

SMAP

Rapport d'évaluation du Lot 5 « Territoire »

Rédacteur : POIZE Noémie (AURA-EE), JOOS Marine (HESPUL)

Contributeurs : Cécile Miquel

Contact : noemie.poize@auvergnerhonealpes-ee.fr

SOMMAIRE

I. Méthodologie	2
I.1. Les scénarios de consommation	2
I.2. Les scénarios de production	2
II. Scénarios de consommation	3
II.1. Scénario Les Haies.....	3
II.1.1) Caractérisation de la situation initiale	3
II.1.2) Scénario 2050 « haut »	8
II.1.3) Scénario 2050 « tendanciel ».....	12
II.1.4) Synthèse des scénarios sur Les Haies	16
II.2. Scénario à la maille intercommunale	17
II.2.1) Méthodologie	17
II.2.2) Scénarios.....	17
III. Scénarios de mobilité	20
III.1. Scénario Les Haies.....	20
III.2. Scénarios à l'échelle intercommunale.....	21
IV. Scénarios de production.....	22
IV.1. Etude de l'existant	22
IV.1.1) Méthodologie	22
IV.1.2) Résultats	22
IV.2. Etude du gisement solaire	22
IV.2.1) Données.....	22
IV.2.2) Méthodologie	23
IV.2.3) Résultats sur la Communauté de communes de la Région de Condrieu	25
IV.2.4) Résultats sur Les Haies	28
IV.3. Scénarios de production.....	29
IV.3.1) Description	29
IV.3.2) Hypothèses de scénarisation.....	30
IV.3.3) Résultats sur la commune des Haies.....	32
IV.3.4) Scénario de production sur la CCRC	36
V. Conclusions.....	39
Annexes	41
(A) Modélisation des courbes de production	41
(B) Couche potentiel PV en toitures.....	44
(C) Couche potentiel PV en ombrières de parking.....	45
(D) Couche protection patrimoniale.....	46
(E) Etude de sensibilité sur le climat (HESPUL)	47
E.1) Données	47
E.2) Evaluation	48
E.3) Température	52
E.4) Synthèse et ouverture	56
E.5) Résultats des simulations	58
(F) Table des illustrations	61

I. Méthodologie

Dans ce lot, les partenaires ont cherché à construire des scénarios de consommation et de production à horizon 2030 et 2050 sur le périmètre de la commune des Haies d'une part et sur le périmètre de l'ancienne communauté de communes de la région de Condrieu d'autre part.

I.1. Les scénarios de consommation

La méthode de construction des scénarios de consommation a été théorique et non politique, aucun objectif énergétique n'ayant en effet été fixé à une maille géographique aussi fine. Les seuls objectifs territoriaux existants sont en effet ceux qui sont définis à la maille du TEPCV (Territoire à Energie positive pour la Croissance Verte) PNR du Pilat / Saint Etienne Métropole.

Ces scénarios de consommations ont été définis selon un scénario « haut » et un scénario tendanciel. Le scénario « haut » s'adosse aux hypothèses du scénario « haut » publié par l'association Negawatt en 2014. Le scénario tendanciel s'adosse aux hypothèses du scénario tendanciel Negawatt 2014. Le fait de s'appuyer sur les hypothèses Negawatt est lié à deux motifs :

- les objectifs du territoire TEPCV PNR du Pilat / Saint Etienne Métropole sont eux-mêmes inspirés des travaux de l'association Negawatt.
- ces scénarios sont parmi les plus détaillés en matière d'hypothèses, ce qui facilite une application à la maille communale, très petite.

A la maille communale, les consommations d'énergie du secteur résidentiel représentent actuellement 72% de l'ensemble des consommations d'énergie hors transport. Le travail de scénarisation a donc plus particulièrement détaillé ce secteur. La scénarisation s'est faite de façon très fine, en partant de statistiques et d'hypothèses détaillées au nombre de bâtiments près.

A la maille intercommunale, le secteur résidentiel a également été privilégié car étant celui avec le plus de données disponibles.

Dans tous les cas, les scénarios sont partis d'une situation initiale caractérisée en 2014 et ont pris en compte des hypothèses fines sur l'évolution des performances et des comportements en matière d'énergie.

I.2. Les scénarios de production

La méthode a consisté à évaluer d'abord le gisement d'énergies renouvelables électriques sur les deux territoires. Cela s'est réduit à étudier le potentiel photovoltaïque, aucun potentiel hydraulique, éolien ou méthanisable n'ayant été identifié. Puis, à partir du gisement solaire, différents scénarios ont ensuite été déclinés selon différentes possibilités d'activer le déploiement du photovoltaïque.

Les scénarios dans le projet SMAP ont été développés dans l'objectif de caractériser plusieurs solutions techniques permettant d'augmenter la capacité d'accueil du réseau basse tension pour la production, c'est-à-dire de raccorder plus de production à coût de travaux de renforcement du réseau équivalent, dans des contextes différents de consommation et de production d'électricité.

Les scénarios sont basés sur des notions concrètes liées aux possibilités à la fois de sobriété et d'efficacité énergétique et de développement de la production renouvelable. Néanmoins, les collectivités locales des territoires concernés n'ayant pas adopté, au moment de la conception des scénarios, de trajectoire claire sur ces deux aspects, les scénarios représentent des futurs possibles et non les trajectoires officielles. Néanmoins, ils peuvent permettre de les alimenter.

L'exercice de scénarisation présenté ici comporte plusieurs limites. La principale d'entre elles est que la scénarisation n'a été faite que sur le secteur de l'électricité. Or, le fait que les objectifs de la loi de transition énergétique sont exprimés en réduction de la consommation finale d'énergie traduit bien le fait que le secteur énergétique doit être pensé dans sa globalité, en tenant compte en particulier des transferts et de la synergie entre vecteurs énergétiques (gaz-électricité-chaleur...), des conséquences sur le secteur agricole et inversement des évolutions de celui-ci sur le secteur énergétique.

Les scénarios présentés ci-dessous doivent donc être regardés avec toutes les précautions préalablement citées.

Différentes approches de scénarisation de la consommation ont été adoptées selon les échelles pour des questions de méthode et de reproductibilité. L'approche de scénarisation de la production est essentiellement la même d'une échelle à l'autre.

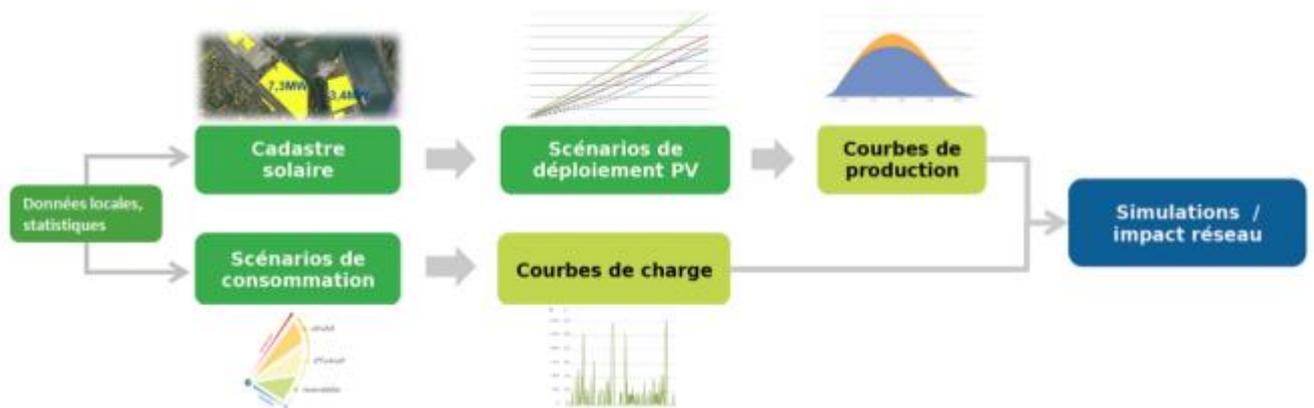


Figure 1: étapes de la scénarisation (vert foncé, lot 5) permettant d'alimenter les simulations (vert clair et bleu, Lot 3)

II. Scénarios de consommation

II.1. Scénario Les Haies

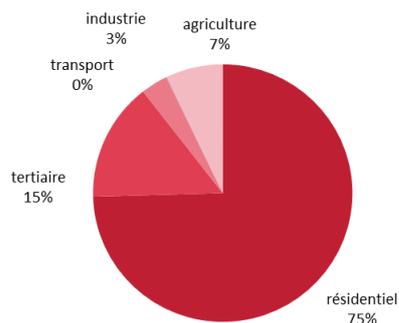
II.1.1) Caractérisation de la situation initiale

(a) Secteur résidentiel

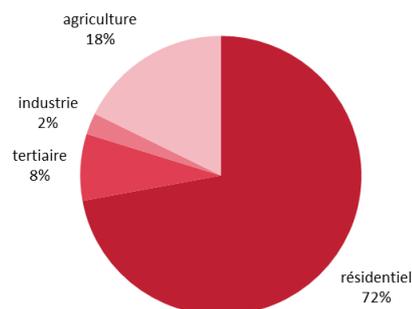
Les données de l'OREGES (chiffres 2014) fournissent la répartition des consommations d'énergie et d'électricité par secteur d'activité. On y constate que le secteur résidentiel représente 72% des consommations communales d'énergie (hors transport) et 75% des consommations d'électricité, tous secteurs confondus. Ce constat conduit à accorder une attention prépondérante sur le secteur résidentiel.

Ainsi, en 2014, pour le village des Haies, les consommations d'énergie hors transport représentent 8 GWh dont 6,2 GWh pour le secteur résidentiel. Les consommations d'électricité représentent 2,2 GWh dont 1,6 GWh (soit 26%) pour le secteur résidentiel.

Consommations d'électricité des Haies



Consommations d'énergie des Haies (hors transport)



Les données d'ATMO Rhône-Alpes fournissent par ailleurs une description détaillée du parc de logements existants sur la commune (soit 318 bâtiments). Le nombre de logements par année de construction, catégorie de logement, type de logement et type de chauffage principal, est ainsi connu.

Nb logements	bois	charbon	elec	fod	gpl	Total
Principale	138	2	62	75	18	295
appart	7	0	9	1	7	24
maison	131	2	53	74	11	271
Secondaire	5	0	5	4	2	16
appart	0	0	0	1	0	1
maison	5	0	5	3	2	15
Vacant	2	0	2	2	1	7
appart	1	0	1	0	0	2
maison	1	0	1	2	1	5
Total	145	2	69	81	21	318

Tableau 1: répartition des énergies de chauffage du parc de logements sur la commune des Haies

Les données de l'INSEE (indice PRINC4) permettent de compléter cette description en fournissant la surface moyenne des logements par catégorie sur la commune des Haies :

- 65 m² pour les appartements
- 107 m² pour les maisons individuelles

Le guide méthodologique de l'OREGES propose une clé de répartition pour déterminer l'énergie utilisée pour l'eau chaude sanitaire (ECS) à partir de l'énergie de chauffage connue. On utilise cette même clé de répartition pour caractériser l'énergie consommée pour l'ECS sur Les Haies.

Cela permet d'obtenir ainsi la répartition des combinaisons chauffage / eau chaude (en nombre de bâtiments) sur les Haies (tableau 20).

- Source de chauffage	Eau chaude sanitaire					Cuisson		
	CU	GN	FOD	ELEC	GPL	GN	ELEC	GPL
Chauffage urbain CU	90%			10%			80%	20%
Gaz de ville GN		95%		5%		75%	20%	5%
Fioul domestique FOD			70%	30%			80%	20%
Electricité ELEC				100%			80%	20%
Gaz bouteille/citerne GPL				30%	70%		80%	20%
Charbon				60%	40%		80%	20%
Bois				60%	40%		80%	20%

Tableau 2: clé de répartition de l'énergie utilisée pour l'ECS en fonction de l'énergie de chauffage

	Chauffage	Eau chaude	Nombre
Nb appartement			8
	bois	elec	5
		gpl	3
	elec	elec	10
		fod	1
	fod	fod	1
elec		2	
gpl	elec	2	
	gpl	5	
Nb maison	bois	elec	82
		gpl	55
	charbon	elec	1
		gpl	1
	elec	elec	59
		fod	24
	fod	fod	56
		elec	4
gpl	elec	4	
	gpl	10	
	Total général		318

Tableau 3: répartition des bâtiments selon les combinaisons chauffage / eau chaude

Le scénario Negawatt 2011 propose des estimations de consommations moyennes pour l'électricité spécifique en 2010 et pour les besoins d'eau chaude sanitaire (ECS):

- Electricité spécifique : 2846 kWh/foyer
- Eau chaude sanitaire :
 - besoin moyen de 522 kWh/m² en maison individuelle et de 348 kWh/m² en appartement
 - rendement moyen selon le système fourni ci-dessous

	bois	elec	fod	gpl
Maisons individuelles	18%	70%	52%	52%
Logements collectifs	22%	70%	37%	52%

On utilise donc ces valeurs pour caractériser les consommations initiales d'électricité spécifique et d'eau chaude sanitaire sur Les Haies.

On considère par ailleurs qu'il n'y a aucune consommation actuelle de climatisation.

Le CEREN fournit des coefficients moyens de consommation par année de construction, par type d'énergie de chauffage et pour les catégories de logement suivantes:

- maison principale
- maison secondaire
- appartement principal
- appartement secondaire

MAISONS RESIDENCE PRINCIPALE	kWh/m²	Avant 1949	de 1949 à 1974	de 1975 à 1981	de 1982 à 1989	de 1990 à 1998	de 1999 à 2005	de 2006 à 2012
Bois	bois	186,96	186,96	196,73	161,16	201,66	201,65	201,65
Charbon	charbon	246,20	246,20	246,20	246,20	246,20	246,20	246,20
Electricité	elec	59,20	59,20	59,63	51,05	46,99	46,99	46,99
Fioul do- mestique	fod	152,34	152,34	142,76	127,55	121,40	121,40	121,40
Butane propane	gpl	92,80	92,80	98,26	94,09	97,66	97,66	97,66

Tableau 4: Consommations unitaires d'énergie par type de chauffage et année de construction pour les maisons principales

L'ensemble de ces données et hypothèses permet ainsi de caractériser la situation initiale sur Les Haies en termes de consommations d'énergie par usage et par type d'énergie:

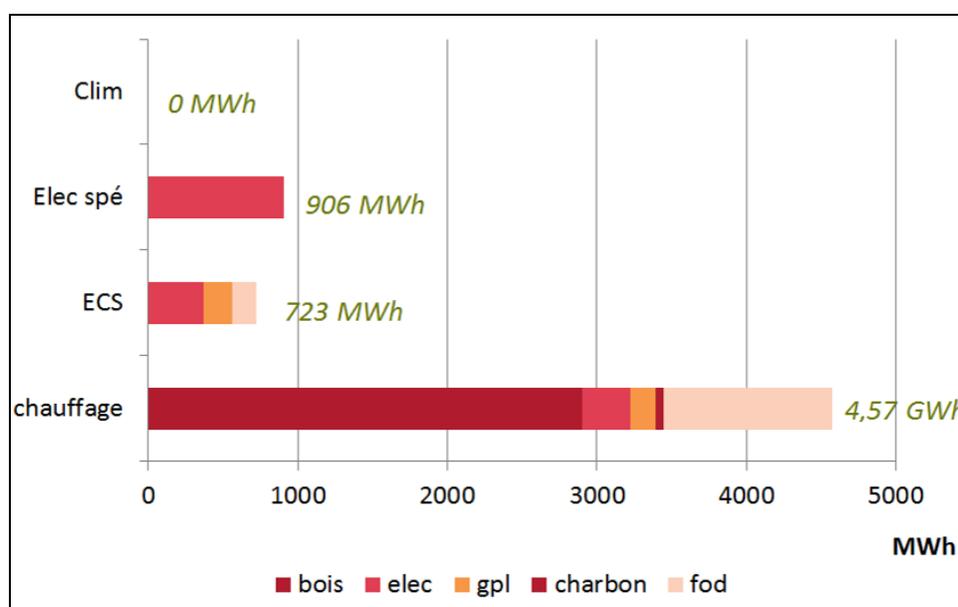


Tableau 5: consommations d'énergie initiales sur Les Haies

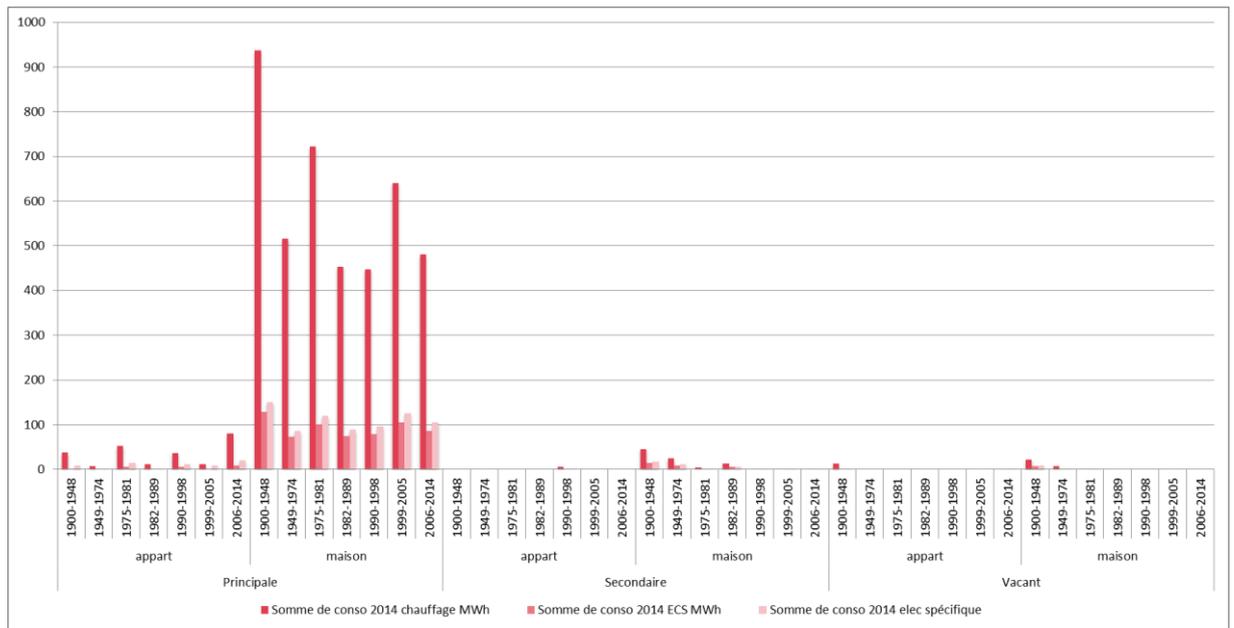


Figure 2 : Consommations d'énergie par type de logement et année de construction

(b) Secteur tertiaire

Seuls quelques bâtiments tertiaires sont présents sur la commune dont une cantine, une école et une mairie. Il faut également compter l'éclairage public. Les consommations d'énergie de ce secteur sont considérées comme stables dans le scénario étudié.

2014	MWh
Consommations d'électricité	364
Autres consommations d'énergie	136
Total	500

Tableau 6: consommations d'énergie initiales du secteur tertiaire sur les Haies (source : OREGES)

(c) Secteur agricole

L'activité agricole des Haies consiste essentiellement en élevage de bovins (lait et viande) et caprins (fromage) et dans une moindre mesure maraîchage et céréales. Les usages électriques associés sont relativement réduits : salle de traite, tank à lait, chambres froides. Faute de savoir y associer des courbes de charge, on considère que ces consommations restent stables dans le scénario étudié.

2014	MWh
Consommations d'électricité	172
Autres consommations d'énergie	1129
Total	1301

Tableau 7: consommations d'énergie initiales du secteur agricole sur les Haies (source OREGES)

(d) Secteur industriel

Quelques consommations très réduites sont identifiées sur le secteur industriel dans l'OREGES.

2014	MWh
Consommations d'électricité	80
Autres consommations d'énergie	183
Total	263

Tableau 8: consommations d'énergie initiales du secteur industriel sur les Haies (source OREGES)

II.1.2) Scénario 2050 « haut »

- Le scénario haut s'appuie sur des hypothèses tirées du scénario Negawatt de 2011.

(a) Résidentiel

- Logements existants

Concernant le chauffage et l'ECS, le scénario consiste à considérer

- Que des rénovations vont avoir lieu sur le parc de logements existants et vont conduire à un changement du système de chauffage et d'eau chaude
- Que les nouveaux systèmes mis en place seront plus performants énergétiquement
- Que les constructions neuves auront également des systèmes plus performants

Le rythme des rénovations est défini selon la période de construction des bâtiments :

Année de construction	2020	2030	2050
<1975	15%	51%	91%
1975 - 1981	1%	100%	100%
1982 - 1988	0%	4%	100%
1987 - 2010	0%	0%	37%

Tableau 9: pourcentages de bâtiments rénovés selon l'année de construction, à horizons 2030 et 2050

La rénovation dans ce scénario porte donc principalement sur les bâtiments antérieurs à 1988.

Les changements d'énergie de chauffage et d'eau chaude lors de ces rénovations sont conçus ainsi :

Combinaisons Chauffage / ECS initialement existantes sur Les Haies	Combinaisons Chauffage / ECS en 2050
Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> Bois / Elec Bois / GPL Elec / Elec Système combiné <ul style="list-style-type: none"> Elec / Eec 	Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> Bois / élec + solaire thermique (22%) Bois / Chauffe-eau thermodynamique (67%) Bois / élec (11%)
Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> FOD / Elec GPL / Elec Charbon / Elec Charbon / GPL 	Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> Bois / élec + solaire thermique (14%) Bois / Chauffe-eau thermodynamique (44%) Bois / élec (7%) PAC / Chauffe-eau thermodynamique (30%) PAC / élec (5%)
Systèmes chauffage / ECS combinés <ul style="list-style-type: none"> FOD / FOD GPL / GPL Charbon / Elec Charbon / GPL 	Systèmes chauffage / ECS combinés <ul style="list-style-type: none"> Bois / Bois (62%) PAC / PAC (34%) Solaire thermique + bois / Solaire thermique + élec (4%)

Tableau 10 : Hypothèses de changements des vecteurs énergie sur le chauffage et l'eau chaude (Scénario "haut" 2050)

Une hypothèse simplificatrice a notamment été prise pour considérer que les systèmes combinés avant rénovation restaient combinés après rénovation. A noter que le scénario Negawatt 2011 privilégie un transfert massif vers le chauffage bois.

Concernant les performances énergétiques du chauffage des bâtiments on prend en compte les hypothèses suivantes (source : tableau 37, scénario Negawatt 2011):

	2010 - 2020	2020 - 2030	2030 - 2050
Bois	39%	55%	70%
Fioul	72%	73%	75%
Electricité (COP 1)	97%	98%	99%
Electricité (PAC)	2,88	3,25	4,00

Tableau 11: Evolution des rendements des systèmes de chauffage

Les besoins utiles après rénovation sont estimés à : **51 kWh/m²**. On en déduit les consommations unitaires par type de chauffage en 2050.

	2010 - 2020	2020 - 2030	2030 - 2050
Bois	131	93	73
Fioul	71	70	68
Elec	53	52	52
PAC	18	16	13
ST+bois	65	46	36

Tableau 12: Consommations énergie finale chauffage kWh/m²

Concernant les performances énergétiques de l'ECS des bâtiments on prend en compte les hypothèses suivantes (tableaux 41 et 42, scénario Negawatt 2011) :

Besoins ECS (hypothèses Negawatt)						Nb moyen de personnes par logement (INSEE)	
	2010	2020	2030	2040	2050		
Besoin moyen MI (kWh/pers/an)	522	472	427	386	349	Maisons	2,790
Besoin moyen LC (kWh/pers/an)	348	331	315	299	285	Appartements	1,96

Tableau 13: Hypothèses des besoins en eau chaude pour les maisons individuelles (MI) et les logements collectifs (LC)

Maisons individuelles	2010	2020	2030	2040	2050
bois	18%	31%	44%	57%	60%
elec	70%	70%	70%	70%	70%
fod	52%	56%	61%	65%	70%
gpl	52%	59%	66%	73%	80%
PAC	250%	288%	325%	363%	400%
ST + elec	175%	175%	175%	175%	175%
thermodyn	170%	178%	185%	193%	200%

Logements collectifs	2010	2020	2030	2040	2050
bois	22%	32%	44%	57%	70%
elec	70%	70%	70%	70%	70%
fod	37%	45%	54%	62%	70%
gpl	52%	59%	66%	73%	80%
PAC	250%	288%	325%	363%	400%
ST + elec	175%	175%	175%	175%	175%
thermodyn	170%	178%	185%	193%	200%

Tableau 14: Hypothèses de rendement des systèmes de production d'ECS (hypothèses Negawatt)

Concernant les besoins en climatisation, les hypothèses Negawatt sont également reprises.

	2010	2020	2030	2040	2050
Taux d'équipement max	5%	10%	13%	17%	20%
Besoins (énergie utile) - kWh/m2.an	12	11	11	11	10
Rendement	220%	240%	260%	280%	300%

Tableau 15: Hypothèses pour la climatisation dans le résidentiel – (Source Negawatt 2011, tableau 43)

Concernant les besoins en électricité spécifique, un ratio moyen décroissant est utilisé de façon identique pour tous les logements.

	2010	2020	2030	2040	2050
kWh/foyer	2846	2478	2110	1741	1373

Tableau 16: Hypothèses sur l'évolution des besoins en électricité spécifique

Logements neufs

La construction de logements neufs est également simulée sur Les Haies à horizon 2050.

La base de données Sit@del2 donne l'historique du nombre de constructions de maisons individuelles et d'immeubles. On s'appuie sur cet historique pour estimer le nombre de logements neufs à venir.

	2014 - 2020	2020 - 2030	cumul 2030	2030 - 2050	cumul 2050
individuel	12	20	32	40	72
individuel groupé	0	10	10	0	10

Figure 3 : hypothèse de construction de bâtiments neufs sur Les Haies

Puis on applique à nouveau les hypothèses Negawatt concernant les types d'énergie utilisée et les niveaux de consommation des logements neufs.

	2020	2030	2050
Bois	80%	80%	80%
Fioul	0%	0%	0%
Electricité (effet Joule COP 1)	0%	0%	0%
Electricité (PAC)	20%	20%	20%

Tableau 17: Estimation du type énergie de chauffage des logements neufs

	2010 - 2020	2020 - 2030	2030 - 2050
Bois	55%	70%	70%
Fioul	72%	73%	75%
Electricité (effet Joule COP 1)	97%	98%	99%
Electricité (PAC) COP	2,88	3,25	4,00

Tableau 18: Evolution des rendements des systèmes de chauffage (Negawatt 2011)

Les besoins utiles après rénovation sont estimés à : **17 kWh/m²** (avec correction DJU).

Au final la consommation d'énergie des logements neufs en 2050 est estimée à **87MWh/an**.

CONSO ENERGIE	2020	2030	2050
Bois	31 789,83	54 298,58	83 259,07
Electricité (effet Joule COP 1)	0,00	0,00	0,00
Electricité (PAC)	1 517,74	2 923,77	3 642,58
TOTAL kWh	33308	57222	86902

(b) Synthèse du scénario « haut » résidentiel

Sur la base de ces hypothèses et en les appliquant à la configuration initiale modélisée sur le village des Haies, on obtient le scénario suivant pour le secteur résidentiel:

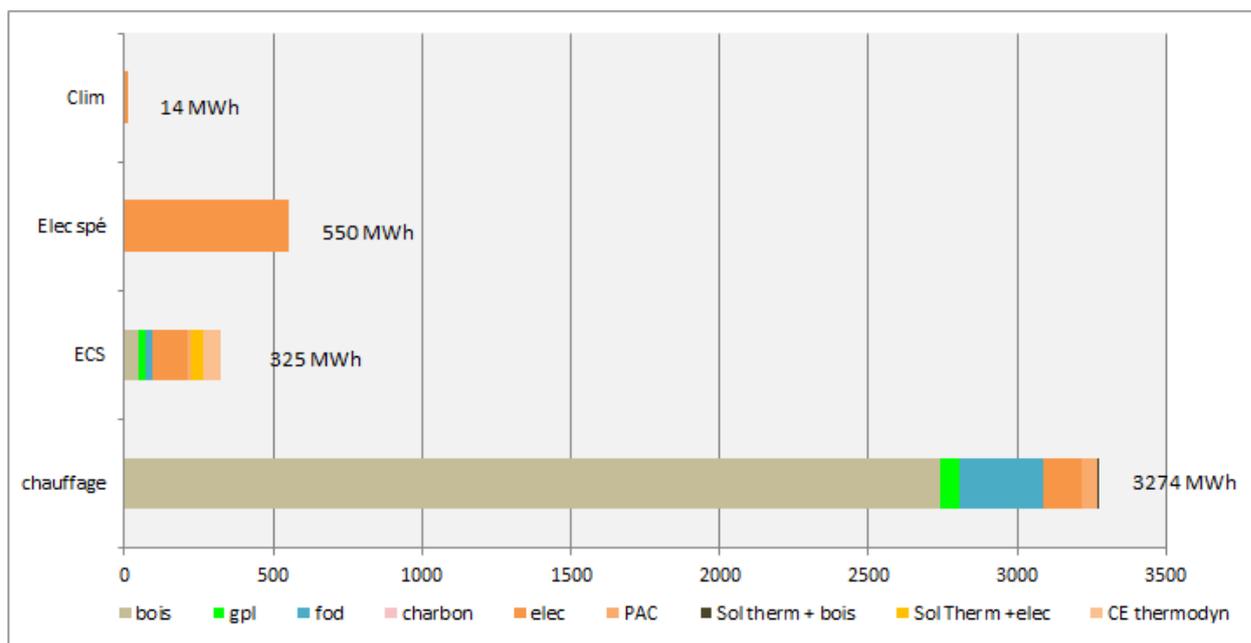


Tableau 19: consommations d'énergie résidentielles par usage en 2050 sur Les Haies

Ainsi on estime qu'en 2050, dans le scénario haut, les consommations d'électricité pour le secteur résidentiel sur la commune des Haies représentent 0,9 GWh, soit 21% des consommations d'énergie (4,1 GWh) de ce secteur.

(c) Autres secteurs

Pour mémoire les secteurs tertiaire, agricole et industriel sont considérés inchangés en 2050.

II.1.3) Scenario 2050 « tendanciel »

(a) Résidentiel

Logements existants

Le scenario bas s'appuie sur le scenario tendanciel du scénario Negawatt 2011. Il fonctionne de la même manière que le scenario « haut » mais avec des hypothèses moins fortes sur les rythmes de rénovation des bâtiments, la performance des systèmes, etc.

Le rythme de rénovation selon l'ancienneté du bâtiment est défini comme suit :

	2020	2030	2050
<1975	15%	51%	91%
1975 - 1981	0%	0%	0%
1982 - 1988	0%	0%	0%
1987 - 2010	0%	0%	0%

Figure 4: part des rénovations envisagées par période

Les changements d'énergie de chauffage et d'eau chaude se font également sur des vecteurs différents.

Combinaisons Chauffage / ECS initialement existantes sur Les Haies	Combinaisons Chauffage / ECS en 2050
Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> Bois / Elec 	Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> Bois / élec + solaire thermique (18%) Bois / Chauffe-eau thermodynamique (72%) PAC / Chauffe-eau thermodynamique (5%) PAC / élec (5%)
Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> Bois / GPL 	Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> Bois / élec + solaire thermique (10%) Bois / Chauffe-eau thermodynamique (20%) PAC / GPL (20%) PAC / Chauffe-eau thermodynamique (50%)
Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> FOD / Elec 	Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> FOD / élec + solaire thermique (10%) FOD / Chauffe-eau thermodynamique (60%) PAC / élec + solaire thermique (20%) PAC / Chauffe-eau thermodynamique (10%)
Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> Charbon / Elec 	Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> PAC / Chauffe-eau thermodynamique (38%) PAC / élec (25%) PAC / élec + solaire thermique (38%)
Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> Charbon / GPL 	Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> PAC / GPL (50%) PAC / Chauffe-eau thermodynamique (50%)
Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> GPL / Elec 	Systèmes chauffage / ECS séparés <ul style="list-style-type: none"> GPL / Chauffe-eau thermodynamique (67%) GPL / élec + solaire thermique (33%)

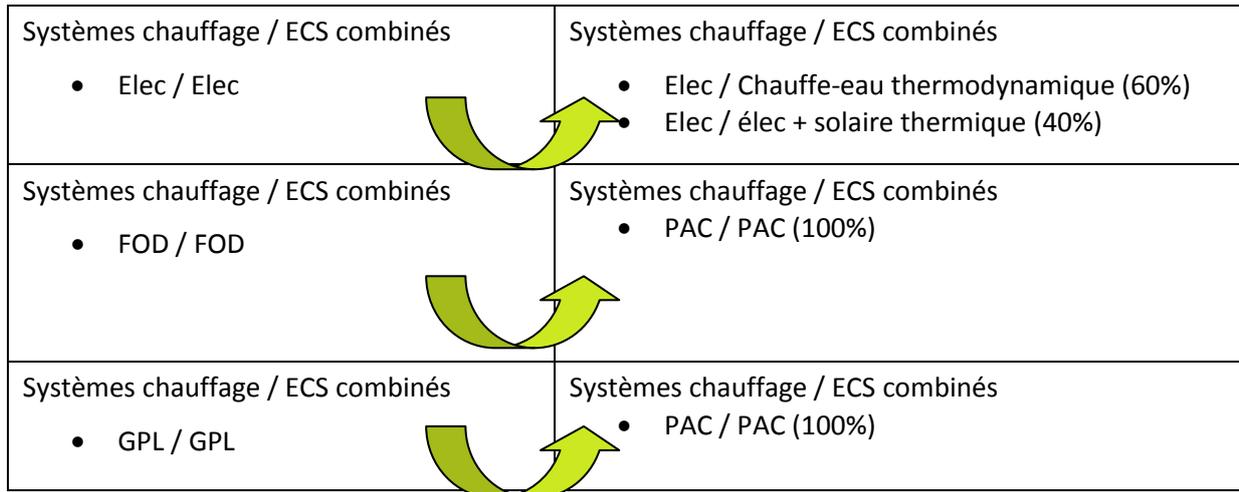


Figure 5: hypothèse de changement de vecteur énergie dans le secteur résidentiel (scenario tendanciel, Les Haies)

Concernant les performances énergétiques du chauffage des bâtiments on prend en compte les hypothèses suivantes :

	2010 - 2020	2020 - 2030	2030 - 2050
Bois	39%	55%	55%
Fioul	72%	73%	75%
Electricité (COP 1)	97%	98%	99%
Electricité (PAC)	2,88	3	3,5

Tableau 20: Evolution des rendements des systèmes de chauffage

Les besoins utiles après rénovation sont estimés à : **80 kWh/m²**.

	2010 - 2020	2020 - 2030	2030 - 2050
Bois	205	145	145
Fioul	111	110	107
Elec	82	82	81
PAC	28	27	23
ST+bois	103	73	73

Tableau 21: Consommations énergie finale chauffage kWh/m²

Concernant les performances énergétiques de l'ECS des bâtiments on prend en compte les hypothèses suivantes :

Besoins ECS (hypothèses Negawatt)						Nb moyen de personnes par logement (INSEE)	
(kWh/pers/an)	2010	2020	2030	2040	2050		
Besoin moyen MI	522	496	471	448	425	Maisons	2,790
Besoin moyen LC	348	331	314	298	283	Appartements	1,96

Tableau 22: Hypothèses des besoins en eau chaude pour les maisons individuelles (MI) et les logements collectifs (LC)

Maisons individuelles	2010	2020	2030	2040	2050
bois	18%	31%	44%	44%	44%
elec	70%	70%	70%	70%	70%
fod	52%	56%	61%	61%	61%
gpl	52%	59%	66%	66%	66%
PAC	250%	288%	325%	325%	325%
ST + elec	175%	175%	175%	175%	175%
thermodyn	170%	178%	185%	185%	185%
Logements collectifs	2010	2020	2030	2040	2050
bois	22%	32%	44%	44%	44%
elec	70%	70%	70%	70%	70%
fod	37%	45%	54%	54%	54%
gpl	52%	59%	66%	66%	66%
PAC	250%	288%	325%	325%	325%
ST + elec	175%	175%	175%	175%	175%
thermodyn	170%	178%	185%	193%	200%

Tableau 23: Hypothèses de rendement des systèmes de production d'ECS (hypothèses Negawatt)

Concernant les besoins en climatisation, les hypothèses Negawatt sont également reprises.

	2010	2020	2030	2040	2050
Taux d'équipement max	Fonction de l'utilisation de PAC pour le chauffage				
Besoins (énergie utile) - kWh/m2.an	12	11	11	11	10
Rendement	220%	240%	260%	260%	260%

Tableau 24: Hypothèses pour la climatisation dans le résidentiel – (Source Negawatt)

Concernant les besoins en électricité spécifique, un ratio moyen décroissant est utilisé de façon identique pour tous les logements.

	2010	2020	2030	2040	2050
kWh/foyer	2846	2478	2110	2110	2110

Tableau 25: évolution tendancielle des consommations d'électricité spécifique

Logements neufs

On repart de l'historique des constructions de maisons et de logements collectifs sur Les Haies (voir plus haut, scénario « haut »). Puis on applique des hypothèses « tendancielle » sur les types d'énergie utilisées et les niveaux de consommation des logements neufs.

	2020	2030	2050
Bois	20%	20%	20%
Fioul	0%	0%	0%
Electricité (effet Joule COP 1)	0%	0%	0%
Electricité (PAC)	80%	80%	80%

Tableau 26: Estimation type énergie de chauffage des logements neufs

	2010 - 2020	2020 - 2030	2030 - 2050
Bois	39%	55%	55%
Fioul	72%	73%	75%
Electricité (effet Joule COP 1)	97%	98%	99%
Electricité (PAC) COP	2,88	3,00	3,50

Tableau 27: Evolution des rendements des systèmes de chauffage (Negawatt 2011)

Les besoins utiles après rénovation sont estimés à : **17 kWh/m2** (avec correction DJU).

Au final la consommation d'énergie des logements neufs en 2050 est estimée à **43MWh/an**.

CONSO ENERGIE	2020	2030	2050
Bois	22 349,97	28 710,01	26 491,52
Electricité (effet Joule COP 1)	2 246,52	4 028,19	0,00
Electricité (PAC)	11 349,60	19 738,13	16 651,81
TOTAL kWh	35946	52476	43143

(b) Synthèse du scénario « tendanciel » résidentiel

Sur la base de ces hypothèses et en les appliquant à la configuration initiale modélisée sur le village des Haies, on obtient le scénario suivant pour le secteur résidentiel:

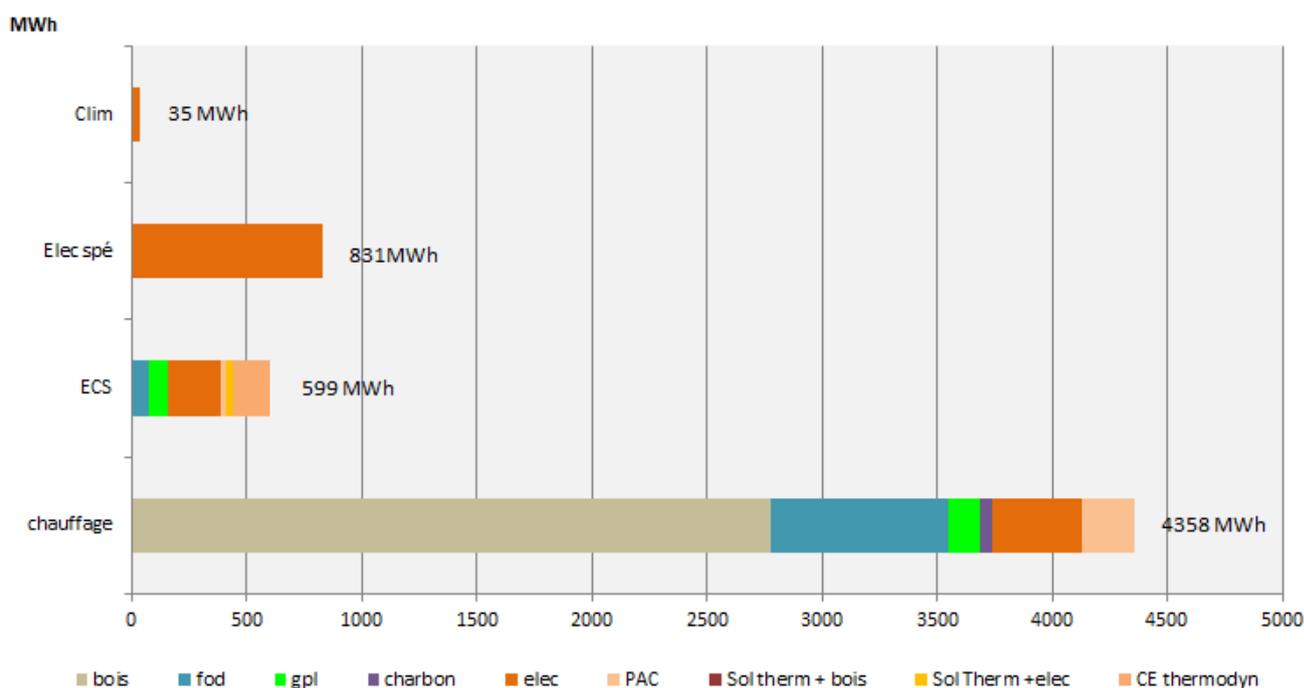


Tableau 28: consommations d'énergie résidentielles par usage en 2050 sur Les Haies (scénario tendanciel)

Ainsi on estime qu'en 2050, dans le scénario tendanciel, les consommations d'électricité pour le secteur résidentiel sur la commune des Haies représentent 1,9 GWh, soit 33% des consommations d'énergie (5,8 GWh) de ce secteur.

II.1.4) Synthèse des scénarios sur Les Haies

La déclinaison d'un scénario prospectif à horizon 2050 pour une maille communale reste un exercice théorique et technique : il ne préjuge pas des choix politiques qui seront faits. Le travail d'appropriation de l'état des lieux et des trajectoires possibles pour atteindre les ambitions d'un territoire TEPOS reste à faire pour mener à des politiques énergétiques locales. Cet exercice théorique a néanmoins pu être mené avec une précision assez fine sur le village des Haies, dans la mesure où de nombreuses données statistiques locales étaient disponibles et où les hypothèses du scénario décliné – le scénario Negawatt – étaient également très précises.

Le scénario « haut » sur Les Haies conclue à une baisse de 33% des consommations d'énergie et de 40% des consommations d'électricité dans le secteur résidentiel. Le fait que cette baisse ne soit pas plus importante est due au fait que, dans les hypothèses utilisées, un bonne partie des bâtiments les plus récents ne sont pas rénovés en 2050, or sur Les Haies, il y a un certain nombre de bâtiments récents, qui sont chauffés avec un système de biomasse peu performant. Le scénario tendanciel prévoit quant à lui, pour le secteur résidentiel, 5% de baisse des consommations d'énergie et une hausse de 20% des consommations d'électricité, de nombreux usages évoluant sur le vecteur électrique. Tous secteurs confondus la baisse des consommations d'énergie est de 5% dans le scénario tendanciel et 25% dans le scénario haut (sachant que les secteurs autres que résidentiels ont été considérés comme constants).

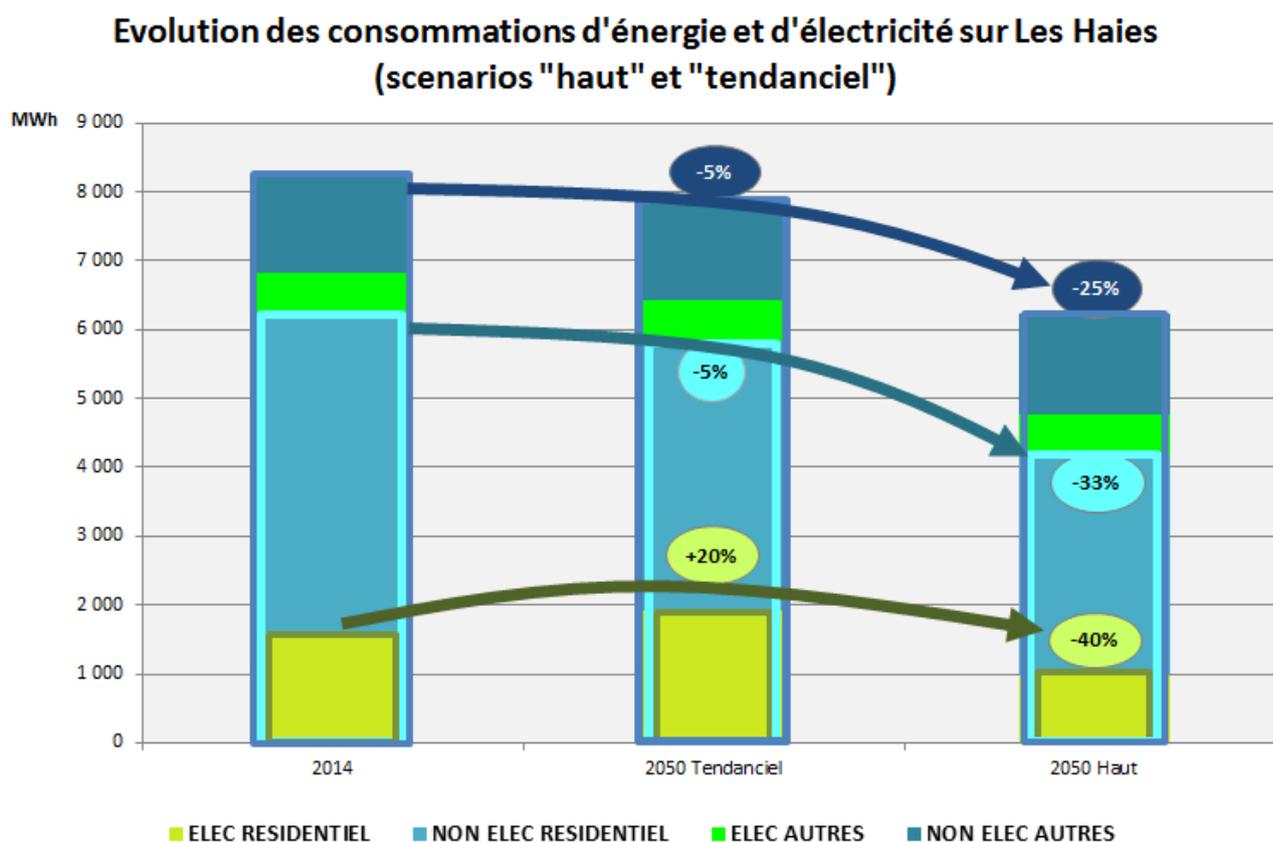


Figure 6 : synthèse des scénarios de consommation d'énergie (Les Haies)

II.2. Scénario à la maille intercommunale

II.2.1) Méthodologie

A l'échelle de l'ancienne communauté de communes de la région de Condrieu, on comptabilise 7647 logements. La consommation annuelle d'énergie est de 600 GWh dont 200 GWh hors transports. La consommation totale d'électricité est de 87 GWh.

Le résidentiel représente 63% (127 GWh) des consommations d'énergie (hors transport) et 58% (50 GWh) des consommations d'électricité.

La méthodologie de scénarisation ne peut pas être la même que sur la commune des Haies, le nombre de données à traiter devenant trop élevé et les hypothèses de départ n'étant plus connues de façon aussi fines.

Une autre méthode est adoptée pour définir les scénarios à horizon 2050, cette fois en partant de données internes à Powerfactory, logiciel interne ENEDIS. Ce logiciel dispose en effet de plusieurs informations sur les clients : activité, type de tarif, puissance souscrite, consommation annuelle. Concernant les clients résidentiels, on se base sur ces informations pour définir de façon simplificatrice la situation initiale des consommateurs du périmètre étudié, en matière de chauffage et d'eau chaude sanitaire.

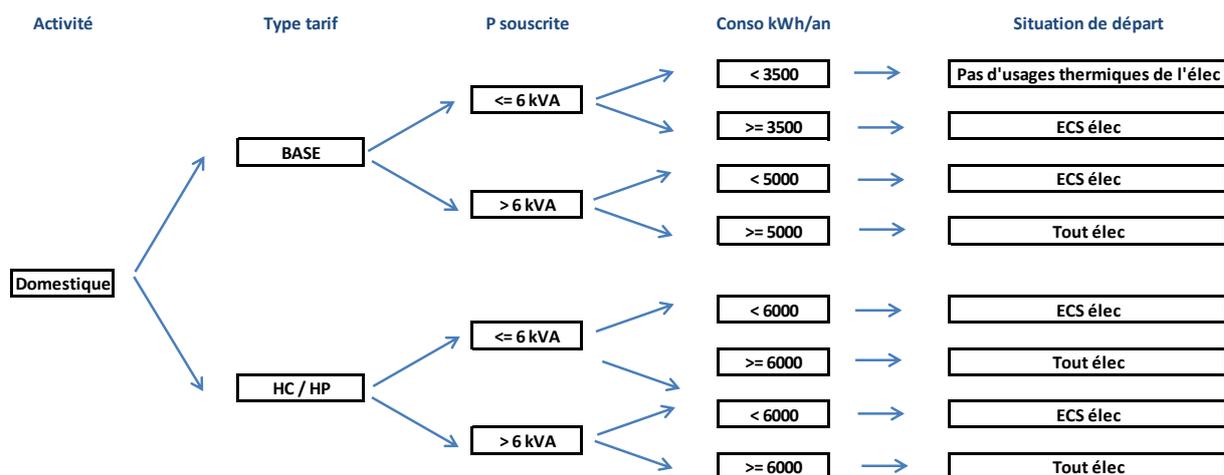


Figure 7: classification simplifiée des usages électriques domestiques sur la CCRC

II.2.2) Scénarios

(a) Evolution des usages électriques

Le scénario « haut » adapte les hypothèses déjà utilisées sur Les Haies (pour le résidentiel) mais à une maille plus large. A partir des différentes catégories de clients identifiés en situation de départ, on définit l'évolution des vecteurs utilisés en 2050 pour le chauffage et l'ECS.

N° situation	Situation initiale	Chauffage 2050	ECS 2050	Répartition
1.A	Tout élec	Autre	électricité	100%
1.B		électricité	électricité	0%
2.A	ECS élec	Autre	électricité	87%
2.B		électricité	électricité	13%
2.C		Autre	Autre	0,2%

3.A	Pas d'élec	électricité	électricité	28%
3.B		Autre	électricité	21%
3.C		Autre	électricité	0%
3.D		Autre	Autre	51%

Tableau 29: évolution des usages dans le scénario "haut"

N° situation	Situation initiale	Chauffage 2050	ECS 2050	Répartition
1.A	Tout élec	Autre	électricité	0%
1.B		électricité	électricité	100%
2.A	ECS élec	Autre	électricité	91%
2.B		électricité	électricité	9%
2.C		Autre	Autre	0%
3.A	Pas d'élec	électricité	électricité	43%
3.B		électricité	Autre	2%
3.C		Autre	électricité	2%
3.D		Autre	Autre	53%

Tableau 30 : évolution des usages dans le scénario "bas"

(b) Evolution des performances

On évalue de façon simplifiée l'évolution des performances en tenant compte

- D'un ratio moyen de rénovation du bâti
- D'un ratio moyen d'évolution des besoins sur le chauffage électrique et l'ECS
- D'un ratio moyen d'évolution de l'électricité spécifique

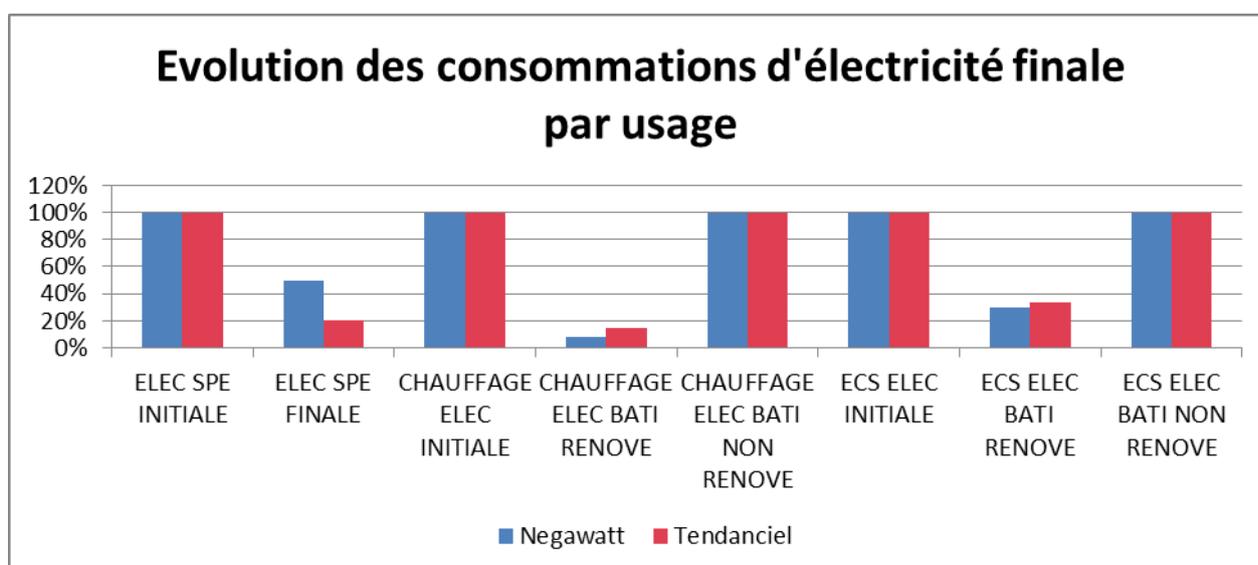


Figure 8 : évolution des consommations électriques tenant compte de l'évolution des performances, à la maille intercommunale

(c) Scenarios

Pour chaque cas de figure (de 1.A à 3.D) on affecte ensuite des courbes de charge type à partir des courbes de charge résidentielles globales.

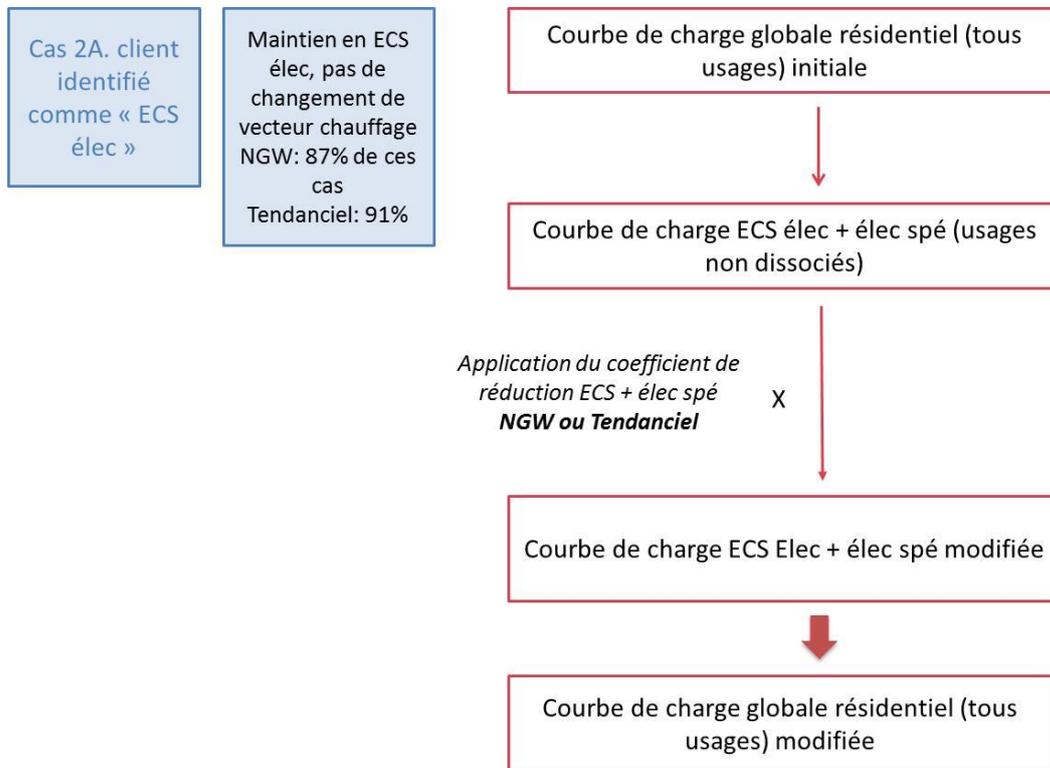
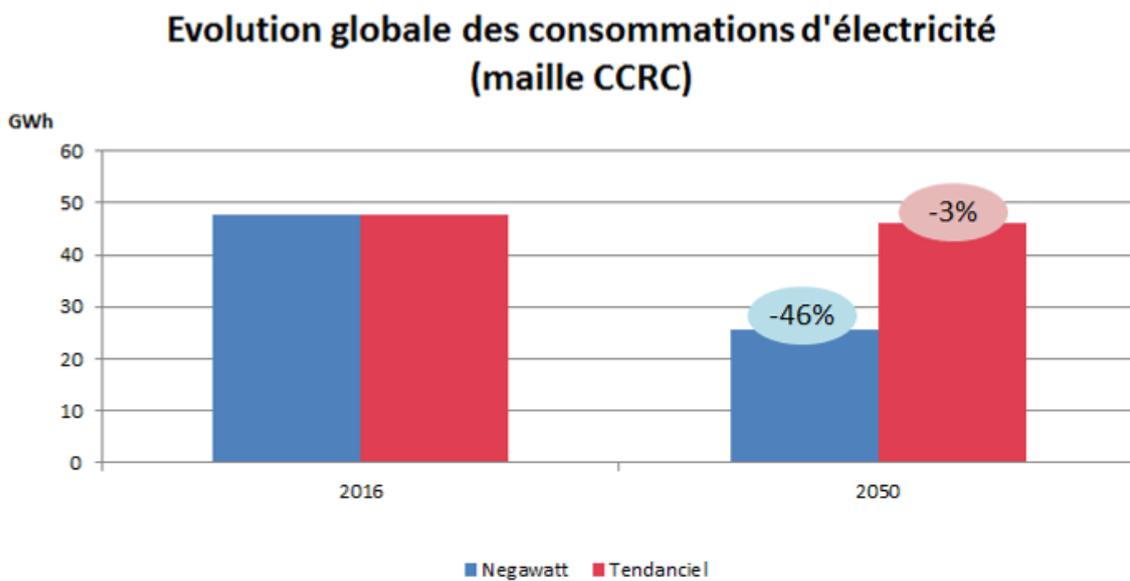


Figure 9 : transformation des courbes de charge dans les scenarios

Le schéma ci-dessous résume l'évolution des consommations résidentielles d'électricité selon les scénarios.



Ainsi on estime qu'en 2050, sur le périmètre CCRC, le scénario « haut » conduit à une baisse de 46% des consommations d'électricité et le scénario tendanciel à une baisse de 3%.

III. Scénarios de mobilité

III.1. Scénario Les Haies

Même si 2 véhicules électriques ont été identifiés sur la commune, on part d'une hypothèse à 0 en matière de mobilité électrique dans la situation initiale du scénario.

Concernant la construction d'un scénario, les données sources et hypothèses utilisées sont les suivantes :

- Transit observé sur la commune (source ATMO Rhône-Alpes)

2014	tep/an	GWh/an	Mkm/an	km/hab
Deux roues	8	0,1	0	609
Poids lourds	1 585	18,4	7	14 454
Véhicules utilitaires légers	286	3,3	4	8 388
Voitures particulières	899	10,5	17	37 449

On fait le choix de considérer que le déploiement des véhicules électriques se fera principalement sur la catégorie « voitures particulières ».

- Evolution des carburants par type de transport (source Negawatt)

Voit. ind. hors urbain	2008	2020	2030	2040	2050
<i>combustibles liquides</i>	100%	96%	61%	16%	10%
<i>GNV / GRV</i>	0%	3%	38%	81%	87%
<i>hybride recharg. (élec / GNV)</i>	0%	1%	1%	3%	3%

Hypothèses Negawatt	2020	2030	2040	2050
Facteur de dégressivité	6%	22%	36%	39%

- Déplacements domicile – travail sur Les haies (source INSEE)

Type déplacement	Nb
actifs travaillant sur la commune:	73
actifs travaillant sur une autre commune :	300
ménages ayant au moins 1 voiture en 2013	283
ménages ayant 2 voitures ou plus en 2013	182

- Longueur moyenne des déplacements

travail sur la commune	5	km (aller) en moyenne
travail sur une autre commune	40	km (aller) en moyenne
autres déplacements	10	km (aller) en moyenne
nombre de jours de travail par an	200	en moyenne

- Autonomie acquise par recharge et par type de borne

Puissance de charge (kW)	2	3,7	7	11	22
Autonomie après 1h de charge en km	10	20	40	75	150

Puissance de charge (kW)	2	3,7	7	11	22
Km possibles après 1 recharge	1,67	3,33	6,67	12,50	25,00

- Evolution du facteur de remplissage des véhicules

2008	2020	2030	2040	2050
1,4	1,55	1,7	1,85	2

- Répartition des recharges des véhicules électriques en transit sur la commune

sur la borne publique	10%	du transit
sur bornes privées	100%	des habitants avec VE

A partir de l'ensemble des données ci-dessus, on peut ainsi estimer

- l'évolution du transit par type de transport et par type de carburant
- le nombre de km effectué par type de déplacement

Enfin on obtient le nombre moyen de recharges par an selon le type de borne et selon la puissance des bornes déployées

Puissance de la borne publique (kVA)	2008	2020	2030	2040	2050
2	0	6292	5736	15814	14628
3,7	0	4876	4876	14628	14628
7	0	2438	2438	7314	7314
11	0	1300	1300	3901	3901
22	0	650	650	1950	1950

Puissance de la borne privée (kVA)	% effectué sur borne privée située sur la commune		Durée de recharge		
3,7	0	39%	300 min	642	1925

III.2. Scenarios à l'échelle intercommunale

La méthodologie utilisée est strictement identique à celle déployée sur les Haies (voir IV.1.)

Elle conduit aux évaluations suivantes :

nb recharges / an selon (borne 3,7 kVA)	2020	2030	2040	2050
	66326	54955	134571	128291

nb recharges / jour selon (borne 3,7 kVA)	2020	2030	2040	2050
	182	151	369	351

IV. Scénarios de production

IV.1. Etude de l'existant

IV.1.1) Méthodologie

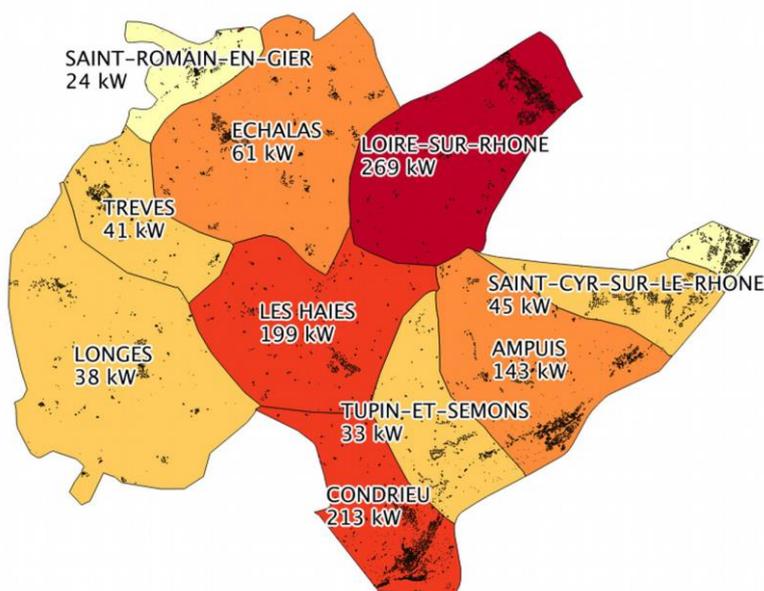
Un recensement communal des installations PV sur la CCRC a été effectué à fin 2014 (nombre et puissance par commune, source : SoES).

IV.1.2) Résultats

La production annuelle fournie par ces installations a été estimée sur la base des hypothèses suivantes :

- ◆ Pente toiture typique : 33 % ou 18°
- ◆ Production moyenne de 1050 kWh/kWc

La carte ci-dessous présente les puissances PV cumulées en kWc raccordées par commune à fin 2014. Plus la couleur est foncée, plus la commune possède de puissance PV installée. Pour la commune des Haies une puissance de 209 kWc a été prise en compte pour la suite de la scénarisation (nouvelle installation ayant conduit à une mise à jour de la puissance).



EXISTANT	Toitures PV
Nombre	187
Puissance	1.09 MWc
Production	1.1 GWh/an

Figure 10 : Recensement de la puissance PV en service par commune sur la CCRC

IV.2. Etude du gisement solaire

IV.2.1) Données

Les données SIG suivantes ont été mises à la disposition d'Hespul par le PNR du Pilat dans le cadre de la mission :

- BDTOPO de l'IGN (.shp)
- Ensemble des dalles de la BDORTHO de l'IGN (.jp2)
- Atlas des patrimoines

Les données météo proviennent de la base de données PVGIS du *Joint Research Center* de la communauté européenne.

La communauté de communes de la Région de Condrieu se trouvant dans le PNR du Pilat, la possibilité d'implanter des parcs PV au sol a été écartée pour des questions paysagères. Toutefois, l'implantation d'ombrières de parking a été envisagée.

IV.2.2) Méthodologie

(a) Description

La détermination du potentiel photovoltaïque a été réalisée à partir d'un travail cartographique croisant le bâti d'une part et le gisement solaire d'autre part (données météo locales). L'intérêt est de traiter de façon automatique l'ensemble des toitures d'un territoire.

Toutefois, lorsque les données d'entrée ne comprennent pas d'indications fiables sur la hauteur des bâtiments, comme c'est le cas pour la BDTOPO, il n'est pas possible de prendre en compte les ombrages proches (d'un bâtiment sur l'autre ou provenant de la végétation environnante). De la même manière, ni l'inclinaison des toitures, ni leur orientation, ni leur degré d'encombrement ne peuvent être déterminés de façon exacte. En effet, l'emplacement du faîtage et sa hauteur relative par rapport à celle de l'égout et celui d'éventuels éléments de toitures (cheminées, fenêtres...) ne sont pas connus. Pour cela, il faudrait disposer de données 3D ou renseigner la base de données manuellement à partir de caractéristiques observées sur le terrain et/ou relevées sur des photos satellites.

Un jeu d'hypothèses, explicitées dans le corps du rapport, permet de passer de ces données brutes à la détermination d'un potentiel PV par toiture. Comme expliqué précédemment, les données d'entrée en 2D ne permettent qu'une première approximation et ne sont à appréhender qu'à la maille communale. Cet outil ne remplace pas une analyse d'opportunité faite sur le terrain.

Le rendu final comprend les données de potentiel PV par bâtiment/parking sous format shape (Lambert 93).

Plus de détail sur la méthodologie utilisée est donné en Annexe 2(A) Modélisation des courbes de production.

(b) Estimation des surfaces de panneaux photovoltaïques

- Toitures

L'emprise des bâtiments provient des couches BATI de la BDTOPO. Les bâtiments dont l'emprise au sol est inférieure à 25 m² ont été écartés.

Gammes de puissances potentielles	< 100 kWc	100 – 250 kWc	> 250 kWc
Surface bâtie	bâti < 1500 m2	1500 < bâti < 2500m2	bâti > 2500 m2
Surface exploitable	50 % surface bâtie	70 % surface bâtie	Surface bâtie
Surface PV	70 % surface exploitable si toit plat 80 % surface exploitable si toit incliné		

Tableau 31 : Hypothèses de détermination des surfaces PV en toiture

Ces ratios reposent sur l'idée que :

- les bâtiments de surface au sol inférieure à 1500 m² présentent des toitures bi-pentes dont un seul pan est tourné vers le sud de manière plus ou moins marquée, le faitage étant dans le sens de la plus grande longueur ;
- les bâtiments de surface au sol comprise entre 1500 et 2500 m² comprennent du logement collectif et du tertiaire de 3 à 5 étages, souvent avec toiture-terrasse ;
- les bâtiments de surface au sol supérieure à 2500 m² sont des entrepôts avec toiture quasi-plate et très peu encombrée, ce qui permet de maximiser la surface équipée de photovoltaïque.

■ Ombrières

L'emprise des parkings provient de la couche SURFACE_ROUTE de la BDTOPO. Nota : cette couche n'est pas exhaustive, d'autres parkings existent et ne sont pas recensés.

Emprise au sol parking	3 500 m ²
Nombre de places VL	150
Surface équipable PV	2 000 m ²

Tableau 32 : Correspondance entre emprise foncière d'un parking et surface de panneaux PV

(c) Estimation de l'inclinaison des toitures ou des ombrières par rapport à l'horizontale

	Toitures	Ombrières
Inclinaison / Horizontale Valeurs par défaut	18° ou 33 % d'après l'architecte conseil du PNR 0° si emprise au sol > 1500 m ²	0°

Tableau 33: Hypothèses d'inclinaison du champ PV

(d) Estimation de l'orientation des toitures ou des ombrières par rapport au sud

	Toitures	Ombrières
Orientation / Sud Sud = 0° et Est = -90°	On suppose que la toiture est à deux pans et que le faitage est dans le sens de la plus grande longueur (ceci correspond au bâti traditionnel comme l'a confirmé l'architecte du parc). L'orientation choisie correspond au pan sud supposé.	0°

Tableau 34 : Hypothèses d'orientation du champ PV

(e) Estimation de la puissance photovoltaïque

	Toitures et ombrières
Puissance PV	140 W/m ² * surface PV

Tableau 35 : Hypothèses de dimensionnement PV en toiture

Pour le calcul de la puissance, il est supposé l'installation de modules photovoltaïques standards au silicium cristallin, de rendement 14 %, technologie représentative du marché actuel.

(f) Estimation de la production photovoltaïque

Pour le calcul de la production photovoltaïque, nous avons utilisé les données d'irradiation horizontale issues de l'outil PVGIS, auxquelles nous avons appliqué un coefficient afin de la transposer dans le plan du toit. Ce coefficient est fonction de la pente du toit et de la classe d'orientation (5 classes d'orientation d'est à sud ou de ouest à sud).

La production est ensuite calculée selon la formule suivante :

$$\text{Productible annuel (kWh/an)} = 0,80 * \text{Puissance en kWc} * H0 (\text{kWh/m}^2.\text{an}) * \text{coeff}$$

avec par exemple coeff = 1,075 entre la production à plat et inclinée de 10° sud (ventilé)

Les pertes de production dues aux ombrages proches comme la végétation et l'environnement bâti **ne sont pas comptabilisées**, celles dues aux ombrages projetés par le relief naturel le sont.

(g) Prise en compte de la protection patrimoniale

La protection des abords de monuments historiques classés ou inscrits a été modifiée par la loi n°2016-925 relative du 7 juillet 2016 relative à la liberté de création, à l'architecture et au patrimoine. Elle a le caractère de servitude d'utilité publique et « s'applique à tout immeuble, bâti ou non bâti, situé dans un périmètre délimité par l'autorité administrative dans les conditions fixées à l'article L. 621-31 » ou par défaut, « à tout immeuble, bâti ou non bâti, visible du monument historique ou visible en même temps que lui et situé à moins de cinq cents mètres de celui-ci ». « Les travaux susceptibles de modifier l'aspect extérieur d'un immeuble, bâti ou non bâti, protégé au titre des abords sont soumis à une autorisation préalable », constituée par l'accord de l'architecte des Bâtiments de France, éventuellement assorti de prescriptions motivées.

D'après les informations transmises par le PNR, le PV serait interdit dans les périmètres de protection des monuments historiques, qui concernent les communes d'Ampuis, de Condrieu, de Saint Romain-en-Gier, de Sainte Colombe et de Trèves.

IV.2.3) Résultats sur la Communauté de communes de la Région de Condrieu

Le potentiel PV brut sur la CCRC s'élève à environ 111 MWc produisant potentiellement 129 GWh/an. Il est situé principalement en toitures (84% des 10175 bâtiments sont considérés comme pouvant être équipés).

GISEMENT brut	Toitures PV	Ombrières PV
Nombre	8 622 sur 10 175 bâtiments existants	14
Puissance	92 MWc	19 MWc
Production	106 GWh/an	23 GWh/an

Figure 11: potentiel photovoltaïque brut évalué sur la CCRC

Le gisement est relativement diffus:

- environ 30% du gisement en puissance est composée de toitures de type maisons individuelles de 9kWc et moins (6051 bâtiments),
- un gisement équivalent sur des toitures moyennes de moins de 500 m² (petit tertiaire, copropriétés, bâtiments publics, ...) (2354 bâtiments)
- un gisement faible, 12% du total, en grandes toitures (500 à 3500 m²) (189 bâtiments)
- un gisement conséquent, 30%, en ombrières de parking (14 parkings identifiés).

On estime le nombre de bâtiments publics pouvant être équipés de PV à 71. Ceci représente un gisement brut de 2 MWc pour une puissance moyenne de 30 kWc par système. Si l'on déduit les 23 bâtiments situés dans le périmètre de protection d'un monument historique, le gisement restant est de 1,3 MWc sur une cinquantaine de bâtiments.

GISEMENT Brut TOIT / SOL	P ≤ 9kWc	36kWc ≥ P > 9kWc	100kWc ≥ P > 36kWc	250kWc > P > 100 kWc	P > 250 kWc
Nombre	6051 bât. / 70%	2354 bât. / 27%	162 bât.	27 bât. 4 parking	28 bât. 10 parking
Puissance	31,5 MWc 28 %	33,6 MWc 30 %	8,5 MWc 8 %	3,6 MWc 0,6 MWc 3,5 %	14,5 MWc 19 MWc 30 %
Production	36,8 GWh/an	39,3 GWh/an	10 GWh/an	4 GWh/an 0,8 GWh/an	15,9 GWh/an 22,3 GWh/an

Figure 12 : potentiel PV brut en ombrières et toiture, par classe de puissance

Le gisement en ombrières de parking reste à affiner pour évaluer le gisement net. Ce gisement est localisé le long de la Vallée du Rhône (voir figure ci-dessous). L'utilisation de ces surfaces nécessite une mobilisation des entreprises et propriétaires fonciers (ex: appel des 30 sur le territoire du Grand Lyon).

Des études structure sont nécessaires pour affiner le gisement réellement mobilisable sur les très grandes toitures.

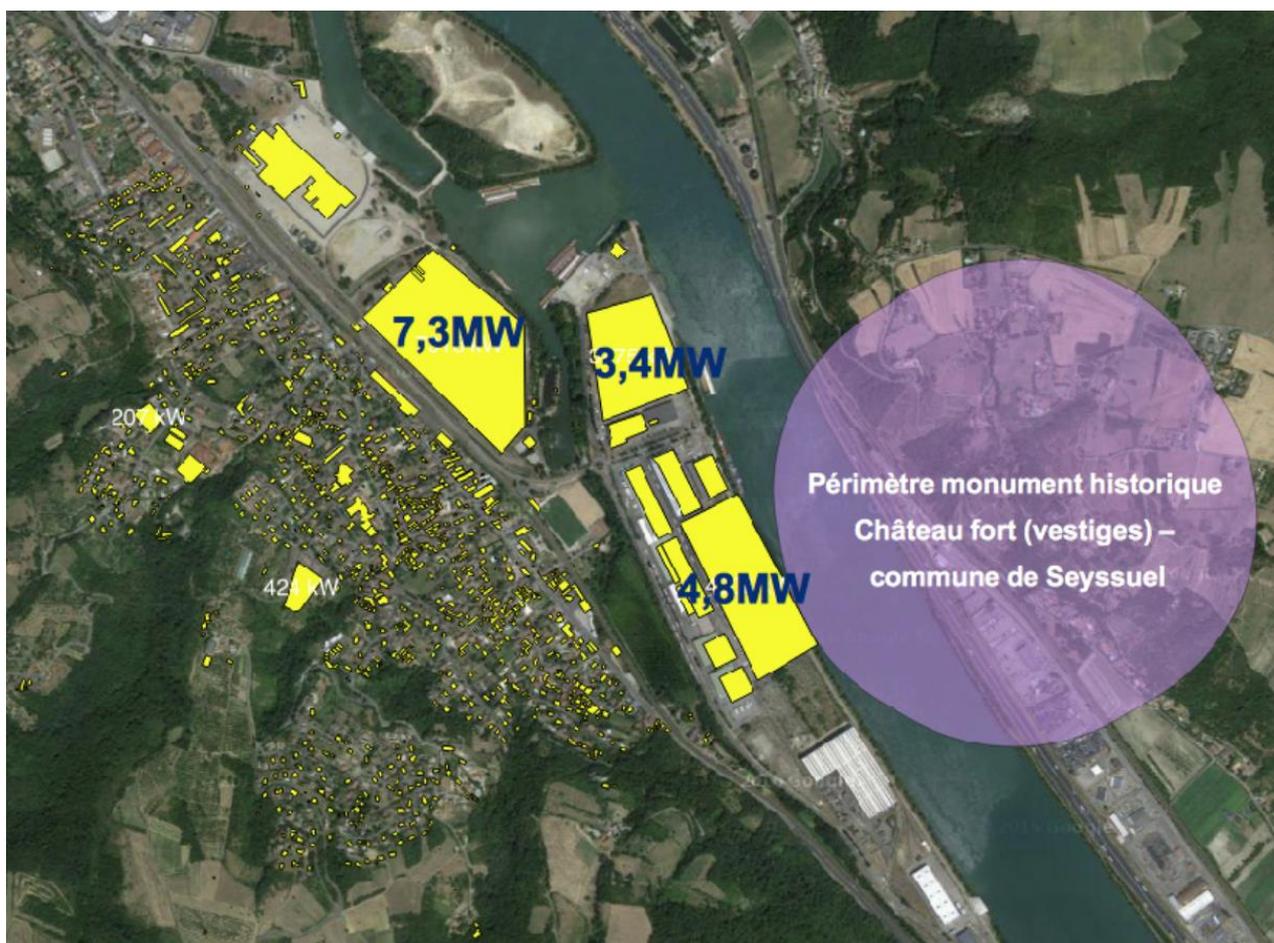


Figure 13 : Vue de Loire-sur-Rhône avec identification des surfaces importantes de l'usine en partie en friche qui offre de grandes surfaces pouvant accueillir des ombrières de parking ou un parc au sol.

Environ une toiture sur deux est orientée entre Sud-Ouest et Sud-Est, orientation idéale pour la production solaire (production moyenne de 1200kWh/kWc sur la CCRC pour ces orientations). Les toitures orientées Sud-Ouest à Ouest et Sud-Est à Est sont tout de même intéressantes, avec un productible d'environ 1080kWh/kWc.

Calcul sur gisement brut	Production moyenne (kWh/kWc)	Puissance	Nb toits PV	% gisement en puissance
Total brut	1 166	92 MWc	8 622	100 %
SE à SO	1 204	42,5 MWc	3 987	45 %
Est/Ouest ± 5° pan nord non équipé	1082	3,5 MWc	433	4 %

Figure 14 : déclinaison du potentiel PV brut par orientation

Si l'on retire tous les toits et parkings situés dans les périmètres de protection des monuments historiques, le potentiel brut est réduit de 20 %.

	Puissance	Nombre de toits PV	% en puissance
Sans protection	92 MWc	8622	
Avec protection AMPUIS	19, MWc 5,6 – 30%	1899 toits PV 426	20%

CONDRIEU	7.6 – 40%	835	
ST ROMAIN EN GIER	2,3	211	
STE COLOMBE	30,5	381	
TREVES	0.4	46	

Figure 15 : Gisement PV brut avec et sans protection patrimoniale

IV.2.4) Résultats sur Les Haies

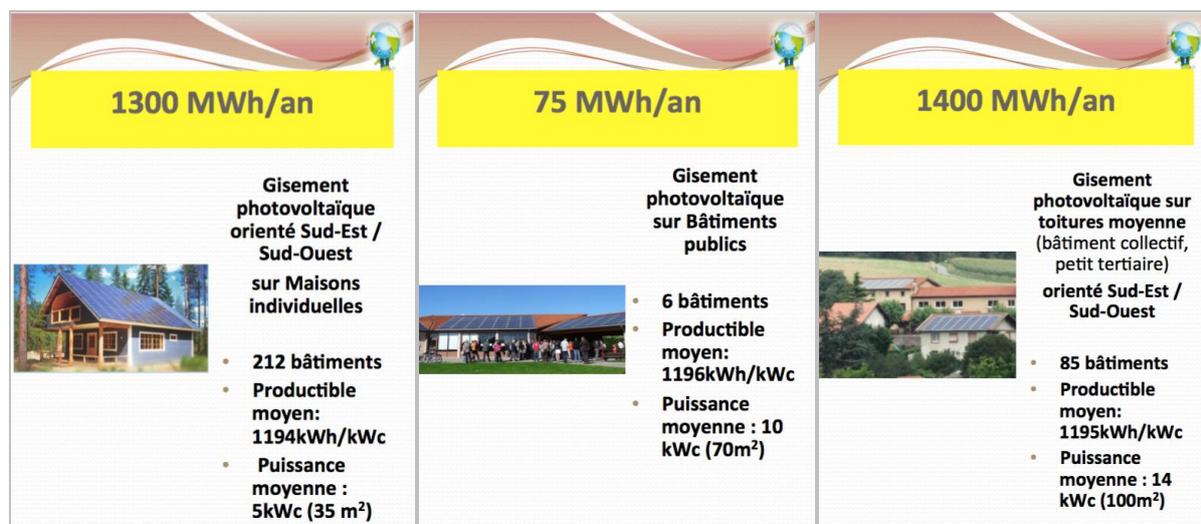
Le gisement photovoltaïque brut sur les Haies est estimé à 5MWc, 100% en toitures, réparti sur 577 bâtiments (sur un total de 633 bâtiments). La production équivalente est de environ 5.5 GWh/an soit environ le double des consommations électriques actuelles du village.

Le gisement très diffus:

- environ 2MWc est composée de toitures de type maisons individuelles de 9kWc et moins (400 bâtiments),
- environ 2,5MWc sur des toitures moyennes de moins de 500 m² (petit tertiaire, copropriétés, bâtiments publics, ...) (168 bâtiments)

Le gisement photovoltaïque brut sur les bâtiments publics des Haies est estimé à 62kWc sur 7 bâtiments.

Les cartes ci-dessous représentent ces gisements d'une manière différente.



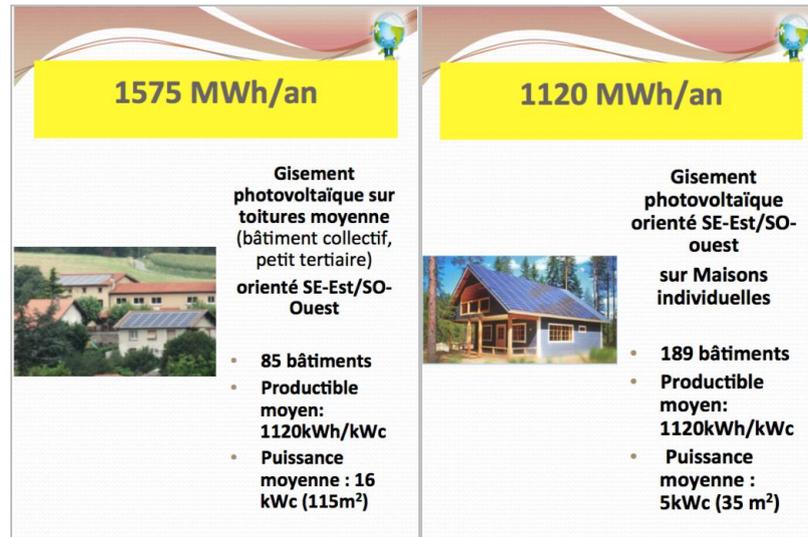


Figure 16 : gisement PV sur la commune des Haies

Le gisement photovoltaïque en toitures est très conséquent et n'est pas le facteur limitant pour atteindre un haut taux de couverture de la consommation par les EnR et il est largement supérieur à la puissance nominale des ouvrages (à titre d'illustration le gisement est estimé à 570kWc si on couvrait toutes les toitures du poste Ecoles dont la puissance fait 250kVA).

IV.3. Scénarios de production

IV.3.1) Description

Les scénarios dans le projet SMAP ont été développés dans l'objectif de permettre de caractériser plusieurs solutions techniques permettant d'augmenter la capacité d'accueil du réseau basse tension pour la production, c'est-à-dire de raccorder plus de production à coût de travaux de renforcement du réseau équivalent, dans des contextes différents de consommation et production d'électricité.

Les scénarios sont basés sur des notions concrètes liées aux possibilités à la fois de sobriété et d'efficacité énergétique et de développement de la production renouvelable. Néanmoins, les collectivités locales des territoires concernés n'ayant pas adopté, au moment de la conception des scénarios, de trajectoires claires sur ces deux aspects, les scénarios représentent des futures possibles et non les trajectoires officielles des territoires concernés. Néanmoins, ils peuvent permettre de les alimenter.

L'exercice de scénarisation présenté ici comporte plusieurs limites. La principale d'entre elles est que la scénarisation n'a été faite que sur le secteur de l'électricité. Or, le fait que les objectifs de la loi de transition énergétiques sont exprimés en réduction de la consommation finale d'énergie traduit bien le fait que le secteur énergétique doit être pensé dans sa globalité, en tenant compte en particulier des transferts et de la synergie entre vecteurs énergétiques (gaz-électricité-chaleur-...), des conséquences sur le secteur agricole et inversement des évolutions de celui-ci sur le secteur énergétique.

Les scénarios présentés ci-dessous doivent donc être regardés avec toutes les précautions préalablement citées.

Différentes approches de scénarisation de la consommation ont été adoptées selon les échelles pour des questions de méthode et de reproductibilité. L'approche de scénarisation de la production est essentiellement la même d'une échelle à l'autre.

IV.3.2) Hypothèses de scénarisation

Les scénarios de développement de la production sont basés sur d'une part sur les objectifs politiques du TEPOS pour le scénario haut et sur une projection suivant la tendance observée depuis 2005 sur le territoire pour le scénario de type tendanciel, et d'autre part, sur la capacité de réalisation en fonction des contraintes et des maîtres d'ouvrages potentiels.

Les contraintes sont les éléments les plus structurants pour le développement des installations photovoltaïques. Elles ont été évaluées qualitativement à l'instant t et à un horizon 2030 - 2050 :

- **Périmètre de 500 mètres autour des monuments historiques** : il est actuellement difficile de convaincre les architectes des bâtiments de France d'accepter la réalisation d'installations PV sur des bâtiments dans ce périmètre. Cependant, on peut raisonnablement penser que dans 10 ans l'évolution des métiers aura permis d'assouplir cette contrainte.
- **Seuil de puissance** : trois grandes catégories d'installations se dégagent actuellement du fait de la structure tarifaire (tarifs d'achat, appels d'offres et tarif d'utilisation des réseaux) : 3 à 9kWc (résidentiel), 36kWc (résidentiel collectif, petit tertiaire), 80-100kWc (toitures commerciales, semi-industrielles, équipements publics). Les toitures de 36kW ont un modèle économique particulièrement contraint. Les toitures de 3 à 9kWc sont développées par des particuliers, maîtres d'ouvrages moins regardants sur le temps de retour sur investissement. Les toitures de 80-100kWc sont les plus intéressantes pour des développeurs. Ces seuils sont fortement sujets à évolution puisqu'ils sont principalement le résultat de la structure tarifaire actuelle. On estime que dans un développement massif du photovoltaïque (2030-2050), les toitures de moyenne et grande puissance seront fortement mobilisées pour atteindre rapidement de gros volumes.
- **Productible et orientation** : les conditions de rentabilité actuelles sont très sensibles au niveau de productible et il est logique de privilégier les toitures les mieux orientées (de Sud-Est à Sud-Ouest : 1200kWh/kWc en moyenne sur les Haies). Néanmoins, l'évolution de la compétitivité du PV laisse penser que les installations moins productives (Sud-Est à Est et Sud-Ouest à Ouest : 1120kWh/kWc) pourront être développées à partir de 2030.
- **Propriété** : les collectivités planificatrices du développement des EnR n'ont peu¹ ou pas de moyens d'obliger l'équipement des toitures en solaire photovoltaïque. Par contre, la collectivité peut contrôler le développement du photovoltaïque sur son patrimoine. Ces toitures peuvent être développées en propre ou via l'investissement citoyen (ici, la centrale villageoise de la région de Condrieu).

Pour ne pas faire doublon avec l'analyse réseau, le critère des coûts de travaux nécessaires au raccordement des installations photovoltaïques en fonction de leur localisation sur le réseau n'a pas été considéré.

Le cadastre solaire sert de base à l'analyse : il permet d'identifier le gisement photovoltaïque dans différentes catégories ou configurations : productible, propriété publique ou privée, dans et hors périmètre monuments historiques, etc.

¹ Le plan local d'urbanisme peut inclure des obligations en termes d'installations d'EnR dans les bâtiments neufs (par exemple, la Métropole de Grenoble a inscrit à son PLU un seuil minimum de 20 kWh d'EnR/m² d'emprise au sol pour de l'habitation, et 40 kWh/m² d'emprise au sol pour tertiaire et commercial.

(a) Scénario haut

Ce scénario s'inspire à la fois des objectifs de la loi de Transition énergétique², des objectifs du TEPOS St-Etienne Métropole – PNR du Pilat³, ainsi que du scénario haut négaWatt 2011⁴. L'expression de ces objectifs en termes d'énergie et non d'électricité a obligé une interprétation.

Les objectifs de la loi de Transition énergétique pris en compte sont extraits de son Article 1er :

- ❖ « De réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030. »
- ❖ « De porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 ; à cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz »

Les objectifs du TEPOS St-Etienne Métropole – PNR du Pilat pris en compte sont :

- ❖ « de diviser par deux les consommations énergétiques de l'ensemble des secteurs. Des efforts plus conséquents sont attendus pour le résidentiel, soit une baisse potentielle de 60% des consommations »
- ❖ « viser une production d'énergies renouvelables égale à 70% de la consommation en 2050».

Bien que ces objectifs se réfèrent à l'énergie et non pas à l'électricité, ils ont été pris comme tels pour l'électricité dans les scénarios, faute d'une modélisation multi-vecteurs.

Quant au scénario Négawatt, il intervient dans le scénario de consommation « haut » à l'échelle des Haies qui se base sur ses hypothèses très détaillées en termes de rénovation du parc bâti et de répartition des vecteurs énergétiques pour les usages thermiques.

(b) Scénario tendanciel

A l'échelle communale, le scénario tendanciel est pour sa part basé, comme son nom l'indique, sur extrapolation des données de production depuis le début du développement de la production décentralisée: les données Oreges de 2004 à 2014 ont été utilisées. En effet, une extrapolation sur les dernières années uniquement pourrait être critiquable puisque l'augmentation observée sur 2012 à 2014 est liée au développement d'une grappe de toitures par la centrale villageoise sur la commune.

A l'échelle de la CCRC, le scénario tendanciel tient compte du fait que le cadre posé par la loi de transition énergétique est maintenu mais qu'il y a un retard important sur l'atteinte des objectifs : les 40% de couverture EnR des consommations sont atteints en 2050 (plutôt qu'en 2030) et la baisse de 50% des consommations d'énergie par rapport à 2012 est atteinte en 2070 (plutôt qu'en 2050).

² LOI no 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

³ Les objectifs pris en compte sont issus du dossier de candidature à l'Appel à Manifestation d'intérêt TEPOS Ademe – Région Rhône-Alpes en novembre 2014.

⁴ Les documents décrivant le scénario sont disponibles en téléchargement sur le site de l'association : <https://negawatt.org/Rapport-technique-du-scenario-negaWatt-2011-2050-189>

IV.3.3) Résultats sur la commune des Haies

Les scénarios élaborés à l'échelle des Haies doivent être considérés avec précaution et plutôt pour leur plus-value en tant que scénarios encadrants. En effet, la démarche de territorialisation de scénarios nationaux, comme le scénario négaWatt, est un processus long et complexe et qui devrait normalement se faire à une échelle plus grande qu'une seule commune d'autant plus que les objectifs TEPCV sont eux à l'échelle PNR Pilat et St-Etienne Métropole. La territorialisation à une échelle un peu plus importante permet d'avoir une synergie entre zones plus ou moins productives, plus ou moins consommatrices, et ayant différents ressources pour produire des énergies renouvelables.

Dans l'objectif de tester des scénarios encadrants, le taux de couverture des consommations finales d'électricité par la production photovoltaïque a été poussé bien au-delà des 70% de couverture en énergie promus par les objectifs TEPCV pour le scénario ambitieux et bien en-deçà pour le scénario tendanciel.

Les particularités suivantes sont à prendre en compte sur les Haies :

- La commune n'a pas de monuments historiques et donc n'est pas soumise aux contraintes ABF (Architectes des Bâtiments de France) qui peuvent empêcher le développement d'installations photovoltaïques dans un périmètre de 500 mètres autour des monuments historiques.
- La commune ne dispose pas de très grandes toitures. Ses bâtiments sont de taille modeste, avec une puissance maximale installable de 70kWc (environ 500 mètres carrés de panneaux solaires).
- La commune ne dispose pas de parkings ou autre zones artificialisées conséquentes sur lesquelles une installation photovoltaïque pourrait être réalisée.

Par ailleurs, la méthodologie n'a pas évalué le gisement attendu sur les constructions neuves à venir. A horizon 2030, on estime la création de 32 nouveaux logements ; et 72 au total à horizon 2050 par rapport à 2014. S'il s'agit de petits bâtiments collectif d'habitation, on peut s'attendre à un gisement d'environ 150kWc en plus, ce qui est relativement faible au regard du gisement sur toitures existantes (5MWc).

(a) Scénario « haut »

Dans le scénario de développement du photovoltaïque ambitieux sur la commune des Haies, on applique les mesures suivantes au global (voir aussi tableau ci-dessous):

- Parmi les 212 bâtiments bien orientés (Sud-Est à Sud-Ouest) où l'on peut installer maximum 60 m² de panneaux photovoltaïques, un peu plus d'une toiture sur deux est équipée à horizon 2050, par des propriétaires occupants ou via le tiers investissement de la centrale villageoise (*lignes 1 et 3 du tableau*) : environ 118 bâtiments pour un total d'environ 590kWc.
- Pour montrer l'exemple sur la commune, 5 des 6 bâtiments publics sont équipés dès 2030 (*ligne 2*) : 53kWc.
- Sur les 85 bâtiments collectif d'habitation et petit tertiaire bien orientés (Sud-Est à Sud-Ouest), où l'on peut installer en moyenne 100 m² de panneaux photovoltaïques, 35 toitures sont équipées (*lignes 4, 5, 6*) : 490kWc.

- ◆ A partir de 2030, des bâtiments moins bien orientés (productible inférieur de 7% à l'orientation plein sud) sont également équipés :
 - ◆ 9 des 84 bâtiments collectif d'habitation et petit tertiaire avec une puissance moyenne de 16kWc (115 m²) (ligne 7) : 140kWc.
 - ◆ 38 sur 189 petits bâtiments (maisons individuelles et autres) avec une puissance moyenne de 5kWc (35 m²) (ligne 8) : 200kWc.

Action	Gisement concerné (GWh/an)	Pourcentage de réalisation à chaque horizon de temps		
		2020	2030	2050
1. Développement prioritaire du gisement inférieur à 9kWc bien orienté (Sud-Est à Sud-Ouest)	1,256	5%	25%	50%
2. Equipement des bâtiments publics hors zone monuments historiques (MH) (développement maîtrisé)	0,075	50%	85%	85%
3. Priorisation toitures de puissance inférieure à 9kWc orientées plein sud (Sud +/- 10°) d'ici 2020 par la centrale villageoise (développement maîtrisé)	0,26	5%	20%	30%
4. Priorisation toitures 9-100 orientées sud (SE à SO) d'ici 2030 pour la centrale villageoise	1,41	3%	10%	25%
5. Développement aléatoire sur toitures moyennes dans le secteur tertiaire 36-100 sud (SE à SO)	0,0577	100%	100%	100%
6. Développement aléatoire sur toitures moyennes 9-36 sud (SE à SO)	1,354	3%	10%	15%
7. Développement aléatoire sur toitures moyennes 9-100 moins optimal (E à SE / O à SO)	1,575	0%	5%	10%
8. Développement aléatoire du gisement inférieur à 9kWc (E à SE / O à SO)	1,1186	1%	10%	20%

Tableau 36. Axes de développement du photovoltaïque sur la commune des Haies (scénario « haut »)

Au global, ce sont 1,4MWc de photovoltaïque qui sont installés sur la commune entre 2014 et 2050. A horizon 2050, en tenant compte des baisses de consommation simulées pour ce même scénario, le photovoltaïque en basse tension couvre plus de 110% des consommations électriques, pour environ un tiers du gisement photovoltaïque mobilisé. Il est donc possible d'aller encore plus loin en termes de déploiement si nécessaire, d'autant que l'on a vu qu'une partie du gisement bien ensoleillé est encore accessible.

	2020	2030	2050
Production ajoutée par rapport à 2014 (0,209) (GWh/an)	0,265	0,955	1,765
Consommation électrique tous secteurs (GWh)	2,2	2,09	1,6
Taux de couverture de la consommation par la production photovoltaïque (%)	22%	58%	123%

Utilisation du gisement (% du gisement brut sur la commune – 5,5GWh/an)	9%	22%	37%
Couverture des consommations 2014	22%	53%	90%

Tableau 37. Production ajoutée dans le scénario haut et taux de couverture à horizons 2020, 2030 et 2050

(b) Scénario tendanciel

Une extrapolation des données de production entre 2004 à 2014 (voir données de 2010 à 2014 dans le tableau ci-dessous) permettent de proposer des données de production tendancielle de l'ordre de 205MWh à 2030 et 852MWh à 2050, soit respectivement 21 et 36% de couverture de la consommation électrique de la commune en 2014.

	2010	2011	2012	2013	2014
Production PV (MWh/an)	29,4	35,7	118,5	129,5	209,0

Tableau 38. Données OREGES sur la production photovoltaïque annuelle sur la commune des Haies

	2010	2020	2030	2050
Production PV (GWh/an)	0,0	0,26528	0,46092	0,8522

Tableau 39. Extrapolation des données de production pour obtenir un scénario tendanciel sur la commune des Haies

Dans le scénario de développement du photovoltaïque tendanciel sur la commune des Haies, le photovoltaïque se développe sans grandes incitations selon les axes suivants (voir aussi tableau ci-dessous):

- ◆ Parmi les 212 bâtiments bien orientés (Sud-Est à Sud-Ouest) où l'on peut installer maximum 60 m² de panneaux photovoltaïques, un peu plus d'une toiture sur deux est équipée à horizon 2050, par des propriétaires occupants ou via le tiers investissement de la centrale villageoise (*lignes 1 et 3 du tableau*) : environ 25 bâtiments pour un total d'environ 126kWc.
- ◆ Pour montrer l'exemple sur la commune, 3 des 6 bâtiments publics sont équipés à terme en 2050 (*ligne 2*) : 30kWc.
- ◆ Sur les 85 bâtiments collectif d'habitation et petit tertiaire bien orientés (Sud-Est à Sud-Ouest), où l'on peut installer en moyenne 100 m² de panneaux photovoltaïques, 16 toitures sont équipées (*lignes 4, 5, 6*) : 231kWc.
- ◆ A partir de 2030, des bâtiments moins bien orientés (productible inférieur de 7% à l'orientation plein sud) sont également équipés :
 - ◆ 4 des 84 bâtiments collectif d'habitation et petit tertiaire avec une puissance moyenne de 16kWc (115 m²) (*ligne 7*) : 70kWc.
 - ◆ 20 sur 189 petits bâtiments (maisons individuelles et autres) avec une puissance moyenne de 5kWc (35 m²) (*ligne 8*) : 100kWc.

Action	Gisement concerné (GWh/an)	Pourcentage de réalisation à chaque horizon de temps		
		2020	2030	2050
1. Développement prioritaire du gisement inférieur à 9kWc bien orienté (Sud-Est à Sud-Ouest)	1,256	2%	5%	10%
2. Equipement des bâtiments publics hors zone monuments historiques (MH) (développement maîtrisé)	0,075	5%	25%	50%
3. Priorisation toitures de puissance inférieure à 9kWc orientées plein sud (Sud +/-10°) d'ici 2020 par la centrale villageoise (développement maîtrisé)	0,26	2%	5%	10%
4. Priorisation toitures 9-100 orientées sud (SE à SO) d'ici 2030 pour la centrale villageoise	1,41	1%	5%	10%
5. Développement aléatoire sur toitures moyennes dans le secteur tertiaire 36-100 sud (SE à SO)	0,0577	0%	0%	0%
6. Développement aléatoire sur toitures moyennes 9-36 sud (SE à SO)	1,354	0%	5%	10%
7. Développement aléatoire sur toitures moyennes 9-100 moins optimal (E à SE / O à SO)	1,575	0%	0%	5%
8. Développement aléatoire du gisement inférieur à 9kWc (E à SE / O à SO)	1,1186	0%	5%	10%

Tableau 40. Axes de développement du photovoltaïque sur la commune des Haies (scénario tendanciel)

Au global, ce sont 557kWc qui sont installés sur la commune entre 2014 et 2050. A horizon 2050, en tenant compte des baisses de consommation simulées pour ce même scénario, le photovoltaïque en basse tension couvre plus de 38% des consommations électriques, pour environ 16% du gisement photovoltaïque mobilisé.

	2020	2030	2050
Production ajoutée par rapport à 2014 (0,209) (GWh/an)	0,0482	0,2888	0,6563
Consommation électrique (GWh)	2,2	2,35	2,5
Taux de couverture de la consommation par la production photovoltaïque (%)	12%	21%	35%
Utilisation du gisement (% du gisement brut sur la commune – 5,5GWh/an)	5%	9%	16%
Couverture des consommations 2014	12%	23%	39%

Tableau 41. Production ajoutée dans le scénario tendanciel et taux de couverture à horizons 2020, 2030 et 2050

(c) Résultats 6 postes HTA/BT

Sur le périmètre restreint de la commune où les simulations électriques ont été réalisées, ce sont ces scénarios à l'échelle des Haies qui ont été appliqués sur la part du gisement concerné.

IV.3.4) Scénario de production sur la CCRC

(a) Scénario « haut »

Le scénario « haut » base son objectif de production sur la couverture à 100% de la consommation électrique globale à 2050, elle-même étant considérée comme réduite de 50% par rapport à 2012. Les objectifs du TEPOS n'étant pas déclinés par vecteur (électricité, gaz, etc.), le choix de construire un scénario plus ambitieux qu'une couverture de 70% des consommations électriques vient de la considération que le développement des EnR électriques est plus accessible et sera probablement plus rapide que sur d'autres vecteurs (gaz et chaleur). La méthanation (ou de manière générale le Power to X) pourrait être un moyen de lier le développement des EnR électriques et la couverture des consommations sur les autres vecteurs.

Action	Gisement concerné (GWh/an)	Pourcentage de réalisation à chaque horizon de temps		
		2020	2030	2050
1. Développement prioritaire du gisement inférieur à 9kWc bien orienté (Sud-Est à Sud-Ouest)	17,3	1%	15%	50%
2. Equipement des bâtiments publics hors zone monuments historiques (MH) (développement maîtrisé)	0,716	5%	25%	50%
3. Equipement des bâtiments publics en zone monuments historiques (MH) (développement maîtrisé)	0,427	0%	15%	30%
4. Priorisation toitures de puissance inférieure à 9kWc orientées plein sud (Sud +/-10°) d'ici 2020 par la centrale villageoise (développement maîtrisé)	3,04	4%	15%	20%
5. Priorisation toitures 9-100 orientées sud (SE à SO) d'ici 2030 pour la centrale villageoise	17,50	2%	10%	20%
6. Développement privé sur grandes toitures (non maîtrisé) entre 100 et 250 kWc (hors zone MH)	2,8	3%	10%	40%
7. Développement privé sur grandes toitures (non maîtrisé) entre 100 et 250 kWc (en zone MH)	0,8	0%	10%	15%
6. Développement privé sur grandes toitures (non maîtrisé) supérieure à 250kWc (HTA) (hors zone MH)	11	2%	5%	10%
7. Développement privé sur grandes toitures (non maîtrisé) supérieure à 250kWc (HTA) (en zone MH)	2,4	0%	0%	14%
8. Développement aléatoire sur toitures moyennes 9-100	20,23	0%	3%	10%
9. Equipement des parkings hors zone MH	14,02	7%	50%	100%

10. Equipement des parkings en zone MH	7,43	0%	20%	35%
11. Développement aléatoire du gisement inférieur à 9kWc (E à SE / O à SO)	17,183	1%	5%	10%

Tableau 42: axes de développement du photovoltaïque sur le périmètre de la CCRC dans le scénario haut

Au global, ce sont 33,4MWc de photovoltaïque qui sont installés sur la CCRC entre 2014 et 2050. A horizon 2050, en tenant compte des baisses de consommation simulées pour ce même scénario, le photovoltaïque sur toitures et parkings couvre 83% des consommations électriques, pour environ la moitié du gisement photovoltaïque mobilisé.

D'une part, il est donc possible d'aller encore plus loin en termes de déploiement si nécessaires, d'autant que l'on a vu qu'une partie du gisement bien ensoleillé est encore accessible. D'autre part, le delta de production électrique renouvelable entre les 37,3GWh/an atteints avec la production PV en toitures et la production déjà existante en 2014, et les 44,7GWh/an visés peut être comblé par un petit parc éolien (1-2 éoliennes) ou 2 parcs au sol PV d'un total de 8MW.

	2020	2030	2050
Puissance ajoutée par rapport à 2014 (MW)	1,97	14,67	33,44
Production ajoutée par rapport à 2014 (1,166) (GWh/an)	4,11	15,91	36,28
Consommation d'électricité estimée tous secteurs (GWh)	82	71	44,7
Taux de couverture de la consommation estimée par la production photovoltaïque en toiture (%)	6%	24%	83%
Utilisation du gisement (% du gisement brut)	7%	24%	52%
Couverture des consommations 2014	6%	19%	42%

Tableau 43: Production ajoutée dans le scénario haut sur la CCRC et taux de couverture à horizons 2020, 2030 et 2050

Ce scénario est donc plus tourné vers le développement d'installations très décentralisées, 40% de la production renouvelable étant à terme raccordée en basse tension. Au global, le photovoltaïque en toitures et sur parkings représente 80% de l'objectif à atteindre, le reste étant développé sous forme de parcs au sol et/ou d'éolien.

	2010	2020	2030	2050
Consommation électrique (GWh/an)	80,6	79,8	71,6	44,7
PV sur toitures (GWh/an)	0,3	5,3	17,1	36,3
Ajout PV au sol (MW)	0			8
ou Ajout éolien (MW)	0			3

Tableau 44: Synthèse du scénario haut par rapport à 2014 sur la CCRC, par filière et type d'installations

(b) Scénario tendanciel

Le scénario tendanciel établit une projection linéaire de la production à 2050 basée sur la courbe de tendance calculée avec les valeurs entre 2000 et 2014 et l'atteinte des objectifs de la loi avec 20 ans de retard : -50% sur les consommations d'électricité à 2070 (plutôt que 2050) et couverture de la consommation par la production renouvelable de 40% à 2050 (plutôt que 2030). Au global, l'objectif de production électrique renouvelable de ce scénario est donc porté à 25GWh/an.

Action	Gisement concerné (GWh/an)	Pourcentage de réalisation à chaque horizon de temps		
		2020	2030	2050
1. Développement prioritaire du gisement inférieur à 9kWc bien orienté (Sud-Est à Sud-Ouest)	17,3	1%	5%	10%
2. Equipement des bâtiments publics hors zone monuments historiques (MH) (développement maîtrisé)	0,716	5%	25%	50%
3. Equipement des bâtiments publics en zone monuments historiques (MH) (développement maîtrisé)	0,427	0%	0%	0%
4. Priorisation toitures de puissance inférieure à 9kWc orientées plein sud (Sud +/-10°) d'ici 2020 par la centrale villageoise (développement maîtrisé)	3,04	2%	5%	10%
5. Priorisation toitures 9-100 orientées sud (SE à SO) d'ici 2030 pour la centrale villageoise	17,50	1%	5%	10%
6. Développement privé sur grandes toitures (non maîtrisé) entre 100 et 250 kWc (hors zone MH)	2,8	2%	5%	15%
7. Développement privé sur grandes toitures (non maîtrisé) entre 100 et 250 kWc (en zone MH)	0,8	0%	0%	0%
6. Développement privé sur grandes toitures (non maîtrisé) supérieure à 250kWc (HTA) (hors zone MH)	11	0%	2%	5%
7. Développement privé sur grandes toitures (non maîtrisé) supérieure à 250kWc (HTA) (en zone MH)	2,4	0%	0%	0%
8. Développement aléatoire sur toitures moyennes 9-100	20,23	0%	0%	5%
9. Equipement des parkings hors zone MH	14,02	0%	10%	30%
10. Equipement des parkings en zone MH	7,43	0%	0%	0%
11. Développement aléatoire du gisement inférieur à 9kWc (E à SE / O à SO)	17,183	0%	1%	5%

Tableau 45: Axes de développement du photovoltaïque sur le périmètre de la CCRC dans le scénario tendanciel

Au global, ce sont 10,3MWc de photovoltaïque qui sont installés sur la CCRC entre 2014 et 2050, en toitures et sur parkings (environ un tiers de la puissance atteinte dans le scénario haut). A horizon 2050, en tenant compte des baisses de consommation simulées pour ce même scénario, le

photovoltaïque sur toitures et parkings couvre 19% des consommations électriques, pour environ la moitié du gisement photovoltaïque mobilisé.

Le delta de production électrique renouvelable entre les 12GWh/an atteints avec la production PV en toitures et la production déjà existante en 2014, et les 32GWh/an visés peut être comblé par un petit parc éolien (5 éoliennes) ou 3 ou 4 parcs au sol PV d'un total de 18MW.

	2020	2030	2050
Puissance ajoutée par rapport à 2014 (MW)	0,4	3,7	10,3
Production ajoutée par rapport à 2014 (1,166) (GWh/an)	0,4	4,0	11,2
Consommation estimée (GWh)	82,0	80,5	78
Taux de couverture de la consommation estimée par la production photovoltaïque en toiture (%)	2%	6%	20%
Utilisation du gisement (% du gisement brut)	1%	4%	10%
Couverture des consommations 2014	2%	6%	14%

Tableau 46: Production ajoutée dans le scénario tendanciel sur la CCRC et du taux de couverture à horizons 2020, 2030 et 2050

Ce scénario est donc plus tourné vers les installations de grandes puissances (parcs au sol et éolien) qui composent plus de la moitié de l'objectif de production, tandis que le photovoltaïque raccordé en basse tension contribue à 30% de l'atteinte de l'objectif, le reste étant réalisé sous forme de grandes toitures ou de parkings raccordés en HTA (puissance supérieure à 250kW).

	2010	2020	2030	2050
Consommation (GWh/an)	80,6	82	80,5	62,6
PV sur toitures (GWh/an)	0,3	1,5	5,1	12,3
Ajout PV au sol (MW)	0			12
ou Ajout éolien (MW)	0			5

Tableau 47 : Synthèse du scénario tendanciel par rapport à 2014 sur la CCRC, par filière et type d'installations

V. Conclusions

Le travail mené dans le lot 5 du projet SMAP a permis de mener un travail de scénarisation fin à la maille communale. Les résultats ont directement été utilisées (lot 3) pour modéliser l'évolution des courbes de charge électriques et leur impact sur le réseau électrique local. Cette scénarisation a principalement pris en compte l'évolution des consommations du secteur résidentiel alors qu'il s'est avéré plus difficile de modéliser les secteurs agricole, industriel et tertiaire.

La réplication de cette méthode à une maille élargie est complexe et une autre méthode, plus simplifiée, a dû être mise en place pour construire les scénarios à la maille de l'ancienne communauté de communes de la région de Condrieu. Cette méthode, plus aisément reproductible,

nécessite cependant un accès à certaines données, actuellement détenues par le gestionnaire de réseau.

Dans tous les cas, les scénarios ont montré que le gisement solaire local était largement abondant et que, combiné à une politique ambitieuse de réduction des consommations d'électricité, il pouvait conduire à des taux de couverture très élevés, conformes à la trajectoire TEPOS recherchée.

Ces résultats restent néanmoins très dépendant de la configuration locale étudiée, et nécessitent d'être recroisés avec des études similaires à mener sur d'autres cas d'études. Par ailleurs, des hypothèses complémentaires pourraient être prises en compte pour affiner l'étude de la sensibilité des résultats à horizon 2050. Une première approche a notamment été menée sur l'impact que pourrait induire l'évolution du climat (Annexe E) sur les courbes de production simulées.

Annexes

(A) Modélisation des courbes de production

Le cadastre solaire a vocation à identifier les puissances photovoltaïques pouvant être installées par toiture. Pour les besoins de la modélisation électrique, il est nécessaire d'associer également à chacune de ces toitures une courbe de production au pas de temps 15 min.

La section suivante décrit la méthode d'obtention des séries temporelles de production. Cette méthode est issue de la filiale d'Hespul, Epices, qui réalise le suivi d'installations de production photovoltaïque. La méthode calcule une référence de production photovoltaïque à partir d'un modèle physique représentant le fonctionnement de l'installation. Ce modèle comprend quatre entrées : une description paramétrique des différents éléments constituant l'installation, une donnée d'irradiation horizontale, une donnée de température et un marqueur temporel.

Ce modèle se décompose en deux parties :

- Un modèle de transposition calculant l'irradiation inclinée reçue par l'installation à partir de l'irradiation horizontale, du marqueur temporel et du positionnement de l'installation,
- Un modèle électrique calculant la production réalisée par l'installation en fonction de ses caractéristiques pour les conditions d'irradiation inclinée et de température extérieure courante.

Soit un marqueur temporel, la position solaire entièrement définie par ses deux caractéristiques azimut et hauteur, est obtenue à partir de l'équation du temps. Une fois cette position connue, l'irradiation inclinée reçue par l'installation est calculée en considérant la position solaire, l'emplacement de l'installation (latitude, longitude), les caractéristiques des panneaux (orientation et inclinaison), ainsi que l'irradiation horizontale reçue à cet emplacement. Ce modèle de transposition est largement inspiré des travaux réalisés par Arias⁵. L'irradiation horizontale est généralement obtenue de fournisseurs de données météo issues du traitement d'images satellite.

En se basant sur les travaux^{6,7}, un modèle électrique a ensuite été implanté permettant d'obtenir la puissance réalisée par l'installation photovoltaïque en fonction de ses caractéristiques, de la température extérieure et de l'irradiation reçue. Ce modèle prend tout d'abord en considération les caractéristiques des modules photovoltaïques pour calculer la température de ces derniers en fonction de la température extérieure, puis la puissance DC en fonction de l'irradiation inclinée. La puissance AC générée par l'installation est ensuite obtenue en utilisant les caractéristiques de l'onduleur installé.

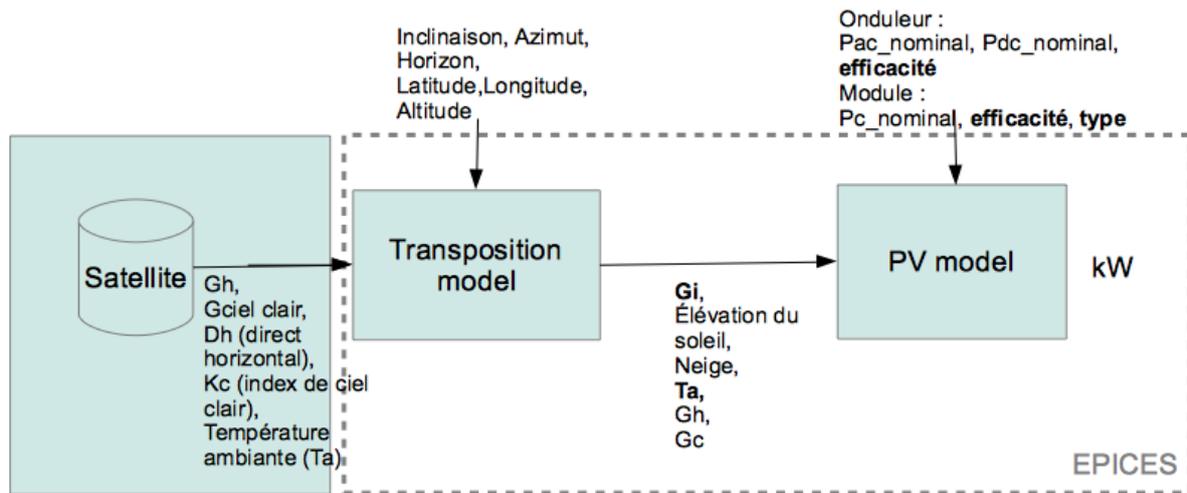
Le modèle est résumé dans la figure ci-dessous :

⁵ Ruiz-Arias J.A et al. Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky conditions. *Energy Conversion and Management* 51 (2010) 881–893.

⁶ S.R. Williams - Modeling long-term module performance based on realistic reporting conditions with consideration to spectral effects. *Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan (2003)*.

⁷ H. Schmidt – Wechselrichter-Wirkungsgrade. *Sonnen-energie* 4 (1996) 43-47.

⁸ IEA - Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems - ISBN 978-3-906042-18-3 - 2014



Les courbes sont générées pour une installation type caractérisée de la manière suivante :

Onduleurs: 16 onduleurs Sunny Mini Central SMC 8000TL

- AC Power = 8 kW
- DC Power = 8.25 kVA
- Efficiency = 97 %

Champs PV raccordés aux onduleurs:

- 6 onduleurs avec 48 modules raccordés
- 10 onduleurs avec 52 modules raccordés

Modules PV : SCN-170/175-72M

- Power = 175 W
- Cell type = Mono
- Efficiency = 13.7079
- Cell temperature ratio = -0.485
- Width = 808 mm
- Length = 1580 mm

Deux approches ont été adoptées pour les besoins de la modélisation électrique :

- *pour les études dimensionnantes* : la génération de courbes type pour toutes les orientations classées par tranche de 5° pour les toitures inclinées (inclinaison homogène à 18°) et une courbe type pour toiture plate, en utilisant comme référence l'année 2011 qui est la plus productive de la dernière décennie.
- *pour les études de l'analyse coûts-bénéfices* : la génération de profils saisonniers pour la même typologie de toiture pour obtenir une courbe d'un jour type des quatre saisons.

Concernant ce second point, les courbes de production sont obtenues de la manière suivante : $\text{prod}(\text{saison}, t) = \text{mean}(\text{prod}(\text{jour in saison}, t))$. En d'autres mots, la production à l'heure t pour une saison donnée correspond à la moyenne des productions à cette heure t pour chaque jour de la saison. Les saisons ont été caractérisées comme ceci :

- Hiver : Janvier-Février-Mars
- Printemps : Avril-Mai-Juin
- Été : Juillet-Août-Septembre
- Automne : Octobre-Novembre-Décembre

De plus, des profils type encadrants haut et bas ont été déterminés basés sur les données minimales et maximales. A noter que les données d'irradiations du fournisseur de données météo sont telles qu'à chaque instant la probabilité est de 68% que l'irradiation réelle soit entre les valeurs minimales et maximales.

Les fichiers vectoriels au format ESRI Shapefile ont pour système de coordonnées de référence le Lambert-93 (EPSG :2154).

(B) Couche potentiel PV en toitures

Nom de la couche : PV_ombriere_CCRC_final.shp

Description : polygones représentant l'emprise des aires de stationnement recensées dans la BDTOPO

Données attributaires :

ID : identification du bâtiment de la BDTOPO

INSEE_COM : code INSEE de la commune

NOM_COM : nom de la commune

NATURE : usage du bâtiment (bâtiment agricole, bâtiment industriel, bâtiment sportif, poste, caserne des pompiers, chapelle, château, église, enseignement, gendarmerie, mairie, indifférencié, péage, serre...)

Public : classement du bâtiment public ou privé (Public, Prive)

Perim_MH : dénomination du monument historique à l'origine du périmètre de protection dans lequel le bâtiment est situé le cas échéant ; N/A sinon

COMMUNE_MH : commune d'appartenance du monument historique à l'origine du périmètre de protection dans lequel le bâtiment est situé le cas échéant ; pas de valeur sinon

SURFA_bati : emprise au sol du bâtiment en m²

Irrad_hor : irradiation globale horizontale annuelle en kWh/m².an

PENTE : inclinaison supposée de la toiture en % (par rapport à l'horizontale)

AZIMUT : orientation supposée du pan sud de la toiture en degrés en partant du nord (nord = 0, est = 90, sud = 180 etc.)

SURFACE_PV : surface des panneaux PV en m²

PUISS_KW : puissance photovoltaïque en kWc

PROD_kWh : production électrique annuelle en kWh/an

(C) Couche potentiel PV en ombrières de parking

Nom de la couche : PV_ombriere_CCRC_final.shp

Description : polygones représentant l'emprise des aires de stationnement recensées dans la BDTOPO

Données attributaires :

ID : identification de l'aire de stationnement de la BDTOPO

SURFACE : emprise au sol de l'aire de stationnement en m²

Irrad_hor : irradiation globale horizontale annuelle en kWh/m².an

PUISS_KW : puissance photovoltaïque en kWc

PROD_kWh : production électrique annuelle en kWh/an

Perim_MH : dénomination du monument historique à l'origine du périmètre de protection dans lequel l'aire de stationnement est située le cas échéant ; N/A sinon

COMMUNE_MH : commune d'appartenance du monument historique à l'origine du périmètre de protection dans lequel l'aire de stationnement est située le cas échéant ; pas de valeur sinon

Pour rappel, il est fait l'hypothèse que les ombrières PV sont orientées plein sud et inclinées de 10° par rapport à l'horizontale.

(D) Couche protection patrimoniale

Nom de la couche : PPMH_ZPPAUP_CCRC.shp

Description : cette couche contient les contours des périmètres de protection de 500 m des monuments historiques ainsi que les zones sauvegardées (anciennement appelées ZPPAUP).

Données attributaires :

SECT_LIB : dénomination du monument historique objet de la protection

...

COMMUNE : commune sur laquelle se situe le monument historique objet de la protection

...

(E) Etude de sensibilité sur le climat (HESPUL)

E.1) Données

Le projet Drias regroupe différents laboratoires de recherche sur le climat, ainsi que Météo-France, et a pour objectif de mettre à disposition des informations climatiques à un large public. Ce service facilite donc l'accès aux projections climatiques françaises, et sera donc utilisé pour notre étude.

(a) Scénarios SRES vs RCP

Les premiers types de scénarios utilisés par le GIEC, étaient de type SRES (Special Report on Emissions Scenarios). Ces scénarios portaient de différentes hypothèses d'évolutions de nos sociétés, tels que la croissance de la population, le développement technologique, la mondialisation ou encore les valeurs sociales. Le résultat est l'élaboration de quatre scénarios

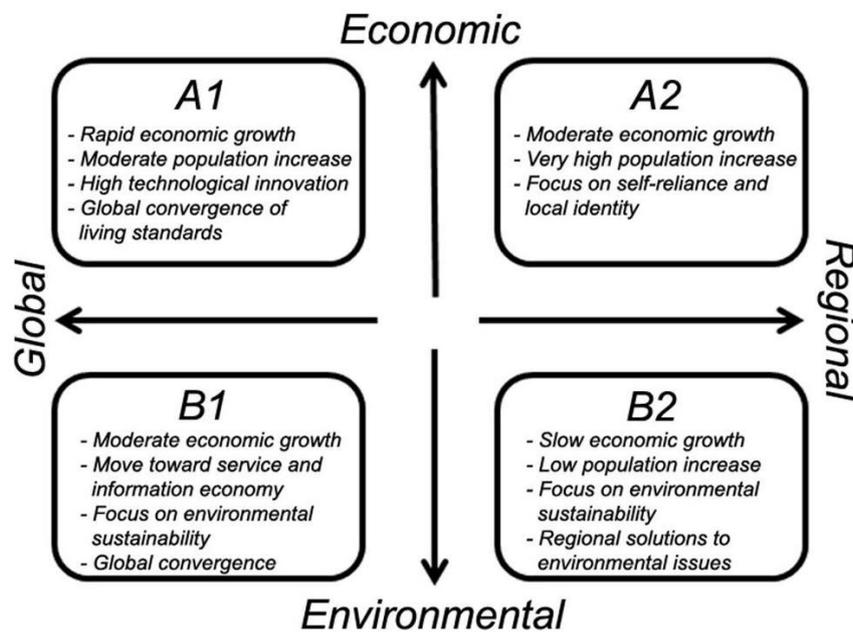
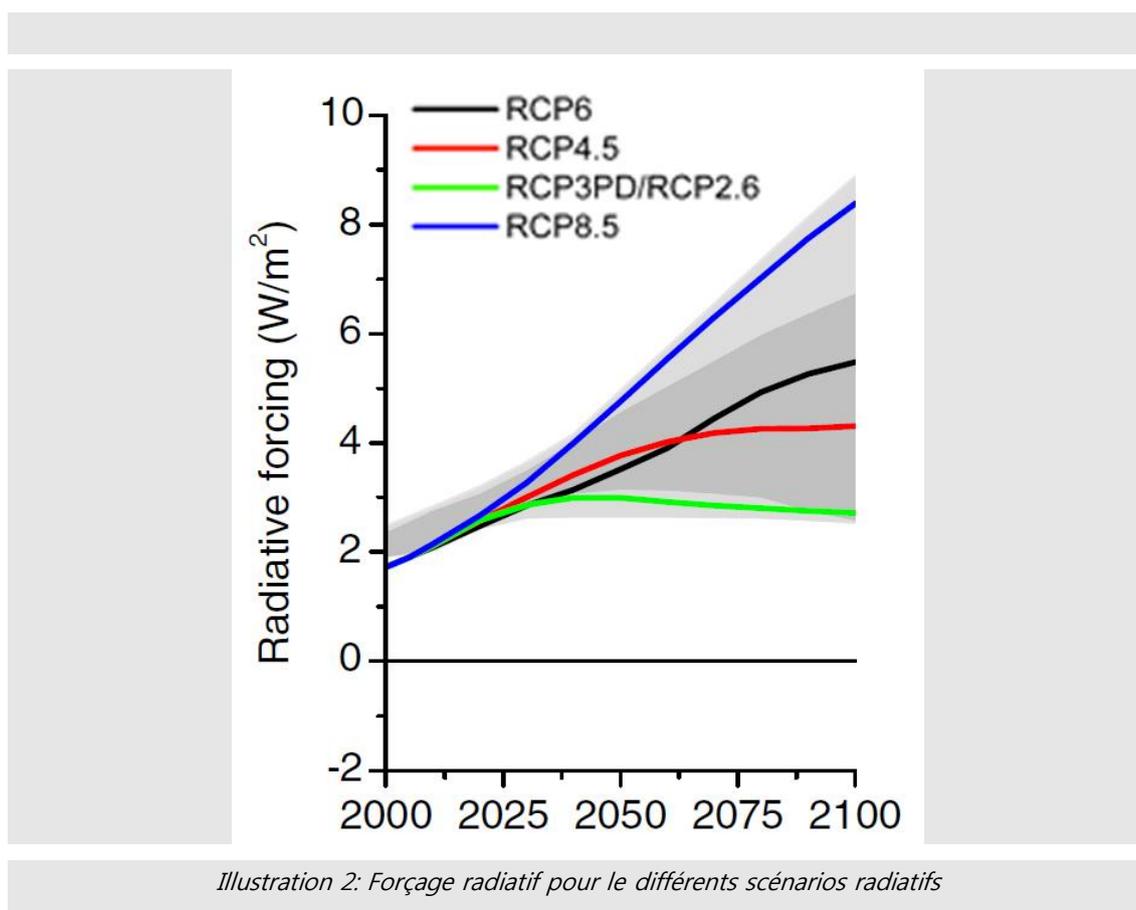


Illustration 1: Scénarios SRES

principaux explicités dont les lignes principales sont esquissés par l'illustration 1. Ces scénarios étaient ensuite utilisés pour calculer les émissions annuelles de CO₂, puis l'évolution de la concentration du CO₂ dans l'atmosphère.

Les scénarios RCP (Representative Concentration Pathways) ont été développés plus récemment afin de pouvoir prendre en compte des politiques de stabilisation de la concentration de CO₂ dans l'atmosphère. Ils sont nommés en fonction du forçage radiatif obtenu pour le scénario en 2100 par rapport à l'ère préindustrielle : RCP4.5 correspond à un forçage de +4.5W/m² en 2100. Il y a quatre scénarios principaux, mais le DRIAS n'en propose que trois : RCP2.6, RCP4.5 et RCP8.5 (le RCP6 n'étant pas disponible). Voir l'illustration 2 pour plus de détails. Les conclusions de ces différents rapports sont laissés à la curiosité du lecteur.



Nous avons fait le choix d'utiliser les scénarios RCP les plus actuels, et qui proposent une simulation de l'irradiation reçue : il n'y a que les scénarios CNRM-2014 qui répondent à ces critères et soient disponibles sur le site du DRIAS. Ils seront donc utilisés.

(b) Simulations CNRM2014

La description des simulations CNRM2014 est proposée sur le site du DRIAS :

Les simulations CNRM2014 sont issues du modèle à aire limitée Aladin-Climat (Aire Limitée Adaptation dynamique Développement InterNational). La grille native de ces simulations est de 12km et couvre la France métropolitaine.

Les conditions aux limites latérales sont fournies au modèle Aladin par le modèle Arpege-global à grille étirée, de résolution 50 km sur l'Europe.

Un scénario de référence et trois scénarios RCP (Radiative Concentration Pathway) sont disponibles sur des périodes continues :

- la simulation de référence sur la période 1950-2005.
- les scénarios RCP2.6, RCP4.5 et RCP8.5 sur la période 2006-2100.

Les simulations Aladin-Climat mises à disposition sur le portail sont corrigées par la méthode quantile-quantile, par rapport à l'analyse SAFRAN. Ces simulations sont disponibles *journalièrement sur une grille spatiale de 8km de côté.*

E.2) Evaluation

Pour rappel, les différents scénarios étudiés sont les suivants :

- REF (1950-2005) : scénario de référence
- RCP2.6 (2006-2100)
- RCP4.5 (2006-2100)
- RCP8.5 (2006-2100)

Ces scénarios sont comparés à partir d'un point de comparaison situé sur la commune des Haies (45.4876, 4.74199).

(a) Irradiation globale

La production d'une installation photovoltaïque est principalement lié à l'irradiation que celle-ci reçoit. Il s'agit donc de la première variable d'intérêt pour estimer l'impact du changement climatique sur la production annuelle des installations PV, mais aussi sur les variations de cette production au cours de l'année, voire de la journée. Ici, les tendances infra-journalières ne peuvent pas être traitées étant donné que les données de base sont au pas de temps journalier.

(b) Tendances annuelles

Les données journalières ont ici été agrégées annuellement afin de faire ressortir les grandes tendances des différents scénarios. L'illustration 3 montre l'évolution de l'irradiation annuelle reçue pour chacun des scénarios.

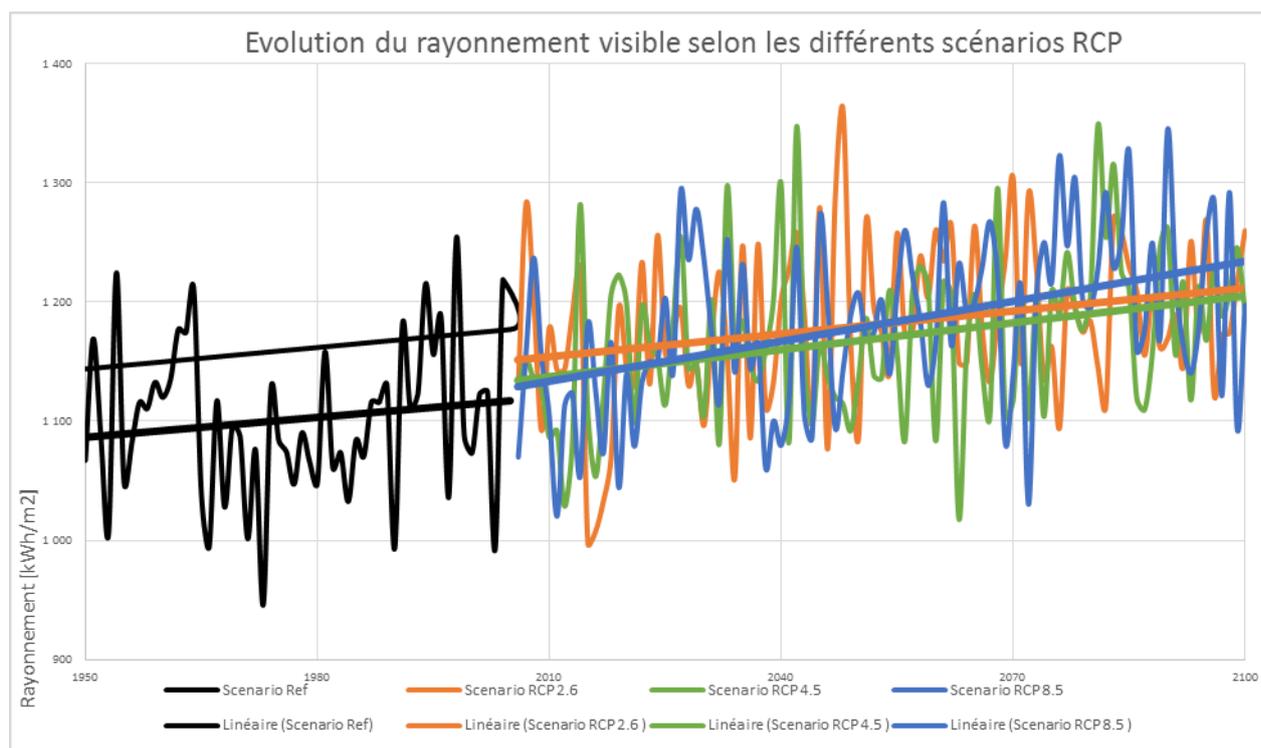


Illustration 3: Evolution du rayonnement visible annuel selon les différents scénarios RCP

On peut observer :

- Une forte variabilité de l'irradiation annuelle pour le scénario de référence, mais aussi pour les scénarios prospectifs,
- Une tendance à l'augmentation de l'irradiation perçue pour le scénario de référence, et les scénarios prospectifs,
- L'augmentation tendancielle de l'irradiation observé pour le scénario de référence correspond à celle du scénario RCP2.6. Les scénarios RCP 4.5 et RCP8.5 conduisent à une

augmentation de l'irradiation annuelle plus importante au cours de la simulation.

- Ces courbes peuvent être recoupées avec les statistiques associées à chacun des scénarios, présentées dans la Table 1. On observe cette fois que :
- L'irradiation annuelle moyenne reçue pour les scénarios « futurs » est plus importante que pour le scénario de référence, avec une augmentation de l'ordre de 8 %. Ceci concorde avec la tendance à la hausse observée pour chaque scénario.
- Les écarts types observés sont similaires pour chacun des scénarios, compris entre 65 et 72 kWh/m²/an
- Les irradiations annuelles moyennes reçues pour chacun des scénarios RCP sont comparables.
- Cependant, l'on observe que l'irradiation annuelle moyenne reçue pour le scénario le plus optimiste (RCP2.6) est plus importante que pour les autres scénarios, bien que la tendance à la hausse soit plus faible pour ce dernier. Ceci peut potentiellement s'expliquer par la forte variabilité annuelle, et notamment par l'année 2048 qui s'avère extrême pour le scénario RCP2.6, à tel point que c'est l'année proposant l'irradiation la plus importante (en tenant compte de tous les scénarios).

	REF	RCP 2.6	RCP 4.5	RCP 8.5
Température maximale journalière moyenne [°C]	14,5	16,0	16,5	17,4
Ecart type [°C]	0,9	1,0	1,3	1,9

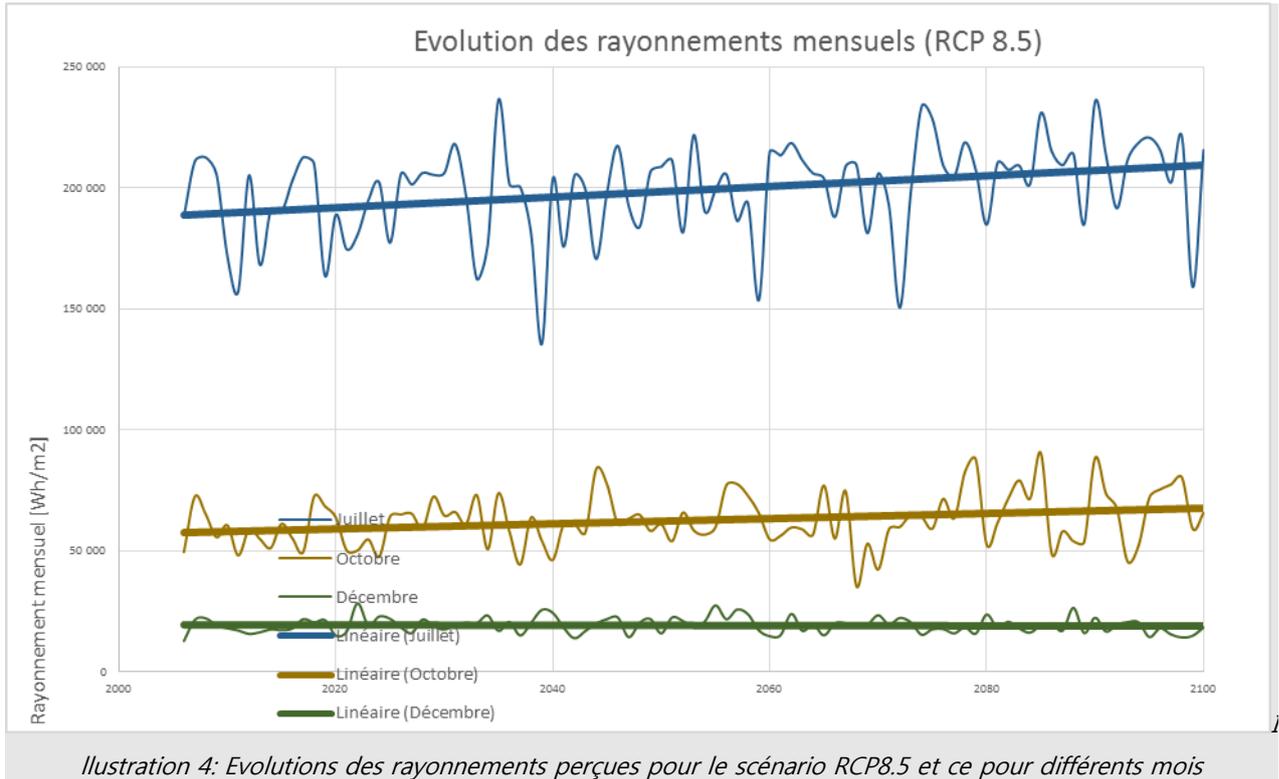
Table 3: Statistiques annuelles pour les scénarios de référence et RCP

(c) Tendances mensuelles

Maintenant que les tendances annuelles ont été dégagées, on peut se demander s'il y a de la variabilité au niveau mensuel : autrement dit, y-a-t-il des mois avec une augmentation de l'irradiation beaucoup plus importante que les autres ?

L'illustration 4 représente l'évolution de l'irradiation mensuelle pour trois mois de l'année : Juillet, Octobre et Décembre. On observe :

- Une irradiation beaucoup plus importante est perçue en Juillet qu'en Décembre, ce qui n'est pas très étonnant.
- Les courbes tendanciennes sont nettement différentes :
 - Nette augmentation pour le mois de juillet,
 - Légère augmentation pour le mois d'octobre,
 - Stagnation voir légère diminution pour le mois de décembre.
- La variabilité (absolue) de l'irradiation perçue en juillet est nettement plus importante que pour celle perçue en décembre.



La Table 2 confirme le fait que la variabilité absolue observée entre avril et septembre, comprise entre 16 et 24 kWh/m²/an, est nettement plus importante que celle des mois d'automne-hiver (octobre-mars), avec des écarts compris entre 3 et 11 kWh/m²/an.

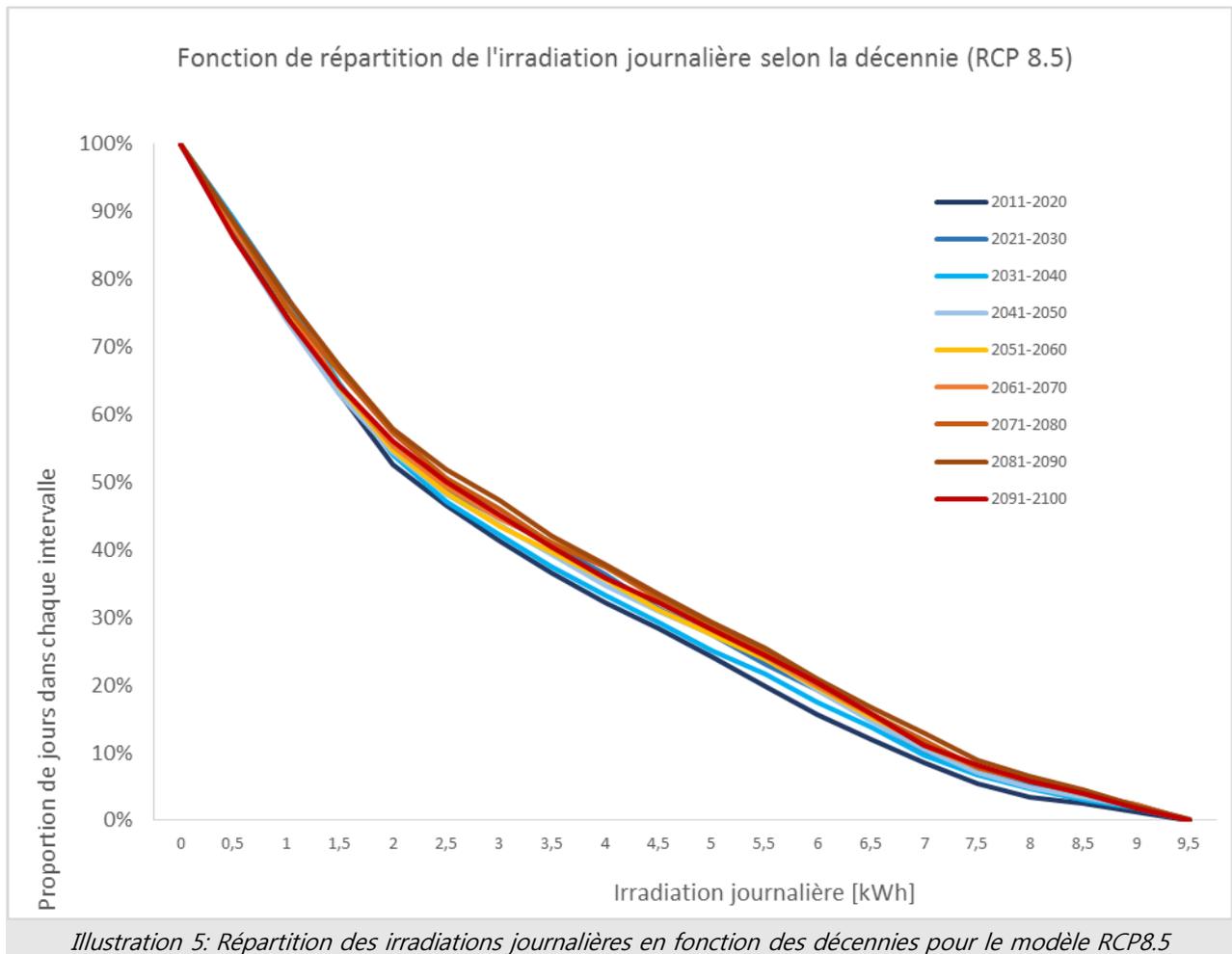
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Ecart type [kWh/m ² /mois]	5	8	10	17	21	24	19	15	16	11	6	3
Ecart type normalisé	17%	17%	15%	15%	14%	14%	10%	10%	13%	17%	19%	17%

Table 2: Statistiques pour le scénario RCP 8.5

Cependant, si les écarts types sont normalisés, les écarts vont se resserrer, et même s'inverser : l'écart type normalisé est plus important pour les mois d'automne-hiver que pour les mois de printemps-été.

(d) Tendances journalières

Si l'on s'attache maintenant aux données journalières de base, l'on peut par exemple étudier la répartition des jours en fonction de leur irradiation pour les différentes décennies simulées par les scénarios RCP. L'illustration 5 représente un telle répartition pour le scénario RCP8.5 et des intervalles de 0.5 kWh/m² de large. L'on n'observe pas d'écart significatif entre les différentes courbes de distribution, si ce n'est peut-être une légère augmentation des journées avec une irradiation reçue supérieures à 8 kWh/m² à partir de 2020.



E.3) Température

La température a également un impact sur la production photovoltaïque. En effet, à irradiation constante, le rendement décroît avec une augmentation de la température. En ce qui concerne le productible annuel, la question qui se posera sera donc de savoir si l'augmentation de l'irradiation moyenne reçue est compensée ou non par l'augmentation de la température.

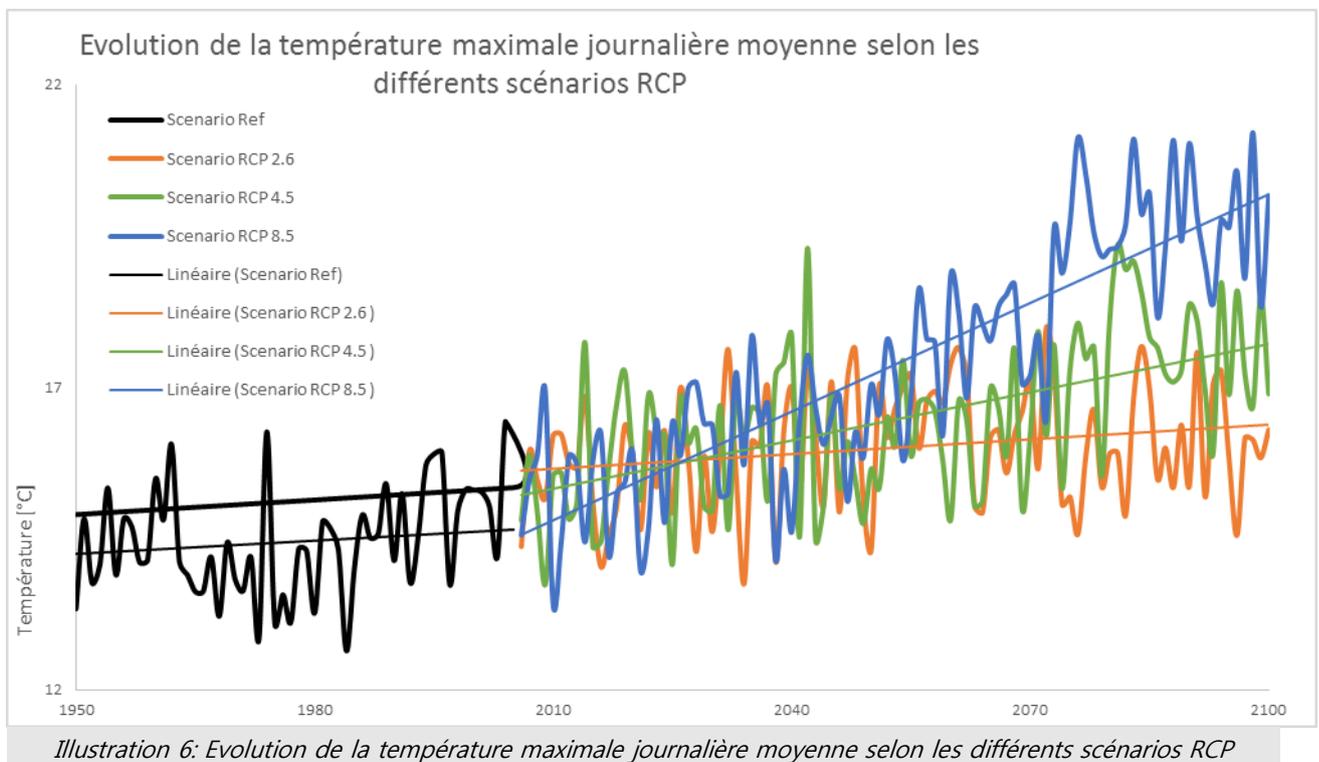
Mais, l'impact le plus gênant de la température sur les installations photovoltaïques est l'arrêt qu'elle peut provoquer. En effet, une température ambiante élevée conduit à une élévation de température des onduleurs (surtout si ceux-ci sont mal ventilés), qui s'arrêteront automatiquement lorsqu'une valeur limite maximale sera dépassée. Ces arrêts brusques d'installations photovoltaïques peuvent être particulièrement contraignants pour le réseau d'accueil. Ce sont donc principalement ces épisodes de fortes chaleurs qu'il sera intéressant d'étudier ici.

Les données disponibles dans les scénarios RCP sont les températures minimales et maximales journalières.

(a) Tendances annuelles

Comme précédemment pour l'irradiation, on va regarder ici les évolutions des températures maximales journalières moyennes sur un an pour les différents scénarios. L'illustration 6 permet de dire que :

- Il y a déjà une tendance à l'augmentation de la température avec le scénario de référence.
- Les trois scénarios RCP ont une tendance à l'augmentation de la température.
- L'impact des différents scénarios sur l'augmentation de la température est important, et notamment plus important que pour l'irradiation. La tendance du scénario RCP2.6 est à une augmentation comprise entre 0.5 et 1.5°C à l'horizon 2100, tandis qu'elle est plutôt entre 4 et 6°C pour le RCP8.5.
- Une forte variabilité annuelle de la température maximale journalière moyenne.



Ces courbes peuvent être recoupées avec les statistiques associées à chacun des scénarios, présentées dans la Table 3. On observe cette fois que :

- L'impact des scénarios sur la température maximale journalière est confirmé.
- La variabilité observée de la moyenne sur un an des températures maximales journalières augmente en même temps que la température, que ce soit en valeur absolue ou normalisée. L'on va ainsi doubler les écarts types absolus et normalisés en passant du scénario de référence au scénario RCP 8.5. Ces augmentations sont principalement liées aux tendances à la hausse des températures, et non pas à une augmentation de la variabilité de la température dans le temps.

	REF	RCP 2.6	RCP 4.5	RCP 8.5
Température maximale journalière moyenne [°C]	14,5	16,0	16,5	17,4
Ecart type [°C]	0,9	1,0	1,3	1,9

Table 3: Statistiques annuelles pour les scénarios de référence et RCP

(b) Tendances mensuelles

Maintenant que les tendances annuelles ont été dégagées, on peut se demander s'il y a de la variabilité au niveau mensuel : autrement dit, y-a-t-il des mois avec une augmentation de la température beaucoup plus importante que les autres ?

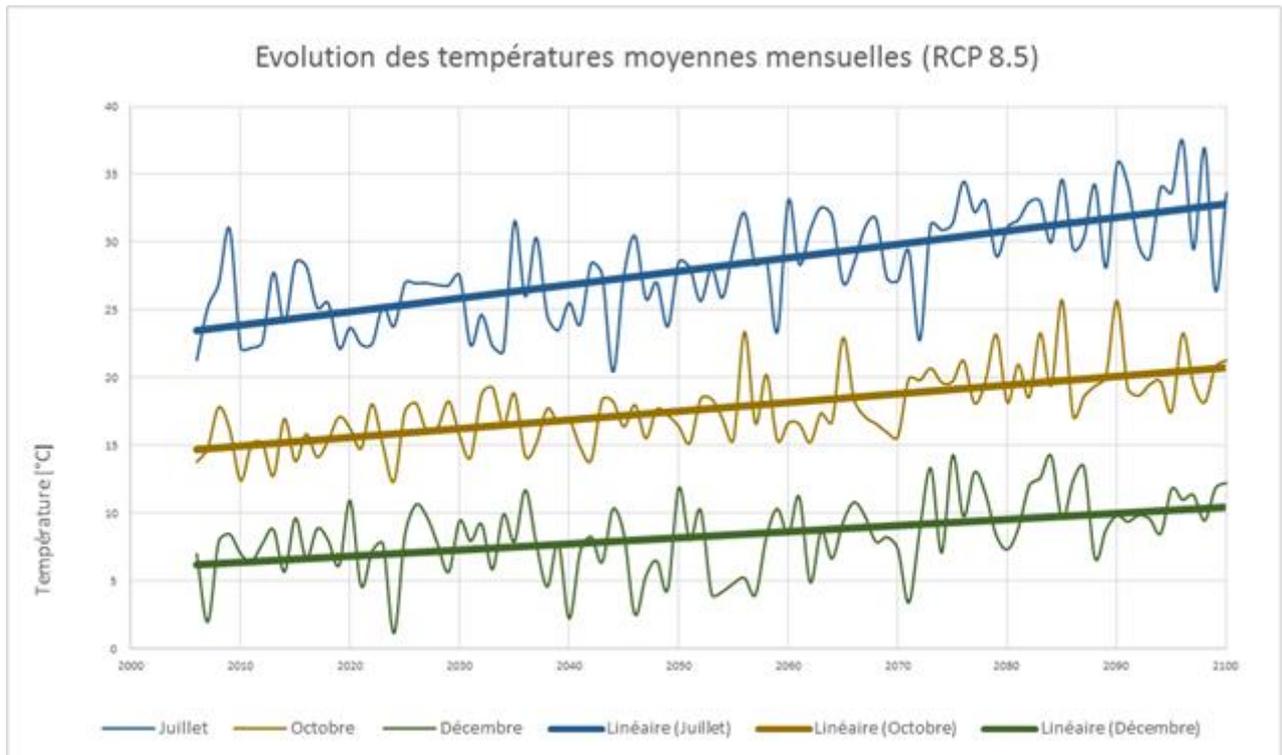


Illustration 7: Evolutions des températures maximales journalière moyenne pour le scénario RCP8.5 et ce pour différents mois

L'illustration 7 représente l'évolution de l'irradiation mensuelle pour trois mois de l'année : Juillet, Octobre et Décembre. On observe :

- La température à une tendance à l'augmentation pour chacun des mois de l'année.
- Des courbes tendancielle similaires, malgré une augmentation de la température légèrement plus importante pour les mois d'été que pour les mois d'hiver.
- Les températures maximales journalières moyennées sur un mois ont des variabilités similaires pour chacun des mois de l'année.

(c) Tendances journalières

Si l'on s'attache maintenant aux données journalières de base, l'on peut par exemple étudier la répartition des jours en fonction de leur température maximale pour les différentes décennies

simulées par les scénarios RCP. L'illustration 8 représente un telle répartition pour le scénario RCP 8.5 et des intervalles de 5°C de large. On observe une variation importante des répartitions entre les toutes prochaines décennies (2011-2040) et celles à la fin du siècle (2061-2100) :

- Moindre fréquence des jours avec une température inférieure à 15°C
- Stagnation du nombre de jour entre 15°C et 25°C
- Augmentation importante de la fréquence des jours à forte température (supérieure à 25°C)

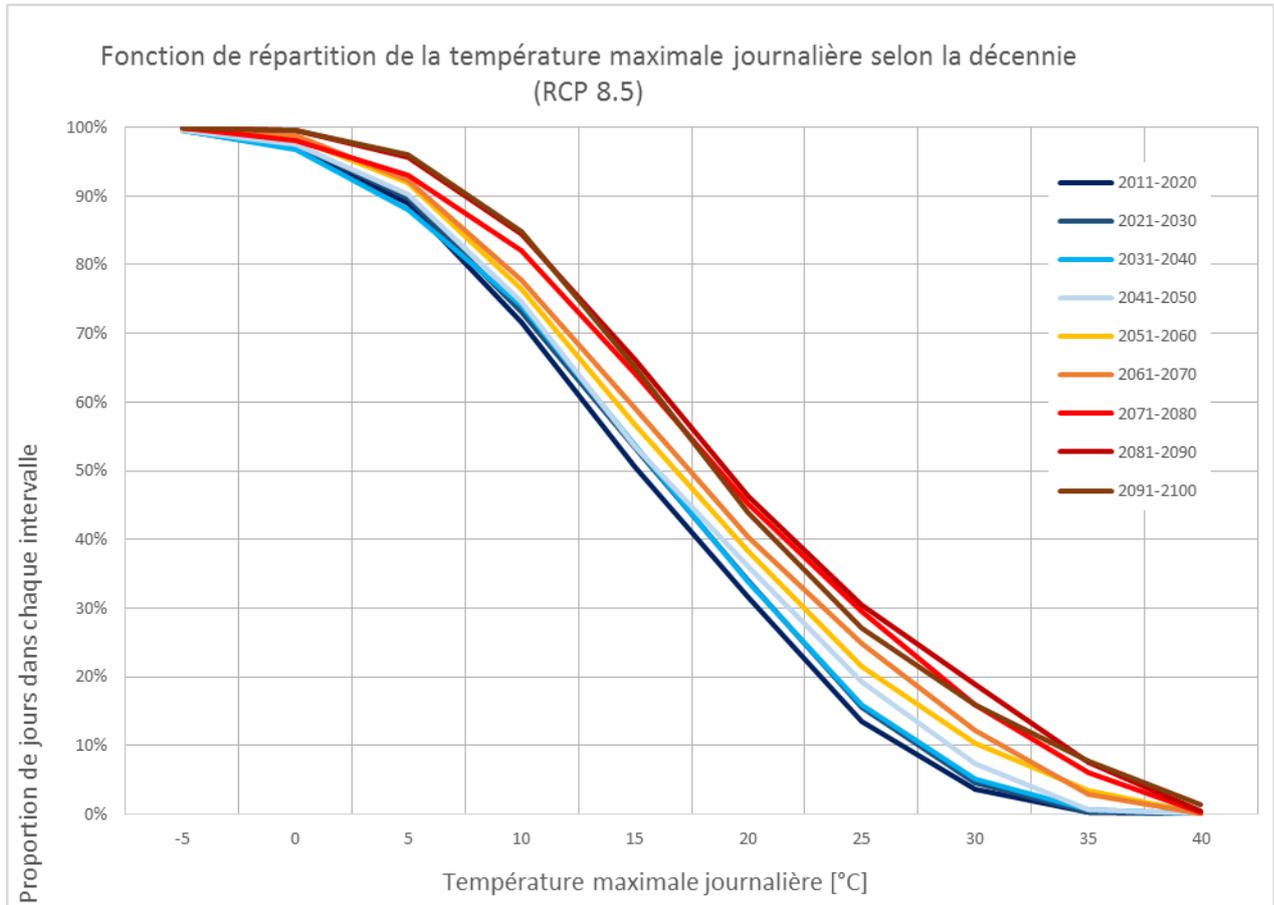
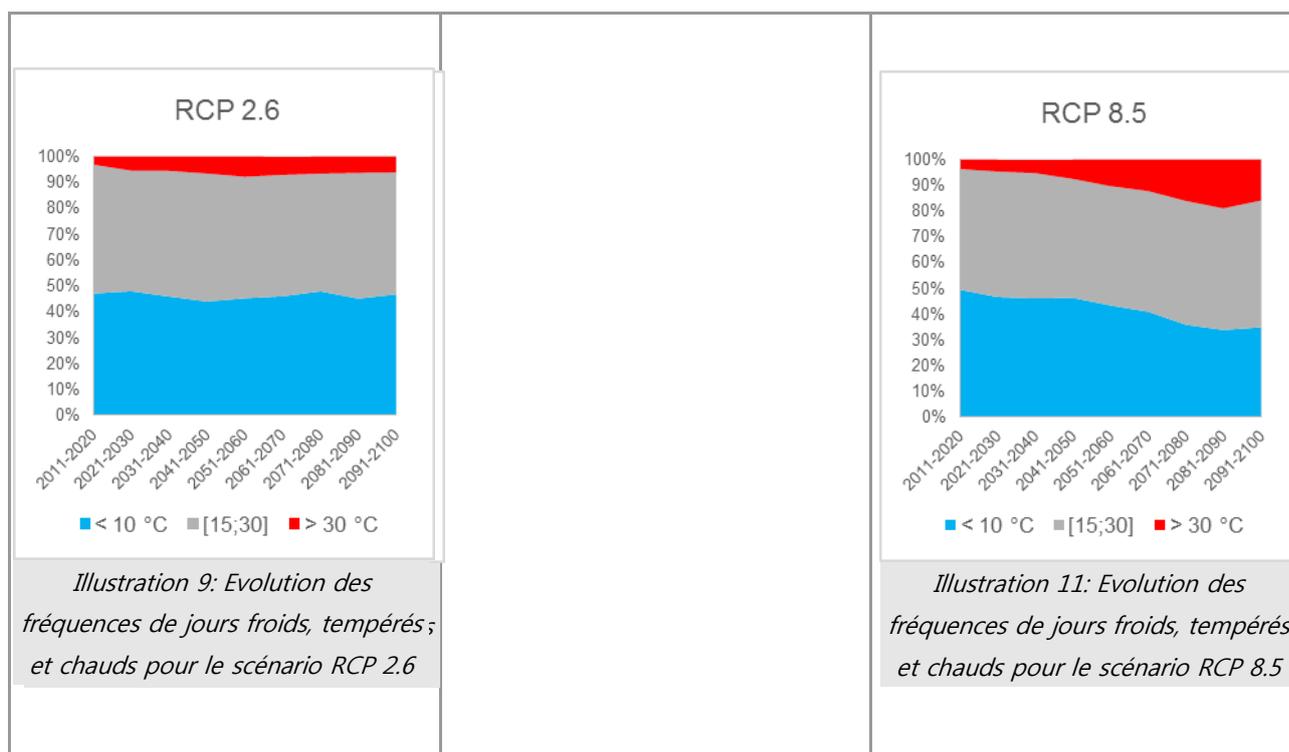


Illustration 8: Répartition des températures maximales journalières en fonction des décennies pour le modèle RCP8.5

Si l'on s'attache plus particulièrement aux jours présentant des températures maximales supérieures à 30°C (qui seront les journées pouvant entraîner des arrêts brutaux d'onduleurs en raison de surchauffe), et ce pour les trois scénarios différents, on obtient les illustrations respectives 9, 10 et 11. Sur ces illustrations sont reportés par décennies les fréquences respectives des journées réparties en trois catégories différentes :

- Froides : températures inférieures à 10 °C,
- Tempéré : températures comprises entre 10 et 30 °C,
- Chaude : températures supérieures à 30 °C.



On remarque que les résultats sont très différents pour les différents scénarios :

- RCP 2.6 : stabilité de la fréquence des différents types de journée entre 2020 et 2100, malgré un doublement rapide de la fréquence des journées chaudes en début de siècle : 3 % avant 2020, contre 5 à 8 % après.
- RCP 4.5 : augmentation légère mais régulière de la fréquence de journées chaudes, contrebalancée par une diminution des froides. L'on passe ici d'une fréquence de 5 à 6 % avant 2040, à 8 à 12 % après 2070.
- RCP 8.5 : très forte augmentation de la fréquence de journées chaudes, voir caniculaires : l'on passe d'une fréquence comprise entre 3 et 6 % avant 2040, à 16 à 19 % après 2070. Les journées froides diminuent symétriquement dans le même temps.

E.4) Synthèse et ouverture

(a) Synthèse

L'objectif de ce travail est d'évaluer l'impact du changement climatique sur les contraintes qui seront engendrées sur le réseau par les installations photovoltaïques. Une évolution climatique pourra en effet avoir une incidence sur la production photovoltaïque et sa répartition infra journalière, mais également sur le risque d'arrêts soudains liés par exemple à des surchauffes onduleurs. Nous nous sommes donc intéressés à la fois à l'irradiation et à la température ambiante ; les principaux impacts des scénarios sur ces variables étant répertoriés Table 4.

	RCP 2.6	RCP 4.5	RCP 8.5
Augmentation de l'irradiation [kWh/m ² /an]	+ 60	+70	+110
Augmentation moyenne de l'irradiation par an [kWh/m ² /an]	+0.65	+0.75	+1.12
Augmentation moyenne de l'irradiation par an [%]	0.055 %	0.064 %	0.095 %
Augmentation de la température [°C]	+ 0.8	+ 2.5	+ 5.7
Augmentation moyenne de la température par an [°C]	+ 0.008	+ 0.026	+ 0.06
Augmentation moyenne de la température par an [%]	0.05 %	0.16 %	0.34 %
Fréquence journées avec des températures max > 30°C	X 1.5	X 2	X 5
Augmentation moyenne annuelle de la fréquence journées avec des températures max > 30°C	X 1.004	X 1.007	X 1.017

Table 4: Evolutions météorologiques principales entre 2010 et 2100

Nous pouvons dorénavant essayer d'estimer l'impact des différents scénarios sur les installations photovoltaïques :

- RCP 2.6 : impact probablement faible, avec une légère hausse de l'irradiation et de la température. Possible augmentation du productible annuel. Risque de surchauffe onduleur stable.
- RCP 4.5 : impact léger sur le productible annuel, avec une hausse de l'irradiation probablement compensée par la hausse des températures. Possible baisse du productible annuel. Risque de surchauffe onduleur doublé.
- RCP 8.5 : impact très important, avec une très forte augmentation de la température engendrant à la fois une probable baisse de rendement des installations, et une hausse drastique des risques d'arrêts onduleurs en raison de surchauffe.

(b) Scénarisation infra-horaire

L'objectif de cette réflexion est de parvenir à créer des courbes de production photovoltaïque à l'échelle infra-horaire, afin de pouvoir juger des contraintes induites sur le réseau dans un environnement futur. Nous disposons pour cela de :

- Données d'irradiations et de températures infra-horaires historiques,
- Analyse des scénarios RCP à des échelles supra-journalières.

L'étude des données irradiations obtenues historiquement ne concorde cependant pas avec celles des scénarios RCP de référence : 1350 kWh/m²/an en moyenne historique entre 2005 et 2016, contre 1130 kWh/m²/an en moyenne du scénario RCP de référence entre 1995 et 2005. Ceci peut s'expliquer par une potentielle différence entre les bandes de fréquences considérées pour l'irradiation, et notamment pour les données des scénarios RCP dont le contenu n'est pas très explicite. Afin de palier à ce problème, les données historiques seront utilisées en base et modifiées à partir des évolutions relatives observées sur les scénarios RCP.

Pour obtenir un scénario de production photovoltaïque à partir des scénarisations RCP, nous proposons les actions suivantes :

- Choix d'une année historique parmi les plus favorables à la production PV, en l'occurrence

2011,

- Choix de l'horizon temporel de l'étude : 2030, 2040, 2050 ... ?
- Choix du scénario RCP : RCP2.6, RCP4.5, RCP8.5 ?
- Au vu de l'illustration 5, on estime qu'il n'y a pas de variation de la répartition de l'irradiation journalière significative. Etant donnée que l'irradiation n'est pas équitablement répartie au cours de la journée, l'on va ici utiliser un coefficient relatif pour obtenir un nouveau scénario :

$$Gh_{futur}(t) = Gh_{ref}(t) * (1 + Coeff_{irradiation_annuelle}(RCP) * (Annee_{futur} - Annee_{ref}))(1)$$

- L'impact des scénarios climatiques sur la répartition journalière de la température est plus importante, comme le montre l'illustration 8. Et si l'impact va de plus dépendre du scénario considéré, l'on peut simplifier encore en utilisant un coefficient relatif qui permettra de mieux rendre compte de la plus forte augmentation de température pour les journées chaudes que froides :

$$Temp_{futur}(t) = Temp_{ref}(t) * (1 + Coeff_{temperature_annuelle}(RCP) * (Annee_{futur} - Annee_{ref}))(2)$$

- Cette répartition de l'augmentation de température ne permet pas de rendre compte de l'augmentation importante de jours caniculaires du scénario RCP8.5 (cf Illustration 11). En cas d'utilisation de ce scénario, il est donc proposé d'utiliser des coefficients différents selon la température observée :

$$\begin{array}{l}
 C_{chaud} = 2 * Coeff_{temperature_annuelle} \\
 C_{inter} = 0 \\
 C_{froid} = Coeff_{temperature_annuelle}
 \end{array}
 \begin{array}{l}
 \text{pour les 50 jours les plus chauds} \\
 \text{pour les 50 jours suivants entre médietempérature} \\
 \text{pour } \leq \text{reste}
 \end{array}$$

E.5) Résultats des simulations

Nous avons précédemment déterminé des formules empiriques pour calculer les valeurs d'irradiations et de température au pas de temps horaire, et ce pour les différents scénarios.

Nous allons ici travailler sur l'impact qu'auraient les différents scénarios RCP si l'on utilise lesdites formules pour obtenir des scénarios météorologiques au pas de temps horaire :

- Scénarios testés :
 - 2011 : Année de référence
 - RCP 2.3 : 2050 & 2100
 - RCP 4.5 : 2050 & 2100
 - RCP 8.5 : 2050 & 2100
- Types d'installations considérés :
 - Orientation entre 90 et 270° (pas de 5°) - Pente 18°

- Orientation Sud – Toiture plate
- Obtention des scénarios RCP :
 - Scénario de base : 2011
 - Formules de transition : Formules⁽¹⁾&⁽²⁾
 - Année cible 2050

Les Table 5 et Illustration 12 représentent les résultats annuels des simulations de production effectuées. On peut observer que chacun des scénarios RCP conduit à une augmentation du productible à l'horizon 2050. Cependant, cette augmentation reste limitée, avec des valeurs allant de +20 kWh/kWc à +40 kWh/kWc selon les cas. Ceci représente une **augmentation de production de l'ordre de 2/3 %**.

On observe la même tendance à l'horizon 2100, avec des augmentations de productibles pour chacun des scénarios : relativement similaires **pour les RCP 2.6 et 4.5 de l'ordre de 5 %, et un peu plus importante pour le RCP 8.5 de l'ordre de 6 %**.

Finalement, ces augmentations de production apparaissent être linéaire pour chacun des scénarios, avec cependant une augmentation plus faible que pour les données d'irradiation, ce qui s'explique par la compensation partielle de l'augmentation d'irradiation par l'augmentation de la température.

Les conclusions tirées de ces simulations sont légèrement différentes de celles qui avaient été estimées sans simulation dans le paragraphe 56. On observe en effet de faibles augmentations de production pour les scénarios RCP 2.6 et 4.5, mais pas de baisse de production pour le scénario RCP 8.5 et au contraire une augmentation de la production plus importante que pour les autres scénarios.

Production annuelle normalisée moyenne [kWh/kWc]	2011	2050	2100
2050 RCP 2.6	1 196	1 222	1 256
2050 RCP 4.5		1 222	1 254
2050 RCP 8.5		1 230	1 271

Table 5: Productions annuelles moyennes selon les scénarios

Ceci peut s'expliquer par le fait que la simulation ne prend pas en compte les déconnexions onduleur en cas de surchauffe : une simple perte de performance sera en effet associée à ces événements. Or ceci était la principale explication avancée pour prévoir une baisse de production.

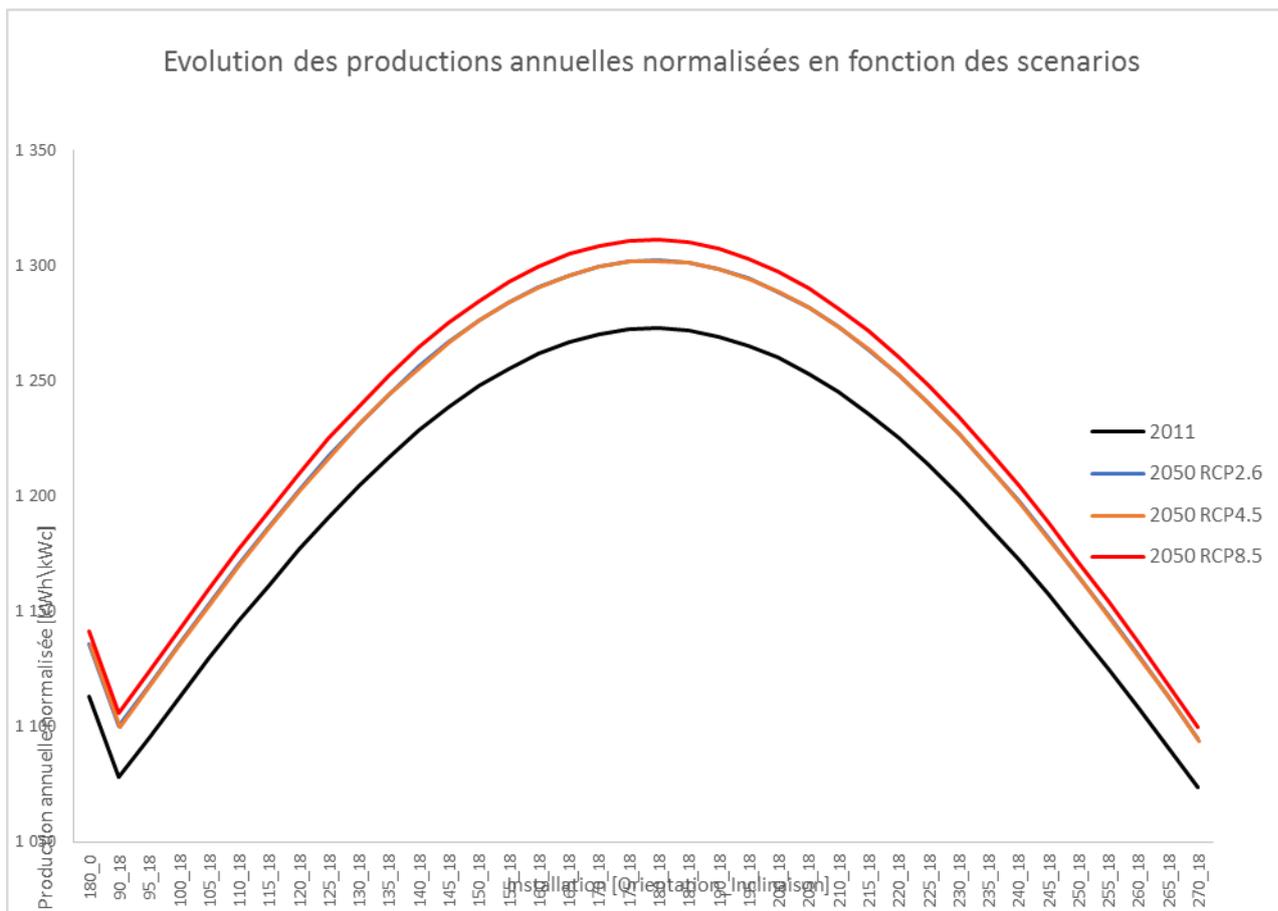


Illustration 12: Production annuelle des installations en fonction du scénario (horizon 2050)

(F) Table des illustrations

Figure 1: étapes de la scénarisation (vert foncé, lot 5) permettant d'alimenter les simulations (vert clair et bleu, Lot 3)	3
Figure 2 : Consommations d'énergie par type de logement et année de construction	7
Figure 3 : hypothèse de construction de bâtiments neufs sur Les Haies	10
Figure 4: part des rénovations envisagées par période	12
Figure 5: hypothèse de changement de vecteur énergie dans le secteur résidentiel (scenario tendanciel, Les Haies)	13
Figure 7 : synthèse des scénarios de consommation d'énergie (Les Haies)	16
Figure 9: classification simplifiée des usages électriques domestiques sur la CCRC	17
Figure 10 : évolution des consommations électriques tenant compte de l'évolution des performances, à la maille intercommunale	18
Figure 11 : transformation des courbes de charge dans les scenarios	19
Figure 12 : Recensement de la puissance PV en service par commune sur la CCRC	22
Figure 13: potentiel photovoltaïque brut évalué sur la CCRC	26
Figure 14 : potentiel PV brut en ombrières et toiture, par classe de puissance	26
Figure 15 : Vue de Loire-sur-Rhône avec identification des surfaces importantes de l'usine en partie en friche qui offre de grandes surfaces pouvant accueillir des ombrières de parking ou un parc au sol.	27
Figure 16 : déclinaison du potentiel PV brut par orientation	27
Figure 17 : Gisement PV brut avec et sans protection patrimoniale	28
Figure 18 : gisement PV sur la commune des Haies	29
Tableau 1: répartition des énergies de chauffage du parc de logements sur la commune des Haies	4
Tableau 2: clé de répartition de l'énergie utilisée pour l'ECS en fonction de l'énergie de chauffage	5
Tableau 3: répartition des bâtiments selon les combinaisons chauffage / eau chaude	5
Tableau 4: Consommations unitaires d'énergie par type de chauffage et année de construction pour les maisons principales	6
Tableau 5: consommations d'énergie initiales sur Les Haies	6
Tableau 6: consommations d'énergie initiales du secteur tertiaire sur les Haies (source : OREGES)	7
Tableau 7: consommations d'énergie initiales du secteur agricole sur les Haies (source OREGES)	7
Tableau 8: consommations d'énergie initiales du secteur industriel sur les Haies (source OREGES)	7
Tableau 9: pourcentages de bâtiments rénovés selon l'année de construction, à horizons 2030 et 2050	8
Tableau 10 : Hypothèses de changements des vecteurs énergie sur le chauffage et l'eau chaude (Scénario "haut" 2050)	8
Tableau 11: Evolution des rendements des systèmes de chauffage	9
Tableau 12: Consommations énergie finale chauffage kWh/m ²	9
Tableau 13: Hypothèses des besoins en eau chaude pour les maisons individuelles (MI) et les logements collectifs (LC)	9
Tableau 14: Hypothèses de rendement des systèmes de production d'ECS (hypothèses Negawatt)	10
Tableau 15: Hypothèses pour la climatisation dans le résidentiel – (Source Negawatt 2011, tableau 43)	10
Tableau 16: Hypothèses sur l'évolution des besoins en électricité spécifique	10
Tableau 17: Estimation du type énergie de chauffage des logements neufs	10
Tableau 18: Evolution des rendements des systèmes de chauffage (Negawatt 2011)	11
Tableau 19: consommations d'énergie résidentielles par usage en 2050 sur Les Haies	11
Tableau 20: Evolution des rendements des systèmes de chauffage	13
Tableau 21: Consommations énergie finale chauffage kWh/m ²	13
Tableau 22: Hypothèses des besoins en eau chaude pour les maisons individuelles (MI) et les logements collectifs (LC)	13
Tableau 23: Hypothèses de rendement des systèmes de production d'ECS (hypothèses Negawatt)	14
Tableau 24: Hypothèses pour la climatisation dans le résidentiel – (Source Negawatt)	14
Tableau 25: évolution tendancielle des consommations d'électricité spécifique	14
Tableau 26: Estimation type énergie de chauffage des logements neufs	14
Tableau 27: Evolution des rendements des systèmes de chauffage (Negawatt 2011)	15
Tableau 28: consommations d'énergie résidentielles par usage en 2050 sur Les Haies (scenario tendanciel)	15
Tableau 29: évolution des usages dans le scenario "haut"	18
Tableau 30 : évolution des usages dans le scenario "bas"	18
Tableau 31 : Hypothèses de détermination des surfaces PV en toiture	24
Tableau 32 : Correspondance entre emprise foncière d'un parking et surface de panneaux PV	24
Tableau 33: Hypothèses d'inclinaison du champ PV	24
Tableau 34 : Hypothèses d'orientation du champ PV	24
Tableau 35 : Hypothèses de dimensionnement PV en toiture	25

Tableau 36. Axes de développement du photovoltaïque sur la commune des Haies (scénario « haut »)	33
Tableau 37. Production ajoutée dans le scénario haut et taux de couverture à horizons 2020, 2030 et 2050	34
Tableau 38. Données OREGES sur la production photovoltaïque annuelle sur la commune des Haies	34
Tableau 39. Extrapolation des données de production pour obtenir un scénario tendanciel sur la commune des Haies	34
Tableau 40. Axes de développement du photovoltaïque sur la commune des Haies (scénario tendanciel)	35
Tableau 41. Production ajoutée dans le scénario tendanciel et taux de couverture à horizons 2020, 2030 et 2050	35
Tableau 42: axes de développement du photovoltaïque sur le périmètre de la CCRC dans le scénario haut	37
Tableau 43: Production ajoutée dans le scénario haut sur la CCRC et taux de couverture à horizons 2020, 2030 et 2050	37
Tableau 44: Synthèse du scénario haut par rapport à 2014 sur la CCRC, par filière et type d'installations	37
Tableau 45: Axes de développement du photovoltaïque sur le périmètre de la CCRC dans le scénario tendanciel	38
Tableau 46: Production ajoutée dans le scénario tendanciel sur la CCRC et du taux de couverture à horizons 2020, 2030 et 2050	39
Tableau 47 : Synthèse du scénario tendanciel par rapport à 2014 sur la CCRC, par filière et type d'installations	39