

## Références bibliographiques

- Bilans énergétiques de la Guadeloupe, OREC, 2013 à 2016
- Bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande d'électricité, EDF, 2011 à 2017
- Charges de service public de l'énergie constatées de 2013 à 2016, CRE
- Institut d'Emission des Départements d'Outre-Mer, 2015
- **Demande énergétique**
  - Consommation d'énergie dans les logements de Guadeloupe : Etat des lieux et perspectives, H3C Caraïbes, 2014
  - Les véhicules électriques en perspective Analyse coûts-avantages et demande potentielle, CGDD, 2011
- **Filières solaire :**
  - Atlas solaire, 2011 – 2016
  - Communiqués de presse des acteurs du solaire
  - Consommation d'énergie dans les logements de Guadeloupe : Etat des lieux et perspectives, ADEME, 2014
  - Analyse énergétique du parc immobilier, des flux de construction et de réhabilitation en Guadeloupe, H3C Caraïbes, 2014
  - Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable, DGEC, 2014
- **Filières biomasse et déchets :**
  - Projet de centrale thermique de cogénération multibiomasse (bagasse-biomasses) de Marie-Galante, Département de la Guadeloupe, 2012
  - Schéma départemental de gestion et de valorisation des sous-produits d'épuration de la Guadeloupe, 2015
  - Observatoire des déchets, 2015
  - Plan de Prévention et de Gestion des Déchets Non Dangereux, Conseil Départemental de la Guadeloupe, 2016
  - Valorisation énergétique de la biomasse en Guadeloupe, Etat des lieux et perspectives, Région Guadeloupe, 2010
  - Plan d'action biomasse, Région Guadeloupe, 2011
  - Fiche agricole de 1981 à 2005, Canne à sucre, Direction de l'Agriculture et de la Forêt, 2008
  - La canne à sucre résiste en Guadeloupe, INRA Antilles-Guyane, 2005
  - Cann'Elec ou l'électricité verte, 2009
  - Valorisation de la Biomasse en Guadeloupe, CGAAER, 2015
  - Présentation de la filière Canne-Sucre, dossier de presse, Préfet de la Région Guadeloupe, 2015
  - La canne à sucre en Guadeloupe, en Martinique et à La Réunion, Agreste, 2011
  - Rapports financiers, d'activité, et annuel, Albioma et Séchilienne-Sidec
  - Plan départemental d'élimination des déchets ménagers et assimilés de la Guadeloupe, Conseil Général de la Guadeloupe, 2008
  - Plan d'assainissement Guadeloupe 2012 – 2018, DEAL Guadeloupe
  - Rapport de mission concernant la production d'électricité à partir de biomasse à l'île Maurice et à La Réunion, J-Y Dupre, AFD, 2015
- **Eolien :**
  - Schéma régional guadeloupéen de développement de l'énergie éolienne, Région Guadeloupe, 2012
- **EMR :**
  - Pré-diagnostic pour le développement éolien offshore flottant en Guadeloupe, AKUO Energy Caraïbes, 2015
  - Frantz Sinama. Etude de la production d'électricité à partir de l'énergie thermique des mers à l'île de la Réunion : modélisation et optimisation du procédé. Other. Université de la Réunion, 2011. French. <NNT : 2011LARE0025>. <tel-00873263>
  - Fundamental research into the hurricane resistant design of offshore wind turbine support structures, Northeastern University and UMASS-Amherst, 2016
- **Géothermie :**

- Communiqué de presse exploitant
- Analyse du Cycle de Vie de scénarios prospectifs du mix électrique de la Guadeloupe à l’horizon 2030, ADEME, 2014
- Efficacité énergétique et production d’électricité géothermique dans l’arc des petites Antilles, 2015, INTERREG CARAIBES
- **Hydroélectricité :**
  - SDAGE 2016 – 2021
  - Schéma départemental mixte eau et assainissement, Office de l’Eau, 2011
  - Etude du potentiel en microcentrales hydroélectriques en Guadeloupe, BRGM, 1983
- **Stockage :**
  - Solar industry, Crossing the Chasm, FITT Research, Markets Research, Deutsche Bank, 2015
  - Energy Storage Cost, Summary for Utility Planning, Electric Power Research Institute (EPRI), 2016
  - Lazard’s levelized cost of storage analysis, Lazard, 2015
- **EDF :**
  - Données confidentielles transmises par EDF SEI et EDF PEI :
    - caractéristiques des moyens de production,
    - caractéristiques des infrastructures réseaux,
    - historiques de production d’énergie.
- **Modèles et données numériques :**
  - INSEE :
    - Projection de la population, Omphale, 2017
    - Recensement de la population
    - Base SIRENE
  - SOeS :
    - Livraison d’électricité par commune
    - Capacités renouvelables raccordées au réseau électrique par commune
  - IGN :
    - BD Topo
  - Portail DRIAS :
    - Modèle Aladin-Climat, CNRM
  - TRANSVALOR / MINES ParisTech - Armines :
    - HelioClim-3 Database of Solar Irradiance hc3v5
  - IFREMER CERSAT
    - Global Blended Mean Wind Fields
  - MERCATOR
    - Global Ocean Analysis and Forecast System
  - Navionics :
    - Bathymétrie
  - BanqueHydro :
    - Chroniques de débit et hauteur d’eau des cours d’eau
  - EDF SEI :
    - Raccordement des producteurs au réseau public au 30/09/2014
  - AGRESTE :
    - Culture de canne par commune, 2010
  - ERU, Portail d’information sur l’assainissement communal
    - Base de données des équipements d’assainissement communal
- **Système énergétique :**
  - Programmation Pluriannuelle de l’Energie de la Guadeloupe, 2017
  - Schéma Régional Climat Air Energie de Guadeloupe, 2011
  - Plan Energétique Régional Pluriannuel de Prospection et d’Exploitation des Energies Renouvelables et d’Utilisation Rationnelle de l’Energie de la Guadeloupe (PRERURE), Région Guadeloupe, 2012
  - Prestation d’accompagnement du travail de mise à jour des scénarios énergétiques ADEME ‘Visions 2030-2050’, ADEME, 2016
  - Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050, ADEME, 2015
  - World Energy Outlook (WEO), AIE, 2014, 2016

- **Modèle d'optimisation de système énergétique : ETEM**
  - F. Babonneau and A. Haurie. Energy Technology Environment Model with Smart Grid and Robust Nodal Electricity Prices, Annals of Operations Research, to appear
  - Frédéric Babonneau, Michael Caramanis and Alain Haurie, A systems approach to regional energy Modeling with smart grid integrated distributed energy resources. IAEE Energy Forum, second quarter 2016, pp. 15-18.
  - Frédéric Babonneau, Michael Caramanis, Alain Haurie, 2016. A linear programming model for power distribution with demand response and variable renewable energy. Applied Energy, Pages 83-95, November 2016.
  - Frédéric Babonneau, Michael Caramanis & Alain Haurie, 2016, ETEM-SG: Optimizing Regional Smart Energy System with Power Distribution Constraints and Options, Environmental Modeling & Assessment, 22(5):411430, 2017.
  - Christopher Andrey, Frédéric Babonneau, Alain Haurie et Maryse, Modélisation stochastique et robuste de l'atténuation et de l'adaptation dans un système énergétique régional. Application à la région Midi-Pyrénées, Natures Sciences Sociétés 2015/2 (Vol. 23), p. 133-149.
- **Modélisation du système électrique et étude de la stabilité du réseau :**
  - Prabha Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994, pp. 271-315
  - EDF, Référentiel Technique HTB, SEI REF 01, 2008, pp. 1-22
  - Commission Electrotechnique Internationale, CEI 60076-5, Transformateurs de puissance – Tenue au court-circuit, 2000
  - PowerFactory 2017, Template Documentation Battery Energy Storing System Template, DigSILENT GmbH, 2016
  - PowerFactory 2017, Template Documentation Photovoltaic System Template, DigSILENT GmbH, 2016
  - PowerFactory 2017, Template Documentation Fully Rated WTG Template, DigSILENT GmbH, 2016
  - PowerFactory 2017, Technical Reference Documentation Complex Load, DigSILENT GmbH, 2016

## Index des tableaux

Tableau 1 – Désagrégation retenue pour la modélisation .....	11
Tableau 2 – Potentiel photovoltaïque [MW] .....	16
Tableau 3 – Potentiel additionnel éolien [MW].....	17
Tableau 4 – Potentiel hydroélectrique additionnel [MW].....	20
Tableau 5 – Potentiels additionnels biomasse/déchets [MW].....	22
Tableau 6 – Potentiels géothermiques additionnels [MW].....	25
Tableau 7 – Potentiel additionnel éolien offshore [MW].....	28
Tableau 8 – Potentiel additionnel ETM [MW].....	29
Tableau 9 – Répartition des capacités ENR résiduelles à 2030 par filière et par poste source [MW]..	32
Tableau 10 – Répartition des potentiels ENR additionnels par filière et par poste source [MW] .....	33
Tableau 11 – Découpage temporelle .....	40
Tableau 12 – Base de données technologique .....	42
Tableau 13 – Domaines de tensions admissibles .....	49
Tableau 14 : Décomposition des coûts du stockage pour lissage des ENR variables .....	59
Tableau 15 : Décomposition des coûts du stockage pour couverture de l'aléa et de la pointe .....	61
Tableau 16 – Synthèse du paramétrage des scénarios étudiés .....	74
Tableau 17 – Principaux résultats des optimisations pour les cinq scénarios .....	74
Tableau 18 – Capacités ENR installées en 2030 selon les scénarios et taux d'exploitation des potentiels .....	76
Tableau 19 – Pertes réseau pour les différents scénarios étudiés à chaque point de fonctionnement [MW] .....	92
Tableau 20 – Renforcements du réseau – Capacités existantes et additionnelles nécessaires (MVA).....	93
Tableau 21 – Récapitulatif des indicateurs économiques de chaque scénario .....	102
Tableau 22 – Comparaison de l'énergie produite dans le mix et du coût associé sur la période 2015-2030.....	108
Tableau 23 – Comparaison de l'énergie produite dans le mix et du coût associé sur l'année 2030 ..	108
Tableau 24 – Données sources des déterminants de la demande d'électricité.....	133
Tableau 25 – Evolution de la population et du nombre de logements .....	134
Tableau 26 – Dimensionnement des installations photovoltaïques types .....	140
Tableau 27 – Couches de la BD Topo utilisée pour caractériser le potentiel photovoltaïque .....	145
Tableau 28 – Répartition des couches par catégorie de toiture.....	146
Tableau 29 – Zoom sur les surfaces de parking identifiées et manquantes dans la BD Topo (IGN, 2016).....	146
Tableau 30 – Clefs de répartition des toitures sur l'île de La Guadeloupe .....	148
Tableau 31 – Part de bâtiments susceptibles d'être équipés.....	149
Tableau 32 – Part de la surface d'une toiture susceptible d'être équipée .....	149
Tableau 33 – Hypothèses de caractérisation du potentiel PV relatives aux terrains .....	149
Tableau 34 – Table de vitesse de vent équivalente entre une éolienne surtoilée et une éolienne standard.....	158
Tableau 35 – Puissances éoliennes existantes par poste source et projection du parc à 2030 .....	160
Tableau 36 – Coûts d'investissement de centrales éoliennes .....	160
Tableau 37 – Centrales hydroélectriques existantes .....	165
Tableau 38 – Coûts d'investissement des centrales hydroélectriques au fil de l'eau .....	165
Tableau 39 – Facteurs de conversion input/output des centrales biomasses .....	167
Tableau 40 – Facteurs de disponibilité des centrales biomasses.....	168
Tableau 41 – Puissance biomasse combustion existante [MW].....	168
Tableau 42 – Coût de mobilisation et de transport des ressources biomasse .....	170
Tableau 43 – Facteurs de disponibilité de la filière géothermique [MW] .....	174
Tableau 44 – Capacités résiduelles à 2030 de la filière géothermique [MW].....	175
Tableau 45 – Hypothèses de coûts de la filière géothermie .....	176
Tableau 46 – Hypothèses de coût de la filière éolienne offshore .....	180
Tableau 47 – Impédances de court-circuit des transformateurs utilisés dans le modèle .....	200
Tableau 48 – Paramètres statiques des charges .....	200
Tableau 49 – Paramètres Excitations et régulateurs de tension.....	201
Tableau 50 – Paramètres Turbines hydrauliques et régulation de vitesse .....	202
Tableau 51 – Paramètres Turbines thermiques et régulation de vitesse.....	202
Tableau 52 – Paramètres du contrôleur de centrale PV .....	204



Tableau 53 – Paramètres du contrôleur du système de stockage par batteries.....	206
Tableau 54 – Paramètres du contrôleur de fréquence du système de stockage par batteries .....	207
Tableau 55 – Scénario Tous Feux Verts – Point de fonctionnement N°1 – Taux de production décentralisée minimal en 2030.....	208
Tableau 56 – Scénario Tous Feux Verts – Point de fonctionnement 2 – Pointe de charge 2030 .....	208
Tableau 57 – Scénario Tous Feux Verts – Point de fonctionnement N° 3 – Taux de pénétration PV + Eolien maximal en 2030 .....	209
Tableau 58 – Lignes en surcharge ou proches de la surcharge – Pourcentages du courant admissible .....	209
Tableau 59 – Bilan CSPE réalisée en 2015, Source : CRE.....	232
Tableau 60 – Grille de prix des conducteurs de ligne électrique, Ligne monoterne, 1 conducteur/phase .....	234

## Index des figures

Figure 1 – Méthodologie suivie pour l'étude.....	9
Figure 2 – Méthodologie de reconstitution de la demande d'électricité pour les usages captifs de l'électricité .....	10
Figure 3 – Méthodologie de reconstitution de la demande d'électricité pour les autres usages .....	11
Figure 4 – Reconstitution de la demande d'électricité par secteur et par usage en 2015 .....	12
Figure 5 – Courbes de charge journalière selon le trimestre (jour de semaine) – 2015.....	12
Figure 6 – Courbes de charge journalière selon le type de jour (trimestre 1) – 2015.....	13
Figure 7 – Résultats de la reconstitution de la courbe de charge journalière pour un jour de semaine au trimestre 2 et pour un week-end du trimestre 4 .....	13
Figure 8 – Méthodologie de caractérisation de la ressource photovoltaïque.....	15
Figure 9 – Bilan des puissances installées et potentiels photovoltaïques par poste source .....	16
Figure 10 – Méthodologie de caractérisation de la ressource éolienne.....	17
Figure 11 – Cartographie des zones de potentiel éolien terrestre (source : SRE) .....	18
Figure 12 – Méthodologie de caractérisation des potentiels hydroélectriques .....	19
Figure 13 – Cartographie de la ressource hydraulique fluviale .....	20
Figure 14 – Méthodologie de caractérisation des potentiels des filières biomasse/déchets .....	22
Figure 15 – Cartographie de la ressource et équipements relatifs à la filière canne .....	23
Figure 16 – Cartographie des équipements de gestion des déchets en lien avec leur valorisation énergétique.....	24
Figure 17 – Méthodologie de caractérisation de la ressource géothermique .....	25
Figure 18 – Cartographie des potentiels géothermiques .....	26
Figure 19 – Méthodologie de caractérisation de la ressource éolienne offshore.....	27
Figure 20 – Cartographie de l'attractivité du littoral vis-à-vis de l'éolien offshore .....	28
Figure 21 – Méthodologie de caractérisation du potentiel ETM.....	29
Figure 22 – Cartographie des potentiels ETM.....	30
Figure 23 – Distribution des capacités ENR résiduelles à 2030 par filière .....	31
Figure 24 – Répartition capacités ENR résiduelles à 2030 par filière et poste source .....	31
Figure 25 – Distribution des potentiels ENR additionnels par filière (hors importations).....	32
Figure 26 – Répartition des potentiels ENR additionnels par filière et par poste source.....	33
Figure 27 – Répartition des capacités ENR potentiellement disponibles à 2030 par filière (hors importations).....	34
Figure 28 – Répartition des capacités ENR potentiellement disponibles à 2030 par poste source .....	34
Figure 29 – Système énergétique de référence .....	36
Figure 30 – Schéma d'utilisation du modèle ETEM .....	39
Figure 31 – Carte du réseau électrique modélisé sous ETEM et PowerFactory .....	41
Figure 32 – Exemple de flux de puissance calculés par ETEM pour une timeslice donnée .....	44
Figure 33 – Exemple de courbes de charge sur une ligne de transmission .....	44
Figure 34 – Exemple de courbes de charge et de production sur le poste source 3.....	44
Figure 35 – Méthodologie des études de réseau .....	45
Figure 36 – Réponse de la batterie à une commande en échelon .....	48
Figure 37 – Indices des prix des énergies conventionnelles de 2015 à 2040 .....	51
Figure 38 – Evolution de la demande d'électricité (hors véhicules électriques) par scénario .....	53

Figure 39 – Evolution des véhicules électriques dans les scénarios « Tendancier » et « Avantage thermique » .....	53
Figure 40 – Evolution des véhicules électriques dans les scénarios « Avantage technologique » et « Tous feux verts » .....	54
Figure 41 – Impact des véhicules électriques sur l'évolution de la demande d'électricité dans les scénarios « Tendancier » et « Avantage thermique » .....	54
Figure 42 – Impact des véhicules électriques sur l'évolution de la demande d'électricité dans les scénarios « Avantage technologique » et « Tous feux verts » .....	55
Figure 43 – Impact des véhicules électriques sur l'évolution de la demande d'électricité dans le scénario « Vers l'autonomie énergétique » .....	55
Figure 44 : Projection du LCOS des système de stockage pour lissage de la production ENR variable .....	60
Figure 45 : Projection du LCOS des système de stockage pour couverture de l'aléa et de la pointe ..	61
Figure 46 – Projection des LCOE et LCOS moyens sur le territoire selon les technologies .....	62
Figure 47 – Bilan 2030 - Scénario « Tendancier » .....	65
Figure 48 – Trajectoire 2015-2030 « Scénario tendancier » .....	65
Figure 49 – Bilan 2030 - Scénario « Avantage thermique » .....	67
Figure 50 – Trajectoire 2015-2030 - Scénario « Avantage thermique » .....	67
Figure 51 – Bilan 2030 - Scénario « Avantage technologique » .....	69
Figure 52 – Trajectoire 2015-2030 - Scénario « Avantage technologique » .....	69
Figure 53 – Bilan 2030 - Scénario « Tous feux verts » .....	70
Figure 54 – Trajectoire 2015-2030 - Scénario « Tous feux verts » .....	71
Figure 55 – Bilan 2030 - Scénario « Autonomie énergétique » .....	73
Figure 56 – Trajectoire 2015-2030 - Scénario « Autonomie énergétique » .....	73
Figure 57 : Comparaison des mix énergétiques en 2030 .....	75
Figure 58 – Trajectoire 2015-2030 – Filière photovoltaïque .....	77
Figure 59 – Capacités installées à 2030 par typologie selon les scénarios – filière photovoltaïque ..	77
Figure 60 – Trajectoire 2015-2030 – Filière Eolienne .....	78
Figure 61 – Trajectoire 2015-2030 – Filière Hydraulique .....	78
Figure 62 – Capacités installées à 2030 par typologie selon les scénarios – filière hydroélectricité ..	79
Figure 63 – Trajectoire 2015-2030 – Filière Biomasse (Hors Bagasse) .....	79
Figure 64 – Capacités installées à 2030 par typologie selon les scénarios – filière biomasse locale ..	80
Figure 65 – Trajectoire 2015-2030 – Filière Thermique (avec Bagasse) .....	80
Figure 66 – Puissance installée par poste source à 2030 pour chaque scénario .....	83
Figure 67 – Diagramme des points de fonctionnement du système électrique 100% ENR en 2030 ..	85
Figure 68 – Monotones de production par filière .....	87
Figure 69 – Evolutions prospectives des émissions annuelles de CO2 .....	88
Figure 70 – Evolutions prospectives du contenu en CO2 du kWh .....	89
Figure 71 – Diagramme des points de fonctionnement du système– Scénario Tous Feux Verts .....	92
Figure 72 – Evolution des tensions suite à un court-circuit .....	94
Figure 73 – Evolution de la fréquence calculée à partir de la vitesse des groupes suite à un court-circuit .....	94
Figure 74 – Evolution des tensions suite la perte du groupe Bouillante Géothermie .....	96
Figure 75 – Evolution de la fréquence calculée à partir de la vitesse des groupes suite à un court-circuit suite à la perte du groupe Bouillante Géothermie .....	96
Figure 76 – Décomposition des coûts totaux 2015 – 2030 par filière – scénario « Tendancier » .....	103
Figure 77 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario « Tendancier » .....	103
Figure 78 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2030 par filière – scénario « Tendancier » ..	103
Figure 79 – Décomposition des coûts totaux 2015 – 2030 par filière – scénario « Avantage thermique » .....	104
Figure 80 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario « Avantage thermique » .....	104
Figure 81 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2030 par filière – scénario « Avantage thermique » .....	104
Figure 82 – Décomposition des coûts totaux 2015 – 2030 par filière – scénario « Avantage technologique » .....	105
Figure 83 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario « Avantage technologique » .....	105

Figure 84 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2030 par filière – scénario « Avantage technologique » .....	105
Figure 85 – Décomposition des coûts totaux 2015 – 2030 par filière – scénario « Tous feux verts »	106
Figure 86 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario « Tous feux verts » .....	106
Figure 87 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2030 par filière – scénario « Tous feux verts » .....	106
Figure 88 – Décomposition des coûts totaux 2015 – 2030 par filière – scénario « Autonomie énergétique » .....	107
Figure 89 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario « Autonomie énergétique » .....	107
Figure 90 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2030 par filière – scénario « Autonomie énergétique » .....	107
Figure 91 – Impact sur les besoins en investissement brut 2015 - 2030 .....	109
Figure 92 – Impact sur les coûts totaux actualisés 2015 - 2030 .....	110
Figure 93 – Trajectoire et structure des coûts complets de production de 2015 à 2030 .....	111
Figure 94 – Impact sur le coût marginal maximum 2030 .....	112
Figure 95 – Evolution des coûts marginaux moyens d'électricité 2015 - 2030 selon les scénarios ...	113
Tableau 96 – Variabilité des coûts marginaux d'électricité à 2030 selon les scénarios .....	113
Figure 97 – Impact sur le LCOE moyen .....	114
Figure 98 – Corrélation entre le taux d'ENR locale et le LCOE du système électrique .....	114
Figure 99 – Trajectoire des indicateurs économiques sur la période 2015 - 2030 .....	116
Figure 100 – Structure des coûts totaux par grand poste pour chaque scénario sur la période 2015 - 2030 .....	116
Figure 101 – Synthèse de la comparaison des coûts des scénarios sur la période 2015 - 2030.....	117
Figure 102 – Synthèse de la comparaison des coûts de l'énergie selon les scénarios .....	117
Figure 103 – Heure de départ des recharges des véhicules électriques .....	136
Figure 104 – Consommation annuelle d'électricité par commune .....	137
Figure 105 – Consommation annuelle d'électricité par poste source .....	137
Figure 106 – Résolution des données satellites Helioclim-3.....	139
Figure 107 – Cartographies de l'ensoleillement (haut) et comparaison avec littérature (bas).....	140
Figure 108 – Illustration des chroniques horaires de température et d'irradiation pour une année type reconstruite pour un des carreaux du territoire. ....	141
Figure 109 – Profils journaliers moyens et distribution de probabilité de production photovoltaïque .	142
Figure 110 – Profils journaliers moyens d'irradiation et de production photovoltaïque par trimestre .	142
Figure 111 – Historique de la production photovoltaïque.....	143
Figure 112 – Evolution historique des coûts photovoltaïques.....	144
Figure 113 – Zoom sur la couche des parkings au Raizet, Jarry et Rivière Sens .....	147
Figure 114 – Méthodologie d'estimation des puissances potentielles photovoltaïques .....	148
Figure 115 – Cartographie des potentiels photovoltaïques par catégorie de potentiel.....	154
Figure 116 – Rendement d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent .....	155
Figure 117 – Atlas éolien d'après données météo Météonorm et SRE .....	156
Figure 118 – Illustration d'une chronique horaire annuelle de la vitesse du vent sur un carreau .....	156
Figure 119 – Modèle d'un parc éolien terrestre .....	157
Figure 120 – Courbes de puissance éolien surtoilé et standard .....	157
Figure 121 – Vitesse de vent équivalent entre l'éolien surtoilé et standard .....	158
Figure 122 – Profils éoliens « standard » et « surtoilé » associés au poste source Blanchet .....	159
Figure 123 – Profils éoliens moyens associés au poste source Blanchet – éolien standard .....	159
Figure 124 – Cartographie des potentiels éoliens terrestres .....	161
Figure 125 – Cartographie de la ressource hydraulique fluviale.....	162
Figure 126 – Exemple de chronique horaire de production hydroélectrique normalisée pour une année type .....	163
Figure 127 – Chroniques, profils moyens et distribution de probabilité de production hydroélectrique .....	164
Figure 128 – Profils journaliers moyens de production hydroélectrique par trimestre .....	164
Figure 129 – Synthèse des potentiels hydroélectriques par poste source .....	166
Figure 130 – Scénario prospectif de l'évolution de la population.....	171
Figure 131 – Profils unitaires de production en fonction de la vitesse de vent .....	178
Figure 132 – Profils éolien offshore standard et surtoilé – du 01/01 au 31/03.....	178
Figure 133 – Profils moyens éolien offshore standard et surtoilé par trimestre .....	179

Figure 134 – Sensibilité de l’ETM à la température de la source chaude (source : Université de La Réunion) .....	181
Figure 135 – Synthèse de la production électrique d’un système ETM sur le troisième trimestre .....	182
Figure 136 – Profils journaliers moyens unitaires d’un système ETM par trimestre .....	182
Figure 137 – Courbe de charge par journée « Semaine » type– scénario « Tendancier » .....	189
Figure 138 – Courbe de charge par journée « Week-end » type– scénario « Tendancier » .....	190
Figure 139 – Courbe de charge par journée « Semaine » type– scénario « Avantage Thermique ».	191
Figure 140 – Courbe de charge par journée « Week-end » type– scénario « Avantage Thermique»	192
Figure 141 – Courbe de charge par journée « Semaine » type– scénario « Avantage Technologique» .....	193
Figure 142 – Courbe de charge par journée « Week-end » type– scénario « Avantage Technologique» .....	194
Figure 143 – Courbe de charge par journée « Semaine » type– scénario « Tous Feux Verts ».....	195
Figure 144 – Courbe de charge par journée « Week-end » type– scénario « Tous Feux Verts » .....	196
Figure 145 – Courbe de charge par journée « Semaine » type– scénario « Vers Autonomie Energétique » .....	197
Figure 146 – Courbe de charge par journée « Week-end » type– scénario « Vers Autonomie Energétique» .....	198
Figure 147 – Paramètres dynamiques des charges .....	200
Figure 148 – Synoptique général du modèle de centrale PV au sol .....	203
Figure 149 – Synoptique général du modèle d’éolienne utilisé .....	204
Figure 150 – Synoptique général du modèle du système de stockage par batteries .....	205
Figure 151 – Echelon de puissance active du modèle de batterie .....	206
Figure 152 – Stabilité transitoire du système suite à un creux de tension .....	216
Figure 153 – Stabilité transitoire du système suite à la perte du groupe géothermique de Bouillante	223
Figure 154 – Stabilité transitoire du système suite à la perte du PV Diffus au poste de Blanchet .....	229
Figure 155 – Evolution de la production d’électricité de 1996 à 2015 en kWh, source : OREC, 2015, EDF .....	233
Figure 156 – Contributions cumulées actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Tendancier » .....	239
Figure 157 – Contributions actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Tendancier » .....	240
Figure 158 – Contributions cumulées actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Avantage thermique ».....	240
Figure 159 – Contributions actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Avantage thermique ».....	241
Figure 160 – Contributions cumulées actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Avantage technologique » .....	241
Figure 161 – Contributions actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Avantage technologique » .....	242
Figure 162 – Contributions cumulées actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Tous feux verts » .....	242
Figure 163 – Contributions actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Tous feux verts » .....	243
Figure 164 – Contributions cumulées actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Vers l’autonomie » .....	243
Figure 165 – Contributions actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Vers l’autonomie » .....	244



## Sigles et acronymes

<b>AC</b>	Courant Alternatif
<b>AO</b>	Appel d'Offre
<b>ADEME</b>	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
<b>CAPEX</b>	Investissements
<b>CRE</b>	Commission de Régulation de l'Energie
<b>DC</b>	Courant Continu
<b>ENR</b>	Energies Renouvelables
<b>EOD</b>	Equilibre Offre Demande
<b>ETEM-GR</b>	Energie / Technologie / Environnement / Modélisation Grid
<b>ETM</b>	Energie Thermique des Mer
<b>LCOE</b>	Leverage Cost of Electricity
<b>LCOS</b>	Leverage Cost of Storage
<b>O&amp;M</b>	Exploitation et Maintenance
<b>OPEX</b>	Coûts d'exploitation et de maintenance
<b>PCI</b>	Pouvoir Calorifique Inférieur
<b>PPE</b>	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>STEP</b>	Station de Transfert d'Energie par Pompage
<b>TAC</b>	Turbine à Combustion
<b>VE</b>	Véhicule électrique
<b>UVE</b>	Unité de Valorisation Energétique

# ANNEXES

## A1. Modélisation et projection de la demande électrique

### 1.1 Données sources

Les données sources de la modélisation et de la projection de la demande électrique sont les suivantes :

#### Pour la reconstitution de la demande d'électricité

- PRERURE, Plan énergétique régional pluriannuel de prospection et d'exploitation des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie de la Guadeloupe
- OREC Observatoire régional de l'énergie et du climat de la Guadeloupe - Les chiffres clés de l'énergie en Guadeloupe, 2016
- SRCAE Guadeloupe, Schéma Régional Climat Air Energie de la Guadeloupe.
- H3C-CARAIBES – Consommation d'énergie dans les logements de Guadeloupe : Etat des lieux et perspectives, 2014
- Les véhicules électriques en perspective Analyse coûts-avantages et demande potentielle, CGDD, 2011

Déterminants de la demande d'électricité	Sources
PIB	INSEE – Comptes économiques rapides de la Guadeloupe
Valeur ajoutée par secteur	INSEE – Valeurs ajoutées régionales
Emploi par secteur	INSEE – L'emploi départemental et sectoriel (1989-2015)
Population	INSEE – Recensement de la population
Parc de logements	INSEE – Recensement de la population
Taux d'équipement en climatisation	INSEE – Recensement de la population EDF – Bilan prévisionnel 2015
Taux d'équipement en eau chaude sanitaire	INSEE – Recensement de la population EDF – Bilan prévisionnel 2015
Part de marché du solaire pour l'ECS	INSEE – Recensement de la population EDF – Bilan prévisionnel 2015
Part de marché de l'électricité pour l'ECS	EDF – Bilan prévisionnel 2015
Part de marché des LBC	EDF – Bilan prévisionnel 2015

Tableau 24 – Données sources des déterminants de la demande d'électricité

#### Pour les courbes de charge :

- EDF – Courbe de charge annuelle

#### Pour les scénarios :

- Programmation Pluriannuelle de l'Energie 2016-2018 de la Guadeloupe



### Pour la désagrégation territoriale des résultats :

- Observatoire Régional de l’Energie et du Climat- Bilan Energétique de la Guadeloupe, publication annuelle
- INSEE – Recensement de la population
- EDF – Données par commune

## 1.2 Hypothèses fines

L’évolution de la demande d’électricité est simulée à l’aide du logiciel MedPro à partir des hypothèses sur l’évolution des déterminants de cette demande. La plupart des hypothèses sont issues de la PPE. Des hypothèses complémentaires sont proposées par le groupement.

Dans le cadre de l’étude, deux scénarios d’évolution de la demande d’électricité ont été considérés, correspondants aux scénarios Référence MDE et MDE renforcée de la PPE.

### 1.2.1 Hypothèses macro-économiques

- PIB

La PPE retient une croissance du PIB de 1,7%/an entre 2015 et 2020, puis 1,9%/an entre 2020 et 2025, et enfin 1,7%/an entre 2025 et 2030.

- Valeur ajoutée

Le groupement fait l’hypothèse d’une structure constante de la valeur ajoutée.

- Population et logements

Les projections de population utilisées dans le cadre de la PPE sont celles établies par l’INSEE en 2010 : elles ne correspondent pas à l’évolution de la population observée ces dernières années. Après discussion avec l’INSEE, une nouvelle trajectoire conforme aux dernières tendances est donc retenue dans le cadre de cet exercice :

	2010	2015	2020	2025	2030
Population (en milliers)	403	398	388	379	370
Nombre de logements (en milliers)	164	169	178	186	195

Tableau 25 – Evolution de la population et du nombre de logements

### 1.2.2 Hypothèses sectorielles

- Modélisation du parc de bâtiments

La modélisation du parc de logements permet de prendre en compte les caractéristiques des logements qui impactent le niveau de consommation. Dans cette étude, nous désagrégeons le parc de bâtiments entre logements existants et logements neufs d’une part, maisons individuelles et logements collectifs d’autre part.

Le besoin de logements correspond à l’accroissement du nombre de logements entre deux années. Il est issu des hypothèses relatives à l’évolution de la population et du nombre de logements (cf. tableau précédent). La construction de logements correspond au besoin de logements auquel s’ajoute le remplacement des logements détruits.

Pour les besoins de la modélisation du parc de bâtiments, le groupement retient les hypothèses suivantes :

- Taux de destruction de logement de 0,2%/an
- Répartition constante entre maisons individuelles et logements collectifs dans le parc existant (75% de maisons individuelles)

- Répartition constante entre maisons individuelles et logements collectifs dans la construction de nouveaux logements (61% de maisons individuelles d'après les statistiques du SOeS)

Les hypothèses retenues conduisent à faire diminuer la part des maisons individuelles dans le parc total de logements de 75% en 2010 à 72% en 2030.

- Résidentiel
  - Climatisation : Les hypothèses de la PPE indiquent une augmentation du taux de climatisation de 36% en 2010 à 56% en 2030. On suppose également une amélioration de l'efficacité énergétique (division par deux de la consommation spécifique des équipements).
  - Eau chaude sanitaire : La PPE suppose qu'à l'horizon 2030 95% des logements seront équipés en eau chaude sanitaire (contre 60% en 2010) et que la part de marché du solaire atteindra 48% en 2030.
  - Eclairage : On suppose des gains d'efficacité énergétique de 64% à l'horizon 2030 par rapport à 2010.
  - Autres usages spécifiques de l'électricité : Aucune hypothèse n'est prise dans la PPE. Le groupement fait l'hypothèse que les consommations d'électricité spécifique par logement augmenteront de 0,6%/an jusqu'en 2030 (moyenne observée en Europe au cours des dix dernières années) en lien avec la multiplication des petits équipements (technologies de l'information) et l'augmentation des taux d'équipement.
- Tertiaire
  - Eclairage : On suppose des gains d'efficacité énergétique de 63% à l'horizon 2030 par rapport à 2010.
  - Climatisation : On suppose des gains d'efficacité énergétique de 47% à l'horizon 2030 par rapport à 2010 sur l'ensemble de l'usage climatisation. Le groupement fait l'hypothèse d'une augmentation du taux de climatisation, passant de 77% en 2010 à 95% en 2030.
  - Electricité spécifique : Aucune hypothèse n'est prise dans la PPE. Le groupement fait l'hypothèse que les consommations d'électricité spécifique par employé augmenteront de 1%/an jusqu'en 2030 (moyenne observée en Europe au cours des dix dernières années) en lien avec le développement des technologies de l'information et l'augmentation des taux d'équipement.

- Industrie

Hypothèse groupement : Le groupement fait l'hypothèse d'une baisse de l'intensité énergétique de 1%/an (moyenne observée en Europe au cours des dix dernières années).

- Transport

Les hypothèses techniques relatives aux véhicules électriques sont identiques dans les cinq scénarios. Les caractéristiques des véhicules sont les suivantes :

- Un kilométrage annuel moyen de 13 000 km/an  
Nous supposons que les véhicules particuliers réalisent 35 km par jour en semaine et le week-end et que les véhicules utilitaires légers réalisent 52 km par jour en semaine seulement ;
- Une consommation spécifique réseau de 17 kWh/100km ;
- Une autonomie de 150 km.

La recharge des véhicules électriques se fait selon deux modes : piloté ou non piloté. Pour ce dernier mode, la charge se fait à une puissance de 3 kVA. Dans ces conditions, la durée d'une recharge non pilotée est de 3,4 min/km parcouru, soit 2h pour les VP et environ 3h pour les VUL.

Le départ de charge des véhicules est réparti sur la journée. Les graphiques suivants montrent, pour chaque heure, la part des véhicules dont la charge débute<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Ces profils ont été établis en s'appuyant sur l'étude du CGDD de 2011 sur les véhicules électriques.

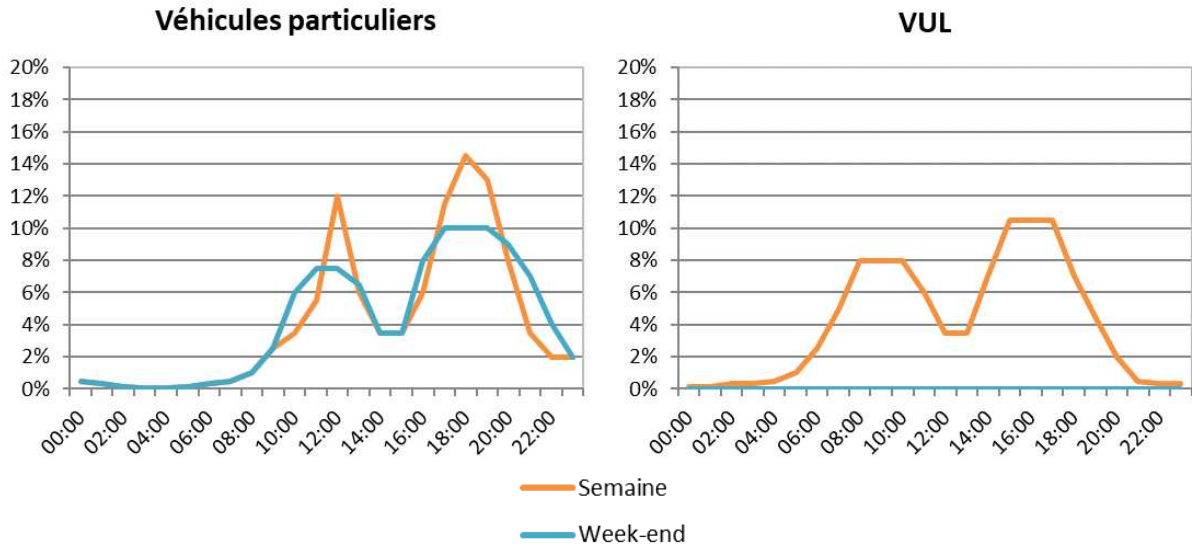


Figure 103 – Heures de départ des recharges des véhicules électriques

### 1.3 Reconstruction de la demande 2015 aux PS

La Guadeloupe compte 14 postes sources pour 32 communes. La méthodologie proposée permet de reconstituer la demande d'électricité par commune et de vérifier les résultats par rapport aux données d'EDF collectées par l'Observatoire Régional de l'Energie et du Climat de la Guadeloupe. La même méthodologie est ensuite appliquée au niveau des postes sources (les données réelles aux postes sources n'ont pas été communiquées)

Les déterminants utilisés pour répartir spatialement la demande d'électricité sont :

- La population pour les usages du résidentiel (à l'exception de la climatisation et de l'eau chaude sanitaire) et pour les véhicules particuliers
- Le taux d'équipement des ménages en climatisation
- Le taux d'équipement des ménages en chauffe-eau électrique
- L'emploi tertiaire pour la consommation d'électricité du secteur tertiaire
- L'emploi industriel pour la consommation d'électricité de l'industrie

Les résultats par commune et par poste source sont présentés dans les figures ci-dessous.

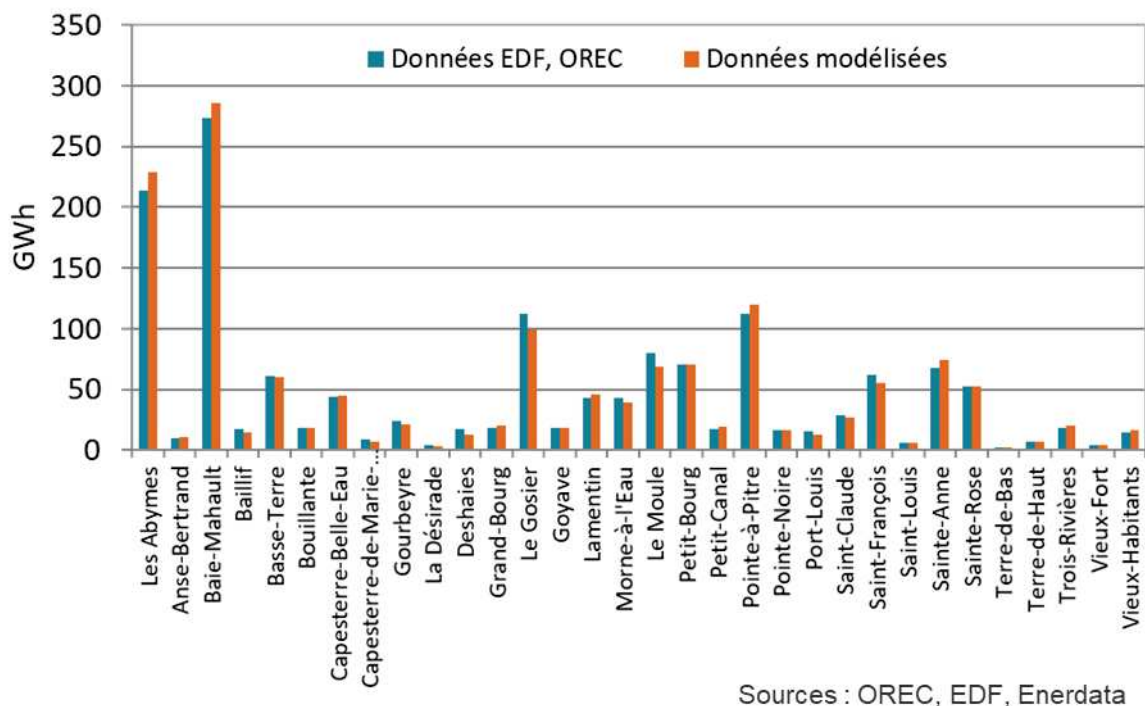


Figure 104 – Consommation annuelle d’électricité par commune

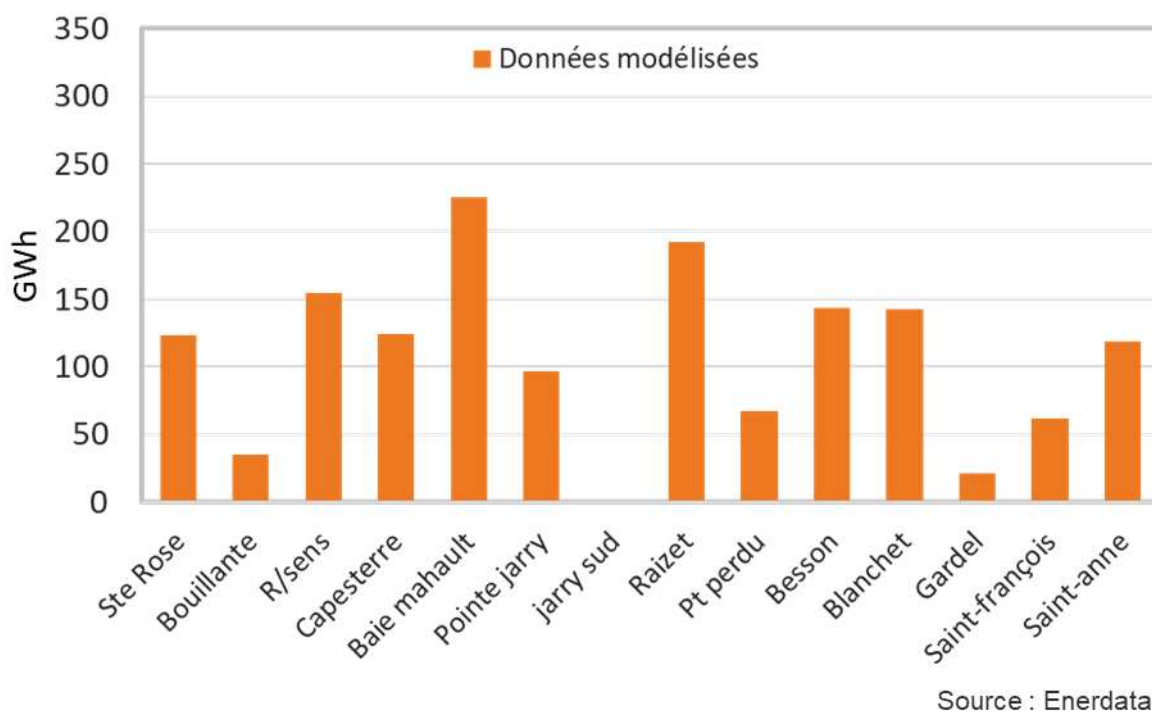


Figure 105 – Consommation annuelle d’électricité par poste source

## **A2. Evaluation des potentiels ENR**

### **2.1 Filière photovoltaïque**

#### **2.1.1 Données sources**

- Consommation d'énergie dans les logements de Guadeloupe : état des lieux et perspectives, 2014, ADEME
- Puissances raccordées au réseau par commune, 2015, SOeS
- Bilan prévisionnel, 2016, EDF
- Capacités installées de plus de 1MW par poste source, 2016, EDF
- Bilan énergie 2016, OREC
- Publications des exploitants de centrales photovoltaïques
- Cartographie des installations raccordées au réseau, 2011-2016, Journal du PV.
- BD Topo, 2016, IGN
- Recensement de la population, 2016, INSEE
- Surfaces de friches et de décharges par commune, 2011, 2012, ADEME
- Données satellites Helioclim-3, Database of Solar Irradiance hc3v5, Transvalor/Mines ParisTech – Armines

#### **2.1.2 Matrice de facteurs de conversion input/output**

Pour le photovoltaïque, le facteur de conversion input/output est le rapport entre la puissance électrique disponible en sortie de la centrale et le rayonnement global incident sur les modules.

Toutefois, étant donnée la forte dépendance de la production photovoltaïque à la météo et la variabilité de la production que cela induit, nous avons considéré un facteur de conversion input/output de 1, et intégré les variations des conditions météo directement dans le facteur de disponibilité.

#### **2.1.3 Facteur de disponibilité**

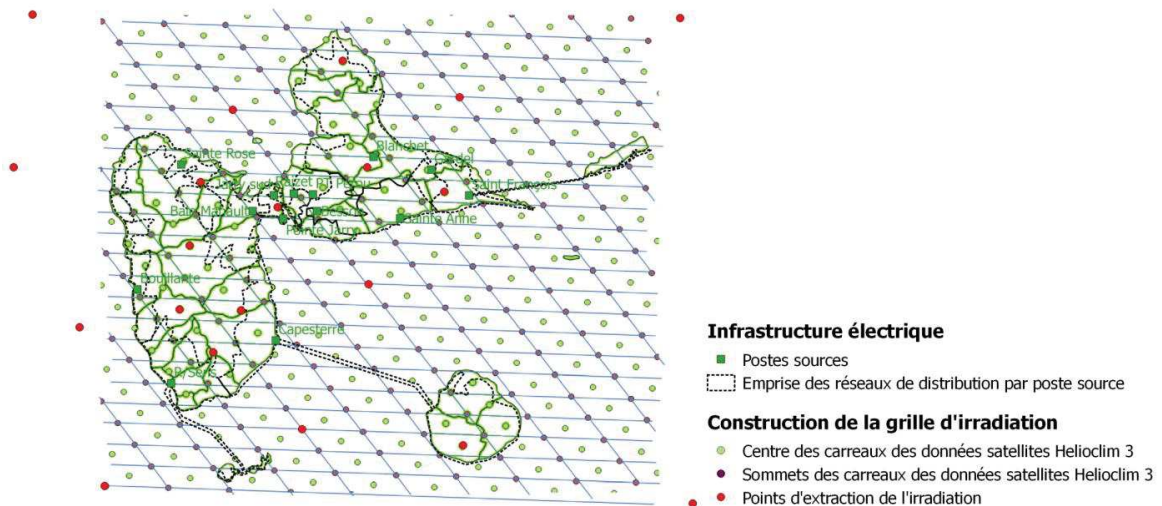
Pour la filière photovoltaïque, comme indiqué précédemment, le facteur de disponibilité intègre le rendement du système. Ainsi, par exemple, un rayonnement global incident dans le plan du module photovoltaïque de 500W est traduit par un facteur de 50% - la référence étant une puissance incidente de 1kW/m<sup>2</sup>. Ce facteur est multiplié par le rendement du capteur dans les conditions de l'instant considéré (par exemple 15% pour un module de 150 Wc/m<sup>2</sup>), puis par le rendement de la chaîne de conversion à l'instant considéré, soit par exemple 80%, soit un coefficient de disponibilité sur le time slice de  $50\% * 15\% * 80\% = 6\%$ .

Ce facteur de disponibilité prend donc en compte la météo, l'orientation, l'inclinaison, les ombrages,...

Les données météo utilisées pour établir les profils de production des systèmes photovoltaïques sont les données satellites Helioclim-3 (irradiation directe et globale horizontale de 2005 à 2016) ainsi que Météonorm (Température et vitesse du vent sur une année météo type - TMY).

La carte suivante donne la résolution des données Helioclim-3 et la localisation des points d'extraction des données d'irradiation.

### Grille des données satellites Helioclim-3

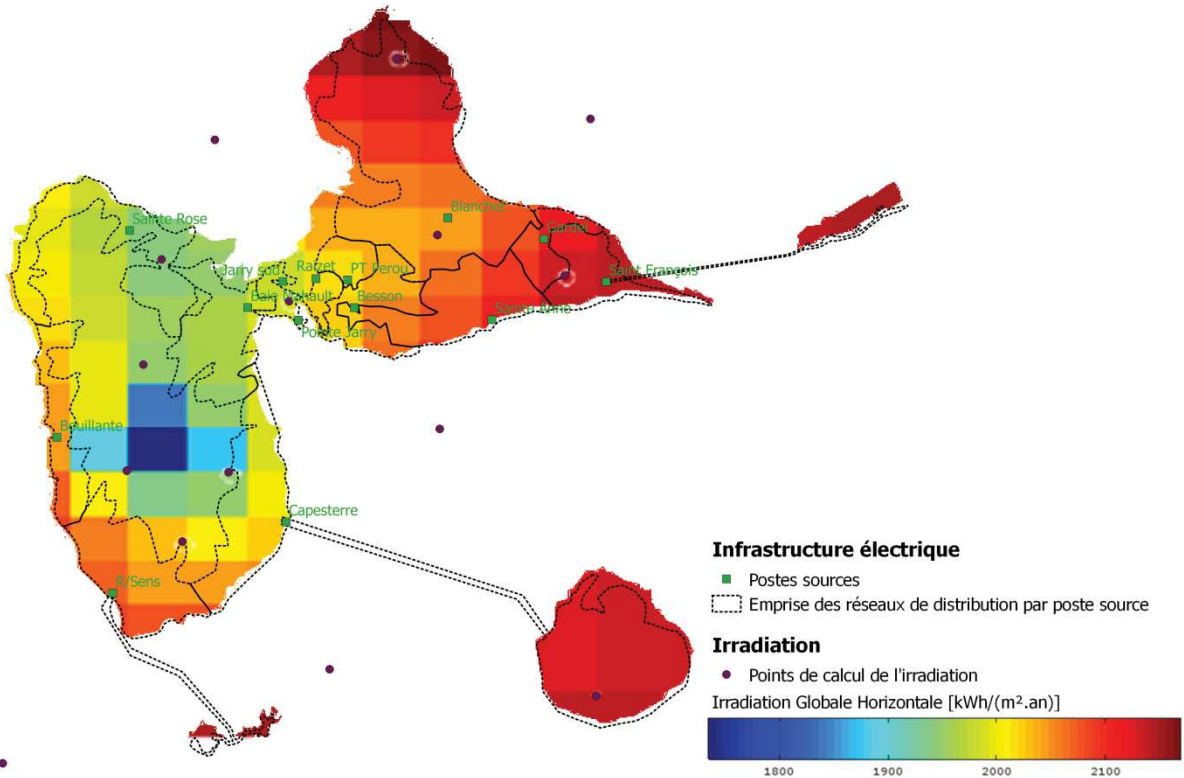


Vers l'autonomie énergétique des zones non interconnectées, ADEME, Artelia, 2017, Source: Helioclim-3 Database of Solar Irradiance hc3v5, TRANSVALOR / MINES ParisTech - Armines (France), EDF SEI

Figure 106 – Résolution des données satellites Helioclim-3

Les deux cartes suivantes permettent de comparer l'irradiation globale horizontale annuelle reconstruite à partir des données satellites avec celle établie par Météo France à partir des données mesurées sur le terrain. Ces deux cartes montrent une très bonne correspondance de la variabilité dans l'espace de l'ensoleillement, toutefois, les données satellites sont plus favorables en valeur absolue. Un contrôle de cohérence a été effectué par SoDa – fournisseur de ces données – avec des historiques de données mesurées sur des sites de centrales photovoltaïques existantes. Cette comparaison montre que les niveaux d'irradiation annuels issus des données satellites sont cohérents avec ceux obtenus par les mesures sur site. Ces niveaux nous semblent aussi cohérents par rapport à notre propre expérience.

### Irradiation globale horizontale annuelle à La Guadeloupe



Vers l'autonomie énergétique des zones non interconnectées, ADEME, Artelia, 2017, Source: Helioclim-3 Database of Solar Irradiance hc3v5, TRANSVALOR / MINES ParisTech - Armines (France), EDF SEI



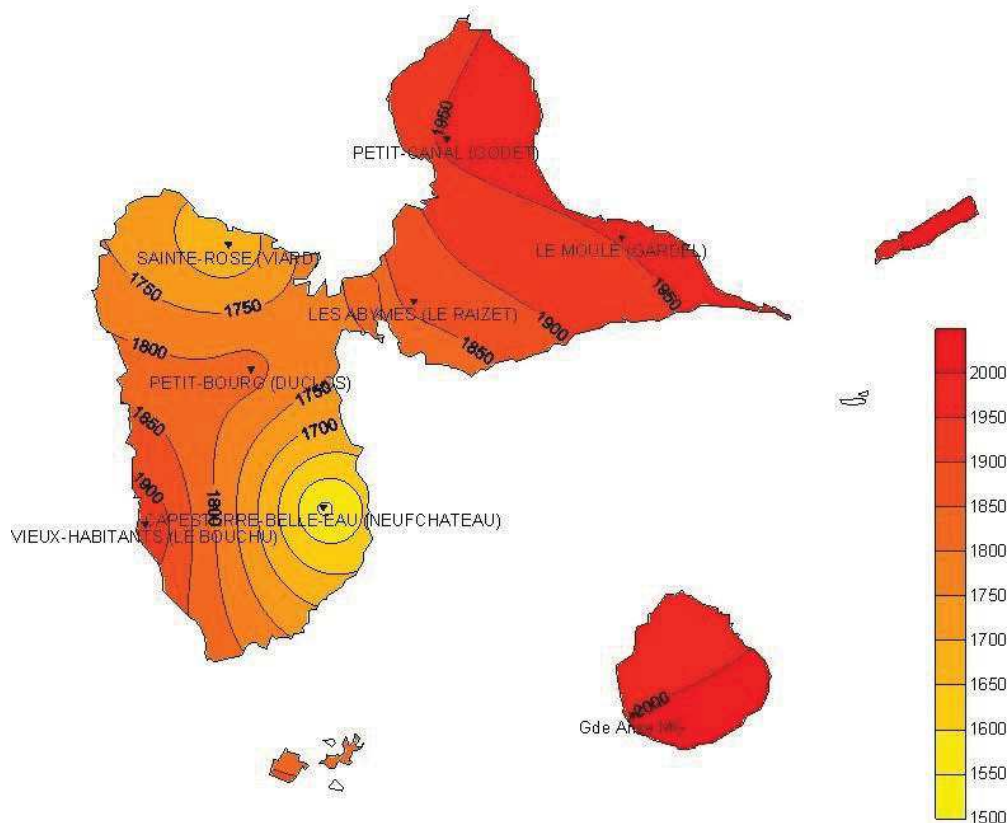


Figure 107 – Cartographies de l'ensoleillement (haut) et comparaison avec littérature (bas)

Les profils de production journaliers ont été élaborés en 3 étapes :

- Dimensionnement d'un système pour chacune des 9 typologies d'installation ;
- Simulation de chaque typologie d'installation sur l'ensemble du territoire ;
- Construction du profil et normalisation par la puissance crête de l'installation simulée.

Le tableau suivant précise les dimensionnements des systèmes photovoltaïques utilisés pour chaque typologie :

	Variante simulation	Inc.(°)	Orient. (°/nord)	Module PV	Pc PPV unitaire (Wc)	Nb string	Modèle onduleur	Puissance Onduleur unitaire (kVA)	Nb onduleurs
<b>Particulier</b>	PV 1 - Particulier 8,8 kWc - Nord	15	0	BenQ Solar PM060PW1	260	2	Huawei Sun2000	9	1
	PV 2 - Particulier 8,8 kWc - Est/Ouest	15	-90 / 90	BenQ Solar PM060PW1	260	2	Huawei Sun2000	9	1
<b>Collectif &amp; Petit Commercial</b>	PV 3 - Collectif 114 kWc - Nord	15	0	BenQ Solar PM060PW1	260	20	Huawei Sun2000	28	4
	PV 4 - Collectif 114 kWc - Est/Ouest	15	-90 / 90	BenQ Solar PM060PW1	260	20	Huawei Sun2000	28	4
<b>Gros Commercial</b>	PV 5 - Gros commercial 473 kWc - Nord	5	0	BenQ Solar PM060PW1	260	70	Huawei Sun2000	36	8
	PV 6 - Gros commercial 473 kWc - Est/Ouest	5	-90 / 90	BenQ Solar PM060PW1	260	70	Huawei Sun2000	36	8
<b>Sol</b>	PV 7 - Sol 4,4 MWc - Nord	15	0	BenQ Solar PM060PW1	260	736	SMA SC 1000CP XT	1000	4
	PV 8 - Sol 4,4 MWc - Est/Ouest	15	-90 / 90	BenQ Solar PM060PW1	260	736	SMA SC 1000CP XT	1000	4
<b>Parking</b>	PV 9 - Ombrières 1,1 MWc - Nord	5	0	BenQ Solar PM060PW1	260	184	SMA SC 1000CP XT	1000	1

Tableau 26 – Dimensionnement des installations photovoltaïques types

Ces installations types ont été modélisées sous PVSyst et simulées sur l'ensemble du territoire. Le territoire est découpé en carreaux pour chacun desquels est associé un fichier météo.

Pour une typologie de système photovoltaïque donnée, la chronique de production sur un poste source est reconstruite en agrégeant les chroniques ainsi obtenues sur chaque carreau, pondérées par la puissance potentielle associée au carreau et au poste source.

Enfin, une analyse statistique par trimestre a été conduite pour reconstruire les profils journaliers types et la distribution de probabilité de la puissance disponible à chaque heure de la journée.

Les graphiques suivants illustrent les chroniques de température et d'irradiation globale horizontale construites avec la méthodologie décrite pour une année type sur un des carreaux :

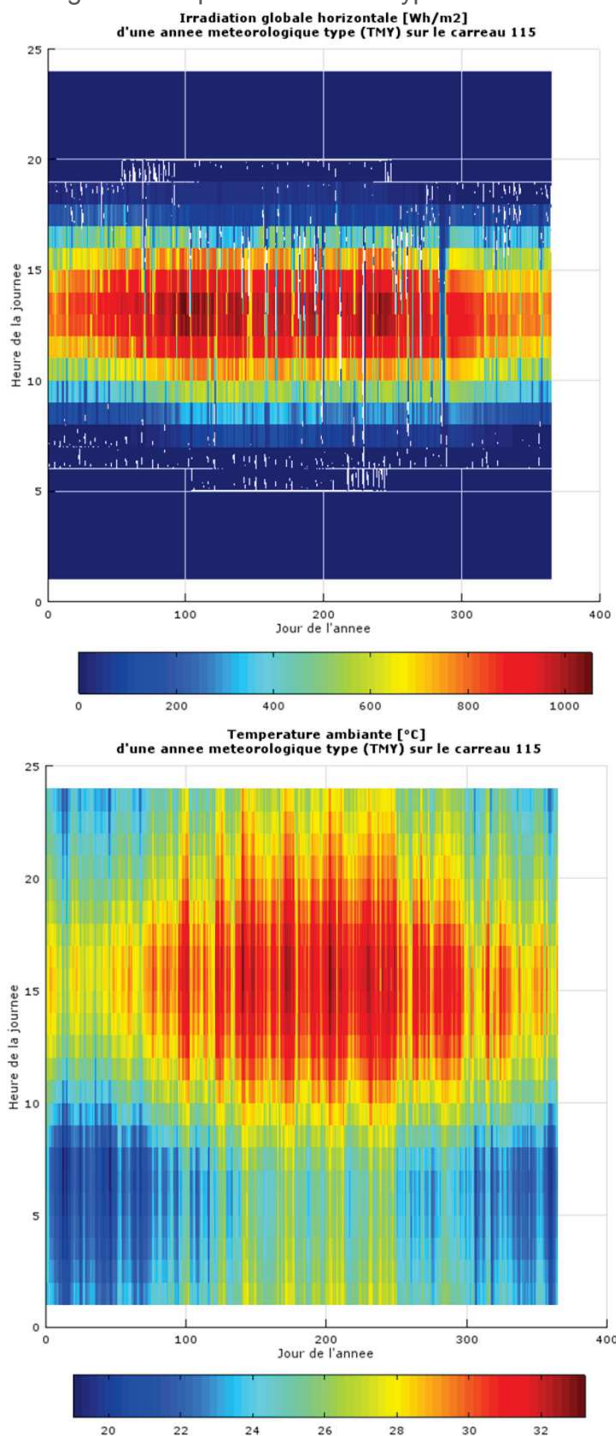


Figure 108 – Illustration des chroniques horaires de température et d'irradiation pour une année type reconstruite pour un des carreaux du territoire.

Les graphiques suivants illustrent l'analyse pour une installation en ombrière, raccordée au poste source Blanchet, sur le trimestre du 1<sup>er</sup> juillet au 30 septembre :

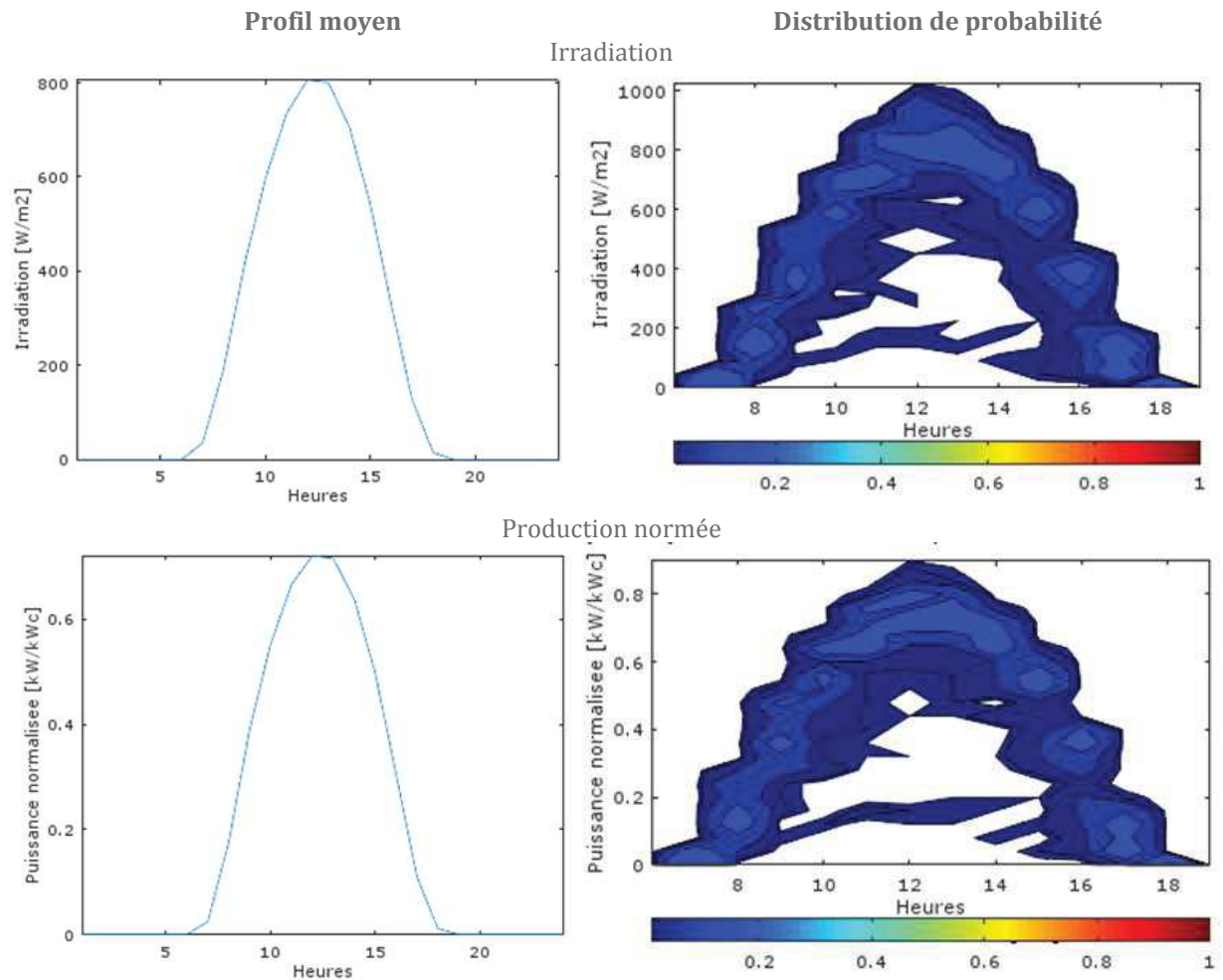


Figure 109 – Profils journaliers moyens et distribution de probabilité de production photovoltaïque

L'évolution des profils moyens par trimestre est illustrée par les deux graphiques suivants :

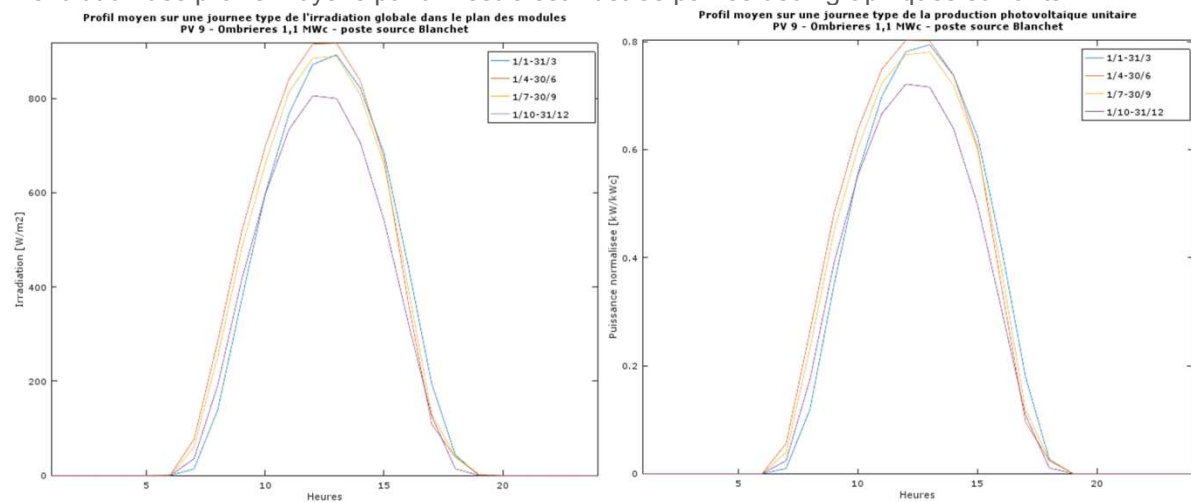


Figure 110 – Profils journaliers moyens d'irradiation et de production photovoltaïque par trimestre

## 2.1.4 Capacité résiduelle installée

Selon EDF et l'OREC (2016), l'essentiel de la capacité photovoltaïque existante à fin 2015 a été installée à partir des années 2010 : le parc avant 2005 est négligeable, celui à 2010 représente moins de 5% du parc actuel, tandis que celui à 2012 représente la quasi-totalité du parc actuel, comme le montre le graphique suivant.

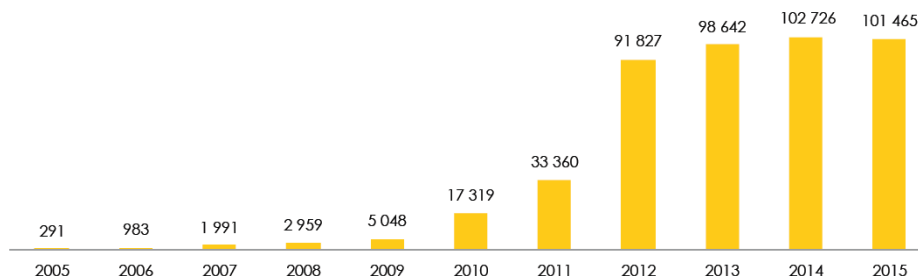


Figure 111 – Historique de la production photovoltaïque

En considérant une durée de vie de 25 ans, l'ensemble de ces installations seront en fonctionnement à 2030. Dans un scénario fortement ENR, les réductions des parcs arrivés en fin de vie à 2030 puis 2035 seront négligeables à ces dates.

## 2.1.5 Durée de vie en années

La durée de vie retenue pour les systèmes photovoltaïques est de 25 ans.

## 2.1.6 Année à laquelle une technologie future devient disponible

Nous n'introduisons pas de nouvelle technologie d'ici l'échéance de l'étude (2030).

## 2.1.7 Coûts d'investissement et d'exploitation

La littérature regroupe de nombreuses études sur les coûts actuels et projetés des systèmes photovoltaïques :

- \_PV LCOE in Europe 2014 – 2030, EU PV Technology Platform, 2015
- \_Filière Photovoltaïque Française : Bilan, Perspectives et Stratégie, ADEME, 2015
- \_Current and future cost of photovoltaics, Agora Energiewend, Fraunhofer, 2015
- \_Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations, Evolution des coûts technologiques, ADEME, 2015
- \_ADEME feuille de route photovoltaïque, 2011
- \_World Energy Perspective - cost of Energy Technologies, World Energy Council (Bloomberg New Energy Finance), 2013
- \_Electricity Generation Costs, DECC – UK, 2013
- \_Renewable Power Generation Cost, IRENA, 2012
- \_Projected costs of generating electricity, IEA, 2010
- \_Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport, ENERGY SECURITY AND SOLIDARITY ACTION PLAN, Second Strategic Energy Review, EU, 2008

Les éléments suivants ont été retenus à partir de ces études:

Un surcoût de 20% est pris en compte du fait du contexte insulaire<sup>8</sup>. Ce surcoût est intégré dans les coûts donnés ci-après.

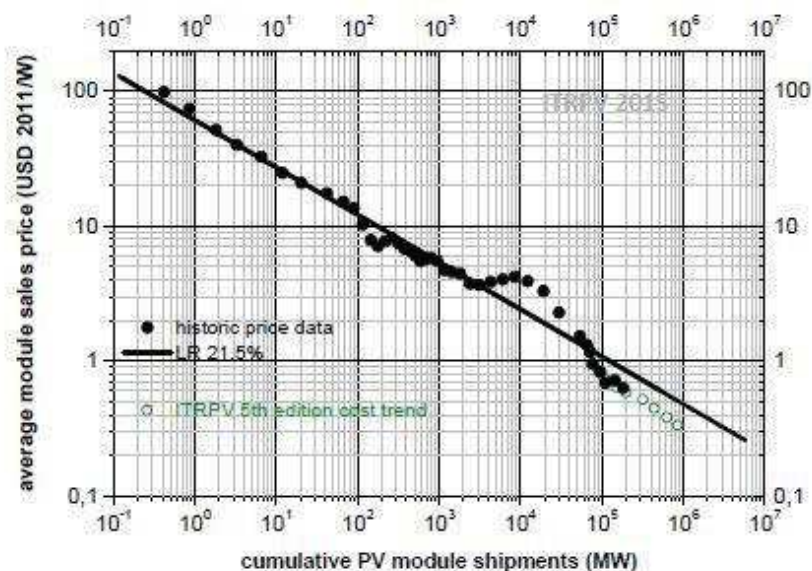
<sup>8</sup> Cette estimation de 20% du surcoût en zone insulaire a été observée sur de nombreuses études économiques dans les ZNI.

- **Hypothèses générales :**

Taux d'actualisation : 5,25% (hypothèse CRE)

Durée de vie : 25 ans

L'analyse des données historiques des coûts, illustrée par le graphique ci-dessous, donne un taux d'apprentissage historique de 20%, soit une baisse de 20% des coûts d'investissement à chaque doublement de la puissance installée.



Source: International Technology Roadmap for Photovoltaic, 2014 results (2015)

Figure 112 – Evolution historique des coûts photovoltaïques

Le « Leverage Cost Of Energy », LCOE, correspondant aux hypothèses retenues pour chaque filière est calculé selon la formule suivante.

$$\text{Coût de l'énergie [€/MWh]} = \frac{\text{Investissement [€]} + \text{Charges [€]}}{\text{Production [MWh/an]}}$$

L'investissement est supposé réalisé en une seule fois à l'année 0, les charges sont sommées et actualisées sur la durée de vie du système, la production est sommée sur la durée de vie du système.

La production annuelle dépend du site considéré. Les résultats présentés ici sont calculés sur la base du taux de charge moyen du système considéré sur l'île. En pratique, au niveau de l'outil d'optimisation, ils sont recalculés pour chaque maille de calcul, i.e. chaque poste source. Pour le photovoltaïque, le nombre d'heures moyen de fonctionnement à pleine charge est pris à : 1512 heures (moyenne sur la Guadeloupe des installations réelles en 2015)

- **Résidentiel :**

CAPEX : 1,9 €/Wc

OPEX : 1,3% du CAPEX totalement considéré en coûts fixes [€/W]

Soit, un LCOE 2015 de : 123 €/MWh

- **Tertiaire :**

CAPEX : 1,55 €/Wc

OPEX : 1,6% du CAPEX totalement considéré en coûts fixes [€/W]

Soit, un LCOE 2015 de : 102 €/MWh

- **Ombrières :**

CAPEX : 1,23 €/Wc

OPEX : 2% du CAPEX totalement considéré en coûts fixes [€/W]

Soit, un LCOE 2015 de : 86 €/MWh

- **Sol :**

CAPEX : 1 €/Wc

OPEX : 1,8% du CAPEX totalement considéré en coûts fixes [€/W]

Soit, un LCOE 2015 de : 68 €/MWh

## 2.1.8 Potentiels d'investissement

5 secteurs d'installation photovoltaïque ont été considérés pour l'étude :

- Toiture résidentielle
- Petite toiture tertiaire
- Grande toiture tertiaire
- Serres
- Ombrière de parking
- Centrale au sol (friches, décharges, plans d'eau)

Les surfaces de toitures résidentielles, petites et grandes toitures tertiaires-industrielles, serres et parking ont été estimées à partir des tables listées ci-dessous de la BD Topo.

BATIMENT par Nature	bos14 par Culture
Administratif	agrumes
Aérodrome non militaire	ananas
Aérogare	aromat
Arène ou théâtre antique	banane
Bâtiment agricole	canne
Bâtiment commercial	coco
Bâtiment industriel	curcuma
Bâtiment religieux divers	diversif
Bâtiment sportif	diversif
Bureau ou hôtel des post	elevage
Caserne de pompiers	ensilage
Centrale électrique	fleur
Chapelle	fouillage
Construction	fruit
Culte catholique ou orth	geranium
Culte divers	gingembr
Culte islamique	Golf
Culte protestant	legume
Culture et loisirs	letchi
Divers industriel	maïs
Divers public ou adminis	mangue
Eglise	miel
Enceinte militaire	palmiste
Enseignement	pdt
Enseignement primaire	piment
Enseignement secondaire	prairie
Enseignement supérieur	vanille
Espace public	verger
Etablissement hospitalie	vetyver
Etablissement pénitentia	vigne
Gare routière	
Gendarmerie	
Gestion des eaux	
Hôpital	
Hôtel de région	
Industriel ou commercial	
Lieu-dit habité	
Lieu-dit non habité	
Mairie	
Maison forestière	
Marché	
Monument	
Musée	
NR	
Palais de justice	
Parc zoologique	
Pic	
Poste ou hôtel de police	
Préfecture	
Quartier	
Refuge	
Santé	
Science	
Serre	
Silo	
Sous-préfecture	
Sport	
Station de pompage	
Tombeau	
Tour, donjon, moulin	
Transport	
Tribune	
Usine traitement eaux	
tous les autres	

Tableau 27 – Couches de la BD Topo utilisée pour caractériser le potentiel photovoltaïque

Les objets suivants ont été exclus des toitures considérées :

Arène ou théâtre antique	Enceinte militaire	Science
Bâtiments religieux divers	Etablissement pénitentiaire	Serre
Centrale électrique	Gestion des eaux	Silo
Chapelle	Lieux-dit non habité	Station de pompage
Culte catholique ou orthodoxe	Maison forestière	Tombeau
Culte divers	Monument	Tour, donjon, moulin
Culte islamique	Parc zoologique	Transport
Culte protestant	PIC	Tribune
Eglise	Refuge	Usine de traitement des eaux

Les deux catégories de toitures (résidentiel et tertiaire/industriel, cette dernière étant scindée en deux selon la surface de chaque toiture) regroupent les tables suivantes :

<p><b>_2066_BAT_RESIDENTIELS par Nature</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #f08080; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Construction</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #ffff00; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Lieu-dit habité</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #ffa500; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> NR</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #6495ed; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Quartier</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #ff69b4; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Résidentiel</li> </ul>	<p><b>_2066_BAT_INDUSTRIELS par Nature</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #f08080; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Administratif</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #ffff00; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Aérogare</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #ffa500; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Bâtiment commercial</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #6495ed; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Bâtiment industriel</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #ff69b4; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Bâtiment sportif</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #90ee90; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Bureau ou hôtel des post</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #40e0d0; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Divers public ou adminis</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #ffa500; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Enseignement</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #32cd32; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Enseignement primaire</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #add8e6; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Enseignement secondaire</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #ff69b4; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Enseignement supérieur</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #add8e6; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Etablissement hospitalie</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #ffa500; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Hôpital</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #90ee90; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Hôtel de région</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #6495ed; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Industriel ou commercial</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #9370db; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Mairie</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #f08080; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Palais de justice</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #ffff00; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Santé</li> <li><span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #ffa500; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Sport</li> </ul>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tableau 28 – Répartition des couches par catégorie de toiture

Pour les surfaces de parking, une analyse de la couche des parkings de la BD Topo montre que celle-ci n'est pas complète, comme les deux images suivantes l'illustrent en trois zooms : Raizet, Jarry, Rivière Sens.

Les zones en vert correspondent aux parkings identifiés dans la BD Topo tandis que celles en rouge sont des exemples de parkings manquants.

Sur ces trois zones, les ratios de surface de parking réel – identifiés à vue à partir des photos aériennes – sur les surfaces de parking identifiés dans la BD Topo sont résumés dans le tableau suivant. Le ratio moyen sur ces trois zones est de 2.

Pour la suite de l'étude, nous prenons l'hypothèse que la surface réelle de parking est deux fois supérieure à celle cartographiée dans la BD Topo.

N° Zone	Surfaces de parking BDTopo [m <sup>2</sup> ]	Surfaces manquantes estimées [m <sup>2</sup> ]	Ratio de correction [-]
1	20 787	25 807	2,2
2	49 620	117 903	3,4
3	143 334	62 764	1,4

Tableau 29 – Zoom sur les surfaces de parking identifiées et manquantes dans la BD Topo (IGN, 2016)

**Identification des surfaces de parking manquantes dans la BD Topo (IGN)  
Postes sources Raizet et Jarry Sud**



**Identification des surfaces de parking manquantes dans la BD Topo (IGN)  
Poste source Rivière Sens**



Figure 113 – Zoom sur la couche des parkings au Raizet, Jarry et Rivière Sens

En l'absence de cartographie des friches industrielles, nous avons utilisé un recensement de ces surfaces par communes effectué en 2001 et 2012.



Enfin, en l'absence de données sur les plans d'eau, ces surfaces n'ont pas été considérées dans cette étude pour la Guadeloupe.

4 hypothèses complémentaires sont utilisées pour estimer les puissances photovoltaïques potentielles à partir des surfaces de toitures et de terrains disponibles, comme schématisé ci-après.

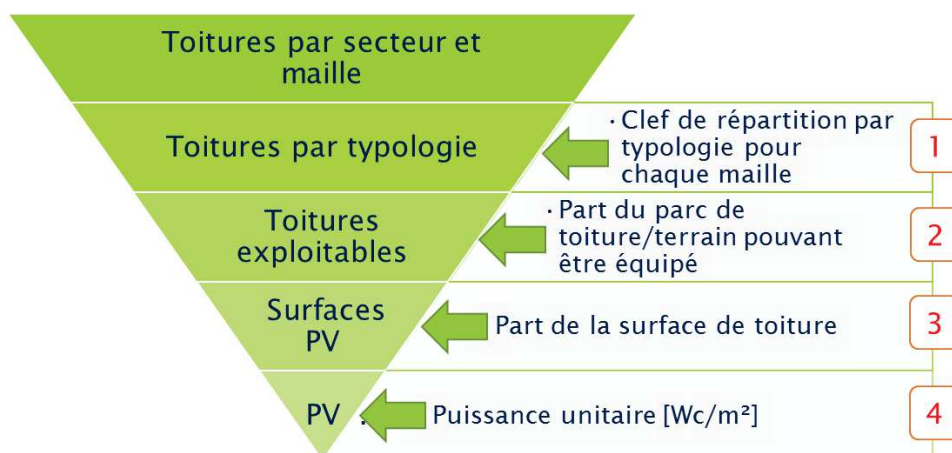


Figure 114 – Méthodologie d'estimation des puissances potentielles photovoltaïques

La première clef de répartition est utilisée pour estimer les surfaces de toiture par typologie de toiture. L'étude « consommation d'énergie dans les logements de Guadeloupe : état des lieux et perspectives » (ADEME, 2014) fourni une description des typologies de bâtiments, dont la nature de la toiture, et une estimation du volume présent sur l'île. Sept typologies d'habitat sont identifiées : habitat traditionnel vernaculaire, villa antillaise ancienne, villa antillaise récente, villa résidentielle, logements individuels en bande, habitat collectif social, et habitat collectif privé.

Les habitats traditionnels vernaculaires et collectifs sociaux, sont considérés comme deux typologies non adaptées à la mise en place de systèmes photovoltaïques, le premier étant qualifié de qualité moyenne et présentant des risques face aux cyclones, et le second de non renouvelable et donc voué à disparaître. Selon l'étude, ces deux catégories de bâtiment représentent près de 10% du parc résidentiel Guadeloupéen.

Les toitures de faible inclinaison sont assimilées à des toitures à quatre pans, les simulations montrant que l'on peut négliger l'impact sur les profils de production.

Les toitures à 2 pans sont supposées orientées de façon aléatoire, et par conséquent réparties pour moitié dans le quart de cercle selon l'axe Nord-Sud et pour moitié dans le quart de cercle Est-Ouest. Une toiture à 4 pans est traitée comme 2 toitures de surfaces unitaires divisées par 2, et respectivement orientées Nord-Sud et Est-Ouest.

Les clefs de répartition des toitures selon leurs orientations ainsi obtenues sont données dans le tableau suivant. Ces clefs de répartition s'appliquent sur la part des toitures éligibles à l'installation de systèmes photovoltaïques.

1	Clef de répartition des toitures par typologie	Répartition sur le parc éligible au PV [%]
	Toiture terrasse	33%
	Pans de toiture Est-Ouest	33%
	Pans de toiture Nord-Sud	33%

Tableau 30 – Clefs de répartition des toitures sur le territoire de la Guadeloupe

La part des toitures susceptibles d'être équipées – du fait d'ombres, ou de non adaptation de la toiture – est prise au maximum à 80%, de façon homogène à l'ensemble des îles étudiées. Cette valeur, volontairement optimiste, ne correspond pas à un taux d'équipement effectif des toitures et sera ajusté selon la nature des scénarios.

2 % de bâtiments susceptibles d'être équipés	
Maisons individuelles	80%
Tertiaire/industriel, agricole	80%

Tableau 31 – Part de bâtiments susceptibles d'être équipés

Pour une toiture donnée, sauf exception, il n'est pas envisageable d'équiper toute la surface de la toiture. Les ratios suivants donnent, en moyenne, la part utilisable pour la production photovoltaïque de la surface de toiture selon la typologie, estimés à dire d'expert. Ces valeurs sont susceptibles d'ajustement en fonction des scénarios.

3 % de la toiture équipée	2 pans	Faible inclinaison	Terrasse
Maisons individuelles	35%	35%	50%
Tertiaire/industriel, agricole	50%	40%	50%

Tableau 32 – Part de la surface d'une toiture susceptible d'être équipée

L'application de l'ensemble de ces ratios donne le gisement de surface potentiellement accessible pour des panneaux photovoltaïques par typologie de toiture. La puissance crête potentielle est alors estimée par un ratio de puissance unitaire surfacique. Dans l'état de l'art de la technologie, nous prenons l'hypothèse d'un ratio de : 155Wc/m<sup>2</sup>.

De façon similaire, les hypothèses suivantes sont appliquées pour les installations potentielles sur terrains :

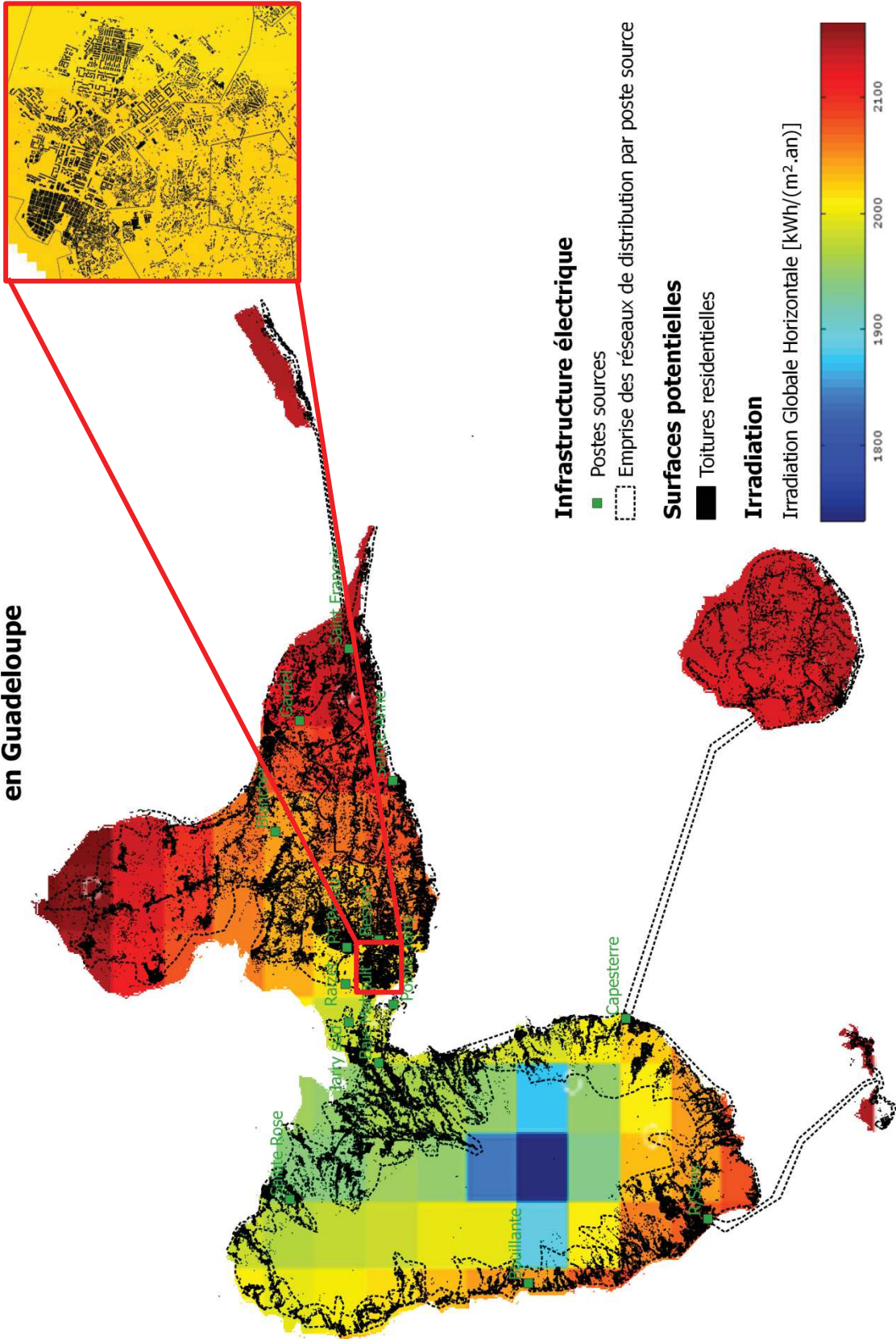
	2 % des terrains potentiellement équipables	% Surface capteur / Surface terrain 3
Prairies	0%	40%
Parking	80%	50%
Serres	80%	40%
Friches et décharges	80%	30%

Tableau 33 – Hypothèses de caractérisation du potentiel PV relatives aux terrains

L'application de l'ensemble de ces hypothèses donne les potentiels [MW] suivants par poste source et par typologie d'installation – incluant les puissances installées –, pour un total de près de 1064 MWc, **soit un potentiel additionnel de 988 MWc.**

Les figures suivantes cartographient ces potentiels sur le territoire pour chaque catégorie.

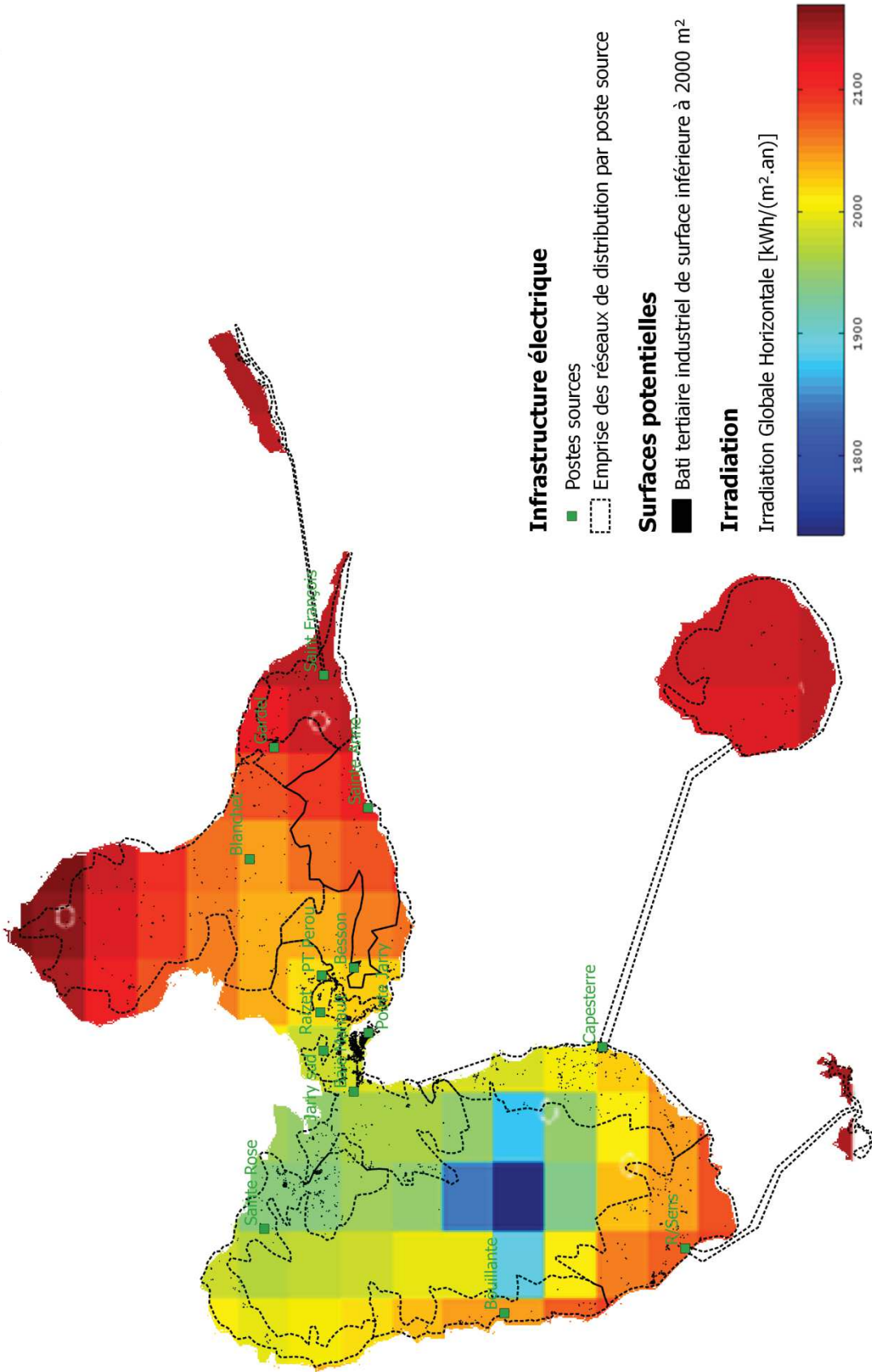
# Irradiation globale horizontale annuelle et surfaces de toiture résidentielles par poste source en Guadeloupe



Vers l'autonomie énergétique des zones non interconnectées, ADEME, Artelia, 2017, Source: Helioclim-3 Database of Solar Irradiance hc3v5, TRANSVALOR / MINES ParisTech - Armines (France), EDF, BD Topo, 2016 IGI



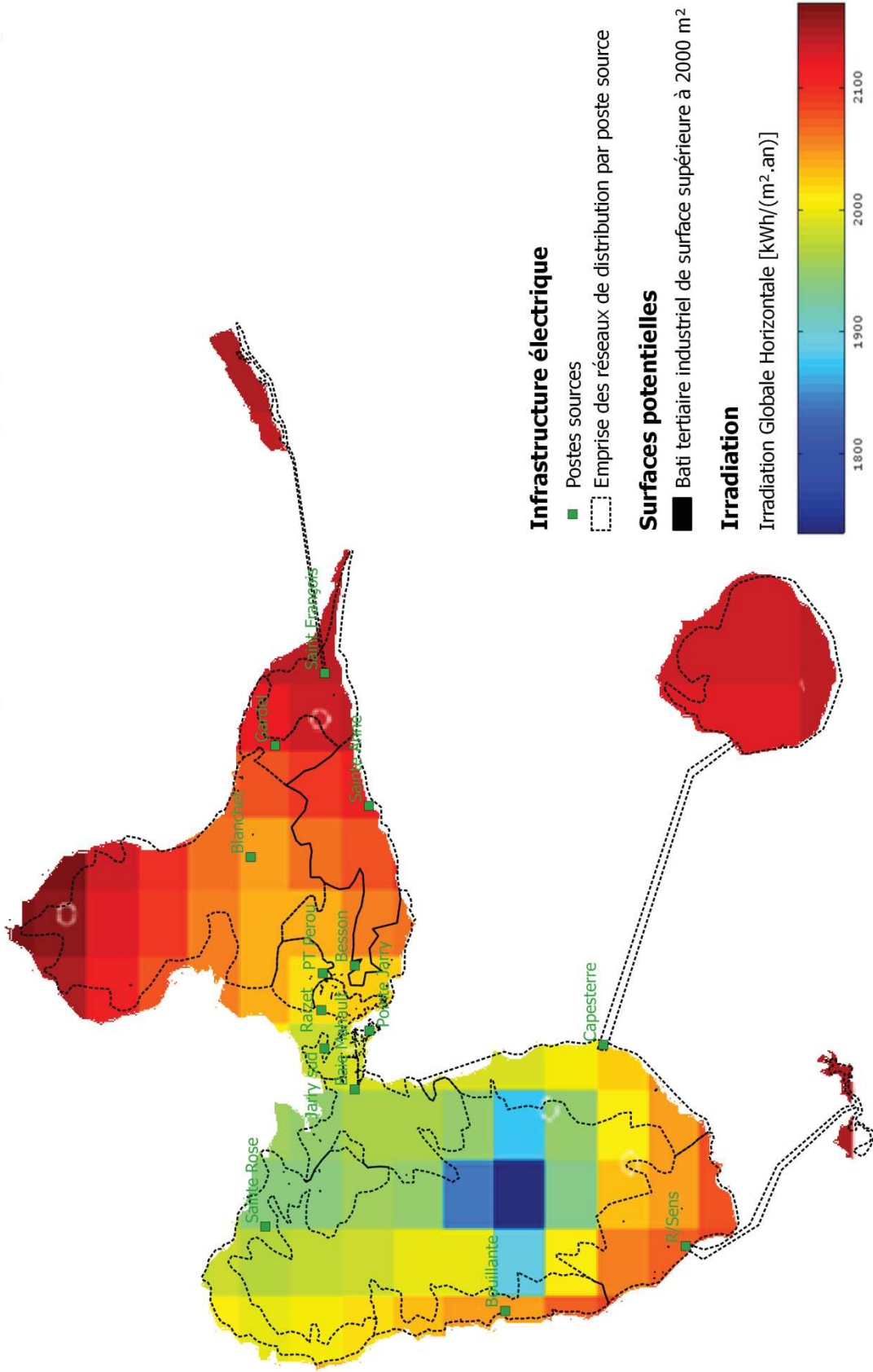
## Irradiation globale horizontale annuelle et surfaces de toitures tertiaires et industrielles inférieure à 2000 m<sup>2</sup> par poste source en Guadeloupe



Vers l'autonomie énergétique des zones non interconnectées, ADEME, Artelia, 2017, Source: Helioclim-3 Database of Solar Irradiance hc3v5, TRANSVALOR / MINES ParisTech - Armines (France), EDF, BDToppo 2016 IGN



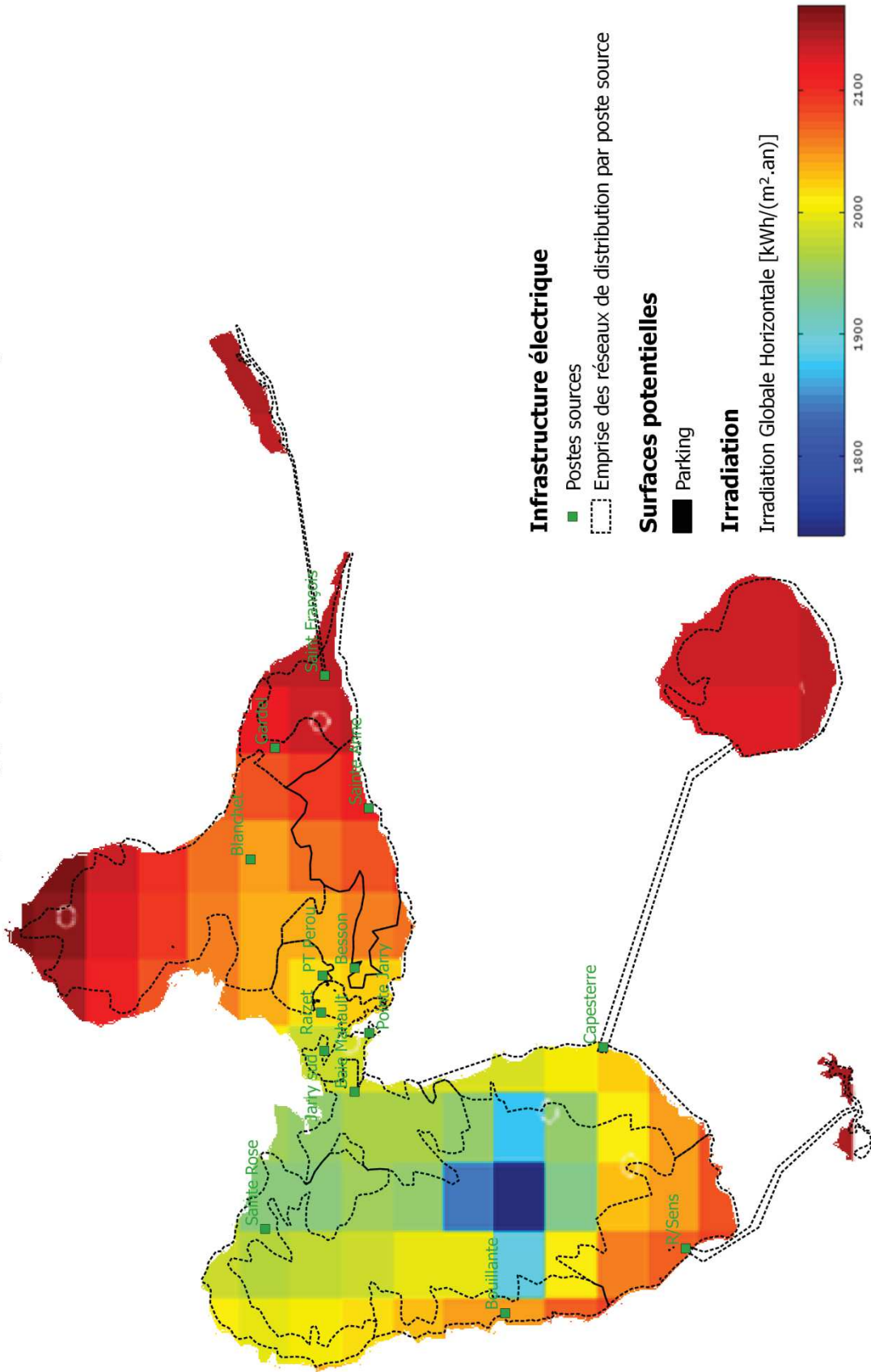
## Irradiation globale horizontale annuelle et surfaces de toitures tertiaires et industrielles supérieures à 2000 m<sup>2</sup> par poste source en Guadeloupe



Vers l'autonomie énergétique des zones non interconnectées, ADEME, Artelia, 2017, Source: Helioclim-3 Database of Solar Irradiance hc3v5, TRANSVALOR / MINES ParisTech - Armines (France), EDF



## Irradiation globale horizontale annuelle et surfaces de parking par poste source



Vers l'autonomie énergétique des zones non interconnectées, ADEME, Artelia, 2017, Source: HeliClim-3 Database of Solar Irradiance hc3v5, TRANSVALOR / MINES ParisTech - Armines (France), EDF, BDTopo 2016 IGN





## 2.2 Filière éolienne

### 2.2.1 Données sources

- Schéma Régional Eolien 2012 – Région Guadeloupe
- Documentation technique des éoliennes (constructeurs)
- Météonorm

### 2.2.2 Matrice de facteurs de conversion input/output

Le facteur de conversion input/output d'une éolienne correspondant au ratio entre l'énergie électrique produite et l'énergie cinétique incidente du vent sur la section balayée par les pales de l'éolienne. Il dépend de la vitesse du vent, comme le montre le graphique suivant, calculé à partir de la documentation technique de l'éolienne VERGNET GEV MP C, utilisée ici à titre d'exemple.

**Rendement d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent**

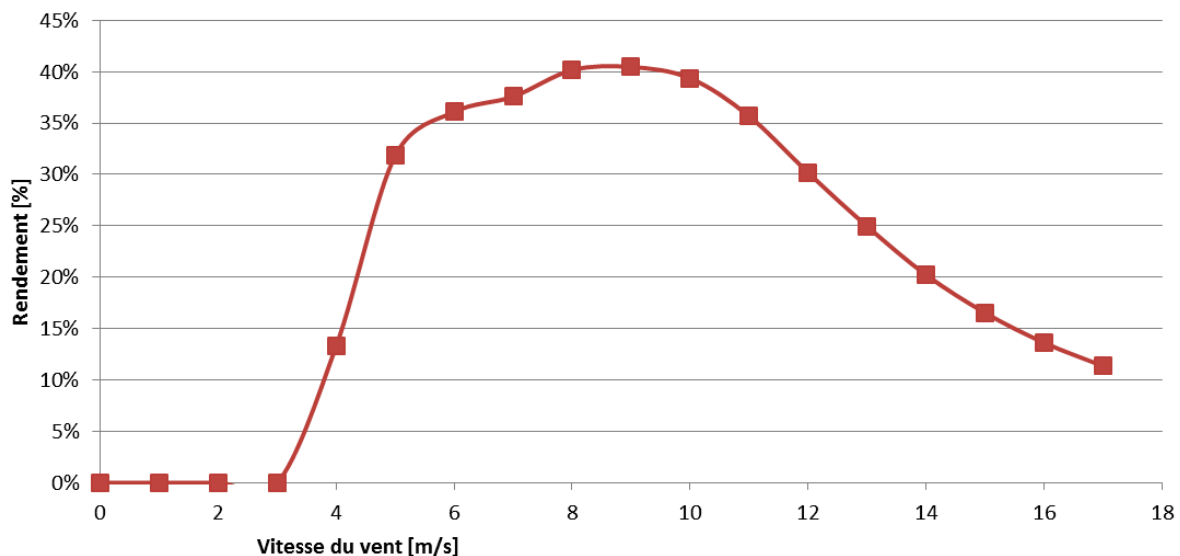


Figure 116 – Rendement d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent

De ce fait, nous intégrons ce rendement directement dans les coefficients de disponibilité horaire et fixons le paramètre facteur de conversion input-output à 1.

### 2.2.3 Facteur de disponibilité

La carte suivante donne la vitesse annuelle moyenne quadratique du vent à 70m d'altitude calculée à partir des données météo de Météonorm, recalée avec les données du SRE, et interpolée entre les stations météo<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Méthode d'interpolation entre les stations météo : Méthode de Delaunay.



### Vitesses moyennes annuelles de vent sur la Guadeloupe

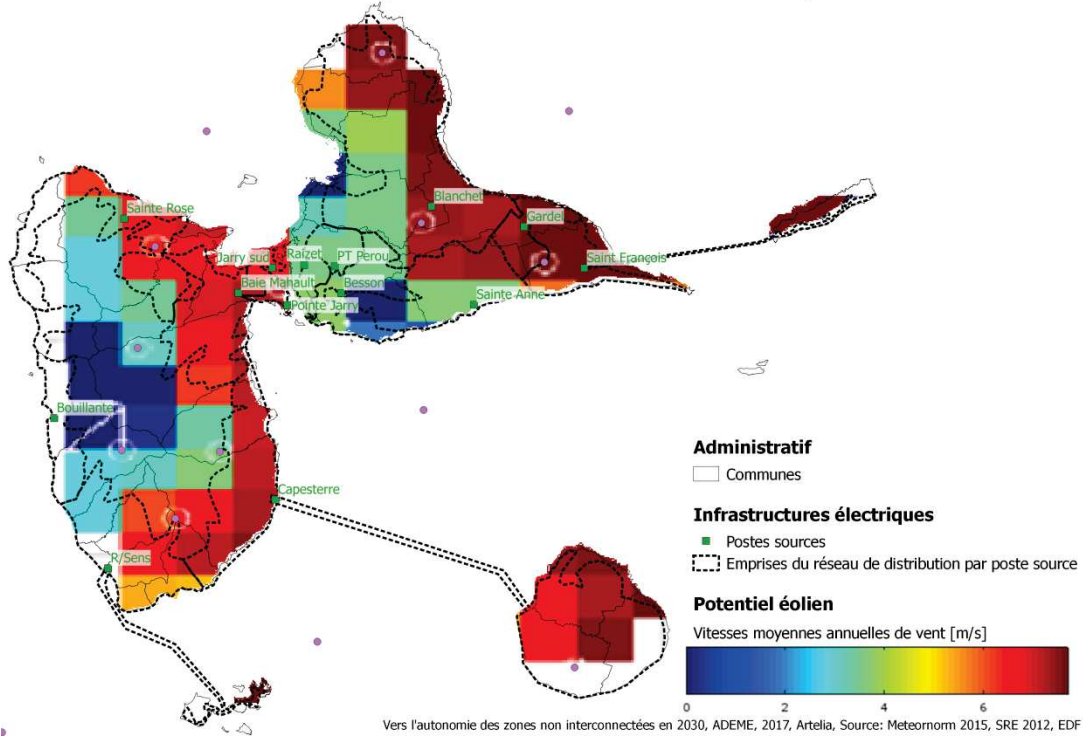


Figure 117 – Atlas éolien d’après données météo Météonorm et SRE

A titre d’illustration, la figure suivante donne la chronique horaire annuelle de la vitesse du vent sur une année type pour un des carreaux du carroyage utilisé pour la Guadeloupe.

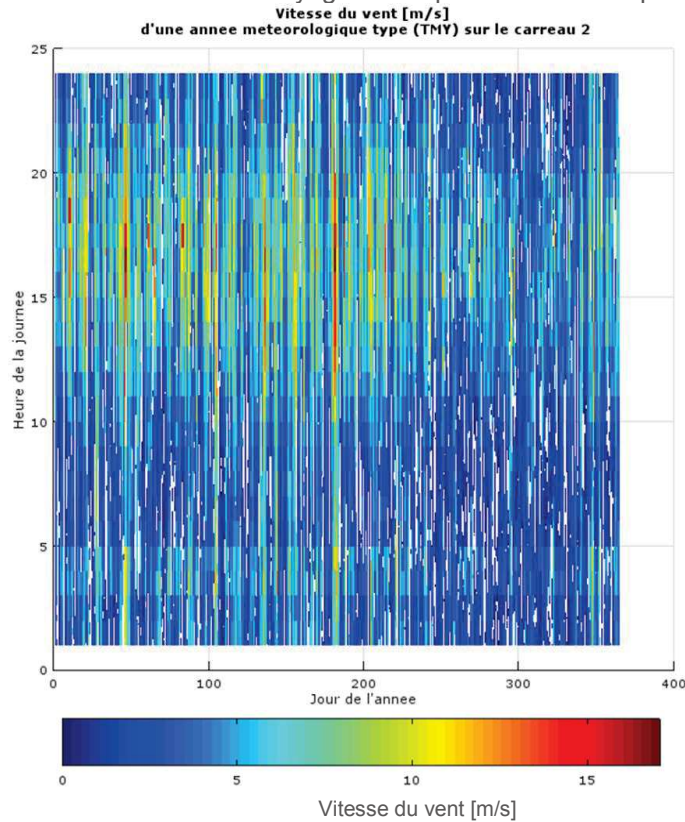


Figure 118 – Illustration d’une chronique horaire annuelle de la vitesse du vent sur un carreau

La production d’électricité d’un parc éolien est simulée par la combinaison de la production d’une turbine éolienne et d’un effet « parc » - effet de masque entre les turbines d’un même parc – chacun d’eux étant une fonction de la vitesse du vent.

Deux typologies de turbines éoliennes sont simulées dans la présente étude : des éoliennes dites « standard » et des éoliennes dites « surtoilées ». Les secondes présentent des dimensions étendues des pâles du rotor par rapport aux premières, et sont de ce fait capables d'une part de démarrer et d'autre part d'atteindre leur régime nominal à des vitesses de vent plus faibles, ce qui améliore leur productivité.

La loi de la puissance électrique unitaire – i.e. rapportée à la puissance nominale installée – d'un parc éolien « standard » en fonction de la vitesse du vent est illustrée par la figure suivante.

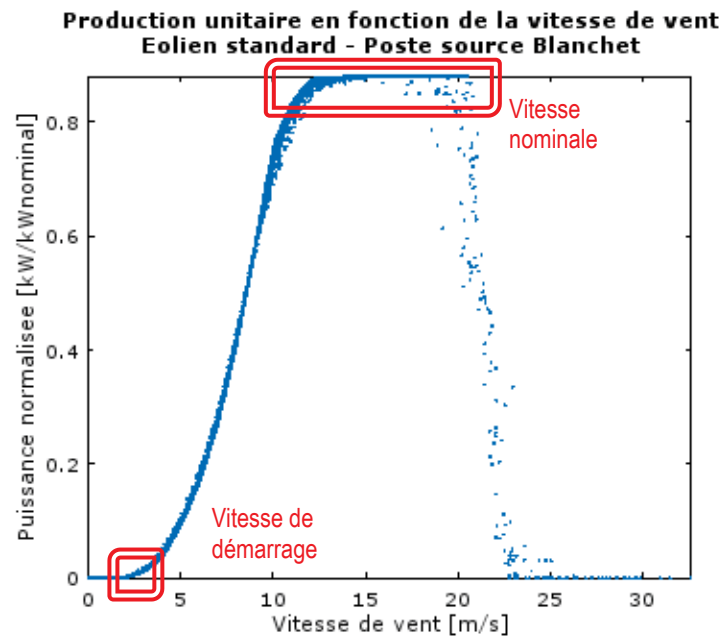


Figure 119 – Modèle d'un parc éolien terrestre

Le graphique suivant compare la courbe de puissance d'une éolienne « standard » avec celles d'éoliennes surtoilées actuellement sur le marché<sup>10</sup>. Il fait apparaître une vitesse de démarrage plus faible – autour de 2 m/s et l'atteinte de la puissance nominale entre 10 et 12 m/s.

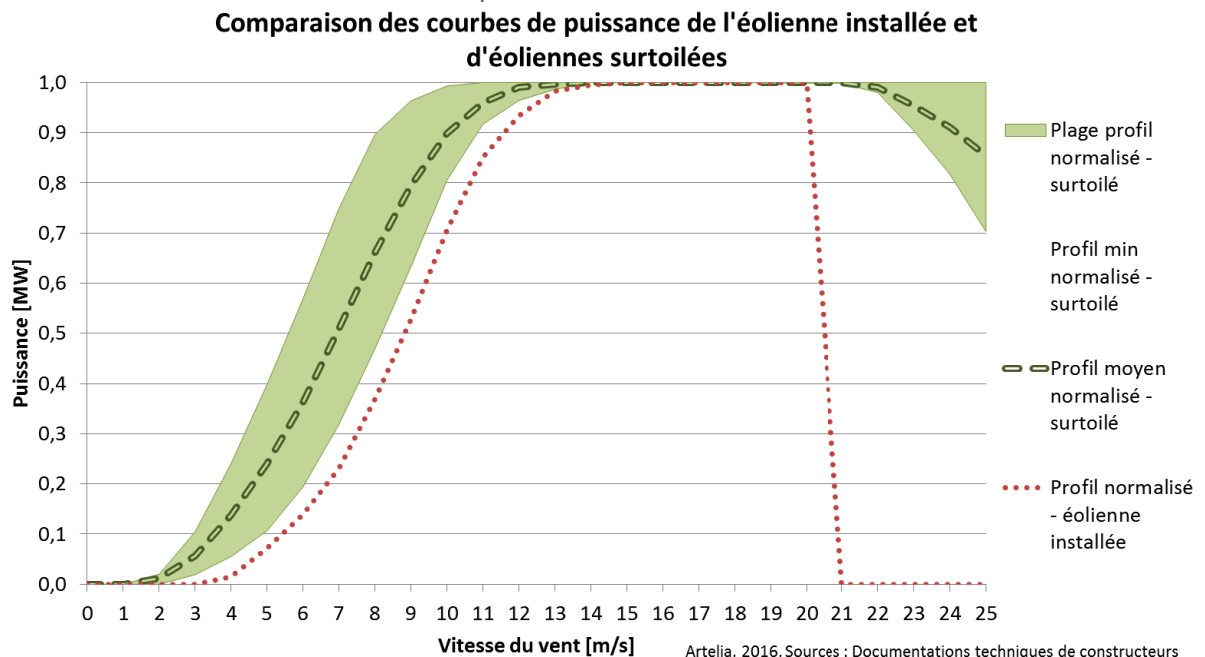


Figure 120 – Courbes de puissance éolien surtoilé et standard

Artelia, 2016, Sources : Documentations techniques de constructeurs

<sup>10</sup> Graphique construit à partir de la documentation technique de différents constructeurs d'éoliennes.

A puissance électrique produite équivalente, il y a un gain de l'ordre de 2 m/s sur la vitesse du vent entre une éolienne standard et une éolienne surtoilée, comme le montre le graphique suivant.

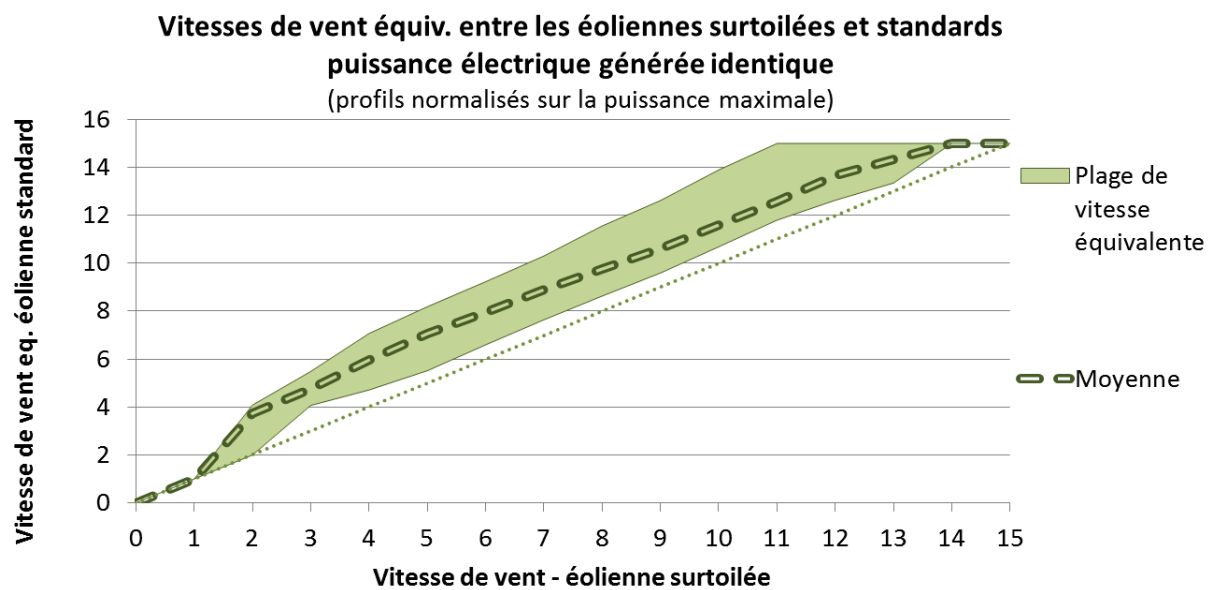


Figure 121 – Vitesse de vent équivalent entre l'éolien surtoilé et standard

Les profils de production horaire pour des éoliennes surtoilées sont calculés avec la loi suivante, correspondant à la plage haute de la vitesse de vent équivalente entre une éolienne surtoilée et standard.

Vitesse de vent réelle [m/s]	Vitesse de vent équivalente [m/s]
0,0	0,0
1,0	1,0
2,0	4,1
4,1	5,5
4,7	7,1
5,5	8,2
6,6	9,2
7,6	10,3
8,6	11,6
9,6	12,6
10,7	13,9
11,8	15,0

Tableau 34 – Table de vitesse de vent équivalente entre une éolienne surtoilée et une éolienne standard

Les figures suivantes illustrent les profils de production d'électricité de parcs éoliens « standard » et « surtoilé » associés au poste source Blanchet, du 01/01 au 31/03 d'une année type.

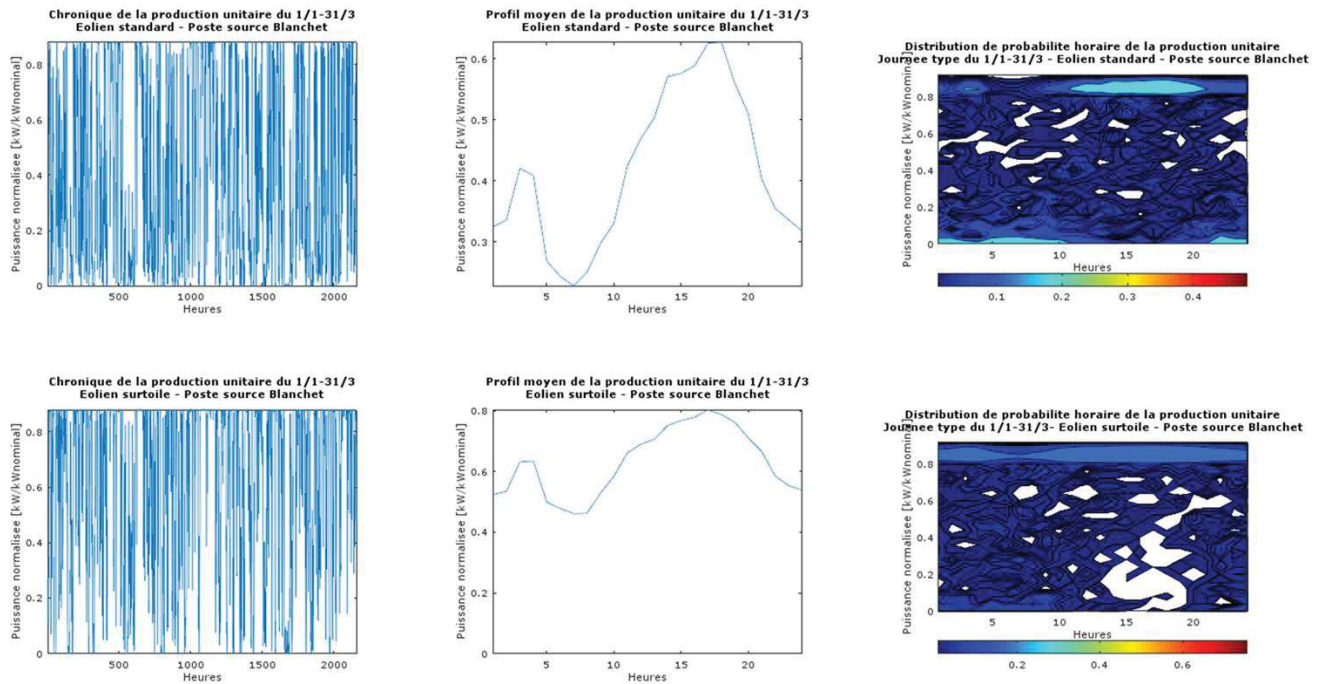


Figure 122 – Profils éoliens « standard » et « surtoilé » associés au poste source Blanchet

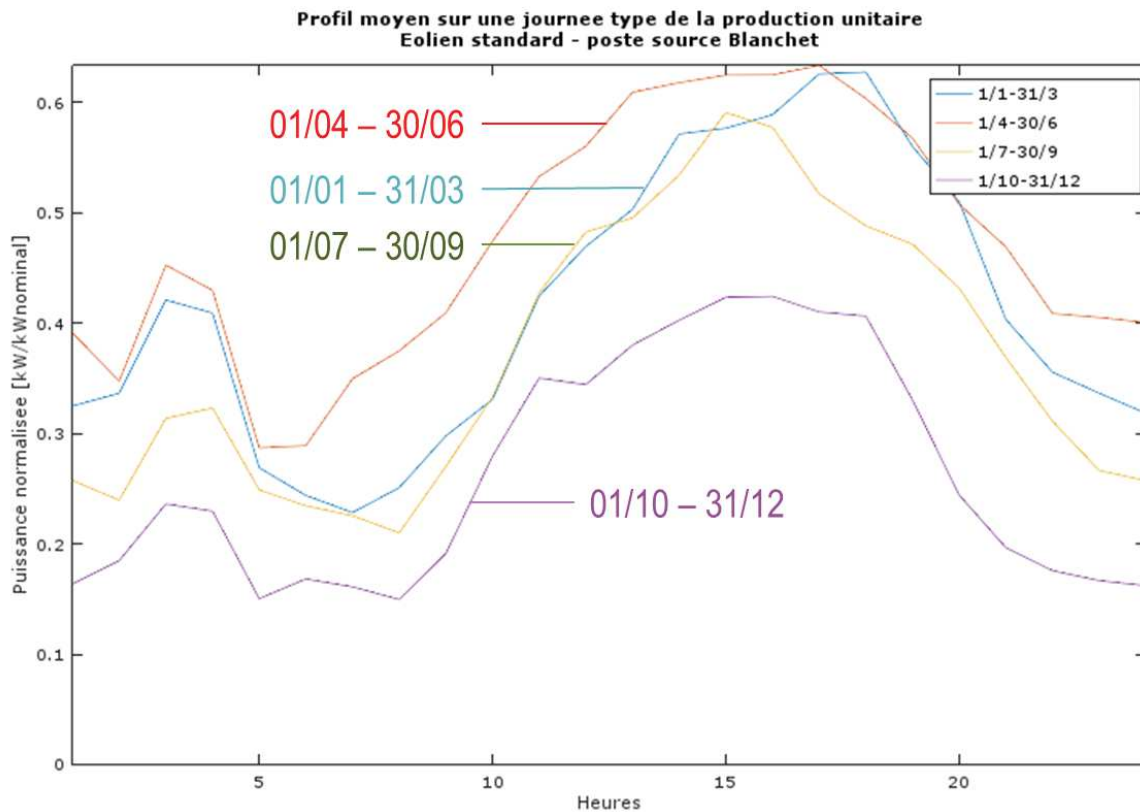


Figure 123 – Profils éoliens moyens associés au poste source Blanchet – éolien standard

## 2.2.4 Capacité résiduelle installée

Le tableau suivant établit un bilan des capacités éoliennes terrestre – en [MW] - installées à fin 2015, et une projection de ces capacités à 2030 établie à partir des dates de mises en service ayant pu être obtenues. On remarque que le parc actuel aura complètement disparu en 2030.

Puissance installée [MW] par Poste source	2015	2020	2025	2030
Blanchet	12,54	12,54	6,27	0
Capesterre	1,38	1,38	1,38	0
Rivière Sens	1,93	1,93	0	0
Saint François	8,09	8,09	6,60	0

Tableau 35 – Puissances éoliennes existantes par poste source et projection du parc à 2030

## 2.2.5 Durée de vie

La durée de vie retenue pour les parcs éoliens terrestres est de 20 ans.

## 2.2.6 Coûts d'investissement et d'exploitation

Les coûts d'investissement de centrales éoliennes selon différentes sources de 2012 à 2016 sont les suivants :

Source investissement [€/kW]	Min	Max	Moyen
IEA WEO 2016	1000	2500	1500
IEA WEO 2012	1378	6407	
IRENA 2012	1331	1510	
Fraunhofer institute, 2012 P= 1.5 MW – 2 MW	1000	1350	1200
Fraunhofer institute, 2012 P= 2 MW – 3 MW	1200	1600	1400
Department of Energy and Climate Change UK, 2013 P=1 – 5 MW, coût à 2016			2460
Department of Energy and Climate Change UK, 2013 P>5MW, coût à 2016			1845

Tableau 36 – Coûts d'investissement de centrales éoliennes

Ces coûts ne sont pas spécifiques à un contexte insulaire et encore moins cyclonique. Le rapport de l'office parlementaire des choix scientifiques et technologiques sur les ENR, 2001 donne un coût moyen de l'éolien en zone cyclonique de 1700 €/kW contre 1000 €/kW en zone usuelle, soit une augmentation de 70% du coût.

D'autre part, le coût d'investissement de la centrale de Sainte Suzanne en 2005 était de 1 800€/kW d'après les éléments publiés, soit un coût supérieur au coût moyen WEO 2016 de 20%. Ce surcoût semble plus réaliste que celui du rapport parlementaire de 2001.

Afin de prendre une hypothèse conservatrice, nous retenons la valeur moyenne de l'IEA WEO 2016 augmentée de 30%, soit un coût de 2 000 €/W, coût d'investissement dans la moyenne haute de la plage des coûts identifiés par l'IEA 2016.

Les coûts d'exploitation sont estimés à 35€/kW par l'IEA (2014), soit 2,5% du CAPEX retenu ici.

Le taux de charge moyen des sites potentiels calculé dans le cadre du SRE est de 16% pour des éoliennes classiques.

Le taux d'apprentissage retenu par l'IEA 2014 est de 5% tandis que celui du Fraunhofer Institute est de 3%.

Enfin, le surcoût pour les éoliennes surtoilées est estimé entre 20% et 25%. Nous prenons ici un surcoût de 25%. Le facteur de charge moyen calculé sur l'ensemble des sites potentiels avec la caractéristique d'une éolienne surtoilée est de 32%.

Les coûts de référence de la filière éolienne retenus pour l'étude sont donc :

- **Eolien standard :**

Investissement : 2000 €/kW  
 Exploitation : 2,5% du CAPEX  
 Soit, avec ces hypothèses, un LCOE de 153 €/MWh.

- **Eolien surtoilé :**

Investissement : 2500 €/kW  
 Exploitation : 2,5% du CAPEX  
 Soit, avec ces hypothèses, un LCOE de 96 €/MWh.

Le taux de charge moyen utilisé ici est faible en comparaison de ceux retenus dans les études IEA, ce qui conduit à un LCOE nettement supérieur à ceux calculés dans le cadre de ces études.

A titre de comparaison, l'étude de la Commission de Régulation de l'Energie sur les coûts et rentabilités des énergies renouvelables en France métropolitaine, 2014 donne un LCOE moyen de 85,6 €/MWh. De son côté, l'IEA, 2016 indique une plage de 45 à 90 €/MWh pour les projets mis en exploitation en 2015.

## 2.2.7 Potentiels d'investissement

Le Schéma Régional Eolien (SRE) établit une cartographie des zones potentielles par niveau d'attractivité et fixe un objectif de capacité à installer par grande zone comme illustré par la carte suivante.

Pour la présente étude, les zones géographiques « favorables » et « très favorables » ont été retenues comme sites d'implantation potentielle de parcs éoliens terrestres.

La désagrégation par poste source de ces potentiels par grande maille a été établie au prorata des surfaces potentielles disponibles par poste source, c'est-à-dire en croisant la carte des zones potentielles avec le SIG des mailles par poste source.

La carte ci-après établit une synthèse de ces éléments et ajoute la cartographie des vitesses moyennes annuelles de vent telles que reconstituée pour la présente étude.

**Potentiel éolien et production annuelle et zone de distribution par poste source électrique sur la Guadeloupe**

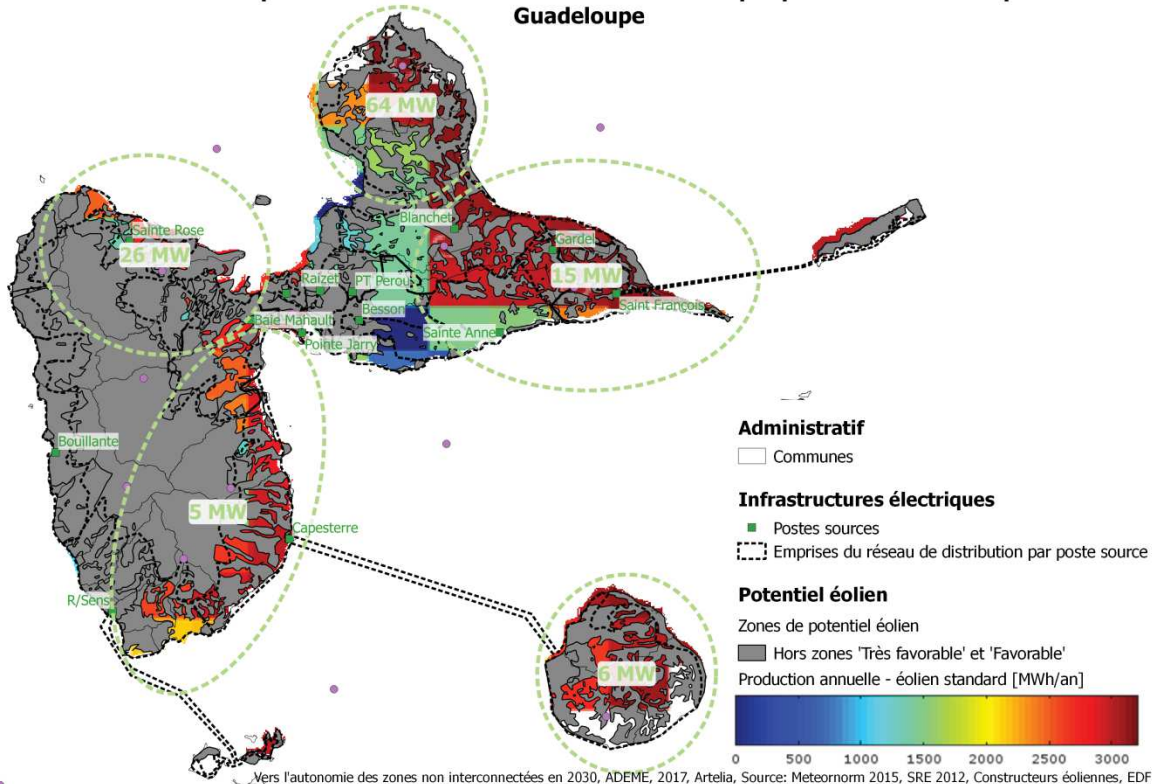


Figure 124 – Cartographie des potentiels éoliens terrestres

## 2.3 Filière hydroélectricité

### 2.3.1 Données sources

Les sources bibliographiques et données utilisées pour caractériser le potentiel de cette filière sont données ci-dessous :

- Schéma départemental mixte eau et assainissement, Office de l'eau
- SRCAE
- Exploitants
- Historiques des chroniques de débit et de hauteur d'eau, DEAL

### 2.3.2 Matrice de facteurs de conversion input/output

Le rendement des installations hydroélectriques est directement intégré dans le calcul du facteur de disponibilité. Le facteur de conversion input/output est donc pris égal à 1.

### 2.3.3 Facteur de disponibilité

La carte suivante donne une synthèse de la caractérisation de la ressource hydroélectrique fluviale et des infrastructures électriques du territoire.

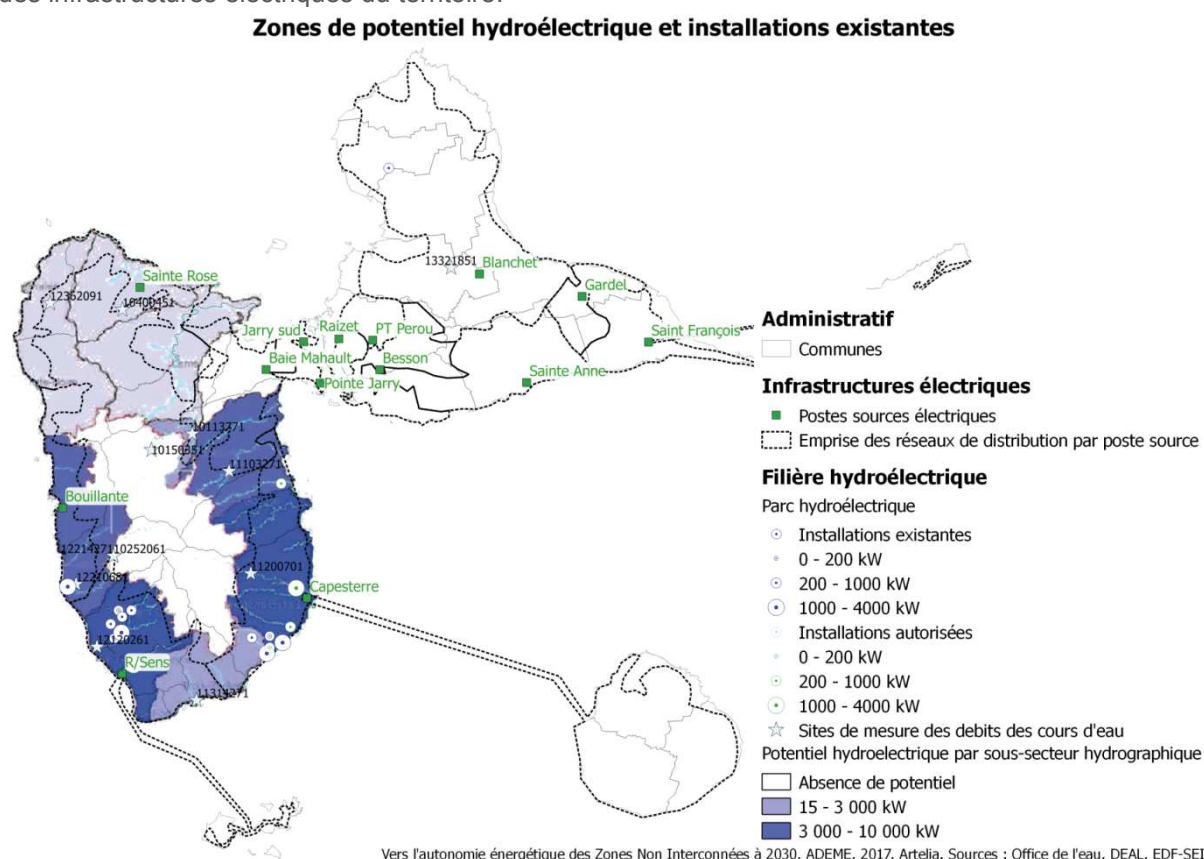


Figure 125 – Cartographie de la ressource hydraulique fluviale

Les productions électriques annuelles des projets d'installations hydroélectriques sont étudiées par les exploitants dans le cadre d'études détaillées et confidentielles spécifiques à chaque site. L'estimation fine des productions annuelles correspondant aux potentiels nécessiterait l'élaboration de modèles détaillés hors du cadre de la présente étude. Nous reprenons donc ici les estimations issues de la littérature.

Pour les installations hydroélectriques au fil de l'eau, les chroniques horaires sont reconstruites à partir des chroniques mesurées de débit ou de hauteur d'eau disponibles sur les différentes stations

de mesure. La localisation des stations de mesure<sup>11</sup> disposant de séries suffisamment complètes est indiquée sur la carte précédente par une étoile. Les séries temporelles ont été étudiées, lorsque la donnée existe, sur la période 2005 – 2015. Les séries de débit ont été utilisées de préférence. En l'absence de telles séries, les séries de hauteur d'eau ont été utilisées. Les séries sont à pas de temps horaire mais contiennent de nombreux trous de données sur un historique variable selon le site. Pour chaque station de mesure, une chronique des débits représentative d'une année type (TMY) est construite à partir des données disponibles. Nous prenons ici l'hypothèse d'une relation quadratique entre les profils de production d'énergie et ceux des débits et normalisons donc la chronique des carrés des débits par la valeur maximale. Un facteur est ensuite appliqué à la chronique de façon à ce que le taux de charge annuel soit égal à celui de la littérature. Si cela génère des valeurs supérieures à 1, ces valeurs sont écrêtées par 1, ce qui a pour effet d'abaisser le taux de charge annuel. L'opération est alors répétée jusqu'à convergence.

A titre d'illustration, le graphique suivant donne la chronique de la production annuelle normalisée pour une année type sur le poste source de Rivière Sens.

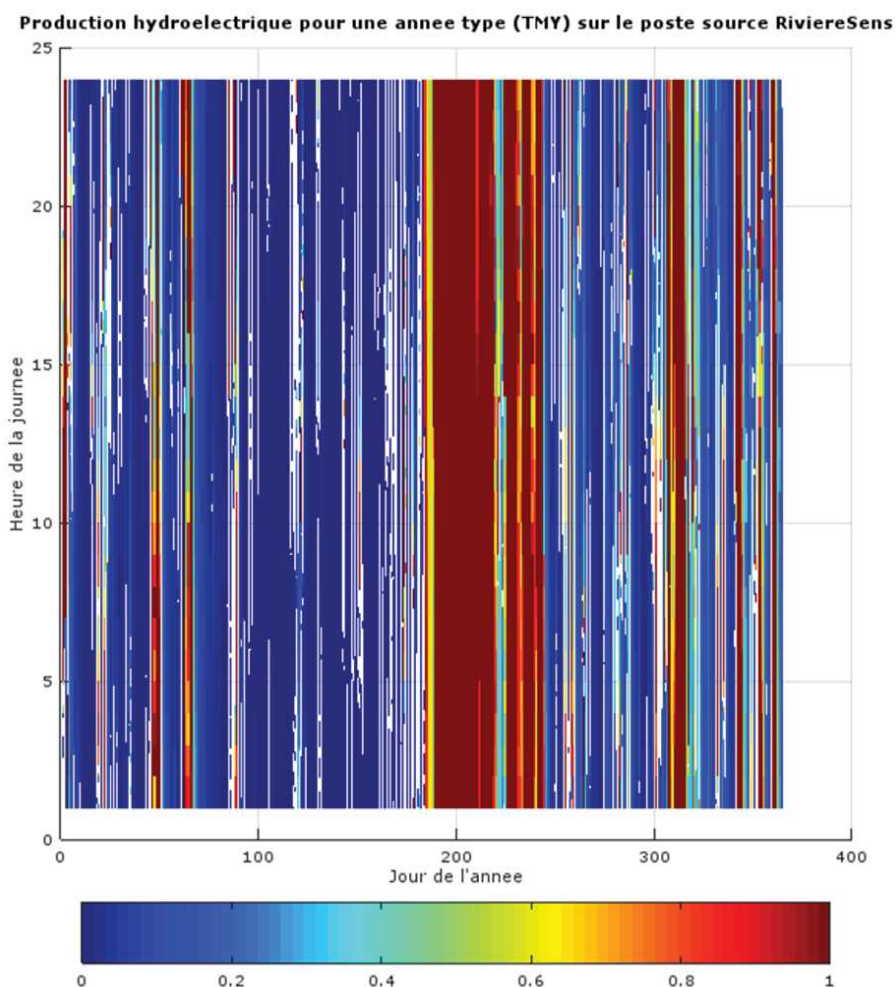


Figure 126 – Exemple de chronique horaire de production hydroélectrique normalisée pour une année type

La figure suivante illustre les profils de production moyens journaliers et de distribution de probabilité sur une journée type du troisième trimestre pour le poste source Sainte-Rose. Les profils sont spécifiques à chaque zone étudiée, ces graphiques sont donc donnés à titre d'illustration et ne peuvent être considérés comme généraux.

<sup>11</sup> Inventaire des stations de mesures de débit et de hauteur d'eau, et séries temporelles obtenues depuis le site internet de la DEAL : Banque Hydro.



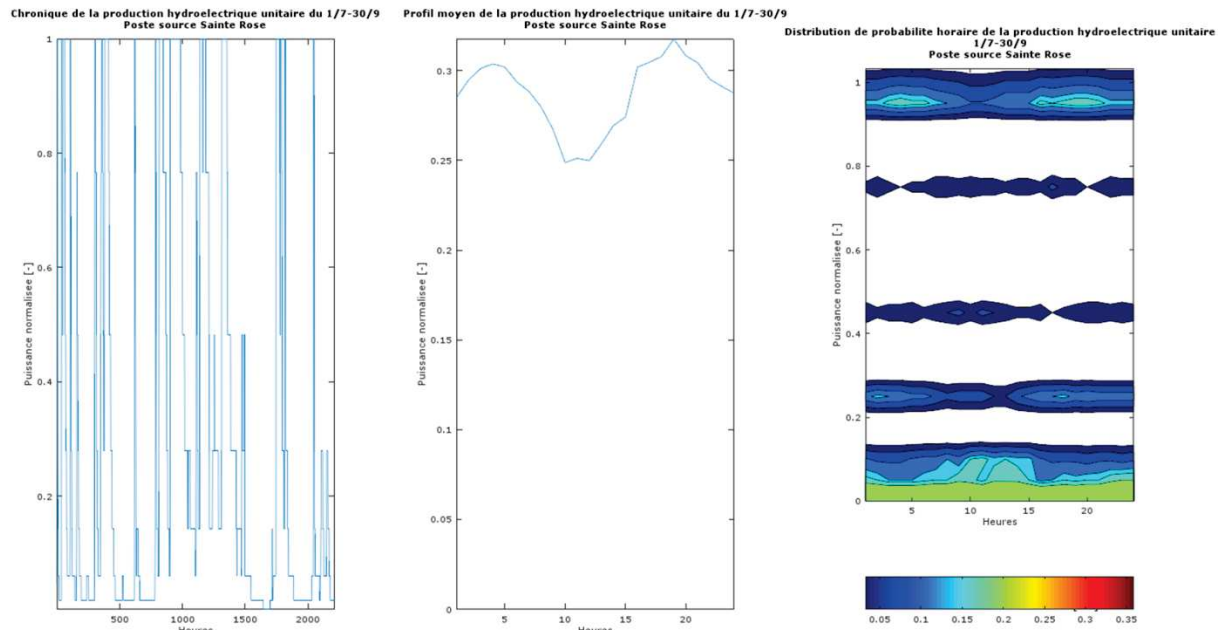


Figure 127 – Chroniques, profils moyens et distribution de probabilité de production hydroélectrique

Enfin, les profils moyens au poste source Sainte-Rose pour chaque trimestre d'une année représentative de la période 2005 – 2015 sont donnés par le graphique suivant.

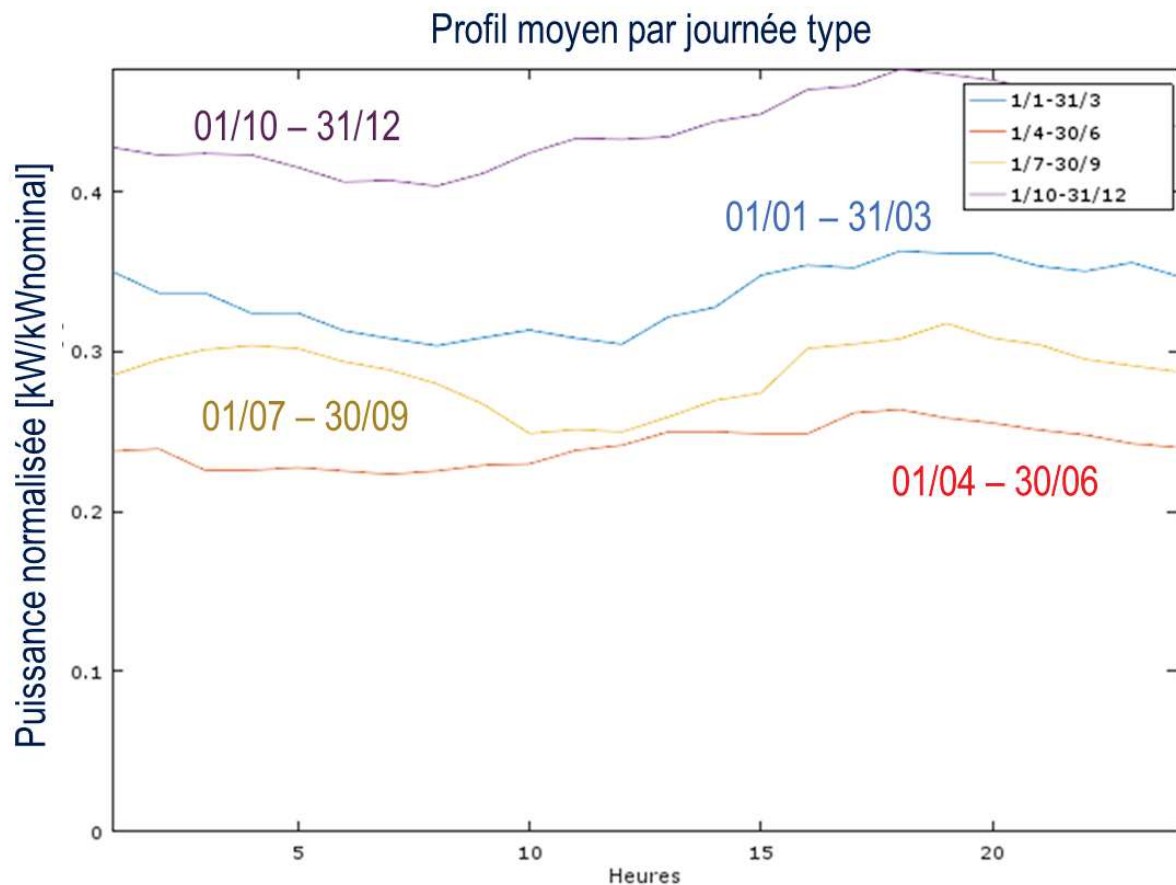


Figure 128 – Profils journaliers moyens de production hydroélectrique par trimestre

Pour les installations hydroélectriques de type barrage, les profils sont caractérisés par une production annuelle et une puissance instantanée maximale.

Pour les installations sur réseaux d'eau, les profils dépendent directement des usages de ces réseaux. En l'absence de données spécifiques à La Guadeloupe, nous avons repris les profils construits pour La Réunion à partir des sources suivantes :

\_Adduction d'eau potable : données CISE Ouest et Sud

\_Réseaux d'irrigation : source ILOT et étude de potentiel

\_Réseaux d'assainissement : en l'absence de données de profil, nous prenons l'hypothèse que les profils sont similaires à ceux des réseaux d'adduction d'eau potable.

### 2.3.4 Capacité résiduelle installée

La puissance hydroélectrique installée en 2015 est de 9,8 MW. Les centrales existantes sont indiquées sur la carte donnée en début de cette partie.

Une part significative de ces installations – 8 MW – a été mise en service dans les années 1990. Avec des durées de vie de 40 ans (au fil de l'eau) et 50 ans (barrage), ces installations seront en fonctionnement sur la durée de l'étude.

Le tableau suivant donne le bilan par poste source et filières :

Poste source	Au fil de l'eau [MW]	Barrage [MW]
Blanchet	0,2	
Bouillante	0,3	
Capesterre	3,1	4,6
Rivière Sens	1,5	
Saint François	0,2	

Tableau 37 – Centrales hydroélectriques existantes

### 2.3.5 Durée de vie en années

Les durées de vie retenues sont les suivantes :

- Adduction d'eau potable : 20 ans
- Réseaux d'irrigation : 20 ans
- Réseaux d'assainissement : 20 ans
- Cours d'eau – barrage : 50 ans
- Cours d'eau – au fil de l'eau : 40 ans
- STEP : 50 ans

Tous les composants des équipements hydroélectriques n'ont pas d'aussi longues durées de vie. Certains sont remplacés sur cette durée et pris en compte dans les coûts d'entretien-maintenance.

### 2.3.6 Coûts d'investissement et d'exploitation

Pour les centrales au **fil de l'eau**, les coûts d'investissement retenus par l'IRENA et l'IEA en 2012 et 2015 sont les suivants, indiquant une plage significative entre les extrêmes :

Source investissement [€/kW]	Min (2012)	Max (2012)	Moyen (projets achevés en 2015)
IEA 2012	1041	6407	
IRENA 2012	935	5754	
IEA WEO 2016			2000

Tableau 38 – Coûts d'investissement des centrales hydroélectriques au fil de l'eau

Nous retenons la valeur moyenne de l'IEA WEO 2016 augmentée de 20%, soit un coût de 2 400 €/kW.

Les coûts d'exploitation sont estimés à 56,7 €/kW par l'IEA (2014), soit 2,4% du CAPEX retenu ici, ce qui correspond à la valeur basse de la plage des OPEX observés par l'IRENA (2012), compris entre 1% et 4% des coûts d'investissement.

Le taux d'apprentissage est estimé à 1% par l'IEA, les coûts sont donc pratiquement constants (hors inflation) dans le temps depuis 2010.

Selon l'étude de potentiel, les taux de charge sont variables selon les sites considérés, compris entre 45% et 72% avec une moyenne à 52%, moyenne que nous reprenons ici, à comparer avec la moyenne monde observée par l'IEA (Technologie roadmap, 2012) de 50%.

Avec ces hypothèses, le LCOE correspondant est de 44 €/MWh, à comparer avec les LCOE calculés par l'IRENA (2012), compris entre 14 €/MWh et 194 €/MWh.

Dans le cadre de la rénovation d'une installation existante ou de l'installation d'une turbine sur un site existant non encore électrifié, les coûts compris entre 500 €/kW et 1000 €/kW, sont nettement inférieurs à ceux d'une installation nouvelle (2000 €/kW).

Pour les **barrages**, selon l'IRENA (2012) les coûts d'investissement sont compris entre 755 €/kW et 5 502 €/kW. Nous proposons de retenir la valeur moyenne augmentée de 20%, soit 3 800 €/kW.

L'IRENA estime les coûts d'entretien maintenance entre 2% et 3% de l'investissement. Nous retenons ici l'hypothèse haute.

Tout comme pour les installations au fil de l'eau, le facteur de charge est variable selon les sites, compris entre 45 % et 59 % avec une moyenne à 50 %.

Le LCOE obtenu avec ces hypothèses est de 74 €/MWh, à comparer à la plage comprise entre 14 €/MWh et 137 €/MWh, estimée par l'IRENA 2012.

Pour les **centrales hydroélectriques sur réseau**, l'étude du SIDELEC (2015) donne une estimation pour chaque site :

- Adduction d'eau potable : coûts unitaires variant de 1 570 €/kW à 13 750 €/kW, pour une moyenne de 5 200 €/kW.
- Réseaux d'irrigation : coûts unitaires variant de 123 €/kW à 2 510 €/kW, pour une moyenne de 2 000 €/kW.
- Réseau d'assainissement : le coût unitaire de la centrale installée par le CINOR était de 2000 €/kW.

Nous retenons l'hypothèse d'un coût d'entretien maintenance annuel de 4% de l'investissement. D'après une étude de potentiel du SIDELEC sur La Réunion, le taux de charge est proche de 100% pour les réseaux d'eau potable, tout comme la centrale hydroélectrique sur le réseau d'assainissement du CINOR qui est avec un taux de charge de 95%. Nous retenons ce taux de 95% pour ces deux typologies d'installation. La moyenne pour les réseaux d'irrigation est de 65%.

Avec ces hypothèses, les LCOE respectifs de ces deux filières sont :

- Adduction d'eau potable : 76 €/MWh
- Réseau d'irrigation : 43 €/MWh
- Réseau d'assainissement : 29 €/MWh

### 2.3.7 Potentiels d'investissement [en GW]

Le potentiel additionnel global est estimé à 70 MW et se décompose par poste source et catégorie de ressource comme illustré par le graphique suivant.

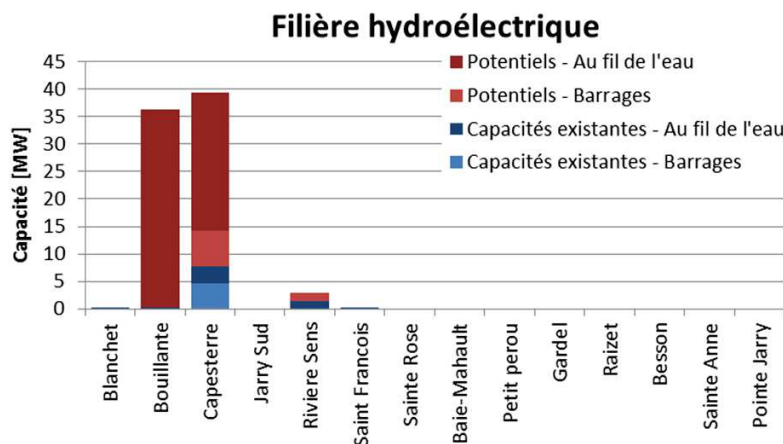


Figure 129 – Synthèse des potentiels hydroélectriques par poste source

## 2.4 Filière biomasse / déchets

### 2.4.1 Données sources

De nombreuses études ont été utilisées pour définir le gisement biomasse/déchets mobilisable, ainsi que le potentiel énergétique associé :

- Plan de prévention et de gestion des déchets non dangereux (PPGDND, 2016)
- Plan départemental d'élimination des déchets ménagers et assimilés de la Guadeloupe, Conseil Général de la Guadeloupe, 2008
- Observatoire des déchets, données brutes et cartographies, 2017
- Valorisation de la Biomasse en Guadeloupe, CGAAER, 2015
- Dossier de presse « présentation de la filière canne-sucre », Préfet de la région Guadeloupe, 2015
- Surfaces de culture de canne à sucre par commune, AGRESTE, 2010
- Projet de centrale thermique de cogénération multi-biomasse (bagasse-biomasses) de Marie-Galante, Rebecca, Département de la Guadeloupe, 2012
- Schéma départemental de gestion et de valorisation des sous-produits d'épuration de la Guadeloupe, Office de l'eau, 2015
- Base de données ERU, Ministère du développement durable, 2017
- PRERURE Guadeloupe, 2008
- Document de référence 2015, Albioma
- SRCAE Guadeloupe
- Dossier de presse Cann'Elec, CIRAD, 2009
- Valorisation énergétique de la biomasse en Guadeloupe : État des lieux et perspectives, Explicit, 2010
- Rapport de mission concernant la production d'électricité à partir de biomasse à l'île Maurice et à la Réunion – AFD – 2015 (JY DUPRE AFD)
- Rapport SYPECAR, 2016

### 2.4.2 Matrice de facteurs de conversion input/output

Les rendements des installations de valorisation électrique de ces filières dépendent de la typologie de l'installation (grosse ou petite centrale thermique, co-combustion, incinérateur). D'autre part, des améliorations techniques sont attendues d'ici 2030 pour les centrales thermiques.

Le tableau ci-dessous donne les hypothèses de facteur de conversion input/output retenus selon la nature de la technologie.

Nature de la technologie	2015	2020	2025	2030
Centrale thermique	25%	28%	30%	30%
UVE - Incinérateur	25%	25%	25%	25%
Petite centrale biomasse	22%	22%	22%	22%

Tableau 39 – Facteurs de conversion input/output des centrales biomasses

Sources :

- Centrale thermique : Bilan énergie ABR
- UVE : livre blanc
- Petite centrale biomasse : SDBE et Schéma biomasse ARER (La Réunion)

## 2.4.3 Facteur de disponibilité

Les facteurs de disponibilité dépendent de la saisonnalité de la ressource. Les éléments suivants ont été utilisés :

Installation	Taux de disponibilité
Centrale thermique charbon/biomasse/paille canne/bio-déchets	90%, constant toute l'année
Centrale thermique charbon/biomasse/bagasse	90%, hors période sucrière
Centrale thermique charbon/biomasse/bagasse	72% en période sucrière La bagasse est prioritaire sur les autres ressources. Les ressources locales sont prioritaires sur les ressources importées
Centrale thermique déchets vert	Variation saisonnière selon données d'historique : Janvier – mars : 38% Avril – juin : 42% Juillet – Septembre : 90% Octobre – Décembre : 53%
UVE – toutes ressources	90%, constant toute l'année
Petite centrale biomasse – toutes ressources	80%, constant toute l'année
Centrale biogaz de décharge	de 60% à la mise en service à 90% après quelques années de fonctionnement.

Tableau 40 – Facteurs de disponibilité des centrales biomasses

En l'absence de données locales pour les déchets, les données retenues sont celles issues des données de La Réunion. Sources : CIVIS 2013, TCO 2014

## 2.4.4 Capacité résiduelle installée

Les installations existantes en injection sur le réseau électrique et en fonctionnement à fin 2015 sont les suivantes :

- Une centrale thermique du Moule (Albioma), assurant la production d'électricité à partir de ressources biomasses locales (bagasse) et de combustibles fossiles importés.
- Une unité de méthanisation avec valorisation électrique (et chaleur) du biogaz en autoconsommation et injection du surplus sur le réseau électrique à la distillerie de Bologne.

Le tableau suivant donne le bilan par poste source :

Poste source	Installation	Puissance [MW]
Gardel	Centrale thermique bagasse/charbon	23*
Rivière Sens	Centrale biogaz distillerie de la Rivière du Mât	0,005

\*Part bagasse seule. La puissance totale raccordée de la centrale thermique bagasse/charbon est de 82,5 MW.

Tableau 41 – Puissance biomasse combustion existante [MW]

A la date de rédaction de ce rapport, les deux ISDND du territoire – La Gabarre et Sainte-Rose – sont équipés ou en cours d'équipement d'installation de valorisation du biogaz de décharge, l'ISDND de La Désirade étant tout juste fermé. En outre, un projet de méthanisation sur la Grande-Terre est identifié dans le PPGDND.

## 2.4.5 Durée de vie en années

La durée de vie des installations est de :

- Centrale thermique bagasse-charbon : 30 ans
- Petite et moyenne centrale thermique : 20 ans
- Incinérateur UVE : 30 ans
- Centrale biogaz de décharge : 30 ans

## 2.4.6 Année à laquelle une technologie future devient disponible

La ressource canne fibre est en cours de développement. Son déploiement peut être envisagé progressivement à partir de 2020.

## 2.4.7 Coûts d'investissement et d'exploitation

Les sources suivantes ont été utilisées pour établir les coûts de ces installations :

- Méthanisation :  
REX Poitou Charente, données 2014  
SDMetha (schema directeur)
- Cogénération biomasse-Bagasse :  
Données publiées par Albioma (rapports d'activité et communiqué de presse)  
IEA 2014
- Petite centrale thermique :  
IEA 2014  
PPGDND La Réunion
- UVE :  
IEA 2014
- TAC :  
Données publiées par Albioma

Les hypothèses retenues pour chaque filière sont les suivantes :

- **Centrale thermique bagasse – charbon :**  
Investissement : 4,6 €/W  
Coûts d'exploitation : 0,14 €/W, soit 3% du CAPEX en charges fixes  
0,06 €/kWh en charges variables  
Soit un LCOE de : 117 €/MWh  
Le taux d'apprentissage de cette filière est de 2%.  
Les charges d'exploitation augmentent de 1%/an.
- **Petite et moyenne centrale thermique :**  
Investissement : 2,2 €/W (donnée IEA augmentée de 20%)  
Coûts d'exploitation : 0,08 €/W, soit 3,6% du CAPEX en charges fixes  
Paille de canne : 0,11 €/kWh en charges variables  
Déchet vert : 0,11 €/kWh en charges variables  
Canne fibre : 0,17 €/kWh en charges variables  
Bois énergie : 0,3 €/kWh en charges variables  
Soit un LCOE de : 143 €/MWh pour la paille de canne et les déchets verts.  
Le taux d'apprentissage de cette filière est de 5%.  
Les charges d'exploitation augmentent de 1%/an.

Les hypothèses de coût de mobilisation de la ressource sont celles du SDBE (Schéma directeur Bois Energie) de La Réunion, détaillées dans les tableaux ci-dessous. La distance retenue pour le transport de la ressource est de 30 km :

**Coût de mobilisation selon SDBE - Incluant achat biomasse si nécessaire, coût de bucheronnage, de transformation, de stockage et de séchage.**  
N'incluant pas le transport.

Ressource	k€/ t MS		k€/ MWhe	
Bois incendié	0,193	0,193	0,17	0,17
Plantation d'eucalyptus	0,265		0,23	
Foyer d'invasion d'Accacia	0,217	0,236	0,19	0,21
Friche agricole	0,103		0,09	
Filaos enclos	0,249		0,22	
Bois palette	0,07	0,07	0,06	0,06
Déchets vert	0,10	0,10	0,09	0,09

**Coût du transport - Valable sur des distances de 10 à 30 km**

Ressource	Format	Type de véhicule	Coût de l'opération [€/ (tMS.km)]	Coût de l'opération [€/ (MWhe.km)]
Déchets vert	Vrac	semi-remorque type cachalot	0,90	<b>0,80</b>
Bois sur pied	Vrac ou Plaquette	Polybenne ou remorque tracteur - 17 tonnes	3,50	<b>3,09</b>
Bois palette	Palette	Camion plateau	1,00	<b>0,88</b>

Tableau 42 – Coût de mobilisation et de transport des ressources biomasse

- **Incinérateur UVE**

Investissement : 7,85 €/W (donnée IEA augmentées de 20%)  
Coûts d'exploitation : 0,25 €/W, soit 3,2% du CAPEX en charges fixes  
Soit un LCOE de : 98 €/MWh  
Le taux d'apprentissage de cette filière est de 5%.  
Les charges d'exploitation augmentent de 1%/an.

- **Centrale biogaz**

Investissement : 5,4 €/W (REX sur 8 installations en Poitou-Charentes, 2015)  
Coûts d'exploitation : 0,078 €/W, soit 1,4% du CAPEX en charges fixes  
0,015 €/kWh en charges variables  
Soit un LCOE de : 70 €/MWh  
Le taux d'apprentissage de cette filière est de 3%.  
Les charges d'exploitation augmentent de 1%/an.

## 2.4.8 Potentiels d'investissement

Pour cette filière, la problématique du découpage géographique vis-à-vis de la ressource ne se pose pas de la même façon que pour les autres ressources :

- cette filière s'appuyant sur une ressource de stock et non de flux, les sites de production d'électricité ne correspondent pas nécessairement aux sites de « production » de la ressource.
- les choix des localisations des équipements ne dépendent pas d'une logique de production d'énergie mais d'une logique de gestion (collecte, traitement/valorisation) des déchets et/ou de la ressource.
- des conflits d'usage existent sur les valorisations possibles des ressources issues des déchets (matière, retour au sol, énergie), dépassant le seul cadre d'une scénarisation énergétique. De la même façon des conflits d'usage existent sur l'exploitation des terres

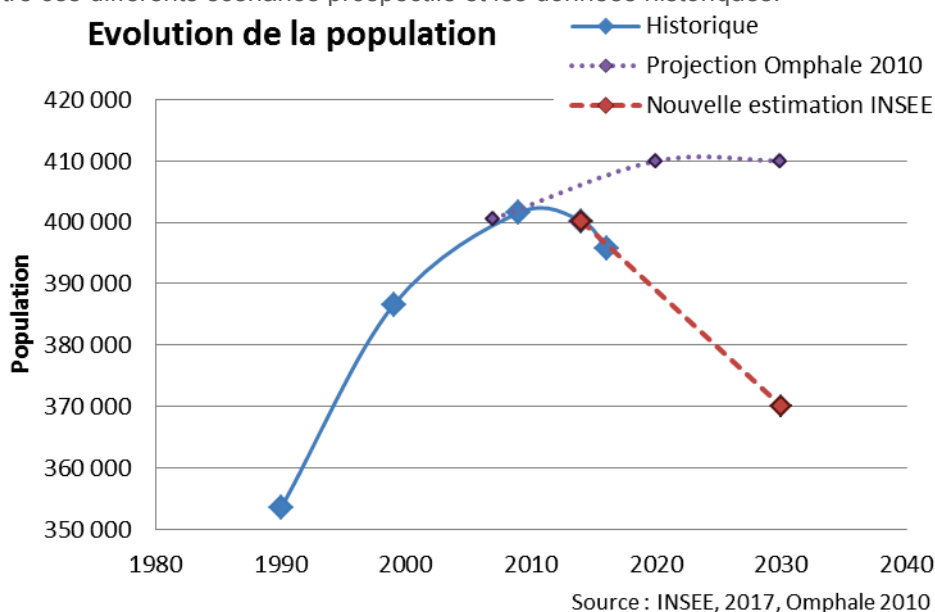
agricoles à des fins énergétiques vis-à-vis d'autres usages et tout particulièrement alimentaires, dont les enjeux sont importants dans un contexte insulaire.

D'une façon générale, l'utilisation des ressources (et espaces) à des fins de production d'énergie est considérée après exclusion des usages alimentaires, valorisation matière, et retour au sol, valorisations considérées comme prioritaires.

Un des paramètres utilisés pour estimer les potentiels des filières déchets est le taux de collecte, exprimé en kg de matière brute par habitant (kg MB/hab.). Par conséquent, l'évolution de la démographie du territoire a un impact direct sur les estimations des volumes de déchets générés, et donc de la ressource.

Le PPGDND 2016 a été élaboré avec le dernier scénario prospectif disponible de l'INSEE à l'époque, datant de 2010, et anticipant une augmentation de la population de 400 588 habitants en 2007 à 410 000 habitants en 2020 puis stagnation jusqu'à 2030.

En 2016, la trajectoire réelle suivie s'écarte significativement de ce scénario. Après échange avec l'INSEE, nous avons retenu l'hypothèse d'une population de 370 000 habitants à 2030. Le graphique suivant illustre ces différents scénarios prospectifs et les données historiques.



Scénario retenu pour la présente étude : pointillé rouge  
Données historiques : bleu  
Scénario INSEE 2010 : pointillé bleu

**Figure 130 – Scénario prospectif de l'évolution de la population**

L'ensemble des estimations réalisées dans le PPGDND 2016 ont été reconstruites avec ce scénario prospectif de la population pour notre étude.

### **CANNE SUCRE ET ENRICHIE:**

Les perspectives de cette filière sont aujourd'hui difficiles à juger compte tenu de la libéralisation du marché européen en 2017. Par conséquent nous avons retenu l'hypothèse d'une surface de canne sucre et canne enrichie constante jusqu'à 2030.

#### ***Rendement à l'hectare :***

Le rendement à l'hectare retenu pour la production de canne à sucre en 2015 a été calculé à partir des éléments du CGAAER 2015, soit 57,3 tMB/ha. La projection à 2030 de ce rendement suit les mêmes hypothèses d'amélioration que pour La Réunion : augmentation annuelle comprise entre +0,5% et +1%.



Nous avons ainsi considéré une augmentation de +0.75% par an, permettant de passer d'un rendement de 57,3 tMB/ha en 2015 à un rendement de 64,12 tMB/ha en 2030.

#### **Taux de fibre :**

Nous avons considéré une augmentation du taux de fibre par l'introduction progressive de nouvelles variétés au taux de fibre enrichi. L'hypothèse retenue est que la moitié des surfaces cultivées seront en variété de canne enrichie à 2030, variété pouvant atteindre 19% de fibres.

La projection à 2030 est linéaire – surface replantée en canne à sucre enrichie constante chaque année – à partir d'un taux de fibre actuel de 15.85%.

### **CANNE FIBRE :**

Les hypothèses utilisées proviennent du CIRAD, de l'inventaire de la DAAF sur les surfaces polluées au chlordécone, et des études de JY DUPRE, SYPECAR, et Rebecca.

Les hypothèses suivantes ont été considérées :

- Selon le projet Cann'Elec, les surfaces mécanisables de la « côte au vent » du Sud Basse-Terre représentent 3 800 ha, celles de Marie-Galante, 3 000 ha. Ce dernier gisement nous semble élevé en comparaison avec les éléments du projet Rebecca. Par conséquent nous n'avons considéré que la moitié de ces surfaces. Enfin, 1 980 ha ont été estimés sur la côte Sud-Ouest de Basse-Terre.
- Selon le projet Cann'Elec, le rendement à l'hectare est estimé entre 120 tonne/ha (Marie-Galante) et 200 tonne/ha (Côte au vent Sud Basse-Terre), soit une moyenne pondérée de 173 tonne/ha.
- Selon le CIRAD, le taux de fibre est de 35% constant sur toute la période.

### **PAILLE DE CANNE :**

Les hypothèses liées au potentiel énergétique de la paille de canne sont issues de l'étude JY DUPRE de 2015. Cette valorisation énergétique étant inexistante actuellement, d'autres études devront confirmer le potentiel. L'étude DUPRE indique que la paille de canne peut être valorisée à une hauteur maximale de 5 tMS/ha afin d'éviter de ramasser des cailloux et pour des raisons agronomiques (gisement total de l'ordre de 10 à 15 tMS/ha).

### **DECHETS VERTS :**

Selon le PPGDND 2017, l'ensemble des déchets verts doivent être destinés à un retour au sol via compostage. Par conséquent, le potentiel de valorisation énergétique directe de cette ressource est considéré ici comme nul.

Toutefois, ce retour au sol étant effectué par un compostage, il est envisageable d'équiper chaque installation de compostage d'un méthaniseur pour production de biogaz avant compostage.

Le gisement de déchet vert collecté en 2015 est de 93 kg MB/hab. Le PPGDND fixe comme objectif une réduction du volume de déchet vert à traiter – via une augmentation du retour au sol sur site – pour atteindre un taux de collecte de 79 kg MB/hab. en 2030.

Seule la part organique est valorisée lors de la production de biogaz. Cette part est estimée à 25% - hypothèse retenue en cohérence avec la bibliographie de l'île de la Martinique. Notons que la part ligneuse est estimée à 30% - part valorisée dans le cadre d'une valorisation énergétique directe – par conséquent, près de 45% du contenu de cette ressource est donc exclu de toute valorisation énergétique.

### **BOIS ENERGIE :**

Selon le PPGDND, le gisement de bois doit être orienté de façon prioritaire sur une valorisation matière, et est donc exclu du périmètre des ressources exploitables ici pour la Guadeloupe.

### **ENCOMBRANTS :**

Le PPGDND estime un potentiel de valorisation énergétique de 30% du gisement à 2030, le reste étant soit orienté vers une valorisation matière, soit vers un stockage.

Le taux de collecte des encombrants était de 120 kg MB/hab. en 2015. L'objectif à 2030 est de 123 kg MB/hab.

### **EMBALLAGES MENAGERS :**

Les emballages ménagers sont aussi orientés de façon privilégiée vers une valorisation matière. Le potentiel disponible pour une valorisation énergétique est estimé par le PPGDND à 18% de la ressource collectée.

Notons ici que le taux de collecte en 2015 était très faible, à seulement 5 kg MB/hab. L'objectif du PPGDND est d'atteindre un taux de 27 kg MB/hab à 2030.

### **ORDURES MENAGERES RESIDUELLES (OMR) :**

Le PPGDND estime un potentiel de valorisation énergétique de 83% de ce gisement et une valorisation par méthanisation de 3% à 2030. Toutefois, pour des raisons d'optimisation du dimensionnement des installations, une part du gisement de valorisation énergétique – 13% des 83% mentionnés précédemment – ne pourra pas être valorisé sous cette forme, mais enfoui en ISDND et valorisé sous forme de gaz de décharge.

Le taux de collecte en 2015 de cette filière était de 414 kg MB/hab. L'objectif du PPGDND est de réduire ce taux à 293 kg MB/hab. à 2030.

### **SOUS PRODUIT D'ASSAINISSEMENT :**

Selon le PPGDND, l'ensemble des boues peuvent être valorisé énergétiquement, le retour au sol via compostage de cette filière étant techniquement possible mais socialement délicat étant donnée la nature de la ressource et les risques de contamination possibles.

Le taux de production de boue était de 88 kgMB/hab raccordé au réseau d'eau usée en 2015. Une hausse de ce taux à 93 kgMB/hab est anticipé à 2030.

Notons ici que ce taux ne s'applique pas sur la population totale mais seulement sur la part de la population raccordée à un réseau d'assainissement collectif. Les projections retenues sont une augmentation forte de cette sous-population, de près de 39 000 hab en 2015 à 193 000 hab. en 2030.

### **BIODECHETS (huile usagées) :**

La Guadeloupe ne dispose pas de l'agrément nécessaire pour traiter les huiles usagées, par conséquent celles-ci sont exportées.

En l'état cette ressource est donc exclue.

## 2.5 Filière géothermique profonde

### 2.5.1 Données sources

Les études suivantes ont été utilisées pour établir le bilan et //\*/évaluer les potentiels de la filière géothermique :

- Projet EVALGTHDOM :
  - Analyse du Cycle de Vie d'une centrale géothermique haute énergie dans le contexte des DROM, 2014, BRGM, BRGM/RP-62538-FR.
  - Analyse du Cycle de Vie de scénarios prospectifs du mix électrique de la Guadeloupe à l'horizon 2030, 2015, ADEME
- PPE Guadeloupe, 2017
- AFD, Projet de centrale géothermique à la Dominique et d'interconnexion électrique Guadeloupe – Dominique - Martinique.

### 2.5.2 Matrice de facteurs de conversion input/output

La ressource géothermique profonde provient du flux de chaleur émis par les réactions radioactives se produisant au centre de la Terre.

Si l'extraction de chaleur d'un puits géothermique est supérieure au flux naturel de chaleur remontant vers la surface, cette ressource doit être considérée comme un stock dans lequel la centrale géothermique puise l'énergie sur la durée de l'exploitation du forage. Lorsque la température de la ressource est trop faible, l'exploitation du forage est suspendue le temps de laisser la ressource se reconstituer. Dans ces conditions, la surexploitation de la ressource limite la notion de ressource renouvelable. Pour que la ressource soit pérenne, son exploitation ne doit pas être supérieure au flux de chaleur naturel. Nous prenons ici l'hypothèse que les potentiels de développement estimés par l'exploitant respectent cette contrainte.

Le modèle ne remonte pas à la notion d'énergie incidente (correspondant ici à la chaleur produite par les réactions radioactives), mais considère directement la chaleur extraite du sol. De ce fait, **les facteurs de conversion sont pris égaux à 1.**

### 2.5.3 Facteur de disponibilité

Les installations actuelles ont un taux de charge de l'ordre de 50% - la production annuelle de 2013 était de 67,5 GWh pour 15 MW installé. Selon l'exploitant, l'installation pourrait être améliorée pour accroître ce taux à 85 % en mettant en œuvre la réinjection qui permettra le maintien en pression du gisement.

Selon l'IEA<sup>12</sup>, le facteur de disponibilité moyen en 2012 était de 72 %. Le scénario prospectif (WEO 2014 – Europe) anticipe une augmentation de ce facteur de disponibilité pour atteindre 80 % en 2035. En pratique ce taux moyen masque des disparités selon les centrales et en particulier leur âge.

Nous prenons l'hypothèse que la rénovation des installations existantes permettra bien d'accroître le facteur de disponibilité à 85 %, comme l'annonce l'exploitant.

En outre, nous considérons que toute nouvelle installation sera réalisée avec ce même objectif de facteur de disponibilité, et que la création de nouvelles installations sera postérieure à la rénovation des installations existantes.

Le facteur de disponibilité est considéré constant toute l'année, quelle que soit l'heure de la journée et la saison considérée.

Date	Année 0	Année rénovation	Nouvelle installation et importation
Facteur de disponibilité	50%	85%	85%

Tableau 43 – Facteurs de disponibilité de la filière géothermique [MW]

<sup>12</sup> Power Generation in the New Policies and 450 Scenarios, Assumed investment costs, operation and maintenance costs and efficiencies in the IEA World Energy Investment Outlook 2014

## 2.5.4 Capacité résiduelle installée

La capacité résiduelle installée est de 15 MW aujourd'hui (Bouillante 1 et 2).

L'installation historique du site – Bouillante 1 – a été rénovée en 2013, par conséquent, la capacité actuelle de cette centrale disponible sur la période de l'étude.

Capacité résiduelle [MW]	2015	2020	2025	2030
Bouillante	15	15	15	15

Tableau 44 – Capacités résiduelles à 2030 de la filière géothermique [MW]

## 2.5.5 Durée de vie en années

En prenant l'hypothèse que le flux de chaleur extrait est inférieur au flux de chaleur naturellement émis par les réactions radioactives, nous considérons une durée de vie de la centrale de **35 ans**.

## 2.5.6 Année à laquelle une technologie future devient disponible

Selon l'exploitant, la rénovation des installations existantes pourrait permettre d'augmenter la puissance des installations d'un potentiel additionnel de 7,8 MW. L'objectif de réalisation de cette rénovation est 2023. Pour la présente étude, nous retenons 2020 comme date de disponibilité (pas de temps 2020 – 2025).

Comme indiqué précédemment, nous prenons aussi l'hypothèse que les rénovations des installations existantes seront antérieures à la réalisation de Bouillante 3, que nous considérons comme envisageable à partir de 2025 – dans un scénario optimiste.

Enfin, toujours dans un scénario optimiste, nous considérons le raccordement électrique avec la Dominique, combiné à la création d'une centrale géothermique comme envisageable à partir de 2030.

## 2.5.7 Coûts d'investissement et d'exploitation

Trois typologies de potentiels additionnels sont recensées : la rénovation des installations existantes Bouillante 1 et 2, la création d'une nouvelle installation Bouillante 3, et le raccordement électrique avec la Dominique permettant l'importation d'électricité d'origine géothermique.

- **Rénovation des installations existantes**

En l'absence d'élément, les coûts de rénovation ont été pris égaux à ceux d'une nouvelle installation.

- **Nouvelle installation**

Selon l'IEA (WEO 2014 – Europe), le coût moyen d'investissement d'une centrale géothermique était de 2 332 €2015/kW en 2012, masquant une grande plage de variation selon la situation du site (IEA, Technology roadmap 2011), avec des coûts allant de 1 438€/kW (hyp. Basse flash plants) à 4 243€/kW (hyp. Haute Binary plants). Le taux d'apprentissage de cette filière est faible (5%), même si de nouvelles technologies sont en cours de développement. Etant donné le contexte de l'étude, nous supposons toutefois qu'il n'y a pas d'évolution du coût entre 2025 et 2030, une seule centrale étant supposée être réalisée à une seule de ces deux dates.

Etant donnée les conditions d'accès du site potentiel identifié, nous reprenons pour la présente étude l'hypothèse haute de l'IEA corrigée de l'inflation pour être rapportée en €2015<sup>13</sup>, sans prendre en compte de taux d'apprentissage pour 2025, augmenté d'un facteur 1,2 du fait du contexte insulaire.

Les charges annuelles d'exploitation sont estimées à 2,5% de l'investissement par l'IEA, soit 0,13€/W. L'étude des coûts de production d'électricité du Département de l'Energie et du Changement Climatique d'Angleterre<sup>14</sup> indique des coûts d'exploitation

<sup>13</sup> Conversions utilisées : 1 \$2011 = 0,72 €2011 et 1 €2015 = 1,05 €2011

<sup>14</sup> Department of Energy and Climate Change UK, Electricity generation costs (2013)

composés comme suit : coûts fixes O&M de 2,3% du CAPEX et variables de 12,3 €/MWh.an). Nous retenons ici les données de cette dernière étude. Avec un facteur de charge moyen sur sa durée de vie de 83%, le LCOE correspondant à ces hypothèses de coût est de 75€/MWh.

- **Importation d'électricité géothermique de la Dominique**

L'importation d'électricité est modélisée par un coût de l'énergie achetée intégrant l'amortissement de l'ensemble des investissements nécessaires au projet (centrale géothermique et câble de raccordement électrique).

Selon le rapport Efficacité énergétique et production d'électricité géothermique dans l'arc des petites Antilles Géothermie Caraïbes II, Interreg 4 de 2015, « Les tarifs d'achat de l'électricité géothermique (sans subvention d'investissement) qui permettraient de financer les phases d'exploration, d'exploitation, les coûts de maintenance et les provisions pour la rénovation s'élèvent à des tarifs voisins de 160 €/MWh pour une centrale de 10 MW, et de 140 €/MWh sur une base de 20 MW » dans le contexte spécifique des Caraïbes. La centrale géothermique de la Dominique aurait une puissance totale de 100 MW (20 MW pour La Dominique, 40 MW pour la Martinique, et 40 MW pour la Dominique).

Nous retenons ici la valeur haute avec un prix d'achat de 160 €/MWh afin de couvrir les coûts du raccordement électrique entre les deux territoires.

Le tableau suivant donne une synthèse des hypothèses de coût des différentes situations pour la filière géothermique.

	Rénovation	Nouvelle installation	Importation de la Dominique
<b>Date appliquée</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
<b>Investissement [M€/MW]</b>		5,35	-
<b>Coûts fixes O&amp;M [M€/MW]</b>		0,12	-
<b>Coûts variables O&amp;M [M€/GWh]</b>		0,012	0,16

Tableau 45 – Hypothèses de coûts de la filière géothermie

## 2.6 Filières énergies marines renouvelables

### 2.6.1 Eolien offshore

#### 2.6.1.1 Données sources

- Prédiagnostic pour le développement de l'éolien offshore en Guadeloupe, AKUO, 2015
- Chroniques par pas de 6 heures des vitesses de vent offshore, données satellitaires, Ifremer, Copernicus<sup>15</sup>, 2017
- Chroniques horaire des vitesses de vent terrestre, année type, Meteonorm, 2016

#### 2.6.1.2 Matrice de facteurs de conversion input/output

Le facteur de conversion input/output d'une éolienne correspondant au ratio entre l'énergie électrique produite et l'énergie cinétique incidente du vent sur la section balayée par les pales de l'éolienne dépend de la vitesse du vent.

De ce fait, nous intégrons ce rendement directement dans les coefficients de disponibilité horaire et fixons le paramètre facteur de conversion input-output à 1.

#### 2.6.1.3 Facteur de disponibilité

Les données de vitesse de vent utilisées sont issues du produit WIND\_GLO\_WIND\_L4\_NRT\_OBSERVATIONS\_012\_004 élaboré par l'IFREMER<sup>16</sup>. Ce produit contient, entre autres, des données mesurées par satellite de vitesse moyenne et de direction moyenne du vent sur un pas de 6 heures à une altitude de 10 m au-dessus du niveau de la mer, pour une résolution horizontale de 0.25x0.25 degrés, couvrant l'ensemble du territoire marin, à partir du 1er janvier 2013.

Afin de reconstruire un profil horaire à partir de ces données, un bruit autour des données moyennes 6 heures doit être construit. Plutôt que d'élaborer un modèle spécifique pour la présente mission, le choix méthodologique a été de croiser ces données avec celles de Météonorm sur un site le plus proche possible des conditions offshore. Le site retenu est sur l'île de Marie-Galante, île située à proximité des zones de potentiel éolien offshore, comme les cartes des parties suivantes le montre.

Ce croisement a consisté à recalibrer par homothétie les vitesses horaires de vent du fichier Météonorm de façon à ce que la moyenne, sur chaque pas de 6 heures correspondant à celui des données satellites, soit égale à celle des données satellites.

La méthodologie suivie pour l'estimation des potentiels de production à partir des données météo est similaire à celle décrite dans le chapitre « Eolien terrestre ».

Notons en particulier la courbe caractéristique d'un parc éolien retenue pour la présente étude, construite sur la base des fiches techniques des constructeurs d'éolienne offshore et intégrant « l'effet parc » tel que décrit dans le chapitre « Eolien terrestre ».

---

<sup>15</sup> <http://marine.copernicus.eu>

<sup>16</sup> <http://copernicus.eu/>

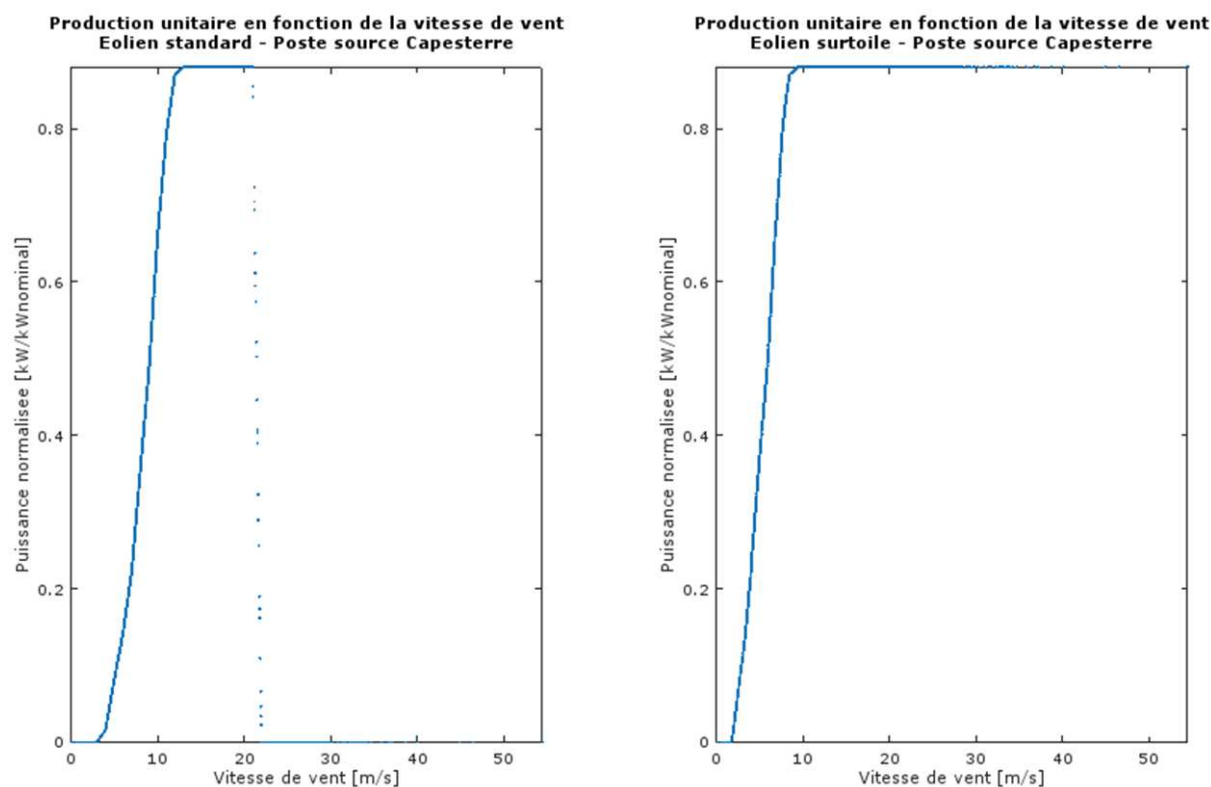


Figure 131 – Profils unitaires de production en fonction de la vitesse de vent

Le facteur de charge moyen annuel obtenu pour les parcs éoliens standards est de 50 %. Celui obtenu pour les parcs éoliens surtoilés est de 73 %.

Les figures suivantes illustrent les profils de production d'électricité obtenues pour un parc respectivement composé d'éoliennes standards et surtoilées, du 01/01 au 31/03 :

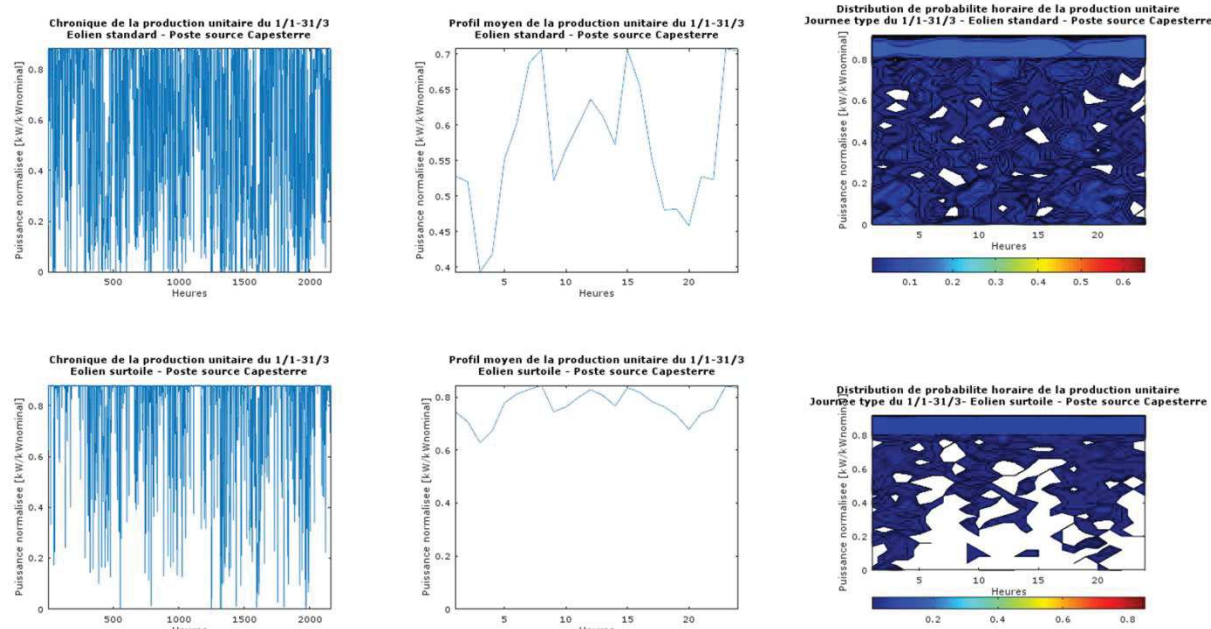


Figure 132 – Profils éolien offshore standard et surtoilé – du 01/01 au 31/03

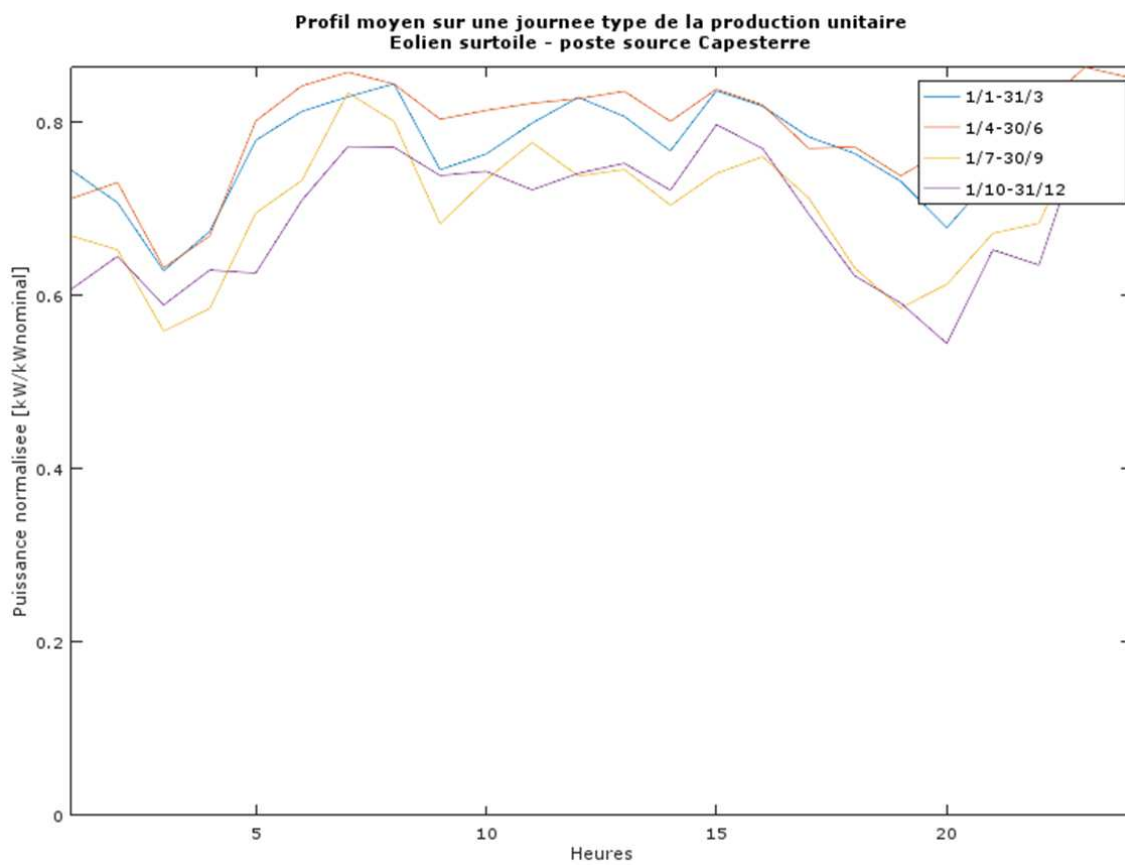
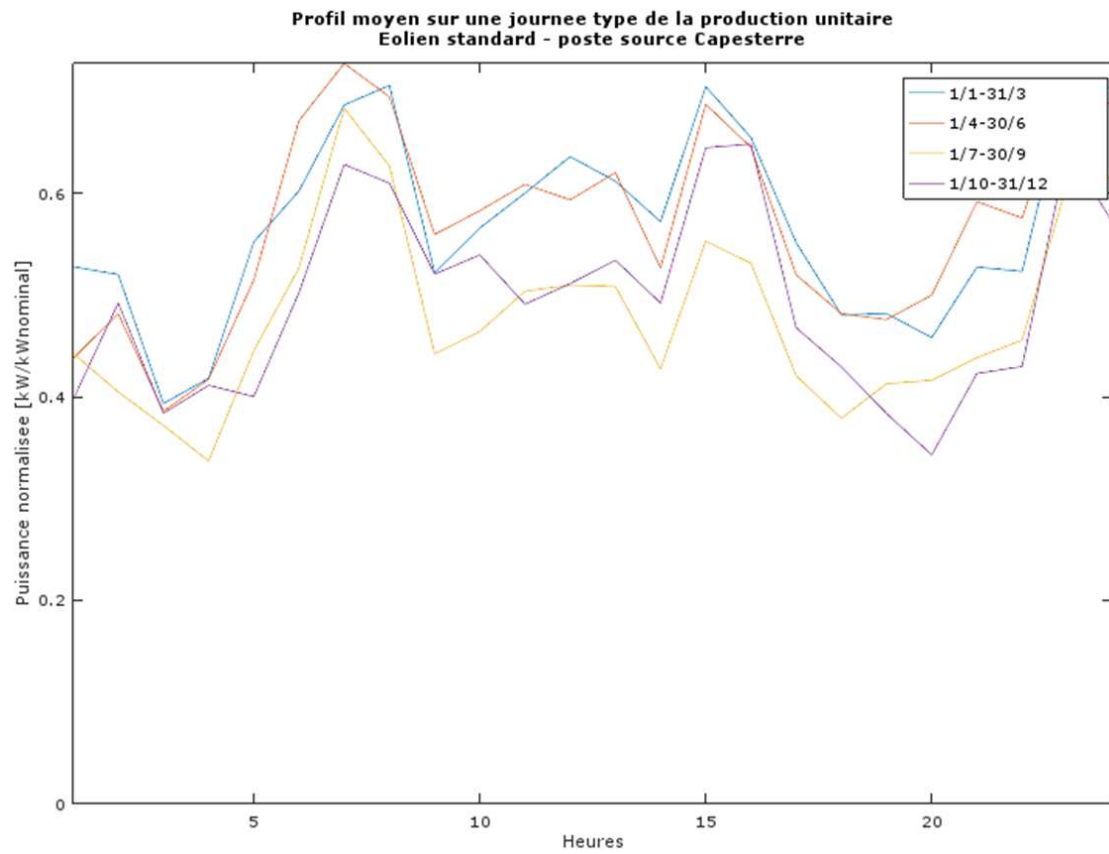


Figure 133 – Profils moyens éolien offshore standard et surtoilé par trimestre



## 2.6.1.4 Capacité résiduelle installée

Aucune installation éolienne offshore n'est présente à ce jour en Guadeloupe.

## 2.6.1.5 Durée de vie en années

La durée de vie retenue pour les parcs éoliens terrestres est de 20 ans.

## 2.6.1.6 Année à laquelle une technologie future devient disponible

L'éolien offshore est considéré comme potentiellement disponible à partir de 2030 pour les scénarios optimistes.

## 2.6.1.7 Coûts d'investissement et d'exploitation

Le premier parc commercial éolien offshore en Ecosse est constitué de 5 turbines de 6 MW chacune à une distance de 25 km des côtes au large de Peterhead (Ecosse). Le CAPEX de ce parc est de 7 167 €/kW, en baisse de 65% par rapport au prototype 2009.

A titre de comparaison, selon l'IEA - WEO 2016, le CAPEX moyen 2015 des parcs éoliens offshore posés est de 4 059 €/kW, ce qui permet d'estimer un surcoût de 76% sur le CAPEX de ce parc éolien offshore flottant.

En retenant l'estimation haute de France Energie Marine (2012) des OPEX pour la filière éolienne flottante à 2015 de 200 €/MWh, soit 12 % de l'investissement, et d'après les caractéristiques publiées sur le parc, son LCOE peut être estimé à environ 330 €/MWh. A titre de comparaison, le LCOE moyen 2015 des parcs éoliens offshore posés est de 153 €/MWh selon l'IEA – WEO 2016, soit un surcoût d'un facteur 2.

Selon l'IEA (WEO 2014), le learning rate de la filière éolienne offshore posé est de 9%. Etant donné la très faible maturité commerciale de la filière éolienne flottante comparée à la filière éolienne posé, le learning rate est ici probablement nettement supérieur, et associé à une période de doublement de la capacité installée courte. Nous prenons ici l'hypothèse d'un learning rate de l'éolien flottant de 1,5 fois celui de l'éolien posé et d'une période de doublement de la capacité installée de 3 ans, étant donnés les projets en cours de développement connus à ce jour. Le CAPEX est alors estimé à 3 470 €/kW à 2030 avec ces éléments de projection.

Ce CAPEX peut être comparé à celui de l'éolien posé estimé par l'IEA (WEO 2014) à 3 080 €/kW en 2020 et 2 333 €/kW en 2035, soit un CAPEX de l'éolien flottant supérieur d'un tiers à celui de l'éolien posé à 2030.

La projection des OPEX de France Energie Marine est de 150 €/MWh en hypothèse haute à 2020. En prenant cette hypothèse avec un retard de 10 ans, le LCOE de l'éolien flottant atteint 210 €/MWh dans les conditions du parc Ecosse à 2030 dont le facteur de charge est similaire à celui estimé dans les conditions de vent Guadeloupéennes.

Afin de tenir compte du contexte insulaire et de l'absence d'acteur de la filière éolienne offshore en Guadeloupe, l'ensemble des coûts sont augmentés de 20% pour la Guadeloupe.

Enfin, pour l'éolien offshore flottant surtoilé, un surcoût de 25% en 2015 est introduit sur le CAPEX.

Le tableau suivant récapitule les hypothèses de coût retenues pour l'éolien flottant en Guadeloupe.

	Eolien offshore flottant 'standard' - 2030	Eolien offshore flottant 'surtoilé' - 2030
CAPEX [€/kW]	4 170	5 057
OPEX part fixe [€/kW.an]	-	-
OPEX part variable [€/kWh]	150	150

Tableau 46 – Hypothèses de coût de la filière éolienne offshore

## 2.6.2 Energie Thermique des Mer

### 2.6.2.1 Données sources

- Frantz Sinama. Etude de la production d'électricité à partir de l'énergie thermique des mers à l'île de la Réunion : modélisation et optimisation du procédé. Université de la Réunion, 2011.
- Bathymetrie au large de la Guadeloupe, Navionics, 2017
- Chroniques horaires des températures marines en surface et en profondeur, Copernicus<sup>17</sup>, 2017

### 2.6.2.2 Matrice de facteurs de conversion input/output

L'énergie thermique des mers valorise le gradient de température vertical des océans. La ressource est donc, à l'échelle des projets envisagés, pratiquement « infinie », les limites d'ordre technico-économique étant plus fortes que l'impact sur la température des océans d'une installation.

De ce fait la notion de conversion input/output n'a pas de sens, les facteurs sont donc pris égaux à 1.

### 2.6.2.3 Facteur de disponibilité

Les variations de la production électrique, et donc du facteur de disponibilité, d'un système ETM dépend des variations de la différence de température entre la surface (source chaude) et les fonds marins (source froide).

Les chroniques de température utilisées pour calculer les profils horaires des facteurs de disponibilité de l'ETM proviennent de Mercator Ocean. Les variations de température en surface sont à pas horaire du 01/01/2007 au 31/12/2016. Les variations de température en profondeur sont à pas journalier, à 1500 m de fond, sur la même plage de dates. Les données horaires des fonds marins ont été estimées par interpolation sur les données journalières. En pratique la température des fonds marins est quasi constante dans le temps, les variations sont très largement dues aux variations de la température de surface.

Dans le cadre de l'étude « production d'électricité à partir de l'énergie thermique des mers à l'île de la Réunion : modélisation et optimisation du procédé » de l'université de La Réunion, un modèle d'un système ETM à La Réunion a été élaboré. Le graphique suivant donne, pour une température froide de 5°C, la puissance électrique délivrée par un système ETM de 10MW (puissance moyenne annuelle) en fonction de la température apparente de la source chaude.

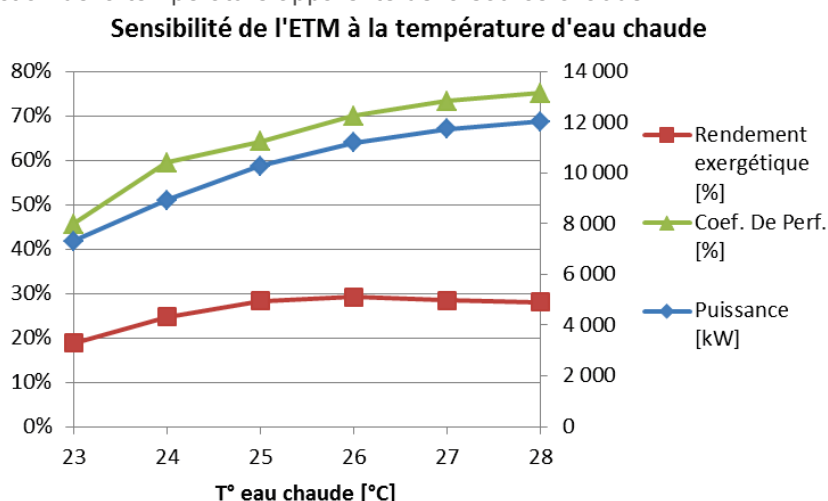


Figure 134 – Sensibilité de l'ETM à la température de la source chaude (source : Université de La Réunion)

Le système ETM a ensuite été simulé sur une année type de la chronique horaire des différences de température « source chaude – source froide », construite à partir des 9 années d'historiques selon la méthodologie TMY (Typical Meteorological Year).

<sup>17</sup> <http://marine.copernicus.eu>

A titre d'illustration, les graphiques suivants donnent une synthèse des éléments ainsi obtenus pour le troisième trimestre. Les profils sont normalisés par rapport à la puissance maximale installée.

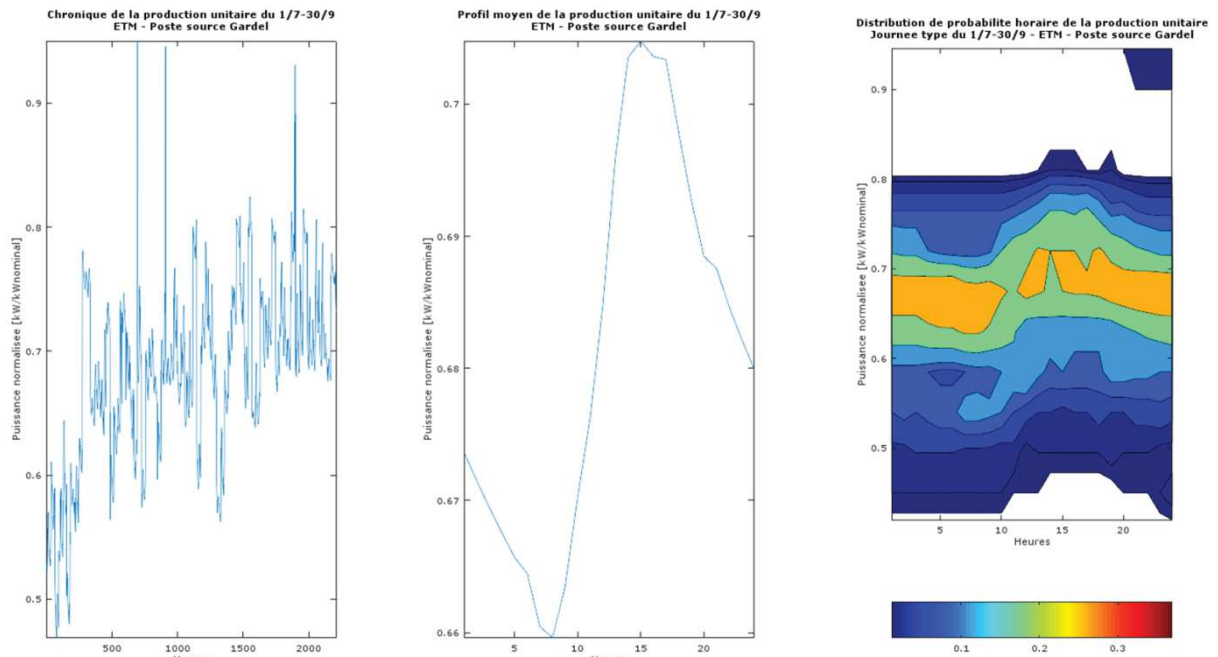


Figure 135 – Synthèse de la production électrique d'un système ETM sur le troisième trimestre

Les profils moyens journalier pour chaque trimestre de l'année sont données figure suivante.

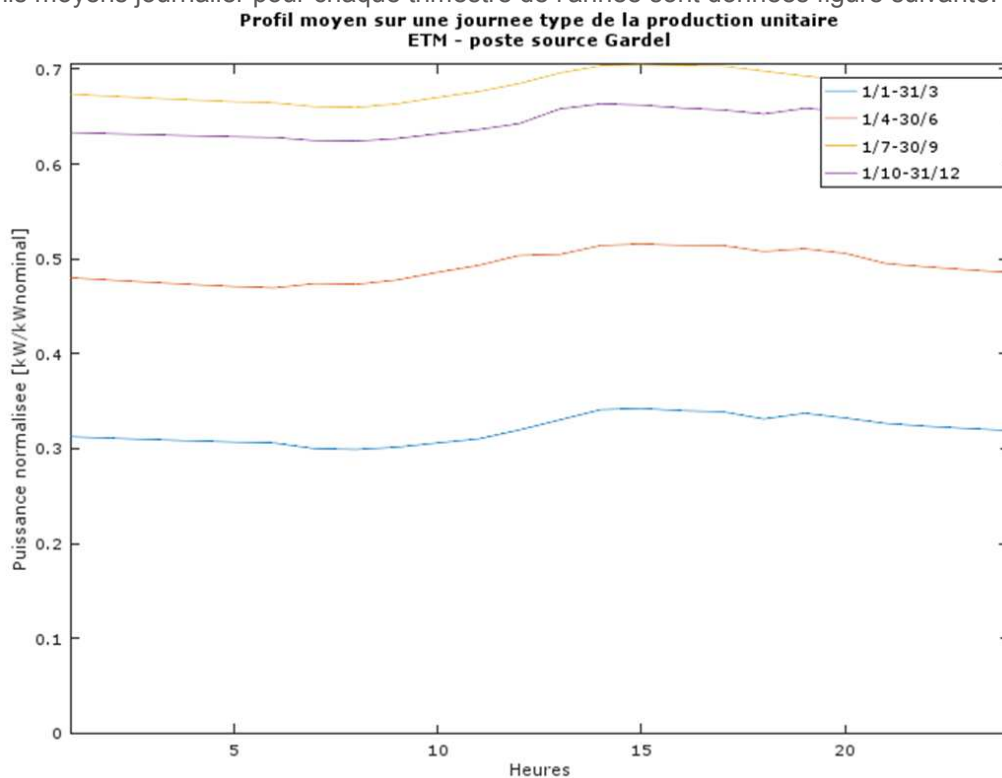


Figure 136 – Profils journaliers moyens unitaires d'un système ETM par trimestre

#### **2.6.2.4 Capacité résiduelle installée**

Il n'existe pas à ce jour d'installation ETM en Guadeloupe.

#### **2.6.2.5 Durée de vie en années**

La durée de vie est prise par hypothèse à 30 ans.

#### **2.6.2.6 Année à laquelle une technologie future devient disponible**

Pour la présente étude, nous considérons la technologie ETM comme envisageable à partir de 2025.

#### **2.6.2.7 Coûts d'investissement et d'exploitation**

Le Pacific International Center for High Technology Research estime, dans une étude de 2015, que les coûts d'une centrale ETM de 5 MWe à 2020 seront compris entre 13 et 17 €/We<sup>18</sup>.

A titre de comparaison :

- ce coût d'investissement correspond au budget estimé en 2012 par la société Energy Island Bell Pirie Ltd. pour une centrale ETM de 10 MWe à cycle fermé à Cabangan dans les Philippines, associé à un coût de l'électricité produite en 2020 de 140 €/MWh.
- l'investissement de la récente centrale terrestre à Hawaii, Maika, construite en 2015 pour une puissance de 100 kWe, première centrale ETM à cycle fermé, a été de 45 €/W. Selon les développeurs, le coût excluant le volet R&D aurait été de 27 €/W.
- France Energie Marine estime un coût d'investissement de 10 €/W en 2020 contre 20 €/W 2015, pour des charges d'exploitation de 250 €/MWh.

Etant données les fortes incertitudes sur ces estimations, nous retenons pour la présente étude les valeurs les plus conservatrices :

- la valeur haute de l'estimation du Pacific International Center for High Technology Research, soit 17 €/W pour l'investissement,
- des charges d'exploitation de 250 €/MWh.

Avec ces hypothèses, le LCOE est estimé en 2025 à 412 €/MWh.

---

<sup>18</sup> Les coûts donnés dans l'étude sont de 16 à 20 \$/We, convertis en euros avec le taux de change moyen sur la période 2000 – 2015 : 0,8344 €/\$.

## A3. Modélisation et optimisation du système électrique

### 3.1 Formulation mathématique du modèle ETEM

#### 3.1.1 Modélisation des systèmes énergétiques

Nous décrivons dans ce paragraphe une version très réduite du modèle ETEM<sup>19</sup> dans le but d'expliquer le principe de fonctionnement de ce modèle et donc la façon dont les données décrites dans la suite de ce document sont utilisées par ce modèle.

$$\min f(X, C, I, E) \quad (1a)$$

$$I_{it} + \sum_k X_{ikt}^{out} = E_{it} + \sum_k X_{ikt}^{in} + d_{it}, \quad \forall i \forall t \quad (1b)$$

$$\sum_j \beta_{ijkt} X_{jkt}^{in} = X_{ikt}^{out}, \quad \forall i \forall k \forall t \quad (1c)$$

$$\sum_i X_{ikt}^{out} \leq \alpha_{kt} \gamma_{kt} (c_{kt} + \sum_{l \leq t} C_{kl}), \quad \forall k \forall t \quad (1d)$$

$$g_m(X, C, I, E) \leq 0, \quad \forall m \quad (1e)$$

avec  $X = (X^{in}, X^{out})$ , les variables représentant les flots de commodités entrant et sortant des technologies,  $C$  les variables d'investissement dans les capacités de technologies et  $I$  et  $E$  les variables d'import et d'export. La fonction objectif  $f(X, C, I, E)$  représente l'ensemble des coûts et des profits annualisés fixes et variables associés aux technologies et à leur utilisation, aux investissements, aux imports et aux exports. Les contraintes (1b) garantissent la satisfaction des demandes et la conservation des flots les contraintes (1c) lient les inputs aux outputs des technologies, et les contraintes (1d) sont des contraintes de capacité sur l'utilisation des technologies. Enfin, les contraintes (1e) représentent l'ensemble des contraintes de bornes sur l'activité des technologies, les investissements, les capacités, les exports et les imports. Les principaux paramètres du modèle sont :

- $\alpha$  : facteur de disponibilité des technologies.
- $\beta$  : facteur d'efficacité des technologies reliant les inputs aux outputs.
- $\gamma$  : facteur de conversion de la capacité en énergie.
- $d$  : vecteur de demandes.

#### 3.1.2 Représentation du réseau de transmission d'électricité

Les flux de puissance dans le réseau de transmission dépendent des injections et soutirages aux différents postes sources mais également des caractéristiques physiques et techniques des lignes et postes sources. Les équations définissant les flux de puissance étant non-linéaires et non-convexes, nous remplaçons ces équations dans ETEM par une représentation en courant continu linéaire. Cette approximation est souvent considérée, dans la littérature, comme acceptable pour évaluer l'évolution du réseau de transmission sur le long terme.

La répartition des puissances sur les lignes de transmissions est donc définie par

$$P_f = \Psi(P_G - P_L).$$

Dans cette expression  $P_f$  représente le vecteur de flux de puissance sur chaque ligne du réseau et  $(P_G - P_L)$  est le vecteur d'injection de puissance net aux différents postes sources (génération - charge). La matrice  $\Psi$ , appelée en anglais « transmission sensitivity matrix » ou encore « injection shift factor matrix », donne les variations de flux résultant des changements d'injections aux nœuds du réseau. La matrice  $\Psi$  est construite à partir des susceptances des lignes.

<sup>19</sup> Il n'inclut pas, par exemple, les contraintes représentatives des pics de demande, l'actualisation des coûts, ou encore la durée de vie des technologies, tous éléments qui sont pris en compte et représentés dans ETEM.

### 3.1.3 Modélisation de l'incertitude

Nous décrivons ci-dessous deux techniques de modélisation des incertitudes implémentées dans le modèle ETEM (i.e., programmation stochastique et optimisation robuste), afin de définir des politiques énergétiques dites robustes.

#### Programmation stochastique

Nous donnons ici la formulation stochastique du modèle ETEM pour laquelle les scénarios indexés par  $\omega$  ont un tronc commun avant la période  $\bar{t}$  et se séparent ensuite avec des demandes  $d_\omega$  différentes. À chaque scénario  $\omega$ , on associe une probabilité  $\pi_\omega$  de réalisation. Ainsi, dans le modèle stochastique, on cherche à minimiser l'espérance des coûts sur l'ensemble des scénarios comme suit :

$$\min \sum_{\omega} \pi_{\omega} f(X^{\omega}, C^{\omega}, I^{\omega}, E^{\omega}) \quad (2a)$$

$$I_{it}^{\omega} + \sum_k (X_{ikt}^{out})^{\omega} = E_{it}^{\omega} + \sum_k (X_{ikt}^{in})^{\omega} + d_{it}^{\omega}, \quad \forall i \forall t \forall \omega \quad (2b)$$

$$\sum_j \beta_{ijkt} (X_{jkt}^{in})^{\omega} = (X_{ikt}^{out})^{\omega}, \quad \forall i \forall k \forall t \forall \omega \quad (2c)$$

$$\sum_i (X_{ikt}^{out})^{\omega} \leq \alpha_{kt} \gamma_{kt} (c_{kt} + \sum_{l \leq t} C_{kl}^{\omega}), \quad \forall k \forall t \forall \omega \quad (2d)$$

$$g_m(X^{\omega}, C^{\omega}, I^{\omega}, E^{\omega}) (= \leq \text{ ou } \geq) 0, \quad \forall m \forall \omega \quad (2e)$$

$$X_{ikt}^{\omega} = X_{ikt}^{\bar{\omega}} \text{ et } C_{ikt}^{\omega} = C_{ikt}^{\bar{\omega}}, \quad \forall i \forall k \forall \omega \forall \bar{\omega} \neq \omega \forall t \leq \bar{t} \quad (2f)$$

$$I_{it}^{\omega} = I_{it}^{\bar{\omega}} \text{ et } E_{it}^{\omega} = E_{it}^{\bar{\omega}}, \quad \forall i \forall \omega \forall \bar{\omega} \neq \omega \forall t \leq \bar{t} \quad (2g)$$

Dans cette formulation, les variables sont indexées sur chaque scénario  $\omega$  et les contraintes additionnelles (2f) sont appelées contraintes de non-anticipativité. Elles garantissent que les décisions prises sur chacun des scénarios seront identiques avant la période  $\bar{t}$ .

#### Optimisation robuste

Dans cette partie, nous présentons la mise en œuvre de l'optimisation robuste aux contraintes incertaines du modèle ETEM. Nous supposons maintenant les facteurs de disponibilité des technologies  $\alpha$  comme incertains. Ces facteurs définis dans l'intervalle [0,1] apparaissent dans ETEM dans les contraintes de capacité (1d).

L'approche proposée ne consiste pas à robustifier chaque contrainte de capacité (une par technologie incertaine) individuellement. Elle considère au contraire l'ensemble des technologies incertaines simultanément dans la définition des stratégies robustes. L'objectif est donc de permettre au système énergétique de satisfaire les demandes futures de manière globale. Afin d'implémenter cette approche, nous avons donc créé et introduit dans le modèle ETEM, pour chaque période de temps, une nouvelle contrainte qui est la somme des contraintes individuelles incertaines.

$$\sum_{ik} X_{ikt}^{out} \leq \sum_k \alpha_{kt} \gamma_{kt} (c_{kt} + \sum_{l \leq t} C_{kl}), \quad \forall t \quad (3)$$

Cette nouvelle contrainte concerne donc la capacité totale dans le système énergétique pour les technologies dites incertaines. Nous proposons par la suite de robustifier ces nouvelles contraintes. Avant d'appliquer les techniques de l'optimisation robuste, il nous faut définir un modèle d'incertitude pour les facteurs de disponibilité. Nous posons :

$$\alpha_{kt} = \bar{\alpha}_{kt} + \xi_{kt} \tilde{\alpha}_{kt}$$

où, pour chaque technologie  $k$ ,  $\bar{\alpha}_{kt}$  est la valeur nominale du facteur de disponibilité,  $\tilde{\alpha}_{kt}$  sa variabilité, et  $\xi_{kt}$  une variable aléatoire indépendante dans l'intervalle  $[-1, 1]$ .

Ainsi,  $[\bar{\alpha}_{kt} - \tilde{\alpha}_{kt}, \bar{\alpha}_{kt} + \tilde{\alpha}_{kt}]$  donne l'intervalle de variation pour le facteur de disponibilité. Pour un  $t$  donné, la contrainte (3) s'écrit alors :

$$\sum_{ik} X_{ikt}^{out} \leq \sum_k \gamma_{kt} (\bar{\alpha}_{kt} + \xi_{kt} \tilde{\alpha}_{kt}) (c_{kt} + \sum_{l \leq t} C_{kl})$$

Ceci est équivalent à :

$$\left\{ \sum_{ik} X_{ikt}^{out} - \gamma_{kt} \bar{\alpha}_{kt} (c_{kt} + \sum_{l \leq t} C_{kl}) \right\} - \left\{ \sum_k \gamma_{kt} \xi_{kt} \tilde{\alpha}_{kt} (c_{kt} + \sum_{l \leq t} C_{kl}) \right\} \leq 0 \quad (4)$$

La première somme dans la contrainte (4) est une expression linéaire déterministe, tandis que la seconde est aléatoire. L'approche robuste consiste alors à remplacer la partie aléatoire de la contrainte (4) par un facteur de sécurité. L'objectif de ce facteur est de garantir la satisfaction de la contrainte pour un ensemble "raisonnable" de réalisations de l'incertitude, nommé ensemble d'incertitude. Ici, nous considérons l'ensemble d'incertitude  $\Xi_t$ , très souvent utilisé, défini par l'intersection des boules de normes 1 et infinie.

$$\Xi_t = \left\{ \xi \mid \sum_k |\xi_{kt}| \leq \kappa, |\xi_{kt}| \leq 1, \forall k \right\}.$$

Cet ensemble permet d'exclure du domaine les réalisations incertaines extrêmes peu pertinentes. Une solution est alors dite "robuste" si elle satisfait la contrainte robuste suivante

$$\left\{ \sum_{ik} X_{ikt}^{out} - \gamma_{kt} \bar{\alpha}_{kt} (c_{kt} + \sum_{l \leq t} C_{kl}) \right\} - \left\{ \sum_k \gamma_{kt} \xi_{kt} \tilde{\alpha}_{kt} (c_{kt} + \sum_{l \leq t} C_{kl}) \right\} \leq 0, \quad \xi \in \Xi_t \quad (5)$$

L'optimisation robuste s'appuie essentiellement sur la théorie de la dualité en optimisation convexe, pour substituer la partie incertaine de la contrainte originale par son pire cas dans l'ensemble d'incertitude. La contrainte robuste est ainsi transformée en un nombre fini d'inégalités, appelé équivalent robuste. L'équivalent robuste de (5) s'écrit :

$$\left\{ \sum_{ik} X_{ikt}^{out} - \gamma_{kt} \bar{\alpha}_{kt} (c_{kt} + \sum_{l \leq t} C_{kl}) \right\} + \{v_t + \kappa \sum_k u_{kt}\} \leq 0 \quad (6a)$$

$$v_t + u_{kt} \geq \gamma_{kt} \tilde{\alpha}_{kt} (c_{kt} + \sum_{l \leq t} C_{kl}) \quad (6b)$$

$$v_t + u_{kt} \geq -\gamma_{kt} \tilde{\alpha}_{kt} (c_{kt} + \sum_{l \leq t} C_{kl}) \quad (6c)$$

$$v \geq 0 \quad u \geq 0 \quad (6d)$$

L'équivalent robuste contient  $(n + 1)$  variables additionnelles (variables  $u$  et  $v$ ) et  $2n$  contraintes linéaires additionnelles, où  $n$  représente le nombre de paramètres incertains dans la contrainte.

La mise en œuvre des techniques de l'optimisation robuste aux paramètres de coûts incertains est identique, à une exception près. L'ensemble des paramètres incertains apparaissant dans la même fonction, il n'est pas nécessaire de créer de nouvelle contrainte comme c'est le cas pour les facteurs de disponibilité.

## 3.2 Modélisation des technologies

Toutes ces technologies sont modélisées dans l'outil ETEM de manière générique par les éléments suivants. Les parties suivantes détaillent les méthodologies de calcul de ces éléments de façon spécifique à chaque technologie et chaque filière énergétique.

- **Matrice de facteurs de conversion input/output**

Ratio de puissance entre la puissance en sortie et la puissance en entrée de la technologie, par exemple le rendement d'une installation de combustion. Dans le cas de technologies multi-énergie, le facteur de conversion est fixé pour chaque paire input/output.

Ce paramètre est pris fixe dans le temps à l'échelle d'une journée type. De ce fait, cette définition est adaptée aux technologies utilisant un combustible mais l'est moins pour celles dont le rendement est variable de façon significative dans le temps, comme l'éolien ou le photovoltaïque. Pour ces filières, celui-ci est pris égal à 1, le rendement de conversion étant alors directement intégré au facteur de disponibilité.

Ce facteur de conversion peut évoluer dans le temps grâce aux améliorations des technologies. Il est donc mis à jour tous les 5 ans.

- **Facteur de disponibilité**

Ratio de temps : taux de charge (équivalent pleine charge) sur le time slice considéré.

Ce facteur reflète le fait que les technologies ne sont pas disponibles 100% du temps du fait des maintenances, des pannes, de la variabilité des ressources, comme par exemple pour le vent et le soleil, etc.

Découpage temporel : Années/saisons/time slices

Lorsque la ressource est variable dans l'espace, ces séries sont aussi calculées sur un maillage géographique de l'île.

- **Capacité résiduelle installée**

Puissance installée avant l'année de référence [GW] sur chaque poste source.

Découpage temporel : évolution de ces capacités par pas de 5 ans à partir de 2015, jusqu'à leur disparition programmée.

- **Durée de vie en années.**

La durée de vie des équipements est supposée constante sur la durée considérée pour l'étude.

Découpage : aucun

- **Année à laquelle une technologie future devient disponible.**

Ce paramètre permet de fixer l'année à partir de laquelle le modèle est autorisé à utiliser la technologie considérée pour construire le mix de production électrique optimisé.

Découpage : aucun

- **Coûts d'investissement [€/kW].**

L'investissement est modélisé par un ratio de coût rapporté à la puissance installée. Il est propre à une configuration donnée de la technologie.

Ce coût d'investissement est mis à jour tous les 5 ans.

Découpage temporel : 5 ans

- **Coûts fixes de maintenance et d'opération [€/kW].**

Les coûts d'entretien maintenance sont, dans la mesure du possible, scindés en deux composantes : une part fixe, rapportée à la puissance installée, et une part variable, rapportée à la production annuelle (point suivant). Ils sont propres à une configuration donnée de la technologie.

Ces coûts d'entretien maintenance sont mis à jour tous les 5 ans.

Découpage temporel : 5 ans

- **Coûts variables de maintenance et d'opération [€/kWh].**

Cette donnée constitue la seconde partie des coûts variables. Elle est fixée dans les mêmes conditions que celles du point précédent : adaptée selon la configuration et mise à jour tous les 5 ans.

Découpage temporel : 5 ans

- **Potentiels d'investissement [en MW]**

Le potentiel d'une filière donnée est précisé pour chaque typologie d'installation et maille géographique.

Les potentiels peuvent varier dans le temps. Ils sont donc donnés sur un pas de 5 ans.

Découpage : Années/régions



## 3.3 Validation du plan de production en 2030

### 3.3.1 Contributions de chaque filière à la production par journée type

Les graphiques suivants, illustrent, dans les cinq scénarios considérés, les courbes de charge de chaque journée type (semaine et week-end) et pour chaque trimestre. Pour chacune des courbes de charge, la ligne orange représente la demande avant pilotage de la demande de mobilité électrique. La ligne noire est la demande résultante de l'optimisation du déplacement de la demande. Le stockage intervient lorsque la production dépasse la demande (les parties au-dessous de l'axe des abscisses) aux heures d'ensoleillement maximal. Le déstockage est représenté en couleur jaune foncé le plus souvent en soirée entre 16h et 22h.

Les scénarios « Avantage Technologique », « Tous Feux Verts » et « Vers l'Autonomie Energétique », montrent clairement l'impact de l'optimisation de la demande pilotable des VE (50% de la demande de mobilité électrique), qui en aplanissant la courbe de charge limite les sollicitations du stockage.

On notera, que dans l'ensemble des scénarios, on exploite au maximum les possibilités de transferts d'énergie à l'aide d'une gestion adaptée des réservoirs des barrages hydrauliques. Une étude plus fine devrait être conduite pour valider cette gestion en tenant compte des contraintes d'exploitation des barrages.

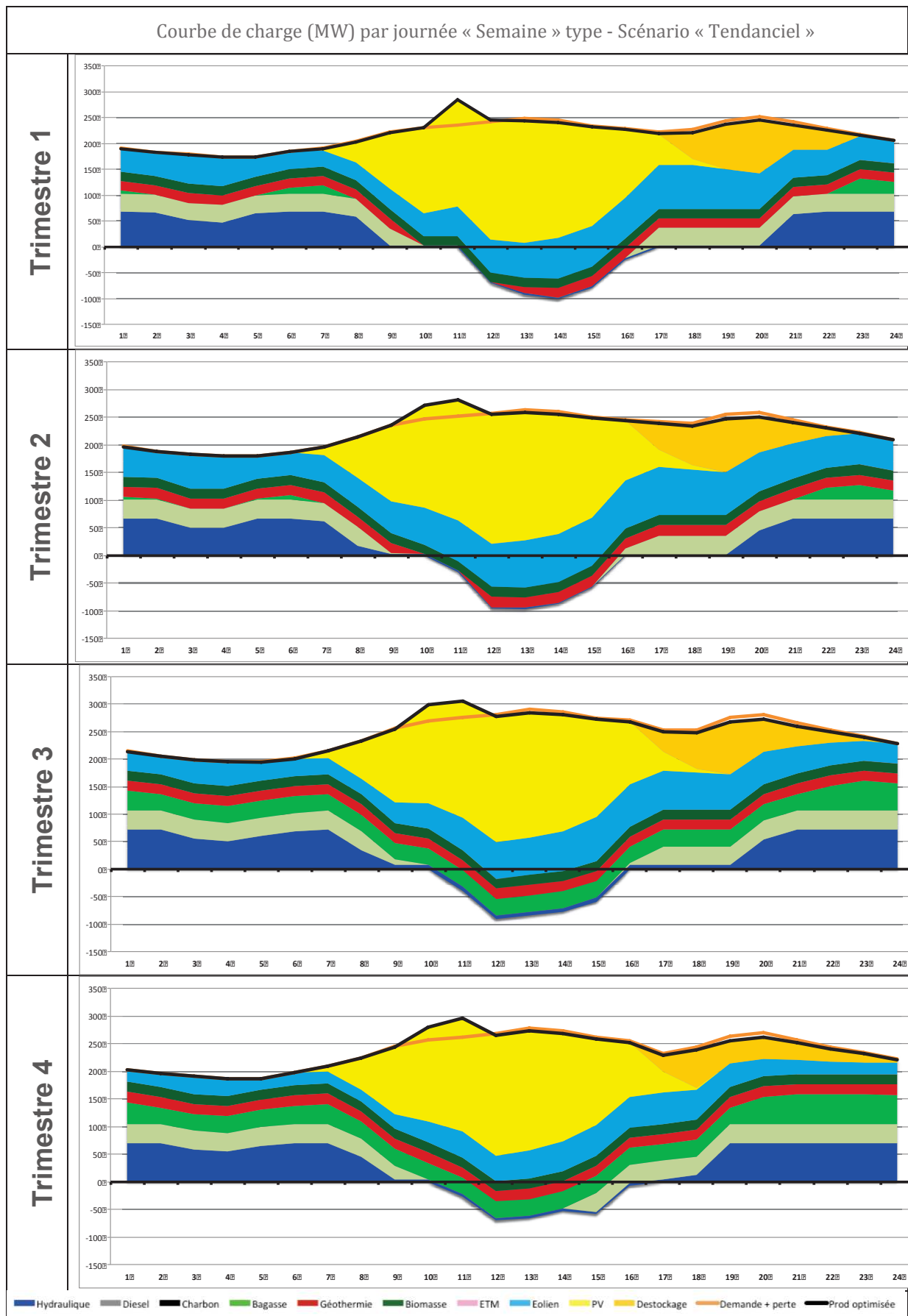


Figure 137 – Courbe de charge par journée « Semaine » type– scénario « Tendancier »



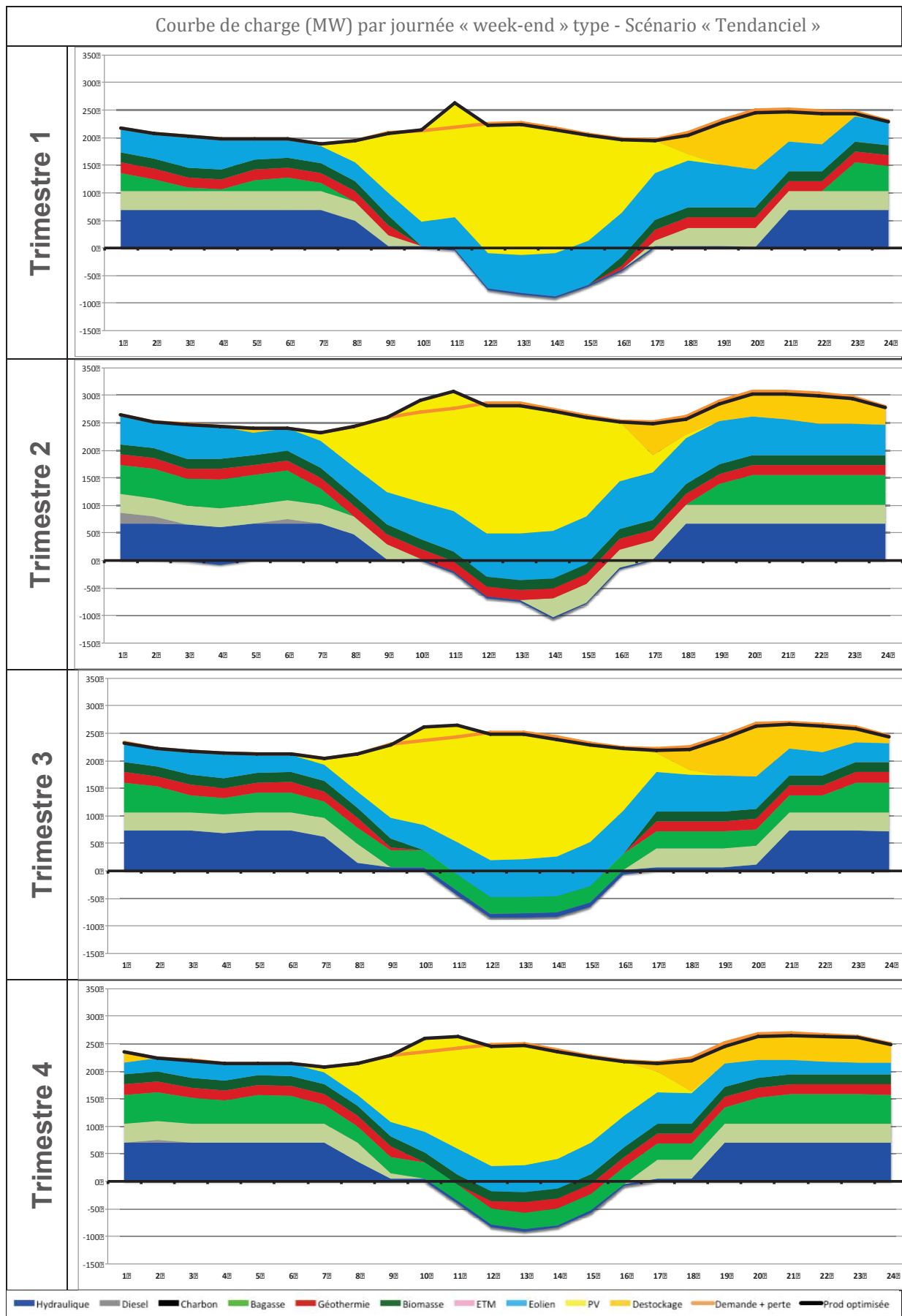


Figure 138 – Courbe de charge par journée « Week-end » type – scénario « Tendanciel »

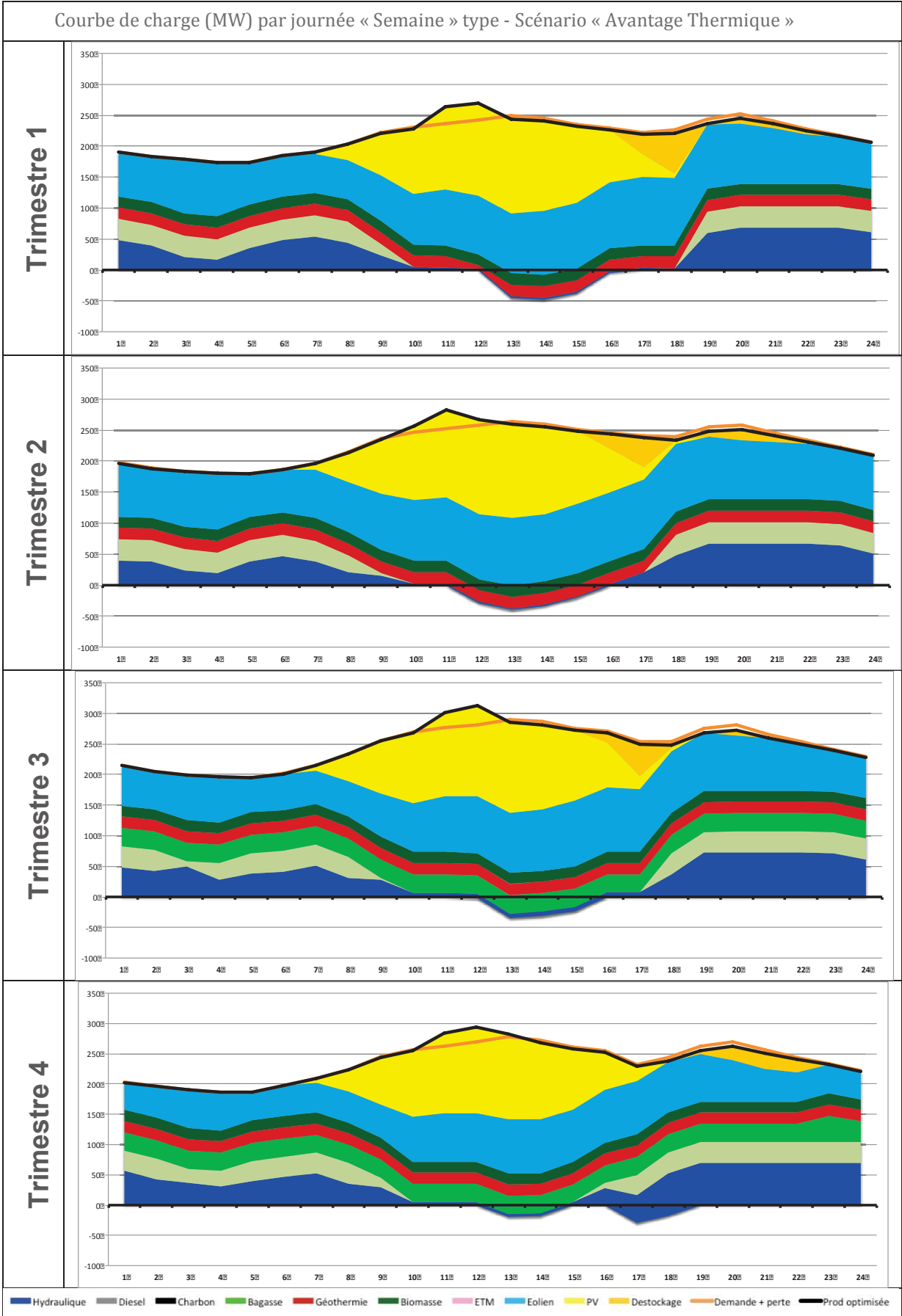


Figure 139 – Courbe de charge par journée « Semaine » type – scénario « Avantage Thermique »

Courbe de charge (MW) par journée « week-end » type - Scénario « Avantage Thermique »

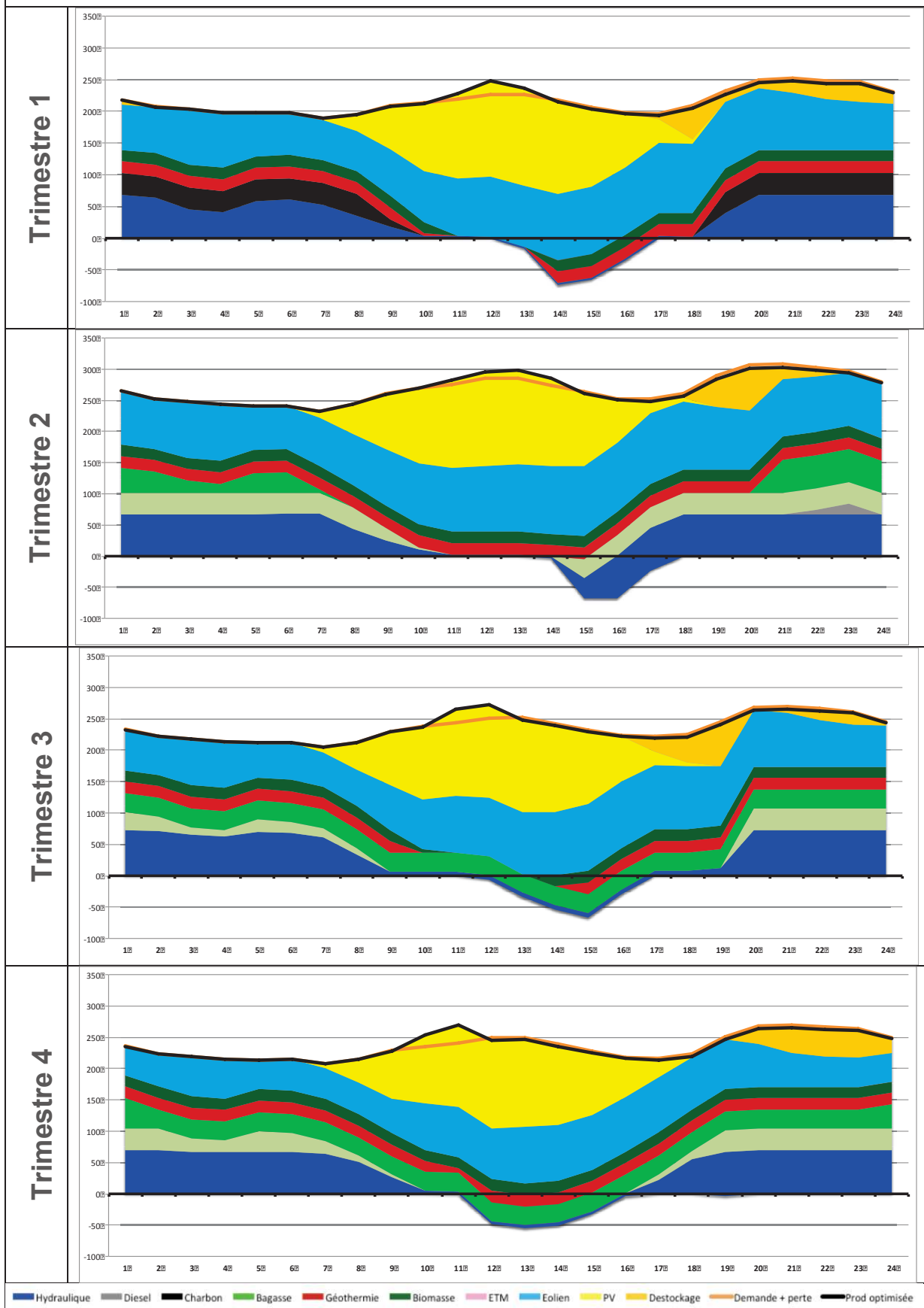


Figure 140 – Courbe de charge par journée « Week-end » type – scénario « Avantage Thermique »

Courbe de charge (MW) par journée « Semaine » type - Scénario « Avantage Technologique»

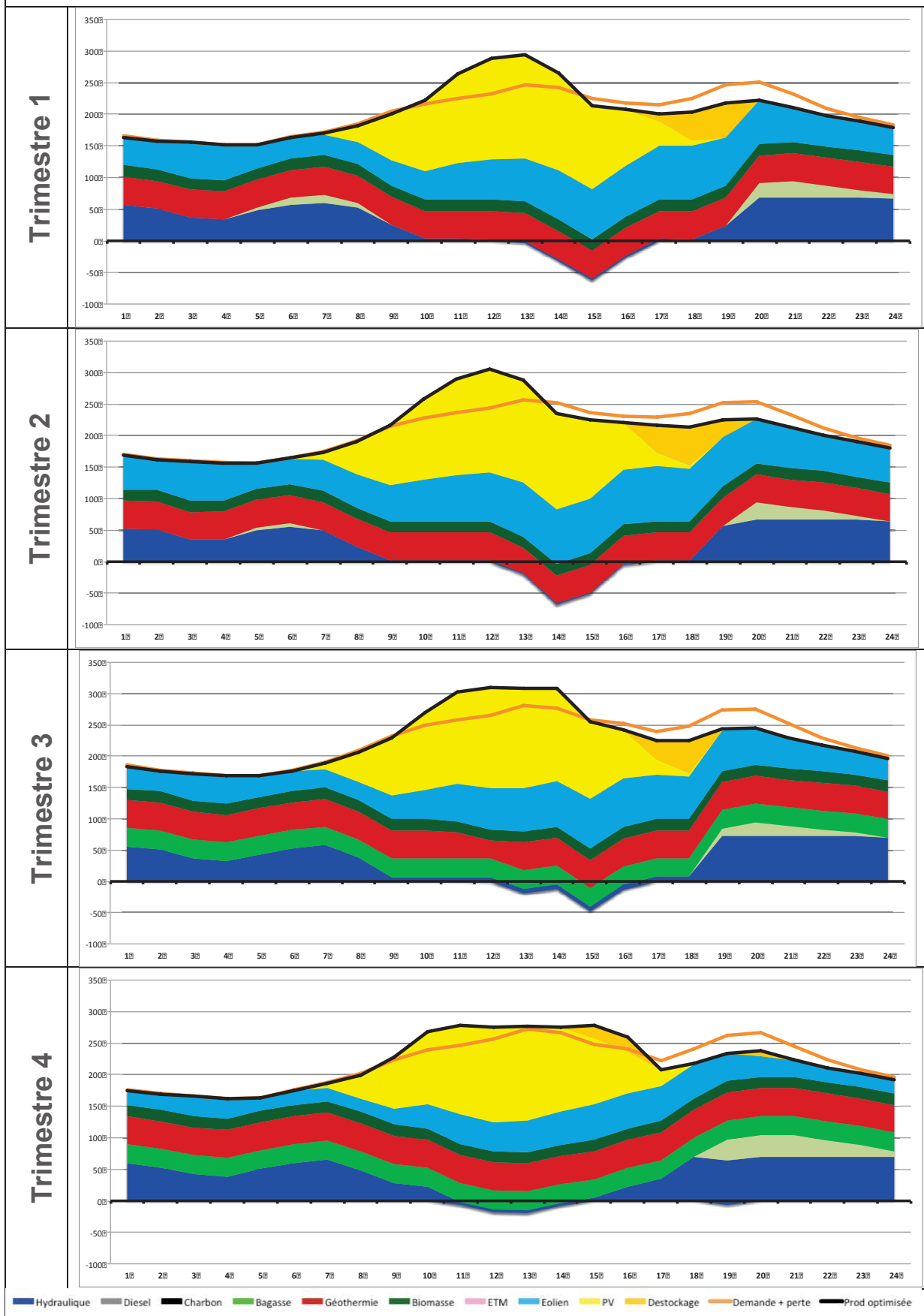


Figure 141 – Courbe de charge par journée « Semaine » type– scénario « Avantage Technologique»

Courbe de charge (MW) par journée « week-end » type - Scénario « Avantage Technologique»

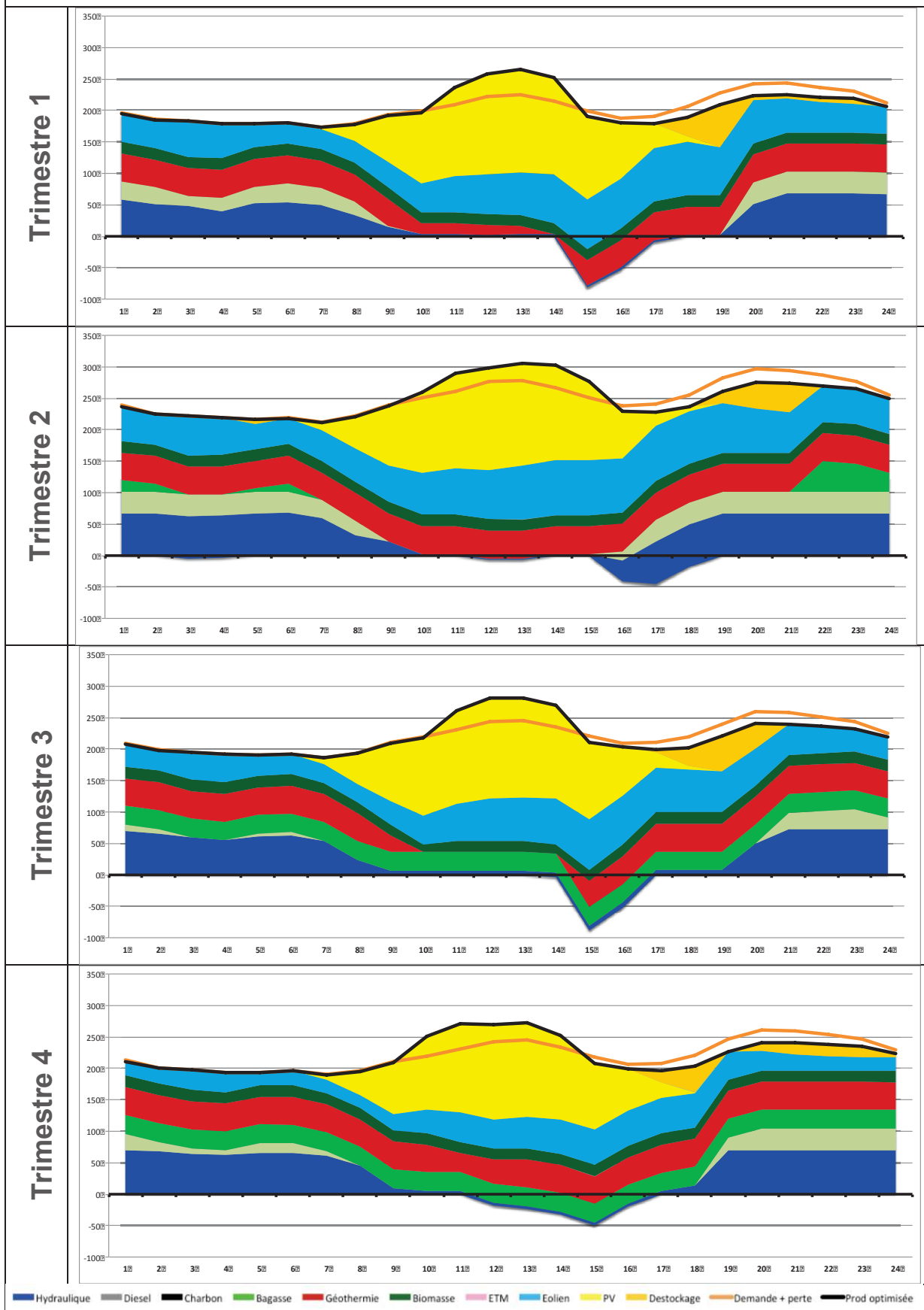


Figure 142 – Courbe de charge par journée « Week-end » type– scénario « Avantage Technologique»



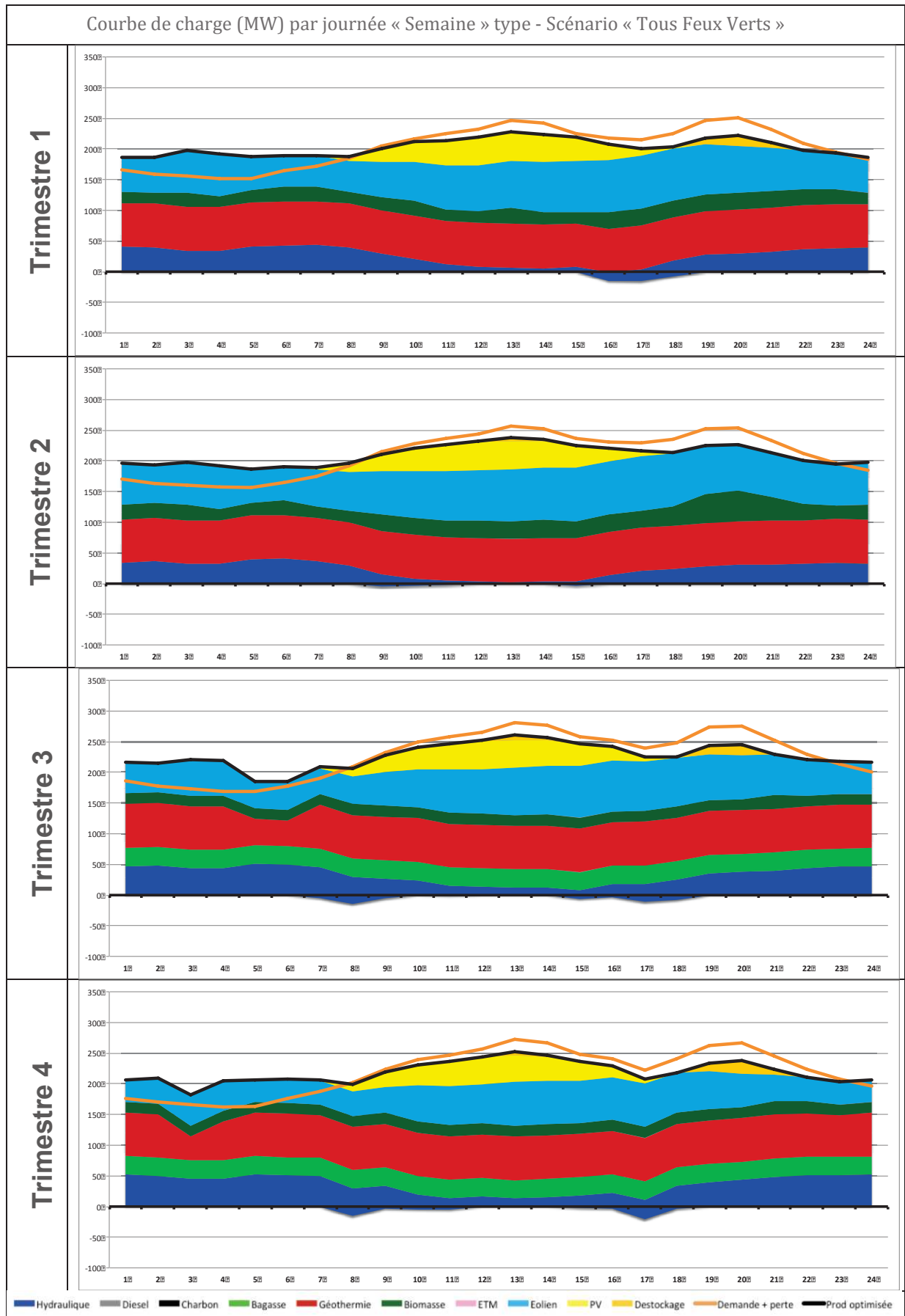


Figure 143 – Courbe de charge par journée « Semaine » type – scénario « Tous Feux Verts »



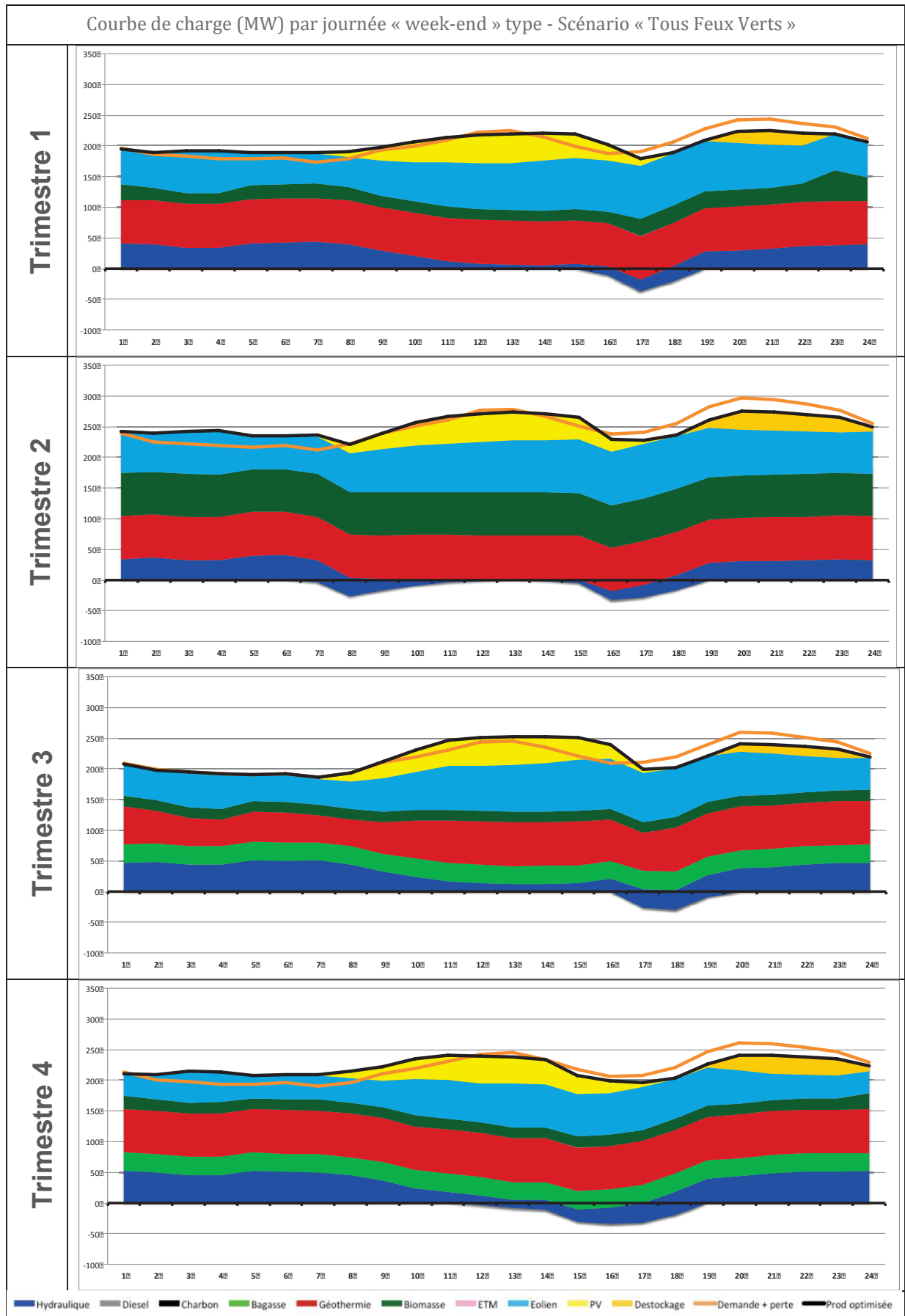


Figure 144 – Courbe de charge par journée « Week-end » type– scénario « Tous Feux Verts »

Courbe de charge (MW) par journée « Semaine » type - Scénario « Vers Autonomie Energétique »

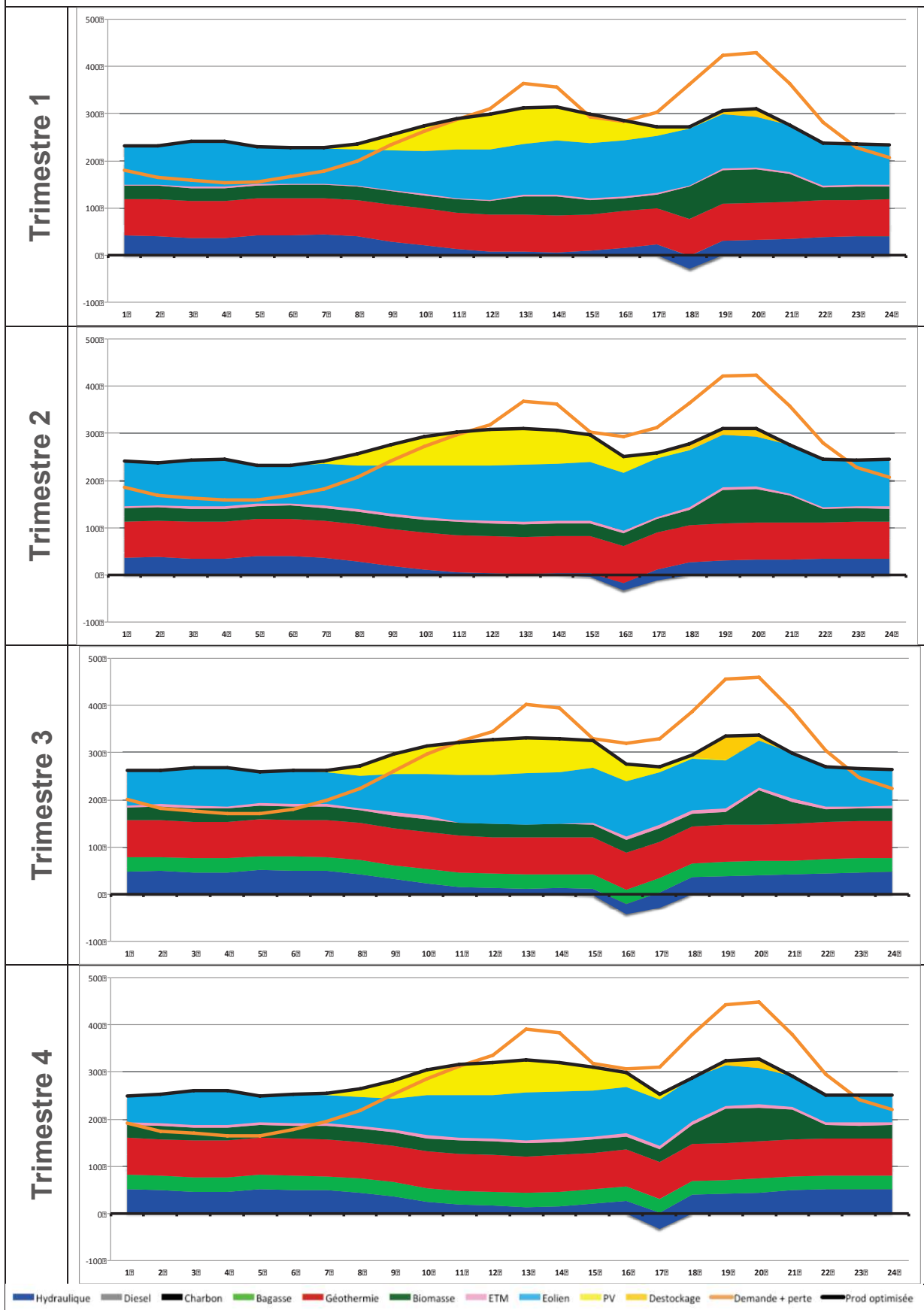


Figure 145 – Courbe de charge par journée « Semaine » type – scénario « Vers Autonomie Energétique »

Courbe de charge (MW) par journée « week-end » type - Scénario « Vers Autonomie Énergétique »

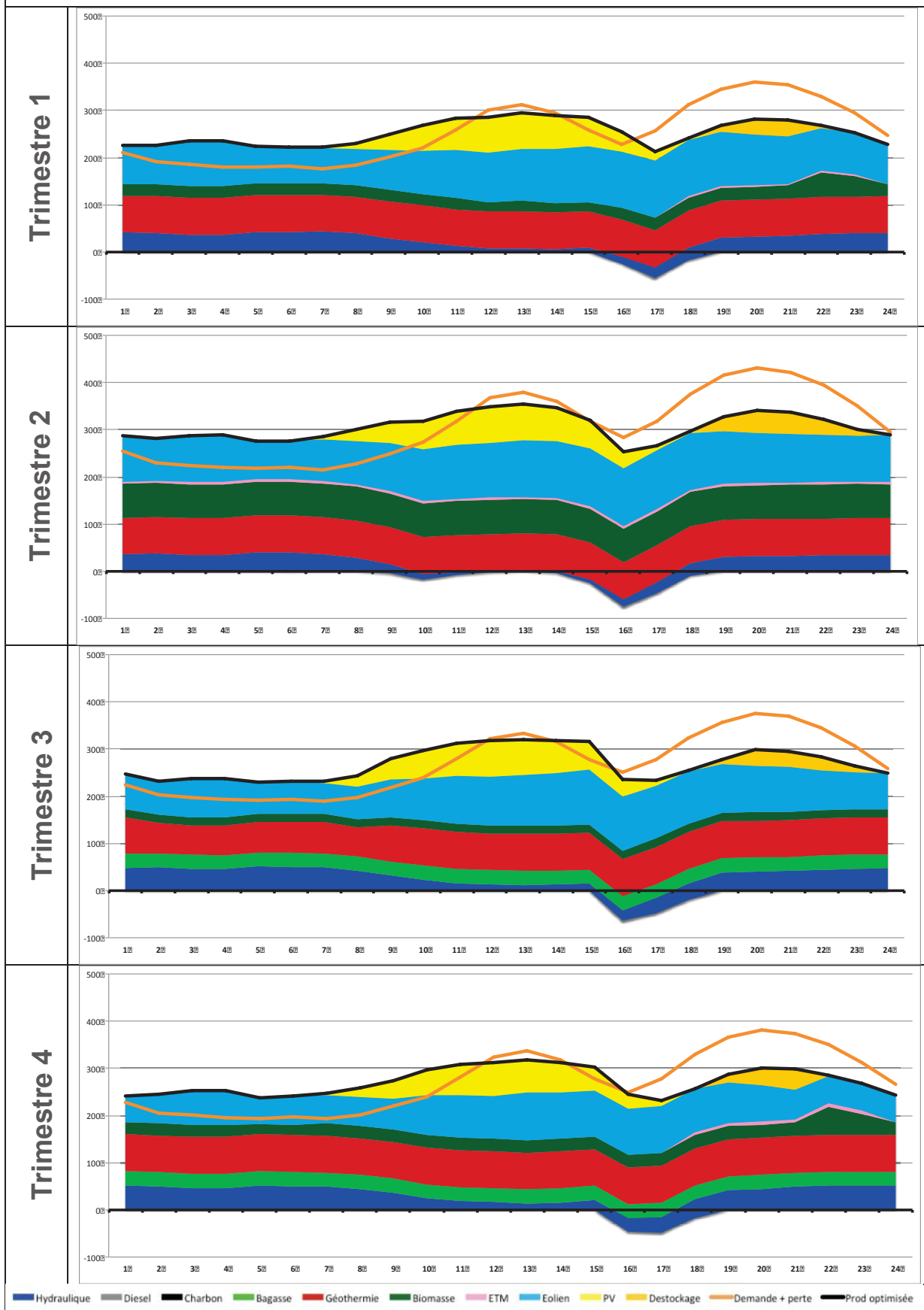


Figure 146 – Courbe de charge par journée « Week-end » type– scénario « Vers Autonomie Énergétique »

## A4. Modèle électrotechnique et résultats des études de stabilité du système

### 4.1 Modélisation générale du réseau de transport

#### 4.1.1 Lignes 63 kV

Les lignes ont été modélisées suivant les données fournies par le gestionnaire du réseau. Les paramètres pris en comptes sont les suivants :

- R : Résistance linéique de la ligne ;
- X : Réactance linéique de la ligne ;
- B : Susceptance transversale (i.e. Ligne -Terre) linéique ;
- Longueur de la ligne ;
- $I_{map}$  : Courant Maximal Admissible en Régime Permanent ;

Remarques :

- Les conductances transversales (G) des lignes 63 kV sont négligées ;
- Afin de se placer dans un cas contraignant pour le calcul du plan de tension et des pertes réseaux, les résistances des conducteurs de lignes sont calculées à 70°C ;
- Le modèle adopté est de type modèle en PI (i.e. l'effet capacitif de la ligne est modélisé par deux condensateurs virtuels localisés à chaque extrémité de la ligne et de susceptances  $B/2$  où B est la susceptance totale de la ligne) ce qui est acceptable au vu des longueurs des lignes et du niveau de tension.

Notons, d'autre part, que lors de l'optimisation du système énergétique réalisée avec l'outil ETEM n'a pas mis en évidence de renforcement nécessaire des lignes existantes.

Remarque :

Le Load Flow réalisé par ETEM est un calcul de flux de puissance selon un modèle équivalent linéaire en courant continu (DC). Seules les réactances longitudinales (X) et les capacités de transit des lignes ( $I_{map}$ ) sont considérées dans le calcul. Il est donc possible d'obtenir des résultats différents avec la méthode de PowerFactory qui utilise une méthode non linéaire.

#### 4.1.2 Postes sources

Les postes sources sont modélisés par le biais d'un modèle type incluant jeux de barres, équipements des travées départs lignes, travées couplage jeux de barres, etc. Ces équipements ne sont toutefois pas indispensables pour ce type d'étude. La plupart des éléments de réseau sont connectés directement aux jeux de barres ou par l'intermédiaire d'un transformateur.

Les jeux de barres sont contrôlés en tension par les éléments participant au réglage de tension. La tension de consigne est fixée à 63 kV.

#### 4.1.3 Transformateurs

Les transformateurs sont modélisés pour raccorder les alternateurs au réseau. En revanche, les charges sont raccordées directement aux jeux de barres 63 kV.

Les puissances apparentes assignées ont été définies en fonction de la puissance des groupes raccordés. Les données de tension de court-circuit  $ucc(\%)$  sont choisies conformément à la norme CEI 60076 – Transformateurs de puissance.

Pour les gammes de puissances utilisées dans le modèle, les valeurs prises sont indiquées dans le tableau ci-dessous :

Puissance assignée [MVA]	Impédance de court-circuit [%]
6 à 25 MVA	8
25 à 40 MVA	10

Tableau 47 – Impédances de court-circuit des transformateurs utilisés dans le modèle

## 4.2 Modélisation des charges agrégées par poste source

Les charges ont été modélisées par agglomération au niveau des jeux de barres 63 kV des postes sources. Les valeurs de charges considérées sont issues de l'optimisation du système électrique par ETEM

Les hypothèses suivantes ont été prises à chaque poste source :

- 80 % de la charge est de type « Résidentiel été » suivant les paramètres du tableau ci-dessous :

Cos Phi	$\frac{\partial P}{\partial V}$	$\frac{\partial Q}{\partial V}$	$\frac{\partial P}{\partial f}$	$\frac{\partial Q}{\partial f}$
0,9	1,2	2,9	0,8	-2,2

Source : *Power System Stability and Control*, P. Kundur, 1994

Tableau 48 – Paramètres statiques des charges

- 20 % de la charge est de type dynamique (moteurs asynchrones) suivant les paramètres typiques indiqués ci-dessous :

**Partie dynamique**

Glissement critique  %

Glissement d'opération normale  %

Exposant du couple mécanique

Constante de temps d'inertie  s

---

**Limites de tension**

Limite supérieure de tension  p.u.

Limite inférieure de tension  p.u.

Figure 147 – Paramètres dynamiques des charges

Pour l'ensemble des simulations statiques, les valeurs de charges et de productions sont calées conformément aux données de sortie d'ETEM. Toutefois, il demeure un faible déséquilibre entre la charge et la production, malgré la prise en compte des pertes réseau. Ce déséquilibre est dû à l'écart entre les pertes estimées dans ETEM et les pertes réellement calculées plus finement par PowerFactory.

Il a donc été convenu d'assurer l'équilibre du modèle par répartition du surplus de production sur les différentes charges, au prorata de leurs valeurs. De cette façon, l'écart constaté peut être apparenté à des pertes sur le réseau de distribution (pertes transformateurs des postes, pertes en lignes de distribution, etc.).

## 4.3 Modélisation des centrales hydroélectriques et thermiques

Cette partie présente la modélisation utilisée pour les alternateurs et, en particulier, les modèles de régulateurs de tension et de vitesse utilisés pour les centrales hydroélectriques et thermiques. Des modèles de régulateurs typiques, conformes IEEE, ont été utilisés dans la modélisation. Cette hypothèse de modélisation est acceptable dans le cadre d'études de planification de réseaux futurs ou hypothétiques.

### 4.3.1 Excitation et régulateur de tension

Le système d'excitation et de régulation de tension retenu pour toutes les centrales est le modèle IEEE ESAC2A dont les paramètres de régulation sont donnés dans le tableau suivant :

Description	Nom	Valeur	Unité
Measurement Delay	Tr	0,01	[s]
Filter Delay Time	Tb	0,02	[s]
Filter Derivative Time Constant	Tc	0,09	[s]
Amplifier Gain	Ka	250	[p.u.]
Controller Time Constant	Ta	0,01	[s]
Controller Gain	Kb	1	[p.u.]
Rectifier Regulation Constant	Kc	0,14	[p.u.]
Exciter Constant	Ke	0,53	[p.u.]
Armature Reaction Constant	Kd	0,2	[p.u.]
Saturation Factor 1	E1	3,13	[p.u.]
Saturation Factor 2	SE1	0,1	[p.u.]
Saturation Factor 3	E2	4,18	[p.u.]
Saturation Factor 4	SE2	0,5	[p.u.]
Minor Stabilization Path Gain	Kh	0,02	[p.u.]
Stabilization Path Gain	Kf	0,05	[p.u.]
Stabilization Path Time Constant	Tf	1	[s]
Exciter Time Constant	Te	2,1	[s]
Exciter Maximum Output	Vfemax	10	[p.u.]
Amplifier Minimum Output	Vamin	-10	[p.u.]
Controller Minimum Output	Vrmin	-10	[p.u.]
Amplifier Maximum Output	Vamax	10	[p.u.]

Tableau 49 – Paramètres Excitations et régulateurs de tension

### 4.3.2 Turbine hydraulique et régulation de vitesse

Le modèle de turbine et de régulateur de vitesse utilisé est de type HYGGOV. Les paramètres sont indiqués ci-dessous :

Description	Nom	Valeur	Unité
Temporary Droop	r	0,1	[pu]
Governor Time Constant	Tr	10	[s]
Filter Time Constant	Tf	0,1	[s]
Servo Time Constant	Tg	0,5	[s]
Water Starting Time	Tw	1	[s]
Turbine Gain	At	1	[pu]
frictional losses factor pu	Dturb	0,01	[pu]
No Load Flow	qnl	0,01	[pu]
Permanent Droop	R	0,04	[pu]
Turbine Rated Power(=0->PN=Pggn)	PN	P	[Mw]
Minimum Gate Limit	Gmin	0	[pu]
Gate Velocity Limit	Velm	0,15	[pu]
Maximum Gate Limit	Gmax	1	[pu]

Tableau 50 – Paramètres Turbines hydrauliques et régulation de vitesse

Remarques :

- Le statisme est supposé égal à 4 % pour les groupes hydroélectriques ;
- La puissance nominale turbine est adaptée à la puissance alternateur de chaque groupe.

### 4.3.3 Turbine thermique et régulation de vitesse

Le modèle de turbine thermique et de régulateur de vitesse utilisé est de type TGOV1. Il s'agit d'un modèle simplifié, suffisant pour l'objectif de l'étude. Les paramètres sont indiqués ci-dessous :

Description	Nom	Valeur	Unité
Turbine Delay Time Constant	T3	2	[pu]
Turbine Derivative Time Constant	T2	1	[pu]
Turbine power coefficient	At	1	[pu]
Frictional Losses Factor	Dt	0	[pu]
Controller Droop	R	0,04	[pu]
Governor Time Constant	T1	0,2	[s]
Turbine Rated Power(=0->PN=Pggn)	PN	P	[Mw]
Minimum Gate Limit	Vmin	0	[pu]
Maximum Gate Limit	Vmax	1	[pu]

Tableau 51 – Paramètres Turbines thermiques et régulation de vitesse

Remarques :

- Le statisme est supposé égal à 4 % pour les groupes thermiques ;
- La puissance nominale turbine est adaptée à la puissance alternateur de chaque groupe.

## 4.4 Modélisation des Générateurs statiques

### 4.4.1 Systèmes photovoltaïques

Les systèmes photovoltaïques sont décomposés en deux grandes catégories :

- PV Diffus : Agglomération des « petites » installations photovoltaïques décentralisées. Le réseau de distribution n'étant pas modélisé, le modèle est raccordé directement aux jeux de barres 63 kV et ne participe pas au réglage de tension locale ;
- PV au Sol (départs dédiés) : Installations photovoltaïques de puissances importantes raccordées directement au réseau 63 kV par le biais de départs dédiés. Ces installations participent au réglage de tension du réseau 63 kV.

Les évolutions à venir en 2018 de la Documentation Technique de Référence d'EDF SEI ont été prises en compte dans la modélisation des installations raccordées via une interface à électronique de puissance. En particulier, au sujet de la tenue au creux de tension, les paramètres de modélisation suivants ont été considérés pour les installations photovoltaïques décentralisées (« PV Diffus ») :

- Déconnexion des installations lorsque la tension au point de raccordement chute en dessous de 0,8 p.u. ;
- Reconexion des installations lorsque la tension au point de raccordement revient au-dessus de 0,85 p.u.

En revanche, les installations raccordées via une interface à base d'électronique de puissance sur des départs HTA dédiés (« PV au sol ») ne se déconnectent pas lors des creux de tension et participent au maintien de la tension par l'injection de courant réactif dans la limite de leurs capacités.

Les installations de PV au Sol sont modélisées par un modèle composite dont le cadre général est décrit par le synoptique ci-après :

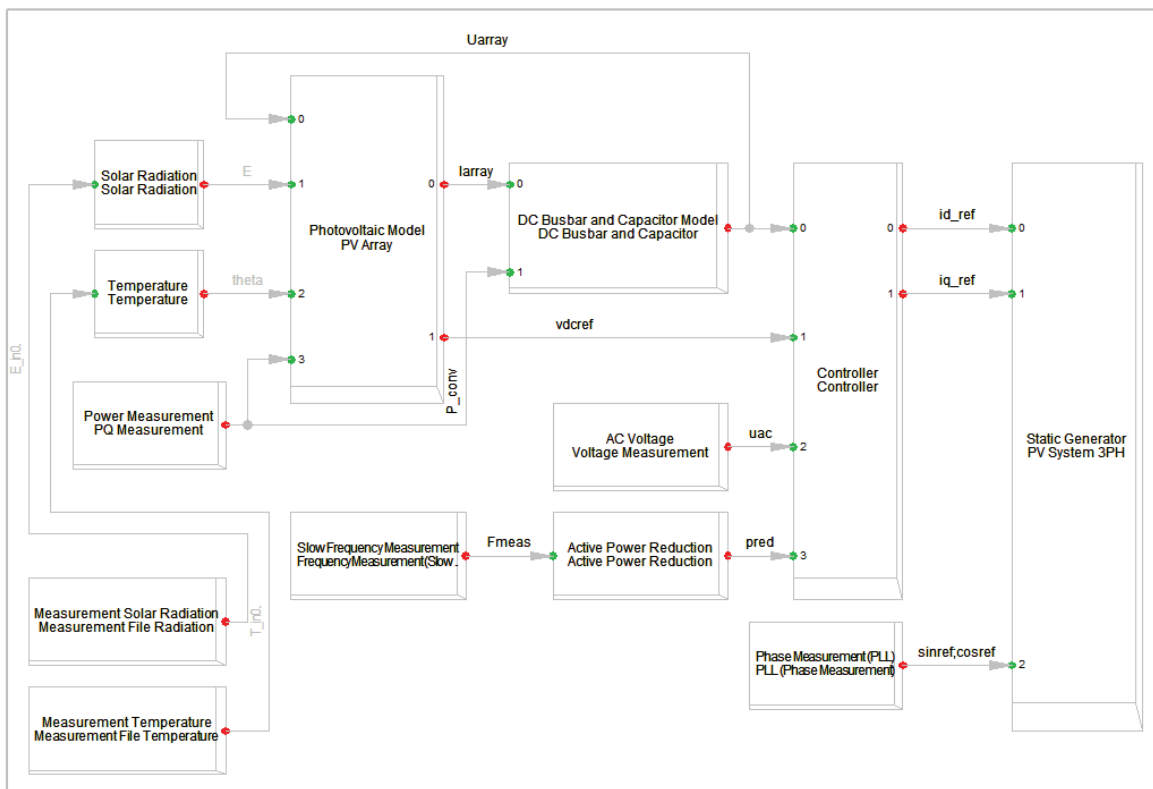


Figure 148 – Synoptique général du modèle de centrale PV au sol



Les principaux paramètres du modèle de contrôleur sont indiqués dans le tableau suivant :

Description	Nom	Valeur	Unité
Gain, Active Power PI-Controller	Kp	0,005	
Integration Time Constant, Active Power PI-Ctrl.	Tip	0,03	[s]
Measurement Delay	Tr	0,001	[s]
Time Delay MPP-Tracking	Tmpp	5	[s]
for Dynamic AC Voltage Support	Deadband	0,1	[pu]
Gain for Dynamic AC Voltage Support	K_FRT	2	
: 0 = acc. TC2007; 1 = acc. SDLWindV	i_EEG	0	
Min. Active Current Limit	id_min	0	[p.u.]
minimal allowed DC-voltage	U_min	200	[V]
Min. Reactive Current Limit	iq_min	-1	[pu]
Max. Active Current Limit	id_max	1	[p.u.]
Max. Reactive Current Limit	iq_max	1	[pu]
Max. allowed absolute current	maxAbsCur	1	[pu]
Max.abs reactive current in normal operation	maxIq	1	[pu]

Tableau 52 – Paramètres du contrôleur de centrale PV

## 4.4.2 Systèmes éoliens

Les éoliennes sont modélisées par un modèle standard PowerFactory de type «Full Scale Converter», c'est-à-dire que les éoliennes sont modélisées et supposées connectées au réseau par le biais d'un onduleur qui transite la totalité de la puissance de l'éolienne.

Le cadre général du modèle d'éolienne est illustré dans le synoptique suivant :

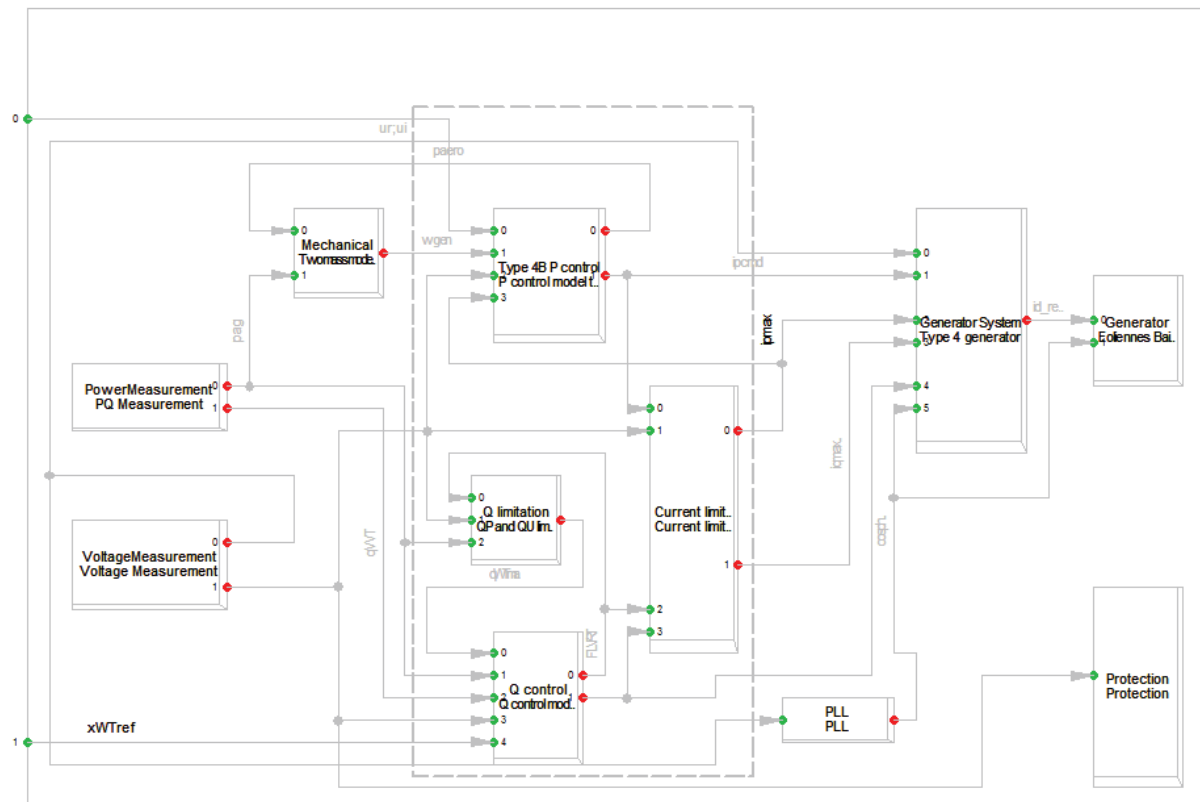


Figure 149 – Synoptique général du modèle d'éolienne utilisé

Comme pour les systèmes photovoltaïques diffus, les éoliennes sont considérées par défaut comme des moyens de production diffus et donc sujets aux mêmes seuils de déconnexion/reconnexion que les onduleurs PV en cas de creux de tension.

Toutefois, dans le cas du réseau de la Guadeloupe en 2030, au vu de la puissance éolienne développée au poste de Blanchet (71 MVA), il a été nécessaire de considérer que ces éoliennes ne se déconnectent pas lors des creux de tension pour assurer la stabilité. On a donc considéré que les éoliennes associées au poste de Blanchet correspondent à un ou plusieurs parcs de production raccordés par départ(s) HTA dédiés.

### 4.4.3 Systèmes de stockage d'énergie par batteries

Les systèmes de stockage par batteries sont modélisés par le biais du modèle standard de la bibliothèque PowerFactory, paramétré par défaut pour une tension de sortie de 10 kV et une puissance de 30 MVA. La tension est donc ici adaptée à 63 kV et la puissance à la valeur installée à chaque poste source.

Le cadre composite général du modèle de convertisseur est décrit par le synoptique ci-dessous :

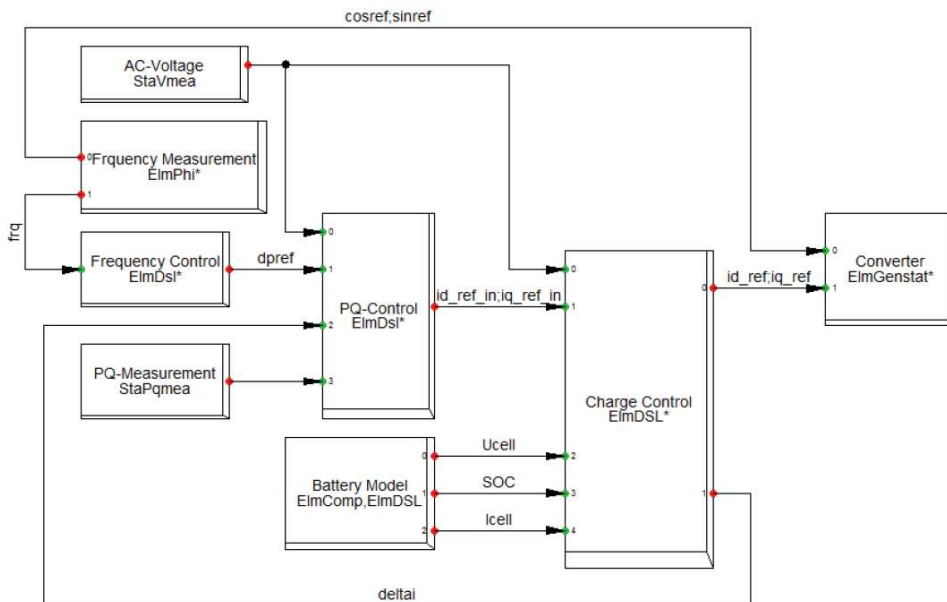


Figure 150 – Synoptique général du modèle du système de stockage par batteries

Comme indiqué par ce schéma, le modèle est avant tout destiné à assurer un contrôle de la fréquence électrique du réseau. Les paramètres utilisés correspondent pour la plupart aux paramètres de base du modèle (valeurs typiques).

Une importance particulière a été portée sur le temps de réponse des batteries en cas de variation de fréquence. Afin de garder des hypothèses conservatrices et suite aux recommandations du gestionnaire du système, un temps de réaction de 60 ms a été ajouté à la boucle de régulation de fréquence à l'aide d'une fonction de transfert de retard pur ayant une constante de temps de 150 ms (Paramètre  $T_d$ ).

La courbe suivante montre la réponse simulée de la batterie à une commande d'échelon de puissance de 0 à  $P_n$  :

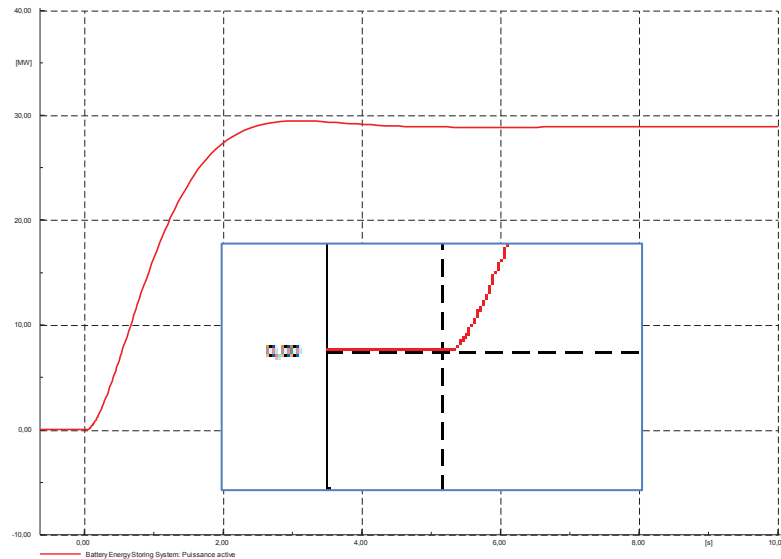


Figure 151 – Echelon de puissance active du modèle de batterie

Au pied de la courbe, on observe le court délai correspondant à la détection du défaut puis le début de réaction. Malgré un paramétrage dynamique très conservateur, la batterie délivre sa pleine puissance en moins de 3 secondes.

De plus, la valeur du statisme pour le contrôle primaire de fréquence a été augmentée à 2 % (la valeur du statisme par défaut dans PowerFactory étant de 0,4 %). Les principaux paramètres utilisés pour le contrôleur sont indiqués sur les figures suivantes :

Description	Nom	Valeur	Unité
Filter time constant, active path	Tr	0,01	[s]
Filter time constant, reactive path	Trq	0,1	[s]
Proportional gain - id-PI-controller	Kp	2	[pu]
Integrator time constant -id-PI-contr.	Tip	0,2	[s]
deadband for proportional gain	AC_deadband	0	[pu]
Proportional gain for AC-voltg. support	Kq	1	[pu]
Integrator time constant -iq-I-contrl.	Tiq	0,002	[s]
Max discharging current	id_min	-1	[pu]
Min reactive current	iq_min	-5	[pu]
Max charging current	id_max	1	[pu]
Max reactive current	iq_max	1	[pu]

Tableau 53 – Paramètres du contrôleur du système de stockage par batteries

Les paramètres liés directement au contrôle de la fréquence sont indiqués dans le tableau suivant :

Description	Nom	Valeur
Frequency measurement additional Time Delay	Td	0,15
0.02/0.04 -> full active power within 1Hz/2Hz	droop	0,02
Deadband for frequency control	db	0,0002

Tableau 54 – Paramètres du contrôleur de fréquence du système de stockage par batteries

L'intégration au modèle des batteries est réalisée suivant les hypothèses ci-après :

- Les batteries sont directement connectées aux jeux de barres 63 kV ;
- Les batteries sont centralisées à proximité immédiate ou directement à l'intérieur des postes 63 kV et, de ce fait, elles participent toutes au réglage de tension locale des jeux de barres 63 kV auxquels elles sont connectées.

Le facteur de puissance nominal est de 0,9 p.u.

## 4.5 Données des points de fonctionnement étudiés

### 4.5.1 Point de fonctionnement N°1 : Taux de production décentralisée minimal en 2030

Le mix énergétique correspondant est indiqué en MW dans le tableau suivant pour le scénario « Tout Feux Verts » :

Poste	Demande	Demande nette	Geo	GeoCog	Biomasse (<5)	Biomasse Comb. (>5)	Barrages (>2)	Fil de l'eau (>5)	Stockage
BaieMahault	22,1	22,1	-	-	-	-	-	-	-
Besson	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blanchet	9,4	9,2	-	-	0,2	-	-	-	-
Bouillante	12,2	12,2	44,2	-	-	-	36,0	-	-11,2
Capesterre	14,0	14,0	-	22,7	-	-	29,6	0,4	-
Gardel	6,5	6,5	-	-	-	36,2	-	-	-2,7
JarrySud	11,6	11,6	-	-	-	-	-	-	-
PetitPerou	14,2	14,1	-	-	0,1	-	-	-	-
PointeJarry	2,1	2,1	-	-	-	-	-	-	-
Raizet	3,5	3,5	-	-	-	16,8	-	-	-
RiviereSens	15,3	15,3	-	-	-	-	-	-	-
StAnne	12,3	12,3	-	-	-	-	-	-	-
StFrancois	18,8	18,7	-	-	-	-	-	-	-
StRose	6,1	5,1	-	-	0,9	-	-	-	-0,9
<b>TOTAL</b>	<b>148,1</b>	<b>146,8</b>	<b>44,2</b>	<b>22,7</b>	<b>1,2</b>	<b>53,0</b>	<b>65,6</b>	<b>0,4</b>	<b>-14,9</b>

Tableau 55 – Scénario Tous Feux Verts – Point de fonctionnement N°1 – Taux de production décentralisée minimal en 2030

### 4.5.2 Point de fonctionnement N°2 : Pointe annuelle de charge sur l'année 2030

Le mix énergétique correspondant est indiqué en MW dans le tableau suivant pour le scénario « Tout Feux Verts » :

Poste	Demande	Demande nette	Eolien	Geo	EV	EvSol	Biomasse (<5)	Biomasse Comb. (>5)	Petit Hydro	Fil de l'eau (>5)	Stockage
BaieMahault	41,4	41,4	6,75	-	8,53	-	-	-	-	-	-
Besson	-	-	-	-	1,21	-	-	-	-	-	0,85
Blanchet	17,1	16,7	63,94	-	14,60	1,93	0,19	-	0,20	-	26,19
Bouillante	24,6	24,6	-	44,20	0,15	-	-	-	0,09	-	30,52
Capesterre	27,0	27,0	8,91	-	1,17	1,67	0,00	-	-	8,58	21,94
Gardel	12,8	12,8	3,70	-	2,36	-	-	29,97	-	-	3,68
JarrySud	22,9	22,9	-	-	4,26	-	-	-	-	-	-
PetitPerou	29,2	29,1	-	-	0,66	-	0,10	-	-	-	2,26
PointeJarry	4,1	4,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Raizet	7,4	7,4	-	-	0,55	-	-	16,78	-	-	4,55
RiviereSens	31,5	31,5	2,33	-	3,22	-	-	-	0,07	-	-
StAnne	25,9	25,9	3,28	-	0,56	-	-	-	-	-	1,28
StFrancois	36,0	35,9	5,42	-	2,64	2,86	-	-	0,06	-	-
StRose	11,8	10,9	1,61	-	1,68	0,38	0,94	-	-	-	2,54
<b>TOTAL</b>	<b>291,8</b>	<b>290,2</b>	<b>95,94</b>	<b>44,20</b>	<b>41,58</b>	<b>6,83</b>	<b>1,24</b>	<b>46,75</b>	<b>0,42</b>	<b>8,58</b>	<b>93,82</b>

Tableau 56 – Scénario Tous Feux Verts – Point de fonctionnement 2 – Pointe de charge 2030

### 4.5.3 Point de fonctionnement N°3 : Taux de pénétration des productions éolienne et photovoltaïque maximum sur l'année 2030

Le mix énergétique correspondant est indiqué en MW dans le tableau suivant pour le scénario « Tout Feux Verts » :

Poste	Demande	Demande nette	Eolien	Geo	PV	Pvsol	Biomasse (<5)	Biomasse Comb. (>5)	Petit Hydro	Fil de l'eau (>5)	Stockage
BaieMahault	27,0	27,0	6,8	-	9,2	-	-	-	-	-	-
Besson	-	-	-	-	1,2	-	-	-	-	-	-
Blanchet	11,3	11,1	63,9	-	15,0	2,0	0,2	-	-	-	-
Bouillante	15,7	15,6	-	44,2	0,1	-	-	-	-	-	-
Capesterre	17,5	17,5	8,9	-	1,1	1,7	-	-	-	9,7	-
Gardel	8,2	8,2	3,7	-	2,5	-	-	-	-	-	-
JarrySud	14,7	14,7	-	-	4,3	-	-	-	-	-	-
PetitPerou	18,5	18,4	-	-	0,7	-	0,1	-	-	-	-
PointeJarry	2,6	2,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Raizet	4,6	4,6	-	-	0,6	-	-	16,8	-	-	-
RiviereSens	19,9	19,7	2,3	-	2,8	-	-	-	0,2	-	-
StAnne	16,3	16,3	3,3	-	0,6	-	-	-	-	-	-
StFrancois	23,3	23,3	5,4	-	2,7	3,0	-	-	-	-	-
StRose	7,6	6,7	1,6	-	1,7	0,4	0,9	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>187,2</b>	<b>185,7</b>	<b>95,9</b>	<b>44,2</b>	<b>42,5</b>	<b>7,1</b>	<b>1,2</b>	<b>16,8</b>	<b>0,3</b>	<b>9,7</b>	<b>-</b>

Tableau 57 – Scénario Tous Feux Verts – Point de fonctionnement N° 3 – Taux de pénétration PV + Eolien maximal en 2030

### 4.6 Etudes statiques

Pour chaque point de fonctionnement et pour chaque scénario, les flux de puissance sur le réseau ont été simulés. Les grandeurs calculées sont les suivantes :

- Branches (lignes, transformateurs, charges, générateurs, etc.) :
  - Puissance active (MW),
  - Puissance réactive (Mvar),
  - Courant efficace (A).
- Nœuds (jeux de barres des postes, points de connexion, etc.) :
  - Tension composée efficace (kV),
  - Tension en per unit (p.u.),
  - Phase de la tension (degrés) en référence au jeu de barres de référence (Poste de Bouillante).

Le tableau suivant indique les lignes en surcharge ou proche de la surcharge ( $I > 0,8 I_{map}$ ) suite à l'analyse des résultats des simulations statiques. Les valeurs indiquées correspondent aux pourcentages de charge des lignes. Pour mémoire, ETEM n'a pas trouvé de renforcement nécessaire du réseau, la topologie correspond donc à celle du réseau actuel de la Guadeloupe.

	Courant admissible actuel (A)	Pourcentage de charge des lignes (%)														
		Tendanciel			Avantage Thermique			Avantage Technologique			Tous Feux Verts			Autonomie		
Points de fonctionnement		1°	2°	3°	1°	2°	3°	1°	2°	3°	1°	2°	3°	1°	2°	3°
Blanchet - Jarry Sud	680		110,3			135,4	81,3									121,2
Capesterre - Jarry Sud	510											81,4		93,1	80,8	
Bouillante - Sainte Rose	510													80,8		

Tableau 58 – Lignes en surcharge ou proches de la surcharge – Pourcentages du courant admissible

Parmi ces lignes, celles dont la charge est supérieure à 100% sont considérées en surcharge et doivent être renforcées. Elles sont indiquées dans la première partie du document au §9.2.2

## 4.7 Etudes dynamiques

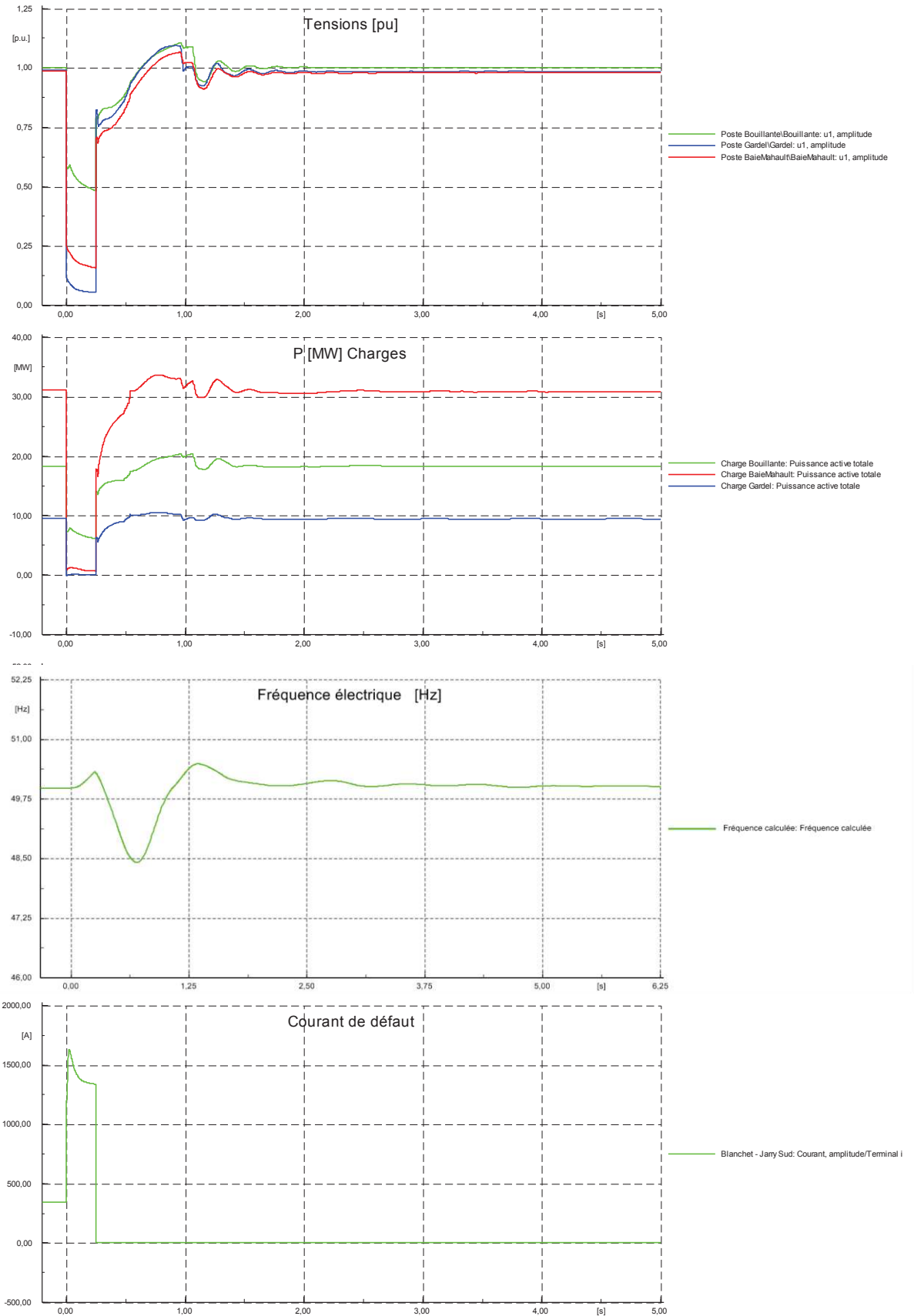
Les résultats sont présentés ci-après par grandes catégories de filières de production. En particulier, pour chaque cas d'étude, l'évolution des principales grandeurs électriques est présentée (Puissance active P, Puissance réactive Q, Courant I et Tension U).

Les graphes suivants sont présentés :

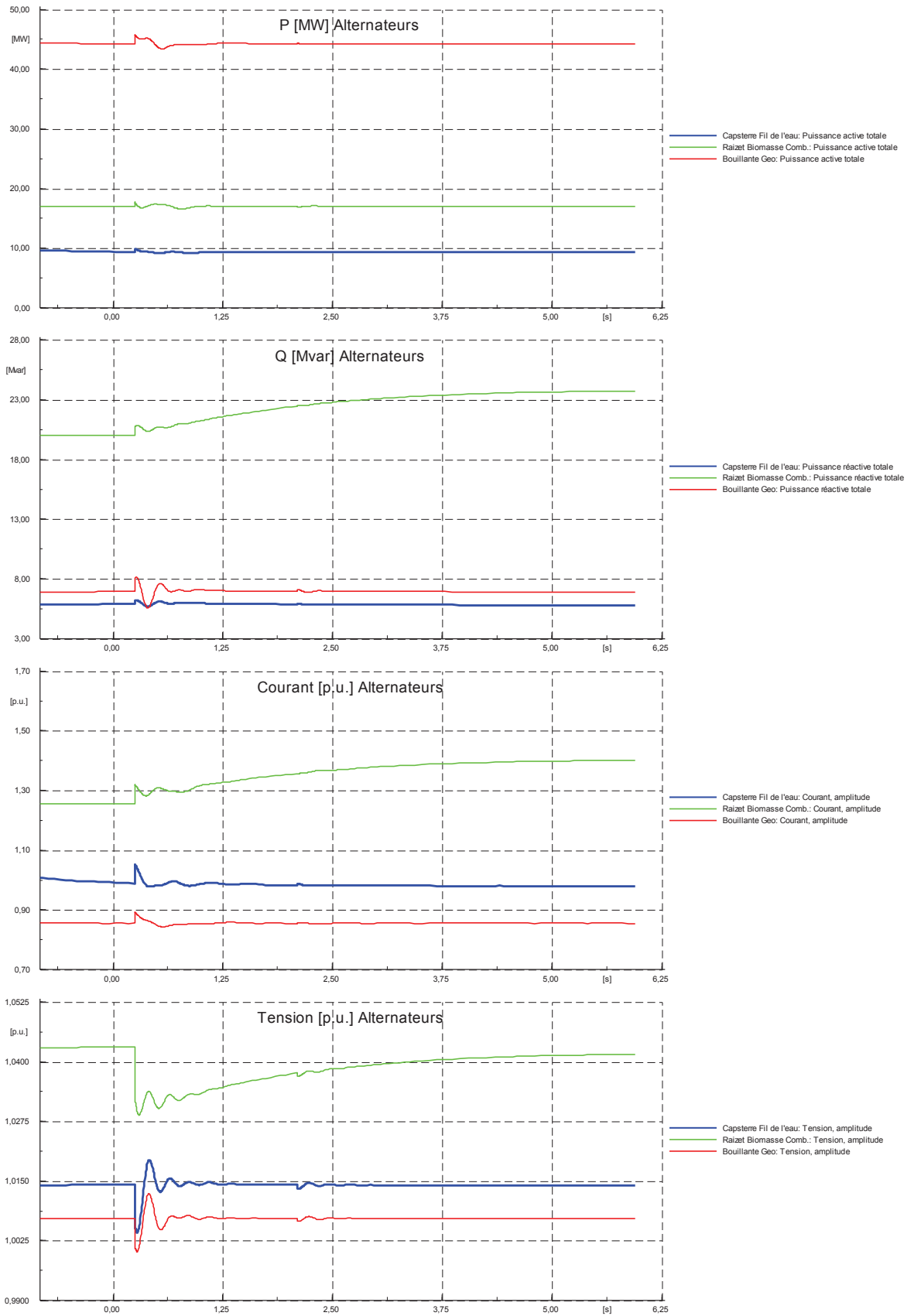
- Charges, Fréquence électrique, Tensions, Courant de défaut (Cas d'étude n°1 : Creux de tension) ;
- Centrales hydroélectrique(s) et thermique(s) ;
- Génération photovoltaïque au sol raccordée par des départs dédiés ;
- Génération photovoltaïque diffuse raccordée aux réseaux de distribution ;
- Génération éolienne raccordée aux réseaux de distribution ;
- Stockage par batteries localisé au niveau des postes 63 kV.

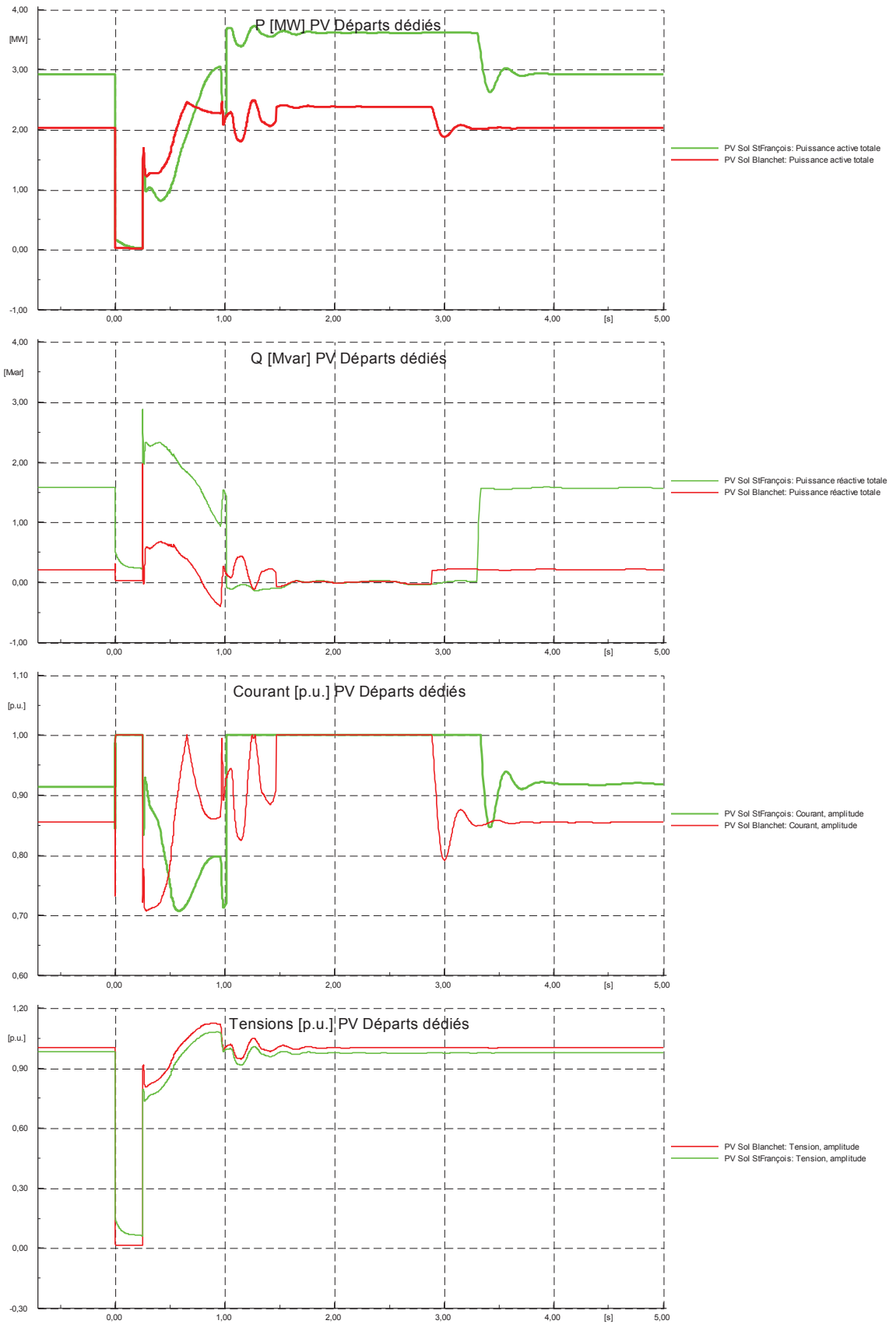
Afin d'alléger la présentation, seuls sont présentés les résultats de quelques centres de production/consommation. Néanmoins, ces mêmes résultats ont été observés pour l'ensemble des postes.

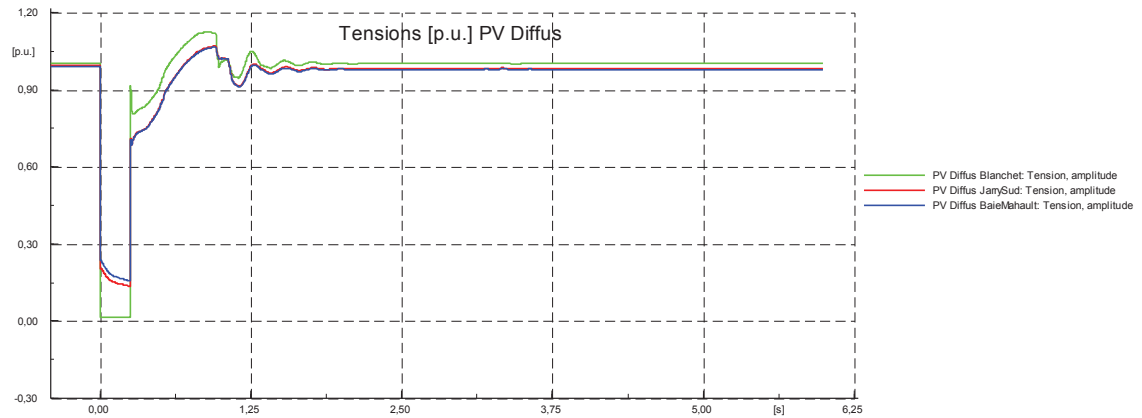
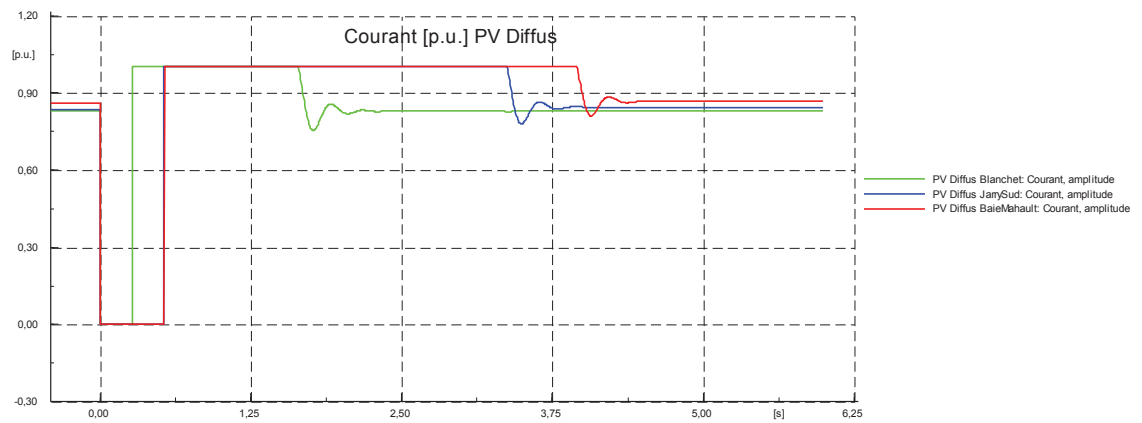
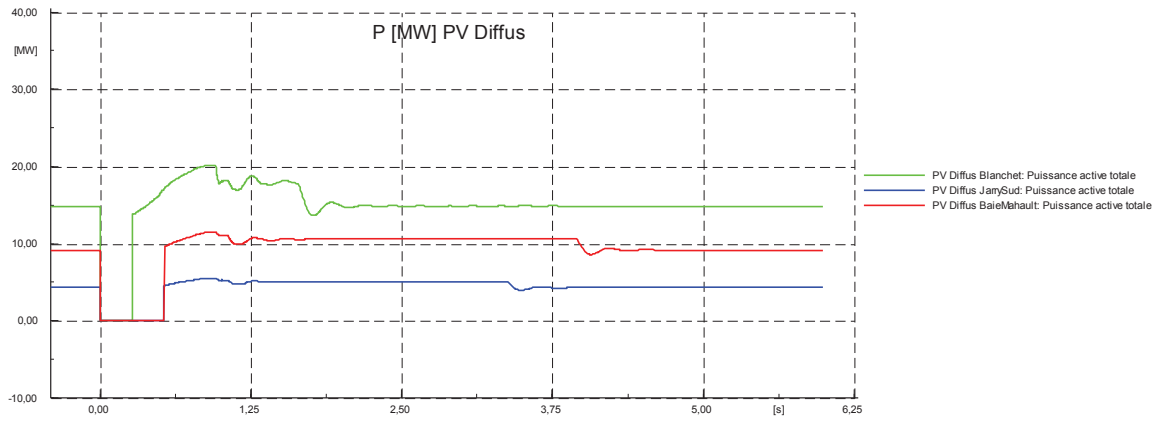
## 4.7.1 Cas d'étude n°1 : Stabilité transitoire du système suite à un creux de tension

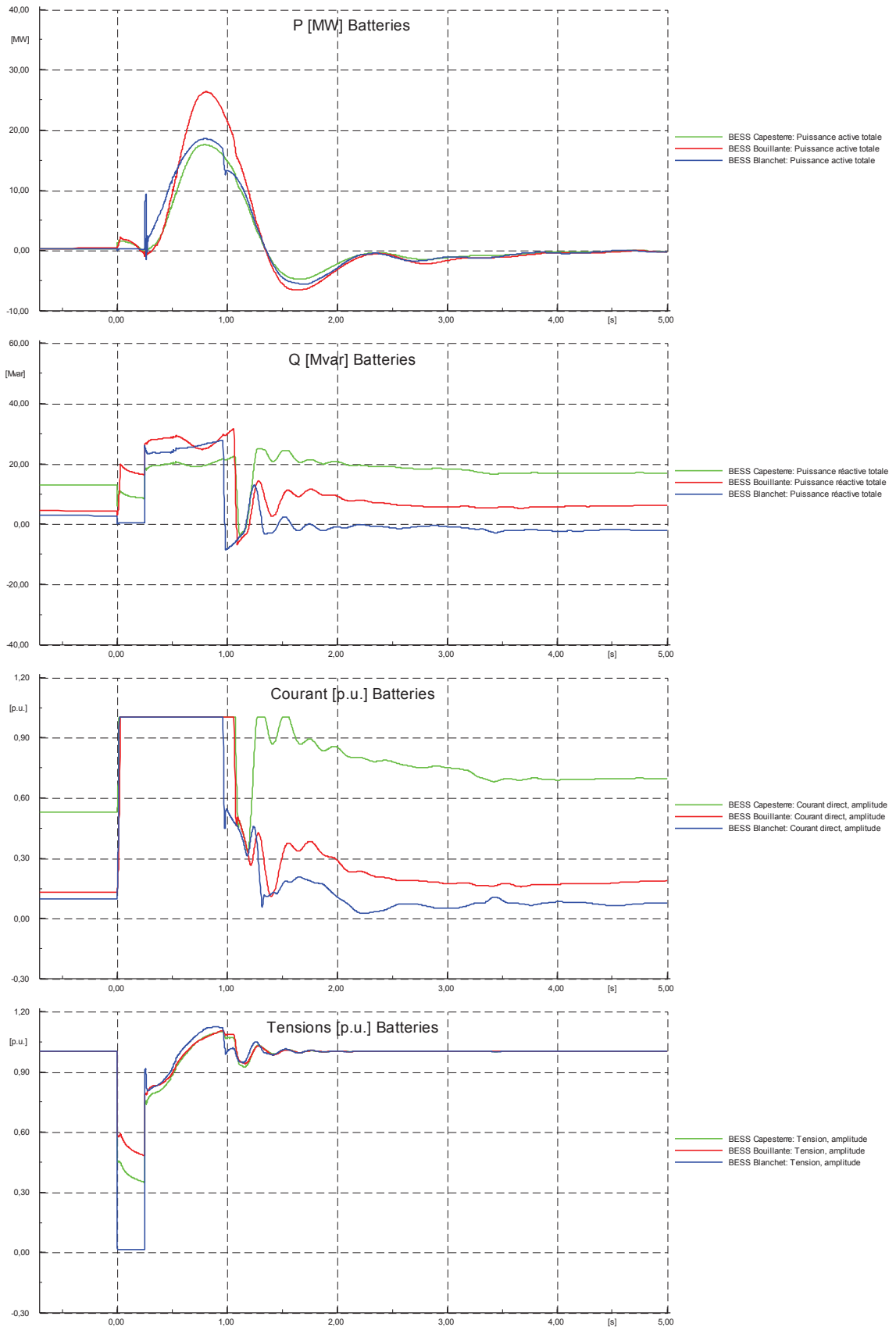












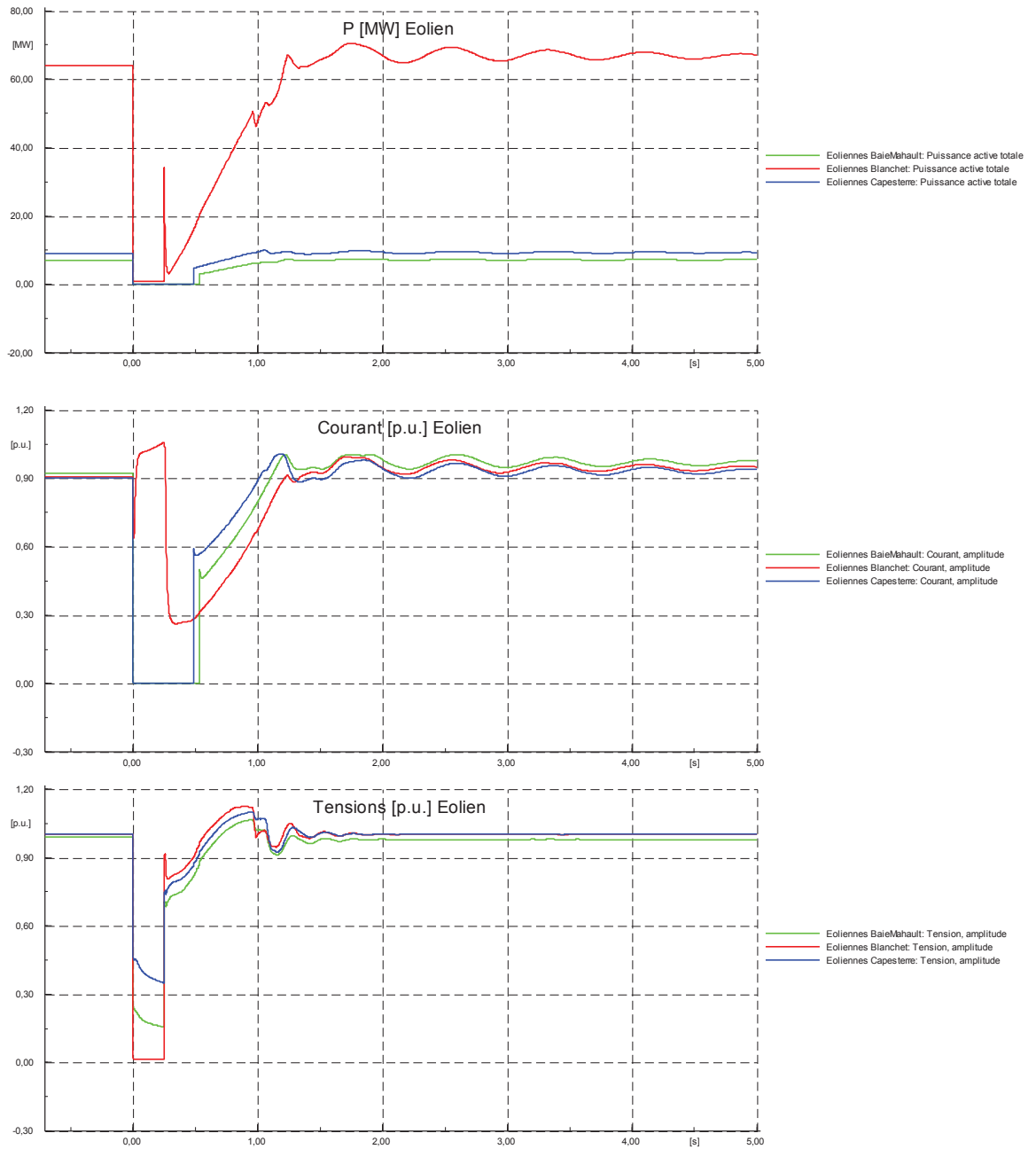


Figure 152 – Stabilité transitoire du système suite à un creux de tension

## Observations sur le Cas n°1 :

Les différentes grandeurs observées reviennent rapidement à la stabilité en moins de 5 secondes après l'élimination du défaut, ce qui est plus rapide que ce que l'on observe aujourd'hui (usuellement plusieurs secondes voire dizaines de secondes) et est principalement permis par la grande réactivité des interfaces à base d'électronique de puissance.

Durant la durée du défaut (250 ms), la tension sur l'ensemble du réseau chute entre 0 à l'endroit du défaut et 0,5 p.u. pour les nœuds les plus éloignés du défaut. Le soutien dynamique de la tension est essentiellement assuré par le PV centralisé au sol et les batteries de stockage, raccordées aux postes HTB, dont l'injection de courant réactif permet de maintenir une tension en dépit du défaut.

En revanche, les installations PV et éoliennes diffuses se déconnectent à l'exception des éoliennes au poste de Blanchet qui restent connectées afin d'assurer la stabilité de la tension. En effet, la forte part de la production éolienne dans le mix 2030, en particulier avec le potentiel éolien développé au poste de Blanchet (71 MVA installés), amène à revoir l'hypothèse prise de décentralisation totale de ce moyen de production. Afin de prendre une hypothèse plus réaliste, il a donc finalement été considéré dans les simulations présentées que la totalité des éoliennes au poste de Blanchet est raccordée en 63 kV et ne se déconnectent pas pendant le creux de tension. C'est une hypothèse importante pour garantir la stabilité du système.

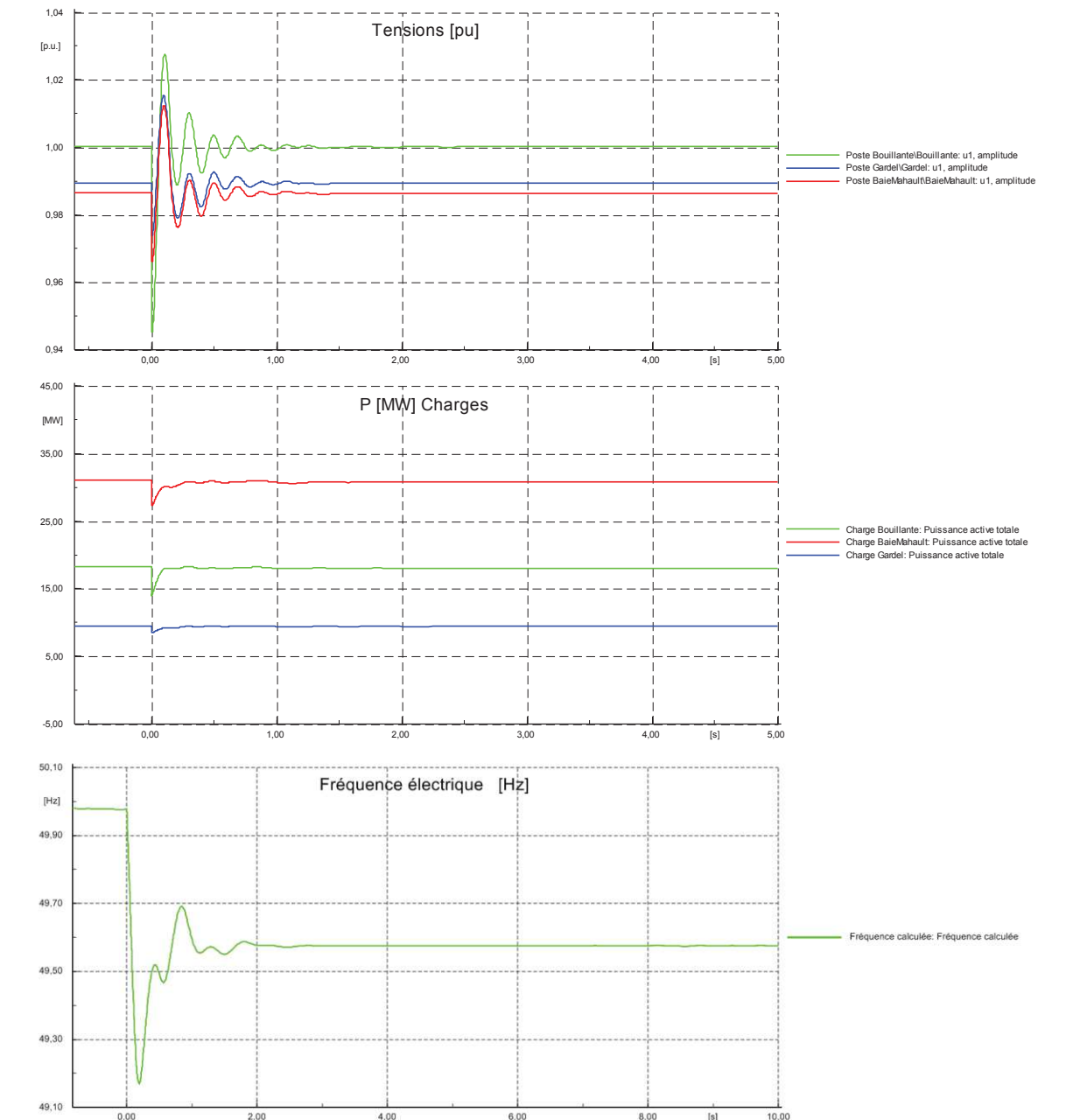
Remarque :

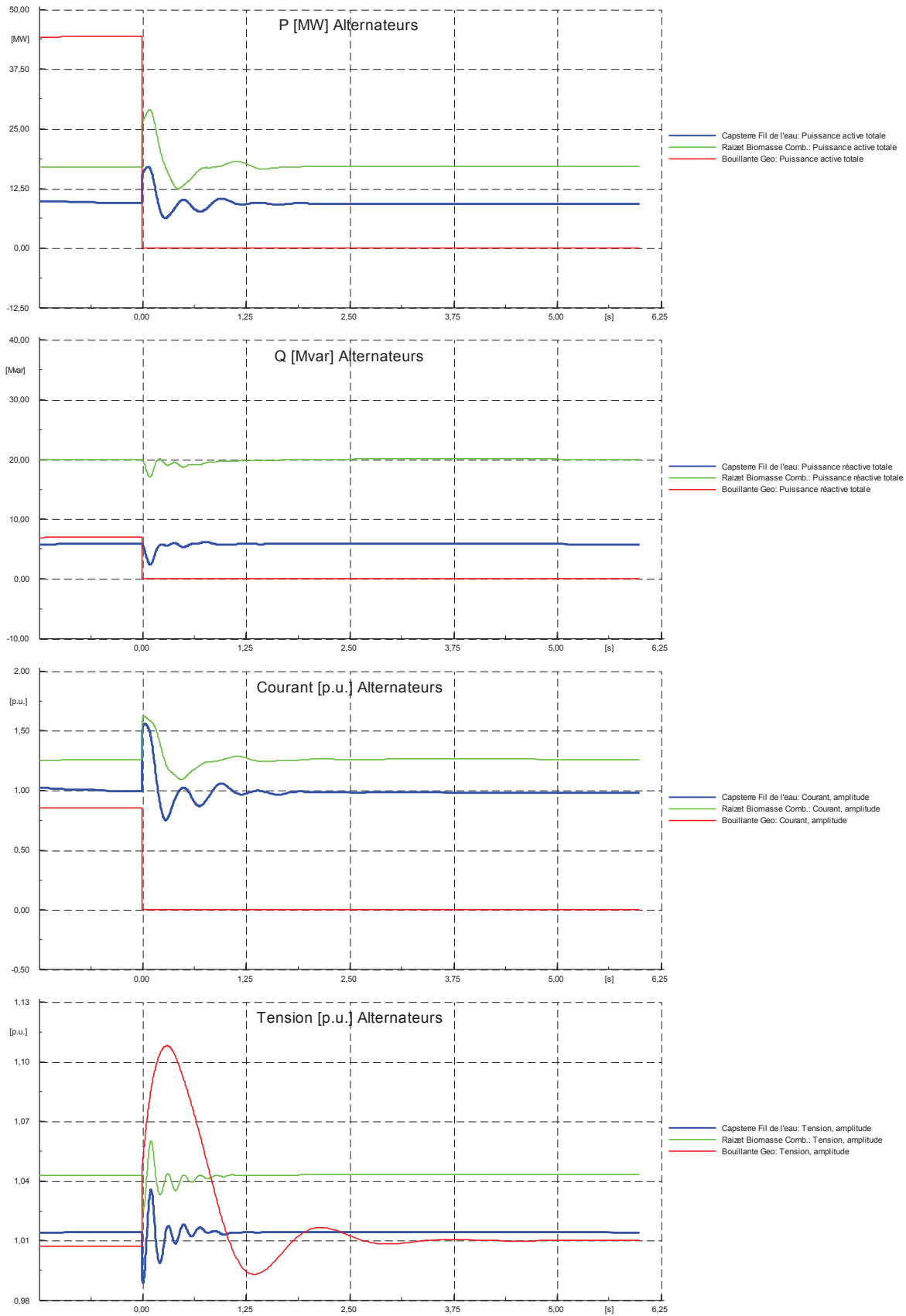
- La contrainte principale ne réside pas seulement sur la déconnexion des moyens de production diffus pendant le creux de tension mais aussi sur la période qui suit l'élimination du défaut où la charge revient à la normale tandis que les moyens de production décentralisés ne se reconnectent pas instantanément (reconnexion lorsque la tension revient au-dessus de 0,85 p.u., après un régime transitoire). Les paramètres de régulation permettant d'assurer un retour rapide de la tension après l'élimination du défaut sont donc primordiaux pour la stabilité transitoire du système.
- La tension après élimination du défaut atteint des valeurs relativement élevées (> 1,15 p.u.). Les seuils des protections surtension du modèle d'éolienne ont donc été augmentés afin d'éviter une déconnexion partielle ou totale des moyens de production. Bien que ce ne soit pas l'objet de la présente étude, cela pourrait probablement être atténué en modifiant certains paramètres de régulation des modèles.

Le courant de court-circuit sur la ligne en défaut atteint 1,5 kA environ, soit une puissance de court-circuit de 163 MVA ce qui est très faible comparé aux valeurs normées CEI (3000 MVA pour un réseau 63 kV). Cette valeur de puissance de court-circuit est cependant à considérer avec précaution dans la mesure où, par hypothèse de modélisation, les installations PV diffuses et éoliennes décentralisées n'injectent pas de courant réactif pendant le défaut (hormis au poste de Blanchet).

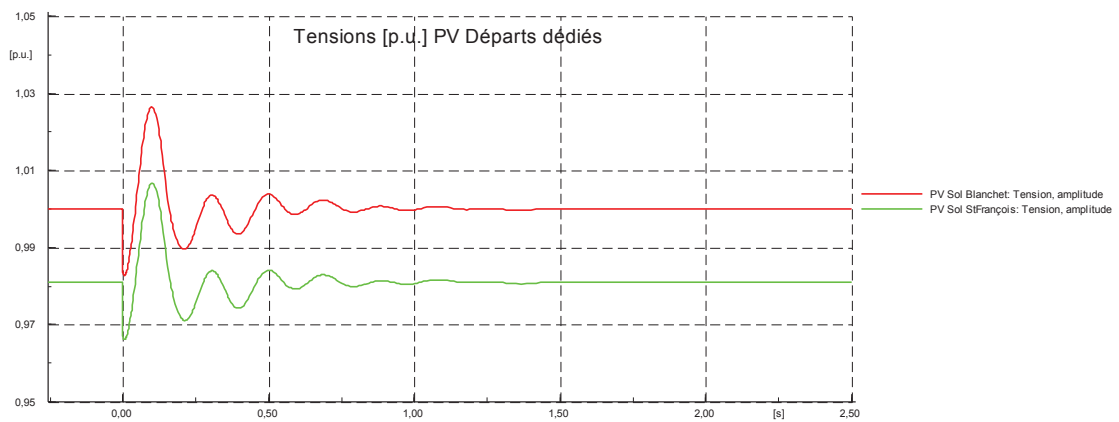
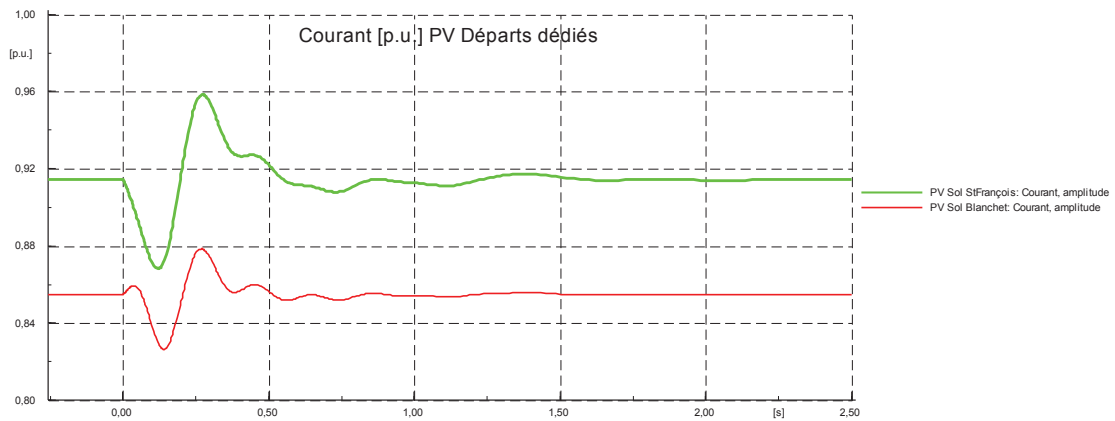
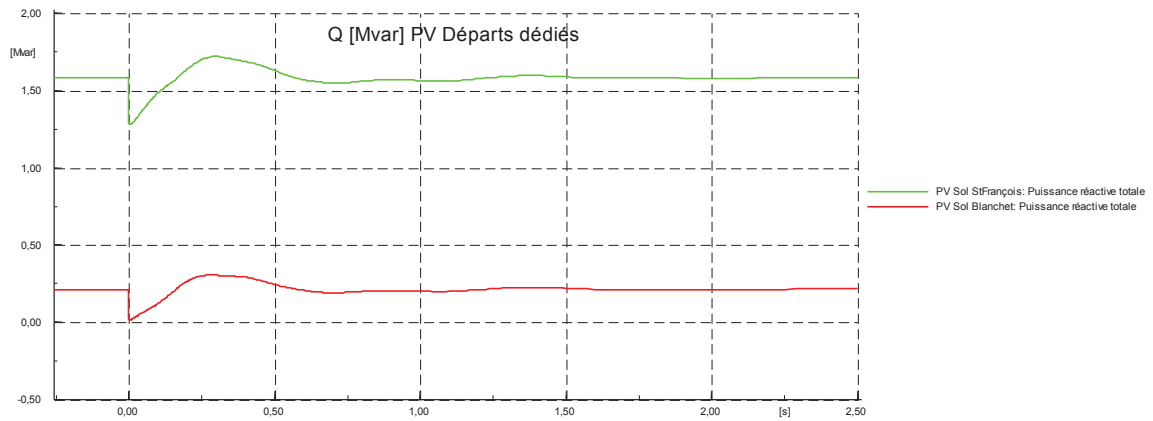
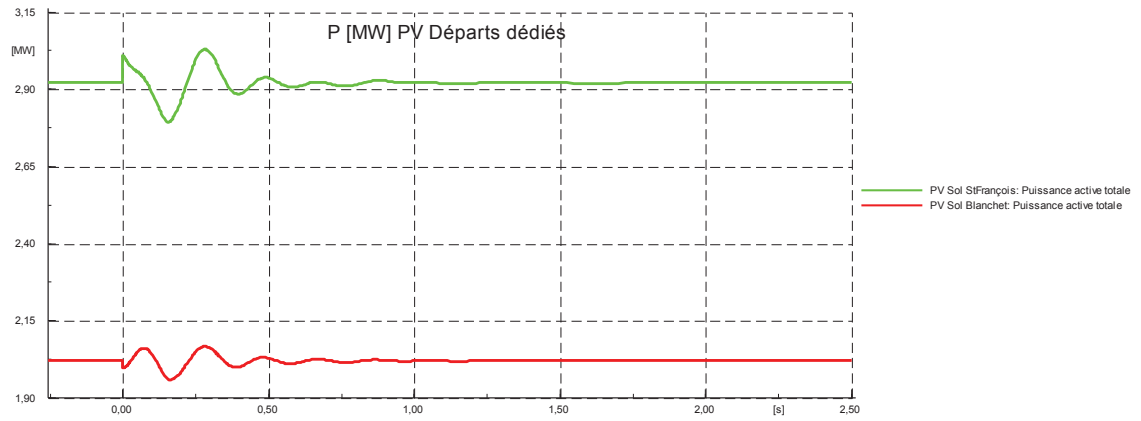
D'une manière générale, la simulation confirme que, dans un contexte de très forts taux de productions à base d'onduleurs, la puissance de court-circuit est réduite et qu'il est recommandé de la maximiser en imposant à tous les moyens de production centralisés de rester connectés pendant les creux de tension en injectant du courant réactif dans la limite de leurs capacités. En outre, il apparaît indispensable d'adapter les plans de protection du réseau pour assurer la détection et l'élimination des défauts dans un tel contexte.

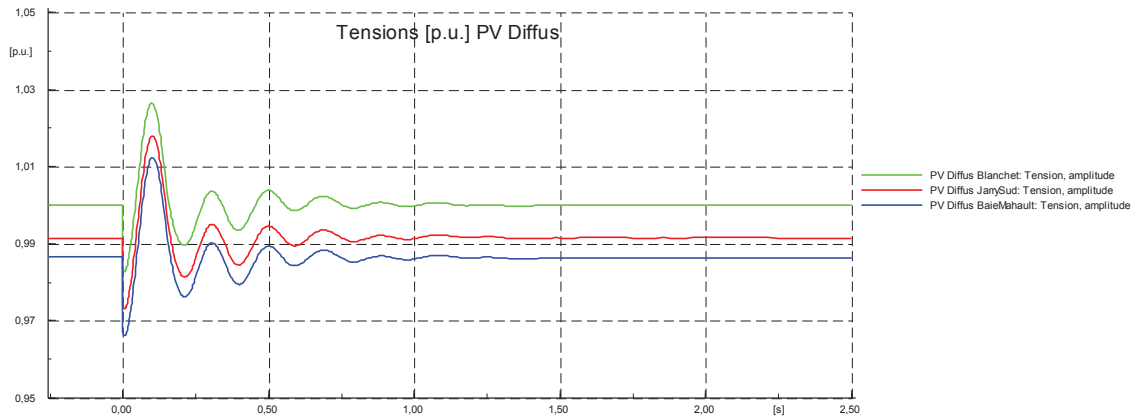
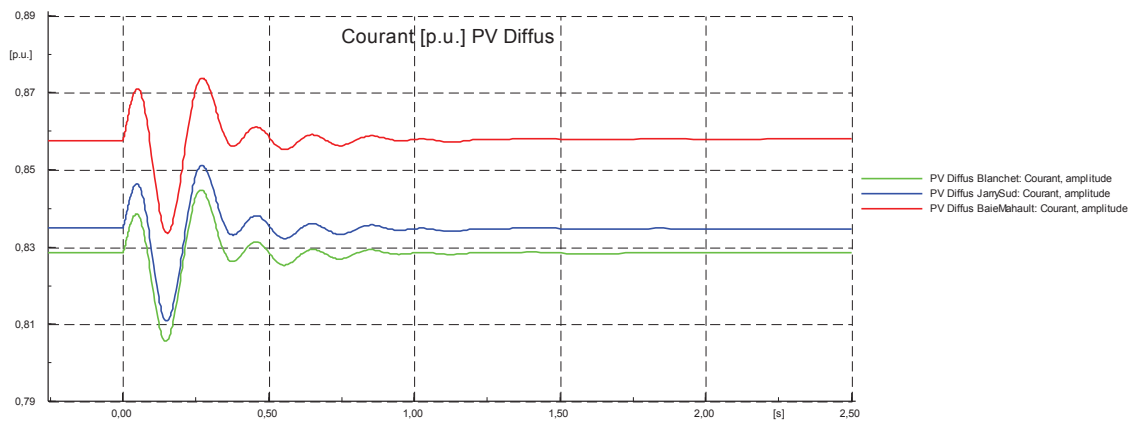
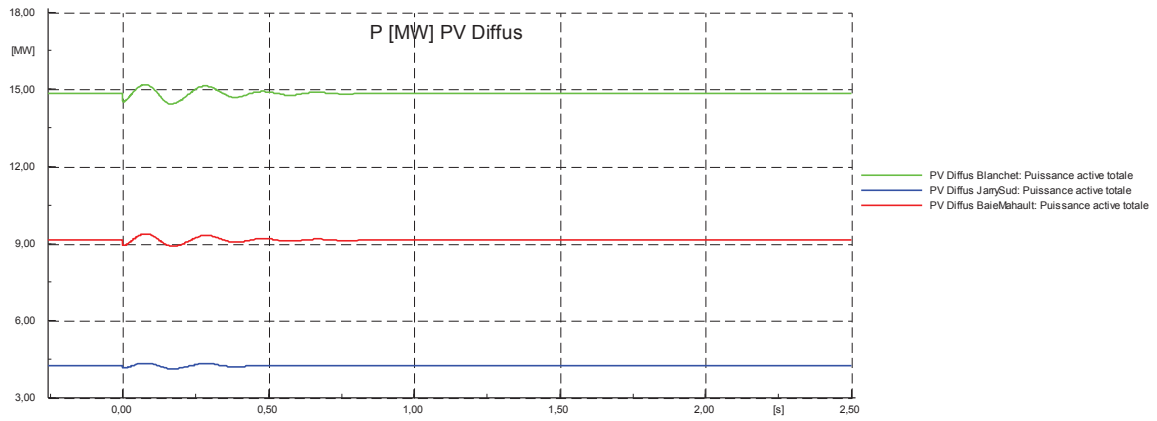
## 4.7.2 Cas d'étude n°2 : Stabilité transitoire du système suite à la perte du groupe le plus puissant

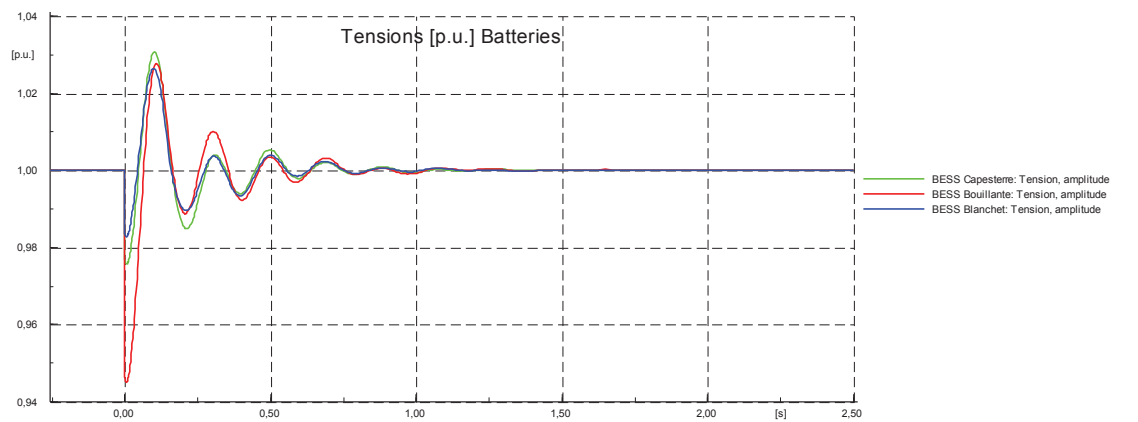
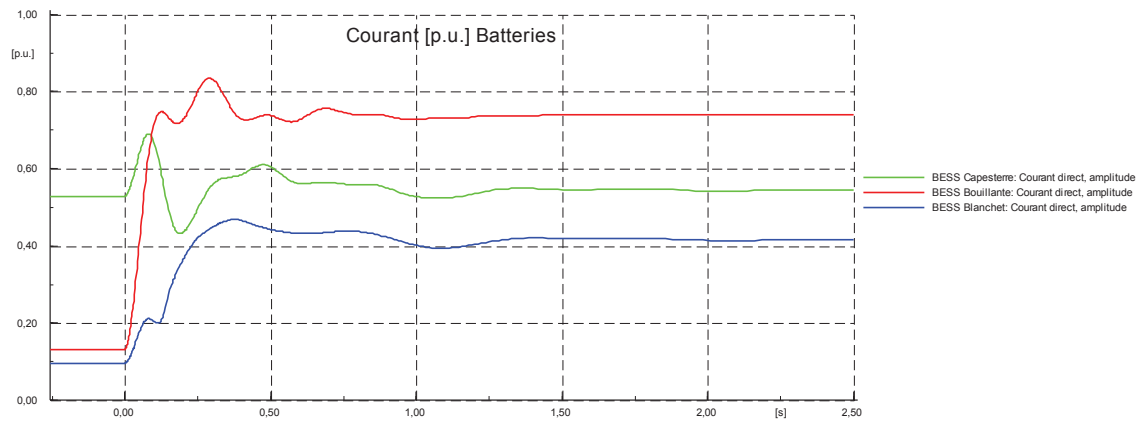
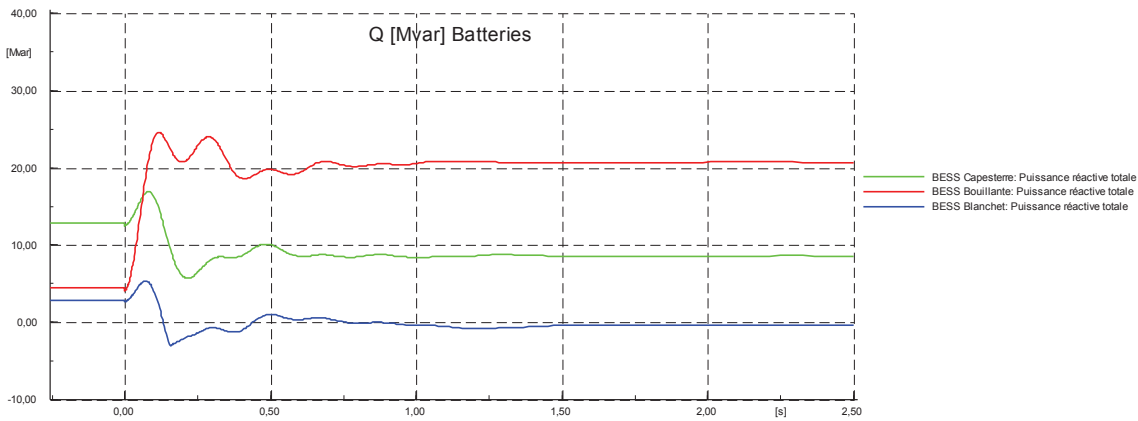
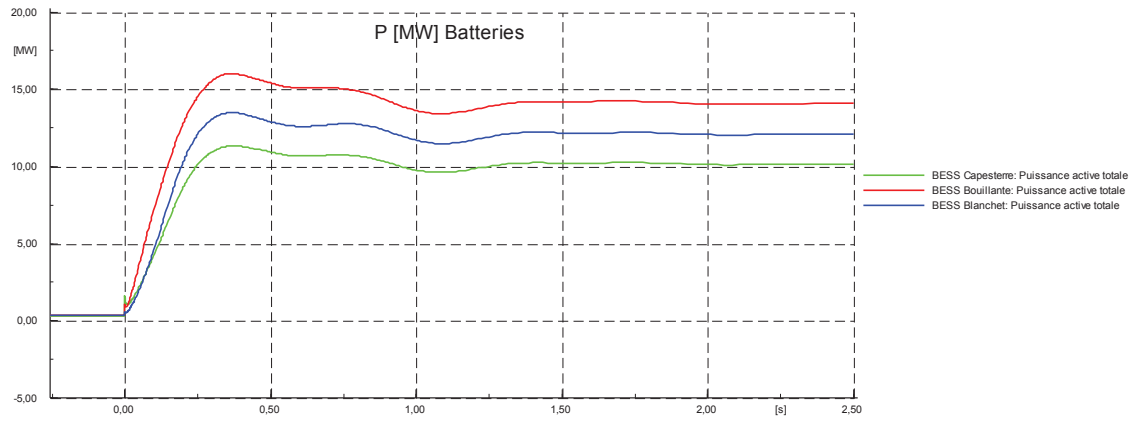












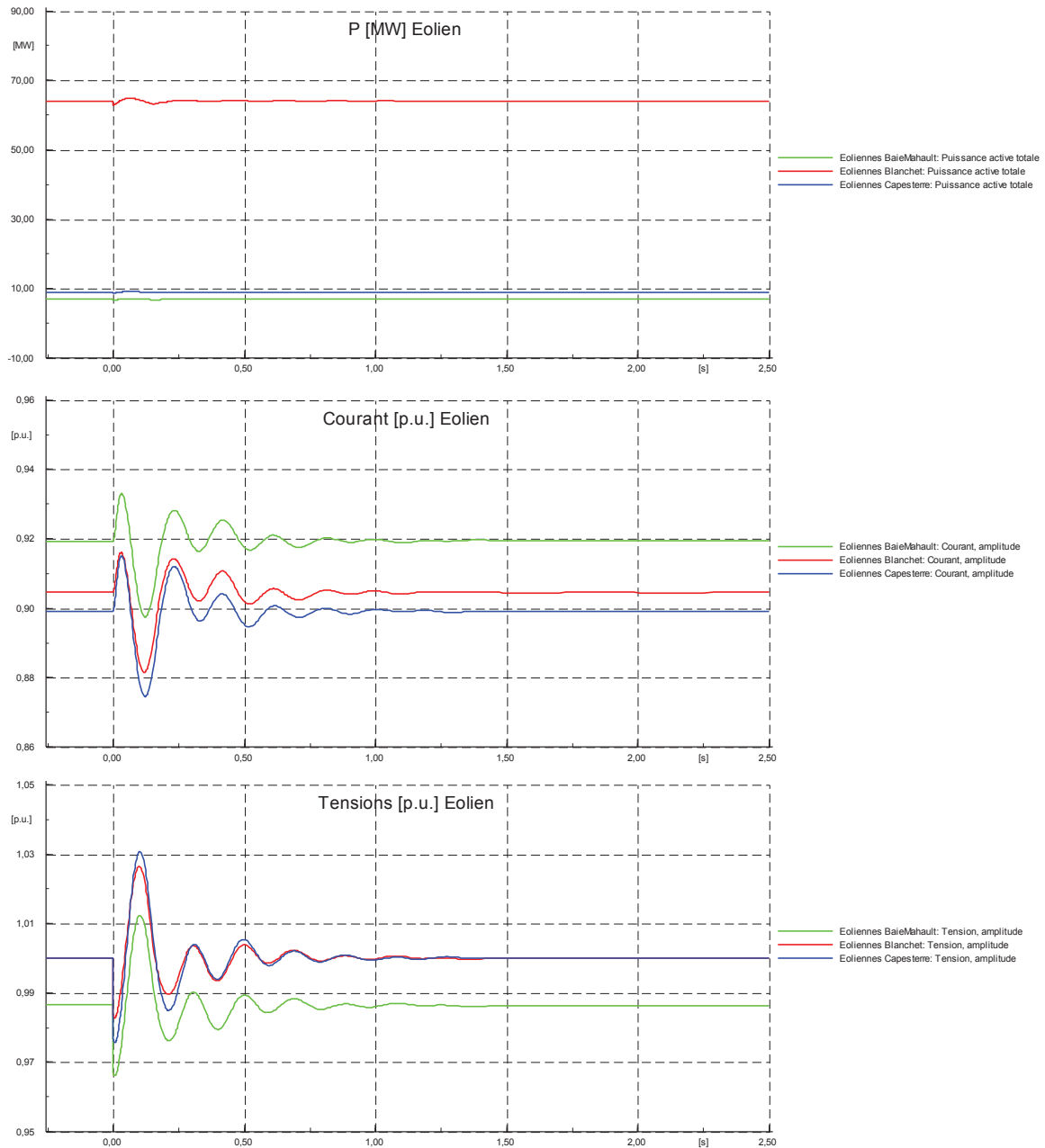
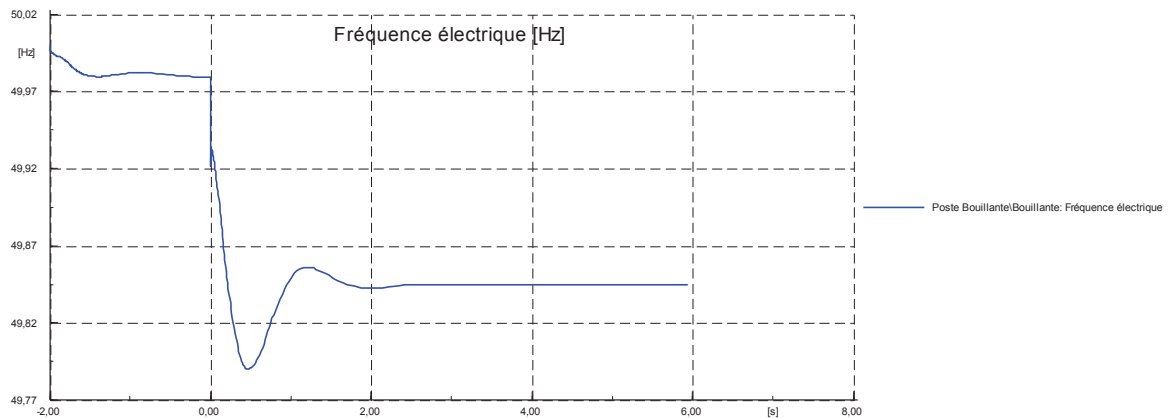
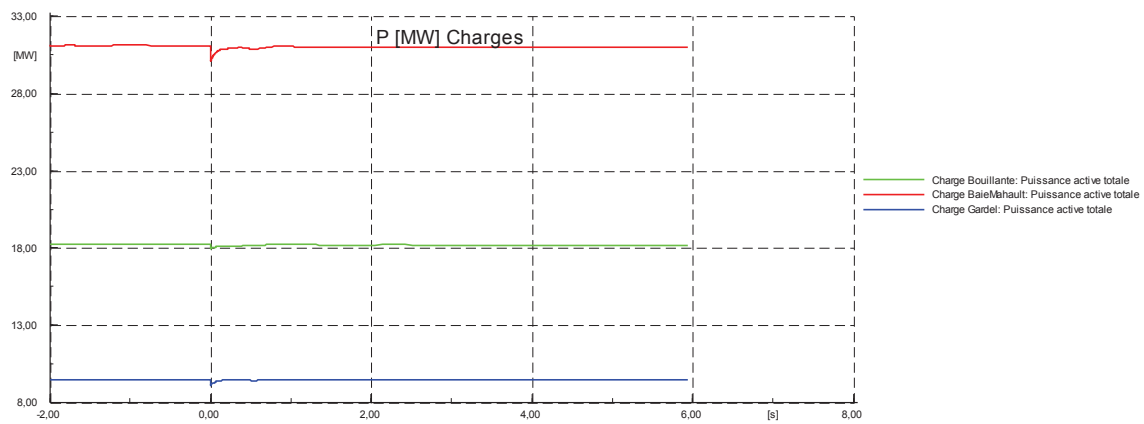
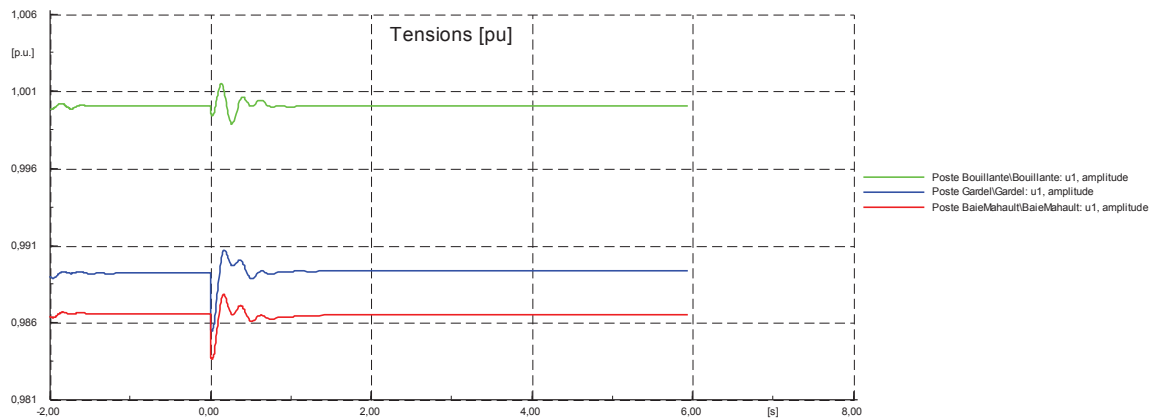
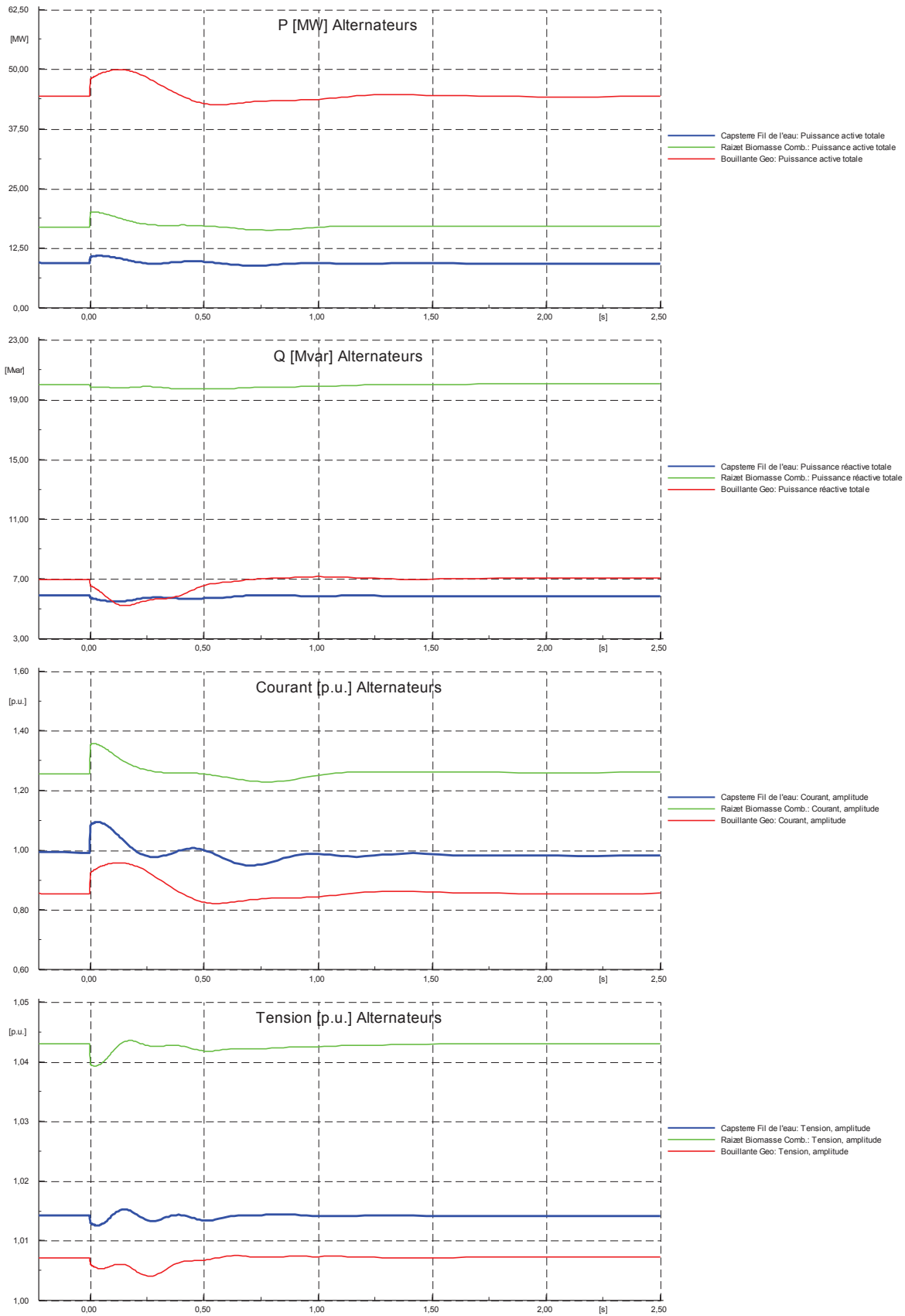


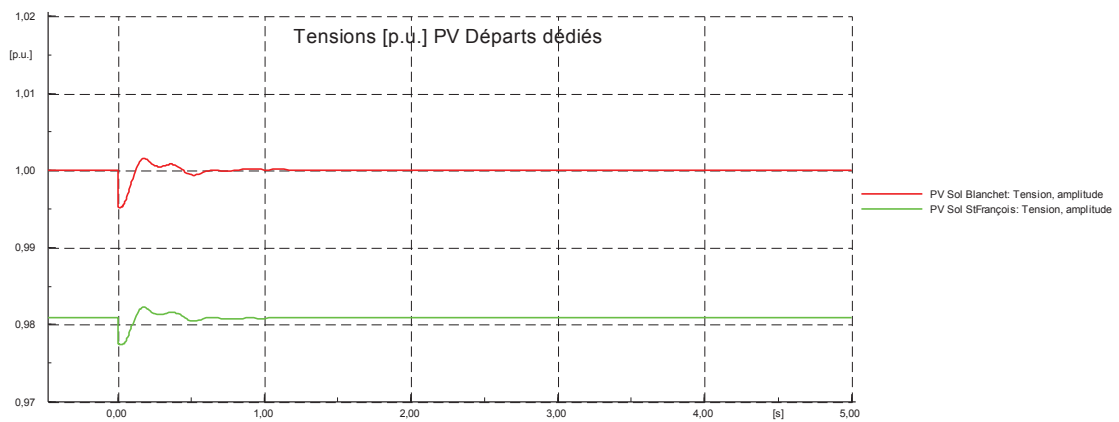
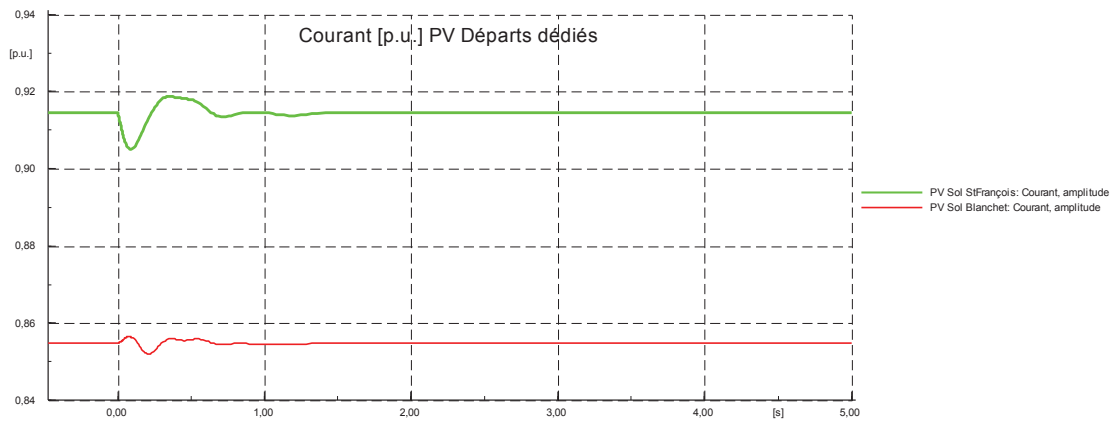
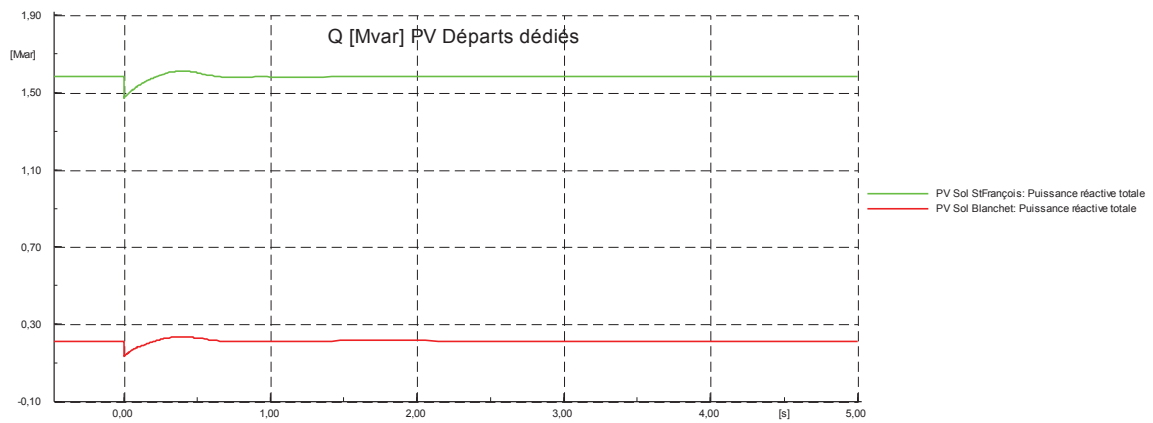
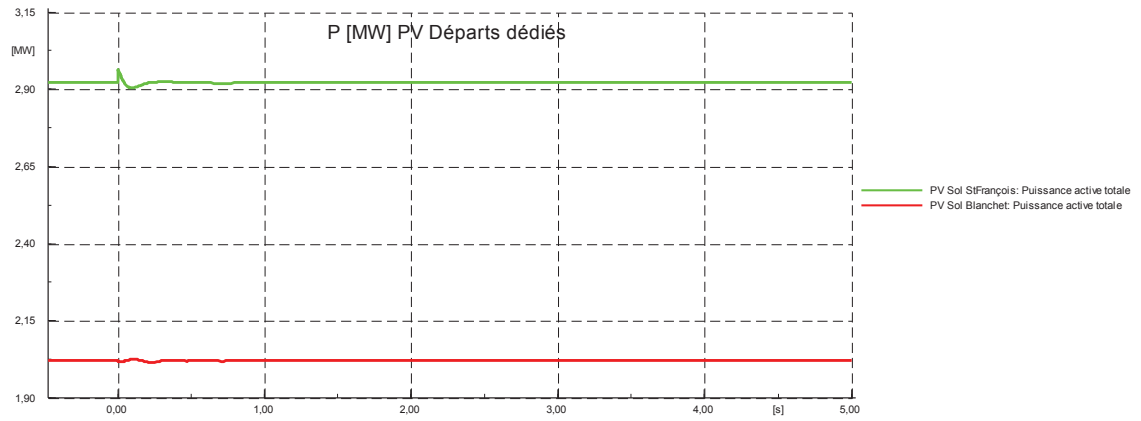
Figure 153 – Stabilité transitoire du système suite à la perte du groupe géothermique de Bouillante

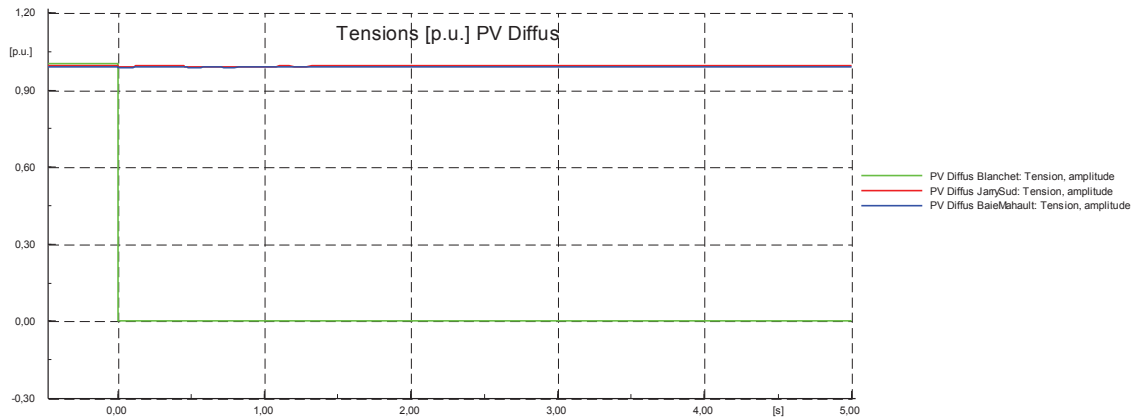
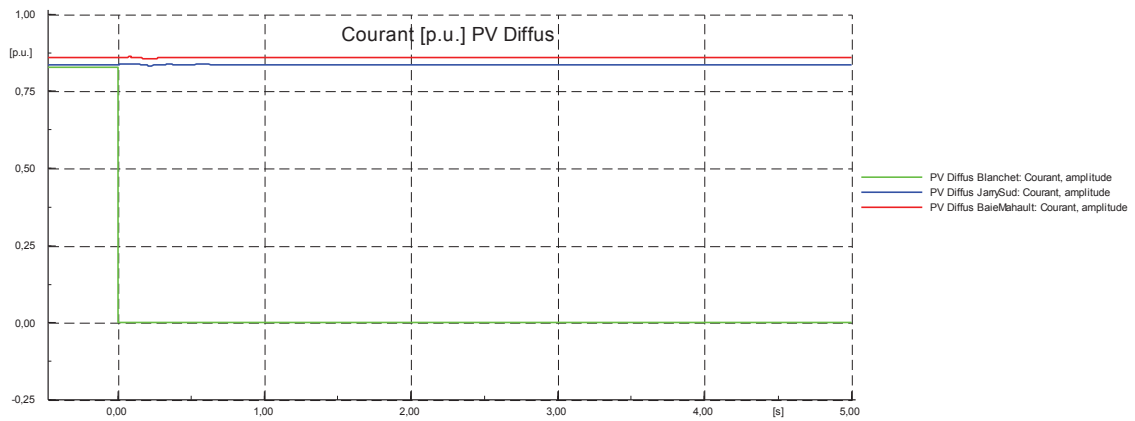
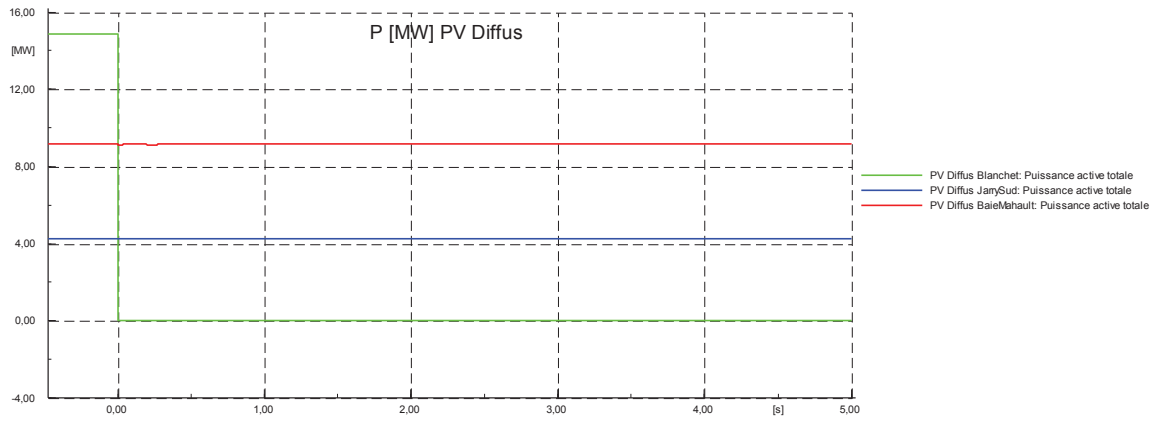


### 4.7.3 Cas d'étude n°3 : Stabilité transitoire du système suite à la perte d'une part importante d'EnR variables

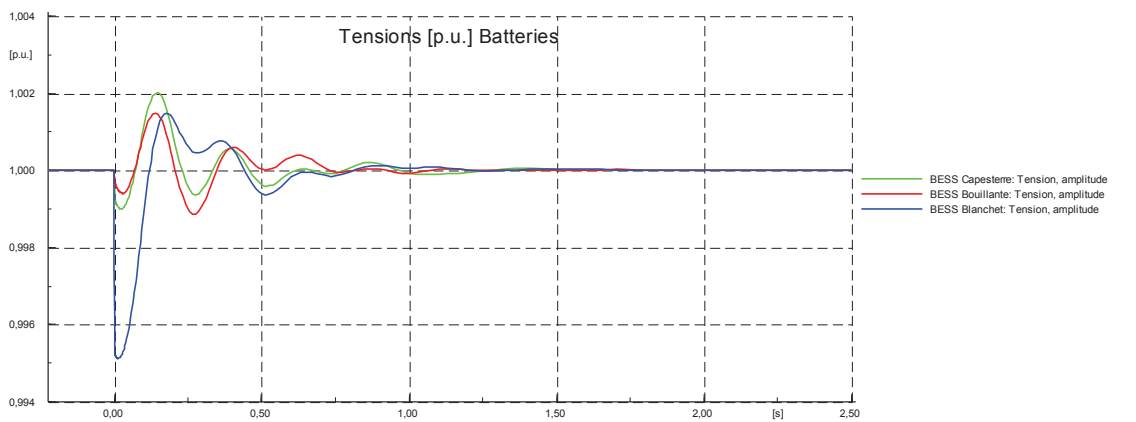
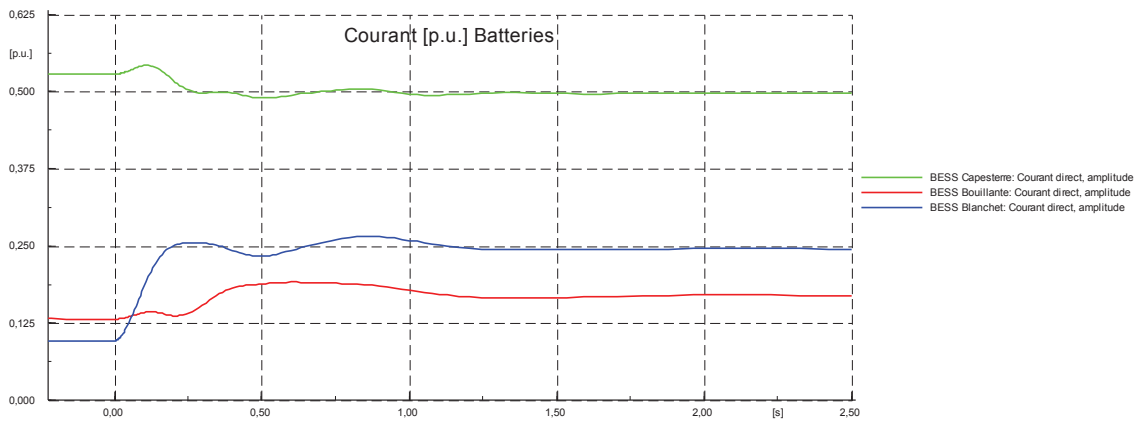
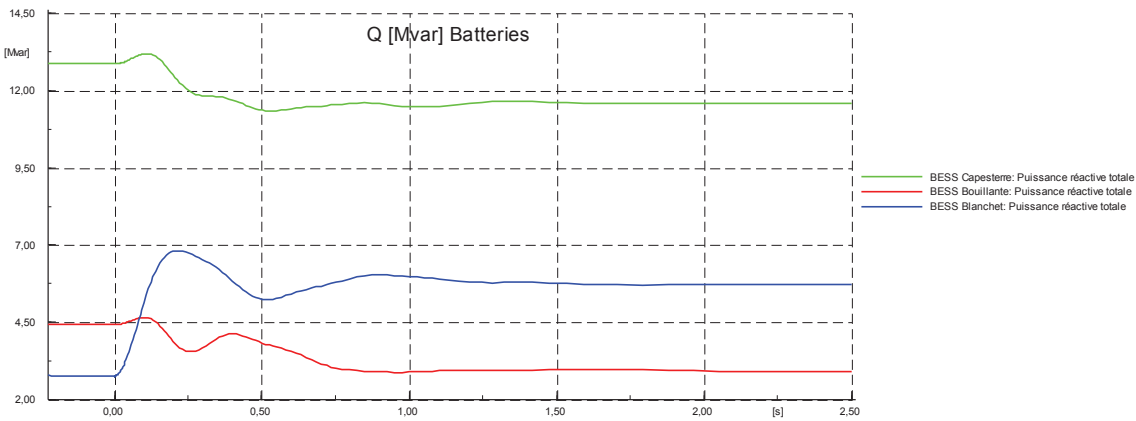
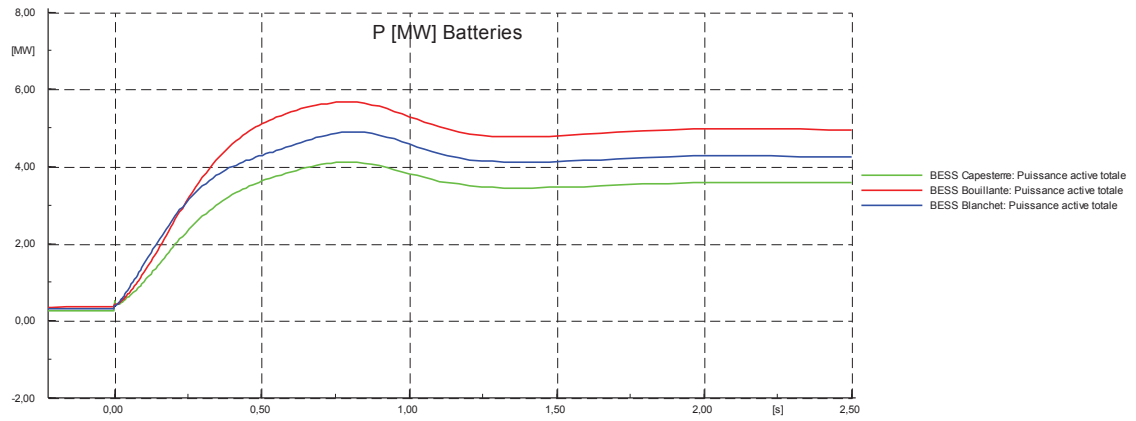












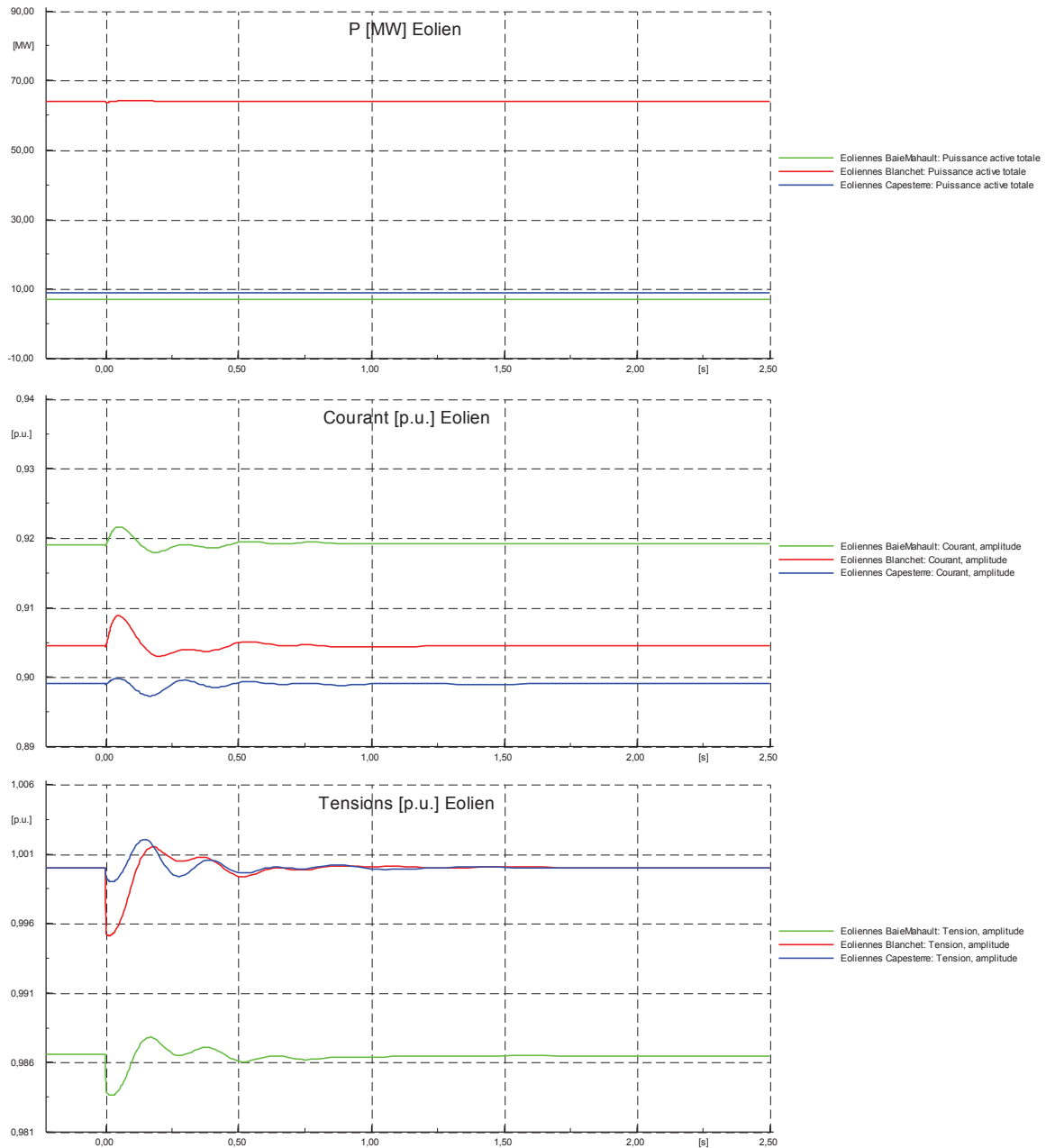


Figure 154 – Stabilité transitoire du système suite à la perte du PV Diffus au poste de Blanchet

### Observations sur les Cas d'étude n°2 & 3 :

Les différentes grandeurs observées reviennent très rapidement à la stabilité en moins de deux secondes après le déclenchement du groupe dans les deux cas étudiés.

Au vu de la faible proportion de machines tournantes connectées, seules deux centrales classiques restent en marche et ne sont pas en mesure de fournir de la réserve tournante (une centrale au fil de l'eau (énergie fatale) et une centrale biomasse utilisée à pleine charge). La réserve tournante est donc quasiment nulle dans ce scénario. L'essentiel de la réserve de puissance est mobilisée par les batteries.

Les batteries réagissent rapidement à l'écart de fréquence observé, le temps de réponse observé est de l'ordre de 500 ms jusqu'au premier dépassement, avant stabilisation de la puissance une seconde environ après le déclenchement du groupe. Il est important de noter que la chute de la fréquence est très rapide au moment du déclenchement du groupe à cause de la très faible inertie du système électrique. Les performances de la régulation en fréquence par les batteries sont donc fondamentales pour le maintien de la stabilité du système.

On observe également que les batteries situées à proximité du groupe en défaut réagissent en quelques dizaines de millisecondes pour compenser la modification du plan de tension par injection de réactif. Cette rapidité de réponse est également très importante à la stabilité en tension.

La grande puissance installée de batteries et la valeur de statisme de 2 % considérée, plus faible que les valeurs habituelles des groupes classiques mais néanmoins conservatrice vis à vis des possibilités des batteries permettent de conserver un faible écart statique après stabilisation de la fréquence (de l'ordre de 400 mHz pour le cas n°2 et 150 mHz pour le cas n°3).

Il est à noter que la fréquence reste dans la plage [48-52 Hz] qui correspond à la plage de fonctionnement normal du système dans tous les cas étudiés. Les seuils de délestages ne sont donc pas franchis dans les cas étudiés, minimisant ainsi l'énergie non distribuée.

## A5. Analyses économiques

### 5.1 Données sources du calcul économique

#### 5.1.1 Données d'entrée :

Les données utilisées pour l'analyse économique sont les suivantes, détaillées par poste source et technologie :

- Pour les installations existantes en 2015 :
  - Exploitant (EDF SEI, EDF PEI, ou autres)
  - Combustible importé le cas échéant
  - Année de mise en service
  - Durée de vie [année]
  - Valeur initiale du parc existant [k€]
  - Année de référence de la valeur initiale du parc existant
- Par pas de 5 ans entre 2015 et 2030 :
  - Investissements en nouvelles capacités [MW]
  - Capacités disponibles [MW]
  - Activités (production annuelle) [MWh]
  - Coûts variables annuels (O&M) [k€/an]
  - Coûts fixes annuels [k€/an]
  - Coûts d'investissement [k€]
  - Coûts d'importations [k€/an]

**En complément, nous retenons :**

- un taux d'actualisation de **8%** :
- un taux de rémunération des capitaux immobilisés de **11%** pour les installations ne bénéficiant pas d'un tarif d'achat.

En prenant l'hypothèse d'un taux d'inflation de **2%**, ces taux deviennent, corrigés de l'inflation :

- Taux d'actualisation réel : **5,9%**
- Taux de rémunération réel : **8,8%**

## 5.1.2 Données du parc EDF :

Le parc EDF SEI en service à fin 2015 est de 138 MW.

Selon la CRE, le bilan de la CSPE réalisée en 2015 est le suivant :

M€/an	Nature de coûts déclarés	La Guadeloupe
<b>Coûts variables</b>	Achats de combustibles hors taxes	40.10
	Personnel, charges externes et autres achats	22.60
	Impôts et taxes	13.30
	Coûts de commercialisation	8.40
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	0.80
<b>Coûts fixes</b>	Rémunération des capitaux	14.40
	Amortissements	17.70
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13.60
<b>Coût total</b>		<b>83,40</b>

Tableau 59 – Bilan CSPE réalisée en 2015, Source : CRE

Les charges d'achat de combustible (hors taxes) et de quotas de GES, en bleu dans le tableau ci-dessus, sont proportionnelles à la production d'énergie et sont donc appelées charges variables dans la suite. Les charges variables ont été modélisées directement au niveau de l'optimisation réalisée par ETEM et sont spécifiques à chaque scénario pour lesquels les prix des énergies et le montant de la taxe carbone dépendent du scénario.

Les charges de personnel, charges externes et autres achats, coûts de commercialisation, et frais de structure, en vert dans le tableau ci-dessus, sont considérés indépendants de la quantité d'énergie produite, et sont donc appelées charges fixes.

En 2015, les charges fixes s'élevaient à 44,6 M€ pour un parc d'une puissance installée de 138 MW (toutes filières fossiles et hydrauliques), soit 324 k€/MW.an).

Les impôts et taxes sont exclus de l'analyse de la présente étude dans la mesure où ces coûts rémunèrent la collectivité. De plus, la transformation d'un mix fossile vers un mix renouvelable impliquera de revoir totalement la structure de ces taxes.

Enfin, l'amortissement et la rémunération des capitaux sont comptabilisés selon une méthodologie spécifique.

## 5.1.3 Données du parc Albioma :

Le parc Albioma en service à fin 2015 en Guadeloupe est de 102 MW.

Comme indiqué dans le rapport de La Réunion, un incident a eu lieu en 2013 sur ce territoire, qui selon le rapport d'activité d'Albioma, a provoqué un manque à gagner de 4,3 M€ de chiffre d'affaire associé à une absence de production de 50 GWh, soit un ratio de 86 €/MWh de manque à gagner.

Selon le rapport des comptes de résultats de juin 2016, la marge d'Albioma a été de 50 M€ pour 164 M€ de chiffre d'affaire, soit une marge de 30,5% du chiffre d'affaire avant impôts et taxes.

Par conséquent, les charges d'exploitation sont estimées à 69,5% du manque à gagner, soit 59,77 €/MWh. Ces charges sont supposées être aussi représentatives de la situation en Guadeloupe.

Les charges fixes estimées sur les centrales de Le Gol et Bois-Rouge sont aussi supposées être représentatives des charges fixes en Guadeloupe, soit 154 k€/MW.

En ce qui concerne les investissements, lors de l'achat par Albioma des parts restantes de la société du Moule, à fin 2004, une estimation de la valeur de cette société a été réalisée respectivement à 53,8 M€. Nous reprenons cette valeur à la date de 2004 pour la tranche bagasse-charbon.

Pour la tranche charbon de 2011, nous retenons l'estimation de la tranche B de Le Gol (La Réunion), soit un ratio d'investissement de 1622 k€/MW.

Ce ratio est cohérent (en considérant que nous sommes ici dans un contexte insulaire) avec les hypothèses de coûts de centrale charbon de l'AIE du WEO 2014 : en 2012, les coûts retenus sont : Steam Coal - SUBCRITICAL: 1309 €/2012/kW, SUPERCRITICAL: 1540 €/2012/kW.

### 5.1.4 Autres installations :

Pour les autres centrales (ENR), les hypothèses d'investissement et de charges utilisées sont celles que nous avons retenues pour 2015, comme indiqué dans le rapport.

Enfin, pour éviter de complexifier le modèle plus que nécessaire, nous avons retenu la date représentant la capacité médiane du parc existant comme date de mise en service de ce dernier.

Le bilan énergie de la Guadeloupe de 2016 donne l'historique suivant :

## 21 Évolution de la production d'électricité de 1996 à 2015

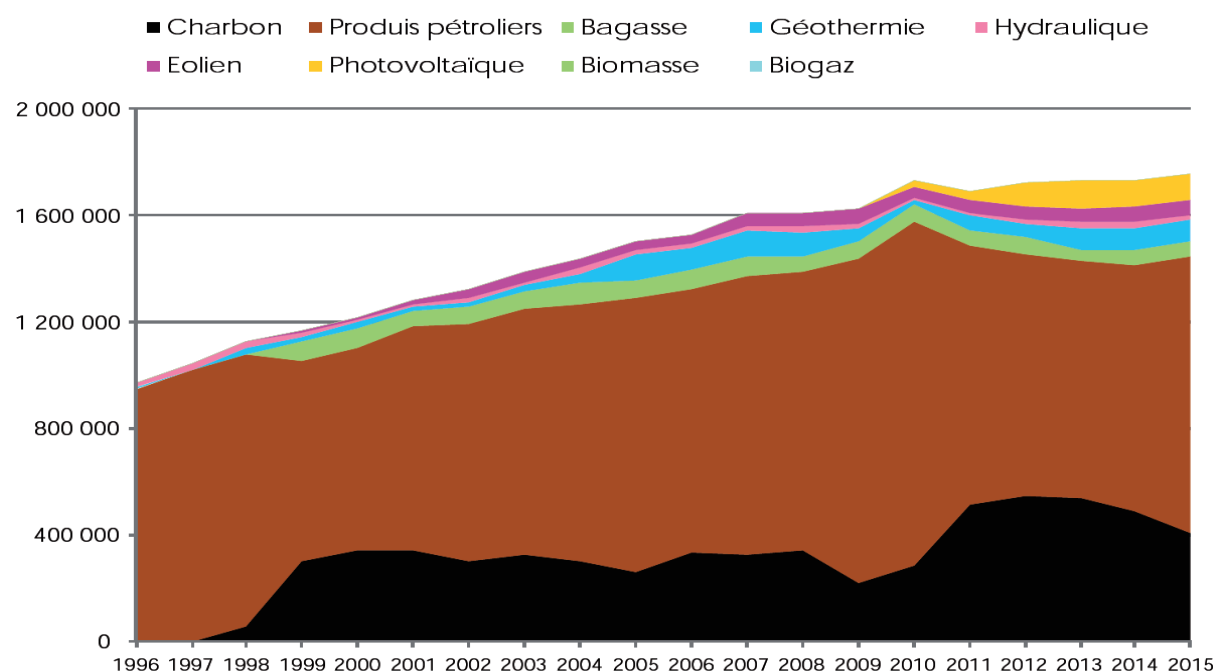


Figure 155 – Evolution de la production d'électricité de 1996 à 2015 en kWh, source : OREC, 2015, EDF

Pour l'éolien, la date de mise en service retenue est donc 2006.

Pour le photovoltaïque, la moyenne pondérée des dates de mise en service par les puissances installées jusqu'à 2015 donne comme année moyenne 2011. Notons que la médiane sur cette même période est aussi 2010.

Enfin, en ce qui concerne le parc hydroélectrique, celui-ci date de 1993 et 1997 respectivement pour les barrage et installation au fil de l'eau.

### 5.1.5 Coûts de renforcement du réseau

Les coûts de renforcement des réseaux concernent aussi bien le réseau HTB que les réseaux de distribution. Ici seul le coût des renforcements du réseau HTB est évalué. En effet, sans simulation du réseau de distribution et sans ratio permettant de disposer d'une estimation des besoins et des coûts de renforcement, nous avons choisi, de ne pas les inclure dans notre analyse afin de ne pas y introduire une trop grande incertitude.

Bien que les coûts de renforcement du réseau HTB dépendent aussi fortement des caractéristiques et du contexte de chaque ligne, une première estimation a été obtenue de la façon suivante :

## 1. Données d'entrée

L'estimation s'appuie sur les données d'entrée suivantes :

- Capacité actuelle de la ligne [MVA]
- Longueur de la ligne [km]
- Capacité additionnelle à apporter à la ligne [MVA]

## 2. Grille de prix unitaire du conducteur

En s'appuyant sur des câbles couramment utilisés pour la création de ligne, nous proposons la grille de prix suivante.

Conducteur	Capacité de la ligne [MVA]	Prix conducteur [€/km]
-	0	4 200
ASTER 148 <sup>2</sup>	39	4 200
ASTER 228 <sup>2</sup>	50	7 400
ASTER 366 <sup>2</sup>	67	10 400
ASTER 570 <sup>2</sup>	88	14 900

Tableau 60 – Grille de prix des conducteurs de ligne électrique, Ligne monoterne, 1 conducteur/phase

## 3. Coûts fixes de remplacement du conducteur

En s'appuyant sur notre expérience, nous estimons un ratio de coût fixe pour le remplacement d'un conducteur d'une ligne électrique à 25 k€/km.

## 4. Calcul de la section du nouveau conducteur

En se plaçant dans la configuration d'une substitution du câble existant par un nouveau câble : la section du nouveau conducteur doit être la plus petite section immédiatement supérieure à la capacité résultante de la ligne – c'est-à-dire la somme des capacités existantes et additionnelles – prise dans le tableau précédent.

## 5. Estimation du coût

L'estimation du coût de renforcement est alors directe avec les éléments précédents selon la formule suivante :

$$\text{CoûtRenforcement} = (\text{PrixConducteur} + \text{CoûtFixe}) \times \text{LongueurLigne} \times \text{CoefInsulaire}$$

Un surcoût de 20% a été pris en compte pour tenir du contexte insulaire via le terme :

$$\text{CoefInsulaire} = 1,2$$

Ce calcul est réalisé pour chaque ligne électrique puis sommé sur l'ensemble des lignes.

**Notons ici que dans le cas de La Guadeloupe, l'effet des seuls coûts de renforcement du réseau HTB sur le LCOE de l'énergie produite est négligeable.**

**Il est probable que les coûts de renforcement des réseaux HTA/BT soient plus significatifs, mais en l'absence d'éléments permettant de les estimer il n'a pas été possible de les intégrer dans cette analyse.**

## 5.2 Méthodologie de calcul des coûts

### 5.2.1 Cas des installations existantes en 2015

La méthodologie de calcul diffère selon la situation de l'installation : existante en 2015 ou investi à partir de 2020.

Nous détaillons dans cette partie le calcul pour les installations existantes en 2015. Le calcul est réalisé avec les 3 termes suivants :

#### 1. Somme des amortissements + rémunération des capitaux + coûts échoués éventuels actualisés [k€]

Cette somme suit la formule suivante :

$$\begin{aligned} & \text{SommeInvestissement} \\ &= \sum_{k=2015}^{2030} \left[ \frac{\text{Amortissement} \times \text{Booléen}_k \times \text{CoeffSommeActualisée}_k + \text{CoûtsEchoués}_k}{(1+\alpha)^{k-2015}} \right. \\ & \left. + \text{RémunérationCapitaux}_k \right] \end{aligned}$$

Avec :

- $\alpha$  : Taux d'actualisation réel

- Amortissement pris constant dans le temps (avant actualisation) :

$$\text{Amortissement} = \frac{\text{Valeur de l'équipement}}{\text{Durée de vie équipement}}$$

- On ne comptabilise plus l'amortissement si la centrale est déclassée

$$\text{Booléen}_k = \begin{cases} \text{si centrale déclassée} : 0 \\ \text{sinon} : 1 \end{cases}$$

- Coefficient d'actualisation sommant et actualisant la dépense sur les 5 années de chaque pas de calcul :

$$\text{CoeffSommeActualisée}_k = \sum_{i=1}^5 \frac{1}{(1+\alpha)^i} = \frac{(1+\alpha)^5 - 1}{\alpha * (1+\alpha)^5}$$

En 2030, ce coefficient est modifié comme suit de façon à ne pas sommer sur la période 2030 – 2035 mais sur la période 2030 – fin de vie de l'installation.

$$\text{CoeffSommeActualisée}_{2030} = \sum_{i=1}^{\text{AnnéeDéclassement}-2030} \frac{1}{(1+\alpha)^i} = \frac{(1+\alpha)^{\text{AnnéeDéclassement}-2030} - 1}{\alpha * (1+\alpha)^{\text{AnnéeDéclassement}-2030}}$$

- $\text{CoûtsEchoués}_k$  : somme de l'amortissement de l'année de déclassement à la fin de vie de la centrale, payé en une seule fois, lors du déclassement de la centrale si celui a lieu avant sa fin de vie. C'est la valeur résiduelle de l'équipement à sa date de déclassement.

$\text{CoûtsEchoués}_k$

$$= \begin{cases} 0 & \text{si } k \neq \text{année de déclassement} \\ \frac{\text{Valeur de l'équipement}}{\text{Durée de vie équipement}} * (\text{Année de fin de vie} - k) & \text{si } k = \text{année de déclassement} \end{cases}$$

- $\text{RémunérationCapitaux}_k$  : somme sur chaque période de 5 ans des montants annuels de rémunération des capitaux immobilisés pour les installations ne bénéficiant pas d'un tarif d'achat et qui n'ont pas été déclassées avant l'année considérée selon la formule suivante :



$$RémunérationCapitaux_k = \gamma \cdot \sum_{i=k}^{k+4} \frac{Valeur\ de\ l'équipement - \frac{Valeur\ de\ l'équipement}{Durée\ de\ vie\ équipement} \times (i - Année\ de\ référence)}{(1+\alpha)^{i-2015}}$$

En 2030, ce coefficient est modifié comme suit de façon à ne pas sommer sur la période 2030 – 2035 mais sur la période 2030 – fin de vie de l'installation.

$$RémunérationCapitaux_{2030} = \gamma \cdot \sum_{i=2030}^{fin\ de\ vie\ de\ l'équipement} \frac{Valeur\ de\ l'équipement - \frac{Valeur\ de\ l'équipement}{Durée\ de\ vie\ équipement} \times (i - Année\ de\ référence)}{(1+\alpha)^{i-2015}}$$

Avec :

- $\gamma$  : Taux de rémunération réel du capital immobilisé
- $\alpha$  : Taux d'actualisation réel
- *Année de référence* : année de mise en service de l'installation ou année correspondant à l'évaluation de la valeur de l'équipement

Dans le cas d'une installation déclassée avant sa fin de vie, la rémunération cesse car le capital immobilisé est remboursé par les coûts échoués.

## 2. Somme des charges fixes, variables, importations actualisées [k€]

Cette somme suit la formule suivante :

$$SommeCharges = \sum_{k=2015}^{2030} \left[ \frac{Charges_k \times RatioParcExistant_k \times Booléen_k \times CoeffSommeActualisée_k}{(1+\alpha)^{k-2015}} \right]$$

Avec :

- $\alpha$  : Taux d'actualisation réel
- *CoeffSommeActualisée<sub>k</sub>* : même coefficient que celui intervenant dans la formule du point précédent.
- *Booléen<sub>k</sub>* : les charges sont nulles si la centrale est déclassée.
- Charges :

$$Charges_k = Importation_k + CoûtsFixes_k + CoûtsVariables_k \times CoeffCorrRendement_k$$

- Les charges variables sont corrigées par un coefficient permettant de tenir compte d'une éventuelle baisse du rendement des installations dans le temps : à production équivalente, les charges variables augmentent pour compenser la baisse du rendement.

$$CoeffCorrRendement_k = \frac{1}{(1+\beta)^{k-Année\ de\ référence}} \times \frac{1}{5} \sum_{i=1}^5 \frac{1}{(1+\beta)^i}$$

$$= \frac{1}{5 \times (1+\beta)^{k-Année\ de\ référence}} \frac{(1+\beta)^5 - 1}{\beta \times (1+\beta)^5}$$

En 2030, ce coefficient est modifié comme suit de façon à ne pas sommer sur la période 2030 – 2035 mais sur la période 2030 – fin de vie de l'installation.

$$\begin{aligned}
\text{CoeffCorrRendement}_{2030} &= \frac{1}{\text{AnnéeDéclassement} - 2030} \sum_{i=2030}^{\text{AnnéeDéclassement}} \frac{1}{(1 + \beta)^i} \\
&= \frac{1}{\text{AnnéeDéclassement} - 2030} \times \frac{(1 + \beta)^{\text{AnnéeDéclassement}+1} - (1 + \beta)^{2030}}{\beta * (1 + \beta)^{\text{AnnéeDéclassement}+2030}}
\end{aligned}$$

Avec  $\beta$  : Coefficient de variation annuelle du rendement du système.

- Les charges annuelles calculées par l'outil d'optimisation ETEM tiennent compte de l'ensemble des installations en fonctionnement chaque année. Ici, nous ne retenons que les installations existantes en 2015. Par conséquent, les charges sont corrigées par le ratio entre la puissance existante en 2015 et celle de l'année considérée :

$$\text{RatioParcExistant}_k = \frac{\text{Parc}_{2015}}{\text{Parc}_{\text{année } k}}$$

### 3. Somme des productions actualisées

Cette somme suit la formule suivante :

$$\text{SommeProduction} = \sum_{k=2015}^{2030} \left[ \frac{\text{Production}_k \times \text{RatioParcExistant}_k \times \text{CoeffSommeActualisée}_k}{(1 + \alpha)^{k-2015}} \right]$$

- $\alpha$  : Taux d'actualisation réel
- $\text{Production}_k$  : Production électrique en année k
- $\text{RatioParcExistant}_k$  : Ratio entre la puissance existante en 2015 et celle de l'année considérée. Ce ratio est calculé par la même formule que celle du point 2 précédent.
- $\text{CoeffSommeActualisée}_k$  : même coefficient que celui intervenant dans la formule du point 1 précédent.

## 5.2.2 Cas des installations réalisées à partir de 2020

Contrairement au parc existant pour lequel les calculs sont réalisés par période de 5 ans puis sur la période allant de 2030 à la fin de vie de l'installation, pour les installations réalisées à partir de 2020, les coûts et productions sur l'ensemble de la durée de vie de l'installation sont cumulés actualisés à la date de mise en service. Le calcul est réalisé selon les 3 termes suivants :

### 1. Somme des investissements actualisés [k€]

Somme actualisée des investissements dans de nouvelles installations de production créées à partir de 2020. Ces investissements sont nuls entre 2015 et 2019 : ces installations étant comptées dans le parc existant. Cette somme suit la formule suivante :

$$\text{SommeInvestissement} = \sum_{k=2020}^{2030} \left[ \frac{\text{Investissements}_k}{(1 + \alpha)^{k-2015}} \right]$$

Avec :

- $\alpha$  : Taux d'actualisation réel
- $\text{Investissements}_k$  : Montant des investissements sur chaque période de 5 ans.

## 2. Somme des charges fixes, variables, importations actualisées [k€]

Somme actualisée sur la durée de vie de l'ensemble des charges annuelles des installations créées à partir de 2020. Les charges sur la tranche 2015 – 2019 sont comptabilisées dans le parc existant. Cette somme suit la formule suivante :

$$SommeCharges = \sum_{k=2020}^{2030} \left[ \frac{Charges_k \times RatioParcExistant_k \times CoeffSommeActualisée}{(1+\alpha)^{k-2015}} \right]$$

Avec :

- $\alpha$  : Taux d'actualisation réel
- *CoeffSommeActualisée* : coefficient d'actualisation sur la durée de vie des installations mises en service sur l'année considérée

$$CoeffSommeActualisée = \sum_{i=1}^{Durée\ de\ vie} \frac{1}{(1+\alpha)^i} = \frac{(1+\alpha)^{Durée\ de\ vie} - 1}{\alpha * (1+\alpha)^{Durée\ de\ vie}}$$

- $Charges_k$  : somme de l'ensemble des charges sur la durée de vie des installations mises en service en année k, calculée selon la formule suivante :

$$Charges_k = Importation_k + CoûtsFixes_k + CoûtsVariables_k \times CoeffCorrRendement_k$$

- Les charges variables sont corrigées par un coefficient permettant de tenir d'une éventuelle baisse du rendement des installations dans le temps : à production équivalente, les charges variables augmentent pour compenser la baisse du rendement.

Ce coefficient est calculé sur l'ensemble de la durée de vie de l'installation.

$$CoeffCorrRendement = \frac{1}{Durée\ de\ vie} \sum_{i=0}^{Durée\ de\ vie-1} \frac{1}{(1+\beta)^i} = \frac{1}{Durée\ de\ vie} \times \frac{(1+\beta)^{Durée\ de\ vie} - 1}{\beta \cdot (1+\beta)^{Durée\ de\ vie-1}}$$

Avec  $\beta$  : Coefficient de variation annuelle du rendement du système.

- Les charges annuelles calculées par l'outil d'optimisation ETEM tiennent compte de l'ensemble des installations en fonctionnement chaque année. Ici, nous ne retenons que les installations nouvelles de l'année considérée. Par conséquent, les charges sont corrigées par le ratio entre la puissance existante en 2015 et celle de l'année considérée :

$$RatioParcExistant_k = \frac{Parc_{année\ k} - Parc_{année\ k-1}}{Parc_{année\ k}}$$

## 3. Somme des productions actualisées

Somme actualisée sur la durée de vie de l'ensemble des productions annuelles des installations créées à partir de 2020. Les productions sur la tranche 2015 – 2019 sont comptabilisées dans le parc existant. Cette somme suit la formule suivante :

$$SommeProduction = \sum_{k=2020}^{2030} \left[ \frac{Production_k \times RatioParcExistant_k \times CoeffSommeActualisée}{(1+\alpha)^{k-2015}} \right]$$

Avec :

- $\alpha$  : Taux d'actualisation réel
- $Production_k$  : Production électrique en année k
- $RatioParcExistant_k$  : Part de la puissance du parc en année k ayant été mis en service en année k. Ce ratio est calculé par la même formule que celle du point précédent.

*CoeffSommeActualisée* : même coefficient que celui intervenant dans la formule du point précédent.

## 5.3 Contributions des technologies au mix électrique et LCOE associés

L'analyse économique par filière est présentée ici sous la forme de deux séries graphiques présentant respectivement :

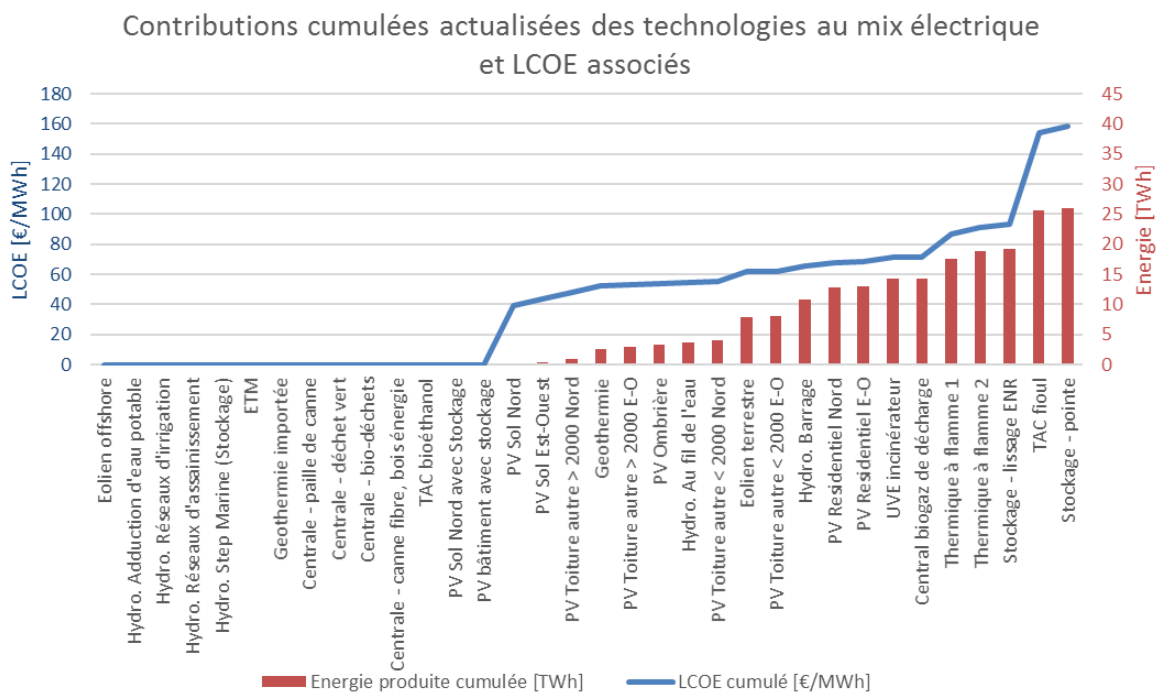
- La contribution cumulée des technologies au mix de production électrique, par ordre croissant de LCOE (pavés rouges), ainsi que le LCOE cumulé moyen de l'énergie produite par l'ensemble des technologies dont le LCOE est inférieur à celle considérée (courbe bleue).
- Les mêmes informations non cumulées, et donc sous la forme d'une distribution par technologie sur l'ensemble du parc. Pour une meilleure lisibilité de cette série de graphiques, les LCOE sont indiqués sur une échelle logarithmique.

**Note :** Dans cette analyse, les groupes thermiques à flamme initialement tout charbon et convertis à la biomasse (Thermique à flamme 1) sont distingués des groupes mixtes charbon/biomasse (Thermique à flamme 2).

### 5.3.1 Scénario « Tendancier »

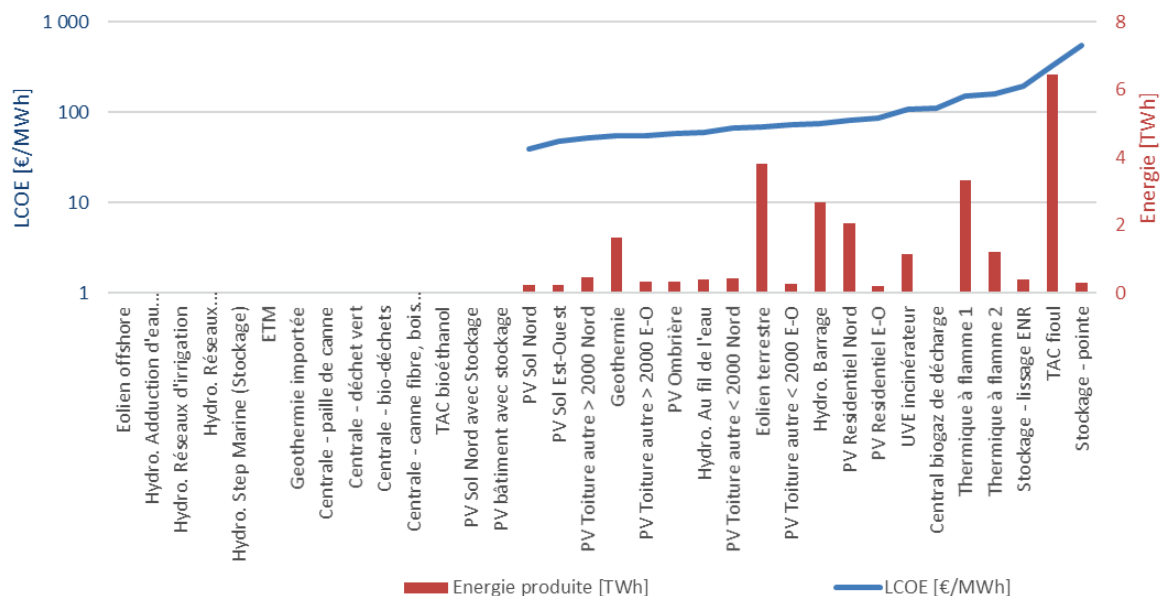
La distribution cumulée du LCOE moyen parc et de la production d'énergie correspondante par filière montre que les huit technologies dont le LCOE est le plus bas – jusqu'à la technologie « PV toiture autre < 2000 m<sup>2</sup> Nord » du graphique suivant – génèrent 4 TWh d'électricité pour un LCOE moyen de 56 €/MWh.

L'ajout des sept technologies suivantes – jusqu'à la centrale biogaz de décharge – permet d'atteindre une production de 14 TWh pour un LCOE moyen de 72 €/MWh.



**Figure 156 – Contributions cumulées actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Tendancier »**

### Contributions actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associés



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

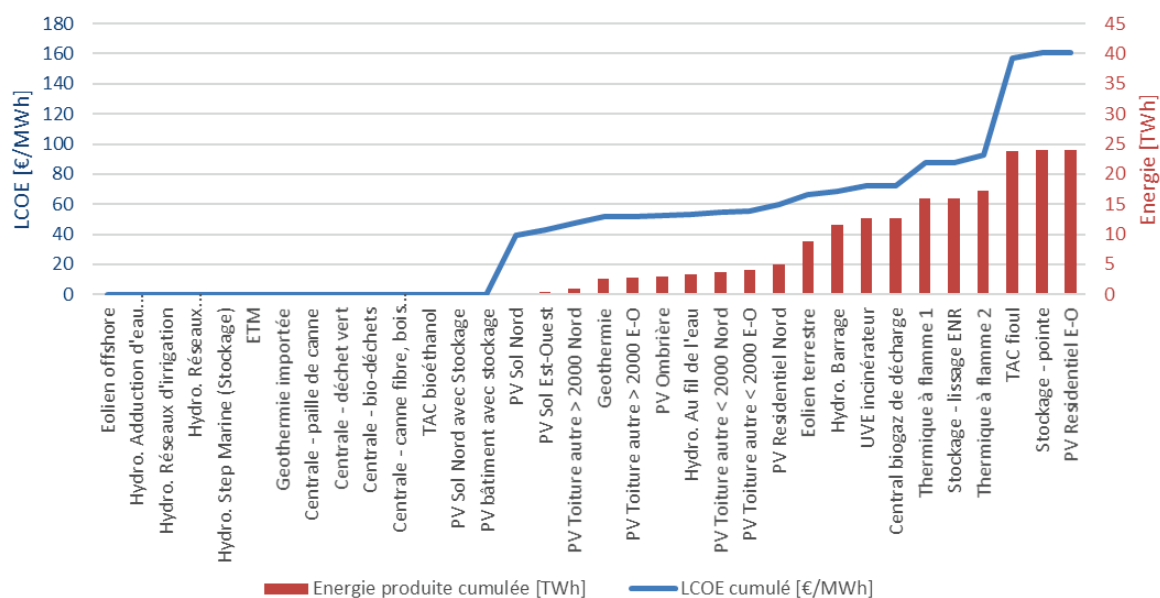
Figure 157 – Contributions actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Tendanciel »

### 5.3.2 Scénario « Avantage thermique »

Les neuf technologies dont le LCOE est le plus bas – jusqu'à la technologie « PV Toiture autre < 2000 m<sup>2</sup> Est-Ouest » du graphique suivant – génèrent 4 TWh d'électricité pour un LCOE moyen de 56 €/MWh.

L'ajout des cinq technologies suivantes – jusqu'à la centrale biogaz de décharge – permet d'atteindre une production de 13 TWh pour un LCOE moyen de 72 €/MWh.

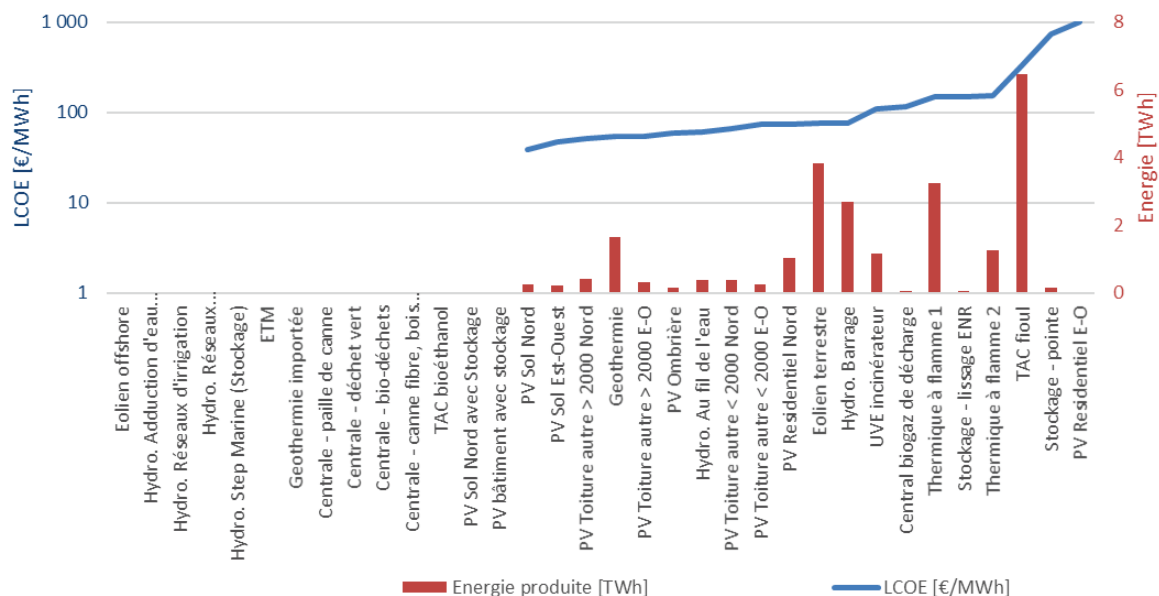
### Contributions cumulées actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associés



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

Figure 158 – Contributions cumulées actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Avantage thermique »

### Contributions actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associés



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

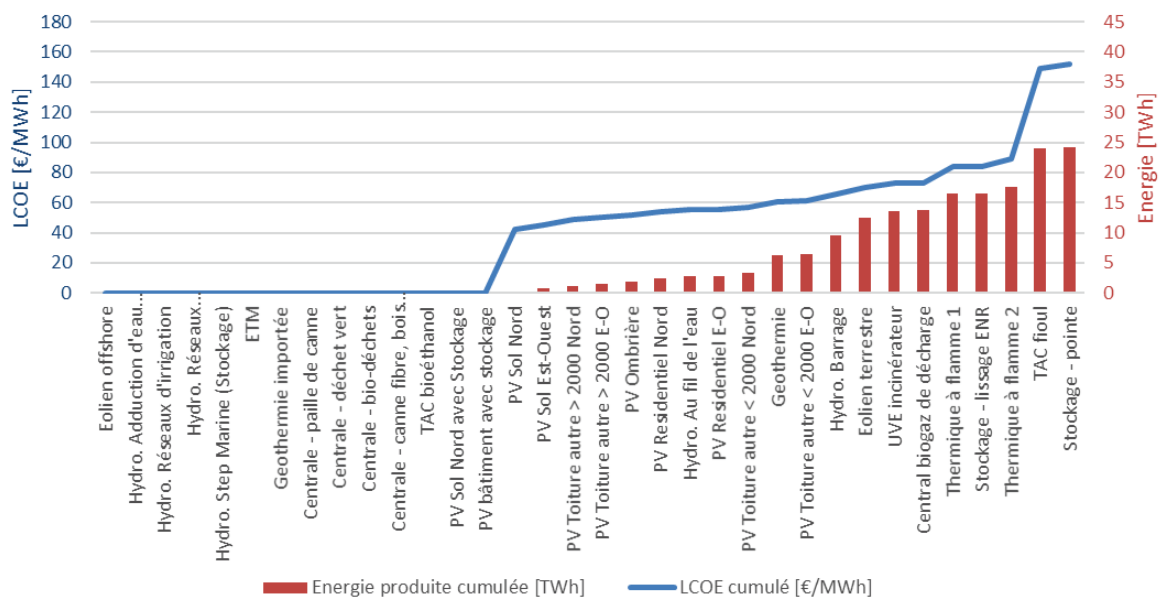
Figure 159 – Contributions actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Avantage thermique »

### 5.3.3 Scénario « Avantage technologique »

Dans ce scénario, les onze technologies dont le LCOE est le plus bas – jusqu'à la technologie « PV toiture autre <2000 m<sup>2</sup> Nord » du graphique suivant – génèrent 3 TWh d'électricité pour un LCOE moyen de 57 €/MWh.

L'ajout des six technologies suivantes – jusqu'à la centrale biogaz de décharge – permet d'atteindre une production de 14 TWh pour un LCOE moyen de 73 €/MWh.

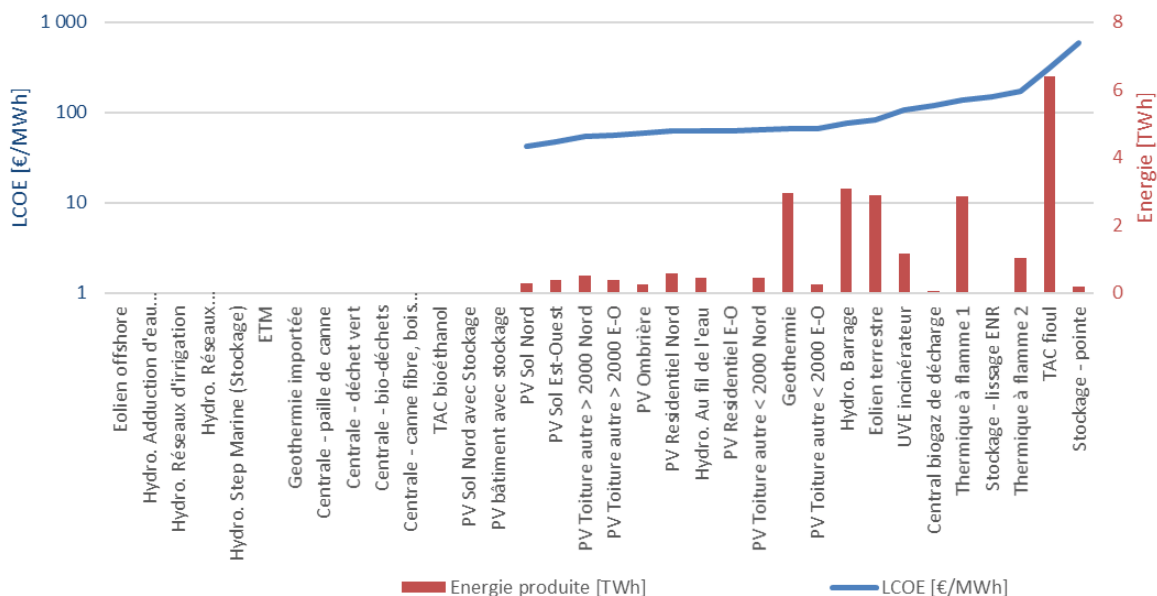
### Contributions cumulées actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associés



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

Figure 160 – Contributions cumulées actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Avantage technologique »

### Contributions actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associés



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

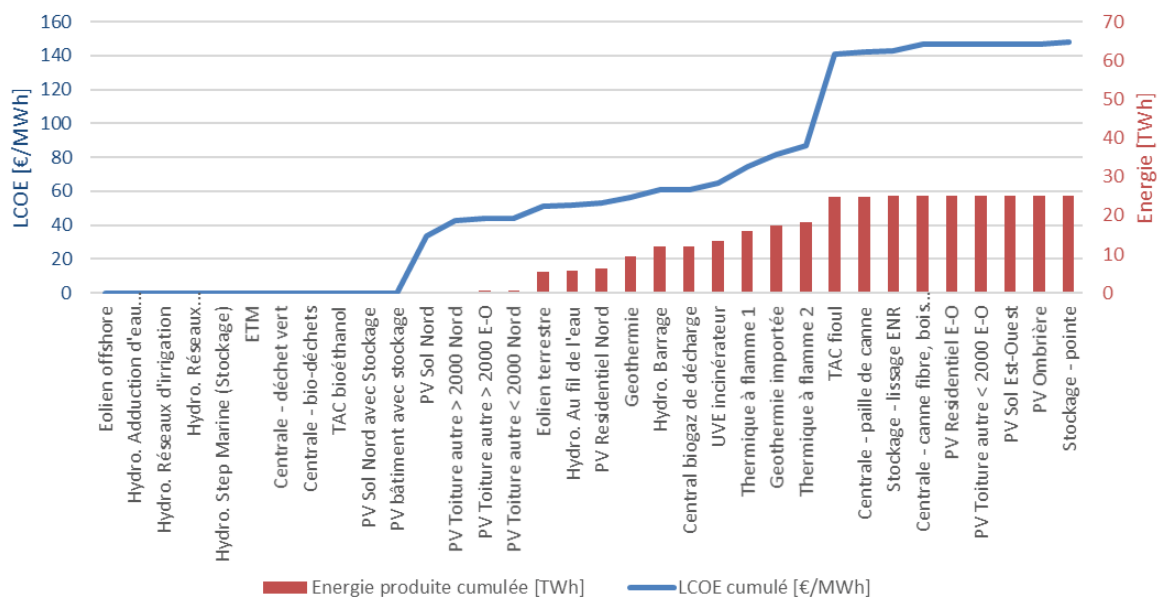
Figure 161 – Contributions actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Avantage technologique »

### 5.3.4 Scénario « Tous feux verts »

Dans ce scénario, les huit technologies dont le LCOE est le plus bas – jusqu'à la technologie Géothermie – du graphique suivant – génèrent 9 TWh d'électricité pour un LCOE moyen de 57 €/MWh.

L'ajout des trois technologies suivantes – jusqu'à la UVE incinérateur – permet d'atteindre une production de 13 TWh pour un LCOE moyen de 65 €/MWh.

### Contributions cumulées actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associés



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

Figure 162 – Contributions cumulées actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Tous feux verts »

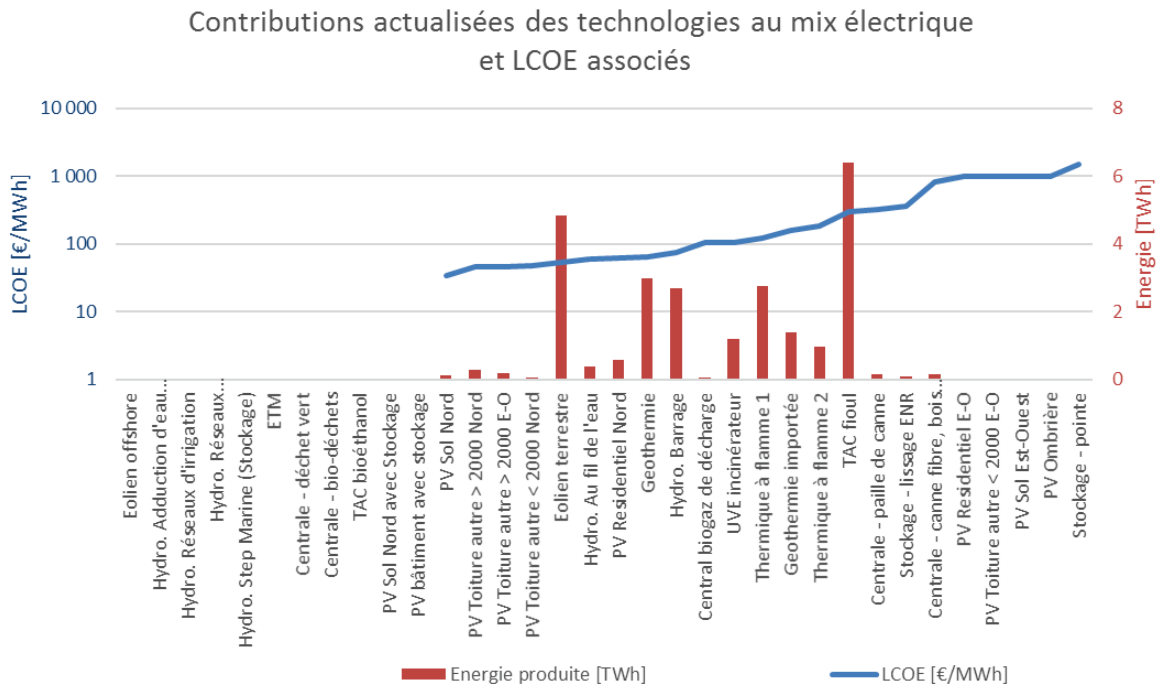


Figure 163 – Contributions actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Tous feux verts »

### 5.3.5 Scénario « Vers l'autonomie énergétique »

Dans ce scénario, les neuf technologies dont le LCOE est le plus bas – jusqu'à la technologie PV résidentiel Nord » du graphique suivant – génèrent 8 TWh d'électricité pour un LCOE moyen de 56 €/MWh.

L'ajout des quatre technologies suivantes – jusqu'à la l'UVE incinérateur – permet d'atteindre une production de 15 TWh pour un LCOE moyen de 65 €/MWh.

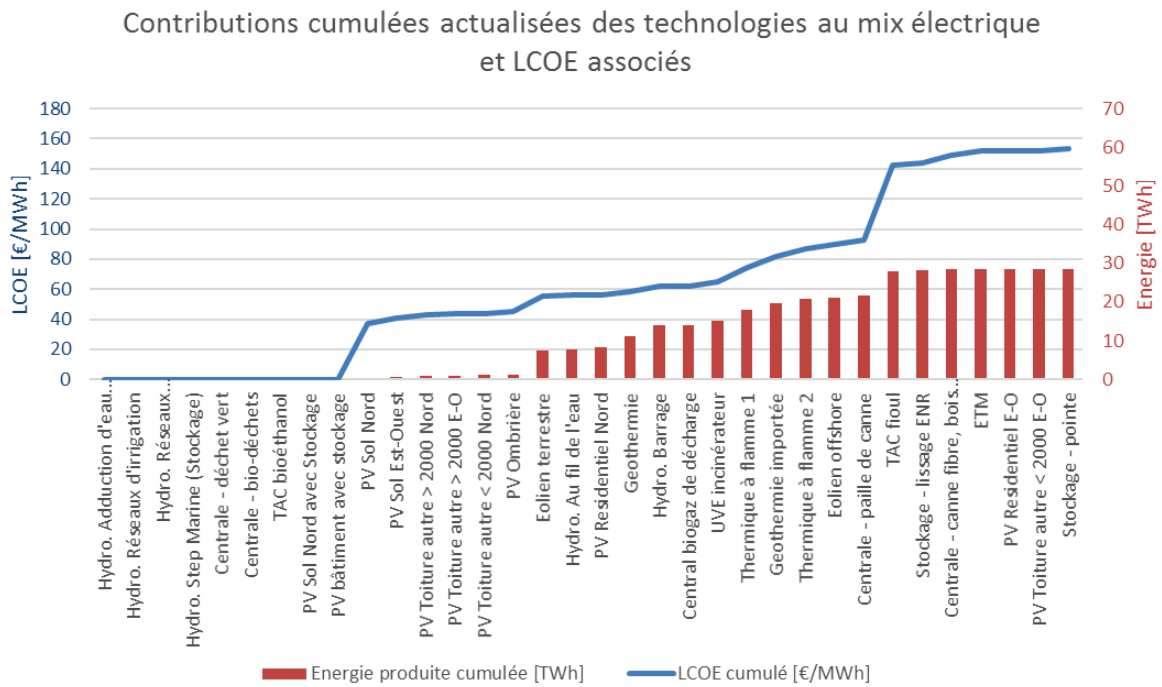
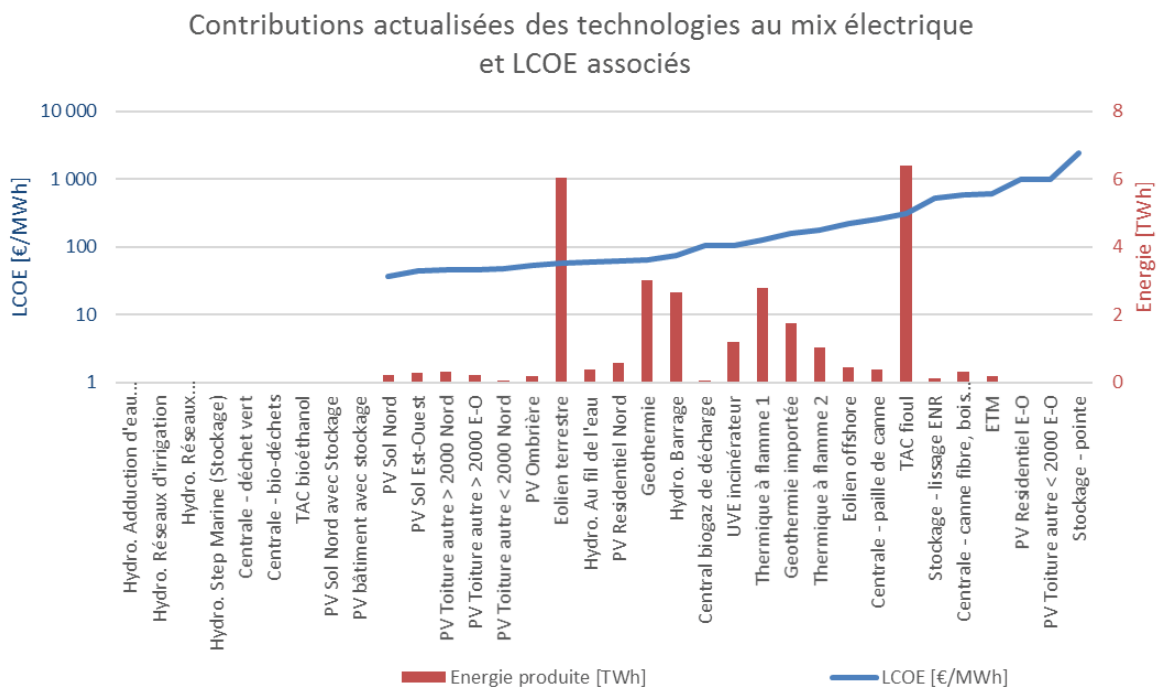


Figure 164 – Contributions cumulées actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Vers l'autonomie »





Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

**Figure 165 – Contributions actualisées des technologies au mix électrique et LCOE associé – scénario « Vers l'autonomie »**

## L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale.

L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer et du ministère de l'Education nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

### LES COLLECTIONS DE L'ADEME



#### ILS L'ONT FAIT

*L'ADEME catalyseur* : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



#### EXPERTISES

*L'ADEME expert* : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



#### FAITS ET CHIFFRES

*L'ADEME référent* : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



#### CLÉS POUR AGIR

*L'ADEME facilitateur* : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



#### HORIZONS

*L'ADEME tournée vers l'avenir* : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.

**ADEME**



Agence de l'Environnement  
et de la Maîtrise de l'Energie

[www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)

