



HAL
open science

Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs

Mohamed Ansoumane Camara

► **To cite this version:**

Mohamed Ansoumane Camara. Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs. Autre. Université Paris-Est, 2011. Français. NNT : 2011PEST1071 . tel-00673218

HAL Id: tel-00673218

<https://theses.hal.science/tel-00673218v1>

Submitted on 23 Feb 2012

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



FACULTE DES SCIENCES ET TECHNIQUES
Ecole Doctorale : Sciences, Ingénierie et Environnement

Thèse

présentée pour l'obtention du titre de

Docteur de l'Université Paris Est Créteil

en Sciences de l'Ingénieur

par

Mohamed Ansoumane CAMARA

Institut Polytechnique de CONAKRY – Université Gamal Abdel NASSER – GUINEE

Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs

soutenue publiquement le

4 juillet 2011

devant la commission d'examen composée de :

<u>Rapporteurs</u> :	Mr Roger MARTIN	Professeur des universités émérite – IUSTI, Université de Provence
	Mr Bernard DAVAT	Professeur des universités – ENSEM, INP Lorraine
<u>Examineurs</u> :	Mr Mohand TAZEROUT	Professeur des universités – École des Mines, Nantes
	Mr Jean-Félix DURASTANTI (Directeur de thèse)	Professeur des universités – CERTES, Université Paris Est Créteil
	Mr Pierre-Olivier LOGERAI (Co-directeur de thèse)	Maître de conférences – CERTES, Université Paris Est Créteil

REMERCIEMENTS



Mes remerciements vont d'abord au Pr Roger Martin et au Pr Bernard Davat pour avoir accepté d'être les rapporteurs de ma thèse, ainsi qu'au Pr Mohand Tazerout pour avoir bien voulu en être l'un des examinateurs.

Concernant l'organisation et la prise en charge de mes quatre séjours en France, toute ma gratitude au service de coopération et d'action culturelle de l'ambassade de France en Guinée et à l'organisme EGIDE.

Plus au quotidien de ma thèse, il me faut remercier vivement mon directeur de thèse, le Pr Jean-Félix Durastanti pour les fils conducteurs qu'il a donnés à mes travaux de recherche et mon co-directeur, le Dr Pierre-Olivier Logerais, Maître de conférences en énergétique au CERTES, pour ses conseils et son encadrement. Un grand merci au Dr Olivier Riou, également Maître de conférences en énergétique au CERTES, pour son aide si précieuse sur la partie expérimentale et le montage des deux bancs d'études.

Mes remerciements vont aussi au Pr Yves Candau pour m'avoir accueilli au laboratoire au CERTES.

Ma gratitude va aussi à M^{me} Evelyne Surugue et à M. Youssef Sfaxi, respectivement ancien et nouveau chef du département Génie Industriel et Maintenance (GIM) de l'IUT de Sénart. Je ne serais oublier M. Francis Vasse, M. Hfaiedh Abbassi, M. Mohamed Ben Mansour, M. Atef Mazioud, M. Vincent Tortel et M. Raouf Khelalfa, tous enseignants de l'UPEC, ainsi que l'ensemble de l'équipe du département GIM de l'IUT de Sénart.

Par ailleurs, mes remerciements vont aussi à M. Pierre Ngae et M. Michel Grignon de l'Université d'Évry Val d'Essonne pour leurs conseils.

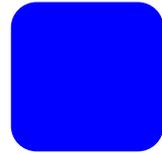
Enfin, je ne peux oublier les membres de ma famille et mes amis qui m'ont soutenu de près et de loin lors de cet investissement.



Le stockage par supercondensateurs de l'énergie photovoltaïque est modélisé afin de disposer d'un modèle suffisamment fin et accessible permettant de les intégrer dans des chaînes de conversion de l'énergie solaire. Les supercondensateurs sont modélisés par un circuit multibranche comportant des résistances et des capacités variables suivant la tension, dont les valeurs sont déterminées par une expérience de caractérisation ayant une bonne précision. Par ailleurs, tous les éléments d'une chaîne typique de conversion de l'énergie photovoltaïque sont modélisés avec le logiciel Matlab/Simulink (gisement solaire, conversion photovoltaïque des panneaux, régulateur, batterie et charges). Le modèle de stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs est ensuite validé par la bonne concordance des mesures relevées en conditions réelles avec les résultats donnés par les simulations. Enfin, deux exemples d'exploitation du modèle sont proposés et discutés : la détermination du temps de charge des supercondensateurs suivant l'éclairement solaire et la température ambiante, et l'intégration des supercondensateurs dans la chaîne d'alimentation électrique d'un moteur à courant continu permettant de réduire les sollicitations électriques sur la batterie lors de l'appel de puissance nécessaire au démarrage du moteur.

- **Mots-clés :**

Conversion photovoltaïque ; stockage d'énergie électrique ; supercondensateur ;
modélisation ; instrumentation ;

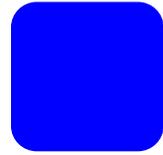


The storage by ultracapacitors of photovoltaic energy is modeled in order to have an accurate and accessible model to integrate ultracapacitors into solar energy conversion systems. Ultracapacitors are modeled by a multibranch circuit representation composed of resistors and capacitors with variable voltage whose values are determined by an accurate characterization experiment. Moreover, all the elements of a typical photovoltaic energy conversion system are modeled by using the Matlab/Simulink software (solar radiation, photovoltaic arrays, regulator, batteries and charges). The energy storage model by ultracapacitors is then validated by the good agreement of measured values taken in real conditions with the results provided by simulations. Finally, two examples are proposed and discussed: the determination of the storage duration of ultracapacitors versus solar irradiance and ambient temperature, and the integration of ultracapacitors in the electrical feeding system of a DC motor to reduce the electrical current peak of the battery at the start of the motor.

- **Keywords:**

Photovoltaic conversion; electrical energy storage; ultracapacitor; modelling; instrumentation

TABLE DES MATIERES

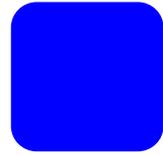


Nomenclature	13
Introduction	17
Partie 1 : Le stockage de l'énergie photovoltaïques par supercondensateurs	21
1. Généralités sur le stockage de l'énergie électrique	25
1.1. Principe.....	25
1.1.1. Classification des moyens de stockage	25
1.1.2. Besoins centralisés et décentralisés	26
2. Présentation des technologies de stockage de l'énergie électrique	29
2.1. Stockage à grande échelle	29
2.1.1. Stockage gravitaire hydraulique	29
2.1.1. Batteries	30
2.1.1. Air comprimé	31
2.1.2. Deux techniques à l'étude	31
2.2. Stockage à petite échelle.....	32
2.2.1. Volants d'inertie.....	32
2.2.2. Inductances supraconductrices.....	33
2.2.3. Les accumulateurs électrochimiques	35
3. Le stockage électrostatique : condensateurs et supercondensateurs	43
3.1. Condensateurs	43
3.2. Supercondensateurs ou condensateurs double couche	44
3.2.1. Constitution	44
3.2.1. Classification et principe	45
3.2.2. Supercondensateurs électrostatiques	45
3.2.3. Supercondensateurs électrochimiques	47
3.2.4. Caractéristiques	47
3.2.5. Applications.....	49
4. Intérêt des supercondensateurs dans le stockage de l'énergie photovoltaïque	51
4.1. Les systèmes raccordés au réseau électrique.....	51
4.1.1. Le réseau interconnecté.....	51
4.1.2. Les mini-réseaux ou réseaux isolés	52

4.2. Les systèmes autonomes isolés	52
4.3. Intégration des supercondensateurs dans les systèmes de conversion de l'énergie solaire.....	54
5. Problématique de la thèse	57
6. Bibliographie de la partie 1.....	59
Partie 2 : Chaîne de conversion de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs	60
1. Le gisement solaire.....	65
1.1. L'énergie solaire	65
1.2. Évaluation de l'énergie solaire reçue par un capteur plan	67
1.2.1. Temps solaire vrai astronomique	67
1.2.2. Repérage de la position du Soleil.....	69
1.2.3. Interaction du rayonnement solaire avec l'atmosphère terrestre	71
1.2.4. Repérage de la position du Soleil.....	73
1.3. Code d'évaluation de l'éclairement solaire pour un capteur plan.....	75
2. Les cellules photovoltaïques et leurs modélisations	77
2.1. Principe d'une cellule solaire à base de silicium	77
2.2. Autres technologies	79
2.3. Rendement	80
2.3.1. Définitions	80
2.3.2. Processus internes affectant le rendement	82
2.3.3. Paramètres externes affectant le rendement	82
2.4. Modèles de la photopile.....	84
2.4.1. Cellule photovoltaïque idéale	85
2.4.2. Modèle de la photopile	85
2.4.3. Modèle amélioré.....	87
2.5. Modélisation type circuit électrique	90
3. Les supercondensateurs et leurs modélisations.....	93
3.1. Théorie de la double couche électrique et modèles « fins »	93
3.1.1. Théorie de la double couche électrique de Helmholtz.....	93
3.1.2. Amélioration du modèle de Gouy	94
3.1.3. Les modèles microscopiques	94
3.2. Modèles de type circuit électrique.....	95
3.2.1. Le modèle RC du constructeur.....	96
3.2.2. Modèle basé sur la caractérisation fréquentielle	96
3.3. Modélisation multibranche sous Simulink	102
3.3.1. Modélisation d'une capacité variable	102
3.3.2. Modélisation d'un élément de supercondensateur	103

3.4. Validation du modèle	105
3.4.1. Intrants	105
3.4.2. Paramètres de simulation.....	106
3.4.3. Résultat de simulation	107
4. Les autres éléments de la chaîne et leurs modélisations	109
4.1. Les batteries	109
4.1.1. Bloc disponible sous Simulink	109
4.1.2. Hypothèses	109
4.1.3. Limites.....	110
4.1.4. Courbe de décharge/décharge.....	110
4.2. Machine à courant continu.....	111
4.2.1. Bloc disponible	111
5. Conclusions de la partie 2.....	113
6. Bibliographie de la partie 2.....	115
Partie 3 : validation expérimentale de la chaîne de conversion	117
1. Caractérisation multibranche des supercondensateurs	121
1.1. Dispositif expérimental.....	122
1.1.1. Présentation	122
1.1.2. Module de supercondensateurs.....	122
1.1.3. Relais	123
1.1.4. Charge	125
1.1.5. Interface d'acquisition	125
1.2. Caractérisation de la résistance d'accès R_1	127
1.2.1. Approche expérimentale	127
1.2.2. Données brutes.....	128
1.2.3. Résultats	129
1.3. Caractérisation de la capacité totale de la ligne de transmission	130
1.3.1. Approche expérimentale	130
1.3.2. Données brutes.....	131
1.3.3. Résultats	133
1.4. Caractérisation de la résistance totale de la ligne de transmission.....	134
1.4.1. Approche expérimentale	134
1.4.2. Données brutes.....	136
1.4.3. Résultats	138
1.5. Détermination des paramètres des branches complémentaires	139
1.5.1. Approche expérimentale	140
1.5.2. Données brutes.....	143
1.5.3. Résultat.....	145
1.6. Récapitulatif et confrontation avec l'expérience.....	146

2. Expérience de stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs.....	149
2.1. Dispositif expérimental.....	149
2.1.1. Panneau photovoltaïque	150
2.1.2. Pyranomètre.....	151
2.1.3. Interface d'acquisition	152
2.2. Données brutes	152
2.3. Comparaison des résultats expérimentaux de l'éclairement solaire à celui du code d'évaluation	155
2.4. Comparaison des cycles de charge/décharge des supercondensateurs avec le modèle	157
3. Conclusion de la partie 3.....	159
4. Bibliographie de la partie 3.....	161
Partie 4 : intégration des supercondensateurs dans des systèmes de conversion	163
1. Etude du temps de charge de supercondensateurs.....	167
2. Chaîne de conversion de l'énergie solaire	173
2.1. Présentation du système	173
2.2. Modélisation du système	174
2.2.1. Module photovoltaïque	177
2.2.2. Batterie.....	177
2.2.3. Le moteur électrique	178
2.2.4. Les supercondensateurs	179
2.2.5. Contrôleur ou régulateur de charge :	179
2.3. Résultats de la simulation.....	180
2.3.1. Charge/décharge des modules de stockage	180
2.3.2. Analyse des courants électriques au démarrage	183
2.4. Intérêts de l'intégration des supercondensateurs	185
3. Conclusion de la partie 4.....	187
4. bibliographie de la partie 4.....	189
Conclusions générales et perspectives	191



a	Azimut du soleil (en °)
a	Constante d'idéalité de la diode
a_1	Albédo
α	Ascension droite (en heure, minute et seconde)
α_λ	Coefficient d'extinction ou facteur d'absorption (en m^{-1})
B	Induction magnétique (en T)
β	Latitude du soleil (en °)
β_A	Coefficient de trouble ou coefficient d'Angström
c	vitesse de la lumière ($c \approx 2,997.10^8 m.s^{-1}$)
C	Capacité (en F)
D	Rayonnement solaire diffus (en $W.m^{-2}$)
D_0^*	Rayonnement diffus atmosphérique sur un plan horizontal (en $W.m^{-2}$)
D_i	Rayonnement diffus reçu sur un plan d'inclinaison i (en $W.m^{-2}$)
D_j	Durée du jour (en heure et en fraction d'heure)
δ	Déclinaison (en heure, minute et seconde)
Δt	Équation du temps (varie entre 17 minutes en moins et 14 minutes en plus)
ΔT	Différence entre les températures réelle et nominale de la jonction PN (en K)
e	Tension de vapeur d'eau au sol à la température ambiante (en mbar)
E	Densité d'énergie (en $J.m^{-3}$)
E_g	Énergie de la bande interdite (gap) du semi-conducteur (en eV)
g	Accélération de la pesanteur (= $9,81 m.s^{-2}$)

G	Rayonnement solaire global incident (en $W.m^{-2}$)
G_0^*	Rayonnement global sur un plan horizontal (en $W.m^{-2}$)
$G_{i,\gamma}^*$	Éclairement global reçu par une surface plane d'inclinaison i et d'orientation γ (en $W.m^{-2}$)
G_n	Éclairement solaire incident à la température T_n (en $W.m^{-2}$)
GMT	Temps moyen du Méridien de Greenwich (compté de 0 à 24h)
γ	Point vernal
h	Hauteur du soleil (en $^\circ$)
i	Angle d'inclinaison du plan de réception des rayonnements (en $^\circ$)
I	Rayonnement solaire direct (en $W.m^{-2}$)
I	Courant de l'énergie magnétique (en A)
I^*	Rayonnement direct au sol (en $W.m^{-2}$)
I_d	Courant circulant dans la diode (en A)
I_{mp}	Courant au point de puissance maximale de la photopile (en A)
$(I_0^*)_{ext}$	Éclairement moyen reçu par une surface à la limite supérieure de l'atmosphère (en $W.m^{-2}$)
I_0	Courant inverse de saturation ou courant de fuite de la diode (en A)
$I_{0,cell}$	Courant de saturation de la photopile (en A)
$I_{0,n}$	Courant de saturation nominal de la photopile (en A)
$I_{pv,cell}$	Photo-courant de la cellule photovoltaïque (en A)
I_r	Courant dérivé par la résistance shunt (en A)
I_{SC}	Courant de court-circuit de la photopile (en A)
$I_{SC,n}$	Courant de court-circuit nominal de la photopile (en A)
J	Moment d'inertie (en $kg.m^{-2}$)
J_0	densité de courant de saturation du semi-conducteur (en $A.cm^{-2}$)
k	Constante de Boltzmann ($= 1,3806503.10^{-23} J.K^{-1}$)
K	Facteur dépendant de la forme du volant
K_I	Coefficient de température relatif à l'intensité en court-circuit (en $A.K^{-1}$)
K_V	Coefficient de température relatif à la tension en circuit ouvert (en $V.K^{-1}$)
L	Inductance de la bobine (en H)
λ	Longitude du soleil (en $^\circ$)

λ	Longueur d'onde du rayonnement solaire (en m)
LT	Temps légal (en heure, minute et seconde)
m	masse (en kg)
m_h	Distance optique atmosphérique ou masse atmosphérique (en m)
n	Quantième annuel ($0 \leq n \leq 365$)
n	Indice de réfraction du milieu gazeux traversé
N	Nombre de molécules par unité de volume (en m^{-3})
N_p	Nombres de cellules connectées en parallèle d'un module photovoltaïque
N_S	Nombre de cellules connectées en série d'un module photovoltaïque
ω	Angle horaire (en heure, minute et seconde)
Ω	Vitesse angulaire de rotation (en $rad.s^{-1}$)
P	Puissance d'un supercondensateur (en W)
P_0	Pression atmosphérique au niveau de la mer (en Pa)
P_z	Pression atmosphérique avec l'altitude z (en Pa)
φ	Latitude du lieu d'observation (en $^\circ$)
ϕ_i	Flux énergétique transporté par le rayonnement solaire hors atmosphère (en W)
ϕ_t	Flux énergétique transporté par le rayonnement solaire (en W)
q	Charge de l'électron ($= 1,60217646.10^{-19}$ C)
R_S	Résistance série de la photopile (en Ω)
R_p	Résistance shunt ou parallèle de la photopile (en Ω)
R_{Sh}	
ρ	Masse volumique du matériau (en $kg.m^{-3}$)
S	Composante verticale du rayonnement direct (en $W.m^{-2}$)
$S_{i,\gamma}^*$	Composante utile de l'éclairement direct (en $W.m^{-2}$)
σ_{max}	Traction des matériaux à haute résistance due à la force centrifuge (en Pa)
T	Température de la jonction PN (en K)
T_{max}	Température maximale de la jonction PN (en K)
T_n	Température nominale de la jonction PN (en K)
T_L	Facteur de trouble de Linke

Nomenclature

TSV	Temps solaire vrai (compté de 0 à 24h)
$(TSV)_{astr.}$	Temps solaire vrai astronomique (compté de 0 à 24h)
TSM	Temps solaire moyen (compté de 0 à 24h)
TU	Temps universel (en heure, minute et seconde)
U_{spc}	Tension d'un supercondensateur (en V)
V	Volume de stockage du volant d'inertie (en m^{-3})
V_{mp}	Tension au point de puissance maximale de la photopile (en V)
V_{OC}	Tension en circuit ouvert de la photopile (en V)
$V_{t,n}$	Potentiel thermique à la température nominale T_n (en V)
V_t	Potentiel thermique du module PV (en V)
w	Hauteur d'eau condensable (en cm)
W	Énergie cinétique emmagasinée dans un volant d'inertie (en J)
z	Altitude (en km)



La demande croissante en énergie et l'appauvrissement des énergies fossiles impliquent de trouver de nouvelles sources d'énergie propres et durables. Les **énergies renouvelables**, notamment d'origine solaire et éolienne, pourraient répondre à cette attente. Des systèmes permettant la conversion de l'énergie solaire ou éolienne en énergie électrique utilisable prennent une part de plus en plus grande même si elle reste mineure par rapport à l'électricité produite par les centrales thermiques et nucléaires. Les systèmes de conversion sont divers, ils peuvent être reliés au réseau, ou bien alimenter un dispositif sur un site isolé. Les sources d'énergies renouvelables ont l'avantage d'être gratuites et inépuisables mais présentent une intermittence qu'il est nécessaire de pallier avec un dispositif de stockage de l'énergie électrique, qui doit également être adapté à la restitution de l'énergie électrique à travers la charge utilisée.

Ces dernières années, l'installation de dispositifs de conversion photovoltaïque est en pleine progression. Ces dispositifs trouvent des applications très diverses comme la fourniture d'électricité domestique, l'alimentation en électricité de capteurs ou de pompes solaires. Le **stockage de l'énergie photovoltaïque** est principalement assuré par les batteries, même si d'autres moyens sont envisageables. Les batteries ont une énergie massique élevée. Mais elles nécessitent un entretien assez contraignant avec une durée de vie relativement faible (compter 5 à 10 ans) et surtout ne sont pas toujours adaptées à l'usage effectué. Ainsi, des applications photovoltaïques nécessitant des pics de puissance ou la régulation d'une puissance électrique ne peuvent pas être envisagées par de simples batteries ayant une dynamique trop lente. Les appels de puissance importants peuvent être obtenus par la nouvelle génération des supercondensateurs, de densités de puissance plus élevées, apparue dans les années 90. Les **supercondensateurs** ont commencé à être utilisés pour alimenter de manière ponctuelle et importante des composants à faible énergie spécifique dans les domaines informatique et des télécommunications. Plus récemment, grâce à leurs temps de réponse de l'ordre de 1 à 10 s et à leur puissance active élevée, les supercondensateurs ont permis le développement des véhicules hybrides, l'énergie de freinage étant récupérée par les supercondensateurs qui la restitue pour les pics de puissance nécessaires au démarrage du moteur.

Fabriqués avec des matériaux moins polluants que les batteries, de maintenance plus légère avec une durée de vie plus importante, l'intégration des supercondensateurs

dans les systèmes de conversion de l'énergie photovoltaïque semble inéluctable. Malgré tout, les supercondensateurs sont difficilement utilisables seuls et sont généralement couplés à des batteries ou à d'autres sources d'énergie comme dans les véhicules hybrides.

L'**intégration des supercondensateurs** alimentés avec de l'énergie électrique d'origine photovoltaïque permettraient de satisfaire des appels de puissance active ou encore assurer le lissage d'une puissance consignée. Un certain nombre d'applications impliquant des supercondensateurs comme de dispositif de stockage de l'énergie issue de la conversion photovoltaïque a été envisagé. Mais ces applications restent pour bon nombre d'entre elles au stade d'études. À titre d'exemple, citons l'alimentation électrique du moteur d'un véhicule équipé de cellules solaires ou celui d'une pompe solaire dans sa phase de démarrage, ou encore l'alimentation d'un capteur sans fil avec une cellule photovoltaïque.

Afin d'envisager l'intégration des supercondensateurs dans un dispositif de conversion de l'énergie photovoltaïque, il est intéressant de disposer d'un **modèle fiable et accessible** permettant de simuler les **cycles de charge/décharge** de l'énergie électrique et ainsi **dimensionner une installation ou tout simplement statuer sur leur utilité ou pas dans un système donné**.

Cette thèse s'efforce de répondre à cette problématique en ayant comme objectif l'**établissement d'un modèle de stockage de l'énergie photovoltaïque par des supercondensateurs** à la fois suffisamment précis et accessible afin d'envisager l'intégration des supercondensateurs dans des chaînes de conversion de l'énergie solaire non-raccordées au réseau.

Pour atteindre cet objectif, **quatre parties** sont proposées.

Dans la première partie, les **différentes technologies de stockage** de l'énergie électrique sont présentées, notamment celles du stockage à petite échelle. L'intérêt du **stockage d'électricité photovoltaïque** par supercondensateurs est montré afin de poser la **problématique de la thèse**.

La **modélisation d'une chaîne de conversion complète de l'énergie solaire** est détaillée dans la deuxième partie. Le modèle pour chacun des éléments de cette chaîne est présenté. Un **état de l'art de la modélisation des supercondensateurs** est donné afin de justifier du modèle choisi et implémenté.

Dans la partie 3, les résultats des simulations du modèle de stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs sont comparés à des **valeurs expérimentales** obtenues. Ces mesures sont réalisées avec un **banc d'étude** qui a été entièrement conçu. Au préalable, les **caractéristiques des supercondensateurs** à introduire dans le modèle sont déterminées par un autre banc d'étude qui a été également réalisé. L'**instrumentation** des deux bancs d'étude est décrite.

Enfin, **deux exemples d'exploitation du modèle de stockage** par supercondensateurs sont proposés. Une première exploitation où le temps de charge des supercondensateurs est déterminé suivant l'éclairement solaire et la température ambiante. Dans la deuxième étude, le couplage avec une batterie est simulé afin de faire ressortir l'intérêt des supercondensateurs.

Partie 1.

**Le stockage de l'énergie photovoltaïque
par supercondensateurs**



L'utilisation de **sources d'énergies renouvelables** induit le concept de **stockage d'électricité** en raison de la **disponibilité intermittente** de telles ressources (éclairage solaire variable, direction tournante du vent...). L'utilisation du moyen de stockage d'électricité est très **diversifiée** ; elle dépend de la nature des besoins et du type d'applications. En particulier, les sites géographiquement isolés et non raccordés au réseau intégrant une source d'énergie renouvelable telle que **l'énergie solaire** nécessitent un système de stockage décentralisé. Ainsi le problème des fluctuations, commun à la plupart des sources d'énergie renouvelable, peut être pallié.

Dans cette partie introductive, **le stockage de l'énergie électrique** est présenté dans le cas général avant de se focaliser sur le stockage à petite échelle adapté à une utilisation sur **site isolé**. **L'intérêt du stockage de l'énergie photovoltaïque** par supercondensateurs est ensuite mis en avant afin de poser la **problématique de la thèse**.

1. GENERALITES SUR LE STOCKAGE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE



1.1. Principe

Le **stockage de l'énergie** est l'action qui consiste à placer une quantité d'énergie en un lieu donné pour permettre son utilisation ultérieure. L'opération de stockage d'énergie est toujours associée à l'opération inverse consistant à récupérer l'énergie stockée (le déstockage). Ces deux opérations de stockage/déstockage constituent un cycle.

1.1.1. Classification des moyens de stockage

Le stockage de l'énergie électrique passe le plus souvent par une **forme d'énergie intermédiaire** (gravitaire, de compression, chimique, cinétique, thermique...) que l'on accumule, puis transforme à nouveau en électricité. Seules l'énergie électrostatique avec les condensateurs ou supercondensateurs, et l'énergie électrodynamique avec le stockage magnétique supraconducteur, font quelque peu exception en stockant des charges électriques statiques ou en mouvement. Les systèmes de stockage et les différentes formes d'énergies intermédiaires sont présentés dans le tableau 1.1 suivant. Ils seront détaillés dans les chapitres 2 et 3 de cette première partie.

Énergie intermédiaire	Systèmes de stockage
Gravitaire	Pompage hydraulique
Thermique	Stockage de chaleur latente ou sensible avant production électrique
De pression	Compression d'air
Chimique	Batteries d'accumulateurs électrochimiques Stockage H ₂ par électrolyse et pile à combustible
Cinétique	Volant d'inertie
Electromagnétique	Courant permanent à bobine supraconductrice
Electrostatique	Condensateur classique Supercondensateur à électrolyte double couche

Tableau 1.1 – Formes d'énergie intermédiaires de stockage [Marquet 1998].

1.1.2. Besoins centralisés et décentralisés

Le stockage de l'énergie électrique a deux objectifs : économique (recherche du coût minimum de l'énergie électrique) et technologique (équilibre de la production et de la consommation de l'énergie). Le stockage de l'énergie électrique produite est le seul moyen de gérer en temps réel, avec la sécurité maximale, la production d'énergie électrique sur un réseau de transport.

Les besoins et technologies de stockage d'énergie diffèrent suivant qu'ils sont centralisés et massifs, ou décentralisés et de quantité modeste [académie 2006]. Le tableau 1.2 donne les ordres de grandeur pour la puissance et la durée de stockage pour ces différentes situations [Dakyo 2010].

Les **besoins centralisés** apparaissent dans le cas où la gestion, sur le réseau de transport, de l'énergie électrique produite par les centrales actuelles, permet d'équilibrer en temps réel la production et les demandes variables journalières, hebdomadaires et saisonnières. Ils servent par ailleurs à sécuriser la production face aux fluctuations d'une production importante et nécessairement intermittente d'énergie électrique d'origine renouvelable.

Les **besoins décentralisés** sont variés et répondent à des applications stationnaires précises comme l'alimentation électrique sans coupure possible ou le stockage pour pallier localement à l'intermittence d'une source d'énergie renouvelable ou bien encore pour des applications mobiles (transports).

Parmi les besoins centralisés, les **applications stationnaires** concernent les équipements de production de l'énergie électrique alimentant un réseau de transport d'énergie. Ainsi que les équipements locaux de production d'énergie électrique à partir de sources d'énergies renouvelables (éoliennes, solaires...). Ces équipements sont isolés ou connectés à un réseau électrique dans le but de pallier l'intermittence aléatoire ou journalière de l'énergie produite. Les quantités d'énergie mises en jeu sont de l'ordre de quelques MWh. Pour un site isolé, la rétention de la charge en énergie intermédiaire doit être suffisamment grande pour l'application et le type d'énergie renouvelable.

<p style="text-align: center;">Besoin en stockage pour une ferme connectée au réseau</p> <p>Puissance : 100 KW à quelques 10 MW Durée : quelques minutes à plusieurs heures Sollicitation : en continu et/ou plusieurs fois/jour Qualité de la tension : absence de creux de tension, coupures brèves de quelques secondes</p>
<p style="text-align: center;">Besoin en stockage pour un site isole</p> <p>Puissance : quelques 100 W à plusieurs kW Durée : quelques secondes à plusieurs heures Sollicitation : en continu et/ou plusieurs fois/jour (si source d'énergie renouvelable non disponible)</p>
<p style="text-align: center;">Besoin en stockage pour applications mobiles</p> <p>Puissance : quelques 100 W à quelques 100 kW Durée : quelques secondes à plusieurs heures Sollicitation : en continu et/ou plusieurs fois/jour</p>

Tableau 1.2 – Les différentes situations de stockage de l'énergie électrique.

2. PRESENTATION DES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE



Le **stockage de l'énergie électrique** se réfère à un processus de sa **conversion** à partir d'un réseau d'alimentation électrique en une autre forme d'énergie qui peut être stockée pour effectuer la transformation inverse en cas de besoin. Les différentes technologies sont présentées une par une ci-après en différenciant le stockage à **grande échelle** (quelques MWh pour **une centrale**) de celui à **petite échelle** (quelques dizaines Wh) pour un système sur un **site isolé**.

2.1. Stockage à grande échelle

Il est destiné à un fonctionnement au niveau du **réseau ou de systèmes de production intermittente de « grande puissance »** : éoliens, photovoltaïques, houlomoteurs... Actuellement, on préfère souvent maintenir en chauffe des centrales thermiques que d'investir dans des systèmes de stockage.

2.1.1. Stockage gravitaire hydraulique

L'eau entre **deux réservoirs à des hauteurs différentes** (dénivelé h), est soit pompée ou soit actionne des turbines (figure 1.1). L'énergie stockée W (en J) se calcule par :

$$W = mgh \quad (1.1)$$

où m est la masse d'eau (en kg) et $g = 9,81 \text{ m.s}^{-2}$ est l'accélération de la pesanteur.

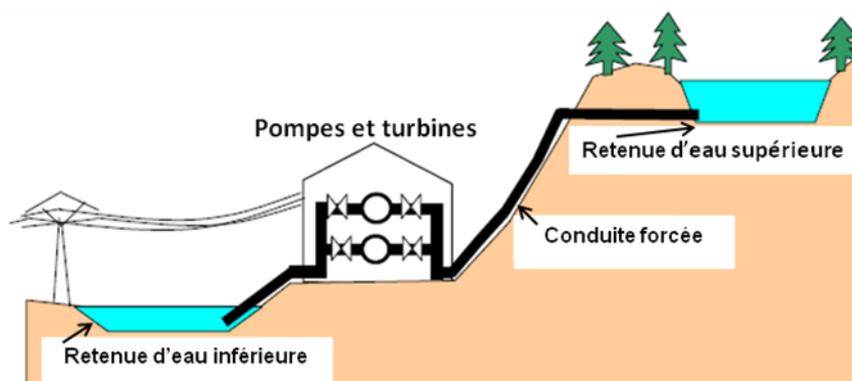


Figure 1.1. – Stockage gravitaire hydraulique [Multon et Ruer].

C'est le plus répandu des stockages à grande échelle avec 90 GW produit dans le monde annuellement, soit 3% de la capacité globale de production. Citons le barrage de Grand-Maison en France ayant un dénivelé de 935 m, une retenue d'eau de 170 Mm^3 et permet une puissance de 1800 MW [intellego 2010] .

2.1.1. Batteries

Le principe de stockage des batteries sera détaillé dans le chapitre 3 de cette partie 1 traitant du stockage à petite échelle.

Dans une batterie au plomb-acide ou au nickel-cadmium, les **réactions électrochimiques** créent des composés solides qui sont stockés directement sur les **électrodes** où ils se sont formés. La masse qu'il est possible d'accumuler localement est forcément limitée. Mais pour contourner cette limitation, des batteries dites à circulation d'électrolyte ont été conçues (figure 1.2.a). Les composés chimiques responsables du stockage de l'énergie sont liquides et restent en solution dans l'électrolyte. Les électrolytes utilisés sont à base de ZnBr (zinc-brome), NaBr (sodium-brome), VBr (vanadium-brome) et PSB (Bromure de polysulfure).

Depuis 1998, les batteries permettant le stockage à grande échelle sont de type **sodium-soufre** car elles sont moins polluantes et plus robustes (figure 1.2.b) [Multon et al 2008].

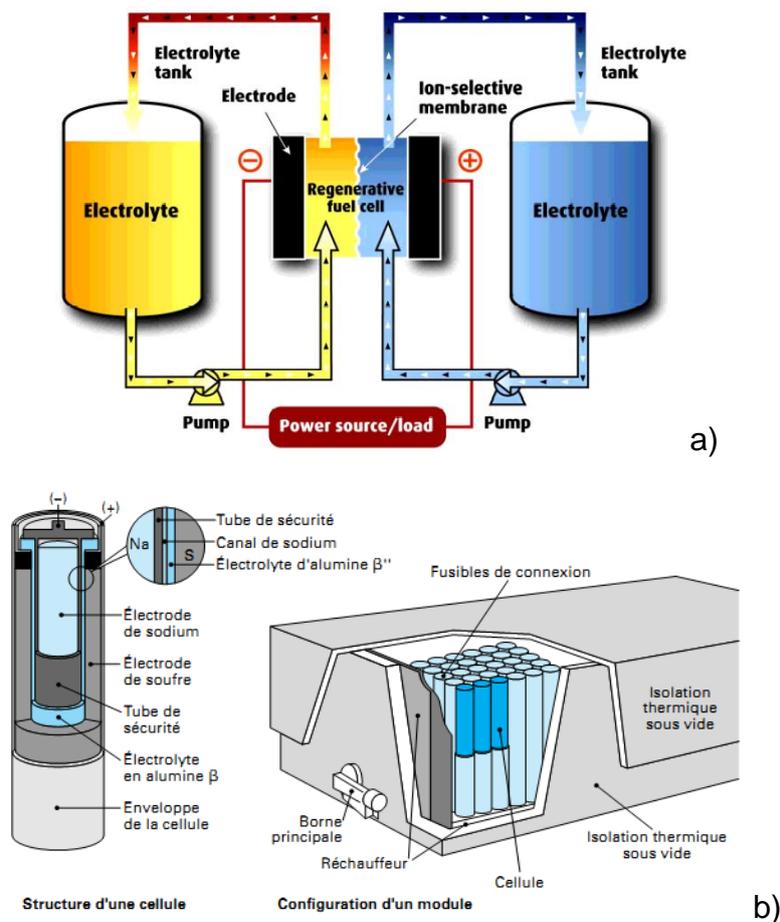


Figure 1.2. – Schéma de a) batterie à circulation b) batterie sodium-soufre.

2.1.1. Air comprimé

L'électricité disponible durant les heures creuses sert à compresser de l'air avec un **turbocompresseur** (figure 1.3). L'air comprimé est stocké dans des **cavernes** situées à grande profondeur, des mines de sel par exemple. Pour récupérer l'électricité, l'air comprimé est dirigé vers une turbine à gaz.

La première unité commerciale de 290 MW à Hundorf en Allemagne a été mise en route en 1978. En 1991 en Alabama a été mise en fonctionnement une installation de 110 MW. Une installation de 2700 MW est prévue à Norton en Ohio en 2012.

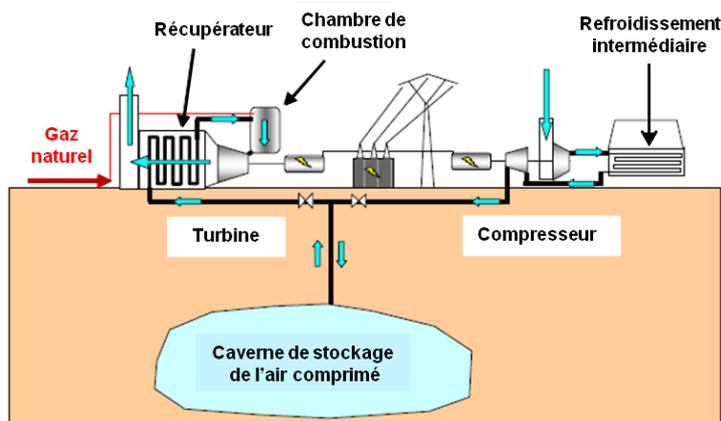


Figure 1.3 – Stockage mécanique par air comprimé [Multon et Ruer].

2.1.2. Deux techniques à l'étude

L'idée de stocker de l'électricité sous forme thermique est à l'étude [Multon et Ruer]. Elle serait de **transformer l'électricité en chaleur** dans des résistances électriques et de stocker la chaleur produite dans des **matériaux réfractaires** avant de la transformer en électricité grâce à une turbine à gaz (figure 1.4). À titre d'exemple, un réservoir de stockage thermique dimensionné pour 1000 MWh ne mesurerait que 20 m de diamètre et 20 m de hauteur, soit un volume de 5000 m³.

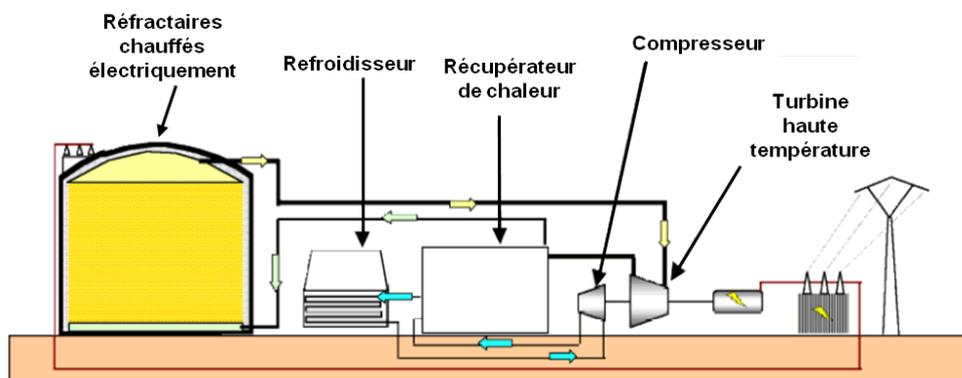


Figure 1.4. – Schéma de principe d'une installation de stockage thermique.

Le couplage du stockage souterrain de **gaz naturel** avec un stockage d'électricité peut être envisagé. Le gaz naturel est stocké dans des **réservoirs souterrains à grande profondeur et à haute pression**. Le gaz est par suite injecté dans les canalisations de transport à une pression bien inférieure. Auparavant, la compression du gaz stocké nécessite une grande quantité d'énergie. Lors de la décompression, l'énergie utilisée pour mettre le gaz sous pression dans les souterrains peut être restituée sous forme d'électricité. Par exemple, la profondeur de stockage du gaz est d'environ 1500 m et la pression est de 220 bars tandis que le gaz est à la pression de 80 bars dans les canalisations destinées à son transport.

2.2. Stockage à petite échelle

Il est particulièrement destiné à répondre à des applications **stationnaires** (alimentation électrique sans coupure possible, stockage pour pallier localement l'intermittence d'une source d'énergie renouvelable) ou des applications **mobiles** (transports, télécommunication...), de quelques centaines de W à quelques kW.

2.2.1. Volants d'inertie

Un volant d'inertie (FES : Flywheel Energy Storage) est couplé mécaniquement à un convertisseur électromagnétique qui permet la transformation réversible **d'énergie électrique en énergie mécanique** (figure 1.5). Le **moteur/générateur** est l'interface électromécanique permettant la charge et la décharge.

L'énergie cinétique emmagasinée s'exprime par :

$$W = \frac{1}{2} J \Omega^2 \quad (1.2)$$

où J est le moment d'inertie (en kg.m^2) et Ω la vitesse angulaire de rotation en rad.s^{-1} .

L'énergie massique du volant seul vaut :

$$\frac{W}{M} = K \frac{\sigma_{\max}}{\rho} \quad (1.3)$$

où ρ est la masse volumique du matériau et K un facteur dépendant de la forme du volant ($K = 0,5$ pour un cylindre à paroi mince).

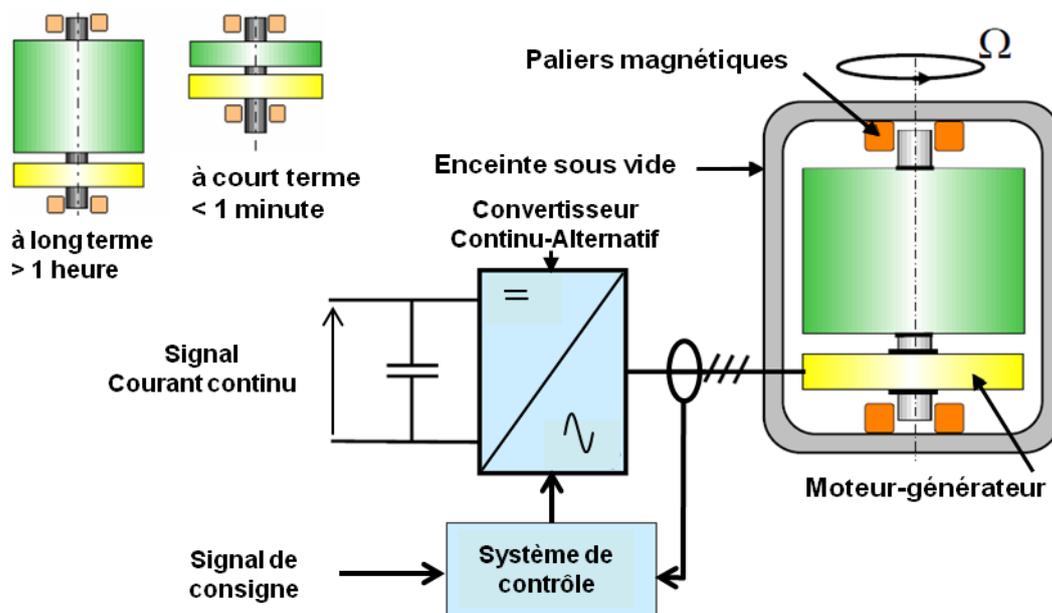


Figure 1.5 – Principe du volant d'inertie [Multon et al. 2008].

Il est intéressant d'utiliser pour la construction du volant, des **matériaux à haute résistance** à la traction σ_{\max} (due à la force centrifuge) capables de vitesses périphériques élevées. Les meilleurs matériaux sont les composites à fibres de carbone (structures bobinées) capables d'atteindre des vitesses périphériques de 1500 m.s^{-1} correspondant à une puissance de 100 Wh.kg^{-1} . Mais ces matériaux sont très coûteux. Pour minimiser le volume, des matériaux massifs de type acier à haute résistance offrent un bon compromis énergie volumique/ coût. Il faut adjoindre au volant des auxiliaires (paliers magnétiques, enceinte sous vide, moteur/générateur...) qui conduisent à des valeurs de puissance plus proches de 5 à 25 Wh.kg^{-1} . La **puissance impulsionnelle** de ces dispositifs peut être élevée : 2 kW.kg^{-1} avec une durée de décharge de l'ordre de la minute.

Les premières applications furent dans les **transports** (bus et tramways pour récupérer l'énergie de freinage ou pour éviter les systèmes de captation du courant). Depuis quelques années, des volants d'inertie équipent des **alimentations in-interruptibles** dans lesquelles ils concurrencent les batteries électrochimiques au plomb et au nickel-cadmium. Des dispositifs commerciaux existent tels que ceux proposés par « Beacon Power Systems ». Dans le cas d'applications stationnaires et pour raison de sécurité, l'installation peut être enterrée afin de prévenir l'éclatement éventuel du volant.

2.2.2. Inductances supraconductrices

Un courant parcourant un bobinage engendre une distribution de champ magnétique dans l'espace. On peut y associer **une énergie magnétique** E pouvant s'exprimer en termes de courant I ou d'induction B de la façon suivante :

$$E = \frac{1}{2}LI^2 = \int_V \frac{B^2}{2\mu_0} dV \quad (1.3)$$

où L est l'inductance de la bobine, V le volume magnétisé et $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ Vs.A}^{-1}.\text{m}^{-1}$ la perméabilité magnétique du vide.

Contrairement à des enroulements conducteurs classiques, la bobine supraconductrice présente une **résistance nulle au-dessous de la température critique du matériau**. Si elle est refermée sur elle même, le courant qui la parcourt se maintient. L'énergie de la bobine n'est donc pas dissipée en chaleur par effet Joule et **reste stockée sous forme de champ magnétique** (figure 1.6).

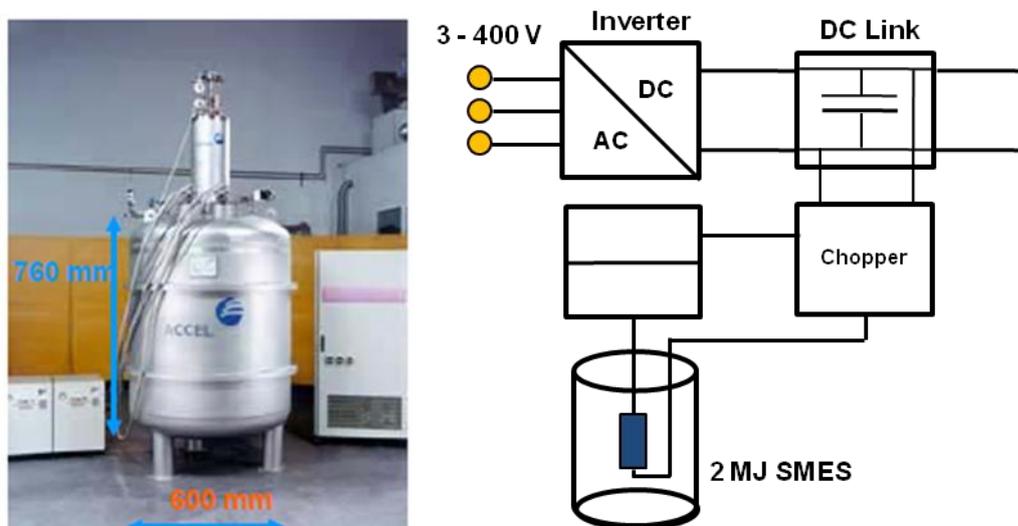


Figure 1.6. – Dispositif de stockage d'électricité par une inductance supraconductrice [Multon et al. 2008].

Il existe deux catégories de supraconducteurs potentiellement utilisables pour ces applications. La plus ancienne, dite à **basse température critique** (SBTC), met en jeu des conducteurs fonctionnant à très basse température (4 K), en présence d'un champ magnétique de l'ordre de 5 T. La plus récente, dite à **haute température critique** (SHTC), correspond à des matériaux utilisables sous des champs magnétiques très élevés (d'environ 10 T), à des températures de l'ordre de 20 à 30 K. On bénéficie alors de densités d'énergie accrues par rapport aux SBTC mais, simultanément, les conducteurs SHTC sont soumis à des efforts mécaniques particulièrement intenses qu'il faut considérer attentivement compte tenu de leurs fragilités mécaniques.

Les atouts de cette technologie résident dans son excellente « **cyclabilité** », sa durée de vie importante (20 à 30 ans), de très bons rendements (95%) et des densités de puissance élevées (bien supérieures à 1 kW.L^{-1}). L'inconvénient majeur est celui de l'**environnement cryogénique** associé qui nécessiterait une exploitation nouvelle sur les réseaux d'énergie.

2.2.3. Les accumulateurs électrochimiques

La présentation des différents types d'accumulateurs électrochimiques dans ce paragraphe 2.2.3 s'inspire très fortement de la thèse de J. Labbé [Labbé 2006].

2.2.3.1. Principe

Les accumulateurs sont constitués de **deux électrodes**, l'une positive (la cathode) et l'autre négative (l'anode) séparée par un **électrolyte** (figure 1.7). Aux deux interfaces interviennent des **réactions électrochimiques d'oxydation ou de réduction** des matières actives des électrodes. On désigne par **cellule** deux électrodes plongées dans un électrolyte.

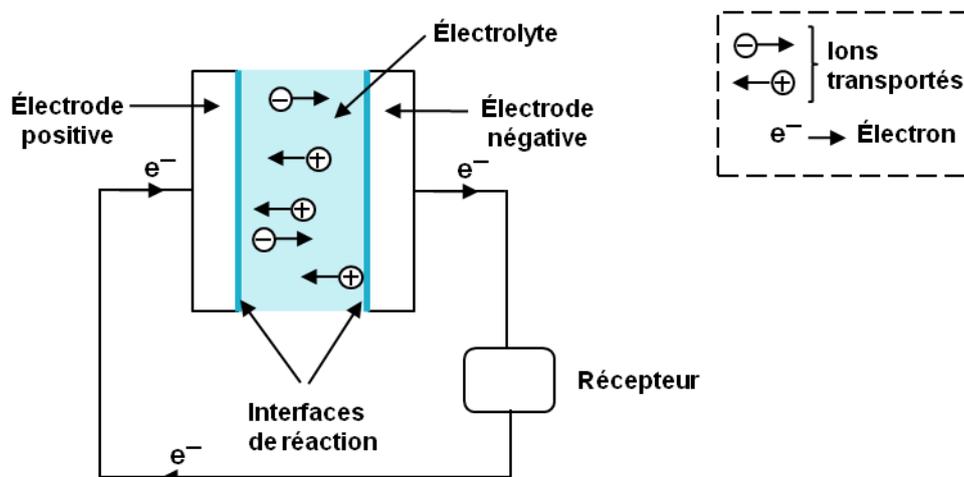


Figure 1.7 – Principe d'un accumulateur électrochimique.

À l'**anode**, électrode négative en décharge, s'opère une réaction d'oxydation selon la relation $M_1 \rightarrow M_1^{n+} + ne^-$ de potentiel rédox E_1 , M_1 étant l'espèce active de l'anode. Les électrons libérés transitent dans le circuit extérieur pour atteindre finalement la **cathode** (électrode positive en décharge) où s'opère une réaction de réduction $M_2^{n+} + ne^- \rightarrow M_2$, de potentiel redox E_2 , M_2 étant l'espèce active de la cathode. L'**électrolyte** assure le transport des espèces ioniques mises en jeu dans la réaction globale d'oxydoréduction, qui s'écrit $M_1 + M_2^{n+} \rightarrow M_1^{n+} + M_2$. Le transport engendre une **force électromotrice** $E = E_2 - E_1$.

Les différentes familles d'accumulateurs sont passées en revue ci-après.

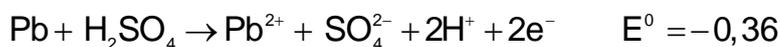
2.2.3.2. Les accumulateurs au plomb

Réalisé pour la première fois en 1860 par l'ingénieur français Gaston Planté, l'accumulateur au plomb a connu, grâce à l'automobile, un développement considérable, puisque sur un véhicule à combustion interne, un accumulateur au plomb assure le **lancement du moteur** et intervient au niveau de l'éclairage et de l'allumage [Robert et Alzieu 2004]. Un accumulateur au plomb est constitué de cellules, dont la tension, qui dépend de l'état de charge, est de l'ordre de 2 V. Ces cellules peuvent être montées en série, de façon à conférer à l'accumulateur une tension de 6, 12, 24 V et au-delà. L'électrode

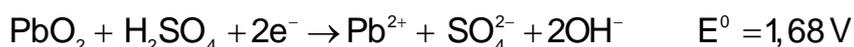
positive est à base de dioxyde de plomb (PbO_2), l'électrode négative, à base de plomb métal. L'électrolyte est une solution aqueuse d'acide sulfurique, H_2SO_4

Le fonctionnement des **batteries au plomb** [Linden 2002] est basé sur la réaction d'oxydoréduction suivante :

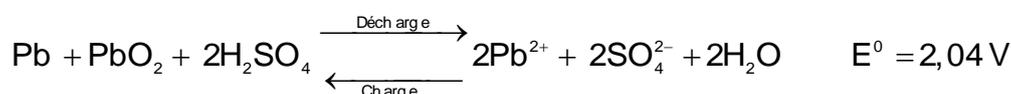
- Lors de la décharge, le plomb de l'**anode** s'oxyde en Pb^{2+} et perd deux électrons :



- À la **cathode**, l'oxyde de plomb PbO_2 gagne deux électrons lors de sa réduction en Pb^{2+} :



- Les protons produits à l'anode et les ions hydroxydes produits à la cathode se recombinaient en eau :



Les accumulateurs au plomb sont divisés en deux grandes familles qui sont :

- **les batteries « classiques » ou ouvertes (Vented Batteries)** : pour ce type de batteries, la cellule n'est **pas fermée**. La quantité d'électrolyte (composé typiquement de 65% d'eau et de 35% d'acide sulfurique) peut diminuer en raison des occurrences successives du phénomène de « gassing » ainsi que de l'évaporation naturelle. La batterie nécessite donc une **maintenance** au cours de laquelle le niveau de l'électrolyte doit être réajusté avec de l'eau désionisée pour le bon fonctionnement de l'accumulateur. Enfin, ces batteries doivent se trouver dans un emplacement suffisamment ventilé car le dégagement gazeux qu'elles peuvent produire devient explosif lorsque la proportion d'hydrogène dans l'air atteint 4% en volume.

- **les batteries scellées VRLA (Valve Regulated Lead-Acid)** : ces batteries sont aussi appelées batteries « **sans entretien** ». Ici, la cellule est fermée. L'électrolyte y est immobilisé sous forme de **gel** (ajout de silice à haute surface spécifique), ou encore retenu dans un séparateur en fibre de verre à haut pouvoir capillaire (AGM, Absorbent Glass Mat). Les gaz produits durant le gassing restent donc « prisonniers » dans le gel et sont recombinaison (reconsommés) durant la décharge. La consommation d'eau et l'émission de gaz sont donc extrêmement faibles. Sur la figure 1.8 se trouve un exemple de batterie au plomb de cette famille, de marque « Solar Haze », destinée aux applications liées à l'énergie photovoltaïque. Cette batterie est de type étanche au recombinaison de gaz, sans entretien et en technologie « gel » [europa].



Figure 1.8 – Batterie au plomb pour stockage de l'énergie pour application photovoltaïque [europa].

Il existe deux types principaux de technologies concernant l'**électrode positive** PbO_2 : celle-ci peut être soit une plaque **plane**, soit **tubulaire**. Les plaques planes sont constituées de grilles formées d'un alliage de plomb auquel on ajoute 5% d'antimoine, le tout enrobé dans de la matière active. Cette disposition permet des puissances supérieures grâce à l'augmentation des surfaces d'échange électrode/électrolyte. Par contre, pour les plaques tubulaires, la matière active est emprisonnée dans des gaines poreuses. La transmission du courant est alors assurée par des épines de plomb disposées dans ces gaines. Cette technologie permet d'augmenter la durée de vie, mais à un prix de revient plus important.

Les **décharges trop profondes** sont un problème majeur car elles peuvent conduire à une perte irréversible de capacité. Trois causes possibles sont à l'origine de ce phénomène :

- transformation irréversible d'une partie de la matière active de l'électrode positive (PbO_2) en cristaux de sulfate de plomb ;
- gonflement progressif et perte de cohésion de la matière active de l'électrode positive ;
- passivation électronique du collecteur de courant de l'électrode positive.

Lors de la **charge**, les **réactions inverses** des précédentes se produisent. Cependant, le sulfate de plomb produit par les réactions aux deux électrodes est insoluble et non conducteur. Son accumulation sur les électrodes, et dans une moindre mesure dans l'électrolyte, limite par conséquent l'énergie qui peut être extraite de la batterie. De plus, les concentrations et les quantités de masses actives sont inférieures à celles conduisant à cette valeur. La densité pratique d'énergie est proche de 40 Wh.kg^{-1} , soit quatre fois moins que le maximum théorique.

2.2.3.3. Les accumulateurs nickel-cadmium

Les accumulateurs nickel-cadmium ont été découverts en Suède par Waldemar Jungner, qui déposa un premier brevet en 1899, qu'il étendit aux États-Unis en 1901. L'invention mettait en œuvre de l'hydroxyde de nickel $Ni(OH)_2$ à l'électrode positive, un

mélange de cadmium et de fer à l'électrode négative et un électrolyte aqueux, l'hydroxyde de potassium ou potasse (K(OH)). Les accumulateurs nickel-cadmium comportent majoritairement des **électrodes** positives de type « mousse » ou frittées et des négatives plastifiées (figure 1.9).

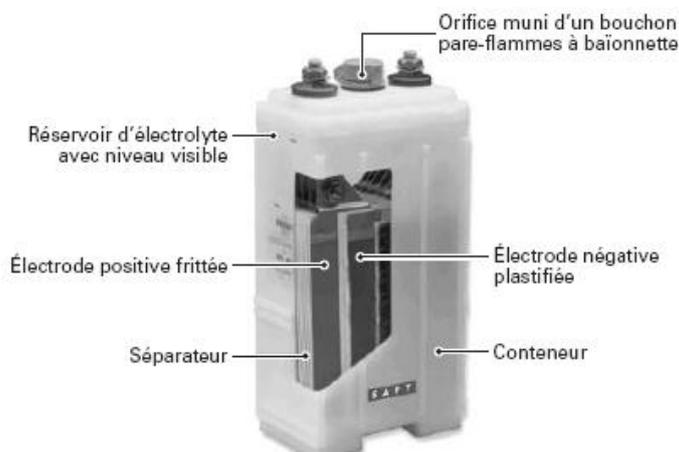


Figure 1.9 – Vue éclatée d'une batterie nickel-cadmium Ni-Cd industrielle [Robert et Alzieu 2005].

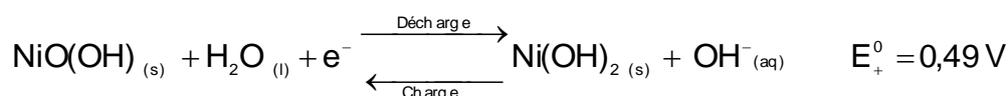
Ces accumulateurs ont une **durée de vie comparable** à celle des accumulateurs au plomb (au moins 1000 cycles), mais des **caractéristiques inférieures** concernant la décharge rapide.

Le marché offre aujourd'hui un **large éventail de produits**, depuis les batteries spiralées, de capacité comprise entre 10 mAh et 15 Ah, jusqu'aux batteries stationnaires ouvertes de 1000 Ah et au-delà. Les prix du nickel et du cadmium, ainsi que ceux des procédés de fabrication, conduisent à un coût de l'énergie stockée largement supérieur à celui associé à l'accumulateur au plomb. La manipulation du cadmium n'est pas sans danger pour la santé, et la mise au rebut des batteries usagées présente un risque pour l'environnement. Dans ces conditions, pour l'Europe de l'Ouest et l'Amérique du Nord, le marché de l'accumulateur nickel-cadmium représente aujourd'hui environ 10 % de celui de l'accumulateur au plomb.

À l'**état chargé**, un élément d'accumulateur nickel-cadmium se présente sous la forme du système électrochimique : Cd (solide) | K(OH) (en solution aqueuse) | NiO(OH)(solide) ayant une f.é.m. à vide, à 25°C de 1,3 V.

Les réactions en charge et en décharge sont les suivantes :

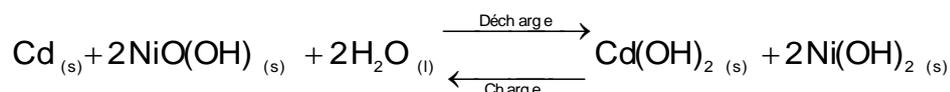
- à la **cathode** :



- à l'**anode** :



- réaction globale :



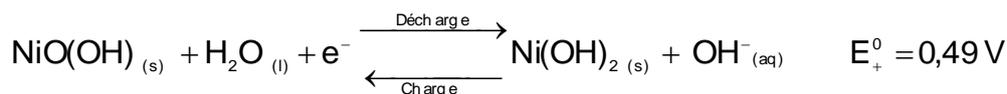
En première analyse, l'électrolyte, solution aqueuse de potasse par litre, ne prend pas part aux réactions et présente en conséquence des caractéristiques électriques et physiques indépendantes de l'état de charge. En fait, les processus électrochimiques sont plus complexes qu'ils n'y paraissent : au niveau de la cathode, se forment transitoirement, durant la charge, des oxydes supérieurs de nickel hydratés, qui se décomposent lentement pour donner NiO(OH) et de l'oxygène. L'intervention de la potasse, qui conduit à la formation d'oxydes mixtes de nickel et de potassium, peut encore compliquer le processus.

2.2.3.4. Les accumulateurs nickel-hydrure métallique

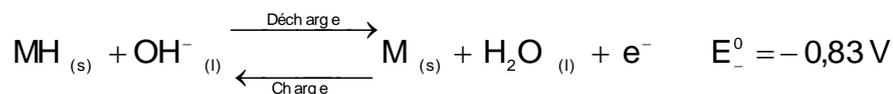
Apparu dans les années 1980, il constitue l'aboutissement de recherches menées depuis 1970 sur des alliages susceptibles de stocker de l'hydrogène [Robert et Alzieu 2005]. L'accumulateur Ni-MH diffère de l'accumulateur Ni-Cd au niveau de l'électrode négative dont le matériau actif est, au lieu de cadmium, de l'**hydrogène absorbé** dans un alliage métallique. Dans ces conditions, les comportements et les **courbes caractéristiques des deux systèmes sont comparables** et les fem à vide quasi identiques (1,30 à 1,35 V). Un gain significatif en énergie volumique favorise le développement du système Ni-MH au détriment du système Ni-Cd, d'autant plus que l'énergie spécifique de l'électrode à base d'hydrure métallique est plus élevée que celle d'une électrode à base de cadmium. Cependant, l'accumulateur Ni-MH est le siège d'une **autodécharge** comparable à celle de l'accumulateur Ni-Cd, et est par conséquent adapté aux régimes rapides en charge comme en décharge. Il en résulte, en régime permanent, une densité de puissance comparable à celle des couples PbO₂-Pb ou Ni-Cd (au mieux 200 W.kg⁻¹). Par contre, l'accumulateur Ni-MH est plus adapté en **régime impulsif** et fait donc l'objet d'une utilisation dans les **véhicules hybrides**.

L'alliage métallique est le siège d'un phénomène réversible d'absorption-désorption de l'hydrogène aux deux phases duquel correspondent respectivement les processus de charge et de décharge de la batterie. À l'état chargé, l'hydrogène, qui est le matériau actif négatif, apparaît sous forme d'un hydrure métallique. La cellule est décrite par la formule : MH_(s) | KOH_(aq) | NiO(OH)_(s). Les réactions à l'électrode positive sont identiques à celles de l'accumulateur Ni-Cd où l'oxyhydroxyde de nickel est réduit en hydroxyde de nickel au cours de la décharge. Pour l'électrode négative, l'hydrogène présent dans l'hydrure métallique est oxydé lors de la décharge et se combine aux ions hydroxydes présents en solution. On a :

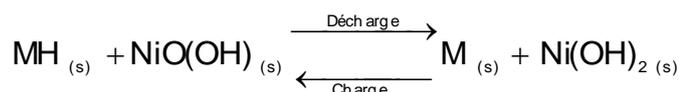
- à la **cathode** :



- à l'**anode** :

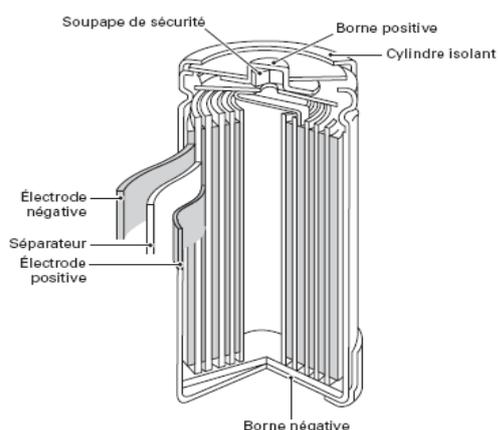


- **réaction globale** :



La fem de la cellule qui met en œuvre la réaction globale est égale à 1,32 V. On notera qu'à la différence avec le système nickel-cadmium l'eau de l'électrolyte n'intervient pas dans le processus de charge-décharge.

Les accumulateurs étanches Ni-MH sont fabriqués industriellement sous forme **cylindrique**, **prismatique** ou de « **bouton** ». En géométrie cylindrique (figure 1.10 a), électrodes et séparateurs sont enroulés en spirale et installés dans un conteneur d'acier nickelé. Le conteneur constitue le pôle négatif de l'accumulateur. Le couvercle, qui comporte une soupape de sécurité, en est le pôle positif. L'accumulateur est isolé électriquement de son environnement à l'aide d'un tube isolant qui déborde sur les surfaces frontales. Cette structure est conservée en géométrie prismatique, la seule différence provenant de la forme des électrodes, rectangulaire dans ce cas (figure 1.10 b).



a)



b)

Figure 1.10 – Accumulateur nickel-hydrure métallique Ni-MH a) en géométrie cylindrique b) en géométrie prismatique [Robert et Alzieu 2005].

2.2.3.5. Les accumulateurs au lithium

Au début des années 90, principalement sous l'impulsion des constructeurs japonais d'équipements portables, deux nouvelles filières de stockage de l'électricité ont émergé, en

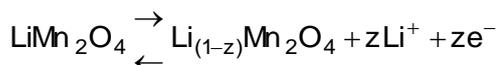
rupture par rapport aux technologies traditionnelles : les accumulateurs nickel-métal hydrure et les accumulateurs au lithium [Robert et Alzieu 2005].

Le lithium présente un **caractère réducteur particulièrement prononcé**. Son potentiel est l'un des plus bas. La masse volumique du lithium ($0,534 \text{ g.cm}^{-3}$) est faible et sa capacité spécifique (3860 Ah.kg^{-1}) est donc plus élevée que celle des autres matériaux d'anode.

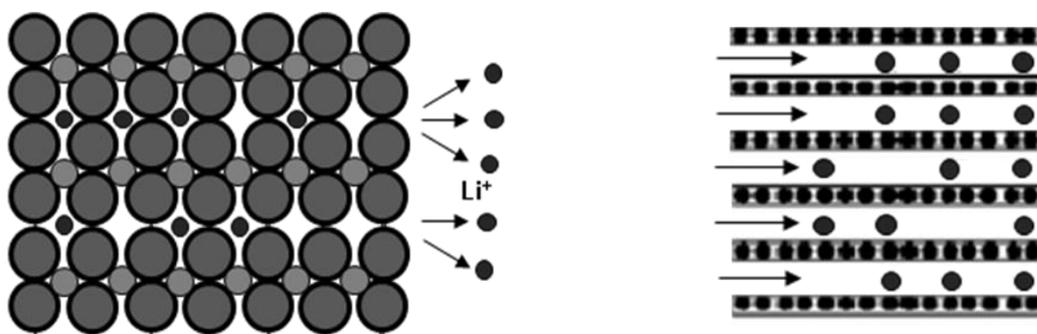
Il existe trois grandes familles de batteries au lithium :

- **les batteries lithium métallique** : la technologie « lithium métallique » est de moins en moins explorée du fait de problèmes de sécurité qu'elle engendre. Pour contourner cette difficulté, des matériaux « hôtes » ont été développés, permettant d'accueillir dans leurs structures l'élément lithium à l'état ionique.

- **les accumulateurs lithium-ion** : les matériaux de cathode « haute tension » les plus courants sont des oxydes de métaux de transition « lithiés », plus particulièrement LiCoO_2 , LiNiO_2 et LiMn_2O_4 . Le processus d'insertion-désinsertion de l'ion lithium au niveau de chacun de ces trois oxydes est décrit par l'une des relations :



Pendant la recharge, des ions lithium viennent s'insérer dans la structure de l'électrode négative en carbone graphite (figure 1.11). Lors de la décharge, l'anode libère ces ions qui viennent se replacer dans la structure de la cathode. Le séparateur est constitué d'une membrane polymère microporeuse et l'électrolyte est une solution de LiPF_6 dans un mélange de solvants organiques. Leurs énergies massique et volumique sont très élevées, de l'ordre de respectivement 120 Wh.kg^{-1} et 200 W.kg^{-1} . La tension varie de manière assez linéaire avec la profondeur de décharge, et est relativement peu influencée par la température ainsi que par la puissance de décharge.



Cathode : lithium / oxyde de métal LiMO_2

Anode : carbone / graphite (LiCX)

Figure 1.11 – Schéma de principe de la batterie lithium-ion Li-ion.

- **Les accumulateurs lithium-polymère** : ils comprennent une électrode négative qui est un film mince de lithium, une électrode positive qui correspond à un composé d'insertion réversible choisi parmi ceux pour cathode « basse tension » (V_6O_{13} , LiV_3O_8 , TiS_2) ou « haute tension » ($LiMn_2O_4$), l'électrolyte et un polymère tel le poly-oxyde d'éthylène chargé en ions lithium (POE – LiX). Cet électrolyte solide a été envisagé afin d'augmenter la densité d'énergie ainsi que la sécurité et la durée de vie des batteries au lithium. Les risques de contacts directs anode/cathode sont ainsi évités et la matrice d'insertion en carbone peut être supprimée augmentant la quantité d'énergie stockée de la batterie. Ces batteries sont par conséquent fort compactes et présentent une énergie massique élevée (de l'ordre de 150 Wh.kg^{-1}). L'électrolyte polymère doit posséder de bonnes caractéristiques mécaniques. Sa conductivité ionique est améliorée par addition de sels conducteurs. Cependant, cette conduction reste faible et limite la puissance en décharge à environ 250 W.kg^{-1} durant quelques secondes. La tension lors de la décharge varie peu avec l'intensité du courant et cette tension peut alors être utilisée afin de fournir une estimation de l'état de charge. De plus, aucune réaction chimique secondaire n'a lieu durant la charge, ce qui explique les rendements énergétiques très élevés (entre 90 et 100%).

Un **comparatif de l'énergie massique** des différentes technologies d'accumulateurs est donné sur la figure 1.12.

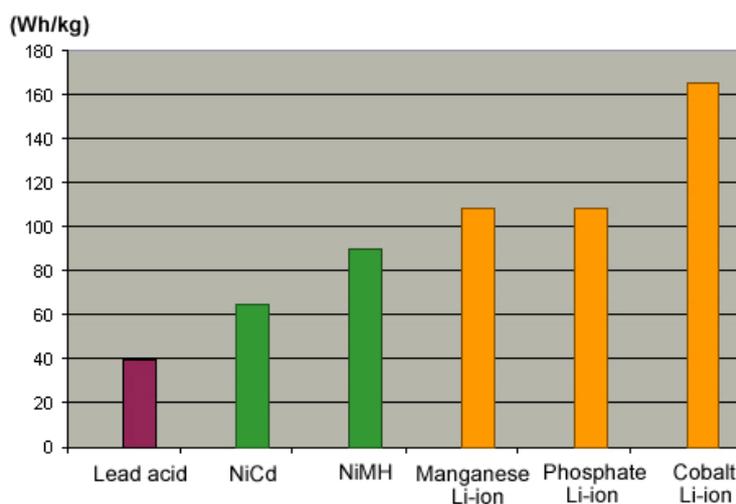


Figure 1.12 – Comparatif de l'énergie massique des accumulateurs.

3. LE STOCKAGE ELECTROSTATIQUE : CONDENSATEURS ET SUPERCONDENSATEURS



Bien que condensateurs et supercondensateurs fassent partie des moyens de stockage à petite échelle, nous leur consacrons ici un paragraphe entier.

3.1. Condensateurs

Un condensateur plan est un composant électrique constitué de **deux armatures conductrices parallèles séparées par un milieu diélectrique** (figure 1.13).

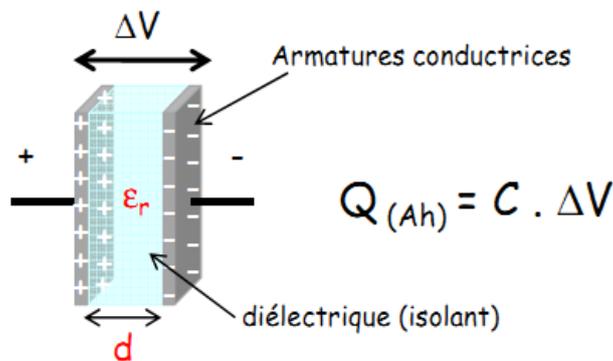


Figure 1.13 – Structure d'un condensateur plan.

L'expression de la **capacité** C d'un condensateur dont les armatures en regard sont planes est classiquement donnée par :

$$C = \varepsilon_0 \varepsilon_r \frac{S}{d} \quad (1.4)$$

où ε_0 est la permittivité du vide, ε_r la permittivité relative du diélectrique, S la surface de chaque électrode et d l'épaisseur du diélectrique.

L'**énergie emmagasinée**, proportionnelle au carré de la différence de potentiel V entre les électrodes, s'exprime par :

$$E = \frac{1}{2} C V^2 \quad (1.5)$$

Les relations (1.4) et (1.5) montrent qu'il existe deux approches permettant d'accroître la capacité et donc la quantité d'énergie stockée. La première consiste à utiliser

un matériau diélectrique possédant une permittivité relative élevée et une tension de service importante. La seconde, à l'origine du développement des supercondensateurs détaillés dans le prochain paragraphe est basée sur l'accroissement du rapport S/d par le recours à des diélectriques très minces et à des armatures gravées présentant d'importantes surfaces.

Les **condensateurs électrolytiques** offraient jusqu'au début des années 2000 les plus fortes capacités, typiquement quelques millifarads, obtenus par dépôt d'une couche très mince de diélectrique (film d'oxyde d'aluminium dans le cas de condensateurs électrolytiques à aluminium) sur l'électrode positive gravée. L'électrode négative ne sert, quant à elle, que de liaison entre l'électrolyte et le circuit extérieur.

Les **condensateurs** les plus performants aujourd'hui montent en tension jusqu'à 300 V par micromètre d'épaisseur de film, tandis que les temps de décharge peuvent être limités à quelques microsecondes. Ils n'offrent qu'une **capacité de stockage réduite** de l'ordre de quelques centièmes à quelques dixièmes de Wh.kg^{-1} (se reporter à la figure 1.16). Ainsi, les condensateurs sont utilisés dans tout genre de circuit électronique en particulier les circuits de synchronisation électronique (radio, télévision), dans les filtres électroniques de fréquences et dans les circuits de transmission de signaux ou encore dans le système de démarrage des moteurs asynchrones monophasés [Mouriès 2007].

3.2. Supercondensateurs ou condensateurs double couche

Sous l'impulsion des besoins du marché des véhicules électriques, il a été développé dans les années 1990 un nouveau type de condensateur **à très haute énergie volumique** : **les condensateurs double couche ou supercondensateurs** qui se caractérisent par une **faible tension** de service (environ 2,5 V) et une **très forte capacité** (plusieurs farads à quelques milliers de farads). Ils sont capables de fournir des **courants élevés sur de petites durées** (millisecondes, secondes, ou éventuellement minutes) [Kötz et Carlen 2000].

3.2.1. Constitution

Un supercondensateur est formé de **deux collecteurs métalliques** (généralement en aluminium), de **deux électrodes conductrices électroniques à très haute surface spécifique** (pouvant atteindre plusieurs centaines ou milliers de m^2 par gramme de matière) plongeant dans un **électrolyte** (conducteur purement ionique, isolant électronique) et d'une membrane de séparation poreuse (figure 1.14). Quand les électrodes sont chargées, les ions de l'électrolyte se déplacent sous l'influence du champ électrique en direction de l'électrode de signe opposé. Lorsque le condensateur est chargé, une fraction des anions et des cations est localisée tout contre l'électrode de façon à équilibrer la charge en excès dans le carbone actif. Ainsi, on obtient à l'interface entre le carbone et l'électrolyte **deux couches de charges en excès** de polarité opposée appelées **double couche électrochimique** [Mouriès 2007].

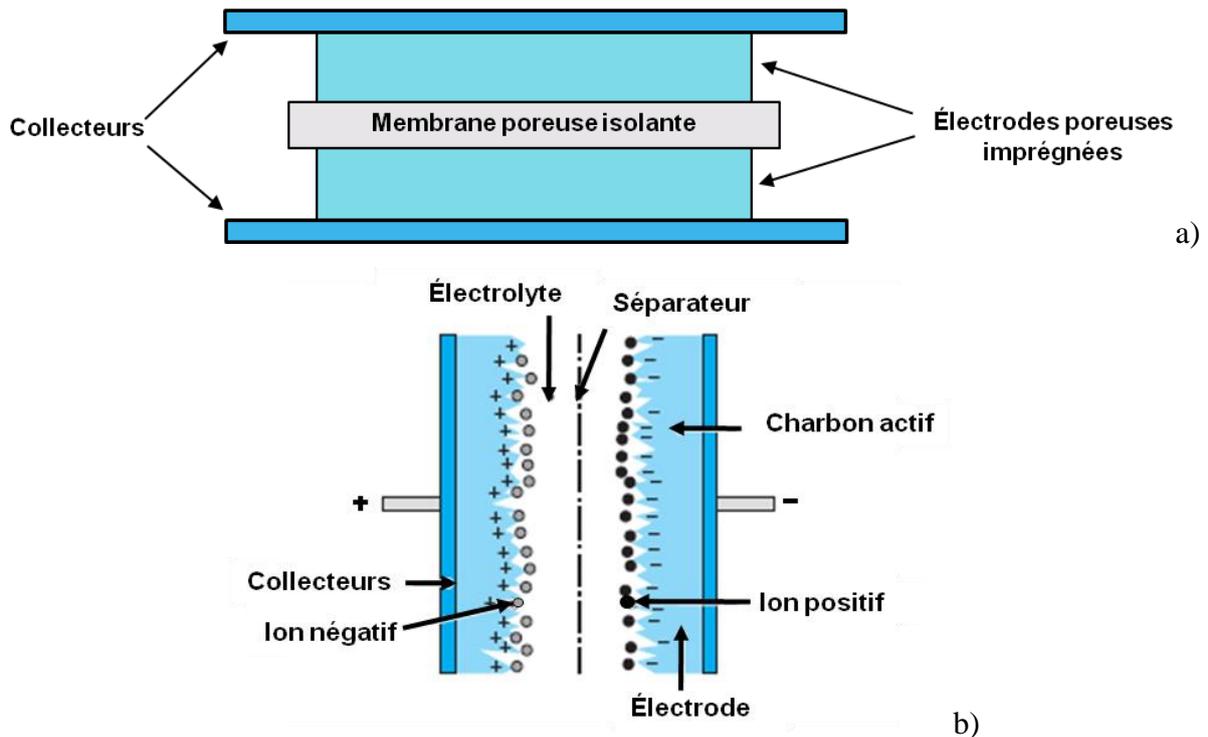


Figure 1.14 – a) Constitution d'un supercondensateur b) Schéma d'un supercondensateur.

3.2.1. Classification et principe

La nature du matériau utilisé pour les électrodes permet de classer les supercondensateurs en deux familles : les supercondensateurs **électrostatiques** et les supercondensateurs **électrochimiques**. Il existe aussi des dispositifs **hybrides** particuliers que nous ne détaillerons pas. Ils sont inclassables dans les deux rubriques précédentes par le fait qu'une des électrodes fonctionne comme celle d'un accumulateur ou d'un condensateur électrolytique alors que l'autre fonctionne comme celle d'un supercondensateur [Lassègue 2001].

3.2.2. Supercondensateurs électrostatiques

Le stockage de l'électricité s'effectue par un **simple déplacement de charges électroniques et ioniques**. L'énergie est donc stockée dans la **double couche électrique**. Les électrodes sont à base de carbone activé et l'électrolyte doit être un conducteur ionique, organique ou aqueux par exemple l'acide sulfurique. Elles sont séparées par une **membrane poreuse et inerte**. Ces supercondensateurs stockent les charges électriques grâce à d'une part la double couche électrochimique à l'interface entre le conducteur électronique (électrode) et le conducteur ionique (électrolyte) et d'autre part, à l'aptitude de certains matériaux à conduction électronique, tel que le carbone activé, à développer des **surfaces spécifiques extrêmement élevées** (jusqu'à 2000 à 3000 m².g⁻¹).

Les **mouvements des charges de natures électronique et ionique** permettent d'expliquer le cycle de charge/décharge du supercondensateur (figure 1.15).

1) **À l'état déchargé**, il apparait une accumulation des charges en excès à l'interface carbone-électrolyte aussi bien du coté de l'électrode que de celui de l'électrolyte. La formation de cette double couche électrochimique, dont l'épaisseur n'est que de quelques dixièmes de nanomètre à quelques nanomètres, résulte du fait que les deux matériaux en présence contiennent des porteurs de charge mobiles de nature très différente et que ces porteurs subissent des forces anisotropes à l'interface alors même qu'ils sont condamnés à rester confinés dans leur milieu d'origine, sans possibilité de passage dans le milieu adjacent, l'électrode étant bloquante.

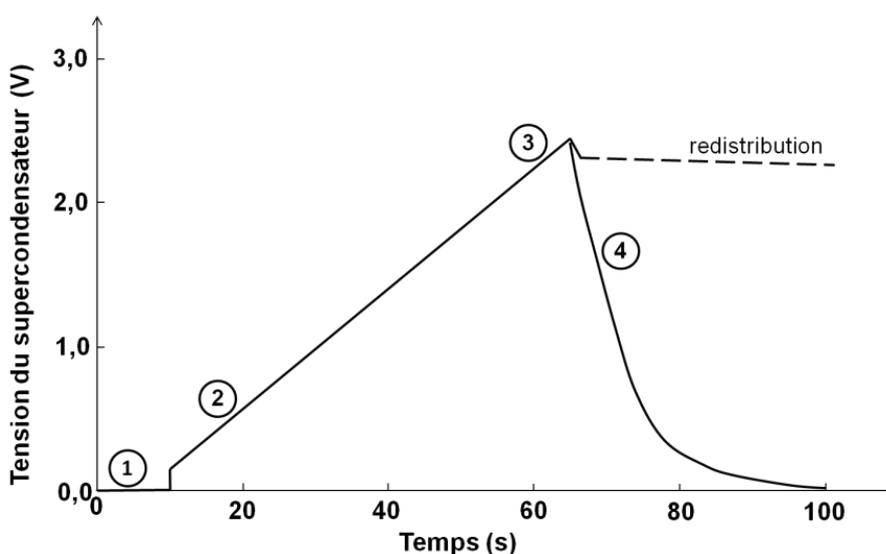
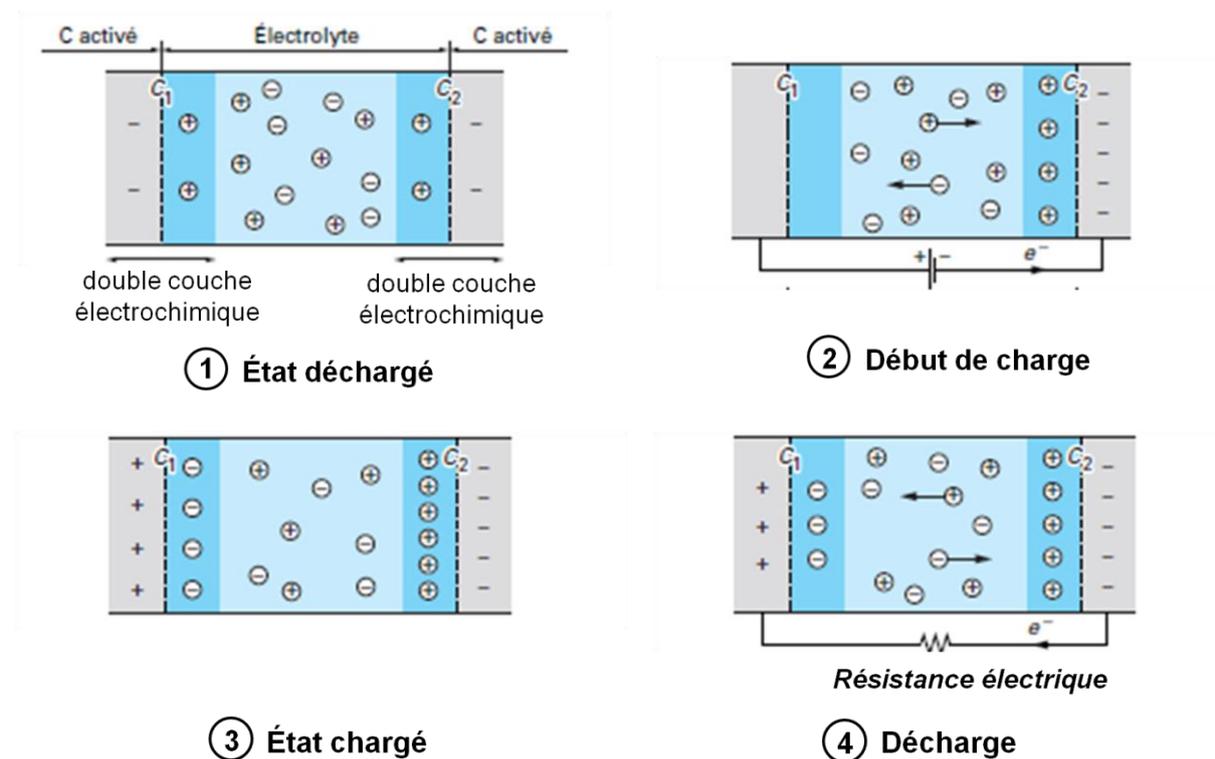


Figure 1.15 – Principe de la charge/décharge d'un supercondensateur électrostatique.

2) En **appliquant une différence de potentiel** aux bornes du dispositif, les charges électroniques vont s'accumuler au niveau de l'électrode 2 à droite. Les cations et anions de l'électrolyte vont migrer dans des directions opposées comme indiqué par les flèches. La distribution des charges aux deux interfaces va être modifiée, celle à gauche étant dépourvue de charge a un potentiel nul tandis que l'autre à droite où les charges s'accumulent voit son potentiel s'élever.

3) La **charge** du dispositif est poursuivie jusqu'à la valeur maximale, la tension de charge ;

4) Lors de la **décharge**, les ions et les électrons suivent le chemin inverse et un courant électrique est utilisable dans le circuit extérieur.

3.2.3. Supercondensateurs électrochimiques

Le principe de fonctionnement des supercondensateurs électrochimiques **combine celui des supercondensateurs électrostatiques et celui des accumulateurs**. Leurs électrodes sont en effet susceptibles de subir des **réactions redox réversibles** et donc de mettre en œuvre, en plus des **processus électrostatiques**, des processus faradiques. On estime que les supercondensateurs électrostatiques eux-mêmes doivent 1 à 5 % de leur capacité à des réactions faradiques mettant par exemple en jeu des groupes fonctionnels à la surface du carbone. À l'inverse, 5 à 10 % de la capacité d'un accumulateur peuvent provenir des doubles couches électrochimiques aux interfaces. Les supercondensateurs électrochimiques se situent entre ces deux cas extrêmes.

3.2.4. Caractéristiques

On trouve actuellement sur le marché des supercondensateurs dont la **capacité se situe entre 0,1 et 5000 F**. La tension d'utilisation impérativement limitée par la tension de dissociation du système électrochimique est de 1,2 V dans le cas d'un électrolyte aqueux et de 2,3 à 2,85 dans le cas d'un électrolyte organique. Les meilleurs supercondensateurs actuels atteignent une énergie massique de 10 à 15 Wh.kg⁻¹, mais il s'agit, par exemple, d'oxyde de ruthénium, matériau très coûteux.

Aujourd'hui, les supercondensateurs sont disponibles en module ayant des capacités allant jusqu'à quelques dizaines de milliers de farads avec des **densités de puissance allant jusqu'à 5000 W.kg⁻¹**. Les supercondensateurs sont particulièrement adaptés pour des applications nécessitant de **fortes densité de puissance et une demande en énergie faible**. En effet, les supercondensateurs sont caractérisés par une densité d'énergie plus importante que les condensateurs diélectriques, et leur densité de puissance est plus élevée que celle des batteries (> 2 kW/kg). Pour un même volume, ils peuvent stocker 10 à 100 fois plus d'énergie électrique que les condensateurs traditionnels, mais 10 à 20 fois moins que les batteries d'accumulateurs (figure 1.16). L'avantage prépondérant des

supercondensateurs sur les accumulateurs concerne leur aptitude à délivrer des densités de courant importantes sur des intervalles de temps faibles, donc de **fortes valeurs de puissances instantanées** dans un faible volume. Typiquement, ils sont utilisés comme source pour les demandes de fortes puissances pendant quelques secondes jusqu'à quelques dizaines de secondes.

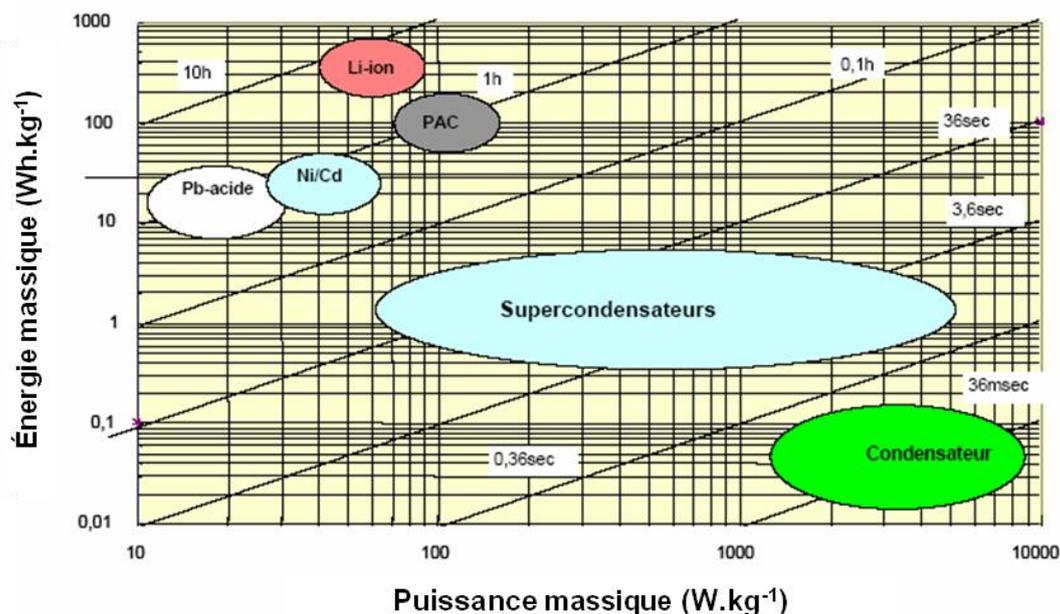


Figure 1.16 – Diagrammes de Ragone des systèmes électrochimiques de stockage d'énergie électrique.

Alors que les condensateurs électrolytiques conviennent pour des durées de décharge inférieures à quelques centaines de millisecondes, les supercondensateurs permettent des **décharges d'une durée comprise entre 1 et 10 secondes** (figure 1.16) pour des temps de charge de quelques dizaines de secondes. De leur côté, les batteries offrent des décharges supérieures à la dizaine de minutes, mais nécessitent en compensation des temps de charge relativement longs, compris entre 1 et 5 heures. Mais l'énergie massique des batteries est dix fois supérieure à celle des supercondensateurs. Ainsi, suivant la puissance et l'autonomie exigées par les applications, les supercondensateurs peuvent être utilisés seuls, comme éléments de stockage de l'énergie électrique, ou en association avec les batteries d'accumulateurs électrochimiques afin de réduire la masse de ces dernières [Viarouge 2008].

De plus, les supercondensateurs restituent la charge accumulée avec une excellente efficacité et pendant un **très grand nombre de cycles**. Ils peuvent supporter un nombre de cycles de charge/décharge environ 1 000 fois plus élevé que les batteries. La durée de vie espérée d'un supercondensateur est de 10 ans, soit trois fois celle des batteries électrochimiques actuelles avec un nombre de cycles élevé (> 10 000).

De plus, ils peuvent fournir ou absorber un **courant très élevé** (dizaines à quelques centaines d'ampère), ce qui est très important pour la récupération de l'énergie lors du freinage par exemple. Les supercondensateurs supportent des courants de charge et/ou de décharge élevés (> 100 A).

En outre, l'expérience montre que les supercondensateurs ont une **meilleure tenue en température** que les batteries, mais leurs performances tendent à se dégrader entre -20 et -40 °C avec une augmentation de la résistance série.

Enfin, les supercondensateurs sont fabriqués avec des **matériaux moins polluants** que les batteries, hormis pour l'électrolyte, et ne nécessitent pas de maintenance particulière tel le nettoyage des électrodes des batteries.

Tous ces avantages font que les supercondensateurs sont utilisés dans de nombreuses applications aujourd'hui et permettent d'augmenter le rendement des systèmes dans lesquels ils sont intégrés. Mais attention, **le stockage par supercondensateurs ne se substitue pas aux stockages précédemment décrits**. Il les **complète** et peut s'associer à eux de façon **hybride**. En particulier il peut s'associer au stockage des batteries électrochimiques. Seule une analyse technico-économique poussée permet d'**optimiser la solution** à retenir pour une application donnée : par exemple associer supercondensateur et batterie pour un système autonome à forte dynamique, ou encore associer pile à combustible et supercondensateur (à la place d'une batterie) pour une propulsion de véhicule...

3.2.5. Applications

Les supercondensateurs sont particulièrement adaptés pour des applications qui requièrent des « pulses » d'énergie sur des temps très courts. L'application principale est le stockage d'énergie rapide sur les **véhicules électriques** pendant les phases d'accélération et de freinage, les batteries ne pouvant qu'effectuer des échanges d'énergie longs (dizaine de secondes ou quelques minutes). Passons en revue les différents types d'applications.

- Stockage de l'**énergie embarquée et applications dans le véhicule hybride** [Béguin et Raymond 2008] [Gualous et Gallay 2007] [academie 2006] ;
- Application dans l'**automobile** où la technologie des supercondensateurs satisfait aux fonctions de démarrage (en particulier avec des contraintes à basse température), d'organes de puissance des chaînes de traction hybrides (assistance aux accélérations et récupération de l'énergie) en étant alimentés soit par la batterie à l'arrêt, soit par l'alternateur en condition de marche ou par des organes auxiliaires. L'utilisation des supercondensateurs est particulièrement adaptée aux nouvelles fonctions de la chaîne de traction (filtrage des appels de puissance, « stop & go », accélération, récupération d'énergie au freinage...). Ces

fonctions exigent en effet des appels de puissance importants pendant quelques secondes et une durée de vie de l'élément de stockage d'énergie de plusieurs centaines de milliers de cycles.

- Application dans les **transports collectifs urbains** où les supercondensateurs permettent d'améliorer le rendement énergétique des tramways et métros en permettant la récupération de l'énergie de freinage, la suppression locale de caténaies, la marche électrique des motrices diesels en zones dont on souhaite réduire la pollution, l'assistance au démarrage des moteurs diesels, la substitution aux batteries de démarrage. Comme dans l'automobile, ils participent à l'hybridation des chaînes de traction des autobus. L'application des principes d'hybridation automobile aux bus urbains permet de réduire la consommation de plus de 30 %.
- **Applications diverses** pour l'alimentation d'appareils consommables (appareils photo), alimentation de secours de mémoires en informatique, récupération de l'énergie de freinage (ascenseurs, arrêts contrôlés des machines de finition lors des disparitions de réseau), alimentation de sous ensembles autonomes (portes de secours de l'Airbus A380 par exemple)...
- Application pour le **stockage des énergies renouvelables** : les sources d'énergies renouvelables comme l'éolien, le solaire, l'eau nécessitent un besoin d'importants dispositifs de stockage d'énergie. En raison de leur haute fiabilité, efficacité et de durée de vie, les supercondensateurs sont particulièrement idéals pour des applications liées aux énergies renouvelables. Souvent, les sources d'énergie renouvelables sont situées dans des régions éloignées. Les considérations de conception sont basées sur la fiabilité et l'absence des opérations de la maintenance. Les supercondensateurs sont fondamentalement considérés comme des dispositifs sans entretien qui ne nécessitent pas de tests coûteux et onéreux comme des batteries, qui nécessitent un suivi d'évaluation de leur état de " santé " (SOH, State Of Health) et de charge (SOC, State Of Charge).

4. INTERET DES SUPERCONDENSATEURS DANS LE STOCKAGE DE L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE



Le mode d'intégration de l'énergie photovoltaïque dans les systèmes électriques dépend de la nature du système considéré, selon qu'il est raccordé au réseau ou isolé [European project 2003]. La description des systèmes raccordés au réseau électrique et celle des systèmes autonomes isolés donnée ici est reprise de la thèse de J. Labbé [Labbé 2006]. Dans chaque cas, le stockage par supercondensateurs de l'électricité produite peut s'avérer utile ou non.

4.1. Les systèmes raccordés au réseau électrique

Deux types de réseaux électriques peuvent être distingués avec un stockage envisageable dans les deux cas.

4.1.1. Le réseau interconnecté

L'implantation de champs photovoltaïques (PV) dans le réseau interconnecté peut se faire sans besoin particulier de stockage. Le réseau assure la fourniture à l'utilisateur en cas de déficit de la production photovoltaïque. L'excédent peut être réinjecté sur le réseau et racheté à des tarifs garantis et avantageux. Cette intégration peut se faire au niveau des lignes de distribution (réseau basse tension).

Lorsque la production photovoltaïque le permet, l'utilisateur est alimenté par le champ PV. L'excédent de production est alors stocké dans les batteries. Le convertisseur de puissance est télécommandé par un contrôleur qui régule la production selon la qualité de la ligne de distribution.

Le stockage utilisé ici est constitué de **batteries au plomb**. Cette technologie, est très bien adaptée au stockage de faible capacité avec une utilisation quotidienne. Des technologies de batteries plus performantes pourraient être envisagées, comme les batteries au nickel. Néanmoins leur coût est bien plus élevé (de 300 à 650 €/kWh contre environ 150 €/kWh pour les batteries au plomb). Leur utilisation engendrera des dépenses supplémentaires, acceptables pour des installations nécessitant une grande fiabilité.

4.1.2. Les mini-réseaux ou réseaux isolés

Les réseaux isolés (par exemple, un réseau îlien) sont composés d'unités de production d'électricité (principalement des générateurs diesel) dont la puissance est comprise entre quelques centaines de kW et quelques dizaines de MW.

Parmi les générateurs renouvelables installés, les turbines éoliennes sont très fréquemment rencontrées. Cependant, l'intégration de générateurs photovoltaïques s'est fortement répandue ces dernières années.

La pénétration des sources renouvelables est limitée entre 15 et 30 % de l'énergie totale du réseau pour éviter tout risque de déséquilibre dû à l'intermittence de la source. Une unité de stockage peut dans ce cas permettre une meilleure gestion de la ressource. En fiabilisant la production des générateurs renouvelables, leur taux de pénétration dans ce type de réseau pourra être augmenté. Pour maximiser leur rendement et leur durée de vie, ils doivent fonctionner autour de leur puissance nominale. La présence d'unités de stockage prenant en charge l'excédent d'énergie produit, autorisera alors ce mode de fonctionnement.

Au niveau du réseau, le stockage permet d'assurer le lissage de charge et l'écrêtage des pointes de puissance. Ces deux opérations sont caractérisées par des sollicitations différentes en termes de durée et de capacité énergétique.

Le lissage de charge peut intervenir sur une dizaine d'heures pendant lesquelles le stockage est sollicité sur une grande étendue de sa capacité. Les systèmes utilisés peuvent être des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ou des unités de stockage pneumatique (Compressed Air Energy Storage). Les puissances installées sont très importantes (quelques dizaines de MW) pour des capacités de plusieurs dizaines de MWh. La réduction des pointes de puissance intervient pour des durées plus courtes, de l'ordre de quelques minutes. Les capacités mises en jeu sont plus faibles que dans le cas précédent. Le temps de réponse des unités de stockage doit dans ce cas être très rapide. Les technologies telles que les volants d'inertie et **les supercondensateurs présentent cette caractéristique.**

4.2. Les systèmes autonomes isolés

Les systèmes autonomes sont des unités de production d'électricité généralement de petites tailles (ne dépassant pas 100 kW) qui ne sont reliées à aucun réseau de distribution. Ils peuvent être composés d'un générateur diesel, d'un générateur photovoltaïque et d'un système de stockage d'électricité.

Les puissances photovoltaïques installées dans ce type de systèmes électriques s'étendent de 50 Wcrête à 1 kWcrête pour une maison solaire ou un relais de télécommunication, de 1 à quelques kWcrête pour les phares et balises ou les stations de pompage d'eau. Les systèmes hybrides (associant un champ photovoltaïque et un groupe

électrogène) alimentant un unique usager ou une petite communauté dans le cas d'un village isolé, peuvent même atteindre en termes de puissance installée quelques dizaines à quelques centaines de kWcrête.

Dans le cas des systèmes comportant uniquement un générateur diesel, la présence du stockage n'est pas obligatoire. Mais elle permet une gestion plus souple et plus efficace du système, en rendant possible le choix des plages de fonctionnement du groupe électrogène où son rendement est optimal. Enfin, dans le cas d'une brusque demande d'électricité, le stockage remplit la fonction de source « tampon », en attendant que le groupe démarre et prenne le relais de la fourniture. Les **supercondensateurs** pourraient remplir ce rôle de **stockage tampon rapide**.

Dans les systèmes PV isolés sans générateur auxiliaire, la présence d'un dispositif de stockage d'électricité est alors indispensable pour pallier le caractère intermittent du générateur photovoltaïque. Sa principale fonction est d'accumuler l'électricité excédentaire produite par le générateur et, lorsque la production de ce dernier est déficitaire, de fournir le complément d'énergie nécessaire à l'utilisateur.

L'unité de stockage est dimensionnée de telle sorte que le système dans lequel il est intégré puisse continuellement fournir à l'utilisateur l'énergie dont il a besoin. Dans le cas d'un fonctionnement journalier, le stockage et la restitution de l'énergie peuvent s'étendre sur une période de quelques jours. Ce mode de fonctionnement permet d'installer de faibles capacités énergétiques tout en préservant l'autonomie de l'utilisateur sur la période considérée. Certains systèmes de stockage peuvent fonctionner en mode saisonnier. La capacité installée est alors beaucoup plus importante puisque le stockage se vide et se remplit sur une, voire plusieurs saisons.

Les systèmes isolés utilisent en grande majorité les batteries au plomb comme moyen de stockage d'énergie [batteries solaires] même si d'autres types de batterie, moins contraignantes en entretien et moins polluantes, font leur apparition comme les batteries Lithium Phosphate de Fer [electron economy]. La technologie des batteries au plomb (détaillée dans le paragraphe 2.2.3.2) bénéficie en effet d'avantages, tels son faible coût par rapport à d'autres technologies (nickel cadmium NiCd, nickel métal-hydrure NiMH, lithium-ion Li-ion) et une maturité étayée par un retour d'expérience conséquent. Les accumulateurs au plomb sont très largement utilisés dans les systèmes photovoltaïques et sont très disponibles dans le commerce. Cependant ce composant reste délicat à utiliser. Son emploi est sujet à des contraintes qu'il est nécessaire de respecter pour garantir son bon fonctionnement et sa longévité. Leurs performances électriques ne leur permettent cependant pas d'avoir la durée de vie des panneaux solaires associés (> 10 ans). Elles ne peuvent rester longtemps inutilisées sans conséquences néfastes sur leur durée de vie sauf pour les batteries de type « gel » qui présentent une très faible auto-décharge. Elles fonctionnent donc en mode journalier. Mais des cycles répétés de charge/décharge

aléatoires doivent être évités. Son état de charge ne doit pas atteindre de valeurs extrêmes pour éviter toute dégradation prématurée. Ainsi, quand l'état de charge des batteries est trop élevé et que la production photovoltaïque est excédentaire, le champ PV doit être temporairement déconnecté. Le surplus d'énergie disponible à ses bornes ne peut donc être stocké. Si la taille des batteries est bien adaptée aux besoins de l'utilisateur, cette quantité inutilisée revient à considérer que le champ photovoltaïque doit inévitablement être surdimensionné pour satisfaire à l'autonomie du système. Pour ces systèmes photovoltaïques autonomes sur site isolé, les **supercondensateurs représentent une technologie intéressante pour réguler la puissance auprès des batteries**, en absorbant un excédant d'énergie ou en fournissant les pics de puissance électrique nécessaires [Luque et Hegedus 2003].

4.3. Intégration des supercondensateurs dans les systèmes de conversion de l'énergie solaire

Les principaux atouts du supercondensateur par rapport aux autres solutions de stockage d'énergie sont sa puissance massique élevée, qui autorise des cycles de charge et décharge à courant fort (centaine d'ampères), une durée de vie très élevée (centaine de milliers de cycles) et une relative stabilité de ses caractéristiques en température par rapport aux batteries. Ils peuvent s'associer avec les batteries de manière intéressante pour moins les solliciter lorsqu'il y a des **appels de puissance**. Les supercondensateurs, ayant une dynamique plus rapide, seraient utiles pour **réguler** l'énergie électrique fournie en aval d'une chaîne de conversion d'énergie solaire.

Pour toutes ces raisons, les supercondensateurs vont être amenés à trouver leur place dans des **applications photovoltaïques** ayant des temps de décharge de moins de 10 s ou en association avec des batteries conventionnelles [Luque et Hegedus 2003]. Ce sont par exemple les **pompes solaires** qui ont besoin d'une importante puissance pour vaincre l'inertie initiale. Un autre exemple d'application est celui des **onduleurs** connectés à des modules photovoltaïques ayant un fonctionnement contrôlé en puissance.

D'autres cas d'intégration des supercondensateurs ont été envisagés dans des dispositifs incluant une conversion photovoltaïque mais ils restent, pour une majorité, toujours au stade d'**études et de développements**. Nous citerons les cas suivants qui nous ont semblés les plus représentatifs.

Une **source hybride photovoltaïque-supercondensateurs** a été étudiée théoriquement et validée expérimentalement par Andreotti et al.. Les supercondensateurs ont été considérés car ils sont plus robustes que les batteries, même si leur coût reste

encore élevé [Andreotti et al. 2008]. Cette source hybride permet d'alimenter une charge qui requiert des « pulses ». Une étude de dimensionnement et de coût est proposée avec une modélisation sous forme d'un circuit électrique RC pour les supercondensateurs.

Djerdir et al. ont testé l'utilisation des supercondensateurs comme moyen **d'alimentation de la chaîne de motorisation d'un véhicule électrique** [Djerdir et al. 2006]. Ils ont pour cela réalisé une maquette à échelle réduite. Des convertisseurs électriques de conditionnement d'énergie assurent le transfert d'énergie entre les panneaux et les modules de supercondensateurs. Ces derniers alimentent le véhicule en électricité et sont rechargés en un certain nombre d'endroits sur le parcours du véhicule (« biberonnage »).

La collecte d'énergie électrique provenant d'une cellule photovoltaïque afin d'alimenter des **capteurs sans fil** peut être faite avec des supercondensateurs. C'est ce qu'illustre l'étude de Bergonzini et al. où un capteur sans fil est alimenté par l'intermédiaire de l'énergie électrique stockée dans un supercondensateur quand il nécessite une certaine quantité d'énergie électrique pour fonctionner [Bergonzini et al. 2010]. Dans cette étude, un modèle prédictif est établi pour évaluer la quantité d'énergie nécessaire pour alimenter les capteurs sans fil, une cellule photovoltaïque de dimension modeste fournissant le courant en amont. Hande et al. ont réalisé une étude montrant que les supercondensateurs pourraient être utiles dans des applications médicales pour alimenter en électricité des capteurs sans fil destinés à mesurer la pression artérielle, à établir des électrocardiogrammes ou à réaliser des oxymétries, l'électricité étant fournie à la base par une cellule solaire [Hande et al. 2007]. Janek et al. ont simulé un système de stockage d'énergie comprenant des supercondensateurs avec des cellules solaires pour des capteurs de radio-identification [Janek et al. 2008]

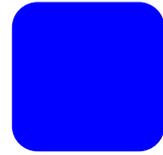
D'autre part, l'incorporation des supercondensateurs dans les systèmes de **microgénération d'énergie** avec une source alternative telle l'énergie solaire est étudiée pour le cas d'une lampe d'éclairage [Kelleher et Ringwood 2009] et envisagée pour de **très nombreuses autres applications** [Kötz 2000] : signalisation routière, alimentation électrique des lampadaires, illumination des routes, affichage des horaires de bus, horodateurs... D'autres **applications potentielles** sont données par Kötz comme les stations météo isolées, les commandes de systèmes, les distributeurs automatiques, les lampes de secours ou encore le chargement des pompes et des compresseurs.

De plus, l'association des supercondensateurs avec d'autres dispositifs de stockage moins dynamiques est particulièrement intéressante pour arriver à avoir la puissance électrique requise en sortie. Déjà, la complémentarité énergie-puissance, en associant les supercondensateurs avec des accumulateurs, avait été mise en avant par Rufer en 2000 [Rufer 2000]. L'association batterie-supercondensateur permet d'établir des **courants de charge pulsés** [Kuperman et Aharon 2011]. Cette complémentarité est intéressante dans des **véhicules hybrides batterie-supercondensateurs**, rechargés par l'intermédiaire de

cellules solaires et d'une pile à combustible [Burnett et Borle 2005]. Par ailleurs, des algorithmes ont été développés pour réguler la puissance consignée pour une charge et fournie par des **dispositifs hybrides** constitués de panneaux photovoltaïques, de piles à combustible et de supercondensateurs ; la dynamique plus rapide de ces derniers rattrape celle, plus lente des piles à combustible [Thounthong et al. 2011]. Des dispositifs hybrides avec plus d'éléments ont été considérés comme celui de Prakash et al. où des supercondensateurs sont associés à des batteries et des volants d'inertie avec des sources d'énergies renouvelables (éolienne et photovoltaïque), des piles à combustible et un moteur diesel ; dans celui de Ray et al. les supercondensateurs régulés en puissance par un régulateur Proportionnel Intégral (PI) permettent de limiter les écarts de fréquence et donc les perturbations au niveau de la charge [Ray et al. 2011].

Enfin, dans les **installations autonomes alimentées par énergies renouvelables**, les sources intermittentes telles que les sources éoliennes ou photovoltaïques, en particulier si elles sont isolées du réseau général, font appel à des systèmes d'accumulation pour stocker l'énergie produite au gré des éléments naturels, vent et ensoleillement en l'occurrence, et la restituer en fonction du besoin. La gestion de l'énergie de stations de puissance photovoltaïque autonome sur des sites isolés, avec des batteries ou des piles à combustible associées à des supercondensateurs a été modélisé : Lu et al. ont modélisé cette gestion par un réseau de Pétri [Lu et al. 2010] alors que Uzunoglu et al. ont utilisé les schémas blocks contenant des fonctions de transfert du logiciel Matlab/Simulink pour simuler la régulation en puissance d'une installation autonome [Uzunoglu et al. 2009]. Dans cette étude, l'intermittence du gisement solaire est prise en compte.

5. PROBLEMATIQUE DE LA THESE



Intégrés avec d'autres dispositifs de stockage dans des systèmes de conversion de l'énergie solaire, les supercondensateurs s'avèrent très intéressants pour obtenir la puissance requise et présentent en même temps de **très nombreux avantages** (efficacité des cycles de charge/décharge, fiabilité, absence de maintenance, longévité...). De très **nombreuses applications** ont été envisagées : capteurs sans fil, véhicules hybrides piles à combustible-solaire, station de puissance autonomes...

Pour continuer cet effort d'intégration, la **mise en œuvre des supercondensateurs comme moyen de stockage d'électricité photovoltaïque pour des applications autonomes sur site isolé** est traitée dans le présent travail de thèse. En effet, cette mise en œuvre des supercondensateurs comme moyen de stockage avec une source d'énergie intermittente comme le gisement solaire nécessite d'être bien connue afin de pouvoir juger de la pertinence de leurs intégrations ou non dans une installation de conversion de l'énergie solaire donnée.

Ainsi, l'objectif de la thèse est d'établir un modèle de connaissance du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs, suffisamment précis et accessible, permettant l'intégration des supercondensateurs dans une chaîne de conversion de l'énergie solaire incidente au capteur photovoltaïque, ce modèle permettant de juger de la pertinence de l'intégration ou de dimensionner la chaîne de conversion d'énergie solaire (gestion des dispositifs de stockage d'électricité, consommation de puissance, durée de vie de l'installation, coût...).

6. BIBLIOGRAPHIE DE LA PARTIE 1



- [academie 2006] <http://www.academie-technologies.fr/>, *Dix (10) questions à J. Dhers sur le stockage de l'énergie électrique*, 2006.
- [Andreotti et al. 2008] A. Andreotti, F. Mottola, M. Pagano, G. Velotto, *Design of ultracapacitor based filter for isolated PV source feeding pulsing load*, *Electric Power Systems Research*, 78, pp. 1038–1046, 2008.
- [batteries solaires] <http://store.solar-electric.com/suprdecyba.html>
- [Béguin et Raymond 2008] F. Béguin, E. Raymond-Pinero, *Nouveaux développements dans le domaine des supercondensateurs*, *Techniques de l'ingénieur*, RE92, 2008.
- [Bergonzini et al. 2010] C. Bergonzini, D. Brunelli, L. Benini, *Comparison of energy intake prediction algorithms for systems powered by photovoltaic harvesters*, *Microelectronics Journal*, 41, pp. 766–777, 2010.
- [Burnett et Borle 2005] M. Burnett, L. Borle, *A power system combining batteries and supercapacitors in a solar/hydrogen hybrid electric vehicle*, *Proceedings of the IEEE vehicle power and propulsion conference*, pp. 709–15, 2005.
- [Dakyo 2010] B. Dakyo, Conférence UPMC, 09 novembre 2010
- [Djedir et al. 2006] A. Djedir, K. Elkadri, A. Miraoui, *Alimentation par biberonnage solaire photovoltaïque d'une chaîne de motorisation électrique*, *Revue des Énergies Renouvelables*, 9 (2), pp. 63-74, 2006.
- [electron economy] <http://www.electron-economy.org/article-23888838.html>
- [europa] www.europa-batteries.com
- [European project 2003] Investigations on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D strategy, INVESTIRE European project, 2003.
- [intellego 2010] <http://www.intellego.fr/soutien-scolaire--/aide-scolaire-physique/intellegofix-9--a-chacun-son-energie-la-step/49100>
- [Janek et al. 2008] A. Janek, C. Trummer, C. Steger, R. Weiss, J. Preishuber-Pfluegl, M. Pistauer, *Simulation based verification of energy storage architectures for higher class tags supported by energy harvesting devices*, *Microprocessors and Microsystems*, 32, pp. 330–339, 2008.
- [Gualous et Gallay 2007] H. Gualous, R. Gallay. *Application des supercondensateurs*, *Technique de l'ingénieur*, D3335, 2007.
- [Hande et al. 2007] A. Hande, T. Polk, W. Walker, D. Bhatia, *Indoor solar energy harvesting for sensor network router nodes*, *Microprocessors and Microsystems*, 31, pp. 420–432, 2007.
- [Kelleher et Ringwood 2009] J. Kelleher, J.V. Ringwood, *A computational tool for evaluating the economics of solar and wind microgeneration of electricity*, *Energy*, 34, pp. 401–409, 2009.
- [Kötz et Carlen 2000] R. Kötz, M. Carlen, *Principles and applications of electrochemical capacitors*, *Electrochimica Acta*, 45, pp. 2483–2498, 2000.
- [Kuperman et Aharon 2011] A. Kuperman, I. Aharon, *Battery-ultracapacitor hybrids for pulsed current loads: A review*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, pp. 981–992, 2011.

- [Labbé 2006] J. Labbé, *L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés*, thèse de doctorat, Ecole des Mines de Paris, 2006.
- [Lassègue 2001] J.C. Lassègue, *Supercondensateurs*, Techniques de l'ingénieur, D3334, 2001.
- [Linden 2002] D. Linden, *Handbook of Batteries and fuel cells*, 3ème édition Mc Graw-Hill, 2002.
- [Lu et al. 2010] D. Lu, H. Fakhama, T. Zhou, B. François, *Application of Petri nets for the energy management of a photovoltaic based power station including storage units*, Renewable Energy, 35, pp. 1117–1124, 2010.
- [Luque et Hegedus 2003] A. Luque, S. Hegedus, *Handbook of photovoltaic science and engineering*, John Wiley and Sons Ltd., Chichester, 2003.
- [Marquet et al. 1998] A. Marquet, C. Levillain, A. Davriu, S. Laurent, P. Jaud, *Stockage d'électricité dans les systèmes électriques*, Techniques de l'ingénieur, D4030, 1998.
- [Multon et al. 2008] B. Multon, G. Robin, M. Ruellan, H. Ben Ahmed, *Stockage de l'énergie électrique, Stockage de l'énergie électrique pour la production décentralisée d'électricité (connectée au réseau ou en site isolé)*, cours Master 2 recherche STS IST-SPEE Paris 11 – ENS Cachan, 2008.
- [Multon et Ruer] B. Multon, J. Ruer, *Stocker l'électricité : oui, c'est indispensable et c'est possible !*, Recherche Écrin entreprise, Club énergie alternative.
- [Mouriès 2007] G. Mouriès, *Condensateurs utilisés en électronique de puissance*, Technique de l'ingénieur, D3010, 2007.
- [Ray et al. 2011] P.K. Ray, S.R. Mohanty, N. Kishor, *Proportional–integral controller based small-signal analysis of hybrid distributed generation systems*, Energy Conversion and Management, 52, pp. 1943–1954, 2011.
- [Robert et Alzieu 2004] J. Robert, J. Alzieu, *Accumulateurs au plomb*, Technique de l'ingénieur, D3352, 2004.
- [Robert et Alzieu 2005] J. Robert, J. Alzieu, *Accumulateurs au lithium*, Technique de l'ingénieur. D3354, 2005.
- [Robert et Alzieu 2005] J. Robert, J. Alzieu, *Accumulateurs à oxyde de nickel*, Technique de l'ingénieur. D3354, 2005.
- [Rufer 2000] A. Rufer, *Le super-condensateur et la batterie se marient pour fournir de l'énergie*, Electronique, No 100, Février 2000.
- [Thounthong et al. 2011] P. Thounthong, V. Chunkag, P. Sethakul, S. Sikkabut, S. Pierfederici, B. Davat, *Energy management of fuel cell/solar cell/supercapacitor hybrid power source*, Journal of Power Sources, 196, pp. 313–324, 2011.
- [Uzunoglu et al. 2009] M. Uzunoglu, O.C. Onar, M.S. Alam, *Modeling, control and simulation of a PV/FC/UC based hybrid power generation system for stand-alone applications*, Renewable Energy 34, 509–520, 2009.
- [Viarouge 2008] P. Viarouge, *Les supercondensateurs*, Université Laval, Québec, 2008.

Partie 2.

**Chaîne de conversion de l'énergie
photovoltaïque par supercondensateurs**



Pour envisager l'intégration des supercondensateurs dans une **chaîne de conversion de l'énergie solaire**, une étude par **modélisation**, peu coûteuse et immédiate, est intéressante à effectuer, encore faut-il disposer d'un outil fiable et relativement aisé à instruire. C'est ce que l'on va chercher à établir dans cette partie qui va avoir une double finalité. D'une part, un état de l'art des modèles de supercondensateurs est donné afin de retenir un modèle qui soit suffisamment précis, bien descriptif des phénomènes électriques et accessibles à l'utilisateur. D'autre part, il est nécessaire de disposer d'un modèle pour la chaîne de conversion de l'énergie solaire pour y incorporer les supercondensateurs. Ainsi, **tous les éléments** d'une chaîne comportant le gisement solaire, sa conversion photovoltaïque, son stockage par batterie ou par supercondensateurs et une charge (figure 2.1) sont modélisés. Cette chaîne de conversion représente **un système autonome sur un site isolé**. Chaque élément est d'abord **présenté** avant que **son modèle** réalisé sous Matlab/Simulink ne soit décrit.

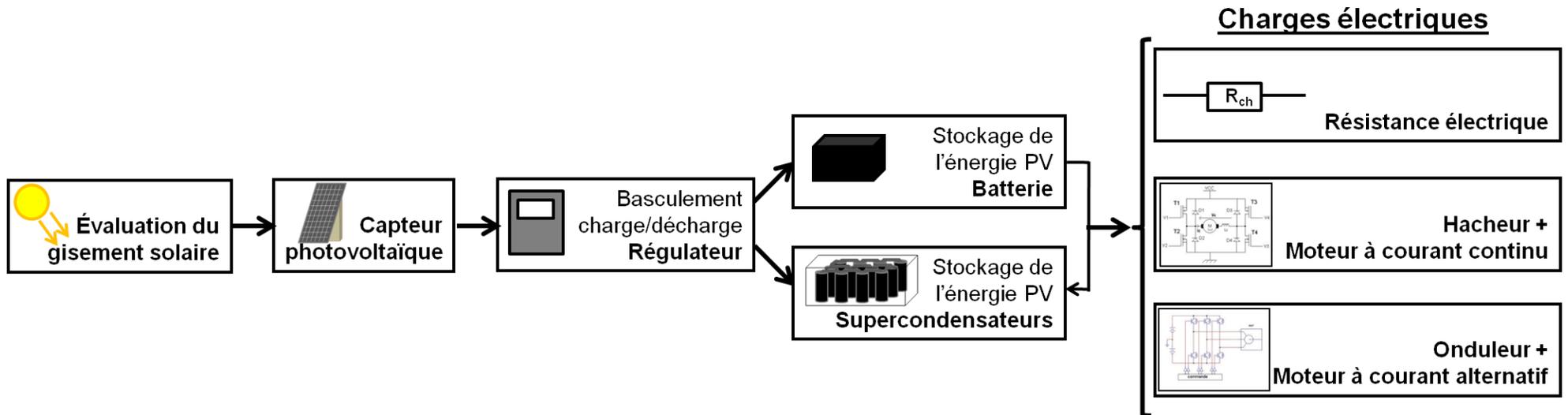
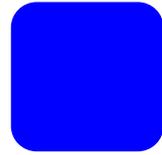


Figure 2.1. – La chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque avec supercondensateurs.



1.1. L'énergie solaire

L'énergie dégagée par le Soleil, distant de 150 millions de kilomètres de la Terre est évacuée dans l'espace par rayonnement électromagnétique. Les réactions thermonucléaires qui ont lieu dans le cœur du Soleil entretiennent et renouvellent en permanence cette source d'énergie [Sorrensen 2010]. Une partie de cette énergie radiative atteint l'atmosphère terrestre. La surface du soleil se comporte comme un corps noir à la température d'environ 5800 K dont le spectre est donné par la figure 2.2. Le spectre réel hors atmosphère est donné par la courbe b et le spectre au sol, modifié par l'atmosphère terrestre, est représenté par la courbe c pour un cas donné. Les longueurs d'onde du rayonnement solaire sont comprises entre 0,2 μm (ultraviolet) et 4 μm (infrarouge). 97,5% de l'énergie est comprise dans la zone des longueurs d'onde inférieures à 2,5 μm , notamment dans la zone du rayonnement visible comprise entre 0,4 et 0,78 μm .

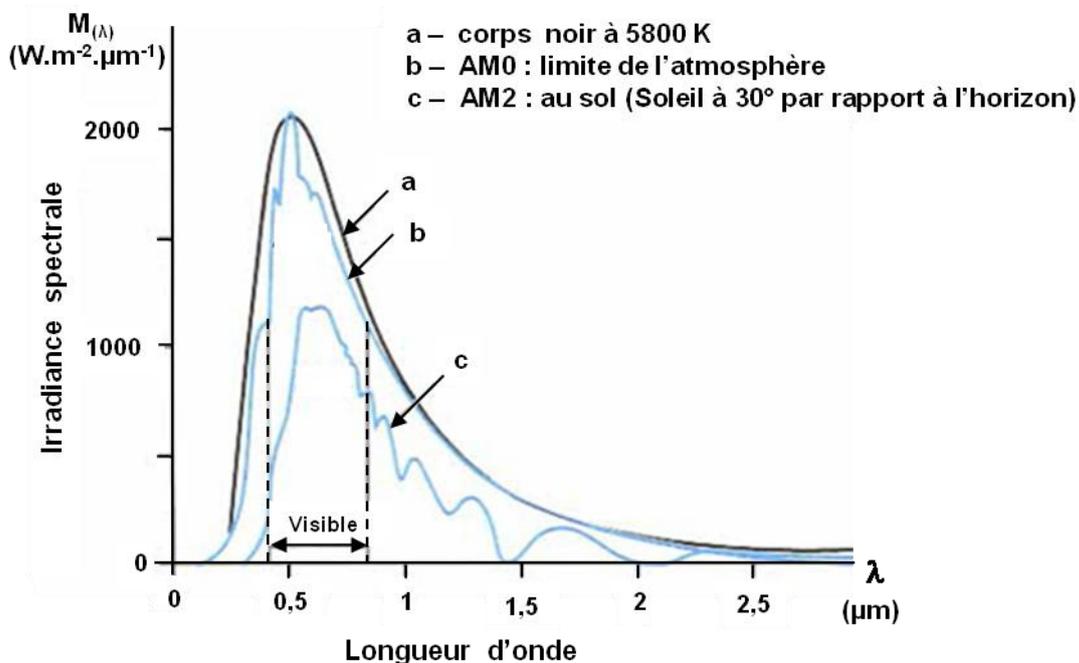


Figure 2.2 - Spectres solaires selon [Laugier et Roger 1981].

L'éclairement moyen $\overline{I_0^*}$ reçu par une surface disposée perpendiculairement aux rayons solaires à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (masse d'air AM0) est égale à $\overline{I_0^*} = 1366 \text{ Wm}^{-2}$, valeur communément utilisée. Cet éclairement varie au cours de l'année au maximum de $\pm 7\%$ en raison des légères variations de la distance Terre-Soleil dues à la trajectoire elliptique de la Terre. Cette valeur a été déterminée dans le cadre de la norme ASTM E-490 réalisée par la Société Américaine de Tests et des Matériaux (ASTM : American Society for Testing and Materials) à partir de données provenant de satellites, et de missions effectuées avec des navettes spatiales, des avions à haute altitude et des fusées, ainsi que des télescopes solaires basés au sol et des modèles d'irradiance spectrale [ASTM 2000]. C'est la

Seule **une fraction modifiée du rayonnement solaire** parvient à la surface terrestre car le rayon solaire est partiellement réfléchi, absorbé et diffusé par les différentes molécules de l'atmosphère. Le rayonnement arrivant dans l'atmosphère est d'abord diffusé par les molécules gazeuses (dioxyde de carbone CO_2 , vapeur d'eau, ozone), par les aérosols et les poussières ainsi que par les nuages. Une partie de l'ensemble de ces trois diffusions est renvoyée vers l'espace (34%). L'autre partie, renvoyée vers le sol, constitue le rayonnement diffus (18%). Le reste du rayonnement incident (48%) subit :

- une absorption, par les molécules gazeuses, responsable de l'échauffement de l'atmosphère, ainsi que par les aérosols et les poussières (6%) ;
- une absorption par les nuages (12%) ;
- une transmission parvenant directement au sol (30%).

Le sol reçoit, en définitive, un rayonnement diffus (18%) et un rayonnement direct (30%). L'ensemble de ces deux rayonnements constituent le rayonnement global (48%) dont 90% sont absorbés par le sol et 10% rétrodiffusés vers l'espace.

Une fraction du rayonnement reçu par le sol, en provenance de l'atmosphère, est diffusée vers celle-ci. Ce pouvoir de diffusion s'appelle l'albédo (symbolisé par a). Les transferts énergétiques entre le sol et l'atmosphère se font par évaporation et par des turbulences.

L'atténuation du rayonnement solaire est difficile à connaître en raison du **caractère aléatoire de la météorologie** en un lieu et un moment considérés. Cependant, des **expressions empiriques** permettent une estimation de l'énergie reçue au sol. Le rayonnement global au sol est fonction de la composition et de l'épaisseur d'atmosphère

traversée par les rayons au cours de la journée en un lieu donné peuvent ainsi être estimés pour un capteur plan.

1.2. Évaluation de l'énergie solaire reçue par un capteur plan

L'énergie solaire reçue par une surface plane élémentaire (capteur plan) dépend de son emplacement et son orientation par rapport à la position du Soleil. Pour connaître l'éclairement global reçu par une surface plane, il est nécessaire de déterminer le temps solaire vrai, la hauteur du Soleil et l'atténuation du rayonnement solaire lorsqu'il traverse l'atmosphère terrestre. Les figures et formules présentées dans cette partie 1.2 proviennent de l'ouvrage *Héliothermique, Le gisement solaire, Méthodes et calculs* [Communay 2002].

1.2.1. Temps solaire vrai astronomique

Le **temps solaire vrai** TSV est défini par l'angle horaire ω entre le plan méridien passant par le centre du Soleil et le méridien du lieu considéré. Il est compté de 0 à 24 h à partir du midi vrai lorsque le Soleil culmine en un lieu donné.

La vitesse de la Terre sur sa trajectoire étant soumise à des variations, le jour solaire vrai n'est pas constant. Ainsi, un temps solaire moyen a été retenu comme unité de temps, le jour solaire moyen est défini.

Le **temps solaire moyen** TSM en un lieu donné est l'angle horaire moyen du Soleil, il est compté de 0 à 24 h à partir de midi moyen. Le temps solaire moyen est basé sur un soleil « moyen » fictif qui se déplacerait à vitesse constante tout au long de l'année. La durée d'un jour solaire moyen est de 24h, quel que soit le jour de l'année.

L'**équation du temps** Δt est la correction positive ou négative qu'il convient d'ajouter au temps solaire moyen pour connaître le temps solaire vrai :

$$\text{TSV} = \text{TSM} + \Delta t \quad \text{Eq. 2.1}$$

Cette correction varie entre 17 minutes en moins et 14 minutes en plus. Sa valeur suivant le quantième n , c'est-à-dire le numéro du jour, compté de 1 à 365 est donnée par l'expression suivante :

$$\begin{aligned} \Delta t \text{ (en degrés)} = & 0,0072 \cos 0,984 n - 0,0528 \cos (0,984 \times 2 n) \\ & - 0,0012 \cos (0,984 \times 3 n) - 0,1229 \sin 0,984 n \\ & - 0,1565 \sin (0,984 \times 2 n) - 0,0041 \sin (0,984 \times 3 n) \end{aligned} \quad \text{Eq. 2.2}$$

où encore par la formule d'approximation plus simple suivante:

$$\Delta t \text{ (en minutes)} = 9,9 \sin [2(0,986 n + 100) - 7,7 \sin (0,986 n - 2)] \quad \text{Eq. 2.3}$$

Le **temps légal** (TL) est le temps que l'on utilise couramment. Il est décalé d'un nombre entier d'heures par rapport au fuseau origine, le méridien 0.

On appelle **temps universel** TU, le temps civil du méridien origine passant par le laboratoire de Greenwich. Ce temps était anciennement désigné par GMT, c'est à dire Greenwich Mean Time (temps moyen du Méridien de Greenwich). Le temps universel est une échelle de temps basée sur le jour solaire, définie d'une manière aussi uniforme que possible, malgré les variations de la rotation terrestre. Il se décline en :

- UT0 qui résulte de la mesure brute de la période de rotation de la Terre en un lieu d'observation. Il est mesuré d'après le mouvement diurne des étoiles ou selon des sources radio extra terrestres,
- UT1 qui est déduit d'UT0 par correction de l'effet du mouvement du pôle sur la longitude du site d'observation. Il n'est pas uniforme à cause des irrégularités de la rotation terrestre.

Le temps civil est le temps solaire vrai augmenté de 12h car il est plus commode de prendre une origine dans une période d'inactivité humaine. La culmination du Soleil sert initialement d'origine des temps.

Le **temps solaire vrai astronomique** $(TSV)_{astr}$ du site en fonction de l'heure locale TL du site et du quantième annuel n ($0 \leq n \leq 365$) est donné par :

$$(TSV)_{astr} = TL + N^{\circ} \text{ fuseau} \pm \text{correction TL saisonnière} \pm \frac{1}{15} L + \frac{1}{60} [9,9 \sin [2(0,986 n + 100) - 7,7 \sin (0,986 n - 2)] - 12] \quad \text{Eq. 2.4}$$

avec :

- TL est le temps légal (en h et 1/10 heure) ;
- N° fuseau est la correction de changement de fuseau par rapport au fuseau origine ;
- correction TL saisonnière est la correction du temps légal, elle est positive ou négative, si elle est respectivement retardée ou avancée sur le GMT ;
- L est la longitude du lieu considéré, elle est positive pour la longitude Est et négative pour la longitude Ouest ;
- le terme entre "crochets" correspond à l'équation du temps (équation 2.3),

1.2.2. Repérage de la position du Soleil

Durant son mouvement apparent, la position du Soleil peut être repérée par ses **coordonnées célestes**. Différents plans de références peuvent être choisis : le plan horizontal du lieu d'observation, le plan équatorial céleste ou le plan de l'écliptique. Dans les illustrations présentées, la position du Soleil est désignée par le point A situé dans la sphère céleste.

1.2.2.1. Les coordonnées célestes horaires

L'**angle horaire** ω du point A, est l'angle formé par le cercle horaire de ce point passant par les pôles célestes PAP' et le cercle horaire PSP' pris pour origine, c'est-à-dire le cercle horaire passant par le point Sud de l'horizon (figure 2.3). L'angle ω se mesure en heure, minute et seconde de 0 à 24 h dans le sens rétrograde à partir du point de tangence de l'équateur céleste et du cercle horaire origine. Il s'exprime avec le temps solaire vrai $(TSV)_{astr}$:

$$\omega = (TSV)_{astr} \times \frac{360}{24} \quad \text{Eq. 2.5}$$

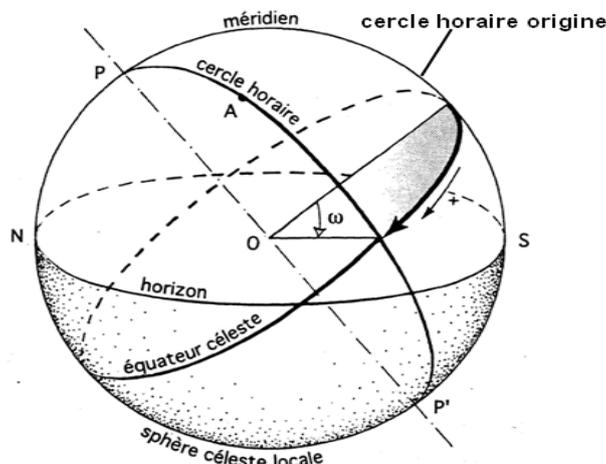


Figure 2.3 - Angle horaire ω d'un point de la sphère céleste

La **déclinaison** δ du point A appartenant à la sphère céleste locale est l'angle formé par la direction OA sur le plan équatorial céleste (figure 2.4). L'angle δ est compté de 0° à 90° sur le cercle horaire, positivement vers le pôle céleste Nord et négativement vers le pôle céleste Sud, à partir du plan équatorial. Elle est donnée par la relation :

$$\delta = 23,45^\circ \sin \left[360 \frac{(284 + n)}{365} \right] \quad \text{Eq. 2.6}$$

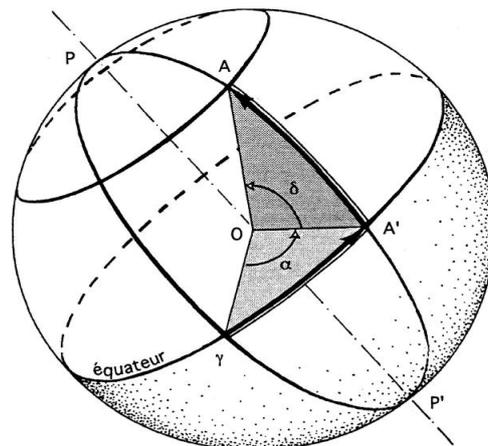


Figure 2.4 – Déclinaison δ d'un point de la sphère céleste locale, α désigne l'ascension droite et γ le point vernal.

1.2.2.2. Les coordonnées célestes horizontales

La **hauteur** h du point A représente l'angle formé par le rayon visuel TA et le plan horizontal (figure 2.5). Elle est comptée de 0° à 90° à partir de l'horizon, positivement au-dessus et, négativement, au-dessous.

L'**azimut** a du point A est l'angle compris entre le vertical de ce point et le vertical du point Sud S pris comme vertical origine (figure 2.5). L'azimut est compté de 0° à 360° à partir de S dans le sens rétrograde autour du diamètre vertical ZZ' .

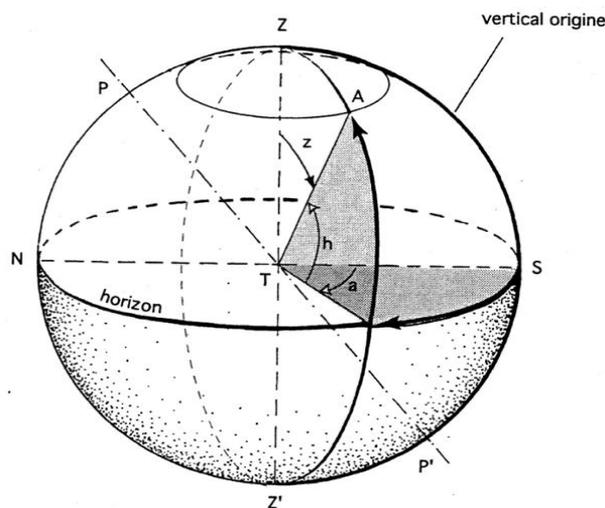


Figure 2.5 – Les coordonnées célestes horizontales.

1.2.2.3. Les coordonnées célestes écliptiques

La **longitude** λ du point A est l'angle compris entre le plan $Q\gamma Q'$ passant par les pôles Q et Q' de l'écliptique et le point vernal γ , et le plan QAQ' (figure 2.6).

La **latitude** β du point A est l'angle formé par la direction de ce point sur le plan de l'écliptique (figure 2.6). Elle est comptée de 0° à 90° positivement vers le pôle Q, situé sur la normale positive du plan de l'écliptique, et négativement vers le pôle Q'.

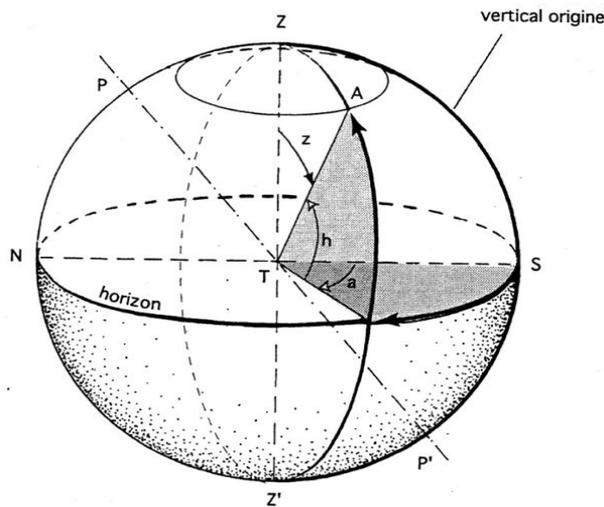


Figure 2.6 – Longitude et latitude d'un point de la sphère céleste.

La **durée du jour** D_j peut être calculée en connaissant la déclinaison δ du jour considéré et la latitude φ du lieu d'observation :

$$D_j = \frac{2}{15} \arccos(-\tan\delta \tan\varphi) \quad \text{Eq. 2.7}$$

Elle est donnée en heure.

1.2.3. Interaction du rayonnement solaire avec l'atmosphère terrestre

L'**atténuation du rayonnement solaire** dans l'atmosphère terrestre dépend de la hauteur du Soleil, ainsi que de la diffusion et l'absorption par les molécules de l'atmosphère.

Le **flux énergétique** ϕ_t du rayonnement solaire, est donné par la loi de transmission, qui s'exprime par la relation suivante :

$$\phi_t = \phi_i [\exp(-\alpha_\lambda m_h)] \quad \text{Eq. 2.8}$$

où :

- ϕ_i est le flux énergétique du rayonnement solaire hors atmosphère (en W),

- m_h est la **distance optique atmosphérique** encore appelée **masse atmosphérique** (en m). Elle permet de tenir compte du trajet parcouru par les photons lors de leurs traversées de l'atmosphère terrestre.

La **distance optique atmosphérique** est égale au rapport de la distance parcourue dans l'atmosphère par un rayon en provenance du Soleil à l'épaisseur verticale de l'atmosphère mesurée au niveau de la mer. Elle s'exprime à l'aide de la **hauteur du Soleil** h selon la relation pour une altitude nulle (niveau de la mer) :

$$m_h = \frac{1}{\sin h} \quad \text{Eq. 2.9}$$

Or, comme la pression atmosphérique P_z varie avec l'altitude z selon la loi :

$$P_z = P_0(1 - 0,1z) \quad \text{Eq. 2.10}$$

où $P_0 = 1013,25 \text{ mbar}$ est la pression atmosphérique au niveau de la mer (altitude $z=0$), il vient que la distance optique équivalente s'écrit pour l'altitude z :

$$m_h = \frac{1}{\sin h} (1 - 0,1z) \quad \text{Eq. 2.11}$$

Néanmoins, pour les faibles valeurs de la hauteur du soleil h ($h < 15^\circ$), la formule est peu précise en raison de la courbure de la couche atmosphérique et du gradient d'indice de l'air ; il faut alors utiliser :

$$m_h = \frac{1 - 0,1z}{\sin h + 0,15 (h + 3,885)^{-1,253}} \quad \text{Eq. 2.12}$$

α_λ est le **coefficient d'extinction ou facteur d'absorption** (en m^{-1}) qui peut être évalué grâce à l'expression suivante :

$$\alpha_\lambda = \frac{32\pi^3}{3N} (n-1)^2 \frac{1}{\lambda^4} \quad \text{Eq. 2.13}$$

avec :

- λ est la longueur d'onde du rayonnement solaire (en m)
- n est l'indice de réfraction du milieu gazeux traversé
- N est le nombre de molécules par unité de volume.

Les phénomènes d'absorption et de diffusion peuvent être caractérisés grâce à un facteur appelé le **facteur de trouble total**. Le facteur de trouble de Linke, noté T_L , donne

une évaluation de l'extinction atmosphérique par les molécules gazeuses et les aérosols. Sa valeur moyenne est donnée par la relation suivante :

$$T_L = 2,5 + 16\beta_A + 0,5 \ln w \quad \text{Eq. 2.14}$$

où :

- β_A est le **coefficient de trouble ou coefficient d'Angström** défini à partir du nombre d'aérosols renfermés dans une unité de masse atmosphérique verticalement au lieu de mesure. Ce coefficient de trouble caractérise donc la clarté du ciel. Ainsi, $\beta_A = 0,02$ correspond à un ciel bleu foncé, $\beta_A = 0,05$ à un ciel bleu clair, $\beta_A = 0,10$ à un ciel bleu pâle et $\beta_A = 0,20$ à un ciel bleu délavé ou laiteux.

- w est la **hauteur d'eau condensable** (en cm). Elle correspond à l'épaisseur correspondante d'eau qui serait obtenue par la condensation de toute la vapeur d'eau contenue dans un cylindre hypothétique de génératrice parallèle aux rayons solaires. Cette hauteur peut être déterminée par radio-sondages. Elle est reliée à la **tension de vapeur d'eau** e (en mbar) au sol à la température ambiante par la formule empirique de Hann :

$$w = 0,17 e \quad \text{Eq. 2.15}$$

De manière générale, T_L varie entre 2 et 6. La plus faible valeur de 2 correspondant à un ciel pur et sec alors que la valeur la plus élevée correspond à un ciel blanchâtre et humide. Par exemple, pour un ciel bleu hors d'une région urbaine en zone tempérée T_L est de l'ordre de 3,0 en hiver et 3,8 en été.

1.2.4. Repérage de la position du Soleil

La partie du rayonnement solaire qui parvient directement au sol est appelée rayonnement direct dont la composante verticale est désignée par la lettre S (figure 2.7). La partie qui parvient au sol, en provenance de l'atmosphère et des divers obstacles terrestres entourant le récepteur, est appelée rayonnement diffus D .

La somme du **rayonnement direct** et du **rayonnement diffus** constitue le **rayonnement global**. Pour une surface plane d'inclinaison i et d'orientation γ par rapport à la direction du sud, l'éclairement global $G_{i,\gamma}$ est donc égale à :

$$G_{i,\gamma} = S_{i,\gamma}^* + D_i^* \quad \text{Eq. 2.16}$$

où $S_{i,\gamma}^*$ est la **composante utile** de l'éclairement direct :

$$S_{i,\gamma}^* = I_0^* [\cosh \sin i \cos(a - \gamma) + \sin h \cos i] \quad \text{Eq. 2.17}$$

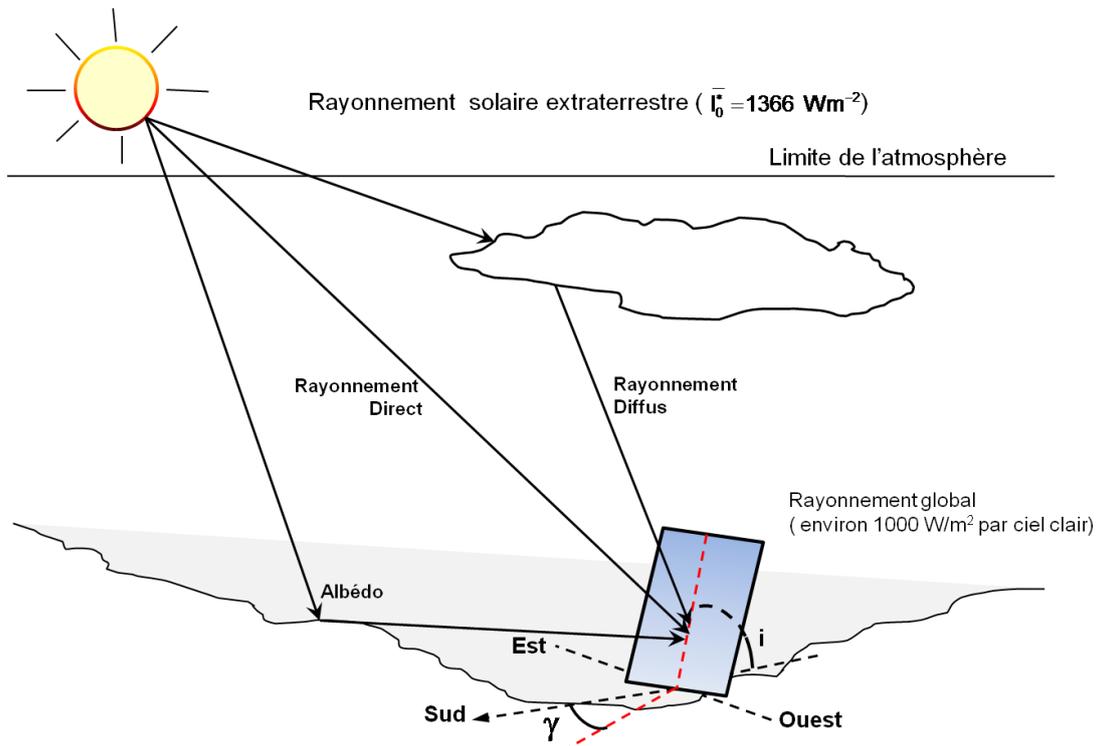


Figure 2.7 – Composantes du rayonnement solaire au sol.

avec I_0^* le **rayonnement direct** au sol :

$$I_0^* = \bar{I}_0 \exp \left[-\frac{m_h T_L}{0,9 m_h + 9,4} \right] \quad \text{Eq. 2.18}$$

D_i^* est le **rayonnement diffus** reçu par le plan d'inclinaison i :

$$D_i^* = \frac{1 + \cos i}{2} D_0^* + \frac{1 - \cos i}{2} a_1 G_0^* \quad \text{Eq. 2.19}$$

avec:

- a_1 est l'**albédo** qui correspond à la fraction de l'énergie du rayonnement solaire reçu par une surface en provenance de l'atmosphère qui est diffusée vers celle-ci ;
- D_0^* le **rayonnement diffus atmosphérique** sur un plan horizontal la relation suivante permet d'évaluer l'intensité du rayonnement diffusé par le ciel vers le sol, elle tient compte du facteur de trouble atmosphérique T_L :

$$D_0^* = \frac{\bar{I}_0}{25} (\sin h)^2 \left[T_L - 0,5 - (\sin h)^2 \right] \quad \text{Eq. 2.20}$$

et G_0^* le **rayonnement global** sur un plan horizontal :

$$G_0^* = (1270 - 56T_L) \left(\sinh \right)^{\frac{T_L + 36}{33}} \quad \text{Eq. 2.21}$$

1.3. Code d'évaluation de l'éclairement solaire pour un capteur plan

Le calcul de l'éclairement solaire arrivant sur un capteur plan tel un module photovoltaïque pour une journée en un lieu et à une date donnés a été implémenté en code **Matlab** avec les formules analytiques et empiriques 2.1 à 2.21. Les conditions atmosphériques de la journée considérée sont aussi entrées. Un exemple de calcul d'éclairement solaire, sur le site de Lieusaint le 30 mai (n=150) avec un capteur horizontal est donné par la figure 2.8

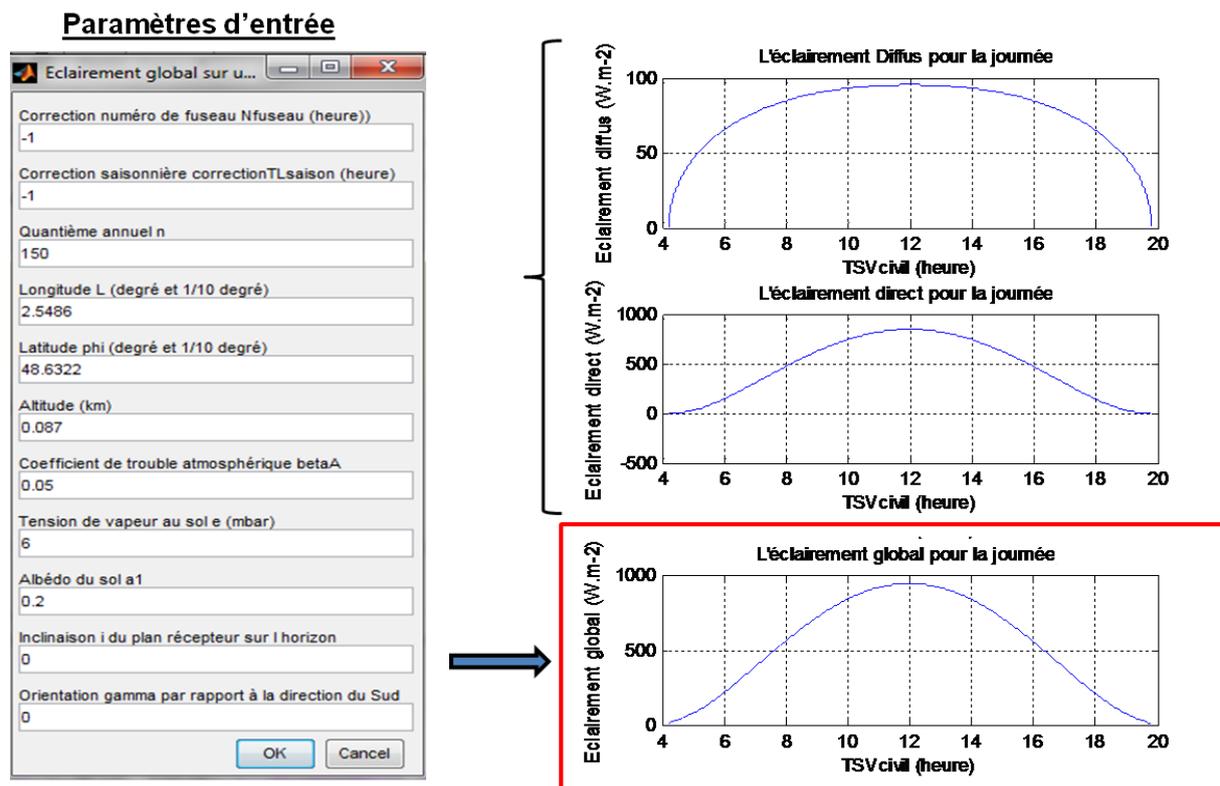
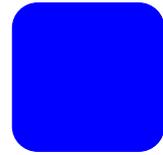


Figure 2.8 - Code d'évaluation du gisement solaire.

2. LES CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES ET LEURS MODELISATIONS



Une **cellule photovoltaïque** ou un **photogénérateur** est un dispositif qui permet de convertir l'énergie lumineuse en électricité. Le principe physique de cette conversion est rappelé ici à travers le cas d'une **jonction PN au silicium**. Le silicium est le matériau le plus utilisé car son absorptivité concorde avec le spectre solaire. Sa technologie de fabrication est bien développée car elle est omniprésente dans l'industrie électronique des semi-conducteurs. Un point sur les autres technologies existantes est aussi effectué, ainsi qu'une réflexion sur les performances des cellules solaires en général.

2.1. Principe d'une cellule solaire à base de silicium

Une cellule photovoltaïque au silicium est constituée de **deux couches minces semi-conductrices** (figure 2.9). Ces deux couches sont dopées différemment en électrons et en trous. Pour la couche N, c'est un apport d'électrons périphériques et pour la couche P c'est un déficit d'électrons. Une différence de potentiel apparaît entre les deux couches. La collecte des charges est réalisée par des électrodes déposées sur les deux couches de semi-conducteur. L'électrode supérieure, transparente et conductrice, reliée à une grille permet le passage des rayons lumineux. Une couche antireflet est généralement déposée sur cette électrode afin de favoriser l'absorption des photons incidents.

Lors de la mise en contact des couches N et P, les électrons excédentaires de la zone N diffusent dans la zone P et inversement. Cependant, tous les électrons qui diffusent ne possèdent pas une énergie suffisante pour recouvrir tous les trous de la zone P et inversement. La diffusion se fait ainsi uniquement dans la zone de contact que l'on nomme "zone de charge d'espace" (ZCE). Une différence de potentiel s'établit au niveau de cette zone. Les électrons peuvent passer de la zone P vers la région N mais pas en sens inverse et vice versa pour les trous. Le champ électrique créé permet donc la séparation des électrons entraînés d'un côté et des trous, entraînés de l'autre

Le rayonnement solaire est composé de photons qui transportent chacun une quantité d'énergie déterminée (encart de la figure 2.9)

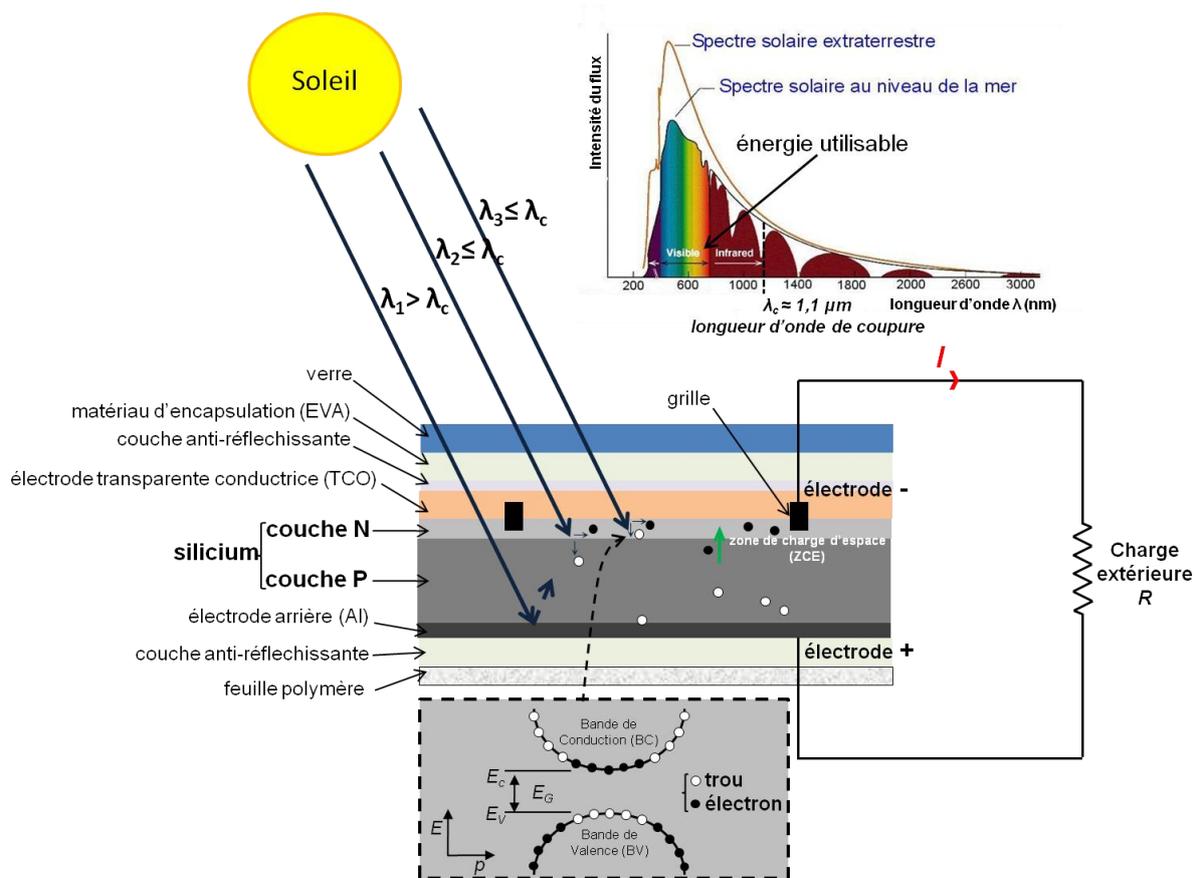


Figure 2.9 - Schéma d'une cellule photovoltaïque au silicium.

Sous l'effet d'un rayonnement lumineux incident, les électrons de la bande de valence (BV) du semi-conducteur vont passer dans la bande de conduction (BC) et devenir libres. Pour libérer un électron, le rayonnement absorbé doit avoir une énergie supérieure à une valeur seuil E_g , le **gap optique** ou **largeur de la bande interdite**, qui dépend du matériau. Si le photon a une énergie inférieure à ce seuil, il ne peut pas permettre la création d'une paire électron-trou. Par exemple, le gap optique du silicium cristallin est $E_g = 1,1 \text{ eV}$. Un photon possédant cette énergie a une longueur d'onde de $1,13 \mu\text{m}$ située dans le proche infrarouge. Pour le silicium amorphe, $E_g = 1,17 \text{ eV}$, ce qui correspond à une longueur d'onde de $0,7 \mu\text{m}$ (rouge du visible). Les photons sont caractérisés par une longueur d'onde λ relié à l'énergie par :

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad \text{Eq. 2.22}$$

où $h = 6,62 \cdot 10^{-34} \text{ J}\cdot\text{s}$ est la constante de Planck et $c \approx 2,997 \cdot 10^8 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ la vitesse de la lumière.

Seuls les photons ayant une énergie suffisante pour créer une paire électron-trou, c'est-à-dire ceux ayant une énergie plus grande que celle du gap du silicium vont contribuer au **processus de conversion**. Tous les photons de longueur d'ondes inférieures sont donc susceptibles de produire l'effet photovoltaïque.

Deux électrodes permettent la collecte des charges :

- **une électrode transparente conductrice**, de surcroît anti-réfléchissante, (typiquement un oxyde de titane ou de silicium (TiO_2 , SiO_x) sur la face supérieure. Elle est reliée à une grille conductrice comprenant du titane, du palladium et de l'argent permettant le passage du courant.
- **une électrode métallique** (aluminium) réfléchissante pour renvoyer les photons vers la jonction PN en silicium.

Concernant la fabrication des cellules solaires en silicium, le lecteur pourra se reporter à l'ouvrage « Handbook of Photovoltaic science and Engineering » [Luque et Hegedus 2003].

2.2. Autres technologies

Les cellules photovoltaïques les plus répandues actuellement sont à base de **silicium**. Elles représentent 99% de la production mondiale dont environ 30% en silicium monocristallin, 50% en multi-cristallin, 10% en silicium amorphe [Astier 2008]. A côté de la filière silicium il existe d'autres technologies qui font encore l'objet d'études et de développement :

- les cellules solaires **en couches minces** sur substrats mono ou poly-cristallins ou de verre : le but est d'utiliser le moins de silicium possible dans la fabrication. Le silicium en couche mince permet de limiter les recombinaisons, ainsi des tensions électriques et des facteurs de forme plus élevés sont obtenus. Il est plus difficile à piéger les photons d'où la structure pyramidale recherchée pour la couche mince et une taille des grains bien maîtrisée. Les rendements en laboratoire peuvent atteindre les 20%. Des études sont en cours sur substrat de verre où le rendement reste relativement faible (10%).
- les cellules **multijonctions** à très hauts rendements à base de GaAs, GaInP, Cu(InCa)Se₂ et CdTe ou « cellules en tandem » : plusieurs cellules ayant des longueurs de coupure différentes sont accolées. La difficulté est d'optimiser les différents « gaps » par rapport à l'éclairement solaire incident. Cependant, la

fabrication est plus compliquée et l'incorporation de germanium, toxique et chère, est nécessaire.

- les cellules à **concentration de rayonnement** : elles peuvent atteindre une efficacité de conversion supérieure à 20%.
- les cellules à base de **colorants** : très prometteuses et de fabrication simple, le prix de ces cellules est peu élevé mais le rendement reste inférieur à 10%.
- les cellules **organiques** (à base de polymères), les cellules **hybrides** (organiques - inorganiques) et les cellules **photoélectrochimiques** : plus écologiques mais elles présentent un rendement de l'ordre de quelques pourcents et des problèmes de stabilité.

Signalons les derniers développements avec des cellules s'intégrant dans l'habitat et les paysages : vitrages et peintures solaires et les cellules souples.

2.3. Rendement

2.3.1. Définitions

Le **rendement photovoltaïque** η_{pv} est le rapport entre la puissance électrique maximale fournie par la photopile et la puissance du rayonnement solaire incident :

$$\eta_{pv} = \frac{P_i}{I_0^* S} \quad \text{Eq. 2.23}$$

où :

- $P_i = U_i I_i$ est la puissance électrique idéale fournie, U_i et I_i désignent respectivement la tension et le courant à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque ;
- $I_0^* = 1366 \text{ Wm}^{-2}$ est la constante solaire ;
- S est la surface du capteur (en m^2).

La tension idéale produite est :

$$U_i = \frac{E_g}{q} \quad \text{Eq.2.24}$$

et l'intensité idéale produite est :

$$I_i = \int_0^{\lambda} dN(\lambda) \quad \text{Eq. 2.25}$$

La puissance maximale est fonction de l'éclairement. Lorsqu'il s'agit de la puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement STC (1000 W/m², température de cellule de 25°C, spectre solaire AM 1,5), on parle alors de watts-crête (Wc) ou de puissance-crête.

Le **rendement d'un photogénérateur** η est le rapport entre la puissance électrique générée et la puissance lumineuse reçue par le photogénérateur :

$$\eta = \frac{P_m}{G \cdot S} \quad \text{Eq. 2.26}$$

où :

- $P_m = U_m \cdot I_m$ (en W) est le point de puissance maximale ou le point de charge maximale de la photopile, U_m (en V) et I_m (en A) désignent respectivement la tension et le courant à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque ;
- G (en W/m²) est la puissance du rayonnement solaire reçu par le capteur ;
- S (en m²) est la surface du capteur ;

On peut calculer ce rendement pour différents éclairagements, mais le plus souvent, c'est dans les conditions STC qu'il est donné. On le calcule donc avec la puissance crête P_c :

$$\eta = \frac{P_c}{1000 \cdot S} \quad \text{Eq. 2.27}$$

Les rendements des cellules issues des filières exploitant le "silicium cristallin" et celles exploitant les "couches minces" sont donnés dans le tableau 2.1.

Technologie		filières exploitant le "silicium cristallin" (c-Si)		filières exploitant les "couches minces"		
		silicium monocristallin Sc-Si	silicium polycristallin Mc-Si	silicium amorphe hydrogéné a-Si : H	Tellurure de cadmium CdTe	Couches minces CIS et CIGS
Rendement obtenu au laboratoire		≈ 25% (record)	19,8%	13%	16,5%	19,2%
Rendement typique	Pour Cellules encapsulées	17%	14,5%	8%	-	-
	Pour les modules	14,5%	12,5%	-	7- 11%	-

Tableau 2.1 - Rendement des différentes technologies de cellules photovoltaïques [Astier 2008].

2.3.2. Processus internes affectant le rendement

La recombinaison des porteurs de charge, notamment à cause de défauts cristallins interfaciaux affecte le rendement. Plusieurs mécanismes de recombinaison apparaissent dans les cellules solaires en fonctionnement :

- **recombinaison de type Shockler Read Hall** : elle est due aux défauts qui piègent les porteurs dans la bande interdite. Lorsque la vitesse d'un porteur est élevée, il a plus de chance pour une période de temps donnée de rencontrer un piège et sa durée de vie est alors raccourcie ;
- **recombinaison radiative** (bande à bande) est l'inverse du processus de génération optique. L'énergie de l'électron est donnée à un photon émis comme dans le cas d'un laser ou d'une diode électroluminescente ;
- **recombinaison Auger** ressemble à la précédente à la différence que l'énergie de transition est donnée à un autre porteur soit dans la bande de conduction, soit dans celle de valence.

2.3.3. Paramètres externes affectant le rendement

Certaines configurations peuvent dégrader le rendement d'une cellule photovoltaïque :

- la **perte d'énergie** au sein du semi-conducteur, notamment à travers les résistances série et shunt par effet Joule ;
- la **perte de photons** incidents, notamment lorsqu'il y a réflexion sur la surface de la cellule ou lorsque les photons incidents la traversent sans être absorbés ;
- les pertes dues à des **défauts** des composants présents au sein du dispositif photovoltaïque qui peuvent consommer une partie du courant généré.

D'autres situations conduisent aux mêmes effets :

- les pertes dues à l'**ombrage** ou à l'**occultation partielle** des cellules ;
- la présence de **poussières ou de gouttes d'eau** sur la surface de la cellule ;
- la variation de la **température**. En effet, quand un semi-conducteur est pris en dehors de son équilibre thermique, par exemple sous illumination et/ou par injection de courant, les concentrations en électrons et en trous tendent à revenir vers leur position d'équilibre thermique par un phénomène de relaxation.

On peut prévoir une variation qualitative du rendement dans ces situations :

- le **courant de court-circuit** est une fonction linéaire de l'éclairement. La puissance électrique délivrée par la cellule photovoltaïque est donc également fonction linéaire de l'éclairement,

- l'augmentation de la **température** pour un éclairement constant provoque une diminution des valeurs de la tension de circuit ouvert tandis que le courant de court-circuit augmente lui légèrement. La puissance a quant à elle diminué lors de l'augmentation de la température. L'augmentation du courant de court-circuit est due à la diminution du gap optique, qui est fonction de la température grâce à la relation suivante :

$$E_g(T) = E_g(300K) + (dE_g/dT)(T - 300K)$$

où dans le cas du silicium $E_g(300K) = 1,12 \text{ eV}$ et $dE_g/dT = 2,8 \cdot 10^{-4} \text{ eV.K}^{-1}$

- la présence d'une **couche d'eau** améliore les propriétés optiques de la surface des cellules photovoltaïques car elle augmente l'intensité de la lumière incidente qui atteint la surface des cellules. La couche d'eau contribue également à absorber la chaleur générée par les cellules d'où une amélioration de la puissance maximale, et donc du rendement,

- le **courant de court-circuit** dépend du diamètre des particules et de la densité du dépôt. En effet, plus le diamètre des particules est faible et plus le courant de court-circuit diminue vite, et plus la densité du dépôt est importante et plus le courant de court-circuit diminue. La présence de particules provoque également une diminution, mais moins sensible, de la tension de circuit ouvert. Le dépôt de poussière a donc pour effet la diminution du rendement. Celle-ci est d'autant plus marquée que le diamètre des particules est faible et que la densité du dépôt est grande.

Un autre facteur, inévitable, est le **vieillissement** des cellules photovoltaïques qui se traduit par la diminution progressive du courant de court-circuit et, dans une moindre mesure, de la tension de circuit ouvert. Le vieillissement provoque donc une diminution du rendement électrique de la cellule photovoltaïque.

2.4. Modèles de la photopile

Les solutions analytiques donnent une compréhension intuitive des cellules solaires et de leurs performances. Elles sont limitées dans leurs précisions en raison des nombreuses **hypothèses** simplificatrices effectuées. Il est plus direct de résoudre les équations sans la nécessité de faire autant d'hypothèses simplificatrices avec des codes de calcul utilisant la méthode des différences ou éléments finis pour résoudre les équations concernant des matériaux semiconducteurs constitutifs des cellules solaires. La simulation numérique permet une analyse de la configuration et des conditions de fonctionnement pour laquelle des expressions analytiques simples ne sont pas adaptées. **Les modèles** permettent ainsi d'étudier avec précision la non-uniformité du dopage, les « gaps » qui varient dans la structure, les cellules solaires en silicium amorphe où les phénomènes de recombinaison sont complexes, les cellules solaires avec concentration du rayonnement [Luque et Hegedus 2003].

Le but de notre étude n'étant pas de modéliser finement une cellule solaire mais d'utiliser un modèle suffisamment précis ; nous avons utilisé l'expression analytique du courant électrique produit par la cellule solaire avec des paramètres empiriques permettant de prendre en compte les caractéristiques globales des matériaux et les paramètres physiques comme la température et le temps. Une représentation pratique est celle d'**un circuit électrique** dont les composants permettent de modéliser la conversion électrique de l'éclairement solaire en électricité, les caractéristiques des composants électriques dépendant des matériaux constitutifs des cellules considérées.

Une cellule photovoltaïque a un comportement équivalent à une **source de courant shuntée par une diode** (figure 2.10). Le modèle est complété par une **résistance série** R_s due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière et **une résistance parallèle ou shunt** R_p qui provient des contacts métalliques et des résistances de fuite sur la périphérie de la cellule [Weidong Xiao 2004] [Yusof 2004].

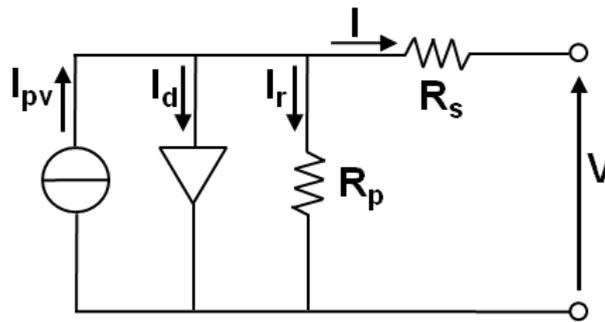


Figure 2.10 - Schéma électrique équivalent à une diode d'une cellule photovoltaïque.

2.4.1. Cellule photovoltaïque idéale

Une cellule photovoltaïque idéale est présentée comme un **générateur de courant** électrique dont le comportement est équivalent à une source de courant shuntée par une diode et dont l'expression est [Rauschenbach 1980] :

$$I = I_{pv,cell} - I_d \quad \text{Eq. 2.28}$$

$$\text{avec: } I_d = I_{0,cell} \left[\exp\left(\frac{qV}{akT}\right) - 1 \right]$$

où :

- $I_{pv,cell}$: courant généré par l'éclairement solaire, proportionnel à l'irradiance (en A),
- I_d : courant de diode, donné par la loi de Shockley (en A) ;
- $I_{0,cell}$: courant inverse de saturation ou le courant de fuite de la diode (en A) ;
- q est la charge de l'électron qui est égale à $1,60217646 \cdot 10^{-19}$ C ;
- k est la constante de Boltzmann qui est égale à $1,3806503 \cdot 10^{-23}$ J.K⁻¹,
- T est la température de la jonction PN (en K) ;
- a est la constante d'idéalité de la diode. Plus elle est proche de 1 et plus la diode est idéale.

2.4.2. Modèle de la photopile

Dans le **modèle à « une seule diode »** d'une photopile la résistance série R_s est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts en face avant et arrière. La résistance shunt R_p est une conséquence de l'état de surface le

long de la périphérie de la cellule ; elle est réduite à la suite de pénétration des impuretés métalliques ou des prises de contact sur la face diffusée de la cellule

La **caractéristique courant-tension I-V** d'une photopile réelle est dérivée de l'équation (2.5) :

$$I = I_{pv} - I_d - I_r \quad \text{Eq. 2.29}$$

avec :

$$I_r = \frac{V + R_S \cdot I}{R_P}$$

où

- I_{pv} est le photo-courant de la cellule, proportionnel à l'éclairement G ,
- I_r est le courant dérivé par la résistance shunt

Il en résulte que :

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_S \cdot I}{V_t \cdot a}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_S \cdot I}{R_P} \quad \text{Eq. 2.30}$$

où

- R_S est la résistance série équivalente de la photopile (en Ω) ;
- R_P est la résistance parallèle équivalente (en Ω) ;
- $V_t = N_S \cdot K \cdot T / q$ est le potentiel thermique du module photovoltaïque pour N_S cellules connectées en série.

L'allure de la caractéristique est donnée par la figure 2.11. Il y a **trois points remarquables** sur cette figure: le point de court-circuit $(0, I_{cc})$, le point de puissance maximale (V_{mp}, V_{mp}) et le point à circuit ouvert $(V_{co}, 0)$.

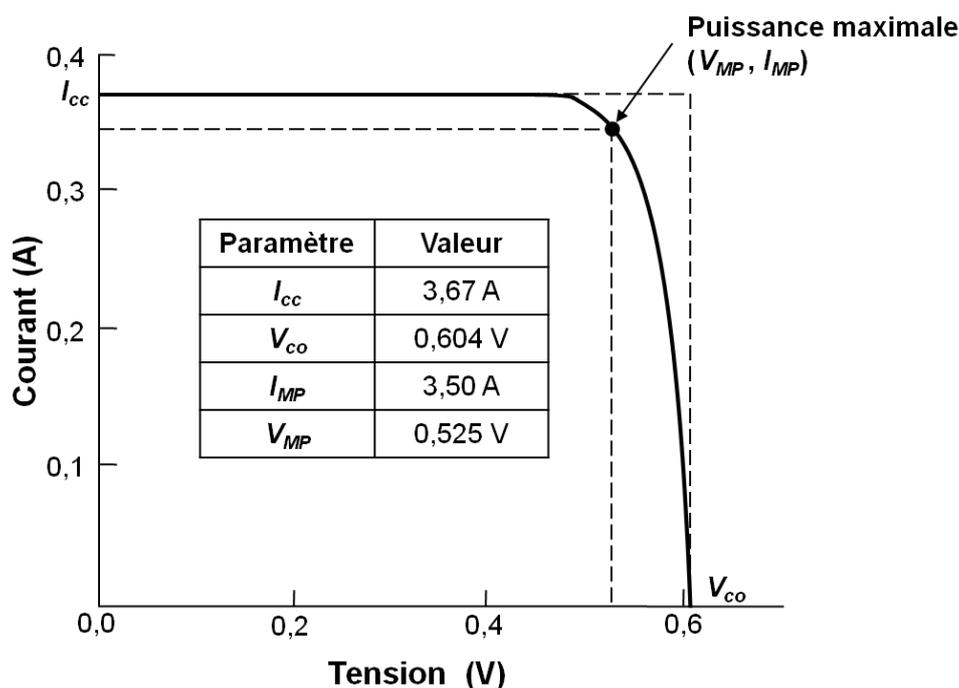


Figure 2.11 - Caractéristiques courant-tension d'une photopile.

Les cellules connectées en parallèle et en série font accroître respectivement l'intensité du courant et la tension de sortie de la photopile.

Si le module est composé de N_p cellules connectées en parallèle, le photo-courant et le courant de saturation peuvent être exprimés par : $I_{pv} = I_{pv,cell} \cdot N_p$ et $I_0 = I_{0,cell} \cdot N_p$.

2.4.3. Modèle amélioré

La photopile réelle a une résistance série R_S dont l'influence est plus forte lorsque l'appareil fonctionne dans la région de source de tension, et une résistance parallèle R_P ayant une influence plus grande dans la région de fonctionnement en source de courant.

La caractéristique (I-V) de la photopile représentée sur la figure 2.10 dépend de ses caractéristiques internes (R_S, R_P) et des facteurs externes comme l'irradiance et la température. Dans les modèles photovoltaïques, on suppose généralement que $I_{pv} \approx I_{SC}$ parce que dans la photopile réelle, la résistance série est faible et la résistance parallèle est élevée.

Le courant "photo-généré" de la cellule photovoltaïque dépend directement de l'**irradiance solaire** et est proportionnelle à la **température** d'après l'équation suivante [Kou et al. 1998] [De Soto et al. 2006] [Sera et al. 2007] [Driesse et al. 2007] :

$$I_{pv} = (I_{pv,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad \text{Eq. 2.31}$$

où :

- $I_{pv,n}$ (en A) est le photo-courant dans les conditions normalisées de test (STC) des panneaux solaires (un éclairage de 1000 W.m^{-2} , une masse atmosphère AM1,5 et une température de cellule de 25°C).
- $\Delta T = T - T_n$, T et T_n étant respectivement les températures réelle et nominale (en K).

L'équation de la **dépendance à la température du courant de saturation inverse de la diode** I_0 , peut être exprimée par l'équation (2.32) [Hussein 1995] [Nakanishi 2000] [Messenger et Ventre 2004] [Crispim et al. 2007]:

$$I_0 = I_{0,n} \left(\frac{T_n}{T} \right)^3 \exp \left[\frac{qE_g}{a.k} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad \text{Eq. 2.32}$$

où

- E_g est l'énergie de la bande interdite (gap) du semi-conducteur (en eV);
- $E_g \approx 1,12 \text{ eV}$ pour le silicium poly-cristallin à 25°C ;
- $I_{0,n}$ est le courant de saturation nominal (en A) :

$$I_{0,n} = \frac{I_{cc,n}}{\exp \left(\frac{V_{co,n}}{aV_{t,n}} \right) - 1} \quad \text{Eq. 2.33}$$

où $V_{t,n}$ est le potentiel thermique de N_s cellules connectées en série à la température nominale T_n .

Le courant de saturation I_0 des cellules photovoltaïques qui composent le dispositif dépend de la densité de courant de saturation du semi-conducteur (J_0 généralement en A.cm^{-2}) et de la surface effective des cellules.

La densité du courant J_0 dépend des caractéristiques intrinsèques de la cellule photovoltaïque, qui dépendent de plusieurs paramètres physiques comme le coefficient de diffusion d'électrons dans le semiconducteur, la durée de vie des porteurs minoritaires, la densité des porteurs intrinsèques, etc. [Nishioka et al. 2007].

Le courant nominal de saturation $I_{0,n}$ est indirectement obtenu à partir des données expérimentales à travers l'équation (2.33), qui est obtenu par évaluation de l'équation (2.30) dans les conditions nominales (STC) en circuit-ouvert avec : $V = V_{co,n}$, $I = 0$ et $I_{PV} \approx I_{cc,n}$.

Le dispositif photovoltaïque réel présente un comportement hybride, il peut être considéré soit comme une source de courant ou comme une source de tension selon la caractéristique I-V de la figure 2.11.

Le modèle photovoltaïque décrit précédemment peut être amélioré en remplaçant l'équation (2.32) par :

$$I_0 = \frac{I_{cc,n} + K_I \cdot \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{co,n} + K_V \cdot \Delta T}{a \cdot V_t}\right) - 1} \quad \text{Eq. 2.34}$$

Cette modification a pour but de faire correspondre la tension en circuit ouvert du modèle aux données expérimentales pour **une très large gamme de températures**.

L'équation (2.34) est obtenue à partir de l'équation (2.33) en y introduisant **les coefficients de courant et de tension** K_I et K_V .

Le courant de saturation I_0 dépend fortement de la température, l'équation (2.34) propose une approche différente pour exprimer cette dépendance, de telle sorte que l'effet net de la température soit une variation linéaire de la tension en circuit ouvert selon le coefficient de tension/température pratique.

Cette équation simplifie le modèle et annule l'erreur aux alentours de la tension en circuit ouvert et par conséquent, à d'autres régions de la caractéristique I-V.

Le coefficient de tension/température K_V apporte des informations pour obtenir le meilleur ajustement possible des caractéristiques I-V pour différentes températures de la valeur nominale.

En utilisant l'équation traditionnelle (2.32) au lieu de (2.34), il est possible d'obtenir pour le modèle une meilleure valeur de E_g , de telle sorte que les tensions en circuit ouvert du modèle soient comparées aux tensions en circuit ouvert de la photopile réelle dans la gamme $T_n < T < T_{max}$

En égalant (2.32) et (2.34), et en résolvant cette équation on obtient E_g pour $T = T_{max}$:

$$E_g = -\text{Ln} \left[\frac{\left(\frac{I_{cc} \cdot T_{\max}}{I_{0,n}} \right) \cdot \left(\frac{T_n}{T_{\max}} \right)^3}{\exp\left(\frac{q \cdot V_{co, T_{\max}}}{aN_S k T_{\max}} \right) - 1} \right] \cdot \frac{akT_n T_{\max}}{q(T_n - T_{\max})} \quad \text{Eq. 2.35}$$

où $I_{cc, T_{\max}} = I_{cc, n} + K_I \Delta_T$, $V_{co, T_{\max}} = V_{co, n} + K_V \Delta_T$ et $\Delta_T = T_{\max} - T_n$

2.5. Modélisation type circuit électrique

Le synoptique présenté sur la figure 2.12, a été développé sous Matlab/Simulink, pour **un ensemble** de $N_{SS} * N_{pp}$ modules photovoltaïques. N_{SS} et N_{pp} sont respectivement le nombre de modules photovoltaïques en série et en parallèle. Chaque module est constitué ici de N_S cellules photovoltaïques assemblées en série.

De manière générale, un module peut comprendre des ensembles de cellules associés en série ou en parallèle pour augmenter respectivement la tension et l'intensité produites. Signalons également qu'un panneau solaire peut être constitué par un ensemble de modules comportant un nombre défini de cellules.

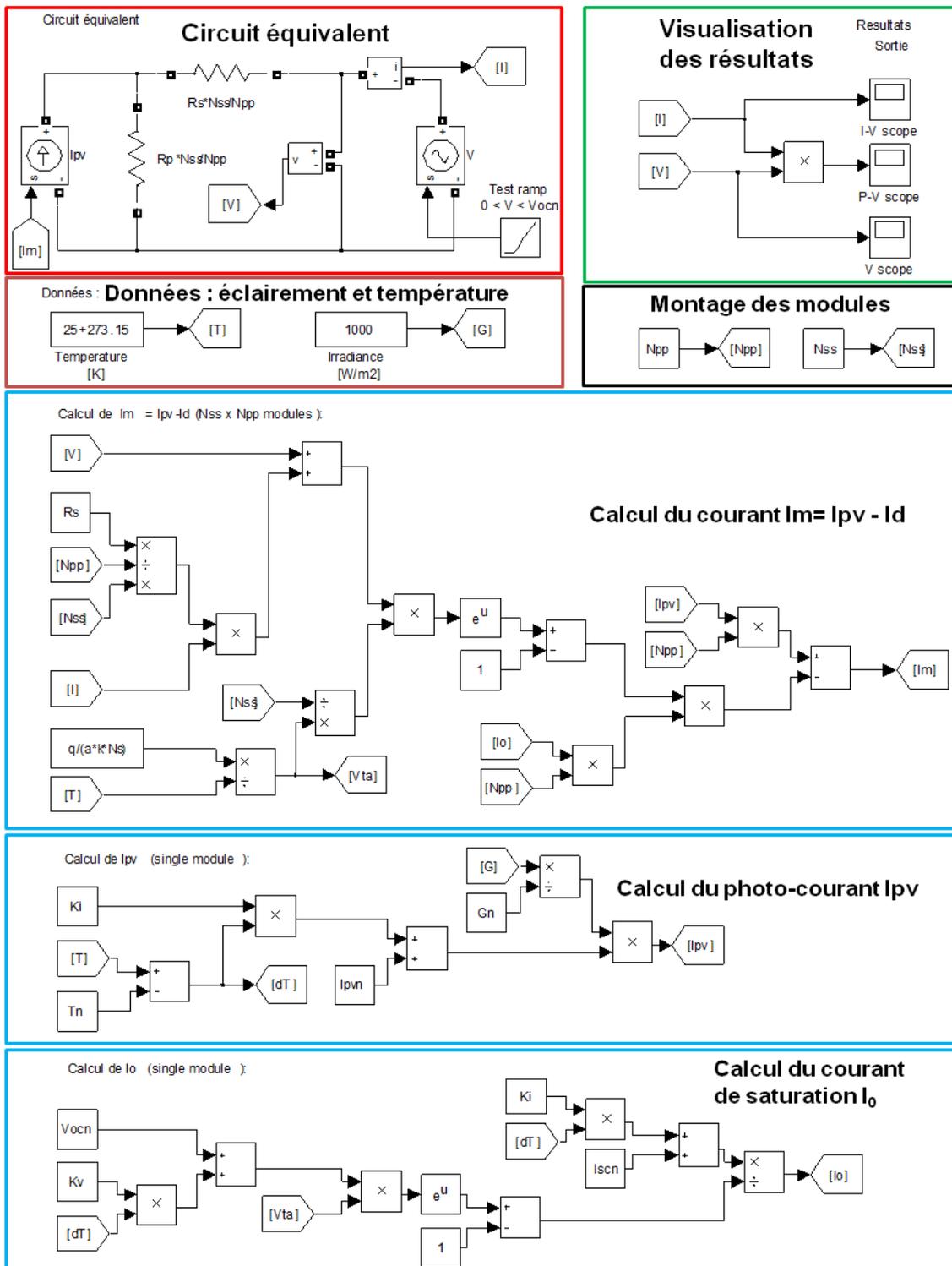
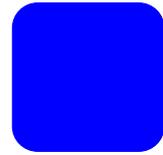


Figure 2.12 - Synoptique du modèle amélioré de la cellule photovoltaïque sous le logiciel Simulink [Villalva et al 2009].

Le modèle comporte les blocs de données d'entrées, le circuit équivalent de la photopile et le bloc de visualisation des résultats :

- les blocs de **données d'entrées** qui permettent d'introduire les valeurs de l'éclairement solaire global incident (G) et de la température (T) des cellules. Les valeurs de l'éclairement solaire global incident sont calculées pour une journée, un lieu, et des conditions atmosphériques donnés grâce au code d'évaluation du gisement solaire réalisé préalablement ;
- le bloc "Controlled Current Source" (source de courant contrôlé) qui représente la différence entre le courant photo-généré (I_{pv}) et le courant de diode (I_d), soit $I_m = I_{pv} - I_d$, le **courant photogénéré** I_{pv} pour un seul module s'exprimant en fonction de l'éclairement et de la température des cellules suivant l'équation 2.31 et le **courant inverse de saturation** pour un seul module, donné par la relation (2.34) ;
- les blocs de **visualisation des résultats**, notés "scope" permettent de visionner le courant délivré et la tension aux bornes du générateur photovoltaïque, ainsi que sa puissance électrique.

3. LES SUPERCONDENSATEURS ET LEURS MODELISATIONS



3.1. Théorie de la double couche électrique et modèles « fins »

Les paragraphes 3.1.1 et 3.1.2 s'inspirent de la thèse de F. Belhachemi [Belhachemi 2001].

3.1.1. Théorie de la double couche électrique de Helmholtz

La théorie de **Helmholtz** (1853) permet de décrire le fonctionnement de la double couche électrique. Elle permet d'expliquer les **différents phénomènes physiques** qui se passent à l'interface entre un conducteur ionique liquide (électrolyte) et un conducteur électronique solide (électrodes). L'interface est modélisée par deux répartitions superficielles de charges, électronique pour l'électrode et ionique de signe opposé pour l'électrolyte.

D'un point de vue modèle électrique et thermique, il est très difficile, voir impossible, de mettre en équation analytique le fonctionnement d'un supercondensateur pour plusieurs raisons. La première vient du fait qu'un ion doit passer au travers des pores du charbon actifs qui ne sont pas uniformes et donc difficiles à modéliser. De plus la présence d'une zone de charge d'espace à l'interface électrodes-électrolyte n'est pas prise en considération à cause de sa complexité. Une autre difficulté réside dans la variation de la conductivité électrique du charbon actif et de la conductivité ionique de l'électrolyte.

Gouy interpréta, en 1910 (figure 2.13), le comportement capacitif de la couche double électrique en tenant compte du phénomène de **distribution des charges (ions)** dans le volume de la phase liquide. En effet, à cause des forces d'interaction entre les différents ions et de l'agitation thermique, la charge qui apparaît dans l'électrolyte, à l'interface électrode-électrolyte, ne peut être que diffusée, d'où l'appellation de couche double diffusée.

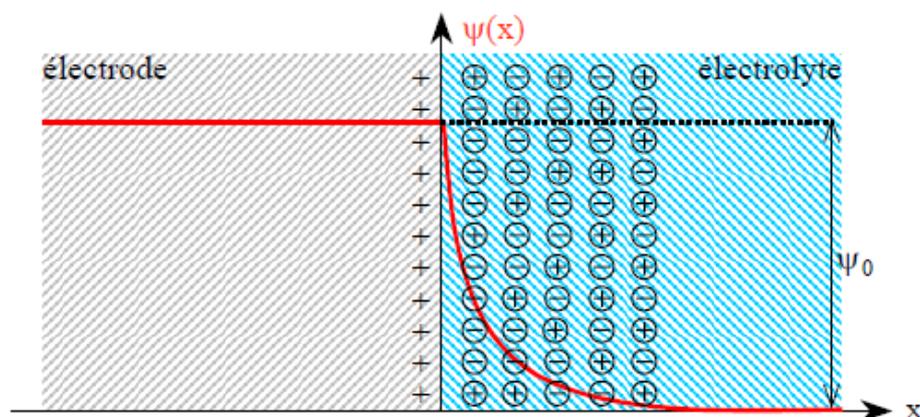


Figure 2.13. – Modèle de la couche double électrique d'après Gouy.

3.1.2. Amélioration du modèle de Gouy

D'autres approches ont amélioré la première comme celle de [Gouy 1910] et [Chapman 1913] mais elles ne permettent pas d'établir un modèle qui reproduit fidèlement le comportement électrique et thermique d'un supercondensateur.

La formulation mathématique de la couche diffusée de Gouy fut établie par Chapman en 1913, formulation basée sur le traitement conjoint de l'équation de Poisson et de la statistique de Boltzmann, à savoir ici la probabilité de présence d'un ion de valence z en un point de l'espace, compte tenu de l'agitation thermique.

Stern améliora en 1924 la théorie de Gouy et Chapman, en tenant compte des **dimensions des ions et des molécules de solvant dans l'électrolyte**. Ainsi, lors de la formation de la couche double électrique, ces ions n'existent qu'à partir d'une certaine distance de la surface de l'électrode. Ses travaux le menèrent à diviser la couche double électrique en deux zones distinctes. La première appelée couche compacte, ou encore couche de Helmholtz, est constituée d'ions adsorbés à la surface de l'électrode. La seconde correspond à la couche diffusée telle que l'ont définie Gouy et Chapman.

3.1.3. Les modèles microscopiques

Les modèles électrochimistes, qualifiés de «microscopiques» sont capables de représenter de manière très précise les **phénomènes internes** aux supercapacités. Pour plus d'information et d'exemples, le lecteur se référera aux références suivantes : [Azais 2003] [Malloukia et al. 2004] [Portet et al. 2004] [Cottineau et al. 2004] [Malmberg et al. 2004] [Lassègues 2001].

3.2. Modèles de type circuit électrique

Plusieurs auteurs proposent un modèle de type “circuit électrique” qui décrit le fonctionnement électrique d’un supercondensateur avec une bonne approximation.

La difficulté de ce type de modèles est la détermination précise des paramètres électriques des éléments utilisés. De plus, le temps de calcul des simulations est long quand un nombre important de **branches RC** est pris pour garantir une précision suffisante.

Pour être le plus fidèle possible à la réalité, le modèle doit rendre compte de nombreux phénomènes et paramètres :

- **résistances des électrodes, de l’électrolyte**, dues à la taille des pores et la technologie d’assemblage ;
- **non-linéarité du stockage des charges électriques** ;
- **comportement électrique de type ligne de transmission** ;
- **redistribution interne de la charge stockée** ;
- **autodécharge**.

Tous ces phénomènes et paramètres sont représentés dans les modèles de type circuit par des résistances reliées à des capacités. La différence entre les modèles réside dans **la détermination et l’organisation** des grandeurs associées à ces résistances et capacités.

Le stockage de l’énergie produite par la photopile à l’aide de supercondensateurs est étudié. L’objectif pour cette étude est de **trouver un modèle de supercondensateur** suffisamment précis et en adéquation avec les variations du générateur de courant que constitue la photopile. Les principaux modèles de supercondensateur sont passés en revue et discutés par rapport à l’objectif fixé.

Pour chaque modèle, **le circuit électrique équivalent** est présenté, ainsi que **la méthode** pour caractériser les grandeurs des circuits. La caractérisation électrique des supercondensateurs fait appel à des techniques de mesure très délicates à cause de leur impédance extrêmement faible. Leur capacité se situe dans la gamme de 1 à 5 000 F. Leur impédance correspondante, évaluée à 1 Hz, est de l’ordre de 10^{-4} à 10^{-1} Ω . Ces valeurs sont de l’ordre de grandeur de la résistance série. On utilise couramment deux méthodes pour caractériser les grandeurs électriques des supercondensateurs :

- **analyse temporelle**: elle consiste à une variation de la tension aux bornes du supercondensateur (présentée au point “Paramètres du modèle à deux branches”) ;
- **réponse en fonction de la fréquence**.

3.2.1. Le modèle RC du constructeur

Le modèle de base (figure 2.14) du supercondensateur comprend un condensateur de capacité C , une résistance série R_s et une résistance de fuite R_f :

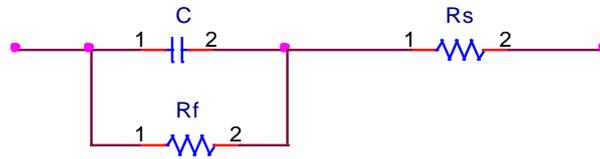


Figure 2.14. – Modélisation de base d'un supercondensateur.

Compte tenu des phénomènes physiques aux interfaces de la double couche électrique, un supercondensateur ne peut pas être représenté avec précision par un simple condensateur (C , R_s et R_f).

C'est la représentation **la plus basique**, qui donne donc une première idée. La détermination de la résistance et de la capacité équivalentes se fait par des essais de charge-décharge à courant constant. Des indications sur la procédure expérimentale peuvent être données par certains constructeurs [Maxwell 2009]. Cependant, ce modèle ne tient pas compte de la variation de la résistance et de la capacité en fonction des contraintes électriques. Il n'est donc pas valable dans tous les domaines de courant et de tension. La réponse qu'il donnera à une photopile avec un courant photogénéré, sensible aux variations d'éclairement, risque d'être peu précise, mais cela donnera une première idée.

3.2.2. Modèle basé sur la caractérisation fréquentielle

Ce modèle est basé sur l'**analyse de l'impédance fréquentielle**.

Pour caractériser les supercondensateurs, un **impédancemètre** est normalement utilisé afin de mesurer la variation de l'impédance en fonction de la fréquence. La spectrométrie d'impédance permet de mesurer la partie réelle et imaginaire de l'impédance pour une gamme de fréquence donnée. En général, les spectres de fréquence sont mesurés de 0,01 Hz à 1 kHz.

Le spectre de la capacité dépend principalement des propriétés du charbon actif. La capacitance est maximale à très basse fréquence lorsque toute la surface disponible sur le charbon a le temps d'être atteinte par les ions. La capacité chute rapidement à mesure que la fréquence augmente. La variation de la résistance série d'une cellule de 350 F en fonction de la fréquence est donnée sur la figure 2.15.

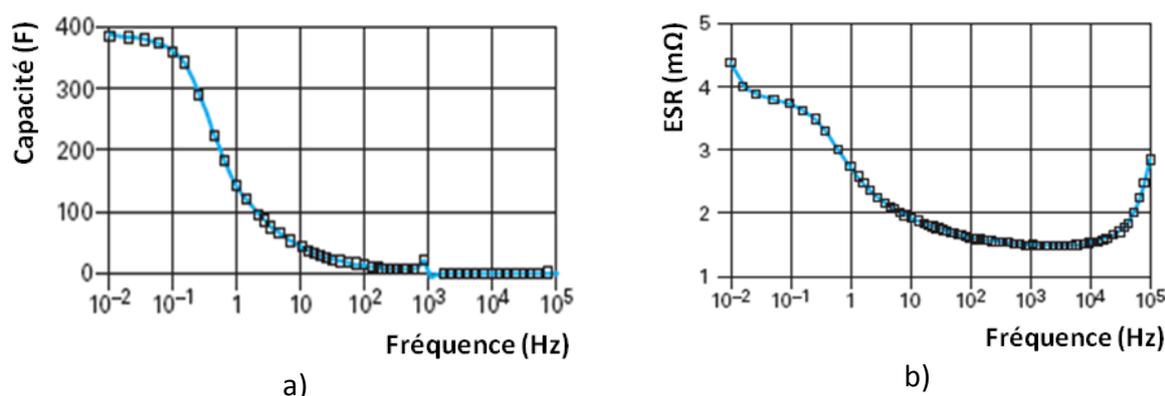


Figure 2.15 – a) Évolution de la capacité d'une cellule 350 F en fonction de la fréquence ; b) variation de la résistance série d'une cellule de 350 F en fonction de la fréquence.

À très basse fréquence, la résistance série équivalente (ESR) est dominée par la contribution de la résistance parallèle (R_p). Cette dernière évolue rapidement en fonction du temps d'application de la tension. Ce phénomène peut être mis en évidence par une mesure de l'autodécharge ou une mesure du courant de fuite en fonction du temps. Les informations concernant l'électrolyte sont visibles uniquement à basse fréquence, dans le domaine des milli-hertz. À plus haute fréquence, les ions n'ont pas la dynamique nécessaire pour suivre les oscillations du champ électrique. Les ions étant immobiles, ils ne dissipent pas d'énergie et par conséquent la résistance ionique est nulle. À très haute fréquence, seule la partie électronique de la résistance est visible. Dans le domaine haute fréquence, la mesure est perturbée par l'inductance du circuit de mesure. La résistance série due aux conducteurs est déterminée à haute fréquence, typiquement 1 kHz.

3.2.2.1. Comportement en fonction de la tension

Les spectromètres d'impédance les plus sophistiqués permettent de superposer une tension continue à la composante alternative de mesure. Cette méthode présente l'avantage de mesurer les paramètres des supercondensateurs dans leurs conditions d'utilisation réelle.

La figure 2.16 montre une forte variation de la capacité différentielle C_{iU} en fonction de la tension U appliquée à basse fréquence. La figure 2.16 (droite) met en évidence le comportement de la résistance série équivalente en fonction de la tension. La mesure à 1 mhz est perturbée par sa durée. Le courant de fuite diminuant rapidement au début de la polarisation, les valeurs dépendent de l'ordre dans lequel sont effectuées les mesures.

3.2.2.1. Comportement thermique

La résistance série croît à mesure que la température diminue (figure 2.17). Cet effet est spécialement marqué à basse fréquence dans le domaine d'utilisation des supercondensateurs.

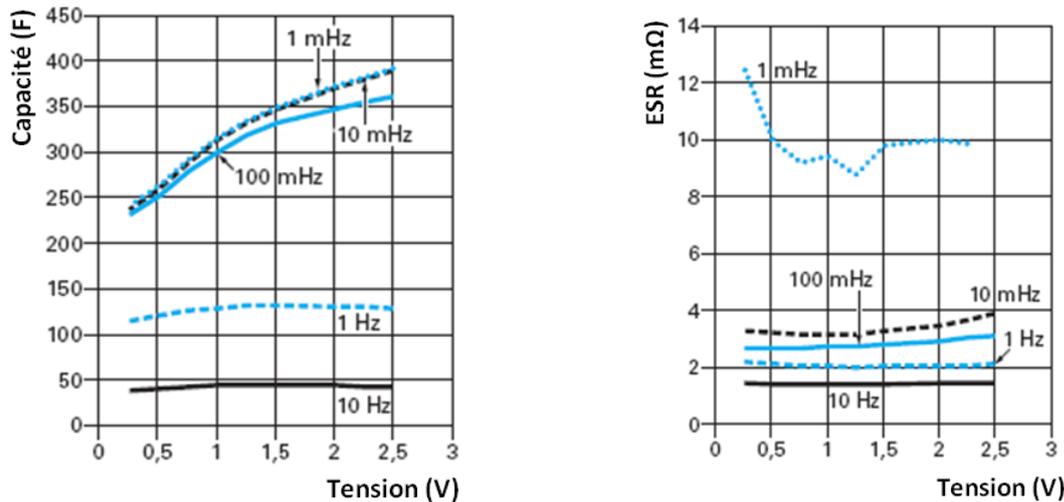


Figure 2.16 – à gauche : variation de la capacité d'un supercondensateur de capacité 350 F en fonction de la tension pour différentes fréquences.; à droite : variation de la résistance série d'un supercondensateur de capacité 350 F en fonction de la tension pour différentes fréquences.

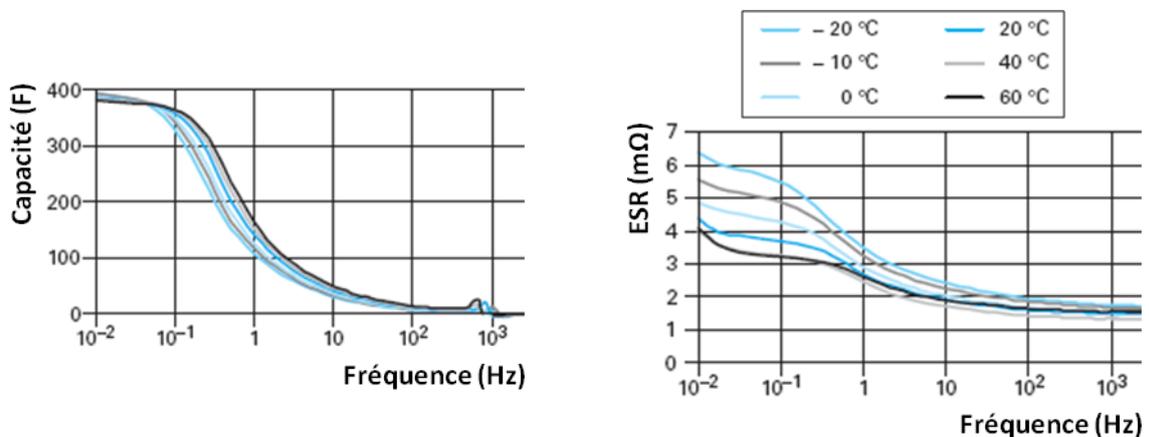


Figure 2.17 – Évolution de la capacité et de la résistance série d'un supercondensateur de capacité 350 F en fonction de la fréquence pour différentes températures.

La mobilité ionique dans le supercondensateur augmente avec la température. Les ions éprouvent moins de difficultés pour atteindre les parties de la surface les plus inaccessibles. Pour une fréquence donnée, à haute température, la capacité est par conséquent plus élevée tandis que la résistance série est plus faible.

À très basse fréquence, la variation de capacité est très faible car toute la surface est déjà accessible à basse température. La variation de la résistance série décroît à mesure que la fréquence augmente.

Expérimentalement il ressort que R_i , la résistance de l'électrolyte du supercondensateur en basse fréquence, varie selon la relation :

$$R_i = R_{iA} \frac{1 + \exp(-K_T \Delta T)}{2} \quad \text{Eq. 2.36}$$

Avec R_{iA} valeur de la résistance de l'électrolyte à température ambiante, ΔT différence entre la température de fonctionnement et la température ambiante, K_T coefficient de dépendance de la température ($K_T = 0,025 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$).

Dans ce modèle, le supercondensateur est représenté par une ligne de transmission dont la résistance et la capacité sont déterminées expérimentalement en évaluant l'impédance complexe suivant la fréquence. Pour cela, la réponse en tension est regardée par rapport à un courant sinusoïdal d'entrée. Cette caractérisation nécessite donc un appareillage particulier, un impédance-mètre, ainsi qu'un nombre important d'essais pour balayer l'ensemble du spectre de fréquences. Nous choisissons d'écarter ce modèle car il remplace le supercondensateur par une ligne de transmission où les phénomènes ne sont pas quantifiés comme le font les modèles à plusieurs branches que nous verrons par la suite.

3.2.2.2. Modèle à constantes réparties

C'est une approche couramment utilisée dans le domaine thermique. On utilise le principe de **propagation d'onde** pour représenter l'évolution de la tension et du courant le long d'une ligne de transmission ; cette dernière est caractérisée par une résistance linéique r et une capacité linéique c en milieu homogène [Belhachemi 2000]. Le modèle est présenté sur la figure 2.18.

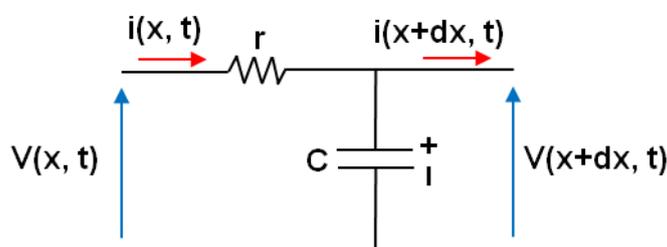


Figure 2.18 – Réseau de transmission.

Cette approche se justifie physiquement par la notion de déplacement des ions de l'électrolyte dans les pores des électrodes constituant la capacité volumique du supercondensateur. Ce mécanisme n'étant pas instantané, il justifie ce type d'approche modélisant le supercondensateur comme une capacité répartie dans un volume avec des zones plus ou moins accessibles selon les caractéristiques géométriques des pores.

L'équation de propagation des charges est résolue. Malheureusement, le phénomène de **redistribution** n'est pas pris en compte, rendant impossible la description fine de la décharge du supercondensateur. Voilà pourquoi nous ne prendrons pas ce modèle dans la suite de nos travaux.

3.2.2.3. Modèle à constantes localisées

Pour arriver à représenter les phénomènes lents (redistribution et autodécharge), des modèles à constantes localisées sont utilisés. Ainsi, le supercondensateur est représenté par une représentation finie de composants de type R_i-C_i . Ces derniers sont définis en choisissant des **constantes de temps différentes** et adaptées à l'utilisation envisagée. Il est alors nécessaire de caractériser ces éléments en identifiant les branches R_i-C_i utilisées.

Dans ce cas, au lieu de prendre une résistance r_i et une capacité c_i linéiques (milieu homogène) comme défini dans la partie précédente, on prend des circuits R_i-C_i indépendants les uns des autres du point de vue de l'identification grâce aux différences de constantes de temps imposées. Ce type de modèle a été notamment proposé par Zubieta et al. et ensuite amélioré par Belhachemi et al.. Dans les différents cas, le principe est de proposer un schéma équivalent de représentation du composant et une méthode de détermination des paramètres cohérente avec les hypothèses émises sur le modèle proposé. En effet, dans un cycle classique d'utilisation, il apparaît quatre phases successives : une **phase de charge**, une de **décharge** et entre ces deux phases, une **phase de repos** à courant nul. Le calcul des paramètres du modèle est semblable à celui d'une ligne de transmission qui consiste à résoudre les deux équations aux dérivées partielles qui décrivent la variation de la tension et du courant le long de la ligne.

a. Modèle à deux branches RC

Un modèle simplifié permet de décrire d'une manière fidèle le comportement électrique d'un supercondensateur. Ce modèle, établi par les Canadiens Bonert et Zubieta [Zubieta et Bonert 1998] est composé de **deux branches dont la capacité est non linéaire et varie en fonction de la tension à ses bornes** (figure 2.19).

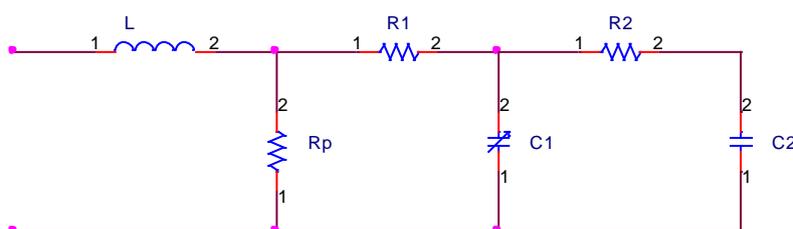


Figure 2.19 – Modèle de supercondensateur à deux branches.

La branche dite **rapide** R_1C_1 intervient dans le régime transitoire et la branche **lente** R_2C_2 traduit les constantes de temps plus importantes. Dans cette étude qui s'intéresse uniquement aux phénomènes dynamiques du supercondensateur, on peut négliger cette branche lente car elle représente le phénomène de redistribution des charges au sein de la cellule. R_1 est la **résistance série** du supercondensateur, C_1 sa **capacité** et R_p la **résistance de fuite**. Pour tenir compte des phénomènes physiques à l'interface des matériaux du supercondensateur, C_1 est composée d'une capacité constante C_0 et d'une capacité variable en fonction de la tension entre ses bornes. Nous avons $C_1 = C_0 + C_v = C_0 + kV_1$; k est une constante et V_1 est la tension aux bornes de C_1 . Précisons qu'en régime transitoire, la résistance de fuite R_p est négligée.

b. Paramètres du modèle à deux branches

La **procédure d'identification** des paramètres du modèle à deux branches d'un supercondensateur repose sur l'analyse de la variation de la tension aux bornes du supercondensateur [Zubieta et Bonert 1998]. Durant la phase de charge, ce sont les paramètres de la branche principale qui sont identifiés. Lorsque la charge est terminée, la **redistribution interne** de l'énergie aux bornes du composant permet de déterminer les paramètres de la branche lente. Cette procédure est viable dans l'hypothèse où les constantes de temps sont éloignées ($R_2C_2 \gg R_1C_1$) et cela, pour éviter que la branche lente n'influence le cycle de charge. Ces paramètres sont déterminés expérimentalement à partir de la **charge et de la décharge des supercondensateurs à courant constant**.

c. Modèle multibranche

Il se compose :

- d'une **ligne de transmission non-linéaire de résistance totale** R et de capacité totale C , pour une description fine du comportement électrique et énergétique des supercondensateurs dans les temps courts ;
- de **quelques cellules RC** pour appréhender les **temps plus longs**.

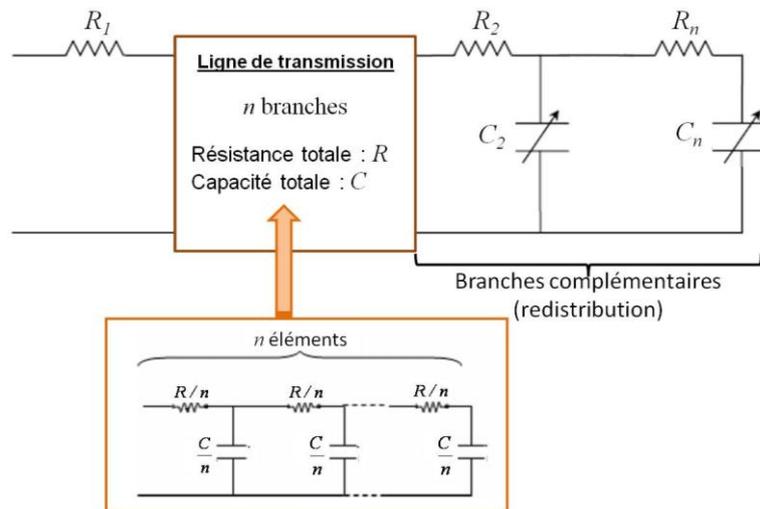


Figure 2.20. – Modèle multibranche d'un supercondensateur.

Les paramètres du modèle, à savoir :

- la **résistance R_1 d'accès** à la ligne de transmission ;
- la **capacité totale C** de la ligne de transmission ;
- la **résistance totale R** de la ligne de transmission ;
- les **capacités C_i et résistances R_i des branches complémentaires**, seront identifiées au moyen d'essais de charge partielle à courant constant, et des phases de redistribution interne de l'énergie qui suivent.

La détermination des valeurs des résistances et des capacités est effectuée en analysant la tension aux bornes du supercondensateur lors d'essais de charge suivi de décharge. Cette détermination est détaillée dans la thèse de Belhachemi et sera reprise dans le chapitre 3.

3.3. Modélisation multibranche sous Simulink

3.3.1. Modélisation d'une capacité variable

La capacité d'un supercondensateur dans ce modèle varie en fonction de la tension. C'est pourquoi nous avons élaboré un modèle de capacité non linéaire sous Simulink (figure 2.21).

Pour modéliser la **capacité non-linéaire variant avec la tension**, le courant ou la tension doivent d'abord être mesurés à l'aide d'un **bloc de mesure approprié**. La valeur

mesurée est alors reliée à une source commandée de tension ou de courant pour assurer la reconnexion au reste du circuit électrique dans un sous bloc où tous les composants nécessaires sont réunis. Le **contenu du sous bloc** du modèle de la capacité variable à une source de tension contrôlée est montré sur la figure 2.21. Ce sous bloc a été **élaboré** à partir d'un bloc de capacité non-linéaire d'une batterie [Johansson et Andersson 2008].

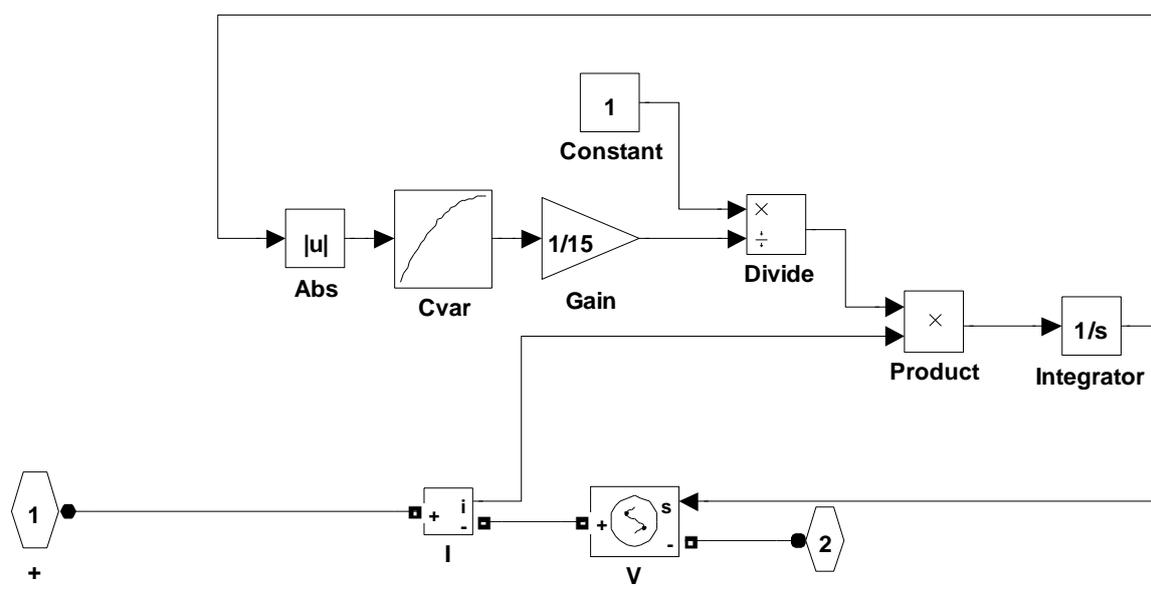


Figure 2.21 – Composition du bloc de la capacité variable. A préciser que pour les branches complémentaires R_2C_2 , et R_3C_3 , seul le bloc gain n'existe pas

Le sous-système du bloc de capacité variable est enfin associé au simulateur graphique présenté sur la figure 2.22.

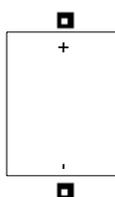


Figure 2.22 - sous système du bloc capacité variable

3.3.2. Modélisation d'un élément de supercondensateur

Parmi les modèles de type circuit, le modèle multi-branches permet de rendre compte de la majorité des phénomènes qui se produisent au sein du supercondensateur [Belhachemi 2001]. Bien entendu, plus on augmente le nombre de branches, plus le modèle devient exact et se rapproche de la réponse expérimentale [Rizoug 2006]. Par comparaison

à la courbe de charge expérimentale d'un supercondensateur, nous avons établi que 15 branches sont nécessaires pour une modélisation optimisant exactitude et temps de calcul.

Le modèle multibranche sous Simulink du supercondensateur (figure 2.23) est divisée en trois parties :

- la résistance d'entrée R_s ou résistance série,
- la ligne de transmission constituée de 15 branches RC de résistance $R/15$ et de capacité $C/15$, étant entendu que R représente la résistance totale de la ligne de transmission et C , sa capacité totale,
- les branches complémentaires de résistances R_2 et R_3 et de capacités variables suivant la tension C_2 et C_3 .

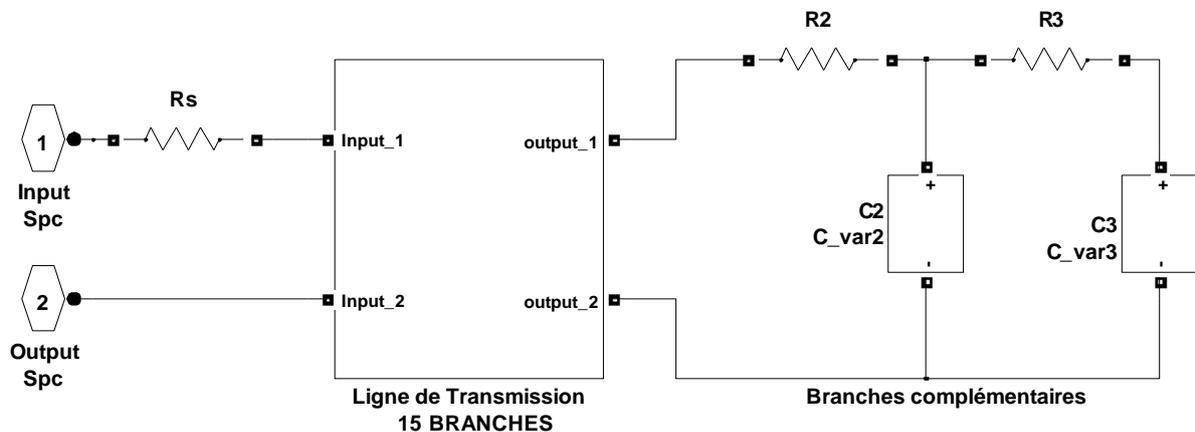


Figure 2.23 – Modèle multi-branche sous Simulink du supercondensateur (avec 15 branches).

Dans notre cas, ce bloc « input/output » concerne **15 branches** de la ligne de transmission, qui modélisent le phénomène de la propagation des charges. Il est **éclaté** sur la figure 2.24.

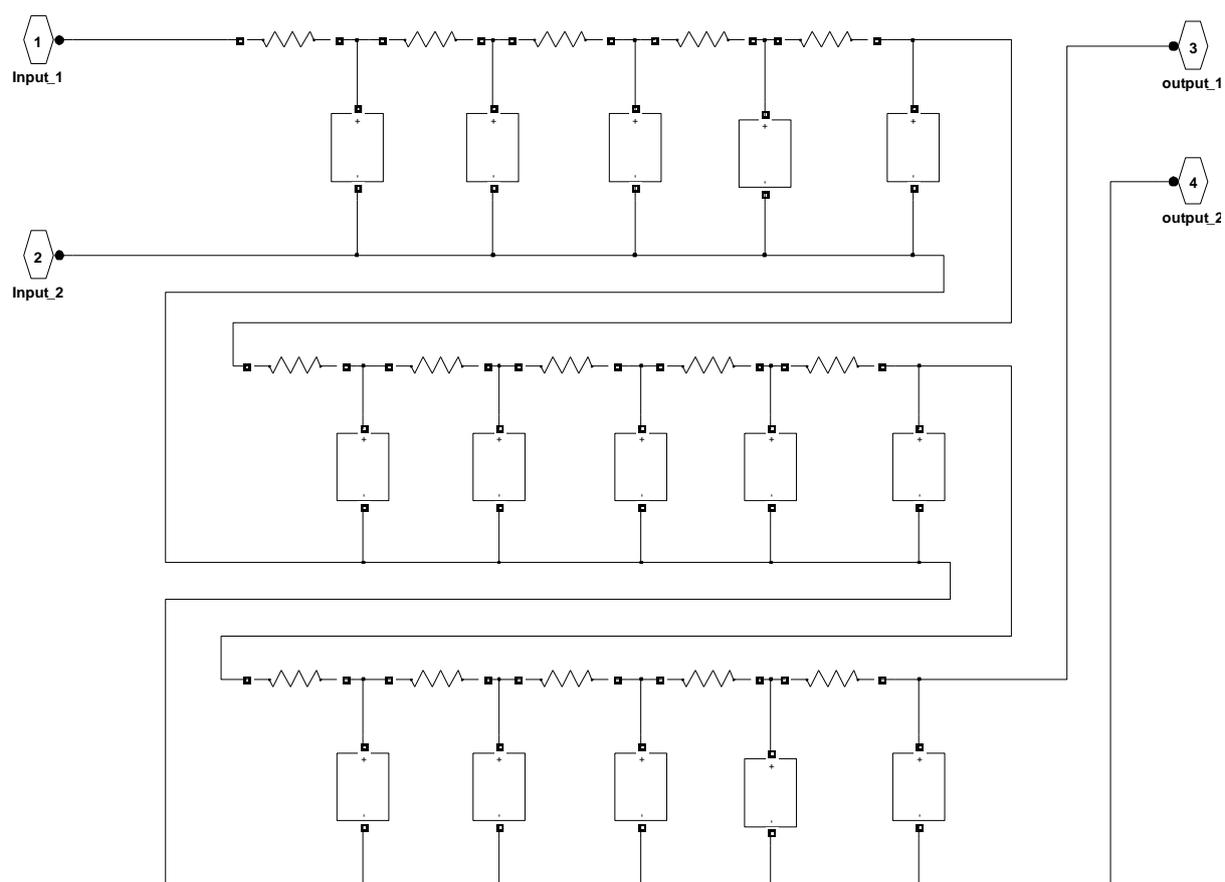


Figure 2.24 – Contenu du bloc modélisant la ligne de transmission.

3.4. Validation du modèle

La modélisation a été ensuite validée en comparant les résultats obtenus par notre modèle à ceux obtenus expérimentalement par [Belhachemi 2001]. Le supercondensateur testé est de type 2700 F Maxwell PC7223.

3.4.1. Intrants

Les caractéristiques du supercondensateur Maxwell PC 7223 sont présentées dans le tableau 2.2. Les différentes équations des capacités non-linéaire (CLT, C2, C3) ont été implémentées dans les sous-blocks “Lookup Table” contenus dans le modèle de la capacité variable.

SUPERCONDENSATEUR 2700 F MAXWELL PC7223

[BELHACHEMI 2001]

Résistance d'accès : $R_1=0,5 \text{ m}\Omega$

Ligne de transmission (LT) : Résistance totale $R=1,1 \text{ m}\Omega$

Tension(en V)	0	0.5	1	1.5	2	2,5
capacité (en F)	2000	2350	2700	2950	3050	3050

Première branche complémentaire $R_2=100 \text{ m}\Omega$

R_2C_2 (BC1) :

Tension(en V)	0	0.5	1	1.5	2	2,5
capacité (en F)	90	105	120	131	133.5	133.5

Deuxième branche complémentaire $R_3=100 \text{ m}\Omega$

R_3C_3 (BC2) :

Tension(en V)	0	0.5	1	1.5	2	2,5
capacité (en F)	31	36.5	42	46	51	51

Tableau 2.2 – Supercondensateur Maxwell PC 7223 [Belhachemi 2001]

Les valeurs de ces capacités obtenues en fonction de la tension, ont été fittées à l'aide des commandes d'ajustement sous MATLAB et mises sous forme d'équations polynomiales de la variable tension. Les relations obtenues sont présentées dans le tableau 2.3.

Ligne de transmission : **$CLT = (-0.1964 \times v^2 + 0.9254 \times v + 1.9768) \times 10^3$**

première branche complémentaire : **$C2 = -8.9286 \times v^2 + 40.2643 \times v + 88.9643$**

deuxième branche complémentaire : **$C3 = -2.1071 \times v^2 + 13.6964 \times v + 30.6250$**

Tableau 2.3 – Equation des relations fittées.

3.4.2. Paramètres de simulation

On a tout d'abord testé le modèle RC. Les valeurs des éléments pour ce modèle sont : $C=2700 \text{ F}$ et $R_s=0,85 \text{ m}\Omega$ (valeurs données par le fabricant, voir [Lassègue 2001]).

Nous avons ensuite testé le modèle multibranche, renseigné des capacités variables C de la ligne de transmission, C_2 C_3 et des résistances R_1 , R_2 et R_3 suivant les valeurs des tableaux 2.2 et 2.3.

3.4.3. Résultat de simulation

La durée de simulation "Elapsed time" de ces deux modèles sont les suivantes (sous Simulink/Matlab) : pour le modèle multibranche : 8.8 secondes et pour le modèle RC : 2.8 secondes. Le temps de simulation du modèle multibranche est environ 4 fois celui du modèle RC.

La figure 2.25 montre que la réponse en tension du modèle multibranche se rapproche plus du comportement expérimental.

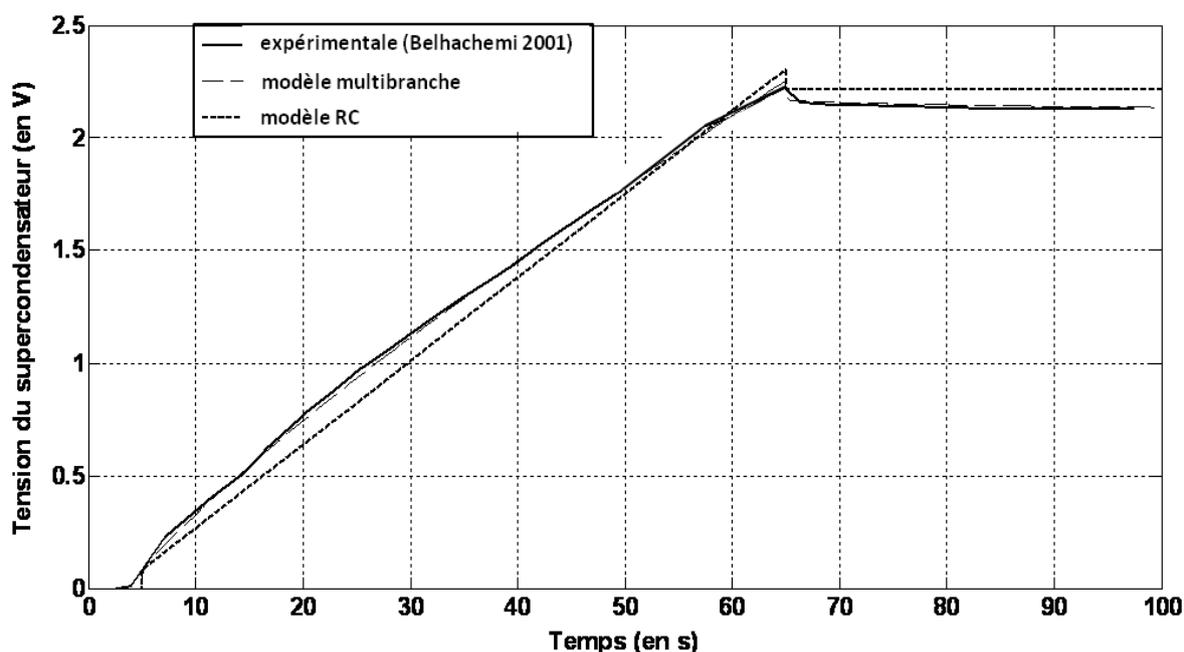


Figure 2.25 – Comparaison de la tension expérimentale avec celles données par les modèles RC et multibranche pour un supercondensateur de type Maxwell PC7223

Le modèle multibranche décrit correctement le comportement expérimental. Il reproduit la charge de la ligne de transmission (propagation) grâce au bloc de 15 branches puis la redistribution des charges grâce aux deux branches complémentaires. On notera que deux branches sont suffisantes pour décrire la redistribution.

Cependant, dans le cas de cycles de charge/décharge, on doit s'assurer que la décharge aux tensions faibles reproduit finement le comportement expérimental, faute de quoi on restera dans l'incapacité de reproduire une succession de charge/décharge. En effet, si cela n'est pas le cas, on n'atteindra pas la tension de seuil (constante) au même moment et cela engendrera un décalage cumulatif en temps.

4. LES AUTRES ELEMENTS DE LA CHAINE ET LEURS MODELISATIONS



4.1. Les batteries

4.1.1. Bloc disponible sous Simulink

Le bloc « **Battery** » (Figure 2.26.) présente un modèle générique et dynamique servant à représenter les batteries les plus couramment utilisées (Plomb-acide, Lithium-Ion, Nickel-cadmium, et Nickel-Metal-Hydrure). Les paramètres du modèle sont déduits des caractéristiques de décharge et sont supposés être les mêmes pour la charge, ils sont extraits de la fiche de données utilisée d'un fabricant (exemple : Panasonic NiMH-HHR650D). Ces paramètres sont approximatifs et dépendent de l'exactitude des points de la courbe de décharge.

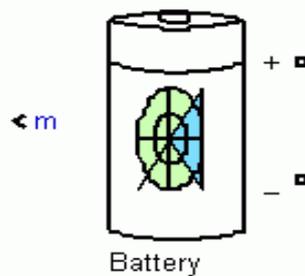


Figure 2.26. – Bloc de la batterie sous Matlab/Simulink

4.1.2. Hypothèses

Un certain nombre d'hypothèses sont sous-jacente au modèle « battery » de Simulink.

- La résistance interne est supposée être constante pendant la charge et les cycles de décharge, et ne varie pas avec l'amplitude du courant.
- Les paramètres du modèle sont déduits des caractéristiques de décharge et sont supposés être les mêmes pendant la charge.
- La capacité de la batterie ne change pas avec l'amplitude du courant (pas d'effet Peukert).

- La température n'affecte pas le comportement du modèle.
- L'autodécharge de la batterie n'est pas représentée. Elle peut être représentée par l'ajout d'une grande résistance en parallèle aux bornes de la batterie.
- La batterie n'a pas d'effet mémoire.

4.1.3. Limites

- La tension minimale à vide de la batterie est de 0 V et la tension maximale n'a pas de valeur limite.
- La capacité minimale de la batterie est de 0 Ah et la capacité maximale n'est pas limitée. Ainsi, le "SOC" (State Of Charge, niveau de charge) maximal peut être supérieur à 100% si la batterie est surchargée.

4.1.4. Courbe de décharge/décharge

Les **paramètres du circuit équivalent** peuvent être modifiés en fonction du type de batterie à représenter, en tenant compte de ses caractéristiques de décharge. Une courbe de décharge typique est composée de trois sections, comme le montre la figure 2.27 :

- La première partie représente la chute exponentielle de tension lorsque la batterie est chargée. Selon le type de batterie, cette zone est plus ou moins large.
- La deuxième partie représente la charge qui peut être extraite de la batterie jusqu'à ce que la tension soit inférieure à la tension nominale de la batterie.
- Enfin, la troisième partie représente la décharge totale de la batterie, lorsque la tension chute rapidement.

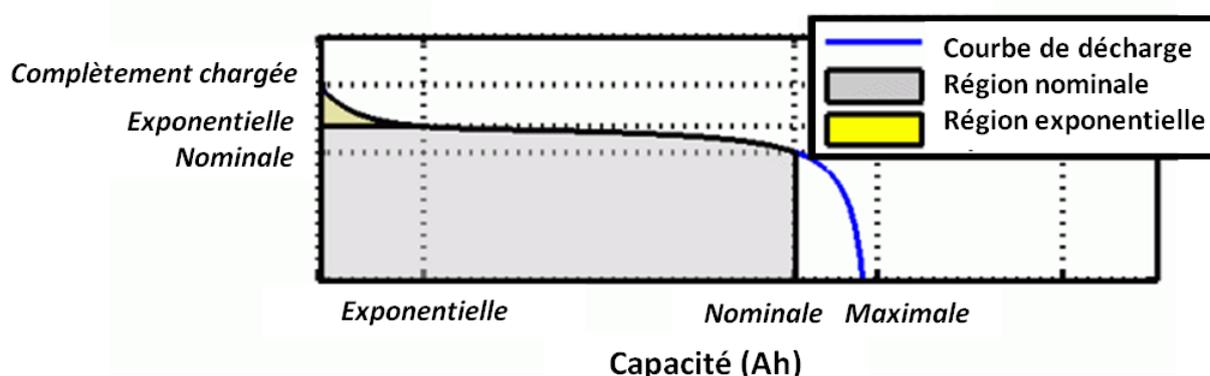


Figure 2.27 – Courbe de décharge d'une batterie.

La tension augmente de façon exponentielle lorsque la batterie est en charge, quel que soit son état initial de charge. Lorsque la batterie se décharge, la tension initialement à la valeur « A » diminue immédiatement de façon exponentielle, comme indiqué sur la figure 2.28.

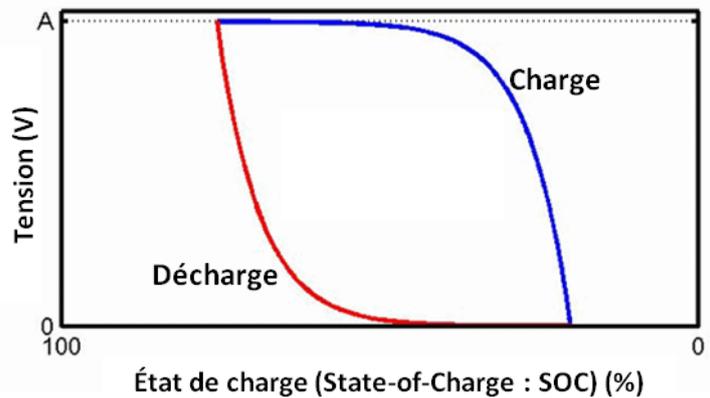
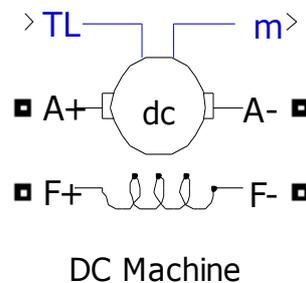


Figure 2.28 – Caractéristique tension versus état de charge (SOC)

4.2. Machine à courant continu

4.2.1. Bloc disponible

Le bloc « **DC Machine** » correspond à celui d'une machine à courant continu à excitation séparée (figure 2.29). Sur le bloc, est prévu un « accès » aux bornes de l'inducteur (**F+**, **F-**) servant à utiliser le modèle comme une machine à excitation shunt ou série. Le couple appliqué sur l'arbre est fourni à l'entrée de TL. Le circuit d'induit (**A+**, **A-**) est constitué d'une inductance L_a et d'une résistance R_a en série avec une force contre-électromotrice (FCEM) E .



DC Machine

Figure 2.29 – Bloc de la machine à courant continu sous Matlab/Simulink.

La FCEM est proportionnelle à la vitesse de rotation de la machine :

$$E = K_E \cdot \omega \quad \text{Eq. 2.37}$$

où K_E est la constante de tension (en V.s) et ω la vitesse de rotation (en rad.s^{-1}) de la machine.

Dans le modèle de la machine à courant continu à excitation séparée, la constante de tension K_E est proportionnelle au courant de l'inducteur I_f (en A) :

$$K_E = L_{af} \cdot I_f \quad \text{Eq. 2.38}$$

où L_{af} est l'inductance du champ magnétique induit (en H).

Le couple électromécanique développé par la machine à courant continu est proportionnel au courant d'induit I_a (en A).

$$T_e = K_T \cdot I_a \quad \text{Eq. 2.39}$$

où K_T est la constante de tension (en V.s)

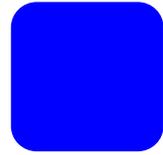
La constante du couple est égale à la constante de tension $K_E = K_T$. La convention de signe entre T_e et T_L (en N.m) est la suivante: $T_e \cdot T_L > 0$ en régime moteur, $T_e \cdot T_L < 0$ en régime générateur

L'expression qui lie les paramètres de la partie mécanique est la suivante:

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_e - T_L - B_m \cdot \omega - T_f \quad \text{Eq. 2.40}$$

où J est l'inertie (en kg.m^2), B_m le coefficient de frottement visqueux (en $\text{kg.m}^2.\text{s}^{-1}$) et T_f le couple de frottement de Coulomb (en N.m).

5. CONCLUSIONS DE LA PARTIE 2



Un modèle pour chacun des éléments de la chaîne de conversion de l'énergie solaire présentée en introduction a été réalisé sous Matlab/Simulink.

Un code d'évaluation de l'éclairement énergétique global reçu par un capteur plan sur le site isolé a été effectué.

Le modèle amélioré de la photopile, simple de représentation (circuit électrique) et vérifiant les caractéristiques courant-tension expérimentales a été implémenté.

Le modèle multibranche de représentation des supercondensateurs a été choisi en raison de son aptitude à restituer les phénomènes liés aux charges électriques (non-linéarité du stockage, ligne de transmission, redistribution des charges). Les blocs imbriqués de la modélisation sous Matlab/Simulink permettent de tenir compte de la non-linéarité des capacités.

Enfin, les modèles disponibles sous Matlab/Simulink de la batterie et du moteur à courant continu qu'on souhaite utiliser ont été présentés. Les hypothèses pour ces modèles ont été soigneusement répertoriées.

En combinant tous ces éléments, un modèle global de la chaîne de conversion de l'énergie solaire est possible mais il faut s'assurer de sa validité avant d'utiliser ce dernier à des fins de dimensionnement des supercondensateurs.

6. BIBLIOGRAPHIE DE LA PARTIE 2



- [Azaïs 2003] P. Azaïs, *Recherche des causes du vieillissement de supercondensateurs à électrolyte organique a base de carbones actives*, thèse doctorat, Université d'Orléans, 2003.
- [Astier 2008] S. Astier, *Conversion photovoltaïque : du rayonnement solaire à la cellule*, Techniques de l'ingénieur, D3 935, 2008.
- [ASTM 2000] ASTM, *Standard solar constant and zero air mass solar spectral irradiance tables*. Standard E490-00. American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, 2000.
- [Bellhachemi 2001] F. Bellhachemi, *Modélisation et caractérisation des supercondensateurs à couche double électrique utilisés en électronique de puissance*, thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2001.
- [Chapman 1913] D.L. Chapman, *A contribution to the theory of electrocapillarity*, Philosophical Magazine, 25, p. 475, 1913.
- [Crispim et al. 2007] J. Crispim, M. Carreira, R. Castro, *Validation of photovoltaic electrical models against manufacturers data and experimental results*, Proceedings. International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Powereng, pp. 556–561, 2007.
- [Communay 2002] P. H. Communay, *Héliothermique, Le gisement solaire, Méthodes et calculs*, Groupe de Recherche et d'Édition, Toulouse, 2002.
- [Cottineau et al. 2004] T. Cottineau, M. Toupin, T. Delahaye, T. Brousse, D. Bélanger, *Nanostructured transition metal oxides for aqueous hybrid electrochemical supercapacitors*, ESSCAP'2004, Belfort, 2004.
- [De Soto et al. 2006] De Soto, S. A. Klein, W. A. Beckman, *Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance*, Solar Energy, 80(1), pp. 78–88, 2006.
- [Driesse et al. 2007] A. Driesse, S. Harrison, P. Jain, *Evaluating the effectiveness of maximum power point tracking methods in photovoltaic power systems using array performance models*, Proceedings. IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC), pp. 145–151, 2007.
- [Gouy 1910] G. Gouy, *Compte. Rendu*, 149, p. 654, 1910.
- [Hussein et al. 1995] K.H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada, *Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions*, *Generation Transmission and Distribution IEEE Proceedings*, 142, pp. 59–64, 1995.
- [Johansson et Andersson 2008] P. Johansson. B. Andersson, *Comparison of Simulation Programs for Supercapacitor Modelling*, Chalmers university of technology, Gothenburg, Sweden, 2008.
- [Kou et al. 1998] Q. Kou, S. A. Klein, W. A. Beckman, , *A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems*, Solar Energy, 64(1-3), pp. 33–40, 1998.
- [Lassègues 2001] J.C. Lassègue, *Supercondensateurs*, Techniques de l'ingénieur, D3334, 2001.
- [Laugier et Roger 1981] A. Laugier, J.A. Roger, *Les photopiles solaires, du matériau au dispositif, du dispositif aux applications*, Éditions Technique et Documentation, Paris, 1981.

- [Luque et Hegedus 2003] A. Luque, S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, John Wiley and Sons, Chichester, 2003.
- [Malmberg et al. 2004] H. Malmberg, M. Bursell, P. Björnbom, A. Lundblad, *Development and characterization of Ni-C Supercapacitor*, ESSCAP'2004, Belfort, 2004.
- [Malloukia et al. 2004] M. Malloukia, F. Tran-Vana, C. Sarrazina, P. Simonc, A. Ded, C. Chevrot, J.F. Fauvarque, *Fe₂O₃-Polypyrrole hybrid nanocomposite materials for supercapacitors*, ESSCAP'2004, Belfort, France.
- [Messenger et Ventre 2004] R.A. Messenger, J. Ventre, *Photovoltaic systems engineering*, CRC Press, 2004.
- [Maxwell 2003] Maxwell technology, Boostcap Ultracapacitor Module Operating Manual, www.Maxwell.com, 2003.
- [Nakanishi et al. 2000] F. Nakanishi, T. Ikegami, K. Ebihara, S. Kuriyama, Y. Shiota, *Modeling and operation of a 10 kW photovoltaic power generator using equivalent electric circuit method*, Conference Record of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1703–1706, 2000.
- [Nishioka et al. 2007] K. Nishioka, K., N. Sakitani, Y. Uraoka, T. Fuyuki, *Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration*, Solar Energy Materials and Solar Cells, 91(13), pp. 1222–1227, 2007.
- [Portet et al. 2004] C. Portet, P.L. Taberna, P. Simon, *Al current collector surface treatment and Carbon Nanotubes influences on Carbon / Carbon supercapacitors performances*, ESSCAP'2004, Belfort, 2004.
- [Rauschenbach 1980] H.S. Rauschenbach, *Solar cell array design handbook*, Van Nostrand Reinhold, New York, 1980.
- [Rizoug 2006] N. Rizoug, *Modélisation électrique et énergétique des supercondensateurs et méthodes de caractérisation : application au cyclage d'un module de supercondensateurs basse tension en grande puissance*, thèse de doctorat, Université de Lille, 2006.
- [Sera 2007] D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez, *PV panel model based on datasheet values*, Proceedings. IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), pp. 2392–2396, 2007.
- [Sorrensen 2010] B. Sorrensen, *Renewable energy*, 4^{ème} edition, Academic Press, Londres, 2010.
- [Xiao et al. 2004] W. Xiao, W. G. Dunford, A. Capel, *A novel modeling method for photovoltaic cells*, Proceedings. IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC), 3, pp. 1950–1956, 2004.
- [Yusof et al. 2004] Y. Yusof, S. H. Sayuti, M. Abdul Latif, M. Z. C. Wanik, *Modeling and simulation of maximum power point tracker for photovoltaic system*, Proceedings. National Power and Energy Conference (PECon), pp. 88–93, 2004.
- [Zubieta et Bonert 1998] L. Zubieta, R. Bonert, *Characterization of double-layer capacitors for power electronics applications*, IEEE-IAS'98, 1149-1154, 1998.

Partie 3.

Validation de la chaine de conversion

INTRODUCTION

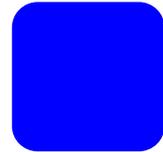


Le modèle de stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs établi dans la partie 2 doit être **validé expérimentalement**. C'est l'objectif de cette partie où un dispositif constitué d'une unité photovoltaïque instrumentée reliée à un module de supercondensateurs avec un système d'acquisition des grandeurs mesurées est réalisé et placé dans des conditions réelles d'utilisation.

Avant d'aboutir à ce résultat, **les paramètres du modèle multibranche de supercondensateurs** seront préalablement caractérisés.

Le modèle sera enfin testé en **comparant les valeurs collectées aux résultats fournis par le modèle** dans les mêmes conditions d'intrants.

1. CARACTERISATION MULTIBRANCHE DES SUPERCONDENSATEURS



L'objectif est de **déterminer les résistances et les capacités du modèle multibranche** pour les supercondensateurs dont nous disposons.

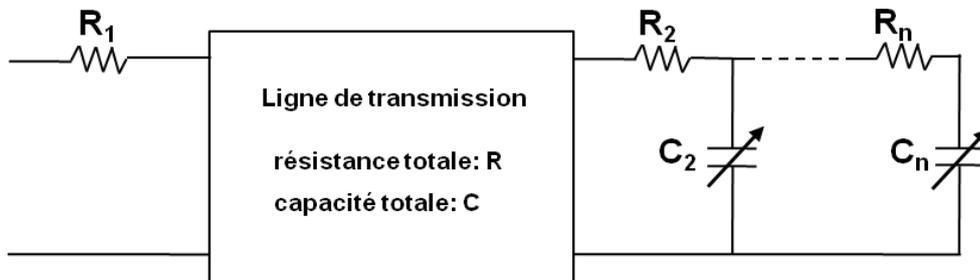


Figure 3.1 – Modèle multibranche d'un supercondensateur

Ce modèle proposé par [Belhachemi 2001], vise, rappelons-le à remédier aux limites du modèle à deux branches, par une fidélité accrue aux principes de stockage d'énergie dans les supercondensateurs. Il se compose d'une ligne de transmission non-linéaire de résistance totale de R et de capacité totale C , pour une description fine du comportement électrique et énergétique des supercondensateurs dans les temps courts et de quelques cellules RC pour appréhender les temps plus longs, principalement lors de la redistribution des charges et des pertes éventuelles.

Les paramètres utilisés dans ce modèle sont ceux :

- de **la ligne de transmission** : résistance d'accès à la ligne de transmission R_1 , capacité totale C et résistance totale de la ligne de transmission R ;
- des **branches complémentaires** : dans notre cas, nous avons considéré deux cellules RC de résistances (R_2, R_3) et capacités (C_2, C_3) respectivement de la première et deuxième branche complémentaire.

Le module caractérisé comporte **20 éléments supercondensateurs de marque Maxwell type BCAP 0100** ayant chacun une capacité $C_n=100$ F et une tension nominale $U_n=2,7$ V (valeurs données par le constructeur). Nous utiliserons une **source de tension réglée en courant pour programmer des cycles de charge/décharge**. L'analyse des **courbes** nous conduira aux valeurs des paramètres recherchés.

1.1. Dispositif expérimental

1.1.1. Présentation

Le dispositif expérimental est montré sur la figure 3.2.

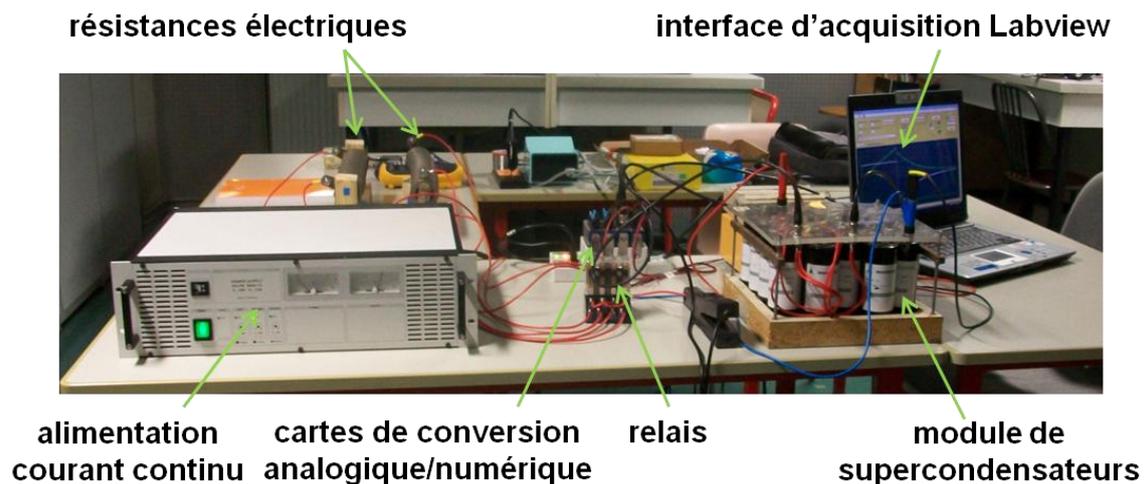


Figure 3.2– Dispositif de caractérisation des supercondensateurs

Il comporte : **une source de tension régulée en courant** modèle EA PS 9048 13 (0-13A / 0-56V), deux relais de type Panasonic HG4 (4 Form C), nommés « relais 1 » et « relais 2 » pilotés par un convertisseur numérique-analogique NI 9472, une alimentation stabilisée alimentée 12 V, un convertisseur NI 9215 pour la numérisation de la tension et de l'intensité des courants, une pince ampérométrique, un isolateur d'impédance (gain 1/10), deux résistances de charge 1Ω (notées R_{ALIM} et R_{SPC}).

Le **convertisseur analogique-numérique** NI 9215 mesure la tension électrique du module et celle d'un élément de supercondensateur. Elle permet aussi de mesurer le courant (de charge et de décharge) des supercondensateurs à travers une pince ampérométrique. Un isolateur d'impédance ST 1000 de gain 1/10 permet d'adapter la valeur de la tension totale du module à la tension d'entrée maximale du convertisseur.

1.1.2. Module de supercondensateurs

Le module de supercondensateurs est constitué de **16 éléments assemblés en série**, chacun de type Maxwell BCAP 0100. Les caractéristiques données par le constructeur sont indiquées dans le tableau 3.1. Cependant, le modèle multibranche, plus fin, nécessite

une caractérisation de ses paramètres. Cette caractérisation a été effectuée de manière précise. Elle sera détaillée dans le chapitre suivant.

Société / pays	Maxwell / États-Unis et Suisse
Électrolyte / électrode	Organique / carbone
Masse / volume	25 g / 17,1 cm ³
Énergie spécifique	4,0 Wh.kg ⁻¹
Puissance spécifique	2,300 kW.kg ⁻¹

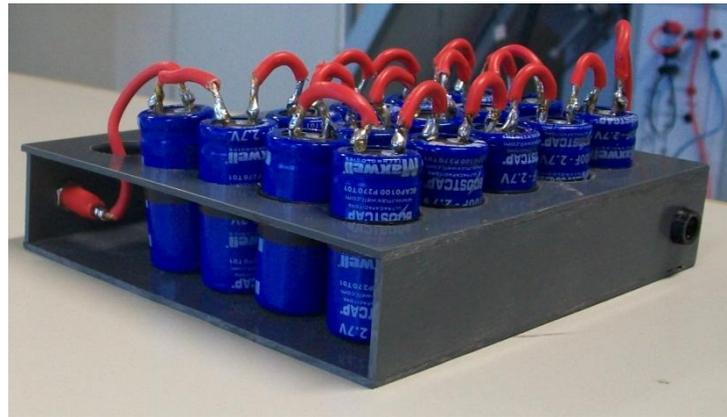


Tableau 3.1. – Caractéristiques d'un supercondensateur Maxwell 100 F modèle BCAP 0100.

1.1.3. Relais

L'expérimentation suppose de pouvoir charger puis décharger automatiquement les modules de supercondensateurs. L'intensité à la **commutation** atteignant typiquement quelques dizaines d'ampères, les relais d'automate ne conviennent pas. Nous avons recherché un produit de puissance commutable sous basse-tension adapté aux caractéristiques du convertisseur numérique-analogique utilisé. Nous avons retenu un relais Panasonic modèle HG 4 voies (HG4 form c) montré sur la figure 3.3.

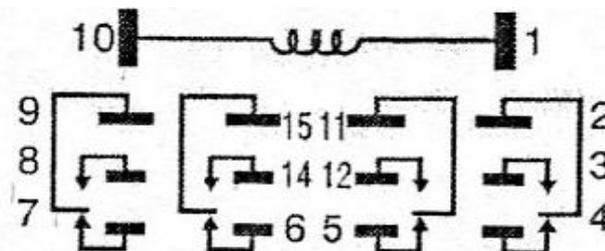
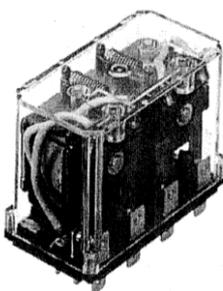


Figure 3.3- Relais Panasonic HG 4formc. La bobine excitatrice est alimentée par les contacts (1,10). Les entrées sont repérées par les contacts (9,15,11,2). Les sorties par les contacts (8,14,12,3) ou (7,6,5,4). Les contacts supportent jusqu'à 20 A sous 250 Volts AC. Le temps de réponse est 20 ms.

Le relais commute sous un courant de 350 mA à 12 V. L'alimentation du relais est fournie par une source stabilisée en tension.

Dans les conditions initiales, le module de supercondensateurs est connecté à la résistance R_{SPC} , alors que la source de tension délivre dans l'autre résistance R_{ALIM} (figure 3.4). En position de charge, les relais sont commutés afin de connecter la source de tension sur le module. En fin de charge, les relais sont relâchés à leur position initiale.

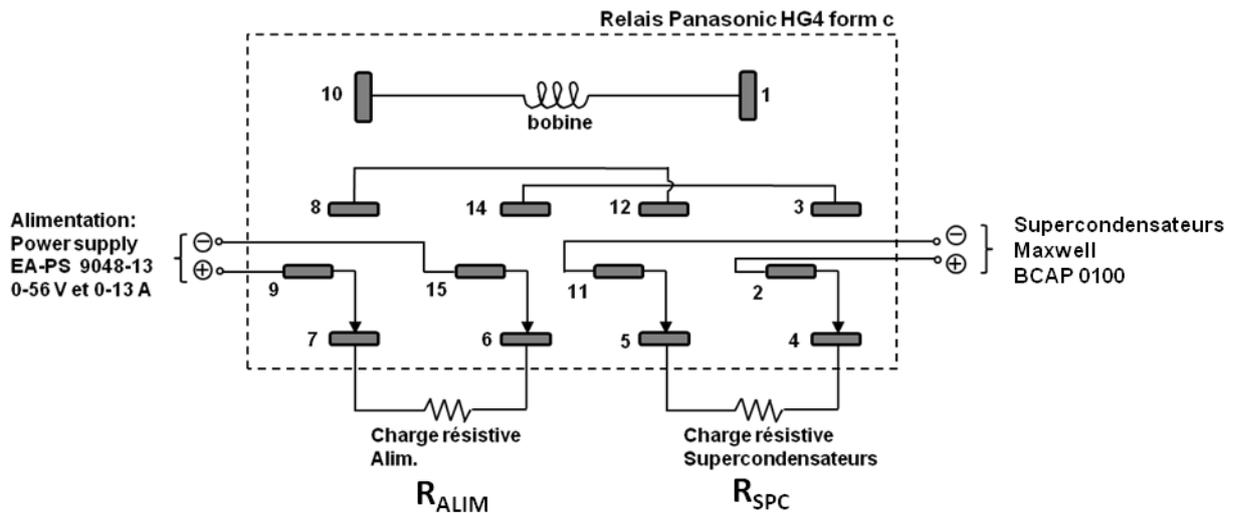


Figure 3.4 – Schéma de câblage du relais 1 pour réaliser un cycle de charge/décharge simple.

Lorsqu'un état initial de charge est requis, nous utilisons un second relais (relais 2) en complément du premier (figure 3.5).

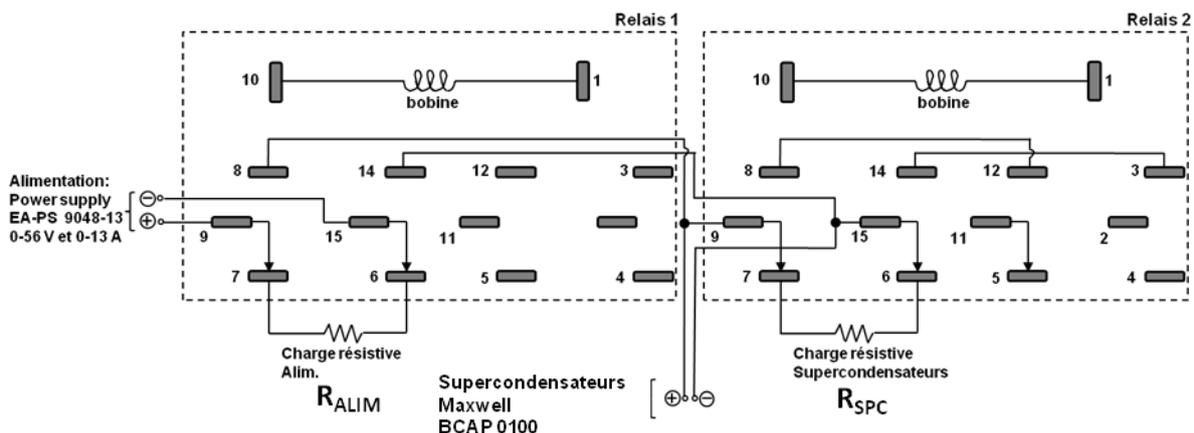


Figure 3.5. – Schéma de câblage des relais 1 et 2 pour réaliser un cycle de charge à partir d'une tension initiale.

La consigne en tension est fixée par l'opérateur. Elle est atteinte par une pré-charge du module de supercapacités. Il s'en suit naturellement une redistribution des charges durant

laquelle la tension décroît jusqu'à sa stabilisation. Lorsque la tension stabilisée est dans le seuil recherché, l'essai est déclenché. Le seuil de stabilisation est typiquement de 0,1 mV. Le critère de stabilisation concerne la différence entre deux tensions successives.

Que se soit dans le cas d'un cycle de charge/décharge ou dans le cas d'un essai à charge initiale, la **commutation des relais est déclenchée sous condition de seuils programmables** (seuil haut pour fin de charge et seuil bas pour début de charge). La commutation des relais est pilotée par un convertisseur numérique analogique NI 9472 (8 voies, 0-24 V, 100 μ s de temps de commutation, 20 ms de temps de réponse).

1.1.4. Charge

Une **charge résistive** de 1 Ω / 1 kW est utilisée. Elle permet de disposer d'un système à la fois simple et bien maîtrisé dans le cadre d'une validation par l'expérience du modèle de stockage. Il est possible de placer un convertisseur associé à un moteur ou une autre charge comme indiqué sur la chaîne de conversion.

1.1.5. Interface d'acquisition

Une **interface analogique-numérique** a été élaborée dans le but d'**automatiser la prise de données**. L'interface d'acquisition est constituée de convertisseurs analogiques numériques. Leur choix a été guidé par les **grandeurs d'entrées** :

- Tension aux bornes des supercondensateurs ; typiquement 52 V pour un module de 20 supercapacités
- Intensité des courants délivrés par les modules. Ces derniers dépendent bien sûr de la charge appliquée ; dans notre cas, il est au maximum de 52 A sous une charge résistive de 1 Ω

Notre choix s'est porté sur des **convertisseurs** USB National Instruments assemblés en rack comportant :

- Un convertisseur analogique numérique NI 9215 (4 voies, 16 bits/100 kHz, ± 10 V) offrant une résolution effective de 0,1 mV. Associée à deux pinces ampérométriques de sensibilité 10mV/A, il permet de mesurer les courants délivrés par les supercapacités avec une résolution de 10 mA et une exactitude de 0,2%. Les tensions associées sont mesurées dans les mêmes conditions via un isolateur d'impédance de gain 1/10.

- Convertisseur numérique analogique NI 9472 (8 voies, 0-24 V, 100 μ s de commutation). Associé à une source de 12 V, il permet la commutation des relais Panasonic HG4.

Les convertisseurs sont programmés en « tâche » ; une **tâche** est un ensemble de numérisation qui se répète chaque fois qu'on la déclenche. Le déclenchement d'une tâche est limité par le temps de commutation du relais, soit environ 20 ms. D'autre part, ils possèdent une mémoire interne permettant la numérisation des signaux par paquet de N échantillons à la fréquence nominale d'échantillonnage ; ce mode permet la numérisation des signaux transitoires avec une grande finesse. Dans le cas de signaux quasi-stationnaires, nous avons préféré un échantillonnage standard (1000 points à 1 kHz) suivi d'un moyennage avec un pas de temps minimal de 2 secondes correspondant au temps total d'exécution de la tâche, du transfert des données vers le PC et de leurs traitements.

Le dispositif expérimental est piloté grâce à une **interface graphique développée sous Labview** (figure 3.6). Un programme sous forme de blocs imbriqués les uns dans les autres est conçu à cet effet, ce programme est destiné à commander convenablement le fonctionnement du système d'une part et à recueillir les données issues de l'expérience dans un fichier texte d'autre part. Ces données peuvent ensuite être converties dans un fichier Excel pour l'exploitation.

Les **relevés** sont effectués pour l'ensemble des supercondensateurs du module, ainsi que pour deux éléments individuels de supercondensateurs.

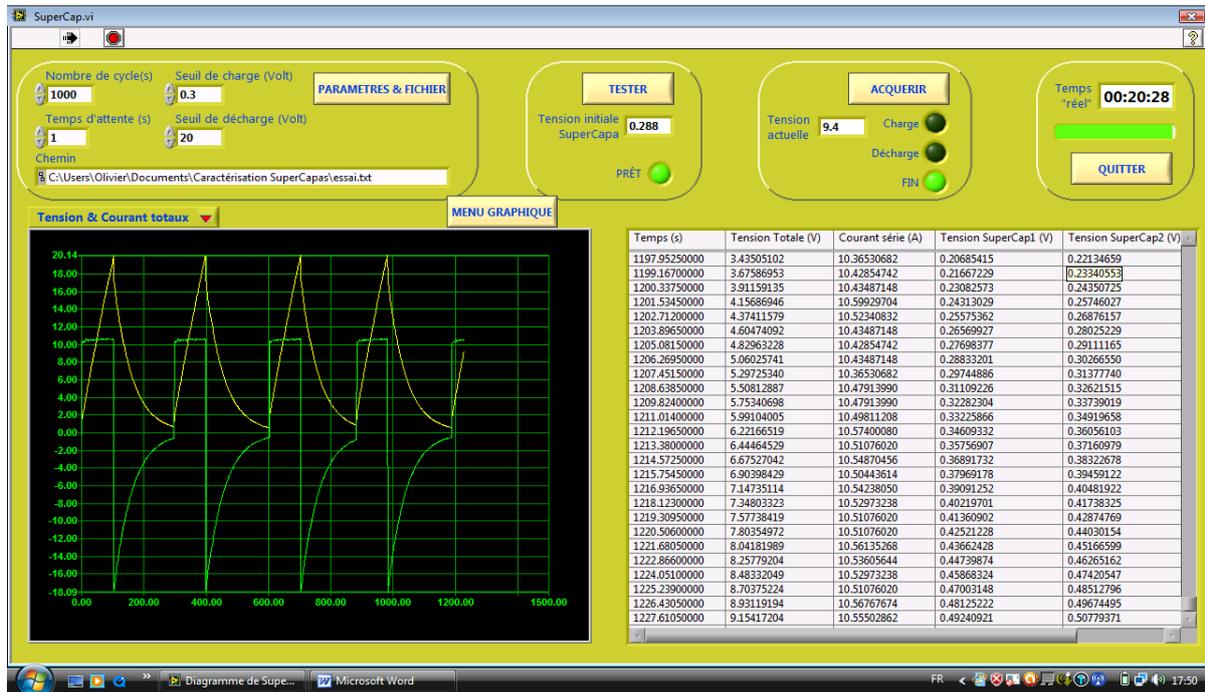


Figure 3.6. – Interface Labview.

1.2. Caractérisation de la résistance d'accès R_1

1.2.1. Approche expérimentale

L'application d'un courant de charge I est accompagnée d'un décalage en tension ΔV_{R_1} au borne du supercondensateur. Ce décalage est attribué à la **résistance d'accès** R_1 et a pour expression :

$$\Delta V_{R_1} = R_1 \cdot I \tag{Eq. 3.1}$$

Le comportement attendu est présenté sur la figure 3.7 [Belhachemi 2001].

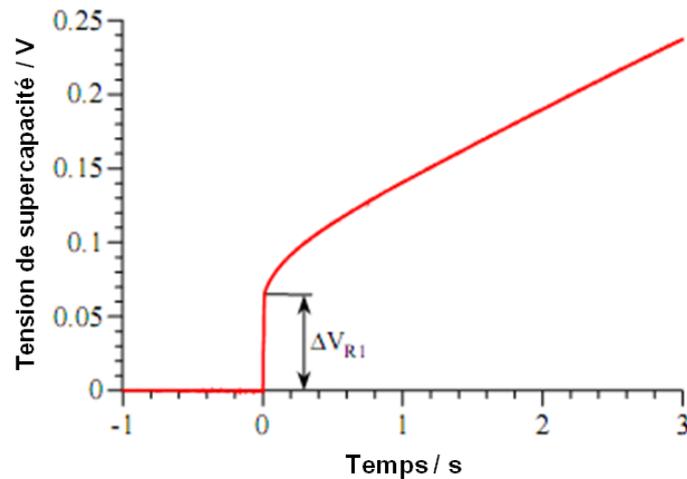


Figure 3.7 – Approche expérimentale de mise en œuvre de la détermination de la résistance d'accès R_1 .

En pratique, le rapport du décalage en tension sur l'intensité du courant conduit directement à la valeur de la résistance d'accès.

1.2.2. Données brutes

La mesure du décalage en tension nécessite de disposer de suffisamment de points avant et après la mise en charge. Elle peut être rendue difficile par un transitoire qui précède la courbe de charge. C'est pourquoi nous avons choisi de **numériser** tension et courant en 1024 points / 12500 Hz sur un intervalle de temps de l'ordre de 0,04 s centré sur l'instant de mise en charge. Le **courant d'alimentation** est fixé à 7 A pour l'ensemble de la caractérisation.

Un tracé expérimental est présenté sur la figure 3.8 pour une tension de charge initiale consignée à 0,5 V. Sur le tracé, on détermine sans ambiguïté le décalage en tension ΔV_{R_1} . Le signal numérisé contient 1024 points à raison de 12500 points/s. Dans le cas présent, la redistribution des charges s'est stabilisée à 0,506 V à $\pm 0,1$ mV.

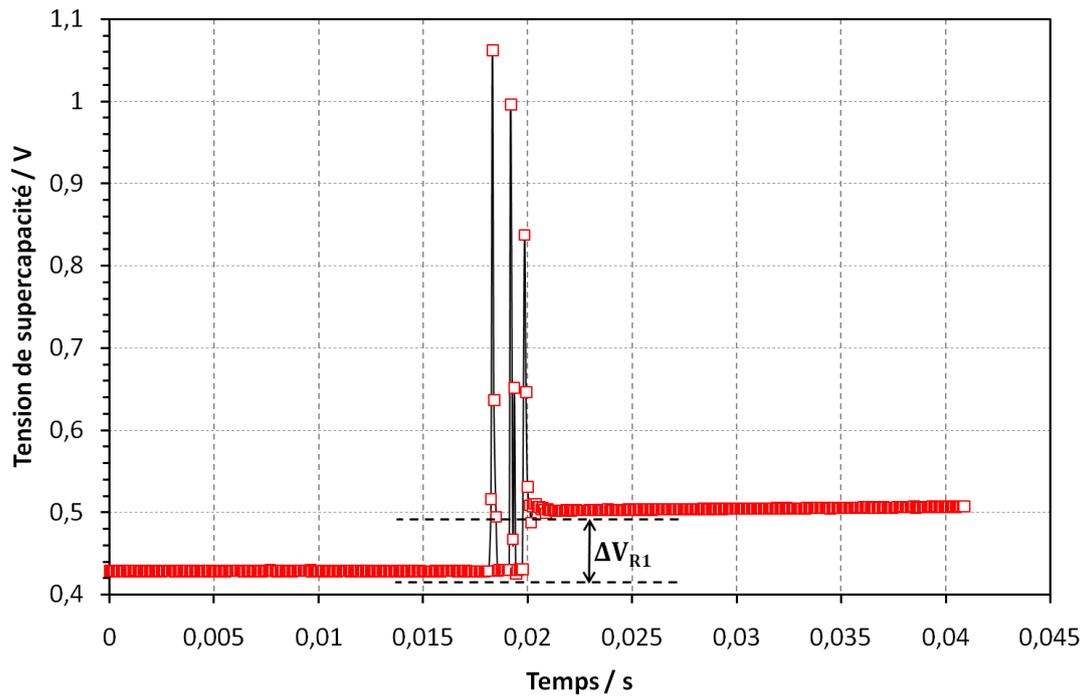


Figure 3.8 – Enregistrement de la tension de supercapacité en fonction du temps.

1.2.3. Résultats

La procédure précédente est répétée en consignnant la tension de charge initiale par pas de 0,1 V jusqu'à la valeur nominale de 2,7 V d'une supercapacité. Pour chaque palier, la caractéristique de tension en fonction du temps est enregistrée et la résistance d'accès est extraite. L'évolution de la résistance d'accès en fonction de la tension est tracée figure 3.9. **Une valeur moyenne de 8,7 mΩ** est obtenue. Cette valeur sera entrée dans le modèle Matlab/Simulink. On constate en effet une **bonne homogénéité** de la réponse de la supercapacité avec un écart de $\pm 5\%$ par rapport à la valeur moyenne.

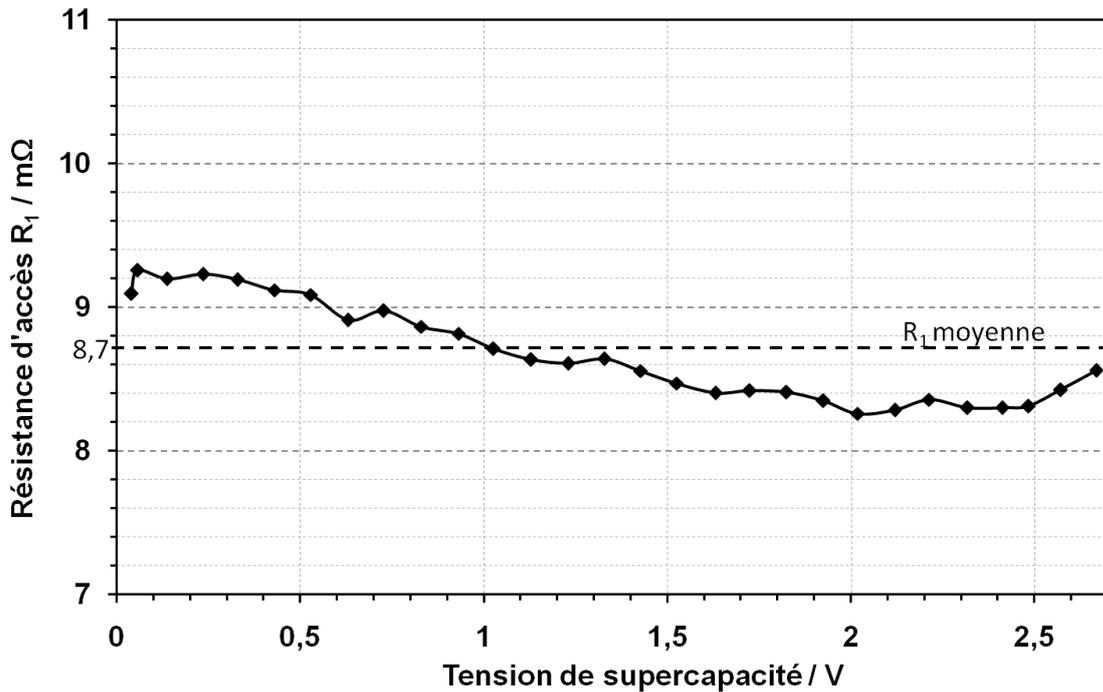


Figure 3.9 – Evolution de la résistance d'accès R₁ et fonction de la tension de charge de supercapacité

1.3. Caractérisation de la capacité totale de la ligne de transmission

1.3.1. Approche expérimentale

La capacité totale C de la ligne de transmission et sa loi de variation en fonction de la tension du module sont déduites à partir d'un certain nombre d'essais de **charges partielles** lorsque les branches complémentaires sont supposées inactives.

Le premier essai débute à charge nulle avec une tension de supercapacité nulle ($V=0$). Il se termine par exemple à 20% de la tension nominale, soit $V=0,5$ V. L'expression de la capacité totale C est établie à partir de la pente de la caractéristique V en fonction du temps de la supercapacité, comme le montre la relation 3.2 et la figure 3.10.

$$C(0) = I \cdot \frac{\Delta t(0)}{\Delta V(0)} \quad \text{Eq. 3.2}$$

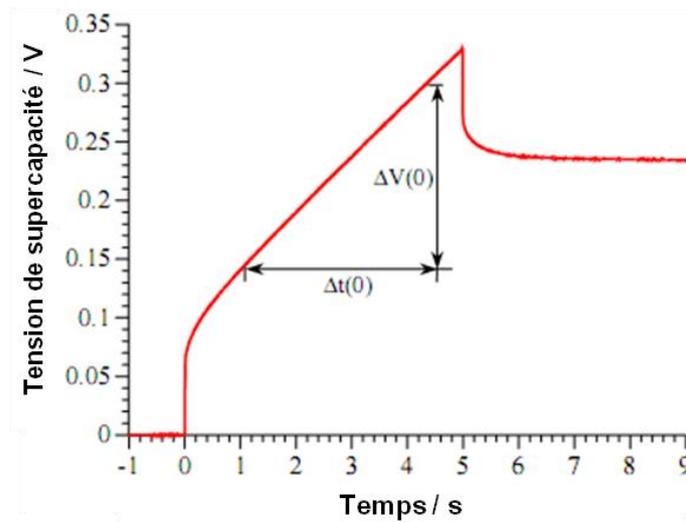


Figure 3.10 – Approche expérimentale de mise en œuvre de la détermination de la capacité de la ligne de transmission C.

L'essai suivant débute à la charge partielle de l'essai précédent, soit une tension initiale de 0,5 V.

La seconde charge effectuée permet de calculer, de manière tout à fait analogue, la valeur de la capacité totale au potentiel correspondant :

$$C(0,5) = I \cdot \frac{\Delta t(0,5)}{\Delta V(0,5)} \quad \text{Eq. 3.3}$$

Finalement, l'expression de la capacité totale de la ligne de transmission sur la plage de tension [0V ; 0,5V] s'écrit :

$$C(V) = C(0) + \frac{C(0,5) - C(0)}{0,5} \cdot V \quad \text{Eq. 3.4}$$

Cette relation n'est autre que le développement limité d'ordre 1 de la capacité totale de la ligne de transmission où nous supposons ses variations linéaires sur un intervalle de tension égal au pas choisi.

En procédant ainsi **par pas successifs**, on établit l'expression de la **capacité de la ligne de transmission** jusqu'à la tension nominale du supercondensateur 2,7 V.

1.3.2. Données brutes

L'enregistrement de la caractéristique de la tension en fonction du temps ne pose pas de problème particulier ; nous choisissons une numérisation déclenchée peu avant la mise en charge et permettant de couvrir les 10 premières secondes. Avant chaque essai, la

tension initiale est consignée par pas de 0,25 V. Chaque caractéristique est numérisée à la fréquence de 3 Hz et contient 30 points. L'évolution de la tension de supercapacité en fonction du temps pour le premier essai (ici à tension initiale nulle) est montrée sur la figure 3.11.

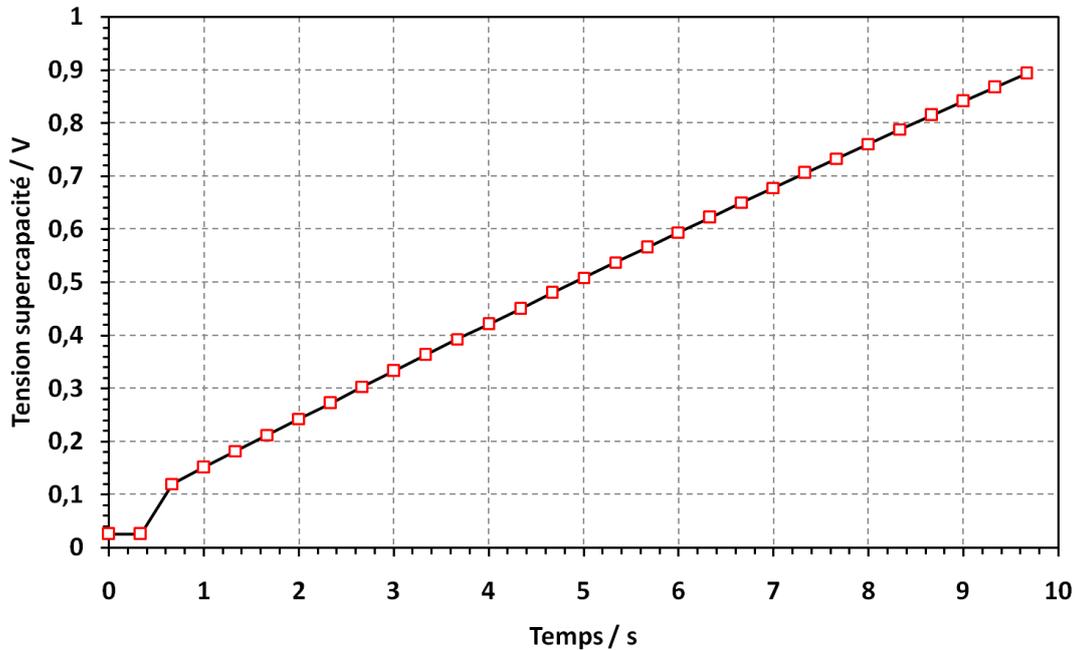


Figure 3.11 – Evolution de la tension d'une supercapacité en fonction de temps

L'étape suivante consiste à calculer la **dérivée instantanée**. Elle est bien entendue très sensible à la moindre variation de tension ; c'est pourquoi nous avons appliqué un **filtre** qui rejette les dérivées « aberrantes » lorsqu'elles s'écartent de $\pm 2,5\%$ d'une valeur moyenne estimée graphiquement. La dérivée moyenne est calculée sur l'ensemble des dérivées instantanées retenues.

Un exemple est montré sur la figure 3.12.

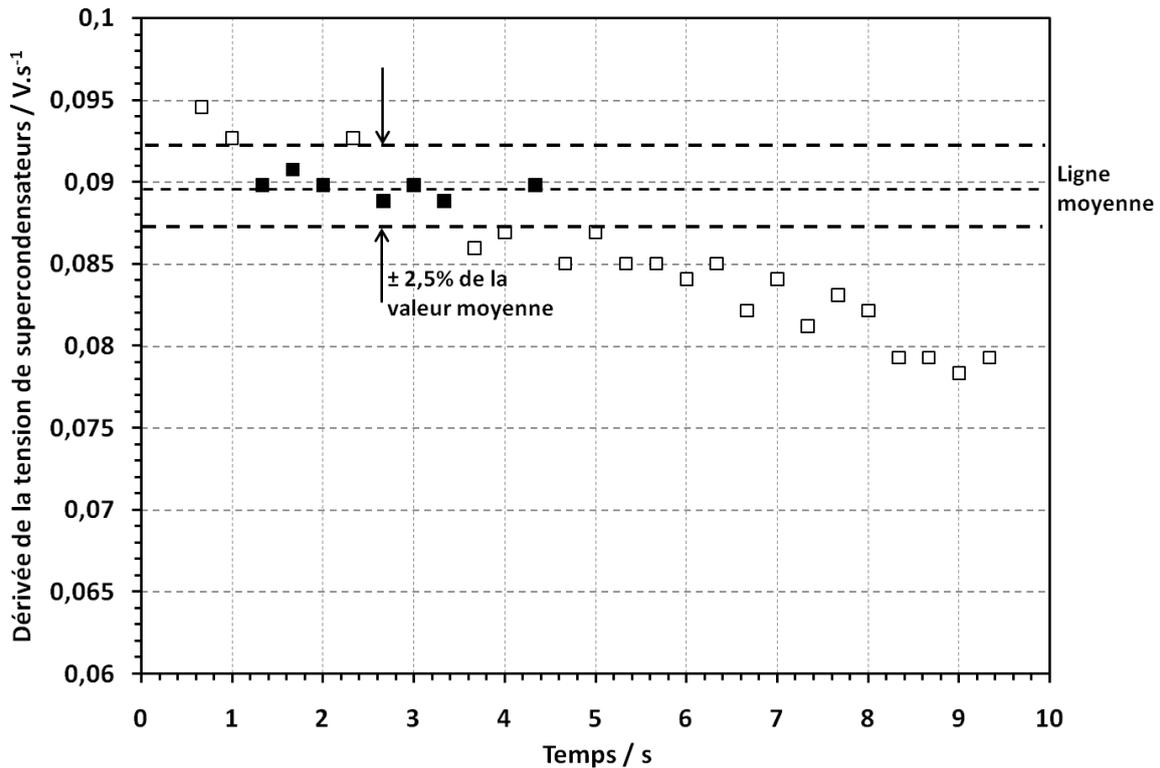


Figure 3.12 – Dérivée instantanée (marqueurs carrés fond blanc) et dérivée filtrée (marqueur carrés fond noir). Un filtre à $\pm 2,5\%$ de la valeur moyenne est appliqué.

On **reproduit la même procédure** pour le second essai (tension initiale + 0,25 V) puis on applique la relation 3.4 en adaptant la valeur du pas. Le calcul nous conduit directement à la valeur de la capacité de ligne de transmission C à 0 V.

1.3.3. Résultats

Cette procédure précédente est répétée de manière à **couvrir la plage en tension du supercondensateur**. Le résultat est montré sur la figure 3.13.

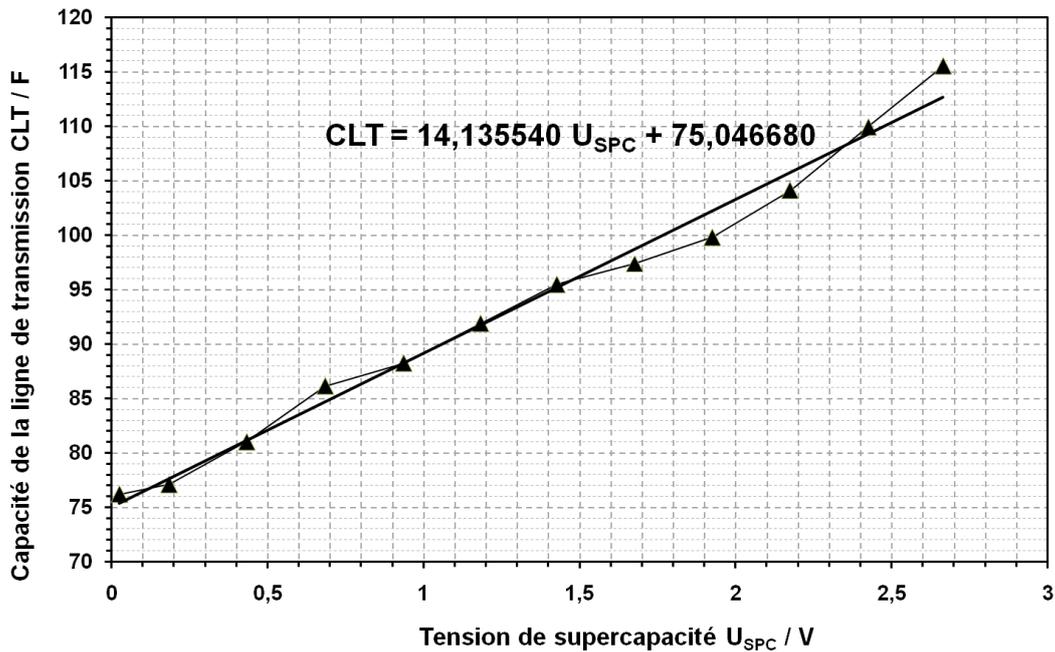


Figure 3.13 – Evolution de la capacité de la ligne de transmission C en fonction de la tension de supercapacité.

On constate **une variation linéaire de la capacité de ligne**. L'équation de la régression linéaire sera intégrée dans le code.

Aucune saturation aux tensions proche de la tension nominale de 2,5 V n'est mise en évidence, contrairement aux travaux de [Belhachemi, 2001] sur des supercapacités de type 2700 F Maxwell PC7223.

1.4. Caractérisation de la résistance totale de la ligne de transmission

1.4.1. Approche expérimentale

La résistance totale R de la ligne de transmission est déduite grâce à une approximation de l'**impédance indicielle** de ligne dans les temps très courts, pour lesquels on admettra les hypothèses de linéarité et d'homogénéité.

L'impédance indicielle est donnée par la relation suivante :

$$Z_{ind}(t) = \frac{t}{C} \cdot \sqrt{\frac{4\tau}{\pi t}} \cdot \left(1 + 2\sqrt{\pi} \sum_{-\infty}^{+\infty} \text{ierfc} \left(\sqrt{\frac{\tau}{t}} \right) \right) \quad \text{Eq. 3.5}$$

Sachant que l'intégrale première ierfc de la fonction complémentaire d'erreur admet une limite nulle en $+\infty$ (de même d'ailleurs que la fonction complémentaire d'erreur ierfc ainsi que les toutes les intégrales d'ordre n de cette fonction), on peut en déduire pour l'impédance inductive une loi de comportement en \sqrt{t} au voisinage de l'instant initial :

$$Z_{\text{ind}}(t) = \sqrt{\frac{4R}{\pi C}} \cdot \sqrt{t} \quad \text{Eq. 3.6}$$

La réponse en tension s'écrit alors :

$$V(t) = R_1 \cdot I + \sqrt{\frac{4R}{\pi C}} \cdot I \cdot \sqrt{t} \quad \text{Eq. 3.7}$$

Le comportement de la tension de supercapacité est montré sur la figure 3.14 [Belhachemi 2001].

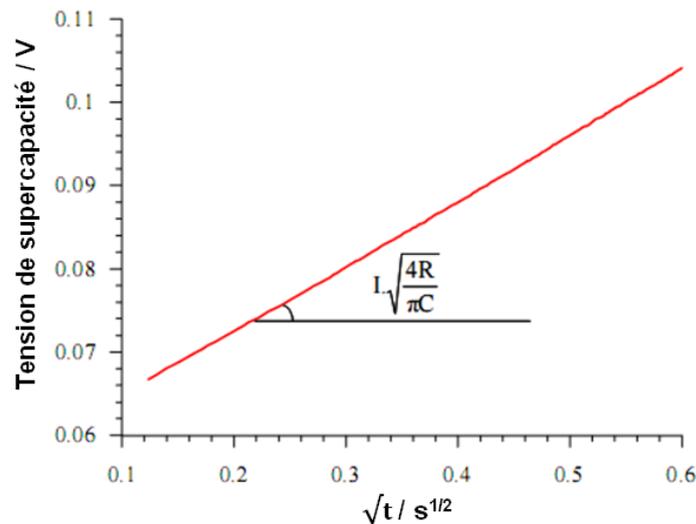


Figure 3.14 - Approche expérimentale de mise en œuvre de la détermination de la résistance totale de la ligne de transmission R

Ainsi, en mesurant la pente de la caractéristique de tension en fonction du temps, aux temps courts (identifiés lorsque la tension est linéaire avec \sqrt{t}) et connaissant les valeurs du courant I et de la capacité totale de la ligne de transmission C , on peut extraire la valeur de la résistance totale R de la ligne de transmission.

1.4.2. Données brutes

Les temps courts étant de l'ordre de 100 ms, nous choisissons une numérisation déclenchée peu avant la mise en charge et permettant de couvrir la première seconde.

Les paramètres de numérisations sont $N=1024$ points à raison de 1 point toutes les 2 ms. La durée totale est d'environ 2 secondes. L'évolution de la tension de supercapacité en fonction du temps pour le premier essai (ici à tension initiale nulle) est montrée sur la figure 3.15.

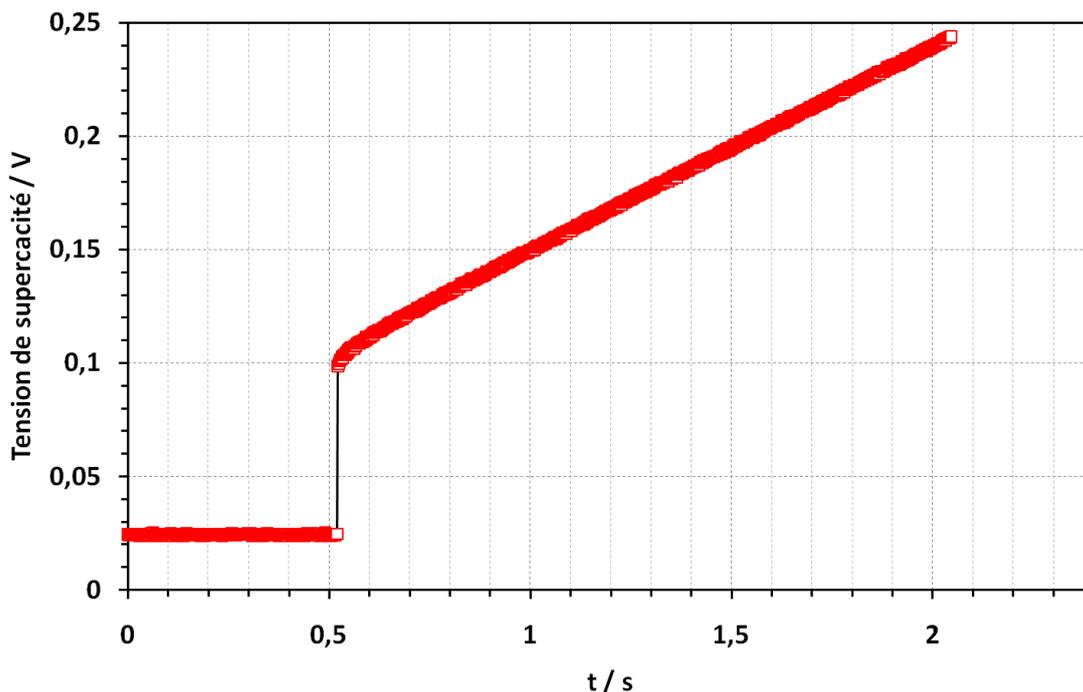
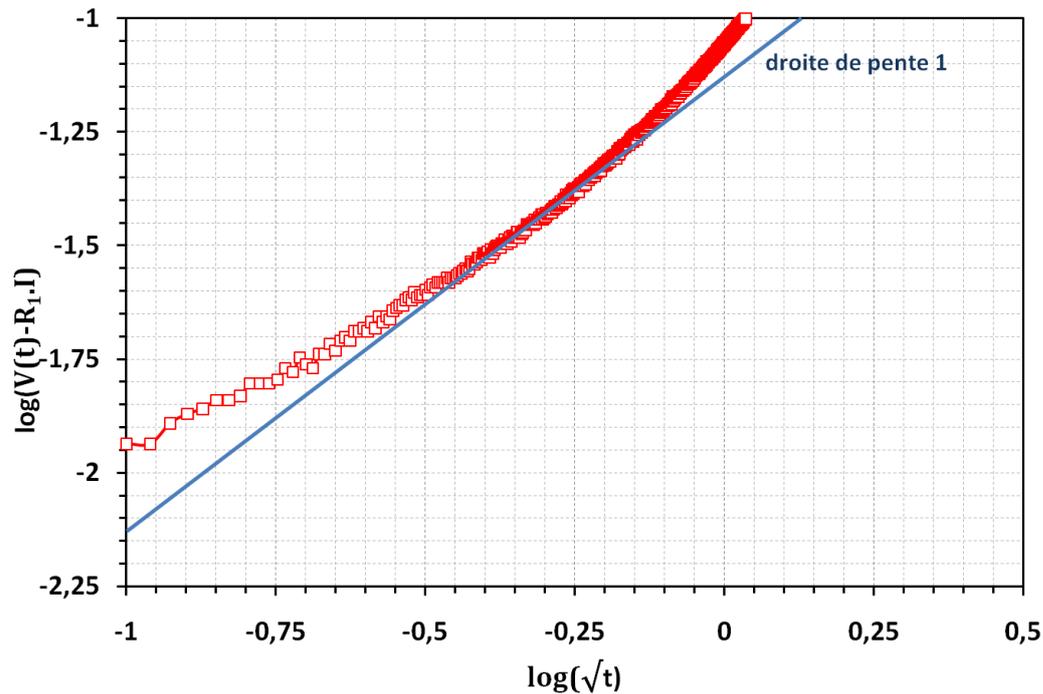


Figure 3.15 - Evolution de la tension de supercapacité en fonction du temps en échelle réduite

La **définition des temps courts** est celle qui vérifie la relation 3.7. Encore faut-il les mettre en évidence expérimentalement ? Dans ce but, nous traçons l'évolution de $\log(V(t) - R_1 \cdot I)$ en fonction de $\log(\sqrt{t})$ de manière à **mettre en évidence une progression de pente 1** ; l'intervalle de temps ainsi défini correspond aux temps courts. La figure 3.16 montre l'étendu des temps courts pour des tensions initiale de charge de 1,25 V.



Figures 3.16 - Mise en évidence des temps courts pour une tension initiale de 2 V ; marqueurs rouges : points expérimentaux ; ligne bleue : droite de pente 1.

L'accord est remarquable pour des tensions intermédiaires. On appliquera cette méthode pour l'ensemble des tensions étudiées. On notera cependant que la largeur de l'intervalle des temps courts varie avec la tension.

À partir de cette représentation graphique, il est aisé de relever graphiquement les temps minimum et maximum bordant l'intervalle des temps courts. Un exemple est donné pour une tension initiale de 0 V dont le temps minimum est estimé à 0,15 s et le temps maximum à 0,32 s. Sur cet intervalle, nous appliquons une régression linéaire sur l'évolution de $\Delta V = V(t) - R_1 \cdot I$ en fonction de \sqrt{t} ; la pente de la régression nous fournira la valeur de R une fois les paramètres courant I et de la capacité totale de ligne C renseignés. Le résultat est montré sur la figure 3.17.

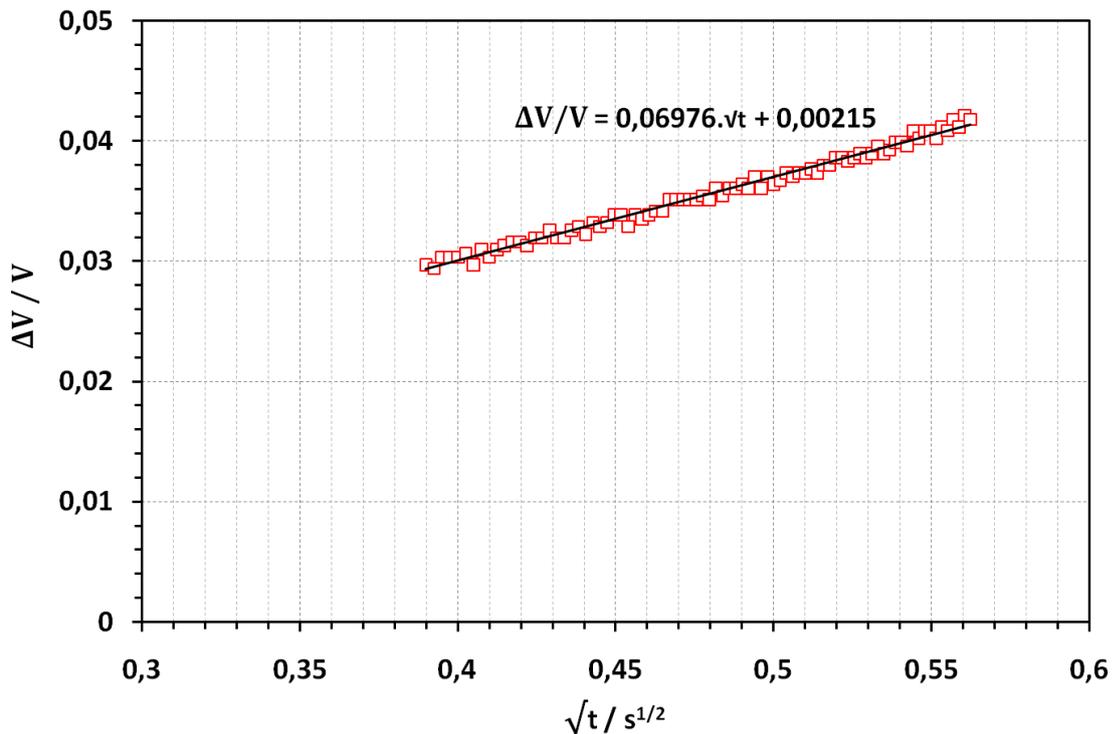


Figure 3.17 – Régression linéaire de ΔV fonction de \sqrt{t} appliquée à l'intervalle des temps courts défini par $t_{\min}=0,15$ s et $t_{\max}=0,32$ s correspondant à la tension initiale de 2 V

On rappelle que la **pen**te de la régression s'identifie à :

$$\sqrt{\frac{4R}{\pi C}} \cdot I$$

Le courant I est relevé à 7 A. La valeur de la capacité totale de ligne C à 2 V a été mesurée à 99,8 F ; on en déduit la valeur de la résistance de la ligne de transmission R à 7,78 m Ω . Elle est associée à une tension initiale de supercapacité de 2 V.

La méthode bien que rigoureuse présente une imprécision de l'ordre de $\pm 10\%$ sur la valeur de la pente ; l'erreur provient de l'estimation de l'intervalle des temps courts et des bruits de mesures affectant la réponse de chaque supercapacité.

1.4.3. Résultats

La procédure précédente a été appliquée pour des tensions de charge variant de 0 à 2,7 V par pas de 0,25 V. Pour chaque pas de tension, on déterminera les bornes de l'intervalle des temps courts avant l'extraction de la résistance de la ligne de transmission R .

Pour le calcul, on utilisera les valeurs de la résistance d'accès R_1 et de la capacité totale de la ligne de transmission C déterminées dans les paragraphes précédents.

L'évolution de la résistance de la ligne de transmission en fonction de la tension est montrée sur la figure 3.18.

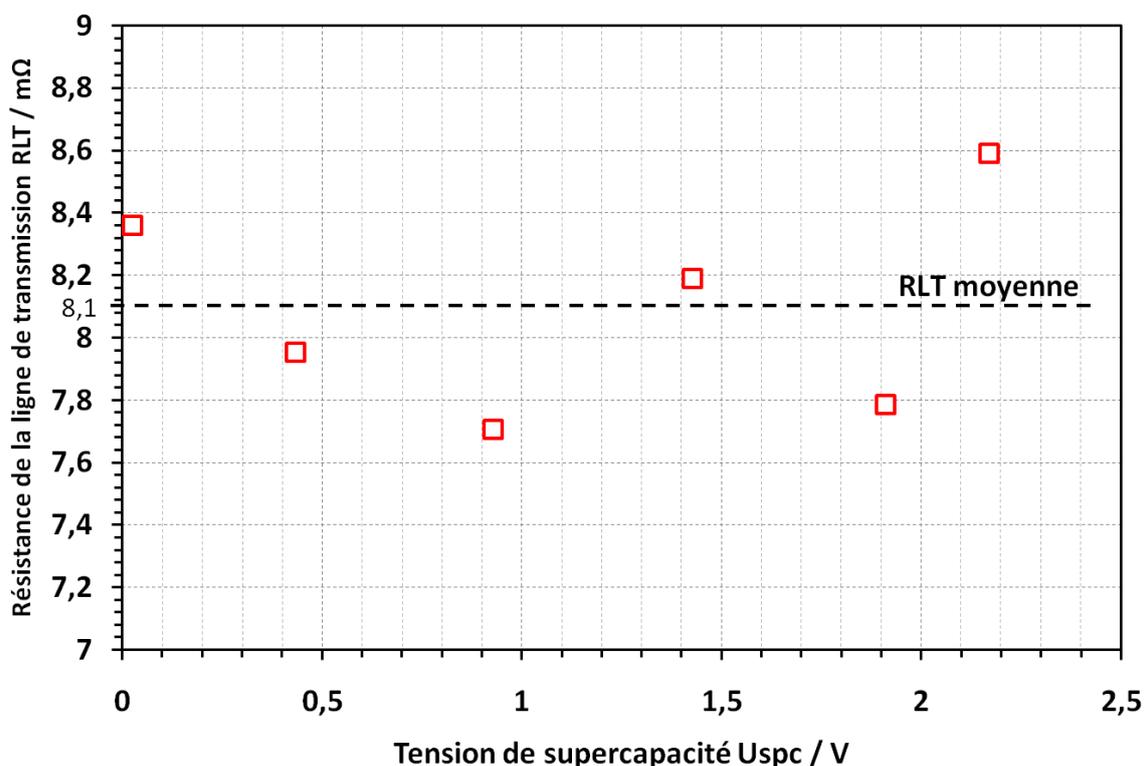


Figure 3.18 – Evolution de la résistance totale de la ligne de transmission en fonction de la tension de supercapacité.

La **résistance totale de la ligne de transmission** est **quasiment constante** avec la tension de supercapacité. On note cependant une dispersion de $\pm 0,50$ mΩ sur une base de 8,10 mΩ, soit environ $\pm 6\%$, du même ordre de grandeur que l'erreur sur la pente. C'est pourquoi nous n'en tiendrons pas compte dans notre modèle. Nous retiendrons une résistance totale de la ligne de transmission égale à **8,10 mΩ**.

1.5. Détermination des paramètres des branches complémentaires

Le rôle des branches complémentaires est double : pallier les imprécisions introduites par la ligne de transmission dans les temps longs et tenir compte de façon plus précise du phénomène de redistribution. Elles interviennent donc avec des constantes de

temps supérieures à celle caractéristique de la ligne de transmission. Leurs paramètres, résistances et capacités, sont déterminés selon une procédure semblable à celle utilisée pour l'extraction des paramètres de la branche lente du modèle à deux branches. Quelques modifications sont toutefois nécessaires, dans la mesure où l'on utilise plusieurs branches complémentaires.

Les branches complémentaires sont constituées de **deux cellules RC en parallèle**. Il est évident que plus la fenêtre d'observation souhaitable pour une application donnée sera longue et plus le nombre de branches à rajouter sera élevé. La procédure d'identification doit être répétée dans les fenêtres de temps considérées. Nous ferons ici l'identification pour deux branches complémentaires.

1.5.1. Approche expérimentale

La méthode de détermination des capacités et résistance des branches est la même quel que soit le nombre de branches complémentaires ; l'astuce réside ici à choisir **des charges partielles de durées très différentes**. La procédure expérimentale est détaillée pour la capacité C_2 et la résistance R_2 mais s'applique aussi à la capacité C_3 et R_3 .

La branche R_2C_2 est identifiée durant la phase de redistribution qui suit un essai de charge partielle. La branche R_3C_3 est identifiée à partir d'un essai de même type, mais avec des durées de charge et de redistribution plus longues (quelques fois la constante de temps τ_2), par exemple, une charge à 50% puis une charge à 100% comme l'indique la figure 3.19 [Belhachemi 2001].

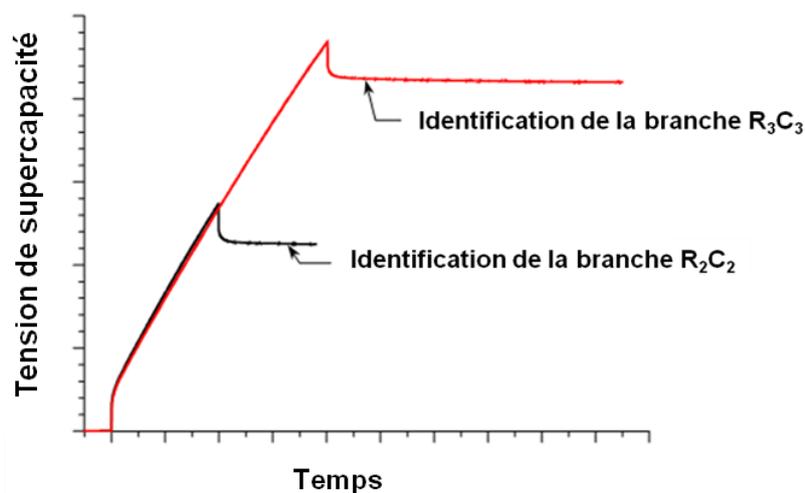


Figure 3.19 – Essais de charge à réaliser pour l'identification des branches complémentaires.

Pour l'identification de la première branche complémentaire, on suppose que les autres branches, dont les constantes de temps sont plus élevées, n'interviennent pas. La redistribution s'effectue alors uniquement entre la ligne de transmission et la branche R_2C_2 , de sorte que le modèle du supercondensateur se restreint au schéma représenté figure 3.20.

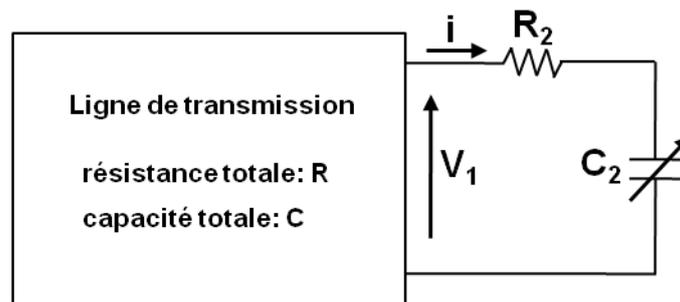


Figure 3.20 – Modèle équivalent du supercondensateur durant la phase de redistribution (première branche complémentaire).

Les tensions aux bornes de la ligne de transmission et aux bornes de C_2 sont alors peu différentes, et on supposera dès lors, pour simplifier, que la redistribution s'effectue entre le bloc ligne de transmission-branche R_2C_2 d'une part, et la branche R_3C_3 d'autre part.

1.5.1.1. Détermination de la capacité des branches complémentaires

La valeur de la capacité est évaluée à partir de deux caractéristiques de charge, **50% et 100% de la charge maximale**, selon la figure 3.19. Elle est extraite une fois que la phase de redistribution associée est terminée. À cet instant, la capacité C de la branche complémentaire est alors considérée comme complètement chargée, de sorte que les tensions V_1 et V_2 sont égales. Notons cette valeur V_3 .

La méthode d'évaluation suivante est présentée pour la capacité C_2 de la première branche complémentaire ; elle est appliquée à l'identique pour la capacité C_3 de la deuxième branche complémentaire.

La charge totale stockée Q par le supercondensateur peut être exprimée par :

$$Q = I \cdot \Delta t \quad \text{Eq. 3.8}$$

I étant le courant de charge et Δt la durée totale de charge. À l'issue de la phase de redistribution, et sous couvert de l'hypothèse de conservation de la charge, Q peut également s'écrire comme suit :

En notant C_S et C_{2S} les valeurs moyennes, sur l'intervalle de tension $[0, V_3]$, respectivement de la capacité totale de la ligne de transmission C et de la capacité de la première branche complémentaire C_2 , nous pouvons linéariser la relation 3.9 :

$$Q = C_S \cdot V_3 + C_{2S} \cdot V_3 \quad \text{Eq. 3.10}$$

tel que :

$$C_S = \frac{1}{V_3} \int_0^{V_3} C(V) \cdot dv \quad \text{et} \quad C_{2S} = \frac{1}{V_3} \int_0^{V_3} C_2(V) \cdot dv \quad \text{Eq. 3.11}$$

On en déduit l'expression moyenne de C_{2S} :

$$C_{2S} = \frac{Q}{V_3} - C_S \quad \text{Eq. 3.12}$$

Concernant la variation de C_2 avec la tension de supercapacité, on adopte une loi identique à celle de C ; on introduira donc une fonctionnelle $f(V)$ telle que $f(V) = C(V)/C_S$; la loi de variation de C_2 est ainsi :

$$C_2(V) = C_{2S} \frac{C(V)}{C_S} \quad \text{Eq. 3.13}$$

1.5.1.2. Détermination de la résistance de branche complémentaire

La valeur de la résistance des branches complémentaires R_{BC} est extraite à partir de la constante de temps τ_2 associée à la redistribution de charge dans chaque branche complémentaire (de capacité moyenne $C_{2/3S}$ respectivement pour la première et seconde branche complémentaire). La constante de temps τ_2 est :

$$\tau_2 = R_{BC} C_{2/3S} \quad \text{Eq. 3.14}$$

La relaxation est supposée suivre la loi d'Arrhenius. La constante de temps τ_2 est alors évaluée à partir de la pente p de la caractéristique $\ln(U_{SCP} - V_3)$ versus le temps t .

$$R_2 = \frac{1}{p \cdot C_{2S}} \quad \text{Eq. 3.15}$$

1.5.2. Données brutes

Les approches décrites précédemment sont appliquées à la détermination de la capacité C_2 et de la résistance R_2 de la première branche complémentaire.

Nous chargeons les supercondensateurs sous 7 A. Nous relevons la caractéristique de charge associée. La tension de supercondensateur est **numérisée** en 15360 points à la fréquence de 50 Hz, soit une durée d'échantillonnage d'environ 307 secondes pour l'essai à 100% de charge. Pour 50% de charge, 10240 points à la fréquence de 50 Hz, soit une durée d'échantillonnage d'environ 204 secondes. Un délai d'une seconde est aménagé entre le début de la numérisation et le début de charge, permettant de quantifier les zéros en tension.

La caractéristique obtenue est présentée sur la figure 3.21 sous un courant de 7 A.

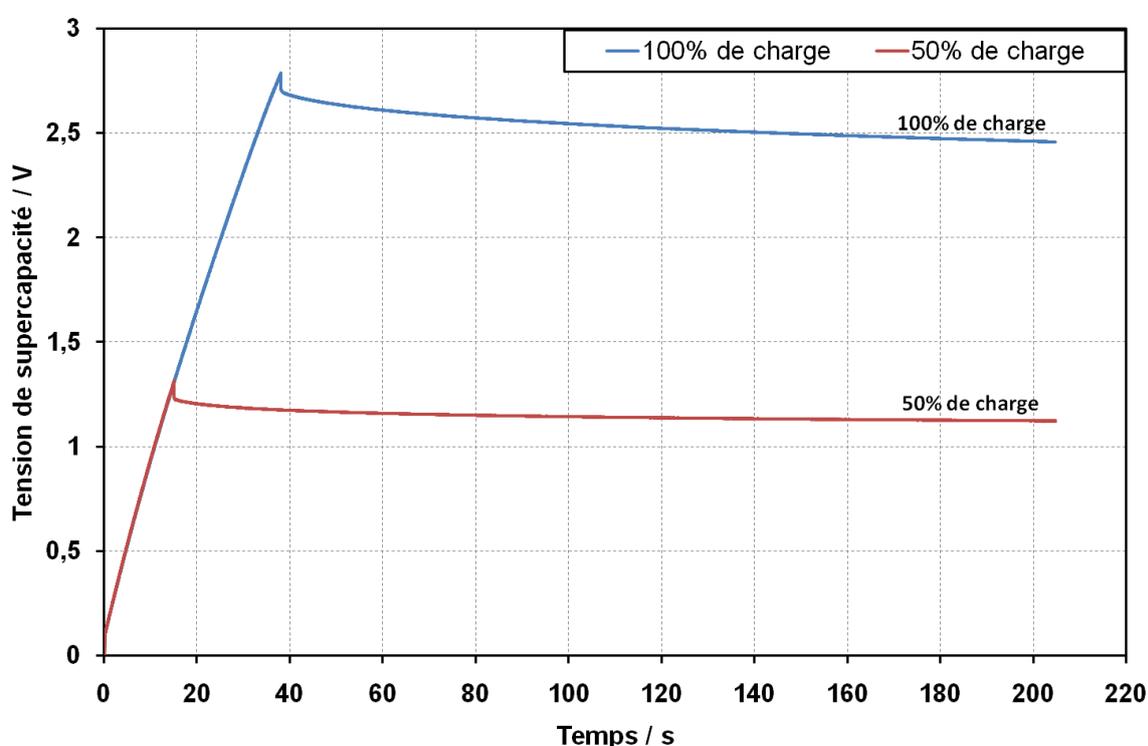


Figure 3.21 – Courbes de charge de deux supercondensateurs pour l'identification des branches complémentaires (courant de 7 A).

La charge totale stockée est calculée par le produit $I \cdot \Delta t$ où Δt désigne le temps de charge. I est la valeur moyenne du courant sur cet intervalle : $7,0 \pm 0,1$ A.

Le temps de charge est de : $38,00 \pm 0,02$ secondes pour 100% de charge et de $14,94 \pm 0,02$ secondes. La charge totale est respectivement de 266,00 C et de 104,58 C.

V_3 est déduite une fois soustrait le produit $R_1.I$ et le décalage initial en tension (rappelons que R_1 désigne la résistance d'accès d'une supercapacité, valeurs caractérisées plus haut). Pour déterminer sa valeur, on calcule la **variation de la tension de supercapacité dans le temps (dérivée) lors de la décharge**. V_3 est obtenu dès lors que la dérivée **devient très faible** : au bout de 55 s pour l'essai de charge à 100% (figure 3.22), soit $V_3 = 2,62$ V, et au bout de 22 s, soit $V_3 = 1,19$ V, pour l'essai à 50%.

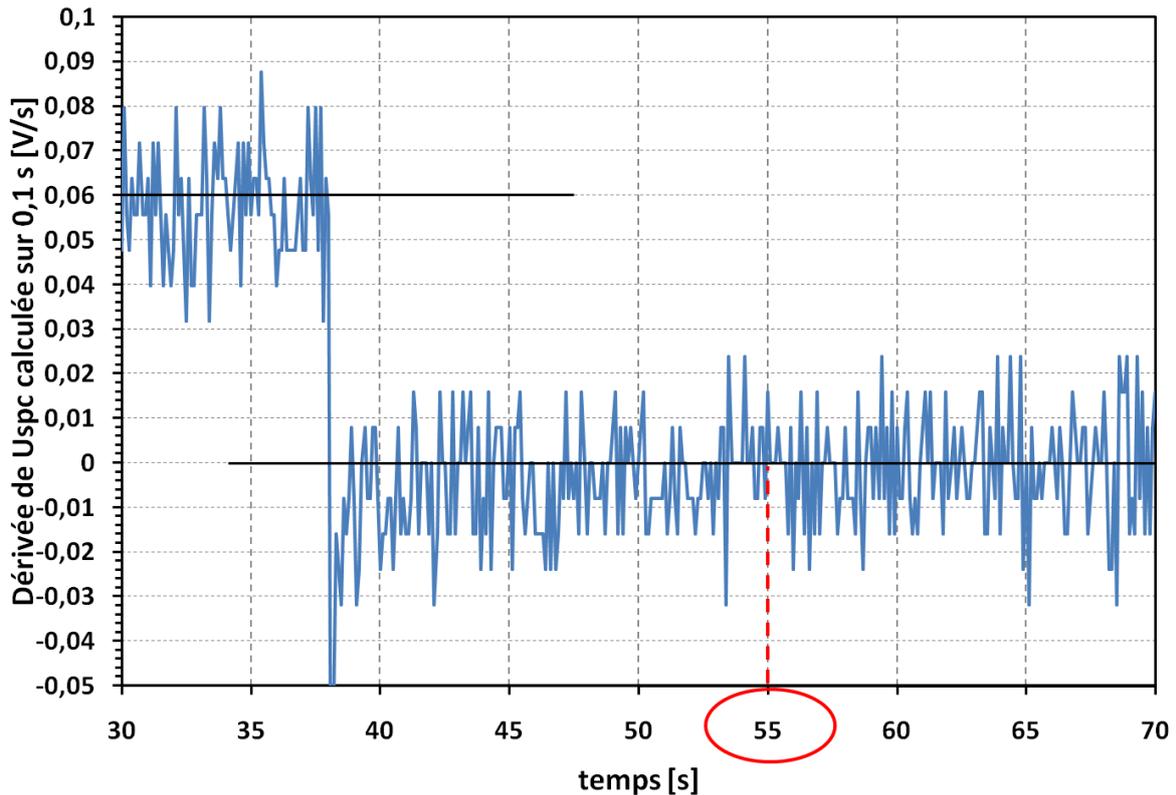


Figure 3.22 – Exemple de la stabilisation autour de 0 de la dérivée instantanée pour l'essai de charge à 100% (courant de 7 A).

La capacité moyenne de la ligne de transmission C_S , est calculée en utilisant la relation 3.11 où l'expression de la capacité de la ligne de transmission indiquée figure 3.13 est intégrée entre 0 et V_3 .

Connaissant C_S et la totale Q , la capacité moyenne de la première branche complémentaire C_{2S} peut être déterminée avec la relation 3.12, ainsi que la fonctionnelle $f(V) = C(V)/C_S$. La capacité de la première branche complémentaire $C_2(V)$ est alors construite suivant la relation $C_2(V) = C_{2S}.f(V)$.

Concernant la résistance de la ligne de transmission, nous avons isolé les valeurs de $(V-V_3)$ dès l'arrêt de la charge ; la représentation de $\ln(V-V_3)$ doit être en principe linéaire

avec le temps dont la référence est prise à l'arrêt de la charge. La **pen**te s'identifie à $-1/\tau_2$. Le comportement expérimental obtenu pour 100% de charge est présenté sur la figure 3.23. Un comportement linéaire est observé dès l'arrêt de charge. La pente est identifiée à $-1/\tau_2$ et permet de déduire la valeur de R_2 connaissant celle de C_{2S} (équation 3.15).

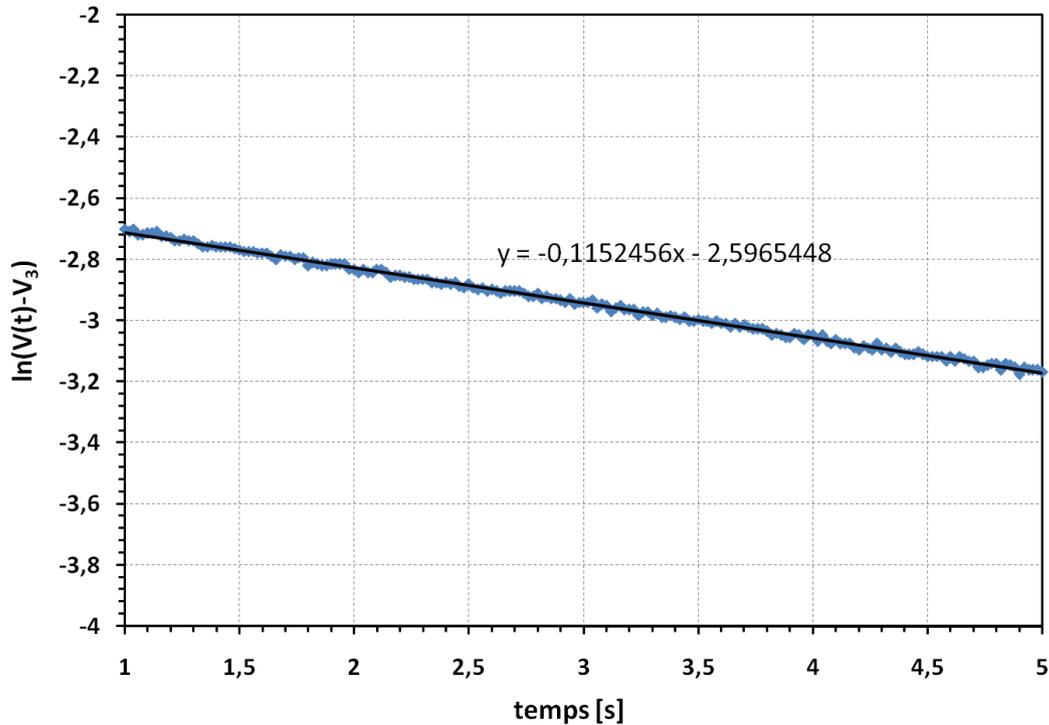


Figure 3.23 – Détermination de la constante de temps moyenne de la première branche complémentaire (essai à 100%).

1.5.3. Résultat

La caractérisation des deux branches complémentaires a conduit aux résultats récapitulés dans le tableau suivant :

Essai de charge	50%	100%
Courant I (A)	7	
Durée de charge Δt (s)	14,94	38,00
Charge totale Q (C)	104,58	266,00
$t\left(\frac{dV}{dt} \rightarrow 0\right)$ (s)	22	55
Tension V_3 (V)	1,193	2,622
Capacité de la ligne de transmission CLT(U_{spc}) (F)	$CLT(U_{spc}) = 14,1355 \cdot U_{spc} + 75,05$	
Capacité moyenne C_S (F)	82,89	93,00
Capacité moyenne C_{2S} (F)	11,37	11,72
Total $C_S + C_{2S}$ (F)	94,26	104,72
Capacité de la branche complémentaire $C_i(U_{spc})$	$C_2(U_{spc}) = 1,9395 \cdot U_{spc} + 10,30$	$C_3(U_{spc}) = 1,7819 \cdot U_{spc} + 9,46$
Correction en tension $R_{1.I}$ (V)	0,0602	2,540
Pente p (s^{-1})	-0,404288	-0,1152456
Temps de relaxation τ (s)	2,473	8,677
Résistance de la branche complémentaire R_i (m Ω)	$R_2 = 217,5 \text{ m}\Omega$	$R_3 = 740,2 \text{ m}\Omega$

Tableau 3.2 – Détermination des capacités et résistances des branches complémentaires.

1.6. Récapitulatif et confrontation avec l'expérience

L'ensemble des caractéristiques obtenues pour le modèle Maxwell BCAP 0100 est indiqué dans le tableau récapitulatif 3.3. L'ensemble de ces données est **entré dans le modèle de supercapacité multibranche** réalisé sous l'environnement Matlab/ Simulink (partie 2 chapitre 3.3).

PARAMÈTRES		VALEURS	
Résistance d'accès R_1		8,7 m Ω	
Ligne de transmission (LT)	Résistance R_{LT}	8,1 m Ω	
	Capacité C_{LT}	14,1355.Uspc + 75,05	
Branches complémentaires (BC)	1 ^{ère} BC	Résistance R_2	217,49 m Ω
		Capacité C_2	1,9395.Uspc + 10,30
	2 ^{ème} BC	Résistance R_3	740,17 m Ω
		Capacité C_3	1,7819.Uspc + 9,46

Tableau 3.3. – Résultats de la caractérisation multibranche d'un supercondensateur Maxwell 100 F modèle BCAP 0100.

La tension du supercondensateur pour une charge complète (100%) sous 7 A suivie d'une décharge à vide a été relevée expérimentalement. Nous avons ensuite implémenté le modèle multibranche pour les mêmes conditions expérimentales (7 A) en tenant compte des paramètres du tableau 3.3. Le résultat est présenté sur la figure 3.24-a).

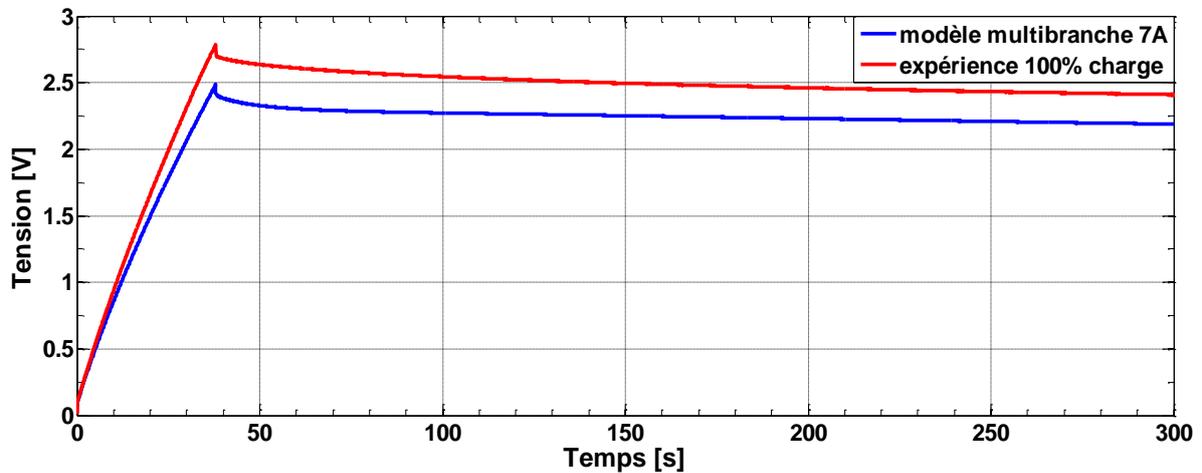
De prime abord, nous constatons un désaccord constant de l'ordre de 13% sur l'ensemble des tensions.

Une analyse de sensibilité sur le courant de polarisation nous a permis de supprimer le désaccord si on portait sa valeur simulée à 8 A, soit une augmentation équivalente à 12,5% (figure 3.24-b)). De la même manière, une réduction équivalente de la capacité de la ligne de transmission (87% de la valeur nominale présentée dans le tableau 3.3) conduit exactement au même résultat. Dans les deux cas, l'écart résiduel en tension n'excède pas 0,5% sur toute l'échelle des temps.

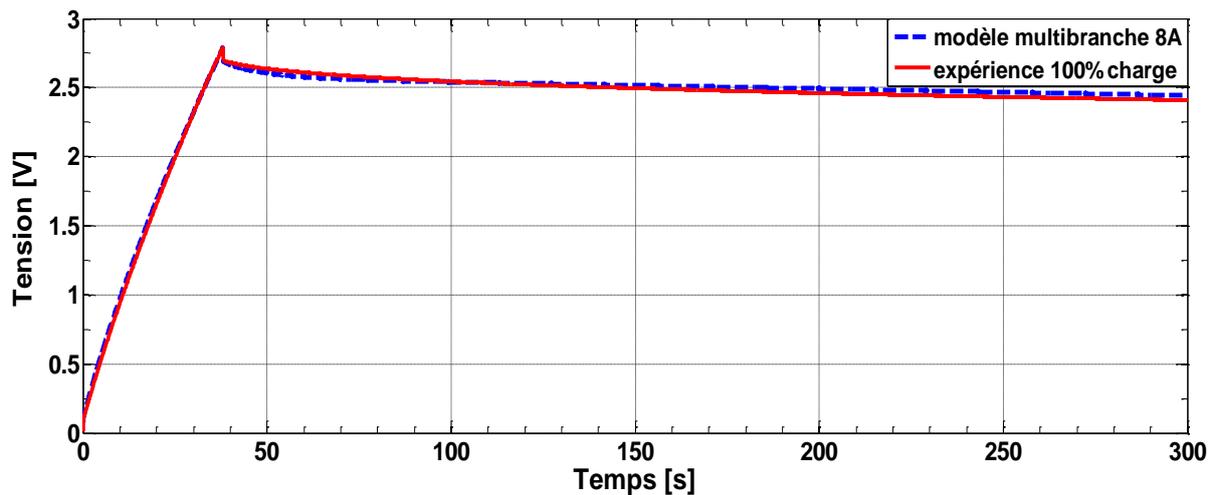
Ces études de sensibilité montrent que notre modèle est consistant. Il reproduit bien le comportement expérimental en phase de stockage et en phase de redistribution des charges à des facteurs correctifs constants près. D'autre part, le comportement en tension des caractéristiques électriques des supercapacités (données dans le tableau 3.3) semble avoir été correctement appréhendé, en témoigne les facteurs correctifs constants. Dans ces conditions, tout écart constaté entre l'expérimental et la simulation est probablement dû aux exactitudes des intrants utilisés dans la simulation.

Une estimation à la louche des inexactitudes expérimentales donne un ordre de grandeur des écarts possibles entre le modèle et l'expérience ; en admettant 5% sur le courant, 10% sur la capacité de la ligne de transmission (également répercutée sur les

branches complémentaires...) et 5% sur les résistances d'accès et de transmission, on aboutit rapidement à une inexactitude cumulée d'environ 16%, du même ordre de grandeur que celle constatée.



a)

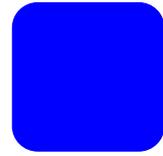


b)

Figure 3.24 – a) Comparaison entre la charge expérimentale complète et le modèle multibranche avec une charge de 7 A suivie d'une décharge à vide pour un supercondensateur type Maxwell BCAP 0100 (100 F) b) Comparaison avec le résultat de la simulation pour 8 A.

En conclusion, la concordance dans la forme des comportements simulés et expérimentaux avec des écarts dans l'ordre de grandeur des inexactitudes cumulées nous permet de valider le modèle multibranche et la caractérisation préalable des supercapacités. Pour aller plus loin, il serait intéressant de recalibrer les instruments de mesure afin de réduire les inexactitudes.

2. EXPERIENCE DE STOCKAGE DE L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE PAR SUPERCONDENSATEURS



Afin de valider les éléments essentiels de la chaîne de conversion, une **unité photovoltaïque instrumentée** contenant un module de supercondensateurs est étudiée.

2.1. Dispositif expérimental

Le dispositif expérimental est montré par la figure 3.25. Il comprend un panneau photovoltaïque, un module de supercondensateurs, un relais électrique, un pyranomètre, des cartes de conversion analogique/numérique ainsi qu'un ordinateur permettant de visualiser et d'enregistrer les mesures grâce à une interface réalisée sous Labview.

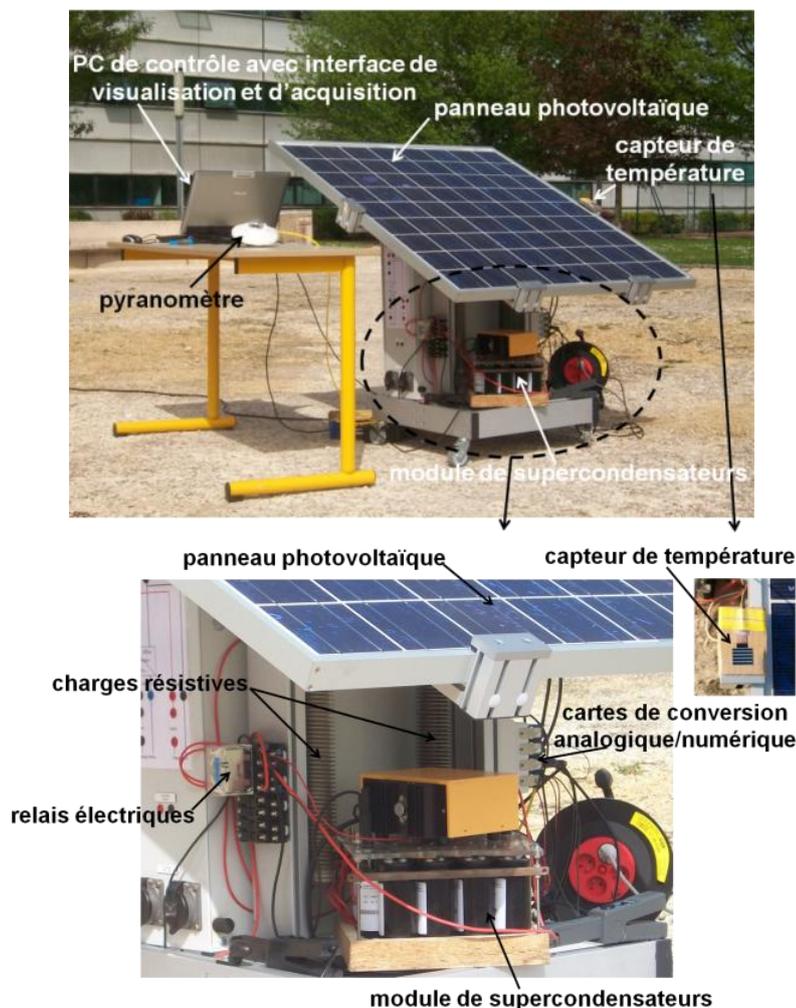


Figure 3.25. – Unité photovoltaïque pour l'étude du stockage par supercondensateurs.

Le dispositif est installé en extérieur pour mettre en évidence les différentes phases de charge et décharge des supercondensateurs dans une résistance électrique fixe. Tous les éléments de cette unité sont décrits, hormis les supercondensateurs qui l'ont déjà été dans le paragraphe 1.1.2 de cette partie.

2.1.1. Panneau photovoltaïque

Le panneau est de type Photowatt PW1650 et il comprend **72 cellules en silicium polycristallin**. Ses caractéristiques sont indiquées dans le tableau 3.3. Elles permettront par la suite d'instruire le modèle.

Taille des cellules	125,50 x 125,50 mm
Nombre de cellules	72
Tension	24 V
Nombre de diodes by-pass	4 diodes by-pass
Puissance typique	165Wc
Puissance minimale	160Wc
Tension à la puissance typique	34,4V
Intensité à la puissance typique	4,8A
Intensité de court circuit	5,1A
Tension en circuit ouvert	43,2V
Tension maximum du circuit	1000 V DC
Spécifications de puissance à :	1000 W.m ⁻² à 25°C et AM 1,5
Coefficient de température relatif au courant	$K_I = +1,46 \text{ mA} / ^\circ\text{C}$
Coefficient de température relatif à la tension	$K_V = -158 \text{ mV} / ^\circ\text{C}$
Coefficient de température relatif à la puissance	$\delta P/P = -0,43 \% / ^\circ\text{C}$

Tableau 3.3 – Caractéristiques de panneau Photowatt PW1650. Spécifications de puissance à 1000 W/m², 25°C, AM 1,5 (Conditions STC)

Cependant, le constructeur ne fournit pas les valeurs des résistances série et parallèle. Ces valeurs ont donc été préalablement déterminées par une **méthode numérique** consistant à calculer par itérations successives le couple de valeur de résistances série R_s et parallèle R_p permettant de retrouver le point de puissance maximal [Villalva et al. 2009]. Ce faisant, le facteur d'idéalité a est aussi ajusté.

Dans ce contexte, les valeurs de $R_s = 0,6310 \Omega$; $R_p = 31571,45 \Omega$; $a = 1,10$ ont été retenues.

2.1.2. Pyranomètre

L'éclairement solaire global G reçu par le panneau photovoltaïque est mesuré avec un pyranomètre Kipp and Zonen CMP6 (figure 3.26).

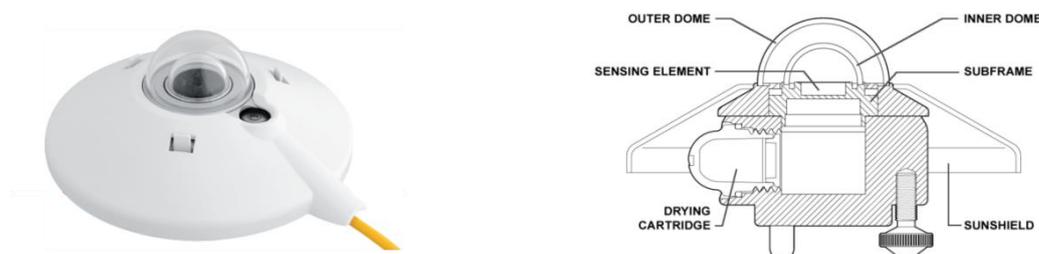


Figure 3.26. – Pyranomètre Kipp et Zonen CMP6 destiné à la mesure du rayonnement global (documentation Kipp et Zonen).

Dans ce pyranomètre, la surface réceptrice est une thermopile à surface plane composée de 100 thermocouples disposés en cercle de façon à augmenter sa sensibilité. La thermopile est surmontée de deux coupelles hémisphériques de verre servant à sa protection (coupelle supérieure) et à éviter les pertes convectives (coupelle inférieure sous vide primaire).

Un dessiccateur est destiné à éliminer l'humidité susceptible de perturber la mesure de flux. Une collerette amovible isole la thermopile de la réflexion du sol (albédo). Le bâti de l'appareil est pourvu de vis et d'un niveau à bulle de façon à vérifier l'horizontalité de l'appareil. Les caractéristiques du pyranomètre sont précisées dans le tableau 3.4

Domaine spectrale d'absorption	0,285 à 2,8 μm
Sensibilité	13,2 $\mu\text{V}/\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$
Temps de réponse à 95%	< 18 s
Exactitude	< 15 W/m^2 pleine échelle
Champ de vision	2π radian (hémisphérique)
Irradiance maximale	2000 $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$

Tableau 3.4 – Caractéristiques du pyranomètre Kipp et Zonen CMP6 utilisé dans ces travaux

2.1.3. Interface d'acquisition

Une **interface analogique-numérique** a été élaborée dans le but d'automatiser la prise de données. Nous avons choisi de piloter l'interface sous Labview. L'interface d'acquisition est constituée de **convertisseurs analogiques numériques**. Leur choix a été guidé par les grandeurs d'entrées :

- tension aux bornes des supercondensateurs ; typiquement 52 V pour un module de 20 supercapacités et 36 V concernant le panneau ;
- intensité des courants délivrés par les modules. Ces derniers dépendent bien sûr de la charge appliquée ; dans notre cas, il est au maximum de 52 A sous une charge résistive de 1 Ω ;
- l'éclairement global solaire. La sensibilité du pyranomètre étant de 13 $\mu\text{V}/\text{W m}^{-2}$, la tension délivrée pour une insolation de 1000 W/m^{-2} est de l'ordre de 13 mV dont on souhaite mesurer des variations de 13 μV correspondant à 1 W/m^2 de résolution du pyranomètre ;
- températures ambiante et arrière du panneau.

Nous avons complété l'instrumentation précédente par un convertisseur analogique numérique NI 9211 (4 voies, 24 bits/12 kHz, ± 80 mV) offrant une résolution effective de 1 μV . Associée à un thermocouple de type J (sensibilité 40 $\mu\text{V}/^\circ\text{C}$), il permet de mesurer **les températures** de panneau avec une résolution de l'ordre de 0,02 $^\circ\text{C}$ et une exactitude standard de $\pm 1,5^\circ\text{C}$ (classe 1). La tension pyranomètre est mesurée dans les mêmes conditions (résolution 0,08 W/m^2 , exactitude 1% de la mesure).

2.2. Données brutes

Les résultats de l'expérimentation menée le 7 avril 2011 à Lieusaint sont montrés sur les figures 3.26 à 3.29. Le relevé de l'éclairement solaire croissant le matin est donné par la figure 3.27. L'inverse est bien évidemment vérifié pour l'après-midi. Il en va de même pour la température de cellule mesurée (figure 3.28).

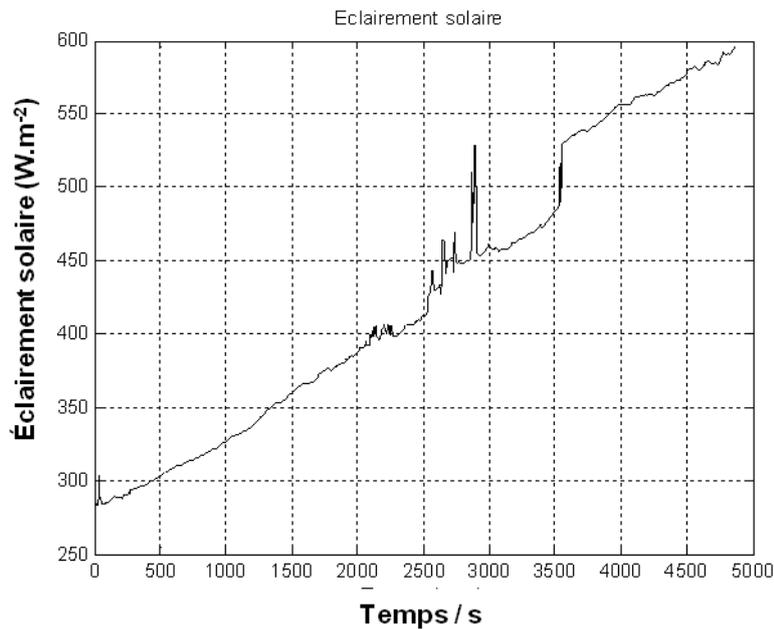


Figure 3.27. – Eclairement [W/m^2] fonction du temps (instant de départ : 9h30). L'éclairement montre une croissance continue dont le maximum est attendu vers 14h heure locale.

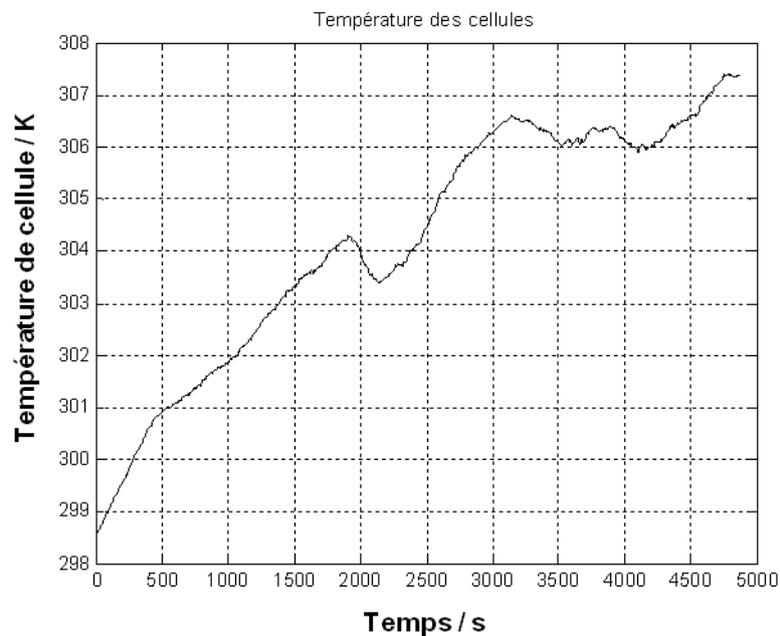


Figure 3.28. – Température du panneau [K] fonction du temps (instant de départ : 9h30). La température montre une croissance avec l'éclairement. Des variations dues au vent (non relevé) modifient la caractéristique.

Les cycles de charge/décharge du module de 16 supercondensateurs en série sont montrés par la figure 3.29. Le courant électrique circulant dans le module est indiqué par la figure 3.30. Le courant est relativement constant lors de la charge. Ce palier est suivi par le pic de de courant de décharge dans la résistance électrique.

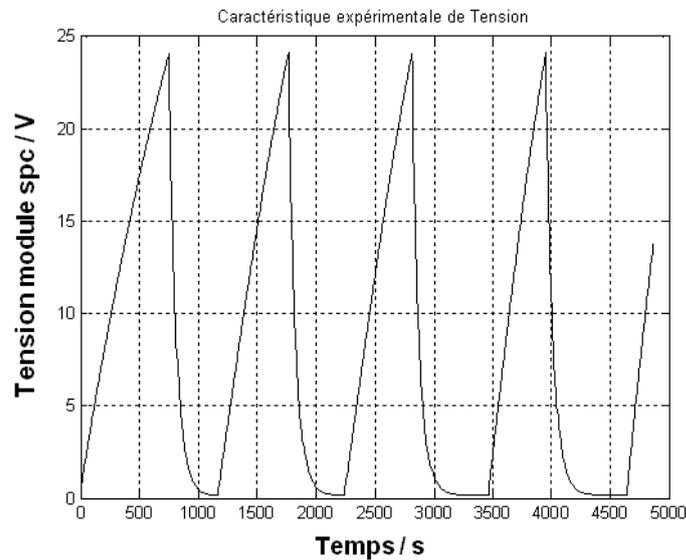


Figure 3.29. – Tension du module de supercondensateur lors de cycles de charge/décharge.

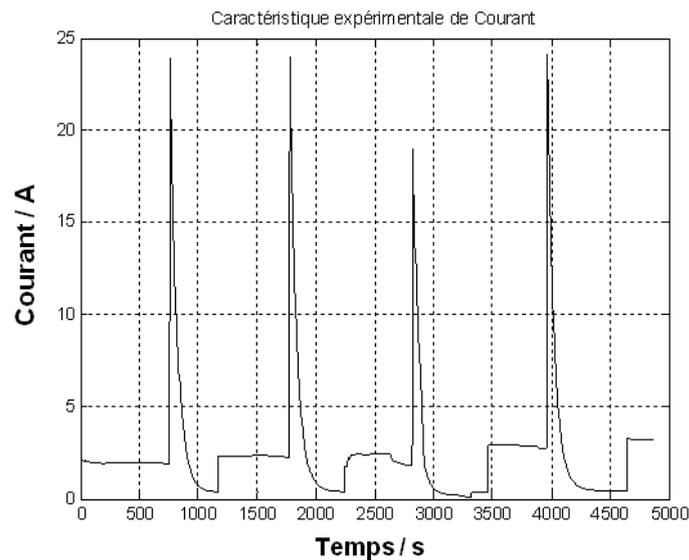


Figure 3.30. – Courant du module de supercondensateur lors de cycles de charge/décharge.

2.3. Comparaison des résultats expérimentaux de l'éclairement solaire à celui du code d'évaluation

L'expérience a été faite pour la journée du 7 avril 2011 avec un ciel dégagé le matin qui s'est couvert d'un léger voile nuageux l'après-midi sur le site de Lieusaint. Les résultats expérimentaux obtenus sont confrontés à ceux donnés par le code d'évaluation de la partie 2 paragraphe 1.3. Les courbes de la figure 3.31 montrent que la variation de l'éclairement global journalier est en **bon accord** avec l'évolution expérimentale de l'éclairement solaire.

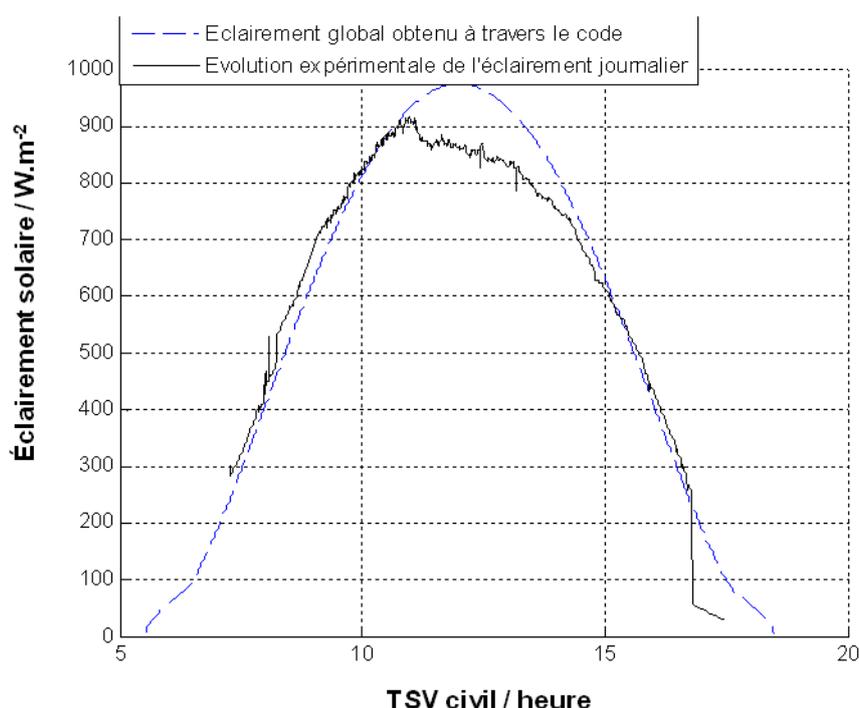


Figure 3.31 – Comparaison entre résultat du code et l'évolution expérimentale du gisement solaire pour la journée du 7 avril.

Concernant les paramètres entrés, pour la date du 7 avril 2011, le quantième est $n=97$ et la correction saisonnière du temps légale est $\text{CorrectionTLsaisonnière} = 1\text{h}$. Pour le lieu de l'expérience choisi, Lieusaint, on a la longitude $L=2,5486^\circ$, la latitude $\Phi = 48,6322^\circ$ et l'altitude $z = 0,087\text{km}$. L'albédo a_1 a été pris à la valeur de $0,25$, car elle correspond à la fraction de l'énergie incidente qui est diffusée par les graviers présents au sol à l'endroit où a été installé le panneau solaire. On a pris une inclinaison $i=45^\circ$ et une orientation Sud $\gamma = 0^\circ$.

L'influence des paramètres atmosphériques à savoir le coefficient de trouble atmosphérique (β_A) et la tension de vapeur au sol (e) sur l'éclairement solaire global reçu peut être appréciée avec le code d'évaluation. L'autre paramètre, la hauteur d'eau condensable (w), est reliée à la tension de vapeur au sol par la formule empirique $w=0,17.e$, ainsi les courbes de variation qui en découlent peuvent être obtenues à partir de cette relation. Les valeurs de ces paramètres sont très sensibles dépendent très fortement de l'état du ciel et une valeur très précise est difficile à obtenir en raison du caractère aléatoire de cet état.

La variation de l'éclairement global reçu en fonction de la tension de vapeur au sol e est donnée par la figure 3.32. Les résultats de la variation de la tension de vapeur d'eau au sol (e) donnent une diminution de la valeur maximale de l'éclairement global, lorsque ce paramètre (e) augmente. Mais plus " e " augmente, cette diminution devient moins importante. Pour la rendre plus visible, j'étais amené à choisir une valeur plus élevée $e=50$, après les deux premières $e=5$ et 10.

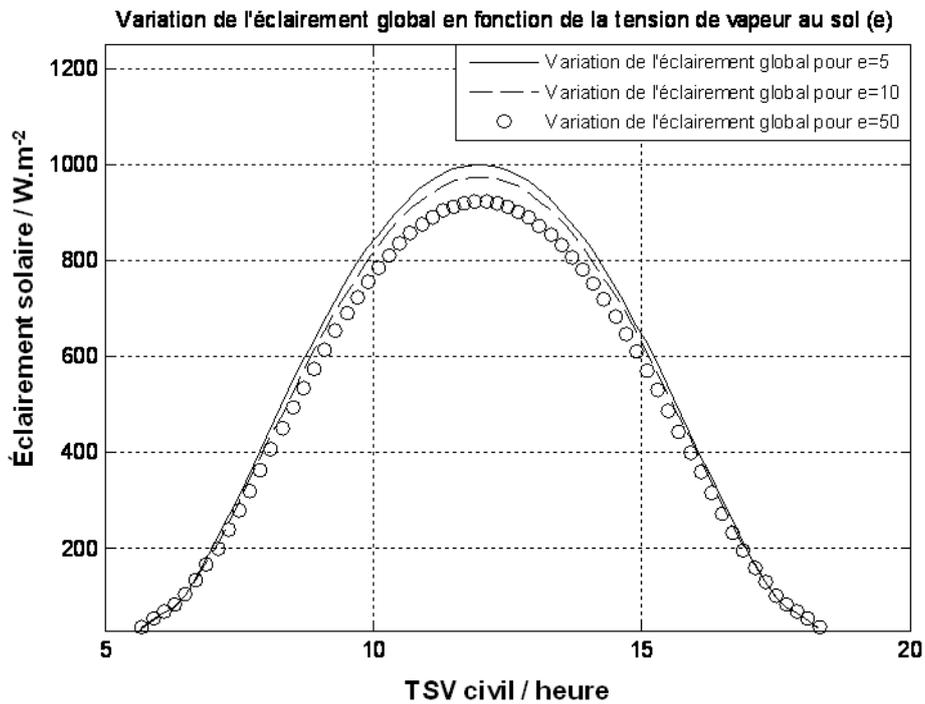


Figure 3.32– Variation de l'éclairement global reçu en fonction de " e ".

La variation de l'éclairement global reçu en fonction de du coefficient de trouble atmosphérique β_A est indiquée figure 3.33 pour :

- $\beta_A = 0,05$ caractérise un ciel bleu clair
- $\beta_A = 0,1$ pour un ciel bleu pâle
- $\beta_A = 0,2$ pour un ciel bleu délavé ou laiteux.

Les résultats montrent aussi que l'augmentation de β_A entraîne la diminution de la valeur maximale de l'éclairement global reçu sur le capteur solaire.

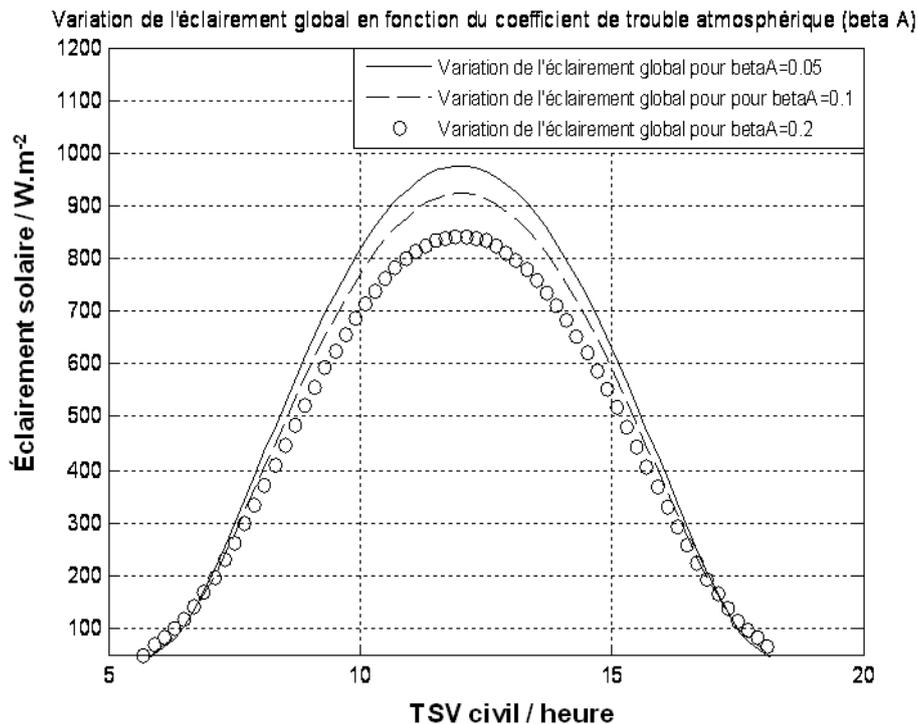


Figure 3.33– Variation de l'éclairement global reçu en fonction de " β_A ".

2.4. Comparaison des cycles de charge/décharge des supercondensateurs avec le modèle

On compare les résultats expérimentaux obtenus le 7 avril 2011 à Lieusaint à ceux fournis par le modèle complet (évaluation du gisement solaire, conversion photovoltaïque, modèle multibranche) pour le module de 16 supercondensateurs associé à une charge résistive de 1 Ω . La comparaison est faite pour un cycle de charge/décharge puis pour plusieurs cycles sur la figure 3.34.

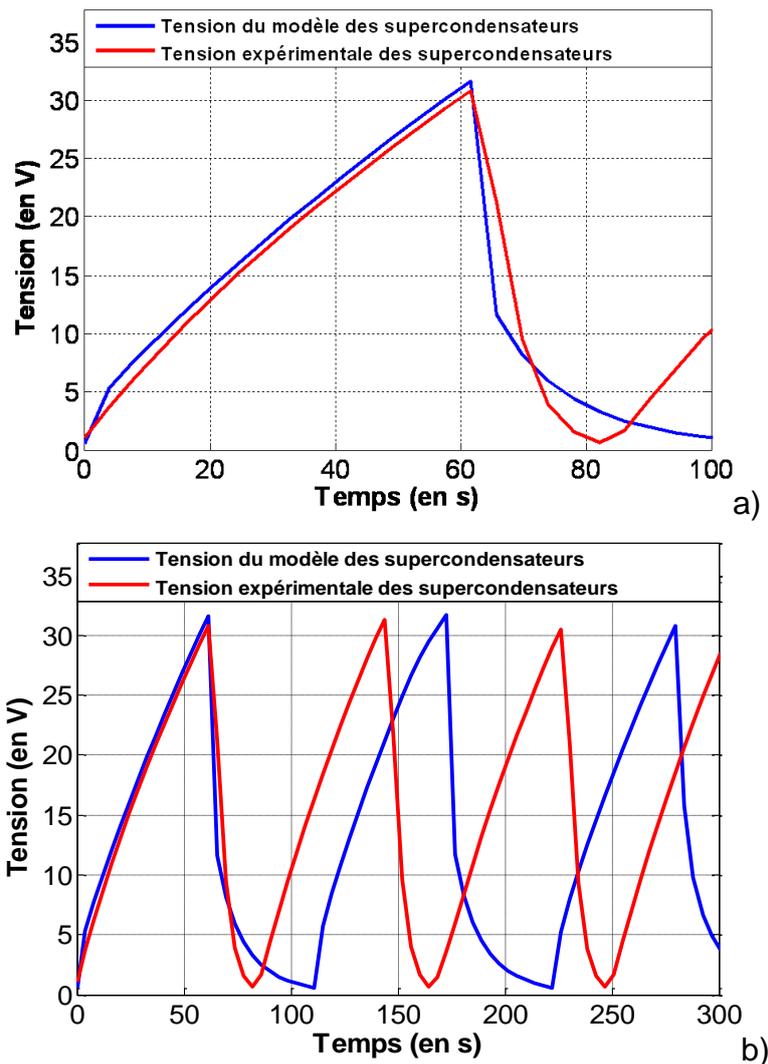
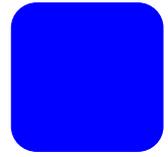


Figure 3.34. – Comparaison a) sur un cycle de charge/décharge du module de supercondensateurs ; b) sur plusieurs cycles qui se suivent.

Dans le cas d'un cycle, l'accord est très satisfaisant pour la charge avec des écarts inférieurs à 10% de la valeur expérimentale de tension (figure 3.34.a). La dynamique de la décharge est plutôt bien reproduite au début mais l'atteinte de la valeur seuil basse est beaucoup plus rapide pour l'expérience. Cet écart est problématique au niveau des seuils car il induit un décalage pour chaque seuil de basculement. Sur un grand nombre de cycles, ces décalages vont se cumuler, ce qui conduira à un déphasage complet des cycles (figure 3.34.b). C'est pour cela qu'il est plus judicieux de faire la comparaison pour un seul cycle. À signaler aussi que les valeurs des seuils doivent être optimisées. Un calcul de l'énergie stockée et de celle restituée sur plusieurs cycles pour plusieurs couples de seuil charge-décharge permettrait de repérer les valeurs de seuils optimales.

3. CONCLUSION DE LA PARTIE 3



Une installation constituée d'un panneau photovoltaïque et d'un module de 20 supercapacités nous a permis de tester le dispositif de stockage en situation réelle.

Un module de 20 supercapacités et deux de ses éléments ont tout d'abord été **caractérisé**. Dans cette étape, une source de tension stabilisée a permis de simuler des cycles de charge/décharge. Cela nous a permis d'**extraire les caractéristiques** de chaque élément individuellement et les caractéristiques du module.

L'installation a été ensuite instrumentée de manière à **automatiser les prises de données**. Un élément important a été l'intégration de relais de puissance dans la chaîne de mesure. L'instrumentation est assistée par ordinateur sous Labview.

Les données expérimentales sont **numérisées** avec une grande résolution. Parmi les données figurent l'irradiance totale hémisphérique, les températures de panneau, les tension et courant produits par le panneau photovoltaïque et les tensions et courant restitués par les supercapacités.

Les données ont été comparées aux résultats de nos simulations. L'accord est satisfaisant. On dispose désormais d'un modèle de stockage par supercondensateurs validé qui peut maintenant être exploité.

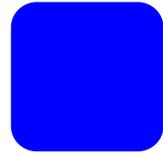
4. BIBLIOGRAPHIE DE LA PARTIE 3



- [Bellhachemi 2001] F. Bellhachemi, *Modélisation et caractérisation des supercondensateurs à couche double électrique utilisés en électronique de puissance*, thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2001
- [Villalva et al. 2009] M.G. Villalva, J.R. Gazoli, E. Ruppert F., *Modelling and circuit-based simulation of photovoltaic array*, Brazilian Journal Of Power Electrics, 14(1), pp. 35-45, 2009.

Partie 4.

**Intégration des supercondensateurs dans
des systèmes de conversion de l'énergie
solaire**



Deux exemples d'exploitation du modèle de stockage d'électricité par supercondensateurs respectivement réalisé et validé dans les parties 2 et 3 sont ici présentés.

Le premier exemple traite de la **détermination du temps de charge des supercondensateurs** suivant des conditions climatiques données.

Dans le deuxième, l'**intérêt de l'introduction des supercondensateurs** dans une chaîne de conversion photovoltaïque est mis en avant à travers l'exemple de l'alimentation d'un **moteur à courant continu** et à excitation indépendante. Cette démarche a conduit à la modélisation sous Matlab/Simulink de deux systèmes dont l'un contient à la fois des supercondensateurs et une batterie, et l'autre, sans supercondensateurs, où la batterie constitue le seul dispositif de stockage de l'énergie électrique. Les résultats obtenus à travers les courbes représentatives sont comparés.

1. ÉTUDE DU TEMPS DE CHARGE DE SUPERCONDENSATEURS



Le modèle de type circuit électrique amélioré des cellules du **panneau photovoltaïque** et le modèle multibranche pour le **supercondensateur** (partie 2) sont **assemblés** pour apprécier le stockage de l'énergie photovoltaïque par les supercondensateurs. Les simulations ont été menées à l'aide du logiciel Matlab/Simulink. La robustesse du modèle est vérifiée en prenant le cas du panneau photovoltaïque type Kyocera KC200GT et celui du module de 15 supercondensateurs en série type Maxwell PC7223. Ils ont déjà fait l'objet d'études individuelles [Villalva et al. 2009] [Belhachemi 2001]. Le choix de mettre ensemble ces deux composants n'est pas anodin puisque la tension nominale du module de supercondensateurs de 37,5 V est supérieure à la tension en circuit ouvert du panneau photovoltaïque de 32,9 V prise dans les conditions STC (Standard Test Conditions, éclairement G de 1000 W.m^{-2} , masse atmosphérique AM1,5 et une température de cellule T_c de 25°C).

La **validité** de chacun des modèles réalisés, celui du panneau photovoltaïque et celui du module de supercondensateurs, est de nouveau vérifiée. En effet, les caractéristiques courant-tension obtenues à l'aide du modèle équivalent du panneau photovoltaïque sont en **très bon accord** avec les résultats expérimentaux donnés par le constructeur. Les caractéristiques expérimentales et calculées pour plusieurs valeurs de l'éclairement solaire avec une température de cellule de 25°C sont données par la figure 4.1.

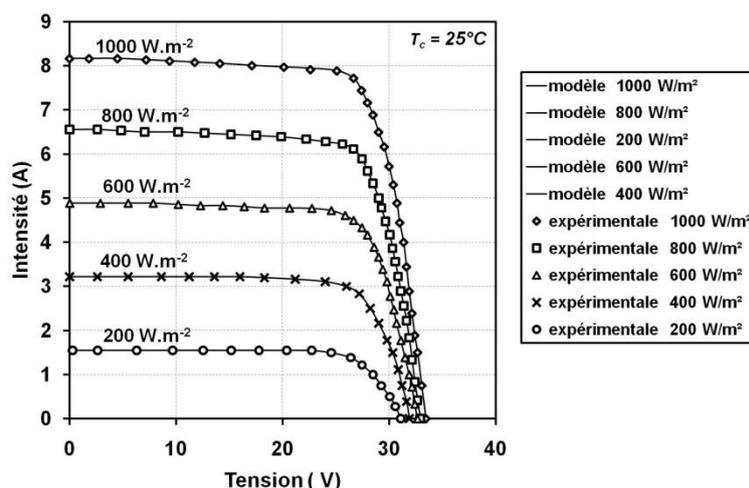


Figure 4.1 - Caractéristique courant-tension expérimentale et simulée pour le panneau photovoltaïque KC200GT avec une température de cellule de 25°C

La ligne de transmission du modèle multibranche contient **n=15 branches** pour un supercondensateur. Ce nombre relativement élevé permet, rappelons-le, d'assurer un

résultat suffisamment précis. Les résultats calculés sont également en **très bon accord** avec les résultats expérimentaux. Ils corroborent ceux obtenus par l'étude expérimentale de Belhachemi, accord déjà vérifié dans la partie 2 au paragraphe 3.4.3. La courbe de charge est rappelée figure 4.2.0

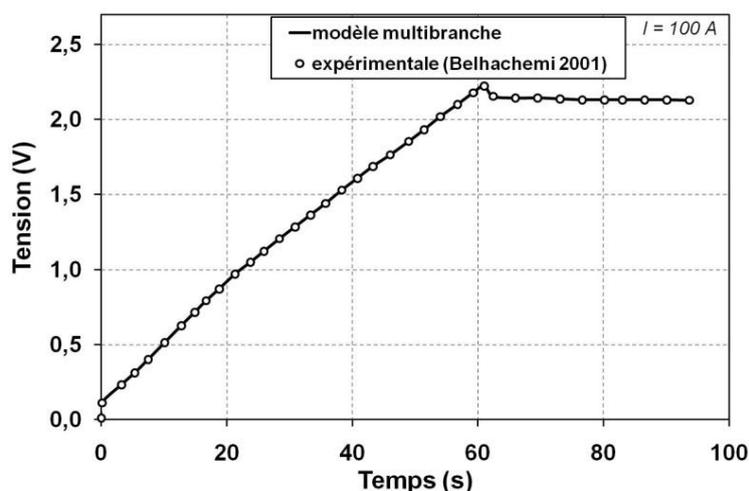


Figure 4.2 - Charge expérimentale et simulée d'un supercondensateur PC 7223 pour un courant de 100 A

L'**assemblage du modèle du panneau photovoltaïque avec celui du module de supercondensateurs** a ensuite été simulé pour **plusieurs valeurs de l'éclairement solaire G** à la température ambiante T_a de 25°C [Camara et al. 2011]. Le **temps de charge** des 15 supercondensateurs en série a été déterminé pour chaque éclairement considéré. Le critère choisi ici pour déterminer ce temps de charge est d'avoir une **variation nulle de la tension** aux bornes des supercondensateurs. L'exemple de la charge du module de supercondensateurs sous un éclairement de 1000 W.m⁻² est représenté figure 4.3. Une durée de 2120 s est nécessaire pour charger le module de supercondensateurs.

Les temps de charge obtenus pour les différentes valeurs de l'éclairement du Soleil et pour une température ambiante de 25°C sont reportés sur le graphique de la figure 4.4. **Le temps de charge diminue quand l'éclairement augmente selon la relation indiquée** sur cette figure. Il varie d'environ 2100 s (soit 35 minutes) pour un fort éclairement de 1000 W.m⁻² à environ 6300 s (1h45 minutes) pour un éclairement peu élevé de 200 W.m⁻².

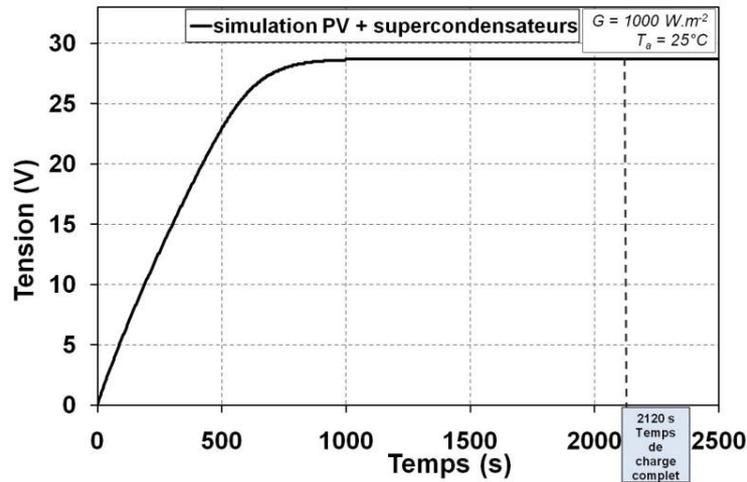


Figure 4.3 - Charge simulée du module de 15 supercondensateurs PC 7223 avec le panneau photovoltaïque KC200GT sous un éclairage solaire de 1000 W.m^{-2}

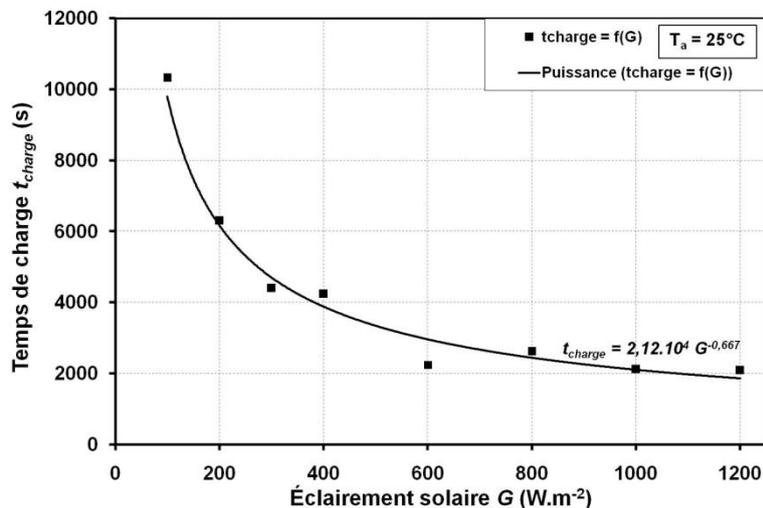


Figure 4.4 - Temps de charge simulé pour le module de 15 supercondensateurs PC 7223 suivant l'éclairage reçu par le panneau photovoltaïque KC200GT

Lorsque l'éclairage est supérieur à 500 W.m^{-2} le temps de charge devient relativement constant, en moyenne de 2270 s (37 minutes) avec une dispersion de 240 s (4 minutes, soit 11%). Cela s'explique par le fait que lorsque l'éclairage est plus élevé, pour une température ambiante T_a donnée, **la température de cellule T_c** devient plus grande (figure 4.5.a). Elle peut être estimée par la relation [Luque et Hegedus 2003]:

$$T_c = T_a + (\text{NOCT} - 20^\circ\text{C}) \frac{G}{800} \quad \text{Eq. 2.35}$$

où NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) est la température de cellule en fonctionnement nominal (température de l'air de 20°C , éclairage de 800 W.m^{-2} et un vent de 1 m.s^{-1})

Cet échauffement entraîne une perte d'efficacité quand l'éclairement croît. Pour illustrer cette perte, on a calculé **le rendement du photogénérateur** η (équation 2.26) suivant l'éclairement (figure 4.5.b). La diminution du rendement est de l'ordre 1,5% entre 400 W.m^{-2} et 1000 W.m^{-2} . Mais, lorsque l'éclairement est plus fort, la puissance électrique délivrée par le panneau doit être plus importante. Cette **augmentation est en réalité modérée** par la diminution de l'efficacité de la conversion photovoltaïque. Ainsi, une puissance électrique relativement constante est fournie aux supercondensateurs pour des valeurs d'éclairement supérieures à 500 W.m^{-2} . De manière pratique, ce résultat est intéressant car lorsque l'éclairement solaire devient supérieur à 500 W.m^{-2} sur une journée, la température ambiante variant peu, la charge des supercondensateurs peut se faire **régulièrement** et la plus rapidement possible. Ces valeurs d'éclairement sont par exemple obtenues en milieu de matinée jusqu'en fin d'après-midi pour une journée ensoleillée de printemps ou d'été en Europe, ou dans un pays chaud.

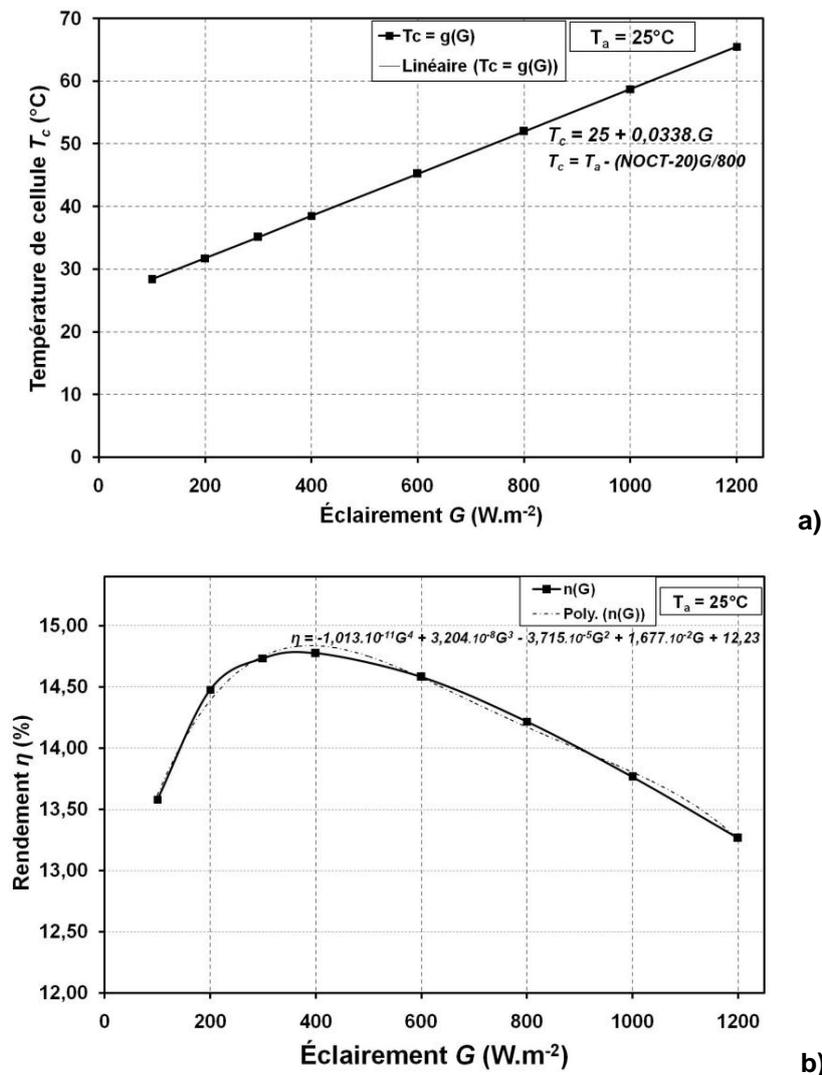


Figure 4.5 – a) Température de cellule b) Rendement photovoltaïque en fonction de l'éclairement pour une cellule du panneau photovoltaïque KC200GT.

Comme l'éclairement d'une journée reste relativement constant sur des intervalles d'une dizaine de minutes voire sur quelques dizaines de minutes en supposant qu'il n'y ait pas de passages nuageux, la courbe de la figure 4.4 est intéressante pour **un utilisateur** souhaitant connaître le temps de charge afin d'intégrer les supercondensateurs dans une chaîne de conversion d'énergie solaire. Il n'est pas obligé de prendre un critère aussi poussé que le nôtre (dérivée nulle) permettant d'avoir une charge pleine. Un **contrôleur** permet en effet le basculement des supercondensateurs vers une charge résistive ou un moteur à démarrer dès qu'une valeur seuil fixée de tension est atteinte.

2. CHAÎNE DE CONVERSION DE L'ÉNERGIE SOLAIRE



2.1. Présentation du système

Le système étudié (figure 4.6) est composé des éléments suivants : **les modules photovoltaïques, la batterie, les supercondensateurs, les contrôleurs de charge et le moteur à courant continu.**

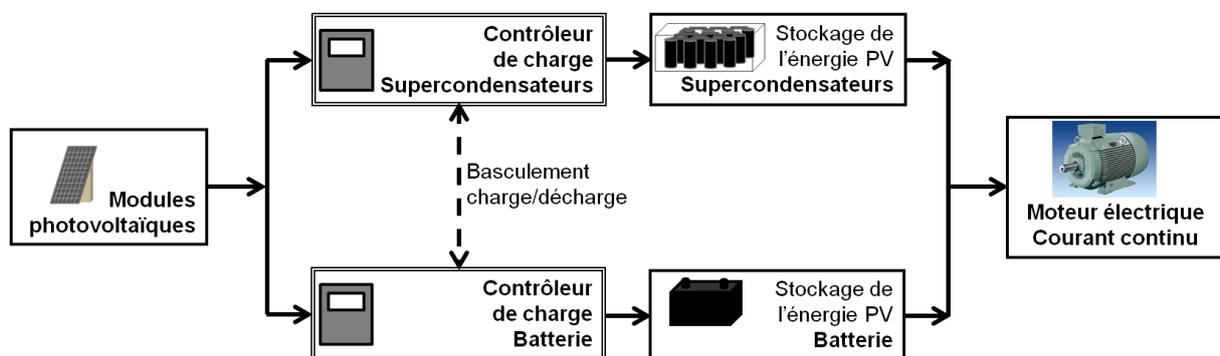


Figure 4.6 - Chaîne de conversion de l'énergie solaire pour alimenter un moteur à courant continu

Dans le système, les dispositifs de stockage **hybrides (supercondensateurs et batterie)** sont montés en dérivation et alimentés par le panneau photovoltaïque. Les supercondensateurs ont une dynamique plus rapide que la batterie, ils sont donc capables de fournir des **appels de puissance** avec une énergie plus élevée que la batterie en un laps de temps faible. En revanche, la batterie a une constante de temps plus grande que les supercondensateurs, et par conséquent met plus de temps à se décharger en maintenant assez longtemps une valeur de **tension (nominale) quasi-constante** jusqu'à sa décharge totale.

Deux possibilités existent pour charger les deux dispositifs. La première consiste à les alimenter en **même temps**, en associant à chaque élément de stockage un "contrôleur de charge". Pour les supercondensateurs, le niveau de tension ne doit pas dépasser la valeur nominale prescrite par le constructeur, ce qui peut entraîner leur détérioration ou dans le pire des cas leur explosion. Pour la batterie, le contrôleur doit pouvoir la mettre hors charge dès que son niveau de charge atteint 100%.

La deuxième solution consiste à les **charger séparément**, l'un après l'autre, en respectant les conditions et critères cités ci-dessus.

Dans le modèle réalisé, le choix a été porté sur la **deuxième solution**, qui permet de **contrôler avec précision successivement les paramètres** de chaque élément et le temps mis pour la charge.

2.2. Modélisation du système

Deux configurations sont étudiées et les résultats comparés afin de ressortir l'intérêt de l'intégration des supercondensateurs : le système **avec supercondensateurs** (figure 4.7), et le système **sans supercondensateurs** (figure 4.8).

Dans le modèle Matlab/Simulink de la figure 4.7, les dispositifs "**Relay_Spc**" et "**Relay_battery**" (figures 4.7 et 4.8) permettent de contrôler respectivement la tension des supercondensateurs (en charge et décharge) et l'état de charge de la batterie. Ces deux paramètres sont considérés nuls au début de la simulation. L'interrupteur commandé, le dispositif "**Ideal Switch Spc**" met les supercondensateurs d'abord en charge en fermant le circuit qui les relie avec les modules photovoltaïques. Lorsque la tension des éléments de supercondensateurs atteint le seuil maximal fixé à 200 V, l'interrupteur commandé "**Ideal Switch Spc**" les met aussitôt hors charge. Ainsi, le signal est donné à l'autre interrupteur commandé "**Ideal Switch battery**" qui ferme à son tour la batterie sur la source (**panneau photovoltaïque**), afin de lui permettre de se charger complètement.

Entre chaque dispositif de stockage (supercondensateurs, batterie) et le moteur est intercalée **une diode en série**. Le rôle de ces diodes ("**diode_Spc**" et "**diode_battery**") consiste à empêcher l'échange d'énergie, le passage de courant électrique en sens inverse, entre ces dispositifs. Ce phénomène est fonction du niveau de charge des dispositifs de stockage. Il peut être particulièrement dangereux pour les supercondensateurs, lorsque la tension aux bornes de la batterie dépasse la tension admissible des supercondensateurs.

Dans le modèle de la figure 4.8, il n'existe qu'un seul **contrôleur de charge** "**Relay_battery**" associé au dispositif "**Ideal Switch battery**", les supercondensateurs n'étant pas considérés. Cette comparaison de cas consiste à mettre en évidence le rôle des supercondensateurs, qui consiste à répondre à l'appel très important et très bref de courant électrique au démarrage du **moteur**.

Les caractéristiques des éléments qui composent ces modèles sont données dans ce qui suit.

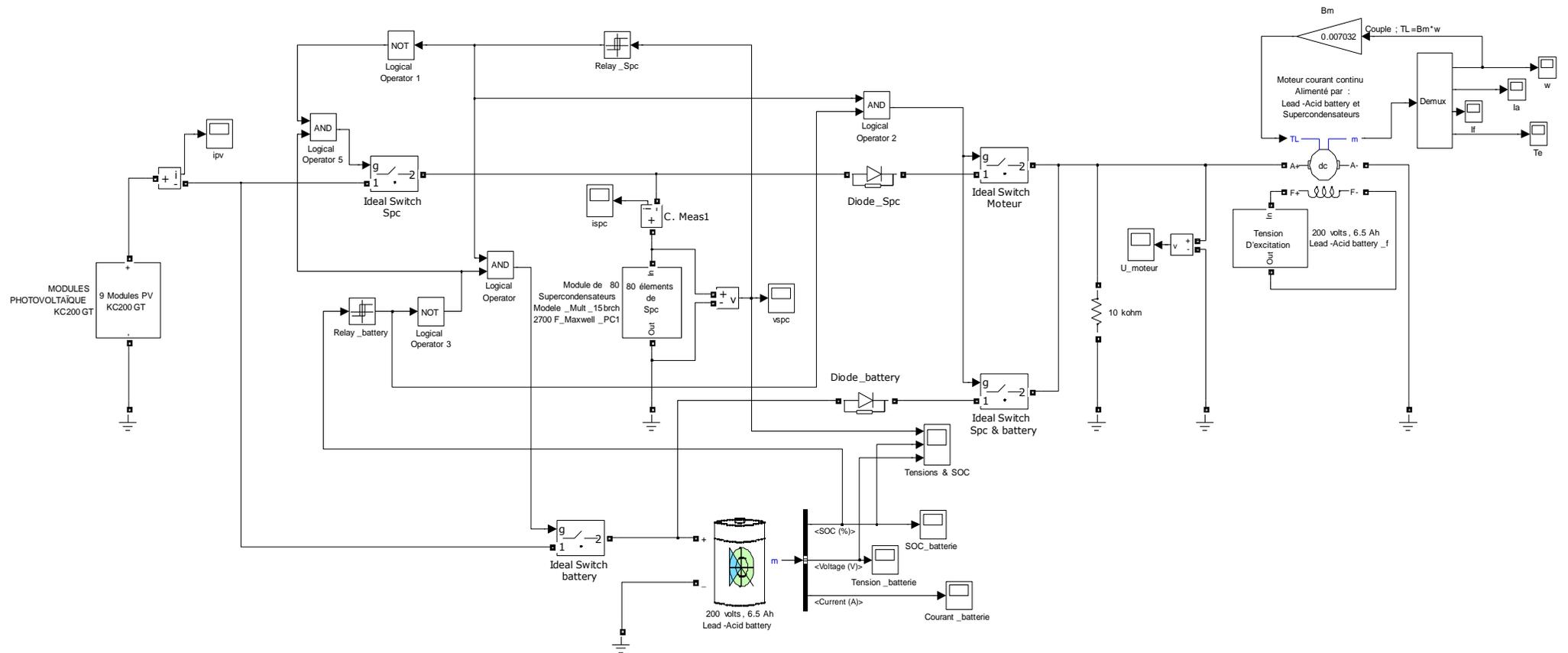


Figure 4.7 - Modèle sous Matlab/Simulink de la chaîne de conversion d'énergie solaire contenant des supercondensateurs et une batterie.

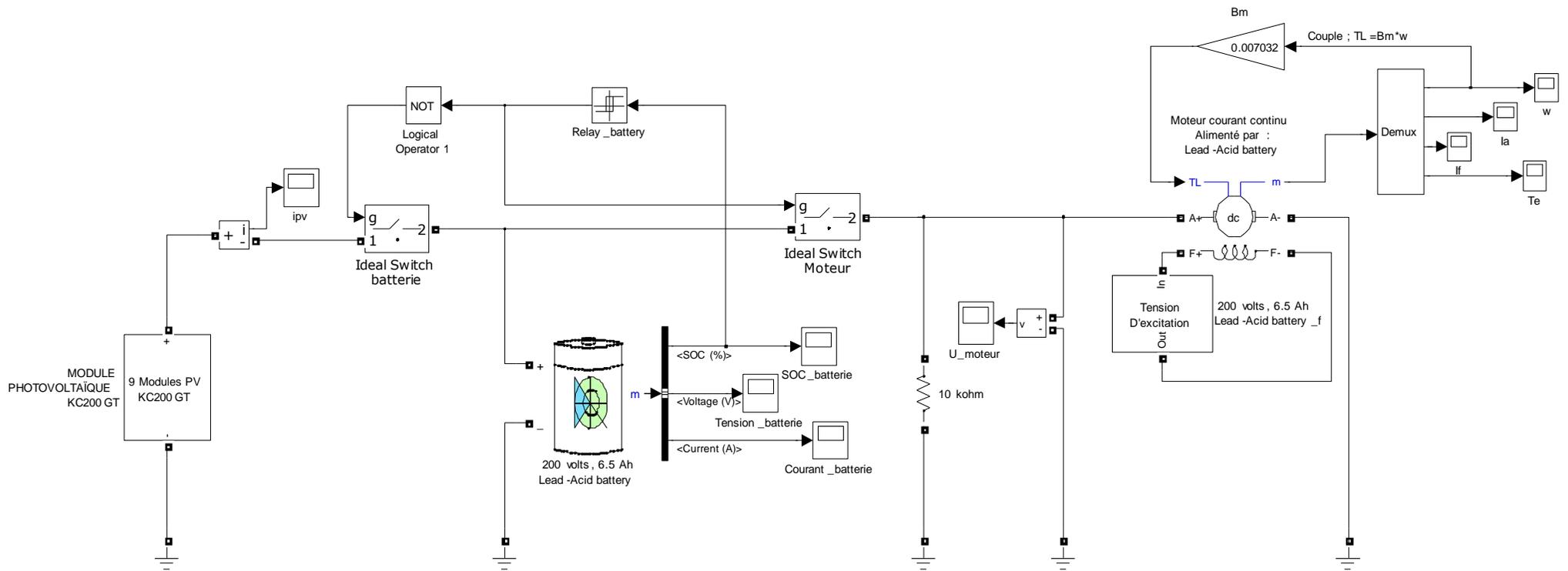


Figure 4.8 - Modèle sous Matlab/Simulink de la chaîne de conversion d'énergie solaire sans supercondensateurs (batterie seule).

2.2.1. Module photovoltaïque

On prend les caractéristiques du module photovoltaïque type PW1650 qui sont données dans la partie 3 (chapitre 2.1.1). Le panneau photovoltaïque ici considéré est constitué de **neuf modules de type Photowatt PW 1650** tous montés en série. Le choix de mettre ensemble ces neuf modules en série se justifie par le fait que la tension nominale du panneau photovoltaïque doit être supérieure ou égale à la tension nominale de chacun des dispositifs de stockage (batterie et supercondensateurs).

2.2.2. Batterie

Le type de la batterie choisi sous Simulink est **plomb-acide (Lead-Acid)**. Les caractéristiques prises sont données sur la figure 4.9. Ce choix correspond à la dominance de la technologie des batteries au plomb dans le domaine du stockage photovoltaïque. Même si leur capacité par kilogramme est de 30 à 40 Wh /kg, plus faible que les autres technologies (nitrure de cadmium (CdNi) : 50 à 70 Wh/kg, Lithium ion (Li-ion) : 150 Wh/kg), leur prix d'achat est de deux à quatre fois moins cher par kWh stocké que le CdNi et dix à vingt fois moins cher que le nickel-hydrure métallique (NiMh) ou lithium [débat énergie].

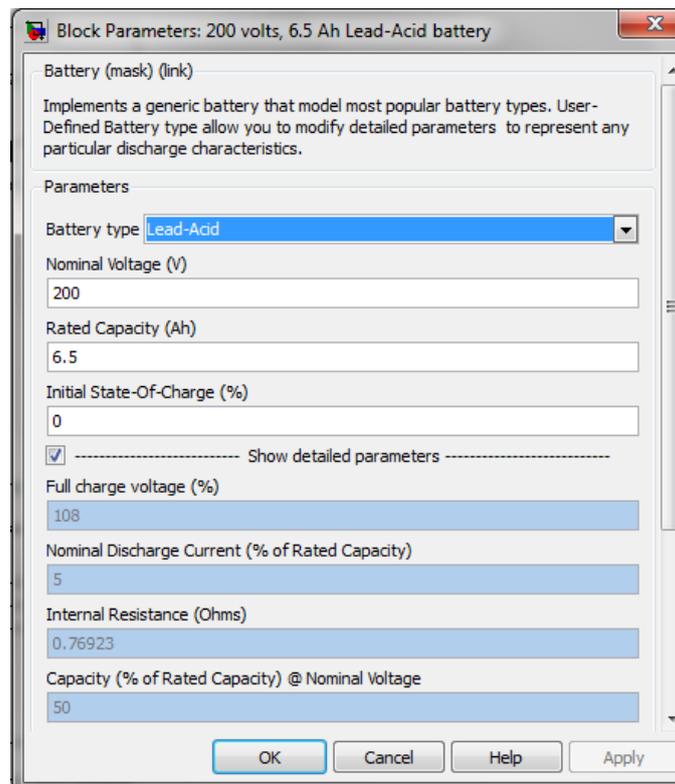


Figure 4.9 - Caractéristiques de la batterie plomb-acide choisie sous Matlab/Simulink

Les paramètres de la batterie du bloc Simulink ci-dessus sont les suivants :

- Tension nominale : 200 V
- Capacité nominale : 6,5 Ah
- État de charge initial (Soc) : 0 %

En fonction du type de batterie choisi, les paramètres suivants du bloc Simulink restent fixes : le courant de décharge nominal (5 % de la capacité nominale), tension de charge complète (108 %), la résistance interne (0,76923 Ω), la capacité correspondant à la tension nominale (50 % de la capacité nominale).

2.2.3. Le moteur électrique

Les raisons du choix d'un moteur à **courant continu** sont doubles : d'une part, il permet de mettre en évidence le rôle déterminant que peuvent avoir les supercondensateurs au démarrage des moteurs électriques, à savoir de satisfaire l'appel très important de courant en un temps très court, d'autre part, le courant de charge et le courant débité par les supercondensateurs et les batteries est continu.

Les caractéristiques Simulink du moteur choisi sont données sur la figure 4.10. Dans ce bloc Simulink des paramètres du moteur, on choisit le couple de frottement ("Torque TL") comme signal mécanique ("Mechanical input") appliqué à l'entrée du moteur. La valeur du coefficient de frottement B_m (0,007032 N.m.s) peut être introduite dans le bloc (figure 4.10), ou utilisée pour calculer le couple proportionnel à la vitesse de rotation du moteur ($TL=B_m \cdot W$), comme sur les figures 4.7 et 4.8. Bien que la valeur de B_m soit de 0 à l'intérieur du bloc, sa valeur effective, différente de 0, est donnée par une instruction extérieure.

Les autres paramètres choisis pour le moteur électrique sont les suivants :

- induit du moteur :
 - résistance de l'induit : $R_a = 0,4832 \Omega$
 - inductance de l'induit : $L_a = 0,006763 \text{ H}$
- l'inducteur du moteur :
 - résistance de l'inducteur : $R_f = 84,91 \Omega$
 - inductance de l'inducteur : $L_f = 13,39 \text{ H}$
 - inductance mutuelle de l'induit et l'inducteur : $L_{af} = 0,7096 \text{ H}$
- moment d'inertie totale : $J = 0,2053 \text{ kg.m}^2$
- couple de frottement du moteur : 0 N.m
- vitesse de rotation initiale du moteur : 0 rad.s^{-1}

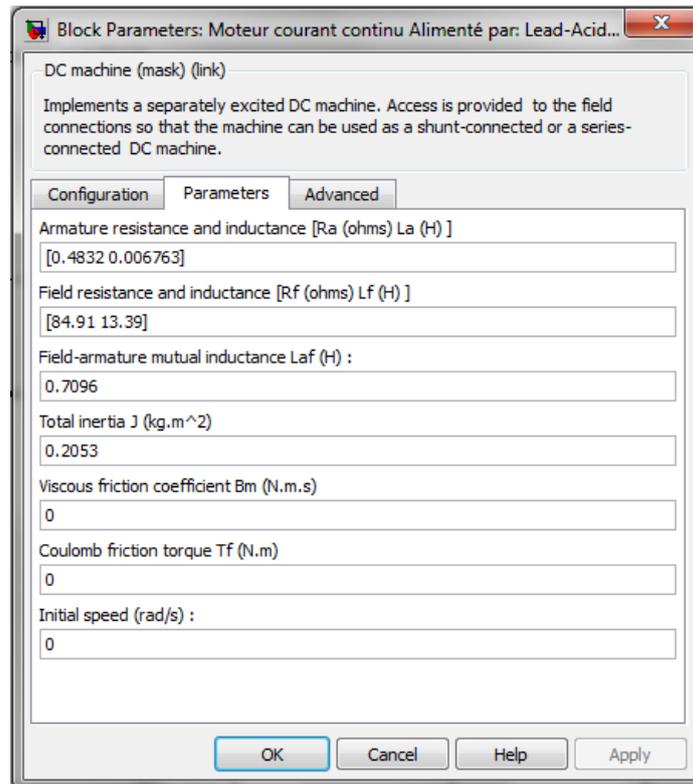


Figure 4.10 - Caractéristiques du moteur courant continu à excitation indépendante considérées sous Matlab/Simulink.

2.2.4. Les supercondensateurs

Les caractéristiques des supercondensateurs considérés, de type **Maxwell PC7223** sont données à la partie 2 (chapitre 3.4). Ces paramètres issus de la caractérisation multibranche des supercondensateurs ont été entrés à l'aide des sous-blocs constitutifs du supercondensateur dans le modèle Simulink. **80 supercondensateurs** sont considérés pour avoir une tension de charge de 200 V.

2.2.5. Contrôleur ou régulateur de charge :

Les **régulateurs (ou contrôleurs de charge)** sont formés des blocs "**Relay_battery**" et "**Relay_Spc**" (figures 4.7 et 4.8), associés aux interrupteurs commandés "**Ideal Switch battery**" et "**Ideal Switch Spc**". Ils permettent de contrôler respectivement la tension et l'état de charge de la batterie et les supercondensateurs suivant les seuils de fonctionnement fixés (tableau 4.1). En fonction de ces seuils, ils agissent pour faire basculer les dispositifs de stockage en charge (par les modules photovoltaïques) ou en décharge à travers l'induit du moteur.

		Etat de charge batterie (%)	Tension Supercondensateurs (V)
Seuils de basculement	haut	100	200
	bas	20	50

Tableau 4.1 - Seuils de basculement de la batterie et supercondensateurs.

2.3. Résultats de la simulation

2.3.1. Charge/décharge des modules de stockage

Au cours de la simulation du modèle **système avec supercondensateurs**, les 80 éléments de supercondensateurs sont d'abord chargés avec le courant délivré par les modules photovoltaïques (figure 4.11), puis vient le tour de la batterie. On se place dans le cas d'un éclairement solaire constant $G=1000 \text{ W/m}^2$ et d'une température ambiante $T_a=25^\circ\text{C}$.

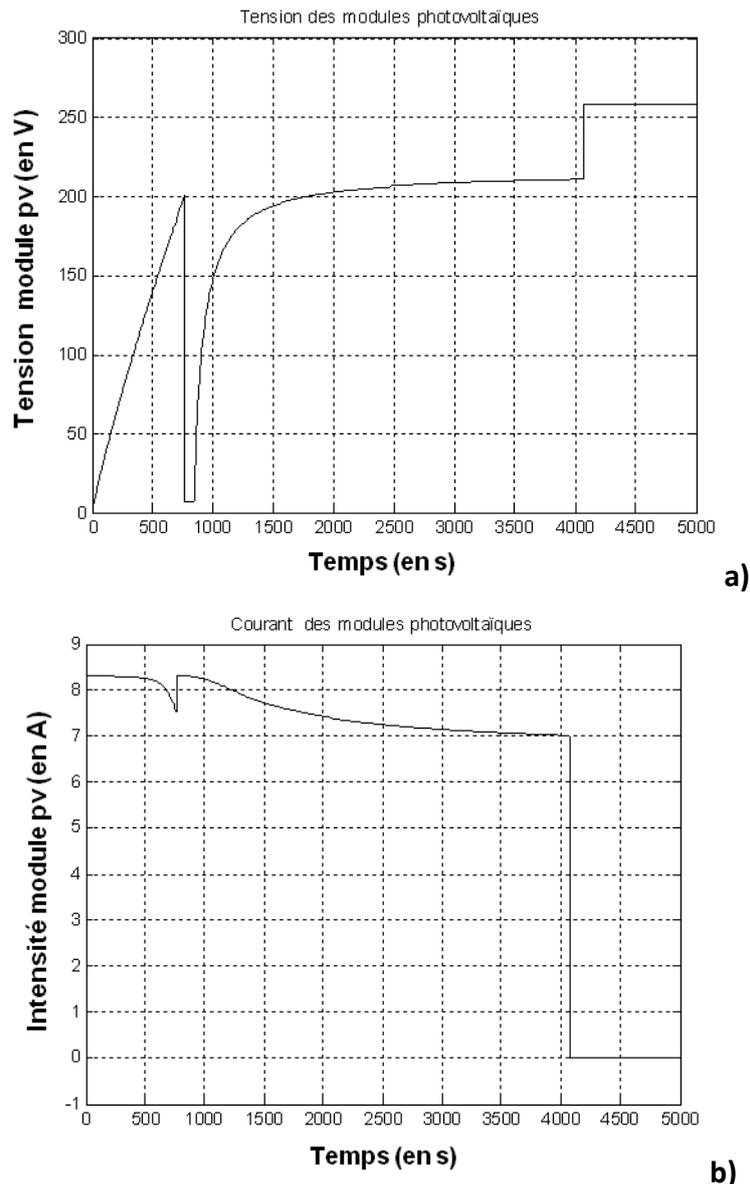


Figure 4.11 – Signaux produits par les modules photovoltaïques a) tension b) courant débité.

Les temps de charge complets des supercondensateurs (figure 4.12-a), et la batterie (figure 4.12-b et c), sont respectivement de 765,21 secondes et 3310,7 secondes, soit environ 13 et 55 minutes. Précisons que la tension maximale atteinte par la batterie en pleine charge (SOC = 100%) est de 221 Volts. D'où l'intérêt de l'utilisation des **diodes** en série pour éviter que cette tension soit imposée aux supercondensateurs. Les supercondensateurs ont une tension nominale de 200 V, ils possèdent une petite constante de temps par rapport aux batteries. Une fois que la **batterie est pleinement chargée**, cette dernière et les supercondensateurs **se déchargent dans le moteur**, qui est alors mis sous tension.

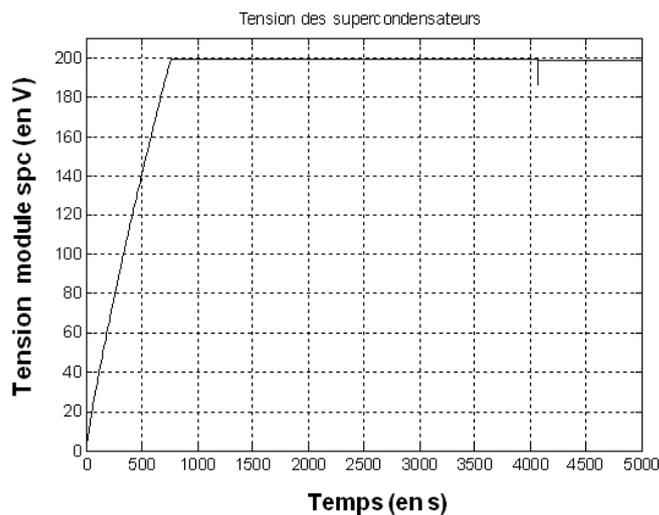


Figure 4.12a – Tension des supercondensateurs.

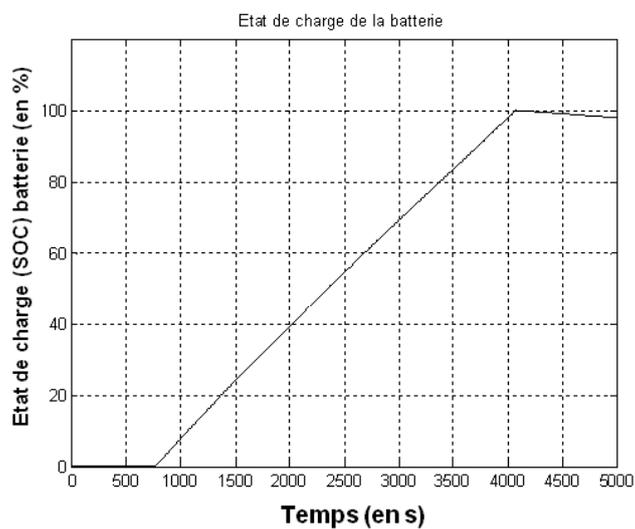


Figure 4.12b – Etat de charge batterie.

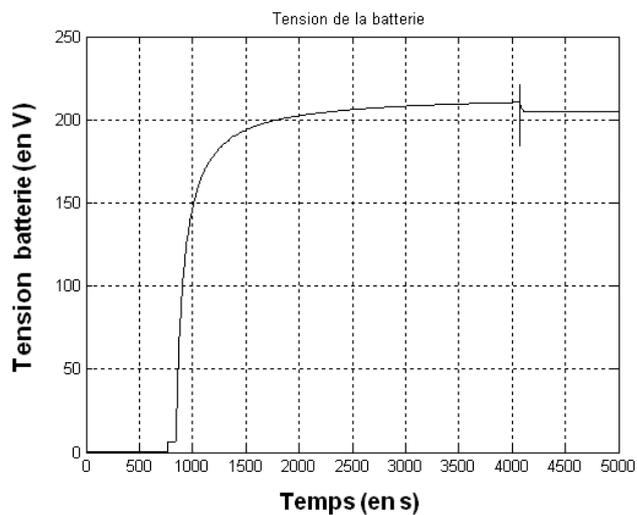


Figure 4.12c – Tension de la batterie.

2.3.2. Analyse des courants électriques au démarrage

Dans ce paragraphe, nous analysons le courant à travers l'induit du moteur, le courant des supercondensateurs et le courant de la batterie.

2.3.2.1. Système avec supercondensateurs

Le moteur est à la fois alimenté par **la batterie et les supercondensateurs**. Il démarre avec une intensité du courant électrique qui atteint une valeur maximale de 259,9 A (figure 4.13).

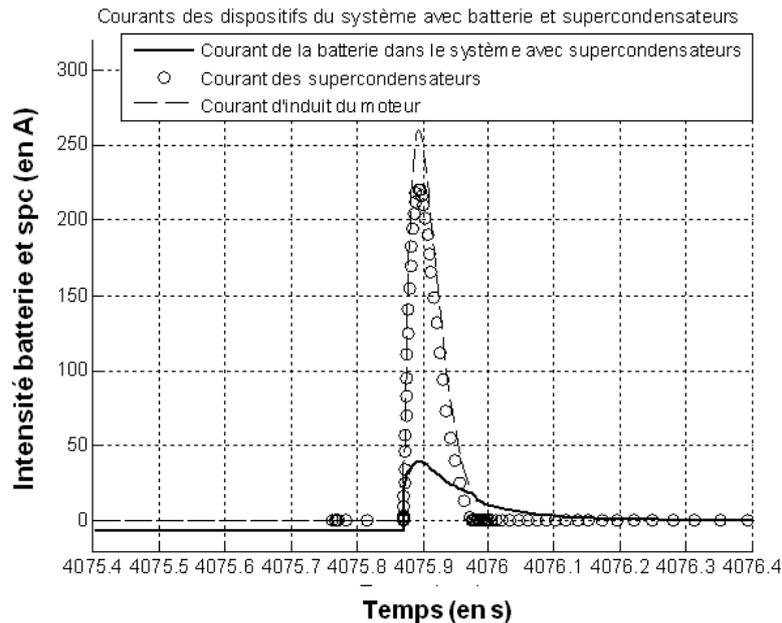


Figure 4.13 – Le courant de démarrage du moteur, le courant des supercondensateurs, et le courant de la batterie dans la configuration avec les supercondensateurs.

La figure 4.14 donne l'évolution de la vitesse du moteur avec une **stabilisation rapide**, durée transitoire de 0,5 seconde, à la vitesse de rotation nominale de 125 tr.min⁻¹.

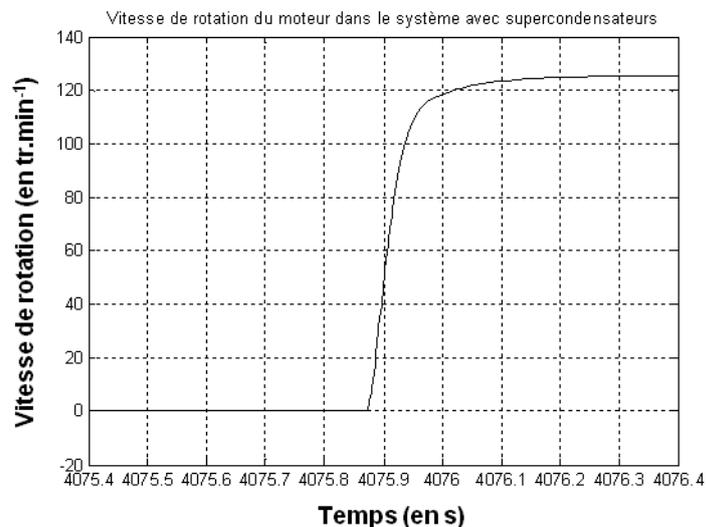


Figure 4.14 – Évolution de la vitesse de rotation du moteur à courant continu.

Le courant électrique à travers l'induit du moteur est la somme des courants provenant des deux dispositifs de stockage (équation 4.1).

$$I_{Mot} = I_{spc} + I_{bat} \quad (4.1)$$

où I_{Mot} est le courant d'induit du moteur

I_{spc} et I_{bat} sont respectivement les courants des supercondensateurs et de la batterie.

Les supercondensateurs ont une **dynamique plus rapide** que la batterie, ils fournissent 84,8 % du courant électrique au démarrage soit 220,4 A alors que la batterie ne débite que 39,5 A. La batterie est donc moins sollicitée au démarrage. Elle est en effet mise à l'abri de fournir de fortes intensités de courant aux temps très courts, domaine d'utilisation intéressant pour les supercondensateurs. À long terme la **durée de vie des batteries peut donc être augmentée**. L'inconvénient pour ce système par rapport au système sans supercondensateurs est que le courant d'induit du moteur devient plus élevé au démarrage compte tenu de la "générosité" des supercondensateurs. Mais ce problème est résolu soit en intercalant les résistances de faibles coûts dans le circuit de l'induit du moteur au démarrage, soit en utilisant un **autotransformateur** qui permet le démarrage avec un courant réduit dû à une réduction de tension pendant la durée d'accélération afin que le courant d'induit ne dépasse pas au démarrage $2 \cdot I_{Mot, nom}$ (deux fois le courant nominal). Cela est aussi valable pour le second système.

2.3.2.2. Système sans supercondensateurs

Pour le **système sans supercondensateurs**, $I_{Mot} = I_{bat}$ (figure 4.15), car I_{spc} est nul. L'intensité du courant au démarrage du moteur est de 149,3 A.

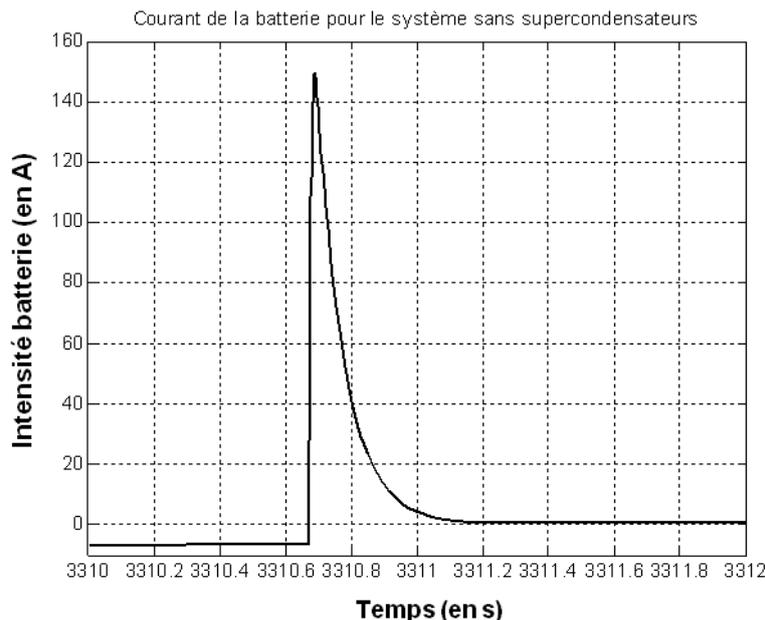


Figure 4.15 – Courant de la batterie (seule dans le système sans supercondensateurs)

Dans ce système la batterie seule est soumise à **toute l'intensité du courant électrique au démarrage**, soit près de 4 fois l'intensité qu'elle débite dans le système précédent. La **valeur du courant d'environ 150 A est inférieure** à celle des supercondensateurs 220 A, ce dernier permettant d'avoir un couple plus grand donc plus de puissance au démarrage du moteur.

La figure 4.16 donne l'évolution de la vitesse du moteur avec une **stabilisation rapide**, durée transitoire de 0,8 seconde, à la vitesse de rotation nominale de 125 tr.min⁻¹.

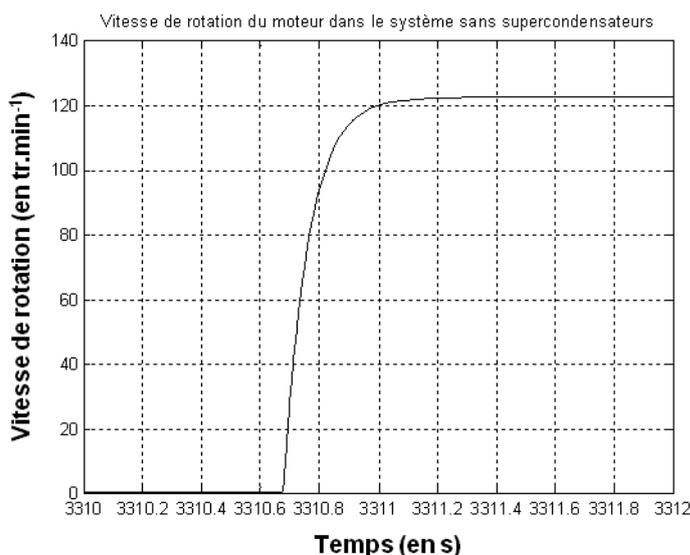


Figure 4.16 – Évolution de la vitesse de rotation du moteur à courant continu

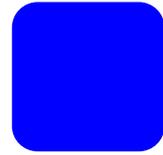
2.4. Intérêts de l'intégration des supercondensateurs

Le stockage de l'électricité étant la problématique essentielle dans le domaine photovoltaïque, l'allongement de la **durée de vie des batteries** de l'ordre de 5 à 10 ans est un enjeu important si l'on veut s'approcher de celle des modules eux-mêmes (10 à 20 ans).

En résumé, l'intérêt de l'utilisation de deux éléments de stockage (batterie et supercondensateurs) dans une chaîne de conversion de l'énergie solaire comme celui étudié est multiple :

- il peut **limiter** « **la trop grande intensité** » de courant électrique débitée par la batterie ;
- il peut mettre la batterie à l'abri des **décharges trop profondes** pouvant conduire à une perte irréversible de capacité ;
- il peut **accroître le nombre de cycles**, par conséquent la durée de vie de la batterie.

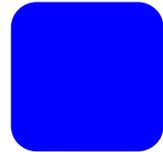
3. CONCLUSION DE LA PARTIE 4



Dans la première étude, le stockage de l'énergie photovoltaïque par des supercondensateurs a été envisagé pour un système comprenant uniquement un panneau photovoltaïque associé à un module de supercondensateurs. Une **relation entre le temps de charge des supercondensateurs et l'éclairement solaire** pour une température ambiante donnée a été obtenue afin de renseigner l'utilisateur ou le développeur d'une chaîne de conversion d'énergie solaire.

Dans la deuxième étude, le modèle multibranche de supercondensateur réalisé sous Matlab/Simulink est utilisé dans un système de conversion de l'énergie photovoltaïque contenant les éléments suivant : modules photovoltaïques, batterie, contrôleurs de charge et moteur électrique. Pour montrer le rôle des supercondensateurs, le système a été modélisé pour deux cas. Dans le premier les supercondensateurs sont montés en dérivation avec la batterie pour alimenter le moteur électrique ; le second cas est celui sans supercondensateurs, seule la batterie est prise comme dispositif de stockage. Les résultats de la simulation des deux modèles montrent que **les supercondensateurs sont plus sollicités au démarrage du moteur électrique**. Ainsi, ils remplissent leur rôle, en fournissant **le pic de puissance nécessaire** pour amener le moteur à tourner à sa vitesse nominale. Leur introduction dans le système **met la batterie à l'abri de forte intensité de courant électrique au démarrage des moteurs**, ce qui permettrait d'augmenter la durée de vie des batteries.

4. BIBLIOGRAPHIE DE LA PARTIE 4



- [Belhachemi 2001] Belhachemi F., *Modélisation et caractérisation des supercondensateurs à couche double électrique utilisés en électronique de puissance*, thèse de doctorat, Nancy, 2001.
- [Camara et al. 2011] M. A. Camara, P. O. Logerais, O. Riou, J.F. Durastanti, *Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs*, Journal de la Recherche en IUT, juin 2011.
- [débat énergie] http://sfp.in2p3.fr/Debat/debat_energie/websfp/jourde.htm
- [Luque et Hegedus 2003] Luque A., Hegedus S., *Handbook of photovoltaic science and engineering*, John Wiley and Sons Ltd., Chichester, 2003.
- [Villalva et al. 2009] Villalva M. G., Gazoli J. R., Ruppert F. E., *Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays*, Brazilian Journal of Power Electronics, vol. 14 n°1, pp. 35-45, 2009.

Conclusions générales et perspectives

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES



Les supercondensateurs sont un moyen de stockage de l'énergie électrique permettant de **satisfaire des appels de puissance électrique très importants** sur des durées de l'ordre de 1 à 10 secondes, voire moins. Leur **intégration dans des systèmes de conversion de l'énergie solaire** auprès d'autres moyens de stockage de dynamiques moins rapides est envisagée dans divers études et projets.

Cette thèse a permis l'établissement d'un **modèle de stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs** pour des applications non raccordées au réseau. Le modèle d'une chaîne de conversion d'énergie radiative solaire comprenant un programme de calcul de l'éclairement solaire, la conversion photovoltaïque des panneaux, le régulateur de charge, le stockage d'électricité par batteries, ainsi qu'un moteur à courant continu a été établi sous le logiciel Matlab/Simulink. A ce modèle, il faut adjoindre, la modélisation du module de supercondensateurs. Le modèle multibranche, correspondant à une représentation sous forme d'un ensemble de cellules RC en parallèle, a été retenu en raison de sa précision. Il permet en effet de restituer les phénomènes liés aux charges électriques (non-linéarité du stockage, ligne de transmission, redistribution des charges).

Le modèle établi a été validé par le bon accord avec l'expérience qui a consisté en des essais de charge/décharge de supercondensateurs pour différentes configurations. Les caractéristiques électriques des supercondensateurs utilisés expérimentalement ont été déterminées par des essais de charge/décharge à courant constant qui ont permis de renseigner les valeurs des résistances et capacités, dont certaines sont variables avec la tension. Cette non-linéarité des paramètres a été prise en compte dans le modèle à travers des sous-systèmes dédiés aux calculs de ces résistances et capacités variables.

L'instrumentation du banc de mesure, entièrement conçu, est détaillée et comprend notamment une interface d'acquisition permettant le pilotage des relais de basculement charge/décharge, ainsi que l'enregistrement et le suivi en temps réel des valeurs mesurées (éclairement solaire, température ambiante, courant et tension photovoltaïque, courant et tension des supercondensateurs). La précision des résultats obtenus après traitement des données pour le modèle multibranche est discutée afin de souligner la rigueur de l'expérimentation.

Enfin, **deux exemples d'exploitation du modèle** ont été proposés, chacun d'eux ayant des perspectives. Dans la première étude, le stockage de l'énergie photovoltaïque par

des supercondensateurs a été envisagé pour un système comprenant un panneau photovoltaïque associé à un module de supercondensateurs. Une **relation entre le temps de charge des supercondensateurs et l'éclairement solaire** pour une température ambiante donnée a été obtenue. Cette courbe permet de renseigner **un utilisateur ou un développeur** qui souhaite **dimensionner une installation photovoltaïque** avec des supercondensateurs. Par la suite, il serait intéressant de poursuivre l'étude en considérant des **variations climatiques** données afin d'avoir des **durées optimales de stockage** de l'énergie électrique selon les appels de puissance de la charge appliquée.

Dans la deuxième étude, les supercondensateurs sont intégrés dans la chaîne d'alimentation électrique d'un moteur à courant continu. Ils sont couplés à des batteries comme moyen de stockage de l'énergie électrique. L'**intérêt de l'utilisation des supercondensateurs** est clairement illustré puisqu'ils permettent de **réduire considérablement les sollicitations électriques sur la batterie lors de l'appel de puissance** nécessaire au démarrage du moteur. De plus, **le moteur reçoit plus d'énergie**. Dans les études ultérieures, la modélisation pourra être complétée par un **hacheur**, ou bien un **onduleur** et un **moteur à courant alternatif**. **Des dimensionnements de dispositifs pourront être effectués**. Par exemple, le nombre d'appels de puissance possible pour le moteur d'une pompe servant à faire remonter l'eau d'un puits, pourra être calculé. L'**impact de l'augmentation sur la durée de vie** d'une installation photovoltaïque mais également le **coût supplémentaire** à l'achat des supercondensateurs reste une question à également approfondir.

Résumé

Le stockage par supercondensateurs de l'énergie photovoltaïque est modélisé afin de disposer d'un modèle suffisamment fin et accessible permettant de les intégrer dans des chaînes de conversion de l'énergie solaire. Les supercondensateurs sont modélisés par un circuit multibranche comportant des résistances et des capacités variables suivant la tension, dont les valeurs sont déterminées par une expérience de caractérisation ayant une bonne précision. Par ailleurs, tous les éléments d'une chaîne typique de conversion de l'énergie photovoltaïque sont modélisés avec le logiciel Matlab/Simulink (gisement solaire, conversion photovoltaïque des panneaux, régulateur, batterie et charges). Le modèle de stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs est ensuite validé par la bonne concordance des mesures relevées en conditions réelles avec les résultats donnés par les simulations. Enfin, deux exemples d'exploitation du modèle sont proposés et discutés : la détermination du temps de charge des supercondensateurs suivant l'éclairement solaire et la température ambiante, et l'intégration des supercondensateurs dans la chaîne d'alimentation électrique d'un moteur à courant continu permettant de réduire les sollicitations électriques sur la batterie lors de l'appel de puissance nécessaire au démarrage du moteur.

- **Mots clés :** Conversion photovoltaïque ; stockage d'énergie électrique ; supercondensateur ; modélisation ; instrumentation

Abstact

The storage by ultracapacitors of photovoltaic energy is modeled in order to have an accurate and accessible model to integrate ultracapacitors into solar energy conversion systems. Ultracapacitors are modeled by a multibranch circuit representation composed of resistors and capacitors with variable voltage whose values are determined by an accurate characterization experiment. Moreover, all the elements of a typical photovoltaic energy conversion system are modeled by using the Matlab/Simulink software (solar radiation, photovoltaic panels, regulator, batteries and charges). The energy storage model by ultracapacitors is then validated by the good agreement of measured values taken in real conditions with the results provided by simulations. Finally, two examples are proposed and discussed: the determination of the storage duration of ultracapacitors versus solar irradiance and ambient temperature, and the integration of ultracapacitors in the electrical feeding system of a DC motor to reduce the electrical current peak of the battery at the start of the motor.

- **Keywords:** Photovoltaic conversion; electrical energy storage ; ultracapacitor ; modelling ; instrumentation