République algérienne démocratique et populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
Centre Universitaire Nour Bachir d'El-Bayadh
Faculté de technologie
Département génie électrique

Cours :

Stockage de l'énergie & pile à combustible

Présenté par :
Dr REGUIEG Salima Khaoula

Cours destiné aux étudiants de Master II
Spécialité : Electrotechnique
Option : Energies Renouvelables

Année : 2025

Avant propos

Le stockage de l'énergie et les piles à combustible ne se limitent pas à la description de technologies émergentes : ils constituent aujourd'hui des éléments structurants de l'ingénierie des systèmes énergétiques modernes, en particulier dans un contexte d'intégration massive des énergies renouvelables. En effet, le solaire photovoltaïque et l'éolien, malgré leurs atouts environnementaux, présentent une production intermittente et difficilement prévisible, pouvant créer des déséquilibres entre production et demande et affecter la stabilité et la continuité d'alimentation. Le recours au stockage devient alors indispensable pour convertir l'excédent d'énergie, le conserver, puis le restituer au moment opportun.

L'objectif de cette polycopie est d'offrir une compréhension progressive et appliquée des principes fondamentaux du stockage d'énergie et des piles à combustible, en reliant les notions théoriques (chaînes de conversion, grandeurs de caractérisation, réactions électrochimiques, rendements et pertes) aux problématiques concrètes des systèmes énergétiques : autonomie, lissage, appels de puissance, fiabilité et efficacité globale. Ce document s'inscrit dans le cadre du module « Stockage de l'énergie et piles à combustible » destiné aux étudiants de Master 2 ENR.

La polycopie est organisée en trois chapitres complémentaires :

Chapitre 1 Les systèmes de stockage d'énergie : introduction du rôle du stockage dans les réseaux et systèmes à forte pénétration d'énergies renouvelables, des objectifs principaux (autonomie, lissage, appels de puissance, sécurité, arbitrage) et des grandes familles de technologies de stockage.

Chapitre 2 Stockage électrochimique : présentation des batteries comme conversion de l'électricité en énergie chimique via des réactions d'oxydoréduction réversibles ; étude de la batterie plomb-acide, puis introduction des supera-condensateurs et de l'intérêt des architectures hybrides batterie–supera-condensateur pour combiner énergie et puissance.

Chapitre 3 Piles à combustible et hydrogène : rappel du principe de fonctionnement des piles (demi-réactions, rôle de la membrane/électrolyte), analyse des performances (rendement théorique et pertes) et panorama des principales technologies (AFC, PEMFC, DMFC, PAFC, MCFC, SOFC) et de leurs domaines d'application.

Nous espérons que ce support aidera l'étudiant à acquérir une base solide pour analyser, comparer et dimensionner des solutions de stockage, et à comprendre le rôle des piles à combustible et de l'hydrogène dans les systèmes énergétiques décarbonés et les micro-réseaux modernes.

SOMMAIRE

Avant-propos.....
Introduction générale.....
Chapitre 1 Les systèmes de stockage d'énergie 4
1. Introduction 4
1.2 Rôle du stockage d'énergie 4
2. Les différents modes de stockage d'énergie 5
1.3 Formes d'énergie stockable 5
2.1 Chaîne de conversion 5
3. Grandeurs de caractérisation 6
2.2 Nécessité de la réversibilité 6
3.1 Capacité énergétique 6
3.2 Puissance maximale 7
3.3 Rendement de cycle 7
3.4 État de charge (SOC) et profondeur de décharge (DOD) 8
3.5 Temps de réponse 8
3.6 Autodécharge et pertes vides 8
3.7 Durée de vie et cyclabilité 9
4.1 Selon la forme d'énergie stockée 9
4.2 Selon la puissance et l'autonomie 10
4.3 Capacités installées mondialement 10
5. Stockage mécanique : STEP (Stockage Hydraulique par Pompage). 11
5.1 Principe fondamental 11
5.2 Équations énergétiques 12
5.3 Rendement 12
5.4 Architecture et variantes 13
5.5 Bilan énergétique 13
5.6 Exemple STEP d'Afourer (Maroc) 13
5.7 Avantages et limitations 14
6.2 Énergétique de la compression 14
6.3 Variantes du CAES 15
6.4 Sites de stockage 15
6.5 Performance thermodynamique 15
7. Stockage mécanique : Volants d'inertie. 16
6.6 Avantages et limitations 16
7.2 Énergétique de rotation 17
7.3 Limites mécaniques 18
7.4 Architecture d'un système de stockage inertiel 18
7.5 Temps de réponse et dynamique 18
7.6 Pertes et rendement 19

7.7 Avantages et limitations 19
8.1 Transition vers l'électrochimie 19
8.2 Équilibrage des rôles : batterie vs supercondensateur 20
9.1 Présentation générale 20
1. Électrodes 21
2. Électrode négative (anode en décharge) : plomb pur Pb 21
3. Électrode positive (cathode en décharge) : plomb recouverte de dioxyde de plomb PbO_2 21
4. Séparation : matériau poreux (résine, caoutchouc) permettant passage ions / bloquant 21
9.2 Constitution 21
9.3 Réactions électrochimiques 22
9.4 Caractéristiques de tension 22
9.5 Rendements 23
9.6 Autodécharge 23
9.7 Vieillissement et durée de vie 24
9.8 Durée de vie pratique 24
9.9 Types de batteries Pb-acide 25
9.10 Modèle électrique équivalent 25
9.11 Caractéristiques de fonctionnement : couplage module PV — batterie 25
10. Batterie Nickel-Cadmium (Ni-Cd) 26
14.4 V). 26
10.1 Présentation générale 26
10.2 Constitution et réactions 26
1. FEM nominale : ~1.3 V par élément 27
2. Tension en décharge : 1.0–1.2 V/élément (moins stable que Pb-acide) 27
3. Régime de décharge : courant assez constant jusqu'à fin 27
4. Tension fin décharge : 1.0 V/élément (moins précis que Pb-acide) 27
1. Rendement faradique : ~95% (excellent) 27
2. Rendement énergétique : ~50–60% (inférieur à Pb-acide !!) 27
3. Cause : écart tension charge/décharge plus grand 27
10.3 Caractéristiques électriques 27
10.4 Effet mémoire 27
10.5 Autodécharge 27
11. Supercondensateurs (condensateurs double couche). 28
10.6 Applications subsistantes 28
11.1 Rappel sur les condensateurs classiques 28
11.3 Architecture 29
11.4 Fonctionnement charge-décharge 29
11.5 Modèle électrique équivalent 29
11.6 Caractéristiques pratiques 30
11.7 Types de supercondensateurs 30
11.8 Applications 30

11.9 Avantages et limitations 31
12. perspectives. 32
12.1 Synthèse comparative 32
12.2 Tendances futures 32
1. STEP hydroélectriques : valorisation barrages réservoirs existants (Beni Haroun, ... 33
2. Systèmes PV + batteries Li-ion : baisse prix, efficacité supérieure Pb-acide 33
3. Microgrids locaux : couplage EnR + stockage + microturbines gaz en zones 33
4. Hydrogène vert : réflexion long terme pour agriculture, industrie chimique 33
12.3 Déploiement en Algérie et Afrique du Nord 33
12.4 Critères de sélection technologique 33
1. Coûts : accélération baisse Li-ion (~90% réduction 2010–2023), visée €100/kWh 34
3. Sécurité : emballement thermique batteries, normes transport 34
4. Intégration réseaux : synchronisation stockage distribué + sources EnR intermittentes 34
5. Environnement : extraction lithium/cobalt respectueuse, water footprint 34
12.5 Défis actuels et futurs 34
Chapitre 2 Stockage électrochimique 35
1. Généralité 35
1.1 Transition vers l'électrochimie 35
1.2 Principes physico-chimiques fondamentaux 35
1.3 Cycle de charge-décharge 36
1.4 Performance énergétique 36
2. Batterie à usage solaire : Technologie plomb-acide 37
2.1 Contexte des systèmes solaires autonomes 37
2.2 Composition et architecture 37
2.3 Réactions électrochimiques détaillées 38
2.4 Caractéristiques de tension et courbes typiques 39
2.5 Rendements de la batterie plomb-acide 41
2.6 Autodécharge 42
2.7 Durée de vie et vieillissement 43
3. Caractéristiques d'un accumulateur au plomb-acide 45
3.1 Capacité nominale et énergétique 45
10.5 V, tension moyenne ≈ 11.5 V. 46
3.2 Puissance maximale et résistance interne 46
3.3 Densité de l'électrolyte comme indicateur SOC 47
3.4 Mesure de l'État de Charge (SOC) par tension 48
4.1 Paramètres électriques en charge/décharge 50
4.2 Énergie transférée cumulée 50
4.3 Température interne 51
4.4 Paramètres de vieillissement 51
5.1 Régimes de charge standard 52
5.2 Charge par panneaux solaires (MPPT) 53

7.5 A Isc); Puissance MPP : ~50–60% puissance nominale théorique (Voc × Isc); 53
1. Mesurer V et I panneaux à instant t 54
5.3 Charge d'égalisation (batterie ouverte uniquement) 54
15.0 V) pendant 1–2 heures; Chaque élément atteint tension identique (équilibrage 54
5.4 Charge lente vs charge rapide 54
6.1 Modèle simple : FEM + résistance série 55
1. FEM quasi-constante : E varie peu avec SOC (2.0–2.1 V) 56
2. Résistance variable : RB dépend du SOC, température, âge 56
3. Modèle valide pour : régimes permanents (pas de transitoires rapides) 56
6.2 Modèle Thévenin (ordre 1) 56
6.3 Modèle CIEMAT (ordre 2) 57
6.4 Dépendances paramètres physiques 57
7. Supercondensateurs : Fondamentaux 58
7.1 Rappel sur condensateurs classiques 58
7.2 Principe physique des supercondensateurs 59
7.3 Stockage électrostatique vs chimique 60
8. Présentation des supercondensateurs 61
7.4 Modèle électrique équivalent simple 61
8.1 Types et familles 61
8.2 Comparaison électrolytes aqueux vs organiques 62
8.3 Caractéristiques énergétiques et de puissance 62
9. Caractérisation et modélisation des supercondensateurs 64
9.1 Courbes caractéristiques : tension, courant, puissance 64
9.2 Modèle électrique détaillé 66
10. Différentes familles de supercondensateurs 67
9.3 Impédance spectrale (EIS - Electrochemical Impedance Spectroscopy) 67
10.1 Comparatif marchés actuels 67
10.2 Tensions nominales et configuration série 68
11. Vieillissement des supercondensateurs 69
10.3 Format boîtier 69
11.1 Mécanismes de dégradation 69
11.2 Durée de vie prédite 70
11.3 Estimation SOC et santé 71
12. Applications des supercondensateurs 72
2.7 / 5.4 = 50%; Avantage : Très facile, pas calcul complexe.; Santé (ESR monitoring). 72
12.1 Systèmes de véhicules électriques et hybrides 72
12.2 Transports en commun et tramways 73
12.3 Microgrids et stabilisation réseau 73
12.4 Systèmes d'alimentation de secours (UPS) 74
13. Hybridation batterie-supercondensateur 75

13.1 Principes et architecture 75
13.2 Avantages de l'hybridation 75
13.3 Exemple pratique : système PV isolé 10 kW 76
14. Conclusion et perspectives 77
14.1 Synthèse comparative : Batterie vs Supercondensateur 77
14.2 Applications recommandées par technologie 78
14.3 Tendances technologiques 2025–2035 79
14.4 Rôle croissant en Algérie (contexte MENA) 79
1. Coûts d'investissement : Batteries toujours cher (préfinancement public/aide) 80
2. Chaîne 80
3. Compétences 80
4. Durabilité : Taux d'autodécharge Pb-acide tropicaux (Algérie chaude) 80
5. Recyclage : Infrastructure collecte batteries usagées quasi-inexistante 80
6. Standards 80
14.5 Défis demeurant 80
14.6 Recommandations pour systèmes solaires Algériens 80
Chapitre 3 Piles à combustible et hydrogène 83
1. Historique et contexte 83
1.1 Origines et développement 83
1.2 Motivations pour piles à combustible 84
2. Principe de fonctionnement 85
1.3 Positionnement énergétique 85
2.1 Réaction chimique globale 85
2.2 Décomposition en demi-réactions 86
2.3 Schéma fonctionnel complet 87
2.4 Comparaison : pile à combustible vs batterie 87
2.5 Avantages implicites 88
3. Cinétique et rendement thermodynamique 89
3.1 Potentiel thermodynamique (FEM) standard 89
3.2 Diagramme de Nernst (dépendance concentration) 90
3.3 Rendement thermodynamique théorique 90
3.4 Rendement réalisé (avec pertes) 91
3.5 Courbe polarisation réelle (tension-courant) 92
3.6 Rendement réalisé par type de pile 93
4. Structure interne des piles à combustible 94
1. Anode (électrode négative); Fonction : Catalyser oxydation H_2 (ou carburant), ... 94
4.1 Composantes fondamentales 94
2. Cathode (électrode positive); Fonction : Catalyser réduction O_2, accepter 95
3. Électrolyte; Fonction : Conduire ions (H^+, OH^-, O^{2-}, etc.), isoler électrons. Type 95
4. Collecteurs de courant (bipolaires); Fonction : Recueillir courant anode/cathode, ... 95
5. Bac/boîtier scellé; Fonction : Contenir électrolyte liquide (AFC, PAFC), assurer 95

4.2 Configuration monocellulaire 95
4.3 Empilement en série (stack) 96
5. Pile AFC (Alkaline Fuel Cell) 97
5.1 Historique et caractéristiques 97
5.2 Composition 97
5.3 Réactions électrochimiques 98
5.4 Performances caractéristiques 98
5.5 Avantages et limitations 98
6. Pile PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) 99
5.6 Applications modernes 99
6.1 Présentation générale 99
6.2 Membrane échangeuse de protons (PEM) 99
6.3 Réactions PEMFC 100
6.4 Catalyseurs 100
0.5 mg/cm² × 50 kW stack × €30/g ≈ €750–1000 seul Pt (5–10% coût stack) 101
6.5 Architecture électrodes 101
6.6 Performances PEMFC 102
6.7 Sensibilité CO_2 103
6.8 Sensibilité eau (humidification) 103
6.9 Avantages et limitations 103
7. Pile DMFC (Direct Methanol Fuel Cell) 104
6.10 Applications PEMFC 104
7.1 Concept et motivation 104
8. Pile PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell) 105
7.2 Réactions 105
7.3 Caractéristiques 105
8.1 Historique et déploiement 105
9. Pile MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) 106
8.2 Caractéristiques 106
9.2 Fonctionnement haute température 107
9.3 Catalyseurs 107
9.4 Performances 107
10. Pile SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) 108
9.5 Avantages et limitations 108
9.6 Systèmes MCFC commerciaux 108
10.2 Matériaux et architecture 109
10.3 Réactions électrochimiques (milieu O^{2-}) 109
1. Catalyse rapide : H_2/CO oxydation kinétiquement facile même sans Pt; Nickel 110
2. Flexibilité carburant : H_2 pur idéal; Aussi : CH_4 (gaz naturel), CO, biogas, ... 110
3. Cinétique O_2 réduction améliorée : Réaction très lente PEMFC (basse T); À 110
4. Cogénération thermique : Sortie ~80% chaleur, température haute (800–1000°C) 110

10.4 Avantages de haute température (800–1000°C) 110
10.5 Performances SOFC 110
1. Démarrage lent : Préchauffage 1–2 heures (chauffer YSZ 1000°C depuis 111
3. Interface triple-phase point (TPB) : Réaction ne survient que contact Ni–YSZ–gas; 111
4. Dégradation chromite cathode : Interconnecteurs chromite (ex. LSCrM) : Cr^{2+} 111
10.6 Défis technologiques SOFC 111
10.7 Avantages et limitations 111
11. Production de l'hydrogène 112
1. Vaporeformage de gaz naturel (95% H_2 mondial actuellement) 112
2. Électrolyse de l'eau (Hydrogène vert) 112
11.1 Routes de production 112
3. Gazéification biomasse/déchets (minoritaire 1–2%) 113
11.2 Électrolyse par membrane PEM (clé transition hydrogène vert) 113
12. Stockage et transport de l'hydrogène 114
11.3 Coûts hydrogène vert 114
11.4 Perspectives réduction coûts 114
1. Hydrogène gazeux comprimé (principal 2025) 115
12.1 Défis stockage 115
12.2 Modes de stockage 115
12.3 Infrastructures de distribution 116
13. Systèmes à énergies renouvelables couplés PAC 117
13.1 Concept Power-to-X 117
13.2 Systèmes intégrés PV-H_2-PAC (îles, sites isolés) 117
13.3 Alimentation microgrids décentralisés 118
14. Applications automobiles (véhicules à hydrogène) 120
13.4 Défis intégration 120
14.1 Contexte politique-technologique 120
14.2 Véhicules FCHV (Fuel Cell HydrogenVehicles) actuels 120
14.3 Avantages FCHV vs BEV (batterie électrique) 121
1. Infrastructure H_2 quasi-inexistante 122
2. Coût surcharge hydrogène 122
14.4 Défis déploiement FCHV 122
14.5 Applications transport lourd (camions) 123
15. Conclusion et perspectives 124
15.1 Bilan technologique PAC 2024 124
15.2 Calendrier déploiement réaliste 124
15.3 Rôle Algérie (hydrogène vert excellence 2025–2050) 125
15.4 Défis restant 2025–2030 126
15.5 Conclusion 126
Conclusion générale .....

Liste des figures

Figure 1.1	Cycle de conversion charge-stockage-décharge	6
Figure 1.2	Diagramme Ragone : Classification Puissance vs. Énergie des technologies	10
Figure 1.3	Schéma de principe d'une STEP : Pompage et turbinage réversible	11
Figure 1.4	Cycle CAES : Compression, stockage souterrain et détente en turbine	14
Figure 1.5	Architecture d'un système de stockage par volant d'inertie avec paliers	16
Figure 1.6	Coupe schématique d'un élément batterie Pb-acide avec électrodes, séparateur	21
Figure 1.7	Structure interne d'un supercondensateur : Double couche électrochimique	28
Figure 1.8	Graphique comparatif : Rendement vs. Coût vs. Durée de vie des	31
Figure 2.1	Coupe schématique d'une batterie Pb-acide à 6 éléments (12V	38
Figure 2.2	Courbes caractéristiques : Tension vs. SOC en charge et	41
Figure 2.3	Profils de charge : Courant constant (CC), Tension constante (CV),	53
Figure 2.4	Circuit équivalent simple batterie :	56
Figure 2.5	Diagramme Ragone : Supercondensateurs (haut-gauche) vs	64
Figure 2.6	Profils charge-décharge supercondensateur : ideal (linéaire) vs réel	65
Figure 2.7	Batterie assure alimentation de base continue (profil bas courant);	75
Figure 3.1	Schéma fonctionnel pile à combustible : circulation électrons	87
Figure 3.2	Courbe polarisation pile à combustible : tension chute avec courant	93
Figure 3.3	Schéma de principe d’une pile à combustible monocellulaire (single cell)	96
Figure 3.4	Structure en couches d’une électrode PEMFC (MEA)	102
Figure 3.5	Structure d’un électrolyseur PEM	113
Figure 3.6	Village/petite ville autonome énergiquement.	119

Liste des tableaux

Tableau 1.1	Objectifs principaux du stockage	5
Tableau 1.2	Les technologies se répartissent	9
Tableau 1.3	Répartition mondiale du stockage d'énergie (2023)	11
Tableau 1.4	La STEP d'Afourer, au Maroc	13
Tableau 1.5	moments d'inertie pour diverses géométries	17
Tableau 1.6	Matériaux et vitesses limites	18
Tableau 1.7	Comparaison Batterie chimique vs Supercondensateur	20
Tableau 1.8	Estimations (conditions nominales, T = 25°C)	24
Tableau 1.9	Types de supercondensateurs	30
Tableau 1.10	tableau comparatif : Rendement vs. Coût vs. Durée de vie des technologies	32
Tableau 1.11	Grille de décision selon besoin	34
Tableau 2.1	composantes essentielles	36
Tableau 2.2	Durée de vie des Batterie	44
Tableau 2.3	Facteurs accélération dégradation	45
Tableau 2.4	Tension approximative en fonction du SOC (batterie 12V neuve)	49
Tableau 2.5	Durée de vie prédite	71
Tableau 2.6	Facteurs dégradation	71
Tableau 2.7	Tableau comparatif Batterie vs Supercondensateur	77
Tableau 3.1	Chronologie majeure	84
Tableau 3.2	Applications complémentaires	85
Tableau 3.3	Différences majeures	88
Tableau 3.4	Estimations expérimentales	94
Tableau 3.5	Hydrogène propriétés difficiles	115
Tableau 3.6	Avantage clé FCHV : Ravitaillement rapide (3 min vs 30–60 min	122

Liste des abréviations

Abréviation	Signification
AFC	Alkaline Fuel Cell (pile à combustible alcaline)
CAES	Compressed Air Energy Storage (stockage d'air comprimé)
CL	Catalyst Layer (couche catalytique)
DC	Direct Current (courant continu)
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell (pile à combustible au méthanol direct)
DOD	Depth of Discharge (profondeur de décharge)
E° / E0	Potentiel standard
EnR	Énergies renouvelables
F	Constante de Faraday ($\approx 96485\ C \cdot mol^{-1}$)
FEM	Force électromotrice
GDL	Gas Diffusion Layer (couche de diffusion des gaz)
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (IPCC)
H_2	Hydrogène
LHV	Lower Heating Value (pouvoir calorifique inférieur, PCI)
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (pile à combustible à carbonates fondus)
MEA	Membrane Electrode Assembly (assemblage membrane-électrodes)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (suivi du point de puissance maximale)
OCV	Open Circuit Voltage (tension à circuit ouvert)
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (pile à combustible à acide phosphorique)
PAC	Pile à combustible
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PEM	Proton Exchange Membrane (membrane échangeuse de protons)
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell (pile à membrane échangeuse de protons)
PV	Photovoltaïque
R	Constante des gaz parfaits ($8{,}314\ J \cdot mol^{-1} \cdot K^{-1}$)
SOC	State of Charge (état de charge)
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (pile à oxyde solide)
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage (pompage-turbinage)
T	Température absolue (K)
UPS	Uninterruptible Power Supply (alimentation sans interruption, ASI)
V-I	Caractéristique tension–courant (polarisation)
η	Rendement
η_act	Surtension d'activation
η_ohm	Surtension ohmique
η_conc	Surtension de concentration (diffusion)

Introduction générale

La transition énergétique actuelle repose sur une intégration massive des énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique). Or, ces sources sont intermittentes et parfois difficilement prévisibles : la production solaire varie avec le jour/nuit, les saisons et la météo, tandis que l'éolien dépend des fluctuations du vent. Cette variabilité crée un décalage entre les périodes de forte production et les périodes de forte consommation, ce qui peut générer des déséquilibres et menacer la stabilité et la continuité de service des réseaux électriques.

Dans ce contexte, le stockage d'énergie devient une brique technologique essentielle. Son principe est de convertir l'énergie excédentaire disponible à un instant donné vers une forme stockable, de la conserver, puis de la restituer au moment opportun.

Les objectifs associés sont multiples : assurer l'autonomie des systèmes (ex. sites PV isolés), réaliser le lissage de la production renouvelable, fournir des pics de puissance, améliorer la sécurité/fiabilité, et permettre l'arbitrage économique (stockage heures creuses / restitution heures pleines).

Le cours commence donc par une vision d'ensemble des différentes formes d'énergie stockable et des grandes familles de stockage (mécanique, électrochimique, électrostatique, thermique, etc.), afin de comprendre les compromis fondamentaux (puissance, énergie, rendement, durée de vie, coût).

Ensuite, le cours met l'accent sur le stockage électrochimique, incontournable dans de nombreux systèmes modernes, notamment photovoltaïques. Il repose sur des réactions d'oxydoréduction réversibles, avec deux mécanismes complémentaires : (i) le transport d'électrons dans le circuit externe (courant électrique utile) et (ii) le transport d'ions au sein de l'électrolyte.

Dans les applications PV autonomes ou en autoconsommation, ce stockage est indispensable pour compenser le décalage production/demande et garantir la continuité d'alimentation.

Le chapitre dédié présente la batterie plomb-acide (référence industrielle pour certains usages), puis les supercondensateurs, et l'intérêt de leur hybridation pour combiner énergie (batterie) et puissance (supercondensateur).

Enfin, le cours se prolonge vers les technologies hydrogène à travers les piles à combustible (PAC), qui convertissent directement l'énergie chimique d'un combustible (souvent l'hydrogène) en électricité, avec des avantages majeurs : émissions locales très faibles (souvent eau comme produit), rendement élevé, modularité et potentiel pour des applications stationnaires et de transport.

L'étude porte sur l'historique, le principe de fonctionnement, la structure interne, les différents types de piles (AFC, PEMFC, DMFC, PAFC, MCFC, SOFC), ainsi que le couplage production–stockage–utilisation de l'hydrogène dans les systèmes énergétiques modernes.

1. Introduction

L'intégration croissante des énergies renouvelables, telles que le solaire photovoltaïque, l'éolien et l'hydroélectricité, transforme profondément les modes traditionnels de production et de gestion de l'énergie électrique. Bien que ces sources présentent des avantages majeurs en matière de durabilité environnementale et de réduction des émissions de gaz à effet de serre, elles souffrent d'une contrainte structurelle importante liée à leur caractère intrinsèquement intermittent et difficilement prévisible.

En effet, la production solaire dépend fortement de l'ensoleillement, lequel varie selon le cycle jour-nuit, les saisons et les conditions météorologiques. De manière similaire, la production éolienne est étroitement liée à la disponibilité du vent, caractérisée par des fluctuations rapides et parfois de longues périodes de calme. Par conséquent, aucune de ces sources ne garantit une fourniture de puissance stable et continue au moment exact où la demande électrique se manifeste.

Cette absence de corrélation temporelle entre les périodes de production optimale et les pics de consommation engendre des déséquilibres significatifs sur le réseau électrique. Ces déséquilibres compromettent la stabilité du système, la qualité de l'énergie fournie et la continuité du service. Afin de pallier ces contraintes, les gestionnaires de réseaux sont souvent contraints de maintenir des capacités de production de secours, généralement basées sur des centrales thermiques conventionnelles, dont les coûts économiques et environnementaux restent élevés.

1.2 Rôle du stockage d'énergie

Le **stockage d'énergie** est une solution clé pour résoudre ce déséquilibre. Son principe fondamental est simple : convertir l'énergie disponible (excédentaire) à un instant donné en une forme "stockable", la conserver, puis la reconvertir en forme utile (généralement électrique) au moment opportun.

Objectifs principaux du stockage [2] **:**

Objectif	Description	Exemple
Autonomie	Assurer l'alimentation en continu jour/nuit, indépendamment de la ressource	Systèmes PV isolés, véhicules électriques
Lissage/compensation	Compenser le caractère intermittent des EnR, maintenir la stabilité du réseau	Compensation solaire nocturne, creux de vent
Appels de puissance	Fournir des courants élevés brièvement (démarrage moteur, accélération)	Démarrage batteries PV, récupération freinage
Sécurité/fiabilité	Garantir l'alimentation en cas de défaillance, assurer la continuité de service	Hôpitaux, centrales informatiques, réseaux critiques
Arbitrage économique	Stocker durant les heures creuses (tarification basse), restituer aux heures de pointe	Optimisation économique sur réseau avec tarifs dynamiques

Tableau 1.1 Objectifs principaux du stockage

1.3 Formes d'énergie stockable

L'électricité ne se stocke pas directement à grande échelle (sauf supraconducteurs). On passe donc par une conversion vers une forme intermédiaire stockable, puis reconversion. Les principales formes intermédiaires sont [1] : Énergie mécanique potentielle : hauteur d'eau, altitude (STEP); Énergie mécanique de compression : pression d'air comprimé (CAES); Énergie cinétique de rotation : inertie d'un volant; Énergie chimique/électrochimique : réactions réversibles (batteries, accumulateurs); Énergie électrostatique : accumulation de charges en double couche (supercondensateurs); Énergie thermique : chaleur sensible ou latente (MCP, sels fondus)

2. Les différents modes de stockage d'énergie

2.1 Chaîne de conversion

Tout système de stockage d'énergie électrique suit un cycle en **trois phases** :



Figure 1.1 Cycle de conversion charge-stockage-décharge

À chaque étape, des pertes énergétiques apparaissent (réactions parasites, frottements, dissipation thermique, fuite, autodécharge), réduisant l'efficacité globale.

2.2 Nécessité de la réversibilité

Pour que le stockage soit fonctionnel, les processus de charge et décharge doivent être **réversibles** (ou du moins, reproductibles plusieurs centaines ou milliers de fois). Une réaction qui n'est réversible qu'une seule fois (ex. combustible consommé) ne convient pas au stockage d'énergie répétable. [1]

3. Grandeurs de caractérisation

Pour évaluer et comparer les technologies de stockage, un ensemble de critères standardisés est utilisé :

3.1 Capacité énergétique

Définition : C'est l'énergie maximale stockable, notée W_{max}, exprimée en joules (J) ou ampères-heures (Ah) pour les batteries.

Formulation :

$$W_{max} \ (\text{Wh}\) = V_{nominal} \times C_{Ah}$$

où $V_{nominal}$ est la tension nominale (V) et C_{Ah} la capacité de charge (Ah).

Interprétation : Détermine la "taille" du réservoir énergétique; Dimensionne le poids et le volume en applications embarquées; Critère clé pour l'autonomie (longue décharge).

Indicateurs dérivés : Capacité massique → important pour véhicules; Capacité volumique → important pour l'intégration compacte.

3.2 Puissance maximale

Définition : C'est la puissance maximale que le système peut délivrer (décharge) ou absorber (charge), notée P_{max}, en watts (W).

Importance : Dimensionne les convertisseurs électroniques, les machines électriques, les électrodes, les tuyauteries, etc.

Remarque : Peut-être asymétrique : puissance de charge ≠ puissance de décharge; Limite les appels de courant instantanés; Critère majeur pour les applications "puissance rapide" (supercondensateurs, volants).

Indicateurs dérivés :

* **Puissance massique** : $\frac{P_{max}}{\text{masse}}$ \(W/kg\)
* **Puissance volumique** : $\frac{P_{max}}{\text{volume}}$ \(W/L\)

3.3 Rendement de cycle

Définition : Rapport de l'énergie restituée lors de la décharge sur l'énergie fournie lors de la charge :

$$\eta = \frac{W_{\text{restitue}}}{W_{\text{fournie}}} \times 100\%$$

Décomposition : Le rendement global intègre plusieurs composantes :

$$\eta = \eta_{\text{charge}} \times \eta_{\text{stockage}} \times \eta_{\text{decharge}}$$

où :

pertes lors de la conversion électrique → forme intermédiaire; pertes durant la conservation (autodécharge, fuites); pertes lors de la reconversion vers l'électrique.

Ordre de grandeur (valeurs typiques) : STEP : 70–85%; Batterie Li-ion : 85–95%; CAES classique : 40–50%; Supercondensateur : >95%.

3.4 État de charge (SOC) et profondeur de décharge (DOD)

État de charge (SOC : State of Charge) :

$$\text{SOC} = \frac{\text{Capacité disponible à l'instant } t}{\text{Capacité nominale}} \times 100\%$$

* $\text{SOC} = 100\%$: batterie complètement chargée
* $\text{SOC} = 0\%$: batterie déchargée au maximum admissible[2]

Profondeur de décharge (DOD : Depth of Discharge) :

$$\text{DOD} = 100\% - \text{SOC}$$

Importance pratique : Beaucoup de batteries ne tolèrent pas (vieillissement accéléré); Pour batteries Pb-acide : limite typique pour augmenter durée de vie; Affecte directement la capacité utile et la longévité.

Mesurabilité : SOC peut être estimé par : Tension aux bornes (batteries, supercondensateurs); Niveau d'eau (STEP); Pression (CAES); Vitesse de rotation (volant).

3.5 Temps de réponse

Définition : Délai pour atteindre la puissance maximale depuis une commande.

Exemples : Volant d'inertie : quelques millisecondes (limitation électromagnétique seulement); Supercondensateur : milliseconde (RC très faible); Batterie : quelques secondes (cinétique électrochimique); STEP : 1–2 minutes (démarrage turbine).

3.6 Autodécharge et pertes vides

Autodécharge : Perte spontanée de capacité pendant le stockage (sans sollicitation externe).

Causes : Réactions parasites internes (batteries électrochimiques); Fuites (CAES, STEP); Frottements (volant); Courants de fuite (supercondensateurs).

Taux typiques (par mois à 20°C) : Batterie Pb-acide : 3–15%; Batterie Li-ion : <2%; Volant d'inertie : 5–15%; Supercondensateur : <5%.

3.7 Durée de vie et cyclabilité

Nombre de cycles : Quantité maximale de cycles charge-décharge avant dégradation.

Mécanismes d'usure : Sulfatation (Pb-acide) : cristallisation irréversible de $PbSO_4$; Séparation des électrodes; Modification structurale du matériau actif; Perte d'électrolyte (évaporation, réaction).

Durée de vie utile : STEP : 50+ ans; Batterie Pb-acide : 6–7 ans; Batterie Li-ion : 10–15 ans; Supercondensateur : 15–20 ans (très longue); Volant : 20 ans; 4. Classification des technologies de stockage.

4.1 Selon la forme d'énergie stockée

Les technologies se répartissent en **cinq grandes familles** :

Forme	Technologies	Applications
Mécanique potentielle	STEP, barrages réversibles	Lissage à grande échelle
Mécanique cinétique	Volant d'inertie	Régulation rapide, transitoires
Mécanique compression	CAES (cavité saline, aquifère)	Autonomie moyenne à longue
Chimique/électrochimique	Batteries Pb-acide, Li-ion, Ni-Cd ; pile H_2	Autonomie variable, véhicules
Électrostatique	Supercondensateurs (double couche)	Pics de puissance, hybridation

Tableau 1.2 Les technologies se répartissent

4.2 Selon la puissance et l'autonomie

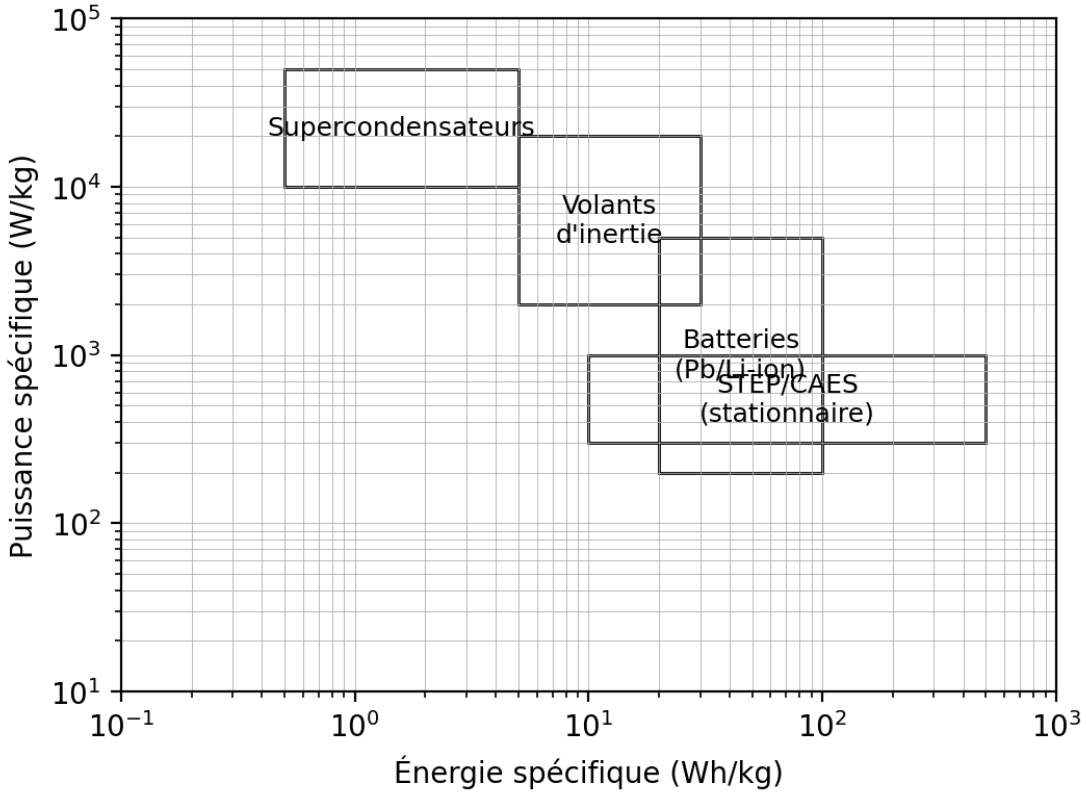


Figure 1.2 Diagramme Ragone : Classification Puissance vs. Énergie des technologies de stockage

Interprétation :

- Axe horizontal = durée d'autonomie (plus grande énergie = autonomie plus longue);
- Axe vertical = appels de puissance (plus haute puissance = accélération/transitoires plus forts);
- Technologies en haut à gauche = stockage de puissance (rapide mais peu d'énergie);
- Technologies en bas à droite = stockage d'énergie (lent mais grande capacité);
- STEP et CAES = stockage massif (99% des capacités mondiales).

4.3 Capacités installées mondialement

Répartition mondiale du stockage d'énergie (2023) :

Technologie	Capacité (GWh)	%
STEP	180 000	98.9%
CAES	1 500	0.8%
Batteries	500	0.3%
Autres	50	<0.1%
Total	**182 000**	**100%**

Tableau 1.3 Répartition mondiale du stockage d'énergie (2023)

Conclusions : STEP domine écrasément par sa maturité et sa capacité massique; Intérêt croissant pour batteries (mobilité, décentralisé); CAES en expansion (projets nouveaux en Europe, Asie);

5. Stockage mécanique : STEP (Stockage Hydraulique par Pompage).

5.1 Principe fondamental

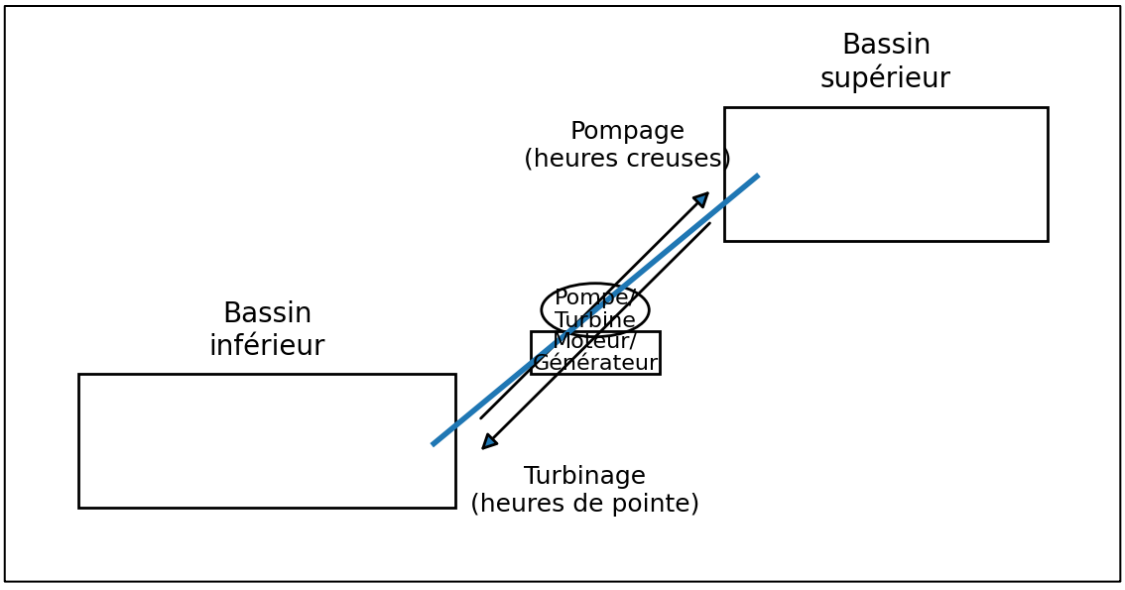


Figure 1.3 Schéma de principe d'une STEP : Pompage et turbinage réversible

- Pendant les **heures creuses** (surplus d'électricité, demande faible), l'eau d'un bassin inférieur est remontée par une **pompe** vers un bassin supérieur
- Pendant les **heures de pointe** (demande élevée), l'eau est relâchée gravitairement et turbinée pour produire de l'électricité
- La machine hydraulique et la machine électrique sont **réversibles** sur le même arbre

5.2 Équations énergétiques

Énergie potentielle stockée

L'énergie gravitaire stockée dans une masse d'eau m élevée de hauteur h est :

$$W = mgh$$

où $g = 9.81\text{m/s}^2$ est l'accélération due à la pesanteur.

En termes de volume V d'eau (densité $\rho = 997\text{kg/m}^3$ à 25°C) :

$$W = \rho V g h \backslash(\text{en joules}\backslash)$$

Pour exprimer en kilowattheures (Wh) :

$$W \backslash(\text{Wh}\backslash) = \frac{\rho V g h}{3600}$$

Puissance hydraulique

La puissance hydraulique fournie par un débit d'eau Q (m³/s) tombant d'une hauteur h est [3]:

$$P_h = \rho g h Q$$

Exemple numérique : Débit :; Hauteur : (dénivelé STEP typique).

✓ Puissance : $P_h = 997 \times 9.81 \times 250 \times 100 = 245\text{MW}$

5.3 Rendement

Le rendement global intègre plusieurs pertes :

$$\eta_{\text{global}} = \eta_{\text{pompe}} \times \eta_{\text{turbine}} \times \eta_{\text{transmission}}$$

Valeurs typiques : Rendement pompage : ~80%; Rendement turbinage : ~80–85%; Rendement global : 70–85%.

Les pertes proviennent de : Frottements hydrauliques (tuyauteries, coudes); Évaporation (surface du bassin exposée); Fuites de barrage; Rendements des machines (turbine/pompe).

5.4 Architecture et variantes

Configuration à deux conduites

- ✓ Une conduite montante pour le **pompage**
- ✓ Une conduite descendante distincte pour la **turbinage**
- ✓ Machines hydrauliques séparées (pompe + turbine)
- ✓ Avantage : optimisation indépendante
- ✓ Inconvénient : coût doublé

Configuration à conduite unique réversible

- ✓ **Une seule conduite** utilisée alternativement pour pomper ou turbiner
- ✓ Machines réversibles (pompe-turbine) sur le même axe
- ✓ Avantage : coût réduit, encombrement compact
- ✓ Inconvénient : efficacité légèrement inférieure à chaque phase

5.5 Bilan énergétique

Le cycle de stockage-restitution intègre plusieurs étapes avec leurs rendements :

Rendement global : $\approx 0.90 \times 0.85 \times 0.85 \times 0.95 \approx 65–75\%$ (proche des 70–85% observés)

5.6 Exemple STEP d'Afourer (Maroc)

La STEP d'**Afourer**, au Maroc, illustre un projet opérationnel majeur :

Paramètre	Valeur
Capacité	460 MW
Dénivelé	~300 m
Volume bassin supérieur	~20 Mm^3
Temps de turbinage continu	4–8 h
Rendement estimé	~75%
État opérationnel	Depuis 1997

Tableau 1.4 La STEP d'Afourer, au Maroc

5.7 Avantages et limitations

Avantages : Technologie mature (70+ ans); Très haute capacité énergétique; Rendement raisonnable (70–85%); Durée de vie très longue (50+ ans); Pas de dégradation chimique (mécanique simple); Régulation rapide possible.

Limitations : Contraintes géographiques : nécessite deux sites d'altitude différente, topographie adéquate; Coût d'investissement énorme : barrage, bassin, génie civil (~5000–10 000 €/kW); Impacts environnementaux : modification paysage, écosystèmes, inondation; Durée de mise en œuvre : plusieurs années de construction; Capacité limitée par ressources hydrologiques locales; Échange aller-retour volume d'eau → pertes par évaporation; 6. Stockage mécanique : CAES (Air Comprimé).

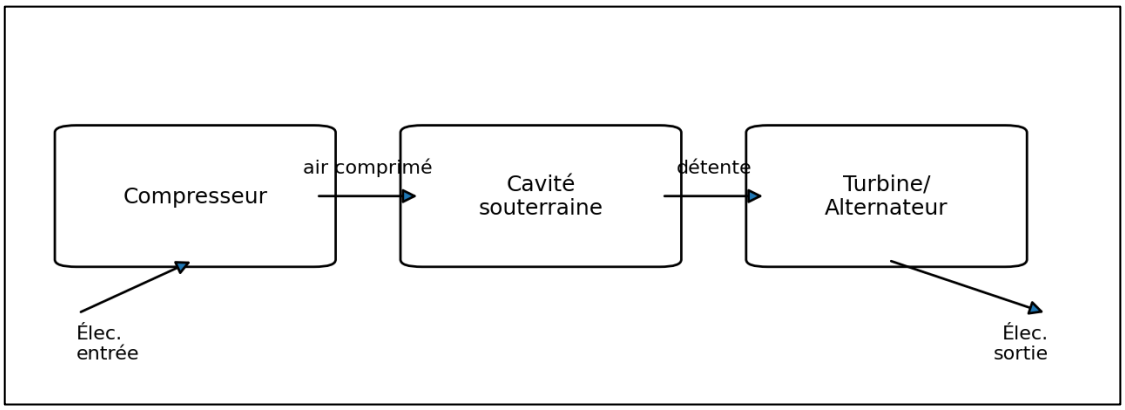


Figure 1.4 Cycle CAES : Compression, stockage souterrain et détente en turbine

Le **CAES (Compressed Air Energy Storage)** stocke l'énergie en comprimant de l'air à très haute pression (100–300 bar) dans un réservoir souterrain (cavité saline, aquifère, mine abandonnée), puis le restitue en détendant cet air comprimé dans une turbine. [3]

6.2 Énergétique de la compression

Travail de compression adiabatique

Pour comprimer un gaz parfait de façon adiabatique (sans échange thermique), le travail spécifique (par unité de masse) s'exprime par [4] :

$$w_c = \frac{\gamma}{\gamma - 1} RT_1 \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right]$$

où :

Pour l'air (rapport des chaleurs spécifiques); (constante gaz air); = température initiale (K); = pressions initiale et finale; Observation majeure : La compression provoque un échauffement intense (~480°C), ce qui représente une perte d'énergie (chaleur dissipée si non récupérée). [4].

6.3 Variantes du CAES

CAES Classique (CAES-C)

- Air comprimé stocké froid en cavité
- Réchauffage avant détente (apport combustible gaz naturel ou électricité)
- **Rendement ~50%** (chauffage inefficace)
- Systèmes opérationnels : Huntorf (Allemagne, 1979), McIntosh (USA, 1991)

CAES Adiabatique Avancé (AA-CAES)

- **Récupération** de la chaleur de compression dans un réservoir thermique séparé
- Stockage simultané de l'énergie mécanique (air froid) + énergie thermique
- Détente utilise la chaleur stockée (pas d'apport externe)
- **Rendement potentiel ~60–70%**
- Projet ADELE (Allemagne) : 80 MW, 5h, démonstrateur

6.4 Sites de stockage

Les CAES nécessitent des cavités géologiquement stables et étanches : Mines de sel (Huntorf, Allemagne : 30 000 m³); Aquifères (structures poreuses en sous-sol); Gisements de gaz/pétrole abandonnés; Mines abandonnées (en cours d'études).

Contraintes : Profondeur : 300–1500 m (équilibre pression/coût); Volume : 100 000 m³ → capacité ~1 GWh; Étanchéité : fuites inacceptables.

6.5 Performance thermodynamique

Pour le CAES classique :

$$\eta_{\text{CAES-C}} \approx 50\%\backslash(\text{avec apport gaz}\backslash)$$

Pour l'AA-CAES amélioré :

$$\eta_{\text{AA-CAES}} \approx 65\%\text{(théorique, peu de démonstrateurs)}$$

6.6 Avantages et limitations

Avantages : Capacité énergétique très élevée (GWh possibles); Autonomie longue (heures à jours); Temps de démarrage rapide (minutes); Cycle réversible bien établi; Peu de pertes vides (cavité fermée).

Limitations : Rendement modéré (50–65% vs STEP 70–85%); Dépendance aux sites géologiques (moins flexible que batteries); Apport combustible (CAES classique) → émissions CO_2; Récupération chaleur (AA-CAES) → technologie moins mature; Coût d'implantation élevé; 7. Stockage mécanique : Volants d'inertie.

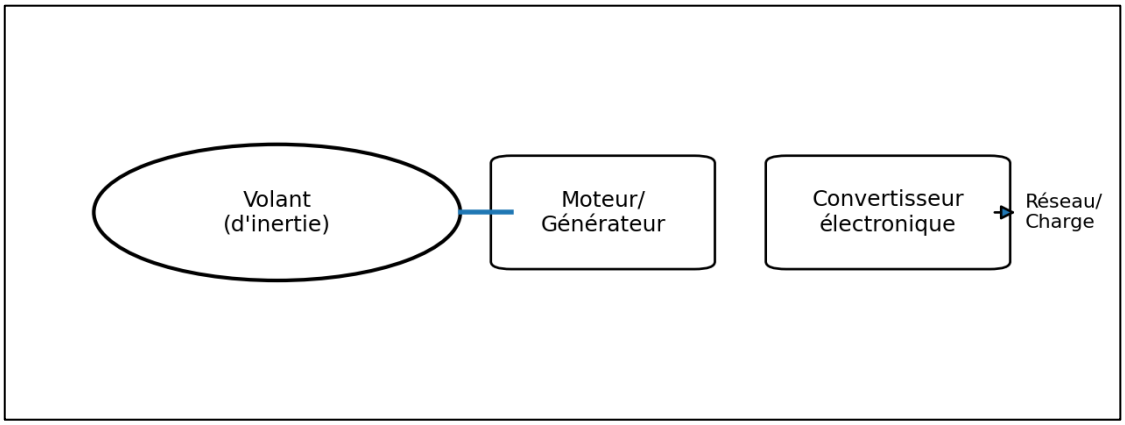


Figure 1.5 Architecture d'un système de stockage par volant d'inertie avec paliers magnétiques

Un **volant d'inertie** (ou volant dynamique) stocke l'énergie sous forme d'**énergie cinétique de rotation**. Une masse discoïdale de moment d'inertie J tournant à vitesse angulaire ω emmagasine :

$$E_{\text{cinétique}} = \frac{1}{2} J \omega^2$$

Phases du cycle : Charge : moteur électrique accélère le volant (stockage kinétique); Maintien : paliers magnétiques compensent les frottements (perte faible en vide); Décharge : volant ralenti, générateur électrique produit l'électricité.

7.2 Énergétique de rotation

Moment d'inertie pour géométries simples

Pour un cylindre plein de masse M et rayon R tournant autour de son axe :

$$J_{\text{cyl}} = \frac{1}{2}MR^2$$

Pour une sphère pleine :

$$J_{\text{sph}} = \frac{2}{5}MR^2$$

Moments d'inertie pour diverses géométries [5]**:**

Géométrie	Formule
Cylindre plein	$\frac{1}{2}MR^2$
Cylindre creux	$\frac{1}{2}M(R_1^2 + R_2^2)$
Disque fin	$\frac{1}{2}MR^2$
Sphère pleine	$\frac{2}{5}MR^2$
Anneau fin	MR^2

Tableau 1.5 moments d'inertie pour diverses géométries

Énergie cinétique

L'énergie stockée s'écrit aussi en fonction de la vitesse linéaire équivalente $v = \omega R$:

$$E = \frac{1}{2}J\omega^2 = \frac{1}{2}Mv^2\backslash(\text{si } J = MR^2\backslash)$$

Dépendance énergétique : Proportionnelle à la masse du volant; Proportionnelle au carré de la vitesse (effet très important); Dépend du rayon et de la distribution de masse.

Stratégies d'augmentation d'énergie : Augmenter → lourd, volumineux, coûteux; Augmenter → plus efficace (loi quadratique); Utiliser des matériaux haute résistance (fibre carbone) pour supporter vitesses extrêmes.

7.3 Limites mécaniques

Le volant doit résister à la **force centrifuge** produite par la rotation. La contrainte en bordure est :

$$\sigma_{\max} = \rho_m \omega^2 R^2$$

où ρ_m est la masse volumique du matériau.

Contrainte de rupture : Pour ne pas dépasser la limite élastique $\sigma_{rupture}$:

$$\omega_{\max} = \sqrt{\frac{\sigma_{\text{rupture}}}{\rho_m R^2}}$$

Matériaux et vitesses limites :

Matériau	σ_{rupture} (MPa)	ρ (kg/m³)	$\omega_{\max}$ typique
Acier	1000	7850	8 000–10 000 tr/min
Alliage Al	500	2700	15 000–20 000 tr/min
Fibre de carbone	1500–3500	1600	50 000–100 000 tr/min
Composite C/époxy	2000	1700	60 000–80 000 tr/min

Tableau 1.6 Matériaux et vitesses limites

Observation : Matériaux légers haute résistance (composite) permettent vitesses extrêmes et densités énergétiques élevées.

7.4 Architecture d'un système de stockage inertiel

Un système de volant d'inertie comprend plusieurs composantes : Composantes principales :; Volant : disque/cylindre de matériau composite, acier ou alliage; Moteur-Générateur : machine électrique réversible entraînant le volant par un arbre; Paliers magnétiques : suspension sans frottement via aimants permanents ou supraconducteurs; Enceinte : vide ou atmosphère inerte pour minimiser frottement aérodynamique; Convertisseur électronique : interface électrique (redresseur/onduleur).

7.5 Temps de réponse et dynamique

Contrairement aux STEP (minutes) ou CAES (secondes), le volant offre un temps de réponse extrêmement rapide[5] : Temps pour atteindre la puissance maximale : millisecondes (limité par inductance du circuit électrique et couple électromagnétique); Capacité à fournir des appels de courant impulsionnels (freinage récupéré, pics de demande); Cette réactivité en fait un système adapté à la régulation de fréquence et au lissage des transitoires.

7.6 Pertes et rendement

Autodécharge

Les pertes "à vide" (sans transfert d'énergie) proviennent de : Frottement mécanique : paliers, sceaux; Frottement aérodynamique : traînée du volant (vent de air résiduel); Courants de Foucault dans la carcasse (damping électromagnétique); Taux d'autodécharge typique : 5–15% par heure (selon qualité des paliers et du vide).; Rendement de cycle.

Le rendement aller-retour (charge + décharge) intègre :

$$\eta = \eta_{\text{moteur}} \times \eta_{\text{mech}} \times \eta_{\text{gen}}$$

- ✓ η_{moteur} : 90–95% (pertes joule, hystérésis)
- ✓ η_{mech} : 95–98% (paliers quasi-frictionless)
- ✓ η_{gen} : 90–95% (pertes magnétiques)

Rendement global : ~80–90% (très favorable, surtout pour transitoires rapides).

7.7 Avantages et limitations

Avantages : Temps de réponse ultrarapide (ms) → régulation dynamique; Rendement élevé (80–90%); Longue cyclabilité (million+ de cycles); Pas de dégradation du matériau actif; Maintenance minimale (paliers magnétiques); Technologie scalable pour petit au moyen (dizaines kWh).

Limitations : Autodécharge rapide : 5–15% par heure (inadapté au stockage long terme); Capacité énergétique limitée : 100–300 kWh typique (bien inférieur batteries); Coût élevé : 2000–5000 €/kWh (2–5 × batteries Li-ion); Technologie mécanique complexe : engineering sophistiqué (paliers magnétiques, vide, équilibrage); Sécurité : risque rupture volant à très haute vitesse (confinement massif requis); Encombrement vertical : volants hauts/lourds; 8. Introduction au stockage électrochimique.

8.1 Transition vers l'électrochimie

Tandis que les stockages mécaniques excèlent pour l'énergie massive et la puissance rapide, le stockage électrochimique offre un compromis attrayant pour de nombreuses applications [3] : Modulabilité : capacité variable, scalabilité du kWh au MWh sans constraints géographiques; Accès décentralisé : compatible habitat, véhicule, réseau local; Rendement

raisonnable à bon (70–95% selon technologie); Maturité commerciale : déploiement massif en cours.

Principes physiques :

Le stockage électrochimique repose sur des **réactions chimiques réversibles** transformant l'électricité en énergie chimique (charge) puis vice-versa (décharge). Ces réactions sont catalysées par le transport d'**ions** et d'**électrons** via des électrodes poreuses immergées dans un **électrolyte** conducteur ionique.

8.2 Équilibrage des rôles : batterie vs supercondensateur

Comparaison Batterie chimique vs Supercondensateur :

Critère	Batterie (Li-ion)	Supercondensateur
Énergie massique (Wh/kg)	100–265	4–10
Énergie volumique (Wh/L)	220–400	5–14
Puissance massique (W/kg)	~1500	3000–40 000
Temps de réponse	Secondes	Millisecondes
Cyclabilité	500–1000	500 000–20 000 000
Efficacité	75–95%	>95%
Utilisation	Autonomie, véhicules	Pics, récupération freinage

Tableau 1.7 Comparaison Batterie chimique vs Supercondensateur

Synopsie :

* Batteries : excellentes pour stocker beaucoup d'énergie longtemps;
* Supercondensateurs : excellents pour fournir beaucoup de puissance rapidement;
* Hybridation : combiner les deux pour obtenir énergie + puissance; 9. Batterie d'accumulateurs au Plomb-acide.

9.1 Présentation générale

La batterie au plomb-acide est la technologie électrochimique la plus ancienne (inventée 1859) et parmi les plus déployées. Malgré les progrès du lithium, elle reste incontournable pour :

Systèmes PV isolés résidentiels; Applications stationnaires bas coût; Applications automobiles classiques (démarrage).

Raisons du succès : Prix très compétitif (~150–200 €/kWh pour batteries stationnaires); Technologie mature, fiabilité prouvée; Recyclabilité élevée (~99% du plomb); Tolérance aux surcharges/décharges brutales.

9.2 Constitution

1. Électrodes
2. Électrode négative (anode en décharge) : plomb pur Pb
3. Électrode positive (cathode en décharge) : plomb recouverte de dioxyde de plomb PbO_2 poreux
4. Séparation : matériau poreux (résine, caoutchouc) permettant passage ions / bloquant électrons

Électrolyte

* **Composition** : acide sulfurique dilué H_2SO_4 en solution aqueuse (~37% massique = 1.28 kg/L)

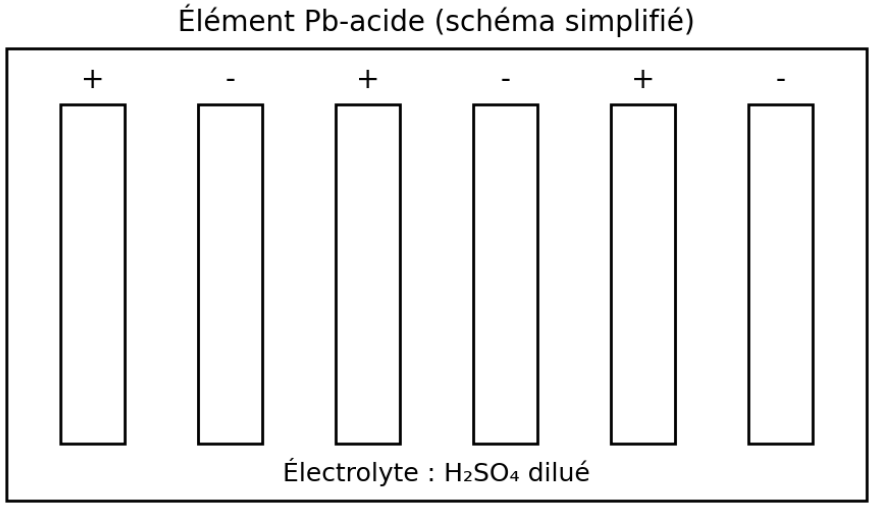


Figure 1.6 Coupe schématique d'un élément batterie Pb-acide avec électrodes, séparateur et électrolyte

Densité : ~1.28 kg/L (chargée), ~1.16 kg/L (déchargée) — permet mesure SOC par densimètre[1]

Disposition pratique

Plusieurs **éléments** en série (chacun ~2V nominal) forment une **batterie**. Chaque élément comprend un ensemble d'électrodes noyées dans l'électrolyte, séparées par des cloisons poreuses.

9.3 Réactions électrochimiques

Phase de décharge

Lors de la décharge, le plomb et le dioxyde de plomb **réagissent** avec l'acide sulfurique pour former du **sulfate de plomb** sur les électrodes, libérant des électrons [6] :

Électrode négative (oxydation):

$$\mathrm{Pb} + \mathrm{SO_4^{2-}} \rightarrow \mathrm{PbSO_4} + 2e^-$$

Électrode positive (réduction):

$$\mathrm{PbO_2} + 4\mathrm{H^+} + \mathrm{SO_4^{2-}} + 2e^- \rightarrow \mathrm{PbSO_4} + 2\mathrm{H_2}O$$

Réaction globale:

$$\mathrm{Pb} + \mathrm{PbO_2} + 2\mathrm{H_2SO_4} \rightarrow 2\mathrm{PbSO_4} + 2\mathrm{H_2O}$$

Observations : Consommation d'acide (SO_4^{2-} intégrée dans $PbSO_4$) → densité électrolyte diminue; Formation de $PbSO_4$ isolant sur les plaques → augmentation résistance interne; Génération d'eau → dilution électrolyte; Phase de charge; La charge inverse les réactions ci-dessus. Le $PbSO_4$ formé est reconverti en Pb et PbO_2.

9.4 Caractéristiques de tension

Tension à vide (FEM)

Pour un élément Pb-acide, la **force électromotrice** (FEM) à l'équilibre thermodynamique est :

$$E_0 = 2.05\mathrm{V} \backslash (\text{à } 25°\mathrm{C} \backslash)$$

Cette valeur est relativement stable pour une large plage de SOC.

Tension en décharge

Caractéristiques : Plateau quasi-constant entre SOC = 80% et 20%; Chute brutale en fin de décharge (tension < 1.8 V par élément); Temps pour atteindre 1.8 V dépend du régime de décharge (courant); Tension en charge.

Points clés : Montée initiale rapide (faible SOC); Plateau à ~2.25–2.35 V (charge nominale); En fin de charge, tension monte rapidement vers 2.6–2.7 V (surcharge détectée); Si prolongation charge au-delà de ce point → perte d'eau (électrolyse).

9.5 Rendements

Rendement faradique

Le **rendement faradique** (ou rendement en coulombs) compare la charge restituée à la charge fournie :

$$\eta_F = \frac{Q_{\text{deschargee}}}{Q_{\text{chargee}}} \times 100\% = \frac{\text{Ah restitus}}{\text{Ah fournis}} \times 100\%$$

Valeur typique : $\eta_F \approx 90\%$ ou plus pour batteries Pb-acide (très bon).

Rendement énergétique

Le **rendement énergétique** (ou rendement en énergie) tient compte de la variation de tension :

$$\eta_E = \frac{W_{\text{restituee}}}{W_{\text{fournie}}} = \frac{\int V_{\text{dech}} Idt}{\int V_{\text{charg}} Idt}$$

Valeur pratique : $\eta_E \approx 70\%–80\%$ (intégrant toutes pertes).

Rendement global du cycle

$$\eta_{\text{global}} = \eta_F \times \eta_E \approx 0.90 \times 0.80 \approx 72\%$$

9.6 Autodécharge

L'**autodécharge** représente la perte spontanée de capacité en stockage sans sollicitation.

Valeurs typiques pour Pb-acide : 3–15% par mois (à 20°C); Peut atteindre 50%+ par mois en climat chaud (effet Arrhenius); Augmente avec l'âge et la proportion d'antimoine dans les plaques.

Mécanismes : Réactions parasites : oxydation du plomb par impuretés de l'électrolyte; Courants de fuite interne : pores du séparateur; Dépôts cristallins : formation de $PbSO_4$ instable.

Mitigation : Utiliser batteries "faible antimoine" (1.5–3% Sb, vs 6% anciennes) → autodécharge réduite; Maintenir batteries chargées en stockage prolongé; Température basse : réduire réactions chimiques.

9.7 Vieillissement et durée de vie

Le vieillissement des batteries Pb-acide est gouverné par plusieurs phénomènes irréversibles : Sulfatation; Définition : Accumulation de $PbSO_4$ cristallin sur les plaques ne se redissout pas lors de la recharge..

Mécanismes d'initiation : Décharge profonde ou prolongée (DOD > 50%, temps > quelques jours); Température élevée (>30°C) accélère cinétique; Électrolyte dilué (faible conductivité).

Conséquences : Réduction capacité de la batterie; Augmentation résistance interne; Perte puissance maximale; Irreversibilité progressive; Observation clé : Batterie limitée à DOD = 40% → capacité utile réduite mais durée de vie +100% comparée DOD = 100%.; Corrosion des électrodes; Corrosion positive : oxydation du lead grid par l'électrolyte; Corrosion négative : moins problématique, mais fissuration du Pb poreux; Résultat : délamination, perte contact électrique; Surcharge et gazification; Electrolyse d'eau en fin/surcharge : O_2 + H_2 dégagés; Perte d'eau de l'électrolyte; Parties des électrodes découvertes → corrosion accélérée.

9.8 Durée de vie pratique

Estimations (conditions nominales, T = 25°C) :

Technologie	Durée estimée	Cycles
Batterie ouverte classique	3–5 ans	200–500
Batterie étanche (GEL)	6–10 ans	500–1000
Batterie stationnaire haute qualité	10–15 ans	1000–2000
Batterie pour cycle rapide	5–10 ans	10 000+ (shallow DOD)

Tableau 1.8 Estimations (conditions nominales, T = 25°C)

Facteurs de dégradation accélérée : Température : +10°C → durée ÷2; DOD élevé (>50%) : durée ÷ 2–5; Surcharge répétée : corrosion rapide; Autodécharge élevée : sulfatation accélérée.

9.9 Types de batteries Pb-acide

Batteries ouvertes (cellules libres)

- ✓ **Électrolyte libre** en contact direct avec l'air
- ✓ **Maintenance requise** : ajout régulier eau distillée (évaporation, électrolyse)
- ✓ **Densité électrolyte** variable → mesure SOC possible via densimètre
- ✓ **Coût : moins cher**
- ✓ **Applications :** véhicules traditionnels, anciens systèmes PV

Batteries étanches (AGM, GEL)

AGM (Absorbed Glass Mat) : Électrolyte imprégné dans feutre de fibre de verre; Pas évaporation sensible; Charge plus rapide possible; Meilleure résistance surcharge.

GEL (Gel) : Électrolyte gélifié (ajout silice colloïdale); Meilleure résistance variations température; Courbes de décharge plus stables; Coût plus élevé; Avantages étanche : Pas maintenance, transport facile, résistance chocs..

9.10 Modèle électrique équivalent

Circuit équivalent batterie Pb-acide en décharge :

$$V_b = E - R_{bat} \times I$$

où : = tension aux bornes; = FEM (~2.05 V par élément); = résistance interne (mΩ, très faible); = courant (A).

Observations : augmente avec l'âge (sulfatation, corrosion); dépend du SOC (minimale vers 50%, augmente aux extrêmes); Modèle très simplifié (ignorerait dynamique transitoire, variation FEM avec SOC).

9.11 Caractéristiques de fonctionnement : couplage module PV — batterie

Dans les systèmes PV isolés, la batterie est chargée par le module photovoltaïque. Le point de fonctionnement résulte de **l'intersection** des courbes I-V du module et de la batterie. [6]

Point de fonction : L'intersection détermine courant de charge réel et tension de travail.

Adaptation : Pour maximiser puissance transférée, modules PV à 33–36 cellules silicium (tension MPP ~14–15 V) sont choisis pour charger batterie 12 V (tension fin de charge ~14.2–14.4 V).

10. Batterie Nickel-Cadmium (Ni-Cd)

10.1 Présentation générale

La batterie **Nickel-Cadmium (Ni-Cd)** est une électrochimie historique, déployée massivement du 1950 au 2000, avant d'être progressivement abandonnée dans l'UE (directive 2006/66/CE) en raison de la **toxicité du cadmium**. Malgré ce déclin, elle conserve des applications spécialisées.

Avantages passés : Robustesse extrême (chocs, surcharge, décharge profonde); Performance à basses températures (→10°C); Très longue durée de vie (15–20 ans).

Inconvénients : Toxicité cadmium (classification carcinogène); Mémoire (perte capacité après cycles partiels répétés); Autodécharge plus élevée que Pb-acide (~15% par mois); Coût élevé (4–5× Pb-acide).

10.2 Constitution et réactions

Électrodes

- ✓ **Électrode négative (anode décharge)** : nickel métallique Ni (oxyhydroxyde Ni(OH) en fin décharge)
- ✓ **Électrode positive (cathode décharge)** : oxyde de cadmium CdO (cadmium métallique Cd en fin décharge)
- ✓ **Électrolyte** : hydroxyde de potassium KOH en solution aqueuse (~30% massique = 1.2 kg/L)

Réactions électrochimiques

Décharge :

Électrode négative (oxydation) :

$$\mathrm{Ni}(s) + 2\mathrm{OH}^- \rightarrow \mathrm{Ni\backslash(OH\backslash)_2} + 2e^-$$

Électrode positive (réduction) :

$$\mathrm{CdO} + \mathrm{H_2O} + 2e^- \rightarrow \mathrm{Cd}(s) + 2\mathrm{OH}^-$$

Réaction globale :

$$2Ni + CdO + H_2O \rightarrow 2Ni\(OH\)_2 + Cd$$

10.3 Caractéristiques électriques

FEM et tension nominale

1. **FEM nominale** : ~1.3 V par élément
2. **Tension en décharge** : 1.0–1.2 V/élément (moins stable que Pb-acide)
3. **Régime de décharge** : courant assez constant jusqu'à fin
4. **Tension fin décharge** : 1.0 V/élément (moins précis que Pb-acide)

Rendement

1. **Rendement faradique** : ~95% (excellent)
2. **Rendement énergétique** : ~50–60% (inférieur à Pb-acide !!)
3. **Cause :** écart tension charge/décharge plus grand

10.4 Effet mémoire

Définition : Perte de capacité après cycles répétés **partiels** (recharge avant fin complète décharge).

Mécanisme : Les électrodes Ni-Cd cristallisent progressivement selon des habitudes de charge partiels, "mémorisant" la capacité partielle requise.

Exemple : Si batterie chargée 100%, puis déchargée seulement 50%, puis rechargée → capacité disponible réduite à 50%; Solution historique : décharge complète régulière (mensuelle) pour "réinitialiser" mémoire; Remède moderne : Électronique de gestion (charger jusqu'à tension max, puis désactiver chargeur).

10.5 Autodécharge

Taux typique : 15–20% par mois (bien plus élevé que Pb-acide).

Cause : Réactions parasites entre $Ni(OH)_2$ et Cd lors stockage.

Impact pratique : Batterie Ni-Cd doivent être rechargées mensuellement même sans usage.

10.6 Applications subsistantes

Malgré l'interdiction UE, les Ni-Cd sont encore utilisées pour : Systèmes critiques (avionique, militaire) où tolérance extrême justifie surcoût; Applications hautes/basses températures (spaciales, arctiques); Pays hors UE (anciennes applications Asie, Afrique);

11. Supercondensateurs (condensateurs double couche).

11.1 Rappel sur les condensateurs classiques

Un **condensateur plan** comporte deux armatures conductrices parallèles séparées par un **diélectrique** :

Capacité :

$$C = \frac{\varepsilon_0 \varepsilon_r S}{d}$$

où : F/m (permittivité vide); = permittivité relative diélectrique; = surface armatures (m²); = épaisseur diélectrique (m).

Énergie stockée :

$$W = \frac{1}{2} C V^2 = \frac{1}{2} \varepsilon_0 \varepsilon_r \frac{S}{d} V^2$$

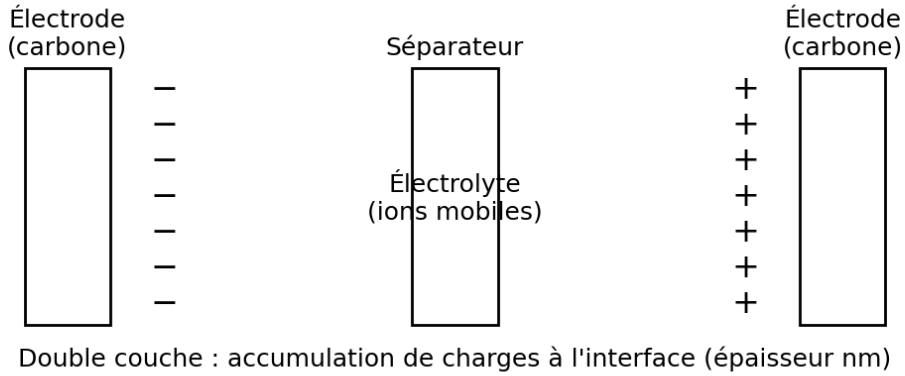


Figure 1.7 Structure interne d'un supercondensateur : Double couche électrochimique d'épaisseur nanométrique

Les supercondensateurs (ou supercapacités) augmentent la capacité par deux stratégies parallèles : Augmentation du rapport S/d :; Électrodes en carbone activé (surface spécifique

1000–3000 m²/g); Séparation extrêmement fine (quelques nanomètres) : double couche électrochimique.

Processus électrostatique pur : Accumulation de charges à l'interface carbone-électrolyte (pas réaction chimique); Double couche de Helmholtz : anions/cations alignés perpendiculairement; Épaisseur effective : 0.1–1 nanomètre; Résultat : Capacités de 100 F à 5000 F (vs <1 µF condensateurs classiques) → 100 000× plus élevée

11.3 Architecture

Structure d'un supercondensateur : Électrodes : carbone activé (poudre comprimée, noir de carbone, graphène en développement); Électrolyte : solution aqueuse (H_2SO_4, KOH) ou organique (acétonitrile + salt); Séparateur : membrane poreuse microfibre (permittivité ~50 V électrolytes usuels).

11.4 Fonctionnement charge-décharge

Processus : Charge : électrons s'accumulent sur electrode 1 (+), cations migrent vers electrode −, anions migrent vers electrode +; Résultat : Double couche de charges opposées à chaque interface (séparées par ~1 nm = ultra-petit → capacité énorme); Décharge : électrons/ions "relaxent" → courant utilisable externe.

Caractéristiques clés : Charge/décharge quasi-instantanée (temps de relaxation ~ms, déterminé par RC); Linéarité tension-charge : (comportement linéaire, vs batteries non-linéaires); Pas de réaction chimique → très peu dégradation, cyclabilité extrême (>1 million cycles).

11.5 Modèle électrique équivalent

Circuit équivalent supercondensateur :

$$V(t) = V_0 e^{-t/(R \cdot C)} \backslash (\text{décharge en circuit ouvert} \backslash)$$

Où

R est l'ESR (Equivalent Series Resistance) et C la capacité (farads).

Importance ESR : Détermine la puissance maximale libérable : $P_{max} = \frac{V^2}{4R}$

11.6 Caractéristiques pratiques

Densités d'énergie

* **Massique :** 4–10 Wh/kg (50–100× inférieure batteries)
* **Volumique :** 5–14 Wh/L (100–200× inférieure batteries)

Densités de puissance

* **Massique :** 3000–40 000 W/kg (10–50× supérieure batteries)
* **Volumique :** 1000–15 000 W/L (10–50× supérieure batteries)

Rendement

* **Très élevé :** >95% (pertes faibles)
* **Pas de réaction chimique** → peu d'autodécharge
* **Taux autodécharge** : <5% par mois (bien meilleur batteries)

Durée de vie

* **Extrêmement longue** : 15–20 ans, 500 000–20 000 000 cycles
* **Pas de dégradation irréversible** du matériau actif (carbone)
* **Limites** : rupture mécanique, corrosion collecteur

Température

* **Plage opérationnelle** : −40 à +65°C (limite électrolyte)
* **Performance peu dépendante** T (avantage vs batteries chimiques)

11.7 Types de supercondensateurs

Type	Électrolyte	Tension max	Énergie massique	Coût	Applications
Aqueux	H_2SO_4, KOH	1.2 V	4–6 Wh/kg	Bas (~100 €/kW)	Hybridation batteries
Organique	Solvant + salt	2.7–3.0 V	6–10 Wh/kg	Moyen (~200 €/kW)	Véhicules, transports
Hybride (asym)	Asym electrode	2.5–4.0 V	8–15 Wh/kg	Élevé (~500 €/kW)	Prototypes haute énergie

Tableau 1.9 Types de supercondensateurs

11.8 Applications

Applications mobiles

* **Véhicules électriques/hybrides** : récupération énergie freinage, lissage pics accélération

* **Tramways, bus** : accumulation énergies freinage, alimentation démarrages
* **Drones** : puissance crête motrices

Applications fixes

* **Backup alimentation** : onduleur + batterie (supercondensateur pré-charge rapide)
* **Lissage production EnR** : absorption pics transitoires solaire/éolien
* **Systèmes microgrids** : régulation fréquence, stabilité
* **Récupération énergie** (freinage industriel, ascenseurs)

Hybridation batterie-supercondensateur

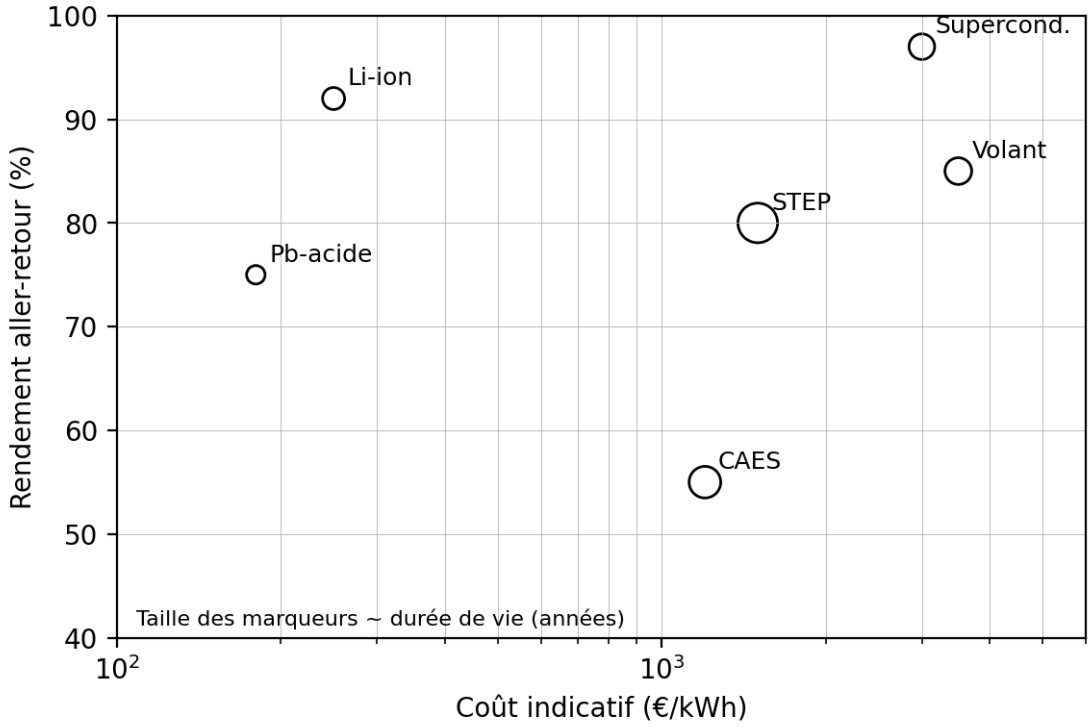


Figure 1.8 Graphique comparatif : Rendement vs. Coût vs. Durée de vie des technologies

11.9 Avantages et limitations

Avantages : Très haute cyclabilité (>1 million cycles); Temps réponse ultra-rapide (ms); Rendement excellent (>95%); Peu autodécharge (<5% par mois); Large plage température; Pas mémoire, très robustes.

Limitations : Énergie très limitée (4–10 Wh/kg vs 100–265 Li-ion); Coût massique élevé (~3–5× batteries Li-ion pour puissance équivalente); Fuite lente (quelques % par mois); Tension nominale basse (2.7 V) → conversion/empilement requis; Peu adaptés autonomie longue;

12. perspectives.

12.1 Synthèse comparative

Comparaison synthétique des technologies de stockage [6]**:**

Technologie	Énergie	Puissance	Rendement	Temps réponse	Durée de vie	Coût	Maturité
STEP	★★★★★	★★★★	70–85%	minutes	50+ ans	€€€	Mature ✓
CAES	★★★★	★★★	50–65%	secondes	30+ ans	€€	Mature ✓
Volant	★★	★★★★★	80–90%	ms	20 ans	€€€	Montée
Pb-acide	★★★	★★	70–80%	secondes	6–7 ans	€	Mature ✓
Ni-Cd	★★★	★★	50–60%	secondes	15–20 ans	€€	Obsolète
Li-ion	★★★★	★★★	85–95%	secondes	10–15 ans	€€	Montée ↗
Supercond.	★	★★★★★	>95%	ms	15+ ans	€€€	Niche

Tableau 1.10 tableau comparatif : Rendement vs. Coût vs. Durée de vie des technologies

12.2 Tendances futures

Court terme (2025–2030)

- **Batteries Li-ion dominantes** pour déploiement décentralisé (coût → €100/kWh)
- **STEP** : poursuite expansion (France, Suisse, Norvège, Asie)
- **Hybridation** batterie-supercondensateur dans véhicules
- **Digitalisation** : BMS (Battery Management System) sophistiqués, prédiction SOH

Moyen terme (2030–2040)

- **Batteries sodium-ion** : recyclabilité, coût bas (alternative Li+, cobalte)
- **Batteries Li-S, Li-air** : densité énergétique ultra-élevée (~500 Wh/kg)

- **Stockage thermique massif** : sels fondus, MCP (complément électrique)
- **Hydrogène vert** : électrolyse + pile H_2 pour autonomie très longue

Long terme (2040+)

- **Stockage énergétique décentralisé** : microgrids autonomes (batteries + EnR locales)
- **Réseaux « tout électrique »** : transport, chauffage, industrie
- **Recyclage circulaire** : récupération Li, Co, Ni (90%+)
- **Intégration smart grids** : IA + stockage distribué pour optimisation globale

12.3 Déploiement en Algérie et Afrique du Nord

Contexte énergétique algérien

- **Potentiel solaire** : irradiation 5–6 kWh/(m² jour) (parmi les meilleurs mondiaux)
- **Taux EnR cible** : 27% horizon 2030 (politique) → nécessite stockage
- **Systèmes isolés** : électrification zones rurales via PV-batterie-diesel hybride

Axes de développement

1. **STEP hydroélectriques** : valorisation barrages réservoirs existants (Beni Haroun, etc.)
2. **Systèmes PV + batteries Li-ion** : baisse prix, efficacité supérieure Pb-acide
3. **Microgrids locaux** : couplage EnR + stockage + microturbines gaz en zones décentralisées
4. **Hydrogène vert** : réflexion long terme pour agriculture, industrie chimique

12.4 Critères de sélection technologique

Grille de décision selon besoin :

Besoin	Critère dominant	Technologie recommandée
Énergie très longue (jours-mois)	Capacité énergétique	STEP, CAES, H_2
Lissage/autonomie (heures)	Rendement + coût	Batteries Li-ion
Systèmes isolés PV (décentralisé)	Modulabilité + robustesse	Batteries (Li-ion ou Pb-acide)
Pics puissance (transitoires)	Puissance rapide	Volants, supercondensateurs
Applications embarquées (véhicules)	Masse/volume/cyclabilité	Batteries Li-ion, supercond. hybride
Régulation réseau (fréquence)	Réactivité ms	Volants, supercondensateurs

Coût minimum	Investissement	Pb-acide (court terme), Li-ion (moyen)

Tableau 1.11 Grille de décision selon besoin

12.5 Défis actuels et futurs

1. **Coûts** : accélération baisse Li-ion (~90% réduction 2010–2023), visée €100/kWh 2030
2. **Recyclage** : valoriser matériaux (Li, Co, Ni, Al) → économie circulaire
3. **Sécurité** : emballement thermique batteries, normes transport
4. **Intégration réseaux** : synchronisation stockage distribué + sources EnR intermittentes
5. **Environnement** : extraction lithium/cobalt respectueuse, water footprint

Conclusion

Ce chapitre met en évidence que les technologies de stockage se distinguent fortement selon la capacité énergétique, la puissance, le rendement, le temps de réponse, la durée de vie, le coût et le niveau de maturité.

De manière synthétique, les systèmes comme la STEP dominent le stockage massif à l'échelle réseau (rendement élevé et très longue durée de vie), tandis que le CAES offre aussi de grandes capacités mais avec un rendement plus modéré. Les volants d'inertie et supercondensateurs excellent en réactivité et en puissance, mais sont moins adaptés au stockage longue durée, alors que les batteries constituent un compromis polyvalent pour la mobilité et le stockage décentralisé.

Ainsi, le choix d'une solution de stockage dépend directement de l'application visée (réseau, industrie, mobilité, micro-réseaux), et les approches hybrides (énergie + puissance) deviennent particulièrement pertinentes pour répondre à des cahiers des charges multiples.

Introduction

Le stockage électrochimique convertit l'électricité en énergie chimique grâce à des réactions d'oxydoréduction réversibles, en s'appuyant sur deux mécanismes complémentaires : transport d'électrons dans le circuit externe et transport d'ions dans l'électrolyte. Dans les systèmes photovoltaïques (autonomes ou en autoconsommation), il est indispensable pour compenser le décalage entre la production solaire et la demande.

Ce chapitre présente la batterie plomb-acide, puis les supera-condensateurs et l'intérêt de leur hybridation.

1. Généralité

1.1 Transition vers l'électrochimie

Contrairement aux stockages **mécaniques** (STEP, CAES, volants) qui transforment l'électricité en énergie gravitaire, cinétique ou de compression, le **stockage électrochimique** convertit l'électricité en énergie **chimique** à travers des réactions d'oxydoréduction réversibles.

Avantages du stockage électrochimique : Modulabilité : scalabilité du kilowattheure au mégawattheure sans constraints géographiques; Décentralisation : compatible habitat, véhicule, réseau local; Densité énergétique : énergie stockée par unité de masse/volume supérieure aux systèmes mécaniques; Maturité commerciale : technologies éprouvées, déploiement massif en cours; Accessibilité : peu de contraintes de localisation géographique.

1.2 Principes physico-chimiques fondamentaux

Le stockage électrochimique repose sur deux mécanismes complémentaires : Transport d'électrons : flux d'électrons à travers un circuit externe (courant électrique utilisable); Transport d'ions : migration d'ions chargés à travers un électrolyte conducteur ionique.

Trois composantes essentielles :

Composante	Rôle	Exemple
Électrode négative (anode en décharge)	Libère des électrons (oxydation)	Plomb Pb dans batterie Pb-acide
Électrolyte	Conduit les ions, bloque les électrons	Acide sulfurique H_2SO_4 dilué
Électrode positive (cathode en décharge)	Accepte des électrons (réduction)	PbO_2 dans batterie Pb-acide

Tableau 2.1 composantes essentielles

1.3 Cycle de charge-décharge

Phase de décharge : Oxydation à l'anode libère des électrons; Électrons circulent dans le circuit externe (courant utile); Ions circulent dans l'électrolyte pour fermer le circuit interne; Réduction à la cathode consomme les électrons.

Phase de charge (processus inverse) : Apport énergétique externe force les électrons en direction inverse; Ions migrent en direction inverse; Réactions inverses se produisent aux électrodes; Accumulation d'énergie chimique.

1.4 Performance énergétique

Tension de circuit ouvert (FEM) :

$$E_0 = \phi_+ - \phi_- \text{ (volts)}$$

où ϕ_+ et ϕ_- sont les potentiels des électrodes positive et négative.

Énergie stockée par mole de réactif :

$$W = nFE_0$$

où n = nombre d'électrons transférés, $F = 96485$ C/mol (constante Faraday).

Rendement énergétique :

$$\eta = \frac{W_{\text{restitue}}}{W_{\text{fournie}}} = \frac{\int V_{\text{dech}} I\, dt}{\int V_{\text{charg}} I\, dt}$$

2. Batterie à usage solaire : Technologie plomb-acide

2.1 Contexte des systèmes solaires autonomes

Les systèmes photovoltaïques isolés (off-grid) ou en autoconsommation nécessitent un stockage d'énergie pour combler le décalage temporel entre : Production solaire (pic midi, variations saisonnières); Consommation (variations jour/nuit, profils utilisateurs).

Trois contextes d'utilisation : Systèmes autonomes isolés : petits sites (chalets, zones rurales, télécommunications), batteries 5–50 kWh; Autoconsommation résidentielle : habitat connecté au réseau, batterie 5–20 kWh, surcharge électrique; Systèmes décentralisés en développement : zones sans accès réseau (Afrique, zones d'accès difficile).

Critères de sélection : Coût d'installation : budget initial (~150–300 €/kWh pour Pb-acide, 200–400 € Li-ion); Autonomie requise : 2–7 jours typique; Cyclage : 200–1000 cycles attendus sur durée de vie; Maintenance : acceptée ou refusée selon site; Batterie plomb-acide : choix dominant pour systèmes solaires isolés de petit/moyen volume..

2.2 Composition et architecture

Éléments constitutifs

Une batterie Pb-acide complète comprend plusieurs **éléments en série**, chacun fournissant ~2.0–2.1 V nominaux.

Pour batterie 12 V nominale : 6 éléments en série → tension nominale ~12 V

Pour batterie 24 V nominale : 12 éléments en série → tension nominale ~24 V

Structure d'un élément

Composants clés : Électrode négative (plaque négative) : plomb métallique Pb très pur (99.9%); Structure poreuse pour augmenter surface; Grille d'appui (lead grid) en alliage Pb-Sb ou Pb-Ca; Rôle : libérer électrons lors décharge; Électrode positive (plaque

positive) : dioxyde de plomb PbO_2; Couleur brune/noire; Structure hautement poreuse pour augmenter réactivité; Rôle : accepter électrons lors décharge; Séparateur : matériau poreux isolant; Matériaux : résine PVC, caoutchouc microporeux, fibre de verre; Permet passage ions, bloque électrons; Prévient court-circuit entre électrodes; Électrolyte : acide sulfurique dilué H_2SO_4; Concentration typique : 37% massique (densité ρ = 1.28 kg/L chargée, 1.16 kg/L déchargée); Rôle : conduire ions H^+ et SO_4^{2-}; Bac/Carter : boîtier plastique rigide (polypropylène); Isolant chimiquement à l'acide; Résistant aux chocs, vibrations; Contient électrolyte.

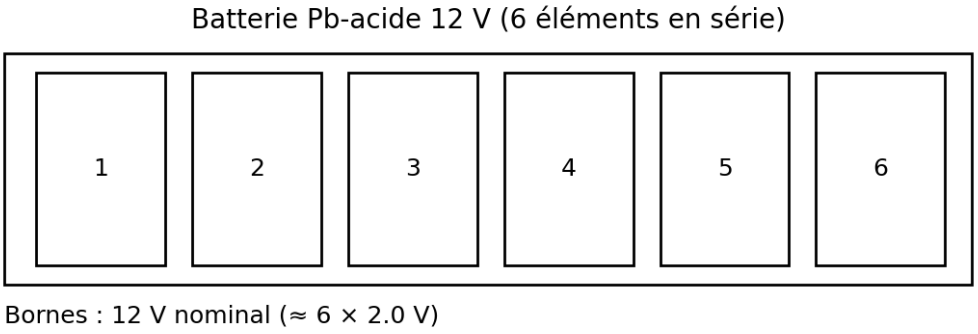


Figure 2.1 Coupe schématique d'une batterie Pb-acide à 6 éléments (12V nominale) : structure interne et disposition électrodes-électrolyte

2.3 Réactions électrochimiques détaillées

Phase de décharge

Lors de la **décharge**, le plomb et le dioxyde de plomb réagissent progressivement avec l'acide sulfurique pour former du **sulfate de plomb** ($PbSO_4$) insoluble sur les électrodes.

À l'électrode négative (anode en décharge - oxydation) :

$$\mathrm{Pb}(s) + \mathrm{SO}_4^{2-}(aq) \rightarrow \mathrm{PbSO}_4(s) + 2e^-$$

Le plomb métallique cède deux électrons, formant du sulfate de plomb.

À l'électrode positive (cathode en décharge - réduction) :

$$PbO_2(s) + 4H^+(aq) + SO_4^{2-}(aq) + 2e^- \rightarrow PbSO_4(s) + 2H_2O(l)$$

Le dioxyde de plomb accepte deux électrons, réduisant ions H^+ et formant sulfate de plomb.

Réaction globale (bilan) :

$$Pb(s) + PbO_2(s) + 2H_2SO_4(aq) \rightarrow 2PbSO_4(s) + 2H_2O(l)$$

Interprétations : Consommation d'acide : les ions sulfate (SO_4^{2-}) du réservoir d'acide se cristallisent en $PbSO_4$ → concentration H_2SO_4 diminue; Densité électrolyte diminue : mesurable par densimètre, indicateur SOC indirect; Formation de dépôts isolants : $PbSO_4$ cristallin augmente la résistance interne; Génération d'eau : dilution progressive de l'électrolyte; Réversibilité : ces réactions peuvent être inversées par recharge électrique; Phase de charge; La charge inverse les réactions de décharge. Un apport électrique externe force les électrons à circuler en sens inverse, reconstituant Pb et PbO_2..

À l'électrode négative (anode en charge) :

$$PbSO_4(s) + 2e^- \rightarrow Pb(s) + SO_4^{2-}(aq)$$

Le sulfate de plomb est réduit en plomb pur, libérant ions sulfate vers l'électrolyte.

À l'électrode positive (cathode en charge) :

$$PbSO_4(s) + 2H_2O(l) \rightarrow PbO_2(s) + 4H^+(aq) + SO_4^{2-}(aq) + 2e^-$$

Le sulfate de plomb est oxydé en dioxyde de plomb, régénérant ions H^+ et sulfate.

Résultat de la charge : Électrolyte retrouve sa composition initiale, densité remonte, batterie restaurée.

2.4 Caractéristiques de tension et courbes typiques

Tension de circuit ouvert (FEM)

Pour un **élément seul**, la force électromotrice (FEM) théorique est :

$$E_0 = 2.05 \text{ V (à 25°C)}$$

Cette valeur provient de l'équation de Nernst appliquée aux potentiels standard des couples Pb/Pb^{2+} et PbO_2/Pb^{2+}.

Pour batterie complète :

$$V_{\text{FEM}} = 6 \times 2.05 = 12.3 \text{ V (batterie 12V nominale)}$$

Tension en décharge

Caractéristiques observées : Plateau initial : tension quasi-constante entre SOC = 100% et SOC = 20%; Tension de travail : 11.5–12.3 V (pour 12V nominale); Peu de variation malgré décharge progressive; Chute rapide finale : tension s'effondre rapidement après SOC < 20%; Tension dite « cut-off » : 10.5 V (pour 12V nominale); Au-delà : sulfatation accélérée, risque dégradation batterie.

Dépendance au régime de décharge : Décharge lente (I faible) : tension plus stable; Décharge rapide (I élevé) : tension chute plus vite (effet résistance interne).

Exemple numérique : Batterie 100 Ah, 12V nominale : Décharge à 20 A (5 A/Ah) : ~10 h, tension finale ~10.8 V; Décharge à 100 A (1 A/Ah) : ~1 h, tension finale ~10.2 V; Tension en charge.

Phases typiques : Charge initiale (SOC 0→50%) :; Tension monte rapidement de 10.5 V → 12.2 V; Résistance interne faible; Courant de charge élevé possible (régime courant constant).

Charge intermédiaire (SOC 50→90%) : Tension monte lentement 12.2 V → 14.0 V; Cinétique chimique ralentit; Courant diminue progressivement (transition vers régime tension constante).

Fin de charge (SOC 90→100%) : Tension approche seuil de surcharge : 14.2–14.4 V; Courant très faible (< 1 A typiquement); Risque électrolyse si charge prolongée au-delà 14.5 V; Seuil critique surcharge : 14.8 V → dégagement gazeux (O_2 + H_2), perte d'eau irréversible..

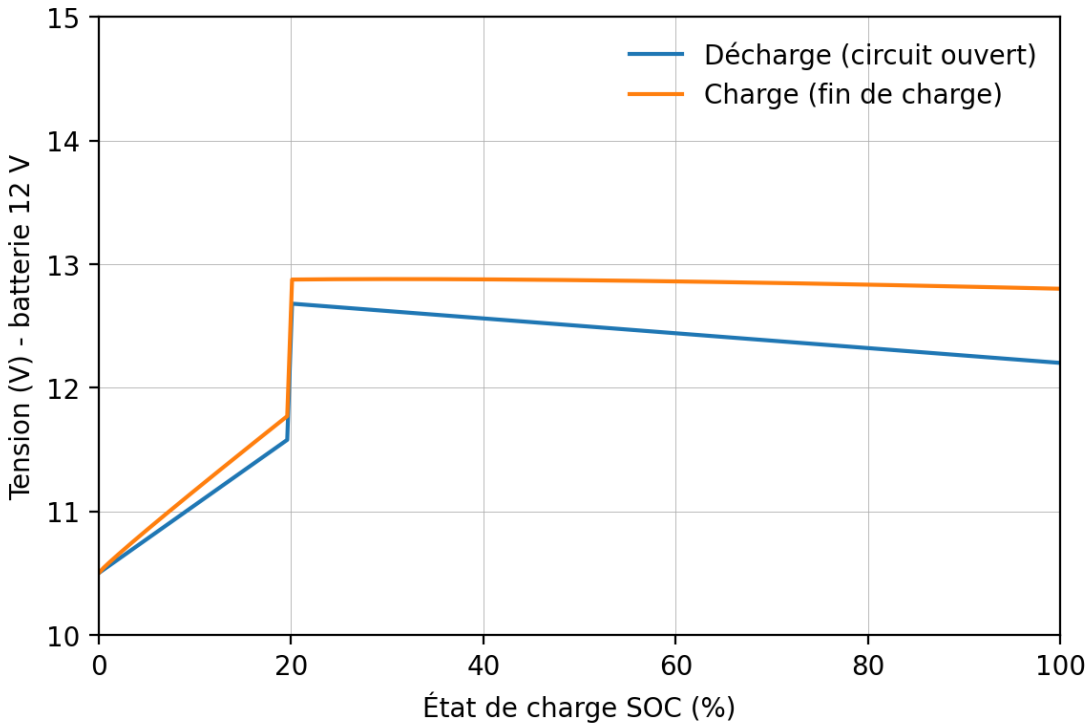


Figure 2.2 Courbes caractéristiques : Tension vs. SOC en charge et décharge pour batterie 12V plomb-acide

2.5 Rendements de la batterie plomb-acide

Rendement faradique (coulombique)

Le **rendement faradique** compare la capacité restituée à la capacité fournie :

$$\eta_F = \frac{Q_{\text{restituee}}}{Q_{\text{fournie}}} = \frac{\text{Ah}_{\text{decharge}}}{\text{Ah}_{\text{charge}}} \times 100\%$$

où Ah = ampères-heures = intégrale $\int I\, dt$.

Valeurs typiques : Batteries neuves : 90–95%; Batteries vieillies : 85–90%; Pertes dues à réactions parasites, fuites internes; Interprétation : Pour chaque 100 Ah chargés, 90–95 Ah sont effectivement restituables (5–10% de perte "invisible").; Rendement énergétique.

Le **rendement énergétique** (ou rendement en énergie) tient compte de la variation de **tension** entre charge et décharge :

$$\eta_E = \frac{W_{\text{restituee}}}{W_{\text{fournie}}} = \frac{\int V_{\text{decharge}} I\, dt}{\int V_{\text{charge}} I\, dt}$$

Valeurs typiques : Batteries Pb-acide : 70–80% (moins bon que rendement faradique); Cause : tension moyenne charge > tension moyenne décharge.

Exemple : Charge à 14 V moyen durant 5 h; Décharge à 12 V moyen durant 5 h.

$$\eta_E = \frac{12 \times 5}{14 \times 5} = \frac{12}{14} \approx 85.7\%$$

Rendement global du cycle complet

$$\eta_{\text{total}} = \eta_F \times \eta_E$$

Ordre de grandeur :

$$\eta_{\text{total}} \approx 0.93 \times 0.75 \approx 70\%$$

Implication pour systèmes PV : Pour stocker 1 kWh utile en batterie, il faut ~1.43 kWh produits par panneaux.

2.6 Autodécharge

Autodécharge : Perte spontanée de capacité sans aucun transfert d'électricité externe (batterie déconnectée en stockage).

Mécanismes physico-chimiques

Réactions parasites internes : Ions Pb^{2+} diffusent à travers l'électrolyte, se recombinent; Impuretés (métaux, sels) catalysent réactions redox.

Courants de fuite à travers le séparateur : Électrolyte conduit légèrement (résistance finie); Microcourants traversent séparateur.

Dépôts cristallins de sulfate : $PbSO_4$ progressivement formé même sans décharge; Modifie structure électrodes; Taux typiques.

À 20°C (température ambiante) : Batteries classiques (Sb riche) : 10–15% par mois; Batteries modernes (faible Sb) : 3–6% par mois; Batteries étanches AGM/GEL : 2–4% par mois.

Dépendance thermique (loi Arrhenius) :

$$\text{Taux autodécharge}(T) = \text{Taux}(20°C) \times 2^{(T-20)/10}$$

Exemple : À 40°C (+20°C), taux autodécharge doublé.

Implications pratiques

* **Stockage long terme** : batterie doit être rechargée mensuellement
* **Climat chaud** (Algérie) : autodécharge très rapide → priorité recharge avant départ
* **Batterie neuve non utilisée** : peut se décharger 50% en 6 mois (climat tropicaux)

2.7 Durée de vie et vieillissement

Le vieillissement est **irréversible** et gouverné par plusieurs mécanismes simultanés.

Sulfatation (dégradation majeure)

Définition : Accumulation progressive de **cristaux de sulfate de plomb ($PbSO_4$)** sur les électrodes, ne se redissolvant pas lors de la recharge.

Trois variantes : Sulfatation de cycle : lors chaque décharge-charge (normal); Peu à peu, certains cristaux subsistent; À chaque cycle, accumulation marginale; Sulfatation profonde : décharge prolongée ou incomplète charge; Si batterie reste longtemps déchargée (>quelques jours); Si recharge insuffisante avant nouveau décharge; $PbSO_4$ cristallise massivement, irréversiblement; Sulfatation du stockage : même en inactivité; Réactions parasites forment sulfate; Plus rapide si batterie chargée incompletement.

Conséquences : Réduction de capacité effective; Augmentation résistance interne; Réduction puissance maximale; Progressif (premiers cycles peu perceptible, puis accélération).

Méthodes préventives : Éviter décharges profondes (DOD max 40–50%); Recharger rapidement après décharge; Maintenir charge élevée en stockage prolongé; Température basse réduit cinétique; Corrosion des électrodes.

Corrosion positive (grille Pb^{+}): Oxydation du plomb alliée aux conditions électrochimiques; Produit : oxydes/hydroxydes insolubles; Délamination : perte de contact électrique entre grille et masse active.

Corrosion négative (plomb pur) : Moins critique que positive; Perte progressive structure poreuse; Résultat : Augmentation résistance, capacité réduite, durée de vie raccourcie.; Surcharge et électrolyse de l'eau.

À tension > 14.5 V (surcharge), l'eau H_2O se dissocie électriquement :

$$2H_2O(l) \rightarrow 2H_2(g) + O_2(g)$$

Conséquences : Perte permanente d'eau de l'électrolyte; Électrolyte progressivement plus concentré; Parties électrodes découvertes → corrosion accélérée; Dégagement gazeux bruyant (batteries ouvertes); Durée de vie pratique.

Estimations (conditions nominales, T = 25°C, DOD = 40%) :

Type de batterie	Durée estimée	Nombre de cycles
Batterie ouverte classique (éléments libres, Sb 6%)	3–5 ans	200–500
Batterie étanche AGM (absorptive glass mat)	6–10 ans	500–1000
Batterie GEL (électrolyte gélifié)	8–12 ans	800–1500
Batterie stationnaire haute qualité (low-Sb)	10–15 ans	1000–2000
Batterie solaire « longue durée » (spécialisée)	15–20 ans	2000–5000

Tableau 2.2 Durée de vie des Batterie

Facteurs accélération dégradation :

Facteur	Impact	Mitigation
Température +10°C	Durée ÷ 2	Ventilation, emplacement frais
DOD augmente (50→100%)	Durée ÷ 2–5	Limiter DOD max à 40–50%
Surcharge répétée	Durée ÷ 3+	Régulateur charge MPPT
Stockage déchargé	Durée ÷ 2+	Maintenir SOC > 60% en inactivité
Décharge très lente (courant minime)	Peu impact	Normal pour PV isolé

Tableau 2.3 Facteurs accélération dégradation

3. Caractéristiques d'un accumulateur au plomb-acide

3.1 Capacité nominale et énergétique

Capacité nominale (Ah)

La **capacité nominale** est définie comme la **charge électrique** totale libérable en condition standard.

$$C_n\ (\text{Ah}) = \int_{\text{décharge}} I(t)\ dt\ (\text{en ampères-heures})$$

Conditions standardisées (norme DIN 43539) : Température : 20°C (±5°C); Régime de décharge : C/10 (courant = Capacité/10); Exemple : batterie 100 Ah → courant décharge 10 A; Durée totale de décharge : ~10 h; Tension d'arrêt : 10.5 V (pour 12V nominale).

Exemple pratique : Batterie 100 Ah nominale; Décharge à I = 10 A → durée 10 h jusqu'à 10.5 V; Charge transférée : Q = 10 A × 10 h = 100 Ah .

Remarque importante : La capacité dépend du régime de décharge : Décharge lente (C/20) → capacité plus élevée; Décharge rapide (C/2) → capacité réduite; Cause :

cinétique chimique (transfert ions limité à haute intensité); Capacité énergétique (Wh); L'énergie emmagasinée est plus importante que la charge (Ah) seule..

$$W_n \text{ (Wh)} = V_{\text{moyen}} \times C_n \text{ (Ah)}$$

Tension moyenne : Pour batterie Pb-acide 12V sur décharge typique de 100% à 10.5 V, tension moyenne ≈ 11.5 V.

Exemple : Batterie 100 Ah nominale, 12 V; Énergie nominale ≈ 11.5 V × 100 Ah ≈ 1150 Wh = 1.15 kWh.

Variations énergétiques : SOC élevé (80–100%) : tension ~12.3 V → plus d'énergie disponible par Ah; SOC bas (0–20%) : tension ~11 V → moins d'énergie disponible par Ah; Capacité massique et volumique.

Densité énergétique massique (Wh/kg) :

$$\delta_m = \frac{W_n}{\text{masse batterie}}$$

Valeurs typiques : Batteries Pb-acide solaires : 30–40 Wh/kg; Batteries stationnaires : 20–35 Wh/kg; (Comparaison : Li-ion 100–265 Wh/kg → 3–8× plus élevé).

Densité énergétique volumique (Wh/L) :

$$\delta_v = \frac{W_n}{\text{volume batterie}}$$

Valeurs typiques : Batteries Pb-acide : 40–60 Wh/L; (Comparaison : Li-ion 220–400 Wh/L → 4–10× plus élevé); Impact pratique : Batteries Pb-acide 1 kWh pèsent ~25–40 kg, occupent ~20–25 L (encombrement important comparé Li-ion)..

3.2 Puissance maximale et résistance interne

Puissance de décharge

La **puissance maximale** libérable est limitée par la résistance interne et la cinétique électrochimique.

$$P_{\max} = \frac{V_{\min} \times I_{\max}}{1000} \text{ (en kW)}$$

où $V_{\min}$ est la tension minimale tolérée (10.5 V).

Exemple : Batterie 12V, résistance interne 5 mΩ; Courant max : A (limite théorique); Puissance max : kW (irréaliste, limites constructeur < 5 kW typique).

Limites pratiques : Batteries PV solaires : 1–5 kW max (pour capacités 5–20 kWh); Limites thermiques (dégagement chaleur à courant élevé); Limites structurelles (électrodes ne supportent pas surcharge); Résistance interne; La résistance interne représente les pertes résistives internes lors du passage du courant..

$$R_{\text{bat}} = \frac{\Delta V}{I}$$

Sources de résistance interne : Résistance électrolyte : conductivité finie H_2SO_4 dilué; Résistance électrodes : contact imparfait entre masse active et grille; Résistance séparateur : traversée du sépaateur poreux par ions; Résistance connecteurs internes : bornes, connexions internes.

Ordres de grandeur : Batterie neuve 100 Ah : R ≈ 2–3 mΩ; Batterie vieillie : R augmente progressivement → 5–10 mΩ.

Dépendance au SOC : Minimum vers SOC = 50% (électrolyte bien concentré); Augmente aux extrêmes (SOC proche 0% ou 100%).

Dépendance à la température :

$$R(T) = R_{20°C} \times k^{(T-20)}$$

où $k \approx 0.94$ (R diminue quand T augmente, jusqu'à 40–45°C).

Impact puissance : Chute tension : À 1000 A : V; Tension batterie 12 V → 9 V seulement (perte 25%) ✓.

3.3 Densité de l'électrolyte comme indicateur SOC

L'**une des caractéristiques uniques** des batteries Pb-acide ouvertes : on peut mesurer directement la **densité de l'électrolyte** pour estimer le SOC.

Physico-chimie

During décharge, les ions SO_4^{2-} de l'électrolyte se cristallisent en $PbSO_4$ sur les électrodes → concentration H_2SO_4 diminue → **densité électrolyte diminue**.

Densité nominale (batterie chargée) : ρ = 1.280 kg/L (T = 20°C) **Densité minimale (batterie déchargée) :** ρ = 1.160 kg/L (T = 20°C)

Relation approximée :

$$\mathrm{SOC}(\%) \approx 100 \times \frac{\rho - \rho_{\min}}{\rho_{\max} - \rho_{\min}}$$

Exemple : Densité mesurée : 1.22 kg/L; SOC ≈ 100 × (1.22 − 1.16) / (1.28 − 1.16) ≈ 100 × 0.06 / 0.12 ≈ 50% ✓; Mesure pratique; Densimètre flottant : petit instrument cylindrique contenant une boule graduée.

Procédure : Prélever électrolyte avec pipette dans chaque élément (ou via bouchon); Verser dans densimètre; Lire graduations (valeur entre 1.10–1.30); Corriger température (si T ≠ 20°C, ajouter/retirer 0.007 par 10°C).

Avantages : Mesure directe, sans électronique; Précision ±2% SOC; Pas dépendant du régime de décharge (contrairement tension).

Désavantages : Seulement batteries ouvertes (pas AGM/GEL étanches); Dangereux (acide sulfurique); Nécessite savoir-faire utilisateur.

3.4 Mesure de l'État de Charge (SOC) par tension

Pour batteries étanches (AGM, GEL) et systèmes digitalisés, on **estime SOC par tension**.

Courbe tension-SOC empirique

La tension dépend du SOC d'une manière **non-linéaire** :

SOC (%)	Tension circuit ouvert (V)	Régime C/10
100	12.70	12.80
80	12.50	12.60
60	12.30	12.40
40	12.00	12.10
20	11.60	11.70
0	10.50	10.50

Tableau 2.4 Tension approximative en fonction du SOC (batterie 12V neuve)

Observations : Entre SOC 80%–20% : tension varie peu (~12.5–11.6 V) → courbe peu sensible; Entre SOC 20%–0% : tension chute rapidement → limite cut-off clairement définie.

Désavantage : La tension dépend aussi de : Régime de charge/décharge (courant I); Température (T); Âge batterie (dégradation); Seule estimation tension = précision limitée (±5–10% SOC).; Estimation SOC par coulomb-counting (intégration courant); Méthode plus précise : Intégrer le courant depuis un instant de référence connu..

$$\mathrm{SOC}(t) = \mathrm{SOC}_0 + \int_0^t \frac{\eta_F \cdot I(\tau)}{C_n}\, d\tau \times 100\%$$

où : SOC_0 = SOC initial connu (ex. 100% après charge complète); I(τ) = courant à chaque instant (A); C_n = capacité nominale (Ah); ηF = rendement faradique (~0.93); Intégration = comptage ampères-heures.

Exemple numérique : Batterie 100 Ah, SOC_0 = 100%; Décharge à 10 A pendant 5 heures; Charge transférée : Q = 10 A × 5 h = 50 Ah; Avec ηF = 0.93 : Δ(SOC) = −50 Ah / 100 Ah × 100% = −50%; Nouveau SOC = 100% − 50% = 50%.

Avantages : Précision meilleure que tension; Pas dépendant température/courant instantané.

Désavantages : Nécessite circuit électronique (capteur courant, intégrateur); Accumule erreurs si courant mesuré imprécis; 4. Paramètres indicateurs de l'état de charge d'une batterie.

4.1 Paramètres électriques en charge/décharge

Tension aux bornes V(t)

Évolution générale : Charge (courant entrant +) : V augmente progressivement (courbe exponentielle asymptotique); Décharge (courant sortant −) : V diminue progressivement, chute accélérée en fin; Utilité : Indicateur rapide mais imprécis (dépend courant, température, vieillissement).; Courant I(t); Décharge : Courant sortant (ampères négatifs par convention, ou positifs selon signe).; Charge : Courant entrant (ampères positifs par convention)..

Profils typiques : Décharge constante (régulée) : courant constant jusqu'à cut-off; Décharge variable (aléatoire) : profil irrégulier, ex. habitat consommation variable; Charge MPPT (panneaux solaires) : courant variable (fonction ensoleillement, position solaire); Puissance instantanée P(t).

$$P(t) = V(t) \times I(t) \text{ (watts)}$$

Interprétation : P > 0 : décharge (batterie fournit puissance); P < 0 : charge (puissance absorbée); P = 0 : circuit ouvert (aucun transfert).

4.2 Énergie transférée cumulée

Énergie cumulée en décharge

$$W_{\text{dech}} = \int_0^T V(t) \times I(t)\, dt \text{ (joules)}$$

ou en Wh : divisé par 3600.

Pratique : Somme Wh restitués depuis début décharge.

Énergie cumulée en charge

$$W_{\text{charg}} = \int_0^T V(t) \times I(t)\, dt$$

Pratique : Somme Wh fournis pour recharger.

Rendement énergétique :

$$\eta = \frac{W_{\text{dech}}}{W_{\text{charg}}} \approx 70\% \text{ (batteries Pb-acide)}$$

4.3 Température interne

Mesure directe : Thermistance dans ou près batterie.

Importance : Détermine vitesse réactions chimiques (doublée tous les 10°C); Affecte résistance interne, rendement, vieillissement; Limite acceptable : −20°C à +45°C (au-delà, dégradation accélérée); Algorithmes gestion : Batterie en charge/décharge lente si T > 40°C (protection thermique)..

4.4 Paramètres de vieillissement

Résistance interne évolutive

La résistance interne **augmente progressivement** au vieillissement.

Mesure : Injection brève courant I, mesurer chute tension transitoire ΔV :

$$R = \Delta V / I$$

Corrélation : R élevée ↔ batterie vieillie (moins de cycles restants).

Capacité résiduelle

Défi metrologique : Estimer capacité restante **sans décharge complète** (trop chronophage, dommageable).

Méthodes : Extrapolation modèle : Prédire basée sur nombre cycles écoulés + âge; Analyse impédance spectrale : Appliquer fréquences variable, analyser signature; Apprentissage machine : Entraîner sur données historiques (V, I, T, cycles) → prédire

capacité; Intérêt : Détecter batterie en fin de vie avant défaillance (maintenance prédictive).; 5. Modes de charge d'une batterie.

5.1 Régimes de charge standard

Charge à courant constant (CC - Constant Current)

Principe : Courant imposé constant (ex. 10 A); Tension aux bornes augmente progressivement; Terminaison : quand tension atteint seuil max (ex. 14.4 V); Profil : I = cst, V(t) croissante (sigmoïde)..

Avantages : Simple à implémenter (régulation courant basique); Charge rapide dans phase initiale.

Inconvénients : Nécessite basculer à tension constante (sinon surcharge); Peu de flexibilité en fin charge; Charge à tension constante (CV - Constant Voltage).

Principe : Tension imposée constante (ex. 14.4 V); Courant décroît exponentiellement (courbe RC); Batterie se charge jusqu'à l'équilibre (État pseudo-stable); Profil : V = cst, I(t) décroissante (exponentielle négative)..

Équation approximée :

$$I(t) = I_0 \times e^{-t/(RC)}$$

où RC = constante temps batterie (~30 min à quelques heures).

Avantages : Réduit stress électrochimique en fin charge; Limite surcharge automatiquement (courant tend vers 0).

Inconvénients : Charge plus lente comparé CC initial; Nécessite équipement régulation tension; Mode hybride : CC-CV (charge par deux étapes).

Procédure standard : Phase CC (courant constant) : 0–90% SOC; Courant fixe (ex. 10 A pour 100 Ah); Durée : ~8–9 heures (pour C/10); Tension croît 11.5 V → 14.0 V; Phase CV (tension constante) : 90–100% SOC; Tension fixe (14.4 V, régulée); Courant

décroît 10 A → < 1 A; Durée : ~1–2 heures supplémentaires; Charge complète : CC-CV combiné ≈ 9–11 heures pour batterie 100 Ah, rendement optimal ~75–80%..

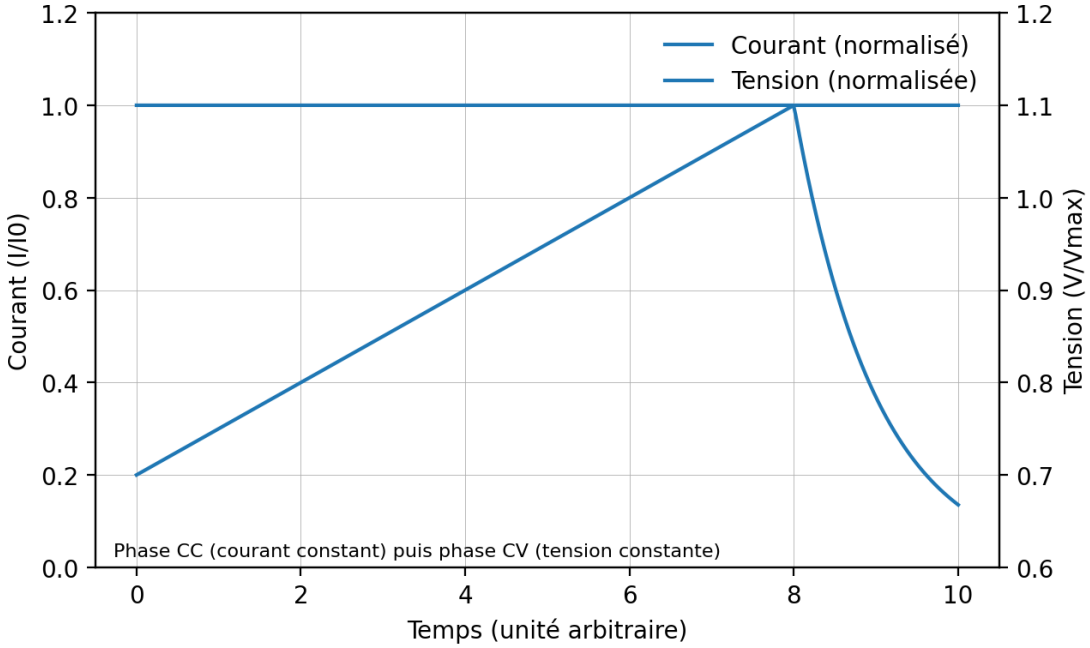


Figure 2.3 Profils de charge : Courant constant (CC), Tension constante (CV), et hybride CC-CV montrant évolution tension et courant au cours du temps

5.2 Charge par panneaux solaires (MPPT)

Dans les systèmes PV isolés, les panneaux **varient** leur point de fonctionnement selon ensoleillement/température.

Concept du point de puissance maximale (MPP)

Un module PV a une **courbe I-V** caractéristique. Le point de puissance maximale (MPP) est celui maximisant $P = V \times I$.

Caractéristiques MPP : Tension MPP : ~80% de tension circuit ouvert (ex. 17.2 V pour module 21.6 V SOC); Courant MPP : ~80% de courant court-circuit (ex. 6 A pour 7.5 A Isc); Puissance MPP : ~50–60% puissance nominale théorique (Voc × Isc); Contrôleur MPPT (Maximum Power Point Tracking); Rôle : Adapter dynamiquement la charge batterie pour que panneaux opèrent toujours près du MPP..

Algorithme simple (IncCond - Incremental Conductance) :

1. Mesurer V et I panneaux à instant t

Calculer conductance incrémentale : Si dI/dV ≈ −I/V → près de MPP (minimal ajustement); Si dI/dV > −I/V → augmenter tension de travail (décaler à droite I-V); Si dI/dV < −I/V → réduire tension (décaler à gauche); Boucler (mise à jour chaque 1–10 secondes); Résultat : Tension batterie oscille légèrement autour du MPP, maximisant puissance transférée.; Gain en énergie : Contrôleur MPPT bien conçu → +15–30% énergie captée vs charge directe (particulier lorsque nuages, angle solaire variable)..

5.3 Charge d'égalisation (batterie ouverte uniquement)

But : Compenser les variations de densité électrolyte et voltage entre éléments **en série**.

Problème sans égalisation : Éléments ne se chargent/déchargent pas exactement au même taux; Certains éléments surchargent (gaz dégagé, perte eau); Autres éléments sous-chargés (capacité réduite); Disparité croît → batterie vieillit unilatéralement.

Procédure d'égalisation (mensuelle environ) : Charger batterie complètement (CC-CV jusqu'à 14.4 V, courant minimal); Appliquer tension légèrement plus élevée (14.8–15.0 V) pendant 1–2 heures; Chaque élément atteint tension identique (équilibrage électrique); Électrolyte agité légèrement par dégagement gaz (H_2 + O_2 minimal à bas courant); Densité électrolyte s'uniformise par diffusion et mélange; Arrêter quand courant devient très faible ou atteint durée max; Laisser batterie reposer 12–24 h.

Effet bénéfique : Capacité retrouve uniformité; Durée de vie allongée de 20–30%; Chaque élément traité équitablement.

Dangers : Surcharge excessive → électrolyse massive, perte eau irréversible; Dégagement gazeux important (risque explosion en environnement confiné); Acide projeté (corrosion, sécurité); Nota : Batteries AGM/GEL étanches n'ont pas besoin d'égalisation (pas d'accès électrolyte, design fermé équilibre naturel)..

5.4 Charge lente vs charge rapide

Charge lente (ou « shallow charge »)

Régime C/10 ou C/20 (courant = $C_n/10$ ou $C_n/20$)

Exemple : 100 Ah → 10 A ou 5 A

Durée : 10–20 heures

Avantages : Peu de dégagement thermique → température modérée; Électrolyte bien mélangé (diffusion ions complète); Stress chimique minimal → durée de vie maximale.

Inconvénients : Très lent, inadapté applications urgentes; Charge rapide (ou « fast charge »); Régime C/2 ou supérieur (courant ≥ $C_n/2$); Exemple : 100 Ah → 50 A; Durée : 1–3 heures.

Avantages : Recharge rapide; Pratique pour urgences.

Inconvénients : Dégagement thermique important ↑ température; Électrolyte mal mélangé → variations densité locales; Stress chimique → vieillissement accéléré; Risque surcharge si non régulé; Recommandation : Pour batteries solaires PV isolées → charge lente préférable (panneaux fournissent naturellement courant faible/variable de toute façon).; 6. Circuit électrique équivalent et modélisation.

6.1 Modèle simple : FEM + résistance série

Circuit équivalent basique

Le modèle le plus élémentaire représente une batterie par **deux éléments en série** :

$$V_B = E - R_B \times I$$

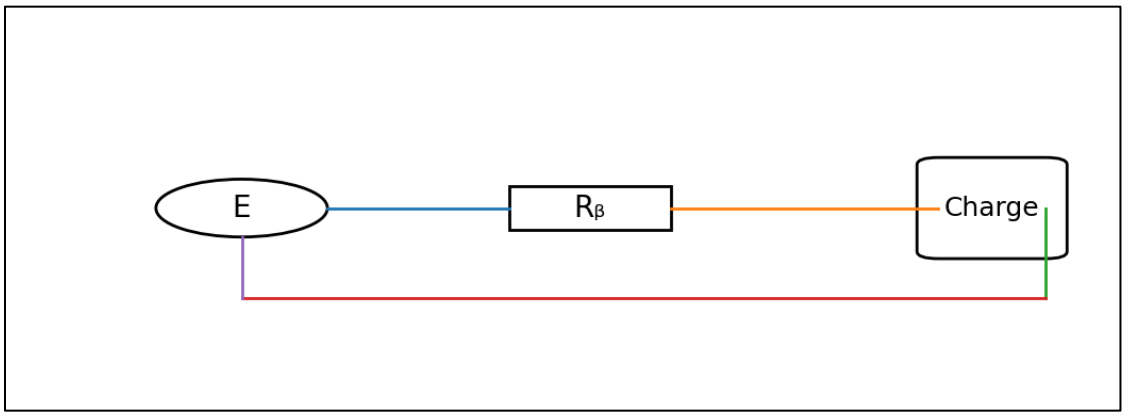


Figure 2.4 Circuit équivalent simple batterie :

source de tension E et résistance série RB

Remarques

1. **FEM quasi-constante :** E varie peu avec SOC (2.0–2.1 V)
2. **Résistance variable :** RB dépend du SOC, température, âge
3. **Modèle valide pour :** régimes permanents (pas de transitoires rapides)

6.2 Modèle Thévenin (ordre 1)

Le modèle Thévenin ajoute une **capacité série** RC pour représenter la dynamique (réponse transitoire).

Circuit équivalent d'ordre 1

$$V_B = E - V_R - V_C$$

où : (chute résistive immédiate); = tension sur capacité C (réponse transitoire).

Équation dynamique :

$$C\frac{dV_C}{dt} + \frac{V_C}{R_C} = I$$

Constante temps : $\tau = R_C \times C$ (typiquement quelques secondes à minutes)

Comportement : Très court terme (ms) : chute tension ≈ (résistif); Court-moyen terme (s–min) : accumulation capacitive ralentit la chute; Long terme (min–h) : tension

stabilise autour valeur moyenne; Application : Modèle Thévenin préduit bien les réponses transitoires (ex. à démarrage moteur, pics de charge)..

6.3 Modèle CIEMAT (ordre 2)

Le modèle CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Espagne) **améliore** le modèle Thévenin.

Circuit équivalent CIEMAT

$$V_B = E(SOC) - V_R - V_{RC1} - V_{RC2}$$

où : = FEM dépendante de l'État de Charge (non plus constant); (résistance interne); = deux constantes RC en cascade (deux dynamiques différentes).

Deux blocs RC : Bloc RC_1 : constante temps court (~10–30 s) → effets résistance électrode; Bloc RC_2 : constante temps long (~10–60 min) → diffusion ions dans électrolyte; Équations d'état : Deux équations différentielles couplées.; Avantages du modèle CIEMAT; FEM variable SOC : Tension intérieure change avec décharge (plus réaliste que constant); Deux dynamiques : Capture transitoires rapides ET lents; Précision améliorée : Erreur de prédiction tension < 1% sur gamme large SOC; Avantage majeur : Permet prédictions précises pour les systèmes de gestion de batterie (BMS - Battery Management System) en temps réel..

6.4 Dépendances paramètres physiques

Dépendance à la température

FEM :

$$E(T) \approx E_{25°C} - 0.003 \times (T - 25) \text{ (V/°C)}$$

Baisse ~3 mV/°C au-dessus 25°C.

Résistance interne :

$$R_B(T) = R_B(25°C) \times 2^{-(T-25)/25}$$

Diminue quand T augmente (améliore mobilité ions).

Exemple : À 25°C : R = 3 mΩ, E = 2.05 V/élément; À 40°C : R ≈ 3 × 0.79 ≈ 2.4 mΩ (−20%), E ≈ 2.005 V; À 0°C : R ≈ 3 × 1.65 ≈ 5 mΩ (+67%), E ≈ 2.125 V; Implication : Batteries Pb-acide froides offrent beaucoup moins de puissance (R élevée) mais tension meilleure (E élevée).; Dépendance au SOC.

FEM :

$$E(SOC) = E_{\min} + (E_{\max} - E_{\min}) \times \frac{\text{SOC}}{100\%}$$

Varie linéairement entre ~2.0 V (déchargé) et ~2.1 V (chargé).

Résistance interne :

$$R_B(SOC) = R_{\min} + (R_{\max} - R_{\min}) \times |1 - SOC/100\%|$$

Minimale vers SOC = 50%, augmente aux extrêmes.

Dépendance à l'âge

Capacité résidue :

$$C(n) = C_0 \times (1 - 0.005 \times n)^{0.8}$$

où n = nombre de cycles.

Décroissance accélérée en fin de vie (convexe).

Résistance interne :

$$R(n) = R_0 \times (1 + 0.02 \times n)$$

Croissance linéaire approximée.

7. Supercondensateurs : Fondamentaux

7.1 Rappel sur condensateurs classiques

Avant d'aborder supercondensateurs, rappelons les équations fondamentales.

Condensateur plan parallèle

Capacité :

$$C = \frac{\varepsilon_0 \varepsilon_r S}{d}$$

où : F/m (permittivité du vide); = permittivité relative du diélectrique (air: 1, mica: 6–7, céramique: 1000+); = surface des armatures (m²); = distance entre armatures (m).

Observations : C ∝ S (plus grandes armatures → plus de capacité); C ∝ 1/d (armatures plus proches → plus de capacité); C ∝ ε_r (diélectrique meilleur → plus de capacité); Énergie stockée.

$$W = \frac{1}{2} C V^2$$

Exemple : Condensateur 100 µF, 10 V

$$W = \frac{1}{2} \times 100 \times 10^{-6} \times 100 = 0.05 \text{ J} = 50 \text{ mJ}$$

(Très peu d'énergie pour condensateurs classiques !)

Limitation des condensateurs classiques

Densité énergétique très faible : Massique : ~0.1 Wh/kg (100–1000× inférieur batteries); Volumique : ~0.2 Wh/L; Raison : Tension maximale limitée (~500 V pour isolation), capacité limitée par géométrie pratique..

7.2 Principe physique des supercondensateurs

Les **supercondensateurs (ou supercapacités)** augmentent la capacité par **deux stratégies paralèles** :

Stratégie 1 : Augmentation du rapport S/d

Électrodes en carbone activé : Surface spécifique : 1000–3000 m²/g (microscopie électronique révèle structure ultra-poreuse); Porosité : jusqu'à 90% volume (presque entièrement vide, rempli électrolyte).

Exemple numérique : Électrode carbone activé : 10 g → surface totale 10 g × 2000 m²/g = 20 000 m² !!; Comparé condensateur classique : électrode métallique 10 cm × 10 cm = 0.01 m²; Ratio : 20 000 / 0.01 = 2 millions de fois plus grande ✓; Stratégie 2 : Diminution d'épaisseur diélectrique (double couche Helmholtz); Au lieu d'un diélectrique conventionnel, supercondensateurs exploitent la double couche électrochimique à l'interface carbone-électrolyte..

Double couche de Helmholtz : Couche interne (Stern) : ions adsorbés directement sur surface carbone (distance ~0.1 nm); Couche diffuse (Gouy-Chapman) : autres ions en solution (distance ~1 nm); Distance totale effective : ~0.1–1 nm (nanomètres !); Comparer : Condensateur classique diélectrique typique : 0.1–1 mm (millimètres) → million de fois plus épais !!; Résultat combiné.

$$C_{\text{supercond}} = \varepsilon_0 \varepsilon_r \frac{S_{\text{énorme}}}{d_{\text{minuscule}}} = \text{énorme}$$

Ordre de grandeur : Supercondensateurs single-electrode → 10–1000 F (farads !!)

Comparaison : Condensateur classique : 0.001–10 µF = 0.000001–0.00001 F; Supercondensateur : 10–5000 F = 1 million à 500 millions de fois plus ! ! !.

7.3 Stockage électrostatique vs chimique

Question clé : Supercondensateurs stockent-ils l'énergie électriquement (condensateurs) ou chimiquement (batteries) ?

Réponse : Électriquement pur (éléctrostatique) avec légère composante électrochimique.

Accumulat électrostatique (cœur)

L'accumulation de charges se fait sans réaction chimique : Électrons s'accumulent sur une électrode; Anions/cations s'alignent à l'interface; Pas de création/consommation de matière (contrairement batteries); Processus réversible à 100% (idéalement); Implication; Pas d'autodécharge chimique (seulement fuite électrique); Cyclabilité extrême (1 million+ cycles sans dégradation); Charge/décharge instantanée possible

(aucune cinétique chimique); Densité énergétique basse (pas de réaction chimique intense).

7.4 Modèle électrique équivalent simple

Circuit équivalent basique (modèle RC) :

$$V(t) = V_0 e^{-t/(R_{eq} \cdot C)}$$

où : = résistance équivalente série (ESR - Equivalent Series Resistance); = capacité; Constante temps $\tau = R \cdot C$.

Interprétation :

- Charge/décharge suit une exponentielle (vs Pb-acide : plus complexe)

Temps de demie-restitution : Exemple :; Supercondensateur 100 F, ESR = 2 mΩ; τ = 0.002 Ω × 100 F = 0.2 s; Décharge 50% en : 0.693 × 0.2 = 0.14 s (centièmes de secondes)

8. Présentation des supercondensateurs

8.1 Types et familles

Condensateurs à double couche électrochimique (EDLC)

Type dominant, 99% du marché actuel.

Composition : Deux électrodes : carbone activé; Électrolyte : aqueux (H_2SO_4, KOH) ou organique (acétonitrile + sels); Séparateur : microfibre poreuse; Carcasse : aluminium ou acier époxy.

Tension nominale : Aqueux : ~1.0–1.2 V par cellule (eau électrolysée au-delà); Organique : ~2.5–3.0 V par cellule (plus stable chimiquement); Capacité typique : 100–5000 F par cellule unique.; Supercondensateurs hybrides (asymétriques); Architecture : Une électrode comme batterie (matériau pseudocapacitif), l'autre comme carbone EDLC.

Exemple : Électrode − : carbone activé (EDLC pur); Électrode + : oxyde métallique (ex. MnO_2) avec pseudocapacité.

Avantages : Densité énergétique intermédiaire (8–15 Wh/kg vs 5–10 EDLC); Tension plus élevée possible (~2.5–4.0 V).

Inconvénients : Moins cyclable que EDLC (pseudocapacité implique quelques réactions électrochimiques); Moins stable long terme; Coût plus élevé.

8.2 Comparaison électrolytes aqueux vs organiques

Électrolyte aqueux

Compositions typiques : H_2SO_4 30% massique (electrolyte batteries Pb-acide); KOH 6–8 M (hydroxyde potassium).

Avantages : Excellente conductivité ionique (~0.8 S/cm); Coût très bas; Non-inflammable, sécurité; Densité élevée (~1.2 kg/L).

Inconvénients : Fenêtre électrochimique réduite : ~1.0 V max (électrolyse eau); Faible densité énergétique (réduite par tension basse); Corrosion possible alliages métaux; Électrolyte très conducteur (auto-décharge plus rapide); Électrolyte organique.

Compositions typiques : Acétonitrile (CH_3CN) + tétrafluoroborate d'imidazolium (EMI-BF_4); Propylène carbonate + perchloraté de tétraéthylammonium (TEAP).

Avantages : Fenêtre électrochimique large : ~2.5–3.0 V (électrolyse plus difficile); Densité énergétique plus élevée ($W = \frac{1}{2}CV^2$, V^2 effet important); Stabilité long terme meilleure (composants moins réactifs).

Inconvénients : Conductivité ionique inférieure (~0.02 S/cm, bien moins qu'aqueux) → ESR plus élevée; Coût élevé (facteur 5–10 vs aqueux); Inflammabilité (solvant organique); Viscosité élevée (charge/décharge plus lente si température basse); Mouillabilité réduite (interface moins bonne); Choix en pratique; Aqueux : Applications capacité élevée, coût bas, sécurité critique (électronique grand public); Organique : Applications densité énergétique prioritaire (véhicules, transports).

8.3 Caractéristiques énergétiques et de puissance

Densités d'énergie

Massique (Wh/kg) :

$$\delta_m = \frac{W}{m} = \frac{\frac{1}{2}CV^2}{m}$$

Valeurs typiques : EDLC aqueux (1.2 V) : 4–6 Wh/kg; EDLC organique (2.7 V) : 6–10 Wh/kg; Hybride asymétrique (3.0 V) : 10–15 Wh/kg.

Comparaison : Batteries Pb-acide : 30–40 Wh/kg (5–8× plus); Batteries Li-ion : 100–265 Wh/kg (15–40× plus); → Supercondensateurs insuffisants seuls pour autonomie longue..

Volumique (Wh/L) : Supercondensateurs : 5–15 Wh/L; Batteries Pb-acide : 40–60 Wh/L; Batteries Li-ion : 220–400 Wh/L; Densités de puissance.

Massique (W/kg) :

$$P_m = \frac{P}{m} = \frac{\frac{V^2}{4R_{eq}}}{m}$$

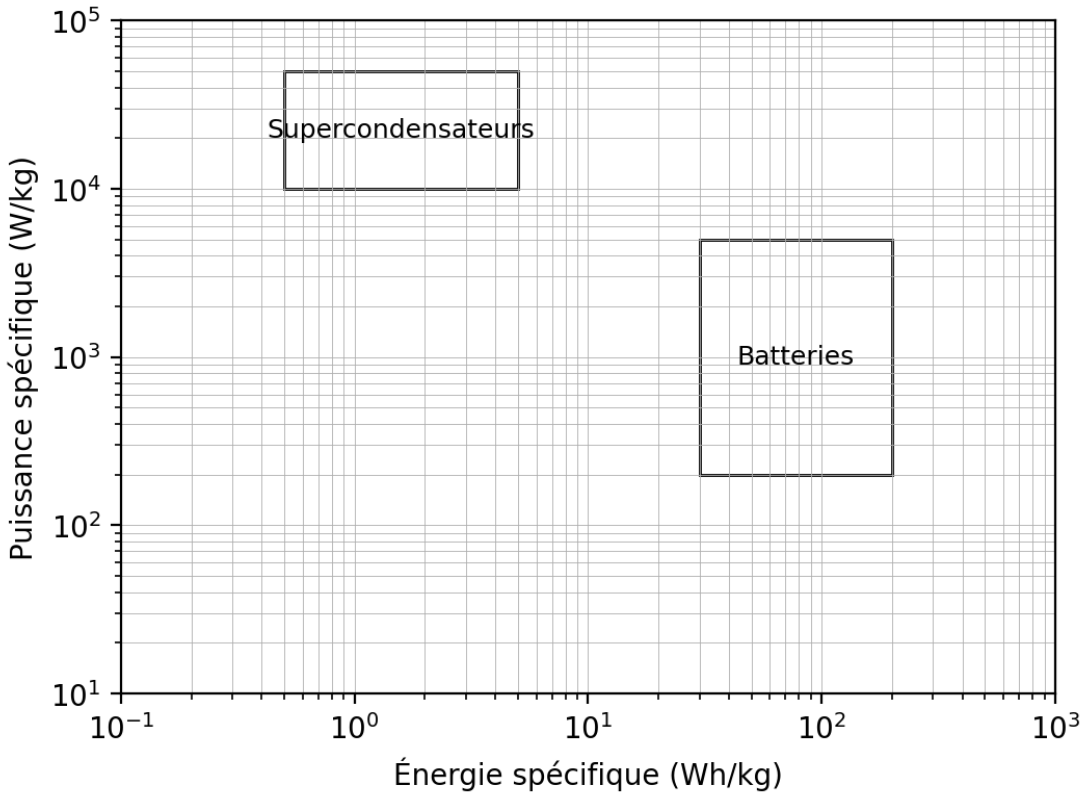


Figure 2.5 Diagramme Ragone : Supercondensateurs (haut-gauche) vs Batteries (bas-droite), montrant niches d'application

Comparaison : Batteries Pb-acide : ~500 W/kg (5–20× moins); Batteries Li-ion : ~1500 W/kg (2–10× moins); → Supercondensateurs excellents pour puissance rapide.; Diagramme Ragone (supercondensateurs).

Le diagramme Ragone (puissance vs énergie) **positionne supercondensateurs en haut-gauche :**

9. Caractérisation et modélisation des supercondensateurs

9.1 Courbes caractéristiques : tension, courant, puissance

Charge-décharge linéaire (idéale)

Charge à courant constant :

$$V(t) = V_0 + \frac{I \cdot t}{C}$$

Tension croît **linéairement** avec le temps (contrairement batteries sigmoïdales).

Exemple : Supercondensateur 100 F, courant charge 10 A; V/s; Atteint 5 V en : 5 / 0.1 = 50 s.

Décharge à courant constant :

$$V(t) = V_0 - \frac{I \cdot t}{C}$$

Tension décroît **linéairement**.

Charge-décharge réelle (avec ESR)

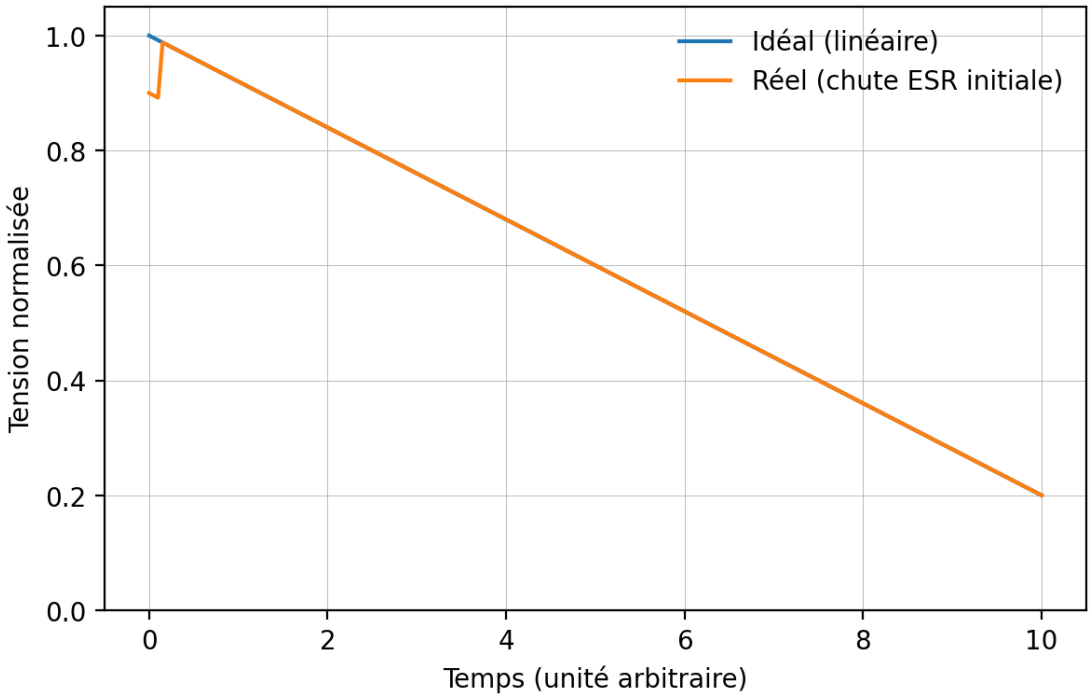


Figure 2.6 Profils charge-décharge supercondensateur : ideal (linéaire) vs réel (avec chute ESR initiale)

$$V(t) = V_{\text{ideal}}(t) - R_{eq} \times I(t)$$

Profil réel : Discontinuité initiale : (chute résistive); Puis croissance linéaire moins rapide : (après soustraction perte résistive).

Puissance instantanée

$$P(t) = V(t) \times I$$

Charge constante :

$$P(t) = [V_0 + \frac{I \cdot t}{C}] \times I = V_0 \times I + \frac{I^2 \cdot t}{C}$$

Puissance augmente linéairement (absorbée croissante).

Décharge :

$$P(t) = [V_0 - \frac{I \cdot t}{C}] \times I = V_0 \times I - \frac{I^2 \cdot t}{C}$$

Puissance diminue linéairement (fournie décroissante).

Puissance moyenne sur cycle complet :

$$P_{moy} = \frac{W_{\text{total}}}{T_{\text{cycle}}} = \frac{\frac{1}{2}C(V_{\text{max}}^2 - V_{\text{min}}^2)}{T_{\text{cycle}}}$$

9.2 Modèle électrique détaillé

Modèle à un seul RC

Équivalent simple : Source tension idéale (zéro interne); Résistance série R (pertes); Capacité C (stockage).

Équation :

$$V_B = V_C - R \times I$$

où V_C = tension capacité (accumulation charges).

Modèle à deux RC en cascade

Pour capturer mieux dynamiques :

$$V_B = E_0 - R_1 \times I - V_{C1} - V_{C2}$$

avec deux blocs RC : RC_1 : constante temps court (~ms–s) → interface électrode-électrolyte; RC_2 : constante temps long (~s–min) → diffusion ions en pores profonds; Utilité : Meilleure prédiction en transientes rapides (détection court-circuit)..

9.3 Impédance spectrale (EIS - Electrochemical Impedance Spectroscopy)

L'**impédance spectrale** mesure la réponse supercondensateur à différentes fréquences.

Procédure expérimentale

1. Imposer **petite tension sinusoïdale** à fréquence variable (1 mHz–100 kHz)
2. Mesurer **courant résultant** (amplitude et déphasage)

Calculer impédance complexe : Tracer diagramme Nyquist (Im[Z] vs Re[Z]); Signature spectrale typique.

Diagramme Nyquist pour supercondensateur : Haute fréquence (1 kHz–100 kHz) : petit demi-cercle → ESR (résistance série); Fréquence intermédiaire (10–100 Hz) : demi-cercle plus grand → transfert interface; Basse fréquence (1 mHz–1 Hz) : ligne quasi-verticale → capacité pure (accumulation).

Extraction paramètres : Diamètre petit demi-cercle HF → ESR; Diamètre demi-cercle IF → résistance transfert charge; Pente ligne BF → capacité (angle 90° = capacité idéale); Diagnostique santé batterie.

La signature EIS change avec vieillissement : ESR augmente (interface dégradée); Demi-cercles élargissent (cinétique ralentie); Capacité diminue progressivement; → EIS utile pour prédire fin de vie avant défaillance brutale..

10. Différentes familles de supercondensateurs

10.1 Comparatif marchés actuels

EDLC traditionnels (aqueux)

Fournisseurs majeurs : Nesscap, Maxwell Technologies (avant acquisition Tesla), Zapi, Skeleton Technologies.

Spécifications typiques : Capacité : 100–3000 F par cellule; Tension : 2.5–2.7 V (deux cellules ~1.2 V série, limitées eau); ESR : 5–20 mΩ; Prix : €5–15/kF (kilo-farad); Applications : Récupération énergie freinage, microgrids, véhicules; EDLC hybrides asymétriques; Fournisseurs : Skeleton Technologies (graphène), KEMET, Panasonic..

Spécifications : Capacité : 100–2000 F; Tension : 3.0–4.0 V (monocellule); ESR : 2–10 mΩ (meilleur); Énergie massique : 10–15 Wh/kg (vs 5–10 EDLC); Prix : €10–30/kF (plus cher); Applications : Véhicules électriques hybridés, drones, équipements portables haute-performance; Nanotech (graphène, nanotubes carbone); Développement actif (laboratoires)..

Avancées 2024–2025 : Nanotubes carbone monoparois (CNT) + polymère conducteur (PANI) : structure fibreuse flexible; Graphène en feuillets : surface ultra-élevée (2000+ m^2/g); Densité énergétique visée : 20–50 Wh/kg (vs 10–15 actuels hybrides); Défis : Production à l'échelle, coût, stabilité cycle long terme..

10.2 Tensions nominales et configuration série

Limitation tension par électrolyte

- **Aqueux :** 1.0 V max (électrolyse H_2O au-delà)
- **Organique :** 2.5–3.0 V max (solvant organique moins électrolysable)

Problème : Une cellule isolée fournit peu de tension (1.0–3.0 V).

Configuration série pour augmenter tension

Solution : Empiler cellules en série → tension totale = somme tensions.

Exemple : Série de 4 cellules EDLC aqueux (1.2 V chacune) → 4.8 V; Série de 2 cellules EDLC organique (2.7 V) → 5.4 V; Module commercial typique : 5.4 V, 100 F (deux cellules 2.7 V, 200 F en série = C/2 = 100 F équivalent).; Tension élevée (ex. 48 V) : 18–20 cellules empilées, capacité réduite en proportion..

10.3 Format boîtier

Cylindrique (cannelé)

- Ressemble pile cylindrique AA/D
- Capacités petites (0.5–10 F)
- Facilement intégrables électronique
- Coût bas unitaire
- Applications : carte mère PC, montre, jouets

Prismatique (plat/boîtier)

- Format parallélépipédique
- Capacités moyennes (10–1000 F)
- Facilité intégration boîtiers électronique
- Densité meilleure que cylindrique
- Applications : modules BMS, microcontrôleurs

Module de puissance (gros capacité)

- Assemblage haute capacité (100–5000 F, plusieurs kg)
- Câblage externe gros section
- Refroidissement passif (dissipation thermique)
- Applications : systèmes véhicules électriques, télétravailleurs, onduleurs

11. Vieillissement des supercondensateurs

11.1 Mécanismes de dégradation

Contrairement batteries (réactions chimiques complexes), supercondensateurs dégradation plus limitée.

Corrosion électrodes (carbone)

- Oxydation progressive carbone activé en présence humidité + oxygène
- Électrolyte aide oxydation (légère réactivité)
- Résultat : perméabilité électrode augmente, surface réduite progressivement

Taux : Très lent (bien meilleur batteries).

Pertes électrolyte

- Évaporation solvant (surtout électrolytes aqueux, exposés air)
- Dégagement gaz si surcharge (électrolyse)
- Électrolyte moins conducteur → ESR augmente

Prévention : Scellement boîtier hermétique.

Augmentation ESR (résistance équivalente)

Cause principale de dégradation.

- Interface électrode-électrolyte se détériore (dépôts, cristallisation)
- Conductivité électrolyte diminue (eau, autres impuretés)
- **Résultat :** Courant max réduit ($\sqrt{(P = V^2/4R)}$)

Symptôme observable : Puissance maximale délivrée baisse progressivement.

Perte capacité

Cause : Surface électrode réduite (oxydation, colmatage pores).

- Taux : ~0.1–0.5% par an (très lent)
- Après 10 ans : 99–95% capacité conservée (excellent !)

11.2 Durée de vie prédite

Conditions nominales

Hypothèses : Température 25°C, tension max 2.5 V, cycles modérés.

Facteur	Durée estimée	Cycles
EDLC standard	10–15 ans	1 000 000+
Hybride asymétrique	8–12 ans	500 000–1 000 000
Nanotech (graphène)	À étudier	5 000 000+ prédit

Tableau 2.5 Durée de vie prédite

Observation : Supercondensateurs durent 2–3× batteries Li-ion → avantage maintenance.

Facteurs dégradation accélérée

Facteur	Impact	Mitigation
Température élevée (+50°C)	Durée ÷ 2–3	Ventilation, dissipation thermique
Surcharge (>3.0 V)	Durée ÷ 5+	Limiteur tension électronique
Courant excessif (>>100 A)	Dégagement thermique violent	Limiter décharge rapide
Humidité (condensation)	Corrosion interne	Scellement hermétique
Charge incomplète longue	Peu impact (électrostatique)	Aucune action requise

Tableau 2.6 Facteurs dégradation

11.3 Estimation SOC et santé

Défaut supercondensateurs : Pas de "mémoire" simple (pas batt Ni-Cd).

SOC par tension simple

$$\text{SOC} = \frac{V(t)}{V_{\max}} \times 100\%$$

Exemple : Supercondensateur 5.4 V max chargé; Tension mesurée : 2.7 V; SOC = 2.7 / 5.4 = 50%; Avantage : Très facile, pas calcul complexe.; Santé (ESR monitoring).

Mesure ESR périodiquement :

Appliquer pulse courant connu (ex. 100 A, 10 ms)

Mesurer chute tension instantanée : Extraire ESR :; Comparer à ESR nominal → évaluer dégradation.

Interprétation : ESR augmente 20% → batterie 80% santé; ESR augmente 50% → batterie ~40% santé (fin de vie proche).

12. Applications des supercondensateurs

12.1 Systèmes de véhicules électriques et hybrides

Récupération d'énergie de freinage (regenerative braking)

Scénario : Véhicule électrique décélération ou freinage.

- **Alternateur à récupération :** Moteur électrique inverse (régénérateur) développe courant
- **Supercondensateur-buffer :** Absorbe pics courant brefs (1–5 s)
- **Batterie principale :** Chargée lentement depuis supercondensateur (meilleur pour durée vie)

Avantages : Batterie isolée pics courant → durée vie +20–30%; Supercondensateur accepte charge rapide (charge-décharge 1–5 s); Accumulation énergie freinage (5–10 kJ par freinage) → portée allongée 5–10%.

Exemple chiffré (bus électrique 12 m) : Masse 12 tonnes; Freinage de 50 km/h → 0 en 10 s; Énergie dissipée : ~400 kJ; Supercondensateur 150 F, 48 V : W = ½·150·(48)² = 172 kJ (absorbe ~40%); Batterie ~260 kJ épargnée; Lissage pics accélération (power

assist); Scénario : Démarrage véhicule, accélération forte.; Batterie trop "faible" puissance (limite courant 200 A); Supercondensateur pré-chargé (48 V, 150 F) capable 2000 A crête; Mode hybride : Batterie + supercondensateur fournissent puissance ensemble; Supercondensateur « vidé » accélération → rechargé en régime permanent; Résultat : Meilleure dynamique véhicule, batterie moins stressée..

12.2 Transports en commun et tramways

Tramway avec supercondensateurs (Paris, Nice)

Concept : Tramway alimenté par caténaire (fil aérien) intermittent (passage stations) + supercondensateurs.

Bénéfices : Réduction caténaire : Seulement ~100 m par station (pas cables partout ville); Accumulation en station : Supercondensateurs chargés 10–30 s en gare; Trajet station→station : Traversé par énergie supercondensateur (500–1000 F); Autonomie : 2–3 km entre stations typique.

Paramètres (Nice) : Supercondensateurs totaux : ~500 F, 600 V (module haute tension); Énergie stockable : $W = ½ \cdot 500 \cdot (600)^2 = 90$ MJ = 25 kWh (!!); Suffit accélération+trajet station voisine; Bus électrique récupération (start-stop urbain); Nombreux freinages court trajet urbain; Supercondensateur accumule énergie freinage; Batterie chauffage/électronique (décharge lente); Résultat : Autonomie batterie +15–25%, durée vie +30%.

12.3 Microgrids et stabilisation réseau

Compensation harmoniques (voltage sag correction)

Problème : Pics consommation ou défauts → tension réseau baisse brièvement (voltage sag).

Solution : Supercondensateur module haute tension (500 V) + convertisseur électronique.

- **Détecteur tension :** En surveillance continue

- **Commande rapide :** < 1 ms réaction (supercondensateur temps réponse ms)
- **Injection courant :** Compense creux tension, maintient service critique

Applications : Hôpitaux, datacenters, usines (pertes financières énormes si interruption).

Régulation fréquence réseau

Contexte : Réseau électrique 50 Hz (Europe) ou 60 Hz (Amériques).

- Production renouvelable intermittente (PV, éolien) → fréquence varie
- Générateurs inertie régulent fréquence (énergie cinétique volants)
- Supercondensateurs + contrôleur électronique → **inertie synthétique**

Algorithme : Mesurer fréquence instantanée f(t); Si f baisse → injecter courant batterie (fornir puissance); Si f augmente → absorber courant (charger batterie); Temps réponse : < 100 ms (supercondensateurs possible, batteries lentes).

12.4 Systèmes d'alimentation de secours (UPS)

UPS (Uninterruptible Power Supply) pour datacenters

Problème : Coupure courant → serveurs arrêtent instantanément → perte données, services.

Solution traditionnelle : Batterie plomb-acide 50 kWh (isolée courant ~30 min); Groupe électrogène diesel (~1 MW) démarre en 10–30 s; Risque : Démarrage défaut → délai prolongé → batterie insuffisante.

Amélioration supercondensateurs : Batterie Pb-acide chargée habituellement (stationnaire, ~8 h autonomie); Supercondensateurs module ultra-haute tension (500 V, 1000 F) = 125 MJ = 35 kWh.

En coupure : Supercondensateurs fournissent puissance immédiate (ms reaction); Batterie prend relais (~10 s); Groupe électrogène démarré (~20 s) → batterie rechargée; Résultat : Sécurité accrue, résilience meilleure.

13. Hybridation batterie-supercondensateur

13.1 Principes et architecture

Le couplage batterie + supercondensateur combine énergie + puissance : Concept fondamental; Batterie : Excellent stockage long terme (Wh/kg), faible puissance crête Supercondensateur : Excellent puissance crête (W/kg), faible énergie; Hybridation : Chaque source fait ce qu'elle sait faire mieux;

Architecture de base.

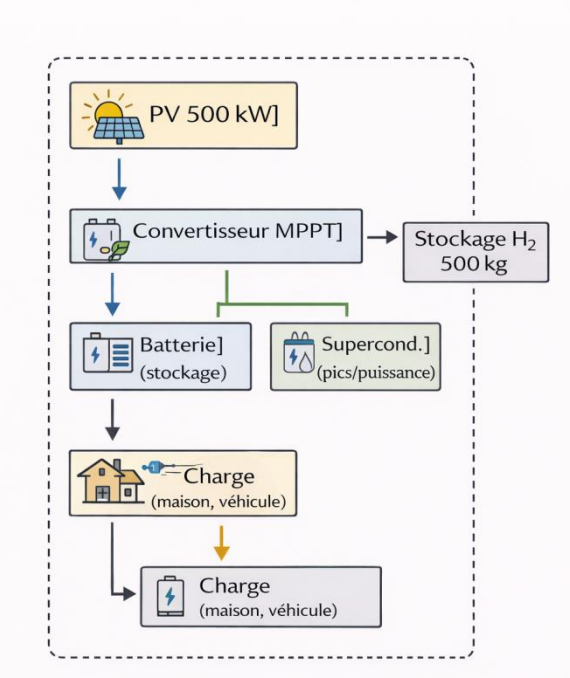


Figure 2.7 Batterie assure alimentation de base continue (profil bas courant); Supercondensateur absorbe pics appels (courants brefs intenses); Convertisseur éléctronique bascule sources selon SOC supercondensateur.

13.2 Avantages de l'hybridation

Prolongation durée vie batterie

Problème seule batterie : Pics courant → stress chimique → vieillissement accéléré.

Exemple : Batterie Li-ion 100 Ah, limite courant max 500 A (5C); Appel courant 1000 A (surcharge) → perte 5 ans durée vie; Hybridé : Supercondensateur fournit 600 A, batterie 400 A; → Batterie reste en zone confortable → durée vie conservée; Gain chiffré : 20–50% extension durée vie.; Augmentation capacité énergétique apparente; Sans hybridation : Batterie 100 Ah, 12 V = 1.2 kWh nominale (1 kWh utilisable après réserve).; Avec supercondensateur 500 F, 14 V chargé = 49 kJ = 0.014 kWh..

Semblet peu Mais : Supercondensateur décharge très rapidement (ms) → puissance crête énorme; Peut soulager batterie pics brefs; Batterie récupère entre pics → meilleure utilisation; Meilleure dynamique systèmes embarqués; Supercondensateur temps réponse ms < batterie (s–min).; Applications : Télécommandes, drones, robotique → meilleure performance perçue.; Coût global optimisé; Supercondensateur coûteux unité (~€10/kF); Batterie moins cher (~€200/kWh Li-ion); Hybride optimisé : Supercondensateur petit (50 F) + batterie modulée ↓ capacité = coût comparable, performance meilleure.

13.3 Exemple pratique : système PV isolé 10 kW

Configuration

Données système : Panneaux solaires : 10 kWc (Algérie, irradiation 5.5 kWh/m²·j); Maison : 5 personnes, consommation 15 kWh/jour; Autonomie requise : 3 jours (couverture nuages); Dimensionnement sans hybridation; Batterie seule : Pb-acide 48 V, 500 Ah.; Énergie : 48 × 500 = 24 kWh; Volume/poids : ~2 m³, 10 tonnes !!; Coût : ~€4000; DOD acceptable 40% → 9.6 kWh utile (insuffisant pour 3 jours).

Augmentation capacité 24 → 50 kWh requis : Batterie 48 V, 1000 Ah; Poids : 20 tonnes, volume 4 m³; Coût : €8000; Dimensionnement avec hybridation; Batterie 24 kWh (comme avant) + Supercondensateurs 10 F, 48 V..

Supercondensateurs : Énergie : ½·10·(48)² = 11.5 kJ = 0.003 kWh (négligeable); Poids : ~5 kg; Coût : ~€500; Rôle : Absorber pics courant charge (démarrages moteurs, pic climatisation).

Avantages : Batterie déchargée pics → temps recharge augmenté entre pics; Effet indirect : capacité utile batterie +15% (meilleure récupération entre cycles); Batterie 24 kWh → 27–28 kWh équivalent utile → suffit 3 jours; Poids/coût réduit vs augmentation capacité batterie seule.

Bilan : Supercondensateur 10 F → €500; Batterie réduit 50→24 kWh → −€4000; Économie nette ~€3500 + performance meilleure.

14. Conclusion et perspectives

14.1 Synthèse comparative : Batterie vs Supercondensateur

Tableau comparatif complet :

Paramètre	Batterie Pb-acide	Batterie Li-ion	Supercondensateur
Énergie massique (Wh/kg)	30–40	100–265	4–10
Puissance massique (W/kg)	~500	~1500	5000–15000
Rendement (%)]	70–80	85–95	>95
Temps réponse	Secondes	Secondes	Millisecondes
Durée de vie (ans)	6–10	10–15	10–15
Cyclabilité	500–1000	500–1000	1 000 000+
Coût (€/kWh)	150–250	200–400	2000–5000
Sécurité	Bon (acide)	Bon	Excellent
Autodécharge (/mois)	5–10%	<2%	<2%
Recyclabilité	95%+	90%+	95%+
Environnement	Acceptable	À étudier (Co, Li)	Excellent

Tableau 2.7 Tableau comparatif Batterie vs Supercondensateur

14.2 Applications recommandées par technologie

Batterie plomb-acide :

- ✓ Systèmes PV isolés budget (chalets, zones rurales)
- ✓ Autonomie 2–7 jours, décharge lente
- ✓ Éléments électrolyte mesurable (maintenance possiblemaître)
- ✗ Poids/volume élevés
- ✗ Rendement moyen.

Batterie lithium-ion :

- ✓ Véhicules électriques, mobilité
- ✓ Systèmes résidentiels autoconsommation
- ✓ Densité énergétique haute
- ✗ Coût capital initial plus élevé
- ✗ Thermostat requis.

Supercondensateurs (seuls) :

- ✓ Pics puissance très brefs (démarrage, freinage)
- ✓ Récupération énergie freinage
- ✓ Applications haute cyclabilité (million+ cycles)
- ✗ Autonomie très courte
- ✗ Coût élevé pour énergie long terme.

Hybride (batterie + supercondensateur) :

- ✓ Systèmes véhicules optimisés
- ✓ Microgrids avec EnR intermittente
- ✓ Systèmes critiques (UPS, télécoms)
- ✓ Efficacité globale maximale;

✗ Coût légèrement élevé (deux technologies).

14.3 Tendances technologiques 2025–2035

Court terme (2025–2028)

Batteries : Réduction coût Li-ion → €100–150/kWh (vs 200–300 actuels); Montée sodium-ion (Na-ion) : alternative Li, recyclabilité meilleure, pas cobalt; Batteries Li-Fe-P (LFP) : sécurité améliorée, coût bas, cyclabilité.

Supercondensateurs : Montée graphène + nanotubes carbone : densité énergétique +50% (10→15 Wh/kg); Électrolytes ioniques liquides : tension augmente 3.0→3.5 V, énergie +20%; Boîtiers asymétriques : optimisation séries/parallèle pour applications; Moyen terme (2028–2035).

Batteries "nouvelles générations" : Li-S (lithium-soufre) : 400–500 Wh/kg (4× Li-ion) → véhicules autonomie 1000 km; Li-air (théorique) : 1000 Wh/kg (10× Li-ion) → révolution mobilité; Batteries solides : électrolyte solide → sécurité, densité extrême; Recyclage circulaire : 90%+ matériaux récupérés → coût réduit long terme.

Supercondensateurs hybrides : Pseudocapacité renforcée (oxydes métalliques optimisés) : 15–20 Wh/kg; Hybrides asymétriques commercialisés : 20–40 Wh/kg; Fibreux (textiles) : intégration vêtements, wearables; Long terme (2035+).

Stockage énergétique décentralisé : Microgrids autonomes : maison = producteur-consommateur (batterie + panneaux + supercond); Réseaux "tout électrique" : transport, chauffage, industrie alimentés électricité renouvelable; Hydrogène vert (électrolyse) : stockage long terme (mois–années), industries lourdes, transports longue distance; Recyclage économie circulaire : 95%+ matériaux batterie récupérés → nouveau cycle.

14.4 Rôle croissant en Algérie (contexte MENA)

Potentiel énergétique : Irradiation solaire 5–6 kWh/(m²·jour) → meilleure du monde; Potentiel éolien côtier (Oran, Sidi Bel-Abbès) : 7–8 m/s moyen annuel; Objectif gouvernemental : 27% énergies renouvelables d'ici 2030.

Besoins en stockage : Systèmes PV isolés décentralisés ;; Électrification zones rurales (Sud saharien, Hauts Plateaux); Batterie Pb-acide économique (€150–200/kWh) vs Li-ion (€300+); Autonomie 3–5 jours (nuages).

Réseaux microgrids/mini-réseaux : Couplage PV local + petit stockage + génération diesel secours; Résilience énergétique zones isolées; Supercondensateurs pour stabilisation fréquence/tension.

Systèmes centralisés à grande échelle : STEP hydroélectriques (réservoirs barrages existants) : Beni Haroun, Sidi Salem, etc.; Batterie Li-ion pour stockage court-moyen terme (quelques heures); Hydrogène vert (perspective long terme).

Transport : Véhicules électriques urban (Algérie automobile développement); Batterie Li-ion + supercondensateur hybride (performance, durée vie).

Chaîne de valeur locale : Assemb batteries (imports cellules, boîtiers locaux); Fabrication contrôleurs MPPT, BMS (électronique de puissance); Installation, maintenance, formation techniques; Recyclage batteries usagées (valorisation matériaux : plomb, lithium).

14.5 Défis demeurant

1. **Coûts d'investissement :** Batteries toujours cher (préfinancement public/aide)
2. **Chaîne d'approvisionnement :** Dépendance importation (cellules, électronique)
3. **Compétences techniques :** Formation BMS, électronique puissance insuffisante
4. **Durabilité :** Taux d'autodécharge Pb-acide tropicaux (Algérie chaude) nécessite surveillance
5. **Recyclage :** Infrastructure collecte batteries usagées quasi-inexistante
6. **Standards :** Normes installation solaire Algérie harmonisées internationalement

14.6 Recommandations pour systèmes solaires Algériens

Petits systèmes isolés PV (1–10 kW)

- **Batterie :** Pb-acide 48 V AGM/GEL robuste
- **Capacité :** 3–5 jours autonomie (région sud aride)
- **Contrôleur :** MPPT (20–40 A, algorithme IncCond)
- **Onduleur :** 3–10 kVA sinusoïdal pur (électronique sensible)
- **Sécurité :** Fusibles, disjoncteurs, parafoudre (tempêtes possibles)
- **Entretien :** Mensuel (densité, température, connections)

Systèmes résidentiels autoconsommation (5–30 kW)

- **Batterie :** Li-ion LFP (sécurité, cyclabilité 5000+ cycles) **OU** Pb-acide AGM (budget)
- **Capacité stockage :** 10–30 kWh (2–3 jours autonomie)
- **Supervision :** BMS intégré, monitoring WiFi/app (maintenance prédictive)
- **Supercondensateur optionnel :** Si pics courant élevés (climatisation, multichauffe simultané)
- **Grid-tie :** Interface réseau public (autoconsommation + revente crêtes)

Microgrids villageois (50–500 kW)

Architecture hybride : Batterie Li-ion centralisée 100–500 kWh (4–8 h autonomie); STEP hydro si ressource (meilleur long terme); Groupe électrogène diesel secours (défaillance simultanée); Contrôle : Système gestion énergie temps réel (EMS); Communication : Smart meters pour demand-side management.

Conclusion

Ce chapitre a montré que la batterie plomb-acide reste une solution robuste et économique pour le stockage dans les systèmes PV, mais que ses performances et sa durée de vie dépendent fortement des conditions d'exploitation (DOD, température, gestion de charge). Les supera-condensateurs, très rapides et adaptés aux fortes puissances, complètent efficacement les batteries.

L'hybridation batterie–supera-condensateur permet ainsi d'assurer l'énergie de base par la batterie et de gérer les pics de courant par le supera-condensateur, améliorant la dynamique et réduisant le stress de la batterie.

Introduction

Les piles à combustible (PAC) constituent une technologie de conversion **directe** de l'énergie chimique en électricité, étudiée depuis Grove (1839) et relancée notamment avec les applications spatiales (NASA) puis les programmes liés à l'« économie hydrogène ». Elles présentent des atouts majeurs : **zéro émissions locales** (produit principal : eau), bon potentiel de rendement, modularité (cellule → empilement) et diversité de carburants selon la filière.

Le chapitre introduit le principe de fonctionnement (réaction H_2/O_2), puis les notions de rendement et de pertes, ainsi que les principales familles de PAC et leurs domaines d'application.

1. Historique et contexte

1.1 Origines et développement

La **pile à combustible** est une invention ancienne, conceptualisée dès **1839** par William Robert Grove, chimiste anglais.

Chronologie majeure :

Année	Événement	Détails
1839	Découverte Grove	Empilement électrodes Pt dans $H_2SO_4 + H_2 + O_2$ → première pile à combustible
1889	Termes scientifiques	Wilhelm Ostwald décrit thermodynamique réactions électrochimiques
1930s–1950s	Phase dormante	Autres technologies (moteurs thermiques, batteries) dominent

1960s	Relance spatiale	NASA développe PEMFC pour missions Apollo (alimentation électricité + eau)
1980s	Émergence commerciale	Shell, Ballard, Plug Power lancent projets stationnaires
2000s	Montée en puissance	Politique « économie hydrogène » (États-Unis, Europe, Japon, Corée)
2010–2020	Démonstration automobile	Toyota Mirai (2014), Hyundai Nexo (2018), autobus hydrogène (villes)
2020–2025	Accélération	Investissements massifs (UE €6.2 Md, Japon, Corée, Algérie 2030 cible)

Tableau 3.1 Chronologie majeure

1.2 Motivations pour piles à combustible

Avantages théoriques : Zéro émissions locales : seul produit décharge = eau (H_2O liquide/vapeur); Comparé moteur thermique : CO_2, NOx, particules fines; Comparé batteries : extraction lithium/cobalt; Rendement thermodynamique élevé : jusqu'à 60–70% (vs 30–40% moteurs); Conversion directe chimie → électricité (pas combustion); Pas limite Carnot rigide (non moteur thermique); Flexibilité carburant : H_2, méthanol, hydrocarbures (selon type pile); Modularité : Empilage cellules → puissance variable (1 W à MW); Durée de vie : 5000–10 000 heures (bon pour stationnaire).

Défis actuels : Coût élevé (€5000–10 000/kW, vs €200/kW batteries Li-ion); Infrastructure hydrogène quasi-inexistante (sauf Japon, Corée, Allemagne); Densité énergétique moins bonne que batteries (nécessite réservoirs H_2 volumineux); Fiabilité/durée vie (dégradation catalyseur, membranes).

1.3 Positionnement énergétique

Piles à combustible occupent niche unique :

Batterie Li-ion Pile à combustible STEP/CAES
Autonomie courte Autonomie longue Autonomie très longue
(h) (jours) (saisons)

Applications complémentaires :

Technologie	Avantage clé	Créneau
Batterie Li-ion	Densité énergétique, coût décrescent	Véhicules urbains, portables
Pile à combustible	Autonomie longue, ravitaillement rapide	Camions longs distances, bus, trains
STEP/CAES	Très grande capacité, cycles lents	Lissage saisonnier réseau électrique

Tableau 3.2 Applications complémentaires

2. Principe de fonctionnement

2.1 Réaction chimique globale

Réaction oxydoréduction entre hydrogène et oxygène :

$$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O \Delta H = -286\ \text{kJ/mol}$$

Remarques : Très exothermique (dégagement chaleur 286 kJ par mole H_2); Même réaction que combustion chimique, mais sous forme contrôlée électrochimique; Au lieu de dégagement explosif chaleur → production électricité + chaleur utilisable.

2.2 Décomposition en demi-réactions

Pile à combustible = deux demi-réactions électrochimiques spatiales :

À l'anode (électrode négative, oxydation - perte électrons)

$$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$$

(En milieu acide, ex. PEMFC)

ou

$$H_2 + 2OH^- \rightarrow 2H_2O + 2e^-$$

(En milieu alcalin, ex. AFC)

Interprétation : Hydrogène moléculaire se dissocie, cédant électrons au circuit externe.

À la cathode (électrode positive, réduction - accepte électrons)

$$O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O$$

(En milieu acide)

Ou

$$O_2 + 2H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^-$$

(En milieu alcalin)

Interprétation : Oxygène moléculaire accepte électrons, formant eau.

Circuit externe

Les électrons libérés à l'anode : Circulent dans circuit externe (alimentation charge); Fournissent courant électrique utilisable; Reviennent à la cathode pour réduire oxygène; Ions internes (électrolyte).

Ions conducteurs : Milieu acide : H^+ (protons) migrent anode → cathode; Milieu alcalin : OH^- (hydroxydes) migrent cathode → anode; Milieu haute température : ions O^{2-} ou CO_3^{2-}; Fonction : Fermer circuit ionique interne, permettre demi-réactions spatiales.

2.3 Schéma fonctionnel complet

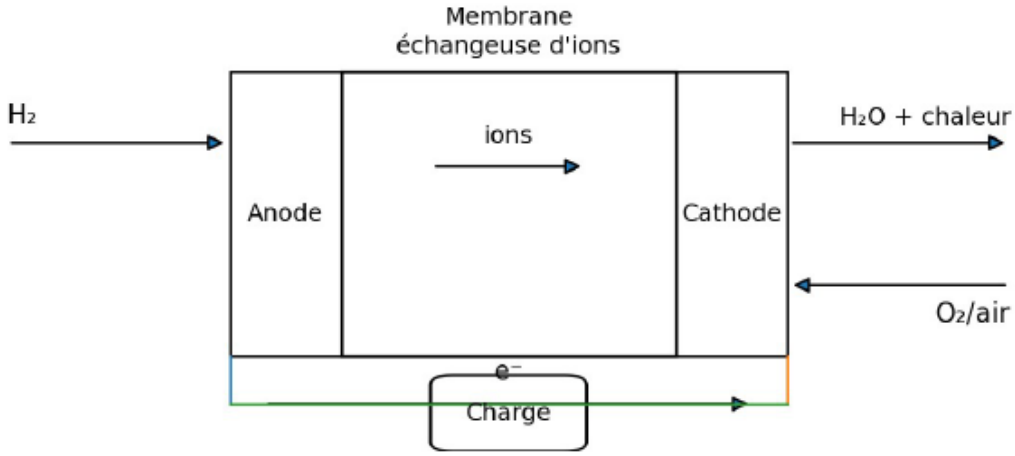


Figure 3.1 Schéma fonctionnel pile à combustible : circulation électrons (externe) et ions (interne), demi-réactions anode/cathode

2.4 Comparaison : pile à combustible vs batterie

Ressemblances : Deux : réactions électrochimiques séparées; Circuit électron externe pour alimentation; Ions internes dans électrolyte.

Différences majeures :

Aspect	Pile à combustible	Batterie
Réactifs	Apportés externes (H_2, O_2 continus)	Stockés internement (composés chimiques)
Durée	Limitée apport carburant, non stockage interne	Limitée quantité matière active interne
Rendement	60–70% théorique (conversion directe)	70–95% réalisé (réactions réversibles)
Démarrage	Instantané (remplissage réservoirs)	Quelques secondes (activation chimique)
Maintenance	Carburants à approvisionner	Recharge électrique
Recyclage	Carburant réutilisable, pile durée vie finie	Matériaux récyclables

Tableau 3.3 Différences majeures

2.5 Avantages implicites

Avantage thermodynamique : Pas de limite Carnot rigide (non moteur thermique); Conversion chimie → électricité quasi-directe; Rendement indépendant température fonctionnement.

Avantage environnemental : $H_2 \rightarrow H_2O$ (eau pure, pas CO_2, NOx, particules); Si H_2 produit électrolyse renouvelable = zéro carbone.

Avantage opérationnel : Modulaire : empiler cellules pour puissance variable; Silencieux (réaction électrochimique silencieuse); Peu mouvements mécaniques (comparé moteurs).

3. Cinétique et rendement thermodynamique

3.1 Potentiel thermodynamique (FEM) standard

Potentiel électromotive standard (à 25°C, 1 atm) :

$$E_0 = 1.229 \text{ V } \backslash(\text{pour pile } H_2\text{-}O_2\backslash)$$

Dérivation thermodynamique :

L'énergie libre Gibbs standard liée à réaction :

$$\Delta G_0 = nF\ E_0$$

où :

- ΔG_0 = variation d'énergie libre (J/mol);
- n = nombre électrons transférés = 2 (pour $H_2 + ½O_2 \rightarrow H_2O$);
- F = constante Faraday = 96485 C/mol;
- E_0= potentiel standard recherché.

Le signe **(−)** rappelle que si la réaction est spontanée (pile), alors $E_0>0$ et et $\Delta G_0<0$

Pour réaction $H_2 + ½O_2 \rightarrow H_2O$:

$$\Delta G_0 = -237.13 \text{ kJ/mol}$$

$$E_0 = \frac{-\Delta G_0}{nF} = \frac{237130}{2 \times 96485} = 1.229 \text{ V}$$

Remarque : Cette valeur est **indépendante température** (approximativement).

3.2 Diagramme de Nernst (dépendance concentration)

Le potentiel réel dépend des **pressions partielles H_2, O_2** selon équation de Nernst :

$$E = E_0 - \frac{RT}{nF} \ln \left(\frac{p_{H_2} \times p_{O_2}^{1/2}}{p_{H_2O}} \right)$$

où :

- R = 8.314 J/(mol·K) (constante gaz);
- T = température (K);
- PH_2 : pression partielle de l'hydrogène
- PO_2: pression partielle de l'oxygène
- P H_2O: pression partielle de la vapeur d'eau

(Si l'eau est liquide pure, on prend souvent son activité ≈ 1, donc ce terme peut disparaître selon l'hypothèse.)

À 25°C (298 K), formes simplifiées :

Pour pile alimentée continu (pressions partielles stables) :

$$E \approx 1.23 + 0.059 \log(P_{H2}) + 0.0295 \log(P_{O2})$$

Exemple numérique : H_2 à 1 atm, O_2 à 1 atm → E = 1.23 V (potentiel standard); H_2 à 10 atm, O_2 à 1 atm → E ≈ 1.23 + 0.059 = 1.289 V (augmentation);

Conclusion : Pression combustible/comburant augmente potentiel (favorable).

3.3 Rendement thermodynamique théorique

Rendement basé énergie libre

Énergie disponible (électrique) :

$W_e = nF\ E_0 = 2 \times 96485 \times 1.229 = 237$ kJ/mol H_2

Énergie totale (chaleur réaction) :

$Q = \Delta H = 286$ kJ/mol H_2

Rendement thermodynamique maximal :

$$\eta_{th} = \frac{W_e}{Q} = \frac{237}{286} = 82.9\% (a\ 25\% C)$$

Remarque clé : Pile à combustible peut, en théorie, convertir **83% énergie chimique en électricité**, comparé moteur thermique limité ~60% par cycle Carnot.

Rendement Carnot (pour comparaison)

Moteur thermique classique opérant entre T_H et T_C :

$$\eta_{Camot} = 1 - \frac{T_C}{T_H}$$

Exemple : T_H = 800 K (527°C), T_C = 300 K :

$$\eta_{Camot} = 1 - \frac{300}{800} = 0.625 = 62.5\%$$

Pile à combustible (83%) **dépasse cette limite**, car n'est pas moteur thermique

3.4 Rendement réalisé (avec pertes)

En pratique, rendement réel inférieur 83% due plusieurs sources de pertes : Surpotentiel d'activation (polarisation d'activation); Cause : Cinétique réaction électrochimique finie (pas instantanée)..

Équation Tafel :

$$\eta_{act} = \frac{RT}{nF} sinh^{-1}\left(\frac{I}{I_0 A}\right)$$

où :

* η_{act} = courant d'échange (caractérise cinétique);
* A = surface active (cm²);
* I= courant opération; $\mathbf{I_0}$: *courant d'échange* (A)
* **R** : *constante des gaz parfaits* , **F** : *constante de Faraday*

Chute tension due résistance électrolyte, électrodes, connecteurs :

$$\eta_{ohm} = I \times R_{int}$$

Ordre de grandeur : 10–100 mΩ → ~5–20% perte potentiel à courant nominal.

Surpotentiel de concentration (transport masse)

À courant élevé, diffusion H_2/O_2 devient limitante.

$$\eta_{conc} = \frac{RT}{nF} ln\left(\frac{I_L}{I}\right)$$

où

I_L = courant limite diffusion.

Ordre de grandeur : ~5–10% à courant nominal.

Perte chimique (crossover hydrogène)

Une fraction H_2 diffuse à travers membrane sans génération électrons → perte directe.

Ordre de grandeur : 2–5% perte puissance.

3.5 Courbe polarisation réelle (tension-courant)

La **courbe I-V** d'une pile montre tension diminue avec courant :

$$V=E_0-\eta_{act}-\eta_{ohm}-\eta_{conc}$$

Profil caractéristique :

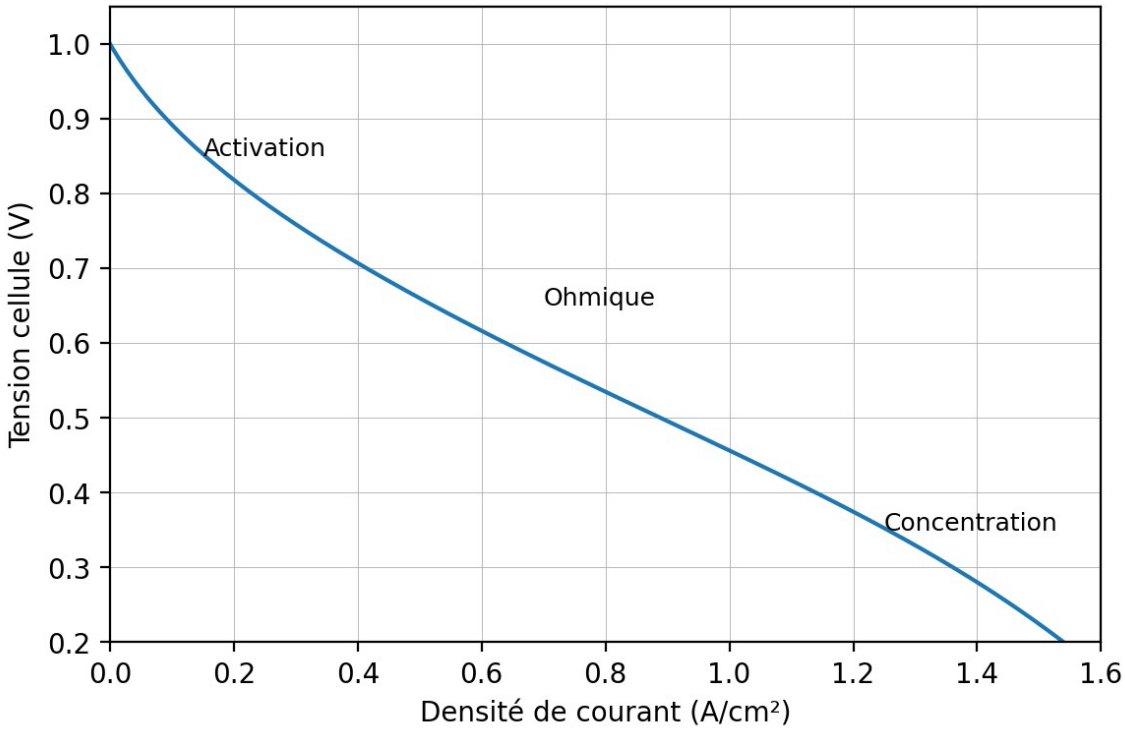


Figure 3.2 Courbe polarisation pile à combustible : tension chute avec courant (trois régions : activation, ohmique, concentration)

Trois régions : Région activation (courant bas 0–200 mA/cm²) :; Tension chute rapidement (activation cinétique domine); Pente très raide (faible courant, pertes relativement importantes).

Région ohmique (courant moyen 200–1000 mA/cm²) : Tension chute linéairement (résistance interne domine); Région fonctionnement optimal (puissance maximale).

Région concentration (courant élevé >1000 mA/cm²) : Tension s'effondre (diffusion limitante); Courant max approché (ne peut pas dépasser I_L).

3.6 Rendement réalisé par type de pile

Estimations expérimentales :

Type	Température	Rendement électr.	Chaleur récupérable	Total
AFC	60–90°C	45–55%	35–40%	80–95%
PEMFC	50–80°C	40–50%	30–40%	70–90%
DMFC	60–80°C	30–40%	30–35%	60–75%
PAFC	150–210°C	35–45%	40–50%	75–95%
MCFC	600–700°C	50–65%	20–35%	70–100%
SOFC	800–1000°C	50–65%	15–30%	65–95%

Tableau 3.4 Estimations expérimentales

Observations : Rendement électrique : 30–65% (meilleur haute température mais coût); Chaleur co-génération très utile (applications stationnaires chauffage); Rendement total (électr + chaleur) : 65–100% (comparé moteur thermique 30–40%).

4. Structure interne des piles à combustible

4.1 Composantes fondamentales

Une pile à combustible unicellulaire comporte 5 éléments clés :

1. Anode (électrode négative); Fonction : Catalyser oxydation H_2 (ou carburant), libérer électrons. Matériaux : Support : carbone poreux (fibre ou poudre); Catalyseur : platine (Pt) en nanoparticules (~4–6 nm diamètre); Pourquoi platine ? Meilleure activité catalytique H_2 (très noble, ne s'oxyde pas); Épaisseur : 100–300 µm; Porosité : 40–70% (permet diffusion gaz, circulation électrolyte liquide);

2. Cathode (électrode positive); Fonction : Catalyser réduction O_2, accepter électrons. Matériaux : Support : carbone poreux (même que anode); Catalyseur : platine (Pt) ou alliages Pt-Co, Pt-Ni (O_2 réduction plus exigeante que H_2 oxydation); Quantité Pt généralement plus élevée cathode que anode (cinétique asymétrique); Épaisseur : 100–300 µm; Porosité : 40–70%;

3. Électrolyte; Fonction : Conduire ions (H^+, OH^-, O^{2-}, etc.), isoler électrons. Type dépend pile : PEMFC : membrane Nafion (polymère échangeur protons); AFC : solution KOH ou NaOH; SOFC : zircone yttriée (YSZ) solide; MCFC : carbonates fondus; PAFC : acide phosphorique concentré. Propriétés requises : Conductivité ionique élevée (>0.1 S/cm typique); Conductivité électronique quasi-nulle (isole circuit électrique); Stabilité chimique large gamme température; Durée vie 5000–10 000 h sans dégradation;

4. Collecteurs de courant (bipolaires); Fonction : Recueillir courant anode/cathode, distribuer gaz. Matériaux : PEMFC/AFC : graphite densifié ou plaques métalliques (Ta, Ni); SOFC/MCFC : céramique conductrice (nickel-YSZ, lithium-aluminate). Architecture : Canaux gravés (channels) pour circulation gaz; Contacts électriques vers circuit externe; Épaisseur ~3–5 mm;

5. Bac/boîtier scellé; Fonction : Contenir électrolyte liquide (AFC, PAFC), assurer étanchéité. Matériaux : PEMFC : plastique/polypropylène + joints élastomères; SOFC/MCFC : céramique/métaux réfractaires. Scellement : Joints à haute température (>400°C) critiques SOFC/MCFC; À basse température (PEMFC) : caoutchouc standard.

4.2 Configuration monocellulaire

Monocellule (single cell) :

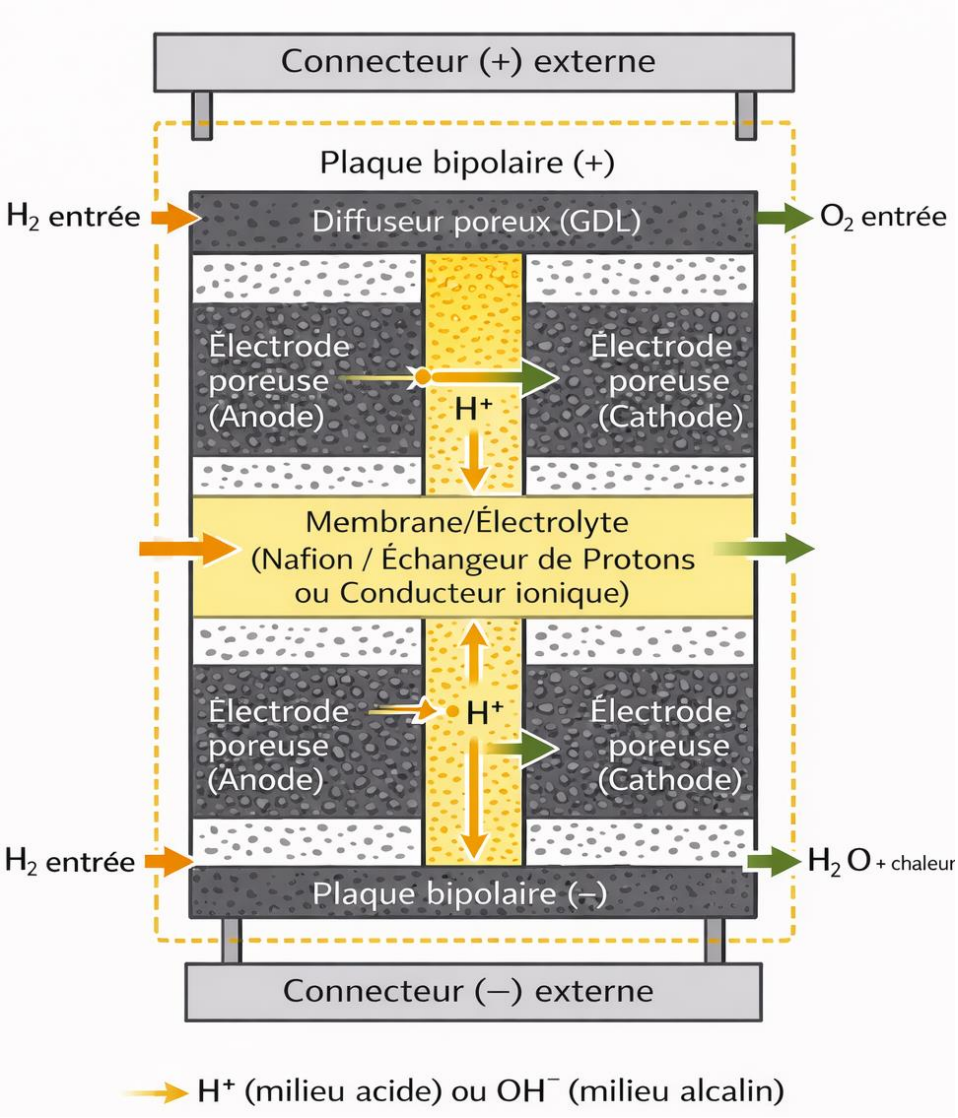


Figure 3.3 Schéma de principe d'une pile à combustible monocellulaire (single cell)

Tension monocellule (à vide) : ~0.9–1.2 V

Débit gaz : H_2 entrée : 0.5–2 L/min (dépend puissance); O_2 entrée : 0.25–1 L/min (air possible, seulement 21% O_2).

4.3 Empilement en série (stack)

Pour augmenter tension (source monocellule ~1 V insuffisant) : Empiler monocellules en série :

Cellule 1: ~1.0 V

Cellule 2: ~1.0 V

…

Cellule N: ~1.0 V

Tension totale = N × 1.0 V; Exemple : 100 cellules → 100 V nominal.

Stack PEMFC automobile (80 kW Toyota Mirai) : Nombre cellules : ~370–400; Tension nominale : ~400 V (370 × 1.08 V); Courant max : ~200 A; Épaisseur totale : ~200 mm (très compact !); Défi empilement : Distribution homogène gaz/chaleur entre cellules (mauvaise distribution → cellules surchargées chutent rapidement).

5. Pile AFC (Alkaline Fuel Cell)

5.1 Historique et caractéristiques

La plus ancienne technologie (après invention Grove 1839).

Utilisations majeures : NASA : missions Apollo, navettes spatiales (seule source électricité + eau); Militaire : sous-marins, drones; Industrie : peu (batteries Li-ion les ont remplacées).

5.2 Composition

Électrolyte : Solution alcaline concentrée

- KOH (hydroxyde potassium) 6–8 M typiquement Ou
- NaOH moins courant (moins conducteur)
- Liquide dans pores électrodes/séparateur

Catalyseurs : Anode : nickel (Ni) beaucoup moins cher que Pt; Cathode : argent (Ag) ou oxyde manganèse (MnO_2); Pt rarement utilisée (coût, peu gain en alcalin).

Électrodes : Carbon/nickel mousse (anode); Carbon/argent mousse (cathode); Poreuses pour diffusion gaz, circulation électrolyte.

5.3 Réactions électrochimiques

À l'anode (milieu alcalin)

$$H_2+2OH^-\rightarrow 2H_2O+2e^-$$

Hydrogène oxydé en eau.

À la cathode

$$O_2+2H_2O+4e^-\rightarrow 4OH^-$$

Oxygène réduit, générant hydroxyde.

Réaction globale

$$2H_2+O_2\rightarrow 2H_2O$$

(Électrolyte KOH reste inchangé)

5.4 Performances caractéristiques

- **Tension circuit ouvert :** ~1.25–1.27 V (monocellule)
- **Densité courant :** 100–400 mA/cm² (bon pour électrodes bon marché)
- **Rendement électrique :** 45–55%
- **Température opération :** 50–90°C (basse, peu coûteux refroidissement)
- **Durée de vie :** 5000–10 000 h
- **Coût :** ~€500–1000/kW (parmi moins chers)

5.5 Avantages et limitations

Avantages

- ✓ Catalyseurs bon marché (Ni, Ag vs Pt)

- ✓ Rendement bon (45–55%)
- ✓ Électrode bien optimisée (technologie mûre)
- ✓ Peu sensible CO_2 (contrairement PEMFC)

Limitations

- ✓ Très sensible CO_2 : CO_2 air réagit KOH → K_2CO_3 (carbonate) → perte électrolyte
- ✓ Solution : air pur pré-traité (élimination CO_2) → coûteux
- ✓ Air ambiant impossible → problème majeur !
- ✓ Électrolyte liquide corrosif (dangers manutention)
- ✓ Peu progrès 20 dernières années (remplacée PEMFC moins sensible CO_2)
- ✓ Très peu déploiement actuel

5.6 Applications modernes

Quasi exclusif : Espace (NASA, ESA) : air reconditionnée, fiabilité critique; Militaire sous-marin : électricité + eau douce générée (avantage unique); Rarement : Recherche académique, démonstrateurs.

6. Pile PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell)

6.1 Présentation générale

La technologie dominante actuellement (60%+ marché).

Déploiement : Automobile : Toyota Mirai, Hyundai Nexo, BMW, Daimler (prototypes/séries limitées); Stationnaire : Micro-cogénération, data centers (backup); Portable : Drones, chargers, générateurs; Transport : Camions, autobus (Shanghai, Berlin, Toronto).

6.2 Membrane échangeuse de protons (PEM)

Matériau clé : Nafion

Composition : Base : polytetrafluoroéthylène (PTFE, téflon très inerte); Groupes fonctionnels : $-SO_3H$ (acide sulfurique) greffés.

Structure : Squelette hydrophobe : chaînes PTFE (repousse eau/ions); Canaux hydrophiles : clusters $-SO_3^- + H^+$ (attirent eau/ions); Eau/protons migren dans clusters (percolation); Épaisseur : 50–180 µm typique (PEMFC 50–100 µm, autres 150–180 µm).

Conductivité ionique (protons) : À 80°C, hydratation optimale : $\sigma \approx 0.1$ S/cm; Dépend fortement hydratation (eau nécessaire !); Pas eau → conductivité ~0 → pile non-fonctionnelle; Propriétés requises; Conductivité protons élevée (0.1 S/cm); Imperméabilité électronique (pas courant e^-); Imperméabilité gaz (H_2/O_2 perméabilité min); Résistance mécanique (retenir électrodes); Durabilité chimique (25 000–30 000 h sans dégradation); Durabilité : Attaque radicalaire (H_2O_2, $HO\cdot$) usage long terme → érosion polymère..

6.3 Réactions PEMFC

À l'anode (oxydation, milieu acide)

$$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$$

Protons H^+ migrent vers cathode via membrane.

À la cathode (réduction, milieu acide)

$$O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O$$

Eau produite à cathode.

Réaction globale

$$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O \quad \Delta H = -286 \text{ kJ/mol}$$

6.4 Catalyseurs

Anode (H_2 oxydation)

Catalyseur : Pt/C (nanoparticules Pt sur carbone)

Propriétés : Charge Pt : 0.1–0.3 mg/cm² (haute pour bas rendement); Diamètre particules Pt : 2–5 nm (petit pour surface); Porosité carbone : 50–70% (diffusion H_2); Réactivité : H_2 oxydation cinétique rapide (coeff. transfert électrons élevé) → peu Pt requis (comparé cathode).; Charge Pt typique : 0.1–0.2 mg/cm²; Cathode (O_2 réduction); Catalyseur : Pt/C ou alliages Pt-Co/C, Pt-Ni/C.

Propriétés : Charge Pt : 0.3–0.5 mg/cm² (2–3× anode); Alliages (Pt-Co) : meilleure activité O_2 que Pt pur (électronégativité Co augmente réactivité); Réactivité : O_2 réduction cinétique plus lente que H_2 oxydation (limitation ORR) → plus Pt nécessaire.; Charge Pt typique : 0.3–0.5 mg/cm².

Coût Pt :

0.5 mg/cm² × 50 kW stack × €30/g ≈ €750–1000 seul Pt (5–10% coût stack)

6.5 Architecture électrodes

Électrodes PEMFC structure en couches :

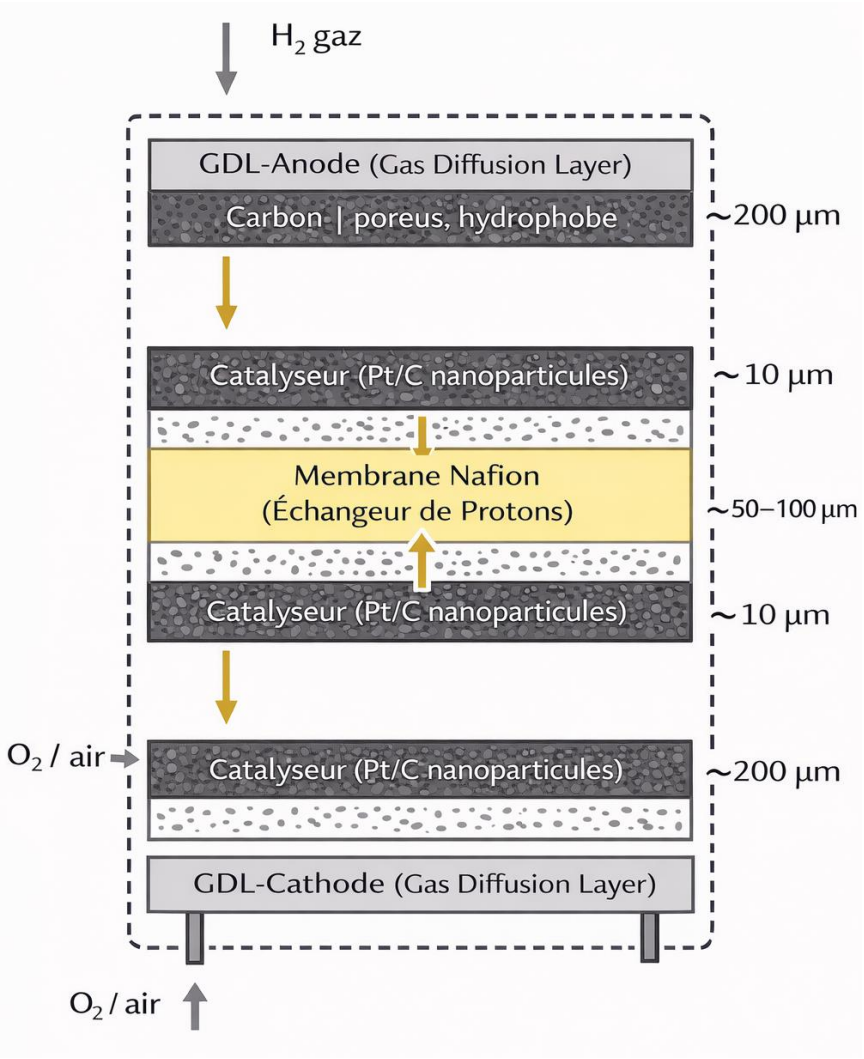


Figure 3.4 Structure en couches d'une électrode PEMFC (MEA)

Couche diffusion gaz (GDL) : Matériau : papier carbone (Toray, SGL Carbon); Hydrophobe (PTFE coating) : évite inondation eau (bloquage O_2); Conducteur électronique : collecte courant; Porosité : 70–80% (diffusion gaz).

6.6 Performances PEMFC

- **Tension circuit ouvert :** 0.95–1.0 V (monocellule)
- **Densité courant nominale :** 1000–1500 mA/cm² (haute densité)
- **Rendement électrique :** 40–50%
- **Rendement total (+ chaleur) :** 70–90%

* **Température opération :** 50–80°C (basse, refroidissement facile eau)

Durée de vie : Automobile : 5000–10 000 h (500 000 km estimé); Stationnaire : 25 000–40 000 h; Puissance volumique : 1–3 kW/L (très compacte); Puissance massique : 1–2 kW/kg (excellente comparé batteries).

6.7 Sensibilité CO_2

Problème majeur pour PEMFC :

CO_2 air (0.04% volume) réagit membrane Nafion (acidité) :

$$CO_2+H_2O\rightleftharpoons H_2CO_3\rightleftharpoons H^++HCO_3^-$$

Conséquence : Protons partiellement remplacés bicarbonates → conductivité réduite.

Mitigation : Dépurateur CO_2 air entrée cathode (coûteux, complexe); H_2 pur recommandé (sans CO_2); Ou air pré-traité (basification).

6.8 Sensibilité eau (humidification)

Membrane nécessite hydratation : Trop peu eau : Conductivité chute, résistance augmente, puissance réduite; Trop eau : Pores noyés → diffusion O_2 bloquée, courant limite réduit.

Solution : Humidificateurs entrée gaz; Température 70–80°C (optimise équilibre eau-gaz); Circulation air/H_2 bien régulée.

6.9 Avantages et limitations

Avantages

* Rendement bon (40–50% électrique, 70–90% total)
* Température basse (50–80°C, peu refroidissement)
* Démarrage rapide (minutes)
* Compacité élevée (1–2 kW/kg)

* Technologie mûre (1000+ systèmes déployés)

Limitations

* Coût élevé (€5000–10 000/kW, Pt cher)
* Sensibilité CO_2 air (dépuration complexe)
* Sensibilité humidité (gestion eau critique)
* Membrane dégradation long terme (radicaux OH·)
* Infrastructure H_2 quasi-inexistante (sauf Japon, Allemagne, Corée)

6.10 Applications PEMFC

Automobile (50% piles vendues) : Toyota Mirai : 114 kW PEMFC, 700 bar H_2 réservoir, 500 km autonomie (2014–2023); Hyundai Nexo : 95 kW PEMFC, 400+ km autonomie (2018–2024); BMW i8 Hydrogen (prototype); Daimler GLC F-Cell (édition limitée 2020).

Transport public : Bus hydrogène (Shanghai > 1000 bus déployés 2020–2024); Berlin, Cologne, autres villes européennes (petite flotte); Trains (Hydrogen train Coradia iLint, Allemagne).

Stationnaire : Micro-cogénération résidentielle (1–10 kW); Data centers backup (Google, Facebook expérimentent); Télécommunications sites isolés.

7. Pile DMFC (Direct Methanol Fuel Cell)

7.1 Concept et motivation

Idée : Utiliser **méthanol (CH_3OH) directement** au lieu H_2 gazeux.

Avantage : Méthanol : liquide à ambiante, densité énergétique raisonnable (~20 MJ/kg, vs H_2 142 MJ/kg); Transport facile (réservoir essence classique); Infrastructure approvisionement potentiellement existante; Application visée : Portables, drones, petits appareils (pas automobile lourde).

7.2 Réactions

À l'anode

$$CH_3OH+H_2O \rightarrow CO_2+6H^+ +6e^-$$

Oxydation méthanol directe en CO_2 et protons.

À la cathode

$$\frac{3}{2}O_2 + 6H^+ + 6e^- \rightarrow 3H_2O$$

Réaction globale

$$CH_3OH + \frac{3}{2}O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$$

7.3 Caractéristiques

Avantages : Carburant liquide (dense énergétiquement, transport aisé); Pas infrastructure H_2 requise; Démarrage facile.

Limitations : Cinétique oxydation méthanol très lente (comparé H_2); Catalyseur plus actif requis (Pt-Ru, pas Pt pur); Densité courant très faible (~200 mA/cm² vs 1000+ PEMFC); Rendement réduit 30–40%; Crossover méthanol : CH_3OH diffuse membrane → perte directe électrons (inefficacité); Densité énergétique réalisée ~5 Wh/kg (vs 100+ batteries); Marché très restreint : Quelques MW cumulés mondiaux (portables militaires, applications niche).

8. Pile PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)

8.1 Historique et déploiement

Première technologie commercialisée (années 1980s).

Systèmes majeurs : UTC PowerTM : 200 kW stationnaires (hôpitaux, usines); Démonstration Tokyo (1983), Ise Shima (Japon); Peu déploiement moderne (remplacée PEMFC + SOFC).

8.2 Caractéristiques

- Électrolyte : Acide phosphorique concentré H_3PO_4 (95–100% pureté)
- Électrodes : Carbone poreux + Pt
- Température opération **:** 150–210°C (plus chaude PEMFC, plus froide SOFC)

Réactions (milieu acide) :

Anode :

$$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$$

Cathode :

$$O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O$$

Performances : Tension : 0.85–0.95 V/cellule; Densité courant : 400–1000 mA/cm²; Rendement : 35–45% électrique, 75–95% total; Durée vie : 5000–10 000 h.

Avantages : Tolérant CO_2 (peut fonctionner air réformé avec CO_2); Chaleur opération utilisable (cogénération intéressante); Technologie éprouvée.

Limitations : Électrolyte acide phosphorique corrosif (gestion complexe); Coût Pt élevé (0.5–1 mg/cm² dense courant basse); Peu progrès depuis années 1990; Marché : < 50 MW cumulé mondialement (quasi-abandonnée SOFC plus efficace)..

9. Pile MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)

9.1 Présentation générale

Électrolyte : Carbonates fondus $(Li, K, Na)_2CO_3$, $(Li, K)_2CO_3$ fond ~600–700°C.

Avantage majeur : Catalyseur bon marché possible (Ni au lieu Pt).

Application : Stationnaire haute puissance (100 kW–multi-MW).

9.2 Fonctionnement haute température

Réactions électrochimiques

Anode (oxydation H_2 ou CO) :

$$H_2+CO^{2-}_3 \rightarrow H_2O+CO_2+2e^-$$

Hydrogène oxydé, carbonate consommé.

Cathode (réduction O_2) :

$$O_2+2CO_2+4e^- \rightarrow 2CO^2_3$$

Oxygène réduit, CO_2 réincorporé dans boucle carbonate.

Point clé : CO_2 circule cathode → anode, système fermé CO_2.

Température opération

* Fonctionnement optimal : 600–700°C
* Électrolyte reste liquide (fusion ~620°C)
* Conductivité carbonates fondus excellente (~2 S/cm, 20× PEMFC)
* Catalyseur nickel actif à haute T (coût ~€100/kg vs Pt €50 000/kg)

9.3 Catalyseurs

* **Anode :** Nickel poreux (bon marché ~€10/kg)
* **Cathode :** Lithium nickelate $LiNiO_2$ ou autres (coûteux mais mieux O_2 réduction)
* **Électrodes :** Céramiques conductrices (spinelle, lithium-aluminate)
* **Avantage :** Pas Pt → coût matériel ~€500–1000/kW (vs €3000+ PEMFC).

9.4 Performances

Tension : 0.85–0.95 V/cellule (similaire PAFC)

- **Densité courant :** 1000–1500 mA/cm² (bonne)
- **Rendement électrique :** 50–65% (meilleur PEMFC/PAFC)
- **Rendement total :** 70–90% (+ cogénération chauffage)
- **Durée vie :** 5000–10 000 h, dégradation électrolyte long terme
- **Puissance :** 100 kW–3 MW systèmes typiques

9.5 Avantages et limitations

Avantages

- ✓ Rendement électrique excellent (50–65%)
- ✓ Catalyseur bon marché (Ni vs Pt)
- ✓ Tolérant CO, CO_2, hydrocarbures (flexible carburant)
- ✓ Chaleur haute température utilisable (cogénération thermoélectrique)

Limitations

- ✓ Température très élevée (600–700°C) → matériaux coûteux, durée vie réduite, démarrage lent
- ✓ Dégradation électrolyte long terme (évaporation, déplétion carbonate)
- ✓ Corrosion matériaux haute température
- ✓ Démarrage 1–2 heures (préchauffage long)
- ✓ Peu déploiement (Global Energy, Fuel Cell Energy projets 10–100 MW rares)

9.6 Systèmes MCFC commerciaux

Fuel Cell Energy (anciennement FUELCELL ENERGY) : Pile DFC (Direct FuelCell) 300 kW–2.8 MW; Intégration réformage gaz naturel on-site; ~100 systèmes mondiaux (Connecticut, Californie, Japon); Coût ~€1000–2000/kW (compétitif gaz naturel centralisé).

10. Pile SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)

10.1 Présentation générale

Technologie avenir (croissance R&D exponentielle, 2010–2025).

Électrolyte : Céramique conductrice anionique solide (zircone yttriée YSZ).

Température : 800–1000°C (très haute)

Applications visées : Cogénération stationnaire décentralisée; Systèmes portables ultra-compacts (avionique); Électrolyse inverse (production H_2 haute efficacité).

10.2 Matériaux et architecture

Électrolyte : Zircone yttriée (YSZ)

Composition : ZrO_2 dopée Y_2O_3 (~8% Y mol)

Propriétés : Conducteur anionique (ions O^{2-} mobiles, protons quasi-immobiles); Conductivité : ~0.1 S/cm à 1000°C (excellente haute T); Impermeable électrons (isolant électrique ~10^8 Ω·cm); Densité : 6.0 g/cm³, thermallement stable; Epaisseur : 100–300 µm; Anode (fuel electrode); Composition : Ni-YSZ cermet (composé métallique-céramique).

Propriétés : Nickel pur : conducteur électronique, catalyseur H_2; YSZ : conducteur anionique, intégrité structurale; Ratio Ni:YSZ ≈ 60:40 (compromis conductivité/porosité); Porosité : 30–40% (diffusion H_2, vapeur H_2O); Avantage : Nickel ultra-bon marché vs Pt.; Cathode (air electrode); Composition : LSCF ou LSM (oxydes pérrovskites); LSCF : $La_{0.6}Sr_{0.4}Co_{0.2}Fe_{0.8}O_3$ (lanthane-strontium-cobalt-fer); Conducteur électronique ET ion O^{2-} (mixte, rare !); Très actif O_2 réduction; LSM : $La_{0.8}Sr_{0.2}MnO_3$ (lanthane-strontium-manganèse); Seulement électronique (pas conducteur anionique); Moins actif, nécessite YSZ composite; Porosité : 30–40% (diffusion air)..

10.3 Réactions électrochimiques (milieu O^{2-})

À la cathode (réduction O_2)

$$O_2 + 4e^- \rightarrow 2O^{2-}$$

Oxygène réduit, anions O^{2-} produits.

À l'anode (oxydation H_2)

$$H_2+O^{2-}\rightarrow H_2O+2e^-$$

Hydrogène oxydé par anions, générant eau.

Réaction globale

$$2H_2+O_2\rightarrow 2H_2O$$

Particularité : Transport O^{2-} **cathode → anode** (inverse PEMFC H^+).

10.4 Avantages de haute température (800–1000°C)

1. Catalyse rapide : H_2/CO oxydation kinétiquement facile même sans Pt; Nickel catalyseur suffisant (abaisse activation 50+ kJ/mol).

2. Flexibilité carburant : H_2 pur idéal; Aussi : CH_4 (gaz naturel), CO, biogas, hydrocarbures ; Reformage interne possible ($CH_4 + H_2O \rightarrow H_2 + CO$, réaction endothermique absorbée anode).

3. Cinétique O_2 réduction améliorée : Réaction très lente PEMFC (basse T); À 1000°C : bien plus rapide, catalyseur moins cher.

4. Cogénération thermique : Sortie ~80% chaleur, température haute (800–1000°C) utilisable; Cycles combinés, électrolyse, production H_2; Rendement exergie très élevé.

10.5 Performances SOFC

- Tension circuit ouvert : 1.0–1.1 V/cellule (bonne)
- Densité courant nominale : 500–1500 mA/cm² (bonne)
- Rendement électrique : 50–65% (excellent)
- Rendement total (+ chaleur) : 70–90% (très bon)
- Température opération : 800–1000°C

Durée de vie : Actuellement : 5000–10 000 h (dégradation cathode/anode interface); Cible 2030 : 40 000+ h (stationnaire); Puissance volumique : 0.5–2 kW/L (compact); Puissance massique : 0.5–1.5 kW/kg (bon).

10.6 Défis technologiques SOFC

1. Démarrage lent : Préchauffage 1–2 heures (chauffer YSZ 1000°C depuis ambiante); Incompatible urgence (contrairement PEMFC min); Mitigation : combusteur auxiliaire, stacksemblé modules.

2. Instabilité thermique : Gradients température → stress mécanique; Coefficient expansion Y&ZrO_2 × composants ≠ → délamination; Contrôle température très strict requis.

3. Interface triple-phase point (TPB) : Réaction ne survient que contact Ni–YSZ–gas; Avec temps : Ni grain-growth, interface dégénère; Mitigation : dopants (ceria), microstructure optimisée.

4. Dégradation chromite cathode : Interconnecteurs chromite (ex. LSCrM) : Cr^{2+} oxyde → Cr_2O_3 volatilize haute T; Dépôt Cr anode → blocage pores; Mitigation : couches protection, dopants.

10.7 Avantages et limitations

Avantages

- ✓ Rendement excellent (50–65% électrique, 70–90% total)
- ✓ Flexibilité carburant (H_2, CH_4, CO, biogas)
- ✓ Catalyseur bon marché (Ni, cobalt)
- ✓ Systèmes petits à grands MW scalables
- ✓ Cogénération très efficace haute température

Limitations

- ✓ Démarrage très lent (1–2 h minimum)

- ✓ Durée vie limitée (10 000 h vs cible 40 000)
- ✓ Matériaux haute température coûteux
- ✓ Interfaces complexes (dégradation multiphénomènes)
- ✓ Infrastructure chauffare/refroidissement onéreuse

11. Production de l'hydrogène

11.1 Routes de production

L'hydrogène n'existe pas isolé sur terre (réactif instable). Doit être produit chimiquement.

Trois routes majeures :

1. Vaporeformage de gaz naturel (95% H_2 mondial actuellement)

$$CH_4+H_2O \rightarrow C_O+3H_2 \Delta H=+206 \text{ kJ/mol}$$

Suivi de réaction déplacement eau-gaz (WGS) :

$$CO+H_2O \rightarrow CO_2+H_2$$

- **Rendement global :** 60–75% H_2 produit
- **Émissions CO_2 :** ~10–12 kg CO_2 par kg H_2 (problème climat !)
- **Coût :** €1–2/kg H_2
- **Défi :** Capture CO_2 pour "hydrogène bas-carbone"

2. Électrolyse de l'eau (Hydrogène vert)

$$2H_2O+\text{électricité} \rightarrow 2H_2+O_2$$

- **Rendement :** 60–80% H_2 produit (reste en chaleur)
- **Émissions CO_2 :** 0 si électricité renouvelable, ~6 kg CO_2/kg H_2 si charbon
- **Coût :** €3–8/kg H_2 (2024), cible €1–2/kg 2030
- **Avantage :** Zéro carbone si électricité EnR
- **Défi :** Électricité coûteuse, rendement modéré

3. Gazéification biomasse/déchets (minoritaire 1–2%)

$$\text{Biomasse} + \text{chaleur} + \text{vapeur} \rightarrow H_2 + CO_2$$

- **Rendement :** 40–60% H_2
- **Émissions :** Carbone-neutre si biomasse soutenable
- **Applications :** Régions riches forêt/résidus agricoles

11.2 Électrolyse par membrane PEM (clé transition hydrogène vert)

Procédé

Membrane PEM électrolyseur (inverse pile PEMFC) :

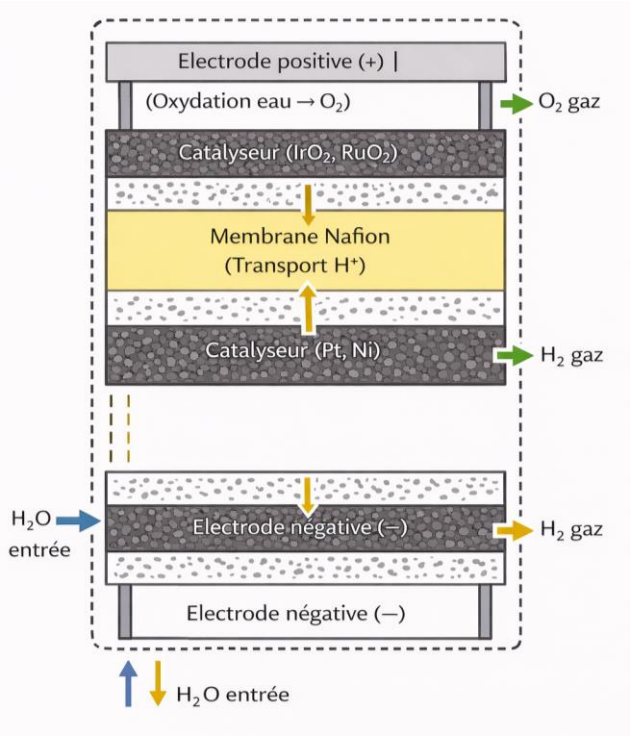


Figure 3.5 Structure d'un électrolyseur PEM

Tension thermodynamique (Nernst) :

$$E0 = 1.23 \text{ V (à } 25°C)$$

Énergie requise par mole H_2 :

$$W = 2 \times 96485 \times 1.23 = 237 \text{ kJ/mol} = 65.8 \text{ kWh/kg } H_2$$

(Théorique minimum)

Rendement réalisé

Rendement électrique (H_2 produit / électricité entrante) :

$$\eta = \frac{\text{Énergie } H_2}{\text{Électricité fournie}} = \mathbf{60 - 80\%}$$

Exemple : 100 kWh électricité → 60–80 kg H_2 produit

Surtension : ~0.6 V (activation, ohmique) → tension opération 1.8–2.0 V par cellule.

11.3 Coûts hydrogène vert

Coût production dépend : Électricité source : Plus important facteur (~60–70% coût); Éolien/PV : €20–40/MWh → H_2 ~€2–3/kg; Gaz naturel : €30–50/MWh → H_2 ~€3–4/kg; Capital électrolyseur : €500–1000/kW (2024); Amélioration cible 2030 : €200–300/kW; Stack membrane PEM : €1000–2000/kW; Catalyseur Pt/Ir : ~€5–10/kW.

11.4 Perspectives réduction coûts

Actions stratégiques réduction : Électricité renouvelable moins chère (baisse PV/éolien continue); Augmenter volume électrolyseurs (économies d'échelle, facteur 5–10 baisse); Matériaux catalyseurs moins chers (alliages, non-métaux); Intégration site PV/électrolyse (couplage direct) → rendement +5–10%; Trajectoire : €5/kg (2020) → €2/kg (2030) → paire coût gaz naturel (2035+).

12. Stockage et transport de l'hydrogène

12.1 Défis stockage

Hydrogène propriétés difficiles :

Propriété	Impact	Mitigation
Très léger **(2 g/mol)**	Densité énergétique massique bonne (142 MJ/kg), volumique mauvaise	Compression/liquéfaction, hydrures chimiques
Très volatil	Gaz à >−253°C	Réfrigération ou pression
Perméabilité	Diffuse acier, caoutchouc	Matériaux spécialisés (Al, composites)
Inflammabilité	Mélange air 4–74% explose	Sécurité critère, capteurs détection

Tableau 3.5 Hydrogène propriétés difficiles

12.2 Modes de stockage

1. Hydrogène gazeux comprimé (principal 2025)

Pression : 350–700 bar (35–70 MPa) typique automobile

Réservoirs : Acier inox haute pression (ancien, lourd); Composite fibre carbone (moderne, léger); Polymère renforcé fibre (TYPE III/IV réservoirs).

Avantages : Charge/décharge rapide (min); Infrastructure aisée (compresseurs standard).

Inconvénients : Densité volumique basse (~40 g/L à 700 bar, vs essence 750 g/L); Réservoir volumineux automobile (150–200 L pour 5 kg H_2); Coût réservoirs haute

pression (~€5000–10 000); Pertes vide (boil-off) sans problème stockage long (contrairement LH_2).

Stockage automobile : Toyota Mirai : 5.6 kg H_2, 700 bar, 500 km autonomie; Hyundai Nexo : 6.33 kg H_2, 700 bar, 610 km autonomie; 2. Hydrogène liquide (avenir spatiaux/aviation); Liquéfaction : $T < -253°C$ (20 K); Densité : ~70 g/L (meilleur comprimé, moins essence).

Avantages : Très compacte (aviation, spatial); Avenir hydrogène aviation commerciale.

Inconvénients : Coût très élevé (€10–20/kg); Infrastructure cryogénique très coûteuse/complexe; Boil-off ~0.3%/jour (pertes stockage); Peu déploiement actuel.

Applications : Fusées (NASA, SpaceX); Avions commerciaux futur (Airbus ZEROe cible 2035); 3. Hydrures chimiques (prometteur, démonstration 2025+); Concept : H_2 intégré molécules chimiques (ammonia, formates)..

12.3 Infrastructures de distribution

Pipelines hydrogène

État : ~4500 km pipelines H_2 mondiaux (Allemagne, Belgique, Pays-Bas, USA)

Réutilisation : Pipelines gaz naturel désaffectés → H_2 possible (matériaux adaptés)

Densité énergétique pipeline : H_2 : ~10 MJ/m³ à pression transport; Gaz naturel : ~38 MJ/m³; Ratio : 3.8× plus volume H_2 requis même puissance (défi capacité); Coût : €1–3 million/km construction/adaptation; Stations ravitaillement automobile.

État mondial 2024 : Japon : ~160 stations; Allemagne : ~100 stations; Autres UE : ~100 stations; Corée : ~60 stations; USA/Canada : ~60 stations; Total : ~450 stations (vs 100 000+ recharge électrique); Problème : Infrastructure chicken-egg critique : peau acheteurs sans stations, personne construit stations sans demande.; Coût station : €1–2 million (équipement compression, refroidissement, sécurité); Capacité : 250–500 kg

H_2/jour (10–20 véhicules/jour max); Transports longue distance; Camions-citernes : H_2 liquide, 40 tonnes charge, 1500+ km possibles; Navires : Concept hydrogène ammonia carburant (prototypes 2025+); Trains : Allemagne Coradia iLint (2018+, 100+ km autonomie batterie).

13. Systèmes à énergies renouvelables couplés PAC

13.1 Concept Power-to-X

Idée : Convertir électricité renouvelable surabondante → hydrogène → stockage → réutilisation.

[Panneaux PV/Éolienne] → [Électrolyse] → [H_2 stockage] → [Pile à combustible] → [Électricité]

Avantage : Lissage intermittence EnR (jours–saisons); Secteurs difficiles décarbonation (transports lourds, aviation, chimie).

Rendement global (round-trip) :

$$\eta_{\text{round}}=\eta_{PV}\times\eta_{\text{electro}}\times\eta_{\text{PAC}}=0.20\times0.75\times0.50=7.5\%$$

(Très inefficace comparé batteries 70–80%, mais nécessaire autonomie longue)

13.2 Systèmes intégrés PV-H_2-PAC (îles, sites isolés)

Cas typique : Île Aran (Irlande), île Réunion (France), Algérie sud

Installation 100 kW : Panneaux PV : 100 kWc (surface ~600 m²); Électrolyseur PEM : 50 kW (production ~6 kg H_2/jour); Stockage H_2 : 150 bar, 100 kg (5–10 jours autonomie); Pile PEMFC : 50 kW électrique (secours nuages prolongés); Batterie Li-ion : 20 kWh (buffer courtes périodes).

Profil énergie :

Jour ensoleillé : [100 kW PV] → [50 kW consommation] + [50 kW électrolyse] → H_2 stockage; Nuit/Nuage 3 jours :

[Batterie 20 kWh] : ~4 h autonomie

[Pile H_2 50 kW] : ~5 kg H_2/jour = 10 kWh/jour × 3 = 30 kWh

Total autonomie nuit/nuage courte : 24–48 h; Longue période nuages (1–2 semaines) : Groupe électrogène diesel secours (10 kW).

Rendement électricité fournie : Mois ensoleillé : 95%+ PV direct; Mois nuageux : 60%+ (mélange PV, électrolyse, secours); Annuel moyen : 85%+ (excellent pour isolation); Exemple réel : Île Dénia (Espagne), 1 MW hybride; Panneaux PV : 1.2 MWc; Électrolyseur : 500 kW; Stockage H_2 : 20 tonnes (2–3 jours autonomie); Pile MCFC : 250 kW; Batteries : 1 MWh; Résultat : autonomie 5+ jours (résilience extrême).

13.3 Alimentation microgrids décentralisés

Concept : Village/petite ville autonome énergiquement.

Architecture :

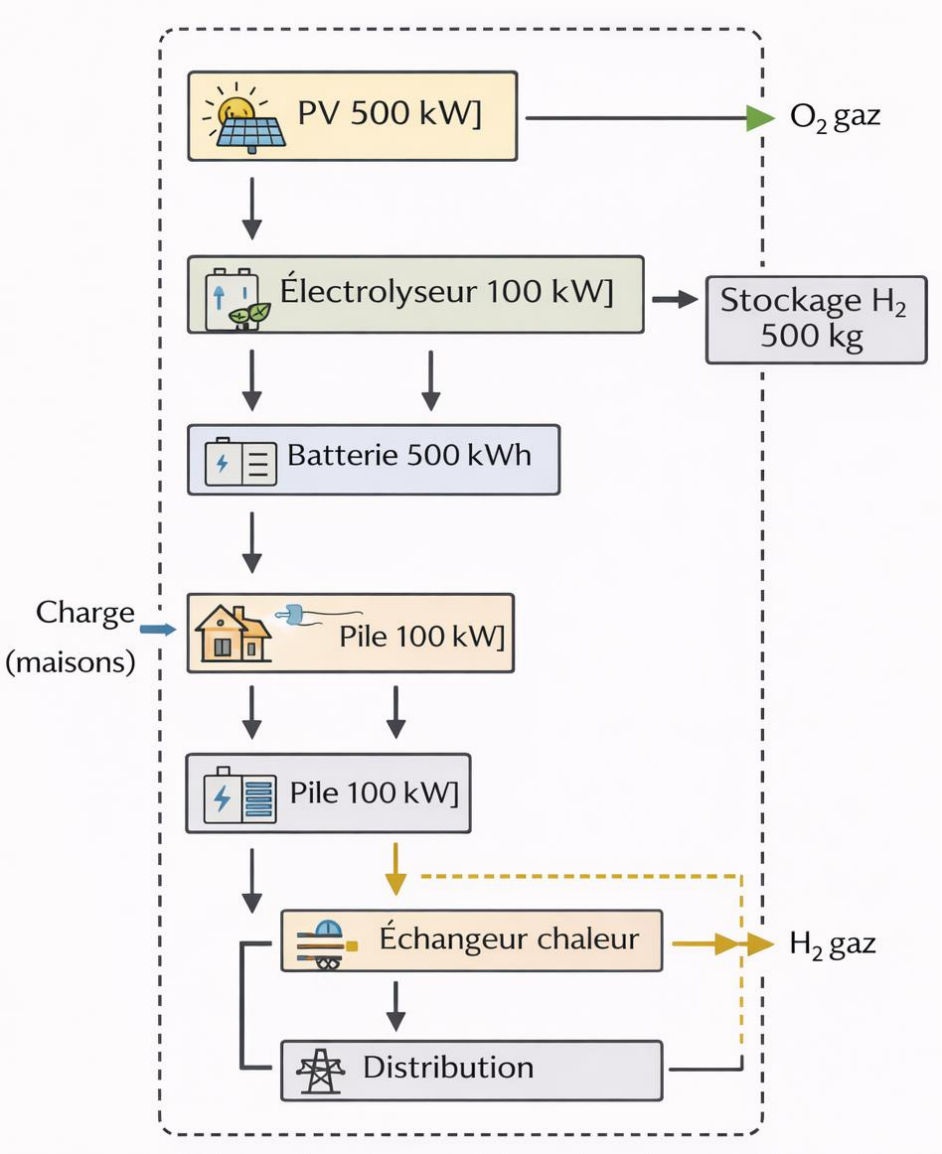


Figure 3.6 Village/petite ville autonome énergiquement.

Rendement global : 80%+ (chaleur PAC cogénération chauffage hiver).

Autonomie : 5–10 jours stockage H_2, groupe diesel rarement.

Coûts (2024): PV + batteries : €300 000; Électrolyseur + PAC + H_2 : €300 000; Infrastructure (pipelines, réservoirs) : €150 000; Total : ~€750 000 pour microgrid 100 kW, 5 jours autonomie.

13.4 Défis intégration

Variabilité EnR : Électrolyseur doit accepter charge variable (0–100% en secondes) → design requiert

Pertes Joule conversion : Électricité → H_2 → PAC → électricité = ~7.5% round-trip (inefficace, nécessaire)

Coût capital : Électrolyseur + PAC ~€2000/kW vs batteries ~€300/kW (6–7× plus cher)

Durée de vie : Électrolyseur 5000–10 000 h (5–10 ans), maintenance plus que batteries

Conclusion : PAC systèmes énergétiques **complémentaires** batteries (pas remplacement) : pour autonomie très longue (5+ jours) ou transport heavy-duty.

14. Applications automobiles (véhicules à hydrogène)

14.1 Contexte politique-technologique

Politiques soutiens : Japon : Stratégie hydrogène nationale 2017 (cible 2030 : 800 000 FCHV); Corée : Roadmap hydrogène (2019 : 200 000 FCHV 2030); UE : Plan Clean Hydrogen (2020 : 1 million FCHV 2050); Allemagne : National Hydrogen Strategy €7 milliards (production H_2 vert); Californie, Québec : Mandats véhicules zéro-émissions; Algérie : Potentiel H_2 vert (électricité renouvelable extrêmement bon marché Sahara) → stratégie 2030–2050 à élaborer..

14.2 Véhicules FCHV (Fuel Cell HydrogenVehicles) actuels

Toyota Mirai (2014–2023, Mirai2 2021–)

Spécifications : Pile combustible : PEMFC 114 kW (155 hp); Système stockage H_2 : 700 bar, 5.6 kg → 500 km autonomie; Batterie buffer : 1.56 kWh (pics acceleration); Moteur : électrique synchrone 113 kW permanent; Accélération : 0–100 km/h en 9.2 s (acceptable); Vitesse max : 180 km/h; Ravitaillement : 3 minutes (recharge H_2), très rapide

comparé batteries; Coût : ~€65 000 (subventionné, sans aide ~€90 000); Ventes cumul 2014–2024 : ~15 000 véhicules (Japon +,66%, USA 33%, Allemagne 1%); Émissions : Zéro (seul H_2O vapeur); Hyundai Nexo (2018–2024).

Spécifications : Pile : PEMFC 95 kW (130 hp); H_2 stockage : 700 bar, 6.33 kg → 610 km autonomie (meilleur Mirai); Batterie : 1.56 kWh (moteur électrique 120 kW); Accélération : 0–100 km/h en 9.2 s; Ravitaillement : 3–5 minutes; Coût : ~€70 000 (subventionné); Ventes cumul 2018–2024 : ~8000 véhicules (surtout Corée, peu UE/USA); Émissions : Zéro, plus bonne que Mirai (meilleur autonomie).; Mercedes GLC F-Cell (prototype limité 2020); Hybride : PEMFC 100 kW + batterie Li-ion 30 kWh; Double autonomie : ~400 km batterie + 300 km H_2 = 700 km total; Seulement 200 unités produites (prototype commercial); Désormais arrêté (Mercedes réoriente stratégie batteries)..

14.3 Avantages FCHV vs BEV (batterie électrique)

Critère	FCHV (H_2)	BEV (Batterie Li-ion)
Autonomie	500–600 km	300–600 km
Ravitaillement	3 min	30–60 min DC rapide
Temps attente	5 min total	30–60 min (impatience !)
Coût batterie	Faible (1.5 kWh)	Très élevé (75–100 kWh)
Rendement well-to-wheel	25–35% (électrolyse + pile)	70–80% (recharge réseau)
Coût électricité/100 km	~€3–4 (si H_2 €3/kg)	~€2.5–3

Densité d'énergie	Très bonne (H_2 142 MJ/kg)	Bonne (Li-ion 0.7 MJ/kg)
Coût investissement	~€60 000–70 000	~€30 000–50 000
Transports lourds	**Excellent** (camions 500 km)	Difficile (batteries trop lourdes)

Tableau 3.6 Avantage clé FCHV : Ravitaillement rapide (3 min vs 30–60 min batterie).

14.4 Défis déploiement FCHV

1. Infrastructure H_2 quasi-inexistante

Stations ravitaillement 2024 : ~450 mondialement (vs 1 million+ recharge électrique)

Nombre stations requis : 5000–10 000 (Europe, Japon couplés) pour marché viable.

Coût déploiement : €5–10 milliards (équipement, pipeline, opération 10 ans)

Chicken-egg dilemme : Acheteurs sans stations, constructeurs pas d'incitation investir H_2.

2. Coût surcharge hydrogène

FCHV vs BEV comparable : Mirai ~€65 000 (après subvention €10 000); Tesla Model S comparable ~€40 000 (moins subsidié); Surcoût relatif : ~60% (infrastructure + pile complexe); 3. Rendement global médiocre.

Puits-à-roue : H_2 vaporeformage : électricité → H_2 (60% perdu chaleur) → PAC (50%) = 30% efficacité; H_2 électrolyse EnR : électricité → H_2 (25% perdu) → PAC (50%) = 37.5% efficacité; BEV batterie : électricité → recharge → moteur = 70–80% efficacité;

Implication : Même électricité renouvelable, FCHV consomme 2–2.5× plus énergie que BEV couvrir mêmes km.; 4. Politique constructeurs incohérente; BMW, Daimler, VW, autres : Investissements limités batteries (Honda, Nissan aussi)..

Seul engagement FCHV : Toyota (Japon politique); Hyundai (Corée politique + Oman raffiner); Peu autres.

14.5 Applications transport lourd (camions)

Concept Truck H_2

Spécifications typiques : Masse : 25 tonnes à charge; Puissance PAC : 150–300 kW (moteur électrique 200–400 kW crête); Stockage H_2 : 35–50 kg (700 bar réservoirs multiples); Autonomie : 600–800 km (ravitaillement stations dédiées corridors).

Avantages vs batterie : Temps ravitaillement : 15–20 min (vs 4–8 h recharge batterie); Masse réservoir : 80 kg (vs 1000+ kg batterie 250 kWh); Pas dégradation capacité avec cycles (H_2 stockage statique).

Démonstrateurs/pré-séries : Hyundai Xcient (Corée, 100+ camions déployés chaîne logistique); Daimler GenH2 Truck (prototype 300+ km, lancement 2027 cible); Volvo FH Hydrogen (prototype Suède, production 2030+ possible); Scania LKW H_2 (étude pré-concept); Marché potentiel : Transports lourds Europe/Asie 5–10 million camions → remplacer 30–50% hydrogène 2050 réaliste.; Autobus urbain H_2.

Concept : Capacité : 12–18 mètres, 100–250 passagers; Puissance PAC : 100–150 kW (moteurs électriques multiples); Stockage H_2 : 25–40 kg; Autonomie : 350–500 km (charge complète).

Avantages vs batterie : Ravitaillement : 10–15 min (vs 6–8 h recharge batterie); Meilleure autonomie hiver.

Déploiement réel : Shanghai : 1000+ bus hydrogène (2020–2024, parc world's largest); Cologne, Berlin, autres villes EU : 50–300 bus pilotes; Toronto, San Francisco : petits pilots (10–50 bus); Coût opération : €0.6–0.8/km (H_2 bus similaire diesel)..

15. Conclusion et perspectives

15.1 Bilan technologique PAC 2024

Points forts : Technologie mature, fiable, 5000–10 000 h démontré; Rendement bon (50–65% SOFC haute T, 40–50% PEMFC); Zéro émissions locales (eau seule produit); Modulable 1 W à MW; Flexibilité carburant (H_2, CH_4, biogas, hydrocarbures SOFC/MCFC).

Points faibles : Coût élevé (€5000–10 000/kW PAC, €1000–2000/kW électrolyseur); Infrastructure H_2 inexistante (<500 stations mondialement); Rendement global faible (7.5–30% électricité → H_2 → électricité); Durée vie limitée quelques années (vs 20 ans batteries); Technologie complexe (matériaux sophistiqués, maintenance expertise).

15.2 Calendrier déploiement réaliste

2024–2027 (Maturité-Niche)

PAC stationnaire : 10–20 GW cumulé mondialement

Automobile : <100 000 FCHV cumulé

H_2 production : 10–20 millions tonnes/an (95% vaporeformage)

Infrastructure : 1000 stations H_2 cible

Électrolyse : 2–3 GW installé (croissance rapide)

2028–2035 (Transition)

PAC stationnaire : 50–100 GW mondialement

Automobile : 1–3 millions FCHV cumulé (surtout Japon, Corée, Allemagne)

H_2 vert : 20–40 millions tonnes/an (électrolyse cross parity vaporeformage coûts)

Infrastructure : 5000–10 000 stations H_2 (dense Europe, Asie)

Électrolyse : 50–100 GW (croissance rapide)

Premiers camions hydrogène séries (Volvo, Daimler, Scania)

2036–2050 (Maturité large)

PAC : 200–500 GW mondialement (10–15% électricité mondiale)

Automobile : Véhicules lourds >50% hydrogène (camions, bus)

Automobile légère : FCHV <10% (batteries dominent pour urbain)

Chimie/industrie : 40–60% utilisant H_2 (remplacement fossile)

H_2 vert : 60+ millions tonnes/an (majoritaire)

Électrolyse : 500–1000 GW (couplée PV/éolien massif)

Ammoniac/formiates : technologie mature stockage H_2

15.3 Rôle Algérie (hydrogène vert excellence 2025–2050)

Potentiel unique

Algérie atout exceptionnel : Irradiation solaire 5–6 kWh/m²·j (meilleur monde); Espace terre désertique 2 million km² (immense); Électricité PV/éolien coûts ultra-bas (€20–30/MWh cible 2030); Hydrogène vert production : €0.8–1.5/kg (meilleur coût global); Stratégie 2025–2050.

Phase 1 (2025–2030) - Pilotes + infrastructure : Électrolyseurs 100–500 MW installé; Stations ravitaillement H_2 : 5–10 (Alger, Oran, Constantine, grand sud); Bus hydrogène : 100–500 (transport urbain); Hydrogène exportation : 100 000–200 000 tonnes/an (Allemagne, Pays-Bas, Espagne); Investissement : ~€1–2 milliards.

Phase 2 (2030–2040) - Déploiement : Électrolyseurs : 1–2 GW; Industrie : engrais (ammoniaque), sidérurgie, raffinage; Automobile : 5000–20 000 FCHV immatriculations annuelles; Exportation H_2 : 2–5 millions tonnes/an (via pipelines UE); Investissement : €3–5 milliards.

Phase 3 (2040–2050) - Intégration complète : Électrolyseurs : 5–10 GW; Energie primaire : H_2 ~30–40% électricité + chaleur; Chimie verte : engrais, carburants synthétiques, plastiques H_2-based; Exportation : 5–10 millions tonnes/an (revenu €10–20 milliards/an !); Indépendance énergétique totale + excédents exportation; Bénéfices économico-climatiques; Emplois directs : 50 000–100 000 (électrolyse, transport, industrie); Emplois indirects : 150 000–300 000 (construction, opération, service); Émissions CO_2 évitées : 200–500 million tonnes/an (équivalent Algérie); Revenu exportation : €10–20 milliards/an long terme (hydrogène premium); Résilience énergétique : Indépendance fossiles, revenu surabondant EnR.

15.4 Défis restant 2025–2030

Coûts réduction : PAC doit atteindre €1000–2000/kW (vs €5000+ actuellement) pour compétitivité véhicules.

Matériaux durabilité : SOFC/MCFC interface dégradation doit être résolu (40 000 h cible).

Électrolyseur coûts : Doit baisser €200–300/kW (vs €500+ actuellement) pour H_2 vert parity.

Infrastructure déploiement : Public-private partnerships pour financer pipelines, stations ravitaillement.

Standards-sécurité : Normes H_2 uniformisées ISO, certification réservoirs, sécurité installations.

Acceptabilité publique : Éducation sécurité hydrogène (perceptions risque), campagnes sensibilisation.

15.5 Conclusion

Piles à combustible positionnement stratégique : Court terme (2025–2027) : Niche spécialisée (stationnaire, transports lourds, Japon/Corée/Allemagne); Moyen terme (2030–2040) : Croissance rapide transport public et camions (meilleure alternative batterie

lourds); Long terme (2040–2050) : Intégration profonde industrie, transport, exportation (Algérie hydrogène leader MENA).

Complémentarité avec autres technologies : Batteries Li-ion : Urbain court-rayon (<300 km); Piles à combustible : Transports lourds, longue distance, stationnaire cogénération; STEP/CAES : Lissage saisonnier électricité; Hydrogène vert : Backbone intégration énergies renouvelables + secteurs chimie/industrie.

PAC ne remplace pas batteries, mais **complémente** pour société décarbonée complète. Hydrogène vert clé transition énergétique 21e siècle, surtout pays solaires/éoliens excellents (Algérie champions potentiels).

Conclusion

Ce chapitre a montré qu'une PAC peut atteindre un **rendement théorique élevé** (≈ 83 %), car elle n'est pas limitée par le cycle de Carnot comme une machine thermique. En pratique, la tension et le rendement diminuent à cause des pertes d'activation, ohmiques et de concentration, décrites par la courbe de polarisation.

Enfin, le choix de la technologie (AFC, PEMFC, PAFC, MCFC, SOFC…) dépend du compromis température–rendement–cogénération–contraintes matériaux, avec des rendements électriques typiquement de ~30 à 65 % et un rendement total pouvant atteindre 65–100 % en cogénération.

Conclusion générale

Au terme de ce cours, on retient que le stockage de l'énergie est l'un des leviers clés pour permettre l'intégration fiable des énergies renouvelables, garantir la qualité d'alimentation et répondre à des besoins très variés (autonomie, stabilité réseau, puissance transitoire, continuité de service). Les différentes technologies ne répondent pas au même besoin : certaines sont adaptées au court terme et à la forte puissance, d'autres au stockage long duré et à l'équilibrage global du système énergétique.

Le stockage électrochimique (batteries) constitue une solution robuste et largement déployée, particulièrement adaptée aux systèmes PV et aux applications décentralisées. Les supera-condensateurs, eux, se distinguent par leur très forte puissance et leur rapidité, et deviennent particulièrement pertinents en hybridation pour réduire les contraintes sur les batteries et améliorer les performances dynamiques des systèmes.

Enfin, les piles à combustible et l'hydrogène ouvrent une perspective stratégique pour le stockage longue durée et certains usages difficiles à électrifier uniquement par batteries (transports lourds, longue distance, applications stationnaires avec cogénération). Le chapitre PAC montre notamment qu'une pile peut viser un rendement théorique élevé (non limité par Carnot comme une machine thermique), mais que les performances réelles diminuent à cause des pertes d'activation, ohmiques et de concentration (courbe de polarisation).

Surtout, l'idée centrale est la complémentarité : les PAC ne remplacent pas les batteries, elles les complètent dans un mix technologique cohérent pour une société décarbonée.

L'hydrogène vert apparaît ainsi comme un vecteur énergétique majeur du XXI^{e} siècle, particulièrement prometteur pour les pays à fort potentiel solaire/éolien.

Références bibliographiques

[1]. Azoui, B., et al. (2021). *Cours complet : Stockage d'énergie*. Master Énergies Renouvelables–Stockage, Université Oran2.

[2]. Azoui, B., et al. (2024). *Hydrogène vert et piles à combustible : Applications énergétiques*. Master ÉR, Université Oran2 USTO-MB.

[3]. Azoui, B., et al. (2024). *Stockage électrochimique pour systèmes autonomes*. Master Énergies Renouvelables, Université Oran2 USTO-MB.

[4]. Babic, U., Réthore, G., & Distaso, G. (2023). Long-term durability testing of solid oxide fuel cells: A review. *Journal of Power Sources*, 575, 233164.

[5]. Badin, F. (2013). *Les véhicules hybrides*. Éditions Technip, Paris.

[6]. Badin, F., & Dieudonné, P. (2014). *Batteries et supercondensateurs : Technologies et applications*. Éditions Techniques (EDF-Électronique).

[7]. Barbier, F., Fontaine, P., & Pera, M. C. (2017). *Piles à combustible : Technologie et applications*. Éditions Techniques, Paris.

[8]. Boileau, T., et al. (2012). Comparison of series and parallel hybrid electric vehicles architectures using supercapacitors for energy storage. *Transportation Research Part C*, 34(C), 39–52.

[9]. Conway, B. E. (s. d.). *Electrochemical supercapacitors: Scientific fundamentals and technological applications*. Springer.

[10]. CRTI – Centre de Recherche en Technologie Industrielle. (2023). *Réalisation d'une batterie solaire plomb-acide optimisée pour applications MENA*. Brevet algérien n°15478.

[11]. Enerzine. (2025). *Supercondensateurs nouvelle génération : Graphène et nanotubescarbone*. Panorama technologique.

[12]. European Commission. (2023). *European Clean Hydrogen Partnership: Strategic Research Agenda 2024–2030*. Brussels.

[13]. Evers, G. W., Mulder, M. J. J., & van der Meer, R. (2024). Hydrogen infrastructure development pathways: Techno-economic analysis 2024–2050. *Applied Energy*, 363, 123180.

[14]. Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU). (2023). *Research and innovation in fuel cells and hydrogen*. European Commission.

[15]. Guihneuf, G. (2015). *Les installations domestiques énergies renouvelables*. Documentations pédagogiques, Élektor.

[16]. International Energy Agency (IEA). (2023). *Technology Roadmap: Energy Storage*. Paris.

[17]. International Energy Agency (IEA). (2023). *Electrical Energy Storage Technology Roadmap*. International Energy Agency, Paris.

[18]. International Energy Agency (IEA). (2024). *Global Hydrogen Review 2024*. Paris.

[19]. Labouret, A., & Villoz, M. (2010). *Cellules solaires : Les bases de l'énergie photovoltaïque* (5e éd.). Dunod, Paris.

[20]. Labouret, A., & Villoz, M. (2012). *Cellules solaires et systèmes photovoltaïques*. Dunod, Paris.

[21]. Larminie, J., Dicks, A., & McDonald, M. S. (2013). *Fuel cell systems explained* (3e éd.). Wiley, Chichester.

[22]. Linden, D., & Reddy, T. B. (Éds.). (s. d.). *Handbook of batteries* (4e éd.). McGraw-Hill.

[23]. Maxwell Technologies. (2023). *Supercapacitor applications handbook*. Technical documentation.

[24]. Ministère algérien de la Transition Énergétique. (2024). *Stratégie hydrogène vert Algérie 2025–2050*. Direction Générale SONELGAZ.

[25]. Ministère Algérien de l'Énergie. (2024). *Stratégie énergies renouvelables – Horizon 2030*. Direction Générale de Planification et Statistiques Énergétiques.

[26]. Moseler, O., & Stradtmann, S. (2023). Battery management systems for stationary applications. *Journal of Power Sources*, 573, 233048.

[27]. NREL – National Renewable Energy Laboratory. (2024). *2024 battery cost and performance metrics*. U.S. Department of Energy.

[28]. NREL – National Renewable Energy Laboratory. (2024). *Characterization and modeling of lead-acid and advanced batteries*. U.S. Department of Energy.

[29]. NREL – National Renewable Energy Laboratory. (2024). *Hydrogen production technologies overview*. U.S. Department of Energy.

[30]. O'Hayre, R., Cha, S.-W., Colella, W., & Prinz, F. B. (s. d.). *Fuel cell fundamentals*. Wiley.

[31]. Schoenung, S. M., & Hassenzahl, W. V. (s. d.). *Long- vs. short-term energy storage technologies analysis* (rapport technique).

[32]. Shrivastava, R., Priya, A., & Bose, S. (2023). Electrochemical hydrogen production methods: Current state-of-the-art and future challenges. *Green Chemistry*, 25, 3087–3126.

[33]. Skeleton Technologies. (2024). *Hybrid ultracapacitors for renewable integration*. Product datasheet.

[34]. Stolten, D., & Samsun, R. C. (Éds.). (2016). *Hydrogen and fuel cells: Emerging technologies and applications*. Wiley-VCH.

[35]. Wang, C., & Molkov, V. (2022). Safety of hydrogen and hydrogen-derived fuels. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(44), 19410–19428.

[36]. Wang, H., & Picard, K. (2020). Electrochemical impedance spectroscopy for battery health assessment. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 35(9), 9547–9557.

[37]. Züttel, A., Borgschulte, A., & Schlapbach, L. (Éds.). (s. d.). *Hydrogen as a future energy carrier*. (Ouvrage/chapitres de référence).