

Schéma Directeur Stockage Réunion

- Rédacteurs : Matthias VINARD, Franck AL SHAKARCHI, Laurent GAUTRET
- Vérificateur : Christophe RAT, Laurent GAUTRET
- Secrétariat : Line RIVIERE
- Date : 10 février 2009

ARER – Informations et Conseils - www.arer.org - arer@arer.org

« **Eau, Energie, Déchets et Matériaux pour la Construction, l'Aménagement et les Transports** »
« Promouvoir la Maîtrise de l'Energie et l'Utilisation des Energies Renouvelables e, préserver les Ressources Naturelles locales , dans une perspective de développement durable et d'adaptation aux changements climatiques»

Prenez contact avec notre équipe au **0262 257 257** et sur <http://www.arer.org>

CONTACTS SUR VOS REGIONS pour toutes Informations, documentations, et Conseil à maître d'ouvrage Energie Réunion, pour vos projets.

Les techniciens de l'ARER vous accueillent dans nos **Espaces Conseils EIE** - Sur notre réseau partenaire de **Points relais Info Energie**, vous trouverez documentations et relais contacts - Sur notre réseau partenaire de **Sites démonstratifs Energie Réunion** pour s'informer et se former, Tél. 0262 257 257 pour toute organisation de visites.

- **EIE SUD « HUB »** au front de mer de Saint-Pierre, crat@arer.org , willy.araboux@arer.org , cfulmar@arer.org , mlevy@arer.org , line.riviere@arer.org , svinguedassalom@arer.org
- **EIE « IUT Université »** – site démonstratif « construction durable et énergie renouvelable » à Terre Sainte, Saint-pierre isabelle.lauret@arer.org , cpicard@arer.org , cgermaneau@arer.org et fabienne.msaidie@arer.org
- **EIE OUEST « LALEU »** à Saint Leu, lgautret@arer.org , pyezavin@arer.org , olucas@arer.org , vfiquin@arer.org , arousseau@arer.org , mhoarau@arer.org
- **EIE NORD « Technopôle »** à la MRST de Saint-Denis, rhuitelec@arer.org , jlaplanche@arer.org , alouis@arer.org
- **EIE EST** à la Maison de quartier de Bras Fusil à Saint-Benoît, cbonnecaze@arer.org
- Pole administratif **DAF** : srobert@arer.org , saillaud@arer.org , eabrantes@arer.org
- ✓ **Coopération internationale** : www.island-news.org , franck.alsharkarchi@arer.org , nzidini@arer.org
- ✓ **Observatoire Energie Réunion (OER)**: gaelle.gilboire@arer.org
- ✓ **Groupe Hydrogène Réunion, stockage et régulation des énergies Intermittentes**: matthias.vinard@arer.org
- ✓ **Centre documentaire « Energie, développement durable et changements climatiques »** : 2800 ouvrages à votre lecture à l'EIE HUB. Toutes les références sont consultables en ligne sur <http://www.arer.org>

ARER - Agence Régionale Energie Réunion - Association loi 1901 à but non lucratif

Siège social : 40 avenue de Soweto * BP 226 * 97456 St-Pierre Cedex – Ile de La Réunion- Océan Indien- Planète Terre



SOMMAIRE :

RESUME	5
--------------	---

PARTIE I

CONTEXTE ENERGETIQUE MONDIAL ET REUNIONNAIS

PRERURE ET GERRI : OBJECTIF D'AUTONOMIE ENERGETIQUE

SAISONNALITE ET INTERMITTENCE DES ENERGIES RENOUVELABLES

1. CONTEXTE ENERGETIQUE MONDIAL.....	14
1.1. Réserves et prix de pétrole	15
1.2. Réserves et prix du charbon.....	17
2. CONTEXTE ENERGETIQUE REUNIONNAIS	20
2.1. Bilans Electriques 2005 et 2006.....	20
2.2. Coûts de production - moyens thermiques et hydrauliques	25
2.3. Coûts de production des moyens photovoltaïques et éoliens	31
2.4. Synthèse des coûts globaux de production de l'électricité	33
2.5. Prospective et analyse des coûts de production	33
3. OBJECTIF D'AUTONOMIE ENERGETIQUE REUNIONNAISE	37
3.1. PRERURE : stratégie du Conseil Régional de La Réunion	37
3.2. GERRI : projet de l'Etat pour La Réunion	38
4. POTENTIELS ENERGETIQUES DURABLES REUNIONNAIS – SAISONNALITE ET INTERMITTENCE DES ENERGIES RENOUVELABLES	39
4.1. Evaluation des ressources en économie d'électricité	40
4.2. Evaluation des ressources en énergies renouvelables non-intermittentes et analyse de la saisonnalité	40
4.3. Evaluation des besoins « tendanciels » en production en 2025.....	41
4.4. Evaluation des besoins minimaux en énergies renouvelables intermittentes à l'horizon 2025	43
4.5. Conclusion sur la saisonnalité et l'intermittente des besoins en énergies renouvelables à l'horizon 2025.....	43

PARTIE II

LE STOCKAGE DE L'ENERGIE COMME SOLUTION DE STABILITE D'UN SYSTEME ENERGETIQUE FACE A LA SAISONNALITE ET A L'INTERMITTENCE DES ENERGIES RENOUVELABLES

5. SYSTEME ENERGETIQUE, ENR ET STOCKAGE.....	45
5.1. Fonctionnement d'un système énergétique.....	45
5.2. MDE-ENR et problématiques de la saisonnalité et de l'intermittence.....	46
5.3. Stockage de l'énergie comme solution de stabilité.....	46

PARTIE III

PROGRAMME DE RECHERCHE PRINCESSE POUR L'INTEGRATION A GRANDE ECHELLE DES ENR INTERMITTENTES FATALES SUR UN RESEAU ELECTRIQUE INSULAIRE

PRESCRIPTIONS TECHNIQUES DU RESEAU ELECTRIQUE ET CONTRAINTES A L'INTEGRATION DES ENR INTERMITTENTES FATALES

PROSPECTIVE ET MIX ENERGETIQUE FUTUR

OBJECTIFS DE REALISATION DES SOLUTIONS DE STOCKAGE DE L'ELECTRICITE

6. INTEGRATION MASSIVE DES ENR INTERMITTENTES ET PROGRAMME DE RECHERCHE PRINCESSE.....	52
6.1. <i>Problématique de l'intégration massive des ENR intermittentes et transports électriques ENR</i>	52
6.2. <i>Programme PRINCESSE</i>	53
7. STOCKAGE – ROLE ET INTRODUCTION AUX TECHNOLOGIES	55
7.1. <i>Rôle du stockage</i>	55
7.2. <i>Introduction aux technologies de stockage de l'énergie</i>	56
8. PRESCRIPTIONS TECHNIQUES POUR LES MOYENS DE PRODUCTION CONNECTES AU RESEAU HTA ET BT ET CONTRAINTE A L'INTEGRATION DES ENR.....	58
8.1. <i>Règlementations en vigueur</i>	58
8.2. <i>Prescriptions techniques des moyens de production connectés à un réseau HTA ou BT en zone non-interconnectée</i>	59
8.3. <i>Identification de la contrainte majeure à l'intégration des ENR fatales : la limite des 30%</i> ...	64
8.4. <i>Prescriptions pour un raccordement au réseau HTB</i>	64
9. PROSPECTIVES DES PRODUCTIONS ET D'INTEGRATION DES ENR FATALES.....	67
9.1. <i>Données de la programmation pluriannuelle des investissements</i>	67
9.2. <i>Données de l'Observatoire de l'Energie Réunion</i>	68
9.3. <i>Données de EDF</i>	69
9.4. <i>Données des professionnels de l'éolien et du photovoltaïque</i>	70
9.5. <i>Construction d'un scénario tendanciel pour le SD stockage</i>	71
10. MIX ENERGETIQUE PREVISIONNEL 2030, FOISONNEMENT DES ENR FATALES ET PRE DIMENSIONNEMENT DES BESOINS DE STOCKAGE.....	73
10.1. <i>Pré-dimensionnement d'un mix-énergétique 2030 autosuffisant ou quasi-autosuffisant en production EnR</i>	74
10.2. <i>Analyse du foisonnement de la production photovoltaïque</i>	76
10.3. <i>Spécifications préliminaires des besoins de stockage décentralisé et centralisé</i>	78
11. OBJECTIFS DE REALISATION DES SOLUTIONS DE STOCKAGE	80

PARTIE IV

PLAN DE DEVELOPPEMENT MULTI-FILIERE DU STOCKAGE A LA REUNION

PLANS DE DEVELOPPEMENT MONO-FILIERES

12. RECHERCHES ET ETUDES MULTI-FILIERES.....	83
12.1. <i>Caractérisation des technologies de stockage</i>	85
12.2. <i>Caractérisation des potentiels énergétiques, des productions ENR intermittentes et du système énergétique à La Réunion</i>	85
12.3. <i>Caractérisation des applications du stockage et dimensionnement technico-économiques des solutions de stockage</i>	86
12.4. <i>Etudes finalisées, en cours et à venir</i>	88

13. PROJETS PILOTES MULTI-FILIERES	92
14. FORMATIONS MULTI-FILIERES	93
14.1. Formation initiale.....	93
14.2. Formation continue.....	94
14.3. Actions de formation à mettre en œuvre.....	94
15. INFORMATION ET EDUCATION MULTI-FILIERES.....	95
15.1. Etudes des contraintes sociologiques	95
15.2. Vulgarisation, communication technique, visite de sites	96
15.3. Actions d'information.....	96
16. PLANS DE DEVELOPPEMENT MONO-FILIERES	97
16.1. Phasage des plans de développement mono-filières et filières déjà identifiées	97
16.2. Structure des plans de développement mono-filières	98

PARTIE V :
GOUVERNANCE ET FINANCES

17. GOUVERNANCE REGIONALE ET OUTILS DE MISE EN ŒUVRE	101
17.1. Outils de mise en œuvre – H2-RUN et Agence du stockage	101
17.2. Gouvernance régionale.....	102
18. FINANCEMENT	104
18.1. Dépenses	104
18.2. Recettes.....	104
18.3. Actions à mettre en œuvre	105

PARTIE VI
SUITE DU SCHEMA DIRECTEUR
VOLET STOCKAGE DU PROGRAMME 2009 DE L'ARER

19. SUITE DU SCHEMA DIRECTEUR – RATIONALISATION DE LA GOUVERNANCE ET DES FINANCEMENTS	107
20. VOLET STOCKAGE DU PROGRAMME D' ACTIONS 2009 DE L'ARER.....	107

ANNEXES

ANNEXE 1 : FICHE PRERURE STOCKAGE ET PRINCESSE	111
ANNEXE 2 : SCHEMA DIRECTEUR HYDROGENE A LA REUNION	114
ANNEXE 4 : DOCUMENTS DE REFERENCE.....	116
ANNEXE 5 : TABLE DES ILLUSTRATIONS.....	118

Résumé

Partie I – Contexte énergétique mondial et réunionnais, objectifs d'autonomie et saisonnalité/intermittence des ENR

La situation énergétique réunionnaise présente une dépendance vis-à-vis de ressources fossiles : pétrole et charbon. Il s'agit de ressources non-renouvelables et polluantes. Sur une échelle mondiale, le pétrole, en particulier, s'avère limité en ressources, concentré géographiquement et volatil du point de vue du prix. Dans ce cadre, les prix de production d'électricité des différentes filières sont établis.

Moyens de production	Source d'énergie	Coûts unitaires internes	Coûts combustible / matériel PV éolien par unité produite	Coûts unitaires externes	COÛTS UNITAIRES GLOBAUX 2005	COÛTS UNITAIRES GLOBAUX 2006
		€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Moteurs Port Ouest	Fioul lourd	139*	58*	14*	153	160
TAC Port Ouest	Fioul dom.	215*	134*	18*	233	249
TAC Port Est	Fioul dom.	215*	134*	18*	233	249
Centrales Thermiques Bois-Rouge et Gol	Charbon	89**	26,8**	26*	115	115
	Bagasse		-	-	89	89
Centrales hydrauliques	Hydraulique	60*	-	-	60	
Ferme éolienne	Eolien	90			90	
Petite centrale PV	Solaire	400	190		400	
Grande centrale PV	Solaire	300	190		300	

Une stratégie énergétique durable viserait à rendre La Réunion moins dépendante vis-à-vis des ressources fossiles. Dans ce cadre, La Réunion se caractérise par une mobilisation de l'ensemble des acteurs pour l'autonomie énergétique. Deux projets se complètent :

- le projet historique du Conseil Régional de La Réunion : le PRERURE avec des résultats effectifs
- l'initiative récente de l'Etat : GERRI

Ces deux projets visent l'autonomie énergétique et se basent sur la Maîtrise de la Demande en Energie (MDE), les Energies Renouvelables (ENR) et la Régulation du Système Energétique (RSE), en particulier le stockage.

En effet, le stockage s'avère nécessaire car les ressources renouvelables réunionnaises sont majoritairement saisonnières et/ou intermittentes.

Partie II – Le stockage comme solution de stabilité du système énergétique

Les systèmes énergétiques, en particulier celui de La Réunion, se modélisent selon quatre composantes :

- Production d'énergie (approvisionnement et transformation)
- Transport et distribution d'énergie
- Consommation d'énergie
- Gestion du système

La consommation d'énergie est souvent représentée selon les secteurs économiques ou selon le type d'énergie. Il est possible de croiser les deux approches :

- carburants et combustibles pour le résidentiel, le tertiaire, l'industrie et l'agriculture
- carburants dans les transports
- électricité dans les transports
- électricité dans le résidentiel, le tertiaire, l'industrie et l'agriculture
- chaleur dans le résidentiel, le tertiaire, l'industrie et l'agriculture

Le fonctionnement du système énergétique laisse libre la consommation. La production et la gestion du système doivent permettre de répondre à la demande en énergie. Dans ce cadre, les producteurs et le gestionnaire du système ont des responsabilités.

Rôle du gestionnaire du système énergétique :

- **équilibre production/consommation**
- **respect des règles de transport et distribution**
- **qualité de la fourniture d'énergie**

Rôle des moyens de production dans la gestion du système énergétique :

- **réponse instantanée à la demande du réseau**
- **prévision de la production**
- **qualité de la fourniture d'énergie**

A La Réunion, les ENR sont majoritairement saisonnières et/ou intermittentes :

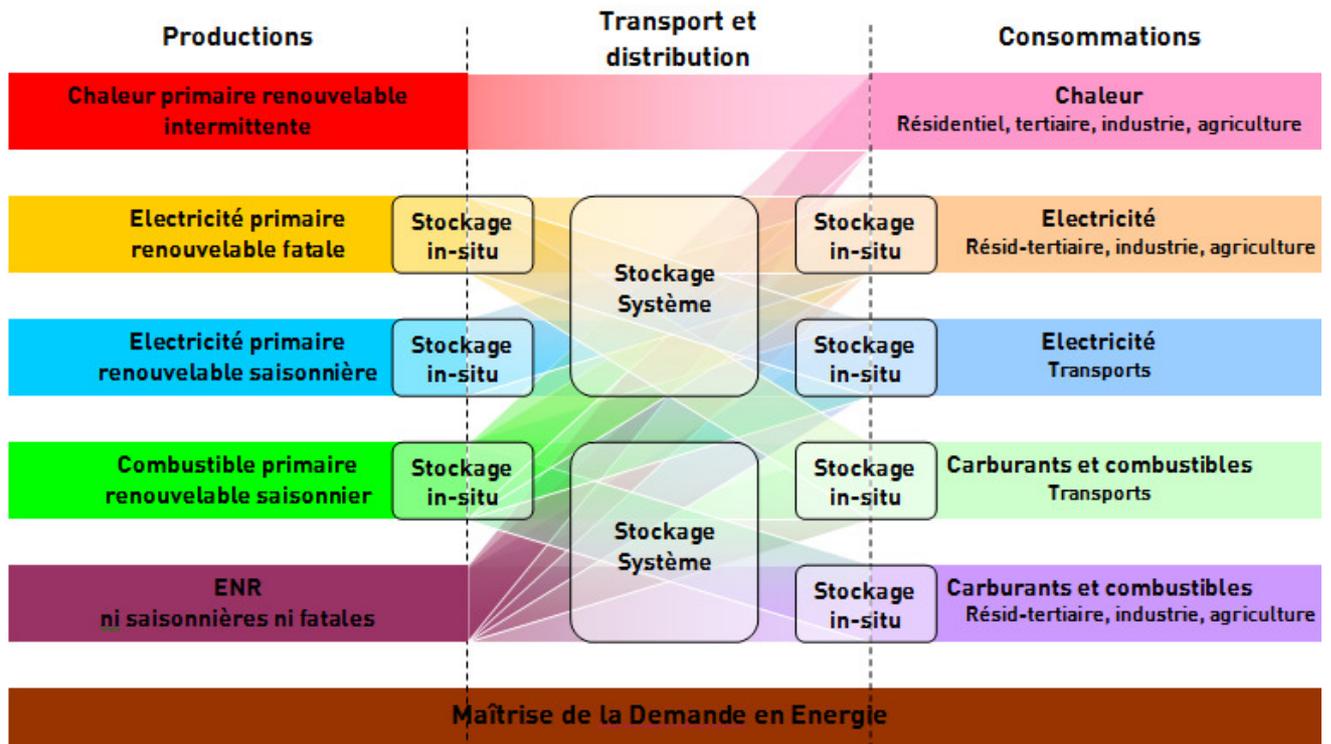
- combustible primaire renouvelable saisonnier
- électricité primaire renouvelable saisonnière
- électricité primaire renouvelable intermittente

Le stockage peut être une solution de stabilité :

- stockage « saisonnier » : stockage en période de surproduction pour consommation en période de sous-production
- stockage « intermittent » : stockage de l'énergie pour contrôler sa fourniture aussi bien en termes de suivi de la demande que de qualité

Par ailleurs, il faut envisager plusieurs positionnements des solutions de stockage :

- stockage in-situ côté producteur
- stockage système
- stockage in-situ côté consommateur



Une problématique centrale du stockage est l'intégration massive des productions électriques ENR intermittentes sur le réseau électrique réunionnais.

Partie III – Intégration massive des productions électriques ENR intermittentes sur un réseau électrique insulaire et objectifs de réalisation des solutions de stockage de l'électricité

L'intégration massive des ENR intermittentes est problématique en termes de gestion et de stabilité du système électrique. Cela peut apparaître simplement en rappelant le rôle du gestionnaire de réseau et des producteurs.

Le rôle du gestionnaire de réseau est d'assurer :

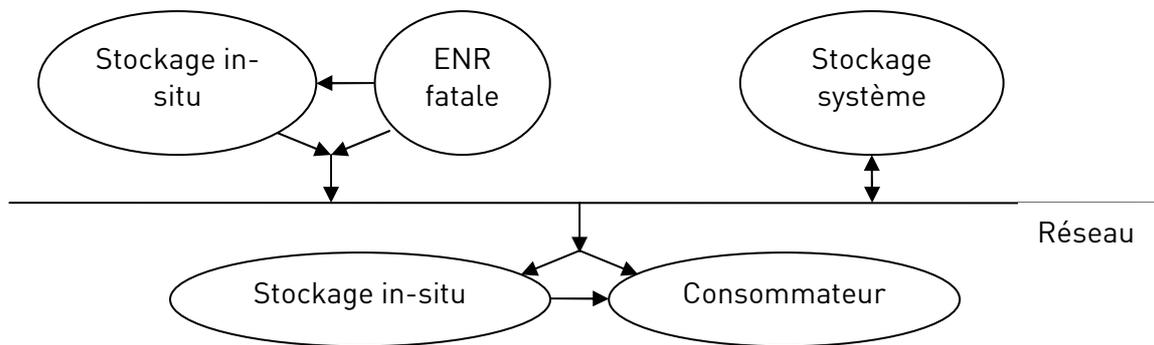
- l'équilibre production/consommation
- le respect du transit dans les lignes
- la qualité de l'onde électrique

Le rôle des moyens de production dans la gestion du réseau réside dans :

- la qualité de la tension fournie
- le réglage tension et fréquence
- la prévision de la production pour le dispatching.

Face à cette situation, on peut envisager trois types de stockage de l'électricité :

- **stockage système** : stockage centralisé placé sur le réseau pouvant aussi bien absorber qu'injecter de l'énergie à partir du réseau
- **stockage in-situ côté producteur intermittent** : stockage décentralisé couplé à de la production ENR et pouvant injecter sur le réseau par déstockage
- **stockage in-situ côté consommateur** : stockage décentralisé sur les lieux de consommation dans un but similaire au stockage système



Les contraintes d'intégration des ENR intermittentes sont définies par la loi. L'article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 introduit la valeur de 30% de la puissance active totale, comme une limite d'énergie intermittente instantanée injectable sur un réseau électrique non interconnecté comme celui de La Réunion. Au-delà, le gestionnaire peut découpler les installations intermittentes.

La prospective des consommations/productions ainsi que le travail de mix énergétique permettent de définir les objectifs de réalisation du stockage de l'électricité, incluant une part de transports électriques.

Hypothèses type scénarii ARER-incluant 50% de véhicules électriques

- ~ 4200 GWh de production annuelle
- ~ 66 % de la production par des bases ou semi-bases (Charbon ou Géothermie, Océanothermie, bagasse, bois énergie et déchets, hydraulique)
- ~ 20 % de la production par des EnR à très forte composante PV
- ~ 13 % de la production par du stockage primaire ou électrique
- Rendement moyen du stockage : 70%

Analyse préliminaire des besoins quant au stockage :

- **Solutions de stockage de l'électricité opérationnelles dès 2013**
- **Taux d'installations du stockage en 2013 : ~10 MW**
- **Stockage in-situ (décentralisé) côté producteur ENR de l'ordre du MW opérationnel en 2013**
- **Stockage système opérationnel par la suite**
- **Ordre de grandeur du stockage global à l'horizon 2030 :**
200 à 400 GWh de stockage centralisé principalement via énergie primaire
1000MWh de stockage électrique (cycle journalier) principalement en décentralisé
- **Répartition du stockage électrique en décentralisé/centralisé à définir au mieux pour respecter un impact minimal sur le réseau des pertes fatales**
- **Le stockage électrique décentralisé est prioritaire par rapport au stockage centralisé.** Par exemple Si 100% du stockage électrique (1000 MWh) est réalisé en décentralisé, et si les pertes fatales sont impactées prioritairement sur ce stockage, alors le réseau ne voit quasiment pas les pertes fatales aux échelles de temps inférieures à l'heure
- **La part de stockage électrique décentralisée devra également être analysée en regard des contraintes de coût de production pour les exploitants de centrales PV et des tarifs d'achat spécifique de l'électricité stockée**

Partie IV – Plans de développement multi-filières et mono-filières

La mise en œuvre d'une nouvelle technologie et son développement à grande échelle signifie son adéquation avec un contexte multidimensionnel : Technique, Économique, Environnemental, Réglementaire, Socioculturel et Politique.

Les plans de développement des filières de stockage se doivent de traiter l'ensemble des aspects précédents. Cela peut se faire selon les axes suivants :

- Recherches et études
- Projets pilotes
- Actions de formations
- Actions d'information et d'éducation
- Gouvernance et financement

Ces axes sont développés et des actions sont proposées. La gouvernance et le financement sont traités dans la partie suivante.

Dans un premier temps, il s'agit de développer globalement les filières de stockage puis de développer individuellement chacune des filières qui se sont avérées

Les Recherches et études multi-filières doivent porter sur :

- Caractérisation des technologies de stockage
- Caractérisation des potentiels énergétiques, des productions ENR intermittentes et du système électrique à La Réunion
- Caractérisation des applications du stockage et dimensionnement technico-économiques des solutions de stockage

Les projets pilotes multi-filières doivent permettre l'expérimentation, la démonstration et la formation. Ces projets pilotes concernent :

- le stockage de l'électricité
- les transports propres
- le stockage du biogaz

Les formations multi-filières doivent traiter aussi bien la formation initiale que la formation continue.

Les actions d'information et d'éducation multi-filières comportent aussi bien les études des contraintes sociologiques que la vulgarisation, la communication technique et les visites de sites.

Enfin, les plans de développement mono-filières suivront une approche similaire. Certaines filières importantes sont identifiées :

- Stockage in-situ sur site éolien/PV au sol avec la technologie par pompage
- Stockage in-situ sur site éolien/PV au sol avec la technologie VRB
- Stockage in-situ sur site éolien/PV au sol avec la technologie NaS
- Ecrêtage de pointe avec les technologies VRB / NaS
- Sécurisation électrique et production d'O₂ sur sites hospitaliers via H₂
- Stockage système (centralisé) via pompage, VRB et NaS
- Stockage/stabilisation système via production d'H₂ à des fins de carburants
- Transports collectifs H₂
- Transports collectifs Méthane
- Stockage de biogaz issu des déchets et de la bagasse

Partie V – Gouvernance et financement

Il est proposé que la gouvernance dépende du PRERURE et qu'une Agence Réunionnaise du Stockage soit créée.

Du point de vue du financement, il apparaît nécessaire d'évaluer le coût du SD Stockage et d'établir un plan de financement basé sur les sources suivantes :

- l'Etat
- les collectivités réunionnaises
- l'Union Européenne
- les producteurs ENR intermittents

- les consommateurs finaux
- financements carbone

Partie VI – Suite du SD et programme 2009

D'un point de vue pratique, les plans de développement sont déjà entamés. Plusieurs acteurs réunionnais et nationaux mènent des programmes d'actions bien établis. C'est le cas de l'ARER, entre autres. Le volet Stockage de son programme 2009 est présenté plus loin.

Les aspects organisationnels et financiers globaux sont à mieux maîtriser et partager. Il s'agit-là d'une action de rationalisation prioritaire qui doit être menée avec le PRERURE et en bonne entente avec GERRI.

De plus, ce document est une première version qui devra faire l'objet d'une actualisation au fur et à mesure des avancées, notamment lorsque la gouvernance et le financement seront clairement établis.

Stockage de l'énergie dans la perspective de l'autonomie énergétique réunionnaise

Schéma de l'organisation du développement du stockage à La Réunion

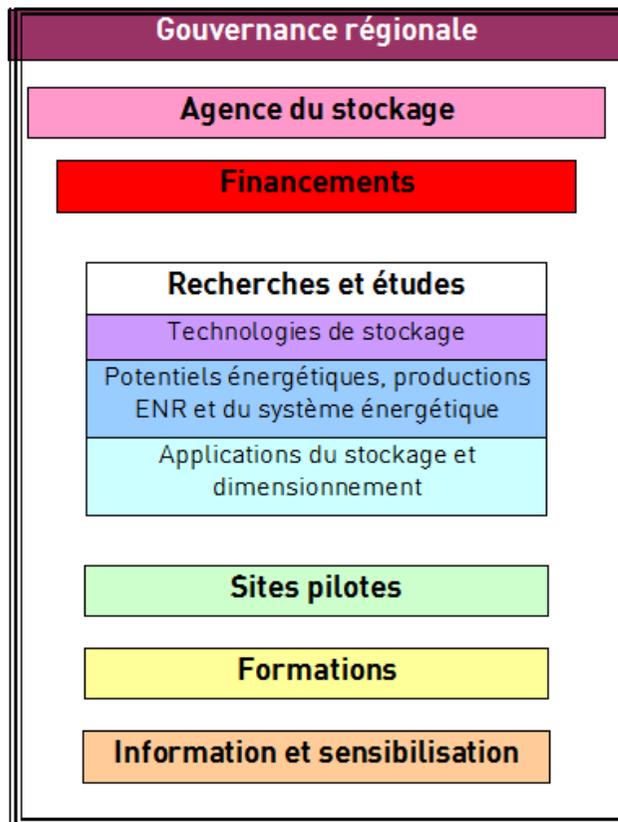
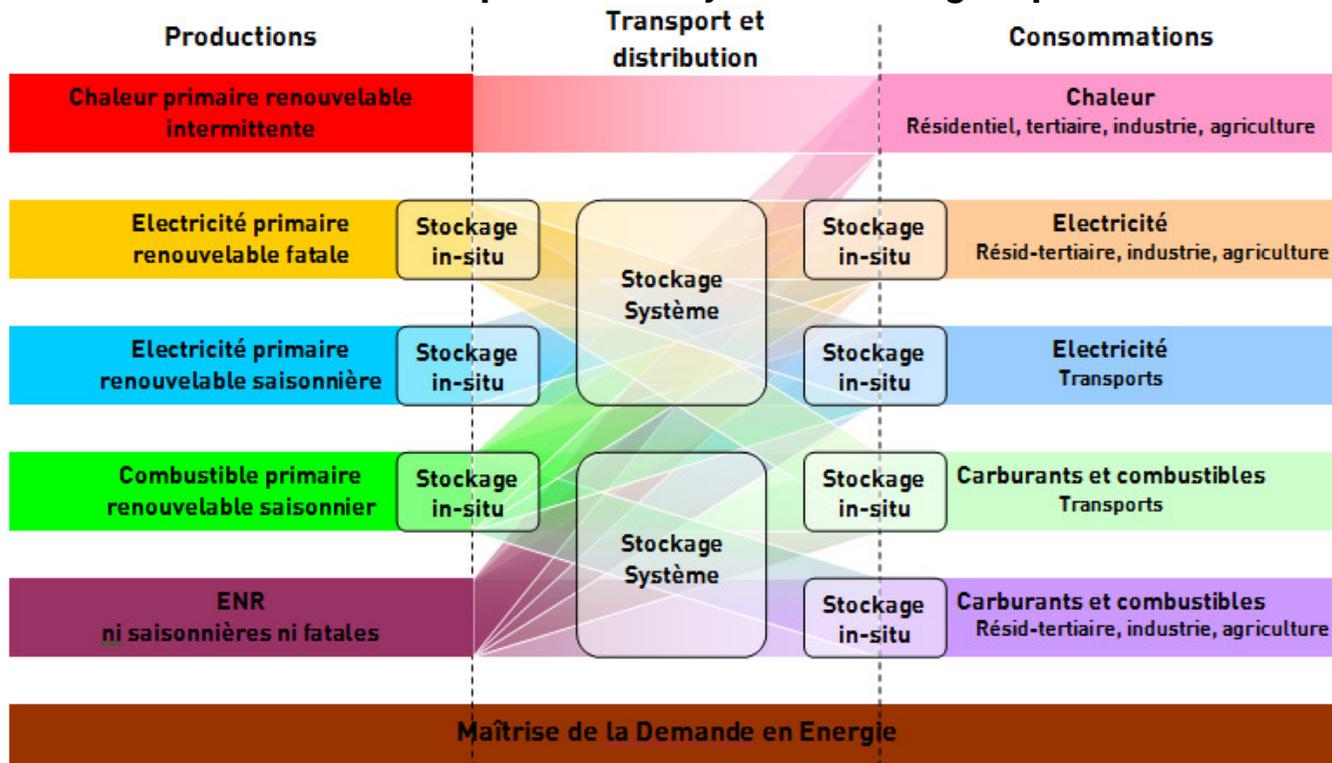


Schéma simplifié d'un système énergétique



Stabilité du système énergétique :

- équilibre production/consommation
- respect des règles de transport et distribution
- qualité de la fourniture d'énergie

Rôle des moyens de production dans la gestion du système énergétique :

- réponse instantanée à la demande du réseau
- prévision de la production
- qualité de la fourniture d'énergie

Rôle des moyens de stockage

- stockage « saisonnier » : stockage en période de surproduction pour consommation en période de sous-production
- stockage « intermittent » : stockage de l'énergie pour contrôler sa fourniture aussi bien en termes de suivi de la demande que de qualité

PARTIE I

Contexte énergétique mondial et réunionnais

PRERURE et GERRI : objectif d'autonomie énergétique

**Saisonnalité et intermittence des énergies
renouvelables**

Le Schéma Directeur Stockage pour La Réunion s'insère dans des contextes énergétiques mondial et réunionnais qui sont présentés ici.

Le chapitre 1 retrace le contexte énergétique mondial et aborde plus particulièrement les réserves et prix du pétrole et du charbon.

Le chapitre 2 développe le contexte énergétique réunionnais avec une focale sur le système électrique traitant notamment des coûts de production actuels et futurs.

1. Contexte énergétique mondial

Au-delà des problèmes liés au changement climatique, la situation énergétique actuelle n'est pas durable du fait qu'elle est fortement dépendante de ressources naturelles non renouvelables.

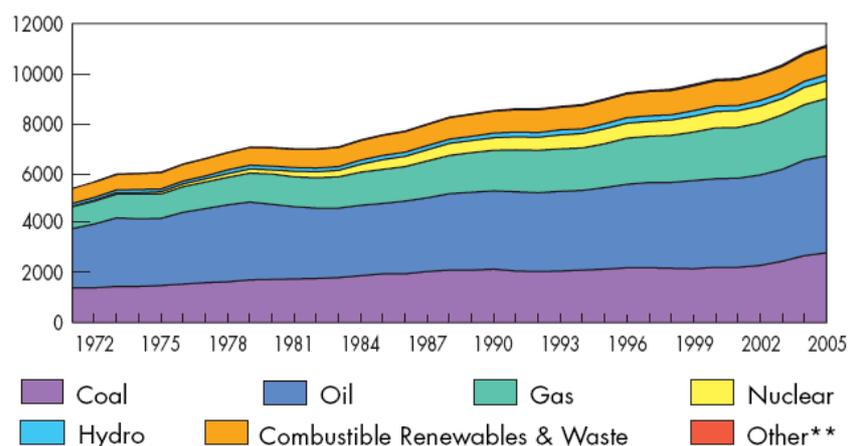


Figure 1 : Evolution de 1971 à 2005 de l'approvisionnement énergétique primaire mondial¹

Ainsi, en 2005, les consommations mondiales d'énergies se sont élevées à 11 435 millions de tonnes équivalentes de pétrole avec la répartition suivante :

- pétrole : 35,0%
- charbon : 25,3%
- gaz naturel : 20,7%
- nucléaire et renouvelables : 19%

Dans le cas du pétrole, la ressource se caractérise par des réserves limitées, concentrées en une zone géographique instable géopolitiquement et avec des prix élevés et volatils.

¹ International Energy Agency (IEA), *Key World Energy Statistics 2007*, website: <http://www.iea.org>

1.1. Réserves et prix de pétrole

La ressource pétrolière se caractérise par des réserves limitées, concentrées en une zone géographique instable géopolitiquement et avec des prix élevés et volatils.

1.1.1. Limites des réserves de pétrole

Les réserves prouvées de pétrole² sont actuellement estimées aux alentours de 1 317 milliards de barils³ au 1^{er} janvier 2007 alors que la demande de pétrole en 2007 est de 31,4 milliards de barils⁴. Les réserves prouvées représentent donc **l'équivalent de 42 années de consommation** sur la base des valeurs 2007.

A ce point, il faut citer trois phénomènes qui influent sur la durée de vie des réserves :

- l'amélioration des conditions économiques et techniques pour l'exploitation du pétrole, notamment grâce à l'augmentation du prix
- la découverte de nouvelles réserves non encore identifiées
- la croissance de la consommation mondiale

Les deux premiers phénomènes tendent à augmenter les réserves prouvées alors que le troisième tend à les réduire.

1.1.2. Concentration des réserves de pétrole

Au-delà de leur durée de vie, les réserves de pétrole se caractérisent par leur concentration en une région du monde, le Moyen-Orient, et sous l'influence d'une organisation, l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP).

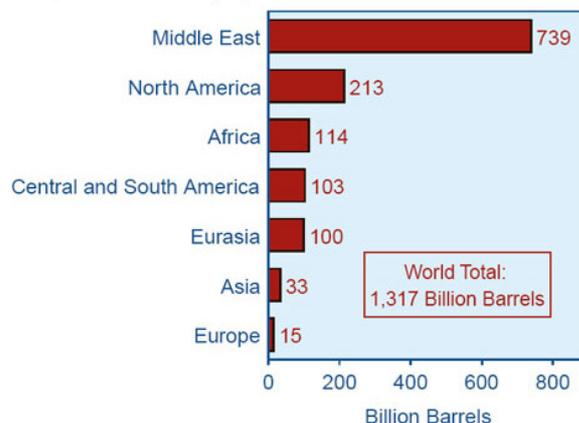


Figure 2: Réserves prouvées mondiales au 1er janvier 2007⁵

Cette situation de quasi-monopole et l'instabilité géopolitique du Moyen-Orient ne sont pas propices à un accès libre aux réserves.

² Les réserves prouvées sont définies comme les réserves connues et exploitables dans les conditions actuelles économiques et techniques

³ "Worldwide Look at Reserves and Production," Oil & Gas Journal, Vol. 104, No. 47 (December 18, 2006), pp. 24-25.

⁴ International Energy Agency (IEA), « Oil Market Report », 12 September 2007 issue, website <http://www.oilmarketreport.org>

⁵ "Worldwide Look at Reserves and Production," Oil & Gas Journal, Vol. 104, No. 47 (December 18, 2006), pp. 24-25.

1.1.3. Prix du pétrole

La restriction de l'accès au pétrole, du fait de sa concentration au Moyen-Orient et dans l'OPEP, mais aussi du fait d'événements naturels comme les cyclones dans le Golfe du Mexique, rendent les prix élevés et volatils.

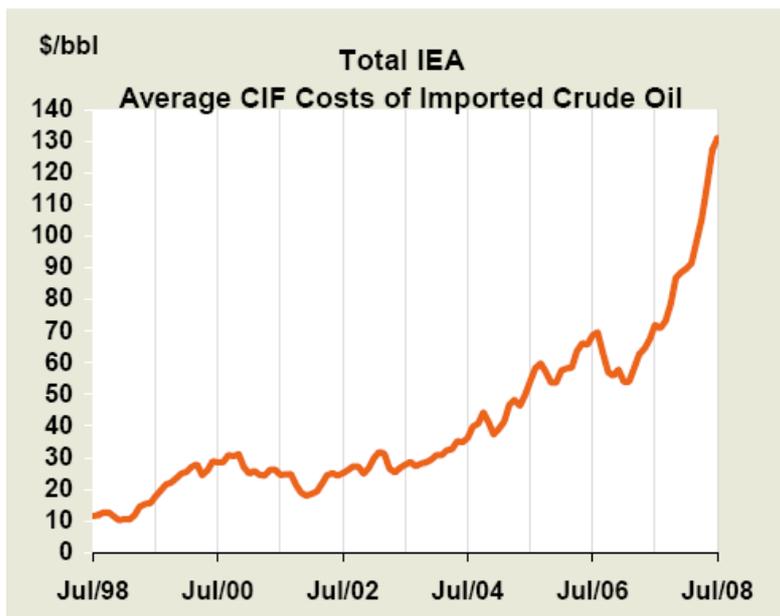


Figure 3: coût moyen d'importation du pétrole brut⁶

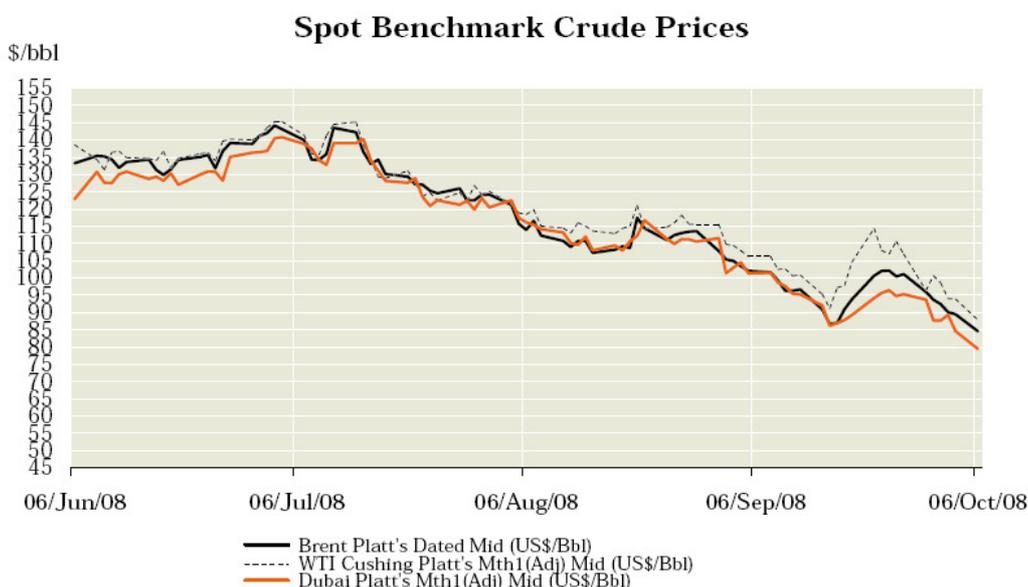


Figure 4: Prix du pétrole brut (WTI, Brent et Dubai) sur des contrats conclus pour livraison immédiate⁷

⁶ International Energy Agency (IEA), « Oil Market Report », 14 December 2007 issue, website <http://www.oilmarketreport.org>

⁷ Ibidem

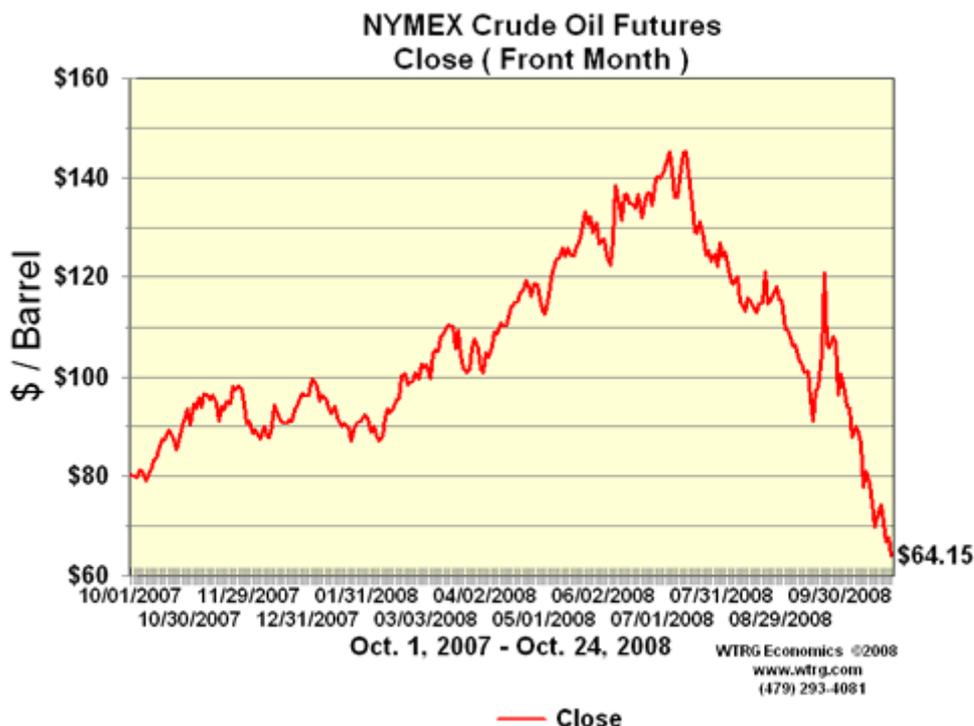


Figure 5: Prix du pétrole brut (NYMEX WTI) sur des contrats conclus pour livraison le mois suivant⁸

En 2008, le prix du WTI⁹ a dépassé la valeur de 140\$/baril.

Ainsi, le pétrole est une ressource incertaine du fait de ses limites, de sa concentration et de la volatilité de ses prix.

1.2. Réserves et prix du charbon

1.2.1. Limites des réserves de charbon

Les réserves prouvées¹⁰ de charbon récupérable ont été évaluées à 847,5 milliards de tonnes à fin 2005¹¹. Celles-ci représentent donc **l'équivalent d'environ 150 années de production** sur la base des valeurs 2005.

La durée de vie réelle des réserves de charbon sera différente, notamment du fait de la croissance certaine de la consommation de charbon, donc de sa production, entre autres à cause du remplacement des produits pétroliers.

⁸ WTRG Economics, 15 January 2008, <http://www.wtrg.com/daily/crudeoilprice.html>

⁹ Le *West Texas Intermediate* (WTI) est le pétrole brut de référence américain, échangé sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX). Les autres bruts de référence sont l'*Arabian Light* du Moyen-Orient et le *Brent* européen.

¹⁰ Les réserves prouvées de charbon récupérable représentent la quantité de charbon (parmi les réserves totales prouvées) qui pourraient être récupérés dans le futur sous les conditions économiques actuelles et à venir, avec les technologies actuelles.

¹¹ World Energy Council 2007, *2007 Survey of Energy Resources*, website: http://www.worldenergy.org/publications/survey_of_energy_resources_2007/default.asp

1.2.2. Concentration des réserves de charbon

Les réserves de charbon sont relativement concentrées puisque 80% des ressources mondiales sont situées dans seulement six pays. Cependant, à la différence du pétrole, la majorité de la production mondiale répond à des besoins domestiques : seuls 15% de la consommation mondiale proviennent d'échanges internationaux.

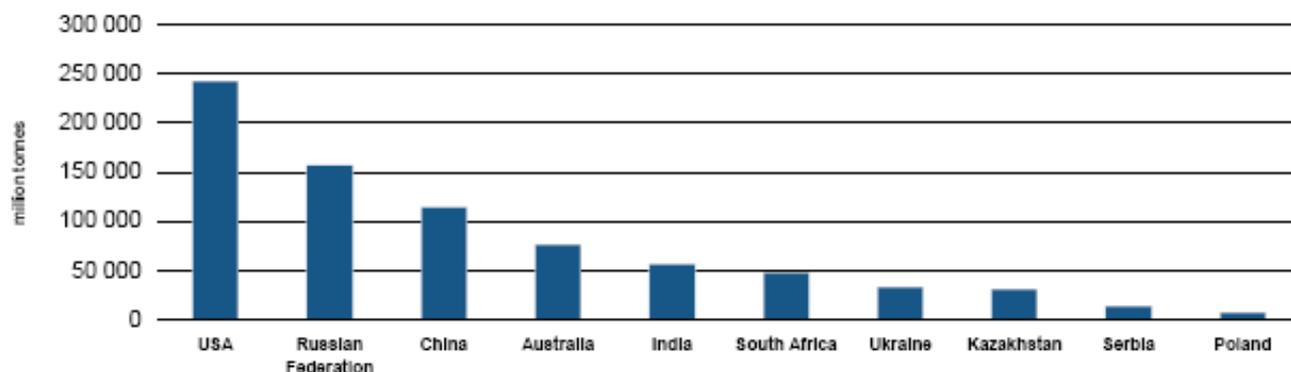


Figure 6: Réserves prouvées de charbon récupérable - les dix premiers pays¹²

Global Hard Coal Consumption

	1986	1996	2006e
World	3232Mt	3773Mt	5339Mt
<i>Selected Regional Aggregate Estimates</i>			
Europe	17%	11%	7%
FSU	17%	8%	6%
North America	21%	23%	18%
Asia-Pacific	39%	53%	65%

Tableau 1: Consommation mondiale de charbon "dur"¹³

International Hard Coal Trade (Source: IEA - www.iea.org)

	Steam	Coking	Total Trade
1996	318Mt	196Mt	513Mt
2000	421Mt	188Mt	609Mt
2006	593Mt	222Mt	815Mt

Tableau 2: Commerce international de charbon "dur"¹⁴

¹² Ibidem

¹³ World Coal Institute, *2007 coal facts*, website : <http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=188>

¹⁴ Idem

1.2.3. Prix du charbon

Coal

Prices US dollars per tonne	Northwest Europe marker price†	US Central Appalachian coal spot price index‡	Japan coking coal import cif price	Japan steam coal import cif price
1991	42.80	29.01	60.45	50.30
1992	38.53	28.53	57.82	48.45
1993	33.68	29.85	55.26	45.71
1994	37.18	31.72	51.77	43.66
1995	44.50	27.01	54.47	47.58
1996	41.25	29.86	56.68	49.54
1997	38.92	29.76	55.51	45.53
1998	32.00	31.00	50.76	40.51
1999	28.79	31.29	42.83	35.74
2000	35.99	29.90	39.69	34.58
2001	39.29	49.74	41.33	37.96
2002	31.65	32.95	42.01	36.90
2003	42.52	38.48	41.57	34.74
2004	71.90	64.33	60.96	51.34
2005	61.07	70.14	89.33	62.91
2006	63.67	62.98	93.46	63.04

†Source: McCloskey Coal Information Service.

‡Price is for CAPP 12,500Btu, 1.2 SO₂ coal, fob. Source: Platts.

Note: cif = cost+insurance+freight (average prices); fob = free on board.

Tableau 3: Coûts de certains charbons en Europe, aux USA et au Japon¹⁵

Il est à noter que, pour une même quantité d'énergie fournie, le charbon est meilleur marché que le pétrole.

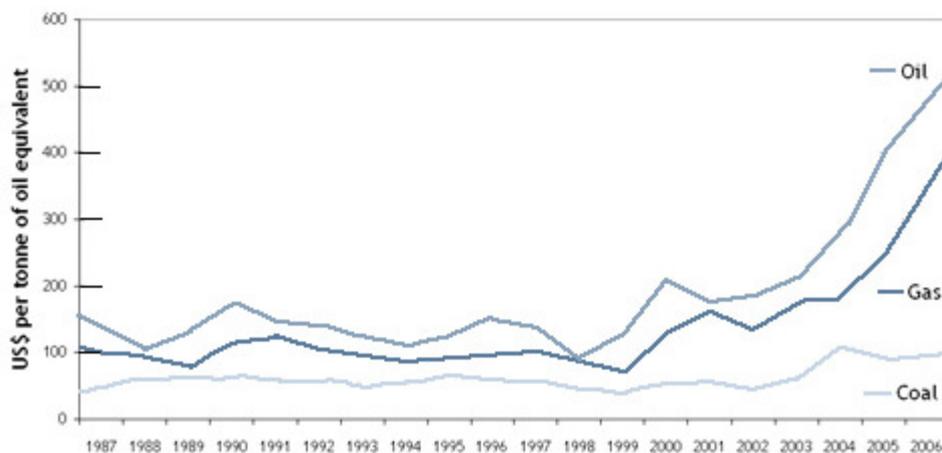


Figure 7: Prix des énergies en US\$/tep¹⁶

¹⁵ BP, *Statistical review of world energy* 2007,

<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9017920&contentId=7033430>

¹⁶ Source: BP; World Coal Institute, <http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=438>

2. Contexte énergétique réunionnais

Le recours aux solutions de stockage de l'énergie doit s'inscrire dans une démarche de développement durable. Cela signifie notamment que ces technologies doivent répondre à un besoin de la société et que leur utilisation doit être justifiée par leurs impacts économiques, sociaux et environnementaux.

Une démarche à partir des besoins nécessite l'analyse préliminaire de la situation initiale, notamment au travers d'un bilan électrique.

2.1. Bilans Electriques 2005 et 2006

2.1.1. Approvisionnement énergétique net hors stockage de carburants pour la production électrique 2005-2006¹⁷

ktep	2005		2006	
	Importations nettes hors stock	Productions locales	Importations nettes hors stock	Productions locales
Fioul lourd	92		75	
Gazole	52		53	
Charbon	303		335	
Huiles usagées			2	
Bagasse		95		97
Hydraulique		44		49
Eolien		0,4		0,36
PV		-		0,13
TOTAL	447	139,4	465	146,5
	586,4		611,5	

Tableau 4 : approvisionnements énergétiques à La Réunion

Source : Observatoire Energie Réunion

¹⁷ ARER – OER, Bilans énergétiques de La Réunion 2005 et 2006 http://www.arer.org/groupes_projets/oer/oer.php

2.1.2. Productions électriques 2005-2006

		2005			2006		
Moyens de production	Source d'énergie	Puissance effective	Prod GWh	Prod ktep	Puissance effective	Prod GWh	Prod ktep
Moteurs Port Ouest	Fioul lourd	125	416*	35,8	125	244*	29,1
TAC Port Ouest	Fioul dom.	62	120*	10,3	62	107*	9,2
TAC Port Est	Fioul dom.	41	57*	5	41	77*	6,6
Groupes Electriques	Gazole	20	8*	0,69	20**	3*	0,25
Centrales Thermiques Gol et Bois-Rouge	Charbon	159	897	77	210	983	84
	Huiles usagées		261	22		273	23
	Bagasse						
Centrales hydrauliques	Hydraulique	121	510	44	121	576	49
Fermes éoliennes	Eolien	0,5	0,4	0,034	10	5,7	0,49
Centrales PV	PV				3		
TOTAL		528,5	2270	195	592***	2365	203

Tableau 5 : état de la production électrique

* estimations ARER

** Les groupes de secours au gazole ont été retirés en fin d'année 2006.

*** Fin 2006, seuls 572 MW étaient en service.

Source : Observatoire Energie Réunion

2.1.3. Productions et puissances de pointes 1995-2006

Années	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04	05	06
Production (GWh)	1271	1368	1449	1544	1630	1757	1871	1952*	2079	2191	2271	2365
Croissance prod	7,3	7,6	5,9	6,5	5,6	7,8	6,5	4,3	6,5	5,3	3,7	4,1
Croiss. moyenne	6,7						4,8					
Puissance de pointe (MW)	221	237	265	271	280	305	313	333	348	370	379	398
Croissance puis.	10,0	7,0	12,2	2,0	3,4	9,0	2,5	6,6	4,5	6,3	2,4	4,7
Croiss. moyenne	6,7						4,9					

Tableau 6 : évolution des productions et puissances de pointe

* corrigé des effets du cyclone Dina

Source : EDF

2.1.4. Consommations électriques 2005 et 2006

	2005		2006	
	GWh	ktep	GWh	ktep
« Gros consommateurs »	761	65,5	753	64,7
Collectivités locales	82	7	65	5,6
Professionnels	309	26,6	344	29,6
Particuliers	906	77,9	990	85,1
TOTAL	2058	177	2152	185

Tableau 7 : état des consommations électriques

Source : EDF

La répartition des consommations selon les catégories de consommateurs finaux, présentée dans le tableau plus haut, est indicative et ne provient pas d'une mesure entièrement rigoureuse. Il s'agit d'estimations établies par EDF qui ne peuvent servir à des comparaisons dynamiques sur plusieurs années.

2.1.5. Courbes de charges 2006

« La courbe de charge est caractérisée par une pointe du matin sensible à la température (climatisation tertiaire essentiellement) et une pointe du soir sensible à la consommation domestique (éclairage et appareils domestiques, peu d'effet climatiseurs).

En été austral (novembre à mars), saison chaude, la pointe du matin dépasse ainsi la pointe du soir. En hiver austral, saison plus tempérée, la pointe du soir reste supérieure à la pointe du matin. Le graphique ci-dessous illustre cette saisonnalité relativement marquée. »¹⁸

¹⁸ EDF-SEI, *Ile de La Réunion – Bilan prévisionnel pluriannuel investissements en production*, juin 2007
http://www.edf.com/fichiers/fckeditor/File/SEI/BPP_Reunion_2007.pdf

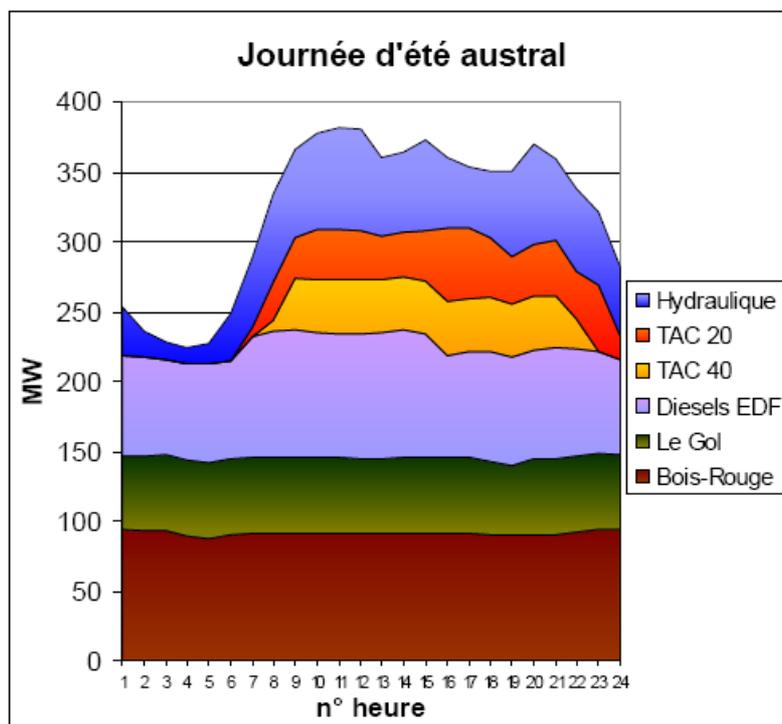
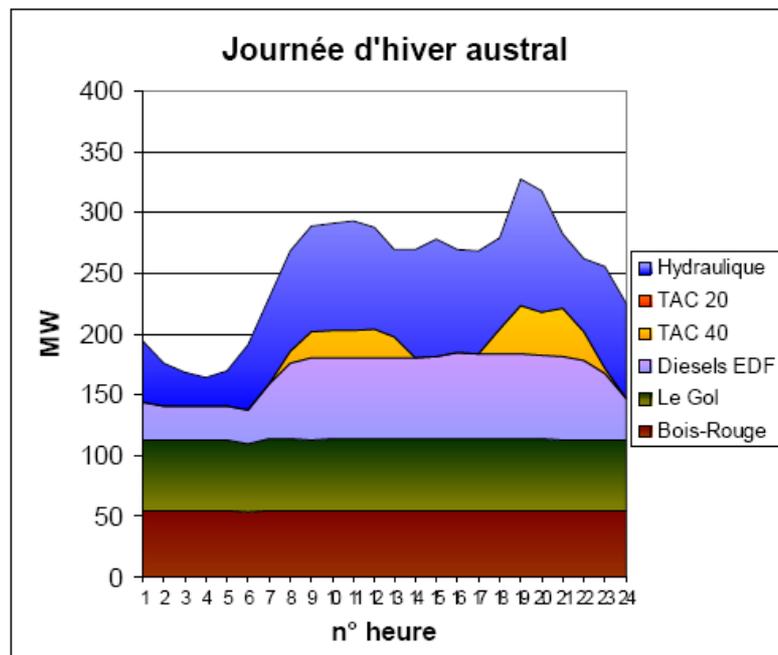


Figure 8: Décomposition de la production électrique pour deux journées particulières

Source : EDF-SEI¹⁹

¹⁹ Ibid

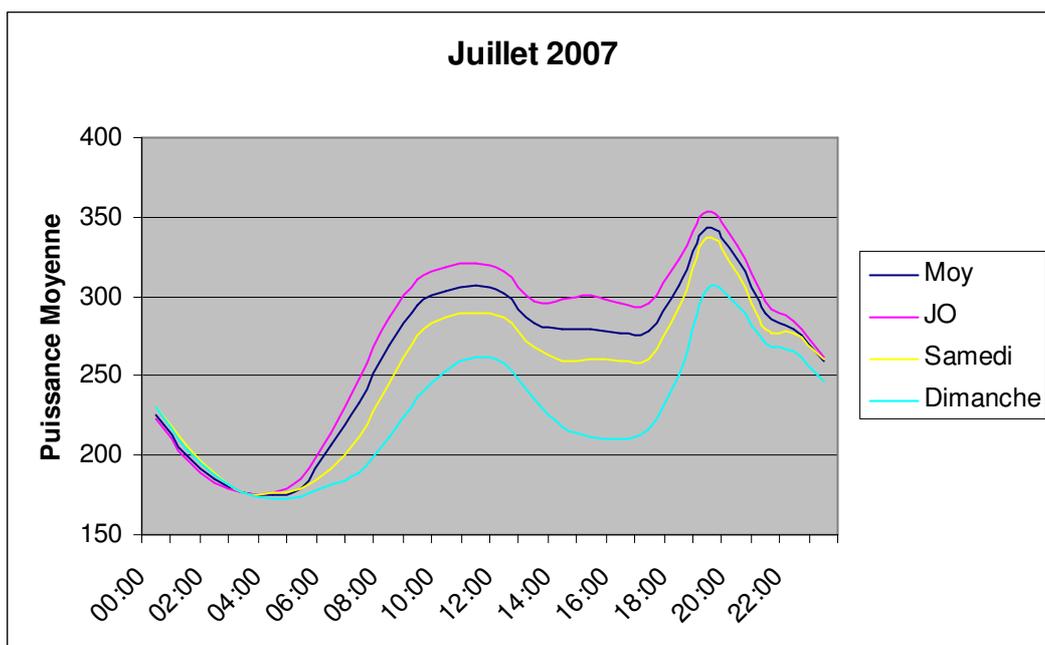
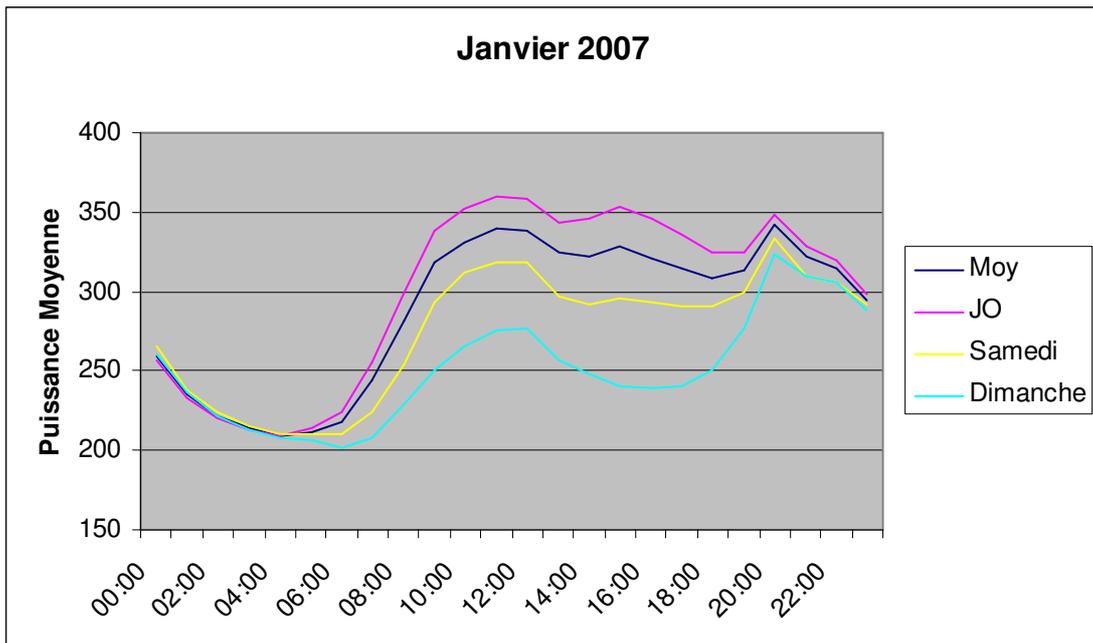


Figure 9: Courbes de charge réunionnaises

Source : EDF-Réunion

Il apparaît ainsi qu'en 2007, le minimum du pic de midi, le moment où la production PV serait maximale, est à 260 MW. C'est cette valeur qui sert de référence pour la prospective d'intégration des ENR fatales faite au chapitre 3.1.

2.2. Coûts de production - moyens thermiques et hydrauliques

L'impact économique des activités énergétiques est un paramètre primordial dans le choix du mix énergétique, même si les impacts sociaux et environnementaux sont des critères peut-être plus importants. Notamment, le poids de la facture énergétique aussi bien sur l'économie que sur les ménages doit être maîtrisé.

De ce point de vue, les énergies renouvelables et le stockage des énergies intermittentes sont parfois considérés comme coûteux. Cependant, seule une comparaison rigoureuse des coûts globaux des différentes énergies peut guider les choix d'approvisionnement. Les coûts globaux doivent intégrer aussi bien les coûts internes que les coûts externes.

2.2.1. Coûts internes 2005

Les coûts présentés par la suite ont pu être établis grâce aux documents de la Commission de Régulation de l'Energie sur les Charges de Service Public de l'Electricité²⁰.

Nous retiendrons les coûts de production déclarés par EDF et non pas les coûts retenus par la CRE. En effet, les coûts déclarés sont les coûts réels alors que les coûts retenus par la CRE déduisent des coûts déclarés les coûts de « mauvaise gestion ».

Les charges constatées pour l'année 2005 mettent en avant les informations présentées par la suite.

	nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM + îles bretonnes	Total 2005
coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	96,54	67,69	73,77	20,14	47,89	7,84	313,9
	personnel, charges externes et autres achats	46,21	37,61	36,06	30,02	25,57	3,49	178,9
	impôts et taxes	8,34	12,40	18,32	19,85	13,77	0,10	72,8
	coûts de commercialisation	0,69	1,67	1,96	0,42	2,83	0,00	7,6
coûts fixes (M€)	charges financières	12,42	10,04	10,84	25,15	14,45	0,51	73,4
	amortissements	8,00	12,82	14,66	10,64	8,62	0,65	55,4
	frais de structure, de siège et prestations externes	11,82	12,86	14,29	11,84	13,58	0,01	64,4
coût total (M€)		184,01	155,07	169,90	118,04	126,70	12,60	766,3

Tableau 8: coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI en 2005 (hors impacts des quotas de CO2)

²⁰ http://www.cre.fr/fr/espace_operateurs/service_public_de_l_electricite_cspe/montant

Pour ce qui est de La Réunion, la production propre d'EDF en 2005 se décomposait en :

- 510 GWh hydraulique
- 593 GWh fioul lourd et fioul domestique

Cette dernière valeur est une estimation ARER en supposant une production des groupes de secours de 8 GWh.

Le coût unitaire de production hydraulique peut être estimé à 60€/MWh +/-10% soit des coûts totaux de production hydraulique de 30,6M€ +/- 3M€. Cette estimation se base sur les coûts de référence de l'hydraulique et l'amortissement avancé des installations réunionnaises.

Il apparaît alors que les coûts totaux de production fioul lourd et fioul domestique s'élevaient en 2005 à 96,1M€ +/- 3M€ dont 47,89M€ en achats de combustibles (i.e. 50%) soit un coût unitaire de 160€/MWh +/- 5€/MWh.

Pour différencier les coûts de production fioul lourd de ceux du fioul domestique, il est nécessaire d'établir des estimations supplémentaires. Ainsi, les hypothèses suivantes seront utilisées :

- coût du combustible fioul lourd en 2005 : 250 €/tonne HT
- coût du combustible fioul domestique en 2005 : 460 €/tonne HT
- consommations fioul lourd pour production électrique 2005 : 96 380 tonnes
- consommations fioul domestique pour production électrique 2005 : 51 618 tonnes
- productions électriques à partir du fioul lourd en 2005 : 416 GWh
- productions électriques à partir du fioul domestique en 2005 : 177 GWh

De plus, il sera considéré que les coûts de production fioul lourd et fioul domestique, hors achats de combustibles, se répartissent équitablement entre fioul lourd et fioul domestique selon les productions électriques respectives.

Ces données permettent d'établir les estimations suivantes :

- coût combustible par unité de production fioul lourd : 58 €/MWh
- coût combustible par unité de production fioul domestique : 134 €/MWh
- coût de production fioul lourd et fioul domestique, hors combustible, par unité de production : 81 €/MWh

ce qui donne des coûts unitaires de production en 2005 de 139 €/MWh pour le fioul lourd et de 215 €/MWh pour le fioul domestique.

Tableau 9: recettes de production d'EDF dans les ZNI en 2005

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité aux tarifs de vente * (M€)	145,5	133,5	49,5	110,8	173,8	3,5	0,6	617,1
recettes réseau (M€)	67,5	61,6	21,0	49,1	77,5	1,6	0,3	278,5
recettes de fourniture (M€)	78,0	71,9	28,5	61,7	96,3	2,0	0,3	338,6
recettes gestion de la clientèle (M€)	3,3	3,2	0,8	2,7	4,6	0,1	0,0	14,7
recettes de production ** (M€)	74,7	68,7	27,7	58,9	91,8	1,9	0,3	324,0
part EDF dans les recettes*** (M€)	58,0	41,6	27,7	56,6	44,6	1,9	0,3	230,7
recettes de production d'EDF**** (M€)	73,1	51,0	31,3	64,4	55,2	2,0	0,3	277,2
part production du tarif de vente***** (€/MWh)	47,01	44,79	43,62	46,08	45,42	48,68	35,97	-

* le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total issu de la vente d'électricité aux tarifs intégrés, hors taxe, hors rémanence de l'octroi de mer et hors CSPE

** les recettes de production s'obtiennent en minorant les recettes totales des recettes réseau et de la part des recettes de gestion de la clientèle affectée à l'activité de fourniture (elles contiennent les recettes de commercialisation)

*** les recettes de production doivent être diminuées de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat ou ne donnant pas droit à compensation (liaison Corse-Italie)

**** incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux pertes

***** la part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI (voir paragraphe A.2.2.2)

Le tableau précédent montre que le tarif de vente d'EDF ne couvre les coûts de production qu'à une hauteur de 45,42€/MWh.

Tableau 10: électricité et coûts d'achat retenus par la CRE dans les ZNI pour 2005

	cogén	hydro	éolien	bagasse/charbon	incinération	géothermie & PV	autres	TOTAL
Corse		38,5	26,4			0,0	0,0	64,9
Guadeloupe		20,1	24,6	325,6		95,6	224,2	690,1
Martinique			0,6		28,9	0,5	50,2	80,3
Guyane							0,0	0,0
La Réunion			0,4	1 158,1		0,5	7,8	1 166,7
St Pierre et Miquelon								0,0
Iles bretonnes								0,0
quantités (GWh)	0,0	58,6	52,2	1 483,7	28,9	96,5	282,2	2 002,1
quantités retenues en 2004 (GWh)	0	67,3	64,5	1 233,9	27,9	29,3	256,6	1 679,6
coût d'achat (M€)	0	3,8	3,7	132,2	1,7	7,3	40,9	189,6
coût d'achat retenu en 2004 (M€) ⁽¹⁾	0	4,4	5,4	106,0	1,5	1,5	28,9	147,8

⁽¹⁾ montants tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2004 - cf. annexe 4

Le tableau précédent permet de calculer le prix unitaire d'achat par EDF de la production bagasse/charbon. Du point de vue du gestionnaire du système électrique, i.e. EDF, le coût de production bagasse/charbon est bien ce prix d'achat. Par ailleurs, la consommation de charbon et son coût d'importation sont fournis par l'OER²¹ et l'INSEE²² :

- 473 216 tonnes
- 59€/tonne en 2005

²¹ OER, *Bilan Energie Réunion 2005*.

²² INSEE, *Tableaux Economiques de La Réunion édition 2007/2008*.

Les analyses précédentes permettent d'estimer les coûts de production selon les différentes modes de production. Ceux-ci sont présentés dans le tableau suivant.

Moyens de production	Source d'énergie	Prod 2005	Coûts totaux prod.	Achats de combustibles	Coût unitaire prod.	Coûts 2005 combustible par unité produite	Prix unitaire combustible
		GWh	M€	M€	€/MWh	€/MWh	€/tonne
Moteurs Port Ouest	Fioul lourd	416*	57,8*	24,1*	139*	58*	250*
TAC Port Ouest	Fioul dom.	120*	32,8*	16,1*	215*	134*	460*
TAC Port Est	Fioul dom.	57*	15,6*	7,6*	215*	134*	460*
Centrales Thermiques Bois-Rouge et Gol	Charbon	897	103**	28*	89**	26,8**	59*
	Bagasse	261		-		-	-
Centrales hydrauliques	Hydraulique	510	30,6*	-	60*	-	-

Tableau 11 : moyens de productions et coûts afférents

* estimations ARER

** données CSPE ou valeurs calculées à partir de données CSPE

Les coûts du PV et de l'éolien seront étudiés par la suite. Le raisonnement « prix d'achat » = « coût de production du point de vue d'EDF » ne s'applique pas à ces deux énergies, contrairement à l'électricité bagasse/charbon. En effet, l'achat des électricités PV et éolien relève d'une obligation alors que l'achat de l'électricité bagasse/charbon relève d'un choix d'optimisation technico-économique.

2.2.2. Coûts externes 2005

L'analyse des coûts externes se limitera aux coûts Carbone liés aux émissions de CO2 provenant de la production électrique et exclura toutes les émissions liées à la fabrication des installations, aux transports de matériel et de combustibles ainsi que celles provenant de l'extraction des combustibles.

Pour cela, les hypothèses suivantes de calcul seront utilisées :

- prix de la tonne de CO2 : 20 €/tonneCO2
- ratios d'émissions - moteurs au fioul lourd : 721 kgCO2/MWh
- ratios d'émissions - TACs au fioul domestique : 904 kgCO2/MWh
- ratios d'émissions - CT charbon : 1296 kgCO2/MWh
- ratios d'émissions - CT - moyenne charbon/bagasse : 1014 kgCO2/MWh

Les coûts externes CO2 s'élèvent ainsi à :

- moteurs au fioul lourd : 14 €/MWh
- TACs au fioul domestique : 18 €/MWh
- CT Charbon : 26 €/MWh
- CT moyennée sur charbon/bagasse : 20 €/MWh

Une approche globale des externalités des énergies est possible, notamment en adoptant la méthodologie et les outils développés dans le cadre du projet « Externalities of Energy »²³ (ExternE) financé par la commission européenne. Ce projet a démontré des surcoûts externes des énergies fossiles supérieurs à ceux comptabilisés dans cette étude.

2.2.3. Coûts globaux 2005

Les analyses précédentes permettent d'établir les coûts globaux 2005 suivants :

Moyens de production	Source d'énergie	Coûts unitaires internes 2005	Coûts 2005 combustible par unité produite	Coûts unitaires externes 2005	COÛTS UNITAIRES GLOBAUX 2005
		€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Moteurs Port Ouest	Fioul lourd	139*	58*	14*	153
TAC Port Ouest	Fioul dom.	215*	134*	18*	233
TAC Port Est	Fioul dom.	215*	134*	18*	233
Centrales Thermiques Bois-Rouge et Gol	Charbon	89**	26,8**	26*	115
	Bagasse		-	-	89
Centrales hydrauliques	Hydraulique	60*	-	-	60

Tableau 12 : coût global par moyen de production

* estimations ARER

** données CSPE ou valeurs calculées à partir de données CSPE

²³ <http://www.externe.info/>
http://ec.europa.eu/research/headlines/news/article_05_10_21_en.html

2.2.4. Extrapolations vers les coûts 2006

L'estimation des coûts 2006 utilisera des extrapolations à partir des coûts 2005 en considérant que seuls les coûts de combustibles varient.

Ces extrapolations porteront uniquement sur les moyens de production utilisant des carburants pétroliers, non pas sur les moyens hydrauliques ou charbon/bagasse. D'une part, la source hydraulique est gratuite. D'autre part, il apparaît complexe et aléatoire de décomposer le coût charbon/bagasse, estimé à partir du contrat d'achat, qui agglomère gratuité de la ressource bagasse et variations du prix du charbon.

Par ailleurs, il est nécessaire de noter que les paramètres suivants seront négligés, malgré l'importance possible de leurs impacts sur les coûts finaux :

- amortissement
- durée d'utilisation des équipements (ou production électrique des équipements) – thermiques et hydrauliques
- frais de maintenance et de personnel
- frais de siège
- qualité des combustibles et émissions de CO2

L'hypothèse suivante sera formulée concernant l'évolution des prix des combustibles pétroliers : +12% 2006/2005

Moyens de production	Source d'énergie	Coûts unitaires internes 2005	Coûts unitaires internes 2006	Coûts unitaires internes 2007	Coûts unitaires externes	COÛTS UNITAIRES GLOBAUX 2005	COÛTS UNITAIRES GLOBAUX 2006
		€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Moteurs Port Ouest	Fioul lourd	139*	146*	146*	14*	153	160
TAC Port Ouest	Fioul dom.	215*	231*	231*	18*	233	249
TAC Port Est	Fioul dom.	215*	231*	231*	18*	233	249
Centrales Thermiques Bois-Rouge et Gol	Charbon	89**			26*	115	115
	Bagasse				-	89	89
Centrales hydrauliques	Hydraulique	60*			-	60	

Tableau 13 : estimation des coûts globaux 2005 et 2006

* estimations ARER

** données CSPE ou valeurs calculées à partir de données CSPE

2.3. Coûts de production des moyens photovoltaïques et éoliens

Il s'agit à présent d'établir les coûts globaux de production de l'électricité par les moyens photovoltaïques et éoliens. Etant donné la méthodologie choisie concernant les externalités (émissions de CO₂ lors de la production électrique), il ressort que les productions photovoltaïques et éoliennes n'engendrent pas de coûts externes.

Les coûts internes présentés ici sont des coûts « moyens » ou des coûts « typiques ». En effet, les coûts réels peuvent sensiblement varier d'un système à un autre et d'une année à une autre selon les coûts d'installations et selon les conditions climatiques (rayonnement réel, vitesse réelle des vents).

Les calculs réalisés par la suite sont faits à partir de données provenant d'entreprises réunionnaises exploitant les énergies renouvelables. Ils ne tiennent compte d'aucune actualisation ni d'inflation : ces deux phénomènes se compensant partiellement.

2.3.1. Coûts internes de production de l'éolien

Ceux-ci proviennent des données communiquées par l'entreprise Aéro watt à propos de la ferme éolienne de La Perrière.

Il est annoncé :

- 26 aérogénérateurs de type Vergnet GEV MP 275kW
- Puissance totale de 7150 kW
- Production annuelle estimée de 10 700 MWh
- Investissement initial du projet de 13M€

Décomposition de l'investissement :

- Location de terrain / Voiries et autres travaux
- Matériels
- Installation du matériel / Raccordement
- Montage de projet

Il est nécessaire d'émettre des hypothèses supplémentaires :

- durée de vie de 20 ans
- coût annuel d'exploitation et de maintenance de 150k€

Il apparaît ainsi un coût total sur 20 ans de 16M€ pour une production totale de 214 GWh soit un coût unitaire de production de 82€/MWh en tenant compte d'un bénéfice raisonnable pour les investisseurs (10%). Ce bénéfice est sous-entendu pour les moyens thermiques et hydrauliques dans les déclarations CSPE analysées plus haut.

Ainsi, en prévoyant une marge de 10% de surcoût pour des localisations moins ventées, il est possible de considérer un **coût moyen de production de 90€/MWh.**

Cette dernière extrapolation est réaliste dans la mesure où les fermes éoliennes qui se développeront à La Réunion auront des caractéristiques similaires à celle de La Perrière.

Le tarif de l'électricité éolienne dans le cadre de l'obligation d'achat par EDF se situe à 110 €/MWh pour une période de 15 ans. Ce tarif coïncide avec un amortissement sur 15 ans de la ferme en incluant une marge de 10%.

2.3.2. Coûts internes de production du photovoltaïque

Il sera nécessaire de considérer une fourchette de coût pour tenir compte de la variété de taille possible pour les systèmes PVCR, ce qui n'est pas le cas avec l'éolien.

En effet, les systèmes PVCR peuvent aller d'une puissance de quelques kW à plusieurs MW.

L'estimation des coûts pour les petites installations utilisera les données suivantes :

- investissement par kWc : 8k€
 - o 4,75 k€ de modules (rendement de conversion de 12,5%)
 - o 0,5 k€ d'onduleur
- durée de vie : 20 ans
- coût annuel d'exploitation et de maintenance par kWc (incluant remplacement de l'onduleur) : 100€/an
- productible annuel moyen sur la durée de vie : 1250 kWh/kWc/an

L'estimation des coûts pour les grandes installations utilisera les caractéristiques de l'installation PV de la SAPRIM, gérée par la Société de Conversion de l'Energie (SCE), telle qu'elle fut inaugurée en avril 2007 :

- investissement total : 5,5 M€
 - o 4,75 M€ de modules (rendement de conversion de l'énergie solaire de 12,5%)
 - o 0,5 M€ d'onduleur
- puissance : 1MWc

En complément de ces données de coûts d'investissement, il est nécessaire de formuler quelques hypothèses sur certaines caractéristiques moyennes pour ce type d'installation :

- durée de vie : 20 ans
- coût annuel d'exploitation et de maintenance par kWc (incluant remplacement de l'onduleur) : 100 k€/an
- productible annuel moyen sur la durée de vie : 1250 MWh/an

Le productible annuel moyen sur la durée de vie tient compte à la fois de la perte de performance du matériel au cours du temps et de la variété des dispositions possibles des installations.

Il apparaît ainsi des **coûts moyens de production de l'électricité PV de 300 à 400 €/MWh dont 190€/MWh de coût des modules.**

2.4. Synthèse des coûts globaux de production de l'électricité

Les analyses précédentes permettent d'établir les coûts globaux suivants :

Moyens de production	Source d'énergie	Coûts unitaires internes	Coûts combustible / matériel PV éolien par unité produite	Coûts unitaires externes	COÛTS UNITAIRES GLOBAUX 2005	COÛTS UNITAIRES GLOBAUX 2006
		€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Moteurs Port Ouest	Fioul lourd	139*	58*	14*	153	160
TAC Port Ouest	Fioul dom.	215*	134*	18*	233	249
TAC Port Est	Fioul dom.	215*	134*	18*	233	249
Centrales Thermiques Bois-Rouge et Gol	Charbon	89**	26,8**	26*	115	115
	Bagasse		-	-	89	89
Centrales hydrauliques	Hydraulique	60*	-	-	60	
Ferme éolienne	Eolien	90			90	
Petite centrale PV	Solaire	400	190		400	
Grande centrale PV	Solaire	300	190		300	

Tableau 14 : tableau de synthèse des coûts globaux

* estimations ARER

** données CSPE ou valeurs calculées à partir de données CSPE

2.5. Prospective et analyse des coûts de production

Cette partie s'intéresse aux coûts futurs de la production d'électricité.

Nous nous limitons aux productions fioul lourd, fioul domestique, photovoltaïque et éolien. En effet, nous considérons que les productions photovoltaïque et éolienne, couplées à des solutions de stockage, viennent avant tout concurrencer les productions électriques à partir de fioul lourd et fioul domestique, aussi bien du point de vue du fonctionnement du système électrique que d'un point de vue économique.

La prospective des coûts de production électrique charbon/bagasse et hydraulique ne sont donc pas traitées ici.

2.5.1. Diesel/fioul - relation entre coûts de production et prix du pétrole

Il semble aléatoire d'émettre des prédictions sur les coûts de production Diesel/fioul. Il est tout de même possible de lier coûts de production et prix du pétrole brut.

La base de données PEGASE24 sur les énergies fournit les données de coûts d'importation des énergies ainsi que les données de prix du pétrole.

A partir de ces données, il est possible de constater qu'il y a un rapport quasi-fixe entre coûts d'importation du fioul lourd et prix du pétrole brut. Il en est de même entre coûts d'importation du fioul domestique et prix du pétrole brut. Ces rapports sont respectivement de 9 (€/t)/(€/bbl) et de 4,5 (€/t)/(€/bbl).

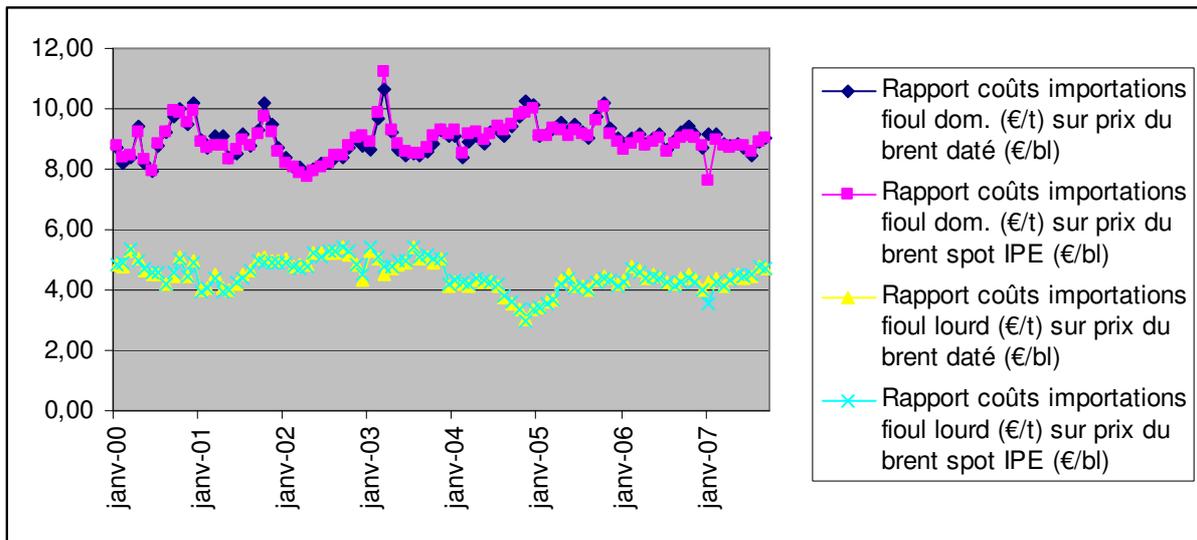


Figure 10: Coûts d'importation Fioul Domestique et Fioul et prix du Brent

Il est alors possible de lier prix du pétrole brut et coûts de production de l'électricité, de la manière suivante :

Coût de production d'un MWh électrique à partir de fioul lourd en €

$$= 81 + 4,5 * 58 / 250 * \text{prix du Brent [€/bbl]}$$

Coût de production d'un MWh électrique à partir de fioul domestique en €

$$= 81 + 9 * 134 / 460 * \text{prix du Brent [€/bbl]}$$

* http://www.dgemp.minefi.gouv.fr/energie/statisti/f1e_stats.htm

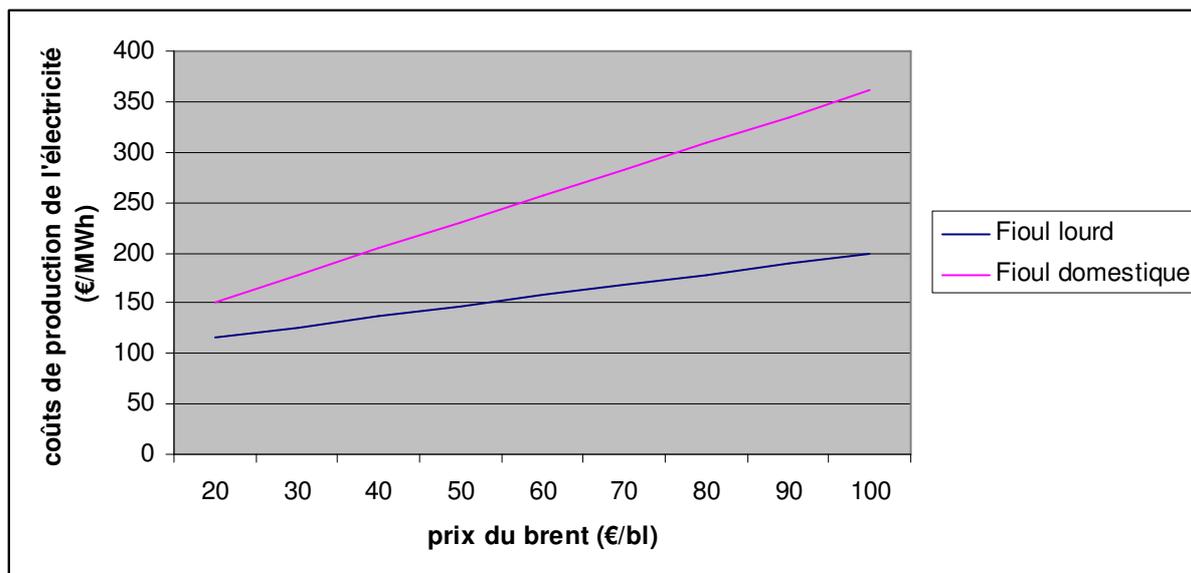


Figure 11: coûts de production de l'électricité Fioul Lourd/Domestique et prix du brut

Quelques cas sont explicités dans le tableau suivant :

Prix du brut (€/bbl)	50	100	200
Coût de production d'un MWh FOD (€)	212	343	605
Coût de production d'un MWh Fioul lourd (€)	133	185	290

Tableau 15: Coûts de production de l'électricité FOD et Fioul Lourd selon le prix du brut

2.5.2. Photovoltaïque – prospective des coûts de production

De nombreuses améliorations techniques et économies de production sont attendues dans les années et décennies à venir : amélioration du rendement, amélioration de la durée de vie, matériaux alternatifs au Si, économies d'échelles,...

Ces évolutions se traduiront par une réduction des coûts de production de l'électricité photovoltaïque.

Ainsi, le comité consultatif de recherche sur les technologies PV (Photovoltaic Technology Research Advisory Council – PV-TRAC), fondé en décembre 2003 sous les auspices de la Commission Européenne, estime que les coûts de production auront été divisés par deux à l'échelle 2010-2015 par rapport à 2005²⁵.

²⁵ PV-TRAC, *A vision for Photovoltaic Technology*, 2005

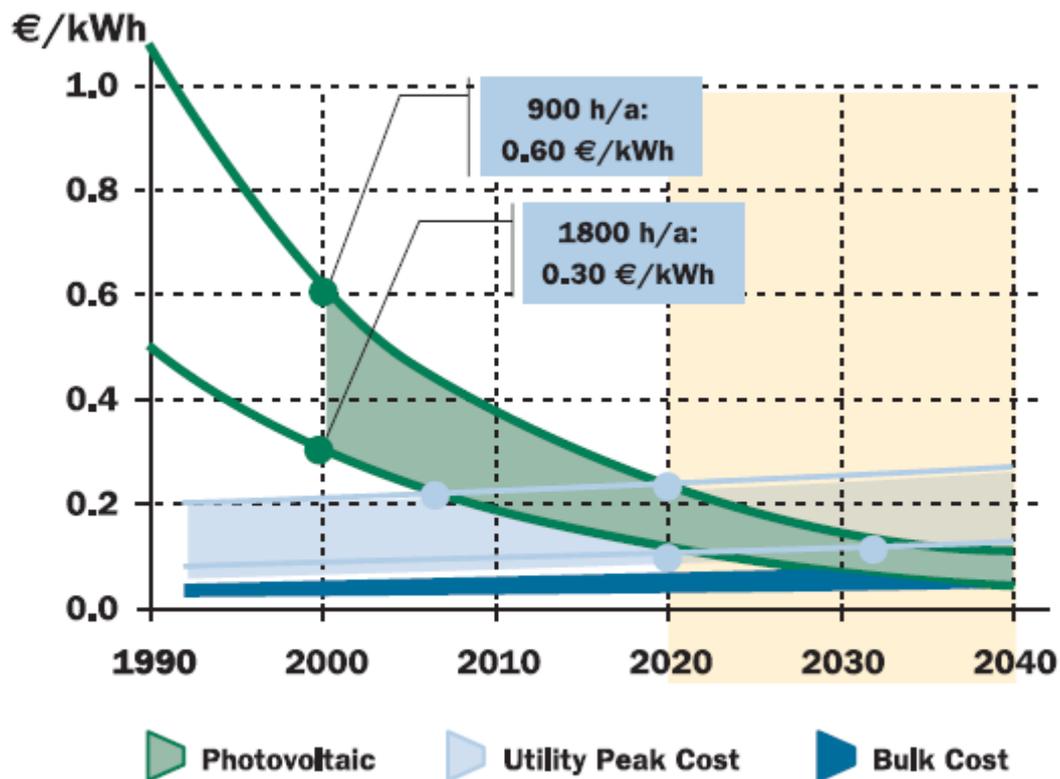


Figure 12: Coûts de production de l'électricité PV

Source: EPIA: Towards an Effective Industrial Policy for PV (RWE Schott Solar)²⁶

Ainsi, il est possible d'envisager des coûts de production de l'électricité photovoltaïque aux alentours de 200€/MWh à l'horizon 2015 et de 100€/MWh à l'horizon 2025.

2.5.3. Eolien – prospective des coûts de production

L'apparition de nouvelles machines plus performantes et plus compactes (au niveau de la puissance notamment) permet d'envisager une diminution des coûts de production dans les 5 années à venir. Sur la base des éléments actuels, on peut estimer obtenir une diminution des coûts de l'ordre de 25% par rapport aux machines actuellement utilisées à La Réunion soit un coût de production de l'électricité éolienne de l'ordre de 65 €/MWh en 2010.

²⁶ Ibid

3. Objectif d'autonomie énergétique réunionnaise

Le contexte énergétique réunionnais et la poursuite des tendances actuelle ne sont pas durables. Ils font appel à un recours massif et croissant aux énergies fossiles.

Face à ce constat deux stratégies d'autonomie, complémentaires et successives, se sont montées :

- d'une part, le Conseil Régional de La Réunion, sous l'impulsion du Président Vergès, a initié le PRERURE dès 2000
- d'autre part, l'Etat, sous l'impulsion du Président Sarkozy, a lancé GERRI en 2008

3.1. PRERURE : stratégie du Conseil Régional de La Réunion²⁷

« LE PRERURE est le Plan Régional des Energies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Energie. Il est porté par le Conseil Régional de La Réunion avec l'ensemble des acteurs réunionnais, notamment l'ADEME, l'EDF et l'ARER.

Les objectifs du PRERURE sont :

- Viser une autonomie de production électrique à l'horizon 2025 ;
- Contribuer à une limitation de l'émission des GES (Gaz à Effet de Serre) à La Réunion ;
- Développer l'emploi local, par la création de nouvelles filières.

Les deux moyens mis en avant par le PRERURE sont :

- Atteindre une MDE (Maîtrise de la Demande d'Energie) significative dans tous les secteurs (résidentiel, industriel, tertiaire, transports, aménagement, etc.) ;
- Substituer progressivement les ENR (ENergies Renouvelables) aux énergies fossiles importées (hydrocarbures, charbon) pour la production d'électricité à La Réunion.

Le PRERURE développe une stratégie de réponse plus diversifiée à l'augmentation de notre demande en énergie tout en valorisant les ressources locales.

Le PRERURE est donc un plan opérationnel de réflexion et d'actions. Il s'inscrit dans le temps, autour d'un important travail de réflexion, de concertation et de mobilisation que le Conseil Régional a pour mission d'animer. Il sert de guide et permet de définir les niveaux d'engagements en termes de moyens - et de responsabilité - des organismes partenaires.

Il permet d'estimer et d'orienter l'effort que chacun devra consentir pour trouver des réponses aux défis que représentent la MDE et le recours de plus en plus important aux ENR.

²⁷ Extraits de la plaquette « P R E R U R E 2003-2025 : NOTRE AVENIR ENERGETIQUE EST ENTRE NOS MAINS »

Il assure une veille technologique et un suivi des filières ENR, afin d'étudier les potentiels offerts par les technologies émergentes (par rapport aux technologies matures, comme le solaire, l'hydraulique,...). Il est aussi et peut-être surtout, une des clés pour l'avenir de notre environnement.

Le PRERURE se développe dans le cadre législatif suivant :

- La LOOM (Loi d'Orientation pour l'Outre-Mer, du 13 décembre 2000) : elle accorde la compétence en matière de MDE et de ENR au Conseil Régional, qui élabore et met en œuvre un Plan Régional des Energies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Energie, ou PRERURE ;
- La LOADT (loi Voynet, du 4 février 1995) : elle vise à faciliter et valoriser la contribution des collectivités territoriales à la politique nationale de l'énergie et au développement durable du territoire en déterminant les conditions dans lesquelles il leur est possible de favoriser les actions de MDE, d'utilisation des ENR ;
- Le PLNCC (Plan National de Lutttes contre les Changements Climatiques) : il traduit entre autres la volonté de la France de donner une plus large place aux actions énergétiques décentralisées. »

En 2008, le PRERURE s'est enrichi d'une fiche intitulée « Stockage et PRINCESSE » dont l'objet est l'étude et le développement des solutions de stockage de l'énergie pour permettre le recours massif aux énergies intermittentes. Cette fiche a été rédigée par l'ARER en collaboration avec le groupe H2-RUN. Elle se trouve en annexe 1. Par ailleurs, le PRERURE a initié un groupe de concertation sur le stockage, parmi d'autres groupes de concertation

3.2. GERRI : projet de l'Etat pour La Réunion²⁸

« Le tournant du développement durable, prolongement de cette démarche dans les espaces dévolus à la vie en société, a su être anticipé très tôt, à travers les analyses notamment du Président de Région Paul VERGES, permettant à la Réunion de prendre une large avance dans bien des domaines : première centrale électrique de valorisation de la biomasse à Bois-Rouge en 1992, politique active de diffusion des chauffe-eau solaires (32% de la population couverte), et la mise en service en 2007 de la première ferme photovoltaïque en France développant 1 mégawatt.

Le projet GERRI est conçu comme le prolongement naturel de cette histoire, en se fixant l'objectif de faire de la Réunion le premier territoire au monde, d'ici 2030, d'intégration dans une société de toutes les innovations environnementales intéressant les déplacements, la production de l'énergie, son stockage et ses usages, ainsi que l'urbanisme et la construction.

GERRI a pris une dimension de projet présidentiel suite à l'annonce de son lancement par Nicolas SARKOZY le 25 octobre 2007.

²⁸ Extraits tirés du livret « GERRI – Grenelle de l'Environnement à La Réunion – Réussir l'Innovation »

GERRI doit se déployer sur 5 axes prioritaires

• **Les transports (individuels et collectifs) :**

GERRI vise à faire de la Réunion le premier territoire au monde où l'ensemble des déplacements motorisés, qu'ils soient collectifs ou individuels, s'effectue au moyen de modes de transports propres, sans recourir aux énergies fossiles. [...]

• **La production d'énergie :**

Sans recourir au nucléaire, sans être connectée à des gros réseaux continentaux, la Réunion, à travers GERRI, doit parvenir à atteindre l'autonomie énergétique. [...]

• **Le stockage de l'énergie :**

GERRI doit construire un espace d'expérimentation sur toutes les problématiques du stockage de l'énergie. [...]

• **L'urbanisme :**

GERRI doit conduire à initier et encourager l'émergence d'un mouvement urbanistique à haute qualité environnementale (HQE) et haute performance énergétique (HPE). [...]

• **Le tourisme :**

Il s'agit de créer une attractivité forte de la destination Réunion fondée sur le concept d'île exemplaire en matière d'innovation au service du développement durable [...].

4. Potentiels énergétiques durables réunionnais – saisonnalité et intermittence des énergies renouvelables

Ainsi, aussi bien la stratégie du Conseil Régional que le projet de l'Etat visent l'autonomie énergétique de La Réunion, aux horizons 2025-2030.

Dans les deux cas, il est prévu :

- un développement des énergies renouvelables « garanties » : biomasse, hydraulique et géothermie
- un recours massif aux énergies intermittentes que sont, entre autres, le photovoltaïque et l'éolien

Nous cherchons ici :

- à évaluer les potentiels renouvelables « garanties » et à considérer leur saisonnalité
- à confirmer les « prévisions » quant au recours des énergies intermittentes

Pour confirmer le besoin des ENR intermittentes, la méthode employée consiste à estimer les valeurs MAXIMALES des économies d'électricité et des productions électriques renouvelables non-intermittentes et à les retrancher de la production totale à l'horizon 2025 considérant des transports 100% électriques. Le reste est

considéré comme étant le besoin MINIMAL en production électrique renouvelable intermittente pour atteindre l'autonomie énergétique.

Par ailleurs, nous optons pour une approche simple ne tenant compte que d'un point de vue énergétique annuel global. Une approche plus précise ferait appel à une analyse dynamique de la puissance appelée à tout instant de l'année.

4.1. Evaluation des ressources en économie d'électricité

Une rapide analyse des ressources ultimes réunionnaises en économie d'électricité montre qu'elle se situe à **un maximum de 28%** dans le contexte actuel et dans un contexte de poursuite des tendances.

Cette évaluation se base sur une évaluation de potentiel en économie d'électricité, dans le contexte 2006, de 615 GWh sur 2152 GWh soit 28% :

- résidentiel : 325 GWh d'économies ultimes sur 990 GWh de consommations soit 33%
 - o remplacement des chauffe-eau électriques par des chauffe-eau solaires : 1500 kWh/appareil * 100 000 appareils = 150 GWh
 - o remplacement de la climatisation par des solutions bioclimatiques : 2000 kWh/appareil * 25 000 appareils = 50 GWh
 - o équipement électrique classe A : 500 kWh/foyer * 250 000 foyers = 125 GWh
- extrapolation des économies dans les autres secteurs : 290 GWh sur 1162 GWh de consommation soit 25%
 - o le potentiel en économie du résidentiel est de 33%
 - o on considère que les secteurs professionnels sont plus efficaces et n'offrent au mieux que 75% de potentiel d'économies relativement au résidentiel soit $33\% * 75\% = 25\%$

4.2. Evaluation des ressources en énergies renouvelables non-intermittentes et analyse de la saisonnalité

Les productions électriques renouvelables non-intermittentes peuvent être estimées **à un niveau maximum de 3300 GWh**, soit quatre fois la production renouvelable 2006. 2800 GWh de ce potentiel est saisonnier.

Ce potentiel maximal se répartit comme suit :

- hydraulique : 700 GWh
 - o suivant la pluviométrie, la production hydraulique varie aux alentours de 600 GWh
 - o la ressource est très exploitée ; toute amélioration ne dépassera pas 15%
 - o production saisonnière dépendant de la pluviométrie
- bagasse : 1000 GWh
 - o la production à partir de bagasse varie actuellement aux alentours de 250 GWh

- une amélioration de la production de canne, de la bagasse et autres coproduits ainsi que des techniques de production d'électricité peut multiplier la production par quatre : x2 pour le combustible et x2 pour la production électrique
- production saisonnière dépendant de la saison sucrière
- autre biomasse et déchets : 300 GWh
 - étant donné les surfaces cannières, les ressources en coproduits agricoles des autres productions agricoles peuvent être évaluées à 15% de la ressource bagasse ; production saisonnière en fonction des productions agricoles
 - le potentiel de méthanisation est évalué à un niveau similaire ; production en partie saisonnière en fonction de la température des déchets
- Géothermie, Energie Thermique des Mers et Houle : 1300 GWh
 - En considérant un potentiel géothermique de 60 MW, la production électrique associée serait d'environ 500 GWh ; production non-saisonnière
 - On peut considérer une puissance maximale ETM de 100 MW soit des ressources supplémentaires de 700 GWh ; production saisonnière en fonction de la température de surface de la mer
 - On peut considérer une puissance maximale d'exploitation de la houle de 60 MW soit environ 100 GWh ; production saisonnière non-fatale

4.3. Evaluation des besoins « tendanciels » en production en 2025

Les besoins tendanciels tiennent à la fois compte des consommations d'électricité que des transports.

Les différentes analyses prospectives de poursuite des tendances actuelles envisagent des besoins en productions d'électricité autour de 4200 GWh à l'horizon 2025. Les besoins en production se basent sur la consommation finale d'électricité à laquelle on ajoute les pertes liées au réseau.

EDF a publié en juin 2007 un document intitulé « Bilan prévisionnel pluriannuel investissements en production ». Ce document permet d'avoir accès aux perspectives énergétiques de l'EDF concernant l'île de La Réunion.

L'EDF distingue trois scénarii de développement, dépendants de facteurs tels que la décélération démographique et le rattrapage des taux d'équipements métropolitains. Sur la base de ces trois scénarii, les évolutions tendanciennes suivantes sont proposées concernant la demande en électricité :

Scénario médian :

ANNEE	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energie (GWh)	2475	2583	2710	2833	2934	3071	3163	3252	3341	3432	3525	3619	3715	3809
TCAM (%)		4.4%	4.9%	4.6%	3.6%	4.7%	3.0%	2.8%	2.7%	2.7%	2.7%	2.7%	2.6%	2.5%
Pmax (MW)	415	432	454	474	490	514	528	542	556	571	585	600	615	629

Scénario haut :

ANNEE	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energie (GWh)	2496	2626	2775	2921	3045	3204	3319	3431	3543	3658	3775	3895	4018	4140
TCAM (%)		5.2%	5.7%	5.3%	4.2%	5.2%	3.6%	3.4%	3.3%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.0%
Pmax (MW)	418	440	464	489	509	536	554	572	590	608	627	645	665	684

Scénario bas:

ANNEE	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energie (GWh)	2453	2539	2642	2743	2821	2936	3006	3074	3141	3209	3279	3349	3419	3489
TCAM (%)		3.5%	4.1%	3.8%	2.8%	4.1%	2.4%	2.3%	2.2%	2.2%	2.2%	2.1%	2.1%	2.0%
Pmax (MW)	411	425	442	459	472	491	502	513	523	534	544	555	566	577

Tableau 16: Scénarios médian, haut et bas de prospective électrique

L'extrapolation des 3 scénarii à l'horizon 2025 donne les niveaux de production suivants :

- Médian : 4200 GWh / 700MW
- haut : 4650 GWh / 775 MW
- bas : 3750 GWh / 620 MW

Cette même prospective appliquée au minimum annuel d'appel de puissance au pic de midi donne les valeurs suivantes selon les 3 scénarii : 515 MW, 570 MW, 460 MW.

A ces besoins, se rajoutent ceux provenant des transports. Ceux-ci devront être 100% ENR, dans une perspective d'autonomie énergétique totale. Les consommations en 2006 de ce secteur s'élevaient à 377 ktep en carburants pétroliers soit 4400 GWh.

En termes d'évaluation grossière des besoins énergétiques, il est à peu près équivalent de considérer que les carburants et combustibles renouvelables sont utilisés directement dans des transports 100% thermiques ou qu'ils sont utilisés pour produire de l'électricité pour des transports 100% électriques. En effet, le rendement de la chaîne « production électrique thermique – transport et distribution d'électricité - stockage embarqué » et celui de la chaîne « transport et distribution de carburants – moteur thermique » sont similaires.

Aussi, nous nous positionnerons dans une perspective d'un monde 100% électrique avec l'hypothèse que la croissance du nombre de véhicules est compensée par des actions de MDE.

On déduit alors un besoin supplémentaire MINIMAL en production électrique de 2200 GWh, soit 280 MW pendant 8000h par an.

4.4. Evaluation des besoins minimaux en énergies renouvelables fatales à l'horizon 2025

Il s'agit là d'évaluer les besoins minimaux en production électrique renouvelable intermittente après exploitation des autres ressources. Les calculs suivants ne sont donc ni une prospective ni une planification des productions mais une analyse rapide des besoins minimaux à l'horizon 2025.

En considérant :

- une consommation électrique nécessitant une production d'environ 4200 GWh,
- une consommation de transports nécessitant une production de 2200 GWh
- un potentiel MAX en économie d'électricité de 28% soit 1200 GWh / 195 MW
- une production MAX électrique renouvelable non-intermittente de 3300 GWh,

il apparaît :

- un besoin minimal en **production électrique d'origine fatale de 1900 GWh**

Cela signifie des besoins minimaux :

- de **1520 MWc photovoltaïques** (production de 1250h/an)
- ou de **1410 MWc photovoltaïques et 100 MW éoliens** (production de 1400h/an)

Une autonomie à 50% sur les transports nécessiterait tout de même 800 GWh d'origine fatale soit 650 MWc de PV.

4.5. Conclusion sur la saisonnalité et l'intermittente des besoins en énergies renouvelables à l'horizon 2025

Dans un contexte d'autonomie énergétique électricité et transport, nécessitant une production totale de 5200 GWh après MDE maximale, de puissance maximale de 780MW et de pic minimal à midi de 650MW, il apparaît ainsi :

un potentiel de production électrique **renouvelable non-fatal** :
3300 GWh dont **2800 GWh saisonniers i.e. 54% du besoin total**

et des besoins minimaux suivant en production renouvelable intermittente :
1900 GWh i.e. 35% de la production totale
1520 MW i.e. 195% et 234% des puissances pic

Une autonomie à 50% sur les transports nécessiterait 800 GWh d'origine fatale soit 650 MWc de PV.

Cette analyse ne tient pas compte des besoins en carburant et combustible dans les secteurs Résidentiel, Tertiaire, Industrie et Agriculture. Il s'agit là de besoins supplémentaires dont il faudrait tenir compte dans une perspective d'autonomie totale.

PARTIE II

Le stockage de l'énergie comme solution de stabilité d'un système énergétique face à la saisonnalité et à l'intermittence des énergies renouvelables

L'objectif d'autonomie énergétique de La Réunion aux horizons 2025/2030 fait appel au développement des économies d'énergies et des énergies renouvelables.

La majorité des sources renouvelables réunionnaises sont saisonnières et/ou fatales intermittentes, ce qui pose un problème de stabilité du système énergétique. Il apparaît alors nécessaire de recourir au stockage.

Le chapitre 5 décrit plus précisément la problématique et introduit le principe du stockage de l'énergie comme solution.

5. Système énergétique, ENR et Stockage

Seront successivement abordés le fonctionnement d'un système énergétique, la saisonnalité et l'intermittence des ENR comme problématique puis le stockage de l'énergie comme solution de stabilité.

5.1. Fonctionnement d'un système énergétique

Il est possible de modéliser simplement un système énergétique selon quatre composantes :

- Production d'énergie (approvisionnement et transformation)
- Transport et distribution d'énergie
- Consommation d'énergie
- Gestion du système

La production d'énergie désigne l'activité permettant de fournir l'énergie sous la forme finale de consommation. La production se décompose en deux activités. L'approvisionnement englobe aussi bien les importations que les productions locales. Les transformations désignent les activités où une forme d'énergie est transformée en un autre vecteur : raffinage, production d'électricité,...

Le transport et la distribution sont les activités de logistique finale avant consommation.

La consommation d'énergie est souvent représentée selon les secteurs économiques ou selon le type d'énergie. Il est possible de croiser les deux approches :

- carburants et combustibles pour le résidentiel, le tertiaire, l'industrie et l'agriculture
- carburants dans les transports
- électricité dans les transports
- électricité dans le résidentiel, le tertiaire, l'industrie et l'agriculture
- chaleur dans le résidentiel, le tertiaire, l'industrie et l'agriculture

La gestion du système désigne les activités assurant l'équilibre consommation – production (aux pertes près) et le bon fonctionnement de la logistique de transport et distribution.

Il est à noter que le fonctionnement des systèmes énergétiques laisse libre les consommateurs finaux et contraignent le gestionnaire et les producteurs à répondre à la demande. Il est possible de faire appel à certaines technologies de régulation de la consommation mais cela modifiera la consommation que de manière marginale. Aussi, il sera considéré que c'est la consommation qui dicte le fonctionnement.

Rôle du gestionnaire du système énergétique :

- équilibre production/consommation
- respect des règles de transport et distribution
- qualité de la fourniture d'énergie

Rôle des moyens de production dans la gestion du système énergétique :

- réponse instantanée à la demande du réseau
- prévision de la production
- qualité de la fourniture d'énergie

5.2. MDE-ENR et problématiques de la saisonnalité et de l'intermittence

En parallèle des actions de MDE, les ENR peuvent se présenter sous différentes formes primaires :

- combustibles primaires renouvelables
- électricité primaire renouvelable
- chaleur primaire renouvelable

A La Réunion, les ENR sont majoritairement saisonnières et/ou intermittentes :

- combustible primaire renouvelable saisonnier
- électricité primaire renouvelable saisonnière
- électricité primaire renouvelable intermittente

Etant donné le fonctionnement d'un système énergétique tel que décrit précédemment, l'intégration massive d'ENR saisonnières et/ou intermittentes introduit les problèmes suivants :

- saisonnalité : incapacité de répondre à la demande en période de sous-production
- intermittence : incapacité contrôler la production donc de suivre la demande ou de prévoir la production et mauvaise qualité de la fourniture d'énergie

5.3. Stockage de l'énergie comme solution de stabilité

Dans ce contexte, le stockage peut être une solution de stabilité :

- stockage « saisonnier » : stockage en période de surproduction pour consommation en période de sous-production
- stockage « intermittent » : stockage de l'énergie pour contrôler sa fourniture aussi bien en termes de suivi de la demande que de qualité

Le stockage doit ainsi permettre la stabilité du système énergétique entre :

- les productions ENR suivantes :
 - o combustible primaire renouvelable saisonnier
 - o électricité primaire renouvelable saisonnière
 - o électricité primaire renouvelable fatale
- les consommations suivantes :
 - o carburants et combustibles – résidentiel, tertiaire, industrie, agri.
 - o carburants et combustibles – transports
 - o électricité – transports
 - o électricité – résidentiel, tertiaire, industrie, agri.

D'autres applications du stockage peuvent être envisagées mais elles ne sont pas traitées dans cette version du Schéma Directeur Stockage. Il s'agit :

- du stockage de la chaleur primaire
- du stockage à des fins de chaleur

Par ailleurs, il faut envisager plusieurs positionnements des solutions de stockage :

- stockage in-situ côté producteur
- stockage système
- stockage in-situ côté consommateur

Le stockage in-situ côté producteur doit permettre aux moyens de production renouvelables de répondre aux exigences du gestionnaire du système, telles que décrites au 5.1.

Le stockage système doit permettre au gestionnaire du système d'équilibrer productions et consommations en garantissant la qualité de la fourniture d'énergie. Il s'agit de décorrélérer productions globales et consommations globales. Ce rôle est décrit au 5.1.

Le stockage in-situ côté consommateur peut être considéré comme une forme particulière de stockage système, positionné à l'interface avec les consommateurs. Sans modifier le comportement de consommation, ce stockage permet de partiellement décorrélérer l'alimentation spécifique d'un consommateur ou d'un groupe de consommateur.

Ainsi, cette version du Schéma Directeur Stockage traitera :

- le stockage de l'électricité :
 - o in-situ côté production électrique primaire intermittent / saisonnier
 - o système
 - o in-situ côté consommation d'électricité - transports et autres secteurs
- le stockage de combustible :
 - o in-situ côté production biomasse
 - o système
 - o in-situ côté consommation de carburants - transports et autres secteurs

Le stockage de l'électricité pour permettre l'intégration massive des ENR intermittentes fatales dans un réseau électrique insulaire est une question centrale.

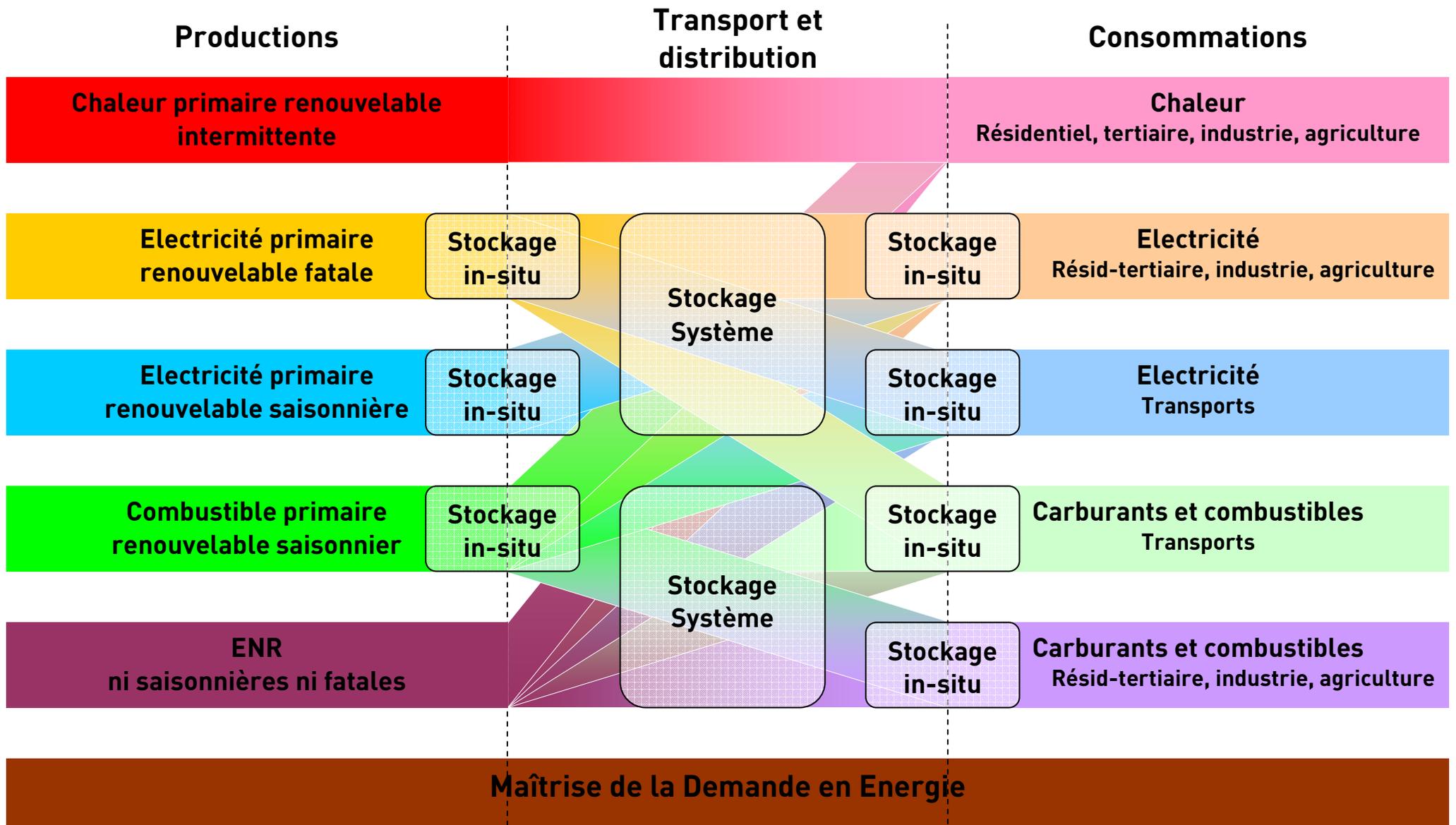


Figure 13: Schéma d'un système énergétique et du positionnement du stockage

En effet, le stockage de l'électricité était la première problématique de stockage qui fut traitée pour réussir l'autonomie réunionnaise. Cela provenait historiquement du premier projet d'autonomie porté par la Région Réunion et par le PRERURE : l'autonomie électrique à l'horizon 2025.

L'ouverture s'est opérée récemment avec GERRI en visant l'autonomie énergétique totale.

Ainsi, les travaux menés à La Réunion sont fortement axés sur le stockage de l'électricité dans le cadre d'un réseau électrique à forte composante ENR fatale.

C'est le cas, ici aussi, dans ce schéma directeur. Une vision exhaustive des applications de stockage est certes proposée mais le document reste fortement teinté par l'approche électrique.

Ainsi, les contraintes de l'intégration massive des ENR intermittentes fatales sont étudiées dans la partie III alors que l'étude des contraintes liées au stockage des combustibles primaires est proposée dans comme une action future dans la partie IV.

PARTIE III

**Programme de recherche PRINCESSE pour
l'intégration à grande échelle des ENR intermittentes
fatales sur un réseau électrique insulaire**

**Prescriptions techniques du réseau électrique et
contraintes à l'intégration des ENR intermittentes
fatales**

Prospective et mix énergétique futur

**Objectifs de réalisation des solutions de stockage de
l'électricité**

Comme cela a pu être montré lors de la partie précédente, les acteurs réunionnais, le Conseil Régional en tête, et l'Etat ambitionnent d'atteindre l'autonomie électrique et plus globalement énergétique aux horizons 2025-2030. Cette ambition fait appel aux énergies renouvelables pour la plupart saisonnières ou intermittentes. Le stockage de l'énergie est alors apparu comme une solution pour la stabilité du système énergétique.

Cette partie se focalise sur le stockage de l'électricité comme solution de stabilité à un système électrique avec une forte composante ENR intermittente fatale. Elle vise notamment à identifier les objectifs de réalisation des solutions de stockage.

Le chapitre 6 précise la problématique et présente le programme PRINCESSE qui s'intéresse à toutes les technologies, dont le stockage de l'énergie, afin de garantir la stabilité du système électrique.

Le chapitre 7 identifie les réglementations et les contraintes techniques de raccordement au réseau des installations de production électrique. Ce sont ces spécifications qui définiront les limites à l'intégration des ENR fatales que les solutions de stockage aideront à dépasser. Ce sont ces mêmes spécifications que devront respecter les solutions de stockage.

Le chapitre 8 aborde des scénarii jusqu'à 2015, de prospective production et consommation avec pour objectif de déterminer les objectifs d'introduction des solutions de stockage, du fait des contraintes relevées au chapitre 6.

Le chapitre 9 se positionne à l'horizon 2030 et traite de la composition du mix énergétique avec une forte intégration ENR et stockage. Il s'agit ici de définir, en approche préliminaire, les grandes lignes de spécification stockage et de règles système quant à la décomposition du stockage en centralisé et décentralisé. Ce travail s'articule en particulier autour d'analyses d'effet de foisonnement des ENR fatales.

Le chapitre 10 récapitule les objectifs de réalisation des solutions de stockage. Il s'agit là du cadre de développement de ces solutions.

6. Intégration massive des ENR intermittentes et programme de recherche PRINCESSE

Le stockage est une des composantes principales de la problématique de l'intégration à grande échelle des ENR intermittentes sur un réseau insulaire. D'autres composantes sont à associer, notamment la prédiction et le monitoring. Il faut donc pouvoir traiter globalement les problématiques d'intégration et étudier toutes les solutions associées.

C'est ce que fait le programme PRINCESSE. Le Schéma Directeur Stockage s'intègre à cette démarche globale

6.1. Problématique de l'intégration massive des ENR intermittentes et transports électriques ENR

L'intégration massive des ENR intermittentes est problématique en termes de gestion et de stabilité du système électrique. Cela peut apparaître simplement en rappelant le rôle du gestionnaire de réseau et des producteurs.

Le rôle du gestionnaire de réseau est d'assurer :

- l'équilibre production/consommation
- le respect du transit dans les lignes
- la qualité de l'onde électrique

Le rôle des moyens de production dans la gestion du réseau réside dans :

- la qualité de la tension fournie
- le réglage tension et fréquence
- la prévision de la production pour le dispatching.

De ce point de vue-là, il apparaît que les moyens de production intermittents, tels qu'ils sont développés aujourd'hui, ne participent pas au rôle de stabilité du système électrique.

Cela est acceptable dans le contexte actuel puisqu'ils représentent des puissances et des énergies négligeables.

Dans la perspective d'une autonomie électrique de La Réunion à l'horizon 2025 faisant appel à de fortes puissance intermittentes, il est nécessaire dès à présent de développer les solutions de demain, notamment les solutions de stockage.

Par ailleurs, l'autonomie énergétique totale induit l'introduction de technologies de transports électriques qui se caractériseront par des systèmes embarqués de stockage de l'énergie.

6.2. Programme PRINCESSE

Le projet « **Photovoltaïque sur Réseau Insulaire Couplé à l'Éolien et Sécurisation du Système Electrique** » vise à tout mettre en œuvre au niveau de la recherche pour maximiser la part des ENR intermittentes dans des réseaux électriques insulaires. Il regroupe des partenaires issus de La Réunion, de la Corse, de la Martinique, de la Guadeloupe et de nombreux organismes de recherche nationaux. Le stockage est une problématique centrale au sein de ce programme.

Ce programme a été initié suite au Colloque « Energie et Iles » de la Région Réunion, organisé par l'ARER en Novembre 2005. Il s'agit actuellement d'un ensemble de partenaires Recherche + Industriels s'associant (structure en cours de montage) pour mettre en œuvre les moyens d'introduction massive des Energies intermittentes dans les îles.



Figure 14: Logos des partenaires du programme PRINCESSE

PRINCESSE se base sur un volet initial PRINCE qui fut un premier programme non-mené à bien faute de financement, avec des compléments spécifiques.

Volet initial PRINCE

Photovoltaïque pour les Réseaux INsulaires Couplé à l'Éolien

Introduction des EnR intermittentes en quantité limitée, sans stockage de l'énergie

- I- Productivité de la « centrale à EnR intermittentes »
 - Mise en place d'un système d'information géographique sur les ressources en EnR intermittentes
 - Modélisation des performances des EnR en fonction de la technologie et de l'environnement, tenant compte des phénomènes de vieillissement
 - Simulation de la production sur un cycle annuel pour un scénario d'implantation donné des EnR intermittentes
- II- Modélisation des interactions entre système de production intermittents et réseau électrique insulaire
 - Influence du réseau sur les convertisseurs
 - Influence d'une multiplicité de convertisseurs sur le réseau et adaptation des convertisseurs, y compris avec stockage à très court terme d'énergie pour le lissage instantané de la puissance électrique des EnR intermittentes
 - Propagation de perturbations
- III- Prévion de la puissance électrique produite par les EnR intermittentes
 - À moyen terme (jour)
 - À court terme (heure)
 - À très court terme (< minute)

IV- Gestion globale du réseau insulaire avec EnR intermittentes

- Recherche du meilleur scénario d'implantation pour la maximisation du volume global des EnR intermittentes tout en respectant l'équilibre de l'offre et de la demande
- Optimisation de l'architecture du réseau pour un scénario d'implantation donné des EnR intermittentes
- Nouvelles technologies de communication entre producteurs, gestionnaires du réseau et gestionnaire de l'équilibre offre-demande

V- Analyse économique et financière

- Prix d'achat et de revente de l'énergie
- Coût d'investissement et rentabilité des moyens de production en fonction du taux de pénétration dans le réseau des EnR intermittentes
- Répartition des charges entre les acteurs publics
- Modes de subvention

VI- Aménagement du territoire

- Impact des différentes EnR intermittentes sur l'environnement
- Réglementation sur l'implantation des EnR intermittentes sur le territoire insulaire

Compléments PRINCESSE

Photovoltaïque pour les Réseaux INsulaires Couplé à l'Éolien avec Sécurisation et Stockage de l'Énergie

Introduction des EnR intermittentes en grande quantité, avec stockage de l'énergie

I- Technologies et performances des systèmes de stockage de l'énergie

- Étude des performances technico-économiques des technologies de stockage et de leur adaptabilité au territoire insulaire
- Expérimentations en grandeur réelle

II- Gestion globale du réseau insulaire avec EnR intermittentes et stockage de l'énergie. Recherche du meilleur scénario technico-économique pour l'implantation des systèmes de stockage

- Optimisation de l'architecture du réseau pour un scénario d'implantation donné des systèmes de stockage
- Nouvelles technologies de communication entre producteurs, systèmes de stockage, gestionnaires du réseau et gestionnaire de l'équilibre offre-demande

Toutes ces questions seront également traitées dans le cadre du projet PRINCESSE qui se propose de déterminer l'optimum technico-économique du déploiement des ENR intermittentes et des sources de stockage concomitantes.

Ainsi, le stockage est une des composantes principales de la problématique de l'intégration à grande échelle des ENR intermittentes sur un réseau insulaire. D'autres composantes sont à associer, notamment la prédiction et le monitoring. Il faut donc pouvoir traiter globalement les problématiques d'intégration et étudier toutes les solutions associées, comme le propose PRINCESSE. Le Schéma Directeur Stockage s'intègre à cette démarche globale.

7. Stockage – rôle et introduction aux technologies

7.1. Rôle du stockage

Les solutions de stockage sont envisagées pour aider à la stabilité du système électrique dans un contexte de forte pénétration des énergies renouvelables intermittentes. Elles doivent donc contribuer à la stabilité du système, soit du point de vue de la gestion du système, soit du point de vue de la production électrique intermittente, comme défini plus haut.

Ainsi, on peut envisager trois types de stockage :

- **stockage système** : stockage centralisé placé sur le réseau pouvant aussi bien absorber qu'injecter de l'énergie à partir du réseau :
 - équilibre production/conso en absorbant/injectant de l'énergie active
 - qualité de l'onde électrique en absorbant/injectant de l'énergie réactive et en limitant les taux d'harmoniques
- **stockage in-situ côté producteur intermittent** : stockage décentralisé couplé à de la production ENR et pouvant injecter sur le réseau par déstockage :
 - qualité de la tension fournie en lissant la production aléatoire et en limitant les taux d'harmoniques
 - réglage tension et fréquence en apportant une fonction de contrôle de la production et en absorbant, hors réseau, une partie des intermittences fatales
 - prévision de la production en apportant une garantie, variable selon l'échelle de temps considérée : annuelle, mensuelle, journalière
- **stockage in-situ côté consommateur** : stockage décentralisé sur les lieux de consommation dans un but similaire au stockage système

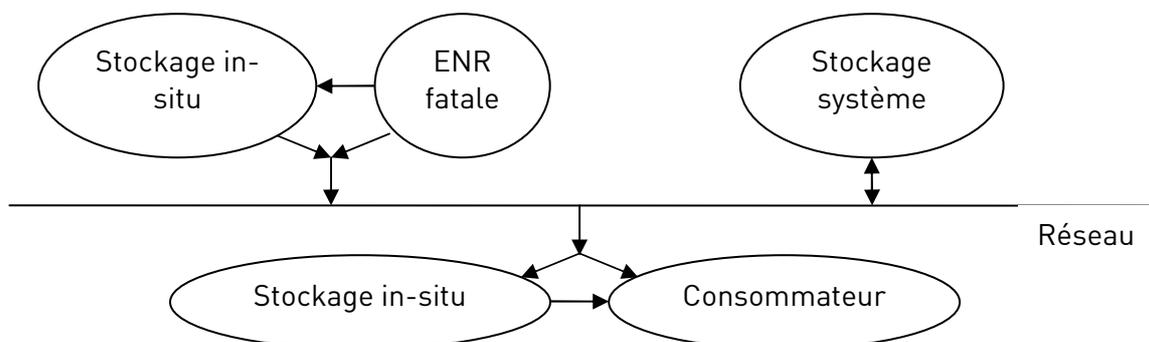


Figure 15: Formes de stockage sur le réseau électrique

Les stockages système peuvent être envisagés aux différents niveaux du réseau : réseau de transport, réseau de distribution, postes HTA/BT. En cela, le stockage in-situ côté consommateur se rapproche d'un stockage système. Les stockages système peuvent aussi être considérés dans des cas de sites isolés.

Les stockages pour les transports électriques peuvent aussi influencer sur le réseau : soit comme stockage système, soit comme stockage in-situ côté consommateur, suivant qu'on limite leur déstockage aux usages de transport ou qu'on autorise le déstockage pour l'alimentation du réseau.

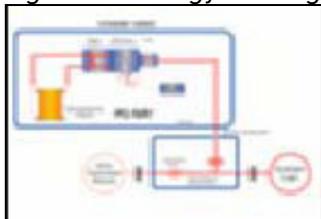
7.2. Introduction aux technologies de stockage de l'énergie

L'énergie électrique peut être stockée sous différentes formes dont certaines peuvent être utilisées dans des systèmes embarqués pour les transports :

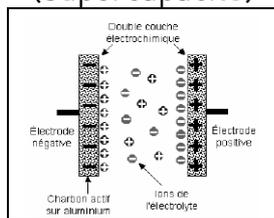
- Electrostatique
- Magnétique
- Chimique
- Mécanique
- Thermique

Les différentes technologies de stockage sont présentées ci-après.

Supraconducteur
(SMES, Superconducting
Magnetic Energy Storage)



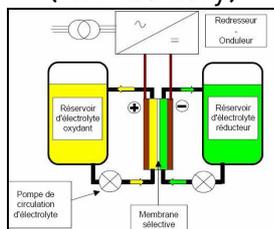
Supercondensateur
(supercapacité)



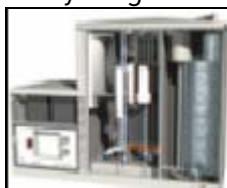
Batterie électrochimique



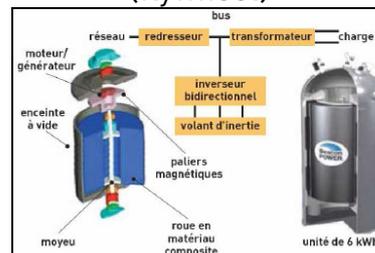
Batterie à circulation
(flow battery)



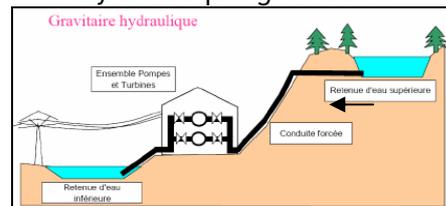
Hydrogène



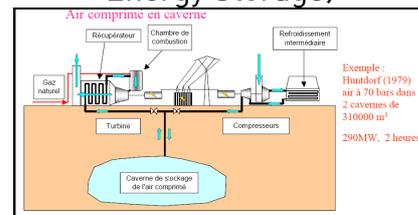
Volant d'inertie
(flywheel)



Hydraulique gravitaire



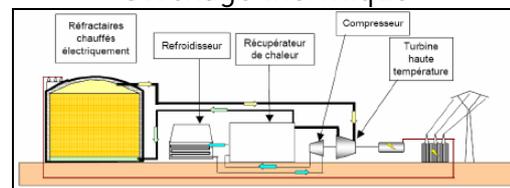
Air comprimé en caverne
(CAES, Compressed Air
Energy Storage)



Air comprimé en
Bouteilles



Stockage thermique



	Supraconducteur	Supercondensateur	Batterie électrochimique	Batterie à circulation	Volant d'inertie	Hydrogène	Air comprimé	Hydraulique gravitaire
Caractéristiques techniques								
Densité énergétique	1 – 5 Wh/kg	5 – 10 Wh/kg	20 – 120 Wh/kg	33 kWh/m ³	1 – 5 Wh/kg	300 – 600 Wh/kg	8 Wh/kg à 200 bars	1 kWh/m ³ pour une chute de 360 m
Forme d'énergie	Magnétique	Electrostatique	Chimique	Chimique	Mécanique	Chimique	Mécanique	Mécanique
Capacité	Qq kWh	Qq kWh	0,1 – 40 MWh	10 – 100 MWh	qq kWh	?	Qq kWh - 10 000 MWh	1 – 100 GWh
Puissance			0,1 – 10 MW	1 – 10 MW		1 – 200 kW	Jusqu'à 1 000 MW	100 – 1 000 MW
Constante de temps	Faible : qq s à 1 min	Faible : qq s à qq min	10 min (NiCd) – qq 10 h (Pb)		Qq min à 1h	1h à qq j	1 h à qq j	
Rendement	> 0,9	> 0,9	0,7 – 0,8	0,7	0,9	0,3 – 0,5	0,5	0,65 – 0,8
Cyclabilité	10 000 – 100 000	10 000 – 100 000	100 – 5 000	10 000	10 000 – 100 000	?	1 000 – 10 000	> 10 000
Réactivité	Ms	ms	ms	ms	ms	?	min	min
Maturité	++	++	+++	+	++	- / +		+++
Sécurité	Cryogénie Electronique de puissance	Pas de polluant	Métaux lourds	Pas de contamination				
Caractéristiques économiques								
Coût €/kWh	500 – 72 000	50 000 – 150 000	50 – 200 (Pb) 700 – 2 000 (Li)	100 – 300	150 – 25 000	15	50 – 80	70 – 150
Coût €/kW	~ 300	~ 300	250 – 300 (Pb) 1 500 – 3 000 (Li)	1 000 – 2 000	300 – 350	6 000	400 – 1 200	600 – 1 500

Tableau 17: éléments de comparaison technico-économiques entre les technologies

8. Prescriptions techniques pour les moyens de production connectés au réseau HTA et BT et contrainte à l'intégration des ENR

Il est rappelé le rôle des moyens de production dans la gestion du réseau :

- la qualité de la tension fournie
- le réglage tension et fréquence
- la prévision de la production pour le dispatching.

Par ailleurs, ils doivent permettre au gestionnaire de réseau d'assurer son rôle :

- l'équilibre production/consommation
- le respect du transit dans les lignes
- la qualité de l'onde électrique

Nous nous référons aux réglementations en vigueur pour expliciter les spécifications techniques relatives à la connexion au réseau public d'électricité. En effet, les solutions de stockage devront être considérées comme des moyens de production d'électricité.

Nous verrons par ailleurs que la réglementation a clairement identifié un seuil d'intégration des ENR intermittentes, qui constituera la contrainte à lever.

En revanche, la prévision de la production ne sera pas abordée en détails. Il sera cependant nécessaire pour chaque stockage in-situ décentralisé d'étudier les différents niveaux de « garantie » qui peuvent être apportés : annuels, mensuels et journaliers.

8.1. Réglementations en vigueur

Voici une liste non-exhaustive des réglementations en vigueur relatives aux moyens de production d'électricité et à leur raccordement au réseau électriques. Ils sont relatifs aux raccordements aux réseaux HTA et BT.

- **loi n° 2000-108 du 10 février 2000** modifiée relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité
- **décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000** relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité
- **décret n° 2003-229 du 13 mars 2003** relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution
- **décret n° 2003-588 du 27 juin 2003** relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité

- **décret n° 2006-1278 du 18 octobre 2006** relatif à la compatibilité électromagnétique des équipements électriques et électroniques
- **arrêté du 27 octobre 2006** modifiant l'arrêté du 17 mars 2003 sur les caractéristiques des sources électriques en termes de tenue en régime exceptionnel de fréquence du réseau
- **décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006** approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité
- **décret n° 2007-1280 du 28 août 2007** relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité
- **décret n° 2008-386 du 23 avril 2008** relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité
- **arrêté du 23 avril 2008** relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique

Par ailleurs, les avis du comité technique de l'électricité, du conseil supérieur de l'énergie et de la commission de régulation de l'énergie doivent être considérées, en particulier les suivantes :

- avis du comité technique de l'électricité en date du 25 septembre 2007
- avis du Conseil supérieur de l'énergie en date du 27 novembre 2007
- avis de la Commission de régulation de l'énergie en date du 28 février 2008,

8.2. Prescriptions techniques des moyens de production connectés à un réseau HTA ou BT en zone non-interconnectée²⁹

Les principales prescriptions listées ci-après sont tirées de l'arrêté du 23 avril 2008. Cet arrêté liste des détails relatifs aux prescriptions « majeures présentées ici ainsi que des prescriptions « mineures ». Il prévoit aussi des dérogations et des exceptions. Ces éléments ne sont pas listés ici pour une meilleure lisibilité.

Tension de raccordement :

Selon l'article 4, la tension de raccordement de référence est déterminée en fonction de la puissance Pmax conformément aux limites figurant dans le tableau ci-après :

DOMAINE DE TENSION	PUISSANCE Pmax LIMITE
BT monophasé.	18 kVA
BT triphasé.	250 kVA
HTA.	12 MW

²⁹ **arrêté du 23 avril 2008** relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique

Sécurité des personnes et des biens

Selon l'article 5.I, l'installation de production doit être mise à la terre conformément aux prescriptions du guide C 15-400 selon des conditions et prescriptions précisées dans l'arrêté.

Selon l'article 5.II, toute installation de production doit disposer par conception d'une fonction de protection permettant de la séparer automatiquement du réseau public de distribution d'électricité en cas d'apparition, sur cette installation de production, de l'un ou plusieurs des défauts explicités ci-après :

- a) Dans le cas d'un raccordement en HTA, défaut entre phases HTA et défaut HTA à la terre, selon les dispositions de la norme NFC 13-100 ;
- b) Dans le cas d'un raccordement en BT, défaut entre conducteurs, selon les dispositions des normes NFC 14-100 et NFC 15-100.

L'article 7.I rappelle ces règles de « découplage » et en précise deux supplémentaires. Toute installation de production doit disposer, par conception, d'une fonction de protection, dite « protection de découplage », permettant de séparer automatiquement l'installation de production du réseau public de distribution d'électricité en cas d'apparition sur ce dernier de l'un ou plusieurs simultanément des défauts suivants :

- a) Défaut HTA à la terre ;
- b) Défaut entre phases pour la HTA ;
- c) Défaut entre conducteurs pour la BT ;
- d) Création d'un sous-réseau séparé ;
- e) Tout défaut autre que les défauts susmentionnés survenant pendant le régime spécial d'exploitation instauré lors de travaux sous tension effectués sur le réseau aérien HTA.

Domaine de fonctionnement des installations (énergie réactive, creux de tension...)

Selon l'article 9, les installations de production raccordées en basse tension ne doivent pas absorber de puissance réactive.

Selon l'article 10, Toute installation de production raccordée au réseau public de distribution d'électricité HTA doit pouvoir fournir ou absorber, au point de livraison, les puissances réactives minimales fixées comme ci-après :

- a) Lorsque la tension au point de livraison est égale à la tension contractuelle plus ou moins 5 %, l'installation de production qui délivre la puissance P_{max} doit pouvoir également, sans limitation de durée, fournir une puissance réactive au moins égale à $0,4 \times P_{max}$ ou absorber une puissance réactive au moins égale à $0,35 \times P_{max}$;
- b) Lorsque la tension au point de livraison s'écarte de la tension contractuelle comme il est dit à l'article 13, l'installation de production doit pouvoir moduler sa production ou sa consommation de puissance réactive dans les limites d'un domaine de fonctionnement minimal défini dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sous la forme d'un diagramme [U, Q].

Dans le cas d'une installation de production intermittente, la valeur Pmax citée doit être remplacée par la valeur Pinst puissance instantanée fournie par la dite installation.

Les articles 19 à 23 sont relatifs aux moyens de production raccordés dans une zone non-interconnectée au réseau métropolitain et remplacent les articles 11 à 13 relatifs au cas général.

Selon l'article 19.I, toute installation de production dont la puissance Pmax atteint au moins 1 % de la puissance minimale transitant sur le réseau public de distribution d'électricité, cette puissance minimale correspondant à la valeur moyenne des minima constatés pendant les trois années précédant le raccordement de l'installation de production, doit fonctionner sans limitation de durée dans la plage de fréquence de 48 Hz à 52 Hz.

Selon l'article 19.II, toute installation de production visée par les dispositions du I doit rester en fonctionnement lorsque la fréquence du réseau public de distribution d'électricité prend des valeurs exceptionnelles, dans les conditions de durée et de perte maximale de puissance fixées dans le tableau ci-après :

PLAGE DE FRÉQUENCE	DURÉE MINIMALE DE FONCTIONNEMENT	PERTE MAXIMALE DE PUISSANCE (pourcentage)
Entre 48 Hz et 47 Hz.	3 minutes	10
Entre 47 Hz et 46 Hz.	60 secondes	15
Fréquence inférieure à 46 Hz.	0,4 seconde	20
Entre 52 Hz et 53 Hz.	5 secondes	20

De plus, toujours selon l'article 19.II, lorsque la fréquence excède 53 Hz, le producteur ne doit pas, de sa propre initiative, maintenir l'installation de production connectée au réseau public de distribution d'électricité.

Selon l'article 20, lorsque, simultanément, la tension (U) au point de livraison de l'installation de production s'écarte de la tension contractuelle (Uc) de la façon suivante :

$$0,9 U_c \leq U < 0,95 U_c$$

$$\text{Ou}$$

$$1,05 U_c < U \leq 1,1 U_c.$$

et un régime exceptionnel de fréquence apparaît, la durée minimale de fonctionnement de toute installation de production visée par les dispositions du I de l'article 19, est celle donnée dans le tableau de l'article 19. En outre, les pertes maximales de puissance admissibles présentées dans le table de l'article 19 doivent être majorées de 5%.

Selon l'article 21, toute installation de production visée par les dispositions du I de l'article 19, à l'exception de celles mettant en œuvre de l'énergie fatale telles les fermes éoliennes, les installations photovoltaïques, les centrales hydrauliques « fil de l'eau », doit, par conception, disposer d'une capacité de réglage de la puissance active d'une amplitude correspondant au moins à 20 % de la puissance Pmax et être équipée d'un régulateur qui ajuste la puissance fournie en fonction de l'écart entre la valeur réelle de la fréquence et sa valeur de consigne. Les performances de ce régulateur sont spécifiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité et précisées dans la convention de raccordement.

Toute installation de production visée par les dispositions de l'alinéa précédent doit maintenir en permanence à la disposition du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité une marge de puissance active, dite « réserve primaire », en plus ou en moins, correspondant à 10 % de la puissance Pmax.

Selon l'article 22, toute installation de production visée par les dispositions du I de l'article 19 et mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire telles les fermes éoliennes et les installations photovoltaïques peut être déconnectée du réseau public de distribution d'électricité à la demande du gestionnaire de ce réseau lorsque ce dernier constate que la somme des puissances actives injectées par de telles installations atteint 30 % de la puissance active totale transitant sur le réseau. Les circonstances dans lesquelles ces déconnexions peuvent être demandées sont précisées dans la convention de raccordement et les modalités selon lesquelles elles sont effectuées le sont dans la convention d'exploitation.

Selon l'article 23, Pour les réseaux publics de distribution d'électricité dont la fréquence nominale est différente de 50 Hz, les dispositions du présent chapitre faisant intervenir la fréquence sont adaptées en conséquence.

Selon l'article 14, toute installation de production dont la puissance Pmax est supérieure ou égale à 5 MW doit rester en fonctionnement lors de l'apparition, au point de livraison de l'installation de production, d'un creux de tension HTA défini comme ci-dessous.

Creux de tension sur réseau HTA

Vous pouvez consulter le tableau dans le JO n° 98 du 25/04/2008 texte numéro 8

Nota. Au delà de 2 500 ms, la tension au point de livraison est réputée rejoindre au moins le niveau 0,95 Uc en moins de vingt minutes.

Prescriptions diverses

Selon l'article 15, les obligations du producteur résultant des dispositions de l'article 3 du décret du 18 octobre 2006 susvisé sont réputées satisfaites, pour ce qui concerne le raccordement de toute installation de production au réseau public de

distribution d'électricité, lorsque les perturbations provoquées par celle-ci restent dans les limites fixées ci-après.

I. Raccordement au réseau BT.

Fluctuation de tension. Le niveau de contribution de l'installation de production au papillotement longue durée (Plt) doit être limité au point de livraison à 1.

II. Raccordement au réseau HTA.

Harmoniques. Pour toute installation de production dont la puissance P_{max} est supérieure ou égale à 100 kW, les courants harmoniques injectés sur le réseau public de distribution d'électricité sont limités, pour chaque harmonique de rang n , à la valeur, exprimée en ampère :

Vous pouvez consulter le tableau dans le JO n° 98 du 25/04/2008 texte numéro 8

où U_c , la valeur de la tension contractuelle, est exprimée en V, P_{max} est exprimée en W et où la valeur de k_n , en fonction du rang n de l'harmonique, est donnée dans le tableau ci-dessous :

RANGS IMPAIRS	k_n	RANGS PAIRS	k_n
3	4 %	2	2 %
5 et 7	5 %	4	1 %
9	2 %	> 4	0,5 %
11 et 13	3 %		
> 13	2 %		

Déséquilibre. La contribution au taux de déséquilibre en tension au point de livraison de toute installation de production dont la charge monophasée équivalente est supérieure à 500 kVA est inférieure ou égale à 1 %.

Fluctuation de tension. Le niveau de contribution de l'installation de production au papillotement doit être limité au point de livraison à 0,35 en Pst et à 0,25 en Plt. Toutefois, des limites supérieures peuvent être admissibles en fonction des caractéristiques locales du réseau public de distribution d'électricité dans les cas spécifiés dans la documentation technique de référence du gestionnaire de ce réseau.

Les prescriptions du présent II sont établies sur la base d'une puissance de court-circuit minimale de référence de 40 MVA au point de livraison HTA. Si la puissance de court-circuit effectivement mise à disposition par le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité est inférieure, les limites des perturbations de tension produites par le producteur sont multipliées par le rapport entre la puissance de court-circuit de référence (40 MVA) et la puissance de court-circuit effectivement fournie.

8.3. Identification de la contrainte majeure à l'intégration des ENR fatales : la limite des 30%

L'article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 introduit la valeur de 30% de la puissance active totale, comme une limite d'énergie intermittente instantanée injectable sur un réseau électrique non interconnecté comme celui de La Réunion. Au-delà, le gestionnaire peut découpler les installations intermittentes.

Il faut exclure de ce décompte les installations dont la puissance P_{max} est inférieure à 1 % de la puissance minimale transitant sur le réseau public de distribution d'électricité, cette puissance minimale correspondant à la valeur moyenne des minima constatés pendant les trois années précédant le raccordement. Dans le contexte actuel réunionnais, la limite se trouve autour de 2MW.

Cette limite des 30% est la principale contrainte actuelle à lever pour permettre le développement des ENR intermittentes. En effet, le chapitre 4.4. annonce des besoins minimaux en production électrique renouvelable intermittente représentant parfois 78% de la puissance instantanée appelée.

8.4. Prescriptions pour un raccordement au réseau HTB

Le « référentiel technique HTB Relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'une installation de production d'énergie électrique au réseau public HTB \geq 50 KV des zones non interconnectées » détaille toutes les dispositions pour les sources raccordées au réseau HTB.

Parmi celles-ci, on peut notamment citer :

- Le raccordement (tension et schéma de raccordement, protections, régime de neutre),
- Le domaine de fonctionnement fréquence tension :
- Le domaine de fonctionnement en puissance réactive :
- La régulation de tension,
- Le réglage primaire de fréquence :
- Le réglage secondaire en fréquence
- La gestion des régimes exceptionnels de fréquence, de tension et des deux,
- La stabilité du groupe sur le réseau,
- Les conditions de couplage,
- Les perturbations créées par l'installation (à-coups de tension, harmoniques...),
- Les relations avec le gestionnaire de réseau (obligations et responsabilités, informations à échanger).

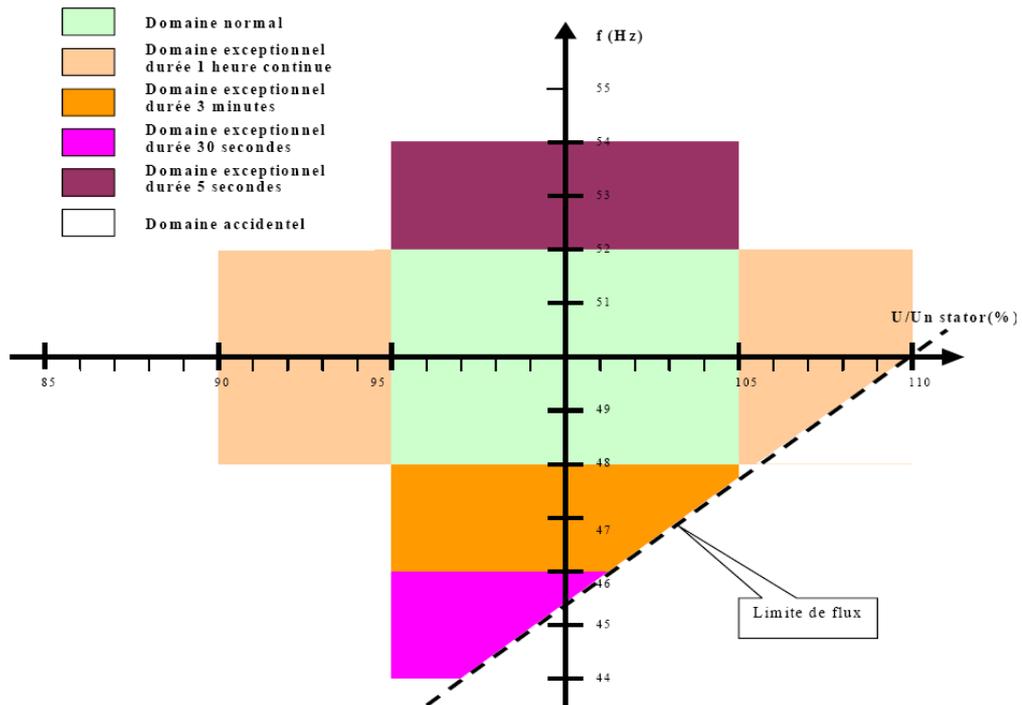


Figure 16 : domaine de fonctionnement fréquence tension sur réseau HTB

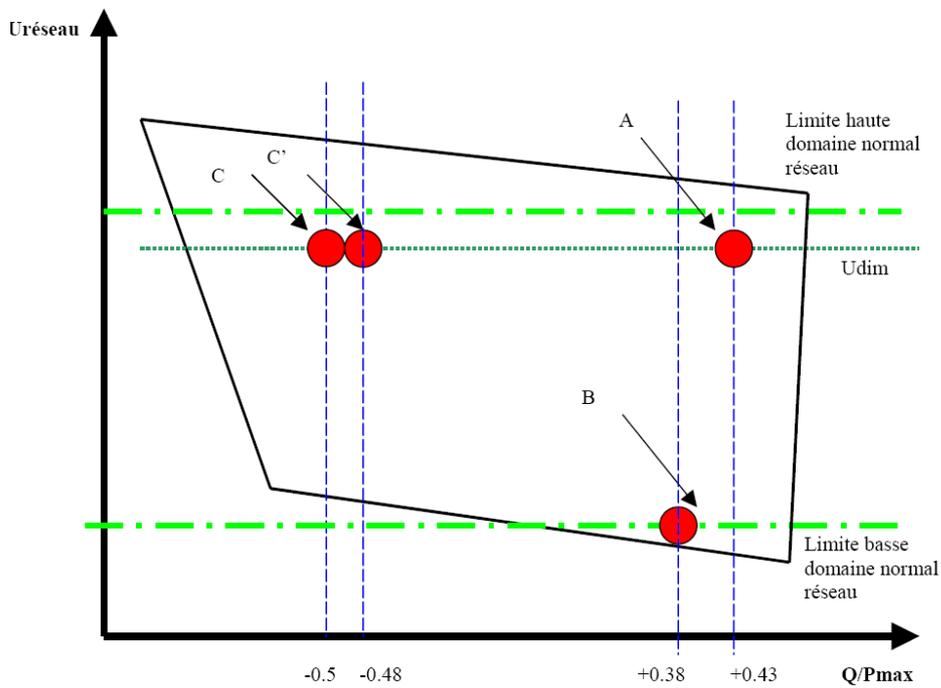


Figure 17 : domaine de fonctionnement en puissance réactive sur réseau HTA

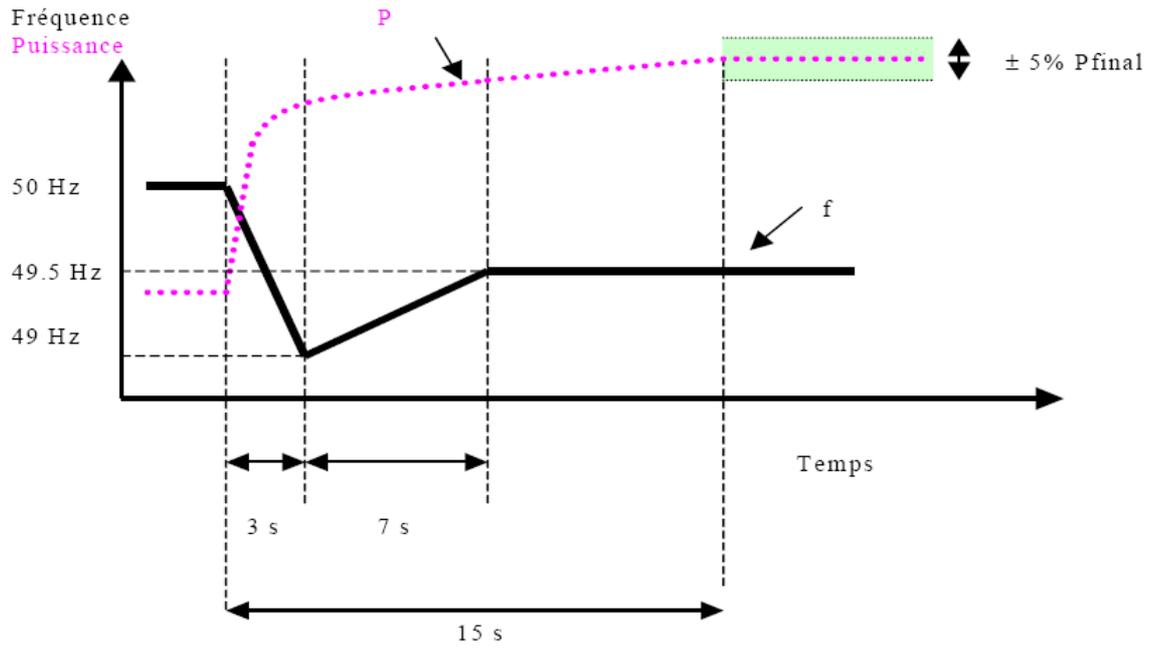


Figure 18 : réglage primaire en fréquence sur réseau HTA

9. Perspectives des productions et d'intégration des ENR fatales

Il s'agit dans cette étape de caractériser les objectifs de mise en place des solutions de stockage à La Réunion afin d'être en phase avec le développement des ENR intermittentes.

C'est donc un travail de comparaison de la prospective des besoins en production et de la prospective du déploiement du solaire photovoltaïque et de l'éolien sur l'île, en relation avec la limite des 30% fixée par l'arrêté du 23 avril 2008.

9.1. Données de la programmation pluriannuelle des investissements

La programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production électrique pour la période 2005-2015 donne un certain nombre d'éléments sur les perspectives de développement des ENR intermittentes à La Réunion ainsi que sur les taux de croissance annuelle pour la demande électrique.

En premier lieu, il convient de s'intéresser à la demande électrique. La PPI a proposé en 2005 un scénario de développement de cette demande en s'appuyant notamment sur :

- La croissance démographique et économique historique de La Réunion ces dernières années afin de combler son retard économique ce qui impacte nécessairement sur la demande électrique,
- Les effets potentiels des programmes d'actions à mettre en œuvre en termes de maîtrise de la demande électrique (MDE).

Sur la base de ces hypothèses, la PPI a retenu le scénario suivant pour la décennie 2005-2015 :

	Taux de croissance annuelle moyen (%)		Puissance de pointe moyenne (MW)		
	2005-2010	2010-2015	2005	2010	2015
La Réunion	4.4	3.1	389	480	563

Tableau 18 : scénario de la PPI pour la croissance électrique

Bien que ces chiffres soient des moyennes sur des périodes de cinq années, ils permettant toutefois d'avoir une bonne idée des tendances futures. Ils sont dans tous les cas à comparer avec le retour sur expérience que l'on a sur les 3 dernières années, soit de 2005 à 2008 (voir § 1.2).

En ce qui concerne le potentiel de développement de l'éolien à La Réunion, la PPI retient l'objectif de 60 MW à l'horizon 2015. Cependant, elle ne fournit aucune information sur le rythme annuel d'installations. En faisant l'hypothèse d'une croissance constante sur les 10 années prises en compte par la PPI, cela correspondrait à une croissance annuelle de 6 MW pour cette énergie. Il conviendra de comparer ce chiffre avec ceux issus du monde professionnel.

Enfin, pour ce qui est du solaire photovoltaïque, la PPI émet une prévision à hauteur de 390 MW dans tous les DOM en 2015, avec un pourcentage alloué à La Réunion de l'ordre de 30%. Ainsi, la PPI prévoit une puissance photovoltaïque installée à La Réunion en 2015 de 130 MW. Toutefois, comme pour l'éolien, elle ne fait état d'aucune donnée sur la croissance annuel pour ce secteur. Encore une fois, en faisant l'hypothèse d'une croissance constante sur la décennie (hypothèse fautive d'après les données récentes sur ce secteur), la PPI prévoirait une croissance de 13 MW / an pour le solaire photovoltaïque.

9.2. Données de l'Observatoire de l'Energie Réunion

L'Observatoire de l'Energie Réunion (OER) nous fournit également un certain nombre de données sur les taux de croissance des ENR et de la demande en électricité sur les dernières années. Ces données peuvent permettre d'affiner les travaux de prospective entrepris.

En effet, concernant la demande électrique, l'OER note que :

- La demande électrique a augmenté en moyenne de 5.1% par an sur la période 2000-2006,
- Cette croissance tend à diminuer puisque les taux de croissance sont respectivement de 3.65% en 2005 et 4.14% en 2006.

L'OER permet également d'avoir une idée de la tendance pour les installations photovoltaïques, comme le montre le tableau suivant.

		2004		2005		2006		CUMUL	
		Nombres	Puissance Wc	Nombres	Puissance Wc	Nombres	Puissance Wc	Nombres	Puissance Wc
PROFESSIONNEL	Location toiture	2	18 960	18	295 510	36	1 874 808	56	2 189 278
	Vente directe	2	90 000	2	2 000	0	0	4	92 000
	TOTAL	4	108 960	20	297 510	36	1 874 808	60	2 281 278
PARTICULIER	Location toiture	23	77 200	65	229 430	48	196 470	136	503 100
	Vente directe	10	28 490	15	28 490	8	19 240	33	76 220
	TOTAL	33	105 690	80	257 920	56	215 710	169	579 320
TOTAL	37	214 650	100	555 430	92	2 090 518	229	2 860 598	

Source : ADEME - Auteur : OER

Tableau 19 : évolution des installations PV

On peut donc observer les informations suivantes :

- 2 MW installés en 2006,
- Augmentation d'un facteur 4 de la production électrique d'origine photovoltaïque entre 2005 et 2006.

Enfin, les données concernant le secteur éolien ne sont pas suffisamment précises pour pouvoir être exploitées dans ce contexte.

En première approche, on peut donc voir que les chiffres réels concernant la demande électrique sont quelques peu supérieurs aux prévisions de la PPI (5.1% de croissance réelle contre 4.4% planifié) cependant l'inversion de la tendance observée ces dernières années amène à penser que les perspectives de la PPI sur la demande électrique sont relativement en phase avec la réalité observée.

9.3. Données de EDF

EDF a publié en juin 2007 un document intitulé « Bilan prévisionnel pluriannuel investissements en production ». Ce document permet d'avoir accès aux perspectives énergétiques de l'EDF concernant l'île de La Réunion.

L'EDF distingue trois scénarii de développement, dépendants de facteurs tels que la décélération démographique et le rattrapage des taux d'équipements métropolitains. Ces scénarii ont été présentés au 4.3.

L'EDF propose également un scénario « MDE » sur la base du scénario médian proposé précédemment :

- Utilisation accrue de LBC et d'appareils électriques économes (clim aussi)
- Une baisse continue de l'ECS électrique au profit du solaire,
- Une meilleure efficacité en milieu industriel des postes clés comme le froid, l'éclairage et la climatisation.

ANNEE	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energie (GWh)	2451	2534	2631	2723	2790	2892	2947	2997	3044	3092	3139	3184	3230	3271
TCAM (%)		3.4%	3.8%	3.5%	2.5%	3.6%	1.9%	1.7%	1.6%	1.6%	1.5%	1.5%	1.4%	1.3%
Pmax (MW)	414	430	450	468	481	502	513	523	533	542	552	561	571	579

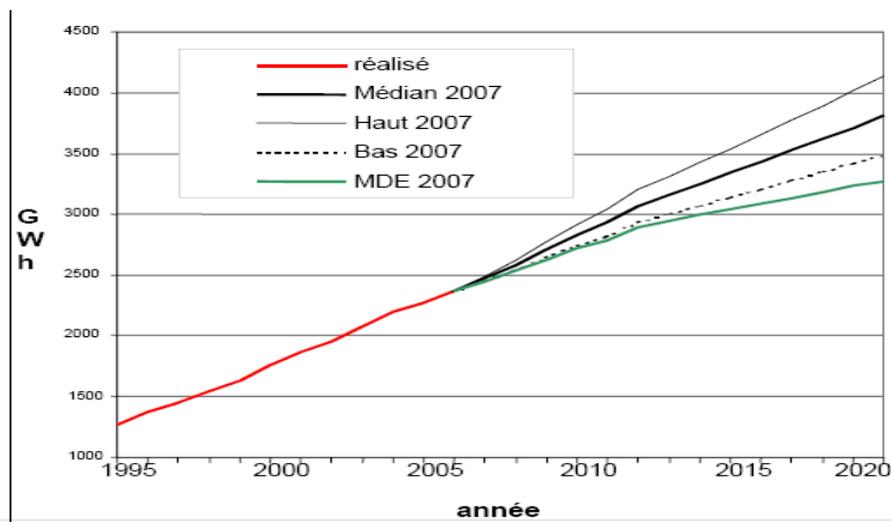


Figure 19: scénarios EDF pour l'évolution de la consommation électrique

De même, l'EDF discerne deux scénarii de développement des ENR à La Réunion : le scénario « ENR bas » et le scénario « ENR haut ». Dans chaque scénario, les tendances suivantes ont été retenues :

- Scénario « ENR bas »

Eolien

ANNEE	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Puissance (MW)	10	11	12	13	14	15	16	18	20	22	24	26	28	30
Heures	1800													

Photovoltaïque

ANNEE	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Puissance (MW)	6	10	14	18	22	26	30	34	38	42	46	50	55	60
Heures	1400													

- Scénario « ENR haut »

Eolien

ANNEE	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Puissance (MW)	10	15	18	21	24	27	30	34	38	42	46	50	55	60
Heures	1800													

Photovoltaïque

ANNEE	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Puissance (MWc)	6	20	35	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
Heures	1400													

Tableau 20: Scénarios ENR bas et haut d'EDF

9.4. Données des professionnels de l'éolien et du photovoltaïque

Concernant l'éolien, la situation monopolistique du groupe VERGNET rend les données relativement accessibles. D'après les éléments d'information récupérés auprès de leurs services, il est réaliste de tabler sur des installations annuelles à hauteur de 6/7 MW sur les prochaines années. Toujours d'après leurs services, un objectif réaliste d'installations finales se situera aux alentours de 60/70 MW d'après les surfaces utilisables et le potentiel éolien. Cette situation devrait donc être atteinte dans une dizaine d'années.

En ce qui concerne le solaire photovoltaïque, les données sont bien moins accessibles, s'agissant d'un secteur hautement concurrentiel où chaque acteur est peu enclin à partager ses perspectives. Toutefois, le consensus, s'établit aux alentours de 10 MW installés par année au moins sur les 6 prochaines années. Il sera alors possible d'observer un infléchissement de la tendance du fait d'un recentrage sur le secteur résidentiel, la plupart des grandes toitures ayant déjà été équipées.

9.5. Construction d'un scénario tendanciel pour le SD stockage

Nous limiterons notre analyse à la période allant jusqu'à 2015. En effet, les probabilités d'erreur sur cette période sont limitées et elle est pertinente pour l'identification des premiers obstacles à l'intégration des ENR intermittentes.

D'après l'ensemble de ces données, il est possible d'émettre un certain nombre d'hypothèses quant à l'évolution de la consommation électrique sur les 12 prochaines années. En comparant les perspectives de la PPI et celles de l'EDF, on peut mettre en évidence :

- Un ralentissement constant de la croissance sur la période 2008-2015,
- Une cassure assez prononcée aux alentours de l'année 2012.

On peut donc en première approche considérer qu'il existera deux phases distinctes, la première allant de 2008 à 2012 et la seconde s'étendant de 2012 à 2015. Une approximation est faite en considérant le même taux de croissance en énergie et en puissance.

Sur la base de ces observations, nous proposons un scénario médian d'évolution du taux de croissance de la demande électrique selon le modèle suivant :

- Une baisse constante de ce taux de croissance de 0.2% par an sur la période 2008-2012,
- Un taux de croissance de 3% entre 2012 et 2013 (cassure),
- Une baisse constante du taux de croissance de 0.15% par an par la suite.

Il est entendu que ces chiffres ne reflèteront pas la réalité, surtout dans leur tendance continuelle à la baisse, toutefois ils reflètent avec une bonne précision l'ordre de grandeur général.

Le tableau suivant présente la prospective des puissances appelées minimales à midi et la nuit (le dimanche). Ce sont ces puissances qui détermineront le seuil d'intégration réglementaire des énergies fatales.

Année	Minimum de la puissance appelée au pic de midi	Puissance minimale nocturne (MW)	taux de croissance annuel (%)
2007	260	175	
2008	271	183	4,4
2009	283	190	4,2
2010	294	198	4
2011	305	206	3,8
2012	316	213	3,6
2013	326	219	3
2014	335	226	2,85
2015	344	232	2,7

Tableau 21: Prospective des puissances appelées minimales le midi et la nuit

En ce qui concerne l'éolien, nous baserons nos travaux de prospective sur la vision des professionnels, vision qui est partagée par la PPI et qui correspond à peu de choses au scénario « ENR haut » de l'EDF. Ainsi, nous considérerons un rythme d'installations de 4 MW par an. Le potentiel final est estimé à 70 MW. Il serait atteint au cours des années 2020.

Enfin, pour le photovoltaïque connecté au réseau, il est supposé un rythme de croissance constant à hauteur de 10 MW par an jusqu'en 2015. Il est probable que ce rythme s'accéléra rapidement pour avoir une croissance en forme d'exponentielle afin d'atteindre une puissance totale installée de l'ordre du 1000 MWc en 2030.

Le tableau suivant présente une comparaison des perspectives de puissances ENR fatales avec le seuil réglementaire des 30% appliqué aux minima de puissances appelées à midi et la nuit (à partir des minima du dimanche) :

<i>Année</i>	<i>Installation PV (MW)</i>	<i>Installation éolien (MW)</i>	<i>Installation éolien + PV (MW)</i>	<i>30% du minimum de la puissance appelée au pic de midi</i>	<i>30% de la puissance minimale nocturne (MW)</i>
2007	3	10	13	78	53
2008	13	14	27	81	55
2009	23	18	41	85	57
2010	33	22	55	88	59
2011	43	26	69	92	62
2012	53	30	83	95	64
2013	63	34	97	98	66
2014	73	38	111	101	68
2015	83	42	125	103	69

Tableau 22: comparaison des perspectives ENR fatales vs. 30% puissance

On se rend compte que le seuil réglementaire des 30% pose problème à partir de 2013 pour la production au pic de midi. En effet, à cette date-là, les installations PV et éolien atteindront 100MW, soit 30% du minimum de puissance appelée au pic de midi le dimanche. Pour ce qui est de la puissance nocturne, elle est à comparer uniquement avec la puissance éolienne, sans aucune contrainte jusqu'en 2015.

Etant donné les taux de croissance des ENR fatales, il faudra prévoir des taux d'installation de l'ordre de la dizaine de MW dès 2013. Il s'agira très probablement de stockage in-situ côté producteur de dimensions individuelles de l'ordre du MW. Les stockages système ne seront nécessaires que par la suite.

- Solutions de stockage opérationnelles dès 2013
- Taux d'installations du stockage en 2013 : ~10 MW
- Stockage in-situ côté producteur ENR de l'ordre du MW opérationnel en 2013
- Stockage système opérationnel par la suite

10. Mix Energétique prévisionnel 2030, foisonnement des EnR fatales et pré dimensionnement des besoins de stockage³⁰

Ce chapitre prend appuis sur l'étude [R2], « Pré-dimensionnement du mix énergétique EnR+ stockage de l'île de La Réunion à l'horizon 2030, avec forte intégration du photovoltaïque », réalisée par l'ARER entre Mars et Octobre 2008.

Ainsi, le terme temporel de cette étude (2030) se situe bien au-delà de la prospective faite au 8.5. Elle décrit, en quelque sorte, une destination finale à atteindre alors que le chapitre 8.5. décrit les premiers pas du chemin menant à cette destination.

Dans le cadre de cette étude de mix, il s'agissait de :

- Obtenir des premiers éléments de **scénarii de consommations électriques 2030** à partir d'analyses croisées DRIRE, EDF, ARER, ADEME, PRERURE. Certains scénarii intègrent une composante véhicules électriques.
- Analyser le **potentiel des différentes sources d'EnR** à La Réunion
- Analyser à partir de données autant que possibles mesurées (données météo pour le rayonnement solaire, données satellite pour la houle, données de production pour l'Eolien, données de températures de la mer pour l'océanothermie) les **intermittences des EnR à La Réunion (intermittences saisonnières, journalières, horaires)**
- Analyser les **effets de foisonnement des EnR fatales**, en particulier pour le photovoltaïque : quelle perte maximale d'EnR fatale de l'échelle de quelques heures à une heure ? Ceci à partir de données mesurées (données météo multi-sites)
- Simuler un **mix 2030 à fortes composantes EnR (en particulier photovoltaïque et océanothermie)** avec appui du stockage et modélisation horaire des effets non linéaires du stockage-déstockage, perte par stockage, surproduction éventuelle en cas de volume de stockage limité ...
- Analyser sommairement, à partir des modélisations ci-dessus, les pertes maximales de production réseau d'EnR fatales : pertes pouvant être atteintes à des échelles inférieures à l'heure et impactant les besoins en réactivité du système, en particulier via les besoins en réserve primaire (temps réel) ou secondaire (TACs). Cette analyse nous amène à proposer des règles de **pré-dimensionnement du stockage et en particulier du stockage décentralisé.**

³⁰ « Pré-dimensionnement du mix énergétique EnR+ stockage de l'île de La Réunion à l'horizon 2030, avec forte intégration du photovoltaïque ». Etude ARER. Oct 2008.

10.1. Pré-dimensionnement d'un mix-énergétique 2030 autosuffisant ou quasi-autosuffisant en production EnR

10.1.1. Les Consommations

Le tableau ci-dessus présente les grandes hypothèses de 4 scénarii 2030 proposés par la DRIRE (DRIRE-BAS, DRIRE-HAUT) et par l'ARER (ARER-0% et ARER-50%)³¹.

Scénario	Consommation Hors véhicules	Consommation véhicules Base tendancielle 766 000 véhicules (!)		Consommation totale	P Max
	GWh	GWh	MWh/j	GWh	MW
DRIRE - bas 100% transports	2850 (+ Tram Train: 50)	2335 Incluant MDE transports: -30% véhicules	6396*	5235	693**
DRIRE - haut 50% transports	3423 (+ Tram Train: 40)	1437 Incluant MDE transports: -15% véhicules	3938*	4901	676**
ARER 0%	3432	0	0	3432	551
ARER 50%	3432	777***	2129*	4209	734

* La courbe de charge correspondante aux véhicules est considérée uniforme sur l'année

** La puissance max pour les scénarii DRIRE est calculée lors de la simulation de la courbe de charge

*** Le nombre des véhicules est réduit par 1,5 par rapport à « DRIRE bas » (soit une MDE Transports ~ -50% par rapport à tendance), Tram-train déjà pris en compte dans consommation réseau hors véhicules

Tableau 23: Hypothèses de 4 scénarii 2030 selon la DRIRE

Le scénario de consommation ARER-50% [R1] peut se résumer ainsi :

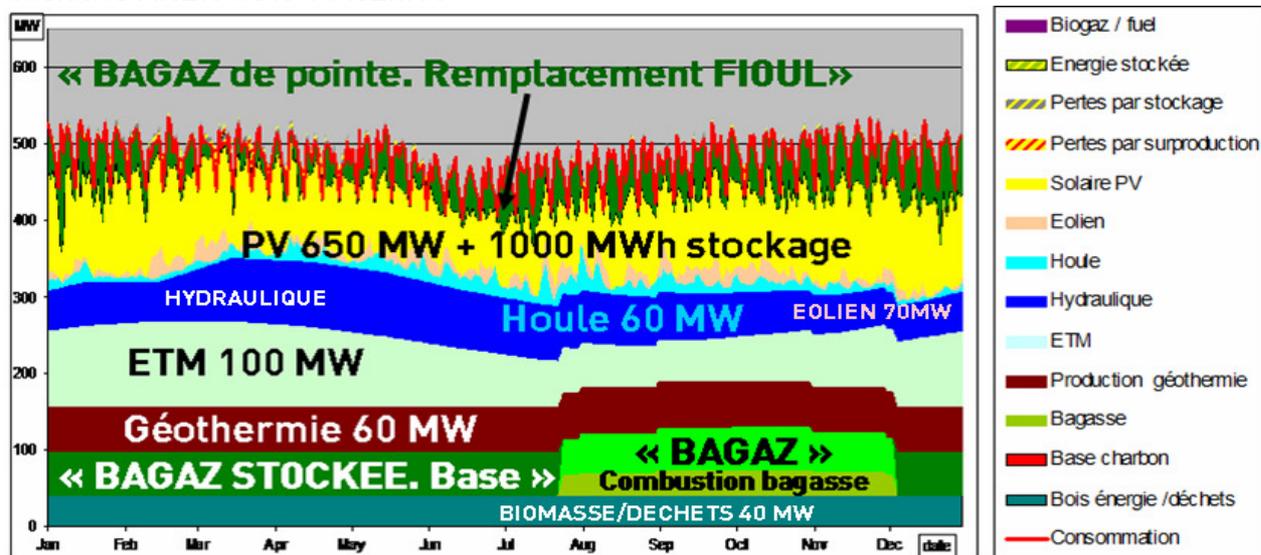
- **MDE électrique hors transports. 3430 GWh en 2030** (les gains sont estimés par rapport au scénario EDF Médian de la BPP 2007 [R1])
 - 100% CES **Gain 200 GWh**
 - Climatisation réduite (constructions PERENE) **Gain 100 GWh**
 - Efficacité énergétique des appareils **Gain 500 GWh**
 - Diminution des pertes réseau **Gain 9% -> 7,5%**
 - Éclairage public **Gain 50GWh**
 - Répartition de la consommation **Gain 100 MW pointe**
- **Transports**
 - **MDE Transports. 50% de véhicules en moins par rapport à la tendance (tendance = 766000 véhicules 2030, d'après scénarii DRIRE)**
 - **50% de véhicule.km électriques en 2030. 777 GWh en 2030**

* Ibid.

10.1.2. Les Productions

Plusieurs simulations ont été réalisées pour atteindre des taux de pénétration ENR très élevés : 95% ou 100% Nous présentons ci-dessous un scénario de production, à partir du scénario de consommation ARER-50% intégrant 50% de véhicules électriques en 2030. Les résultats sont représentatifs des autres simulations.

Scénario *ARER-50%-95%EnR* :



Scénario ARER-50%véhic élect.-100%EnR. (cf [R2]). Productions moyennes journalières (MW) en 2030. Scénario intégrant la montée en charge de la filière bagasse énergie via les centrales à gazéification (bagasse gazéifiée = « bagaz ») type BIG-CC : 1000 GWh électriques produits au total en 2030, dont une partie est stockée sous forme de gaz afin de produire une base les 6 premiers mois et une production de pointe en TAGs

Première approche de production à forte composante EnR avec :

Productible	MW	Remarques
Bagasse (MW max)		1000 GWh/an (hors pertes de stockage)
Charbon (MW)	0	
Biomasse (MW)	40	8760 h/an
Géothermie (MW)	60	8760 h/an
ETM (MWc)	100	7213 h/an
Hydraulique (GWh)	574 GWh	Stocké le jour
houle (MWc)	60	2300 h/an
Éolien (MWc)	70	1500 h/an
PV installé (MWc)	650	1400 h/an
Biogaz (GWh)	232 GWh	*Biomasse méthanisée
Volume de stockage maximal	1000 GWh	Efficacité stockage 70%

Pour résumer :

- forte base renouvelable Géothermie 60MW + Océanothermie 100MW + « Bagaz » 60 MW
- forte composante PV 600 MW
- Efficacité de stockage à 70%
- La pointe est réalisée par biogaz et bagaz stockés et valorisés en TAGs
- Pas de charbon
- Pertes par stockage : 1,7% de la production annuelle
- Pertes par surproduction : 0,8% de la production annuelle
- Bilan du mix : 100% EnR
- Ce scénario à forte composante GAZ signifie
 - Une adéquation des futures centrales fossiles à l'utilisation de gaz (y compris la future Centrale Port Est)
 - Une évolution des Centrales thermiques Charbon Bagasse en centrales BIG-CC
 - Des infrastructures de stockage du gaz à grande échelle (comprimé ou liquide)

10.2. Analyse du foisonnement de la production photovoltaïque

Les scénarii de mix électriques présentés ci-dessus ont une forte composante Photovoltaïque intermittente et fatale, ainsi qu'une forte composante stockage/déstockage système compensant en particulier les intermittences de production du Photovoltaïques. Cette compensation, sur des échelles de temps supérieures au lancement des TACs (5 à 15 mn) ou à l'heure sera réalisée via les réserves de stockage considérables (2000 à 3000 GWh, telles que dimensionnées en première approche dans les simulations de Mix) : sur ces échelles de temps il apparaît que le monitoring réseau est viable au niveau système, il n'y a donc pas a priori de problème de faisabilité.

Néanmoins, à des échelles de temps inférieures (à l'heure ou au ¼ h), se posent des problèmes de sécurité réseau, de monitoring (quasi) temps réel, et clairement de limitation nécessaire de la quantité d'électrons fatals passant par le réseau. On retrouve à ces échelles de temps réduites la problématique réglée règlementairement de limitation à maximum 30% le taux des électrons fatals, ceci afin que le réseau ne puisse pas subir à des échelles de temps courtes (ou haute fréquence), disons 15 mn à 1h, une perte de production fatale de l'ordre de 30% de la production instantanée sur le réseau.

Il apparaît donc comme un sujet clé de connaître les effets de foisonnements du photovoltaïque, c'est-à-dire les taux de pertes de production à l'échelle de l'heure ou à une échelle de temps plus réduite.

Nous avons mené ces analyses en partenariat avec l'Université de La Réunion, à partir de data Météo France (données de rayonnement horaire) sur plusieurs sites, pondérés par les surfaces de toitures réunionnaises.

En une heure on ne peut pas **perdre au niveau du système insulaire plus de environ 45% de la puissance PV crête.**

Ce majorant reste probablement valable à des échelles inférieures car plus l'échelle de temps se resserre plus le foisonnement bénéficie de l'indépendance statistique des phénomènes météorologiques locaux.

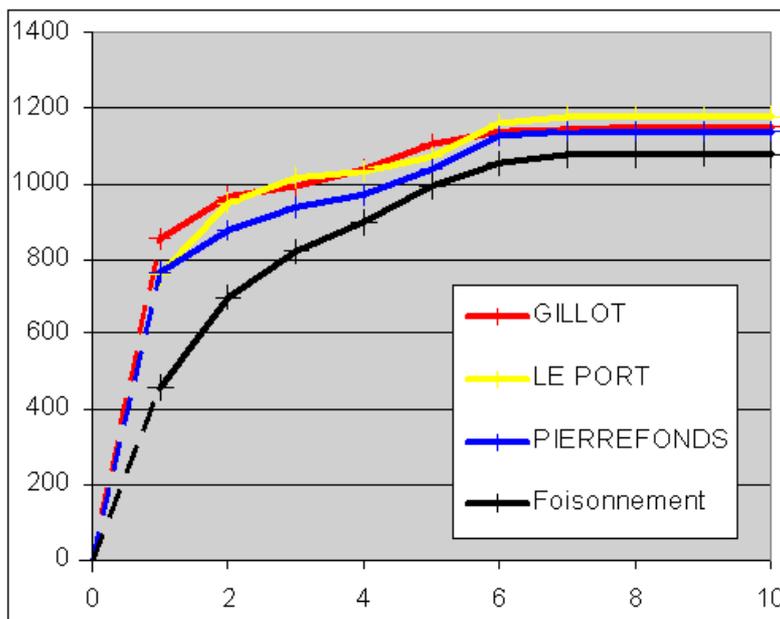


Figure 20: Analyse du foisonnement du rayonnement solaire

Analyse du foisonnement du rayonnement solaire à La Réunion, pour une centrale PV insulaire de 1000 MW répartie sur les toitures réunionnaises (Perte de puissance maximale en MW en fonction du délai de cette perte de puissance en h).

En une heure on ne peut pas perdre au niveau système insulaire plus de environ 45% de la puissance PV crête. Ce majorant reste probablement valable à des échelles inférieures car plus l'échelle de temps se resserre plus le foisonnement bénéficie de l'indépendance statistique des phénomènes météorologiques locaux.

10.3. Spécifications préliminaires des besoins de stockage décentralisé et centralisé

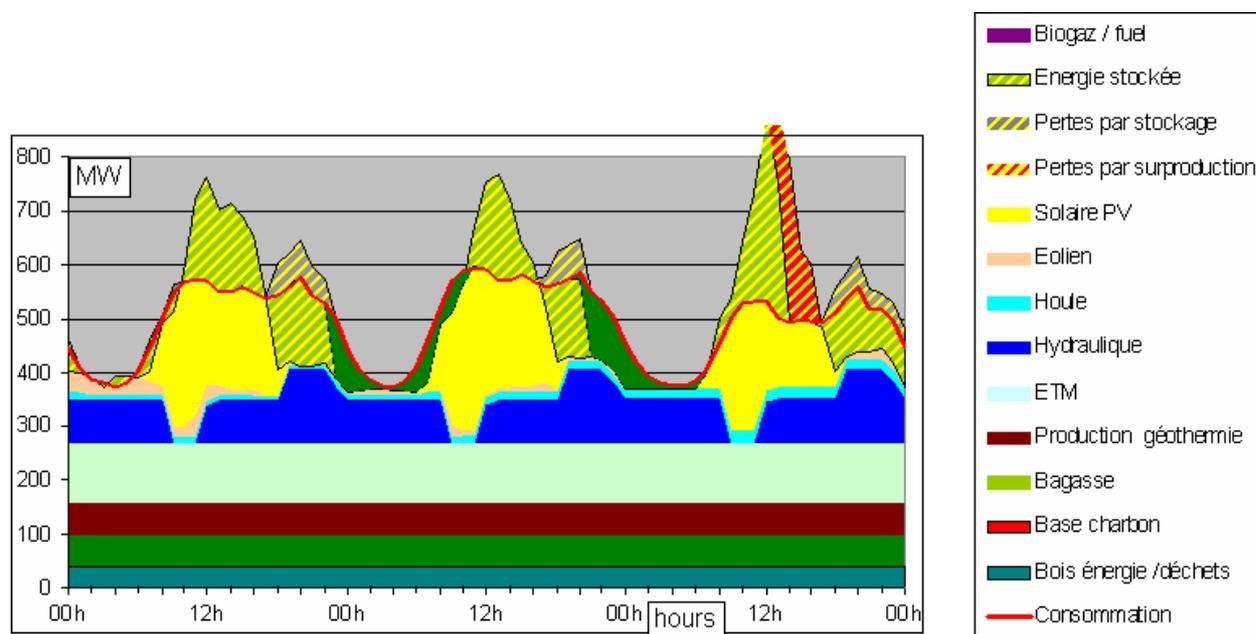


Figure 21: Analyse des pertes fatales aux échelles de temps inférieures à l'heure en fonction du taux de stockage décentralisé

Courbe de charge et répartition des productions pour une journée à fort ensoleillement et à fort taux d'EnR fatale sur le réseau (scénario ARER-50%-100%EnR).

La figure ci-dessus donne un exemple de production maximale PV sur le réseau pour une journée à très fort ensoleillement (Rq : la production PV a été simulée via la production éclatée insulaire sur plusieurs sites Réunionnais, tel que décrit dans le chapitre précédent).

Nous analysons ci-dessous les pertes maximales d'EnR fatale que le réseau pourra subir à l'échelle de temps de l'heure

- A partir d'un mix énergétique type maximal en EnR fatale tel que présenté sur le graphe ci-dessus
- A partir du résultat de foisonnement à 45% tel que décrit dans le chapitre précédent
- A partir du paramètre « Taux de stockage décentralisé ». Nous présumons que le stockage est
 - soit **centralisé** : les électrons sont produits sur le réseau vers un système de stockage délocalisé par rapport aux moyens de productions PV
 - soit **décentralisé** : les électrons sont produits hors réseau vers un système de stockage localisé vers les moyens de productions PV

Le stockage décentralisé peut jouer deux rôles :

- introduire de la garantie à la production fatale, en la stockant et en la déstockant ultérieurement
- limiter l'impact sur le réseau d'une perte de production fatale, puisque cette perte sera prioritairement répercutée sur l'alimentation du stockage in-situ

Ainsi, plus le stockage est décentralisé, plus l'impact d'une perte de production fatale pourra être répercuté prioritairement sur une perte en productions d'électrons naturellement hors réseau

Ces fonctionnalités présupposent évidemment la mise en œuvre d'un monitoring réseau sophistiqué donnant sa part juste aux algorithmes centralisés (cerveau central) et décentralisés (cerveaux locaux capables de compenser en temps réel une chute de fréquence).

Les simulations de mix énergétique telles que présentées ci-dessus proposent une répartition comme suit :

- Courbe de charge instantanée de 600 MW max
- Base, y compris hydraulique de minimum 280 MW
- Part d'EnR fatales (à plus de 90% PV) de 650 MW max
- Stockage centralisé réalisé par du stockage d'énergie primaire via le « bagaz » en production de pointe
- Stockage de l'électricité de contenance maximale 1000 MWh

La production électrique instantanée maximale (au midi solaire, à cause du PV) est donc de 930 MW, dépassant de 330 MW la courbe de charge instantanée

Les pertes maximales d'EnR fatales en 1h sont de l'ordre de $45\% \times 650 \text{ MW} = 290 \text{ MW}$.

Il en résulte que

- si le **stockage de l'électricité est intégralement réalisé en décentralisé** et
- si les intermittences occasionnées sur la production EnR fatale sont prioritairement impactée sur la production électrique stockée en décentralisée

alors la perte instantanée d'EnR fatale est NON VUE PAR LE RESEAU aux échelles de temps de 1h et moins !

Les éléments de pré dimensionnement présentés ci-dessus sont dépendants du mix énergétique considéré, et en particulier de la part de base et d'EnR fatales. Leur simulation sur le scénario ARER-50%-100%EnR 2030 permet d'obtenir des règles préliminaires de stockage à la hauteur d'une intégration à très grande échelle d'EnR fatales en particulier photovoltaïque.

Sur la base des simulations présentées précédemment, nous proposons les éléments préliminaires suivants de dimensionnement du stockage à La Réunion :

Hypothèses type scénarii ARER-incluant 50% de véhicules électriques

- ~ 4200 GWh de production annuelle
- ~ 66 % de la production par des bases ou semi-bases (Charbon ou Géothermie, Océanothermie, bagasse, bois énergie et déchets, hydraulique)
- ~ 20 % de la production par des EnR à très forte composante PV
- ~ 13 % de la production par du stockage primaire ou électrique
- Rendement moyen du stockage : 70%

- **Ordre de grandeur de l'énergie primaire stockée (bagaz biogaz) : 200/400 GWh**
- **Ordre de grandeur du volume de stockage électrique : 1000 MWh**

- **Répartition du stockage électrique en décentralisé/centralisé à définir au mieux pour respecter un impact minimal sur le réseau des pertes fatales**
- **Le stockage électrique décentralisé est prioritaire par rapport au stockage centralisé.** Par exemple Si 100% du stockage électrique (1000 MWh) est réalisé en décentralisé, et si les pertes fatales sont impactées prioritairement sur ce stockage, alors le réseau ne voit quasiment pas les pertes fatales aux échelles de temps inférieures à l'heure
- La part de stockage électrique décentralisée devra également être analysée en regard des contraintes de coût de production pour les exploitants de centrales PV et des tarifs d'achat spécifique de l'électricité stockée

11. Objectifs de réalisation des solutions de stockage

Il apparaît ainsi deux types d'objectifs pour les solutions de stockage :

- **un objectif temporel** : les solutions de stockage doivent être employées à des échelles individuelles de l'ordre de 10MW dès 2013
- **un objectif dimensionnel** : les solutions de stockage doivent répondre à terme (2030) à des dimensions globales de l'ordre de 600MW/3000MWh dont une part dominante en décentralisé.

- **Solutions de stockage de l'électricité opérationnelles dès 2013**
- **Taux d'installations du stockage en 2013 : ~10 MW**
- **Stockage in-situ (décentralisé) côté producteur ENR de l'ordre du MW opérationnel en 2013**
- **Stockage système opérationnel par la suite**
- **Ordre de grandeur du stockage global à l'horizon 2030 :**
 - 200 à 400 GWh de stockage centralisé principalement via énergie primaire
 - 1000 MWh de stockage électrique (cycle journalier) principalement en décentralisé

PARTIE IV

Plan de développement multi-filière du stockage à La Réunion

Plans de développement mono-filières

La mise en œuvre d'une nouvelle technologie et son développement à grande échelle signifie son adéquation avec un contexte multidimensionnel :

- **Technique** : cette technologie répond-elle efficacement à un besoin ?
- **Économique** : cette technologie propose-t-elle des coûts compétitifs ?
- **Environnemental** : l'impact sur l'environnement est-il acceptable ?
- **Réglementaire** : cette technologie est-elle en adéquation avec les réglementations actuelles et futures ? En particulier de point de vue de la sécurité des installations.
- **Socioculturel** : cette technologie est-elle acceptable par la société ?
- **Politique** : la technologie et ses usages bénéficient-ils d'un soutien politique ?

Les plans de développement des filières de stockage se doivent de traiter l'ensemble des aspects précédents. Cela peut se faire selon les axes suivants :

- Recherches et études
 - Techniques, économiques, fiscales, environnementales, réglementaires et sur l'aménagement et la construction des installations
- Projets pilotes
 - Expérimentation et démonstration
- Actions de formations
 - développement des compétences locales
- Actions d'information et d'éducation
 - développement de l'acceptation sociale
- Gouvernance et financement
 - Mobilisation/organisation des parties prenantes et constitution des budgets pour la mise en œuvre des actions et projets

Ces axes se croisent et certains projets se situeront à leur interface.

Ces thématiques sont communes à toutes les applications du stockage. Ces thématiques seront développées ici dans un cadre spécifique à des plans de développement du stockage pour toutes les applications utiles à l'autonomie énergétique, entre autres le stockage de l'électricité dans le cas d'un réseau en ZNI à forte composante ENR fatale. Elles sont aussi traitées dans le cadre de PRINCESSE.

Par ailleurs, il faut noter que le développement des filières de stockage peut être envisagé de deux manières complémentaires :

- le développement multi-filière et multi-technologique du stockage
- les développements mono-filières et mono-technologiques du stockage

Les chapitres suivants traiteront d'abord du développement multi-filière du stockage selon les axes « Recherche et études », « Projets pilotes » et « actions d'information et d'éducation ». Puis seront abordés les développements mono-filières.

La thématique « Gouvernance et financement » sera globalement traitée dans la partie V.

12. Recherches et études multi-filières

La recherche et les études multi-filières se font selon les aspects techniques, économiques, fiscaux, environnementaux et réglementaires ainsi que sur l'aménagement et la construction des installations. Elles doivent permettre d'établir des comparaisons entre les technologies selon leurs caractéristiques propres et selon leurs applications.

La sélection d'une technologie de stockage doit tenir compte des :

- Caractéristiques/contraintes propres à la technologie
- Caractéristiques/contraintes des applications possibles
- Caractéristiques/contraintes de la production ENR
- Caractéristiques/contraintes du système énergétique (conso, prod et réseau)

Dans ce cadre, les premiers travaux menés à La Réunion concernent le stockage de l'électricité dans le cadre d'un réseau électrique à forte composante ENR fatale.

Ainsi, les tableaux et graphiques suivants donnent un premier aperçu de la classification possible d'un certain nombre de moyens de stockage de l'électricité selon divers critères (critères techniques, plage d'utilisation ou filières d'applications).

	Hydraulique gravitaire	Air comprimé	Batteries électrochimiques (Pb)	Batteries à circulation	volant d'inertie	supercapacité	SMES	H2
Puissance	10MW - 2GW	100MW - 1GW	1kW - 10MW	100kW - 10MW	1kW - 1 MW	1kW - 100kW	~ 100kW	1kW - 200kW
Capacité	100MWh - ...	100 à 10000 Mwh	0,1 à 40 MWh	10 à 100MWh	~ kWh	~ 100Wh	~ 500Wh	?
Rendement	0,6 à 0,8	0,50	0,75	0,7 - 0,8	0,80	>0,9	>0,9	0,25
Cycles admis	>10000	?	100 - 1500	2500 - 10000	>10000	>10000	>10000	?
Réactivité	min	?	ms	ms	ms	ms	ms	?
Maturité	+++	+++	+++	+ / +++	++	++	++	- / +

Tableau 24 : classification des solutions de stockage de l'électricité selon des critères techniques

	Puissance	Temps de décharge	Temps de réaction	Fréquence d'utilisation	technologies
Différer/ Ecrêter	MW	h	min	journalier	<ul style="list-style-type: none"> Batteries à circulation NaS Air comprimé Hydraulique
Stabiliser f et V	kW - MW	s	ms	Plusieurs fois par jour	<ul style="list-style-type: none"> Supercapacités SMES NaS Batteries Volant d'inertie
UPS	kW - MW	min	ms	occasionnel	<ul style="list-style-type: none"> Batteries à circulation NaS SMES Batteries Volant d'inertie
Sites isolés	kW	j	s	journalier	<ul style="list-style-type: none"> Batteries à circulation NaS Batteries

Tableau 25 : classification des solutions de stockage de l'électricité selon la filière d'application

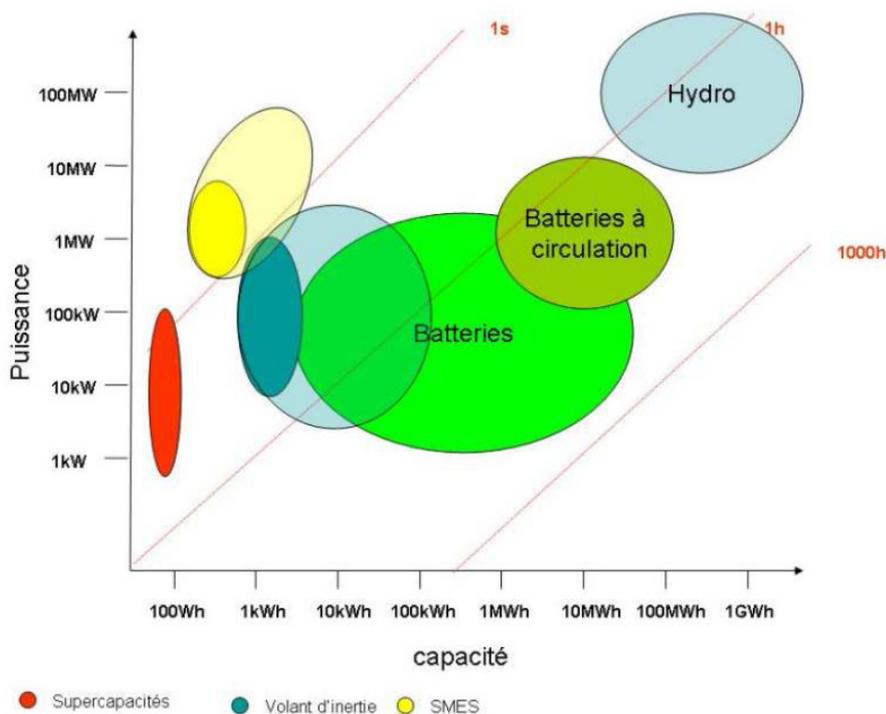


Figure 22: classification des stockage selon le couple puissance / capacité

Il existe donc un premier travail sur la caractérisation des différentes filières de stockage. Plusieurs approches parallèles devront être mises en œuvre pour cela.

12.1. Caractérisation des technologies de stockage

Cette phase devra s'atteler aux caractéristiques techniques des différents modes de stockage, à savoir (et sans que cette liste soit exhaustive) :

- Rendement,
- Plage de puissance,
- Capacité,
- Sensibilité au signal en entrée,
- Réactivité du signal en sortie,
- Coût actuel et prospectif,
- Durée de vie,
- Impact environnemental,
- Analyse du cycle de vie,
- ...

Mais il s'agira aussi d'analyser le contexte juridique, fiscal ainsi que l'impact sur l'aménagement et la construction des installations. Il faudra de plus proposer des améliorations à ce contexte.

Il faudra autant que possible coupler une analyse bibliographique à une analyse in situ des différentes technologies, grâce notamment à des projets de modélisation.

Les deux cas de figure de systèmes stationnaires et de systèmes embarqués devront être analysés.

12.2. Caractérisation des potentiels énergétiques, des productions ENR intermittentes et du système énergétique à La Réunion

Il s'agit de caractériser le contexte énergétique du stockage à La Réunion.

L'étude des potentiels énergétiques exploitables à La Réunion est un préalable. Comme cela a été fait au chapitre 4, cela dresse un cadre de développement de l'autonomie énergétique réunionnaise, donc un cadre pour le développement des ENR intermittentes et du stockage. Les études ainsi envisagées ne sont pas spécifiquement à des finalités de développement du stockage. Elles ne seront donc pas listées ici, hors mis celles relatives au potentiel intermittent.

De plus, il s'agit de caractériser précisément les productions ENR intermittentes. Il faut notamment apporter les éléments de réponse suivants :

- Mise en place d'un système d'information géographique sur les ressources,
- Modélisation des performances des ENR en fonction des technologies et des environnements,
- Analyse technico-économique des systèmes
- Sensibilité de la source au signal du réseau,
- Capacité à fournir de l'énergie réactive
- Les composantes du signal électrique de la source,

Ces données peuvent être atteintes par plusieurs canaux. Les énergéticiens peuvent apporter des précisions sur un certain nombre de ces points, notamment sur les aspects de saisonnalité et de foisonnement mais aussi sur le calage de leurs sources électriques à la fréquence du réseau.

Concernant le système énergétique, il s'agit-là de préciser les caractéristiques suivantes, à des échelles régionales et locales :

- consommations : par catégorie de consommateur et selon une approche géographique, courbes de consommations quotidiennes (courbes de charge dans le cas de l'électricité)
- productions : par source d'énergie et selon les unités de production « classiques », courbes de production quotidiennes et, dans le cas de l'électricité, caractéristiques du signal électrique, réactivités et règles de garantie active/puissance réactive
- réseau énergétique : caractérisation du transport et de la distribution de l'énergie, ; en particulier pour l'électricité, par niveau de réseau et par type d'équipement, caractéristiques des lignes et des postes
- gestion du réseau : règles et moyens de gestion mis en œuvre par le gestionnaire
- prospective des consommations et des besoins en production

La détermination du contexte énergétique réunionnais et de son développement fournira les éléments de dimensionnement des solutions de stockage.

12.3. Caractérisation des applications du stockage et dimensionnement technico-économiques des solutions de stockage

Il est également important de définir le cahier des charges des différentes filières d'application du stockage (site isolé, écrêtage de pointes sur le réseau, couplage ENR pour garantie de signal...).

Cette caractérisation permettra de déterminer les filières de stockage les plus appropriées à chaque domaine d'application ainsi que les dimensionnements technico-économiques des solutions. Il s'agit là de confronter les deux parties 12.1 et 12.2.

Dans ce cadre, plusieurs filières d'utilisation du stockage seront à caractériser à travers des cahiers des charges spécifiques.

Il s'agit des applications suivantes:

Stockage de carburants et combustibles :

- A des fins de production d'électricité
- à des fins de transports
- à des fins d'usage dans le résidentiel, le tertiaire, l'industrie et l'agriculture

Stockage de l'électricité :

- à des fins de transports
- à des fins de consommation électrique :
 - **<50kW :**
Stockage système sur sites isolés à vocation technique (exemple : relais télécom),
 - **50 à 100kW :**
Stockage système sur sites isolés à vocation habitat (exemple : La Nouvelle),
 - **100kW à 1MW :**
Stockage décentralisé in-situ côté consommateur, décentralisé - écrêtage de pointes sur le réseau électrique
 - **Ordre du MW :**
Stockage décentralisé in-situ côté producteur ENR pour « garantir » la production intermittente
 - **Ordre de la dizaine de MW :**
Stockage centralisé système côté gestionnaire du réseau pour apporter la stabilité globale du système

Pour chacune de ces filières, il s'agit aussi d'établir le dimensionnement des solutions de stockage et de faire des comparaisons technico-économiques entre les technologies de stockage pour faire ressortir les plus adaptées.

Ainsi, les trois catégories de stockage devront être étudiées :

- Stockage in-situ côté producteur
- Stockage in-situ côté consommateur
- Stockage système

Dans le cas du stockage de l'électricité à des fins de transport, les deux cas de figure « stockage système » et « stockage in-situ côté consommateur » devront être envisagés. En particulier, une station service « électrique » pourra être considérée comme un stockage système alors qu'une batterie de « recharge » individuelle se chargeant dans un foyer devra probablement être considérée comme un stockage in-situ consommateur.

Par ailleurs, le stockage de carburants et combustibles devra être minutieusement étudié. Certaines complémentarités avec les ENR fatales dans le cas de la production électrique pourront être relevées. Cependant, la principale question sera celle du stockage saisonnier, notamment celui de la bagasse.

12.4. Etudes finalisées, en cours et à venir

Caractérisation des technologies de stockage	
Intitulé et description	Planning
Stockage stationnaire d'électricité. Les technologies, les applications et les possibilités à la Réunion Etude bibliographique multi-filières qui retrace les principales caractéristiques des technologies de stockage	2006-2007
Stockage stationnaire d'électricité - EDELVEISS Projet du CEA avec participation de l'ARER de caractérisation des technologies avec une analyse du vieillissement	2008-2009
Stockage stationnaire d'électricité - Analyse des contraintes environnementales, réglementaires et d'aménagement, construction, exploitation et démantèlement Il sera nécessaire de mener une étude comparative de l'impact environnemental des solutions de stockage, au travers notamment de la caractérisation du contenu en énergie grise et en CO2 de ces solutions. Mais aussi l'identification des réglementations applicables et de l'impact sur l'usage des sols.	2009
Stockage stationnaire d'électricité - Etude du cadre juridique et fiscal et propositions d'un cadre futur	2010
Stockage embarqué d'électricité - Caractérisation des technologies	2010
Stockage embarqué d'électricité - Analyse des contraintes environnementales, réglementaires	2010
Stockage des biocombustibles - Caractérisation des technologies	2010
Stockage des biocombustibles - Analyse des contraintes environnementales, réglementaires et d'aménagement, construction, exploitation et démantèlement	2010
Etude du comportement des technologies de stockage en situation réelle Il s'agit là des études issues des expérimentations sur les sites pilotes, en particulier grâce à la plateforme PV garantie. Cet aspect-là s'intéresse exclusivement aux caractéristiques des technologies indépendamment de l'application	2010-2015
Veille et mise-à-jour des données, incluant prospective des caractéristiques Les travaux précédents devront être continuellement mis-à-jour et complétés en fonction des avancées et des innovations	2009-2015

Caractérisation des potentiels énergétiques, productions ENR et du système énergétique	
Intitulé et description	Planning
Schéma Régional Eolien	2004-2005
Potentiel PV de La Réunion Cette étude a évalué le potentiel PV en toiture selon les communes réunionnaises.	2007
Foisonnement PV Une partie de l'étude de mix énergétique a permis de traiter le foisonnement du photovoltaïque à La Réunion.	2008
Potentiel Energie des Mers	2008-2009
Potentiel biomasse (solide, liquide et gazeuses)	2009-2010
Plateforme expérimentale du PV garanti Montage projet multi-acteurs de plateforme expérimentale du PV Garanti (avec aide EDF pour identifier SPECS)	2009-2010
Caractérisation du système énergétique réunionnais à des échelles régionales et locales : <ul style="list-style-type: none"> - consommations - productions - réseau électrique - réseau de distribution de carburants et combustibles - gestion du réseau - prospective des consommations et des besoins en production 	2009-2010
Caractérisation des signaux électriques ENR intermittents, interactions avec la fréquence du réseau et capacités à fournir de la puissance réactive Etude des caractéristiques des ENR intermittentes d'un point de vue qualité de signal et étude de leur capacité à fournir/absorber de la fréquence et de la puissance réactive. Cela pourra notamment se faire grâce à la plateforme expérimentale PV garantie.	2010-2013

Caractérisation des applications du stockage et dimensionnement technico-économiques	
Intitulé et description	Planning
PV et stockage H2 pour antennes relais Ce projet a permis de caractériser le dimensionnement d'un système PV-H2 pour antennes relais.	2007
Micro-réseau, mix et stockage à La Nouvelle Ce projet a permis de caractériser un besoin de stockage centralisé sur l'îlet de La Nouvelle à Mafate. Deux solutions ont été étudiées : batteries PB et Hydrogène.	2008
Stockage par pompage et batteries Vanadium sur La Perrière Ce projet a étudié la possibilité d'offrir de la production garantie de pointe à partir d'une ferme éolienne, via stockage par pompage et par batteries Vanadium.	2008
Production d'H2 à partir de l'éolien Ce projet étudie les conditions technico-économiques de production d'H2 à partir de l'électrolyse de l'électricité éolienne.	2008
Veille sur la production combinée H2 et O2 en milieu hospitalier Cette action a visé à établir une veille sur la possibilité de combiner production d'O2 à des fins médicales et fourniture d'électricité de secours à partir d'H2.	2007-2008
Mise en place de vélos « solaires » à St Leu	2006-2007
Transports propres Hydrogène et Méthane sur le TCO	2008
Etude sur stockage décentralisé PV : stratégie de garantie et d'achat Analyse des coûts et proposition de tarification de l'énergie fatale stockée sur plusieurs scénarii de production décentralisée garantie	2009
Ecrêtage des pointes de consommations d'établissements tertiaires Etude technico-économique de l'écrtage des consommations grâce au stockage : analyse des typologies de consommateurs, critères de rentabilité, étude de cas typiques	2009-2010

<p>PEPITE « électrification hybride ENR – H2 »</p> <p>Le projet PEPITE (pour « Projet d'Etudes et d'expérimentation de Puissance pour la gestion des énergies Intermittentes par les Technologies Electrochimiques ») est un projet financé par l'ANR et piloté par Hélion.</p> <p>L'objectif est de démontrer la faisabilité de la filière « électrification hybride ENR – H₂ » comme solution pour la gestion des énergies renouvelables intermittentes. Il s'agira de constituer des références architecturales afin d'optimiser la réalisation ultérieure de systèmes et de réussir une expérimentation de terrain significative.</p>	2008-2010
<p>Mix énergétique 2030</p> <p>L'étude de mix énergétique a permis d'établir une vision dynamique du fonctionnement du stockage et des règles de répartition entre stockage centralisé/décentralisé.</p>	2008
<p>Etude comparative de stockage système basés sur les technologies par pompage et VRB</p>	2009
<p>Analyse technique et économique du potentiel stockage biogaz et bagasse pour la production électrique, les transports et les combustibles pour le résidentiel, tertiaire,...</p> <p>Analyse des moyens et potentiels de stockage du biogaz ainsi que de la biomasse y compris la bagasse sous forme asséchée ou sous forme biogaz</p>	2009-2010
<p>Analyse transports électriques et stockage système</p> <p>Analyse technico-économique d'un système insulaire de transports électriques. Influence sur le mix énergie et sur le stockage.</p>	2009-2010
<p>Etude et modélisation « réseau, consommation, production PV et stockage » selon maillage au niveau de la commune</p> <p>Etude technico-économique de l'adéquation consommation = production – perte avec une modélisation à l'échelle de la commune</p>	2010-2011
<p>Prospective et optimisation système électrique du futur</p>	2011-2013
<p>Etude du comportement des solutions de stockage en situation réelle</p> <p>Il s'agit là des études issues des expérimentations de couplage stockage – réseau et/ou ENR sur les sites pilotes, en particulier grâce à la plateforme PV garantie.</p>	2010-2015

13. Projets pilotes multi-filières

Les projets pilotes visent trois fonctionnalités : les études via l'expérimentation, la formation via des travaux pratiques et l'information via la démonstration.

Du point de vue de l'expérimentation, ces projets permettront d'étudier les interactions avec le système électrique, le couplage à de la production ENR intermittente, la caractérisation des applications du stockage et l'expérimentation des technologies. Ces projets peuvent inclure une plateforme expérimentale avec des équipements plus variés et de plus petite échelle. Ces projets serviront de support de formation. Ils auront aussi une forte portée démonstrative et de communication auprès des acteurs réunionnais, aussi bien auprès du grand public, des investisseurs que des décideurs politiques.

Sites pilotes	
Intitulé et description	Planning
Plateforme expérimentale ENR intermittentes et stockage Montage et mise en opération pour étude et test pour 2010 <u>Sites déjà identifiés :</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Plateforme PV garantie à l'IUT de St Pierre 	2009-2010
Solutions de stockage de l'électricité d'une puissance de 100 kW Installation et test en couplage avec des ENR intermittentes et/ou consommateur tertiaire/industriel <u>Sites déjà identifiés :</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ IUT de St Pierre ○ Hôtel de Région ○ Usine de production de CES 	2010-2011
Solutions de stockage de l'électricité d'une puissance de 1 MW Installation et test avec le réseau et/ou des ENR intermittentes <u>Sites déjà identifiés :</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Expérimentation NaS 1MW d'EDF ○ Stockage hydraulique sur La Perrière 	2011-2013
Solutions de stockage de l'électricité d'une puissance de 10 MW Installation et tests en couplage sur le réseau	2013-2015
Transports en communs « électriques »	2010-2011
Transports individuels « électriques »	2013-2015
Stockage du biogaz issu des déchets	2011-2013
Stockage du biogaz issu de la bagasse	2013-2015

14. Formations multi-filières

Cet axe doit permettre de développer les compétences locales au travers de la formation initiale des étudiants, les futurs techniciens et cadres de La Réunion, mais aussi au travers de la formation continue des techniciens et cadres en situation professionnelle.

14.1. Formation initiale

Il s'agirait dans cet axe de renforcer l'existant, à savoir la licence professionnelle ENR basé à l'IUT de St Pierre qui reste la filière de prédilection pour former les futurs salariés du secteur des ENR à La Réunion.

Une intervention est effectuée pour l'heure dans la licence mais qui reste trop peu développée pour apporter de réelles compétences aux étudiants. Il conviendrait alors de développer un module complet sur le stockage de l'énergie dans cette licence, à l'instar de ce qui est fait pour les ENR notamment.

Dans le cadre de ce module, les axes suivants pourraient être proposés :

- Introduction à la problématique du stockage : durée d'intervention de 4 heures,
- Technologies de stockage : durée d'intervention de 20 heures,
- Aspects économiques et environnementaux : durée d'intervention de 6 heures.

Par la suite, et pour commencer à développer une réelle filière universitaire du stockage à La Réunion, il semblerait pertinent de proposer une spécialisation M2 sur cette thématique. Les thèmes précédents seraient abordés avec un niveau de détails bien plus important. On s'attacherait également à travailler sur du dimensionnement d'installations selon la technologie et les filières d'applications.

Dans ce cadre, la plateforme PV garanti serait un outil de travaux pratiques idéal permettant de mettre en application le stockage sous différentes formes.

Afin de développer cette nouvelle filière de formation, il convient de travailler avec le rectorat et de faire accepter ce nouvel axe d'enseignement. En ce qui concerne le financement, cette formation étant proposée par l'Université de La Réunion, elle serait donc tout naturellement financée par l'Education Nationale. En ce qui concerne, les intervenants de cette formation, il semble pertinent de privilégier des intervenants professionnels qui ont le bagage technique adéquat pour ce faire. Ces intervenants peuvent être d'origine régionale ou d'origine nationale.

14.2. Formation continue

En parallèle de la formation initiale, il faut également développer la formation à l'attention des professionnels déjà en activité, i.e. la formation continue.

Pour ce faire, il pourrait être proposé dans un premier temps deux sessions de formations par an. Ces sessions, d'une durée d'une semaine complète environ (programme comparable à ce qui est proposé dans la licence professionnelle) seraient également animées par des intervenants professionnels.

Elle pourrait s'adresser aux ingénieurs de bureaux d'études liés au domaine énergétique ainsi qu'aux gestionnaires de flux ou aux responsables énergie des collectivités territoriales par exemple.

En ce qui concerne le financement, cette formation serait financée par les inscriptions des stagiaires.

14.3. Actions de formation à mettre en œuvre

Ci-joint un tableau récapitulatif des actions à mettre en œuvre sur les prochaines années afin de pouvoir développer cet axe de formation à La Réunion.

Formations	
Intitulé et description	Planning
Définition du programme, définition d'un programme marketing et contact avec les intervenants pour la session de formation continue	2009
Rédaction d'un argumentaire à l'attention du Rectorat pour positionner une filière initiale de stockage afin d'obtenir l'assentiment de ce dernier pour développer cette filière	2009
Définition du programme du module de la licence et contacts avec les intervenants	2009
Lobbying auprès de l'Education Nationale pour la création d'une spécialisation M2 sur le stockage	2009
Premières sessions de formation continue	2010
Première session de la licence	2010
Définition du programme de la spécialisation M2 stockage et contacts avec les intervenants ou professeurs	2010
Première session de la spécialisation M2 stockage	2011

15. Information et éducation multi-filières

Il s'agit dans cette phase d'identifier les contraintes sociologiques s'appliquant au système stockage et de proposer par des vecteurs d'informations et d'éducatons appropriés de lever les barrières ainsi mises à jour.

15.1. Etudes des contraintes sociologiques

Deux types d'acteurs doivent être concernés par cette approche : les acteurs intermédiaires et les destinataires finaux ou usagers. On entend par acteurs intermédiaires les professionnels amenés à installer les systèmes techniques ainsi que les institutions et associations qui ont pour mission d'accompagner ces projets alternatifs. En définitive, il s'agit de tous les acteurs à l'interface entre les concepteurs des projets et les futurs usagers.

En ce qui concerne les premiers, il conviendra de caractériser les dispositions des acteurs à participer à la démarche ou à la contrarier. En effet, les acteurs institutionnels supposés mieux informés mais surtout censés peser dans les choix des systèmes sociotechniques risquent de ne pas être de véritables alliés ; ce qui suppose de bien circonscrire les représentations qui conditionnent leurs logiques d'intervention.

Il sera également question de cerner les réseaux: les liens forts et les liens faibles des systèmes d'acteurs impliqués de manière à identifier dans quelle mesure les premiers peuvent constituer des facteurs d'inertie alors que potentiellement, il s'agirait d'activer des liens faibles de manière à faciliter la promotion et la diffusion de l'innovation.

Ainsi résumés, les enjeux liés à cette catégorie d'acteurs sont les suivants :

- Analyse des perceptions des potentialités de diffusion des filières sur la base de grilles AFOM (Atouts, Faiblesses, Opportunités, Menaces) qui favorisent la mise en perspective des leviers à actionner pour accompagner les projets.
- Caractérisation des modes de fonctionnement des divers réseaux d'acteurs (caractérisation des référentiels mobilisés, des enjeux énoncés, des logiques de partenariat, des potentialités d'activation).

Concernant les usagers finaux, leurs perceptions se construisent sur la base d'un savoir ordinaire trop généraliste qui dénote un manque réel de connaissances scientifiques sur le sujet. On sait que plus les usages du stockage (sous toutes ses formes) seront vulgarisés, plus les risques qui lui sont liés seront perçus comme techniquement maîtrisés donc socialement acceptables.

L'enjeu ici est donc de bien caractériser les conditions d'acceptabilité sociale de manière à concevoir autant de manières de promouvoir les systèmes de stockage qu'il y a de profils (catégories) de problématiques soulevées.

En définitive, Le cœur de la problématique, relève donc de quatre niveaux d'analyse différents :

- Celui des représentations sociales qui renvoie à la manière dont se construisent les connaissances ordinaires et/ou techniques,
- Celui de la sociologie du changement, des techniques et de l'innovation qui renvoie aux mécanismes de diffusion des procédés expérimentaux (du moins considérés comme tels),
- Celui de la sociologie des réseaux qui s'articule autour du concept d'acteur-réseau et qui permet d'explorer la manière dont il conviendrait de mobiliser les acteurs entre eux en faisant s'interpénétrer les réseaux. La recherche s'inscrira dans une analyse de type systémique de manière à embrasser l'ensemble des paramètres qui structurent les dispositions des acteurs intermédiaires situés au coeur du projet cette analyse systémique permettra d'élargir l'approche par les compétences aux différentes structures et différents réseaux d'acteurs. Il s'agira de raisonner en termes de marché.
- Ce sera l'occasion d'analyser les modalités de prescription ainsi que les dispositifs de captation mis en œuvre pour susciter l'intérêt (attirer l'attention) des acteurs pour cette nouvelle forme de production d'énergie.

15.2. Vulgarisation, communication technique, visite de sites

L'étude sociologique permettra d'identifier les actions d'information à mettre en place. Celles-ci seront ciblées selon le type d'acteurs. Elles pourront aussi être listées selon des axes d'actions :

- Vulgarisation via des brochures, des articles, des programmes TV et radio
- Communications et échanges techniques via publications, colloques et ateliers de travail
- Visites de sites

15.3. Actions d'information

Ci-joint un tableau récapitulatif des actions à mettre en œuvre sur les prochaines années afin de pouvoir développer cet axe d'information et d'éducation à La Réunion.

Information et sensibilisation	
Intitulé et description	Planning
Etudes des contraintes sociologiques	2009-2010
Vulgarisation	2010
Communication et échanges techniques	2010
Visites de sites	2011

16. Plans de développement mono-filières

Une fois la phase précédente finalisée, il sera dès lors nécessaire de mettre en œuvre des plans de développement mono-filières : une technologie et les applications possibles. Ce seront en quelque sorte des schémas directeurs pour chaque couple application – technologie stockage identifié.

En ce qui concerne la technologie H2, un schéma directeur global a été identifié et planifié dans le cadre d'un appel à projet de l'Agence Nationale de la Recherche. Il s'agit du projet METHEORE (pour « Méthodologie pour une Transition Hydrogène : Eléments d'Orientation pour la Réunion »). Le projet a été refusé mais sera à nouveau déposé en collaboration. Les détails sont positionnés en annexe 2.

Les plans de développement mono-filières (couple technologie-application) suivront une structure commune, déjà annoncée dans l'approche multi-filière. Il sera parfois judicieux d'associer au sein d'un même plan de développement plusieurs technologies pour une même application ou plusieurs applications pour une même technologie. Certains des projets au sein de ces plans de développement auront déjà été traités dans l'approche multi-filière. Certains projets seront parfois communs à plusieurs plans de développement mono-filières.

Par ailleurs, il est dès aujourd'hui possible d'identifier quelques filières à développer et pour lesquelles il sera nécessaire de mettre en œuvre un plan de développement spécifique.

16.1. Phasage des plans de développement mono-filières et filières déjà identifiées

Ces plans de développement devront faire suite aux développements multi-filières et se baser sur les résultats qui en découlent. En particulier, le choix des filières à développer sera issu de la phase précédente. **Ainsi, ces plans spécifiques de développement n'apparaîtront qu'à partir de 2011.**

Sur la base des travaux menés à ce jour, il est aussi possible d'identifier plusieurs filières prometteuses et nécessitant éventuellement un développement spécifique :

- Stockage in-situ sur site éolien/PV au sol avec la technologie par pompage
- Stockage in-situ sur site éolien/PV au sol avec la technologie VRB
- Stockage in-situ sur site éolien/PV au sol avec la technologie NaS
- Ecrêtage de pointe avec les technologies VRB / NaS
- Sécurisation électrique et production d'O2 sur sites hospitaliers via H2
- Stockage système (centralisé) via pompage, VRB et NaS
- Stockage/stabilisation système via production d'H2 à des fins de carburants
- Transports collectifs H2
- Transports collectifs Méthane
- Stockage de biogaz issu des déchets et de la bagasse

Le choix de ces filières doit être validé et les plans de développement associés devront faire l'objet d'une planification des actions et des financements

16.2. Structure des plans de développement mono-filières

Les plans de développement peuvent être décomposés en 4 lots de travail indépendants mais liés les uns aux autres. Cette décomposition permettra le cas échéant de déclencher une partie des actions sans avoir besoin de mettre en œuvre la totalité du projet.

Le premier lot vise un recadrage du contexte énergétique mondial et réunionnais et donnera un état de l'art du couple technologie-application au niveau mondial et français. Ce premier lot définira aussi un cahier des charges précis pour le système technologie-application au niveau réunionnais. Sur la base de ces informations, le lot 2 identifiera des scénarii de développement pour le couple technologie-application à La Réunion, en prenant en compte les contraintes et spécificités régionales. Dans le lot 3, toutes les contraintes identifiées a priori et s'appliquant au système seront analysées afin de déterminer dans chaque champ les actions à mener pour atteindre les objectifs finaux fixés. Enfin, le travail mené au sein du lot 4 consistera à mettre en musique toutes ces actions afin de définir des feuilles de route pour chaque scénario potentiel.

Les lots 1 et 2 ont déjà fait l'objet de travaux dans le cadre notamment de ce document mais méritent toutefois une attention plus détaillée afin de construire des scénarios tendanciels de développement du système application-technologie en corrélation d'une part avec les enjeux régionaux et d'autre part avec les avancées technologiques.

La partie la plus significative de ce travail réside dans le lot 3 et le travail d'analyse des différentes contraintes appliquées au système application-technologie. Parmi ces contraintes, on peut notamment citer les suivantes :

- Contraintes sociales : Comment implanter une nouvelle filière énergétique dans le paysage réunionnais pour qu'elle soit en accord avec la société ? Quels sont les impacts sur les comportements des personnes ? Quelles sont les actions à entreprendre pour faciliter l'acceptabilité de cette filière par la population ? Telles sont les questions auxquelles le projet devra répondre sur ce pan.
- Contraintes réglementaires : Dans quel cadre législatif s'intègre le système application-technologie pour l'heure ? Quelles sont les limites de ce cadre de développement ? Quelles nouvelles réglementations ou adaptations des lois existantes devraient être mises en place pour faciliter le déploiement de cette nouvelle énergie ? Telles sont les questions auxquelles le projet devra répondre sur ce pan.
- Contraintes techniques : Quelles adaptations sont nécessaires sur les systèmes actuels pour les rendre pleinement opérationnels dans un environnement tropical ? Quelles expérimentations doivent permettre de répondre à ces questions ? Quelle logistique ? Quelle taille pour les

systèmes ? Quelles familles d'applications ? Telles sont les questions auxquelles le projet devra répondre sur ce pan.

- Contraintes économiques : Quel dispositif de financement est judicieux pour favoriser le déploiement de cette nouvelle filière ? Quel budget total et selon quel échéancier ? Telles sont les questions auxquelles le projet devra répondre sur ce pan.
- Contraintes politiques : Quel affichage politique est nécessaire pour faciliter le déploiement de l'hydrogène ? Quelles décisions au niveau régional mais aussi national sont nécessaires pour ce faire ? Telles sont les questions auxquelles le projet devra répondre sur ce pan.

Afin de mener à bien la définition de tels plans de développement, les compétences suivantes seront nécessaires :

- Sociologie de l'innovation et de l'énergie,
- Stratégie économique énergétique,
- Interfaçage réseau système hydrogène,
- Système hydrogène (production, stockage, utilisation, transport et logistique),
- Réglementation de l'énergie.

PARTIE V :

Gouvernance et finances

17. Gouvernance régionale et outils de mise en œuvre

17.1. Outils de mise en œuvre – H₂-RUN et Agence du stockage

Développer une nouvelle filière énergétique nécessite de mettre en regard une structure de gouvernance apte à accompagner ce déploiement. Cette structure se doit dans son organisation de suivre également le développement de la filière, à savoir dans une première phase une structure d'accompagnement qui se transposerait à terme en une structure plus opérationnelle en charge de la mise en place de projets réels.

Le groupe H₂-RUN a été créé en novembre 2007 avec pour objectif d'étudier les filières de stockage et de mettre en œuvre leur développement à La Réunion. La filière Hydrogène tient une place particulière, en sa qualité de carburant propre. Les travaux du groupe s'insèrent dans le cadre du PRERURE et cherchent à y contribuer.

Le groupe H₂-RUN a été organisé autour d'un Conseil d'Orientation ainsi que d'un Comité Technique. Il regroupe toutes les composantes du tissu économique et politique local nécessaires à l'élaboration du schéma directeur Hydrogène Réunion.

Les compétences en son sein sont a priori suffisamment étendues pour lui permettre de remplir son rôle puisqu'on y trouve :

- Des acteurs industriels du domaine hydrogène,
- Des acteurs industriels liés au réseau électrique,
- Des membres de la recherche,
- Des instances dirigeantes permettant de répondre aux questions de financement et de stratégie,
- Etc.

A ce stade, **les études listées dans ce schéma directeur stockage Réunion sont majoritairement portées par le groupe H₂-RUN** ou par un de ses membres.

Par la suite, le passage en phase opérationnelle (vers 2013) nécessitera la mise en place d'une structure plus adéquate qui pourrait être dénommée **l'Agence Réunionnaise du Stockage (ARS)**. En effet, dès lors qu'il s'agira de mettre en œuvre des projets opérationnels (démonstration, pilote ou installations industrielles), le groupe H₂-RUN risque d'être confronté à son mode d'organisation et il semble nécessaire de basculer vers une structure possédant ses propres moyens financiers et humains.

Dans un premier temps, l'ARS compterait au minimum trois collaborateurs :

- Un ingénieur technique chargé du montage technique des projets,
- Un ingénieur d'affaires chargé de monter le consortium projet et de jouer l'interface avec les partenaires et financeurs,
- Un assistant administratif et financier.

Cette première phase d'une durée d'environ 3 ans coûterait donc environ 250 k€ par an. Pour des questions pratiques et afin de se reposer sur les compétences techniques dans le domaine du stockage, il serait pertinent d'héberger cette structure au sein de l'ARER pour bénéficier de son soutien pour tous les services connexes. Cette phase doit permettre de garantir la pérennité et l'autonomie financière à long terme.

Dans une deuxième phase, cette agence devrait certainement être renforcée d'un point de vue technique afin de mener à bien des projets supplémentaires et de plus grandes échelles.

Par la suite, la montée en charge de cette agence dépendra essentiellement du nombre de projets à mettre en œuvre, de leurs suivis et des finances allouées.

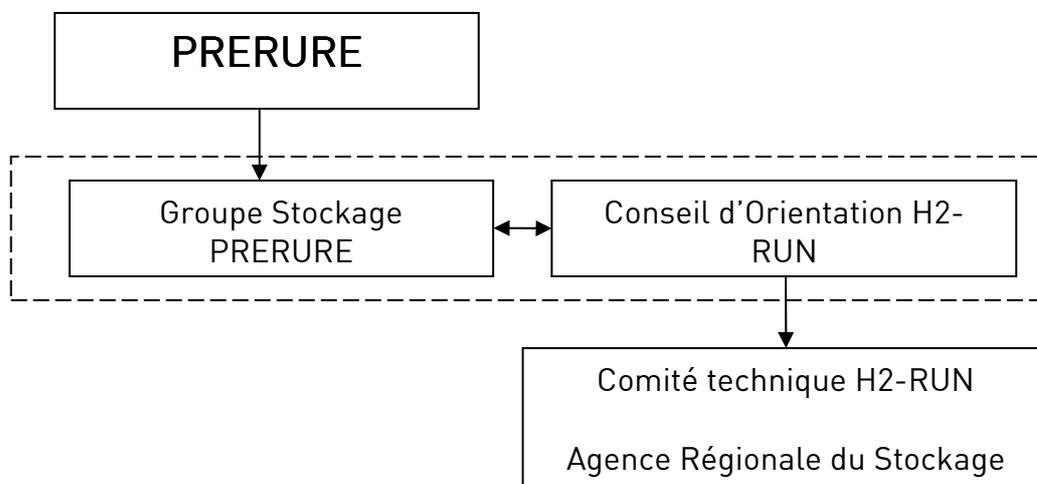
Agence du stockage	
Intitulé et description	Planning
Etude de faisabilité et business plan	2009
Montage de l'agence	2009
Financement de l'agence jusqu'en 2012	2010-2012
Auto-financement au-delà de 2012.	

17.2. Gouvernance régionale

Il est important de définir les interfaces entre ce projet et les autres structures locales ou nationales. Au niveau local tout d'abord, le travail portant sur ce Schéma Directeur Stockage Réunion doit être correctement interfacé avec le PRERURE d'une part et avec le projet GERRI d'autre part.

Concernant le PRERURE, une fiche Stockage & PRINCESSE a été validée en Commission Permanente du Conseil Régional au mois de juin 2008. Un groupe PRERURE stockage a été constitué. La fiche décrit dans ses grandes lignes les travaux à réaliser pour le compte du volet stockage. Y sont notamment inscrites les actions concernant les projets METHEORE et PRINCESSE ainsi que les budgets afférents. Dès lors, ce travail sur le Schéma Directeur Stockage semble correctement relié aux travaux du PRERURE. Il conviendra toutefois de mettre à jour cette fiche à la mi 2009 une fois les travaux des projets EDELVEISS et PEPITE rendus. En effet, ces travaux permettront de clarifier certains points et de mettre en avant les solutions de stockage qui semblent les plus pertinentes à La Réunion. Cette mise à jour permettra par ailleurs la levée de fonds pour la seconde étape du Schéma Directeur Stockage Réunion.

Le groupe H2-RUN souhaitant s'inscrire dans la lignée du PRERURE, il semble judicieux qu'une concertation et une cohérence soient atteintes entre le conseil d'orientation du groupe et le groupe PRERURE stockage. Ainsi, le PRERURE aurait un rôle d'orientation stratégique et le groupe H2-RUN un rôle de mise en œuvre.



En ce qui concerne le projet GERRI, la notion de stockage y est présente mais elle n'est pas suffisamment représentée en termes de livrables et de projets porteurs. Il conviendra donc à partir du mois de septembre 2008 de multiplier les actions auprès des porteurs du projet GERRI afin d'y intégrer de manière lisible des objectifs en terme de stockage. En effet, il s'agit là d'un enjeu majeur car le projet GERRI est amené à devenir un projet phare pour l'île de La Réunion (aussi bien en termes financiers que techniques) et il est donc indispensable que la thématique stockage y soit intégrée en amont.

L'interfaçage au niveau national doit se faire avec les principaux programmes touchant à la thématique du stockage. Le groupe H₂-RUN est déjà correctement identifié au niveau national par le biais de l'ARER en tant que représentant régional dans les groupes Rég'Hy'On et Stratég'Hy', groupes animés par l'ADEME. Ces groupes de travail sont des lieux d'échange et de communication autour du sujet hydrogène énergie. De plus, par la présence en son sein du CEA, de Air Liquide et de Hélium, le groupe H₂-RUN s'est assuré une remontée d'informations certaine au niveau de l'hydrogène. En ce qui concerne les autres sources de stockage, grâce aux liens tissés avec le CEA, des projets ont pu germés (EDELVEISS) et qui permettent d'avoir accès aux compétences stockage du CEA. Il conviendra toutefois de redoubler ces efforts pour s'assurer un affichage national important pour ces travaux touchant au stockage à La Réunion.

Gouvernance régionale	
Intitulé et description	Planning
Harmonisation de H2-RUN avec l'organisation du PRERURE	2009
Etude des interfaçages avec GERRI	2009

18. Financement

Le Schéma Directeur a identifié un grand nombre d'actions à mener. Dans l'état actuel, ces actions ne sont pas détaillées, notamment d'un point de vue budgétaire. Il est donc nécessaire de faire une évaluation financière des dépenses et d'identifier les recettes associées.

Il s'agit donc d'établir un « business plan » pour le SD stockage. Ce « business plan » est en partie fait pour ce qui est des actions 2009 menées par l'ARER.

18.1. Dépenses

Le Schéma Directeur a identifié un grand nombre d'actions à mener. Dans l'état actuel, les dépenses et leur planification restent à être précisées.

18.2. Recettes

En ce qui concerne les recettes, on peut identifier six sources :

- l'Etat
- les collectivités réunionnaises
- l'Union Européenne
- les producteurs ENR intermittents
- les consommateurs finaux
- financements carbone

18.2.1. Financements de l'Etat

L'Etat s'est récemment engagé fortement pour l'objectif d'autonomie énergétique de La Réunion. Son engagement financier est plus ancien et se situe à cinq niveaux :

- obligation et tarif d'achats ainsi que subventions indirectes : via EDF et la CRE
- fiscalité : crédit d'impôt et défiscalisation
- investissements directs en moyens de production : selon la PPI
- subventions et investissements directs en actions MDE/ENR : via ADEME
- financement de la recherche et de l'industrialisation : via l'ANR et l'All
- fonds de compétitivité des entreprises
- dotations de l'Etat : via les collectivités

18.2.2. Financements des collectivités réunionnaises - PRERURE

Au premier rang, on trouve le financement régional par le biais du PRERURE et de la fiche stockage. Les lignes budgétaires inscrites sur cette fiche devraient permettre de mener à bien une grande partie de la seconde phase du Schéma Directeur Stockage Réunion, à savoir les projets METHEORE et PRINCESSE, bien que ce dernier ne soit financé dans sa totalité.

18.2.3. Financements de l'Union Européenne

Les financements européens peuvent provenir de différents programmes. La liste suivante n'est pas exhaustive :

- Subventions à visée régionale :
 - o FEDER – Programmes Opérationnels Européens
 - o Fonds Social Européen
- Subventions par activité :
 - o Programme Cadre pour l'Innovation et la Compétitivité :
 - dont Energie Intelligente Europe
 - o Programme Cadre de Recherche et Développement

18.2.4. Financements des producteurs ENR intermittents

Il s'agit-là des investissements directs par les producteurs d'énergie.

18.2.5. Financements des consommateurs finaux

Il s'agit-là des financements venant des consommateurs finaux : directement ou indirectement via un mécanisme de mutualisation type CSPE.

18.2.6. Financements Carbone

Les réductions d'émissions de Gaz à Effet de Serre peuvent donner droit à des « crédits carbone » qui peuvent être échangés ou vendus sur les places d'échanges « environnementaux »³². Ici, les crédits seraient obtenus en constituant des « projets domestiques » impliquant une double additionnalité : environnementale et financière. Le cours actuel de la « tonne de carbone » est aux alentours de 15€. Les émissions réunionnaises d'origine énergétique sont d'environ 3,5 MTCO₂. Les « crédits carbone » peuvent donc générer des recettes aux alentours de 50M€ annuels.

18.3. Actions à mettre en œuvre

Financements	
Intitulé et description	Planning
Planification budgétaire des dépenses du SD Stockage	2009-2010
Proposition de planification budgétaire des recettes du SD Stockage	2009-2010
Recherche des recettes locales et régionales	2009-2010
Recherche des recettes nationales	2010-2011

³² Exemple : <http://www.blunext.eu/>

PARTIE VI

Suite du Schéma Directeur Volet Stockage du Programme 2009 de l'ARER

19. Suite du Schéma Directeur – Rationalisation de la gouvernance et des financements

Comme cela a été présenté précédemment, le Schéma Directeur Stockage se développe selon différents axes :

- Plans de développement multi-filières et mono-filières
 - o Etudes
 - o Projets pilotes
 - o Formations
 - o Informations
- Gouvernance et financement
 - o Gouvernance régionale
 - o Agence Réunionnaise du Stockage
 - o Financement du SD Stockage

D'un point de vue pratique, les plans de développement sont déjà entamés. Plusieurs acteurs réunionnais et nationaux mènent des programmes d'actions bien établis. C'est le cas de l'ARER, entre autres. Le volet Stockage de son programme 2009 est présenté plus loin. L'appropriation de ce Schéma Directeur par les acteurs réunionnais est nécessaire. Leur accord, via le PRERURE, de se fixer cette feuille de route commune est souhaitable.

Les aspects organisationnels et financiers globaux sont à mieux maîtriser et partager. Il s'agit-là d'une action de rationalisation prioritaire qui doit être menée avec le PRERURE et en bonne entente avec GERRI.

De plus, ce document est une première version qui devra faire l'objet d'une actualisation au fur et à mesure des avancées, notamment lorsque la gouvernance et le financement seront clairement établis.

20. Volet stockage du programme d'actions 2009 de l'ARER

PROJETS de Filières techno	Délivrables 2009	Partenaires identifiés
----------------------------	------------------	------------------------

Mix EnR Multi-filières

MIX E - ANALYSE COUTS	A partir des scénarii définis en 2008, travail sur les estimations de couts et d'externalités des différentes options de Mix Energétiques EnR et stockage	PRERURE Fiche Mix Energie
-----------------------	---	------------------------------

MIX E - ANALYSE SYSTEME TRANSPORTS ELECTRIQUES	Analyse technico-économique d'un système insulaire de transports électriques. Influence sur le mix énergie et sur la composante stockage.	PRERURE Fiche Mix Energie, TCO
---	---	--------------------------------------

FILIERE HYDRAULIQUE

NOTE OPPORTUNITE STOCKAGE HYDRAULIQUE CENTRALISE	Note d'opportunité (technique, économique, réglementaire) sur le stockage hydraulique (pompage turbinage) sur les pentes réunionnaises, en particulier à partir des systèmes de retenues collinaires existantes	PRERURE Fiche Hydraulique, Fiche Stockage
---	---	---

FILIERE REGULATION DU SYSTEME ELECTRIQUE – RSE**RSE**

PV - PRINCESSE - P/F PV GARANTI	<ul style="list-style-type: none"> _ Soutien au montage projet multi-acteurs de plateforme expérimentale du PV Garanti (avec aide EDF pour identifier SPECs) _ partenariat avec Université pour suivi ou/et dépôt de projets de recherche sur le sujet 	PRERURE Fiche Stockage, Groupe H2RUN
--	--	--

Stockage

SCHEMA DIRECTEUR STOCKAGE	<p>Participation aux comités techniques du groupe PRERURE_Stockage</p> <p>Soutien aux propositions de schéma directeur stockage Réunion, de fiche Stockage PRERURE et de plan d'action Stockage court et moyen terme</p>	PRERURE Fiche Stockage, Groupe H2RUN
COMPARAISON MULTI FILIERE STOCKAGE AVEC ANALYSE ENVIRONNEMENTALE ET REGLEMENTAIRE	<ul style="list-style-type: none"> _ Participation au projet CEA EDELWEISS de veille sur la comparaison multi-filières de stockage - Note technique de veille sur les comparaisons des solutions de stockage sur un plan environnemental, réglementaire et sur le plan de l'occupation de l'espace 	PRERURE Fiche Stockage, Groupe H2RUN

STOCKAGE DECENTRALISE- STRATEGIE GARANTIE ET ACHAT	Analyse des coûts et proposition de tarification de l'énergie fatale stockée sur plusieurs scénarii de production décentralisée garantie	PRERURE Fiche Stockage, Groupe H2RUN
STOCKAGE ECRETAGE CONSOMMATIONS	Etude technico-économique de l'écrêtage des consommations grâce au stockage: critères de rentabilité, étude des cas de l'IUT et de l'Hôtel de Région	PRERURE Fiche Stockage, Groupe H2RUN
STOCKAGE EOLIEN HYDRAULIQUE_ LA PERRIERE	Continuité de l'action initiée en 2008 avec partenariat AEROWATT: études de dimensionnement pour mise en œuvre du stockage hydraulique à la Perrière	PRERURE Fiche Stockage, Groupe H2RUN, AEROWATT
STOCKAGE MAYOTTE	Etude technico-économique de l'intérêt du stockage pour augmenter la vente de l'électricité PV pour les producteurs mahorais	CGM, ADEME, EDM

Hydrogène

PEPITE	PEPITE: "Projet d'Etudes et d'expérimentations de Puissance pour la gestion des énergies Intermittentes par les Technologies Electrochimiques". Participation au projet ANR piloté par HELION	H2 RUN, CEA, HELION, ANR
METHEORE	METHEORE: "Methodologie pour une Transition Hydrogène: Eléments d'Orientation pour la REunion". Etude générale de la filière Hydrogène. Objectif 2009: contractualisation partenariale et financière du projet	H2RUN

ANNEXES

Annexe 1 : Fiche PRERURE Stockage et PRINCESSE



Fiche PRERURE – STOCKAGE et PRINCESSE ♣

Descriptif de l'action :

Cibles :

- Gestionnaires du réseau
- Producteurs d'électricité renouvelable
- Industriels
- Université
- Consommateurs professionnels
- Consommateurs particuliers

Objectifs :

Contribuer à l'autonomie électrique en permettant la pénétration à grande échelle des ENR intermittentes

Actions :

- Définir un Schéma Directeur Stockage et tracer la voie d'une économie du Stockage et identifier les cas d'utilisation du stockage, notamment :
 - o garantie de la stabilité du système électrique
 - o fourniture d'une production électrique contrôlée et garantie
 - o autonomisation partielle ou complète des consommateurs finaux
 - o déplacements temporels de consommation et de production
 - o écrêtage de la consommation et de la production
 - o Mener des **études multi-filières des technologies de stockage** pour identifier les meilleures solutions selon les différents cas :
 - études techniques, économiques, environnementales, sociologiques, juridiques et réglementaires / risques
 - o motiver la recherche et le développement industriel des technologies de stockage et créer des partenariats en ce sens
- Rédiger un document argumentaire à l'attention gouvernement (MEDADT et CRE) pour **valider une tarification expérimentale d'achat de l'électricité renouvelable « stabilisée » via stockage** (lissage des intermittences, production de pointe, garanties de production) incitant les producteurs renouvelables à investir dans ces technologies

* PRINCESSE pour « Photovoltaïque sur Réseau Insulaire Couplé à l'Eolien et Sécurisation du Système Electrique ». Programme de recherche inter-îles lancé depuis 2007 en partenariat Réunion (initiateur), Corse, Martinique, Guadeloupe + de nombreux organismes de Recherche. Objectif de Recherche: « Tout mettre en œuvre au niveau de la recherche pour maximiser la part des EnR intermittentes dans les réseaux insulaires ». cf Annexe 1 (partenaires et problématiques de recherche). A noter la problématique STOCKAGE (H2RUN) est incluse dans la problématique PRINCESSE.

- Développer des **projets pilotes et démonstratifs** en particulier :
 - o **PLATEFORME EXPERIMENTALE PRINCESSE-Réunion du PHOTOVOLTAIQUE « ENERGIE GARANTIE » :**
 - Site pilote IUT de prédiction des intermittences PV par Imagerie (Sol et Spatial via Télémessures antenne Satellite IUT)
 - Site pilote IUT de stockage/déstockage très réactif pour compenser les intermittences PV (type stockage Vanadium)
 - Site Pilote IUT de Monitoring en temps réel des informations (commande/contrôle du stockage/déstockage et des infos transmises aux TACs du Port)
 - o **LIGNE de BUS HYDROGENE étudié avec TCO**
 - o **ILET SOLAIRE AUTONOME EAU/ENERGIE/Micro RESEAU à MAFATE : site pilote de l'Îlet des orangers**
 - Pompage solaire sur canalisation des Orangers pour alimenter en eau le Village
 - Micro réseau électricité et eau
 - Montage associatif innovant de centralisation
- **former** les acteurs de la production et de la distribution
- **informer** et sensibiliser l'ensemble des acteurs, notamment les consommateurs finaux

Pilote pressenti et partenaires :

Pilote : ARER

Equipe opérationnelle : EDF SEI, Université Réunion et ses laboratoires associés, ARER

Partenaires membres de H2-RUN (technologies Stockages divers et transport H2) : Conseil Régional, Conseil Général, EDF, CEA, Axane, Hélium, Air Liquide, Aérowatt, BP Solar, Dijoux, Tenesol, Giordano, CHR, ARH

Partenaires membres de PRINCESSE : Université Réunion/LPBS et LE2P, ARER, Groupe H2RUN, Université de Corse/LEP, Université de Guadeloupe/GRER, SMEM (Martinique), CEA/INES, EDFSEI, ARMINES, INRIA, Capenergies + solaristes locaux (Réunion : TENESOL et DIJOUX)

Enjeux :

Permettre l'installation maximale d'Energies renouvelables intermittentes et fatales sur les réseaux insulaires en garantissant la sécurité du réseau et de l'approvisionnement énergétique. Atteindre et dépasser la limite de 30% de la puissance appelée instantanée :

Limite puissance PV+éolien ~ 180 à 240 MW (30% de pic à midi)

Limite puissance éolien ~ 100 à 150 MW (30% du minimum la nuit)

Eviter l'arrêt brutal du marché des Energies renouvelables, en particulier PhotoVoltaïques sur les îles.

Lancer des projets démonstratifs puis opérationnels de transport H2

Moyens :

Moyens financiers :

projets de recherche ANR, Collectivités locales, autres AD

Moyens humains :

Equipe ARER

Groupe H2-RUN

Groupe PRINCESSE

Nombreux contacts et partenariats avec la métropole et à l'international

Coûts prévisionnels de l'opération et plan de financement :

ACTION ou DELIVRABLE	Financeurs	Réalisation	Dates	Budget global Prévisionnel
PROJET PILOTE 1 : PLATEFORME EXPERIMENTALE PRINCESSE du PHOTOVOLTAIQUE « PV ENERGIE GARANTIE » (IUT de terre Sainte/LPBS) cf Annexe 2 pour les détails	Etat/Région/E DFSEI ANR (projet PRESOL-PV de Prédiction. déposé Avril 2008)	Montage projet : ARER (+ soutien LPBS et PRINCESSE) Réalisation Plateforme: LPBS, LE2P, ARER, V_FUEL (Sydney), INRIA (Imagerie) Groupe princesse + INRIA	2008 2008-2010 2009-2011	20 k€ (inclut 1 mission Sydney 1 mission Paris) 695 k€ (cf annexe 2) sur 3 ans (hors budgets ANR) par an : 115 k€ 1 M€ de financement ANR demandé
PROJET PILOTE 2 : BUS H2	Etat/Région/T CO/St Paul	Etude de pré-faisabilité : ARER/H2RUN Réalisation	2008 2009-2010	40 k€ Budget AD
PROJET PILOTE 3 : Ilet SOLAIRE à MAFATE : Ilet des Orangers (pompage solaire + microréseau)	Etat/Région/Parc National/ St Paul	Réalisation Etude de pré-faisabilité ARER : APD et Réalisation avec implication association Mafataise	2008 2009	15 k€ AD (> 150 k€ si réseau)
Document de justification et de proposition de mécanisme de surtarification de vente de l'Energie stockée, auprès de DIDEME.	Etat/Région	ARER/H2RUN	2008	20 k€
Schéma Directeur Stockage Réunion et études afférentes : 3 M€ sur 3 ans (dont part attendue ANR AC)	Etat/Région	ARER/H2RUN	2009-2011	300 k€ en 2009 (Région : 100 k€)
Formation/Sensibilisation	Etat/Région	ARER/H2RUN	2008	30 k€
Bilan 2008				355 k€

Résultats à attendre :

Un concept de PV GARANTI + un MODE de TARIFICATION permettant le développement PV à grande échelle au-delà des 30%

Un schéma directeur clair et partagé

Des solutions identifiées pour tous les cas d'application

Des projets pilotes capitalisés

Des projets démonstratifs à visiter

Des acteurs informés et formés

Annexe 2 : Schéma Directeur Hydrogène à La Réunion

La planification des études et travaux à mener pour la mise en œuvre de l'hydrogène comme moyen de stockage a déjà été effectuée et a fait l'objet d'un projet dénommé le projet METHEORE (pour « Méthodologie pour une Transition Hydrogène : Eléments d'Orientation pour la Réunion ».).

Le projet est découpé en 4 lots de travail indépendants mais liés les uns aux autres. Cette décomposition permettra le cas échéant de déclencher une partie des actions sans avoir besoin de mettre en œuvre la totalité du projet.

Le premier lot permettra un recadrage du contexte énergétique mondial et du réunionnais et donnera un état de l'art des filières hydrogène mondiales et françaises. Sur la base de ces informations, le lot 2 proposera des scénarios de développement de l'hydrogène à La Réunion, en prenant en compte les contraintes et spécificités régionales. Dans le lot 3, toutes les contraintes identifiées a priori et s'appliquant au système hydrogène seront analysées afin de déterminer dans chaque champ les actions à mener pour atteindre les objectifs finaux fixés. Enfin, le travail mené au sein du lot 4 consistera à mettre en musique toutes ces actions afin de définir des feuilles de route pour chaque scénario potentiel.

Les lots 1 et 2 ont déjà fait l'objet de travaux dans le cadre notamment de ce document mais méritent toutefois une attention plus détaillée afin de construire des scénarios tendanciels de développement de l'hydrogène en corrélation d'une part avec les enjeux régionaux et d'autre part avec les avancées technologiques.

La partie la plus significative de ce travail réside dans le lot 3 et le travail d'analyse des différentes contraintes appliquées au système hydrogène. Parmi ces contraintes, on peut notamment citer les suivantes :

- Contraintes sociales : Comment implanter une nouvelle filière énergétique dans le paysage réunionnais pour qu'elle soit en accord avec la société ? Quels sont les impacts sur les comportements des personnes ? Quelles sont les actions à entreprendre pour faciliter l'acceptabilité de cette filière par la population ? Telles sont les questions auxquelles le projet devra répondre sur ce pan.
- Contraintes réglementaires : Dans quel cadre législatif s'intègre le système hydrogène pour l'heure ? Quelles sont les limites de ce cadre pour le développement de l'hydrogène ? Quelles nouvelles réglementations ou adaptations des lois existantes devraient être mises en place pour faciliter le déploiement de cette nouvelle énergie ? Telles sont les questions auxquelles le projet devra répondre sur ce pan.
- Contraintes techniques : Quelles adaptations sont nécessaires sur les systèmes actuels pour les rendre pleinement opérationnels dans un

environnement tropical ? Quelles expérimentations doivent permettre de répondre à ces questions ? Quelle logistique hydrogène ? Quelle taille pour les systèmes ? Quelles familles d'applications ? Telles sont les questions auxquelles le projet devra répondre sur ce pan.

- Contraintes économiques : Quel dispositif de financement est judicieux pour favoriser le déploiement de cette nouvelle filière ? Quel budget total et selon quel échéancier ? Telles sont les questions auxquelles le projet devra répondre sur ce pan.
- Contraintes politiques : Quel affichage politique est nécessaire pour faciliter le déploiement de l'hydrogène ? Quelles décisions au niveau régional mais aussi national sont nécessaires pour ce faire ? Telles sont les questions auxquelles le projet devra répondre sur ce pan.

Afin de mener à bien ce projet, un Consortium d'au moins 5 partenaires a été identifié avec les compétences suivantes :

- Sociologie de l'innovation et de l'énergie,
- Stratégie économique énergétique,
- Interfaçage réseau système hydrogène,
- Système hydrogène (production, stockage, utilisation, transport et logistique),
- Réglementation de l'énergie.

Le projet a été planifié pour durer 32 mois dans sa totalité avec un budget total estimé à ce jour de 1.03 M€. Néanmoins, les différents lots de travaux ont également été planifiés et budgétés selon le découpage suivant.

<ul style="list-style-type: none">• Lot 1 : « Etat des lieux » Durée totale : 9 mois Charge de travail : 2 hommes.an Coût : 270 k€• Lot 2 : « Champ des possibles Réunion » Durée totale : 1 an Charge de travail : 2.13 hommes.an Coût : 190 k€• Lot 3 : « Freins et facteurs de réussite » Durée totale : 21 mois Charge de travail : 3.3 hommes.an Coût : 400 k€• Lot 4 : « Road maps potentielles » Durée totale : 14 mois Charge de travail : 1 hommes.an Coût : 140 k€

ANNEXE 4 : Documents de référence

International Energy Agency (IEA), *Key World Energy Statistics 2007*, website:
<http://www.iea.org>

“Worldwide Look at Reserves and Production,” *Oil & Gas Journal*, Vol. 104, No. 47
[December 18, 2006], pp. 24-25.

International Energy Agency (IEA), « Oil Market Report », 12 September 2007 issue,
website <http://www.oilmarketreport.org>

“Worldwide Look at Reserves and Production,” *Oil & Gas Journal*, Vol. 104, No. 47
[December 18, 2006], pp. 24-25.

International Energy Agency (IEA), « Oil Market Report », 14 December 2007 issue,
website <http://www.oilmarketreport.org>

WTRG Economics, 15 January 2008, <http://www.wtrg.com/daily/crudeoilprice.html>

World Energy Council 2007, *2007 Survey of Energy Resources*, website:
http://www.worldenergy.org/publications/survey_of_energy_resources_2007/default.asp

World Coal Institute, *2007 coal facts*, website :
<http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=188>

BP, *Statistical review of world energy 2007*,
<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9017920&contentId=7033430>

BP; World Coal Institute,
<http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=438>

ARER – OER, Bilans énergétiques de La Réunion 2005 et 2006,
http://www.arer.org/groupes_projets/oer/oer.php

EDF-SEI, *Ile de La Réunion – Bilan prévisionnel pluriannuel investissements en production*, juin 2007
http://www.edf.com/fichiers/fckeditor/File/SEI/BPP_Reunion_2007.pdf

Documents de la Commission de Régulation de l’Energie sur les Charges de Service Public de l’Electricité

http://www.cre.fr/fr/espace_operateurs/service_public_de_l_electricite_cspe/montant

INSEE, *Tableaux Economiques de La Réunion édition 2007/2008*.

<http://www.externe.info/>

http://ec.europa.eu/research/headlines/news/article_05_10_21_en.html

http://www.dgemp.minefi.gouv.fr/energie/statisti/f1e_stats.htm

PV-TRAC, *A vision for Photovoltaic Technology*, 2005

plaquette « P R E R U R E 2003-2025 : NOTRE AVENIR ENERGETIQUE EST ENTRE NOS MAINS »

livret « GERRI – Grenelle de l’Environnement à La Réunion – Réussir l’Innovation »

« Pré-dimensionnement du mix énergétique EnR+ stockage de l’île de La Réunion à l’horizon 2030, avec forte intégration du photovoltaïque ». Etude ARER. Oct 2008.

Fiche PRERURE 2008 « Stockage et Princesse »

ARER, Etude d’un micro réseau électrique à La Nouvelle à Mafate, 2008,

<http://www.arer.org/moteurrecherche/affiche.php?article=295>

ARER, Etude du stockage de l’énergie éolienne produite à La Perrière, 2008,

<http://www.arer.org/moteurrecherche/affiche.php?article=271>

ARER, Etat des lieux hydrogène, 2007,

<http://www.arer.org/moteurrecherche/affiche.php?article=201>

ARER, PFRD-Stockage Energie Intermittente éolienne, 2006,

<http://www.arer.org/moteurrecherche/affiche.php?article=26>

ARER, PFRD - Réseau bus hydrogène Ile de La Réunion, 2004,

<http://www.arer.org/moteurrecherche/affiche.php?article=14>

ARER, PFRD - Hydrogène pour l’île de la réunion, 2004,

<http://www.arer.org/moteurrecherche/affiche.php?article=13>

ARER, PFRD-Stockage distribution hydrogène Réunion, 2004,

<http://www.arer.org/moteurrecherche/affiche.php?article=12>

ARER, PFRD - Production d’hydrogène à La Réunion, 2004,

<http://www.arer.org/moteurrecherche/affiche.php?article=11>

ANNEXE 5 : Table des illustrations

Figure 1 : Evolution de 1971 à 2005 de l'approvisionnement énergétique primaire mondial	14
Figure 2: Réserves prouvées mondiales au 1er janvier 2007	15
Figure 3: coût moyen d'importation du pétrole brut.....	16
Figure 4: Prix du pétrole brut (WTI, Brent et Dubai) sur des contrats conclus pour livraison immédiate	16
Figure 5: Prix du pétrole brut (NYMEX WTI) sur des contrats conclus pour livraison le mois suivant.....	17
Figure 6: Réserves prouvées de charbon récupérable - les dix premiers pays	18
Figure 7: Prix des énergies en US\$/tep	19
Figure 8: Décomposition de la production électrique pour deux journées particulières	23
Figure 9: Courbes de charge réunionnaises.....	24
Figure 10: Coûts d'importation Fioul Domestique et Fioul et prix du brent	34
Figure 11: coûts de production de l'électricité Fioul Lourd/Domestique et prix du brent.....	35
Figure 12: Coûts de production de l'électricité PV	36
Figure 13: Schéma d'un système énergétique et du positionnement du stockage	48
Figure 14: Logos des partenaires du programme PRINCESSE	53
Figure 15: Formes de stockage sur le réseau électrique.....	55
Figure 16 : domaine de fonctionnement fréquence tension sur réseau HTB	65
Figure 17 : domaine de fonctionnement en puissance réactive sur réseau HTA	65
Figure 18 : réglage primaire en fréquence sur réseau HTA.....	66
Figure 19: scénarios EDF pour l'évolution de la consommation électrique	69
Figure 21: Analyse du foisonnement du rayonnement solaire.....	77
Figure 22: Analyse des pertes fatales aux échelles de temps inférieures à l'heure en fonction du taux de stockage décentralisé	78
Figure 24: classification des stockage selon le couple puissance / capacité	84
Tableau 1: Consommation mondiale de charbon "dur"	18
Tableau 2: Commerce international de charbon "dur".....	18
Tableau 3: Coûts de certains charbons en Europe, aux USA et au Japon.....	19
Tableau 4 : approvisionnements énergétiques à La Réunion.....	20
Tableau 5 : état de la production électrique	21
Tableau 6 : évolution des productions et puissances de pointe	21
Tableau 7 : état des consommations électriques	22
Tableau 8: coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI en 2005 (hors impacts des quotas de CO2)	25
Tableau 9: recettes de production d'EDF dans les ZNI en 2005.....	27
Tableau 10: électricité et coûts d'achat retenus par la CRE dans les ZNI pour 2005.	27
Tableau 11 : moyens de productions et coûts afférents	28
Tableau 12 : coût global par moyen de production.....	29
Tableau 13 : estimation des coûts globaux 2005 et 2006.....	30
Tableau 14 : tableau de synthèse des coûts globaux.....	33

Tableau 15: Coûts de production de l'électricité FOD et Fioul Lourd selon le prix du brent.....	35
Tableau 16: Scénarios médian, haut et bas de prospective électrique.....	42
Tableau 17: éléments de comparaison technico-économiques entre les technologies	57
Tableau 18 : scénario de la PPI pour la croissance électrique	67
Tableau 19 : évolution des installations PV.....	68
Tableau 20: Scénarios ENR bas et haut d'EDF	70
Tableau 21: Prospective des puissances appelées minimales le midi et la nuit	71
Tableau 22: comparaison des prospectives ENR fatales vs. 30% puissance.....	72
Tableau 23: Hypothèses de 4 scénarii 2030 selon la DRIRE.....	74
Tableau 25 : classification des solutions de stockage de l'électricité selon des critères techniques.....	83
Tableau 26 : classification des solutions de stockage de l'électricité selon la filière d'application.....	84