



HAL
open science

Répartition des moyens complémentaires de production et de stockage dans les réseaux faiblement interconnectés ou isolés

Thang Vu

► **To cite this version:**

Thang Vu. Répartition des moyens complémentaires de production et de stockage dans les réseaux faiblement interconnectés ou isolés. Autre. Université de Grenoble, 2011. Français. NNT : 2011GRENT026 . tel-00628721

HAL Id: tel-00628721

<https://theses.hal.science/tel-00628721>

Submitted on 6 Oct 2011

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

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

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

Spécialité : **Génie Electrique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

« **Thang VU** »

Thèse dirigée par « **Christian SCHAEFFER** » et
codirigée par « **Xavier LE PIVERT** »

préparée au sein du **Laboratoire des Systèmes Solaires
(CEA/INES)**
dans l'**École Doctorale Electronique, Electrotechnique,
Automatique et Traitement du Signal (220)**

Répartition des moyens complémentaires de production et de stockage dans les réseaux faiblement interconnectés ou isolés

Thèse soutenue publiquement le « **14 Février 2011** »,
devant le jury composé de :

M, Christian, SCHAEFFER

Professeur des universités, Président

M, Xavier, LE PIVERT

Ingénieur Chercheur, Membre

Mme, Corinne, ALONSO

Professeur des universités, Rapporteur

M, Gilles, NOTTON

Maitre de Conférence HDR, Rapporteur



Résumé/Abstract

Répartition des moyens complémentaires de production et de stockage dans les réseaux faiblement interconnectés ou isolé

Cette thèse se situe dans le cadre des études des réseaux isolés ou faiblement interconnectés (puissance échangée limitée), alimentés principalement par les sources d'origine renouvelable. Afin d'équilibrer à chaque instant entre la production et la consommation, des groupes électrogènes ou des systèmes de stockage sont insérés.

Les travaux porteront sur deux grands objectifs. Le premier est de déterminer une mode de fonctionnement des moyens de stockage et de production afin d'exploiter le système à coût minimal en fonction des conditions météorologiques (prévision de la production renouvelable), tarifaires et de la consommation. Une optimisation avec les contraintes du réseau est aussi développée. Le deuxième objectif est la recherche des meilleurs endroits pour l'installation de ces moyens sur le réseau. Une bonne localisation permet de réduire les pertes de lignes et d'améliorer la qualité de tension, ce qui aide à limiter de renforcer le réseau aux certains points critiques. Le concept de stockage réparti (ou décentralisé) sera introduit. La répartition de la capacité globale de stockage et le choix des paramètres de fonctionnement des onduleurs (pour répartir les appels de puissance) sont proposés. Les simulations sur un cas d'application permettent de valider les outils développés

Distribution of supplementary means of generation and storage in weakly interconnected or isolated network

This thesis concern isolated or weakly interconnected networks (limited power exchanged), powered essentially by renewable sources. To balance at any time between production and consumption, generators and storage systems are inserted.

The work will focus on two main objectives. The first is to determine an operation mode of the generators and storage system at minimal cost depending on the weather (forecast of renewable generation), pricing and consumption. Optimization with network constraint is also developed. The second objective is to find the best places to install these resources on the network. A good location helps reduce line losses and improve voltage quality, which helps limit to reinforce the network at critical points. The concept of distributed storage (or decentralized) is introduced. The distribution of the overall storage capacity and choice of operating parameters of the inverters (to share the demanded power) are proposed. The simulations on an application case help to validate the developed tools.

Remerciements

Avec ce mémoire qui vient clôturer trois années de recherche au sein du Laboratoire des Systèmes Solaire à l'Institut National de l'Energie Solaire (INES), je tiens à remercier tous ceux qui ont contribué à l'accomplissement de ce travail, et qui ont marqué, par leur présence, une étape essentielle de ma vie.

Meilleurs salutations aux membres du jury de thèse, Mme Corinne Alonso, M. Gilles Notton, M. Marc Petit et M. Tran Quoc Tuan pour l'honneur qu'ils m'ont fait de participer à l'évaluation de mon travail.

Enorme reconnaissance à mon directeur de thèse M. Christian Schaeffer pour ses conseils judicieux, à mon encadrant Xavier Le Pivert pour sa disponibilité, sa patience et surtout son inspiration.

Infinie gratitude à mes amis Benjamin et Cédric pour leurs aides dans la rédaction du manuscrit ; à Hervé, Cédric, Fanny et Sylvain les conseils, remarques pour ma présentation orale.

Grands remerciements à mes amis Long, Kien, Vi, Lien pour leurs multiples aides dans ma vie quotidienne et le jour de ma soutenance.

Cordiaux sentiments à tous mes collègues du laboratoire, chercheurs, ingénieurs, techniciens, personnels administratifs, thésard et stagiaires, en particulier Nicolas, Hervé, Franck, Olivier, Sylvain, Pierre, Pascale, Camille, Kelly pour l'ambiance aussi professionnelle que chaleureuse créée au laboratoire.

A mes parents pour leur dévouement, ma sœur pour son encouragement.

A ma femme Nhu pour son amour.

A Celui qui était, qui est et qui vient...

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE	5
CHAPITRE 1	9
I. ELECTRICITE EN ZONE RURALE	11
A. QUELQUES FAITS ET SCENARIOS	11
B. ELECTRIFICATION RURALE	11
C. DIFFERENTES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION	13
D. EXEMPLES PROJETS D'ELECTRIFICATION RURALE PHOTOVOLTAÏQUE DANS LE MONDE	14
E. LES ARCHITECTURES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION	15
II. PRODUCTION DECENTRALISEE D'ENERGIE	17
A. LA DECENTRALISATION DES SOURCES DE PRODUCTION	17
B. SOURCES DE PRODUCTION RENOUVELABLES	18
C. L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	19
D. LES SURCOUTS TECHNIQUES LIES A L'INTERMITTENCE	20
E. EFFETS SUR LA TENSION	21
F. INTERET DU STOCKAGE DE L'ENERGIE	21
III. STOCKAGE D'ENERGIE	22
A. LES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE	22
B. LES ROLES DU STOCKAGE DE L'ENERGIE	24
C. VERS UN SYSTEME DE STOCKAGE DECENTRALISE	25
D. EXEMPLE DU STOCKAGE DECENTRALISE	26
IV. DECENTRALISATION DU STOCKAGE ET DE LA PRODUCTION	26
A. PROBLEMATIQUE	26
B. OBJECTIFS	27
CHAPITRE 2	29
I. INTRODUCTION	31
II. PRINCIPAUX COMPOSANTS DU SYSTEME ETUDE	32
A. GROUPE ELECTROGENE	32
B. DELESTAGE DE CHARGE NON PRIORITAIRE	34
C. SYSTEME DE STOCKAGE	35
III. MINIMISATION DU COUT DE FONCTIONNEMENT	36
A. CONTEXTE	36
B. HYPOTHESES	37
C. TYPOLOGIE DU PROBLEME	38
D. ALGORITHMES DE CONDUITE DE RESEAU	38
E. ADAPTATION DE L'ALGORITHME AU CAS D'ETUDE.	39
F. MODELISATION DU SYSTEME	40
G. MISE EN EQUATION	42
IV. APPROCHE DE RESOLUTION	46

A.	SYNTHESE ET CHOIX DES METHODES DE RESOLUTION	46
B.	METHODE DE RESOLUTION	47
V.	APPLICATION ET RESULTATS	50
A.	LES HYPOTHESES DE SIMULATION	50
B.	DIFFERENTES CONFIGURATION	53
C.	OBSERVATION GENERALE	57
VI.	CONCLUSION	59
CHAPITRE 3		61
I.	FONCTIONNEMENT DU REGLAGE PRIMAIRE DANS UN MICRO-RESEAU	63
A.	INTRODUCTION	63
B.	FLUX DE PUISSANCE ACTIVE ET REACTIVE	64
C.	CONTROLE DE FREQUENCE ET TENSION DES RESEAUX EN HAUTE TENSION	65
D.	CONTROLE DE FREQUENCE ET TENSION DES RESEAUX EN BASSE TENSION	66
II.	PROBLEMATIQUE DES PERTES JOULE	69
A.	ETAT DES LIEUX	69
B.	METHODE PROPOSEE	70
III.	ETUDES PRELIMINAIRES DU PROBLEME EN CONSIDERANT DES HYPOTHESES SIMPLIFICATRICES	71
A.	ETUDE D'UN RESEAU A DEUX NŒUDS AVEC DEUX UNITES DE STOCKAGES	71
B.	ETUDE D'UN RESEAU A N NŒUDS AVEC N UNITES DE STOCKAGE	75
IV.	LOCALISATION DU STOCKAGE SUR LE RESEAU	77
A.	CALCUL APPROCHE DE LA REPARTITION OPTIMALE DE CAPACITE DU STOCKAGE	77
B.	CHOIX DE L'ALGORITHME	78
C.	PRESENTATION SUR L'ALGORITHME GENETIQUE	78
D.	MISE EN ŒUVRE DE L'ALGORITHME GENETIQUE SOUS MATLAB	79
V.	REPARTITION OPTIMALE DE LA CAPACITE DE STOCKAGE	82
A.	OPTIMISATION AVEC LE MODELE SIMPLE DE RESEAU	82
B.	OPTIMISATION AVEC LE MODELE COMPLEXE DE RESEAU	85
VI.	SIMULATIONS ET RESULTATS	88
A.	CONFIGURATION DU CAS D'ETUDE	88
B.	RESULTATS ET ANALYSES	90
VII.	CONCLUSION	93
CHAPITRE 4		95
I.	CALCUL DE REPARTITION DES CHARGES (LOAD FLOW)	97
A.	MODELISATION DU RESEAU	97
B.	PRINCIPE DE LA RESOLUTION DU CALCUL DE LA REPARTITION	99
C.	LES LIMITES DE FONCTIONNEMENT DU RESEAU ELECTRIQUE	101
II.	REPARTITION DU FLUX DE PUISSANCE OPTIMAL	102
A.	MODELE DU RESEAU ELECTRIQUE	102
B.	PROBLEME DE FLUX DE PUISSANCE OPTIMAL	103
C.	FORMULATION DU PROBLEME	103

D.	MISE EN EQUATION DU PROBLEME	105
E.	CLASSIFICATION DES METHODES DE RESOLUTION DU PROBLEME OPF	107
III.	SIMULATIONS ET RESULTATS	107
A.	HYPOTHESES DE SIMULATION ET TOPOLOGIE DU RESEAU	107
B.	RESULTATS	109
IV.	CONCLUSION	113
CHAPITRE 5		115
I.	INTRODUCTION	117
II.	RESEAU ELECTRIQUE DE CORSE	118
A.	PRESENTATION GENERALE	118
B.	CONSOMMATION	119
C.	PRODUCTION	120
D.	PREVISION	121
E.	LES PROBLEMES DE LA CORSE	122
III.	MODELISATION DU RESEAU DE CORSE	124
A.	HYPOTHESE ET OBJECTIFS DE SIMULATION	124
B.	TOPOLOGIE ELECTRIQUE	124
C.	CARACTERISTIQUE DE LA CONSOMMATION	125
D.	REPARTITION DE PRODUCTION	128
E.	STOCKAGE	129
IV.	RESULTATS ET OBSERVATIONS	129
A.	SIMULATION POUR 2011	130
B.	SIMULATION POUR 2015	134
V.	CONCLUSION	137
CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES		139
BIBLIOGRAPHIE		141
ANNEXE		147

Introduction générale

De nos jours, l'électricité est une ressource essentielle et vitale pour l'homme : l'approvisionnement en nourriture et en eau, le chauffage, la climatisation, l'éclairage, la santé, les communications, le transport, l'informatique en dépendant... ainsi que les divertissements qui deviennent de plus en plus importants dans la vie moderne.

L'accès à l'énergie et l'approvisionnement fiable en électricité sont des éléments clés qui soutiennent le développement économique local. Les réseaux d'énergie, structures vastes et complexes, ont le rôle d'acheminer l'électricité depuis les centres de production jusqu'aux lieux de consommation souvent sur de longues distances. Cependant dans beaucoup de réseaux électriques, la croissance de la demande d'électricité ne s'accompagne pas en parallèle d'une augmentation des capacités de transport et de production. Par exemple, l'extension des réseaux vers les zones rurales ou la construction des nouveaux réseaux aux sites lointains rencontre des contraintes économiques importantes. Encore 20% de la population n'a pas accès à l'électricité. Pour les réseaux isolés ou en milieu insulaire, il existe souvent un manque d'offre de production.

Dans le contexte de forte mutation des réseaux de distribution électrique avec une arrivée massive de producteurs décentralisés pour satisfaire l'équilibre d'offre et demande, les activités de recherche sur l'insertion de moyens de stockage d'énergie dans ces réseaux, notamment en milieu insulaire ou isolé, ont débuté depuis quelques années.

Le plus souvent, les systèmes de stockage sont centralisés. Les travaux présentés dans cette thèse ont pour objectif d'approfondir le concept de décentralisation du stockage sur le réseau. Une partie importante de cette thèse est de développer les algorithmes qui permettent de trouver la bonne localisation pour ces unités de stockage décentralisés. Nous proposons aussi la méthode pour répartir d'une capacité de stockage centralisé en plusieurs unités répartis.

Les avantages du stockage de l'énergie décentralisé concernent à la fois les fournisseurs d'électricité et les consommateurs :

- le stockage peut être installé à proximité du consommateur, d'où une baisse des coûts de transport et de distribution, ainsi qu'une diminution de pertes électriques avec une localisation et une répartition optimale de la capacité de stockage ;
- augmenter la continuité de service en cas de pannes des moyens de production (très fréquentes pour les groupes de production de petite taille dans les réseaux isolés ou insulaires) ;

- la possibilité de retarder des renforcements (changement de câbles, construction de nouvelles lignes, construction de nouveaux postes source...) en cas d'évolution rapide de la consommation

Cependant, avant de trouver la bonne localisation et répartition de la capacité de stockage, nous devons déterminer tout d'abord comment gérer son fonctionnement. Dans ce contexte, un autre objectif de la thèse est de développer un outil qui permet de donner un plan de fonctionnement optimisé du stockage en termes de coût. Les moyens de productions du réseau peuvent être pris en compte dans cet outil. Avec des hypothèses de tarification dynamique, les moyens de production et le stockage peuvent participer à l'optimisation économique de l'exploitation des réseaux. Le fonctionnement de ces réseaux devra tenir compte du contexte de l'émergence de nouvelles technologies de l'énergie telles que les énergies renouvelables.

Pour satisfaire la demande ou pour pallier l'intermittence des sources renouvelables, l'outil d'optimisation développé choisit les unités de production/stockage selon leurs coûts d'exploitation. Il peut éventuellement compléter la capacité de production par des importations extérieures, ou inversement (exportations d'électricité) si le réseau est interconnecté. Si nous avons besoin d'une simple gestion du stockage sans faire appel à l'outil d'optimisation économique, nous présentons aussi dans cette thèse la gestion du stockage décentralisé par le réglage en fréquence/puissance active.

Cependant, les réseaux sont soumis à des règles de fonctionnement strictes, qui obligent les exploitants des centres de conduite à les faire fonctionner dans leurs limites de sécurité. Ces limites sont définies en fonction de la tenue thermique des éléments, mais aussi de leur tenue en tension et des contraintes de stabilité du réseau. Considérant que les critères économiques sont nécessaires mais pas suffisants, des études techniques de fonctionnement (contraintes de sécurité du réseau) permettent dans un second temps de la thèse, de compléter l'outil d'optimisation et d'éliminer notamment certaines solutions non faisables. On peut aboutir ainsi à des solutions optimales sur ces deux critères.

Cette thèse est organisée en cinq chapitres:

Dans le premier chapitre, nous présentons plus en détail le contexte de l'électricité en zones rurales. Nous analysons ensuite la décentralisation de la production et du stockage d'énergie. Ceci permettra de mieux comprendre l'influence de leur insertion sur le fonctionnement du réseau.

Dans le deuxième chapitre, nous commençons par la modélisation des éléments de notre système et la présentation des hypothèses de tarification dynamique. Nous proposons ensuite un outil d'optimisation économique qui permet de définir un plan de fonctionnement pour les moyens de production et/ou de stockage à coût d'exploitation minimal.

Le chapitre 3 montre tout d'abord le mode de fonctionnement en réglage en puissance/fréquence des onduleurs des unités de stockage décentralisées pour une gestion simple. Nous développons ensuite une méthode permettant de diminuer les pertes en lignes et d'améliorer la qualité du réseau grâce à une localisation optimale de ces unités de stockage et des autres moyens de production. Nous illustrons ces localisations sur le cas du réseau d'un petit village de Guyane, en examinant très attentivement la réduction des pertes.

L'influence des contraintes de fonctionnement sur l'optimisation économique feront l'objet du chapitre 4. Le calcul de répartition des flux de puissances de charge (Load Flow) pour une configuration de réseau donnée et le calcul d'une configuration optimale technique et économique (Optimum Power Flow) sont aussi présentés.

Enfin, le cinquième chapitre sera consacré à une validation des outils développés sur le réseau électrique Corse, de type insulaire.

Nous clôturons cette thèse par un regard critique sur nos travaux (apports et limitations des outils développés), ainsi que les perspectives que nous envisageons.

Chapitre 1

I. Electricité en zone rurale

A. Quelques faits et scénarios

- 1,6 milliard de personnes dans le monde n'ont pas accès à l'électricité dans leurs foyers, soit plus d'un quart de la population mondiale.[1]
- Quatre personnes sur cinq vivent sans électricité dans les zones rurales des pays en développement, en particulier dans les zones urbaines périphériques et les zones rurales isolées.
- Le manque d'électricité prive les gens des besoins fondamentaux tels que la réfrigération, l'éclairage et la communication ce qui, en conséquence, entrave le développement.
- Le changement climatique a été reconnu lors du Sommet de G8 à Gleneagles comme un grand défi à long terme qui est susceptible d'affecter toutes les parties du globe. Si nous continuons sur les politiques actuelles liées à l'énergie, l'émission globale de CO2 devrait augmenter de 52 % entre 2003 et 2030 [2]
- Les conséquences des changements climatiques (sécheresse, inondations, ouragans, etc.) affectent en premier les pays en voie de développement. La plupart des grandes catastrophes naturelles de ces dernières années ont été concentrées dans les zones les moins développées de la planète, même si ces dernières ne sont responsables que d'une part relativement limitée des émissions mondiales de CO2 (37%)[3].
- Pour les pays en développement, la dépendance des importations d'énergie a un grand impact sur leurs économies. Certains d'entre eux consacrent jusqu'à 50% de leurs excédents commerciaux à l'importation d'énergie. Sur les 47 pays ayant des revenus par habitant inférieurs à 2 dollars par jour, 38 sont des importateurs nets de pétrole, parmi lesquels 25 importent la totalité de leur consommation.
- La demande mondiale d'électricité devrait doubler d'ici à 2030. Ceci provient essentiellement de la croissance des pays en développement où le taux de développement de l'électrification est bien supérieur à la croissance de la population [4].
- Un investissement total de 8,1 billions de dollars entre 2003 et 2030, soit une moyenne de 300 milliards de dollars par an, est nécessaire pour les pays en développement afin de satisfaire à leurs besoins énergétiques dont l'électricité représente environ 73%.

B. Electrification rurale

L'électrification rurale est un processus qui consiste à fournir l'énergie électrique aux zones rurales et éloignées. L'électricité est utilisée non seulement pour l'éclairage et l'électroménager, mais elle permet aussi la mécanisation de nombreuses exploitations agricoles, telles que le battage, la traite et le stockage de céréales, par conséquent une plus grande productivité à un coût réduit. Parmi les 1,6 milliard de personnes qui n'ont pas accès à l'électricité, 80% vivent dans les zones rurales. En Afrique subsaharienne, seulement 9 % de la population rurale a accès à l'électricité.[5]

Dans le monde rural, l'électrification est considérée comme un puissant facteur de développement socio-économique. En effet, l'électricité contribue à l'amélioration de la qualité de vie. Les impacts sont positifs et nombreux :

- Meilleur accès à l'éducation : éclairage et audiovisuel dans les maisons et les écoles
- Amélioration des conditions sanitaires:
 - Limitation de l'utilisation de la biomasse qui aggrave considérablement les pollutions domestiques (infections respiratoires infantiles, maladies pulmonaires, etc.) du fait d'un taux d'émission élevé (CO₂, CO, etc.)
 - Mise en place de réfrigérateurs pour conserver les vaccins ou certains médicaments
 - Utilisation de pompes et de purificateurs d'eau.
- Croissance de l'activité économique des villages concernés permettant de limiter l'exode rural et la désertification
- Amélioration des problèmes liés au manque de nourriture et à la malnutrition grâce à une augmentation des rendements de l'agriculture apportée par la possibilité d'irriguer (petites pompes).

Enfin, le gain de temps apporté par l'utilisation de l'électricité pour les tâches pénibles peut être utilisé pour d'autres activités productives améliorant ainsi le niveau de vie des populations.

Cependant, l'extension des réseaux électriques rencontre des contraintes économiques croissantes. Tout d'abord, la demande d'électricité dans les zones rurales est relativement faible : usages essentiellement domestiques ou de petites industries. La consommation moyenne dans certain village est souvent inférieure à 30 kWh par mois par foyer. Ce qui rend impossible, à échéance raisonnable, l'amortissement des investissements de transport et distribution engagés.

Ensuite, le coût de la fourniture d'électricité est plus élevé dans les zones rurales, soit du fait des coûts de production et de distribution dans le cas de l'extension de réseau, soit des coûts de production dans le cas de production locale.

L'électrification rurale doit être conçue et optimisée en termes de coûts de la production d'électricité. Cela implique la prise en compte de l'usage efficace de l'électricité dans les équipements et appareils de consommation dans l'évaluation des alternatives techniques.

L'association de techniques efficaces de consommation d'électricité et des technologies de production adaptées à la ressource locale et à la taille des besoins, permet de développer l'électrification rurale à un coût économique inférieur à celui de l'extension de réseau.

Les technologies sont actuellement largement disponibles mais présentent encore un vaste potentiel d'amélioration et de réduction des coûts par la recherche & développement et l'accroissement du marché.

C. Différentes technologies de production

Les groupes diesel de petite taille sont la technologie la plus répandue. Des micro-réseaux locaux peuvent utiliser des générateurs diesel fonctionnant au fuel ou à des carburants dérivés de la biomasse (et opérant en cogénération à chaque fois que possible). Leurs plus gros avantages sont la flexibilité, la gamme étendue de puissance possible et la simplicité de mise en œuvre pour l'électrification rurale. Leurs inconvénients majeurs sont le prix du carburant, la maintenance et aussi l'émission de CO₂. On constate qu'une grande partie des groupes diesel installés en zone rurale sont en mauvais état et subissent des pannes fréquentes (exemple dans [6]).

Comme solution alternative, les systèmes photovoltaïques se sont développés depuis les années 1980, notamment dans les îles pacifiques. Les premières installations ont répondu aux besoins primaires de petites communautés ou d'individuels. Après une trentaine d'années d'expérience, grâce aux recherches dans les pays industrialisés, de nombreux projets d'électrification rurale utilisant le photovoltaïque bénéficient des progrès de la technologie. Particulièrement pour les îles, dans les études de [6, 7], les auteurs ont montré que le photovoltaïque est globalement moins cher qu'un groupe diesel (acquisition, installation, exploitation, maintenance). Depuis, avec la diminution des coûts des panneaux photovoltaïques et l'augmentation du prix du carburant, ce gain est certainement plus important.

L'éolien est relativement peu répandu à cause de la difficulté d'évaluation de son potentiel de production : les campagnes de mesures longues et chères. Les contraintes climatiques et logistiques sont deux facteurs qui pénalisent l'éolien pour l'électrification rurale.

L'hydraulique est une solution intéressante pour les lieux où les ressources sont disponibles. Dans les zones rurales, l'hydraulique a deux fonctions principales : production d'électricité ou de puissance mécanique. Cette solution est simple à mettre en œuvre, fiable et nécessite peu d'entretien. Pourtant, elle a deux inconvénients : dépendance de la saison (pluviale ou non) et coût trop variable (diffère selon le site d'installation). Ces deux points rendent l'hydraulique moins favorable que les groupes électrogènes ou les panneaux photovoltaïques.

Les solutions hybrides associant un groupe diesel avec le photovoltaïque ou l'éolien sont un compromis. Le groupe électrogène sert à pallier le manque de soleil ou de vent. Cependant, les principaux inconvénients de ces hybridations sont la complexité de l'installation et de la maintenance, ainsi que des coûts d'investissements élevés.

D. Exemples projets d'électrification rurale photovoltaïque dans le monde

La Chine a lancé le «China Township Electrification Program» en 2001 pour fournir de l'électricité d'origine renouvelable à 1000 communes, l'un des plus importants programmes dans le monde. Celui-ci est suivi par le «China Village Electrification Program», en utilisant également des énergies renouvelables, qui vise à électrifier 3,5 millions de foyers dans 10 000 villages en 2010, qui sera suivie par de nombreux autres projets d'électrification rurale jusqu'en 2015 [8].

Bien que la grande majorité des pays développés soient couverts par un réseau électrique, il reste toujours des régions non connectées, car trop distantes de ces réseaux. En France, avec l'aide du gouvernement et des organisations comme l'ADEME, les projets d'électrification avec PV (photovoltaïque) bénéficient d'un budget important. La puissance PV installée est plus importante pour couvrir presque tous les besoins de l'électroménager.

Le tableau suivant donne une liste non exhaustive quelques grands projets

	Description
France : Nouvelle-Calédonie, Guadeloupe et Marie-Galante [9] ADEME[10]	Début 1985 3000 systèmes installés 500-1500W PV
Indonésie : projet 50 MW [11]	Début 1978 50W PV 1 000 000 SHS (Solar Home System)
Chine [8]	Début 1997/1998 23-53W PV
Brésil : programme Luz Solar [12]	Début 2002, durée 8 ans 50 ou 100W PV pour 5500 SHS 360-1000W PV, 20-70kWh pour 90 écoles
Bolivie, Pérou, Ecuador : Andean programme [13]	Début 2001 budgets 7M euros 50 ou 600 W PV, 210 kW au total 1030 systèmes installés
Inde [14]	Début : 2001 Fin 2004 18W ou 37W ou 74W 1-25kW par village 2000 villages
Colombia	12 000 SHS
Kenya	30 000 SHS
Morocco	20 000 SHS
Mexico	45 000 SHS
Sri Lanka	5000 SHS
Tunisia	3000 SHS
Zimbabwe [15]	5000 SHS

Tableau 1 – Quelques projets d'électrification rurale photovoltaïque dans le monde

Dans les pays en voie de développement, ces projets sont souvent supportés par des coopérations internationales.

Les « Solar Home System » (SHS) représentent une grande partie de ces projets (figure suivante). Il existe quelques projets où les maisons sont connectées entre elles. Dans ce cas, le système se compose habituellement de générateurs PV centralisés, d'un onduleur, d'une batterie et d'un réseau local qui fournit l'électricité à chaque maison. La puissance crête totale est typiquement inférieure à 20 kW.

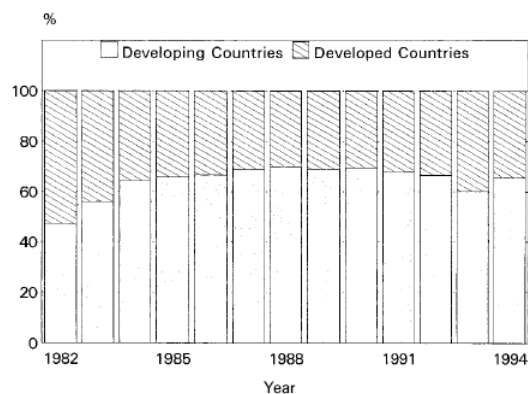


Figure 1- Energie solaire entre les pays développés et les pays en voie de développement

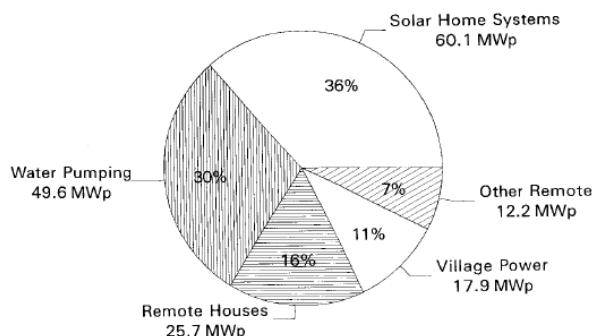


Figure 2- Energie solaire dans les applications rurales

La gestion de ce système est, en théorie, semblable à celle d'un réseau électrique conventionnel. L'utilisation du courant alternatif permet un grand nombre d'applications. Non seulement les radios et les téléviseurs, mais également les appareils électroménagers, les machines et les outils électriques peuvent être pris en compte.

E. Les architectures de réseaux de distribution

Il existe différentes façons pour alimenter en l'électricité les habitants d'un village en zone rurale. Pour les zones à forte densité et assez proche des zones urbaines ou périurbaines, la solution est de les raccorder au réseau électrique centralisé préexistant. Ceci se réalise en général par la construction d'une ligne d'extension en moyenne tension HTA (Haute Tension A, niveau de tension de 20 kV).

Le réseau de distribution de l'électrification rurale centralisée utilise deux niveaux de tension : la HTA et la BT (Rappel : HTB>50kV, HTA>1kV, BTB>500V, BTA>50V, TBT<50V). Le rôle du réseau HTA est d'acheminer l'électricité d'un poste source HTB/HTA vers les zones de moyenne consommation (un village à électrifier par exemple).. La finalité du réseau BT est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HTA aux points de faible consommation (les maisons d'un village) avec une tension de 230 V le plus souvent.

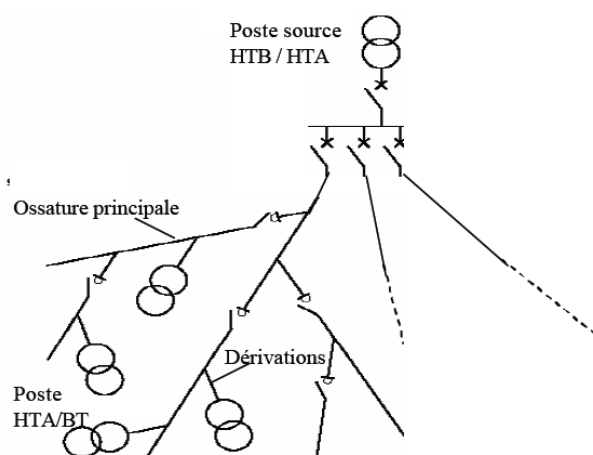


Figure 3- Réseau de distribution pour l'électrification rurale centralisée

Ce type d'architecture (voir Figure 3) permet d'alimenter facilement et à un moindre coût des points de consommation de faible charge (environ 10 kVA) et largement répartis géographiquement (environ 100 km²). Cependant, les lignes doivent être bien dimensionnées : il faudra tenir compte de différentes contraintes liées à la puissance maximale; l'intensité conduisant à l'échauffement maximal admissible des conducteurs, la chute de tension (contraignant sur un réseau rural), et les pertes Joule.

Par contre, pour les zones éloignées d'un réseau préexistant, cette solution s'avère trop coûteuse. Les projets d'électrification rurale s'orientent vers la réalisation d'un micro-réseau autonome adapté au village à électrifier. L'énergie électrique est alors fournie par un centre de production qui peut utiliser une combinaison de différentes sources d'énergie primaires (groupes électrogènes, énergie renouvelable, etc.). Cette solution peut toutefois être complémentaire à des programmes d'extension du réseau interconnecté, par exemple la pré-électrification pour les zones où la demande est encore trop faible ou la micro-électrification dans les zones isolées.

Ces solutions sont pour l'instant particulièrement mises en œuvre pour des sites insulaires. Elles sont généralement basées sur un système de production utilisant les énergies renouvelables et les groupes électrogènes. Les charges desservies sont en général peu consommatrices d'énergie.

En fonction du type de production et du type d'électrification, huit types de systèmes pour l'électrification rurale décentralisée ont été définis comme le montre le tableau suivant [16]:

Catégorie de systèmes	Type	Commentaires
Alimentation de processus au fil des EnR	1	Alimentation en direct des procédés (uniquement lors de la présence de soleil ou de vent), fourniture d'une quantité d'énergie sur une certaine période Exemple d'application : pompage d'eau.
	2	L'utilisateur ne veut pas être dépendant des conditions climatiques : présence de

Systèmes d'électrification individuelle (SEI)		stockage	L'utilisateur gère lui-même son énergie mais risque de se pénaliser en cas de mauvaise gestion.
	3	Le groupe électrogène (GE) représente une source d'appoint qui permet à l'utilisateur de ne pas être dépendant de conditions défavorables pendant de longues périodes. Présence d'un gestionnaire d'énergie	Alimentation AC ou DC ou les deux
Systèmes d'électrification collective (SEC)	4	Microcentrale Energie Renouvelable + Stockage	Alimentation par un micro réseau (structure radiale) Habitat rural concentré Garantie de disponibilité d'une quantité d'énergie quotidienne Alimentation en AC (230 V) Possibilité de gestion de l'énergie (en prévision du lendemain)
	5	Microcentrale hybride (EnR + Groupe Electrogène) + Stockage Le GE permet de secourir des charges sensibles. Couplage synchrone entre EnR et GE, Batterie tampon (fixe la tension en entrée de l'onduleur + alimentation du système pendant la mise en route du GE).	
	6	Microcentrale GE Le GE fonctionne dans des plages horaires prédéfinies	
	7	Microcentrale GE + Stockage Le GE fonctionne dans des plages horaires prédéfinies	

Tableau 2 – Types de systèmes pour l'électrification rurale

II. Production décentralisée d'énergie

A. La décentralisation des sources de production

Actuellement, la plupart des pays industrialisés produisent de l'électricité au moyen de grandes centrales utilisant des combustibles fossiles (charbon, gaz), d'installations nucléaires ou hydroélectriques. Ces systèmes sont très économiques à grande échelle, mais le transport de l'électricité sur de longues distances entraîne des problèmes.

La plupart des centrales sont construites en tenant compte d'un certain nombre de facteurs : économique, de santé, de sécurité, logistique, environnemental, géographique et géologique. Par exemple, les centrales au charbon sont construites loin des villes, pour l'impact de la pollution de l'air sur la population. En outre, ces installations sont souvent construites à proximité de mines de charbon afin de minimiser son coût de transport. Les centrales hydroélectriques sont limitées par leur nature à l'exploitation des sites avec un débit d'eau suffisant.

L'architecture centralisée des systèmes énergétiques que nous connaissons aujourd'hui résulte d'une évolution historique qui a atteint son apogée dans le dernier tiers du XXe siècle. Cette évolution est marquée par l'éloignement des lieux de production et de transformation de l'énergie des zones de consommation.

Le progrès des technologies, au niveau de la consommation comme de la transformation et de la production d'énergie, permet de « décentraliser » les systèmes énergétiques et de favoriser l'éclosion de « l'énergie répartie » dans de bonnes conditions économiques [17].

La faible pollution est un avantage essentiel des centrales à cycle combiné au gaz naturel. Cela permet à ces centrales de se situer assez près d'une ville pour être utilisées pour le chauffage par exemple.

La plupart des centrales électriques sont souvent considérées comme trop loin pour que la chaleur perdue soit utilisée pour le chauffage des bâtiments. La production distribuée est une autre approche. Elle réduit la quantité d'énergie perdue dans le transport de l'électricité parce qu'elle est produite à proximité du lieu où elle est utilisée, voire dans le même bâtiment. Cela réduit également la taille et le nombre de lignes à haute tension qui doivent être construites.

Les ressources énergétiques distribuées (Distributed energy resources - DER) sont des systèmes de production d'énergie à petite échelle (typiquement de l'ordre de 3 kW à 10.000 kW) utilisés pour fournir une source alternative au réseau électrique traditionnel. Le problème habituel avec les générateurs distribués est leur coût élevé. En l'état actuel de la technique, la production décentralisée présente, par rapport à la production centralisée, les inconvénients suivants :

- une participation faible ou nulle au réglage de la fréquence et de la tension du réseau électrique,
- une faible stabilité en cas d'incident majeur sur le réseau, une faible capacité à participer à la reconstitution du réseau, un risque d'ilotage non maîtrisé,
- pour certaines énergies comme l'éolien ou le solaire, une forte intermittence, une faible prévisibilité, une commandabilité faible ou nulle.

Les énergies décentralisées sont bien adaptées pour approvisionner les sites difficilement raccordables au réseau (sites isolés en montagne, îles...). Cependant, en l'état actuel de la technologie, ces modes de production ne sont pas rentables comparés aux équipements de grande taille, pour les zones bien connectées au réseau.

B. Sources de production renouvelables

Pendant dix ans, de 1998 à 2008, la production d'électricité renouvelable dans le monde est passée de 2794,9 TWh à 3762,6 TWh, soit 967,6 TWh supplémentaires, presque deux fois la production d'électricité en France (en 2008). Dans le monde, l'hydraulique est la première source de production d'électricité renouvelable : elle représente 86,3 % de la production renouvelable, bien supérieure à la biomasse (5,9 %) et l'éolien (5,7 %).

Structure de la production électrique d'origine renouvelable – 2008

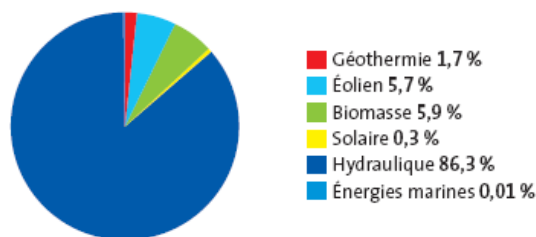


Figure 4- Pourcentage des sources de production renouvelable

La filière éolienne a cependant un développement impressionnant : la croissance moyenne annuelle du secteur a été de 29,4 % entre 1998 et 2008. La barre des 100 000 MW installés dans le monde a déjà été franchie durant le premier semestre de l'année 2008, et le GWEC (Global World Energy Council) prévoit une puissance cumulée de plus de 240 000 MW dès 2012. En Europe, la part des énergies renouvelables augmente également régulièrement. Elle est passée de 14,2 % en 1998 à 17 % en 2008, pour une grande partie grâce à l'éolien. Sa croissance annuelle moyenne entre 1998 et 2008 a atteint 26,6 % dans l'Union européenne.

En revanche, la croissance du secteur de la biomasse au niveau mondial a connu un léger ralentissement entre 2007 et 2008 : 8,1 TWh supplémentaires ont été produits en 2008 par rapport à 2007, contre 14,1 TWh entre 2006 et 2007.

Les autres filières renouvelables (solaire, géothermie, énergies marines) ont également progressé, bien que leurs contributions à la production d'électricité soient très faibles. Le solaire a ainsi atteint en 2008 un niveau de production égal à celui de l'éolien en 1997. La capacité installée dans le monde a franchi la barre des 10 000 MWc en 2008 et pourrait dépasser les 20 000 MWc en 2010.

C. L'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque est un moyen intéressant de réduire les coûts de distribution de l'électricité dans certaines régions. Particulièrement disponible dans la plupart des pays situés entre l'équateur et les 45^{es} parallèles, c'est une source d'une fiabilité remarquable qui présente un bilan énergétique et environnemental favorable.

L'énergie solaire est une ressource relativement bien répartie géographiquement, et donc disponible en de multiples endroits. Dès lors, l'installation de cellules ou de modules photovoltaïques peut produire l'électricité « sur place », à proximité immédiate des besoins. C'est là l'atout essentiel de l'électricité solaire : elle permet d'éviter les coûts de distribution inhérents aux solutions conventionnelles, que ce soit l'utilisation de groupes électrogènes alimentés par énergies fossiles (diesel, essence ou gaz), ou l'extension d'un réseau électrique principal jusqu'au lieu de consommation.

En effet, dans le premier cas, il est nécessaire de prendre en compte la disponibilité et le coût d'approvisionnement du combustible jusqu'au site concerné ainsi que la maintenance périodique. Dans le second cas, les coûts de l'extension ou du renforcement d'une ligne renchérissent de manière très importante le coût du kWh, surtout si les besoins sont faibles. S'ils sont importants, l'amortissement sur chaque kWh sera proportionnellement réduit. A l'heure

actuelle, en fonction du marché, le coût du kWh photovoltaïque est environ de 3 à 10 fois plus élevé que celui atteint avec le gaz ou le nucléaire (une fois raccordé au réseau), ce qui le handicape a priori pour les puissances importantes.

L'absence de tout mouvement mécanique ou de circulation de fluide confère à l'électricité photovoltaïque une fiabilité exceptionnelle : les modules les plus vendus, à base de silicium cristallin, font maintenant couramment l'objet de garanties de l'ordre de vingt ans, pour des durées de vie escomptées largement supérieures. Le bilan énergétique est favorable, puisqu'un module photovoltaïque rend l'énergie nécessaire à sa fabrication en deux à quatre ans d'exposition au soleil, selon sa technologie [18].

Le principal facteur limitant la faisabilité d'un système photovoltaïque est la quantité d'énergie souhaitée, qui doit correspondre aux possibilités de la ressource. Pour donner quelques ordres de grandeur, des besoins d'éclairage se montant à quelques heures par jour nécessiteront un « productible » quotidien de quelques dizaines de Wh. Il correspond à une surface de modules photovoltaïques nettement inférieure à un niveau de confort moderne incluant : télévision, hifi, et électroménager, ou une installation de pompage pour une distribution d'eau qui demandera plusieurs kWh, voire, dans certains cas, une dizaine de kWh par jour. Dans tous ces cas de figure, des installations de l'ordre du m² ou de la dizaine de m² sont suffisantes, et celles-ci posent rarement des difficultés d'intégration.

En revanche, l'utilisation de l'électricité solaire reste largement à étendre pour des besoins supérieurs, associés aux activités économiques : c'est le défi en cours.

D. Les surcoûts techniques liés à l'intermittence

« Les coûts techniques occasionnés par l'intégration de sources d'énergie intermittentes dans les systèmes électriques sont liés au risque de non-disponibilité en période de pointe et aux besoins de réserves supplémentaires pour maintenir l'équilibre instantané entre offre et demande ». Les auteurs de l'article [19] confirment qu'en cas de pénétration importante des sources non programmables, les surcoûts techniques peuvent devenir significatifs pour le gestionnaire de réseau de transport.

L'importance des surcoûts occasionnés varie considérablement selon le mix de technologies envisagé, le niveau de pénétration et la répartition spatiale des unités de production d'électricité renouvelable dans le système électrique. L'essentiel des coûts supplémentaires serait occasionné par la gestion de l'intermittence, dans une proportion de 66 à 100 % du surcoût total [20]. L'établissement de la part de la production électrique d'origine renouvelable au niveau de 10 à 20 % se traduirait par des coûts additionnels de 225 à 600 M€/an, et de 300 à 750 M€/an pour un niveau de 30 %.

L'intégration massive de sources non-programmables génère des coûts supplémentaires à plusieurs niveaux :

- Coûts d'installation de réserves supplémentaires pour faire face à la demande de pointe (sécurité du système) à cause d'une proportion importante des sources intermittentes

- Coûts liés au besoin de disposer de réserves plus importantes pour maintenir en temps réel l'équilibre entre consommation et production d'électricité.

On estime généralement que les surcoûts occasionnés par le développement des énergies intermittentes dans le système électrique restent faibles tant que leur contribution à la pointe est en dessous d'un seuil estimé entre 5 et 10 %. Les fluctuations de l'offre sont alors noyées dans les variations de la demande d'électricité. Pour des niveaux de pénétration plus élevés, les surcoûts augmentent, mais la diversification et l'étalement géographique de la production intermittente entraînent également un lissage des variations individuelles de chaque unité, réduisant d'autant l'impact global sur le système [21].

E. Effets sur la tension

La connection d'une production décentralisée donne généralement une augmentation de tension au point de raccordement avec le réseau. Ceci peut apporter des surtensions pour les consommateurs au voisinage. Il est donc nécessaire de limiter cette augmentation de tension.

L'augmentation de la tension peut être estimée par cette équation suivante :

$$\Delta V \approx \frac{PR + QX}{V}$$

où V est la tension phase neutre, P et Q étant la puissance active et réactive injectée au réseau par la production décentralisée. R et X sont la résistance et réactance de ligne.

Dans certaines situations, les calculs (simulation des flux de puissances) montrent que les tensions vont dépasser les limites de la norme seulement pendant une petite durée dans l'année. Il est intéressant de réduire la puissance fournie par la production décentralisée durant ces heures. Le gain perdu est négligeable face au coût de renforcement d'une ligne.

Une autre façon de limiter l'écart de tension est de prélever la puissance réactive au nœud de connection. Ceci peut être réalisé en installant des condensateurs ou autres moyens de production de puissance réactive.

F. Intérêt du stockage de l'énergie

Le photovoltaïque, comme toute autre source intermittente, nécessite un système de stockage électrique. Le stockage est un point faible du domaine énergétique. Il est pourtant un point clé pour l'essor des énergies renouvelables.

Les générateurs intermittents tels que les éoliennes ou les panneaux photovoltaïques font appel à des systèmes d'accumulation pour stocker l'énergie produite au gré des éléments naturels, vent et ensoleillement en l'occurrence, et la restituer en fonction de la demande. Lorsqu'il s'agit d'utiliser finalement de l'électricité, on a recours, en général, à des batteries, dont le dimensionnement et le mode de gestion doivent satisfaire aux plus ou moins fortes fluctuations et au caractère aléatoire de ces sources renouvelables. En particulier, si elle se trouve dans un site isolé qui ne peut pas être raccordé à un réseau de distribution, le stockage est bien entendu indispensable.

Cette nécessité n'est pas aussi évidente lorsqu'elle est reliée au réseau, mais le stockage va s'avérer important à l'avenir. En effet, avec la libéralisation du marché de l'électricité, de nombreuses sources décentralisées, le plus souvent d'origine renouvelable intermittente, seront raccordées au réseau et pourront être une cause de déséquilibre du système. Pour pallier cet inconvénient, le stockage et la gestion intelligente de différentes sources sont les meilleures des solutions. Le stockage peut apporter les avantages suivants :

- En se prémunissant contre les incidents potentiels sur la qualité de tension. Ils sont causés soit parce que les procédés ou techniques utilisés nécessitent une très grande régularité des ondes de tension, soit parce que le réglage de procédés continus ne supporterait pas une interruption d'alimentation dépassant une certaine durée. Le stockage permet alors de soutenir localement la tension du réseau, que la source produise ou non, et/ou de disposer d'une alimentation d'électricité de bonne qualité sans coupures.
- En accumulant de l'électricité aux heures creuses où elle est la moins chère et en la restituant au prix fort aux heures de pointe.

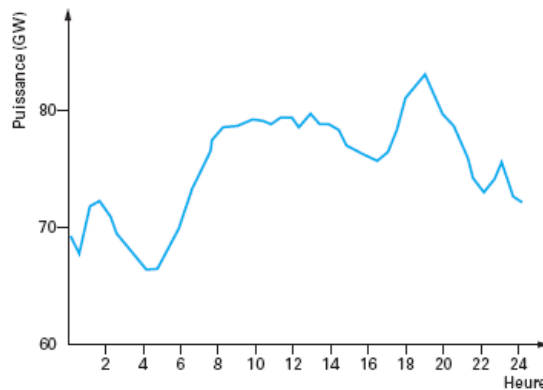


Figure 5- Evolution typique au cours de la journée de la consommation d'électricité en France

Actuellement, la production d'électricité est très centralisée. L'équilibre entre consommation et production est d'abord assuré par une gestion prédictive journalière et saisonnière des besoins [22, 23]. Quand la production de base devient insuffisante, on met en œuvre des moyens supplémentaires comme les centrales hydrauliques et thermiques. Ces centrales utilisent en fait elles aussi une énergie stockée : l'eau pour les centrales de pompage-turbinage ou des énergies fossiles pour les centrales thermiques [24].

III. Stockage d'énergie

A. Les technologies de stockage

Le stockage d'énergie électrique est un défi récurrent de l'industrie de l'électricité. Un certain nombre d'opérateurs de réseaux sont en train de placer dans les zones d'habitation des équipements capables de stocker plusieurs heures d'approvisionnement en électricité. Le stockage peut consister en des batteries lithium-ion, plomb, Ni-Cd, un système d'air comprimé souterrain ou d'autres. Les batteries au lithium-ion sont généralement configurées en unités, leur taille est à peu près d'un transformateur standard, et elles ont une capacité de fournir entre 1 et 2 MW de puissance pendant quelques heures. Le stockage souterrain d'air comprimé libère de la pression

pour entraîner une turbine qui produit de l'électricité. Il fournit généralement plusieurs heures à plusieurs jours de stockage.

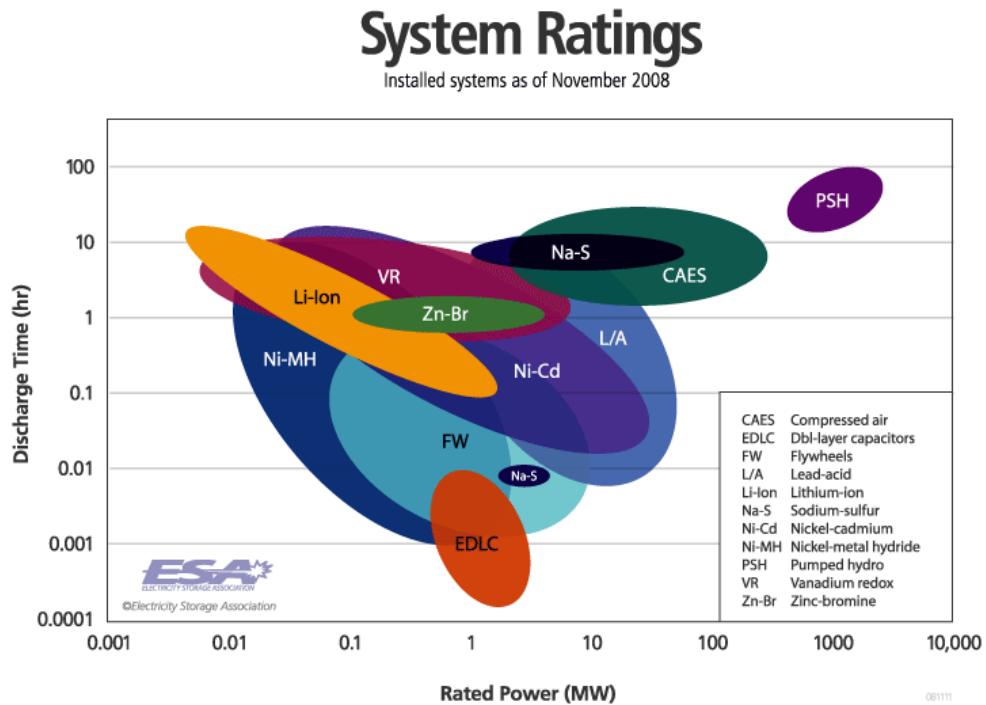


Figure 6- Comparaison des moyens de stockage en fonction de la puissance de fonctionnement et de la durée de la décharge [25]

Le choix de la technologie de stockage d'énergie dépend du coût d'investissement (en €/kWh et en €/kW) et de la durée de vie des batteries dans les conditions de fonctionnement correspondant à l'application choisie. Les coûts de chaque technologie sont présentés sur la figure suivante :

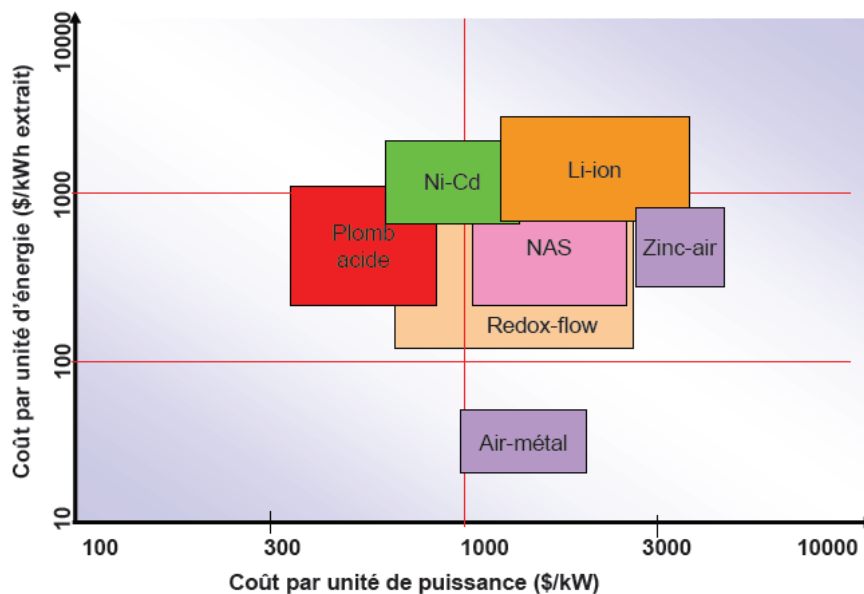


Figure 7- Coûts des différentes technologies d'accumulateurs électrochimiques [26]

Les stockages « métal-air » sont les plus compacts, mais ils ont de faibles rendements et durées de vie [25]. La technologie Plomb acide est actuellement la plus répandue pour les applications photovoltaïques. Ce type de stockage a comme principal avantage des faibles coûts (\$/kW) pour des rendements satisfaisants. L'inconvénient majeur est la durée de vie qui est la plus courte des technologies comparées. La technologie Nickel-Cadium (Ni-Cd) présente un coût plus élevé que les batteries au Plomb, pour une durée de vie supérieure, mais un rendement plus faible. Des efforts sont nécessaires pour faire du Ni-Cd une technologie concurrentielle pour l'application photovoltaïque.

La technologie Lithium-ion (Li-ion) s'annonce comme la concurrente la plus prometteuse. Sa durée de vie et son rendement sont parmi les meilleurs des accumulateurs électrochimiques (voir Figure 8). Le coût est encore important par rapport à la technologie Plomb, mais une baisse significative dans les prochaines années est attendue de sorte que le Li-ion devienne la technologie la plus intéressante pour les applications PV.

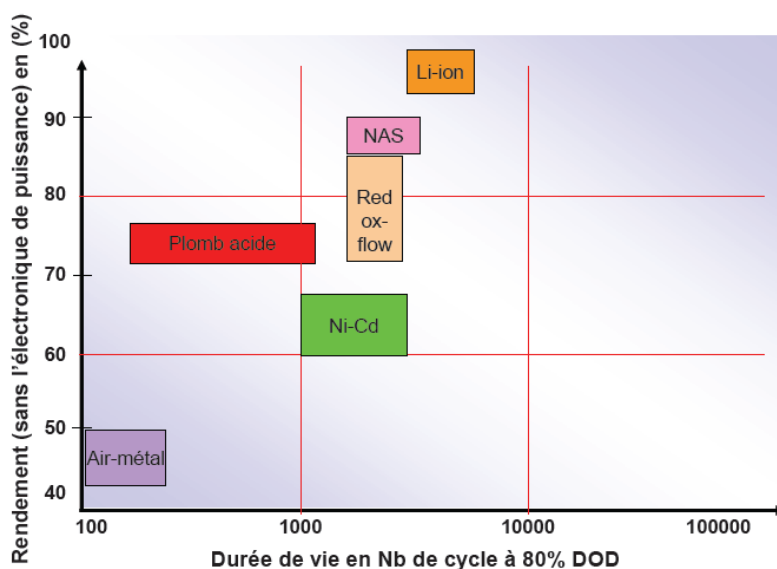


Figure 8- Durée de vie en nombre de cycle à 80% profondeur de charge [26]

B. Les rôles du stockage de l'énergie

Les progrès qui réduisent considérablement les coûts des systèmes de stockage de l'électricité pourraient entraîner des changements dans la conception et le fonctionnement du système électrique.

Le stockage améliore la viabilité des ressources énergétiques renouvelables. Le stockage en combinaison avec des sources renouvelables est considéré comme une solution alternative à la production fossile en fournissant un « tampon » pendant les périodes de fluctuations de production d'énergie renouvelable.

Du point de vue du gestionnaire de réseau, le stockage distribué a le potentiel de réduire les charges de pointe. Pendant les périodes de pointe, chaque kWh d'énergie consommée par le stockage en local est un kWh fourni de moins par le réseau. Il peut aussi contribuer à accroître l'offre globale d'énergie pendant les périodes de pointe, à un coût moindre que par d'autres sources de production.

Des systèmes de stockage de l'énergie combinés avec l'électronique de puissance avancée (l'électronique de puissance fait souvent l'interface entre les systèmes de stockage de l'énergie et le réseau électrique) ont un grand rôle technique et présentent de nombreux avantages :

- Support de tension du réseau : fournir une puissance au réseau de distribution pour maintenir les tensions dans la plage acceptable. Cela implique un compromis entre la puissance active et réactive.
- Support à la fréquence du réseau : cela signifie pouvoir injecter rapidement une puissance active au réseau de distribution afin de réduire un déséquilibre entre production et consommation, cela pour maintenir la fréquence du réseau dans l'intervalle toléré sur des périodes de 30 minutes.
- Stabilité angulaire (transitoire) du réseau : réduire les oscillations de puissance (en raison d'événements rapides) par l'injection ou l'absorption de puissance active.
- Réserve tournante : la réserve tournante est la capacité non utilisée qu'un opérateur détient pour faire face à une soudaine augmentation de la charge ou à une perte de production[27].

Les fonctionnalités énumérées précédemment précisent que le stockage de l'énergie en combinaison avec l'électronique de puissance aura un impact énorme dans les futurs systèmes d'alimentation électrique.

C. Vers un système de stockage décentralisé

Il est souhaitable de penser à implanter le stockage au plus près des charges et des sources de production, afin de réduire les transits de puissances entre eux. Cela permet de répondre efficacement aux demandes des consommateurs, de contrôler rapidement les flux de puissances actives et réactives...

En dehors d'une minimisation du coût des pertes en ligne dues à la diminution de transits de puissance, la possibilité d'économiser sur le développement du réseau de distribution peut amener d'autres avantages. Des capacités de stockage sont ajoutées/installées aux nœuds éloignés dès que des besoins de renforcement sont ressentis. Le stockage peut améliorer ainsi la fiabilité du système. La décentralisation du stockage aide le système à être moins dépendant des composants du réseau et par conséquent permet de diminuer la redondance du système. Cet aspect devient plus important avec le vieillissement de l'infrastructure.

Contrairement à la production d'électricité, le stockage est moins soumis à l'effet d'échelle. Il peut donc plus facilement être découpé. D'une part, chaque système de stockage est un ensemble de batteries (technologies électrochimiques). Pratiquement elles sont peu sensibles à l'effet d'échelle. D'autre part, la puissance totale d'un groupe d'onduleurs est la somme des puissances individuelles. Par exemple, dans la gamme de puissance des onduleurs bidirectionnels monophasés pour le stockage, les puissances varient entre 1kW à 25kW. Un système de stockage centralisé de 50kW ne présente donc aucun gain économique (sur effet échelle) par rapport à deux systèmes de stockage de 25kW. Il est évident que deux systèmes différents demandent par contre plus d'entretien, impliquent des coûts d'installation plus élevés...

L'étude de la rentabilité des systèmes de stockage décentralisés est un problème complexe. De plus, la localisation et la répartition de la capacité de stockage doivent intervenir dans le calcul du bilan économique. Bien entendu, le renouvellement du stockage en fin de vie doit être pris en compte.

D. Exemple du stockage décentralisé

Un exemple de stockage réparti pourrait se mettre en place à la faveur de l'évolution des systèmes de traction des véhicules. La première forme de ce nouveau système de stockage résulterait du développement à grande échelle du véhicule électrique, que ce soit en mode unique ou hybride [28].

En effet, chaque véhicule électrique dispose d'une capacité de stockage. Il peut être géré à la fois en fonction de ses besoins propres et des besoins en électricité du réseau. Si la production d'électricité du réseau dépasse la demande, tous les véhicules électriques en stationnement, dans les garages individuels ou sur les places de parking, peuvent stocker l'énergie excédente et inversement, si la production devient insuffisante, l'ensemble des batteries peut se décharger pour compléter le manque d'énergie.

La mise en place d'un tel dispositif de stockage suppose de lourds aménagements d'infrastructures, pour créer une possibilité de raccordement des véhicules sur les lieux de stationnement. Cela suppose aussi d'ajouter de nouvelles fonctionnalités au réseau électrique, pour lui permettre de fonctionner non seulement en fournisseur, mais aussi en collecteur. Le réseau doit définir les puissances tirées ou fournies aux véhicules au cas par cas, en fonction du niveau de leurs batteries [29].

IV. Décentralisation du stockage et de la production

A. Problématique

Au cours de la dernière décennie, il y a eu un intérêt croissant pour la décentralisation des sources de production dans les systèmes électriques. A première vue, la production décentralisée pourrait être considérée comme la réponse à plusieurs problèmes dans le développement de l'électricité en zones rurales aujourd'hui.

La planification du système électrique avec la présence de la production décentralisée exige la définition de plusieurs facteurs, comme : la meilleure technologie à employer, le nombre et la capacité de chaque unité, le meilleur emplacement, le type de connection au réseau, etc. L'impact de la production décentralisée sur les caractéristiques de fonctionnement du système, tel que les pertes électriques, le profil de tension, la stabilité et la fiabilité doit être évalué...

L'installation de moyens de production décentralisés aux endroits non optimaux peut avoir des conséquences comme l'augmentation des pertes du système, l'augmentation des coûts d'investissement, et ainsi avoir un effet contraire à celui désiré.

Le positionnement et le dimensionnement de taille optimale des sources de production sur le réseau de distribution ont été particulièrement étudiés avec différents objectifs de recherche. L'objectif peut être la minimisation des pertes en ligne [30-32], ou la minimisation de tous les coûts

d'approvisionnement du réseau, qui inclut l'opération des générateurs et la compensation des pertes [33-36], ou encore la meilleure utilisation de la capacité de génération disponible [37]. Il existe aussi des algorithmes pour la recherche du meilleur endroit pour les générateurs dans les réseaux de distribution, avec l'objectif à la fois d'améliorer le profil de tension et de réduire les pertes en ligne[38].

En parallèle des productions décentralisées, le stockage semble être un élément complémentaire. Pour le bon fonctionnement de ce couplage, on doit résoudre les problèmes de gestion. La planification opérationnelle des moyens de stockage dans le système a été l'objet de nombreuses études au cours des dernières décennies. Le problème est généralement de réduire au minimum l'ensemble des coûts de fonctionnement du système, soumis aux contraintes technologiques du stockage ou du système telles que l'équilibre de puissance. La planification des ressources de stockage est donc un problème complexe d'optimisation multi scénarii avec de nombreuses contraintes [39]. Le problème de la recherche de la meilleure localisation est aussi de grande importance. Le choix des meilleurs endroits pour l'installation des unités de stockage réparties dans des systèmes de distribution est un problème combinatoire complexe d'optimisation.

B. Objectifs

La thèse présentée ici a pour but de réaliser des travaux autour de la thématique de promouvoir l'intégration des systèmes de production et de stockage décentralisée dans les réseaux faiblement interconnectés ou isolés pour l'électrification des zones rurales.

L'objectif principal de cette thèse est de développer des outils qui améliorent le fonctionnement de systèmes composés d'unités de stockage décentralisées et de sources de production d'électricité, renouvelable ou non.

Le premier outil permet d'exploiter le système à coût minimal en fonction des conditions météorologiques (prévision de la production renouvelable), tarifaires et de la consommation. Il s'agit de tirer les meilleurs bénéfices du système. Dans les premières simulations, les contraintes du réseau (topologie, chute de tension) ne sont pas prises en compte.

Ce premier outil définit une planification de production pour les sources, et un mode de fonctionnement pour le stockage.

Avec ces données, cette fois la topologie du réseau est concernée pour la recherche de la localisation optimale et la répartition de la capacité du stockage afin de réduire les pertes en ligne. *C'est le deuxième outil*. Nous pouvons toutefois développer cet outil vers d'autres objectifs : améliorer la qualité du réseau ou limiter de renforcer le réseau aux points critiques.

Un cas d'application sera proposé pour assembler ces outils. On traite le cas du réseau électrique de Corse, basé sur des données réelles. En appliquant les outils développés, on peut déduire des gains ou des remarques observées en intégrant le stockage décentralisé au micro réseau.

Chapitre 2

I. Introduction

A l'origine, le système ne contient que des productions renouvelables (photovoltaïque, éoliens...) et des charges. L'utilisation d'électricité est donc limitée à cause de l'intermittence de la production. Avec la croissance de la demande d'électricité, il faut ajouter au système des nouveaux éléments pour satisfaire les besoins. Dans le cas d'intégration de nouvelles sources de production et unités de stockage, notre étude porte sur un système multi sources, multi charges.

La solution la plus simple consiste à faire fonctionner un groupe électrogène de façon continue (sans arrêt) en parallèle avec les sources d'énergies renouvelables [40]. Cependant, garder le groupe électrogène au régime ralenti pour une demande de puissance nulle suppose une consommation non négligeable de carburant. Si le groupe électrogène démarre ou s'arrête en fonction de la variation de l'énergie renouvelable et de la charge, le nombre de cycle de démarrage/arrêt peut être par conséquent très élevé. Un autre problème est lié au temps de démarrage du groupe. Le système peut par exemple s'effondrer pendant ce temps-là, si l'énergie renouvelable diminue plus vite que le temps nécessaire pour la phase de démarrage. Un système de stockage, de délestage des charges non prioritaire ou l'interconnexion à autre réseau peuvent aider à maintenir l'équilibre énergétique.

La stratégie de gestion du stockage est appliquée par l'intermédiaire de l'onduleur bidirectionnel. On impose à l'onduleur réversible une consigne pour injecter ou extraire de l'énergie du système de stockage. Le stockage est chargé à partir du bus AC commun du système, dont l'énergie peut parvenir du réseau interconnecté, de la production renouvelable et/ou des groupes de production.

Le système complet est représenté sur le schéma suivant :

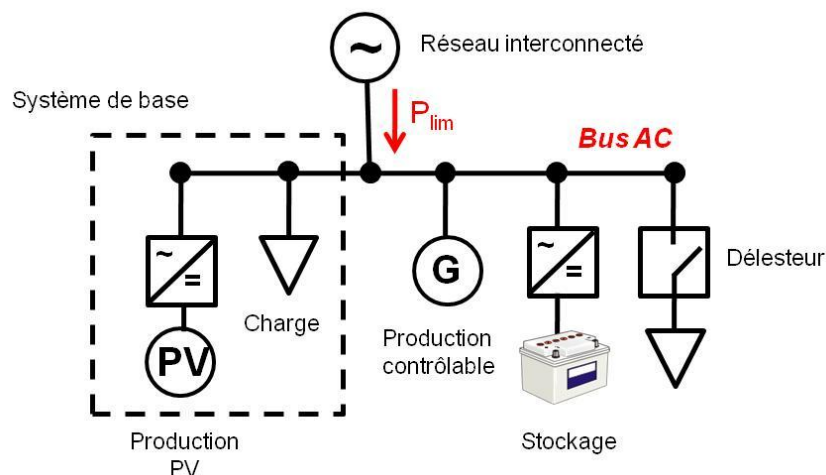


Figure 9- Architecture du système d'étude

Notre réseau contient donc :

- Un ou des groupes électrogènes : considéré comme une source de production contrôlable
- Un système de stockage d'énergie

- Un ou des délesteurs pour les charges non prioritaires
- Un point d'interconnexion avec un autre réseau : Ce réseau pourra être un réseau infini ou un réseau de même type que notre système (faible puissance). Cependant, la puissance échangée au point d'interconnexion est limitée.

L'architecture de notre système d'étude ressemble à celle des micro-réseaux (ou microgrid en anglais). La notion de «micro-réseaux" a reçu un intérêt considérable ces dernières années [41]. Par définition, un micro-réseau est un petit réseau à basse tension qui peut être relié au réseau de distribution ou peut être utilisé en mode autonome. Il consiste en une combinaison de sources d'électricité, de charges et d'un système de stockage de l'énergie. L'ordre de grandeur des puissances mis en jeu dans les micro-réseaux peut varier de 10 kW à quelques MW.

Les micro-réseaux présentent deux caractéristiques intrinsèques essentielles qui en font un intérêt majeur pour le développement des réseaux électriques du futur :

- la proximité entre une production locale d'électricité et les consommateurs conduits à une minimisation immédiate des pertes liées au transport de l'énergie consommée en son sein,
- la disponibilité d'un générateur et son exploitation, toujours en local, apporte une fiabilité accrue de la fourniture vis-à-vis des incidents survenant dans les grands réseaux et la possibilité de fournir une énergie d'une haute qualité.

Dans la partie suivante, nous présentons les éléments constituant notre réseau.

II. Principaux composants du système étude

A. Groupe électrogène

Un groupe électrogène est un dispositif autonome capable de produire de l'électricité. La plupart des groupes sont constitués d'un moteur thermique actionnant un alternateur qui fournit du courant alternatif et/ou du courant continu. Leur gamme de puissance peut varier de quelque kVA jusqu'à plus de 20 MVA. Les unités les plus puissantes sont mues par des turbines à gaz ou de gros moteurs Diesel. Ils fonctionnent à partir de tous les carburants. Les plus fréquents sont l'essence, le gazole, le gaz naturel, les biocarburants et pour les plus puissants le fioul lourd. Les groupes 'essence' sont généralement utilisés pour des usages domestiques (bateau, camping, habitation, etc.). Ils fonctionnent avec de l'essence sans-plomb 95 ou 98. Les groupes diesel sont plus bruyants s'ils ne sont pas insonorisés, leur utilisation est réservée aux usages professionnels et industriels. La plupart des appareils fonctionnent en 220/230 V (monophasé), seuls quelques appareils de gamme professionnelle sont en 400 volts (triphase).

Les groupes électrogènes sont utilisés fréquemment dans les zones où le réseau de distribution électrique ne dessert pas ou pour pallier une éventuelle coupure d'alimentation électrique (groupe électrogène de secours). Dans le deuxième cas, ils sont alors souvent utilisés en complément d'une alimentation sans interruption constituée d'une batterie d'accumulateurs qui alimente un onduleur. Ces dispositifs sont généralement utilisés dans des situations où l'interruption de l'alimentation électrique entraîne des conséquences graves ou des pertes financières, par exemple dans les hôpitaux, l'industrie, les centres informatiques, etc.

Le rendement des groupes électrogènes croît avec leur puissance nominale et surtout varie en fonction du point de fonctionnement (cf. Figure 10 et Figure 11). Mais celui-ci reste limité cependant à un maximum déterminé par le cycle de Carnot (des phénomènes thermodynamiques, à savoir 34% dans les situations optimales).

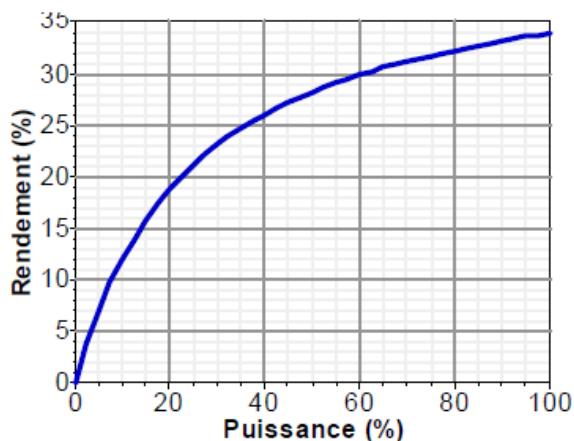


Figure 10- Courbe de rendement d'un moteur diesel ayant une puissance nominale de 75kW

La diminution de rendement se traduit par une augmentation de la consommation de carburant pour tout fonctionnement du groupe électrogène à faible puissance. En fonction d'un seuil laissé à l'arbitrage de l'utilisateur, on peut définir une zone de fonctionnement et une zone à éviter.

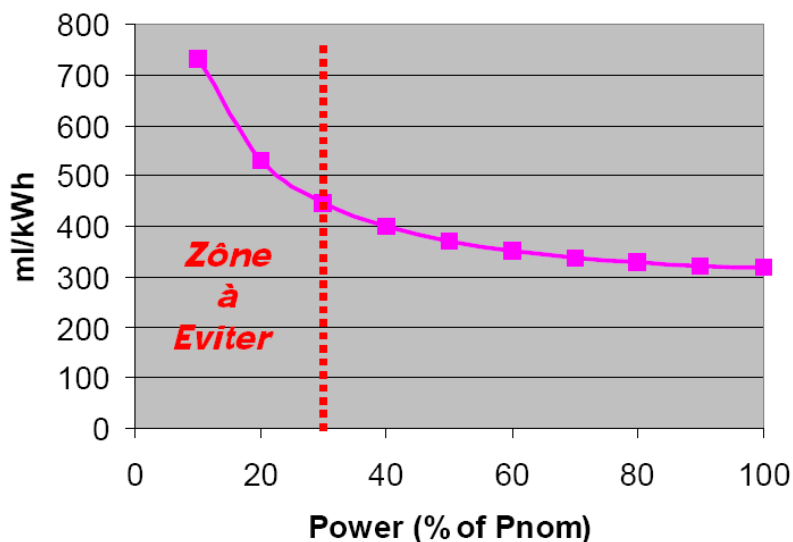


Figure 11- Consommation de carburant en fonction de la puissance d'un générateur Diesel 4.5 kW [42]

Le rendement du groupe électrogène est moins bon que celui d'une centrale électrique (moins de 35% contre 38-55 %) [43]. Le reste de l'énergie consommée est converti la plupart en énergie thermique (environ 60% de pertes). Ces pertes thermiques sont les gaz d'échappement, l'eau de refroidissement, l'huile de graissage et etc... Elles peuvent être valorisées par la cogénération.

En plus, économiquement parlant, l'investissement dans un nouveau groupe électrogène ne se justifie généralement que lorsqu'il cumule à la fois les fonctions de groupe de secours et de système d'écrêtage.

Un groupe électrogène moderne est équipé de deux régulations. D'une part, la tension de sortie est stabilisée (par exemple : 230 V) par un dispositif électronique qui agit sur l'alternateur. D'autre part, la vitesse de rotation du moteur et donc de l'alternateur doit aussi rester constante afin de garantir la fréquence de la tension de sortie (50 Hz en Europe). (voir Figure 12)

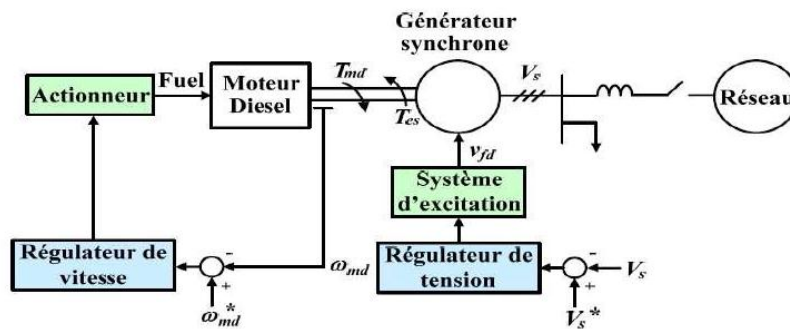


Figure 12- Boucle de régulation du groupe électrogène

B. Délestage de charge non prioritaire

Il est de la responsabilité du gestionnaire du réseau de maintenir à tout instant l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Pour ce faire il s'assure par une gestion prévisionnelle qu'il dispose des marges de production pour tenir compte des aléas pouvant survenir (consommation plus élevée qu'attendu, etc.). En cas d'offres insuffisantes, le gestionnaire sollicite les différents groupes de production pour disposer de nouvelles capacités et en dernier recours peut ordonner un délestage de la consommation. Le délestage de consommation consiste à couper une partie de la consommation, et donc protéger contre des coupures importantes et non maîtrisées d'électricité. Actuellement, le but du délestage est de sauvegarder le réseau. Il permet d'éviter des baisses de la fréquence des réseaux électriques en dessous de 49 Hz, des chutes de tension ou des surcharges [44].

Le délestage est mis en œuvre par le gestionnaire du réseau de distribution sur la base d'un plan de délestage prédéfini. Des délestages tournants de durée limitée (de l'ordre de deux heures) à tour de rôle sur les différentes zones peuvent être organisés pour limiter les conséquences au niveau du public. Le programme de délestage est établi selon les critères suivants :

- La puissance à délester.
- Le jour et l'heure où le délestage doit se produire.
- La puissance à laquelle déclenche le délestage.

Dans nos études, nous nous intéressons au délestage en habitat individuel. L'objectif est de limiter la puissance globale consommée par une installation [45]. En fonction de l'évolution de la puissance mesurée au compteur principal, le délesteur doit être capable de couper l'alimentation ou de réduire la consommation de certains équipements énergivores sans faire disjoncter l'installation.

Les équipements à considérer pour le délestage sont ceux dont l'importante inertie thermique permet de supporter des coupures d'alimentation plus ou moins longues sans mettre en péril la sécurité et la santé des occupants et sans dégrader leur confort tels que les groupes frigorifiques, résistances électriques de chauffage des locaux, les appareils de cuisson à forte inertie... Le délesteur commande le déclenchement et le ré-enclenchement des équipements préprogrammés.

Actuellement, un certain nombre d'appareils sont disponibles sur le marché avec un coût total d'acquisition (délesteur, logiciel et mise en service) inférieur à 1 000 € [45, 46]. Le temps de retour sur investissement simple (exprimé en années) est défini comme le rapport entre l'investissement pour un délesteur et l'économie réalisée grâce à la réduction de consommation sur une année.

C. Système de stockage

Le stockage utilisé le plus souvent dans les micro-réseaux est généralement constitué de batteries au plomb [47, 48]. Cette technologie est très bien adaptée au stockage de faible capacité avec une utilisation quotidienne [49]. Elle est actuellement la plus compétitive et la mieux maîtrisée. Cependant, des nouvelles technologies de batteries plus performantes pourraient être envisagées, comme les batteries au Nickel-Cadmium (Ni-Cd) et le Lithium-ion (Li-ion).

Leur coût est néanmoins bien plus élevé (de 300 à 650 €/kWh contre environ 150 €/kWh pour les batteries au plomb). Avec le développement des technologies, surtout avec les estimations sur la croissance rapide du marché du véhicule électrique, les fabricants de batteries Li-ion essayent de faire descendre leur coût de production. « Pike Research » [50] estime que, grâce à la production en masse et des améliorations dans la technologie et de fabrication, le prix des batteries Li-ion passera de près de 1000 \$ par kWh 'aujourd'hui à 810 \$ en 2011, et continuera de diminuer pour atteindre 470 \$ en 2015.

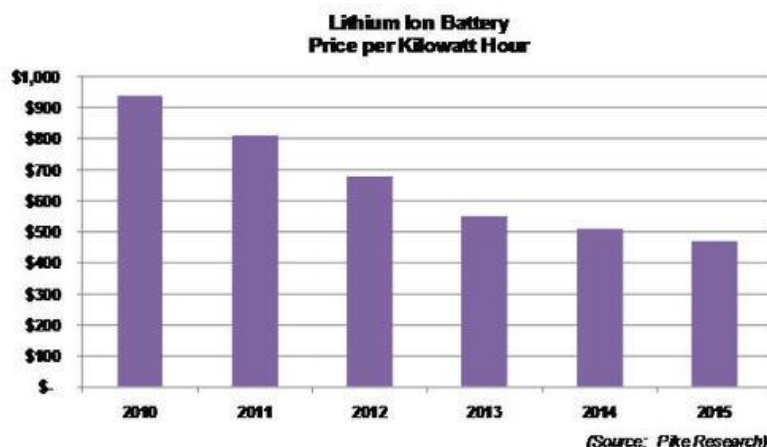


Figure 13- Estimation du prix de batterie Li ion [50]

Leur utilisation engendrera un nouveau calcul économique qui introduira aussi des caractéristiques de confort selon des utilisateurs différents.

D'autres modes de stockage peuvent être considérés comme le pompage d'eau, le volant d'inertie ou le stockage d'hydrogène. Dans le domaine des micro-réseaux, ces alternatives ne semblent pas adaptées aux besoins énergétiques à gérer.

Dans la chaîne de conversion d'énergie liée à l'utilisation des batteries plomb-acide, il y a environ 30% d'énergie perdue par cycle de charge et décharge [42]. Tout d'abord, l'énergie en passant par l'onduleur pour arriver à l'unité de stockage perd 6% (rendement moyen des onduleurs à 94%). Ensuite, le cycle de charge et décharge dans la batterie a un rendement de l'ordre de 80%. Enfin, pour restituer l'énergie stockée dans la batterie, il faut encore repasser par l'onduleur ce qui ajoute 6% de pertes (voir Figure 14).

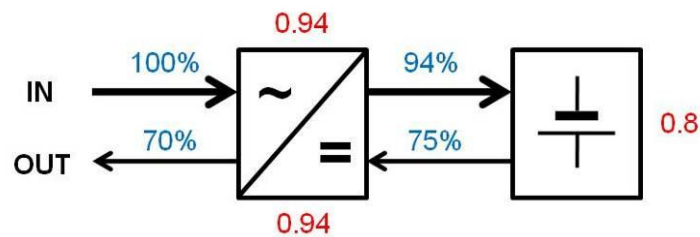


Figure 14- Rendement à travers des étages du système de stockage

Le rendement total pour chaque kWh fourni par les batteries est donc de l'ordre de 70% pour les batteries plomb-acide.

III. Minimisation du coût de fonctionnement

Tous les nouveaux dispositifs installés dans le micro-réseau, tels que les groupes électrogènes, les délesteurs, les unités de stockage, etc.... augmentent le coût d'investissement. Une stratégie de commande adéquate peut permettre d'intégrer de manière optimale différents composants et donc de rendre le coût de gestion du micro-réseau optimal.

Avec des hypothèses favorables pour le stockage et des hypothèses de tarification variable de l'électricité, le stockage et les sources de production/consommation contrôlables dans le système peuvent participer à l'optimisation économique de celui-ci. Pour réaliser cette application, il faut bien déterminer le mode de fonctionnement optimal pour chaque élément : les profils de charge et de décharge du stockage à chaque instant, le plan de production des groupes électrogène, les horaires de délestage des charges non prioritaires... en tenant compte de la disponibilité de l'énergie photovoltaïque, de la consommation, du tarif, de l'état de charge du stockage...

A. Contexte

Depuis plusieurs décennies, les compagnies d'électricité s'intéressent à la possibilité d'adapter la consommation aux contraintes économiques du marché et aux contraintes techniques des réseaux de distribution. Cette démarche peut être initiée par l'installation d'une politique tarifaire spécifique et/ou une gestion centralisée des charges et des unités de production afin d'adapter les capacités d'offre d'énergie à la demande.

La tarification dynamique peut être utilisée pour inciter le client à modifier son profil de consommation. L'incitation dépend de l'instant et de l'importance de la consommation. Les

incitations les plus importantes sont pendant les heures de pointe pour que les clients déplacent leurs charges aux heures où l'électricité est moins demandée [51]. L'expérience a montré que si l'utilisateur dispose de l'information sur sa consommation, il peut par des mesures de gestion adaptée, diminuer considérablement son appel maximum de puissance. Avec les contrats « heures pleines-heures creuses » ou des prix « temps réel », des modifications permanentes peuvent être réalisées dans le profil de charges du consommateur.

Une autre option consiste à établir des programmes de contrôle direct de charges. Avec ce type de programmes, la compagnie d'électricité contrôle directement les charges. Le délestage se fait lorsque cela est nécessaire. Une fois qu'un client est entré dans ce type de programmes, il accepte par exemple les conditions spécifiant que sa charge sera réduite obligatoirement un certain nombre de fois dès que la compagnie d'électricité en donnera l'ordre. Si le contrat impose des pénalités en cas d'échec de réduction, les consommateurs engagés sont également rémunérés en fonction de leur capacité délestable et leur énergie effectivement réduite. Autrement, si les consommateurs ne sont rémunérés que pour l'énergie réduite, leur participation est complètement volontaire.

Pour un micro-réseau, le premier but est de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie. En parallèle avec cette tâche, on commence à s'intéresser aux aspects économiques: quelle source de production est la plus économique (démarrer les groupes électrogènes ou décharger le stockage) pour maintenir la consommation à un instant donné ? Comment bénéficier de la tarification variable avec le stockage ? A quel moment doit-on activer le délestage des charges ?...

B. Hypothèses

Pour la suite du manuscrit, « achat » et « vente » désigneront respectivement l'achat et la vente de l'énergie du point de vue de l'utilisateur ; l'excédent d'énergie produite réinjectée sur le réseau représente une « vente » d'électricité et vice versa.

Il faut se souvenir qu'une optimisation économique de la gestion des sources renouvelables toutes seules ne donne que des résultats triviaux dans les conditions tarifaires française actuelles. Avec le prix d'un kWh relativement bon marché et des tarifs de rachat élevé, l'optimum économique pour une installation est d'acheter la totalité de l'énergie consommée au réseau et de revendre complètement la production photovoltaïque ! On choisit donc de se situer dans une situation où le tarif d'achat et de vente sont égaux. On considère que toutes les sources ont la même tarification (source renouvelable ou non, stockage).

On suppose aussi que la puissance échangée avec un autre réseau via une ligne d'interconnexion est limitée. On ne pourra prélever ou réinjecter sur le réseau qu'une puissance maximale fixée.

Ensuite, on a besoin d'une hypothèse sur la disponibilité des mesures de consommation et de production d'énergie. L'état de l'art des méthodes de pilotage de systèmes hybrides, toutes applications confondues, a montré l'importance de la question de la disponibilité de l'information. En effet, la gestion optimale des flux énergétiques a besoin d'une collecte de ces informations. Pourtant, un système multi sources/charges ne peut pas disposer d'une connaissance parfaite sur la consommation de la journée à venir. On suppose donc que le système de gestion a néanmoins accès

à un ensemble de prévisions : ces informations permettent d'établir un état du système (consigne pour les groupes électrogènes ou délesteur, évolution de l'état de charge du stockage). Comme le résultat de cette partie sera utilisé pour la recherche de la localisation et répartition du stockage et des groupes de production dans le chapitre suivant, on considère que les informations prévisionnelles sont exactes pour les simulations.

En résumé, les hypothèses pour les scénarios d'étude sont les suivantes :

- Même tarification à l'achat et à la vente.
- Tarification identique pour toutes les sources
- Tarification dynamique dans le temps, de période en période. Les tarifs à l'achat et à la vente sont connus par l'utilisateur à l'avance.
- Puissance échangée sur la ligne interconnectée est limitée
- Toutes les données des prévisions sont exactes.

C. Typologie du problème

La planification des moyens de production et de stockage dans le réseau équivaut à une problématique d'exploitation : il s'agit d'utiliser ces moyens en minimisant des coûts et en respectant certaines contraintes pour leur bon fonctionnement. Il ne s'agit pas d'un problème de dimensionnement des éléments, on conservera les installations déjà en place. On suppose obtenir toutes les hypothèses listées précédemment. Le problème a donc les caractéristiques suivantes :

- Fonction objectif: minimiser le coût total d'exploitation.
- Tarification dynamique: de la revente/achat de l'électricité avec le réseau interconnecté
- Pas de temps: il doit être cohérent avec les fluctuations de la tarification dynamique.
- Source de production non contrôlable : les générateurs de PV, éoliens... quand ils ont les conditions de production
- Source de production contrôlable: les groupes électrogènes et les éléments de stockage sont considérés comme source contrôlable. Le coût de production de chaque kWh (€/kWh) est en fonction de l'énergie produite et le point de fonctionnement.
- Architecture du réseau: le système étudié est un micro-réseau (connecté faiblement avec un autre réseau et capable de fonctionner en mode autonome).
- Charge: considérée comme entrée du système, le profil de la consommation est connu.
- Charge délestable ou non prioritaire: les charges sont coupées à la demande du gestionnaire du micro-réseau.
- Stockage : peut participer à l'optimisation économique grâce à la tarification dynamique. Toutefois, le rendement énergétique est pris en compte.

Il est habituel d'utiliser pour les variables d'état du système (consigne, puissance...) une précision temporelle assez grossière pour le pas de temps (généralement d'une heure dans nos simulations). En effet, il est plus facile d'obtenir ces données horaires et on évite des temps de calcul trop longs. Nous pouvons toutefois facilement utiliser un pas de temps plus fin.

D. Algorithmes de conduite de réseau

Pour traiter ce type de problème, il existe dans la littérature les principaux algorithmes listés ci-dessous, du plus simple au plus complet :

- Economic Dispatch (Dispatching économique)
- Unit Commitment
- Optimal Power Flow (Répartition optimale du flux de puissance)

Le « dispatching économique » est un problème d'optimisation statique qui consiste à répartir la production de la puissance active demandée entre les différentes centrales du réseau, de sorte à exploiter ce dernier de la manière la plus économique possible. Cette distribution doit évidemment respecter les limites de production des centrales. La fonction à optimiser est donc le coût de production. Le coût de production d'une centrale est généralement modélisé par une fonction polynomiale du second degré [52] (puissance active générée par la centrale) dont les coefficients sont des constantes propres à chaque centrale.

Le problème du « dispatching économique » sans perte est peu complexe, car le seul paramètre qui influence le coût est la puissance active générée par la centrale (sans tenir compte de la puissance perdue dans les lignes lors des transits de puissance entre les centrales et les charges). Un autre problème d'optimisation statique, « optimal power flow » (OPF), possède d'autres paramètres qui peuvent influencer le coût de production. Outre la puissance active, l'OPF tient compte de contraintes sur des grandeurs comme les tensions en chaque nœud du réseau, la puissance réactive et les transits de puissance. Ces grandeurs sont calculées grâce à la résolution du « load flow » du réseau traité. Un coût supplémentaire est attribué au dépassement de ces contraintes. De plus, l'OPF intègre dans le calcul de ses puissances générées les pertes dans les lignes.

Une autre limitation du « dispatching économique » est l'aspect statique du problème. En effet, quand on résout un dispatching économique, on le fait pour une demande à un instant précis sans prendre en compte les instants passés et futurs. Lorsque le problème prend une dimension dynamique, c'est-à-dire lorsque la demande évolue dans un intervalle de temps donné (une journée par exemple), il faut alors tenir compte des états des centrales ainsi que des changements d'état (démarrage/arrêt du groupe électrogène) qui occasionnent des coûts supplémentaires. Par exemple, si la demande augmente au cours du temps, il faudra sans doute faire fonctionner une centrale qui était à l'arrêt afin de satisfaire cet accroissement de la demande, et le coût pour faire démarrer cette centrale doit être pris en compte dans l'optimisation. Le traitement d'un tel problème est appelé « unit commitment ».

Pour plus de détails de chacun des algorithmes de conduite de réseau, on renvoie aux ouvrages spécialisés dans ce domaine [53].

E. Adaptation de l'algorithme au cas d'étude.

L'objectif d'optimisation économique de notre cas d'étude se rapproche de ceux des méthodes précédentes à très petite échelle. Dans ce chapitre, comme on ne prend pas en compte les pertes en ligne ou les contraintes de réseau, la simulation des flux de puissance dans le réseau par « Load Flow » est donc négligée. Ensuite, suivre une approche comme un problème « Unit Commitment » nécessiterait des informations très exhaustives en termes de courbe de coûts, puissance appelée, taux de disponibilité...[54, 55], nous resterons donc sur l'optimisation par dispatching économique.

L'approche du dispatching économique semble être suffisante pour la planification des sources de production sans contrainte de réseau. Le stockage se comporte à la fois comme source ou charge avec un paramètre spécifique : son état de charge. La stratégie à mettre en œuvre devient donc plus complexe : il faut prendre en compte les contraintes de charge et de décharge du stockage. Pour la période de simulation, on applique le dispatching économique à chaque pas de temps.

L'existence d'un point d'interconnexion de puissance limitée avec un autre réseau et la participation du stockage à l'optimisation économique créent une dissymétrie dans les solutions admissibles du problème : les fonctions de coût ne sont pas convexes, ni uniformément dérivables. C'est pourquoi il est nécessaire d'avoir une résolution spécifique pour notre problème.

F. Modélisation du système

Les simulations du système sont faites par pas de temps de l'ordre de la quinzaine de minutes voire de l'heure. On peut donc considérer que les simulations ont lieu en statique.

1. Groupe électrogène

Les groupes électrogènes sont modélisés statiquement et de façon simplifiée. Le modèle choisi a donc peu de paramètres. Premièrement, le groupe électrogène est limité en puissance P_{max} .

Le coût d'exploitation des groupes électrogènes est calculé par le coût du débit combustible consommé par kWh produit. La quantité de carburant consommé en fonction du point de fonctionnement est déterminée expérimentalement par [56]. Deux types de courbes de tendance sont déduits et présentés ci-dessous (Figure 15)

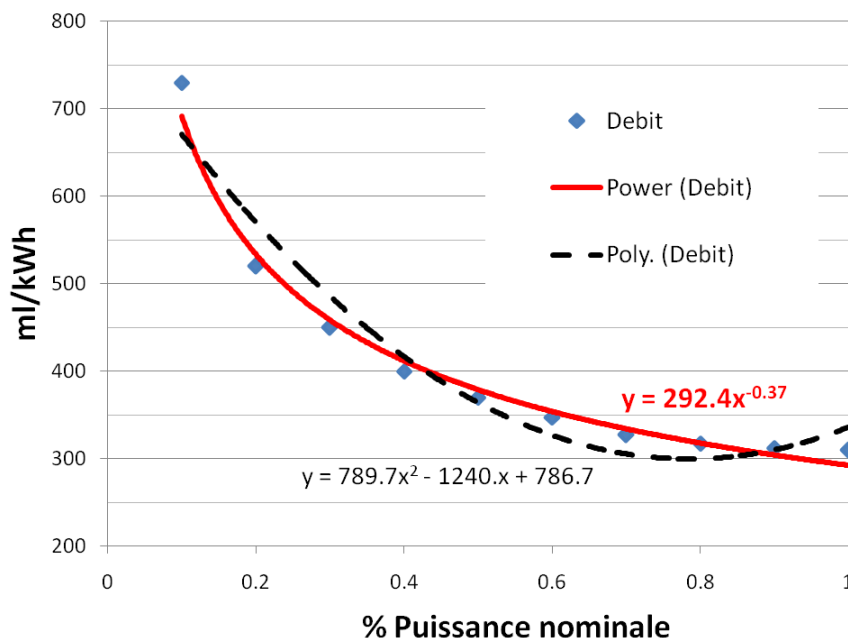


Figure 15 – Courbe de tendance du débit de carburant du groupe électrogène en fonction de la puissance

A 100% de la puissance nominale, la courbe de tendance de type puissance donne un débit minimal de carburant consommé par kWh produit, ce qui est plus conforme à la réalité que la

courbe de tendance de type polynomial d'ordre 2 (le minimum de la courbe polynomial d'ordre 2 est à 80% P_{nom}). Le débit de carburant par kWh produit à puissance P choisi est donc :

$$D_P = D_{P_N} \cdot \left(\frac{P}{P_N} \right)^{-0.37} \quad (2.1)$$

Avec D_{P_N} débit du carburant par kWh produit à puissance nominale.

2. Générateur PV

L'effet photovoltaïque transforme l'énergie lumineuse en électricité. Les détails de fonctionnement des cellules PV sont bien présentés dans les ouvrages [48, 57]. Dans notre cas, nous nous intéressons seulement au comportement en puissance. Pour la prévision du productible PV, le modèle du générateur PV dans le logiciel est basé sur les éléments suivants :

- Puissance crête du module dans les conditions standards de test STC (Standard test condition) : P_{STC}
- Coefficient de variation de la puissance avec la température
- La température de cellule de fonctionnement nominale NOCT (Nominal Cell Temperature)

Pour la période de simulation, les données météorologiques et géographiques sont utilisées pour calculer la puissance fournie par le générateur.

3. Charge électrique

Les charges sont les éléments consommateurs de puissance électrique. Elles sont caractérisées par un profil de charge. Le profil est basé sur une courbe proche de la réalité : on se basera sur une consommation de type habitat.

Les charges délestables ou non prioritaires ont un horaire de fonctionnement qui est imposé par le gestionnaire du micro-réseau. Le délestage est caractérisé par une heure de début et une heure de fin. La puissance délestée correspond à la puissance demandée par cette charge. Le tarif pour le délestage de charge est T_d .

4. Stockage

Il existe dans la littérature une large variété de modèles pour les batteries. Le plus souvent, ces modèles représentent la batterie par un circuit électrique équivalent, composé de résistances, de capacités et autres éléments de valeur fixe ou variant avec des paramètres tels que l'état de charge ou la température. Ces modèles sont utilisés pour déterminer l'état de charge ou la température. La plupart des modèles sont constitués de deux parties : modèle de capacité et modèle de tension de la batterie.

Pour une optimisation économique, le modèle de stockage utilisé dans notre étude se base seulement sur l'énergie stockée. Il ne prend pas en compte les aspects électrochimiques tels que l'auto décharge, l'effet de la température... La technique de contrôle de l'état de charge (SOC) de la batterie, la plus pratique et la plus utilisée, consiste en la mesure et le calcul des quantités d'électricité entrantes et sortantes dans les deux processus de charge et de décharge. L'état de charge du stockage est déterminé par son énergie restante. Lors de la charge, le modèle de stockage

se comporte comme le modèle de charge. A l'état de décharge, il se comporte comme une source de production.

L'état de charge de la batterie à un instant donné dépend directement de l'état de charge précédent, qui doit être connu au préalable. Notre calcul de l'état de charge de la batterie utilise la relation récursive suivante :

$$SOC(t + \Delta t) = SOC(t) + \frac{P_s(t) \cdot \Delta t}{S} \quad (2.2)$$

avec $SOC(t+\Delta t)$: Etat de charge à l'instant $t+\Delta t$, $SOC(t)$: Etat de charge à l'instant t , S : la capacité maximale du stockage, en kWh. $P(t)$: Puissance fournie/absorbée par le stockage. $P(t) > 0$ si le stockage est en charge, $P(t) < 0$ si le stockage est en décharge.

La variation relative du SOC :

$$\Delta SOC(t) = \frac{P(t) \cdot \Delta t}{S} \quad (2.3)$$

Pour prolonger la durée de vie de la batterie, il est recommandé d'éviter les décharges profondes et les surcharges. Les conséquences quand l'état de charge descend trop bas peuvent être irrémédiables. Au final moins les cycles de charge/décharge sont profonds, plus la durée de vie est prolongée.

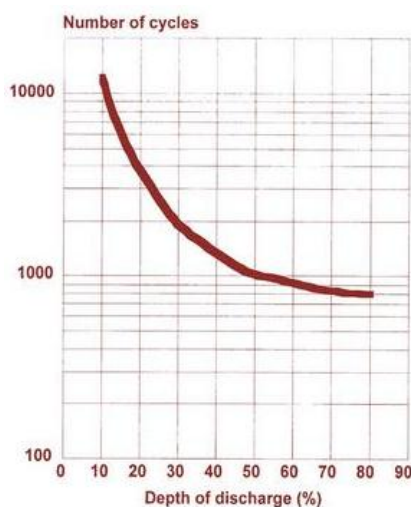


Figure 16- Caractéristique du cycle de vie de la batterie. Nombre de cycle de vie vs. Profondeur de décharge

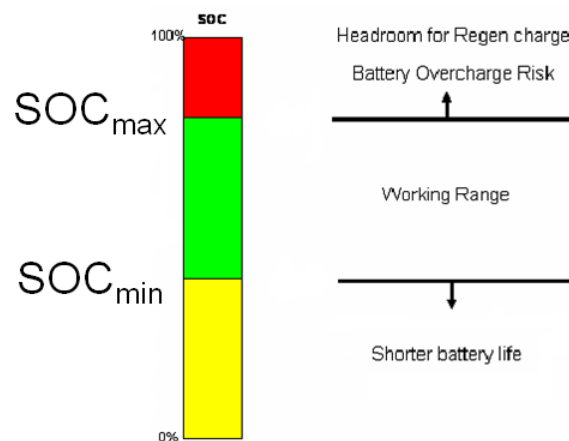


Figure 17 – Plage de fonctionnement optimisée pour la batterie

Donc, le SOC varie dans une plage limitée $[SOC_{min} \text{ } SOC_{max}]$. Le rendement des phénomènes de charge et décharge est représenté par un coefficient η . Pour les cycles de décharge, l'évolution du SOC est considérée comme linéaire dans une certaine plage (par exemple $40\% < SOC < 80\%$). En dehors de cette plage, à cause des phénomènes de parasites dans la batterie, l'évolution du SOC n'est plus linéaire. Dans notre modèle, l'évolution du SOC est considérée linéaire dans toute la plage de fonctionnement $[SOC_{min} \text{ } SOC_{max}]$.

G. Mise en équation

1. Stockage

On représente ci-dessus l'évolution du SOC pour une période de simulation, par exemple de 24h avec un pas de temps Δt , que l'on prendra par la suite égale à une heure.

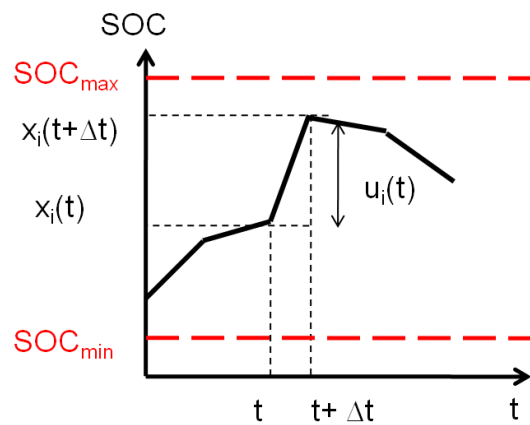


Figure 18 – Evolution du SOC

On appelle $x_i(t+\Delta t)$ l'état de charge du stockage i à moment $t+\Delta t$, déterminé par l'équation suivante :

$$x_i(t + \Delta t) = x_i(t) + u_i(t) \quad (2.4)$$

avec $u_i(t)$: la variation relative du stockage entre instant t et $t+\Delta t$ du stockage i .

Ce modèle de comportement représente trois phases de fonctionnement : charge, décharge et déconnexion, donné par :

- $u_i(t) > 0$: stockage en charge
- $u_i(t) = 0$: stockage déconnecté
- $u_i(t) < 0$: stockage en décharge

La puissance absorbée/fournie par le stockage à moment t est :

$$P_i(t) = u_i(t) \cdot S_i \quad (2.5)$$

avec S_i la capacité de l'unité de stockage i .

Pour le bon fonctionnement du stockage, le SOC ne peut évoluer que dans une plage admissible $[SOC_{\min} \text{ } SOC_{\max}]$ et la variation de charge/décharge ne doit pas dépasser une limite. Il y a donc des contraintes sur $x_i(t)$ et $u_i(t)$:

$$\begin{aligned} SOC_{\min} &\leq x_i(t) \leq SOC_{\max} \\ |u_i(t)| &\leq \Delta SOC_{\max} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Au début et à la fin de la période de simulation, par exemple à 1h et à 23h, on peut imposer que le stockage atteigne un niveau de SOC prédéfini.

$$\text{SOC début du stockage } SOC_{\text{deb}} \text{ donc } x_i(2) = SOC_{\text{deb}} + u_i(1)$$

SOC final du stockage à SOC_{fin} donc SOC_{fin} = x_i (23) + u_i (23)

Le coût équivalent du kWh est calculé par rapport au nombre de cycle de vie estimé du stockage, le prix du stockage et sa capacité :

$$\text{Coût}_{\text{eqkWh}} = \text{prix}_{\text{stockage}} \cdot \frac{1}{S \cdot N_{\text{cycle}} \cdot \eta} \quad (2.7)$$

S : capacité du stockage (kWh), N_{cycle} : nombre de décharges estimé maximal du stockage et η le rendement de charge/décharge.

Le coût équivalent permet d'évaluer le coût du stockage d'énergie pour des applications fréquentes de charge/décharge. Pour obtenir un coût équivalent plus complet, il faut également tenir compte les couts d'O&M (operation&maintenance), de remplacement... Dans nos études, seul le coût d'investissement est pris en compte.

Exemple : Une batterie Li-ion de 10kWh coute 3000 €. On estime qu'elle tient 7000 cycles décharge en fonction normale avec un rendement de 80%. Le coût équivalent du kWh :

$$\text{Coût}_{\text{eqkWh}} = 3000 \cdot \frac{1}{10 \cdot 7000 \cdot 0,8} = 0.054 \text{€} / \text{kWh}$$

Le coût d'exploitation du stockage à l'instant t est le produit du coût équivalent du kWh de charge/décharge et de la puissance produite/absorbée.

$$\text{Cout}_S(t) = \text{Cout}_{\text{eqkWh}} \cdot |P(t)| \quad (2.8)$$

2. Production, charge et point d'interconnection

On appelle g_i(t) la puissance fournie par le groupe de production i à moment t. La seule contrainte de g_i(t) est :

$$0 < g_i(t) < G_{i \text{ max}} \quad (2.9)$$

Si le tarif du carburant T_{carb} est supposé fixe sur la période de simulation (journée, semaine...), le coût d'exploitation du groupe fonctionnant à puissance g_i(t)=P est représenté par cette équation :

$$\begin{aligned} C_{GP}(t) &= T_{\text{carb}} \cdot D_P \cdot P \\ &= T_{\text{carb}} \cdot D_{P_N} \cdot \left(\frac{P}{P_N} \right)^{-0.37} \cdot P \\ &= T_{\text{carb}} \cdot D_{P_N} \cdot P_N^{0.37} \cdot P^{0.63} \\ &= C_{\text{kWh}P_N} \cdot P_N^{0.37} \cdot P^{0.63} \end{aligned} \quad (2.10)$$

Avec D_{P_N} débit du carburant par kWh à puissance nominale, P_N la puissance nominale du groupe. On appelle C_{kWhP_N} le coût d'exploitation par kWh à puissance nominale.

La somme de la production des générateurs PV est représentée par $pv(t)$ et la consommation de la charge par $c(t)$.

La puissance de délestage des charges non prioritaire est représentée par $d(t)$ et elle est limitée par D_{\max} . Le cout pour le délestage est :

$$Cout_D(t) = T_D \cdot d(t) \quad (2.11)$$

On appelle $r(t)$ la puissance échangée au point d'interconnexion à un moment t . La contrainte de $r(t)$ est :

$$-r_{\max} < r(t) < r_{\max} \quad (2.12)$$

Le coût d'exploitation au point d'interconnexion à l'instant t :

$$Cout_R(t) = T_{vente/achat \text{ kWh}}(t) \cdot r(t) \quad (2.13)$$

Pour assurer le fonctionnement du système, on doit satisfaire l'équation d'équilibre entre la demande et la consommation :

$$-P(t) + g_i(t) + r(t) + pv(t) = c(t) - d(t) \quad (2.14)$$

3. Coût de fonctionnement du système

Le coût de fonctionnement du système pour la période de simulation T est :

$$Cout = \sum_t^T Cout_S(t) + \sum_t^T Cout_{GP}(t) + \sum_t^T Cout_R(t) + \sum_t^T Cout_D(t) \quad (2.15)$$

En résumé, on cherche à minimiser le cout de fonctionnement tels que :

$$\left\{ \begin{array}{l} -P(t) + g_i(t) + r(t) + pv(t) = c(t) \\ x_i(t+1) = x_i(t) + u_i(t) \\ \Delta SOC_{\min} \leq u_i(t) \leq \Delta SOC_{\max} \\ SOC_{\min} \leq x_i(t) \leq SOC_{\max} \\ 0 \leq g_i(t) \leq G_{i\max} \\ 0 \leq d(t) \leq D_{\max} \\ -R_{\max} \leq r(t) \leq R_{\max} \end{array} \right. \quad (2.16)$$

La résolution de ce système donne les valeurs de $x_i(t)$, $u_i(t)$, $g_i(t)$ et $r(t)$. Ce problème est de type non linéaire avec des contraintes d'égalité et inégalité. Il y a environ $(2i + j + k + 1) \cdot t$ variables à trouver (i : nombre de stockage, j nombre de groupe de production, k le nombre de délestage et t le pas de temps).

IV. Approche de résolution

A. Synthèse et choix des méthodes de résolution

La résolution du problème d'optimisation ci-dessus est complexe. Il faut prendre en compte des contraintes à la fois d'égalité et d'inégalité (par exemple pour le stockage : son état de charge, les limites de puissance de charge ou de décharge...). Notre stratégie se base sur la connaissance parfaite de toutes les entrées (production intermittente, consommation). Cela est nécessaire pour évaluer, valider et tester notre méthode et différents choix de paramètres.

Les problèmes d'optimisation peuvent être classés en deux catégories selon la nature de la variable :

- Valeur discrète
- Valeur continue

La figure suivante présente de manière synthétique les différentes classes d'algorithmes en fonction des problèmes traités. Les méthodes permettant de traiter uniquement les problèmes avec les variables continues, sont notées déterministes. Les méthodes permettant de traiter à la fois les cas continus ou discrets sont les méthodes heuristiques. Les méthodes de programmation d'entier permettent de retrouver un jeu de variables de commande purement entier, c'est dans cette catégorie que l'on va retrouver les algorithmes de type Branch & Bound.

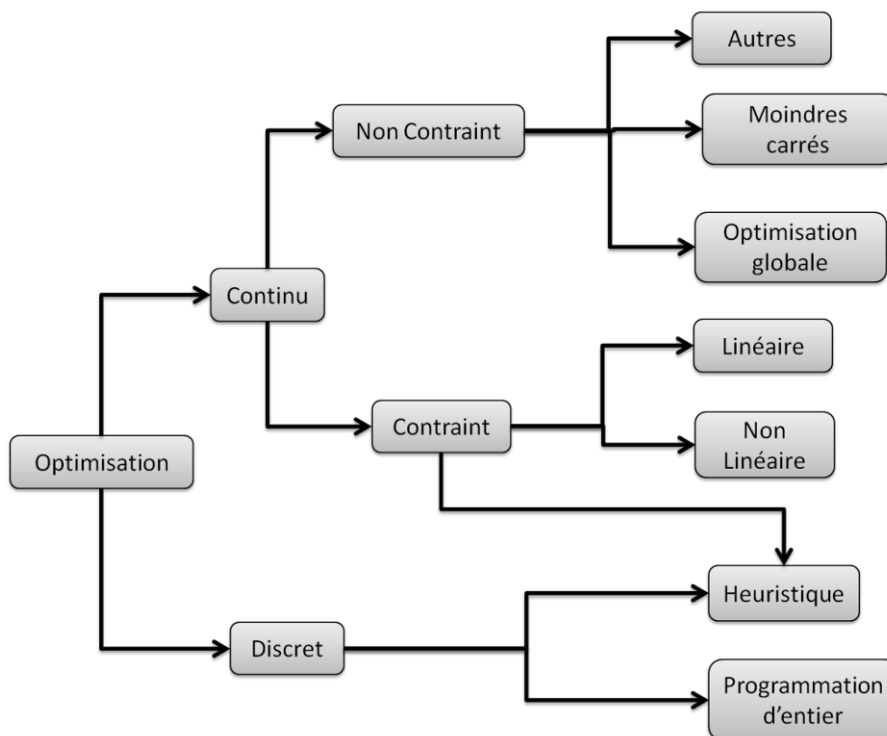


Figure 19 – Arbre d'optimisation

Les méthodes déterministes se composent de deux grandes classes:

- les méthodes primales (ou directes) qui utilisent directement les valeurs des variables réelles. Elles remplacent le problème original par une suite de sous problèmes approchés. Les avantages de ces méthodes sont qu'à chaque étape de l'algorithme,

l'approximation de la solution trouvée remplit les contraintes (solution admissible) et que ces méthodes ne reposent sur aucune forme spéciale (convexité) du problème. Les méthodes primales semblent mieux adaptées à une approche purement numérique des problèmes d'optimisation.

- les méthodes duales qui transforment un problème contraint en un problème non contraint. Les méthodes duales se révèlent très efficaces pour traiter les problèmes linéaires et certaines classes de problèmes non linéaires, lorsqu'il est simple de passer de l'espace dual à l'espace primal. Pourtant dans le cas général, ces méthodes deviennent lourdes à gérer à cause du grand nombre de variables et de contraintes.

Cependant, les algorithmes heuristiques sont utilisés pour résoudre les problèmes d'optimisation :

- combinatoires lorsque l'on ne connaît pas d'algorithmes « rapides »
- à variables continues pour lesquelles on ne connaît pas d'algorithmes qui soient aptes à détecter l'optimum global avec certitude, cependant la solution nécessitera un grand nombre d'itérations

La difficulté qui se pose ici n'est pas vraiment dans la résolution du problème d'optimisation. Si on compare aux problèmes de dispatching classique sur réseau électrique, notre problème est de taille modeste (faible nombre de nœuds du réseau, les sources/charges ...) et peu contraints. Donc le problème peut être résolu par nombre de méthode. Notre difficulté se trouve dans le choix justifié d'une méthode, préférable aux autres pour avoir une adéquation entre la rapidité d'exécution, la fiabilité, la facilité de programmation et la flexibilité pour l'adaptation à différente configuration de simulation.

L'arbre d'optimisation précédent permet de trouver les méthodes à utiliser pour la planification optimale des moyens de production et de stockage. En effet, les variables sont continues et la fonction objectif est soumise à des contraintes d'inégalité et égalité. De plus, certaines de nos fonctions de coût des composants du système introduisent des non linéarités, on peut donc choisir la piste d'algorithme de type non linéaire avec contraintes ou les algorithmes heuristiques.

B. Méthode de résolution

Compte tenu des contraintes, on a voulu utiliser les méthodes du type point intérieur (*Interior point method*). Dans les méthodes de points intérieurs (PI), les contraintes d'inégalité sont réalisées strictement (c'est ce que signifie le qualificatif « intérieur »). Ces méthodes partent d'un point intérieur au domaine des solutions réalisables, puis au moyen d'une stratégie fixée déterminent une valeur approchée de la solution optimale. Les avantages de ces méthodes par rapport aux autres méthodes de la programmation non linéaire sont la robustesse et la rapidité de convergence. [58] propose une revue des publications sur le sujet et des différents codes rendus publics par leurs auteurs. [59] montre les performances de cette méthode pour les problèmes de « economic dispatch ».

En règle générale, une variable de rajout est introduite afin de transformer le problème non linéaire en une suite de minimisations d'une fonction potentiel avec barrière logarithmique sous des contraintes d'égalité. Une quantité de méthodes barrières ont été proposées récemment. Pour résoudre le problème de barrière, en générale, on commence par identifier les équations à satisfaire

(voir Annexe. *Conditions d'optimalité*) pour les solutions locales du problème à résoudre. Ensuite, en perturbant les conditions d'optimalité retenues, on en déduit un algorithme de résolution. Les algorithmes diffèrent par leur outil algébrique ou numérique.

La méthode KNITRO (*Nonlinear Interior point Trust Region Optimization*) est un algorithme de résolution par une méthode de pénalisation-SQP et une résolution des sous-problèmes quadratiques par des méthodes de région de confiance. Cette méthode a été proposée par Byrd, Gilbert et Nocedal en 1996 [60]. Les papiers [61-63] décrivent mathématiquement l'implémentation de l'algorithme.

Soit le problème suivant :

$$\begin{cases} \min f(x) \\ s.c \\ h(x) = 0 \\ g(x) \leq 0 \end{cases} \quad (2.17)$$

La méthode pénalise les contraintes d'inégalité en définissant un paramètre de pénalisation $\mu \geq 0$. Le problème se transforme en une série de problèmes dits problèmes barrières ou pénalisés :

$$\begin{cases} \min_{x,s} f_{\mu}(x,s) = \min(f(x) - \mu \sum_{i=1}^m \ln s_i) \\ s.c \\ h(x) = 0 \\ g(x) + s = 0 \end{cases} \quad (2.18)$$

où s est la variable auxiliaire et m le nombre de contraintes d'inégalités. Les variables s sont strictement positives pour que $\ln s_i$ soit défini. On résout approximativement le problème barrière pour une suite de paramètres μ tendant vers zéro. Il faut donc résoudre une suite de problèmes d'optimisation non linéaires, plus simples que le problème original. Le paramètre μ est le plus souvent multiplié par une constante entre 0 et 1 (typiquement 0.2), après chaque résolution partielle de ces problèmes [64]. Quand μ tend vers 0, le minimum de f_{μ} doit être approché du minimum de f .

Le Lagrangien du problème au point courant $(x, s, \lambda_h, \lambda_g)$ est donné par l'expression suivante :

$$L_{\mu}(x, s, \lambda_h, \lambda_g) = f(x) - \mu \sum_{i=1}^m \ln s_i + \lambda_h h(x) + \lambda_g (g(x) + s) \quad (2.19)$$

avec λ_h, λ_g sont respectivement les multiplicateurs de Lagrange. On applique la méthode de Newton pour résoudre les conditions d'optimalité de premier ordre du problème. On obtient le système suivant:

$$\begin{pmatrix} \nabla_{xx}^2 L\mu & 0 & A_h & A_g \\ 0 & \mu S^{-2} & 0 & S \\ A_h^T & 0 & 0 & 0 \\ A_g^T & S & 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} d_x \\ d_s \\ d_{\lambda_h} \\ d_{\lambda_g} \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \nabla_x f \\ \mu S^{-1} \\ h(x) \\ g(x) + s \end{pmatrix} \quad (2.20)$$

Où A_h et A_g sont les matrices jacobiennes des contraintes d'égalité et d'inégalité, $S = \text{diag}(s_i)$.
L'itération est définie par :

$$\begin{aligned} x^+ &= x + \alpha_s d_x, \quad s^+ = s + \alpha_s d_s \\ \lambda_h^+ &= \lambda_h + \alpha_\lambda d_{\lambda_h}, \quad \lambda_g^+ = \lambda_g + \alpha_\lambda d_{\lambda_g} \end{aligned} \quad (2.21)$$

On calcule la direction du déplacement (d_x, d_s) par résoudre le sous-problème quadratique suivant :

$$\begin{cases} \min_{d_x, d_s} \nabla f(x_k)^T d_x + \frac{1}{2} d_x^T \nabla_{xx}^2 L(x_k, s_k, \lambda_{h_k}, \lambda_{g_k}) d_x - \mu S_k^{-1} d_s + \frac{1}{2} d_s^T \mu S^{-2} d_s \\ s.c \\ A_h(x_k) d_x + h(x_k) = r_h \\ A_g(x_k) d_x - d_s + g(x_k) - s_k = r_g \\ \|d_x, S_k^{-1} d_s\|_2 \leq \Delta k \\ d_s \geq -0.995 s \end{cases} \quad (2.22)$$

L'estimation du multiplicateur de Lagrange (λ_h, λ_g) est le résultat de :

$$\min \|A^T \lambda + \nabla \phi\| \quad (2.23)$$

$$\text{avec } A = \begin{pmatrix} A_h & A_g \\ & S \end{pmatrix}, \quad \nabla \phi = \begin{pmatrix} \nabla_x f \\ -\mu S^{-1} e \end{pmatrix}$$

Cependant, cette méthode présente une limitation majeure : elle reste bloquée au premier optimum local rencontré qui peut dépendre du point de départ donné à l'algorithme.

Avec une configuration initiale u^0 , la méthode PI peut ne pas converger au minimum absolu u^* , mais bien souvent à un minimum local u^i qui constitue alors la meilleure solution accessible compte tenu de l'hypothèse initiale. La figure suivante illustre ces propos

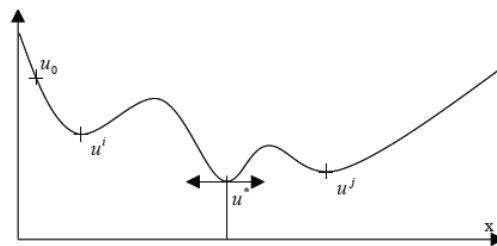


Figure 20 – Minimum local vs. Minimum global

Afin d'améliorer l'efficacité de cette méthode PI, on peut l'utiliser un certain nombre de fois (choix arbitraire) avec des conditions initiales espacées d'un pas connu (choix arbitraire, autrement appelé « gridding ») ou choisies aléatoirement. On garde alors le meilleur résultat. Cette stratégie impose un grand nombre d'itérations et augmente ainsi le temps de calcul.

V. Application et résultats

Le but de cette partie est de présenter à titre d'illustrations des résultats de l'outil d'optimisation en partant d'un cas initial simple qu'on a complexifié par l'ajout de composants donnant de nouveaux degrés de liberté.

A. Les hypothèses de simulation

1. Système initial

Au départ, le système d'étude ne contient que les charges et les sources photovoltaïques. A chaque étape, le système évoluera en fonction des besoins et des nouveaux éléments intégrés.

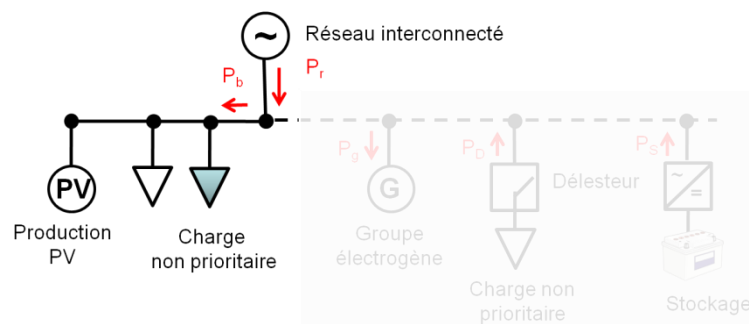


Figure 21 – Système d'étude

Par hypothèse de disponibilité de mesures de production et de consommation, on considère posséder la courbe de production totale du PV et la courbe de consommation des charges (Figure 22). On note la puissance bilan P_{bilan} est la somme de ces deux courbes que l'on représente sur la Figure 23 ci-dessous.

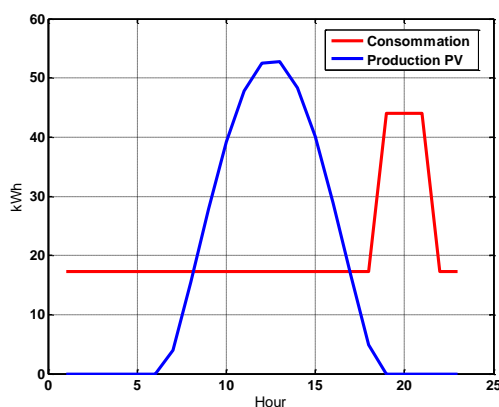


Figure 22 – Puissance de consommation des charges et production PV

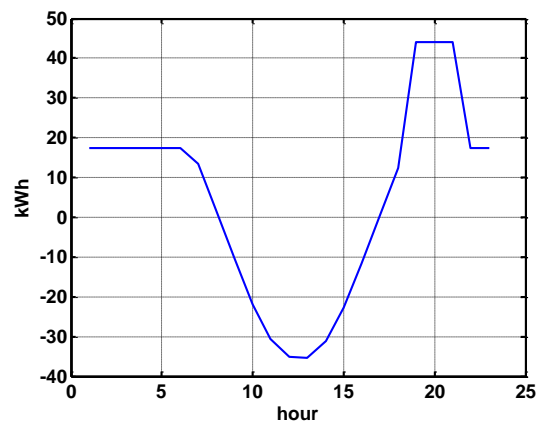


Figure 23 – Puissance bilan P_{bilan}

Comme le réseau interconnecté n'est pas un réseau infini et à cause des infrastructures (par exemple la section de la ligne de connection), on suppose que la puissance échangé P_R au point d'interconnexion est limitée à 40kW. Donc on observe tout de suite qu'il y a un dépassement au point d'interconnexion du système initial vers 20h (44kW).

2. Coût des nouveaux composants

La courbe du tarif de vente/achat journalier au point d'interconnexion est obtenue par moyenne des courbes de quatre jours d'automne 2007 où les tarifs étaient les plus élevés (source Powernext). Cependant, la courbe de tarif est légèrement modifiée pour que la moyenne dans la période de 24h soit 100 €/MWh (ou les 10 c€/kWh équivalent pour un contrat sans heure pleine/creuse)

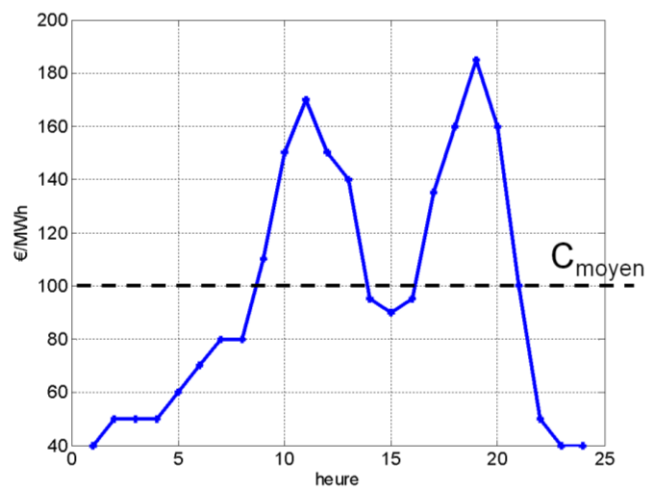


Figure 24 – Tarif de vente/achat au point d'interconnexion

Notre système ajoutera deux groupes électrogènes. Ils ont la même puissance nominale $P_N=15\text{kW}$. Chaque groupe a un coût d'investissement d'environ 7000 €. Le coût d'exploitation de chaque groupe est dépendant de son point de fonctionnement et suit cette formule :

$$C_{GP}(P) = C_{kWhP_N} \cdot P_N^{0.37} \cdot P^{0.63}$$

Les deux se distinguent par leur coût de fonctionnement à puissance nominale :

- $\text{Cout}_{kWh PN1} = 150 \text{ €/MWh}$
- $\text{Cout}_{kWh PN2} = 120 \text{ €/MWh}$

Les caractéristiques du coût d'exploitation des groupes électrogènes sont les suivantes :

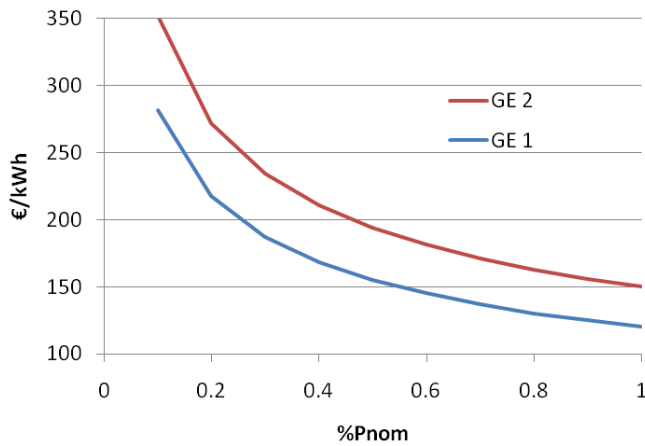


Figure 25 – Coût pour chaque kWh produit en fonction de la puissance de fonctionnement

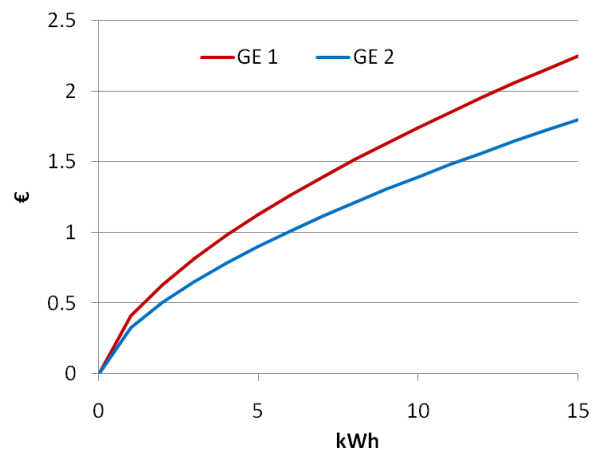


Figure 26 – Coût en fonction du kWh produit

Le délesteur permet de couper les charges non prioritaires avec une puissance maximale de 10kW. Le coût pour délester une charge est le suivant : $C_{del}=105€/MWh$

Ce coût est légèrement supérieur à la moyenne (100€/MWh). Pour assurer le confort, on n'effectue le délestage des charges que dans les horaires suivantes : de 11 à 13h et de 19 à 21h. Ces plages d'horaire correspondent à celles contenant les pics de tarif (Figure 24). L'investissement des délesteurs coûte 1000€.

Le système de stockage est de type batterie Li-ion. On considère une hypothèse favorable dans le coût du système de stockage. Avec des estimations optimistes, dans 5 à 10 ans le coût des batteries Li-ion pourrait baisser jusqu'à 200 €/kWh et elles pourraient atteindre 7000 cycles de fonctionnement.

$$\text{Coût}_{eqkWh} = \frac{200}{7000} = 0.028€ / kWh$$

La taille du stockage est définie pour résoudre aux besoins des charges toute la période de simulation. La puissance nominale de l'onduleur du stockage doit couvrir la demande maximale de l'ensemble des charges.

$$C_{bat}= 250 kWh ; P_{bat}=50 kW$$

Donc tout le système de stockage coûte environ 50000€. On impose qu'au début et à la fin de la simulation le SOC du stockage soit à la même valeur.

$$SOC_{ini}= SOC_{fin}=0.5$$

On peut toutefois changer ces valeurs ; par exemple pour une utilisation plus intense du stockage, on impose $SOC_{ini}= SOC_{fin}=0.2$

B. Différentes configuration

1. Cas 1 : Groupes électrogènes

On ajoute dans un premier temps deux groupes électrogènes au système d'étude pour limiter le dépassement de puissance maximale au point d'interconnexion.

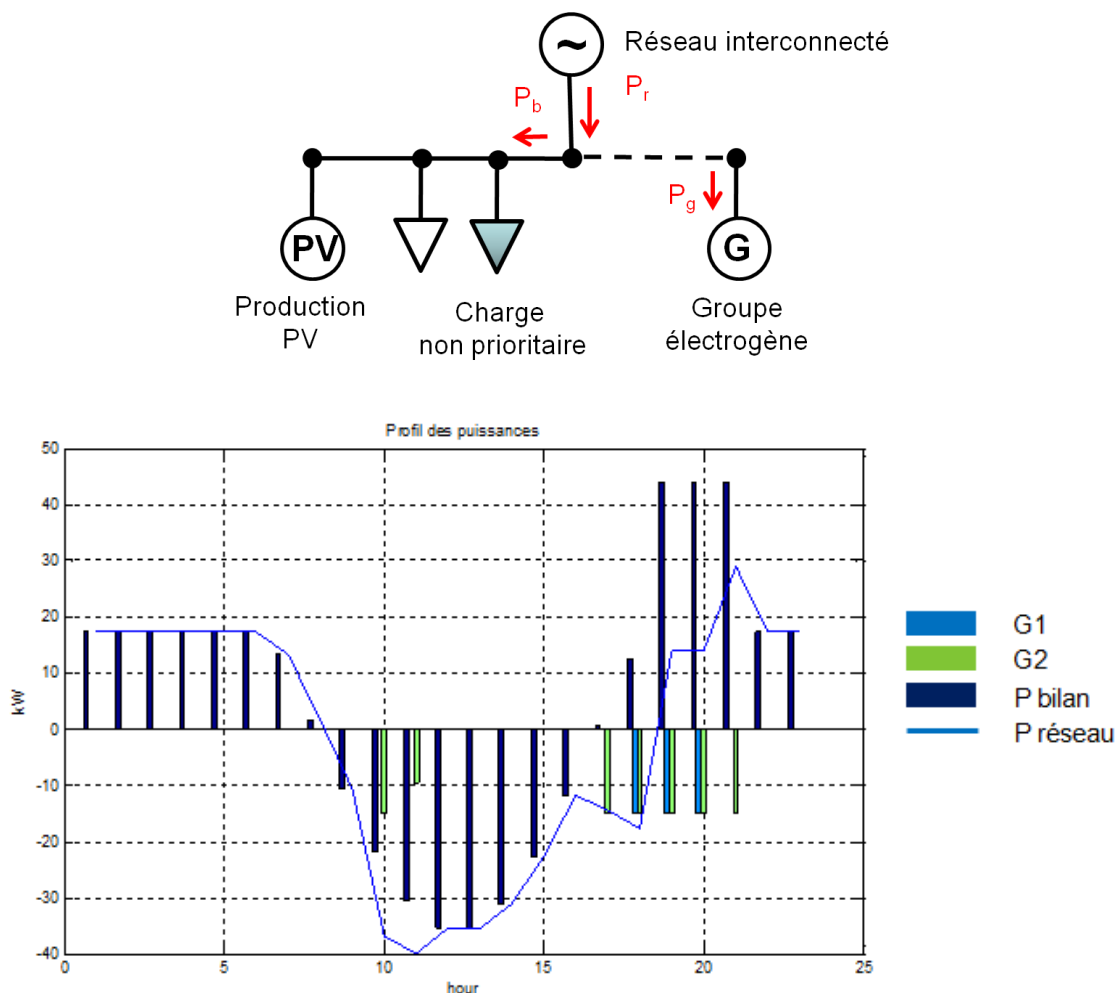


Figure 27 – Architecture du système d'étude et des profils des puissances dans le cas 1

On observe que le plus souvent, les puissances des groupes électrogènes sont à puissance maximale au moment où le tarif de vente au point d'interconnexion est supérieur au coût d'exploitation des groupes : groupe n^o1 (bar bleu) à 18,19 et 20h, groupe n^o2 (bar vert) à 10, 17 à 21h. Le groupe électrogène ne fonctionne à puissance réduite que quand la puissance totale injectée au réseau $P_{\text{réseau}}$ atteint la limite ($P_{\text{Rmax}}=40\text{kW}$) : groupe n^o2 à 11h.

Pour limiter le dépassement de la puissance prélevée au point d'interconnexion, le groupe électrogène produit pour maintenir $P_{\text{réseau}}$ inférieur à la limite (voir Figure 27 à 21h) malgré que son coût d'exploitation soit supérieur au tarif d'achat.

2. Cas 2 : Groupe électrogène et délestage des charges

Le délesteur est installé pour les charges non prioritaires. Dans les présentations graphiques suivantes, on considère que le délestage des charges à puissance P_D est équivalent à une production locale de même puissance. La puissance de délestage est représentée par un bar jaune. La puissance bilan P_b reste donc identique.

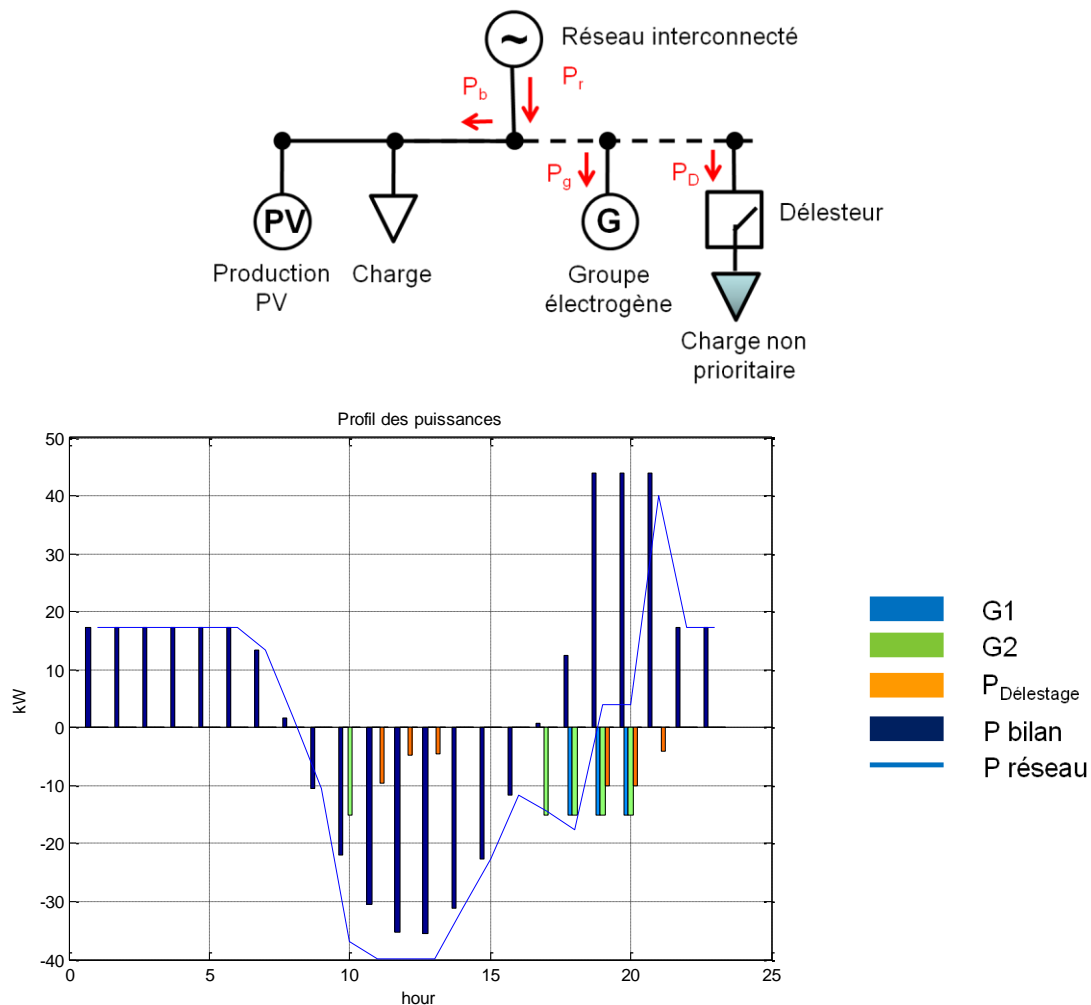


Figure 28 – Architecture du système d'étude et des profils des puissances dans le cas 2

L'ajout du délestage des charges supprime tous les démarrages des groupes électrogènes qui ne fonctionnent pas à puissance maximale pour éviter le fonctionnement à bas rendement du groupe (à 11h -Figure 27). On ne déleste pas la totalité des charges non prioritaires quand :

- La puissance totale injectée au réseau atteint la limite ($P_{Rmax}=40kW$)
- Le coût du délestage est supérieur au tarif d'achat mais le délestage est moins coûteux que le démarrage des groupes. Une partie des charges est délestée pour maintenir la puissance prélevée au point d'interconnection inférieur à la limite (voir Figure 28 à 21h).

3. Cas 3 : Groupe électrogène et stockage

Dans ce cas, le réseau initial est inséré les groupes électrogènes et le stockage d'énergie. La charge du stockage est représentée par un bar marron signe positif et la décharge par signe négatif

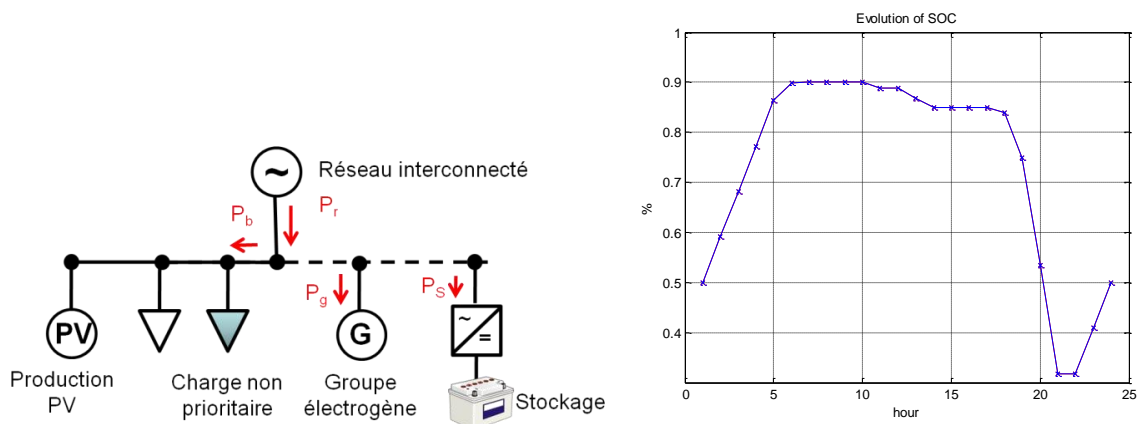


Figure 29 – Architecture du système d'étude et l'évolution du SOC du stockage dans le système d'étude

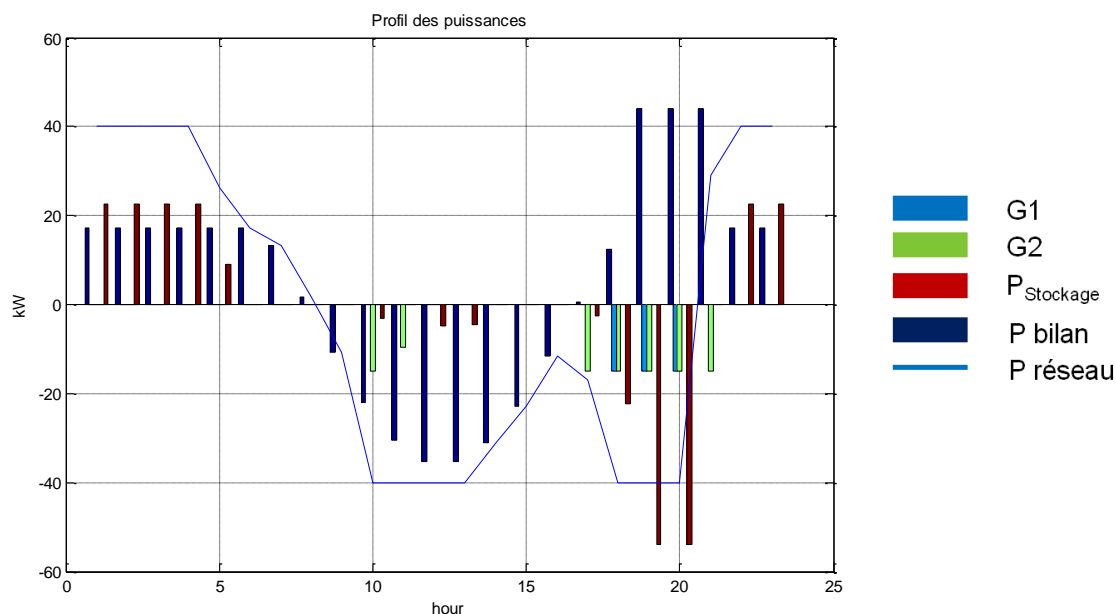


Figure 30 – Profils des puissances

Le stockage comme le délestage dans le cas précédent permet d'annuler tout fonctionnement à petite puissance (bas rendement) des groupes électrogènes. Il stocke l'énergie à bas prix la nuit (1h à 5h) ou pendant les heures creuses du tarif d'électricité (à 15h, voir Figure 24) pour ensuite injecter au réseau lors des heures pleines à petite puissance (11 à 12h) voire à puissance maximale (à 19h et 20h, voir Figure 30). Toutefois, l'injection de puissance par le stockage ne fait pas dépasser la limite de puissance échangée au point d'interconnection.

L'état de charge de la batterie reste dans le seuil admissible (10% à 90%) et aussi la variation de l'état de charge ($-20\% < \Delta SOC < 20\%$) pour une durée de vie maximale.

4. Cas 4 : Groupe électrogène, délestage et stockage

Dans ce dernier cas, on ajoute tous les nouveaux composants au système initial

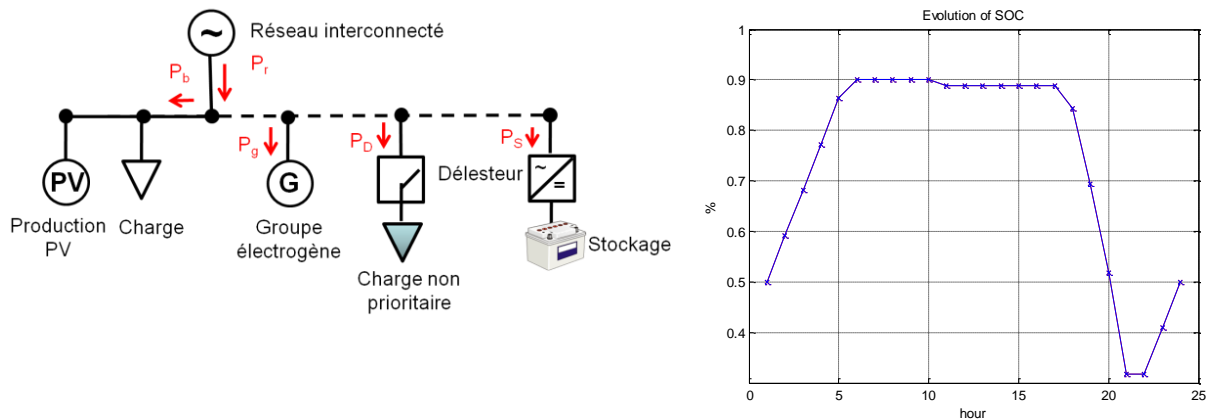


Figure 31 – Architecture du système d'étude et SOC du stockage au cas 4

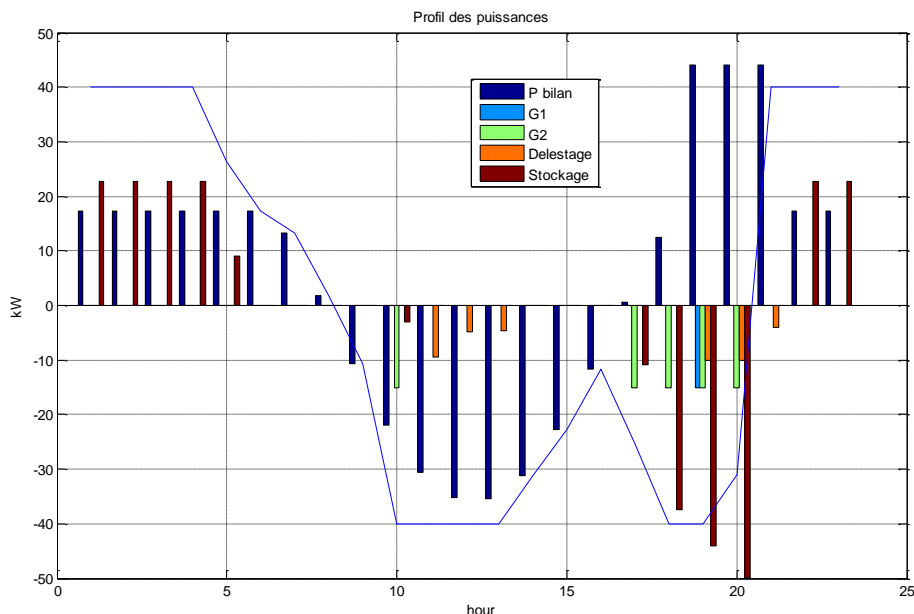


Figure 32 – Architecture du système d'étude et des profils des puissances cas 4

Comme dans le cas 2, le délestage des charges qui a un coût de fonctionnement inférieur aux autres composants permet d'injecter au point d'interconnexion à la puissance maximale : par exemple de 11h à 14h, la production PV excède la consommation, l'énergie non consommé est injecté sur le réseau interconnecté, l'outil de calcul décide de délester les charges pour injecter au maximum (à 40kW). Le délestage de charge évite de solliciter le stockage. En effet, le stockage se charge pendant les heures creuses et ne restitue l'énergie stockée que pendant les pics de consommation au soir (Figure 31). Pour la période de simulation, la profondeur de décharge du stockage ne dépasse pas 70% ($SOC_{min} > 30\%$) ce qui permet d'augmenter sa durée de vie.

Dans ce dernier cas, avec la présence de tous les nouveaux composants, on observe que la puissance échangée au point d'interconnexion devient de plus en plus constante : On peut imaginer le cas où le coût d'utilisation des composants est encore plus favorable, la puissance au point d'interconnexion P_R ne sera que en 2 états : maximum de prélèvement ou injection de puissance (elle soit à 40 ou -40 kW)

C. Observation générale

1. Fonctionnement des composants

Les résultats de l'outil d'optimisation semblent logiques en fonction de nos hypothèses de simulations. En effet, en comparant le tarif de vente/achat de l'électricité et le coût de fonctionnement des groupes électrogènes, on peut définir grossièrement leur plan d'actions. Ils ne démarreront qu'à un horaire fixé avec une puissance nominale pour avoir un rendement optimale. Si on veut imposer la durée de mise en marche des moteurs, on ne prendra donc que les heures où la différence de prix est significative. En dehors de ces horaires, les groupes électrogènes peuvent être mis en marche quand la puissance prélevée atteint la limite ($P_{Rmax}=40$ kW).

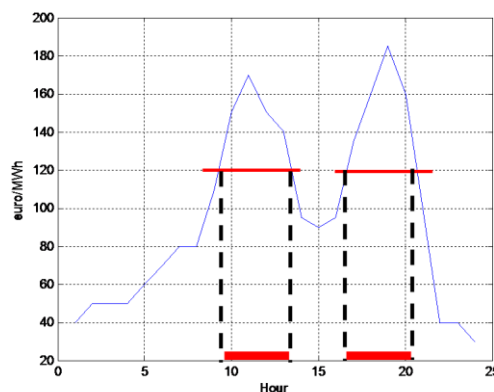


Figure 33 – Horaire de fonctionnement du groupe électrogène n° 2

Cependant, grâce à l'outil d'optimisation, on observe que les groupes ne fonctionnent pas toujours dans ces plages en raison des fonctionnements à bas rendement ou de la limite de puissance.

Le délestage des charges non prioritaires est toujours souhaitable lors des heures de pointes de demande (vers midi et 20h du soir). Dans notre cas, comme la production des panneaux PV à midi est supérieure à la consommation, on n'a pas besoin de délester les charges à ce moment. Mais du point de vue économique, l'optimisation montre qu'il faut délester les charges pour réserver ce surplus d'énergie à injecter au réseau.

Avec une optimisation économique, le stockage ne stocke pas l'excès de l'énergie solaire pour la restituer lors des heures pleines du soir. On ne cherche donc pas à décaler la production solaire pour la consommer localement en la stockant dans les batteries. L'optimisation économique ne cherche donc qu'à profiter au mieux de la différence entre les tarifs au cours du temps.

2. Calcul de rentabilité

Les prises de décisions concernant les évolutions du réseau (ajout des nouveaux composants) résultent le plus souvent de comparaisons économiques entre plusieurs stratégies de développement. La solution « ne rien faire » est une stratégie à étudier systématiquement. Elle sert de référence. Cependant, il n'est pas toujours possible d'appliquer cette stratégie à cause de non satisfaction des besoins. Le calcul technico-économique doit prendre aussi en compte le niveau de satisfaction.

Dans le cas initial, on a $P_R = P_{\text{bilan}}$ (Figure 23). Le coût de fonctionnement du système initial est :

$$Cout = \sum_1^{24} T_{\text{vente/achat}}(t) \cdot P_R(t) = 3.76\text{€}$$

avec $T_{\text{vente/achat}}(t)$ la courbe de tarif au point d'interconnexion (Figure 24) et P_R la puissance échangée à ce point.

Dans le cas du système initial, il existe un dépassement de puissance maximale. Afin de respecter le seuil, le système est supposé délester toutes les charges (prioritaires ou non). On impose un coût de défaillance comme le suivant : le coût de délestage des charges prioritaire et non prioritaire à deux fois la moyenne du tarif (200€/kWh).

Le tableau suivant résume les coûts totaux (investissement immédiat et coût d'exploitation) des cas différents.

Cas	Initial	1	2	3	4
		GE1+GE2	GE1+GE2+Dé	GE1+GE2+Stock	GE1+GE2+Dé+Stock
Investissement	0	14000	15000	64000	65000
Coût journalier	10.58	0.1267	-2.2316	-9.4231	-11.1597

Le signe négatif signifie le gain économique grâce à l'optimisation du plan de fonctionnement des composants. La figure ci-dessous représente le temps de retour des quatre cas.

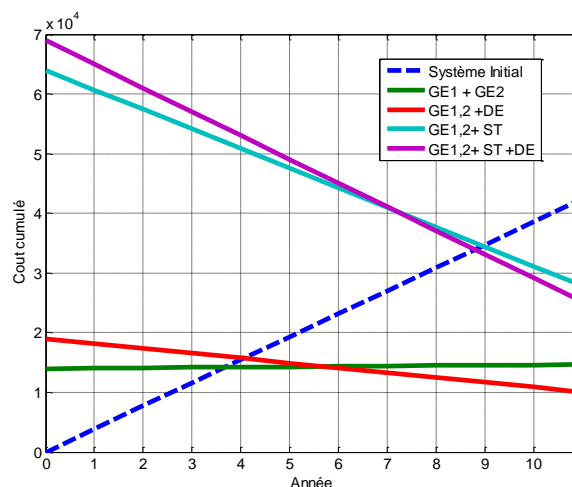


Figure 34 – Temps de revient des cas

Le temps de retour des systèmes sans stockage (groupe électrogène et/ou délestage) est de l'ordre de 4 ans. C'est 9 ans pour les systèmes avec stockage. Cela montre que le coût d'utilisation du stockage est encore assez élevé (même avec une estimation optimiste) pour participer à l'optimisation économique.

Le coût de la batterie dans les simulations est bien inférieur au coût actuel pour montrer l'intérêt du stockage pour l'optimisation économique. La batterie fonctionne différemment si nous changeons le coût de son utilisation, les limites de son état de charge...

Cependant, la question sur le gain économique du stockage avec le tarif dynamique n'est pas essentielle dans ce chapitre. Le but de nos outils de simulation est de montrer qu'on peut définir un plan de fonctionnement pour le stockage en fonction de son coût (actuel ou futur), en fonction des prévisions des autres éléments (charges, panneaux PV...).

VI. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développé un outil qui permet d'optimiser le plan de fonctionnement des composants du système étudié tels que les groupes électrogène, le délestage des charges non prioritaires et les batteries en fonction des prévisions exactes de la consommation et de la production des sources intermittentes. Les résultats de ce chapitre serviront de données de départ pour la partie suivante qui est la recherche de bonne localisation/répartition de ces composants (les groupes électrogènes et le stockage).

Les modèles de coût des composants du système d'étude ont été choisis de manière empirique et en fonction de la littérature. Ils n'ont pas fait objet d'une réflexion poussée. Leur évolution peut être prise en compte pour chaque démarche d'optimisation. On peut toujours intégrer les modèles plus sophistiqués (par exemple le modèle de vieillissement de la batterie...).

Chapitre 3

I. Fonctionnement du réglage primaire dans un micro-réseau

A. Introduction

Un micro-réseau se compose d'un système de distribution en Basse Tension avec des sources de production distribuées à la fois contrôlables et non contrôlables, des charges, des unités de stockage et un système de gestion [65]. A la différence d'un réseau Basse Tension avec sources distribuées, un micro-réseau peut se comporter à la fois en mode isolé ou interconnecté. Avec cette architecture, pour contrôler et gérer le micro-réseau, il est nécessaire de pouvoir contrôler le niveau de production de la puissance active et réactive.

Pour décentraliser le stockage, il faut que les onduleurs DC/AC des batteries puissent fonctionner en parallèle indépendamment et répartir la charge entre eux. L'interconnexion de plusieurs onduleurs en parallèle est possible en imitant le comportement des alternateurs.

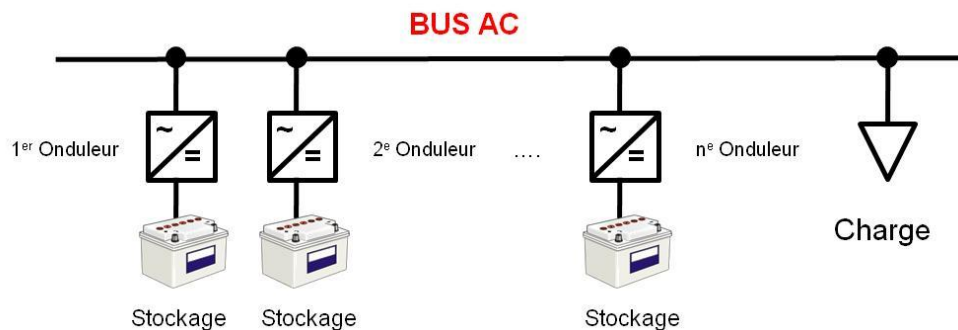


Figure 35- Onduleurs en parallèle

Les approches conventionnelles pour mettre en parallèle des onduleurs exigent qu'ils soient interconnectés pour réaliser la répartition de la charge [66-69]. Souvent ces types de système utilisent une configuration maître-esclave : le maître contrôle la tension de sortie et donne le courant de référence pour l'esclave [69]. Il existe donc quelques inconvénients sérieux : le système n'est pas vraiment redondant, la fiabilité du système est réduite puisqu'un échec dans le maître coupe le système entier.

Comme les temps de réponse des onduleurs sont généralement très rapides (de l'ordre de quelques millisecondes), le comportement dynamique des sources d'énergie primaire fournies aux onduleurs a une grande influence sur le comportement dynamique du micro-réseau. Il existe deux types de contrôle des onduleurs :

- PQ control
- VSI control (Voltage Source Inverter – Onduleur Source de Tension)

Les onduleurs en PQ control utilisent une technique de contrôle du courant : le courant de l'onduleur est contrôlé en amplitude et en phase pour atteindre les puissances active et réactive désirées [70]. L'onduleur se comporte comme une source de courant contrôlée par les variations de la source d'énergie couplée.

Pour avoir une certaine modularité, il est préférable d'utiliser les onduleurs sources de tension. Un onduleur VSI fournit à la charge des valeurs prédéfinies de tension et fréquence en suivant une stratégie de contrôle, comme le contrôle « statisme » (réglage primaire) en puissance/fréquence. Tous les onduleurs participent au maintien de la tension. Pour atteindre ce but, ils doivent être capables de fixer eux-mêmes les puissances active et réactive instantanées. Les variations de fréquence dans le mini réseau donnent une façon de déterminer la répartition de puissance entre les onduleurs VSI avec des paramètres de puissance/fréquence différents.

Les équations du flux de puissance présentées dans la partie suivante conduisent à la dérivation du contrôle statisme appliqué au VSI.

B. Flux de puissance active et réactive

Soit E la tension de l'onduleur fournie à la charge à travers une ligne AB d'impédance Z . La tension au point A est E et la tension au point B est V avec un angle σ de déphasage. Le diagramme vectoriel ci-dessous exprime les vecteurs de courant et de tension.

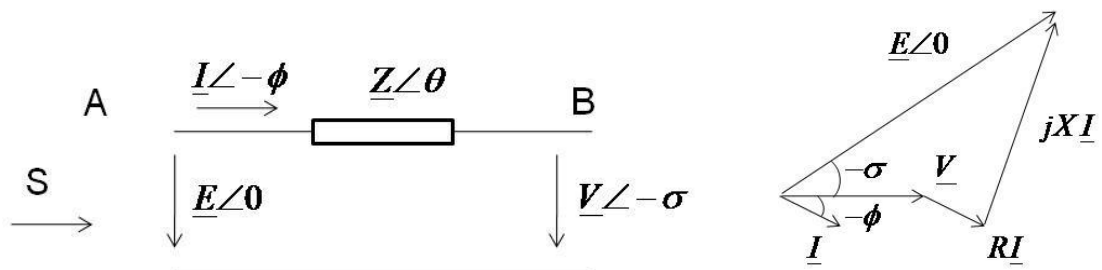


Figure 36- Diagramme vectoriel

La puissance transmise est représentée par :

$$\begin{aligned}
 \underline{S} &= P + jQ = \underline{E}\underline{I}^* = \underline{E}\left(\frac{\underline{E}-\underline{V}}{\underline{Z}}\right)^* \\
 &= \underline{E}\left(\frac{\underline{E}-\underline{V}e^{j\sigma}}{\underline{Z}e^{-j\theta}}\right) \\
 &= \frac{E^2}{Z}e^{j\theta} - \frac{EV}{Z}e^{j(\theta+\sigma)}
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

P et Q sont les puissances active et réactive. ϕ, θ et σ sont les angles du courant \underline{I} , \underline{Z} l'impédance complexe et \underline{V} la tension avec \underline{E} la référence. Cette équation peut être écrite sous une autre forme :

$$\begin{aligned}
 \underline{S} &= \frac{E^2}{Z}(\cos\theta + j\sin\theta) - \frac{EV}{Z}[\cos(\theta + \sigma) + j\sin(\theta + \sigma)] \\
 &= \frac{E^2}{Z}\cos\theta - \frac{EV}{Z}\cos(\theta + \sigma) + j\left[\frac{E^2}{Z}\sin\theta - \frac{EV}{Z}\sin(\theta + \sigma)\right]
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

Donc les puissances active et réactive transmises dans la ligne sont :

$$\begin{aligned}
 P &= \frac{E^2}{Z} \cos \theta - \frac{EV}{Z} \cos(\theta + \sigma) \\
 Q &= \frac{E^2}{Z} \sin \theta - \frac{EV}{Z} \sin(\theta + \sigma)
 \end{aligned}
 \tag{3.3}$$

Avec $Ze^{j\theta} = R + jX$ d'où $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$ et $\cos \theta = \frac{R}{Z}$, $\sin \theta = \frac{X}{Z}$. En utilisant les transformations trigonométriques :

$$\begin{aligned}
 \cos(\theta + \sigma) &= \cos \theta \cos \sigma - \sin \theta \sin \sigma \\
 \sin(\theta + \sigma) &= \cos \theta \sin \sigma + \sin \theta \cos \sigma
 \end{aligned}
 \tag{3.4}$$

On réécrit :

$$\begin{aligned}
 P &= \frac{E^2}{Z} \frac{R}{Z} - \frac{EV}{Z} \left[\frac{R}{Z} \cos \sigma - \frac{X}{Z} \sin \sigma \right] \\
 &= \frac{E}{R^2 + X^2} [R(E - V \cos \sigma) + XV \sin \sigma]
 \end{aligned}
 \tag{3.5}$$

et :

$$Q = \frac{E}{R^2 + X^2} [-RV \sin \sigma + X(E - V \cos \sigma)]
 \tag{3.6}$$

Ces deux équations représentent la forme générale des puissances active et réactive pour deux sources de tension en parallèles. La ligne est à la fois résistive et inductive. Dans la partie suivante, on présente brièvement le contrôle de la fréquence et de la tension pour les lignes en Haute tension et Basse tension.

C. Contrôle de fréquence et tension des réseaux en Haute Tension

En général, les lignes de transport possèdent une réactance largement supérieure à la résistance ($X \gg R$) : la résistance peut être négligée ($R=0$). L'angle σ est très petit, on peut considérer que $\cos \sigma=1$ et $\sin \sigma \approx \sigma$. A partir des deux équations précédentes, on obtient alors :

$$\begin{aligned}
 P &= \frac{EV}{X} \sigma \\
 Q &= \frac{E(E-V)}{X}
 \end{aligned}
 \tag{3.7}$$

On peut constater que l'angle σ est proportionnel à la puissance active tandis que la différence de tension ($E-V$) est proportionnelle à la puissance réactive. Or l'angle σ peut être contrôlé par la fréquence. Alors on peut utiliser f et V pour asservir la puissance active et réactive. Finalement les valeurs de la puissance active et réactive peuvent être donc déterminées par la tension et la fréquence. Cette dépendance [71] est exprimée par les deux équations linéaires suivantes :

$$\begin{aligned} f - f_0 &= -k_p(P - P_0) \\ U - U_0 &= -k_q(Q - Q_0) \end{aligned} \quad (3.8)$$

f_0 et U_0 représentent la fréquence et la tension nominale, P_0 et Q_0 les puissances actives et réactives respectives de consigne. k_p (Hz/W) et k_q (V/VAr) sont respectivement les constantes de proportionnalité entre puissance active et Δf , et entre puissance réactive et ΔU . Ces deux équations constituent le réglage primaire en fréquence et tension des onduleurs [72].

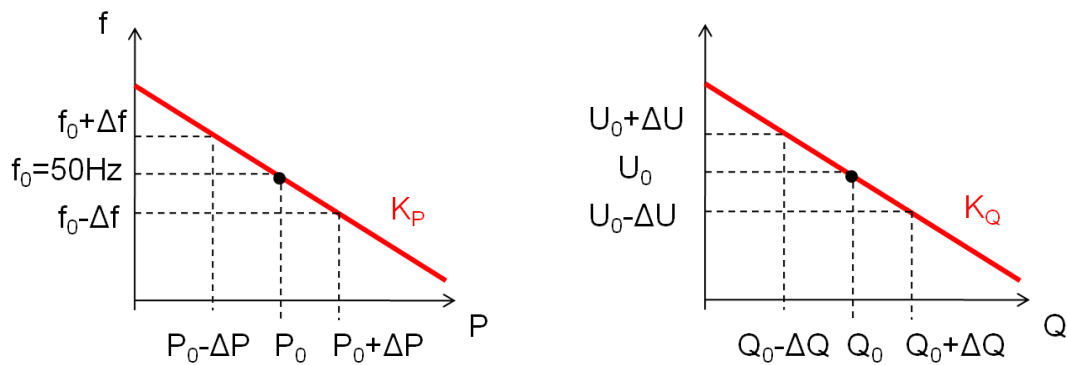


Figure 37- Réglage primaire en fréquence et en tension

Ce type de réglage est appelé « statisme classique » parce qu'il a été appliqué en premier aux générateurs avec turbines dans les centrales électriques (Annexe 1). Quand il y a une déviation de la fréquence, le contrôleur de vitesse du générateur donne un signal à la valve de la turbine pour régler la puissance active. Une déviation de tension donne alors un signal au contrôleur d'excitation pour modifier la puissance réactive.

D. Contrôle de fréquence et tension des réseaux en Basse Tension

Dans les lignes de distribution en Basse Tension, la résistance active est très supérieure à la réactance ($R \gg X$), la réactance peut alors être négligée ($X=0$). L'angle σ est très petit, on peut considérer que $\cos \sigma=1$ et $\sin \sigma= \sigma$. On reprend alors les deux équations que l'on simplifie :

$$\begin{aligned} P &= \frac{E}{R}(E - V) \\ Q &= \frac{EV}{R} \sigma \end{aligned} \quad (3.9)$$

On voit que dans les lignes en Basse Tension, la différence de tension $E-V$ dépend principalement de la puissance active, l'angle σ qui représente la fréquence dépend de la puissance réactive. Le contrôle devient alors un réglage en puissance active/tension (au lieu de puissance active/fréquence) et puissance réactive/fréquence (au lieu de puissance réactive/tension).

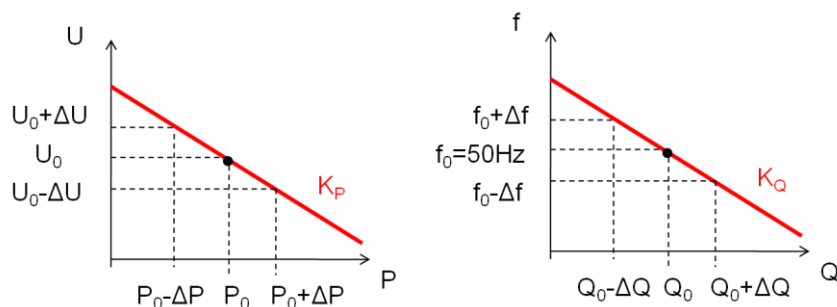


Figure 38- réglage de puissance active/tension et puissance réactive/fréquence [73]

Avec ce type de réglage de puissance active/tension et réactive/fréquence, le profil de tension est donc lié à la distribution de la puissance active. La puissance réactive n'est plus liée au contrôle de tension. Du point de vue du gestionnaire de réseau, le contrôle de tension et la répartition de la puissance active sont des problèmes majeurs. Mais si on contrôle la tension par la puissance active, le dispatching de la puissance active n'est plus possible.

Cependant, le principe du statisme classique (réglage puissance active/fréquence et réactive/tension) peut être toutefois appliqué pour le réseau en Basse Tension. Cela a été démontré dans la référence [74], le paragraphe suivant résume l'idée.

Considérons U_{inv} la tension de l'onduleur et U_{grid} la tension du bus AC commun.

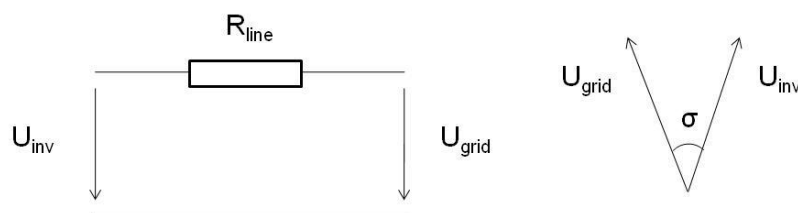


Figure 39- Tension de l'onduleur

La puissance fournie par l'onduleur à travers une ligne résistive R est :

$$P_{inv} = \frac{U_{inv}^2}{R} - \frac{U_{inv} U_{grid}}{R} \quad (3.10)$$

$$Q_{inv} = \frac{U_{inv} U_{grid}}{R} \sigma$$

Si on résout la première équation avec U_{inv} comme variable, on obtient deux solutions :

$$U_{inv1,2} = \frac{U_{grid}}{2} \pm \sqrt{\frac{U_{grid}^2}{4} + P_{inv} R} \quad (3.11)$$

U_{inv1} est une tension très proche de la tension du réseau et U_{inv2} une tension légèrement négative. On introduit un facteur $k_1=1$ pour la première solution et $k_2=-1$ pour la deuxième.

$$P_{inv} = \frac{U_{inv1,2} - U_{grid}}{R} U_{inv1,2} k_{1,2} \quad (3.12)$$

Si on impose un contrôle de statisme classique avec p_{droop} et q_{droop} les deux coefficients de statisme :

$$\begin{aligned} U_{inv1,2} - U_{grid} &= Q_{inv1,2} \cdot q_{droop} \\ \Delta f &= (P_{set} - P_{inv}) \cdot p_{droop} \end{aligned} \quad (3.13)$$

Sachant que $\sigma = \int \Delta f dt$, on obtient

$$\begin{aligned} P_{inv} &= \frac{Q_{inv1,2} \cdot q_{droop}}{R} U_{inv1,2} k_{1,2} \\ &= \sigma \frac{U_{inv1,2} \cdot U_{grid}}{R^2} q_{droop} U_{inv1,2} k_{1,2} \\ &= \int (P_{set} - P_{inv}) dt \cdot \frac{U_{inv1,2}^2 \cdot U_{grid}}{R^2} \cdot p_{droop} \cdot q_{droop} \cdot k_{1,2} \end{aligned} \quad (3.14)$$

En posant $\frac{U_{inv1,2}^2 \cdot U_{grid}}{R^2} \cdot p_{droop} \cdot q_{droop} \cdot k_{1,2} = C$

$$P_{inv} = P_{set} (1 - e^{-Ct}) \quad (3.15)$$

Cette équation est stable si et seulement si C est positif, cela impose $p_{droop} \cdot q_{droop} \cdot k_{1,2} > 0$. Les quatre points stables de fonctionnement sont présentés dans le tableau suivant :

STABLE OPERATING POINTS OF CONVENTIONAL DROOPS IN THE LOW VOLTAGE GRID

case	description	p_{droop}	q_{droop}	k	comment
1	inverse conv.	pos.	pos.	1	allowed
2	conv.	neg.	neg.	1	allowed
3		pos.	neg.	-1	not allowed
4		neg.	pos.	-1	not allowed

Les cas 1 et 2 du tableau ci-dessus correspondent à deux points stables de fonctionnement avec les coefficients de statisme p,q de même signe. Dans le 2^e cas, p et q sont de signe négatif. Cela montre qu'il est possible d'appliquer le réglage par statisme classique dans le réseau en Basse Tension.

Ce concept a été développé par ISET [73] et mise en œuvre dans les onduleurs Sunny Island de SMA Technologies AG [75]. Le fonctionnement de l'onduleur se traduit par une loi de type proportionnel :

$$\Delta P = -K \cdot \Delta f \quad (3.16)$$

K est improprement appelé « énergie réglante », exprimé en kW/Hz. Cette loi permet d'assurer une bonne répartition des contributions des différents onduleurs au maintien de l'équilibre de la production et de la consommation, y compris lors de perturbations rapides et/ou de grande amplitude. Les onduleurs vont fonctionner avec une nouvelle fréquence pour éliminer les

courants circulant entre eux [76]. Le compromis de cette approche est de dévier la fréquence de sa valeur nominale.

Toute variation de puissance s'accompagne d'une variation de fréquence, et la répartition de puissance entre les onduleurs est au prorata de leur énergie réglante respective. On peut de la sorte imaginer de multiples configurations d'exploitation. Par exemple, lorsque deux onduleurs sont couplés, le point de fonctionnement de l'ensemble est fonction de leur énergie réglante K , et de leur puissance.

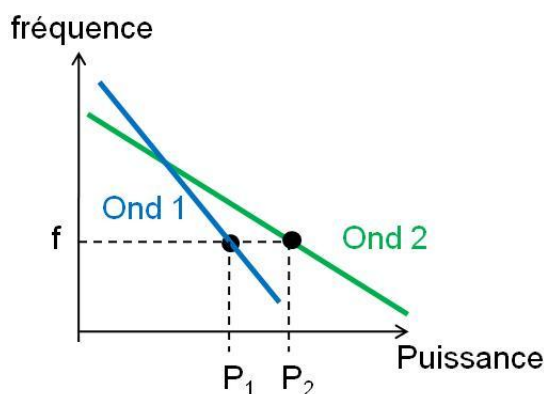


Figure 40- Répartition de puissance entre deux onduleurs en fonction de leurs « énergies réglantes »

II. Problématique des pertes Joule

A. Etat des lieux

Depuis toujours, les pertes par effet Joule, dues au passage d'un courant dans un conducteur électrique, ont préoccupé les exploitants des réseaux électriques. La puissance électrique se dissipe par échauffement lors de l'écoulement des électrons dans le corps du conducteur. En fait, les pertes sont proportionnelles au carré de la puissance échangée. Ces pertes font partie des coûts d'exploitation des réseaux.

A l'échelle d'un pays, l'énergie perdue dans l'ensemble des lignes et transformateurs électriques n'est pas une quantité négligeable par rapport à la quantité d'énergie consommée. Par exemple, en France, en 2009, les pertes d'énergie sur l'ensemble des réseaux s'élèvent à 33,6 TWh/an (soit 6.5 % de l'énergie consommée à l'intérieur du pays [77]). Sur les réseaux de transport, les pertes sont de l'ordre de grandeur de 2 à 3%. Sur les réseaux de distribution en Basse Tension, nous n'avons pas pu être informés exactement, mais l'ordre de grandeur peut varier de 5% pour les réseaux en zones urbaines jusqu'à plus de 10 à 20% pour les réseaux en zones rurales. Une quantité supplémentaire d'énergie doit donc être produite afin de compenser l'énergie perdue par les pertes. Il est évident que, d'une certaine manière, le coût des pertes se retrouve finalement sur la facture d'électricité des consommateurs finaux.

Au niveau du réseau de distribution, la réduction des pertes Joule peut être réalisée de plusieurs manières. Nous citons, entre autres :

- par un réglage approprié de la tension ;

- par des changements de la topologie du réseau ;
- par une stratégie combinée des deux premières ;
- par un pilotage des charges (déplacement de consommation)...

Les trois premières actions listées sont liées à l'exploitation des réseaux de distribution en régime normal. Ce régime est caractérisé par un fonctionnement du réseau avec une topologie radiale tout en respectant les contraintes électriques (les tensions en tout point du réseau se trouvent dans un intervalle spécifié et les courants sur les lignes sont inférieurs aux valeurs admissibles).

Dans notre étude, nous nous intéressons d'une certaine manière par la recherche de meilleure localisation des unités du stockage sur le réseau afin de réduire les pertes.

B. Méthode proposée

Le stockage décentralisé (ou distribué) peut être considéré à la fois comme consommateur et source de production. Si le stockage décentralisé est placé aux points critiques du réseau de distribution, on obtient plusieurs avantages (cf. Chapitre 1). Le but de ce chapitre est de déterminer la répartition optimale (localisation et répartition de capacité) des stockages décentralisés dans une topologie de réseau donnée afin de réduire les pertes en lignes du réseau.

Pour développer un outil qui permet de répartir de façon optimale des stockages décentralisés, les courbes de production et de consommation des éléments du réseau doivent être connues. Dans le chapitre précédent, en considérant que la prévision du productible des générateurs photovoltaïques et de la consommation des charges est parfaite, on a déterminé le mode de fonctionnement des groupes de production, la puissance échangée au point d'interconnexion et les profils de charge et décharge globale de l'ensemble du stockage, afin de réduire le coût d'exploitation total du système. Comme la puissance échangée est connue au point d'interconnexion avec un autre réseau, on considère celui-ci comme un nœud consommation/production particulier. Cela simplifie notre problème : on se ramène à un réseau isolé.

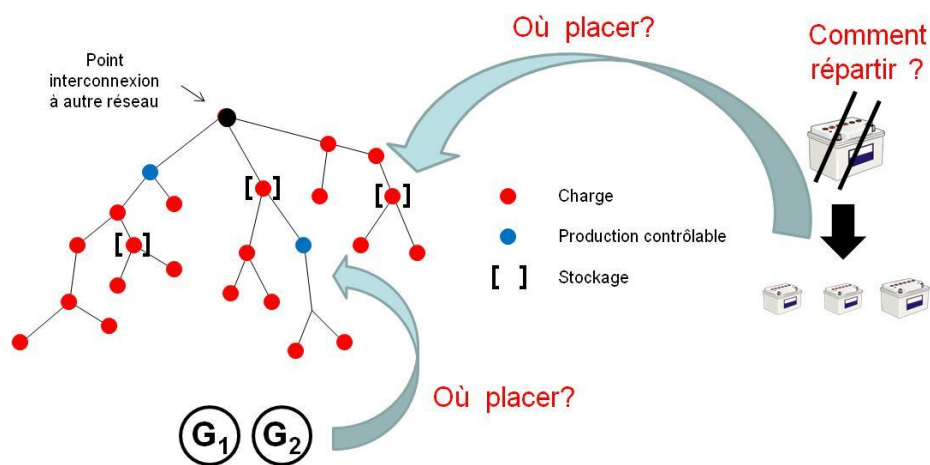


Figure 41- Quel choix pour la répartition du stockage et l'emplacement des groupes électrogènes?

Il existe deux problèmes à résoudre en parallèle pour une répartition optimale des unités de stockage :

- Comment répartir/diviser la capacité totale entre plusieurs stockages.
- La localisation de ces unités de stockage sur la topologie du réseau

Ces deux problèmes sont interdépendants. On ne peut pas résoudre l'un sans connaître le résultat de l'autre ! Dans les parties suivantes sont présentées les études préliminaires réalisées avec des hypothèses simplificatrices, puis la résolution du problème général.

Pour les groupes de production contrôlables, le problème est moins complexe. Il suffit de déterminer le meilleur emplacement pour réduire les pertes en lignes. On le résout en même temps avec la localisation des unités de stockage.

III. Etudes préliminaires du problème en considérant des hypothèses simplificatrices

Nous nous ramenons en premier lieu à l'étude d'un réseau à deux nœuds, c'est-à-dire deux points de consommation. Cela permet d'effectuer une analyse préalable des flux d'énergie, de répartir le stockage, d'estimer les pertes Joule et surtout de sélectionner les paramètres influençant l'évolution des pertes Joule. Par la suite une extrapolation de l'étude à un réseau à N nœuds va permettre de dimensionner et visualiser correctement le fonctionnement d'un réseau électrique en site isolé.

Hypothèses simplificatrices concernant l'ensemble de l'installation :

- Courants et tensions parfaitement sinusoïdaux
- Etude statique du réseau : pas de creux de tension, de coupures brèves, ni de court-circuit.
- La fréquence reste quasi constante autour de 50 Hz.
- La tension dans les lignes reste égale à la tension nominale.

A. Etude d'un réseau à deux nœuds avec deux unités de stockages

Chaque nœud A ou B représente un groupement de sources, de charges et de stockage. Il est caractérisé par un profil de consommation L_A / L_B , une production d'énergie G_A / G_B et un moyen de stockage C_A / C_B . Les unités de stockage sont connectées aux points A et B par des onduleurs. Ces onduleurs sont capables de fonctionner en réglage puissance active/fréquence ($\Delta P = -K \cdot \Delta f$).

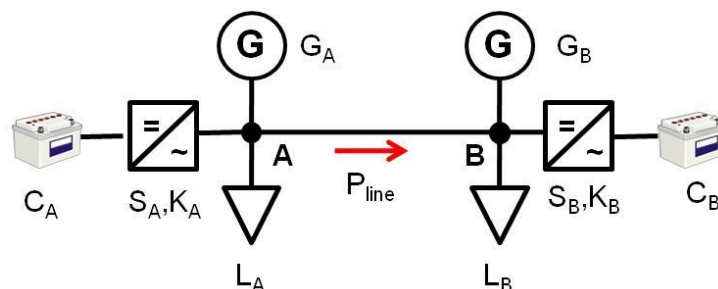


Figure 42- Réseau à 2 nœuds A e B

S_A, S_B : puissance générée par les unités de stockages A, B.

L_A, L_B : puissance consommée par les charges A et B.

G_A, G_B : puissance générée en A et en B.

C_A, C_B : Capacité du stockage en A et B.

P_{ligne} : puissance circulant dans le câble reliant les points A et B.

On note K_A l'énergie réglante du stockage en A : $K_A = \frac{-dS_A}{df}$

K_B l'énergie réglante du stockage en B : $K_B = \frac{-dS_B}{df}$

α est le rapport des énergies réglante des batteries A et B : $\alpha = \frac{K_B}{K_A}$

On cherche à optimiser α (trouver un bon réglage des énergies réglantes des onduleurs) afin de limiter les pertes Joule circulant dans la ligne AB.

Soit S la puissance apparente circulant dans la ligne ; par définition :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \text{avec } P : \text{Puissance active circulant dans la ligne}$$

Q : Puissance réactive circulant dans la ligne

On a aussi :

$$S = 3VI \quad \text{avec } V : \text{tension efficace de la ligne}$$

I : courant efficace circulant dans la ligne

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad \text{avec } \varphi : \text{déphasage entre la tension et le courant.}$$

$\cos \varphi$ représente aussi le facteur de puissance de l'ensemble. Pour raison de simplification, V et $\cos \varphi$ sont considérés constants tout au long de la journée et sur l'ensemble du réseau.

Soit P_j les pertes Joule dans la ligne AB:

$$P_j = 3RI^2 = 3R \frac{P_{\text{ligne}}^2}{3^2(\cos \varphi)^2 V^2} \Rightarrow P_j \cong P_{\text{ligne}}^2$$

Minimiser les pertes Joule dans la ligne, sur la période d'étude revient donc à minimiser le carré de la puissance échangée dans la ligne.

D'après la formule des énergies réglantes on a :

$$\begin{aligned} S_A &= -K_A \Delta f \\ S_B &= -K_B \Delta f \end{aligned} \quad (3.17)$$

Par ailleurs un bilan énergétique sur l'ensemble du réseau donne l'équation suivante :

$$G_A + G_B + S_A + S_B = L_A + L_B \quad (3.18)$$

Au nœud B, avec la loi de Kirchhoff, les pertes circulant dans la ligne sont:

$$P_{\text{ligne}} = L_B - (G_B + S_B) \quad (3.19)$$

$$(3.17) \Rightarrow S_A + S_B = -(K_A + K_B) \Delta f \Leftrightarrow \Delta f = \frac{-(S_A + S_B)}{K_A + K_B} \quad (3.20)$$

$$(3.18) \Rightarrow \Delta f = \frac{(G_A + G_B) - (L_A + L_B)}{K_A + K_B} = \frac{G - L}{K_A + K_B} \quad (3.21)$$

(On note $L_A + L_B = L$, $G_A + G_B = G$)

$$(3.17) \text{ et } (3.20) \Rightarrow S_B = -\frac{K_B}{K_A + K_B} (G - L) \quad (3.22)$$

Ainsi de (3.19) on déduit :

$$\begin{aligned} P_{\text{ligne}} &= (L_B - G_B) - \frac{K_B}{K_A + K_B} (L - G) \\ &= (L_B - G_B) - \frac{\alpha}{1 + \alpha} (L - G) \end{aligned} \quad (3.23)$$

$$\Rightarrow P_{\text{ligne}}^2 = (L_B - G_B)^2 + \frac{\alpha^2}{(1 + \alpha)^2} (L - G)^2 - 2(L_B - G_B)(L - G) \frac{\alpha}{1 + \alpha}$$

(3.24)

Pour avoir une valeur des pertes en lignes sur la période d'étude (une journée par exemple) il faut sommer les pertes en lignes calculées à chaque pas de temps. On réécrit cette équation sous forme d'un polynôme de second degré en $\frac{\alpha}{1 + \alpha}$, pour une période T :

$$\int_t^T P_{\text{ligne}}^2 \cdot dt = \beta_1 \frac{\alpha^2}{(1 + \alpha)^2} + \beta_2 \frac{\alpha}{1 + \alpha} + \beta_3 \quad (3.25)$$

$$\text{On note : } \begin{cases} \beta_1 = \int_t^T (L_A(t) + L_B(t) - G_A(t) - G_B(t))^2 \cdot dt \\ \beta_2 = -\int_t^T (L_A(t) + L_B(t) - G_A(t) - G_B(t)) \cdot (L_B(t) - G_B(t)) \cdot dt \\ \beta_3 = \int_t^T (L_B(t) - G_B(t))^2 \cdot dt \end{cases} \quad (3.26)$$

Comme $\beta_1 > 0$, ce polynôme atteint son minimum quand

$$\frac{\alpha}{1+\alpha} = \frac{-\beta_2}{2\beta_1} \Rightarrow \alpha = \frac{-\beta_2}{2\beta_1 + \beta_2} \quad (3.27)$$

Cette valeur α permet d'aboutir à un réglage optimal des 2 onduleurs en A et B afin de minimiser la puissance transmise dans la ligne AB, et ainsi de réduire les pertes en ligne.

L'intérêt de cette mise en équation du problème est de pouvoir calculer facilement les pertes Joule pour différentes configurations du réseau (1 ou 2 batteries) et ainsi calculer le gain lors de l'ajout d'une batterie.

Par ailleurs, cette théorie fonctionne pour une durée d'étude quelconque (une journée, un an, un mois) et pour n'importe quelles sources de production (solaire, éolien, hydraulique..).

Une fois que nous connaissons α , comment trouver la taille de chaque batterie ? Supposons que la capacité totale des stockages A et B soit $C = C_A + C_B$. Avec un stockage idéal, l'évolution de son état de charge SOC (State of Charge) pendant une période T sera :

$$\begin{aligned} SOC_A(t) &= SOC_A(t_0) - \frac{1}{C_A} \int_{t_0}^T S_A(t) dt \\ SOC_B(t) &= SOC_B(t_0) - \frac{1}{C_B} \int_{t_0}^T S_B(t) dt \end{aligned} \quad (3.28)$$

En utilisant l'équation (3.22) :

$$\begin{aligned} SOC_A(t) &= SOC_A(t_0) - \frac{K_A}{C_A} \frac{1}{K_A + K_B} \int_{t_0}^T (L_A(t) + L_B(t) - G_A(t) - G_B(t)) dt \\ SOC_B(t) &= SOC_B(t_0) - \frac{K_B}{C_B} \frac{1}{K_A + K_B} \int_{t_0}^T (L_A(t) + L_B(t) - G_A(t) - G_B(t)) dt \end{aligned} \quad (3.29)$$

Supposons que les deux unités de stockage ont le même SOC initial : $SOC_A(t_0) = SOC_B(t_0)$; si l'on impose qu'ils évoluent de même façon :

$$SOC_A(t) = SOC_B(t) \Leftrightarrow \frac{K_A}{C_A} = \frac{K_B}{C_B} \quad (3.30)$$

Donc :

$$\frac{C_B}{C_A} = \frac{K_B}{K_A} = \alpha \quad (3.31)$$

Il suffit de résoudre : $\begin{cases} C_A + C_B = C \\ \frac{C_B}{C_A} = \alpha \end{cases}$ pour trouver la capacité de chaque stockage A et B.

Donc, dans le cas de stockages qui évoluent de la même façon, il existe un lien de proportionnalité entre énergies réglantes et capacités. Dans la suite de ce document, on considérera que l'énergie réglante optimale pour l'onduleur détermine la capacité optimale du stockage en amont, et inversement.

B. Etude d'un réseau à N nœuds avec N unités de stockage

La modélisation est identique au cas du réseau à 2 nœuds : chaque nœud comprend une charge, un moyen de stockage et un générateur. Pour notre étude, nous avons choisi un réseau de distribution arborescent (ne présentant aucune boucle).

Le problème qui se pose est de trouver l'énergie réglante optimale à chaque nœud.

On fixe K l'énergie réglante totale de tous les onduleurs comme une donnée du problème. On cherche à déterminer les K_i qui permettent de minimiser les pertes Joule sur l'ensemble du réseau, sur la période d'étude considérée. On note K_1, K_2, \dots, K_N les énergies réglantes des onduleurs associées à chaque unité de stockage, on a l'équation :

$$K_1 + K_2 + K_3 + \dots + K_N = K \tag{3.32}$$

Pour déterminer l'énergie réglante de l'onduleur à chaque nœud, le principe est de regrouper les charges de chaque ligne du réseau pour se ramener au cas précédent d'un système à 2 zones.

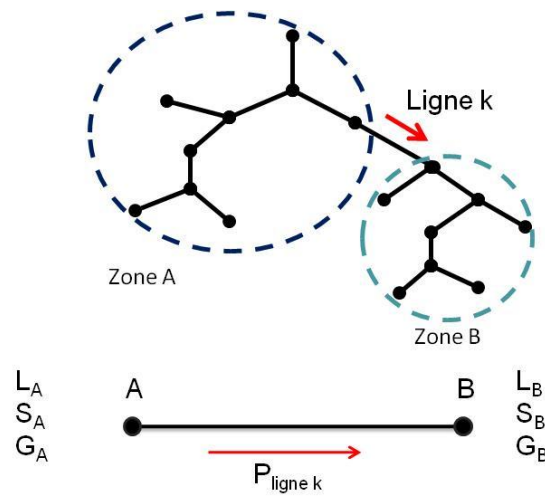


Figure 43- Découpage le réseau en 2 zones

Principe de l'algorithme :

- Étape 1 : séparation du réseau en 2 zones A et B. On note K_A et K_B l'énergie réglante des zones A et B.

$$K_A = \sum_{zoneA} K_i; K_B = \sum_{zoneB} K_i$$

- Étape 2 : détermination de K_A et K_B . Application de la théorie de l'étude à 2 zones (cf. III.A), on trouve le rapport optimal des énergies réglantes K_A et K_B pour réduire au minimum les transits de puissance dans la ligne k :

$$\alpha_k = \frac{K_A}{K_B}$$

Donc on peut déduire facilement les valeurs de K_A et K_B .

Mise en place de l'algorithme :

Lors de la 1^{ère} itération, l'algorithme commence par déterminer les énergies réglantes des nœuds situés à l'extrémité du réseau (comme le montre le schéma ci-dessous).

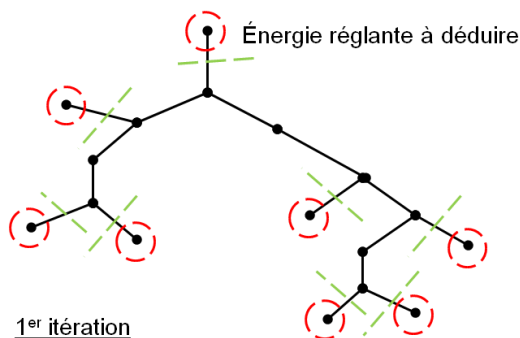


Figure 44- Détermination l'énergie réglant des nœuds en extrémité

A l'extrémité de chaque ligne, on sépare le réseau en 2 zones dont l'une ne contient qu'un seul nœud. Donc l'énergie réglante de cette zone est directement l'énergie réglante du nœud qu'elle contient, déjà calculée.

Ensuite, pour les autres itérations, on remonte un à un les nœuds des différentes lignes :

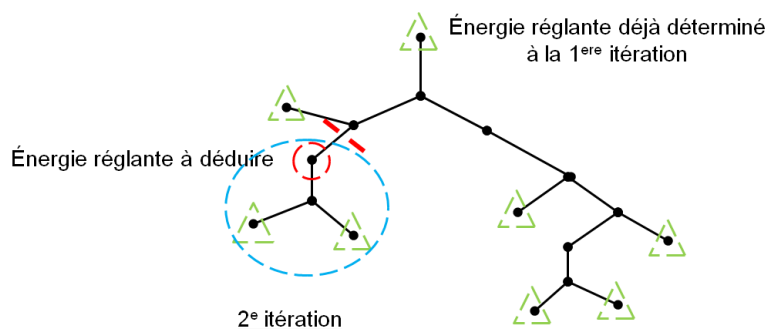


Figure 45- Déduction des énergies réglantes

Cette méthode permet de calculer pour chaque ligne une bonne répartition des énergies réglantes permettant de minimiser les pertes Joule sur cette ligne. Au total on a minimisé les pertes Joule sur toutes les lignes du réseau et on obtient donc un minimum global pour l'ensemble du réseau.

IV. Localisation du stockage sur le réseau

Naturellement, la taille optimale d'une unité de stockage, permettant de réduire les flux d'énergie transitant dans les lignes, dépend de sa position. Cependant, pour déterminer la bonne localisation du stockage, on a aussi besoin d'estimer la répartition des capacités de chaque stockage! Si l'on veut résoudre ces deux problèmes en même temps, l'algorithme à mettre en place est très complexe et demande un temps de calcul assez long.

Le découpage du problème en sous problèmes permet de réduire la complexité de la résolution et donc de diminuer le temps de calcul. C'est pourquoi on développe par la suite une méthode approchée et rapide pour déterminer la répartition optimale des capacités de stockage.

A. Calcul approché de la répartition optimale de capacité du stockage

On considère un réseau à N nœuds et dans lequel on place N batteries, une à chaque nœud. On reprend la méthode III.B pour retrouver l'énergie réglante optimale à chaque nœud. Avec cette méthode, l'énergie réglante est déterminée telle que les transits d'énergie dans des lignes soient minimaux.

A présent on place sur le réseau à N nœuds seulement p unités de stockage ($p < N$). La localisation de ces p stockages est supposée comme connue.

Pour chaque nœud correspondant à une unité de stockage, on détermine parmi les autres nœuds (sans capacités de stockage installées) l'ensemble des nœuds les plus proches (par rapport aux autres nœuds avec unités de stockage). Un nœud i est considéré plus proche d'un nœud j que d'un nœud k lorsque la résistance de ligne entre i et j est inférieure à celle entre i et k . On utilise l'algorithme Dijkstra (voir Annexe) pour cette recherche.

L'énergie réglante à ce nœud est la somme des énergies réglantes optimales des nœuds de l'ensemble R .

Exemple d'illustration : On choisit les nœuds 10, 16 et 21 pour mettre 3 unités de stockage DES (Distributed energy storage). La capacité du stockage à répartir/diviser est K .

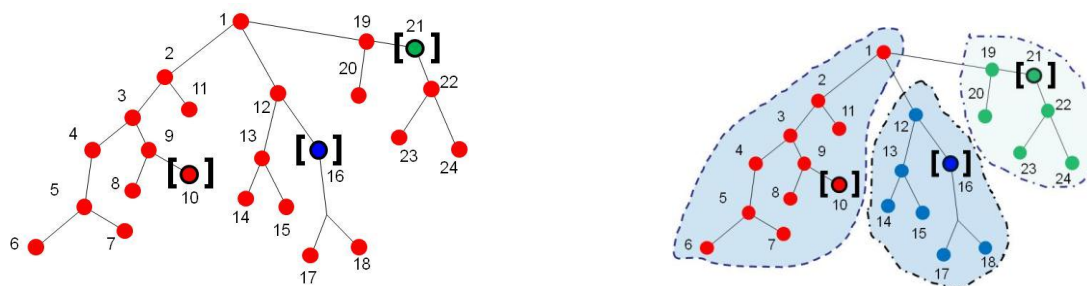


Figure 46- Illustration du calcul approché

Les nœuds de 1 à 11 sont plus proches du nœud 10 (distance électrique) que des nœuds 16 et 21. D'où les « énergies réglantes » aux nœuds 10, 16 et 21 sont respectivement K_{DES10} , K_{DES16} , K_{DES21} :

$$\begin{cases} K_{DES10} = \sum_1^{11} K_i, K_{DES16} = \sum_{12}^{18} K_i, K_{DES21} = \sum_{24}^{19} K_i \\ K_{DES10} + K_{DES16} + K_{DES21} = K \end{cases}$$

Donc si on connaît la localisation pour les unités de stockage, ce calcul approché permet de déterminer une répartition de capacité assez proche de l'optimum rapidement. Mais il ne s'applique qu'à des réseaux de type arborescent.

La recherche de la bonne localisation est présentée dans les paragraphes suivants.

B. Choix de l'algorithme

Il est démontré que les problèmes de localisation sont difficiles à résoudre, particulièrement quand le nombre de variables est grand. Différentes méthodes comme la programmation dynamique ou la théorie des graphes ont été employées pour résoudre ce type de problèmes [78, 79].

Récemment, les algorithmes génétiques ont été très souvent utilisés et se sont révélés bien adaptés pour résoudre les problèmes d'optimisation [80]. Ils présentent l'avantage de ne nécessiter que la connaissance des valeurs prises par la fonction à optimiser, sans avoir besoin d'opérations mathématiques auxiliaires comme les dérivées, l'inversion de matrice ... Du point de vue de la mise en œuvre informatique, les algorithmes génétiques sont très faciles à implémenter dans un code de calcul numérique [81].

De plus, les algorithmes génétiques sont capables de travailler sur des espaces quelconques : espace continu, discret ou produit cartésien d'espace continu et discret... Une problématique discrète convient largement aux algorithmes génétiques. Or notre problème se situe dans un espace discret. La localisation des unités de stockage se fait à partir de la numérotation des nœuds du réseau, c'est à dire des valeurs entières. Cependant le point faible des algorithmes génétiques est bien connu: la vitesse de convergence peut être très faible si les paramètres ne sont pas bien configurés. La mise au point de ces paramètres ne peut se faire qu'empiriquement. Pour effectuer une bonne configuration, il est parfois nécessaire de procéder à nombreux tests, ce qui augmente le temps de calcul.

C. Présentation sur l'Algorithme Génétique

La base de la méthode 'algorithme génétique' est une boucle générationnelle de populations d'individus, correspondant chacun à une solution du problème considéré[82]. Cela mène au schéma suivant, décrivant les étapes principales :

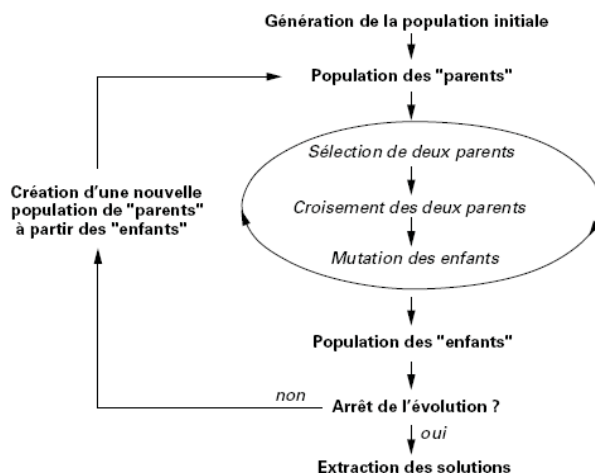


Figure 47- Organigramme de l’algorithme génétique

La description détaillée des étapes de l’algorithme génétique est présentée en Annexe.

D. Mise en œuvre de l’Algorithme Génétique sous Matlab

Dans Matlab, on a la possibilité de configurer la structure du problème à résoudre pour une optimisation par l’Algorithme Génétique [83]. Pour chaque étape de l’AG, nous définissons les paramètres convenables à nos problèmes :

Initialisation du processus

On doit créer une population initiale de façon aléatoire. Dans la figure d’illustration ci-dessous, on prend le problème de 3 batteries. L’individu ne contient que l’information sur l’emplacement du stockage et des groupes de production.

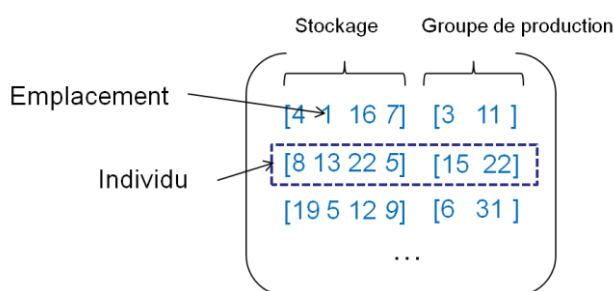


Figure 48- Codage de l’AG

La valeur de l’emplacement du stockage ou des groupes de production est générée de façon aléatoire dans l’intervalle de 1 à N (le nombre total des nœuds dans le réseau).

Le nombre des individus de la population est fixé par le choix de l’utilisateur. Ce choix doit être réfléchi, avec un nombre d’individus trop grand, le temps de calcul s’allongera sans améliorer le résultat. Avec un nombre trop petit, les résultats convergent rapidement vers un minimum, qui peut être local, et ce n’est pas ce qu’on désire.

Sélection

La fonction de sélection choisit des parents pour la prochaine génération en se basant sur leur valeur de la fonction d'évaluation. L'idée est de choisir aléatoirement des individus pour la phase de reproduction, en favorisant les meilleurs individus. Un individu peut être choisi plus d'une fois en tant que parent, dans ce cas il distribue ses gènes à plus d'un enfant.

On trouve essentiellement quatre types de méthodes de sélection différentes :

- La méthode de la "loterie biaisée" (roulette wheel) de Goldberg,
- La méthode "élitiste",
- La sélection par tournois,
- La sélection universelle stochastique.

Nous utiliserons la méthode de sélection par tournois car cette méthode est celle avec laquelle on obtient les résultats les plus satisfaisants.

Le principe de cette méthode est le suivant : on effectue un tirage avec remise de deux individus, et on les fait "combattre". Celui qui a la fitness la plus élevée l'emporte avec une probabilité p comprise entre 0.5 et 1. On répète ce processus n fois de manière à obtenir les n individus qui serviront de parents. La variance de cette méthode est élevée et le fait d'augmenter ou de diminuer la valeur de p permet respectivement de diminuer ou d'augmenter la pression de la sélection.

On peut constater qu'à la fin des itérations de l'algorithme, le meilleur individu apparaît plus d'une fois dans la population.

Reproduction

- Croisement des deux parents

On applique la méthode de croisement à deux points. Pour deux parents, le site et la longueur de croisement sont choisis aléatoirement.

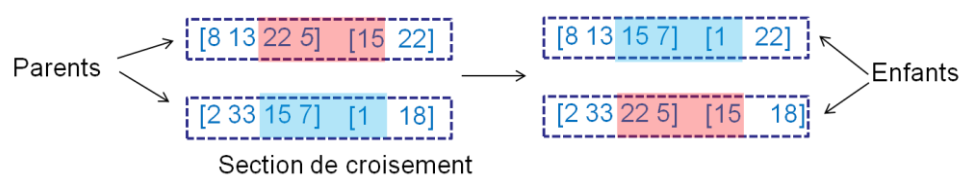


Figure 49- Croisement à deux points

Les enfants créés sont inclus dans la population pour être évalués par la fonction de fitness.

- Mutation

On choisit au hasard un individu comme parent. Parmi les positions des batteries, on en choisit une toujours au hasard et on la remplace par un nombre entier aléatoire dans l'intervalle [1..N]. Cette étape est très utile pour que le résultat ne se bloque pas autour d'un individu.



Figure 50- Mutation

Le ratio de mutation est fixé par défaut. On étudiera plus profondément l'importance de cette valeur dans la partie suivante.

Evaluation – la fonction fitness :

Avec l'information de l'individu donné par l'algorithme (l'emplacement du stockage et des groupes de production), on calcule les pertes Joule sur le réseau.

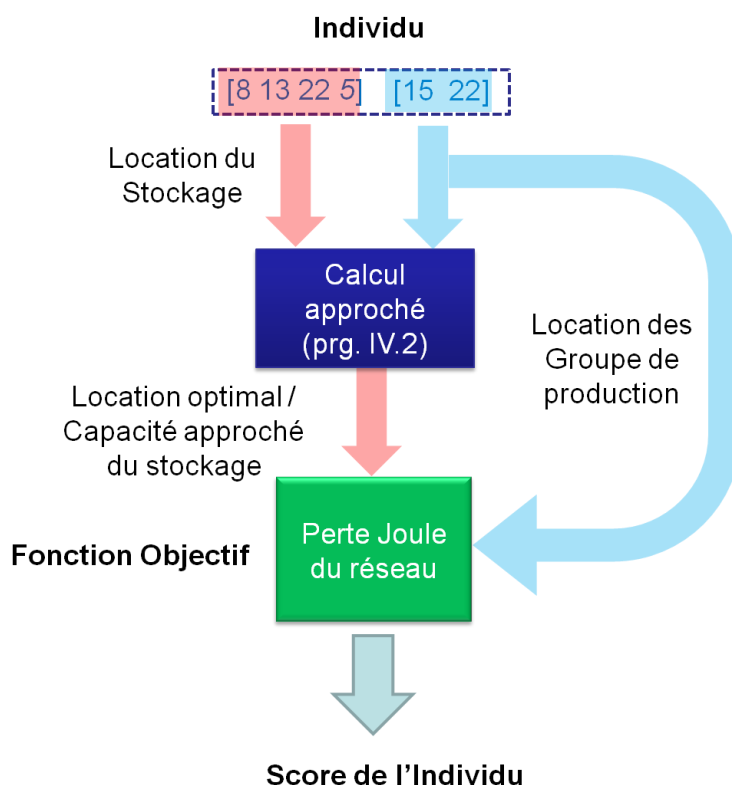


Figure 51- Evaluation de l'individu

Le score de l'individu (pertes en ligne) sera utilisé par la fonction de sélection pour faire un classement des individus.

Arrêt du processus

Les paramètres pour arrêter le processus sont les suivants :

- **'Stall'** générations : si l'écart moyen entre deux valeurs consécutives du 'score' des individus (pendant quelques générations) est plus petit que la tolérance de la fonction, l'algorithme s'arrête. Par plusieurs essais, avec la taille de population choisie (30 individus), le meilleur individu apparait plus d'une fois et domine la population après 10 générations. La valeur choisie est ainsi 20 générations pour nos simulations.

- Limite de générations : le nombre maximum d'itérations de l'algorithme génétique est limité à 100 générations.

V. Répartition optimale de la capacité de stockage

Une fois que la localisation du stockage est déterminée, le problème à résoudre est d'optimiser la capacité de chaque unité de stockage, afin que les pertes Joule de ligne soient minimales.

La fonction objectif $f(K_{DES})$: c'est la fonction qui calcule les pertes en ligne totales du réseau. Cette fonction peut être calculée par deux méthodes présentées ci-dessous. On a une première contrainte : la somme totale des énergies réglantes du stockage est constante. Une autre contrainte est que l'énergie réglante pour chaque unité de stockage doit être positive et inférieure à la somme totale.

$$\left\{ \begin{array}{l} \min f(K_{DES}) \\ s.c \\ g(K_{DES}) = \sum_1^p K_{DESi} - K = 0 \\ h_1(K_{DES}) = K_{DESi} - K < 0, i = 1..p \\ -h_2(K_{DES}) = K_{DESi} > 0, i = 1..p \end{array} \right. \quad (3.33)$$

Pour le calcul des pertes Joule du réseau, il existe deux méthodes :

- Modèle simple du réseau
- Modèle complexe JPelec

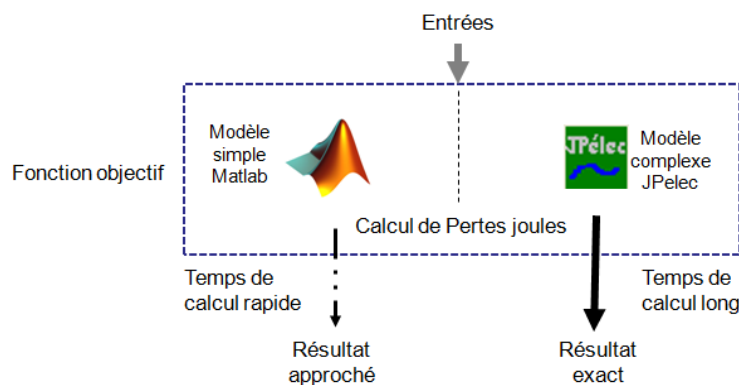


Figure 52- Modèle de calcul de perte Joule

La description de chaque modèle sera abordée dans les parties suivantes.

A. Optimisation avec le modèle simple de réseau

Avec l'hypothèse de modèle simple du réseau (cf. III), on suppose que la fonction de pertes en ligne entre deux nœuds quelconques A et B est :

$$PJ_{AB} = 3RI^2 = 3R \frac{P_{ligneAB}^2}{32(\cos \varphi)^2 V^2}$$

Avec

$$P_{ligneAB}^2 = (L_B - G_B)^2 + \left(\frac{K_B}{(K_A + K_B)} \right)^2 (L - G)^2 - 2(L_B - G_B)(L - G) \frac{K_B}{(K_A + K_B)} \quad (3.34)$$

$$K_A = \sum_{zoneA} K_{DES}; K_B = \sum_{zoneB} K_{DES} \quad (3.35)$$

Pour le réseau à N nœuds, les pertes Joule totales sont:

$$f(K_{DES}) = PJ_{réseau} = \sum_{N-1} PJ_{ligne_i}(K_{DES}) \quad (3.36)$$

1. Méthode de programmation quadratique séquentielle (SQP)

Dans l'optimisation avec contraintes, le but général est de transformer le problème en sous-problèmes plus faciles qui peuvent alors être résolus par un processus itératif. Une caractéristique d'un grand nombre de méthodes de résolution est la traduction du problème avec contraintes en un problème sans contraintes, en introduisant les variables λ et μ (multiplicateurs de Lagrange). Le problème revient à minimiser la fonction de Lagrange (Lagrangien) suivante :

$$\Lambda(K_{DES}, \lambda, \mu) = f(K_{DES}) + \lambda \left(\sum_1^p K_{DESi} - K \right) + \mu_1 (K_{DES} - K) + \mu_2 (-K_{DES}) \quad (3.37)$$

Si K_{DES}^* est un minimum local, il doit satisfaire les conditions de Kuhn-Tucker suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \nabla_{K_{DES}} \Lambda(K_{DES}^*, \lambda, \mu) = 0 \\ K_{DESi}^* - K \leq 0, K_{DESi}^* \geq 0 \\ \sum_1^p K_{DESi}^* - K = 0 \\ \mu_1 (K_{DES}^* - K) = 0, \mu_2 K_{DES}^* = 0 \\ \mu_{1,2} > 0 \end{array} \right. \quad (3.38)$$

Les conditions de Kuhn-Tucker sont les conditions nécessaires pour l'optimalité des problèmes d'optimisation avec contraintes. Nous utilisons la méthode de programmation quadratique séquentielle- SQP (Sequential Quadratic Programming) pour ce type de problème. C'est une méthode assez générale, efficace et rapide à converger [84] [85] [86]. L'idée essentielle consiste à résoudre une succession de problèmes quadratiques avec contraintes linéaires qui sont des approximations du problème de départ.

Etant donné $x^{(k)}$, on cherche $x^{(k+1)} = x^{(k)} + \rho^{(k)} d^{(k)}$ où $d^{(k)}$ est une direction de descente et $\rho^{(k)} > 0$. On veut que $x^{(k+1)}$ diminue la valeur du Lagrangien. On va faire une approximation du Lagrangien :

$$\Lambda(x^{(k)} + d, \lambda, \mu) = \Lambda(x^{(k)}, \lambda, \mu) + \nabla_x(\Lambda(x^{(k)}, \lambda, \mu), d) + \frac{1}{2}(\nabla_{xx}^2(\Lambda(x^{(k)}, \lambda, \mu), d, d) + O(\|d\|^3))$$

Si on néglige les termes d'ordre supérieur ou égal à 3, il reste à minimiser

$$\nabla_x(\Lambda(x^{(k)}, \lambda, \mu), d) + \frac{1}{2}(\nabla_{xx}^2(\Lambda(x^{(k)}, \lambda, \mu), d, d)) \quad (3.39)$$

Le sous problème quadratique (QP) qu'on doit résoudre sera :

$$\begin{cases} \min(\nabla_x(\Lambda(x^{(k)}, \lambda, \mu), d) + \frac{1}{2}(\nabla_{xx}^2(\Lambda(x^{(k)}, \lambda, \mu), d, d))) \\ s.c \\ \nabla_x g(x^{(k)})d + g(x^{(k)}) = 0 \\ \nabla_x h(x^{(k)})d + h(x^{(k)}) \leq 0 \end{cases} \quad (3.40)$$

La nouvelle itération x_{k+1} est générée en prenant un pas depuis x_k dans la direction d_k qui est la solution de (3.40)

Voici l'algorithme de SQP :

Initialisation
 $k=1$
 Choix de $x^{(0)}$, $\mu^{(0)}$ et $\lambda^{(0)}$
 Itération k : tant que le critère n'est pas satisfait, faire :
 Résoudre le sous problème quadratique (QP) d'inconnu \mathbf{d}
 $x^{(k+1)} = x^{(k)} + \rho^{(k)}d^{(k)}$
 $k=k+1$

La valeur initiale pour démarrer l'algorithme SQP sera le résultat du calcul approché de la répartition optimale décrit ci-dessus (IV.A).

2. Besoin d'un modèle plus complexe

Le modèle simple a pour but de faciliter le calcul des pertes Joule dans les lignes du réseau. Toutefois, il connaît les limites suivantes :

- Le calcul de variation de tension à chaque nœud est négligé : la norme dans le réseau de distribution demande que la tension ne baisse pas de plus de 6% et ne dépasse pas plus de 10% de la tension nominale. Au bout des lignes, il existe souvent des variations de tension importantes à cause de la longueur du câble. Il faut donc surveiller attentivement les tensions à ces points là pour être dans la norme. Les variations de tension influencent également le calcul des pertes en ligne, la puissance perdue dépendant de la tension.
- Réglage primaire de puissance active/fréquence (dP/df) tout seul n'est pas suffisant. Un réglage en tension (dQ/dV) est nécessaire. Les puissances actives échangées dans les lignes augmentent les pertes en lignes.

Ces deux limites conduisent à des erreurs lors des calculs des pertes en ligne. Pour vérifier l'impact des hypothèses simplificatrices sur les résultats, un modèle plus complexe du réseau est indispensable.

B. Optimisation avec le modèle complexe de réseau

Le bon fonctionnement d'un réseau électrique est conditionné par le respect de contraintes, qui peuvent être d'ordre physique ou réglementaire. Ainsi, la tension doit rester dans une plage de valeurs pour laquelle les constituants du réseau ont été dimensionnés, le courant dans les conducteurs ne doit pas dépasser une valeur maximale sous peine d'échauffement trop important, la puissance produite par chacune des sources ne peut excéder une limite donnée.

Il faut donc être capable, lors de la phase d'étude, de calculer les différentes grandeurs suivantes : tension, courant, puissances active et réactive pour chacun des composants du réseau à partir des hypothèses que l'on se donne, et vérifier qu'elles sont compatibles avec ses caractéristiques. Dans la littérature, on l'appelle les calculs de répartition du flux de puissance (Loadflow). Ce problème sera présenté plus détaillé au début du Chapitre 4 suivant.

Pour effectuer ces calculs en régime permanent, dans notre étude, on utilise le logiciel JPelec.

1. Présentation du logiciel JPelec

JPelec se présente sous la forme d'un exécutable complètement autonome. L'interface graphique est conviviale et très simple d'utilisation. Les choix effectués concernant les modèles implémentés et les valeurs par défaut des paramètres, ont eu pour objectif : d'une part une prise en main aisée et rapide, d'autre part une bonne adéquation entre les besoins de l'utilisateur en termes de précision et de simulation, et les informations qu'il est en mesure d'avoir ou d'obtenir sur le réseau et ses composants [87].

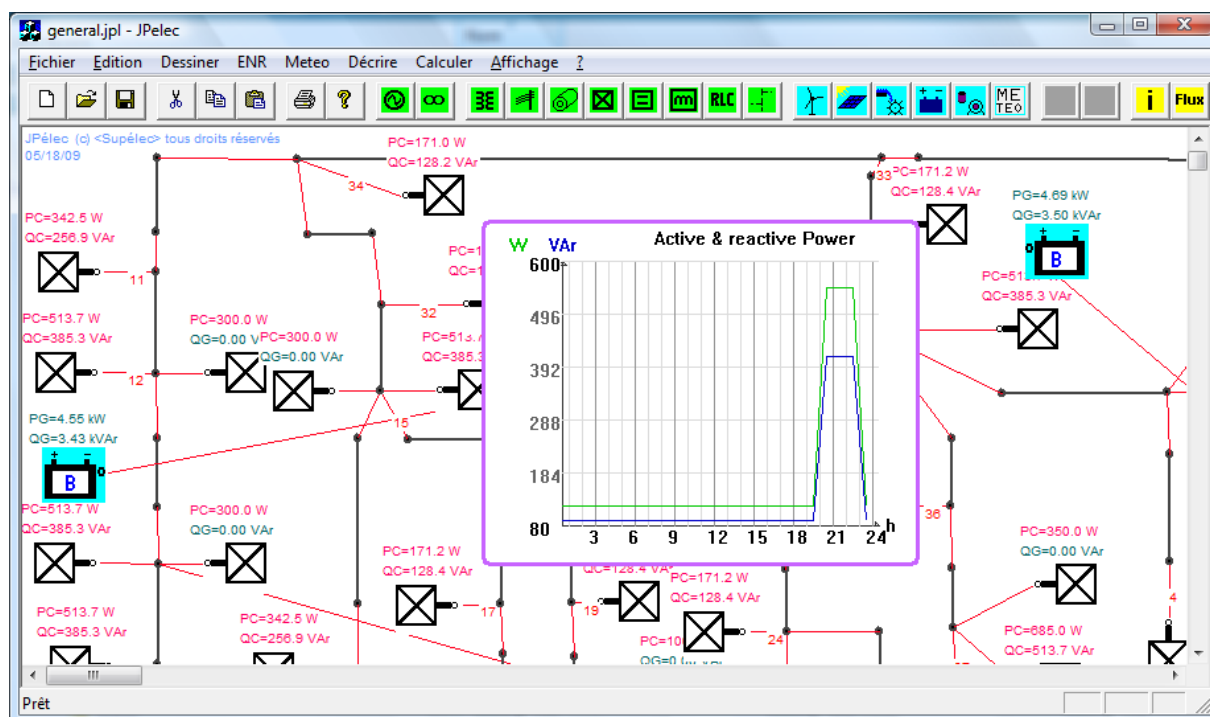


Figure 53- Interface JPelec

L'utilisation de ce logiciel se déroule en trois étapes :

- La saisie d'un réseau à partir d'une feuille graphique et d'une boîte de composants : la construction du réseau se fait en déposant les symboles électriques sur la feuille graphique et en les reliant entre eux à l'aide de connexions sans impédance. Les caractéristiques des différents éléments sont alors fournies par l'intermédiaire de boîtes de dialogue.
- Le calcul de répartition des flux de puissance : la possibilité est donnée de simuler un unique point de fonctionnement ou encore une journée divisée en 24 points horaires.
- La visualisation des résultats : les résultats de simulation sont directement affichés sur la feuille graphique : les tensions en chaque nœud (valeur efficace et phase), les courants dans chaque ligne ainsi que les flux de puissances active et réactive peuvent être visualisés ou masqués, au choix de l'utilisateur.

Dans le cas d'une simulation sur 24h, les résultats apparaissent sous forme de courbes dans la feuille graphique, mais aussi dans le fichier de résultats (RESULTS_24H.txt) sous forme de tableaux donnant pour chaque composant et à chaque heure les puissances, courants et tensions

2. Utilisation de JPelec dans les simulations

Nous établissons notre réseau à partir des éléments de base de JPelec. Les modèles de réseau dans JPelec sont plus complexes et précis. En résultats nous obtenons les pertes en ligne qui prennent en compte les chutes de tension dans les lignes.

JPelec sera utilisé pour calculer la fonction objectif dans l'algorithme génétique. C'est ici que nous calculons les pertes en ligne du réseau grâce au modèle complexe de JPelec, en fonction de la répartition de capacité des unités de stockage aux nœuds désirés.

JPelec offre une routine pour calculer les pertes en ligne sans son interface. Pour différents cas de simulation, nous ne devons que changer les paramètres dans la matrice de description du réseau.

3. Optimisation par Recherche Directe

Pour optimiser la capacité de stockage en utilisant JPelec, les méthodes analytiques ne sont pas adaptées, les calculs de JPelec ne donnent pas les dérivées de la fonction objectif. On doit utiliser les algorithmes d'optimisation qui ne requièrent que l'évaluation de la fonction objectif.

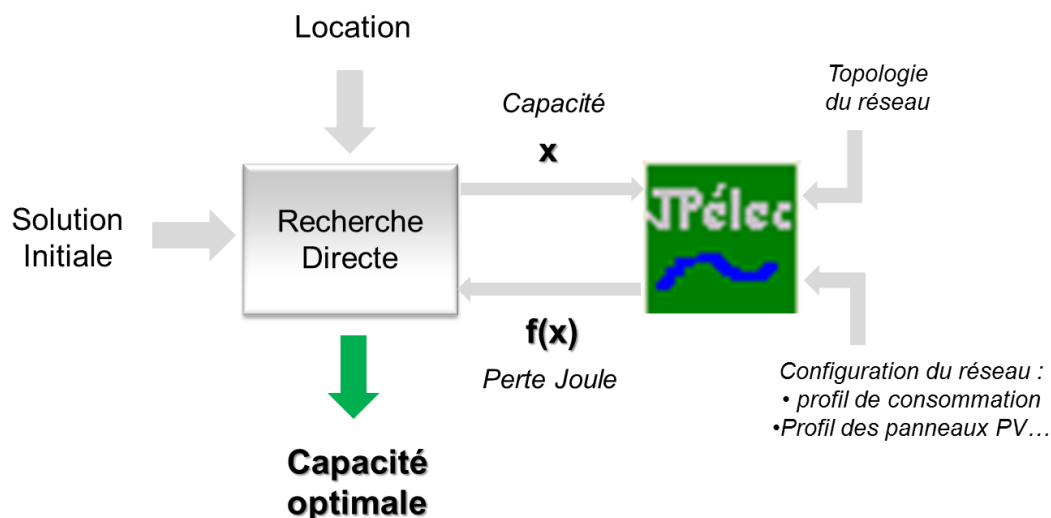


Figure 54- Optimisation par recherche directe

Les méthodes d'ordre zéro sont importantes puisqu'en pratique, un très grand nombre de fonctions à optimiser ne sont pas dérivables, parfois même non continues. Les méthodes locales d'ordre zéro les plus répandues sont les recherches directes. Les méthodes de recherche directe sont conçues pour optimiser une fonction objectif dont on ne connaît pas la structure interne. Elles peuvent facilement et rapidement s'adapter à des problèmes non linéaires, non convexes, non différentiables. Ces méthodes traitent le problème d'optimisation comme une boîte noire, c'est-à-dire, étant donné une valeur d'entrée x , la boîte noire calcule et renvoie la valeur de la fonction objective $f(x)$.

Les méthodes de recherche directe sont apparues dans les années 50 et 60. Des exemples des premières méthodes sont les algorithmes de Box (1957), Hooke et Jeeves (pattern search method, 1961), Spendley, Hext et Himsforth (1962), Powell (1964), et l'algorithme de Nelder-Mead (1965) [88].

Les méthodes de recherche directe peuvent être divisées en trois groupes : les méthodes de recherche par motifs généralisés (GPS - generalized pattern search), les méthodes des directions conjuguées (algorithme de Powell et ses variantes), et les méthodes basées sur la figure géométrique d'un simplexe (méthode de Nelder-Mead et ses variantes).

Le « Pattern Search » (PS) est une des méthodes d'optimisation de Recherche Directe. En règle générale, le PS a l'avantage d'être très simple dans sa conception, facile à mettre en œuvre et le calcul est efficace. Contrairement à d'autres algorithmes heuristiques, tels que les algorithmes génétiques, le PS dispose d'un moyen flexible pour améliorer et adapter à l'échelle globale et affiner pour la recherche locale [89] [90].

L'algorithme Pattern Search se fait par le calcul une séquence de points qui peut se rapprocher de la valeur optimale. L'algorithme débute par la mise en place d'un ensemble de points (mesh) autour du point donné. Ce point peut être le point initial fourni par l'utilisateur ou il peut être calculé à partir de l'étape précédente de l'algorithme.

Le « mesh » est constitué par la multiplication scalaire d'un ensemble de vecteurs appelé « pattern » avec le point actuel. Si un point dans le « mesh » améliore la fonction objectif, il devient le nouveau point initial pour la prochaine itération et la taille du prochain « mesh » est conservée ou augmentée. Sinon, la taille du nouveau « mesh », généré autour de l'ancien point courant, est réduite.

VI. Simulations et résultats

A. Configuration du cas d'étude

Dans le but d'être le plus réaliste si possible, nous avons basé notre étude sur un réseau préexistant : celui de Saül, un village de Guyane. Saül est un village d'une centaine de personnes. Le village possède un ensemble de générateurs photovoltaïques [91]. Le réseau a au total 38 nœuds, répartis selon la topologie suivante :

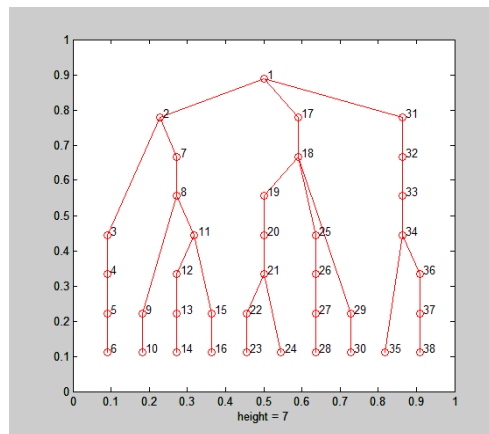


Figure 55- Topologie du réseau électrique

✓ Caractéristiques de la consommation

On considère que le profil de consommation à chaque nœud est le même sur tout le réseau, mais l'amplitude est différente.

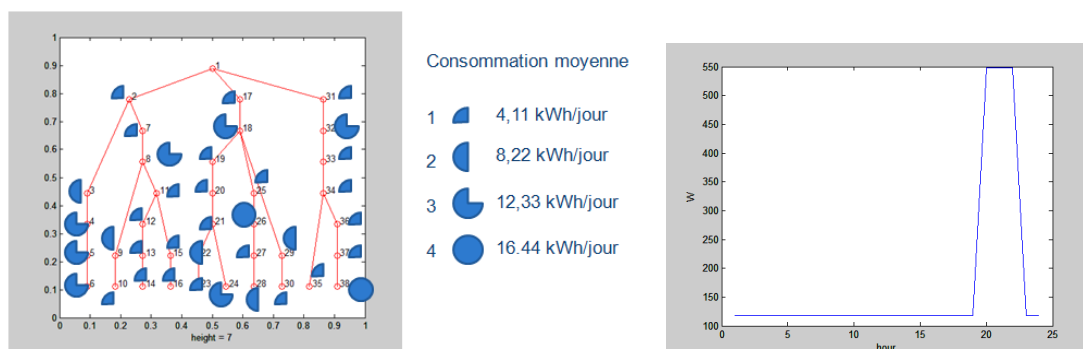


Figure 56- Répartition de la consommation et le profil de consommation d'unité

Energie totale consommée par les charges : 254.82kWh. Ce profil de consommation correspond à une consommation de type habitat. Toutefois, dans les simulations, on peut changer facilement le type de profil, ou imposer différents profils sur le réseau.

✓ **Caractéristiques de la production photovoltaïque**

De la même manière, la production des générateurs photovoltaïques est un même profil dont l'amplitude diffère suivant les nœuds.

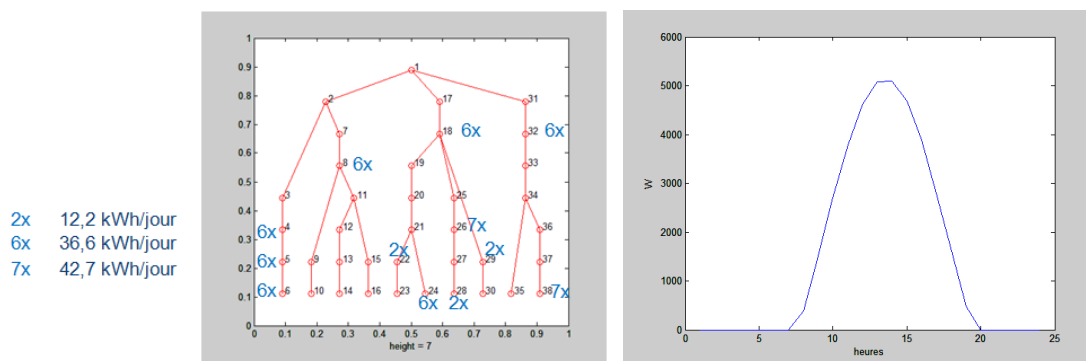


Figure 57- Répartition de la production PV et le profil de puissance PV à 36,6 kWh/jour

Puissance crête totale de l'installation PV : 57.47 kW

✓ **Caractéristiques de la production des groupes électrogènes**

Le village a 2 groupes électrogènes installés avec même puissance nominale à 6 kW. Le groupe n° 1 fonctionne de 20 à 21h avec le profil ci-dessous, le groupe n° 2 fonctionne une heure plus tard avec le même profil (5kW à 21h et 6kW à 22h).

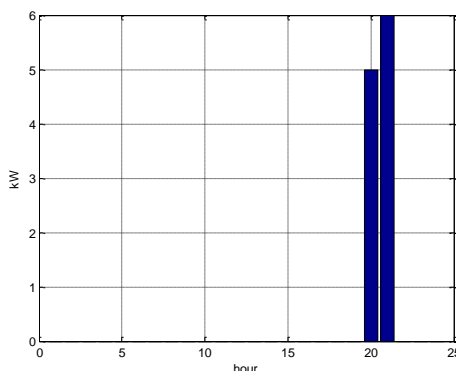


Figure 58- Profil de production de groupe électrogène n° 1.

Ce profil peut être issu d'un calcul par l'outil de calcul développé au chapitre 2. Pour ce cas, comme c'est un réseau isolé, on n'effectue pas une optimisation économique. Le plan de production des 2 groupes est donc imposé.

✓ **Autres caractéristiques**

Toutes les autres informations (résistance linéique, tension, l'angle...) sont fournies dans un fichier d'initialisation pour les simulations. Les lignes ont des longueurs variant entre 32 et 155 m. Elles ont une même résistance linéique : 1,84 Ohm/km. On néglige la réactance.

B. Résultats et analyses

1. Localisation et répartition

Nous effectuons des simulations pour 2, 3, 4 et 5 unités de stockage décentralisées. Pour chaque cas, la localisation du stockage et le pourcentage de la capacité totale sont présentés sur la topologie du réseau. Le groupe électrogène n° 1 est représenté par le triangle bleu et le 2^e par le triangle jaune.

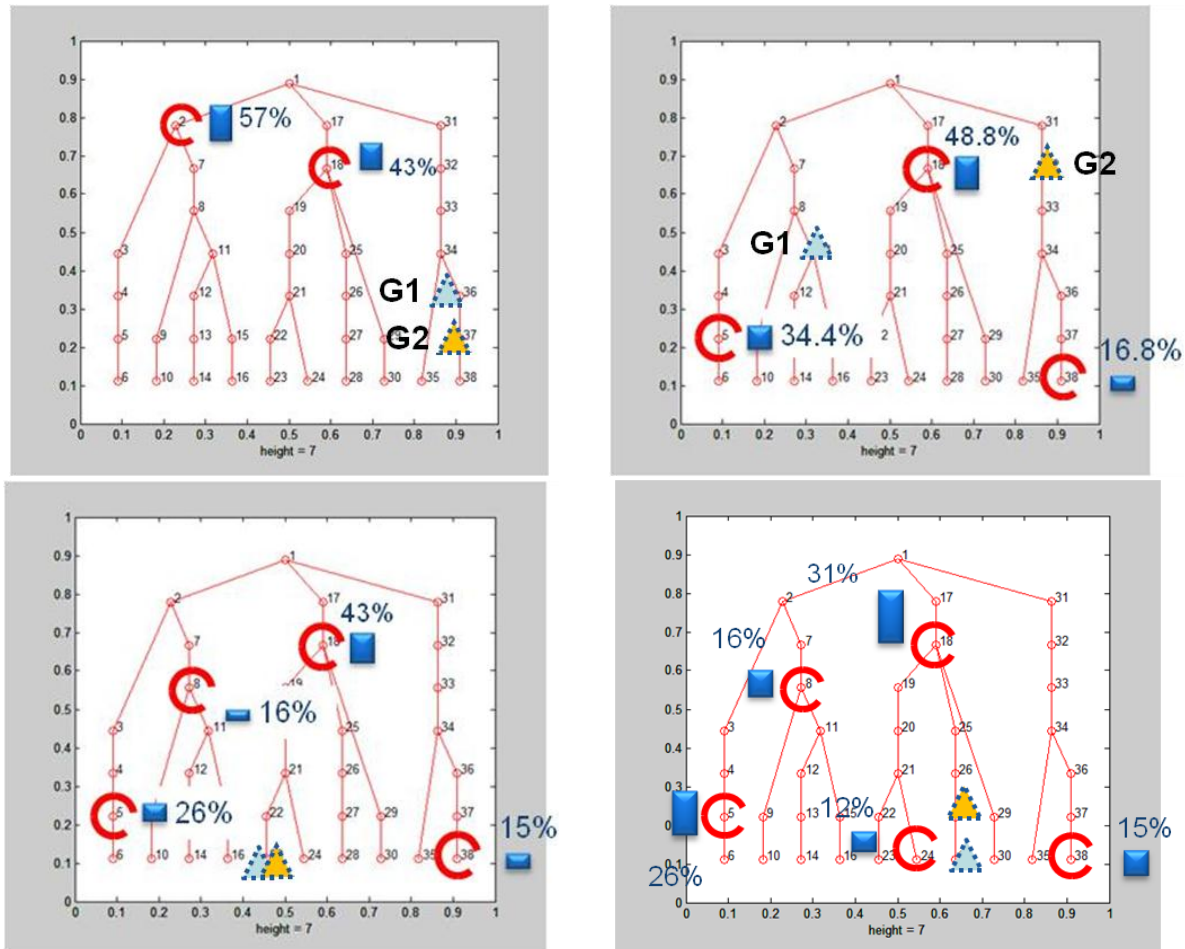


Figure 59- Répartition des stockages décentralisés (cas de 2, 3, 4 et 5 stockages)

En comparant avec la répartition des sources et des charges sur le réseau, on constate que le stockage se positionne au plus près des charges et sources de production importantes afin de réduire les transits de puissance dans les lignes.

Le nœud 18 est improprement dit le « barycentre » du réseau. En effet, il apparaît dans tous les résultats des cas. La proportion de capacité de stockage à ce nœud est importante.

On constate que la localisation des groupes électrogènes est dépendante de la localisation des unités de stockage.

2. Réduction des pertes en ligne

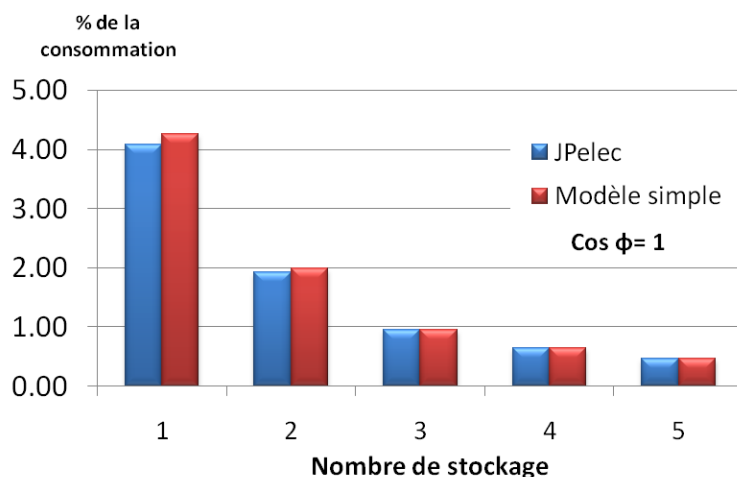


Figure 60- Réduction de perte Joule du cas $\cos\phi=1$

Les pertes Joule sont diminuées en augmentant le nombre de capacités de stockage décentralisées dans le réseau. Avec trois unités de stockage, dans notre simulation, on divise par 4 les pertes.

A partir de quatre unités de stockage, le gain n'est plus important. Cela peut être expliqué par la topologie du réseau. On observe que le réseau a 3 grands départs, donc il est envisageable de mettre à chaque départ un stockage.

Dans le cas où les charges ont le même facteur unitaire de puissance ($\cos\phi = 1$), les résultats donnés par le modèle simpliste et par celui de JPelec sont presque identiques. Cependant, avec un facteur de puissance non unitaire, il existe des écarts entre les deux modèles. Néanmoins, la localisation optimale reste identique.

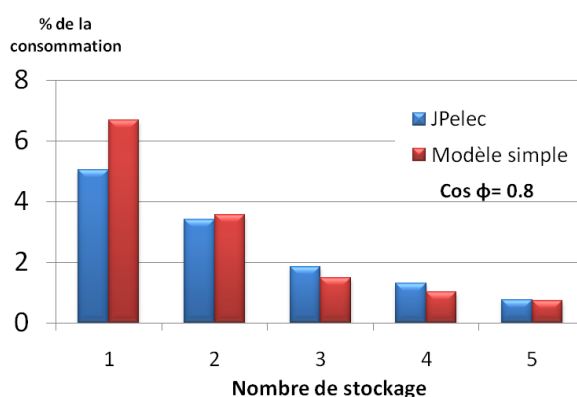


Figure 61- Réduction de perte Joule du cas $\cos\phi=0.8$

Ces écarts sont dus au fait que le modèle simple demande des hypothèses simplificatrices sur la tension à chaque nœud (tension constante). En plus, les calculs avec JPelec sont plus réalistes, ils prennent en compte en outre le réglage primaire de puissance active/fréquence (P/f), un réglage de puissance réactive/tension (Q/V). Avec un nombre d'unités de stockage assez grand, on diminue l'effet de la tension sur le résultat, donc l'écart devient moins important : les pertes Joule des 2 modèles dans le cas du réseau avec 5 stockages décentralisés sont presque identiques.

3. Evolution homogène de l'état de charge du stockage

L'avantage de simuler avec JPelec est que nous pouvons observer l'évolution du profil de tension des nœuds et l'état de charge de la batterie (SOC). Par exemple, dans le cas avec 3 stockages, l'évolution du SOC de chaque stockage sera de la forme :

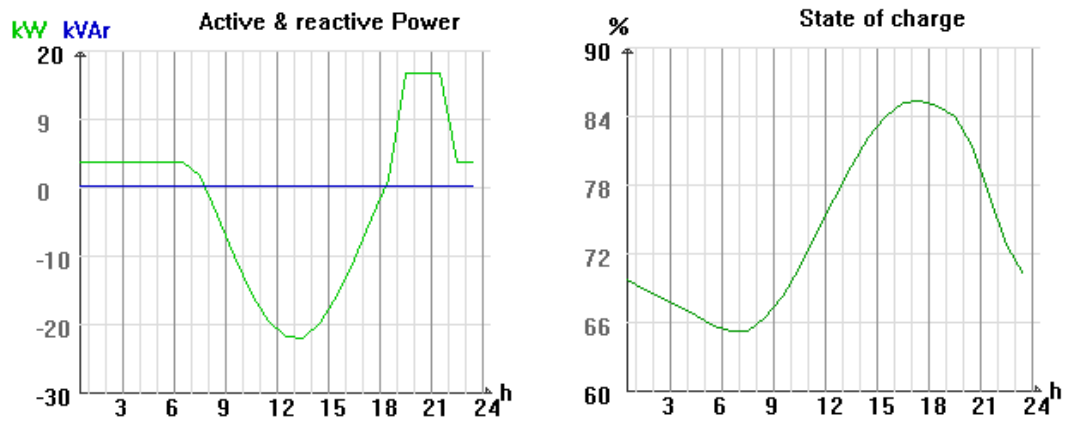


Figure 62- Fonctionnement du stockage

Avec les valeurs optimales de l'énergie réglante paramétrées aux onduleurs, les 3 stockages se comportent de la même manière.

La puissance du champ PV est dimensionnée telle que sa production dans la journée soit légèrement supérieure à la consommation des charges. Ainsi on pourrait s'attendre à ce que l'état de charge de la batterie en fin de journée soit supérieur à sa valeur initiale. Cependant la prise en compte des pertes en ligne et du rendement de charge/décharge de la batterie explique qu'il revienne à sa valeur initiale.

4. Amélioration la qualité de la tension

Pour être dans la norme Basse Tension, nous surveillons le nœud le plus critique dans le réseau (cela dépend de la position du stockage)

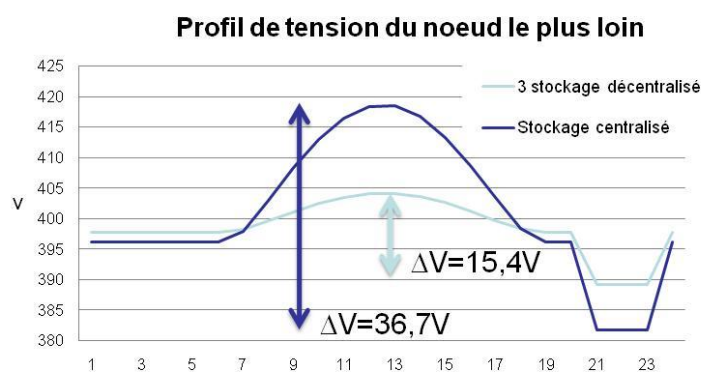


Figure 63- Réduction des variations de tension au nœud plus éloigné d'un élément de stockage

Dans le cas avec trois unités de stockages, les tensions varient dans la plage admissible (376V- 440V). En comparaison avec le stockage centralisé, la variation de tension (du nœud le plus critique) avec le stockage décentralisé ΔV n'est que 15,4V par rapport à 36,7V (le double). Cette

différence n'est pas négligeable lorsque l'on dimensionne le réseau électrique ou que l'on ajoute plus de charges sur ces nœuds critiques.

5. Continuité de service

A partir de 2 stockages installés dans le réseau, la continuité de service est assurée. En cas de panne de l'un des stockages, les autres maintiennent les besoins de la consommation.

Dans le pire des cas, où le plus grand stockage est en panne, les plus petits stockages peuvent assurer la continuité de service pendant un temps limité.

Les pertes en ligne augmentent en cas de panne d'un stockage. Les performances de la réduction des pertes lignes se dégradent énormément parce que les stockages restants n'ont pas une bonne localisation.

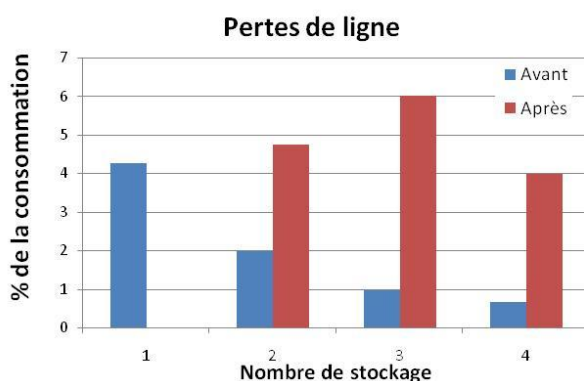


Figure 64- Perte Joule en cas de panne d'une unité de stockage

Remarque : Dans le cas de 2 stockages, ils sont placés aux nœuds 2 et 18. Si on suppose que le stockage au nœud 2 est en panne, le stockage au nœud 18 continue à maintenir le réseau. Comme on a mentionné avant que le nœud 18 est « le barycentre » du réseau, la dégradation de la performance de la réduction des pertes est moins importante que dans les autres cas.

VII. Conclusion

Récemment, des études sur les réseaux isolés ruraux retrouvent un nouvel essor avec l'arrivée des productions décentralisées. Cependant, ces réseaux électriques se retrouvent mal dimensionnés ou non optimisés du fait de l'évolution des demandes, de l'installation de nouvelles sources de production sur plusieurs points du réseau. Généralement, le stockage reste concentré en un seul point géographique. Notre étude montre qu'il est intéressant de répartir/décentraliser le stockage pour réduire les pertes en ligne dans ces réseaux.

Dans ce contexte, les outils d'optimisation pour la recherche de la localisation et la répartition de la capacité des capacités de stockage ont été développés. Différentes simulations et analyses nous ont permis d'évaluer l'efficacité des outils de simulation et de tirer les conclusions suivantes :

- Décentraliser le stockage permet de réduire les pertes Joule de ligne. Le gain dépend de la topologie du réseau, du profil de la consommation et de la production...

Conclusion

- Les chutes de tension sont moins importantes en présence de plusieurs unités de stockages sur le réseau.
- La continuité de service du réseau est assurée malgré la dégradation sur la réduction des pertes Joule.
- Le réglage puissance active/fréquence semble être convenable pour les réseaux isolés. Il ne demande pas une gestion de l'énergie du stockage. Pour le bon fonctionnement, les onduleurs n'ont pas besoin de communiquer entre eux.

Les simulations sur une période plus longue (mois, années) pourront permettre de conclure sur les impacts économiques du stockage réparti. Différents types de profils de consommation/production permettront des études plus profondes.

Chapitre 4

Dans le chapitre 2, la planification des moyens de stockage et des groupes de production fournit le plan d'exploitation de ces éléments. Comme la localisation des moyens de stockage et les groupes de production ne sont déterminés qu'au chapitre 3, le processus d'optimisation de planification au chapitre 2 n'a pas pris en compte les aspects de topologie du réseau. Avec la présence des pertes en ligne, le plan d'exploitation des composants du système doit évoluer.

En outre, afin d'assurer les critères de sécurité du réseau (norme de tension, puissance transmissible...), avec les données de la puissance des sources et des charges, le gestionnaire doit effectuer un calcul de répartition des charges pour répondre aux questions suivantes : Comment sont chargés les lignes dans le système étudié ? Quelles sont les tensions aux différents nœuds ? Quel pourcentage de l'énergie produite est perdu ? Les limites sont-elles dépassées ?...

I. Calcul de répartition des charges (Load Flow)

Pour un réseau électrique, le calcul de répartition des charges permet de déterminer les différentes variables électriques à un instant donné (courants sur les lignes, tensions nodales et déphasages, transits de puissance, etc.) pour un état donné de consommation et de production. Le calcul de répartition est l'une des briques de base pour la compréhension et la prévision du comportement des systèmes électriques.

Généralement, ce calcul porte sur quatre variables nodales : puissance active injectée ou soutirée P_i , puissance réactive injectée ou soutirée Q_i , phase d_i et amplitude V_i de la tension en chaque nœud i . Pour chacun des nœuds, deux des variables sont des paramètres, les deux autres étant des inconnues. Par exemple le nœud de raccordement d'un générateur régulé en tension est modélisé par un nœud où P et V sont connues et Q et d à déterminer, tandis qu'une charge est généralement modélisée par un nœud où P et Q sont connues. Le calcul de répartition des flux de puissances permet de déterminer la production de puissance réactive du générateur et la tension au nœud de charge. Il est à noter que la valeur de la tension de consigne du générateur est fixée par l'exploitant, qui cherchera à satisfaire un objectif d'exploitation tel que la minimisation des pertes ou bien la maximisation des marges de production.

Dans notre étude, cet outil de calcul de réseau nous permet d'évaluer une configuration en termes de pertes Joule et de contraintes de sécurité (courants sur les lignes inférieurs aux limites thermiques, tensions aux nœuds dans les marges acceptées par les normes).

A. Modélisation du réseau

Un calcul de répartition nécessite une modélisation du réseau électrique étudié. Il existe essentiellement 4 types d'éléments fondamentaux :

- Des moyens de production
- Des lignes
- Des transformateurs
- Des charges

Les autres éléments comme les moyens de réglage de la puissance réactive (capacités, réactances...) peuvent être considérés comme des charges ou des moyens de production qui ne consomment/fournissent que de la puissance réactive.

Pour un calcul de répartition, de nombreuses hypothèses simplificatrices sont retenues afin de conditionner à la fois la complexité et le domaine de validité du modèle [92]. Les principales hypothèses sont :

- Seul le comportement en régime permanent à 50Hz est étudié.
- Le réseau est supposé linéaire.
- Le réseau est en fonctionnement équilibré. L'étude du réseau peut être menée à partir d'un schéma monophasé équivalent.

Dans ces conditions, les modèles sont les suivants :

1. Moyens de production

Un moyen de production peut fournir une puissance active P_G et fournir ou consommer une puissance réactive Q_G .

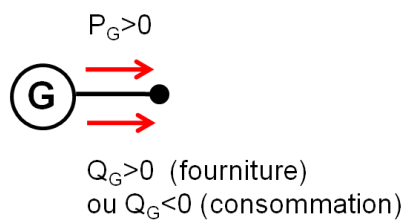


Figure 65 –Moyen de production

2. Lignes

Les lignes sont représentées par un schéma monophasé équivalent en π

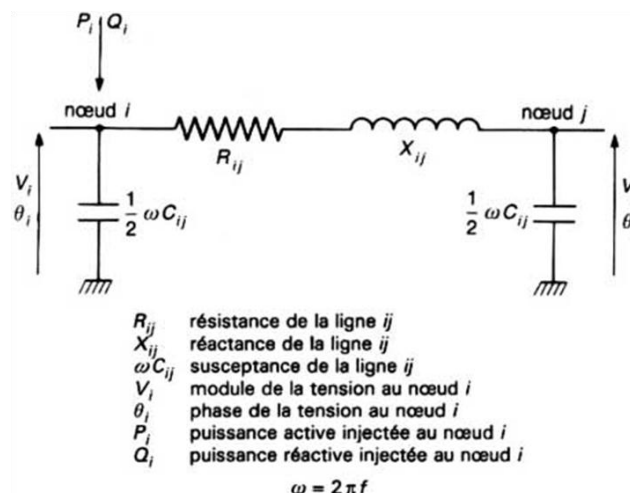


Figure 66 –Schéma équivalent en π de la ligne [93]

Dans le cas d'une ligne courte, la capacité C peut être ignorée. Son élimination n'a que très peu d'effet sur la tension ou le courant. Dans la littérature [93], il apparaît que les capacités sont

prises en compte si la longueur de la ligne est supérieure à 80km ou si la tension est supérieure à 69kV.

3. Transformateurs

Les transformateurs apparaissent souvent comme des interfaces entre des réseaux à des niveaux de tensions différentes. Le schéma équivalent du transformateur sera réduit à une impédance « série ». La résistance R représente la résistance totale des enroulements primaire et secondaire, l'inductance L_f représente l'inductance de fuite totale entre enroulement primaire et enroulement secondaire, m le rapport de transformation.

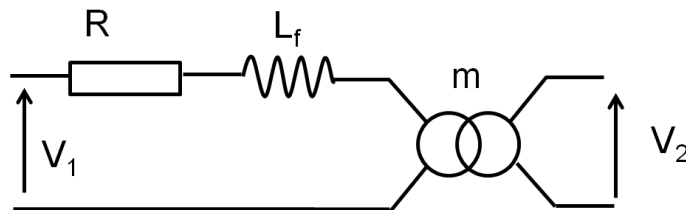


Figure 67 –Schéma équivalent du transformateur

4. Charge

Comme le modèle d'un moyen de production, une charge absorbe une puissance active P_D et fournit ou consomme une puissance réactive Q_D .

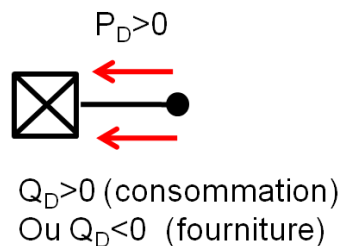


Figure 68 –Modèle de consommation

B. Principe de la résolution du calcul de la répartition

De nombreux travaux ont déjà été menés sur les méthodes de calcul de répartition. Il existe deux catégories de méthodes :

- méthodes simples (BFS – Backward Forward Sweep), adaptées pour les réseaux de distribution
- méthodes générales, valables pour tout type de réseau (réseaux maillé inclus).

Dans le paragraphe suivant, nous allons décrire brièvement ces deux méthodes.

1. Méthodes BFS

Pour un réseau de distribution, son arborescence permet de déterminer directement le sens des courants et ensuite de calculer la valeur de ces courants ainsi que des tensions nodales. Les injections de puissance active et les consommations des puissances active/réactive dans les nœuds sont supposées connues. Les tensions dans les nœuds sont initialement considérées égales à la tension nominale. A partir des nœuds aux extrémités, en appliquant la loi Kirchhoff, on calcule les courants dans les lignes. A partir des postes où la tension est considérée constante, on calcule les

chutes de tension sur chaque ligne. Ces chutes de tension nous permettent d'estimer des nouvelles valeurs des tensions aux nœuds.

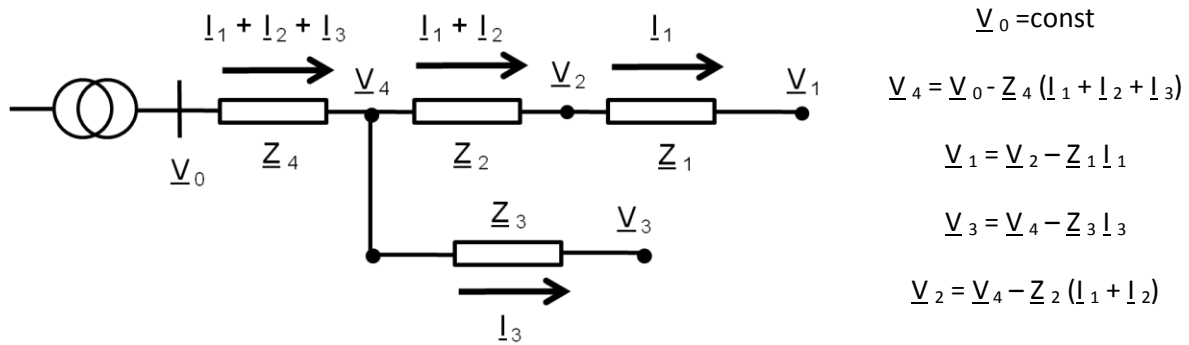


Figure 69 – Calcul de répartition BFS (backward-forward sweep)

Ce processus (appelé méthode aller-retour ou backward-forward) continue jusqu'à ce que la différence entre deux itérations successives sur le plan de tension soit inférieure à une valeur fixée. Une description plus exacte de cette méthode et sa mise en œuvre sont présentées dans les chapitres dédiés aux calculs des réseaux dans [94, 95].

Malgré sa simplicité d'implémentation et un temps de calcul réduit, son utilisation n'est applicable qu'aux réseaux arborescents. Des méthodes plus générales sont décrites dans le paragraphe suivant.

2. Méthodes générales

Ces méthodes permettent de calculer un état du réseau (radial ou maillé) grâce à une description matricielle du réseau (matrice d'admittances nodales). La relation entre la tension V et le courant I des nœuds du réseau composé des composants passives est présenté comme suit :

$$[I] = [Y][V] \quad (4.1)$$

La description et la détermination plus détaillée de la matrice d'admittance Y sont décrites dans les ouvrages comme [92, 96].

Pour tous les nœuds du réseau, on a deux relations fondamentales sous forme polaire qui permet de relier les puissances active/réactive fournies/consommées, en chaque nœud i , aux tensions (module et phase) sur l'ensemble du réseau :

$$\begin{aligned}
 P_i &= P_{Gi} - P_{Di} = \sum_{k=1}^N V_i V_k y_{ik} \cos(\gamma_{ik} + \theta_k - \theta_i) \\
 Q_i &= Q_{Gi} - Q_{Di} = -\sum_{k=1}^N V_i V_k y_{ik} \sin(\gamma_{ik} + \theta_k - \theta_i)
 \end{aligned} \quad (4.2)$$

Il s'agit de résoudre le système d'équations ci-dessus. Une des méthodes de résolution est la méthode de Newton-Raphson. Cette méthode permet de trouver numériquement la solution d'un système non linéaire. Cette méthode suppose une linéarisation (développement en série Taylor d'ordre 1) autour d'un point de fonctionnement (défini par des tensions égales en module à la tension nominale $V = V_n$ et pour des déphasages nuls $\theta = 0$). On obtient un système dont les sorties

sont les écarts des puissances autour du point de fonctionnement choisi, et les entrées, les variations des modules de tensions et des arguments:

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} \Delta \theta_k + \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial V_k} \Delta V_k \\ \Delta Q_i &= \sum_{k=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} \Delta \theta_k + \sum_{k=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} \Delta V_k \end{aligned} \Rightarrow \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{pmatrix} \Rightarrow \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{pmatrix} = -J^{-1} \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} \quad (4.3)$$

Avec $J = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{pmatrix}$ la matrice de dérivées partielles du système (Jacobien).

On résout ce système pour déterminer les vecteurs inconnus ΔV et $\Delta \theta$. Le processus itératif est décrit par les formules de récurrence suivant :

$$\begin{aligned} \theta^{m+1} &= \theta^m + \Delta \theta \\ V^{m+1} &= V^m + \Delta V \end{aligned} \quad (4.4)$$

Le processus continue jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit atteint, par exemple quand ΔP et ΔQ sont inférieures à une tolérance spécifique. Une fois que tous les V_i et θ_i sont déterminés, les puissances active et réactive à chaque nœud sont déduites.

Les pertes dans le réseau restent simples à déterminer :

$$P_{Loss} = \sum_{i=1}^N P_{Gi} - \sum_{i=1}^N P_{Di} \quad (4.5)$$

Comme le but de notre étude n'est pas de développer un algorithme pour le calcul du Loadflow, nous nous contentons de considérer cet outil comme une « boîte noire ». Les entrées sont donc les puissances consommées/produites et la topologie du réseau (sous forme matricielle) et les sorties sont les vecteurs de tensions aux nœuds, les vecteurs de courants sur les lignes et les pertes Joule globales.

C. Les limites de fonctionnement du réseau électrique

Généralement, les éléments (lignes, transformateurs...) qui composent le réseau d'électricité ont des contraintes ou limites de fonctionnement. Si ces limites de fonctionnement sont dépassées, les éléments peuvent être endommagés. Afin d'assurer la sûreté et l'adéquation du système électrique, il est donc indispensable de faire attention à l'utilisation de ces éléments.

Pendant, on ne peut pas contrôler directement leur utilisation parce que la répartition des flux sur les éléments du réseau dépend des équations de réseau. Donc pour maîtriser les flux de puissances, deux actions peuvent être utilisés: modifier la topologie du réseau ou modifier des injections. La modification de la topologie (par connection/déconnection de certaines lignes, bouclage/débouclage de nœuds...) est très efficace quand elle est possible [97]. Plus couramment, le

contrôle des flux sur les éléments du réseau est réalisé par la modification des injections. Par exemple le délestage de la consommation permet de réguler les flux de puissance. Dans ce cas, la sécurité du système est assurée, mais l'adéquation production/consommation n'est plus maintenue.

Quand le flux sur une ligne électrique atteint sa capacité transmissible maximale, on dit que l'on est en situation de congestion. Elle entraîne un risque de rupture qui est peut être extrêmement coûteux selon les cas. En effet, quand une ligne se déconnecte suite à un défaut, son flux initial va se reporter sur les lignes voisines. Ce phénomène (appelé « report de charge » [98]) risque de surcharger d'autres lignes du réseau et menace la sûreté du système électrique. Dans le pire cas, par effet domino, les reports de charges entraînent un effondrement du réseau. C'est pourquoi, les marges de sécurité sont prises en compte en utilisant des critères ou des règles de sécurité. Le système doit fonctionner en temps normal en dessous de leurs limites physiques. Les deux types de limites sont : limites thermiques et limites provenant des règles de sécurité.

1. Limites thermiques en fonctionnement normal

Ces limites sont liées à l'échauffement des lignes par effet Joule lors du passage du courant électrique. Une partie de la puissance électrique transmise est transformée en puissance thermique. L'échauffement de la ligne conduit à une dilatation et un allongement des lignes électriques. Un court-circuit entre la ligne et le sol peut survenir quand l'allongement est trop important, ce qui est dangereux pour les matériels et les personnes à proximité.

L'énergie thermique dégagée par effet Joule est proportionnelle au carré de l'intensité du courant de ligne. On doit donc garantir qu'elle soit inférieure à un seuil fixé. En cas de dépassement, on doit ramener le transit à une valeur acceptable pendant une durée limitée. Sinon, il faut activer le mécanisme de protection de surcharge pour déconnecter l'élément avant apparition de défaut plus important. En général, les limites thermiques peuvent être représentées comme une limite en puissance apparente qui peut transiter au sein d'un élément. Le gestionnaire du réseau doit donc assurer que les flux de puissance respectent ces limites.

2. Limites provenant des règles de sécurité

Les règles de sécurité sont utilisées pour diminuer le risque d'écoulement du réseau. Ces règles sont conçues pour qu'à tout instant, le système reste viable après la perte de k éléments [98]. C'est la « règle du $N-k$ ». Pour un ensemble N donné d'injections/soutirages, on évalue la répartition des flux de puissance pour chacun des cas où l'on perd k éléments, les flux de puissances sur chaque élément restent « après incident » inférieurs aux limites physiques.

II. Répartition du flux de puissance optimal

Avant de présenter le problème de répartition du flux de puissance optimale, nous allons d'abord présenter brièvement le modèle du réseau électrique.

A. Modèle du réseau électrique

Le réseau électrique moderne est représenté par un système dynamique non linéaire d'ordre élevé[96]. Il peut être décrit par un ensemble d'équations différentielles non linéaires de premier ordre, de la forme suivante :

$$\dot{x} = f(x, u, t) \quad (4.6)$$

$$\text{où } x = [x_1, x_2, \dots, x_n], \quad u = [u_1, u_2, \dots, u_r]$$

n est l'ordre du système et r le nombre d'entrées. Le vecteur x est le vecteur d'état et les x_i comme variables d'état. Le vecteur u est le vecteur des entrées pour le système. Les variables d'état avec les entrées du système fournissent une description complète du comportement du système. Généralement, on s'intéresse à des variables de sortie qui peuvent être observées dans le système. Ces variables peuvent être exprimées en fonction des variables d'état et des variables d'entrée sous la forme suivant :

$$y = g(x, u) \quad (4.7)$$

Les variables d'état dans un système peuvent être des quantités physiques comme l'angle, la vitesse, la tension... ou elles peuvent être des variables mathématiques abstraites associées aux équations différentielles décrivant la dynamique du système.

B. Problème de flux de puissance optimal

Pour un planificateur, le calcul de « load flow » tout seul ne donne que les résultats de l'état du réseau avec des consignes de générations fixées. La planification demande très souvent un ajustement pour les puissances générées en fonction de certains critères. L'un des plus utilisé est le minimum du coût de production. L'application d'un tel critère prend immédiatement comme variable des puissances de consigne qu'il faut déterminer pour minimiser le coût de production

Le degré de liberté pour le choix des entrées semble être extrêmement large, mais en présence d'un objectif (par exemple minimum de coût de production), le problème est bien défini. Bien sur les demandes mathématiques deviennent plus exigeantes par rapport au problème de « loadflow » original, cependant, le but est toujours le même : la détermination des tensions nodales dans le système. Elles jouent le rôle de variables d'état à partir de laquelle toutes les autres grandeurs peuvent être déterminées.

Le problème de flux puissance optimal ou Optimal Power Flow (OPF) a été défini dans les années 70 comme une extension de l'approche « economic dispatch » pour déterminer une configuration optimale des variables de contrôle dans le système électrique en respectant des contraintes variées. Du point de vue de l'OPF, le maintien de la sécurité du système exige de conserver chaque élément du réseau dans son état de fonctionnement stable.

De nos jours, le terme OPF désigne tout problème lié à la détermination de l'état à l'équilibre (steady state) « optimal » instantané du système électrique. L'état optimal à équilibre est atteint en ajustant les plans de production.

C. Formulation du problème

La définition d'un calcul de répartition des Flux de Puissance Optimal est un processus d'optimisation, centré autour d'une fonction objectif à minimiser, tout en respectant des contraintes techniques liées au fonctionnement du réseau [99].

Il existe plusieurs objectifs possibles pour un problème OPF. Les objectifs les plus courants sont :

- Optimisation du coût de production : coût minimal de production d'énergie pour chaque générateur défini par l'équation suivante :

$$f_{\text{objectif}} = \sum_k C_k(P_k)$$

avec $C_k(P_k)$: le coût de production du générateur k à puissance P_k

- Minimisation des pertes en ligne : la réduction des pertes Joules devient une priorité pour les opérateurs de réseaux de distribution. Cela permet une réduction des coûts de distribution d'énergie et entraîne une augmentation des marges de transit sur les lignes électriques ainsi qu'une amélioration du profil de tension. Minimiser les pertes en ligne conduit aussi à une réduction d'un des coûts d'exploitation.

$$f_{\text{objectif}} = \sum_k R_k I_k^2$$

avec R_k : la résistance de la branche k et I_k : module du courant dans la branche k

- Déviation minimale de la tension par rapport à la tension unitaire : on cherche à équilibrer le profil de tension en essayant de minimiser la somme des écarts relatifs de la tension en chaque nœud par rapport à la tension nominale. Ces écarts sont pondérés en fonction de la puissance souscrite au niveau de chaque nœud. En effet, une déviation de 5 % par rapport à la tension nominale n'a pas le même effet pour un consommateur ayant une puissance souscrite de 5 MVA ou de 20 kVA.

$$f_{\text{objectif}} = \sum_i \frac{|U_n - U_i|}{U_n} \cdot c_{\text{pond } i}$$

avec U_n : la tension nominale, U_i : la tension dans le nœud i et $c_{\text{pond } i}$: coefficient de pondération du nœud i

- Nombre minimale des reconfigurations du réseau
- Multi objectifs : Des combinaisons linéaires de plusieurs objectifs peuvent être utilisées afin d'optimiser plusieurs critères à la fois. Par contre, la détermination des coefficients c_i s'avère être une tâche difficile parce que les critères ne portent pas sur les mêmes aspects (comparaison Wh et € par exemple)

$$f_{\text{multi objectif}} = c_1 f_{\text{objectif } 1} + c_2 f_{\text{objectif } 2} + c_3 f_{\text{objectif } 3} + \dots$$

En générale, le problème s'est exprimé sous la forme suivante :

$$\begin{cases} \min f_{\text{objectif}}(x, u) \\ s.c \\ g(x) = 0 \\ h(x, u) \leq 0 \end{cases} \quad (4.8)$$

Où :

- $f(x,u)$ est la fonction objectif
- x sont les variables d'état ou variables dépendantes (tensions, phases, courants ou puissances des générateurs/charges non contrôlés...)
- u sont les variables d'entrée ou variables de contrôle. En générale, elles sont les valeurs qui peuvent être modifiées pour satisfaire la balance entre la consommation et la production. (Ex : consigne de production, plots des régleurs en charge, plots des bancs de capacités, position de prise du transformateur...)
- $g(x)$ sont les conditions d'égalité pour les variables dépendantes, représenté par les équations de « loadflow ». Les contraintes d'égalité de l'OPF tiennent généralement en compte de l'équilibre des puissances aux nœuds du réseau électrique. Les équations de flux de puissance exigent que la somme de l'injection de puissance active et de la puissance réactive à chaque nœud soit égale à zéro. (voir I.B.2 équation (4.2))
- $h(x)$ sont les inégalités qui traduisent les contraintes sur les variables x et u . Les contraintes d'inégalité de l'OPF prennent en compte les limites des composants dans le réseau électrique, ainsi que les limites techniques pour assurer la sécurité du réseau (tensions minimale et maximales, puissances maximales, puissances ou courants transmissibles maximales...). Notamment, les générateurs ont des sorties maximales et minimales de puissances active et réactive, ce qui ajoute des contraintes d'inégalité.

D. Mise en équation du problème

La mise en équation du problème d'OPF ressemble partiellement à celle du problème d' « economic dispatch » présenté dans le chapitre 2. Cependant, elle se diffère par la prise en compte de la topologie du réseau. La localisation des composants (des groupes de production, des unités de stockage et des délesteurs de charges) à insérer dans la topologie du système doit être déterminée ou imposée. On ajoutera les indices L pour désigner la localisation de ces composants.

Les coûts de fonctionnement des composants restent identiques. On reprend presque les mêmes annotations (voir Chapitre 2 paragraphe III.G).

Pour une unité de stockage située au nœud L sur le réseau, son état de charge est représenté comme suit :

$$x_{iL}(t + \Delta t) = x_{iL}(t) + u_{iL}(t) \quad (4.9)$$

avec $x_{iL}(t+\Delta t)$ l'état de charge du stockage i à moment $t+\Delta t$ et $u_{iL}(t)$ la variation relative du stockage entre les instants t et $t+\Delta t$. Ce stockage fournit/absorbe une puissance $P_{iL}(t)$ au nœud L du réseau.

On appelle $g_{iL}(t)$ la puissance fournie par le groupe de production i à l'instant t au nœud L du réseau et $d_{iL}(t)$ la puissance de délestage à l'instant t au nœud L .

Le point d'interconnexion est fixé au nœud n°1 (choix de numérotation). La puissance échangée au point d'interconnexion à l'instant t sera notée $r(t)$.

$$-R_{\max} < r(t) < R_{\max} \quad (4.10)$$

On note $pv_L(t)$ la puissance produite par des panneaux PV et $c_L(t)$ la consommation au nœud L. La somme de la production des générateurs PV est représentée par $pv(t)$ et la consommation de l'ensemble des de la charge par $c(t)$.

$$\begin{aligned} pv(t) &= \sum_L pv_L(t) \\ c(t) &= \sum_L c_L(t) \end{aligned} \quad (4.11)$$

Pour assurer le fonctionnement du système, on doit satisfaire l'équation d'équilibre entre la demande et la consommation :

$$-P_{iL}(t) + g_{iL}(t) + r(t) + pv(t) = c(t) - d_L(t) + P_{pertes}(t) \quad (4.12)$$

Les pertes en ligne à chaque moment t sont calculées grâce aux résultats du calcul de répartition du flux de puissance (voir (4.5))

Du point de vue des contraintes de sécurité du réseau, nous nous intéressons dans un premier temps qu'aux limites des tensions à chaque nœud. La tension au nœud L du réseau est représentée par $V_L(t)$ et elle est aussi déterminée par la résolution des équations « loadflow » (voir (4.2)). La tension est limitée par :

$$V_L^{\min} \leq V_L(t) \leq V_L^{\max} \quad (4.13)$$

Les fonctions de coût d'exploitation du stockage, des groupes électrogènes, du délestage des charges... restent inchangés. Le coût de fonctionnement total du système à optimiser est :

$$C_{\text{Total}} = C_{\text{Stockage}} + C_{\text{GP}} + C_{\text{Delestage}} + C_{\text{Re.seau}} \quad (4.14)$$

En résumé, notre problème d'optimisation peut être décrit par le système suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \min C_{\text{Total}} \\ s.c \\ -P_{iL}(t) + g_{iL}(t) + r(t) + pv(t) = c(t) - d_L(t) - P_{perte}(t) \\ x_{iL}(t+1) = x_{iL}(t) + u_{iL}(t) \\ \Delta SOC_{\min} \leq u_{iL}(t) \leq \Delta SOC_{\max} \\ SOC_{\min} \leq x_{iL}(t) \leq SOC_{\max} \\ 0 \leq g_{iL}(t) \leq G_{i\max} \\ -R_{\max} \leq r(t) \leq R_{\max} \\ V_L^{\min} \leq V_L(t) \leq V_L^{\max} \end{array} \right. \quad (4.15)$$

Les variables à déterminer sont : $x_{iL}(t)$, $u_{iL}(t)$, $g_{iL}(t)$, $r(t)$ et $V_L(t)$.

E. Classification des méthodes de résolution du problème OPF

Une grande variété de techniques d'optimisation a été appliquée pour résoudre des problèmes d'OPF. Les techniques peuvent être classées comme suit [100, 101]:

- Programmation non linéaire (NLP - Non Linear Programming)
- Programmation quadratique (QP - Quadratic Programming)
- Solution des conditions d'optimalité basée sur la méthode de Newton
- Programmation linéaire (LP - Linear Programming)
- Versions hybrides de programmation linéaire et programmation entier
- Méthodes du point intérieur
- Autres méthodes

En fonction du problème OPF posé, une méthode est plus ou moins adaptée. Dans l'article [102], les auteurs ont examiné et fait une étude détaillée de différentes méthodes d'optimisation pour résoudre le problème OPF en fonction de sa complexité.

Pour les problèmes d'OPF, la présence du stockage emmène une interrelation entre chaque instant de simulation. Dans la littérature, beaucoup des algorithmes proposés sont de type programmation dynamique. Récemment, grâce au développement des outils d'optimisation plus performants, les méthodes de type déterministe sont de plus en plus proposées comme dans [103] ou [104].

Compte tenu de la similitude de cette étude avec celle menée dans le chapitre 2, nous réutilisons la méthode de points intérieurs qui est de type déterministe pour la résolution du problème d'OPF. Le temps de calcul par contre est beaucoup plus long à cause de la résolution des équations de « Load flow ».

III. Simulations et résultats

A. Hypothèses de simulation et topologie du réseau

Dans cette partie, on conserve les hypothèses de simulation et la configuration du réseau du chapitre 2 et 3. Ici, on redonne les principales données.

La topologie du réseau et la répartition de la consommation et de la production des panneaux photovoltaïques sont présentées ci-dessous.

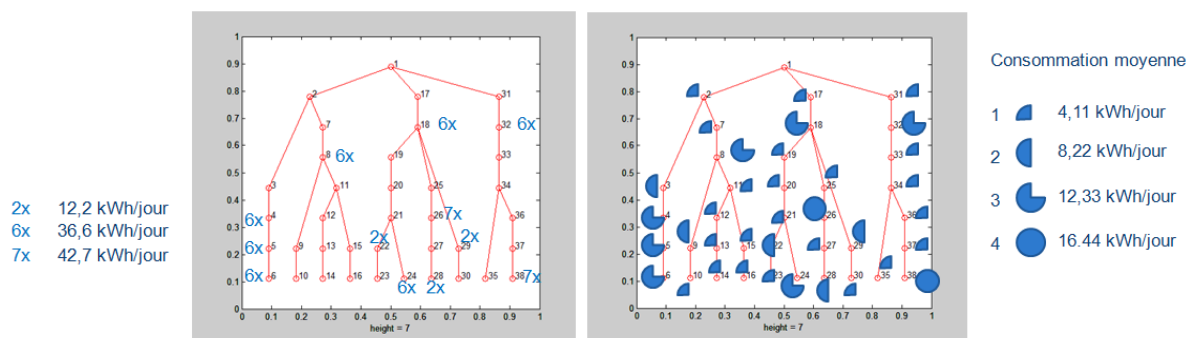


Figure 70 –Répartition de production PV et de consommation

Les profils de puissance d’entrée qui correspondent à l’ensemble de la consommation des charges et à la production PV sont représentés dans la Figure 22. La puissance bilan (Figure 23) est la différence entre la consommation et la production.

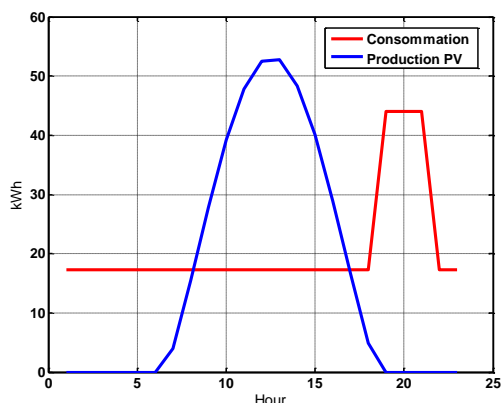


Figure 71 –Puissance de consommation des charges et production PV

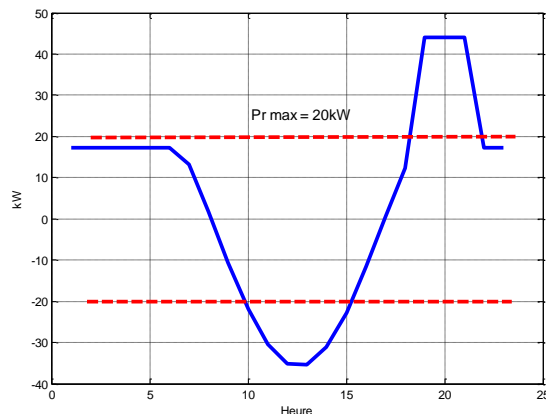


Figure 72 –Puissance bilan P_{bilan}

Nous prenons le cas où le système se compose de deux groupes électrogènes et du stockage. Avec l’outil d’optimisation du plan de fonctionnement au chapitre 2, nous avons obtenu ces résultats :

- Le stockage se stocke quand la demande de l’énergie est plus petite que la capacité de fourniture (20kW) du réseau interconnecté ou quand la production PV excède la capacité d’absorption (20kW). Il se décharge pour maintenir l’équilibre au pic de demande du soir (de 19 à 21h) (voir Figure 73).
- Les groupes électrogènes fonctionnent lors son coût de fonctionnement est inférieur au tarif d’achat d’électricité au point interconnecté. Le groupe n° 1 est en marche de 19h à 20h et le groupe n° 2 de 17h à 20h (voir Figure 73).

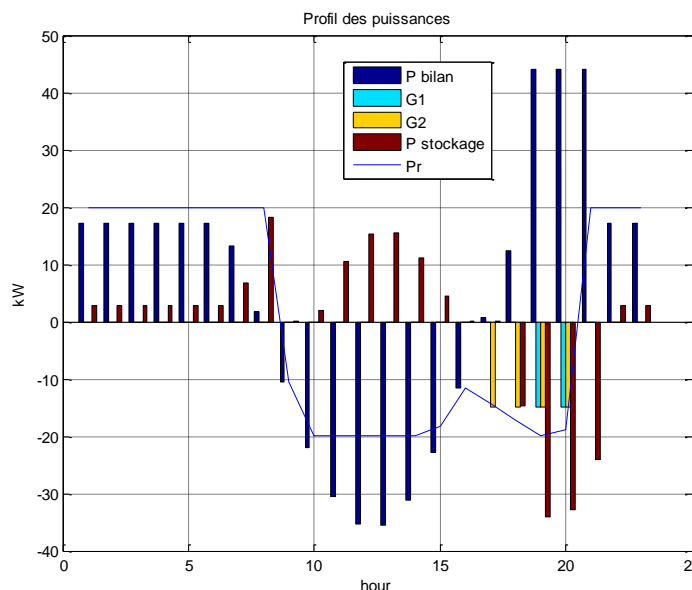


Figure 73 –Plan de fonctionnement des composants

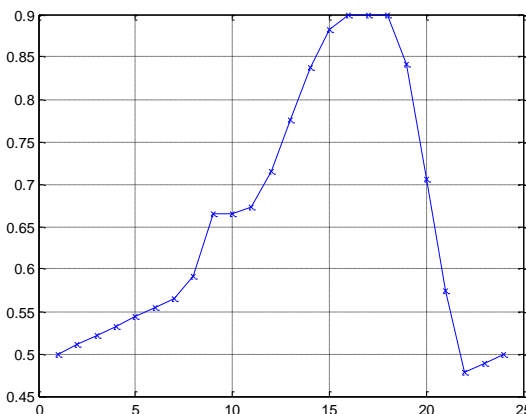


Figure 74 –Evolution du SOC

Dans ce cas, avec l'existence du stockage, nous n'effectuons que comme exemple d'illustration avec une décentralisation du stockage en 3 unités réparties. La localisation optimisée des unités de stockage et des groupes électrogènes est calculée grâce à l'outil au chapitre 3.

Le tableau suivant résume le positionnement des éléments sur la topologie du réseau et ses caractéristiques.

Élément	Localisation sur le réseau	Caractéristique
 Point d'interconnection	Nœud n° 1	<ul style="list-style-type: none"> $P_{R\max} = 20 \text{ kW}$
 Groupe électrogène	Groupe n° 1 : nœud 8 Groupe n° 2 : nœud 1 (localisation optimisé)	<ul style="list-style-type: none"> $P_N = 15\text{kW}$ $\text{Cout}_{\text{kWh } PN1} = 150 \text{ €/MWh}$ $\text{Cout}_{\text{kWh } PN2} = 120 \text{ €/MWh}$
 Stockage	Nœud n° 6, 18 et 37 (localisation optimisé)	<ul style="list-style-type: none"> $P_{S\max} = 50 \text{ kW}$ $C_{\text{bat}} = 250\text{kWh}$ Répartition de capacité : <ul style="list-style-type: none"> Nœud 6 : 26% Nœud 18 : 53% Nœud 37 : 21%

Tableau 3 – Information des éléments

B. Résultats

Avec la présence de la topologie du réseau, l'équation d'équilibre entre la production et la consommation est la suivante :

$$P_R + P_{GE} + P_{PV} = P_{Stockage} + P_{Conso} + P_{pertes} \quad (4.16)$$

Si l'on impose que le plan de production des GE (P_{GE}) et l'échange de puissance au point d'interconnexion (P_R) restent inchangés, c'est le stockage doit fonctionner différemment pour compenser les pertes en ligne. Avant d'utiliser l'outil OPF, nous cherchons rapidement le plan de fonctionnement du stockage. La puissance du stockage est donc défini par :

$$P_{Stockage} = P_R + P_{GE} + P_{PV} - P_{Conso} - P_{pertes} \quad (4.17)$$

A cause des pertes en lignes, le stockage est moins chargé pendant la journée et plus déchargé. En conséquence, à la fin de la période de simulation, son SOC ne revient pas à 0.5 comme on a demandé (Figure 75).

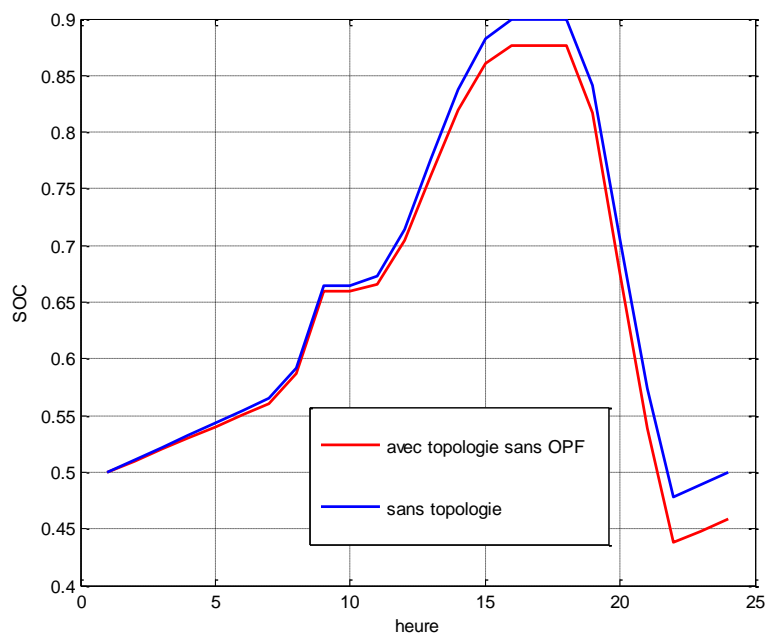
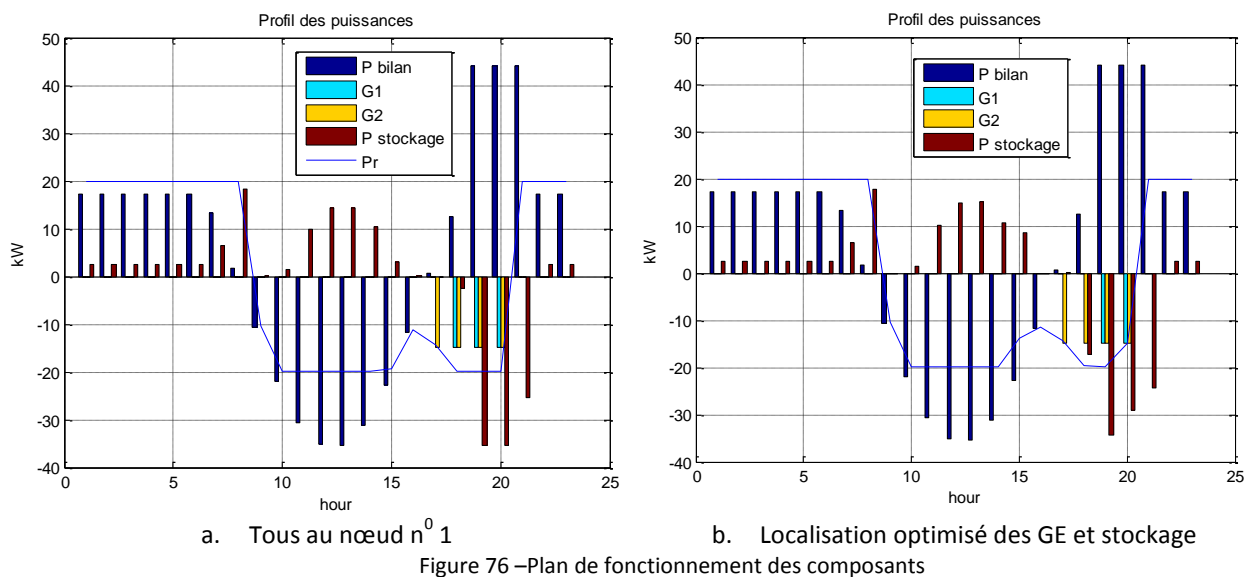


Figure 75 –Comparaison d'évolution du SOC du stockage

Cet écart représente l'énergie perdue par les pertes en lignes.

L'utilisation de l'outil OPF nous permettra de déterminer le nouveau plan de fonctionnement des composants prise en compte la topologie du réseau. Nous comparons ci-dessous les résultats obtenus par l'outil OPF dans les 2 cas suivants :

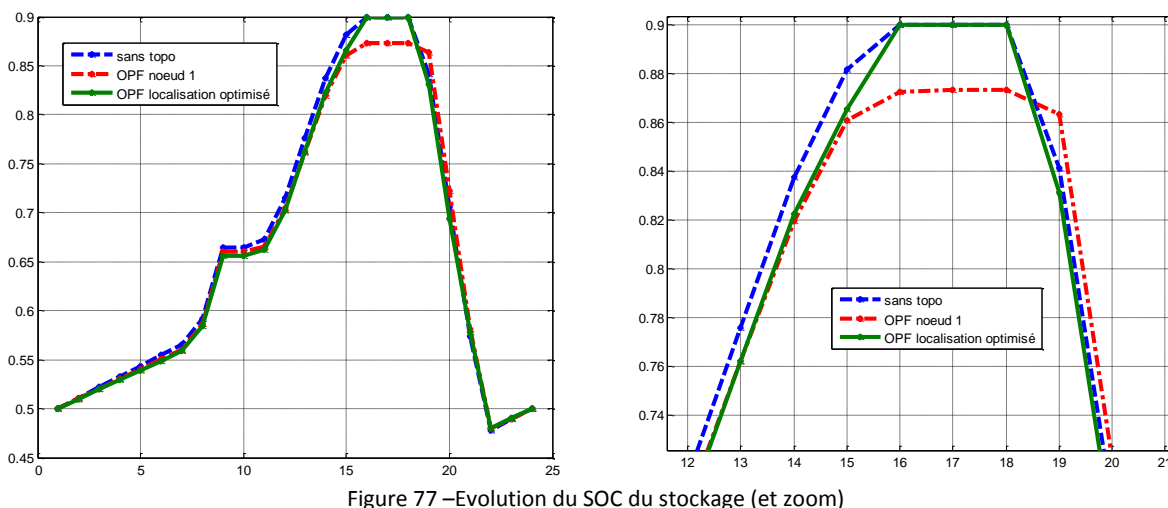
- a. Tous les éléments (sauf charges et production PV) sont au nœud 1
- b. La localisation optimisée des éléments sont décrits dans le Tableau 3



Dans le cas a, on observe que le groupe électrogène n° 2 doit démarrer une heure en plus à 18h (18 à 20h par rapport au plan de fonctionnement original de 19 à 20h, Figure 73 et Figure 76.a).

Avec une localisation optimisée des GE et 3 unités de stockage réparti, le plan de fonctionnement des éléments change très peu : le plan de production des GE (P_{G1} , P_{G2}) reste identique, le stockage ($P_{stockage}$) et la puissance au point d'interconnexion (Pr) légèrement changé (Figure 73 et Figure 76.b).

Le plan de fonctionnement du stockage et l'échange de puissance est comparé plus détaillé dans les figures suivantes :



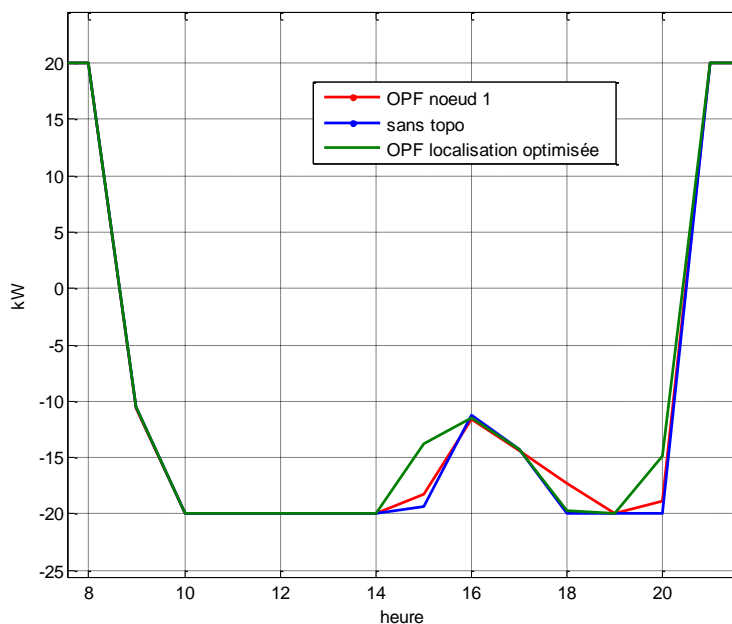


Figure 78 –Puissance P_R au point d'interconnection

Dans le cas a, les pertes en lignes sont environs 11 kWh. C'est pourquoi, l'outil OPF décide de démarrer le groupe n° 1 à 15kW pendant une heure (18h) pour les compenser et le stockage ne décharge donc qu'une petite partie de sa capacité (Figure 77-zoom, courbe rouge à 18-19 h). La puissance P_R rapproche du fonctionnement original (courbe rouge -Figure 78).

Dans le cas b, les pertes en lignes sont réduites à 7kWh. Afin de compenser ces pertes, l'outil décide de moins injecter au réseau à 15h (courbe vert -Figure 78) pour charger au maximum le stockage (courbe vert -Figure 77).

On compare les performances économiques de ces deux cas par le tableau suivant :

	Sans topo	OPF nœud 1	OPF localisation optimisée
Coût exploitation journalier du réseau (€)	1.3824	2.5618	2.0293
Pertes	Pas de pertes	11 kWh	7 kWh
Coût moyen pour les pertes (c€/kWh)		10.7	9.2

La présence des pertes en lignes entraine une augmentation sur le coût total du réseau selon les cas. Une bonne localisation des éléments réduit non seulement le coût total mais aussi sur le coût moyen pour chaque kWh de pertes.

Nous regardons ensuite sur la qualité de réseau dans ce cas de localisation optimisée. La norme du réseau BT oblige que la tension doit être :

$$0.9 < V < 1.06$$

La Figure 79 montre les tensions maximale et minimale à chaque nœud en unité p.u (per unit, sachant que 1 p.u est la tension nominale, dans notre cas, 400V).

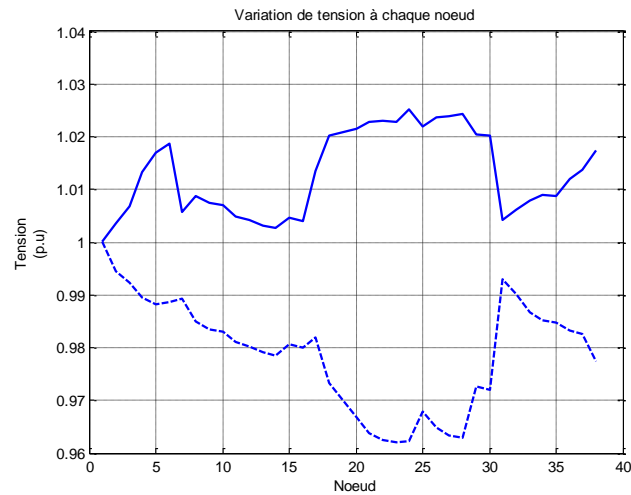


Figure 79 –Tension maximale et minimale à chaque nœud

Nous observons que la tension à tous les nœuds satisfait la norme. Au nœud 24, la variation de tension est la plus importante, à cause d'une forte production PV vers 12h et d'une forte consommation vers 20h (voir Figure 70).

IV. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développé un outil qui permet d'optimiser le coût d'exploitation du réseau en présence de la topologie du réseau. Par rapport au cas sans topologie, le plan de fonctionnement des éléments peut être modifié pour s'adapter selon les configurations (localisation).

Les critères d'optimisation de l'outil sont à la fois techniques et économiques. Dans un premier temps, nous ne prenons en compte que les contraintes sur la tension. Cependant, cet outil intègre dans ses algorithmes les calculs de répartitions des flux de puissances, toutes autres variables d'état du réseau peuvent être examinées (courant, phase...). C'est pourquoi, nous pouvons toutefois surveiller potentiellement les autres contraintes quand cela est exigé.

Chapitre 5

I. Introduction

Au cours des chapitres précédents nous avons vu que, pour les réseaux isolés ou faiblement interconnectés, l'installation d'énergie renouvelable peut répondre à la croissance des besoins, ainsi que l'ajout d'unités de stockage décentralisée en parallèle avec d'autres éléments comme les groupes électrogènes, les délesteurs de charge afin de mieux gérer le réseau.

Dans les chapitres II et IV nous avons développé des outils d'optimisation qui aide à la planification du fonctionnement de ces éléments dans le but de minimiser leurs coûts de fonctionnement tout en respectant les contraintes de sécurité du réseau. Dans le chapitre III, pour diminuer l'impact des pertes en lignes, nous avons imaginé puis développé un outil pour la localisation et répartition des unités de stockage. Des exemples d'illustration sont aussi présentés dans chaque chapitre.

Cependant, les impacts de l'utilisation de ces outils sur le fonctionnement du réseau de transport maillé contenant différent moyens de production contrôlables ou non et soumis à des types de courbes de charge différentes, doivent être étudiés. La réalisation de test sur un cas permettrait de rendre plus concrète l'étude de celui-ci et de conclure quant à son applicabilité. Or la concrétisation de ce type de test est difficile à réaliser dans cette thématique. En effet, il est rare d'avoir un système de production/stockage réel ainsi qu'un réseau disponible pour la réalisation de tests. C'est pourquoi, cette approche sera faite par le biais de simulations de réseau

On a choisi de baser la simulation sur la topologie du réseau de transport électrique corse. La situation en Corse ressemble au contexte de notre étude. D'abord, ce réseau est de petite taille avec une trentaine de nœuds. Il a une faible interconnection vers un autre réseau. Ensuite, il possède plusieurs types de productions décentralisées, contrôlables ou non. Enfin ce réseau subit des importantes pertes en ligne. Le stockage électrique n'est à ce jour pas encore utilisé. Il pourrait être une solution pour certains problèmes observés sur ce réseau (réduction de pertes, renforcement de ligne, optimisation du coût d'exploitation...)

Les documents comme [105] d'EDF-SEI (EDF - Système Energétique Insulaire) ou [106] de l'Université de Corse nous fournit des informations générales nécessaire pour nos simulations. Ce chapitre expose donc d'abord les données collectées et présente les hypothèses sur les informations non disponibles concernant le réseau électrique de Corse (répartition des charges, données des lignes...). Cette étude générale permet ensuite de tester nos outils sur un cas concret et d'en déduire les conclusions.

II. Réseau électrique de Corse

A. Présentation générale

La loi française identifie la Corse comme une des « zones non interconnectées au réseau métropolitain continental » (ZNI). Le caractère insulaire de la Corse implique qu'elle produise la totalité ou la quasi-totalité de l'énergie électrique qu'elle consomme [107].

La Corse a un système électrique maillé assez complexe. Il se compose d'une trentaine de nœuds avec plusieurs moyens de production : thermique, hydraulique, éolien, PV... (voir Figure 31). Le réseau a des interconnexions vers l'Italie et l'île de Sardaigne (voir Figure 81).

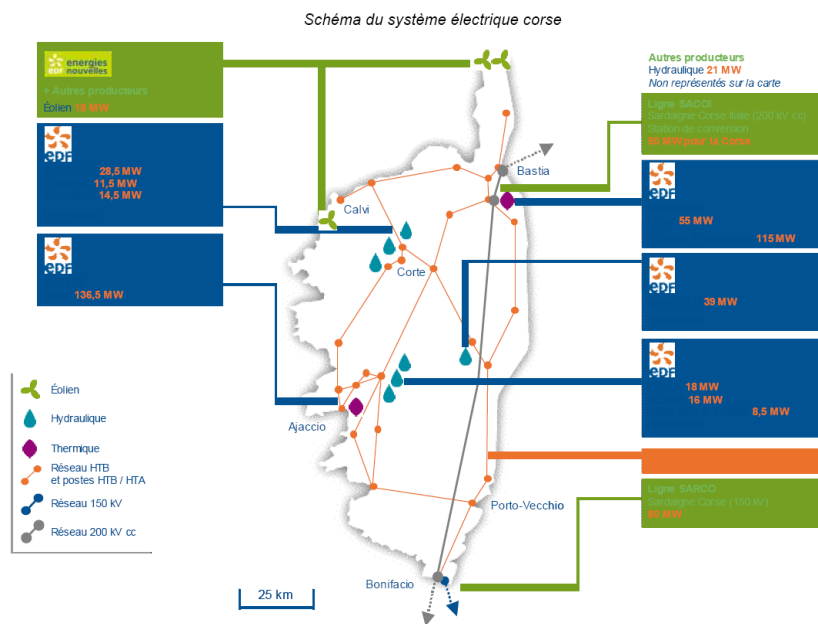


Figure 80 –Réseau électrique de Corse

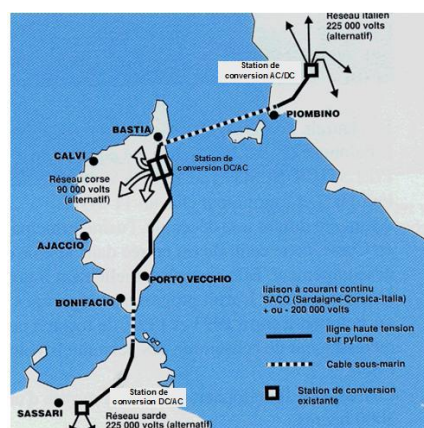


Figure 81 –Les interconnexions

B. Consommation

En 2009, la demande d'énergie s'est élevée à 2087 GWh [108]. Plus de 50% de l'énergie fournie est destinée à l'habitat et le reste au tertiaire et industrie (la consommation électrique liée aux transports est comptée dans le secteur « Tertiaire »).

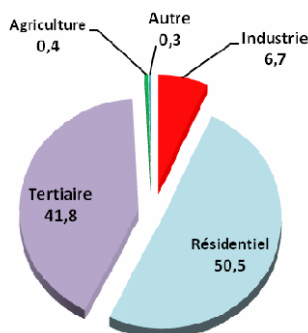


Figure 82- Répartition de la consommation électrique finale en 2007 en % (source: EDF)

Le taux de croissance de la demande d'électricité en Corse est de l'ordre de 2 à 5% pour les dix dernières années.

Energie livrée au réseau	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Energie nette (GWh)	1314	1364	1397	1452	1507	1576	1634	1693	1772	1840	1875	1914	1961	2018
Croissance (%)		3,8	2,4	3,9	3,8	4,6	3,7	3,6	4,7	3,8	2	2	2,5	2,9

La puissance de pointe maximale observée en 2009 était 464 MW. Elle a atteint 477 MW en février 2010. La puissance de pointe dépend des conditions météorologiques.

La demande électrique en Corse est très sensible au changement climatique. 25% de la consommation est dépendante du climat (température, nébulosité...) au travers du chauffage et de la climatisation [105]. Sur la courbe de charge journalière moyennée pour hiver et été (voir Figure 83), on peut distinguer la pointe du chauffage électrique en hiver (vers 21h) et celle de la climatisation en été (vers 12h).

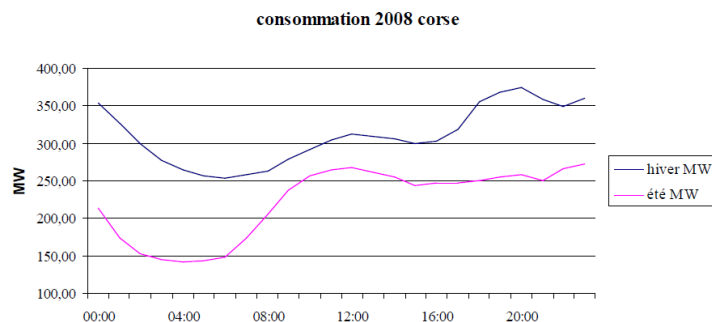


Figure 83 – Courbe de consommation journalière

Le taux de pénétration du chauffage électrique dans les logements corse sont importante (47 % contre 30 % à l'échelle nationale). En l'absence de consommations industrielles et tertiaires significatives, la forte pénétration du chauffage électrique induit un fort écart entre les appels de puissance en pointe et ceux en base. Ce déséquilibre, particulièrement marqué en Corse, a deux conséquences majeures : l'importance des moyens de pointe et la faiblesse relative des moyens de

base ; les coûts de production de l'électricité très élevés, compte tenu de la configuration du parc de production.

C. Production

La production d'électricité est diversifiée en Corse avec deux grandes centrales thermiques, deux interconnexions et des capacités hydroélectriques importantes. Le tableau suivant regroupe les moyens de production et d'interconnexion de l'île (il reste environ 25 MW des petits hydrauliques, éoliens et solaires qui ne sont pas décrits dans ce tableau).

Exploitant	Site	Technologie	Année de mise en service	PCN (MW)	Nombre de Groupes	Puissance totale installée (MW)
Terna	SACOI	Interconnexion	Station conversion : 1986	-	-	50
Terna	SARCO	Interconnexion	2006	-	-	80
EDF	Vazzio	Diesel	1981/1988	18,9	7	132,3
	Lucciana	Diesel	1973-1978	10,9	5	54,5
	Lucciana	TAC	1972, 1974 et 1993	25	3	75
	Lucciana	TAC	Novembre 2008	40	1	40
	Tolla	Hydraulique	1961	15,6	1	15,6
	Ocana	Hydraulique	1961, 1965	15,1	1	15,1
	Pont de Vanna	Hydraulique	1995	8,6	1	8,6
	Sovenzia	Hydraulique	1971	15,3	1	15,3
	Corscia	Hydraulique	1971	13	1	13
	Castirla	Hydraulique	1968-1971	28,4	1	28,5
Sampolo	Hydraulique	1991	43	1	43	
-	TOTAL	-	-	-	-	570,9

La plupart de la production en Corse vient des groupes thermiques (46%). Elles sont la principale réserve de production d'électricité et sont utilisées comme moyens de base dans la production d'électricité.

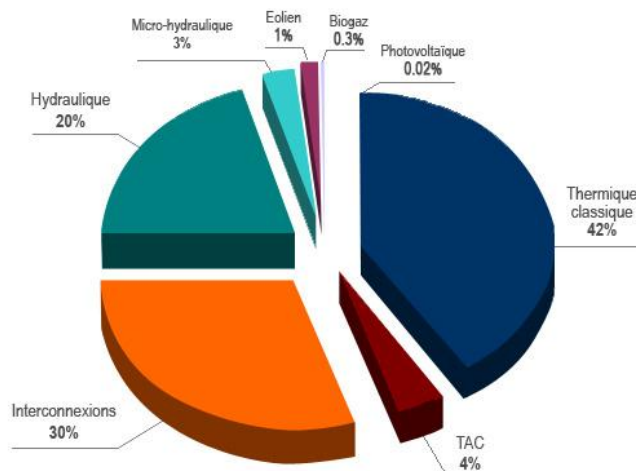


Figure 84 – Répartition du parc de production

Le coût de production des groupes thermiques dépend indirectement de la demande et de la production des autres moyens. Les centrales diesel ont un coût de production entre **0,091** et **0,14** €/kWh (estimation de [106]).

La production d'hydroélectricité correspond à environ 23% de la capacité totale. Cependant, elle varie fortement en fonction des ressources en eau.

Pour faire face aux variations de consommation, les moyens de pointe comme les 3 TAC (turbines à combustion) sont utilisées occasionnellement en cas de forte demande que les autres moyens ne pourraient satisfaire. Ces systèmes ont des coûts de fonctionnement très élevés pour

une production énergétique faible mais ils ont l'avantage de pouvoir être mis en service très rapidement en cas de besoin. Le coût de production de ces TAC est de l'ordre de **1,03 à 2,40 €/kWh** [106].

La part de l'énergie renouvelable intermittente (éolien, solaire...) occupe une puissance de moins de 20 MW.

En outre des moyens de production locales, la Corse bénéficie de 2 interconnexions avec l'Italie et la Sardaigne. La liaison SACOI (Corse-Italie) a une capacité d'échange jusqu'à 50 MW. La puissance de la liaison SARCO (Sardaigne – Corse) est à 80 MW en 2008 et passera à 100MW en fin 2010.

En résumé, le graphique suivant représente la répartition des moyens de production utilisés pour les deux journées types présentées à la Figure 83.

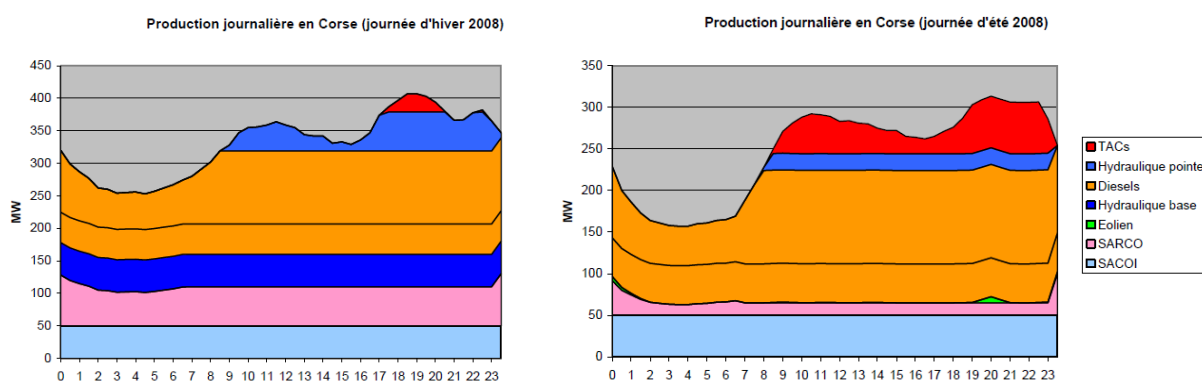


Figure 85 – Courbe de production journalière

D. Prévision

D'après les hypothèses macro-économiques en 2009, dans 5 ans (à 2015), EDF-SEI prédit que la demande d'énergie en Corse augmenterait d'environ 16% par rapport l'année 2008 même avec la stratégie MDE (Maitrise de la Demande d'Electricité). Cela oblige le réseau à se munir de nouveaux moyens de production et à renforcer ses lignes (voir Figure 86).

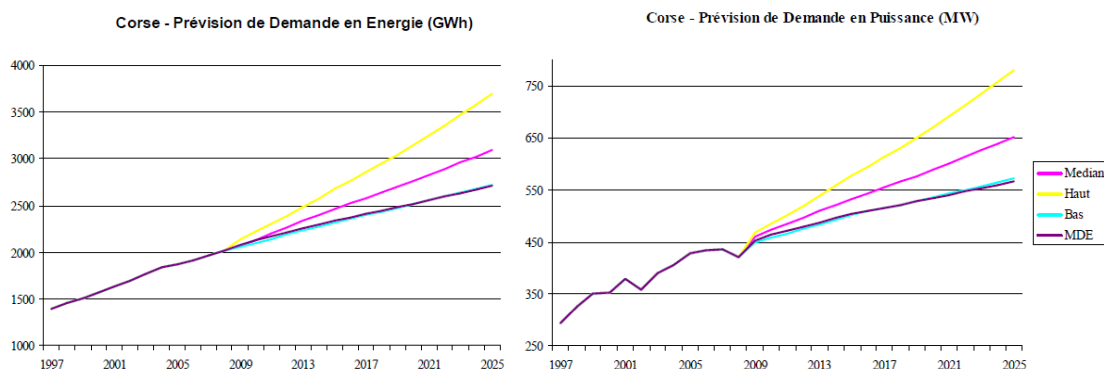


Figure 86 – Récapitulatif des prévisions en 2009

Jusqu'à la fin du premier semestre 2010, la consommation observée était proche du scénario médian du bilan prévisionnel 2009.

Année	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Energie (GWh)	2087	2169	2254	2326	2400	2463	2527

Figure 87 –Prévision actualisée 2010 [108]

Le graphique suivant montre le planning des nouvelles moyens de production jusqu'à l'année 2015 pour s'adapter à la croissance des besoins.

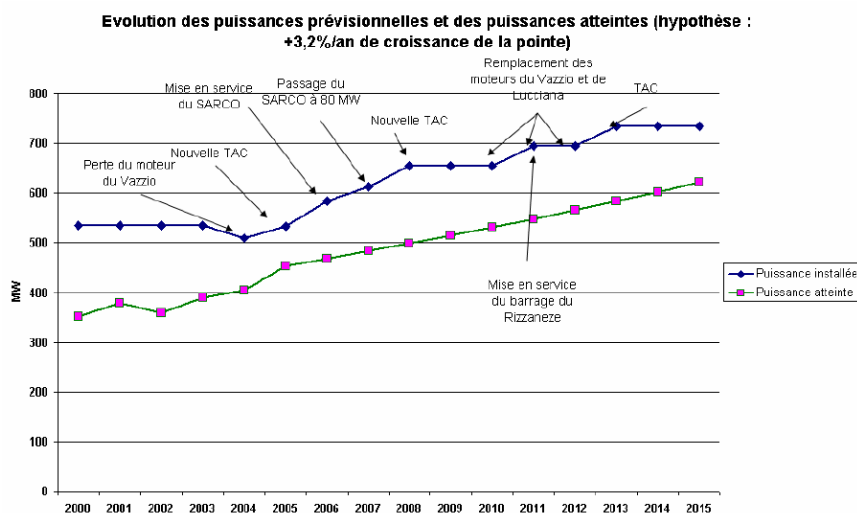


Figure 88 –Evolution des puissances prévisionnelles et atteintes [109]

E. Les problèmes de la Corse

1. Dépendance du système au thermique classique au fuel

Dans un contexte de prix des produits pétroliers élevés, la faible performance des centrales thermiques induit des coûts de production de l'électricité élevés. Quand le coût moyen de production de l'électricité de l'ensemble du parc EDF avoisine les 45 €/MWh, il est de l'ordre de 110 €/MWh bien que la Corse bénéficie de la compensation des surcoûts de production liés à l'insularité au titre de son statut de « Zone Non Interconnectée ».

Les conditions d'approvisionnement des centrales de Lucciana et du Vazzino ne sont aujourd'hui pas satisfaisantes. Pour la centrale du Vazzino, le faible nombre de navires susceptibles d'approvisionner le site induit un risque de non livraison. Pour la centrale de Lucciana, les conditions strictes imposées par les services de l'Etat et la configuration du site font également peser le risque d'une rupture d'approvisionnement.

2. Manque de réserve de production

En 2009, la capacité de production totale est de 570 MW en Corse, ce qui est encore supérieure à la consommation de pointe maximale observée (467 MW). Cependant, les principaux moyens de production présentent des taux d'indisponibilité fortuite élevés (le taux pour chaque moyen de production est estimé par [110]). La puissance nette disponible du parc, qui tient compte

de ces taux, est estimée donc à 456MW. Ce critère confirme le non adaptation du parc à la demande. La probabilité d'occurrence d'un délestage devient importante¹.

En outre, au-delà de 2010, l'application des normes environnementales ne permettra plus aux 3 TAC de 25 MW de fonctionner plus de 500 heures sans procédé de dénitrification. EDF a donc entrepris une étude concernant l'utilisation prévisionnelle des TAC, en fonction notamment du développement des EnR, afin de quantifier l'impact de cette contrainte sur le système.

3. Mauvaise qualité d'électricité

Bien qu'aucun indicateur ne soit à ce jour disponible, la mauvaise qualité de l'électricité en Corse est de plus en plus mal ressentie par la population [109]. Les causes de cette qualité dégradée peuvent être multiples : capacités de production insuffisantes induisant des baisses de fréquence, réseaux de distribution de l'électricité inadapés générant des chutes de tension, etc.

Comme il est difficile de contrôler la tension et la fréquence, la petitesse du réseau électrique est l'origine de nombreuses défaillances :

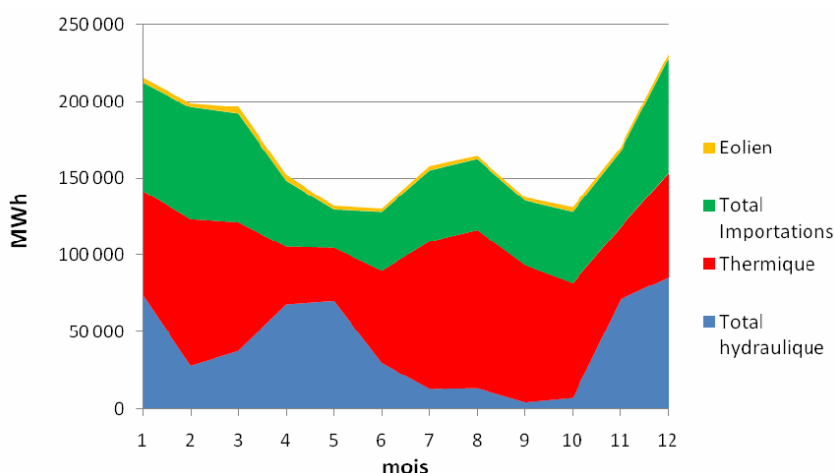
- ✓ plus de 200 pannes par an sur le réseau avec d'importantes chutes de tension ;
- ✓ plusieurs problèmes de fréquence avec plusieurs fois par an moins de 46 Hz.

Ce réseau subit des pertes en ligne très importante : 13,8% de l'énergie livrée ou environ 280 GWh pour année 2008 (comparé avec 10% pour les autres îles, 6.5% en France continentale) [105].

4. Saisonnalité de la production

La production des centrales hydraulique dépend fortement de la saison. En été le fonctionnement des barrages est contraint par le tourisme et l'agriculture (voir Figure 89), les réserves hydrauliques sont sollicitées principalement l'automne, l'hiver.

Les importations par câble (SACOI et SARCO) restent quasiment constantes au fil de l'année, constituant principalement l'énergie de base



¹ Une demande dépassant 456MW n'entraîne pas nécessairement des délestages si tous les moyens de production sont disponibles. Inversement, une demande de puissance inférieure peut conduire à des délestages si plusieurs moyens de production sont indisponibles en même temps

Figure 89-Saisonnalité de la production d'électricité en Corse en 2008

III. Modélisation du réseau de Corse

A. Hypothèse et objectifs de simulation

La modélisation du réseau électrique de Corse (topologie du réseau, données des lignes, répartition des charges/production...) est basée sur les données publiques. Nous devons ajouter en parallèle les hypothèses nécessaires pour les informations non disponibles.

Les simulations sont destinées pour l'année 2011, 2015. Nous avons choisi que la période de simulation est une journée en hiver, plus précisément une journée au mois de décembre, car pendant ce temps, la demande de consommation est la plus haute et les moyens de production sont plus contraignantes.

Avec les décalages prévus pour le renouvellement de la centrale Luccianna et l'aménagement hydroélectrique du Rizzanèse, EDF-SEI constate qu'il est difficile d'assurer l'équilibre d'offre demande au passage des hivers 2011 et 2012 [108]. Nous supposons le réseau corse ne possèdera pas de nouveaux moyens de production jusqu'au 2015.

Nous proposons l'utilisation du stockage d'énergie réparti sur le réseau électrique afin de :

- Augmenter la disponibilité de l'électricité
- Optimiser le coût de production
- Réduire les pertes en ligne sur le réseau
- Retarder les renforcements des lignes

B. Topologie électrique

Le réseau HT Corse est composé de 750 km de réseau HTB (90 kV) et 4500 km HTA (20 kV et 15kV). Le réseau 90 kV est interconnecté et bouclé : lors d'un incident simple (perte d'une ligne), le fonctionnement est toujours assuré par l'utilisation de liaisons alternatives (sauf pour quelques lignes en antenne).

La topologie du réseau corse proposée ci-dessous, que nous avons basée sur le schéma électrique donné par EDF-SEI, ne prend en compte que le réseau HTB 90kV. La mesure des distances de lignes est faite à partir des images satellites d'où un résultat très approximatif. L'erreur est de l'ordre de 5 km. La longueur de lignes totale mesurées est de l'ordre de 600 km.

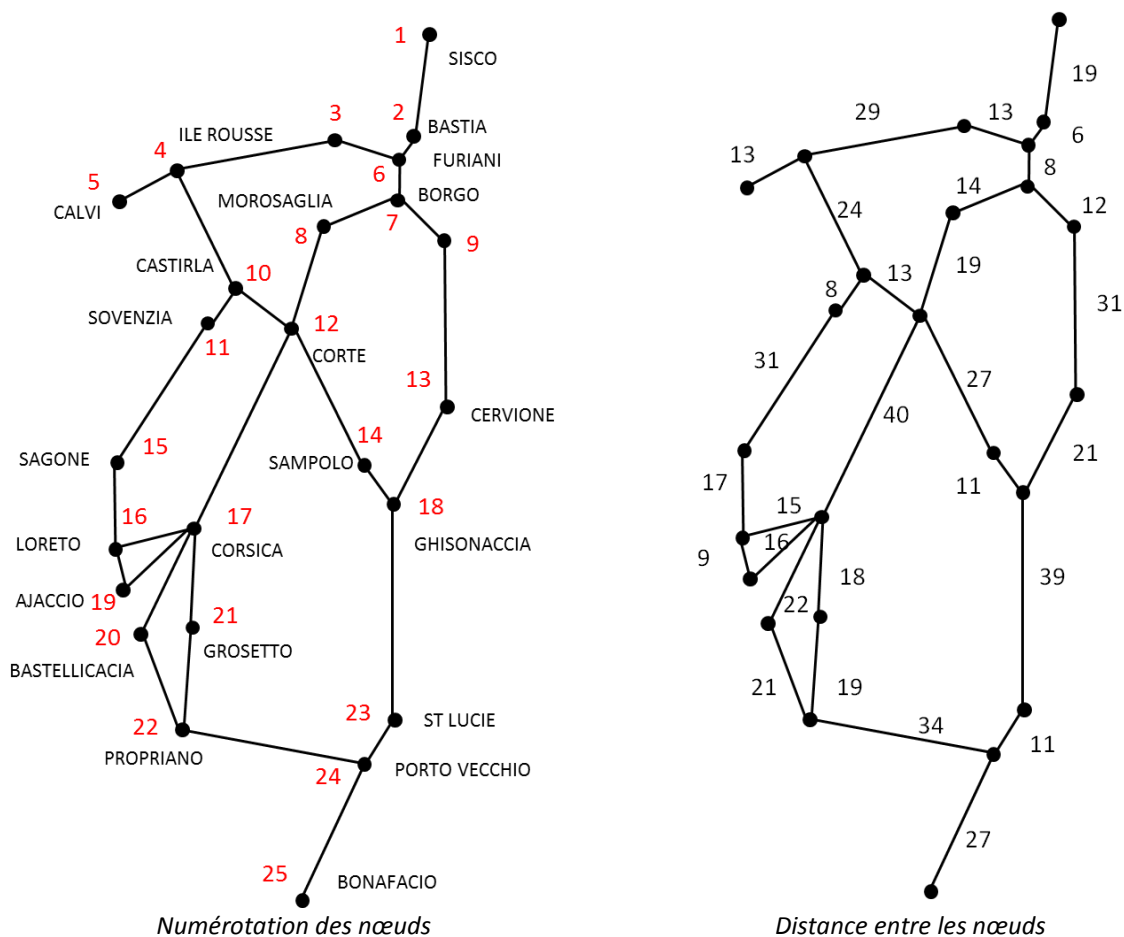


Figure 90-Topologie du réseau électrique Corse

On suppose que tous les lignes HTB 90kV ont la même résistance et inductance linéique. Les valeurs suivantes sont dans l'ordre de grandeur typique pour les lignes aériennes haute tension :

Ligne aérien : $R = 0.25 \Omega/\text{km}$; $L = 2 \text{ mH}/\text{km}$

C. Caractéristique de la consommation

Pour établir la courbe de consommation des charges à chaque nœud du réseau, on se base sur la densité de population. A partir de la répartition de la population (voir Annexe), on pourra effectuer une estimation sur la puissance consommée moyenne en chaque région. On suppose que le nombre d'habitants estimé pour chaque région représente son pourcentage sur la consommation totale de Corse.

Le profil de consommation est basé sur celui donné par EDF-SEI en 2008 (voir Figure 83) et modifié tel que la puissance maximale atteint 434 MW (puissance maximale observé en 2008). Ensuite, nous utilisons le taux de croissance afin d'extrapoler cette courbe pour l'année 2011 et 2015. Le taux de croissance est obtenu par les informations issues du rapport d'EDF-SEI.

	Année 2008	Année 2011	Année 2015
Taux de croissance		11.7%	25.22%
Consommation annuelle (GWh)	2018	2254	2527
Consommation Décembre (GWh)	231	258	289

Consommation journalière moyenne mois Décembre (MWh)	7430	8299	9303
Puissance moyenne journalière mois Décembre (MW)	310	346	388
Puissance moyenne du jour de simulation (MW)		358	402
Puissance maximale du jour de simulation (MW)		484	543

Tableau 4 – Caractéristique de la consommation prévisionnelle

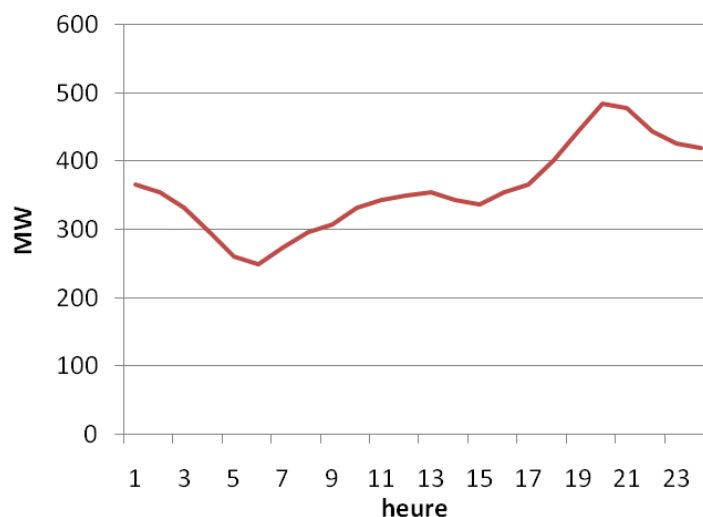


Figure 91-Courbe de consommation estimée en Corse en 2011 (hiver)

L'allure de cette courbe représente un type de consommation résidentiel. A chaque nœud du réseau, nous ne voulons pas que des profils soient identiques. Pour les diversifier, nous essayons de les modifier par une courbe de consommation de type tertiaire ou commercial. Les pics de consommation commerciale durent pendant les horaires de travail dans la journée. Les autres types de consommation sont cités dans [111] ou [112].

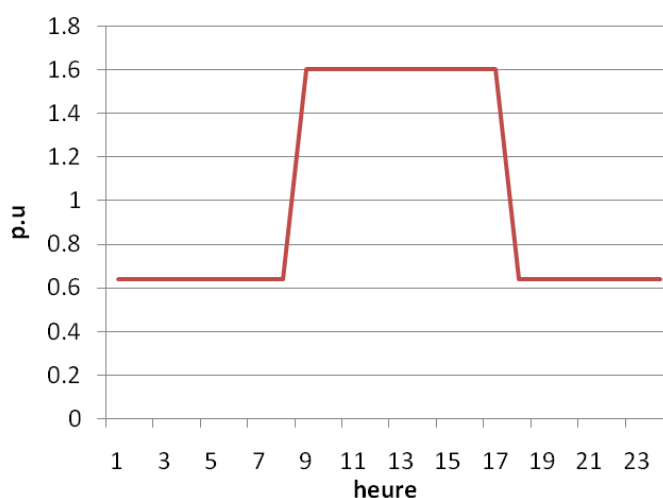


Figure 92-Courbe de consommation de type commercial (1 p.u = puissance de base)

On suppose qu'il y a seulement 2 types de consommation : résidentiel et commercial. Donc, plus le nœud (la région) possède un nombre important d'emplois tertiaire/commercial, plus l'allure de la courbe de consommation journalière tend vers cette courbe. La puissance moyenne de la nouvelle courbe est toujours égale à la puissance de base (1 p.u). La Figure 93 suivante montre différents types de courbe de consommation en fonction du pourcentage des consommations types résidentiel.

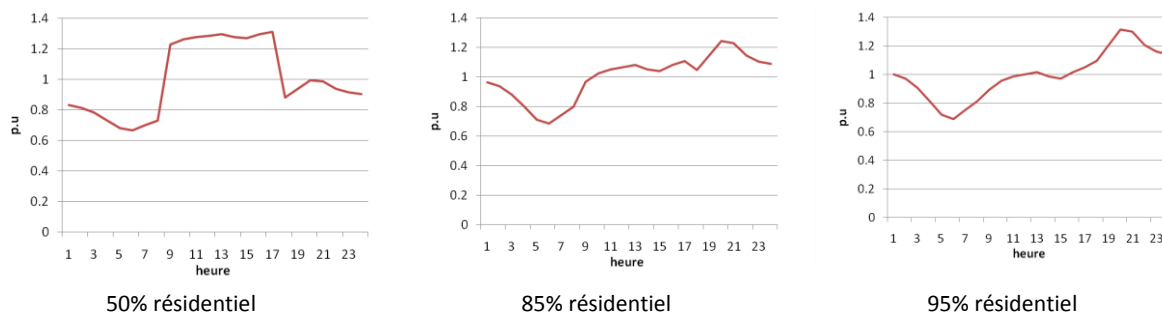


Figure 93-Courbe de consommation en fonction de % type résidentiel

Les hypothèses des types de charge sont faites à partir des informations concernant les activités industrielles, tertiaires et autres dans la référence [113]. Le tableau suivant résume tous les caractéristiques de consommations supposées à chaque nœud du réseau électrique.

Nœud	Nom	% de la Puissance moyenne	% Type de charge résidentiel
1	Sisco	2.71%	85.00%
2	Bastia	19.33%	85.00%
3	St Florent	2.71%	100.00%
4	Ile Rousse	2.03%	100.00%
5	Calvi	2.71%	100.00%
6	Furiani	1.70%	85.00%
7	Borgo	3.62%	85.00%
8	Morosaglia	1.02%	85.00%
9		3.29%	85.00%
10	Castirla	1.36%	95.00%
11	Sovenza	1.02%	95.00%
12	Corte	3.05%	95.00%
13	cervione	3.05%	95.00%
14	Sampolo	1.70%	95.00%
15	Sagone	1.36%	95.00%
16	Alata	2.37%	85.00%
17	Corsica	3.05%	85.00%
18	Ghisonaca	4.41%	85.00%
19	Ajaccio	23.06%	85.00%
20	Bastellicaccia	2.37%	95.00%
21	Grosetto	2.03%	95.00%
22	Propiano	4.07%	95.00%
23		3.05%	85.00%
24	Porto vecchio	3.56%	85.00%
25	Bonafacio	1.36%	85.00%

Tableau 5 – Caractéristique de la consommation à chaque nœud

D. Répartition de production

Sur la topologie du réseau, les moyens de production sont positionnés comme suivants :

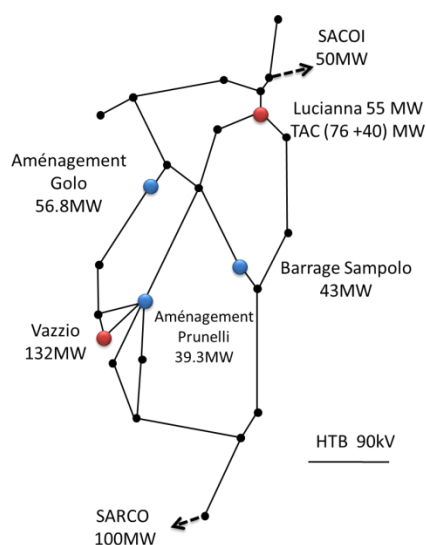


Figure 94-Répartition de production et leur puissance

Dans notre simulation, les moyens de productions sont classés en deux types suivants :

- Moyen de base : fonctionne à puissance constante
- Moyen de pointe : l'outil d'optimisation décide son fonctionnement

Compte tenu la petite taille des micro-hydroélectricité et la part des énergies renouvelables (solaire et éolien), nous décidons de négliger leur puissance. Le tableau suivant récapitule les moyens de production et leur puissance pour l'année 2011 et 2015 :

Installation	Description	Puissance installé (MW)	Puissance nominale (MW)	Taux d'indisponibilité	Puissance nette garanti (MW)
Moyen de base					
Lucciana	5 groupes diesel 11 MW x 5	55	44	8%	40.48
SACOI		50		2.5%	48.75
SARCO		100		2.5%	97.5
Sous total					186.73
Moyen de pointe					
Golo		56.8	41.5	15%	35.275
Prunelli	Hydraulique	39.3	39.3	15%	33.4
Sampolo	(semi-base)	43			19.2
Vazzino	7 groupes diesel lents 18.9 MW x 7	132	105	11%	93.45
Lucciana	3 TAC	75		1%	74.25
	1 TAC	40		5%	38
Sous total					293.575
Total		592 MW			480.31

Tableau 6 – Puissance nette garantie du parc [110]

Les moyens de base sont fixés toujours à puissance nette garantie constante. Le coût d'importation d'électricité par les interconnexions (SACOI et SARCO) est supposé à 50 €/MWh. Le coût de production des groupes diesel (centrale Vazzio) est supposé à 115€/MWh. Pour les aménagements hydrauliques, la Figure 85 montre que leur cout de production est plus élevé que celui des groupes diesel. Nous supposons leur coût en moyen à 130 €/MWh. Avec la situation actuelle en Corse, les coûts d'exploitation des moyens de pointe (TAC) sont supposés arbitrairement très élevé : 1000 €/MWh (TAC 75MW) et 2000 €/MWh (TAC 40MW) à puissance nominale. Quand ils fonctionnent à puissance non nominale, leur coût sont déterminés par la formule suivante :

$$C_{TAC}(t) = C_{kWhP_N} \cdot P_N^{0.1} \cdot P^{0.9}(t) \quad (5.1)$$

E. Stockage

Nous supposons de posséder une capacité de stockage importante pour insérer sur le réseau de Corse. Le dimensionnement de la taille du stockage n'est pas le but de nos travaux. La taille du stockage est choisie telle que sa puissance fournie permet d'éviter le démarrage des moyens de pointe (TAC) dans le scénario de l'année 2008. Deux tailles de stockage sont proposées correspondant aux besoins pour la période d'hiver et d'été.

$$\begin{cases} C_1=100\text{MWh} \\ C_2=500\text{MWh} \end{cases} \quad (5.2)$$

Cette capacité de stockage semble très importante. Cependant, à l'échelle de la consommation journalière, elle ne représente que 1.2 % de l'énergie demandé (6% pour C_2). Avec des technologies de stockage actuelles, elle demande un très grand budget d'investissement. Nous supposons de posséder cette capacité de stockage importante pour insérer au réseau de Corse. Le coût de chaque MWh cyclé est fixé de façon très optimiste : 30 €/MWh (voir G.1 page 43) et le coût pour chaque MWh installé est 300 k€/MWh.

Le fonctionnement du stockage est soumis à des contraintes suivantes :

$$\begin{cases} 0.1 < SOC < 0.9 \\ |\Delta SOC| < 0.2 \end{cases} \quad (5.3)$$

L'état de charge (SOC) initial et final du stockage pendant la période de simulation sont fixés dans un premier temps à 0.5

IV. Résultats et observations

Nous commençons par l'optimisation du plan de fonctionnement des moyens de production sans la présence du stockage pour l'année 2011.

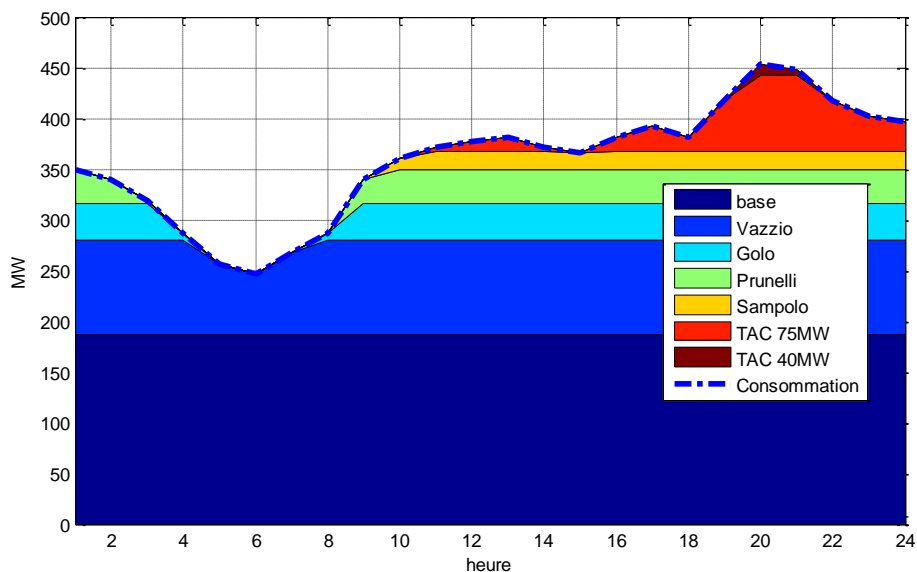


Figure 95-Courbe de production journée de simulation 2011

La répartition des moyens de production ressemble à celle fournie par EDF-SEI pour l'année 2008 (Figure 85). Les moyens de production sont sollicités en fonction de leur coût de production. Les moyens de base sont à puissance constante. La centrale Vazzio et les aménagements hydrauliques se fonctionnent à la demande. Pour satisfaire à la consommation plus élevés par rapport à l'année 2008, les TAC sont faits appel pendant les durées plus longues et avec des puissances plus importantes. Cependant, ces 2 TAC sont souvent à puissance non nominale d'où un cout de production plus élevé. Dans les simulations suivantes, le stockage est inséré au réseau.

A. Simulation pour 2011

Le plan de fonctionnement du stockage et les moyens de production sont présentés ci-dessus.

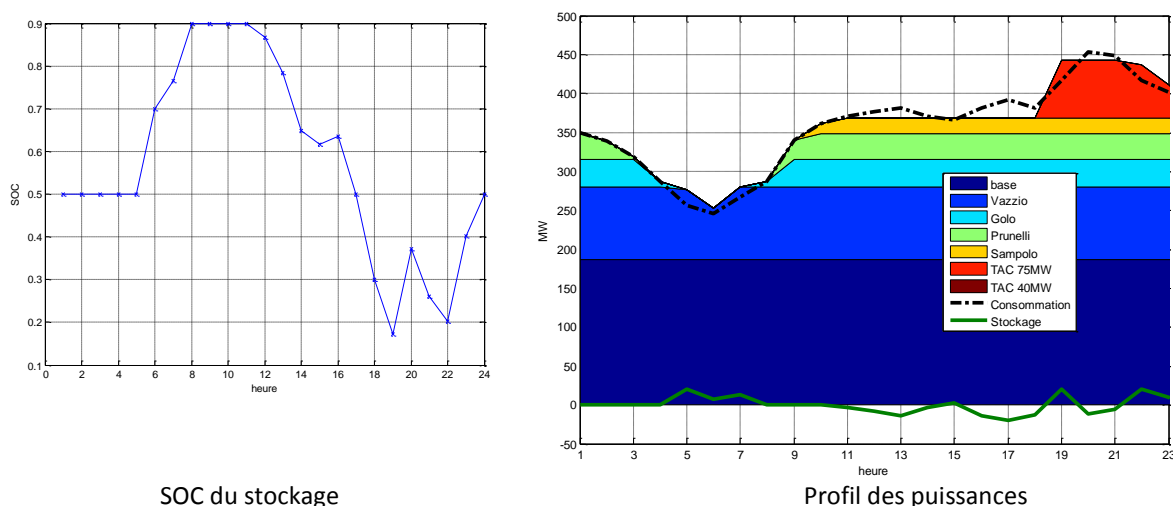


Figure 96- Stockage de 100 MWh

En fonction de la demande de la consommation (ligne noir), l'outil d'optimisation démarre les moyens de production dans l'ordre du moins cher au plus cher. Avec la présence du stockage (C_1

= 100 MWh), seul le TAC 75MW doit démarrer et il fonctionne souvent à puissance nominale (Figure 96). Le TAC 40MW (supposé le plus cher) est évité de démarré.

Dans la simulation suivante, la taille du stockage est de 500 MWh.

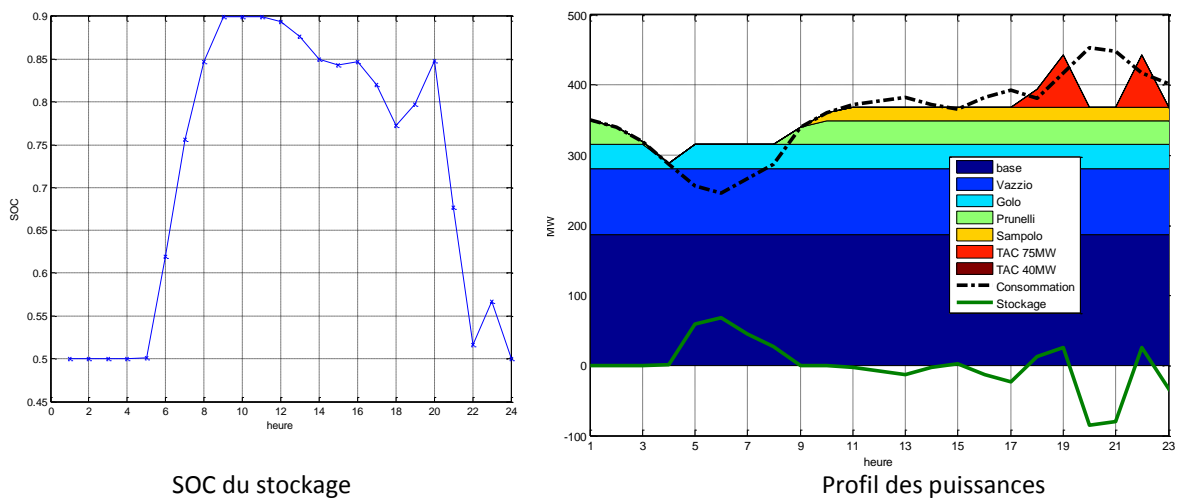


Figure 97- Stockage de 500 MWh

Avec une capacité plus importante, le stockage permet de lisser le plan de production des moyens de pointe : la centrale Vazzio fonctionne à puissance constante. Le TAC 75 MW ne démarre qu'à 18h, 19h et 22h.

Cependant, on observe que le stockage n'est pas bien utilisé. En effet, l'évolution de l'état de charge du stockage pendant la période de simulation ne varie que dans la plage >50%. On n'a pas tout utilisé la capacité du stockage. On changera la condition de l'état de charge de début et final à 0.1 pour mieux solliciter le stockage.

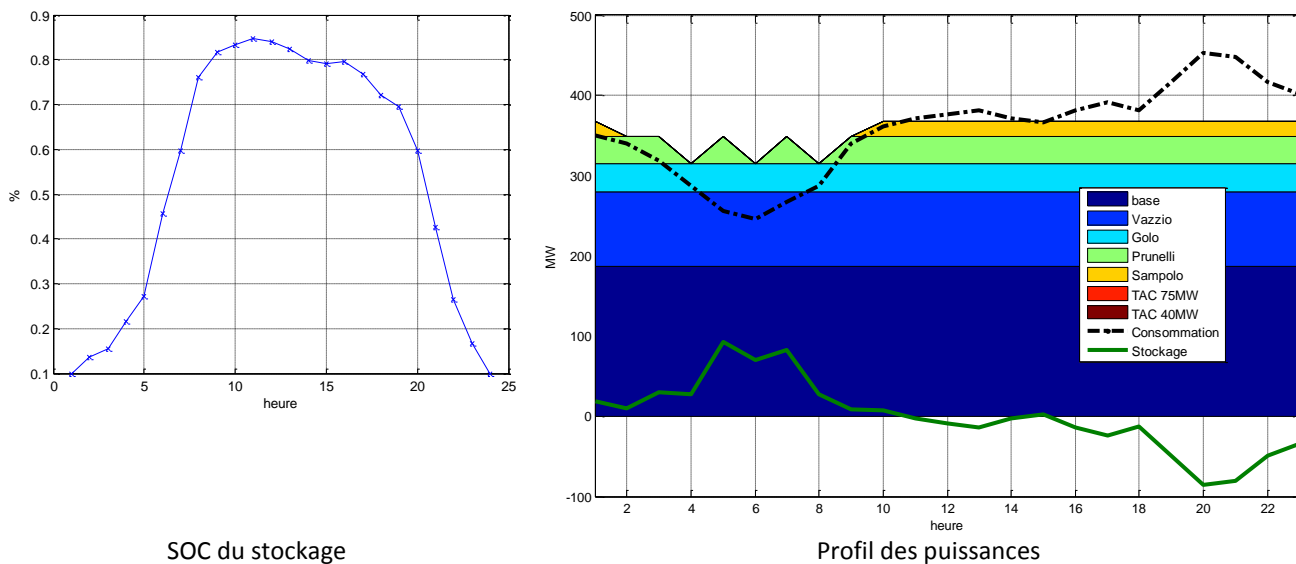


Figure 98- Stockage de 500 MWh bis (SOC_{debut/fin} = 0.1)

Cette fois, l'évolution du SOC constaté varie alors de 0.1 à 0.9. Le stockage maintenant effectuée presque un cycle complet (0.1 monte 0.9 et retombe à 0.1). Il permet de stocker/décharger une quantité d'énergie plus importante, ce qui évite tout démarrage des TACs.

Le tableau suivant résume les gains économiques en fonction de la capacité du stockage.

Capacité de stockage (MWh)	Cout production journalière (Million €)	Cout production moyen (€/MWh)	Gain économique (k€)	Investissement (Million €)	Temps de retour (jours)
0	1.09	134	-	0	-
100	1.03	125	72	30	416
500	0.89	109	205	150	733
500 bis	0.75	90	352	150	425

Tableau 7 – Calculs économiques

La solution « ne rien faire » ou sans stockage donne un coût de production moyen à 134 €/MWh. Cette valeur est dans l'ordre de grandeur du coût de chaque MWh produit constaté en Corse (100 €/MWh), le double de celui en France métropolitain (50 €/MWh) [106]. L'installation du stockage avec une bonne gestion du plan de fonctionnement permet de diminuer ce coût (une diminution jusqu'à 33% pour le cas 500 MWh bis). C'est la situation très particulière en Corse favorise l'utilisation du stockage : le manque d'offre de production et le coût de production des TAC très élevé.

Bien qu'un gros budget d'investissement est demandé (300k€ par MWh installé) au départ pour l'installation du système de stockage, le calcul de rentabilité simple montre que le temps de retour est dans l'ordre de deux ans. Or dans nos calculs, le cycle de vie du stockage pris en compte est largement supérieur au temps de retour. Le stockage a donc un grand intérêt pour la situation en Corse.

Ensuite, nous regardons la réduction de perte en ligne si le stockage est décentralisé. La capacité du stockage à répartir est 500 MWh.

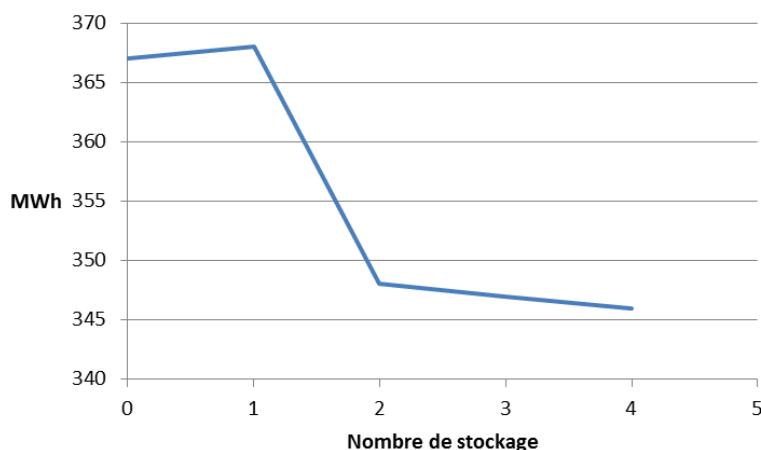


Figure 99-Réduction de perte avec le stockage décentralisé pour année 2011

Pour la période de simulation, sans stockage, le réseau subit environ 4.5% de perte en lignes (366 MWh). Les 13% de pertes annoncés par EDF-SEI se composent des pertes en lignes de transport, de distribution, des pertes de transformation... Pour les pertes à cause du transport en Corse, 4.5% dans nos simulation est presque le double de celles observées en France métropolitains (2.5%).

La décentralisation du stockage sur le réseau de transport de Corse ne réduit que 6% les pertes en lignes, ce qui est relativement faible par rapport aux résultats observés sur les simulations d'illustration par des réseaux de distribution dans le chapitre 3 (2 à 3 fois). Cela peut être expliqué d'une part par la situation supposée en Corse : faible insertion des moyens de production renouvelable intermittente. D'autre part, la plupart des moyens de production en Corse sont déjà proche des centres de consommation.

En outre, comme près de 50% de la consommation est considéré centralisé à côté des nœuds 2 et 19 (Bastia et Ajaccio), les résultats de la localisation des unités de stockage répartis sont souvent à ces 2 nœuds.

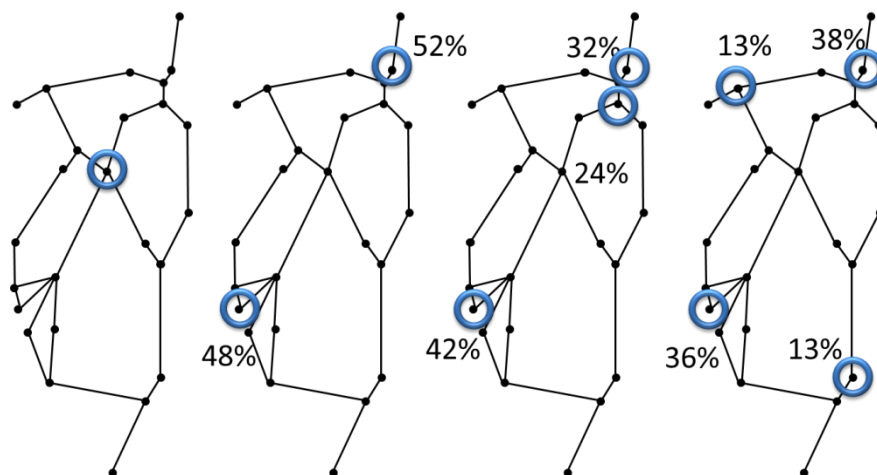


Figure 100- Localisation et répartition du stockage pour l'année 2011

Un autre raison est le maillage du réseau. Il permet déjà de minimiser les flux de puissances transits dans lignes, d'où diminuer le rôle du stockage décentralisé.

Cependant, le stockage décentralisé montre l'intérêt dans l'amélioration la qualité de la tension du réseau. La norme de tension en HTB oblige les variations moins de 10% ($0.9 < V < 1.1$ pu). Dans Figure 101, sans stockage, on observe une chute de tension qui dépasse légèrement la norme au pic de consommation du soir (à 20h).

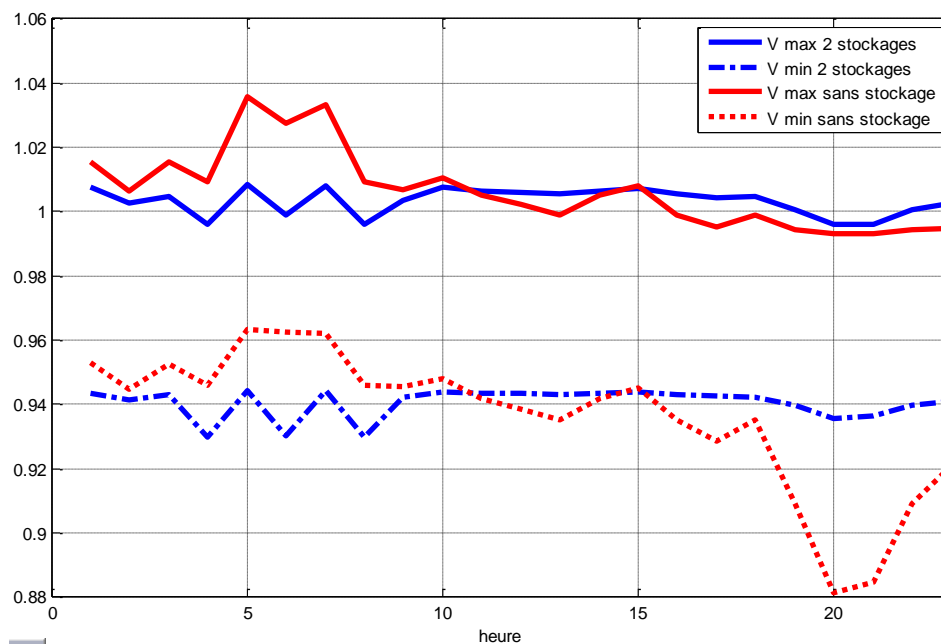


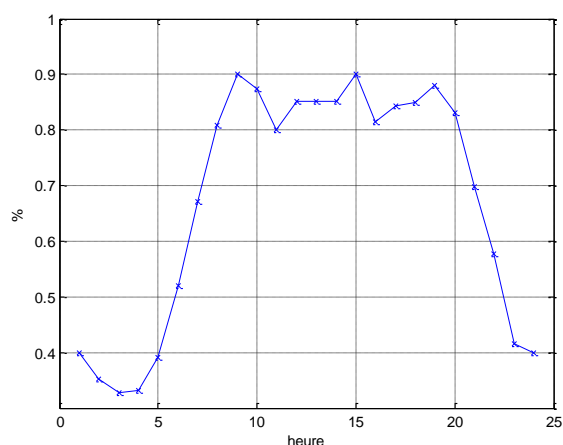
Figure 101-Amélioration de tension

Avec 2 unités de stockage réparti, elles permettent de lisser la variation de tension et de bien maintenir dans la norme.

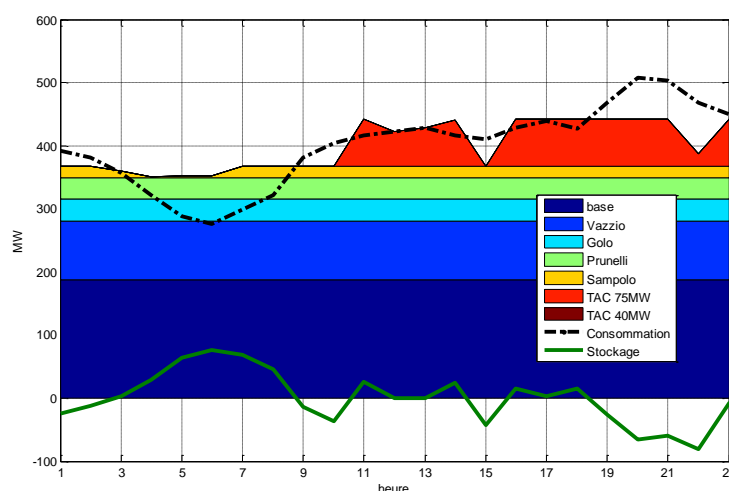
B. Simulation pour 2015

Pour année 2015, on a supposé que la consommation maximale monte jusqu'à 520MW, ce qui est supérieur à la puissance nette garantie par l'ensemble du parc de production. Si le réseau n'installera pas d'autre moyen de production, l'offre ne satisfera plus la demande à certain moment (vers 20h du soir par exemple).

Afin de satisfaire la consommation, la capacité du stockage installée maintenant est à 500MWh. Par multiples essais, nous choisirons l'état de charge de début/fin du stockage à 0.4.



SOC du stockage



Profil des puissances

Figure 102-Plan de fonctionnement

Au pic de consommation du soir, le stockage d'énergie permet éviter le démarrage du TAC 40MW. Le TAC 75MW fonctionne la plupart du temps à puissance nominale. Les 2 moyens de production semi-base (aménagement Golo, Prunelli) produisent à puissance constante. Ils deviennent donc moyens de production de base, ce qui facilite la gestion des réserves d'énergie.

La décentralisation du stockage donne les mêmes résultats sur la réduction de perte en lignes : diminuer environ 5% les pertes et les unités de stockages sont situés généralement aux nœuds 2 et 19.

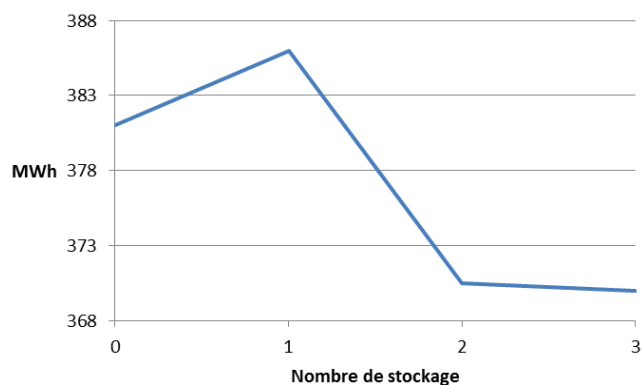


Figure 103-Réduction de perte avec le stockage décentralisé pour l'année 2015

La localisation des unités de stockage est présentée dans la figure suivante. On constate que la localisation/répartition de ces unités ressemble au cas précédent.

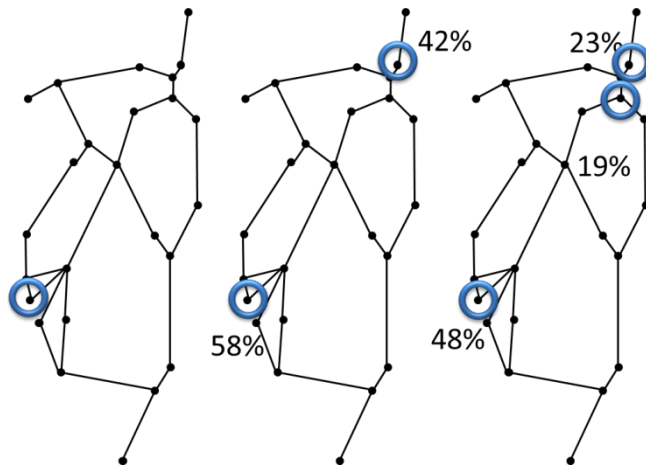


Figure 104- Localisation et répartition du stockage pour l'année 2015

Avec une croissance de la consommation, en 2015, on observe des chutes de tension importante sur le réseau (Figure 105). Les tensions minimales observées sur le réseau sont inférieures à la norme à partir de 16h.

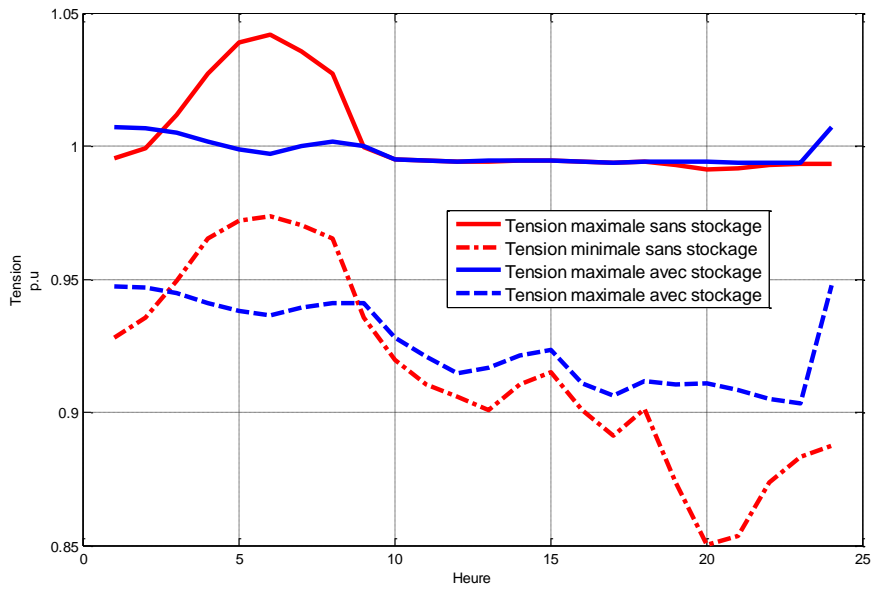


Figure 105-Amélioration de tension

On observe que avec 2 unités de stockage réparties, la variation des tensions maximales/minimales est moins importante. La tension reste bien dans la norme ($0.9 \text{ p.u.} < V < 1.1 \text{ p.u.}$).

V. Conclusion

Le réseau électrique Corse connaît plusieurs de problèmes comme le manque de réserve de production ou la mauvaise qualité d'électricité. L'installation du stockage d'énergie permet résoudre ces problèmes. Une bonne gestion du plan de fonctionnement des moyens de production et de stockage augmente non seulement les réserves de production mais aussi diminue le cout de chaque kWh produit.

Avec nos hypothèses, la réduction de pertes en ligne en utilisant le stockage décentralisé observée sur le réseau de transport corse est moins élevée que celle observée sur les réseaux de distribution. C'est la topologie du réseau (maillage ou arborescent) et la taille des productions intermittentes qui influence sur la performance du stockage réparti. Cependant, le stockage décentralisé montre toujours un intérêt pour améliorer la qualité de tension.

Conclusions et perspectives

Afin de répondre à la croissance rapide de la demande d'électricité, dans le contexte des réseaux isolés ou en milieu insulaires, les coûts d'investissement importants des moyens de production et de stockage sont des contraintes majeures. Dans ce contexte, cette thèse a pour but de promouvoir le concept de stockage décentralisé

Dans le cadre de ce travail, nous avons développé dans un premier temps un outil d'optimisation qui permet de donner un plan de fonctionnement des moyens de production et de stockage, afin de réduire les coûts de production de l'électricité dans un réseau isolé ou faiblement interconnecté. Le problème est ramené à une optimisation non linéaire sous contraintes. Nous avons choisi une approche déterministe : la méthode de résolution utilisée est la méthode des « points intérieurs ». Selon des hypothèses de tarification dynamique et de coût de fonctionnement des éléments (groupes électrogènes, délesteurs de charge, unités de stockage, importation/exportation), différents scénarios peuvent être proposés. Un calcul économique à partir des résultats obtenus avec cet outil permet de vérifier la rentabilité des investissements envisagés.

Le plus souvent, les systèmes de stockage sont centralisés. Nous avons montré que l'utilisation du stockage d'énergie décentralisé peut être préconisée, afin d'obtenir des réductions de pertes en ligne, d'augmenter la continuité de service en cas de pannes des moyens de production et d'améliorer la qualité du réseau. La localisation et la répartition optimale de ces unités de stockage décentralisées sont deux problèmes interdépendants. L'algorithme génétique semble efficace pour résoudre le problème de localisation. Pour la gestion du stockage, on peut soit utiliser le plan de fonctionnement défini par l'outil développé au chapitre I, soit opter pour un réglage en puissance/fréquence. L'utilisation d'un tel réglage permet de répartir de façon optimale la puissance entre les onduleurs des unités de stockage sans communication. Dans le cas qui nous a permis d'illustrer ces algorithmes, nous avons observé que les pertes sont divisées par 4 à partir de 3 unités de stockage décentralisées. Pour une réduction de pertes voulue, nous pouvons définir le nombre minimal de stockages décentralisés préférable.

La localisation des moyens de production et de stockage à différents endroits du réseau peut conduire à ce que le résultat de l'outil d'optimisation économique soit infaisable à cause des contraintes techniques. Un outil permettant le calcul d'une configuration optimale sur les deux critères technique et économique a été développé. Cet outil de calcul intègre dans son algorithme des calculs de répartitions de flux de puissance. En prenant compte les pertes en lignes, le plan de fonctionnement des éléments est plus ou moins différent de celui calculé sans considérer la topologie du réseau. Une mauvaise localisation des éléments peut amener à une dégradation de la qualité du réseau ; dans ce cas, l'outil doit changer complètement le plan de fonctionnement afin de satisfaire les contraintes techniques.

Enfin, le cas concret du réseau électrique Corse nous permet de tester l'ensemble de nos outils et de valider leur interaction. Nous pouvons ainsi valider la cohérence de nos outils avec des hypothèses et données différentes plus variées que celles des cas illustrés précédemment. L'étude menée sur ce réseau en milieu insulaire a montré que le stockage a un grand intérêt sur l'optimisation économique et l'amélioration de la qualité de tension.

Des travaux ultérieurs pourraient prendre en compte des modèles plus sophistiqués des éléments (moyens de production, de stockage, de délestage...). A l'état actuel, nous n'intégrons que les lois électriques classiques dans chaque modèle afin d'alléger les calculs des outils d'optimisation. Rien n'empêche d'ajouter aux modèles un certain nombre de paramètres pour représenter les phénomènes que l'on voudrait étudier. Par exemple pour l'étude de l'influence de l'utilisation fréquente du stockage sur sa durée de vie, on peut ajouter comme paramètre son état de santé (SOH – State of Health). Les modèles de coût ont été choisis de manière empirique en fonction de la littérature. Leur évolution peut être prise en compte pour affiner les résultats obtenus.

Le concept stockage décentralisé pourrait être appliqué au cas des « agrégateurs » de moyens de production comme des fermes éoliennes ou centrales photovoltaïques associées à du stockage. Ou encore dans le contexte de la convergence habitat-transport par l'intermédiaire des véhicules électriques, les garages solaires peuvent être considérés comme des « agrégateurs ». Une bonne gestion et localisation permet de faciliter leur intégration sur le réseau de distribution.

Bibliographie

- [1] "Clean Energy and Development: towards an investment framework – Environmentally and Socially Sustainable Development. ", The World Bank 2006.
- [2] "European Commission Annual Energy Review " 2001.
- [3] "ENERGY FOR DEVELOPMENT: The Potential Role of Renewable Energy in Meeting the Millennium Development Goals."
- [4] *International Energy Agency*. Available: www.iea.org
- [5] M. Munasinghe, "Rural electrification in the Third World," *Power Engineering Journal [see also Power Engineer]*, vol. 4, pp. 189-202, 1990.
- [6] M. Subodh, *et al.*, "Solar energy : lessons from the Pacific Island experience," 1994.
- [7] I.-h. Hwang, "Application of photovoltaic systems for rural electrification at remote Islands," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 47, pp. 295-302, 1997.
- [8] W. L. Wallace and Y. S. Tsuo, "Photovoltaics for rural electrification in the People's Republic of China," in *Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE, 1997*, pp. 1277-1280.
- [9] A. Claverie, *et al.*, "Photovoltaic rural electrification in France," in *Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth ; IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on, 1994*, pp. 2283-2286 vol.2.
- [10] C. Dumbs and F. Juquois, "The French off-grid electrification program - an eight-year experience report," in *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on, 2003*, pp. 2570-2573 Vol.3.
- [11] A. S. Dasuki and M. Djamin, "Fifty mega watt peak (50 MWp) photovoltaic rural electrification in Indonesia," in *Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on, 1994*, pp. 2379-2382 vol.2.
- [12] A. S. A. C. Diniz, *et al.*, "An utility's photovoltaic commercialization initiative: progress of the Luz Solar programme for rural electrification," in *Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, 2002*, pp. 1476-1480.
- [13] L. Mendez, *et al.*, "Andean programme: co-operation project in the photovoltaic solar electrification of social structures," in *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on, 2003*, pp. 2614-2615 Vol.3.
- [14] E. V. R. Sastry, "Village electrification programme in India," in *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on, 2003*, pp. 2125-2128 Vol.3.
- [15] E. Lorenzo, "Photovoltaic Rural Electrification," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 5, pp. 3-27, 1997.
- [16] D. Thirault, "Synthèse des directives EDF sur l'Électrification Rurale décentralisée," *Rapport interne GIE-IDEA*.
- [17] M. Labrousse, "L'énergie répartie et la production décentralisée d'énergie," 2006.
- [18] "Les trois voies de l'énergie solaire," *Clefs CEA n° 50/51 Hiver, 2005*.
- [19] P. Menanteau, *et al.*, "L'INTEGRATION DE LA PRODUCTION INTERMITTENTE DANS LES MARCHES ELECTRIQUES LIBERALISES : des surcoûts techniques aux pénalités économiques imposées par les règles de fonctionnement des marchés," 2003.
- [20] "Quantifying the system costs of additional renewables in 2020," Ilex Energy Consulting 2002.
- [21] M. Grubb and R. Vigotti, "Renewable Energy Strategies for Europe," *Electricity Systems and Primary Electricity Sources*, vol. II, 1997.
- [22] C. Ngô, "Analyse et perspectives énergétiques mondiales," *Technique d'ingénieur BE8515*.

- [23] A. Marquet, *et al.*, "Stockage d'électricité dans les systèmes électriques," *Technique d'ingénieur D 4030*.
- [24] P. Couffin and M. Perrin, "Le stockage des énergies intermittentes," *Clefs CEA n° 50/51 Hiver*, 2005.
- [25] C. Naish, *et al.*, "Outlook of energy storage technologies," *European Parliament's committee on Industry, Research and Energy*, 2008.
- [26] ESA. (2007). *Technologies and comparisons*.
- [27] Y. Rebours and D. Kirschen, "What is spinning reserve?," *The University of Manchester*, Sept 2005.
- [28] M. Ferdowsi, "Vehicle fleet as a distributed energy storage system for the power grid," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, 2009, pp. 1-2.
- [29] P. B. Evans, *et al.*, "Impacts of plug-in vehicles and distributed storage on electric power delivery networks," in *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2009. VPPC '09. IEEE*, 2009, pp. 838-846.
- [30] K. Nara, *et al.*, "Application of tabu search to optimal placement of distributed generators," *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, pp. 918-923, 2001.
- [31] T. K. A. Rahman, *et al.*, "Optimal allocation and sizing of embedded generators," *National Power and Energy Conference*, pp. 288-294, 2004.
- [32] T. Griffin, *et al.*, "Placement of dispersed generations systems for reduced losses," *33rd Hawaii international conference of sciences*, 2000.
- [33] G. Celli and F. Pilo, "Optimal distributed generation allocation in MV distribution networks," *IEEE PICA Conference*, pp. 81-86, 2001.
- [34] W. El-Khattam, *et al.*, "Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 19, pp. 1674-1684, 2004.
- [35] W. El-Khattam, *et al.*, "An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 20, pp. 1158-1165, May 2005.
- [36] M. Gandomkar, *et al.*, "A combination of genetic algorithm and simulated annealing for optimal DG allocation in distribution networks," 2005.
- [37] A. Keane and M. O'Malley, "Optimal allocation of embedded generation on distribution networks," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 20, pp. 1640-1646, 2005.
- [38] M. Sedighzadeh and A. Rezazadeh, "Using Genetic Algorithm for Distributed Generation Allocation to Reduce Losses and Improve Voltage Profile," *World Academy of Science, Engineering and Technology*, 2008.
- [39] G. Celli, *et al.*, "Optimal integration of energy storage in distribution networks," in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, 2009, pp. 1-7.
- [40] S. Drouilhet and M. Shirazi, "Wales, Alaska high-penetration wind-diesel hybrid power system. Theory of operation," *NREL/TP-50031755*, 2002.
- [41] N. Hatziaargyriou, *et al.*, "Microgrids – Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids."
- [42] M. Vandenberg, "Systèmes hybrides PV/Diesel pour l'électrification rurale."
- [43] "Les groupes électrogènes du point de vue de la protection de l'environnement," ed: Loi du 10 Juin 1999 relative aux établissements classés, 2003.
- [44] "Délestage sur les réseaux électriques," *Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement*.
- [45] Ademe, "Délestage évolue et gestionnaire d'énergie en habitat individuel," 2002.
- [46] *Délester les charges*. Available: http://www.energieplus-lesite.be/energieplus/page_9535.htm
- [47] M. Perrin, *et al.*, "Lead–acid batteries in stationary applications: competitors and new markets for large penetration of renewable energies," *Journal of Power Sources*, vol. 144, pp. 402–410, 2005.

- [48] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*: John Wiley & Sons, 2003.
- [49] J. LABBE, "L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés," 2006.
- [50] Available: www.pikeresearch.com
- [51] S. Storelli and G. Pillet, "La tarification dynamique de l'électricité."
- [52] Y. Wallach, *Calculation and programs for power systems network*: Prentice Hall, 1986.
- [53] N. Hadjsaid and J.-C. Sabonnadiere, *La distribution d'électricité – Vol.2 : moyens*: Lavoisier, 2000.
- [54] M. Shahidehpour, *et al.*, "Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling and Risk Management," 2002.
- [55] D. Kirschen. Unit Commitment [Online].
- [56] D. C. Martins, *et al.*, "Technical and Economic Analysis of a PV/Diesel Hybrid System Applied to Rural Electrification for Isolated Communities in the Northern Brazilian Region," in *Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC '05. IEEE 36th*, 2005, pp. 257-261.
- [57] A. Ricaud, *Photopiles solaires : de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés*: Presses polytechniques et universitaires romandes, 1997.
- [58] V. H. Quintana, *et al.*, "Interior-Point Methods and Their Applications to Power Systems: A Classification of Publications and Software Codes," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 15, 2000.
- [59] J. A. Momoh, *et al.*, "Application of Interior Point Method to Economic Dispatch," *IEEE International Conference on Systems Man & Cybernetics*, 1992.
- [60] R. H. Byrd, *et al.*, "A trust region method based on interior point techniques for non linear programming," *Mathematical Programming*, vol. 89, pp. 149-185, 2000.
- [61] R. H. Byrd, *et al.*, "An Interior Point Algorithm for Large Scale Nonlinear Programming," *SIAM Journal on Optimization*, vol. 9, pp. 877-900, 1999.
- [62] R. A. Waltz, *et al.*, "An interior algorithm for nonlinear optimization that combines line search and trust region steps," *Mathematical Programming*, vol. 107, pp. 391-308, 2006.
- [63] R. H. Byrd, *et al.*, "KNITRO: An Integrated Package for Nonlinear Optimization," 2006.
- [64] J. C. Gilbert, "Optimisation différentiable," *Technique d'ingénieur AF1252*.
- [65] J. A. P. Lopes, *et al.*, "Management of MicroGrids," *JIEEC 2003 Conference*, 2003.
- [66] S. Tamai and M. Kinoshita, "Parallel operation of digital controlled UPS system," 1991.
- [67] H. Oshima, *et al.*, "Parallel redundant UPS with instantaneous PWM control," *International Telecommunication Energy Conference*, 1991.
- [68] S. Ogasawara, *et al.*, "A novel control scheme of a parallel current-controlled PWM inverter," 1992.
- [69] J. F. Chen and C. L. Chu, "Combination voltage-controlled PWM inverters for UPS parallel operation," *IEEE Trans. Power Electron*, vol. 10, 1995.
- [70] H. Akagi, *et al.*, "Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components " *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA20, pp. 625 - 630 1984.
- [71] K. De Brabandere, *et al.*, "A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 22, pp. 1107-1115, 2007.
- [72] H. Laaksonen, *et al.*, "Voltage and frequency control of inverter based weak LV network microgrid," in *International Conference on Future Power Systems*, 2005, pp. 6 pp.-6.
- [73] A. Engler and N. Soutanis, "Droop control in LV-Grids," in *International Conference on Future Power Systems*, 2005, pp. 1-6.
- [74] A. Engler, "Applicability of droops in low voltage grids," *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 1, pp. 3-15, 2005.
- [75] SMA, "Sunny Island 4500 Catalogue," 2008.
- [76] A. Tuladhar, *et al.*, "Parallel Operation of Single Phase Inverter Modules With No Control Interconnections," *Proc IEEE APEC 97*, vol. 1, 1997.

- [77] RTE, "Statistique annuelles de l'énergie électrique en France," 2009.
- [78] I. Toshihide and K. Naoki, "Resource allocation problems," *MIT Press*, pp. 1-10, 1988.
- [79] M. H. Bjorndal, *et al.*, "Some thoughts on combinatorial optimisation," *European Journal of Operational Research*, vol. 83, pp. 253-270, 1995.
- [80] Z.-J. Lee, *et al.*, "A heuristic genetic algorithm for solving resource allocation problems.," *Knowledge and Information Systems*, vol. 5, 2003.
- [81] B. Sid, "Optimisation topologique de structures par algorithmes genetiques," Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2006.
- [82] E. Lutton, "Algorithmes génétiques et algorithmes évolutionnaires," *Technique d'ingénieur S7218*.
- [83] Mathworks, "Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox," *Global Optimization*.
- [84] Han, "A Globally Convergent Method for Nonlinear Programming," *Journal of Optimization Theory and Applications*, vol. 22, p. 297, 1977.
- [85] Powell and M.J.D., "A Fast Algorithm for Nonlinearly Constrained Optimization Calculations," *Numerical Analysis*, vol. 630, 1978.
- [86] Powell and M.J.D., "The Convergence of Variable Metric Methods For Nonlinearly Constrained Optimization Calculations," *Nonlinear Programming*, 1978.
- [87] X. Le Pivert and M. Petit, "Grid simulation tool for steady-state studies, education and training," *21st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2006.
- [88] M. H. Wright, "Direct Search Methods : One Scorned, Now Respectable," *Dundee Biennial Conference in Numerical Analysis, Harlow*, pp. 191–208, 1996.
- [89] Lewis, *et al.*, "Pattern Search Algorithms for Bound Constrained Minimization," *SIAM Journal on Optimization*, vol. 9, 1999.
- [90] Lewis, *et al.*, "Pattern Search Methods for Linearly Constrained Minimization," *SIAM Journal on Optimization*, vol. 10, 2000.
- [91] EDF-SEI, "Billan previsionnel pluriannuel investissements en production GUYANNE," 2009.
- [92] P. Bastard, *Fonctionnement et réglage des systèmes de transport et de distribution d'énergie électrique*: Supélec, 1998.
- [93] P. Jeannin and J. Carpentier, "Réseau de puissance méthode de résolution des équations," *Techniques ingénieurs documentation*.
- [94] A. Losi and M. Russo, "Object-Oriented Load Flow for Radial and Weakly Meshed Distribution Networks," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 18, pp. 1265-1273, 2003.
- [95] B. Gotzig, "Thèse : Recherche d'un Schéma Optimal d'Exploitation d'un Réseau de Distribution Electrique," Institut National Polytechnique de Grenoble, 1997.
- [96] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1994.
- [97] F. Zaoui, *et al.*, "Coupling OPF and topology optimization for security purposes," presented at the 15th Power Systems Computation Conference, 2005.
- [98] RTE, "Schéma de développement du réseau public de transport d'électricité 2003-2013," 2004.
- [99] J. A. Momoh, *Electric Power System Applications of Optimisation*, 2001.
- [100] J. A. Momoh, *et al.*, "A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part I: Nonlinear and Quadratic Programming Approaches," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, pp. 96-104, 1993.
- [101] J. A. Momoh, *et al.*, "A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part 11: Newton, Linear Programming and Interior Point Methods," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, pp. 105-111, 1993.
- [102] K. S. Pandya and S. K. Joshi, "A survey of optimal power flow methods," *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, 2008.
- [103] K. M. Chandy, *et al.*, "A simple optimal power flow model with energy storage," *49th IEEE Conference on Decision and Control*, 2010.

- [104] D. Gayme and U. Topcu, "Optimal power flow with distributed energy storage dynamics," *American Control Conference*, 2011.
- [105] EDF-SEI, "Bilan previsionel pluriannuel investissements en production," *Bilan Prévisionnel Corse*, 2009.
- [106] G. Notton, "La production d'énergie électrique en Corse : Situation actuelle, Spécificités, Problèmes et « Perspectives »."
- [107] EDF-SEI, "Particularités des systèmes insulaires."
- [108] EDF-SEI, "Bilan Prévisionnel de l'Equilibre Offre Demande d'électricité en Corse et Outre-mer à l'horizon 2015," 2010.
- [109] C. t. d. Corse, "Plan énergétique de la Corse."
- [110] J.-P. Leteurtois, "Rapport sur la crise énergétique en Corse," 2005.
- [111] J. A. Jardini, *et al.*, "Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers," *IEEE Transaction on Power delivery*, vol. 15, 2000.
- [112] J. A. Jardini, *et al.*, "Residential And Commercial Daily Load Curve Representation By Statistical Function For Engineering Studies Purposes," *Conferência Internacional Em Distribuição De Energia Elétrica*, vol. 15, 1995.
- [113] Ademe, "Bilan énergie et inventaire des émissions de gaz à effet de serre de la Corse " 2008.
- [114] Goldberg, "Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning," *Addition-Wesley Publishing*, 1989.

Annexe

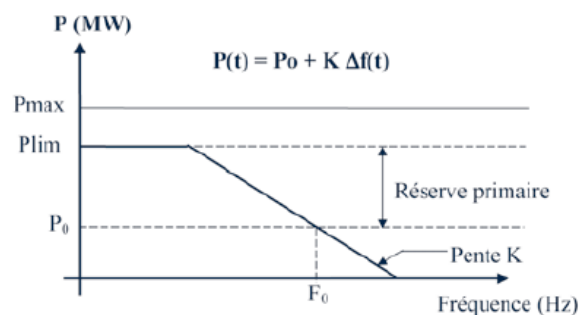
RAPPEL DU REGLAGE PRIMAIRE (DROOP MODE)

Sur le système électrique, la somme des puissances débitées par les alternateurs est égale à la consommation électrique (pertes comprises) qui est par nature fluctuante. À l'équilibre, la puissance débitée par un alternateur est naturellement égale à la puissance fournie par la turbine.

Il faut donc nécessairement mettre en place une action de réglage automatique pour adapter la production (puissance mécanique) des turbines à la consommation (puissance électrique) du réseau.

Cette action est réalisée par les régulateurs de vitesse des groupes de production qui asservissent la grandeur $P + K N$ à une valeur de consigne $P_0 + K N_0$, où N représente la vitesse du groupe, N_0 la vitesse de référence, P la puissance fournie, P_0 la « consigne de puissance à N_0 » et K le gain de réglage primaire. À l'équilibre, ainsi qu'en régime « lentement variable », la vitesse des groupes est proportionnelle à la fréquence du réseau.

La régulation de vitesse d'un groupe, en agissant sur les organes d'admission de la turbine, asservit donc la puissance fournie P à la valeur $P_0 + K (F_0 - F)$, avec F fréquence du réseau, F_0 fréquence de référence (50 Hz).

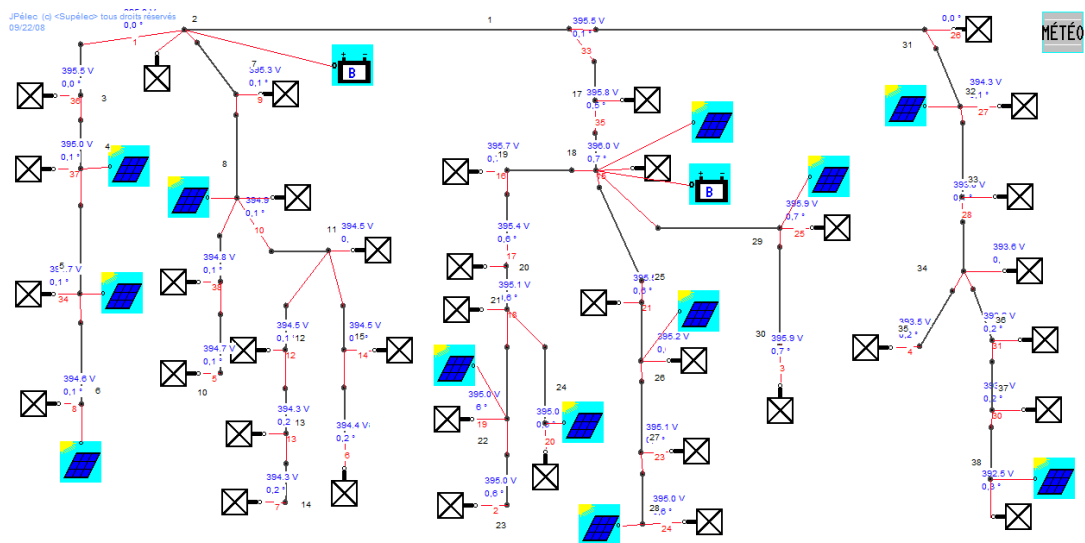


Si la demande augmente, la fréquence va chuter (loi des masses tournantes appliquée aux rotors des alternateurs $\Sigma P_m - P_c = J.N \, dN/dt$). Le régulateur de vitesse commandera alors une ouverture des soupapes qui provoquera une augmentation de la puissance produite jusqu'à compensation de l'écart.

Cette action fondamentale de réglage n'est bien entendu possible que si une certaine réserve de puissance appelée « réserve primaire » est disponible au-dessus de P_0 .

La dynamique du réglage primaire compte tenu des constantes de temps des servomoteurs des organes réglants et du procès (turbine hydraulique ou thermique) est de l'ordre de quelques secondes.

ILLUSTRATION DU CAS D'ETUDE DANS JPELEC



Topologie du réseau avec des moyens de production et de stockage décentralisés.

Dans le cas d'un réseau isolé, il faut appliquer le réglage primaire qui demande un réglage de fréquence par une pente dP/df et un réglage de tension par une pente dQ/dV . Les onduleurs connectés avec les batteries assurent cette demande.

Batterie

Utilisation de l'ensemble (batterie + onduleur) en noeud bilan:

L'onduleur impose la tension du réseau

Tension efficace entre phases : U (kV)

Capacité de la batterie : Cmax (kWh)

->Autres données ...

Etat de charge initial : SOCini (%)

Puissance nominale de l'onduleur (kW) :

Rendement à 10% de Pn

Rendement à 100% de Pn

Option : fonctionnement avec réglage primaire / 'droop mode'

Réglage primaire

Po (kW) dP/df (kW/Hz)

Qo (kVA) dQ/dV (kVA/kV)

ALGORITHME DE RECHERCHE LE PLUS COURT CHEMIN

Pour trouver quels sont les nœuds les plus proches du nœud demandé, nous utilisons l'algorithme de Dijkstra (recherche du plus court chemin)

L'algorithme de Dijkstra est un algorithme de type glouton : à chaque nouvelle étape, on traite un nouveau sommet. Tout au long du calcul, on va donc maintenir deux ensembles :

- C, l'ensemble des sommets qui restent à visiter ; au départ $C = S - \text{[source]}$
- D, l'ensemble des sommets pour lesquels on connaît leur plus petite distance à la source ; au départ, $D = \text{(source)}$.

L'algorithme se termine bien évidemment lorsque C est vide. Pour chaque sommet s dans D, on conservera dans un tableau Distances le poids du plus court chemin jusqu'à la source, et dans un tableau parcours le sommet p qui le précède dans un plus court chemin de la source à s. Ainsi, pour retrouver le chemin le plus court, il suffira de remonter de prédécesseur en prédécesseur jusqu'à la source, ce qui pourra se faire grâce à un unique appel récursif.

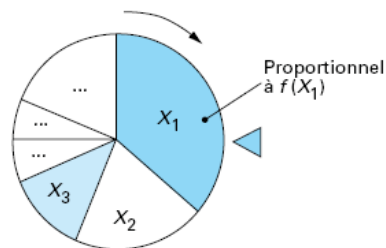
ALGORITHME GENETIQUE

Initialisation du processus

Elle est faite de façon aléatoire si l'on ne dispose pas d'autre condition initiale. Les premiers individus de la population sont créés à cette étape. C'est là que l'on peut réinjecter comme condition initiale une solution au même problème, obtenue par la même méthode de résolution, mais jugée non satisfaisante.

Sélection

Il s'agit de détecter quels individus de la population courante seront autorisés à se reproduire (les parents). Cette opération est fondée sur la qualité des individus, estimée à l'aide d'une fonction nommée fitness, fonction d'évaluation, ou encore performance. Dans le schéma canonique de l'AG « à la Goldberg » [114], deux parents donnent deux enfants, ainsi on sélectionne un nombre de parents égal au nombre d'enfants désirés, mais évidemment bien d'autres schémas moins conventionnels peuvent être programmés (deux parents pour un enfant, n parents pour p enfants, etc.). Le paramètre principal de cette étape de sélection est ce que l'on appelle la pression sélective, qui correspond au quotient de la probabilité de sélection du meilleur individu sur la probabilité de sélection de l'individu moyen de la population courante. Ce paramètre, comme nous le verrons plus loin, gère la rapidité de concentration de la population autour de son meilleur individu.



Sélection proportionnelle : tirage aléatoire uniforme sur un disque, où chaque solution occupe un secteur de taille proportionnelle à la valeur de sa fonction d'évaluation

Reproduction

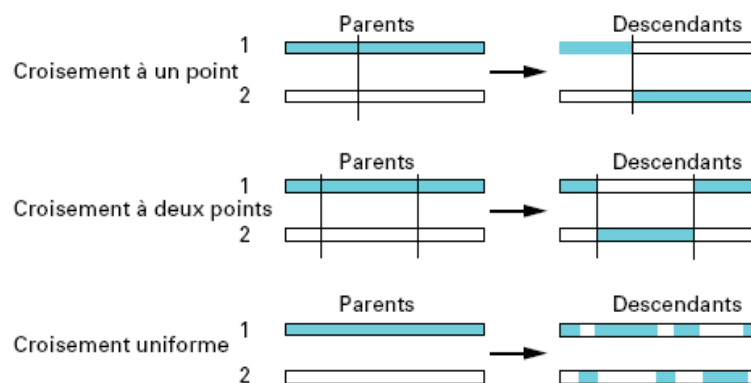
Les parents sélectionnés sont utilisés pour générer des descendants. Les deux opérations principales sont le croisement, qui combine les gènes de deux parents, et la mutation qui consiste en une légère perturbation du génome. Ces opérations sont appliquées aléatoirement, et dépendent de deux paramètres, la probabilité de croisement p_c et la probabilité de mutation p_m . Ces probabilités sont des paramètres très importants, qui influent de façon considérable sur la qualité des résultats globaux et la convergence.

Croisement des deux parents

L'opérateur de croisement est une composante importante du mécanisme de convergence de l'AG ; intuitivement, il permet une concentration de la population autour des « bons » individus. Le choix de la probabilité de croisement p_c (qui décide si les informations génétiques de deux individus sont mélangées ou transmises sans modification aux descendants) correspond à un

compromis des composantes d'exploration et d'exploitation de l'algorithme. La plupart du temps le choix de cette probabilité est fait par tâtonnement expérimental. Il existe un grand nombre d'opérateurs de croisement, les plus classiques dans le cadre de l'optimisation stochastique sont :

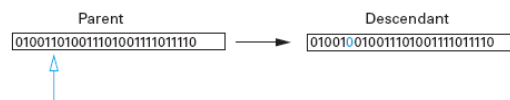
- **le croisement à un point**, où un site de croisement est choisi aléatoirement sur le chromosome, puis les chaînes de code sont échangées autour de ce site ;
- **le croisement à deux points** : deux sites de croisement sont choisis, et les portions de code sont échangées alternativement ;
- **le croisement uniforme**, où chaque gène d'un descendant est choisi aléatoirement parmi les gènes des parents ayant la même position dans le chromosome. Assez souvent le second descendant est construit en prenant les choix complémentaires du premier



D'autres types de croisements existent, comme par exemple le croisement multipoint, ou bien des croisements spécialisés comme dans le cas du problème du voyageur de commerce ou des problèmes d'ordonnancement, qui tiennent compte de la structure particulière du codage employé.

Mutation

De façon schématique, la mutation effectue une perturbation mineure du chromosome de l'individu, par exemple dans le cas d'un codage binaire, un site de mutation est choisi aléatoirement, et le bit correspondant est inversé (voir figure).



L'effet de cet opérateur est de « troubler » la tendance à la concentration induite par la sélection et le croisement, de façon à laisser à la population la possibilité de « visiter » d'autres régions de l'espace de recherche. Il a été prouvé que cet opérateur limite la « dérive génétique » due au processus de sélection élitiste.

La probabilité de mutation reste usuellement très faible et, très souvent, elle est maintenue à une valeur fixée tout au long de l'évolution de l'AG. Des schémas génétiques fondés sur une probabilité de mutation variable, qui décroît au fur et à mesure de l'évolution de l'AG sont aussi utilisés. D'un point de vue théorique, il a été prouvé qu'un tel AG converge vers l'optimum global de

son espace de recherche pour une taille de population finie, si sa probabilité de mutation $p_m(k)$ décroît à chaque génération en respectant la borne minimale :

$$p_m(k) \geq \frac{1}{2} k^{-\frac{1}{ML}}$$

avec M la taille de la population, L la longueur des chromosomes.

Bien sûr une telle décroissance est extrêmement lente², et nécessite un nombre infini de générations pour arriver à zéro. Il est extrêmement rare que l'on ait besoin d'employer en pratique la formule de décroissance théorique précédente pour pouvoir faire converger l'algorithme. L'emploi d'un taux de décroissance plus rapide permet d'améliorer l'efficacité de l'AG en permettant dans les premières générations une exploration large de l'espace de recherche, puis une concentration plus marquée (exploitation des zones les plus intéressantes) lors des dernières générations.

Evaluation

Elle consiste à calculer la qualité des individus nouvellement créés. C'est là, et uniquement là, qu'intervient la fonction à optimiser. Aucune hypothèse n'est faite sur la fonction elle-même, excepté le fait qu'elle puisse servir de base au processus de sélection.

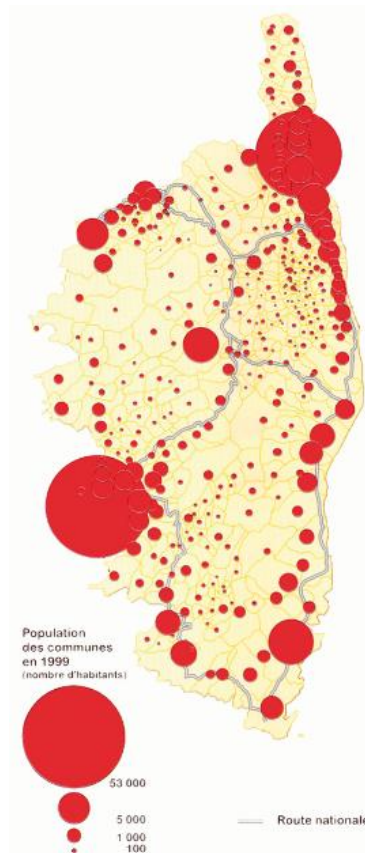
Arrêt du processus

Comme on n'a pas d'information sur la valeur cible de l'optimum recherché, il est délicat de savoir quand arrêter l'évolution. Une stratégie couramment employée consiste à stopper l'algorithme dès qu'un nombre maximal d'itérations est atteint, ou qu'un stade de 'stagnation' est identifié. Il est évident qu'une bonne gestion de l'arrêt de l'évolution contribue de façon importante à l'efficacité de la méthode, et intervient au même titre que le réglage des principaux paramètres de l'algorithme (taille de la population, probabilité de croisement et de mutation)

² Un calcul de la formule pour une population de 100 individus ayant des chromosomes de longueur 32 nous donne une valeur de probabilité de mutation qui décroît 0,5 à 0,499 en 1000 générations!

REPARTITION DE LA DENSITE DE POPULATION

Au 1 janvier 2006, 63 235 568 personnes habitent en France. A cette date, la population de la Corse atteint 294 118 habitants : 135 718 en Corse-du-Sud et 158 400 en Haute-Corse.



Population des grandes villes

LES MOYENS DE PRODUCTION DE BASE ET DE POINTS

Installations	Description	Puissance installée MW en 2007	Puissance installée MW en 2008
Moyens de base			
<i>Thermique</i>			
Vazzino (Ajaccio)	7 groupes diesel lents	132	132
Lucciana (Bastia)	5 groupes diesel	55	55
Total Thermique		187	187
<i>Interconnexions</i>			
SACOI		50	50
SARCO		50 jusqu'au 01/11/07	80
Total interconnexions		100	130
Total Base		287	317
Moyens de pointe			
<i>Thermique</i>			
Lucciana	3 TAC	75	75
Lucciana	1 TAC	0	40 depuis 11/08
Total thermique		75	115
<i>Hydraulique</i>			
Prunelli-Ocana	1 barrage, 3 centrales		
Golo	1 barrage, 3 centrales		
Fium'orbo	1 barrage, 1 centrale		
Total hydraulique		140	141
Total Pointe		215	256
EnR fatale			
<i>Mini-hydraulique</i>			
		21	21
<i>Eolienne</i>			
Ersa		7,8	7,8
Rogliano		4,2	4,2
Calenzana		6	6
Total Eolien		18	18
Total EnR fatale		39	39
TOTAL		541	612

Les productions électriques en Corse par mois en 2008

2008	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TOTAL
Hydro	66 698,30	24 210,70	31 639,00	59 413,00	63 308,00	24 620,36	11 814,64	12 762,91	3 773,18	6 542,12	66 306,15	77 619,07	448 707
mini-hydro	7 508,67	3 714,39	5 876,90	8 367,59	6 723,66	5 063,17	657,43	169,79	77,03	213,43	4 765,77	7 995,92	51 134
Total hydraulique	74 206,97	27 925,09	37 515,90	67 780,59	70 031,66	29 683,53	12 472,07	12 932,70	3 850,21	6 755,55	71 071,92	85 614,99	499 841
Thermique	67 917,74	95 647,26	84 019,00	37 792,00	34 823,00	60 279,39	96 569,61	103 578,18	89 766,01	75 268,30	47 270,41	67 893,59	860 844
SACOI	34 091,86	31 980,09	31 687,60	23 622,29	11 840,15	30 952,60	34 566,01	34 939,63	29 450,78	30 757,14	24 526,82	31 052,93	349 468
SARCO	36 407,23	40 796,80	38 933,22	19 461,10	13 065,76	7 239,15	11 567,46	11 046,81	12 481,48	15 417,49	24 632,08	43 533,64	274 582
Total Importations	70 499,09	72 776,89	70 620,83	43 083,38	24 905,91	38 191,74	46 133,47	45 986,44	41 932,26	46 174,63	49 158,90	74 586,57	624 050
Eolien	3 035,46	2 752,08	4 498,46	3 841,01	2 300,05	2 026,81	2 642,57	1 984,17	2 062,92	2 900,26	2 684,09	2 965,42	33 693
PV	57,27	4,19	7,43	7,22	7,08	8,44	8,15	30,02	5,01	11,07	9,77	30,29	186
TOTAL	215 716,53	199 105,51	196 661,62	152 504,21	132 067,70	130 189,92	157 825,87	164 511,50	137 616,42	131 129,82	170 195,09	231 090,85	2 018 615

MONOTONE DE CHARGE CORSE EN 2008

