface installée [m ²]	Puissance installée [kW]	Courant [A]			
				I _{nominal}	i _p choc	I _{k''} initial	I _k FRT
1	115	34.5	2	2.9	14.5	4.1	2.9
2	132	39.6	2	2.9	14.5	4.1	2.9
3	125	37.5	2	2.9	14.5	4.1	2.9
4	125	37.5	2	2.9	14.5	4.1	2.9
5	107	32.1	2	2.9	14.5	4.1	2.9
6	85	25.5	1	1.4	7.2	2.0	1.4
7	107	32.1	2	2.9	14.5	4.1	2.9
8	107	32.1	2	2.9	14.5	4.1	2.9
9	283	84.9	5	7.2	36.2	10.1	7.2
10	146	43.8	2	2.9	14.5	4.1	2.9
11	211	63.3	4	5.8	29.0	8.1	5.8
12	187	56.1	3	4.3	21.7	6.1	4.3
13	83	24.9	1	1.4	7.2	2.0	1.4
14	83	24.9	1	1.4	7.2	2.0	1.4
15	230	69	4	5.8	29.0	8.1	5.8
16	180	54	3	4.3	21.7	6.1	4.3
17	153	45.9	3	4.3	21.7	6.1	4.3
18	128	38.4	2	2.9	14.5	4.1	2.9
19	125	37.5	2	2.9	14.5	4.1	2.9
20	107	32.1	2	2.9	14.5	4.1	2.9
21	107	32.1	2	2.9	14.5	4.1	2.9
22	198	59.4	3	4.3	21.7	6.1	4.3
23	198	59.4	3	4.3	21.7	6.1	4.3
24	143	42.9	2	2.9	14.5	4.1	2.9
25	143	42.9	2	2.9	14.5	4.1	2.9
26	143	42.9	2	2.9	14.5	4.1	2.9
27	143	42.9	2	2.9	14.5	4.1	2.9
28	501	150.3	9	13.0	65.2	18.3	13.0
29	143	42.9	2	2.9	14.5	4.1	2.9
30	373	111.9	6	8.7	43.5	12.2	8.7
31	184	55.2	3	4.3	21.7	6.1	4.3
32	344	103.2	6	8.7	43.5	12.2	8.7
33	170	51	3	4.3	21.7	6.1	4.3
34	387	116.1	7	10.1	50.7	14.2	10.1
35	213	63.9	4	5.8	29.0	8.1	5.8
36	60	18	1	1.4	7.2	2.0	1.4
38	218	65.4	4	5.8	29.0	8.1	5.8
39	218	65.4	4	5.8	29.0	8.1	5.8
40	114	34.2	2	2.9	14.5	4.1	2.9

41	218	65.4	4	5.8	29.0	8.1	5.8
42	150	45	3	4.3	21.7	6.1	4.3
44	169	50.7	3	4.3	21.7	6.1	4.3
45	153.5	46.05	3	4.3	21.7	6.1	4.3
46	290	87	5	7.2	36.2	10.1	7.2
47	116	34.8	2	2.9	14.5	4.1	2.9
48	169	50.7	3	4.3	21.7	6.1	4.3
49	169	50.7	3	4.3	21.7	6.1	4.3
50	169	50.7	3	4.3	21.7	6.1	4.3
51	138	41.4	2	2.9	14.5	4.1	2.9
52	200	60	3	4.3	21.7	6.1	4.3
53	80	24	1	1.4	7.2	2.0	1.4
54	132	39.6	2	2.9	14.5	4.1	2.9
55	125	37.5	2	2.9	14.5	4.1	2.9
56	145	43.5	4	5.8	29.0	8.1	5.8
57	122	36.6	4	5.8	29.0	8.1	5.8
58	220.5	66.15	4	5.8	29.0	8.1	5.8
59	220.5	66.15	4	5.8	29.0	8.1	5.8
60	122	36.6	2	2.9	14.5	4.1	2.9
61	122	36.6	2	2.9	14.5	4.1	2.9
62	122	36.6	2	2.9	14.5	4.1	2.9
63	96.8	29.04	2	2.9	14.5	4.1	2.9
64	96.8	29.04	2	2.9	14.5	4.1	2.9
65	96.8	29.04	2	2.9	14.5	4.1	2.9
66	96.8	29.04	2	2.9	14.5	4.1	2.9
67	96.8	29.04	2	2.9	14.5	4.1	2.9
75	205	61.5	3	4.3	21.7	6.1	4.3
76	205	61.5	3	4.3	21.7	6.1	4.3
77	205	61.5	3	4.3	21.7	6.1	4.3
78	156	46.8	3	4.3	21.7	6.1	4.3
79	266	79.8	5	7.2	36.2	10.1	7.2
37	104	31.2	2	2.9	14.5	4.1	2.9
80	154	46.2	3	4.3	21.7	6.1	4.3
81	172	51.6	3	4.3	21.7	6.1	4.3
82	217	65.1	4	5.8	29.0	8.1	5.8
83	230	69	4	5.8	29.0	8.1	5.8
84	172	51.6	3	4.3	21.7	6.1	4.3
85	172	51.6	3	4.3	21.7	6.1	4.3
87	269	80.7	5	7.2	36.2	10.1	7.2
88	83	24.9	5	7.2	36.2	10.1	7.2
89	118	35.4	2	2.9	14.5	4.1	2.9
90	300	90	5	7.2	36.2	10.1	7.2
91	192	57.6	3	4.3	21.7	6.1	4.3
92	390	117	7	10.1	50.7	14.2	10.1
93	390	117	7	10.1	50.7	14.2	10.1

94	390	117	7	10.1	50.7	14.2	10.1
95	153.5	46.05	3	4.3	21.7	6.1	4.3
96	153.5	46.05	3	4.3	21.7	6.1	4.3
97	153.5	46.05	3	4.3	21.7	6.1	4.3
98	266	79.8	5	7.2	36.2	10.1	7.2
99	97	29.1	2	2.9	14.5	4.1	2.9
100	242	72.6	4	5.8	29.0	8.1	5.8
101	175	52.5	3	4.3	21.7	6.1	4.3
102	380	114	6	8.7	43.5	12.2	8.7
103	240	72	4	5.8	29.0	8.1	5.8
104	553	165.9	9	13.0	65.2	18.3	13.0
105	556	166.8	9	13.0	65.2	18.3	13.0
106	735	220.5	12	17.4	87.0	24.3	17.4
107	140	42	2	2.9	14.5	4.1	2.9
108	827	248.1	14	20.3	101.4	28.4	20.3
109	185	55.5	3	4.3	21.7	6.1	4.3
110	322	96.6	5	7.2	36.2	10.1	7.2
111	421	126.3	7	10.1	50.7	14.2	10.1
112	196	58.8	7	10.1	50.7	14.2	10.1
113	180	54	3	4.3	21.7	6.1	4.3
114	198	59.4	3	4.3	21.7	6.1	4.3
115	161	48.3	3	4.3	21.7	6.1	4.3
116	128	38.4	2	2.9	14.5	4.1	2.9
117	223	66.9	4	5.8	29.0	8.1	5.8
118	76	22.8	1	1.4	7.2	2.0	1.4
119	76	22.8	1	1.4	7.2	2.0	1.4
120	232	69.6	4	5.8	29.0	8.1	5.8
121	251	75.3	4	5.8	29.0	8.1	5.8
122	177.5	53.25	3	4.3	21.7	6.1	4.3
123	177.5	53.25	3	4.3	21.7	6.1	4.3
124	86	25.8	1	1.4	7.2	2.0	1.4
125	126	37.8	2	2.9	14.5	4.1	2.9
126	126	37.8	2	2.9	14.5	4.1	2.9
127	127.5	38.25	2	2.9	14.5	4.1	2.9
128	127.5	38.25	2	2.9	14.5	4.1	2.9
129	251	75.3	4	5.8	29.0	8.1	5.8
130	251	75.3	4	5.8	29.0	8.1	5.8
131	89	26.7	2	2.9	14.5	4.1	2.9
132	213	63.9	4	5.8	29.0	8.1	5.8
133	114.5	34.35	2	2.9	14.5	4.1	2.9
134	114.5	34.35	2	2.9	14.5	4.1	2.9
135	153.5	46.05	3	4.3	21.7	6.1	4.3
136	153.5	46.05	3	4.3	21.7	6.1	4.3
137	225	67.5	7	10.1	50.7	14.2	10.1
138	170	51	3	4.3	21.7	6.1	4.3

139	474	142.2	8	11.6	58.0	16.2	11.6
140	474	142.2	8	11.6	58.0	16.2	11.6
141	141	42.3	2	2.9	14.5	4.1	2.9
142	144.5	43.35	2	2.9	14.5	4.1	2.9
143	169.5	50.85	3	4.3	21.7	6.1	4.3
144	144.5	43.35	2	2.9	14.5	4.1	2.9
145	169.5	50.85	3	4.3	21.7	6.1	4.3
146	369	110.7	6	8.7	43.5	12.2	8.7
147	292	87.6	5	7.2	36.2	10.1	7.2
148	466	139.8	8	11.6	58.0	16.2	11.6
149	247	74.1	4	5.8	29.0	8.1	5.8
150	463	138.9	8	11.6	58.0	16.2	11.6
151	180	54	3	4.3	21.7	6.1	4.3

La répartition PV actuelle est donnée dans le Tableau 22.

Répartition PV - actuelle	
P [kW]	Départ
8	3
12	4
7	7

Tableau 22: Répartition actuelle du PV par départ

La répartition PV-2035 est donnée dans le Tableau 23.

Répartition PV - 2035	
P [kW]	Départ
50	1
53	2
101	3
165	4
138	7
3,1	8

Tableau 23: Répartition du PV par départ d'après le scénario 2035

17.12 Modélisation des bornes de charge des EVs à l’horizon 2035 (A12)

Hypothèse préliminaire

Pour que ce modèle de bornes de recharge des EVs ait du sens pour notre étude, nous partirons du principe que la technologie utilisée dans tous les systèmes est bidirectionnelle. En effet, les bornes prévues pour du monodirectionnel uniquement ne contribueront pas à alimenter le réseau en cas de court-circuit, puisqu’elles fonctionnent comme une simple charge et que la disposition des diodes empêche de toute manière le courant d’aller en sens inverse.

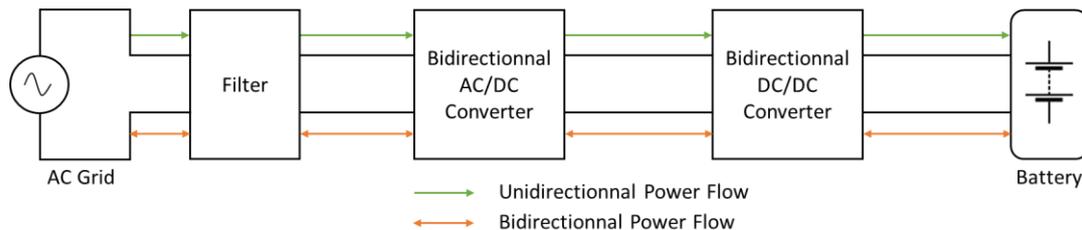


Figure 67: Topologie générale unidirectionnelle et/ou bidirectionnelle utilisée pour les EVs [18]

Pour le calcul de load flow, nous imaginerons que tous les véhicules sont en mode charge. La puissance est donc soutirée au réseau. Pour les calculs de court-circuit, nous utiliserons les batteries comme source d’énergie.

Prévision 2035

Le mandant estime que d’ici à 2035, toutes les boîtes de prise du réseau de Laconnex seront pourvues de bornes de recharge d’au moins 7 kVA. Il y aura certainement aussi des bornes de recharge de 22 kVA permettant de recharger plusieurs véhicules simultanément ainsi que des bornes de recharge rapide. Une telle prolifération du VE provoque nécessairement une augmentation considérable de la consommation d’électricité.

Le tableau ci-dessous nous montre l’augmentation de la demande d’électricité due aux EVs dans les années à venir en fonction de la part de marché des EVs. Le tableau se lit, par exemple : *si la part de marché des voitures électriques atteint 100% en 2035, la demande d’électricité en est accrue de plus de 17%.*

Part de marché des voitures électriques	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
2020	0,0%	1,5%	3,1%	4,6%	6,1%	7,7%	9,2%	10,7%	12,3%	13,8%	15,4%
2025	0,0%	1,6%	3,2%	4,8%	6,4%	8,0%	9,6%	11,2%	12,8%	14,3%	15,9%
2030	0,0%	1,7%	3,3%	5,0%	6,6%	8,3%	9,9%	11,6%	13,2%	14,9%	16,6%
2035	0,0%	1,7%	3,4%	5,1%	6,8%	8,5%	10,2%	11,9%	13,6%	15,3%	17,0%
2040	0,0%	1,7%	3,5%	5,2%	7,0%	8,7%	10,4%	12,2%	13,9%	15,7%	17,4%
2045	0,0%	1,8%	3,6%	5,4%	7,1%	8,9%	10,7%	12,5%	14,3%	16,1%	17,8%
2050	0,0%	1,8%	3,7%	5,5%	7,3%	9,2%	11,0%	12,8%	14,6%	16,5%	18,3%

Source : Office fédéral de la statistique (données jusqu’en 2014), estimations d’UBS à partir de 2015

Tableau 24: Augmentation de la demande d’électricité due aux EVs

L’un des objectifs de la stratégie énergétique 2050 est d’augmenter l’efficacité énergétique de la Suisse dans les années à venir. Cela se traduit normalement par une diminution de la consommation d’électricité par habitants. Cependant, l’arrivée du marché des EVs risque fort de causer une augmentation de la demande d’énergie électrique globale comme nous le montre

le Tableau 24. Le ruban de consommation de base estimé dans l'Annexe A7 n'est donc probablement pas complètement utopique avec ses 268 kW.

En prenant une augmentation de 100% de la part de marché des voitures électriques, la demande d'électricité augmentera de plus de 17%, ce qui correspond à une augmentation de 46 kW. Ce dernier cas d'étude semblerait bien être le pire des scénarios. Cependant, en prenant en considération le scénario envisagé par l'expert réseaux des Services Industriels de Genève, nous envisageons d'installer environ 150 bornes de recharges d'une puissance minimale de 7 kVA.

Nombre		Puissance	Durée de recharge
Bornes	Véhicules/bornes	[kW]	[h]
1	1	43	0,5
8	3	22	2-4
141	1	7	2-4

Tableau 25: Caractéristiques des bornes de recharges installées

Dans le tableau ci-dessus, la couleur verte représente les bornes de recharge lentes et la couleur rouge, la borne de recharge rapide. La puissance de recharge lente totale installée est de 1,163 MW. Il n'y aura qu'une seule borne de recharge rapide de 43 kW, située très proche du transformateur, au centre du village (boîte de prise n° 151). S'il était possible de recharger tous les véhicules simultanément, cela signifierait 165 véhicules. Il est bien évident qu'une telle chose n'est pas envisageable pour des raisons évidentes.

Deux plages de fonctionnement ont été prévues pour les bornes de recharge. La première zone de charge est prévue de 18 h à 6 h pour la recharge lente et prévoit un ruban de 302 kW sur toute la durée d'utilisation. Avec une telle puissance, on recharge 29 véhicules en même temps. L'estimation de cette demande vient du fait qu'on recharge toutes les voitures du village durant cette période. Si on estime qu'on recharge les véhicules seulement 2 heures, cela signifie qu'on pourra charger « facilement » 174 véhicules pendant la nuit. Le cas plus réaliste voudrait qu'on estime le temps de recharge à 4 heures : dans ce cas, « seulement » 87 automobiles pourront être rechargées. Finalement, peu nous importe la durée de recharge puisque celle-ci dépendra du SOC des différents accumulateurs branchés et qu'une gestion de contrôle et de communication s'occupe de gérer un tel système avec différents facteurs de simultanéité. La deuxième zone de charge est prévue entre 11 h et 14 h pour la recharge rapide avec une seule borne. (avec plus de bornes rapides, l'équilibre charge-décharge de la batterie de quartier visé par notre EMS aurait été compromis).

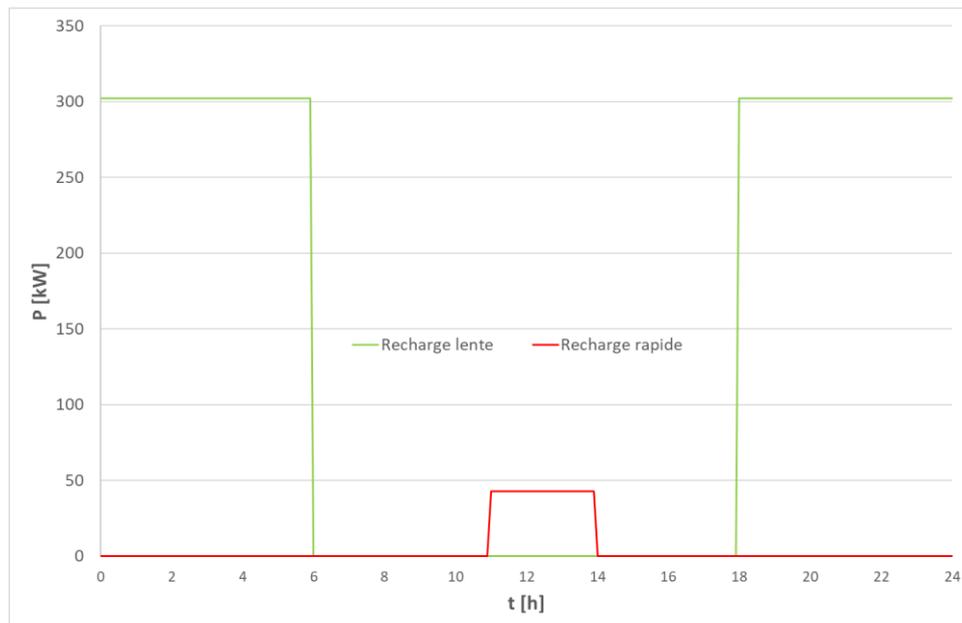


Figure 68: Plages de fonctionnement des bornes de recharge

Pour faire les simulations, les boîtes de prises fonctionnant simultanément ont été placées de façon à générer des situations problématiques, aussi bien pour le calcul en flux de puissance qu'en court-circuit (par exemple, les bornes de recharge situées en bout de ligne fonctionnent en même temps). Par la suite, il sera en effet possible de limiter l'impact des IPEs décentralisées grâce à une commande adaptée prenant en compte les niveaux de charge du réseau. Les détails du lieu ainsi que des puissances utilisées pour la simulation sont donnés dans l'annexe A13 (17.13) (*Paramètres des batteries par boîte de prise*) et l'annexe A18 (17.18) (*Localisation des courts-circuits et des bornes de recharge*).

17.13 Paramètres des batteries par boîte de prise (A13)

Le tableau ci-dessous recense les batteries installées par boîtes de prise pour les scénarios 2 et 3. Pour le scénario 3, uniquement la batterie de 43 kW est utilisée pour la recharge rapide. Le scénario 2 comporte 8 bornes à 22 kW chacune permettant de brancher simultanément 3 EVs et 18 bornes de 7 kW pour autant de véhicules.

Boîte de prise n°1 (...)	P	Courant [A]		
	[kW]	i_p choc	I_k'' initial	I_k FRT
32	7	31,3	22,2	10,1
33	7	31,3	22,2	10,1
38	22	98,4	69,9	31,8
39	7	31,3	22,2	10,1
40	7	31,3	22,2	10,1
57	7	31,3	22,2	10,1
60	7	31,3	22,2	10,1
61	7	31,3	22,2	10,1
62	22	98,4	69,9	31,8
63	7	31,3	22,2	10,1
64	7	31,3	22,2	10,1
65	7	31,3	22,2	10,1
67	22	98,4	69,9	31,8
68	22	98,4	69,9	31,8
78	7	31,3	22,2	10,1
79	7	31,3	22,2	10,1
105	22	98,4	69,9	31,8
106	22	98,4	69,9	31,8
107	7	31,3	22,2	10,1
108	7	31,3	22,2	10,1
116	22	98,4	69,9	31,8
117	7	31,3	22,2	10,1
118	7	31,3	22,2	10,1
119	7	31,3	22,2	10,1
147	22	98,4	69,9	31,8
148	7	31,3	22,2	10,1
151	43	192,4	136,5	62,1

La répartition des EVs pour ces scénarios est donnée dans le Tableau 26.

Répartition des Evs	
P [kW]	Départ
14	2
158	3
58	4
72	7
43	8

Tableau 26: Répartition des EVs dans les scénarios 2 et 3

17.14 Paramètres des courts-circuits réalisés dans Power Factory (A14)

La méthode de court-circuit utilisée est la IEC 60'909. Cette méthode définit et présente une procédure, utilisable par des ingénieurs non spécialisés, exploitant les composantes symétriques. Elle s'applique aux réseaux électriques d'une tension inférieure à 550 kV.

Elle explique le calcul des courants de court-circuit maximaux et minimaux. Les premiers permettent de déterminer les caractéristiques assignées des matériels électriques alors que les seconds sont nécessaires au calibrage des protections de surintensité. Dans notre cas, le courant de court-circuit maximal nous intéressera surtout pour voir si les dispositifs déclenchent suffisamment rapidement pour empêcher un endommagement des matériels.

La procédure de cette méthode s'établit en 4 points :

- Calcul de la tension équivalente au point de défaut égale à :

$$c \times \frac{U_n}{\sqrt{3}}$$

Dans notre cas, la valeur de c correspondra à une tolérance maximum pour systèmes BT de 6% (valeur par défaut dans Power Factory). On a donc c égal à 1,05 pour le calcul de $I_{cc \max}$ et c égal à 0,95 pour le $I_{cc \min}$.

- Détermination et sommation des impédances équivalentes directes, inverses, et homopolaires en amont du point de défaut.
- Calcul du courant de court-circuit initial, à l'aide des composantes symétriques.
- A partir du calcul de la valeur efficace du courant de court-circuit initial (I_k''), sont déterminées les autres grandeurs caractéristiques :
 - i_p : valeur de crête (valeur instantanée), noté aussi $I_{cc \max}$.⁵⁰
 - I_b : valeur efficace du courant de court-circuit symétrique coupé (RMS)
 - i_{cc} : composante aperiodique
 - I_k : valeur efficace du courant de court-circuit permanent (RMS)
 - I_{th} : valeur efficace du courant de court-circuit équivalent thermique (RMS)

Avec cette méthode, il y a lieu de distinguer deux cas :

- Celui des courts-circuits éloignés des alternateurs et IPEs (réseaux dans lesquels les courants de court-circuit n'ont pas de composante alternative amortie) : $I_k'' = I_k = I_b$.
- Celui des courts-circuits proches des alternateurs et IPEs : $I_k < I_b < I_k''$ (réseaux dans lesquels les courants de court-circuit ont des composantes alternatives amorties).

En fonction de l'éloignement du court-circuit, le comportement de l'onduleur au début du défaut semble pouvoir être estimé par cette méthode d'autant plus que la durée de l'état subtransitoire et transitoire du courant injecté par les IPEs de ce type est extrêmement faible (documentation technique des onduleurs SMA). Cette condition a été vérifiée avec les onduleurs de PV et de batteries dans les simulations.

La durée du court-circuit est de 0,1 s pour le temps de coupure et de 1 s pour le temps d'élimination des défauts⁵¹. Les défauts sont réalisés au milieu des lignes.

⁵⁰ i_p est nécessaire pour déterminer le pouvoir de fermeture des appareils à installer et les contraintes électrodynamiques que devra supporter l'ensemble de l'installation

⁵¹ la valeur du temps de coupure est utilisée pour calculer de courant de coupure d'un disjoncteur. La valeur du temps d'élimination du défaut est nécessaire pour calculer le courant thermique équivalent.

La Figure 69 montre une représentation graphique des grandeurs précitées.

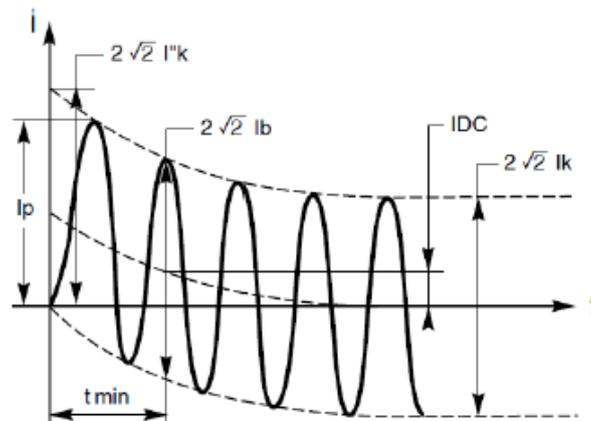


Figure 69: Représentation graphique des grandeurs de court-circuit selon CEI 60'909

Ces grandeurs sont nécessaires pour dimensionner les dispositifs de protection.

- I_b permet de déterminer le pouvoir de coupure (PdC) du disjoncteur.
- I_{th} est nécessaire pour calculer la durée de tenue thermique du conducteur.
- I_{kss} traversant le disjoncteur donne la durée de déclenchement

Il est important de remarquer que :

- Les courts-circuits réalisés dans l'étude sont francs et triphasés⁵² : ce sont les pires scénarios qui peuvent arriver et donc donner les courants de court-circuit les plus importants. Par conséquent, lors d'un tel court-circuit, toutes les IPEs vont alimenter le défaut plutôt que les charges, même si celles-ci sont à proximité, car le court-circuit contourne les connexions shunt normales à haute impédance de charges ou d'autres équipements connectés entre les phases, le neutre et la terre [31].
- Si les courts-circuits sont impédants et non-triphasés, ils provoquent une perturbation des niveaux de tension normaux⁵³ [31]. Dès lors, la participation de l'onduleur au courant de défaut se fera en fonction de la variation de tension qui sera vue par le convertisseur au point de couplage commun avec le réseau et de la fonction de FRT implémentée dans l'onduleur. Ainsi, le courant injecté alimentera d'abord les charges à proximité dont l'impédance est plus faible que le défaut, et ensuite ce dernier.

La méthode d'analyse des résultats des courts-circuits est donnée dans l'annexe A19 (17.19).

⁵² Ce genre de court-circuit n'est pas impossible sur un réseau enterré où une pelle mécanique peut rapidement couper un câble complètement (l'impédance de la pelle mécanique serait très faible).

⁵³ Parce qu'ils modifient la relation diviseur de tension entre les chemins normalement à faible impédance entre les sources et les charges et les connexions shunt normalement à forte impédance de ces charges et autres dispositifs shunt.

17.15 Paramètres des onduleurs PV dans Power Factory (A15)

Pour illustrer l'exemple, nous avons pris l'installation PV de la boîte de prise n°10 d'une puissance installée de 2 kWc.

Paramètres des calculs en flux de puissance

Pour les calculs en flux de puissance, le modèle sélectionné est « entrée de puissance active ». Chaque IPE de type PV est fixée en mode d'entrée P, Q (puissance active, puissance réactive). Ainsi, pour les calculs de load-flow et de court-circuit, ce sont les pires des cas qui sont étudiés.

Paramètres des calculs en court-circuit

Les paramètres de i_p et I_k'' pour l'injection du courant en cas de court-circuit ont été pris du cahier technique de SMA : *Information on short-circuit currents of SMA PV inverters*.

i_p	I_k''	I_k
up to $5 \times i_{max}$	up to $1.4 \times I_{max}$	$1.0 \times I_{max}$

Tableau 27: Valeurs maximales pour le courant de court-circuit pic i_p , le courant de court-circuit initial I_k'' et le courant de court-circuit ininterrompu I_k pour onduleurs PV

Dans notre cas, on a donc, pour le courant nominal de l'installation PV :

$$I_{nom} = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} = \frac{2'000}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 2,89 \text{ A}$$

Comme cette valeur de courant est la valeur maximale pouvant être obtenue (avec production maximale et cos phi de 1, nous prendrons aussi cette valeur pour I_k).

On a donc $I_k'' = 1,4 \times 2,89 = 4,05 \text{ A}$. La valeur de i_p est calculée automatiquement par le logiciel pour les courts-circuits proches de l'IPE.

Les autres valeurs sont celles définies par défaut des exemples étudiés sur la documentation mise à disposition par DIGSILENT.

Système PV - SIGNet\Boite de prise 1(10)\Système PV.ElmPvsys

Figure 70: Paramètres des systèmes PV pour les calculs de court-circuit

17.16 Paramètres des onduleurs de batterie dans Power Factory (A16)

Pour illustrer l'exemple, nous avons pris la batterie de quartier d'une puissance installée de 210 kW.

Paramètres des calculs en flux de puissance

Pour les calculs en flux de puissance, la catégorie sélectionnée est « Stockage ». Chaque IPE de type batterie est fixée en mode d'entrée par défaut avec puissance active maximale et cos phi de 1. Ainsi, pour les calculs de load-flow et de court-circuit, ce sont les pires des cas qui sont étudiés.

Paramètres des calculs en court-circuit

Les paramètres de i_p et I_k'' pour l'injection du courant en cas de court-circuit ont été pris de la déclaration technique de SMA

I_k''	i_p	I_k
$2,2 I_N$	$3,1 I_N$	$1,0 I_N$

Tableau 28: Valeurs maximales pour le courant de court-circuit pic i_p , le courant de court-circuit initial I_k'' et le courant de court-circuit ininterrompu I_k pour onduleurs de batterie

Dans notre cas, on a donc, pour le courant nominal de l'installation de batterie :

$$I_{nom} = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} = \frac{210'000}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 303 \text{ A}$$

Comme cette valeur de courant est la valeur maximale pouvant être obtenue (avec production maximale et cos phi de 1, nous prendrons aussi cette valeur pour I_k).

On a donc $I_k'' = 2,2 \times 303 = 667 \text{ A}$. La valeur de i_p est calculée automatiquement par le logiciel pour les courts-circuits proches de l'IPE.

Les autres valeurs sont celles définies par défaut des exemples étudiés sur la documentation mise à disposition par DIGSILENT.

Générateur statique - SIGNet\323\P_210.ElmGenstat

Figure 71: paramètres des systèmes de batterie pour les calculs de court-circuit

17.17 Caractéristiques des lignes utilisées pour les courts-circuits⁵⁴ (A17)

Pour évaluer les dégâts potentiels d'un court-circuit à un endroit donné, il est nécessaire de connaître les caractéristiques physiques du câble.

Les lignes ont été choisies pour les courts-circuits en fonction :

- de leur emplacement sur la branche (début, milieu, fin)
- de leur charge (artère, branche secondaire)
- de la situation des IPEs raccordées

Les caractéristiques des câbles sur lesquels les courts-circuits ont été réalisés sont données ci-dessous. La tension assignée des câbles est de 400 V. La température initiale est de 70°C ; la température finale est de 160°C.

Ligne n°	I max 1 s.	I assigné	Section	Type	Isolation	k	Remarques	Etude c.c.		
	[kA]		[mm ²]					S1	S2	S3
275	1,15	0,055	10	Cuivre-papier-PPb-FJ 3x10+10	PVC	115	début ligne - br.final			
352							fin ligne - br.final			
415							milieu ligne - br.final			
335	2,87	0,135	25	Cuivre-plastique GKN 3x25/25			fin ligne - br.final			
516		0,123		Cuivre-papier-PPB-FJ 3x25+25			début ligne - br.final			
267	17,2	0,317	150	Cuivre-papier-PPb-FJ 3x150+150			fin ligne - br.final			
376							début ligne - artère			
437							fin ligne - br.final			
500							milieu ligne - br.secondaire			
511							début ligne - artère			

Tableau 29: Caractéristiques des lignes utilisées pour les courts-circuits⁵⁵

Pour les câbles et conducteurs isolés, le temps de coupure de tout courant résultant d'un court-circuit se produisant en un point quelconque du circuit ne doit pas être supérieur au temps portant la température des conducteurs à la limite admissible.

Pour les courts-circuits d'une durée t au plus égale à 5 s, la durée nécessaire pour qu'un courant de court-circuit élève la température des conducteurs de la température maximale admissible en service normal à la valeur limite peut être calculée, en première approximation, à l'aide de la formule suivante :

$$t = \left(\frac{k \times S}{I} \right)^2$$

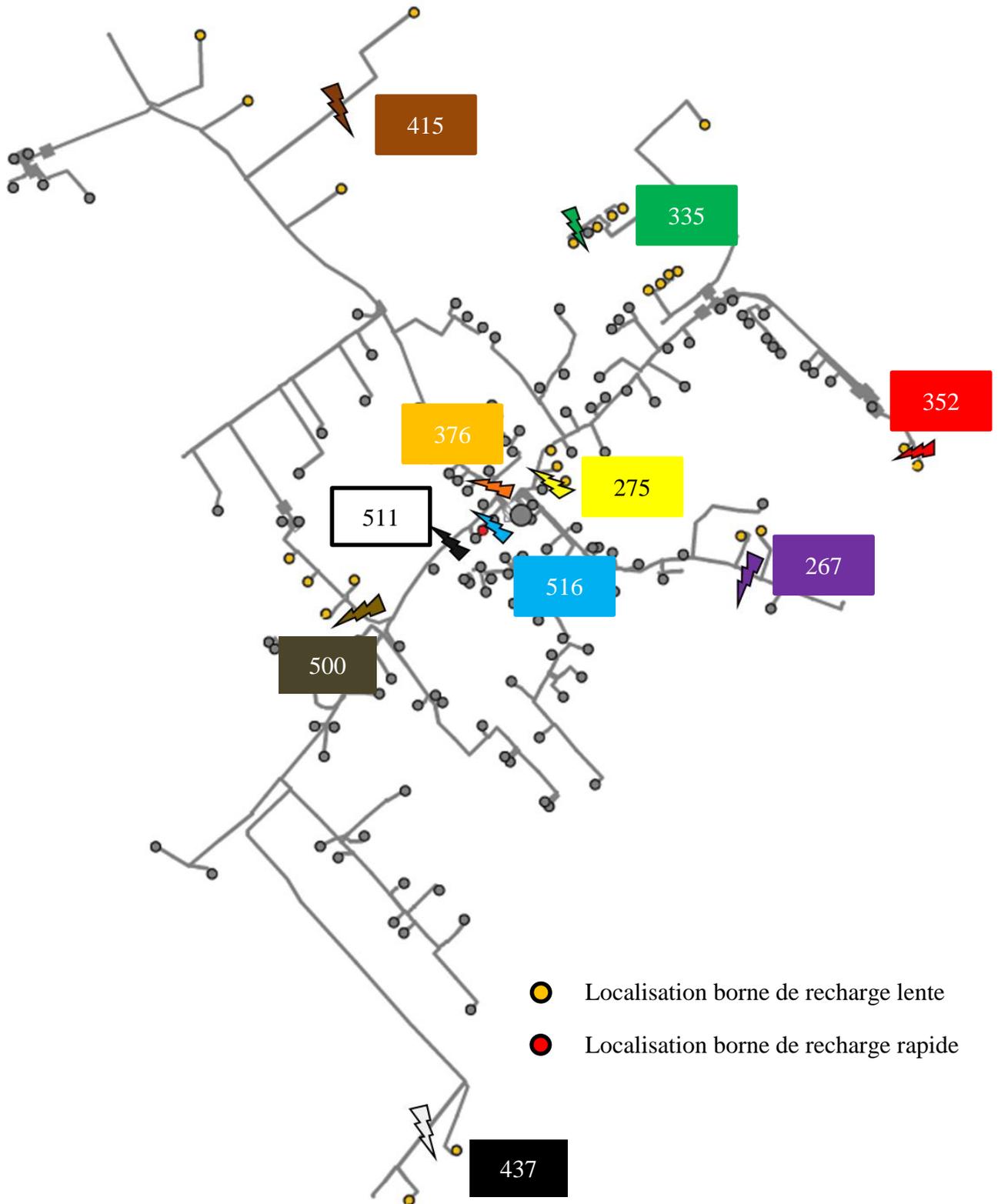
où :

- t est la durée en s ;
- S est la section des conducteurs, en mm² ;
- I est le courant effectif de court-circuit, en A, exprimé, pour l'alternatif en valeur efficace. La valeur de I_{th} sera utilisée dans ce calcul. Le résultat obtenu avec cette valeur a été vérifié avec les données du courant maximal admissible durant 1 s des câbles.
- K est le facteur tenant compte de la résistivité, du coefficient de température et de la tenue aux échauffements du matériau du conducteur, ainsi que des températures initiales et finales.

⁵⁴ Les informations contenues dans cette annexe proviennent en grande partie de la norme IEC 60364-4-43 :2008 : *Installations électriques à basse tension, Partie 4-43 : Protection pour assurer la sécurité - Protection contre les surintensités*

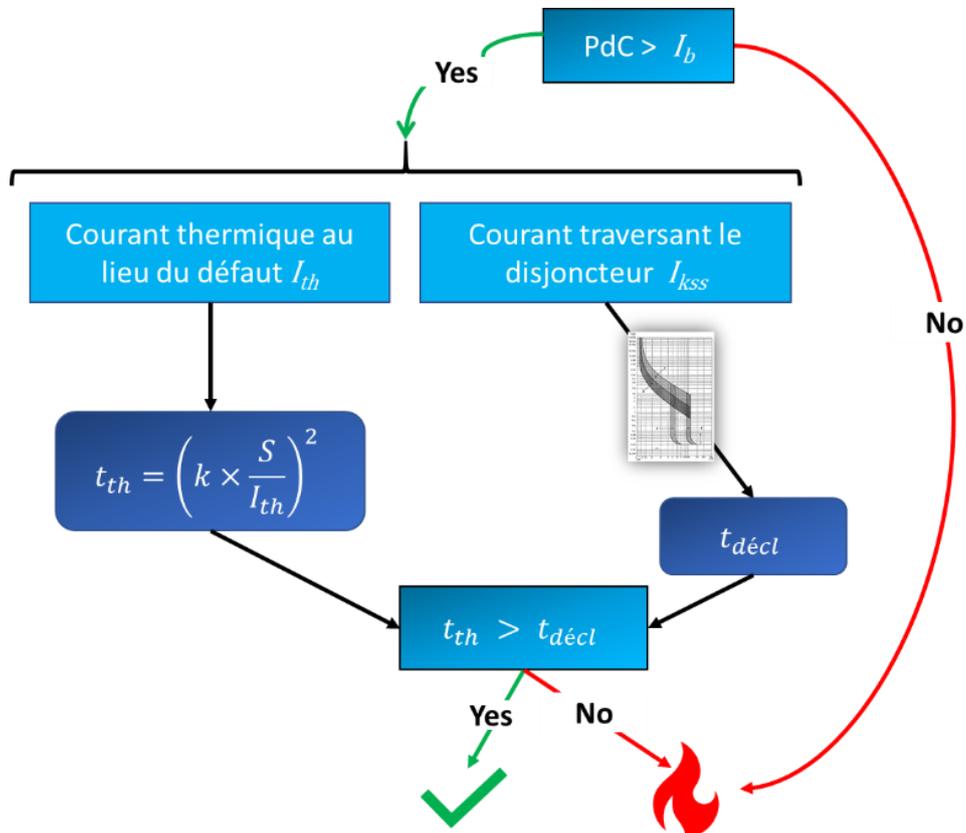
⁵⁵ Dans la colonne *Remarques*, br. signifie branchement

17.18 Localisation des courts-circuits et des bornes de recharge (A18)



17.19 Méthode de vérification des résultats de courts-circuits (A19)

L'algorithme ci-dessous a été utilisé pour définir les conséquences des courts-circuits triphasés sur les lignes où le court-circuit se produit. Les conséquences d'un court-circuit sur les autres lignes peuvent aussi être critiques, mais ces cas n'ont pas été étudiés.



Ce sont les deux dernières colonnes du tableau ci-dessous qui donnent les conséquences et les problèmes d'un tel court-circuit sur la ligne. Dans la colonne « dommage thermique », les couleurs indiquent :

- Rouge : la ligne brûle.
- Orange : la ligne est dans un cas critique (risque fort d'endommagement).
- Vert : la ligne en question est normalement protégée.

Dans la colonne « $I_{kss} > I_{kss\ cc}$ », nous regardons si le dispositif de protection au début de la ligne « voit » passer tout le courant de court-circuit ou pas. Si le courant de court-circuit permanent au lieu du court-circuit est supérieur au courant que « voit » la protection, la situation peut devenir problématique, donc la couleur assignée est rouge. Dans le cas contraire, l'assignation est au vert.

Analyse de court-circuit										Dommage thermique	$I_{kss\ départ} > I_{kss\ cc}$
Lieu du défaut	Courant				Section	t_{th}	Déclenchement disjoncteur				
	Disjoncteur I_{kss}	Lieu cc I_{kss}	Lieu cc I_{th}	Charge ligne			x ... ln	t max-min [s]			
Ligne n°	[A]				[mm ²]	[s]					
267	6 782	6 826	6 840	40	150	6,360	21,2	0,02			
275	7 963	8 463	8 470	737	10	0,018	24,9	0,02			
352	2 248	2 748	2 750	239	10	0,175	7,0	0,02			

17.20 Détails du scénario 1 (A20)

NB : Les calculs de simulation ont été réalisés avec les tensions de 18,3 kV – 420 V

Résultats du calcul en flux de puissance

Analyse flux de puissance										Choix étude cc
Configuration	Lieu d'étude		Tension L-L		Charge		Remarques			
	ligne	[kW]	[V]	[p.u]	[A]	[%]	départ	emplacement	description	Yes/No
Sans batterie	267	2,9	0,411	0,98	4,3	1,4	2	fin de ligne	br. Final	No
		3,0	0,415	0,99	4,4	1,4				
	275	1,6	0,412	0,98	2,4	4,3	3	début ligne	br. Final	Yes
		1,6	0,415	0,99	2,4	4,3				
	352	1,6	0,409	0,97	2,4	4,3	3	fin de ligne	br. Final	No
		1,6	0,412	0,98	2,4	4,4				
	335	1,6	0,408	0,97	2,4	1,8	3	fin de ligne	br. Final	Yes
		1,6	0,411	0,98	2,4	1,8				
	415	1,8	0,410	0,98	2,6	4,7	4	milieu	br. Final	No
		1,8	0,414	0,99	2,6	4,8				
Avec batterie	376	45,8	0,412	0,98	67,2	21,2	4	début ligne	artère	Yes
		46,7	0,416	0,99	68,2	21,5				
	500	5,6	0,411	0,98	8,3	2,6	7	milieu	br.secondeaire	Yes
		5,7	0,414	0,99	8,4	2,6				
	437	1,4	0,407	0,96	2,1	0,7	7	fin de ligne	br. Final	No
		1,4	0,411	0,98	2,1	0,7				
	511	53,5	0,412	0,98	78,5	24,8	7	début ligne	artère	Yes
		54,6	0,415	0,99	79,9	25,2				
	516	0,1	0,413	0,98	0,1	0,1	8	début ligne	br. Final	Yes
		0,1	0,416	0,99	0,1	0,1				

Le calcul en flux de puissance dans ce scénario montre que les niveaux de tension aux différents endroits du réseau étudié sont bien dans la norme de $\pm 3\%$ autour de 400 V (388 – 412 V). Les endroits pouvant connaître une surtension dans ce cas se trouvent à proximité du transformateur comme l'illustre la ligne 516 et la figure ci-dessous (vert plus foncé autour du transformateur).

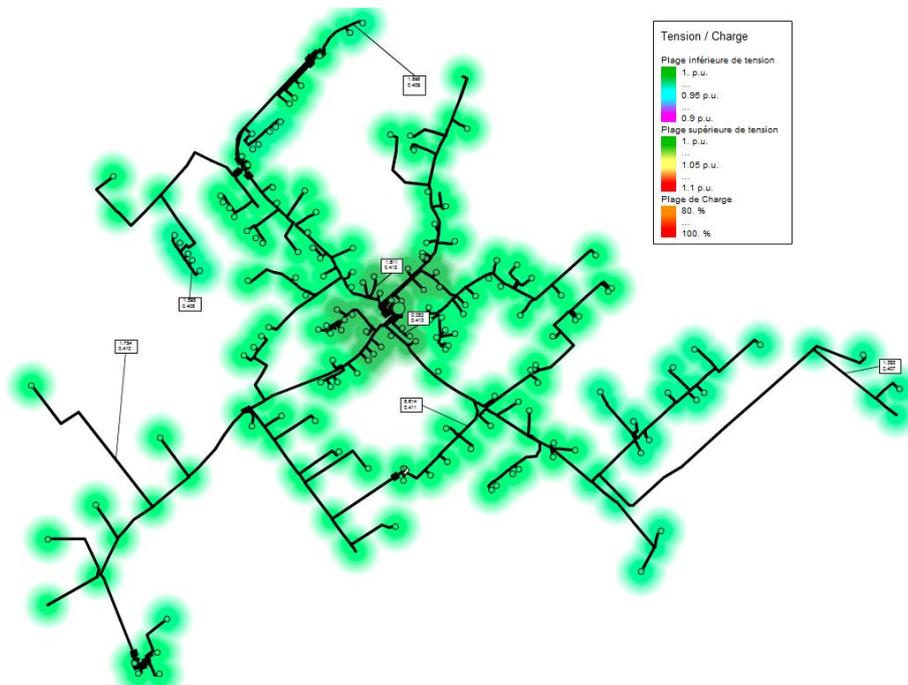


Figure 72: Calcul de load flow du scénario 1 sans batterie

17.21 Détails du scénario 2 (A21)

NB : Les calculs de simulation ont été réalisés avec les tensions de 18,3 kV – 420 V

Résultats du calcul en flux de puissance

Analyse flux de puissance									Choix étude cc
Lieu d'étude		Tension L-L		Charge		Remarques			Yes/No
ligne	[kW]	[V]	[p.u]	[A]	[%]	départ	emplacement	description	
267	3	0,408	0,97	4,4	1,4	2	fin de ligne	br. Final	Yes
275	23,8	0,408	0,97	33,6	61,1	3	début de ligne	br. Final	Yes
352	8,6	0,396	0,94	12,6	22,9	3	fin de ligne	br. Final	Yes
335	25,3	0,39	0,93	37,5	26	3	fin de ligne	br. Final	Yes
415	24,8	0,403	0,96	35,6	64,7	4	milieu	br. Final	Yes
376	107,1	0,409	0,98	152,7	48,2	4	début de ligne	artère	Yes
500	48,8	0,406	0,97	69,6	21,9	7	milieu	br.secondaire	Yes
437	8,4	0,397	0,95	12,3	3,9	7	fin de ligne	br. Final	Yes
511	128,4	0,409	0,97	183,4	57,8	7	début de ligne	artère	Yes
516	0,08	0,411	0,98	0,124	0,1	8	début de ligne	br. Final	Yes

Le tableau ci-dessus est réalisé avec la batterie de 210 kW fonctionnant à pleine puissance (Figure 74). Dans cette configuration, le départ de la ligne 3, colorié en rouge, est chargé à plus de 90% et le transformateur à près de 95%. Malgré le fait que les lignes étudiées restent dans la norme de + 3% grâce à la batterie de quartier et que la tension de départ du transformateur est fixée à 420 V, une surcharge accidentelle ferait certainement descendre la tension de façon problématique.

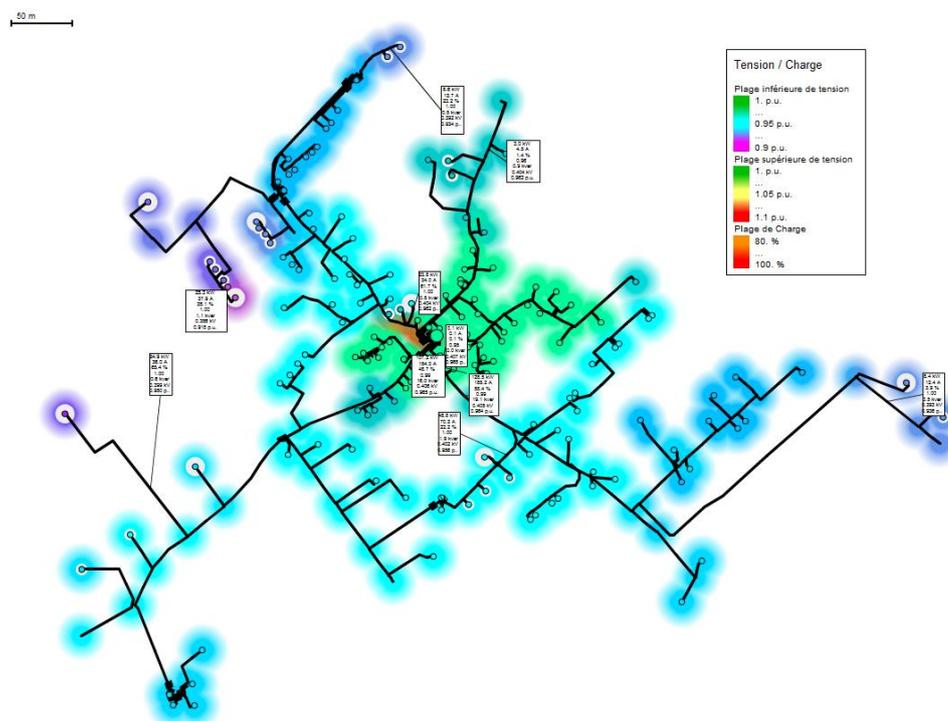


Figure 73: Calcul de load flow du scénario 2 sans batterie

Le calcul en flux de puissance sans batterie montre que les tensions du réseau chutent fortement où les EVs se rechargent. (Figure 73). Par exemple, la tension composée sur la ligne 335 est de 386 V, ce qui est en-dessous de la valeur de $\pm 3\%$ autorisée dans la DACHCZ.

Une batterie de quartier d'une puissance de 210 kW permettrait de rentrer à nouveau dans la plage de tension autorisée de [28] : la tension composée sur la ligne 335 passerait alors de 386 à 390 V. Il ne faut pas oublier de garder à l'esprit que ce scénario est un peu « exagéré » pour les besoins du court-circuit et qu'une adaptation smart grid du réseau permettra de l'éviter. La Figure 75 permet de réaliser d'ailleurs que le réseau est bien surdimensionné aujourd'hui.

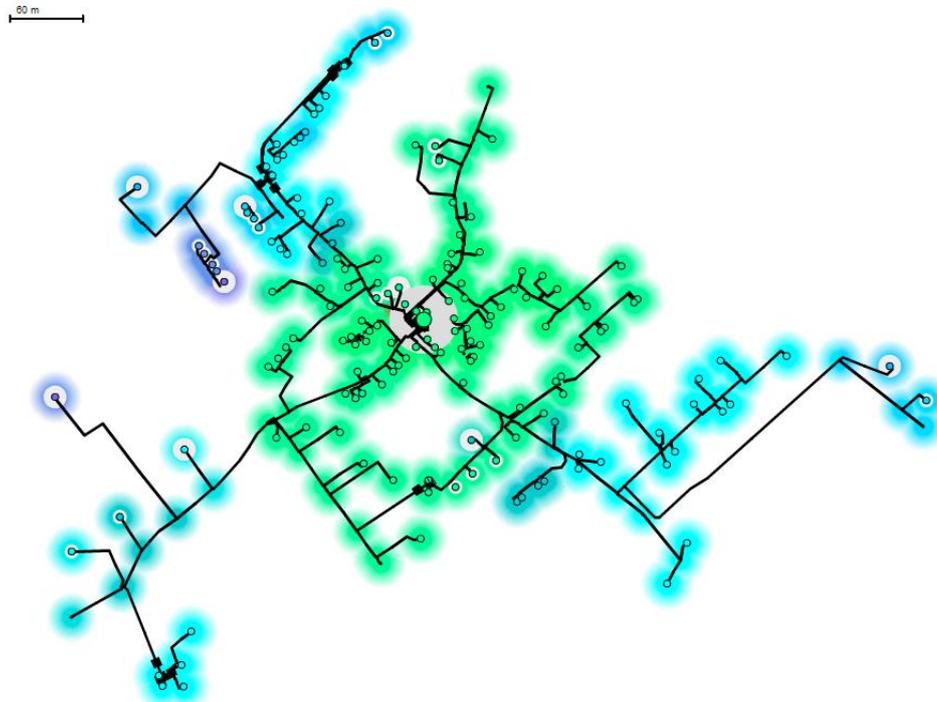


Figure 74: Calcul de load flow du scénario 2 avec une batterie de 210 kW

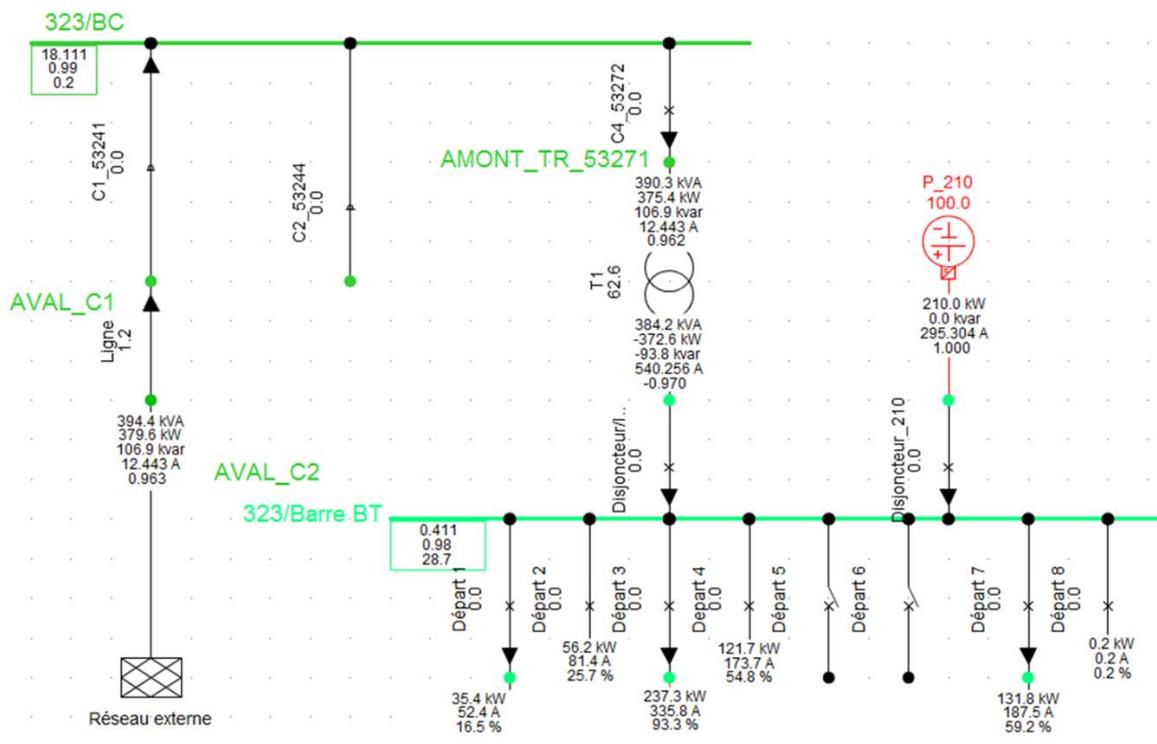


Figure 75: Détail de charge des départs dans le scénario 2

17.22 Détails du scénario 3 (A22)

NB : Les calculs de simulation ont été réalisés avec les tensions de 18,3 kV – 420 V

Résultats du calcul en flux de puissance

Analyse flux de puissance									Choix étude cc
Lieu d'étude		Tension L-L		Charge		Remarques			
ligne	[kW]	[V]	[p.u]	[A]	[%]	départ	emplacement	description	Yes/No
267	1	0,418	0,995	1,9	0,6	2	fin de ligne	br. Final	No
275	2,4	0,418	0,995	3,4	6,1	3	début de ligne	br. Final	Yes
352	3,4	0,419	0,997	8,5	8,5	3	fin de ligne	br. Final	No
335	0,7	0,418	0,995	0,9	0,7	3	fin de ligne	br. Final	Yes
415	10,2	0,429	1,021	13,8	25	4	milieu	br. Final	No
376	94,5	0,418	0,996	132,2	41,7	4	début de ligne	artère	Yes
500	2,3	0,42	0,999	4,1	1,3	7	milieu	br.secondaire	Yes
437	6,6	0,425	1,011	8,9	2,8	7	fin de ligne	br. Final	No
511	74,8	0,419	0,997	106,2	33,5	7	début de ligne	artère	Yes
516	40,2	0,416	0,990	55,8	45,3	8	début de ligne	br. Final	Yes

Même si le niveau de tension du réseau aux endroits mesurés dans ce contexte reste dans la plage autorisée de la norme EN 50'160, celui-ci dépasse les 512 V permis dans la DACHCZ. Dans ce scénario, la production PV du quartier est plus importante que sa consommation. La batterie de quartier se charge avec une puissance limitée de 180 kW ; la charge en « ruban » du quartier est active, ce qui signifie que l'autoconsommation instantanée est de 100%. Le cas de figure où les batteries du quartier stockeraient cette énergie et donc injecteraient du courant en cas de court-circuit n'a pas été étudié (c'est d'ailleurs le cas qui pourrait être jugé le pire au niveau des courts-circuits et donc le plus intéressant).

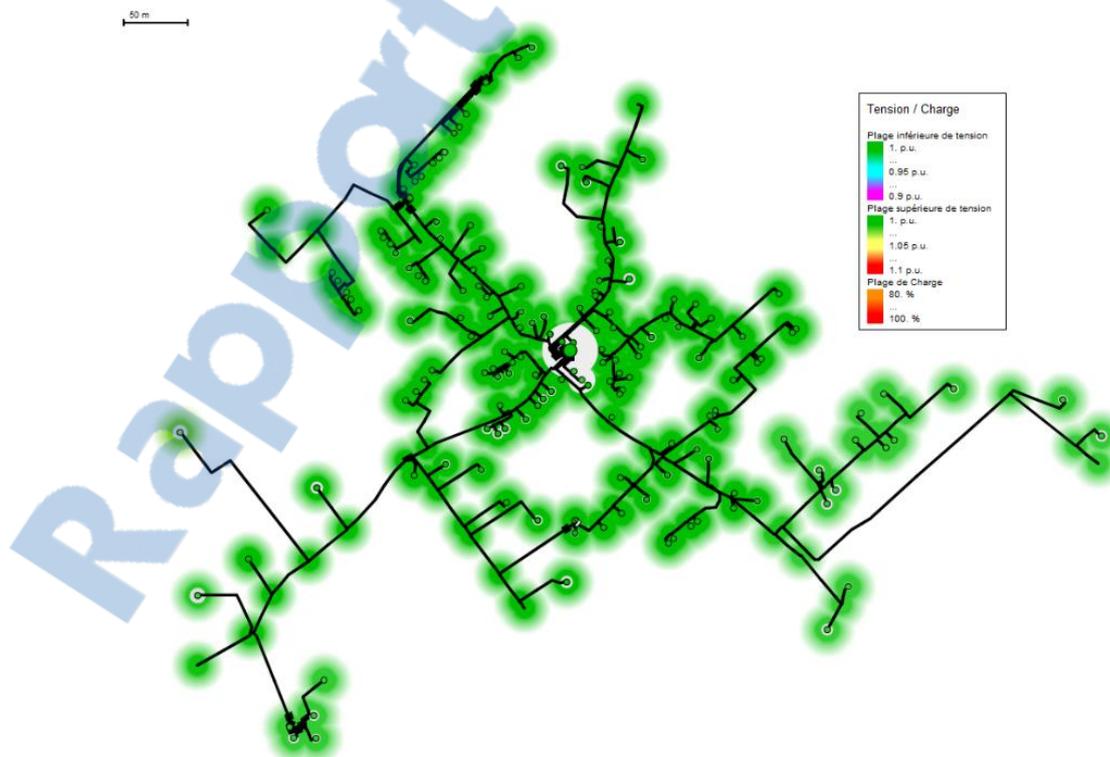


Figure 76: Calcul de load flow du scénario 3

Avec toute la production PV et malgré la batterie de quartier qui se charge, nous pourrions observer un flux de puissance inverse au sein du transformateur et à travers ses protections.

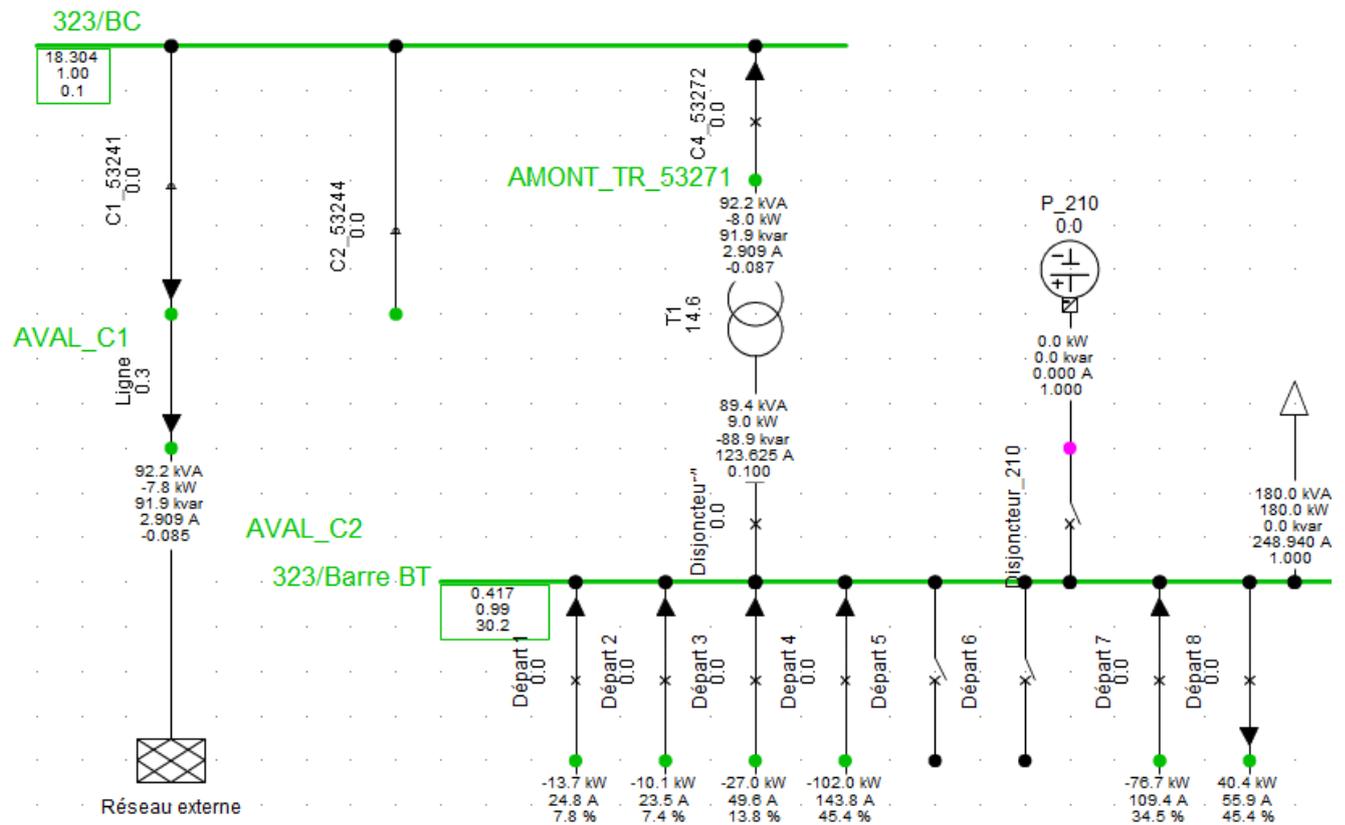
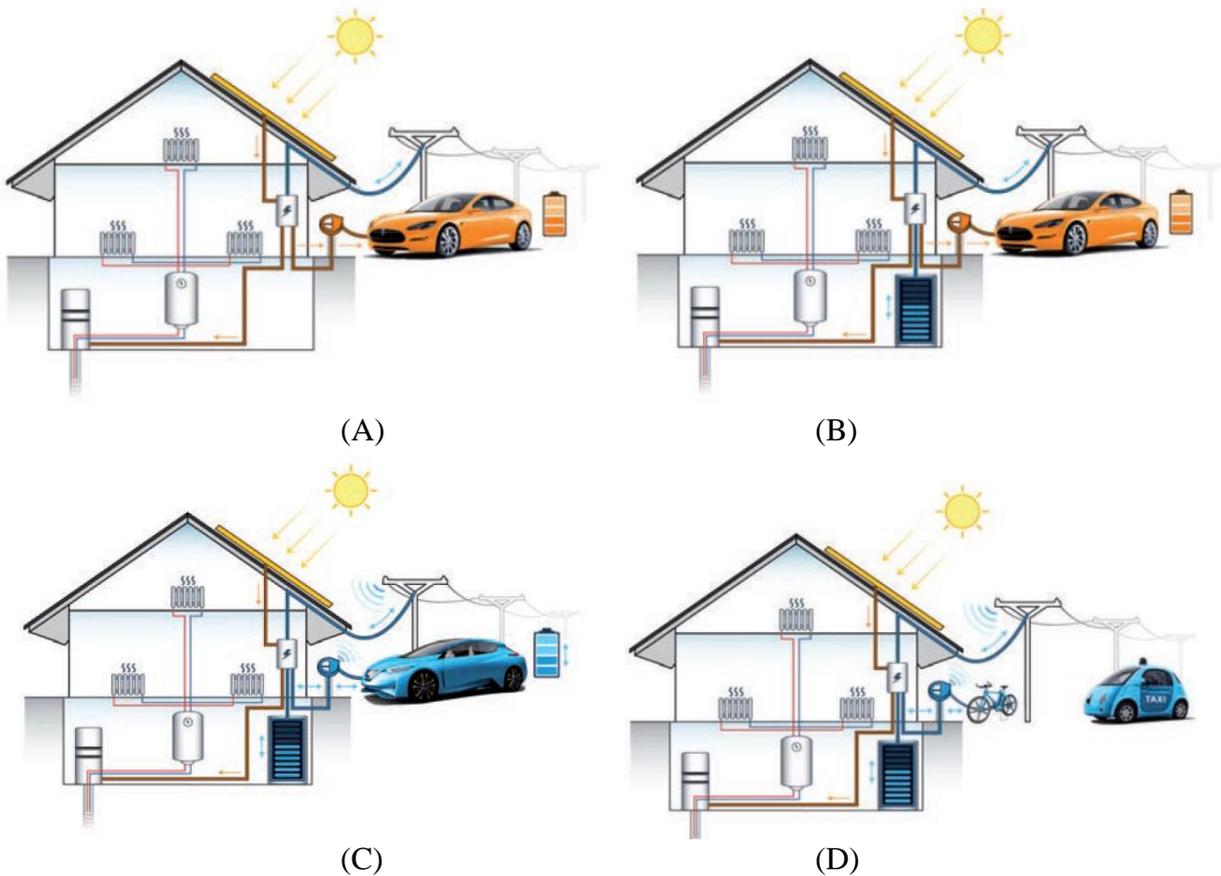


Figure 77: Détail de charge des départs dans le scénario 3

La Figure 77 montre que certains départs qui ne sont pas beaucoup chargés actuellement pourraient connaître une forte augmentation de courant : notamment le départ 8 pourrait passer de 0,2 % (Figure 75) à 45% (Figure 77), avec la borne de recharge rapide. Les bornes de recharge rapide de 43 kW sont des consommateurs qui peuvent influencer notablement l'état de charge des lignes et doivent donc faire l'objet d'une attention particulière lors de la planification de l'exploitation future du réseau.

17.23 Scénarios envisagés dans le Guide d'installation de systèmes de recharge pour véhicules électriques (A23)

Les scénarios des figures ci-dessous laissent bien présager de l'essor que prend actuellement l'EV. Ces images ainsi que la description des scénarios proviennent intégralement du *Guide d'installation de systèmes de recharge pour véhicules électriques* [23].



La couleur bleue illustre les flux bidirectionnels et le orange représente les flux monodirectionnels (du réseau vers la charge).

- (A) représente le scénario actuellement le plus courant : la maison est une « station d'approvisionnement ».
- (B) et (C) représentent les scénarios qui sont en train de commencer à prendre de l'ampleur sur le marché : dans le cas (B), les accumulateurs tampons optimisent le système, tant d'un point de vue énergétique qu'économique. Le (C) est le cas d'étude que nous étudierons dans ce projet, avec des véhicules branchés en mode bidirectionnel.
- (D) nous attend peut-être dans 3 à 5 décennies. Nos voitures seront davantage importantes comme « accumulateur d'énergie » que comme voitures à proprement parler. Statistiquement, une voiture est stationnée pendant plus de 23 heures par jour, ce qui en fait quelque chose d'« immobile » plutôt que de mobile.

17.24 Comportement des IPEs de type onduleur de batterie sur le réseau en cas de court-circuit (A24)

Cette partie est consacrée à l'investissement réalisé dans ce travail concernant le comportement que doivent adopter les onduleurs en cas de court-circuit sur le réseau. L'annexe se divise en trois parties :

- Résumé
- Détails de la norme
- Fonctionnalité FRT (Fault Ride Through)

17.24.1 Résumé

Toute la problématique du comportement des IPEs de type onduleur sur le réseau en cas de court-circuit pourrait se rapporter à cette phrase de la VDE-AR-N 4105 :2011-08 : « les systèmes d'onduleur triphasés doivent assurer toutes les fonctions triphasées des générateurs synchrones triphasés à moyen terme. » Après la lecture de la version 2018, on suppose aussi que ce comportement doit être respecté par des onduleurs monophasés. Ce sont donc le même genre d'exigences que pour les générateurs conventionnels qui commencent à être demandés aux onduleurs PV et de batteries.

Les Figure 78 et Figure 79 illustrent assez bien l'histoire du FRT, avant et après 1547-2018 [31].

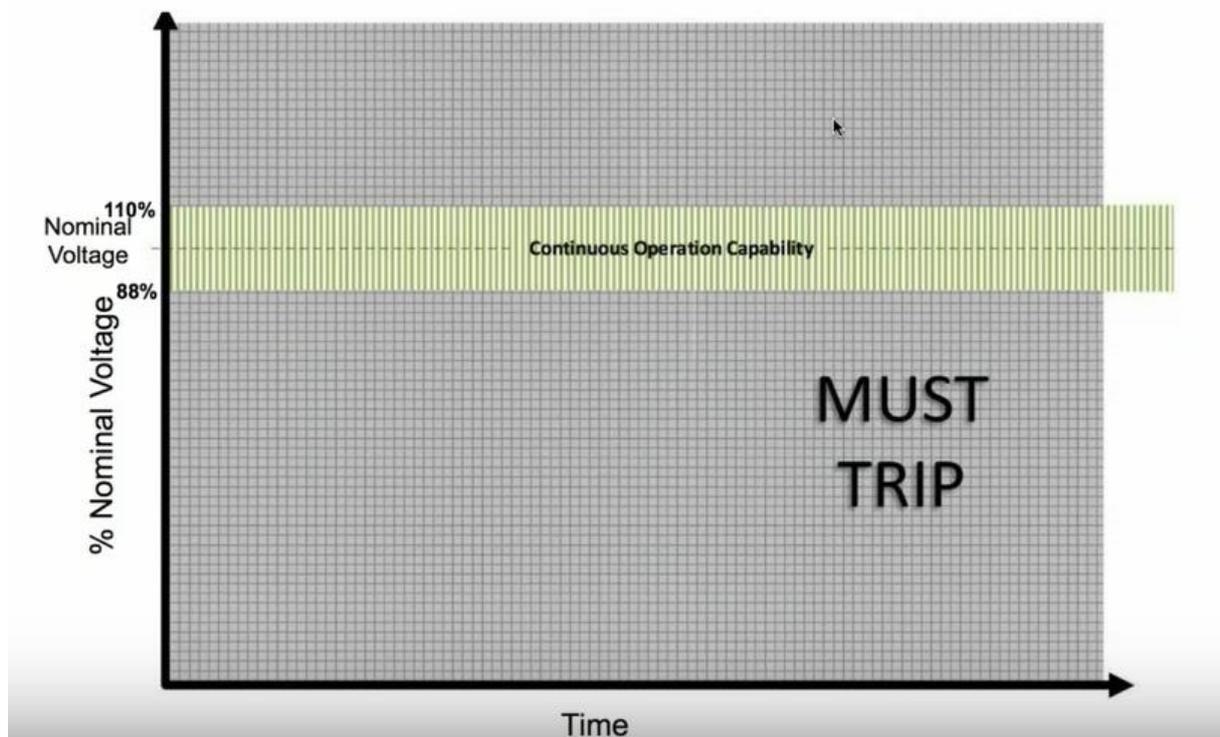


Figure 78: Fonctionnalité Ride Through avant 1547-2018⁵⁶

⁵⁶ Ces images sont tirées de [tirées de https://greeningthegrid.org/news/new-recorded-webinar-best-practices-for-grid-codes-for-renewable-energy-generators](https://greeningthegrid.org/news/new-recorded-webinar-best-practices-for-grid-codes-for-renewable-energy-generators)

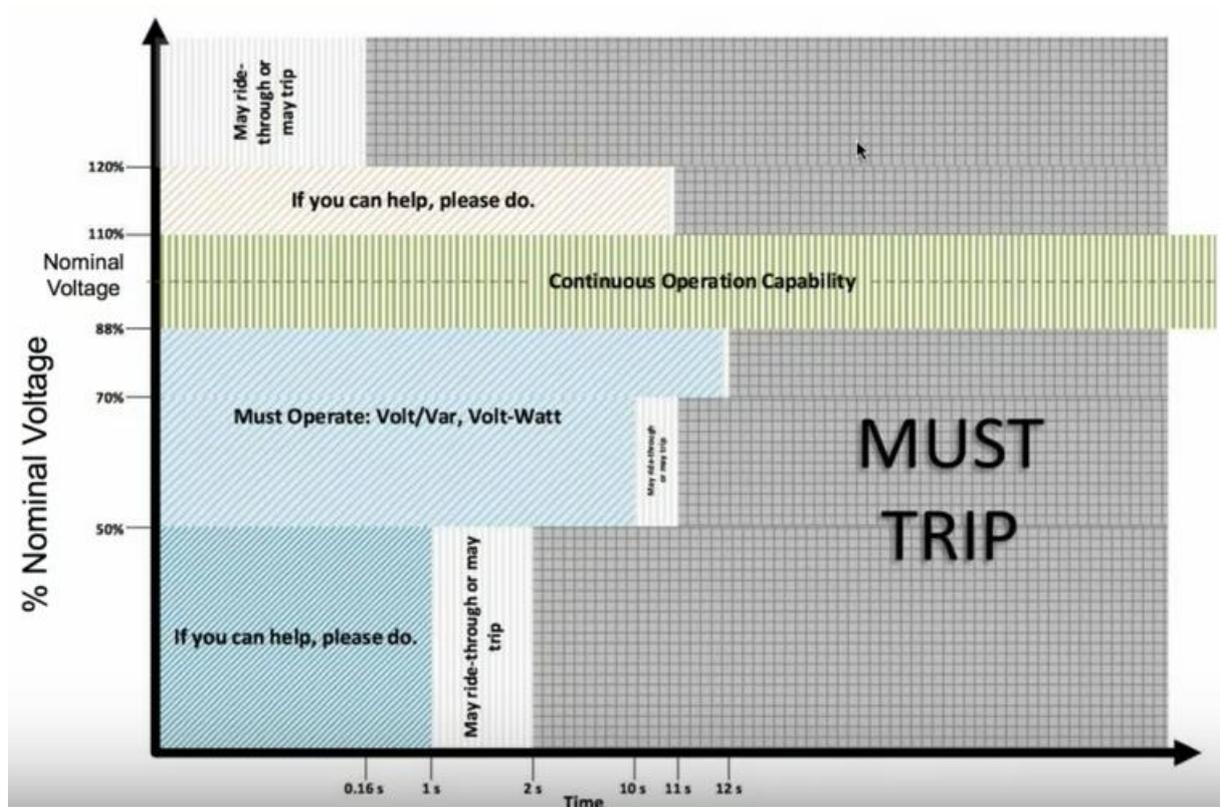


Figure 79: Fonctionnalité Ride Through après 1547-2018

Par exemple, la norme IEEE 1547-2018 [31] décrit plusieurs catégories de FRT différents pouvant être implémentés en fonction de l'environnement où se situe l'IPE. L'histoire du FRT va donc continuer à se développer et à se préciser dans les années à venir.

17.24.2 Détails de la norme

Conséquences d'un court-circuit

D'après IEEE 1547-2018, les principales conséquences d'un court-circuit sur le réseau sont les suivantes :

- Ils provoquent le passage d'un courant de défaut de grande amplitude, car le court-circuit contourne les connexions shunt normales à haute impédance de charges ou d'autres équipements connectés entre les phases, le neutre et la terre.
- Ils provoquent une perturbation des niveaux de tension normaux parce qu'ils modifient la relation diviseur de tension entre les chemins normalement à faible impédance entre les sources et les charges et les connexions shunt normalement à forte impédance de ces charges et autres dispositifs shunt.

Grid Code pour la Suisse [32]⁵⁷

D'après le chapitre 7 de [32], les exigences suivantes s'appliquent pour le raccordement des IPEs au niveau de distribution basse tension :

⁵⁷ D'après les RfG (Requirements for Generators), il n'y a pas encore d'exigences de Fault Ride Through pour les générateurs de type A (de 800 W à 1 MW) [49].

- Les IPEs dont la puissance n'excède pas 800 VA doivent être immédiatement séparées du réseau avec un temps de déclenchement maximal de 200 millisecondes, en cas de creux de tension sur le réseau de distribution. Pour les IPEs dont la puissance est supérieure, les conditions suivantes sont applicables.
- En cas de creux de tension, les IPEs doivent afficher une courbe caractéristique conforme à la Figure 80. Les courbes caractéristiques $u(t)$ doivent être respectées au point de raccordement. Les pourcentages indiqués ci-dessous pour la tension se réfèrent à la tension phase-terre.

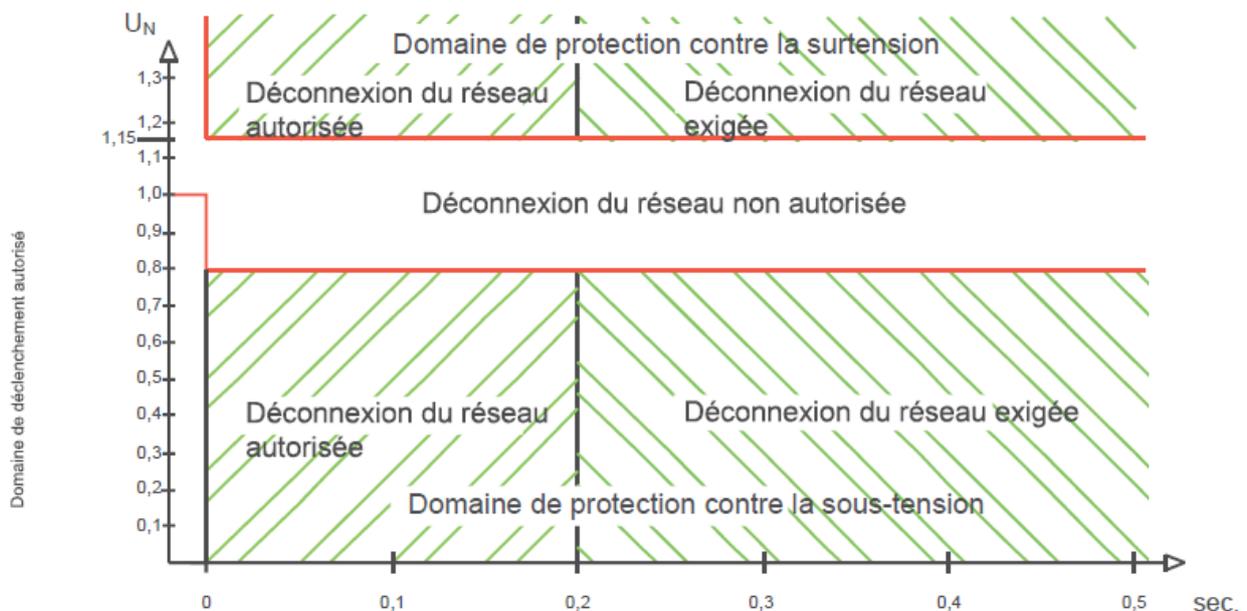


Figure 80: Courbe caractéristique de déclenchement en cas de creux de tension du type A⁵⁸ dans un réseau BT.

Selon [32], l'IPE doit rester connectée de 80% à 115% de U_n . Pendant les 200 ms suivant le début du défaut, l'IPE peut se déconnecter mais n'est pas obligée de le faire. Au-delà des 200 ms, la déconnexion est exigée car le défaut n'a pas pu être isolé par les protections normalement fonctionnelles : il y a donc probablement un problème plus important.

Norme dédiée aux onduleurs [25]

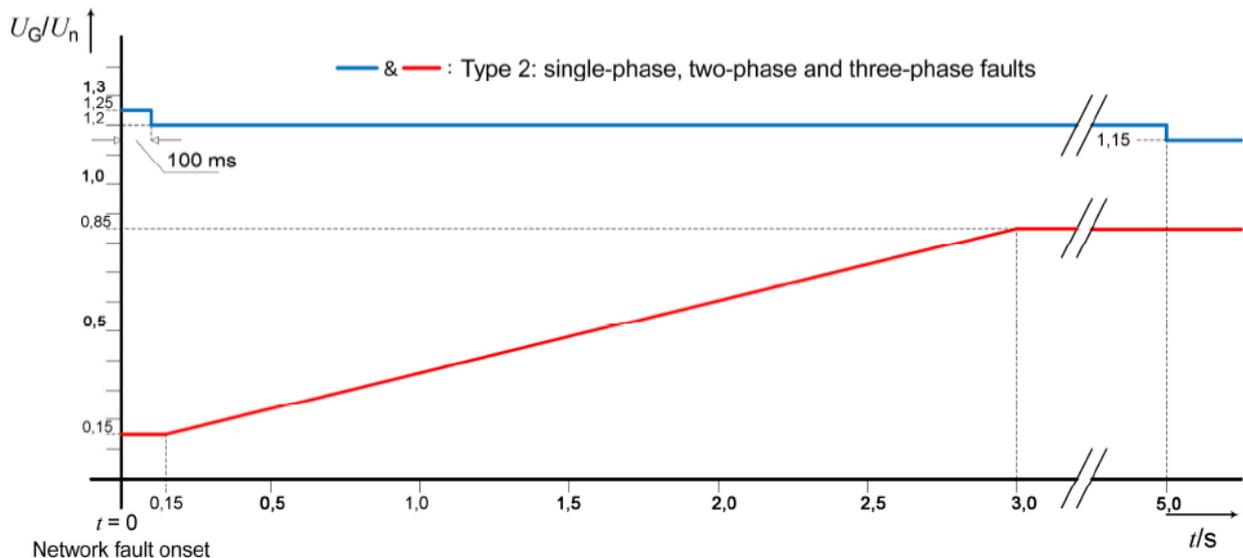
Les articles 5.6.3⁵⁹ et 5.7.5⁶⁰ de [25] sont les seuls chapitres traitant expressément de la contribution aux courts-circuits des IPEs de type onduleur dans la version 2011-08. La dernière version de la norme [25], version 2018-11, a clairement revu, dans le détail, le comportement que doivent avoir chaque type d'IPE. Ainsi, le chapitre 5.7.3.3 traite de la stabilité dynamique du réseau pour les unités de stockage équipées d'un onduleur.

Tant que les tensions de phase aux bornes de l'accumulateur ne dépassent pas les courbes limites indiquées sur la Figure 81 (rouge pour la courbe limite de sous-tension, bleue pour la courbe limite de surtension), l'accumulateur ne doit ni devenir instable, ni se déconnecter du réseau pendant toute la plage de fonctionnement.

⁵⁸ IPE de 800 VA à 1 MVA

⁵⁹ Cet article stipule que : « les systèmes d'onduleur triphasés doivent assurer toutes les fonctions triphasées des générateurs synchrones triphasés à moyen terme »

⁶⁰ Cet article est cité dans le chapitre 5.3 de ce document



Key

— & — FRT curve for single-phase, two-phase and three-phase network faults

UG r.m.s. value of the actual voltage at the generator terminals

Figure 81: Courbe de valeur limite FRT pour la courbe de tension aux bornes du générateur (pour un groupe électrogène de type 2⁶¹ et les unités de stockage)

Pour l'évaluation de ces courbes, les valeurs extrêmes des tensions de phase de l'accumulateur doivent être utilisées. (La plus petite valeur des tensions de phase doit être prise en cas de chute de tension, et la valeur la plus élevée des tensions de phase en cas de montée de tension).

Si la tension aux bornes de l'IPE tombe en-dessous de 0,8 Un ou dépasse 1,15 Un (au début du défaut), l'unité de stockage doit traverser les chutes de tension sans alimenter le réseau (aussi bien en courant actif que réactif). On parle alors de stabilité dynamique limitée du réseau. Cette exigence est respectée si le courant injecté par l'accumulateur dans un conducteur de ligne ne dépasse pas 20% du courant nominal I_r dans les 60 ms et 10% du courant nominal I_r dans les 100 ms lorsque la chute de tension est inférieure à 0,8 Un ou que la tension monte au-dessus de 1,15 Un.

Lorsqu'une déconnection a eu lieu, l'unité de production est reconnectée automatiquement lorsque la tension du point de raccordement équivaut à 90... 100 % de la tension nominale (valeur la plus basse des tensions composées) et quand la fréquence se situe entre 47,5 et 50,05 Hz. La temporisation pour la reconnexion est généralement de 2 à 30 minutes et doit être définie avec le GRD.

En fin de défaut, si la tension du réseau reprend une valeur comprise entre -15 % Un et + 10 % Un à l'intérieur de la plage de tension et que le courant actif de l'accumulateur a été réduit pendant le défaut, ce dernier doit être immédiatement augmenté le plus rapidement possible à sa valeur avant défaut. La période transitoire ne doit pas dépasser 1 s.

A la tension de 1,15 Un, les accumulateurs ne doivent pas se déconnecter du réseau pendant une durée maximale de 60 s après l'apparition du défaut. Si le déclenchement de l'autoprotection de l'unité de stockage est imminent, le groupe peut ajuster son comportement de puissance réactive de façon à empêcher le déclenchement de l'autoprotection.

⁶¹ Les onduleurs PV sont compris dans les générateurs de type 2 selon la norme.

17.24.3 Fonctionnalité FRT

Il faut que l'installation ait un comportement adéquat lorsque la tension du réseau varie. L'IPE doit se déconnecter lors de surtension et de sous-tension pour protéger l'installation elle-même. Cependant, il ne faut pas se déconnecter immédiatement dès l'apparition d'un problème pour éviter un écroulement domino du réseau électrique (par exemple, si un arbre ou un animal crée un court-circuit temporaire sur une ligne, le défaut pourra disparaître de lui-même ou sera isolé par les protections). Le FRT est une tolérance aux microcoupures pour ne pas empirer des problèmes et fournir un courant de court-circuit pour aider à casser les protections durant ces périodes [33].

Principe du FRT

La figure ci-dessous montre le principe du comportement FRT.

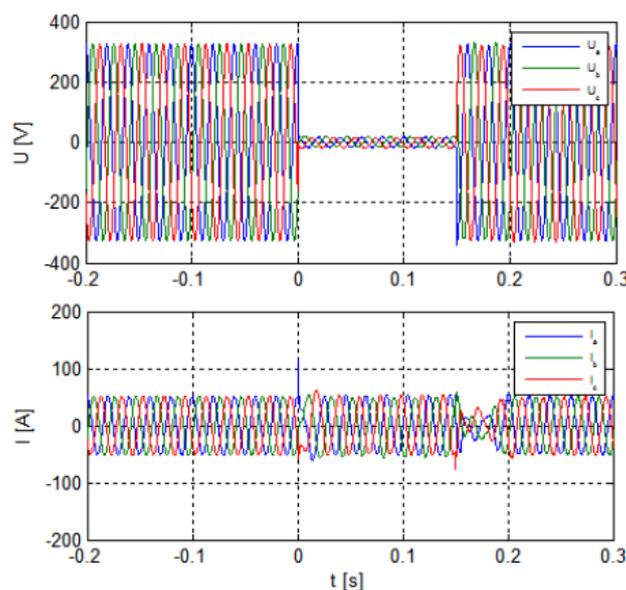


Figure 82: Illustration de la fonctionnalité FRT

La chute de tension provoque une réaction immédiate de l'onduleur avec un pic de courant de courte durée. Le convertisseur contrôle ensuite le courant le plus rapidement possible pour éviter une surcharge thermique. Si on regarde d'un peu plus près, on peut dire que ce comportement contient une partie statique au milieu du défaut et deux parties dynamiques au début et à la fin du défaut (cf. Figure 83).

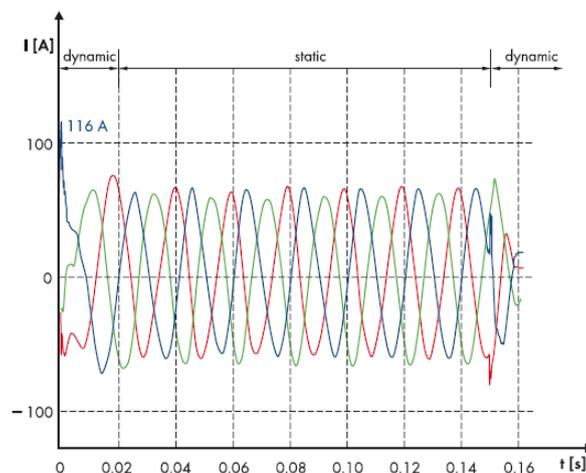


Figure 83: Distribution de la réponse aux creux de tension

Généralement la contribution de l'IPE au court-circuit dépend du mode de fonctionnement de l'onduleur. Les modes de fonctionnement suivants peuvent être utilisés en fonction du défaut rencontré.

Modes de fonctionnement possibles pendant les creux de tension

- Mode FRT « full »

Ce mode de fonctionnement signifie que le défaut est traversé, avec le soutien de la tension par l'alimentation en courant réactif. Dans le cas d'un réseau entièrement dynamique, on retrouvera une forme d'onde du courant injecté similaire à la Figure 83. Les fabricants d'onduleur donnent généralement les valeurs du courant :

- De court-circuit initial : I_k''
- De choc : i_p
- De court-circuit ininterrompu : I_k

Le Tableau 30 montre un exemple de valeurs pour ces courants.

I_k''	i_p	I_k
2,2 I_N	3,1 I_N	1,0 I_N

Tableau 30: Valeurs du courant pendant un défaut supporté par comportement FRT "full" de l'IPE

Le I_N est le courant nominal de l'IPE. Le courant de choc i_p n'est qu'un pic max de plusieurs dizaines de microsecondes, ce qui représente nettement moins d'énergie qu'un générateur conventionnel (puisque l'aire sous la courbe caractéristique est très faible). Le courant de court-circuit initial I_k'' ne durera pas plus de 50 ms. D'après les données de ce fabricant, la valeur du courant de court-circuit ininterrompu I_k sera atteinte en 50 ms environ.

Les figures ci-dessous permettent de bien comprendre ce mode de fonctionnement.

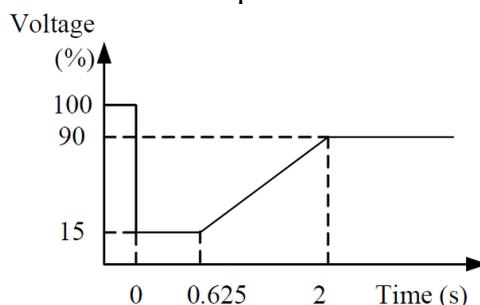


Figure 84: Exigence de la FRT sur la limite de tension et le temps de déconnection

Durant le défaut, la composition du courant est modifiée pour offrir un soutien à la tension.

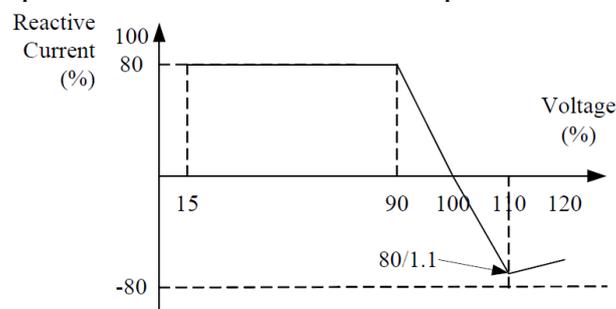


Figure 85: Courant réactif exigé par la FRT pendant un défaut dans ce type de fonctionnement

⁶² Valeurs données dans la déclaration du fabricant SMA Solar Technology AG, pour le comportement en court-circuit des onduleurs de type Sunny Central CP XT et Sunny Central Storage (onduleur de batterie de 500 kVA à 1 MVA)

Dans le but d'optimiser la compréhension des grandeurs ci-dessus, un exemple graphique est proposé dans la Figure 86.

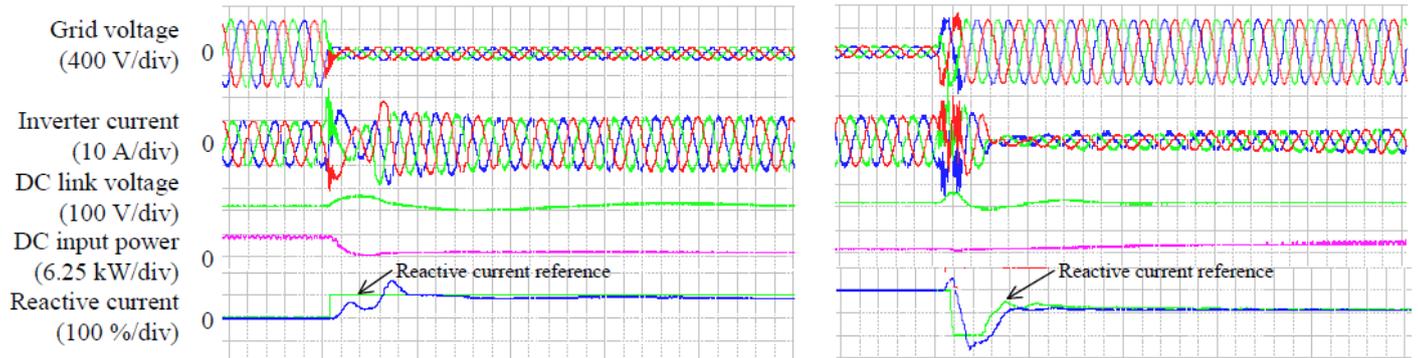


Figure 86: Court-circuit triphasé proche d'un onduleur (à gauche : apparition du défaut ; à droite: extinction du défaut) [34]

- Mode FRT « partiel »

Le mode de fonctionnement FRT « partiel » assure la stabilité dynamique limitée du réseau. Deux cas peuvent être identifiés dans ce mode de fonctionnement. Un creux peu profond est traversé par l'onduleur sans interruption de l'alimentation électrique (la Figure 87 de gauche montre la réponse à une chute de tension de 75% Un par un onduleur dont la FRT est réglée à 70 % Un).

Si le creux est trop profond, le défaut est traversé sans alimentation en courant pendant le creux de tension (la Figure 87 de droite montre la réponse à une chute de tension de 30 % Un par un onduleur dont la FRT est réglée à 70 % Un). Par exemple, l'onduleur arrête l'alimentation en courant actif et réactif lorsque la tension passe en-dessous du seuil défini dans la Figure 81.

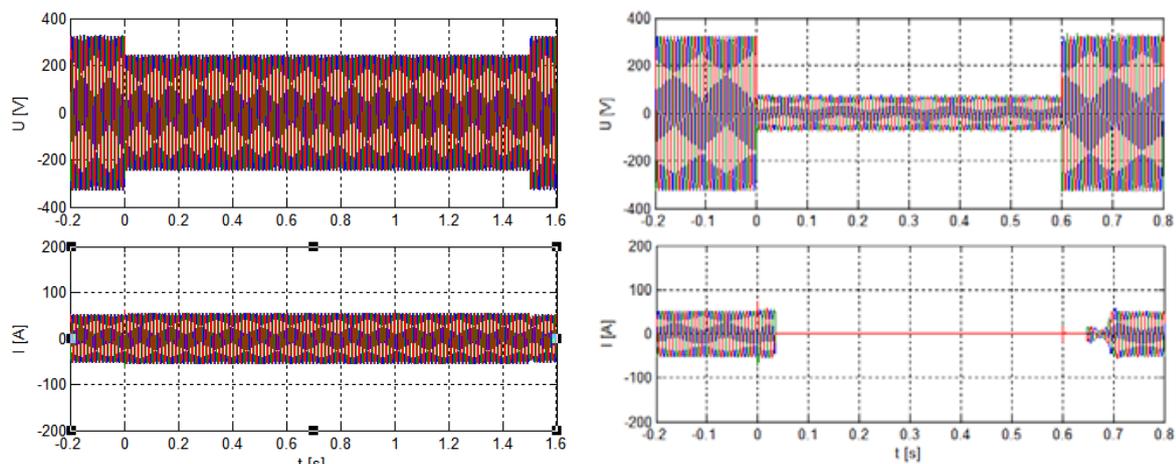


Figure 87: Illustration de FRT « partiel »

Cependant, même en cas d'interruption de l'alimentation électrique, l'onduleur reste en ligne et continue l'alimentation après l'extinction du défaut.

D'autres modes de FRT peuvent être consultés dans [31].

17.25 Détails de la partie expérimentale au GridLab (A25)

17.25.1 Schémas de principe

17.25.1.1 Schéma du dispatching

Le test a été fait avec la ligne enterrée et une charge connectée en bout de ligne.

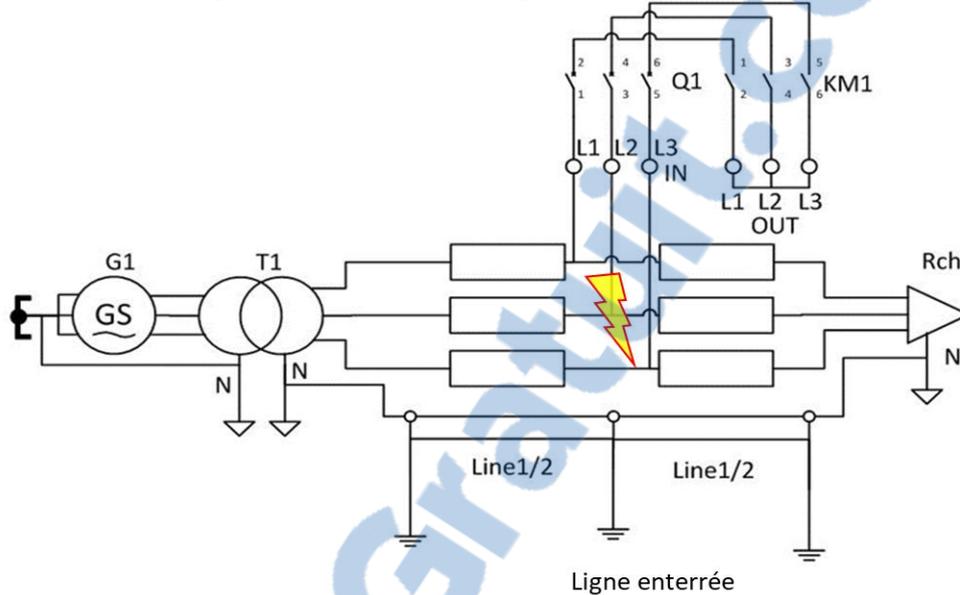


Figure 88: Schéma multifilaire du dispatching avec montage du CC Maker V1.0

La Figure 88 montre le schéma multipolaire du dispatching et la Figure 89 le câblage (le détail de la connexion entre des charges et des batteries est donné plus loin). Les points A, B et C font référence à la Figure 22.

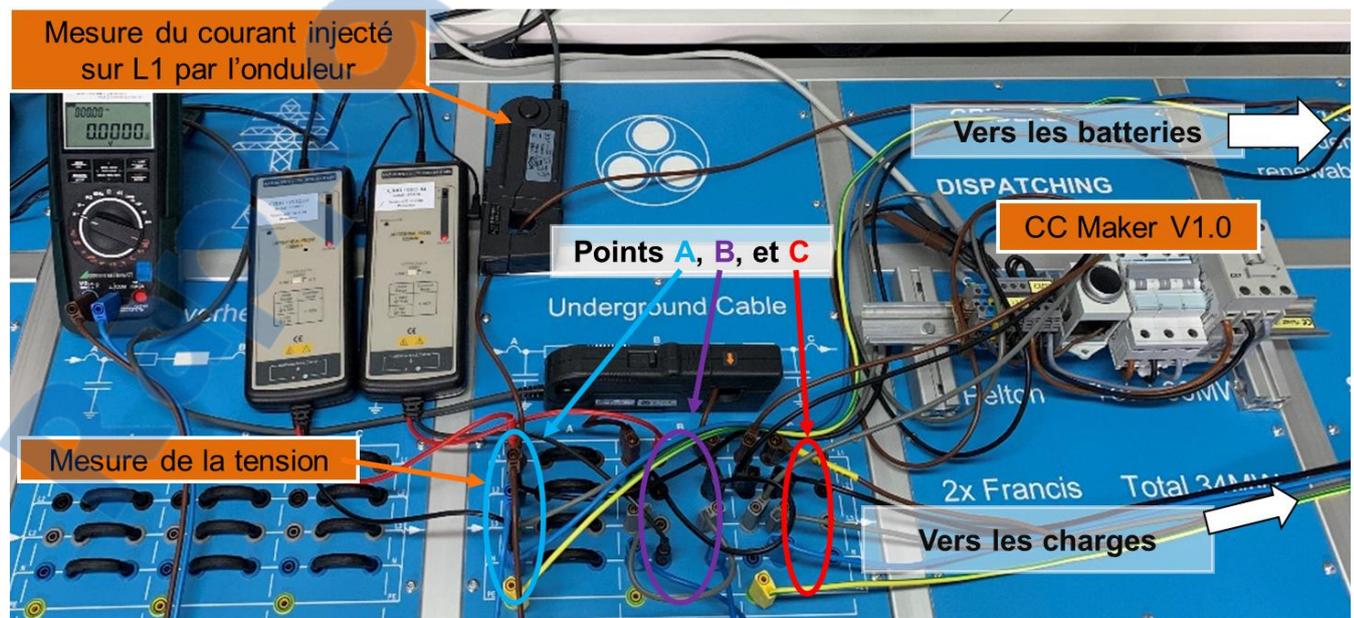


Figure 89: Câblage du dispatching

17.25.1.2 Schéma CC Maker V1.0

Un petit module composé d'un bouton-poussoir (S1), d'un contacteur moteur (KM1) et d'un disjoncteur (Q1) permet de créer le court-circuit. **Tant que le bouton-poussoir est enclenché, le défaut reste présent.** Il disparaît quand on relâche le bouton-poussoir ou que le disjoncteur se déclenche (Figure 90 et Figure 91).

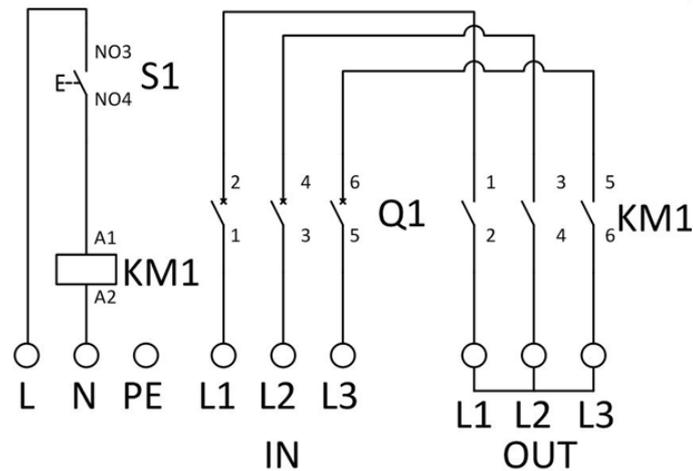


Figure 90: Schéma CC Maker V1.0



Figure 91: CC Maker V1.0

17.25.2 Détails des connexions

17.25.2.1 Connexion Génératrice – Ligne – Charge

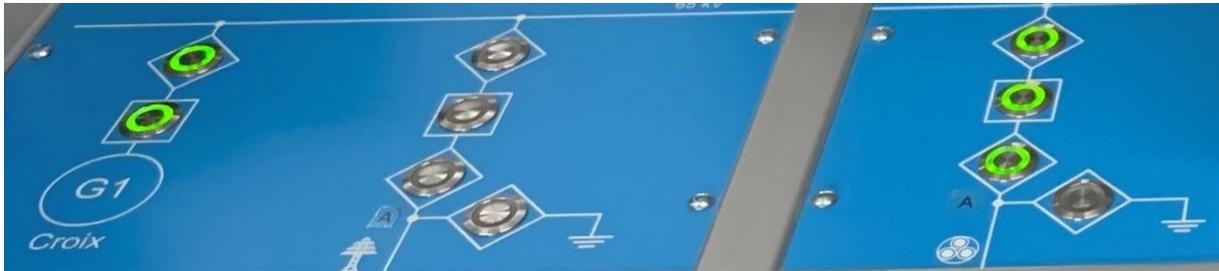


Figure 92: Connexion de la génératrice au point A de la ligne enterrée



Figure 94: Génératrice G1



Figure 93: Connexion du G1 directement sur le grid

17.25.2.2 Détails des charges

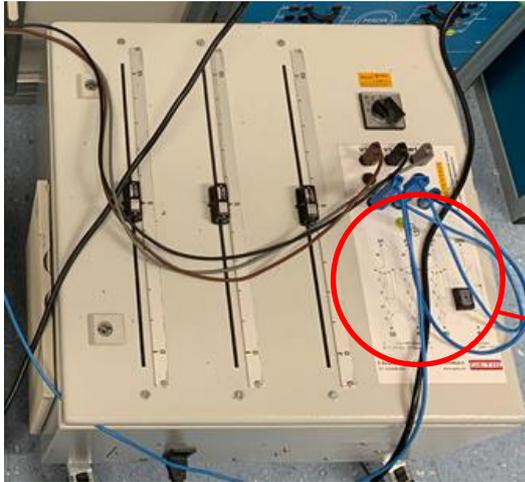


Figure 95: Chariot de charge ohmique

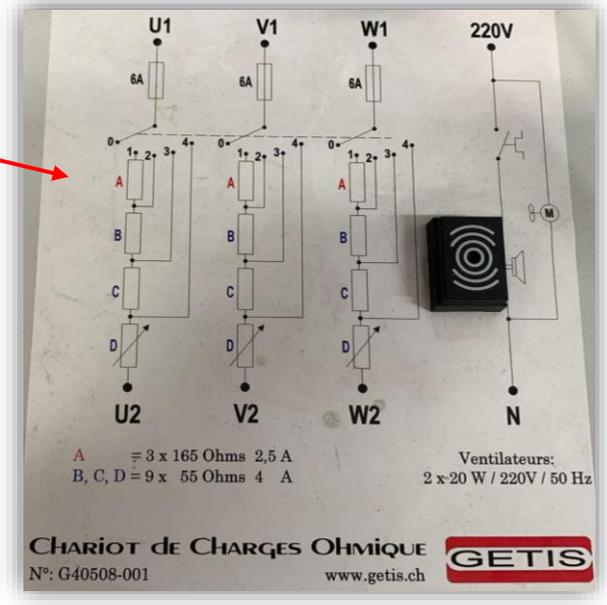
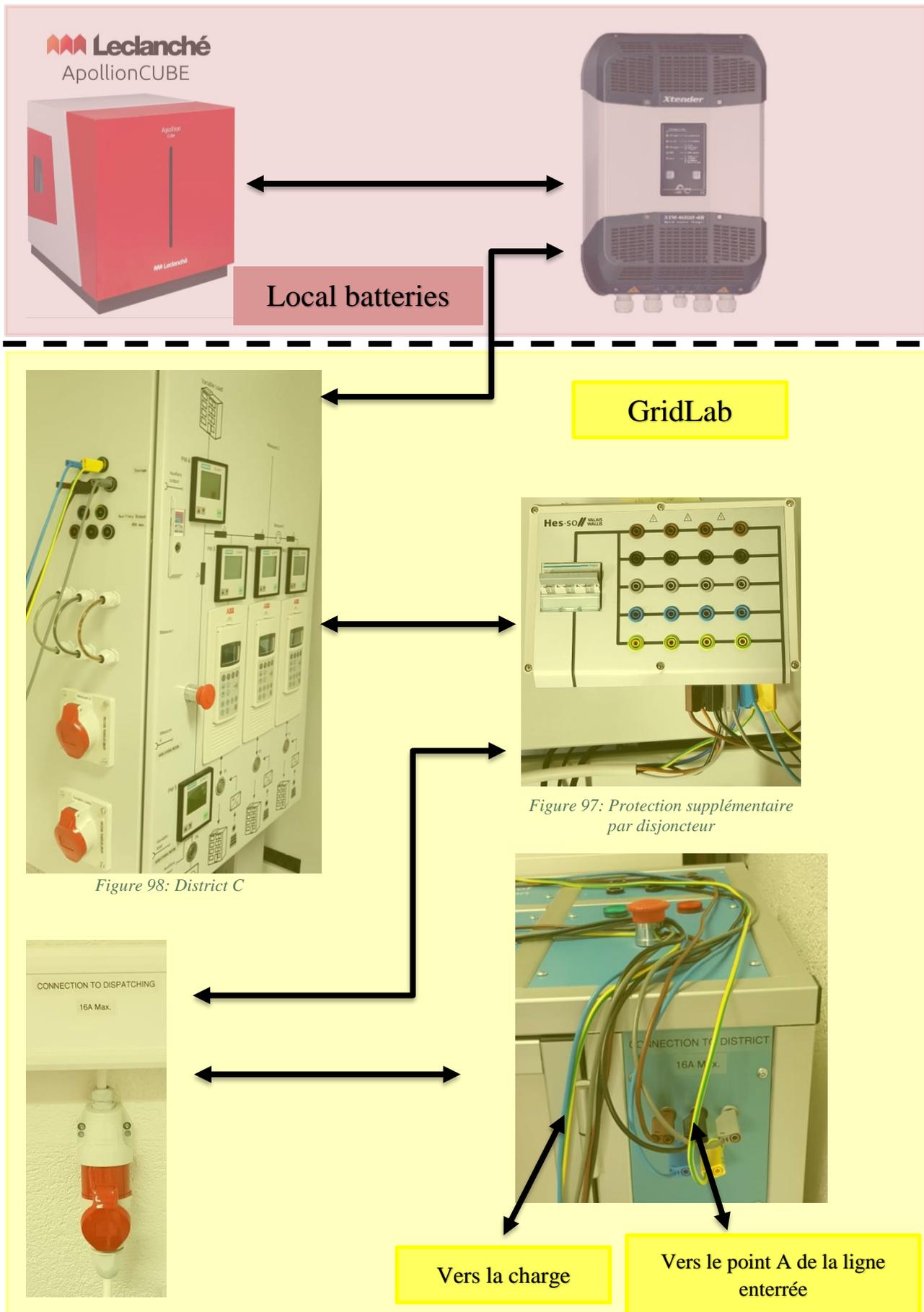


Figure 96: Rack de 290 ohms raccordés en étoile

17.25.2.3 Connexion Batteries – Point A du câble enterré



17.25.2.4 Onduleurs et batteries

Le système est composé de trois onduleurs et batteries.



Figure 99: Onduleur Xtender XTM 4000-48

Dans les tests réalisés, l'onduleur est connecté sur le microgrid par l'entrée AC-IN (AC-Input : bornes de raccordement de la source de tension alternative, cela signifie que l'onduleur doit voir l'alimentation du réseau pour se connecter et injecter du courant ou charger les batteries). La borne AC-Out (Ac-Output) sert à brancher les consommateurs. En cas d'absence du réseau, l'onduleur alimentera les charges à partir de la batterie. Sur la Figure 99 ci-dessus, l'onduleur est à l'arrêt.

 **Leclanché**
ApollionCUBE

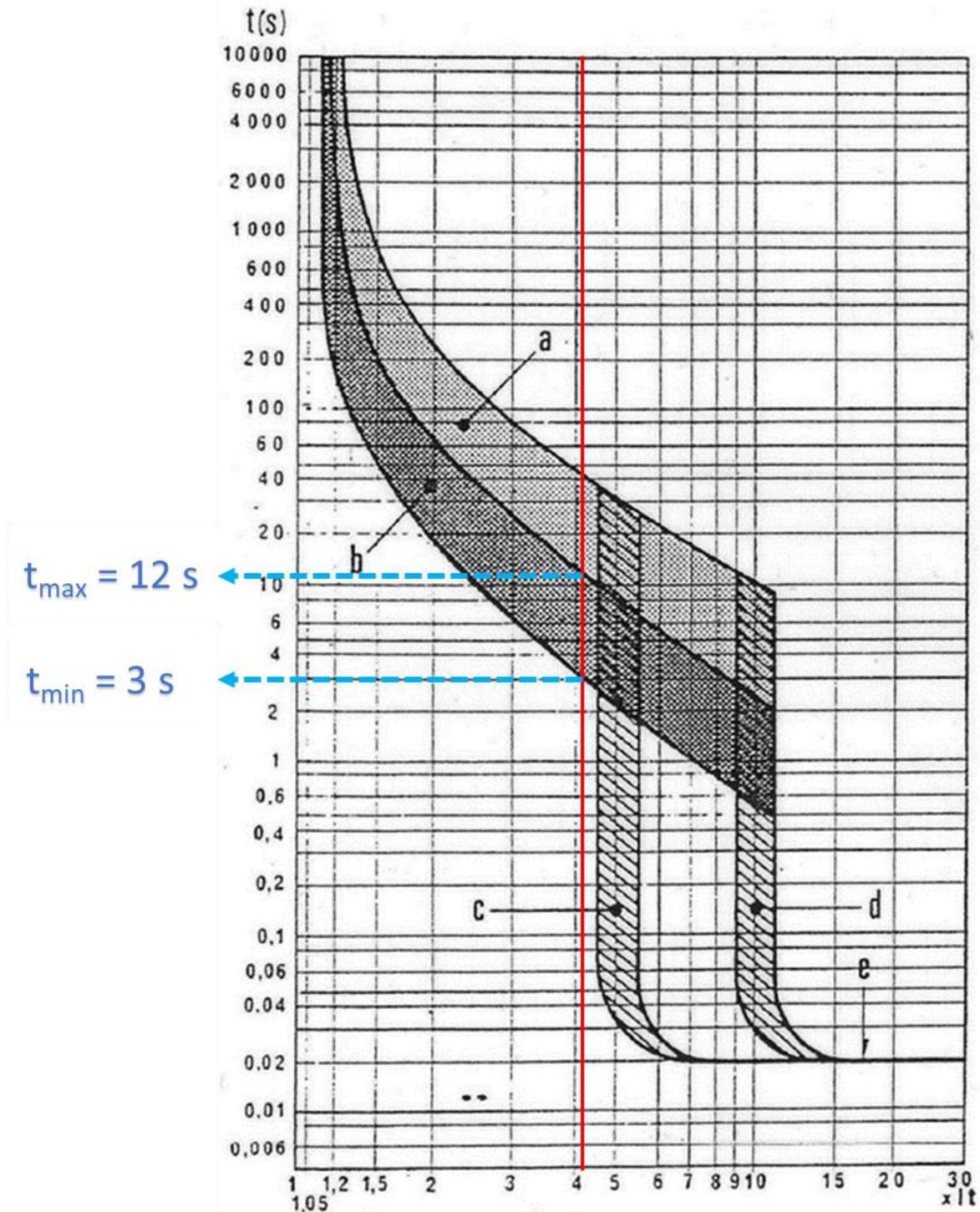


Figure 100: Batterie ApollionCUBE

La technologie de la batterie, Figure 100, est du Li-ion (NMC, cf. paragraphe sur les batteries au lithium : 17.29.3 *Lithium*). L'énergie nominale est de 6,3 kWh pour une décharge maximale de 6'500 W. Le nombre de cycle est de 5'000 pour un taux de décharge de 80% et un rendement de 97%.

17.26 Courbe de déclenchement d'un disjoncteur Module Sace N400 (A26)

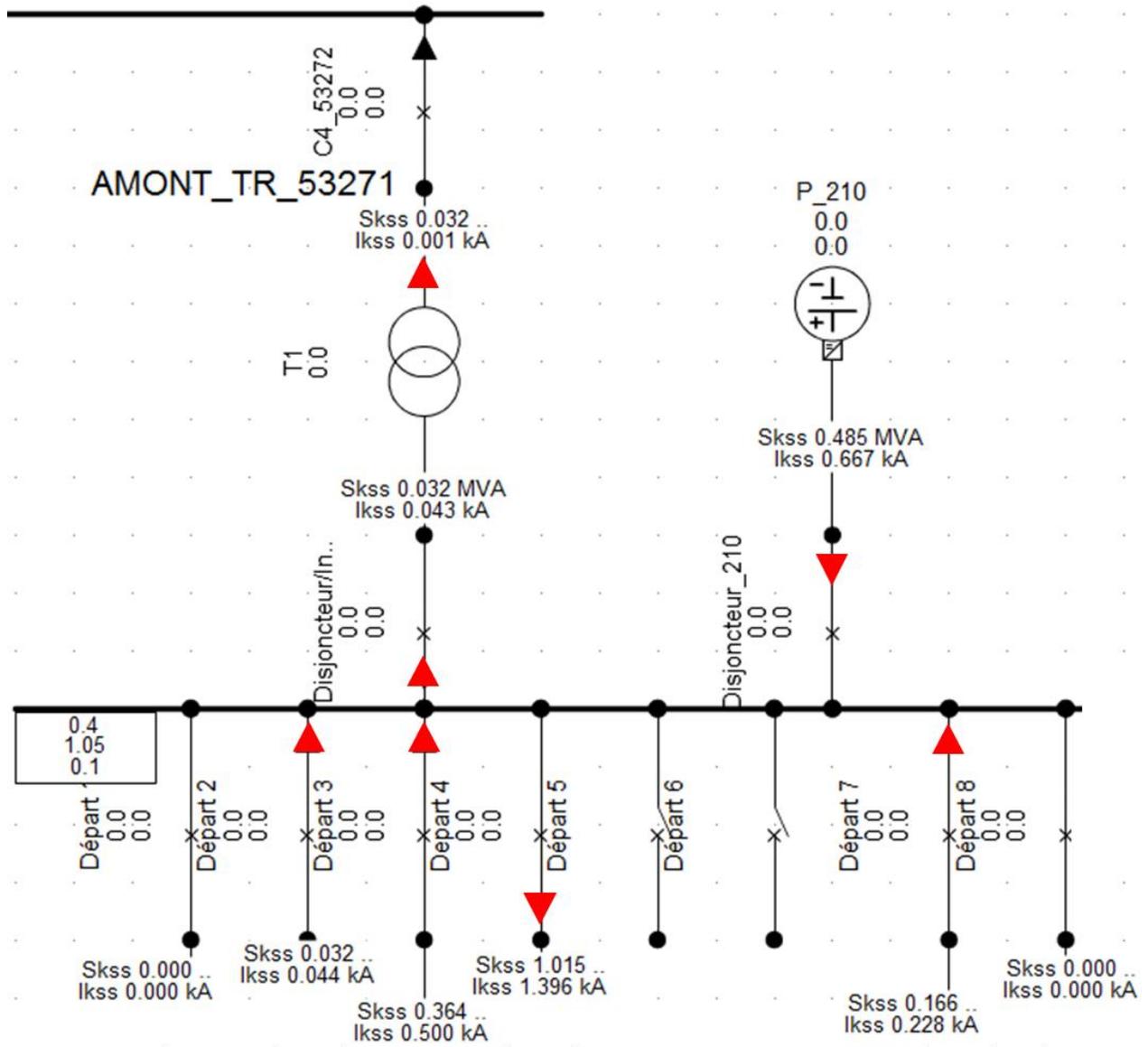
Avec un courant de court-circuit de 1'396 A, on a le comportement suivant, en considérant un fonctionnement à chaud. $I_t = 320$ A.



- a) Déclencheurs thermiques à froid
- b) Déclencheurs thermiques à chaud (à régime)
- c) Déclencheurs magnétiques $I_m = 5 \times I_t$
- d) Déclencheurs magnétiques $I_m = 10 \times I_t$
- e) Temps maximal de coupure

17.27 Flux de courant de court-circuit vers le réseau MT (A27)

Ce résultat a été obtenu avec le scénario 2. Les départs 1 et 8 n'injectent aucun courant de court-circuit car ils n'ont pas de bornes de recharge. Le court-circuit est réalisé à la ligne 415 (17.18).



17.28 Caractéristiques physiques des batteries (B1)

Les accumulateurs emmagasinent l'énergie électrique dans différents états chimiques. L'élément de base d'une batterie est composé de deux électrodes : l'anode et la cathode qui correspondent respectivement à la borne électrique négative et positive. Dans la cellule, les électrodes sont séparées par un électrolyte permettant le transport des ions entre elles. Ces 3 éléments – anode, cathode et électrolyte – peuvent être chacun composés de différents matériaux, donnant ainsi différentes propriétés à la cellule de base.

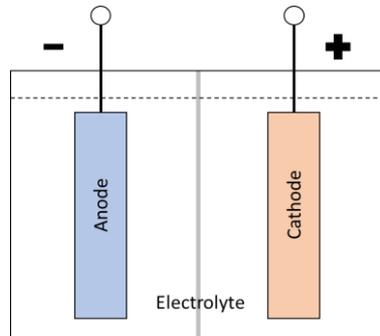


Figure 101: Élément de base d'une batterie : la cellule

Les éléments de base de la batterie peuvent être branchés soit :

- *En série* : pour varier la tension.
- *En parallèle* : pour varier la capacité.

Une batterie est caractérisée notamment par :

- *Energie stockée* : en [Wh].
- *Puissance maximale* : en [W]. C'est la puissance maximale qui peut être fournie en fonctionnement de pointe. Cette puissance ne peut être maintenue sans risque.
- *Courant de charge* : rapport entre le temps de charge et la capacité. Il s'exprime en [A] ou en [C].
- *Capacité* : quantité d'électricité qui peut être stockée ou restituée (généralement spécifiée en [Ah] pour un régime de décharge donné. En pratique, la capacité dépend du courant du temps de décharge ainsi que de la température.
- *SOC* : état de charge (State of Charge).

$$SOC[\%] = \frac{\text{Charge disponible}}{\text{Capacité de la batterie}}$$

- *DoD* : profondeur de décharge (Depth of Discharge) :

$$DoD[\%] = 100 - SoC$$
- *SoH* : l'état de santé de la batterie (State of Health) exprimé en [%], détermine le vieillissement irréversible de la cellule.
- *Densité massique ou énergie spécifique* : quantité d'énergie restituée par rapport à sa masse. Elle s'exprime en [Wh/kg].
- *Densité volumique ou densité d'énergie* : quantité d'énergie restituée par rapport à son volume. Elle s'exprime en [Wh/l].
- *Durée de vie* : exprimée en nombre de cycles charge-décharge complets. La durée de vie dépend donc très fortement du DoD.
- *Rendement énergétique* : rapport entre l'énergie délivrée et l'énergie utilisée pour la recharge (généralement = 1 pour la décharge et <1 pour la recharge).

17.29 Batteries basse température (B2)

17.29.1 Plomb

La batterie au plomb est l'une des technologies rechargeables les plus anciennes et des plus développées, principalement utilisée dans les systèmes de stockage d'énergie à court et moyen terme. Elle peut se décliner encore en fonction de l'application envisagée.

- Les *batteries de démarrage* qui doivent fournir un gros pic de courant durant un temps très court. Ces batteries supportent très mal les décharges profondes.
- Les *batteries à décharge profonde* qui sont conçues pour avoir une meilleure cyclabilité. Nous pouvons encore faire les distinctions suivantes :
 - Les *batteries ouvertes robustes* mais nécessitant un entretien régulier. De plus, elles dégagent du gaz et doivent donc être placées dans des locaux ventilés mais abrités.
 - Les *batteries AGM (Absorbed Glass Mat)* qui ne nécessitent pas d'entretien [35].
 - Les *batteries en gel* qui sont une évolution haut de gamme des batteries au plomb pour les applications où il y aurait risque d'écoulement dû à l'utilisation.

Les batteries au plomb ont une durée de recharge très longue et vieillissent très vite en cas de décharge prolongée à cause du sulfatage des plaques [26].

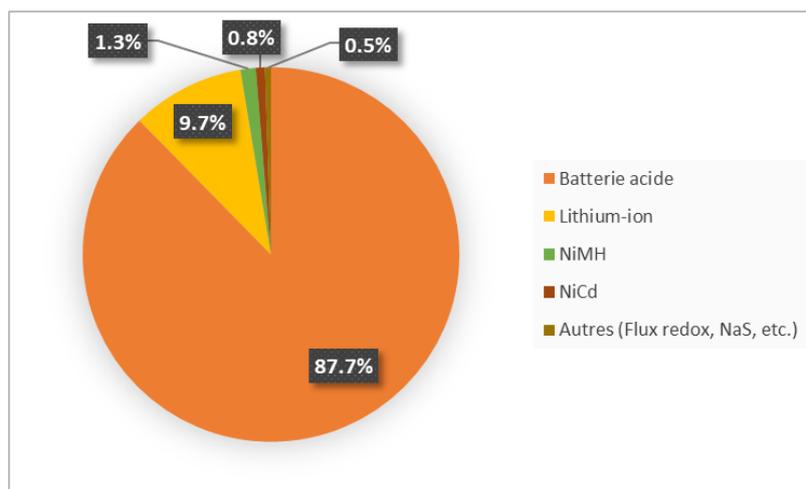


Figure 102: Répartition du marché mondial des batteries électrochimiques (en capacité électrique [GWh]) par technologie de batterie - toutes applications confondues⁶³

La Figure 102 montre la répartition du marché mondial des accumulateurs électrochimiques, par technologie de batterie, toutes applications confondues. Les accumulateurs au plomb représentent de loin la plus grande part du marché, avec plus de 87% des systèmes de stockage installés soit environ 350 GWh en 2013 [7].

17.29.2 NiCd et NiMH

Le *nickel-cadmium* (NiCd) a disparu des petits accumulateurs portatifs en Europe suite à la directive 2006/66/CE⁶⁴, en raison de la forte toxicité du cadmium. Elle est plutôt utilisée dans des applications de type stationnaire : une énorme centrale de 27 MW existe en Alaska [11].

⁶³ Source Avicenne energy, 2014

⁶⁴ Directive 2006/66/CE ... relative aux piles et accumulateurs ... abrogeant la directive 91/157/CEE [PDF] [archive], sur le site /eur-lex.europa.eu.

Le *nickel-métal hydride* ou *nickel-hydrure métallique* (NiMH) est très utilisé pour les accumulateurs d'usage courant. Les batteries NiMH sont très répandues pour les voitures hybrides car, malgré des performances moindres que le lithium-ion, elles supportent de forts courants de charge et de décharge et sont beaucoup plus sûres en cas de surchauffe.

17.29.3 Lithium

Les batteries au lithium sont connues pour une densité énergétique élevée et l'absence d'effet mémoire⁶⁵. On distingue principalement 3 types de batteries au lithium :

- Lithium-ion
- Lithium polymère
- Lithium métal polymère

17.29.3.1 Lithium-ion

Cette technologie utilise du lithium comme ion porteur, mais de nombreuses chimies existent pour la cathode et l'anode. Chacune des variantes obtenues a ses propriétés et spécificités : les prix, les performances, la sécurité et la cyclabilité peuvent grandement changer entre elles.

Technologie	Tension [V]	Energie spécifique [Wh/kg]	Nombre de cycles	Application
LiCoO ₂	3.6	150-200	500-1'000	appareil électronique
LiMn ₂ O ₄	3.8	100-150	300-700	outil électrique, médical
NMC	3.7	150-220	1'000-2'000	E-bike, médical, EV, industrie
LiFePO ₄	3.3	90-120	1'000-2'000	maisons individuelles
LiNiCoAlO ₂	3.6	200-260	500	médical, industriel, EV (Tesla)
Li ₄ Ti ₅ O ₁₂	2.4	50-80	3'000-7'000	UPS, EV (Mitsubishi, Honda)

Tableau 31: Principaux types de batteries Lithium-ion [36]

Le LiCoO₂ et le LiNiCoAlO₂ ont une énergie spécifique élevée mais une puissance caractéristique limitée ; leur marché est aujourd'hui assez stable à cause des prix élevés du cobalt. Le NMC ou LiNiMnCoO₂ possède des caractéristiques en puissance et capacité intéressantes et voit sa part de marché augmenter à cause des nombreuses utilisations⁶⁶ dont elle est l'objet. Le Li₄TiO₁₂ est l'une des technologies de batterie au lithium-ion les plus sûres aujourd'hui ; elle offre aussi une durée de vie très élevée avec un nombre de cycles très grand. Les diagrammes de la Figure 103 montrent les caractéristiques des principales technologies au lithium-ion existantes évoquées dans le Tableau 31.

⁶⁵ Effet encouru par des cas « extrêmes » de charge ou de décharge conduisant à une diminution de la capacité.

⁶⁶ Vélos électriques, appareils médicaux, EVs, applications industrielles

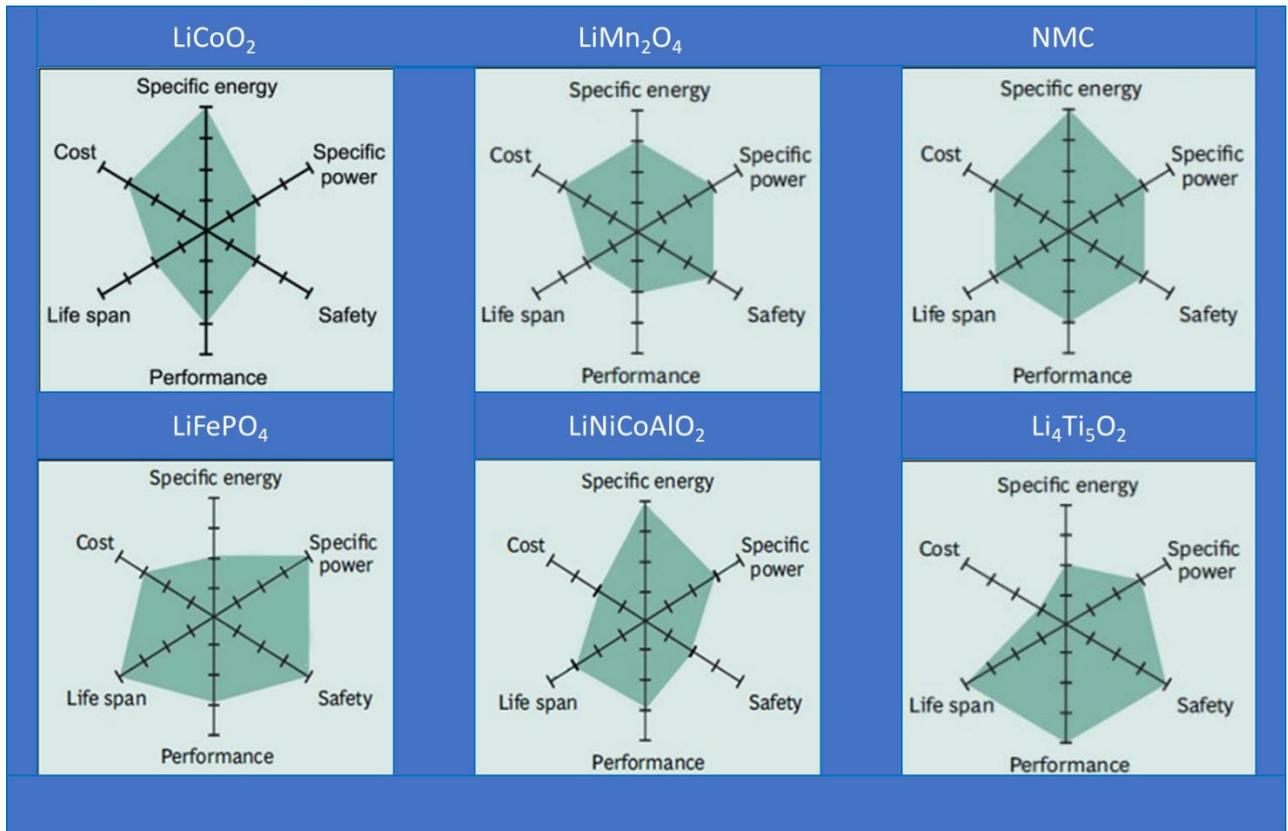


Figure 103: Diagrammes en toile d'araignée des principales technologies de lithium-ion [36]

L'utilisation des batteries au lithium-ion est relativement délicate du point de vue de la sécurité et nécessite l'emploi d'une intelligence propre au matériel fournie par le fabricant pour le bon fonctionnement : c'est le BMS (Battery Management System) qui surveille l'ensemble de la batterie ainsi que chaque cellule. Un BMS s'occupe notamment de superviser la charge et la décharge de la batterie, équilibrer la charge des différentes cellules entre elles, surveiller la température des cellules...

La technologie du lithium-ion a connu la plus grande croissance et la majeure part des investissements financiers depuis 2005. Ainsi, elle est passée de 2 GWh à 200 GWh en seulement 20 ans [37].

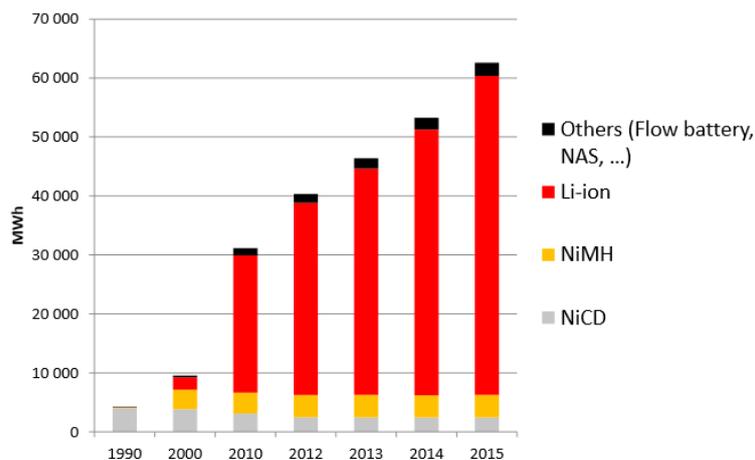


Figure 104: Marché mondial des batteries de 1990 à 2015, hormis les accumulateurs au plomb⁶⁷ [37]

⁶⁷ Source Avicenne energy, 2015

17.29.3.2 Lithium polymère et lithium métal polymère

Le principe des batteries au *lithium polymère* est identique au lithium-ion. La grande différence provient de la nature de l'électrolyte utilisé qui réduit le poids. Cette technologie est principalement employée pour les tablettes ou téléphones portables, ainsi que pour la fourniture d'énergie aux modèles réduits (voitures, avions, drones, ULMs, vélo à assistance électrique, etc.).

Les batteries *Lithium Métal Polymère* (LMP) permettent d'éviter les courts-circuits internes en remplaçant l'électrolyte liquide par un électrolyte solide. Néanmoins, la présence de lithium métal fortement réactif avec l'eau peut produire du H₂ qui s'enflamme instantanément [38]. Cette technologie présente l'avantage d'être particulièrement insensible aux conditions climatiques et est composée de matériaux non polluants [39]. Les LMP visent particulièrement le marché automobile et sont développées par Batscap et Bolloré. La voiture citadine Bluecar est équipée avec ces batteries.

17.30 Batteries haute température (B3)

Le chlorure de sodium-nickel (NaNiCl_2 , appelé aussi Zebra-batterie) et les piles sodium-soufre (NaS) ont un électrolyte solide au lieu d'un fluide comme les autres batteries. Pour obtenir une conductivité ionique suffisante au fonctionnement, une température de 270 à 350°C est nécessaire. Si la batterie est refroidie, il n'est plus possible de l'utiliser et il y a un risque de fissures dans l'électrolyte céramique. Cette technologie est donc adaptée aux applications avec cycle journalier (la température de la batterie peut ainsi être maintenue par sa propre chaleur de réaction), mais ne convient pas à des applications de type UPS⁶⁸. Ces batteries ont une grande efficacité (jusqu'à 90%) et une forte densité énergétique (750 Wh/kg).

L'entreprise japonaise NGK est l'un des principaux fabricants de ce type de batteries et a déjà installé plus de 300 MW à travers le monde. La plus grande installation de NaS est une unité de 34 MW, 245 MWh pour la stabilisation du vent dans le nord du Japon (voir Figure 105) [40], [41].



Figure 105: Batteries de 34 MW pour stabiliser une ferme éolienne de 51 MW [41]

⁶⁸ Uninterruptible Power Supply

17.31 Batteries « redox-flow » (B4)

Les batteries « redox-flow » (RFB) représentent une alternative au NaS très largement étudiée. Les plus importants types de batterie d'écoulement disponibles sur le marché sont la batterie au vanadium-vanadium (VRB) produite notamment par Cellstrom (Autriche) et Prudent Energy (USA) ainsi que les batteries redox hybrides zinc-césium fabriquées par ZBB Energy Corporation et Redflow en Australie et Premium Power aux USA [6].

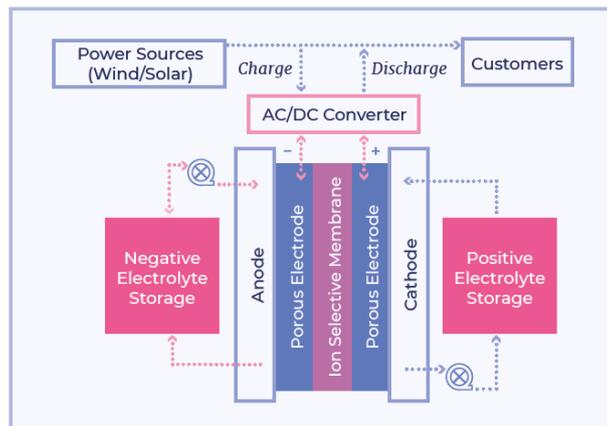


Figure 106: Structure d'une batterie à flux [42]

Ces batteries ont le grand avantage de permettre le découplage entre leur capacité de stockage déterminé par le volume des réservoirs et leur puissance qui est fixée par la surface que les plaques offrent à la réaction et la cinétique chimique (cf. Figure 106). Malgré une densité énergétique relativement faible (20-70 Wh/l contre 200/300 Wh/l pour le lithium-ion), ces batteries sont particulièrement flexibles et polyvalentes (excellente réactivité de quelques ms, résistance aux microcycles, et durée de vie de 10 à 15 ans (>10'000 cycles), ce qui en fait de bonnes candidates au stockage d'énergies renouvelables d'autant plus qu'elle peut stocker sans problème sur le moyen-long terme. Malgré tous ces avantages, ces batteries manquent encore d'acceptabilité dans le secteur électrique surtout pour des raisons économiques et par manque d'expérience sur le terrain [43].

De nouvelles technologies de batteries redox-flow au lithium sont aujourd'hui au stade de la recherche [44].

17.32 Batteries du futur (B5)

Les batteries expérimentales vivent principalement dans des laboratoires. Elles communiquent avec le monde extérieur avec des rapports prometteurs, souvent pour attirer les investisseurs, mais la plupart du temps, ces concepts disparaissent dans le laboratoire où elles ont vu le jour sans que personne n'entende parler de leur disparition. Voici quelques-unes des batteries du futur les plus prometteuses. Cette liste se veut non-exhaustive [36].

17.32.1 Lithium-air

Les batteries au lithium-air (Li-air ou aussi métal-air) permettraient de stocker jusqu'à 5 fois plus d'électricité que les batteries au lithium-ion. L'oxygène utilisé comme matière première pour réaliser la réaction chimique peut être puisé gratuitement et sans limite dans la nature, ce qui permettrait de gagner en termes de poids, de volume et de coût. Cependant, de nombreuses étapes devront encore être réalisées avant de voir cette technologie équiper nos véhicules car la cyclabilité des prototypes de laboratoire est encore très faible [36] [45]. D'autres types de batteries métal-air sont étudiées, notamment le zinc-air (Zn-air). [24]

17.32.2 Lithium-métal

La batterie lithium métal chargerait plus vite et permettrait d'avoir une autonomie trois fois meilleure que le lithium-ion [46]. Cependant, l'utilisation des électrodes en métal lithium dans les batteries s'avère encore difficile en raison de la croissance des dendrites métalliques conduisant à des courts-circuits à température élevée et représente donc un risque d'incendie ou d'explosion non négligeable. La recherche se poursuit avec ce type d'électrode car des batteries au lithium métal sûres pourraient grandement améliorer la performance des VE [47].

17.32.3 Lithium solide

La batterie au lithium solide ou à semi-conducteur aurait l'avantage de ne plus contenir d'électrolyte liquide inflammable. La sécurité de fonctionnement serait donc clairement améliorée, et on observerait aussi des avantages en termes de poids, et de taille (encapsulation de sécurité moins complexe). La densité énergétique serait aussi augmentée et les temps de charge seraient revus à la baisse. Cependant, de nombreux progrès doivent encore être réalisés, notamment sur la durée de vie. Les laboratoires de recherche comme Bosch prévoient que ce type de batterie pourrait être commercialisée d'ici 2020 et mise en œuvre dans les VE dès 2025. La Suisse participe au IE4B⁶⁹, qui est un projet de recherche international sur cette technologie novatrice dans le cadre du programme stratégique de coopération internationale de la Fraunhofer-Gesellschaft, l'Empa à Dübendorf (CH) et l'Institut Fraunhofer de recherche sur les silicates ISC à Würzburg (D) [36] [48].

17.32.4 Lithium-sulfur

Les batteries au lithium-soufre (Li-S) offrent une énergie spécifique d'environ trois fois celle du Li-ion (550 Wh/kg) et une puissance spécifique élevée (2'500 W/kg). Le Li-S peut être chargé et déchargé à des températures très basses, jusqu'à -60°C. La batterie est respectueuse de l'environnement et le soufre qui est le composant principal est disponible en abondance.

⁶⁹ Interface Engineering for Safe and Sustainable High-Performance Batteries

Cependant, un problème avec cette technologie est la durée de vie (40-50 cycles de charge/décharge) [36].

17.32.5 Sodium-ion

Le sodium est facilement disponible et peu coûteux. Le sodium-ion (Na-ion) peut se décharger complètement sans rencontrer les contraintes des autres technologies de batteries. Néanmoins, l'énergie spécifique est relativement basse (90 Wh/kg) et d'autres développement devront améliorer le nombre de cycles ainsi que la capacité volumétrique [36].

17.33 Fin de vie et recyclage des batteries (B6)

La fin de vie des batteries stationnaires se caractérise par un recyclage : après un traitement mécanique de récupération des matériaux durs, le reste de la batterie subit un traitement chimique afin de recouvrer les éléments dangereux pour les réutiliser. En principe, environ 90% des matériaux d'une batterie peuvent être réutilisés.

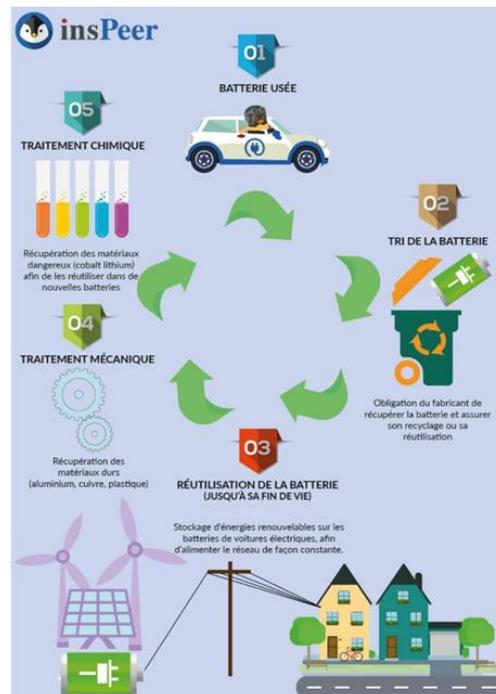


Figure 107: Cycle de vie d'une batterie d'EVs

Les EVs fonctionnent jusqu'à ce que la capacité des batteries ait chuté à environ 80 % de la valeur initiale. Ces batteries peuvent donc être réutilisées dans le stockage stationnaire pour une durée d'environ 5 à 10 ans. Par exemple, BMW estime une durée de vie de quinze ans pour 20'000 kilomètres parcourus annuellement. Ensuite débute la seconde vie comme accumulateur d'énergie stationnaire.