COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

DELIBERATION N°2017-107
9 mai 2017

Délibération de la commission de régulation de l'énergie du 9 mai 2017 portant communication relative à la publication des coûts marginaux prévisionnels de production d'électricité dans les zones non interconnectées aux horizons 2022 et 2032

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. CONTEXTE

L'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose que dans les zones non interconnectées[1] (ZNI) les charges imputables aux missions de service public de l'énergie (SPE) comprennent les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité (MDE). Le IV de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précise que « *les charges imputables aux missions de service public liées à l'action, qui sont calculées par la Commission de régulation de l'énergie sur la base du coût normal et complet, diminué des recettes et subventions éventuellement perçues au titre de cette action de maîtrise de la demande, ne peuvent excéder les surcoûts de production évités du fait de l'action sur l'ensemble de sa durée* ».

Pour le calcul des charges de SPE imputables aux projets de MDE qui lui sont soumis, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adopté deux méthodologies d'analyse qui constituent des directives opposables aux opérateurs concernés. La première[2], adoptée le 10 juin 2015, est appliquée à l'examen des projets de MDE qui développent une infrastructure nécessitant une dépense d'investissement d'au moins un million d'euros. La seconde méthodologie[3], adoptée le 2 février 2017, est applicable aux projets de « petites » actions de MDE, c'est-à-dire celles qui ne sont pas concernées par la méthodologie du 10 juin 2015. Ces deux méthodologies précisent notamment les modalités de calcul des surcoûts de production évités. Ceux-ci sont d'abord calculés pour une année de référence puis extrapolés aux autres années du projet.

Dans le cas des projets d'infrastructure de MDE, l'année de référence correspond à l'année de saisine de la CRE augmentée de 15 ans. Dans le cas des projets de petites actions de MDE, pour les actions dont la durée est strictement inférieure à 20 ans, l'année de référence correspond à l'année d'analyse de l'action augmentée de 5 ans. Pour les actions dont la durée est supérieure ou égale à 20 ans, l'année de référence correspond à l'année d'analyse de l'action augmentée de 15 ans.

[1] Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin, Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis-et-Futuna et les îles bretonnes (Chausey, Molène, Ouessant, Sein)
[2] Délibération portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées
[3] Délibération portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

La CRE a prévu dans ses deux méthodologies d'examen des projets de MDE de publier annuellement les coûts marginaux de production à horizon des années de référence susmentionnées. Ces publications ont pour objectif de donner un signal clair aux porteurs de projet et d'inciter l'ensemble des parties prenantes à s'investir efficacement dans la mise en œuvre d'économies d'énergie. Les écarts entre les coûts réels de production et les tarifs de vente de l'électricité dans les ZNI qui garantissent la péréquation tarifaire sont en effet supportés par l'ensemble de la collectivité française. C'est ainsi que la CRE a publié en 2016 les coûts marginaux prévisionnels à l'horizon 2030 dans sa délibération du 9 mars 2016[4].

La présente délibération a pour objet de publier les coûts marginaux de production pour l'ensemble des ZNI pour les années de référence 2022 et 2032, en explicitant la méthode et les principales hypothèses utilisées pour le calcul.

S'agissant des projets d'infrastructure visant la maîtrise de la demande d'électricité, les chroniques de coûts marginaux publiées par la CRE présentent un caractère strictement indicatif. Ils doivent permettre aux porteurs de projet de réaliser une première estimation du coût de production que leur projet permet d'éviter. Toutefois, ce n'est qu'une fois qu'elle aura été saisie du projet que la CRE calculera le coût normal et complet ainsi que le surcoût de production évité à partir desquels sera évaluée la compensation, en application des modalités exposées dans sa méthodologie. S'agissant des projets de petites actions de MDE, les chroniques de coûts marginaux publiées dans la présente délibération constituent les coûts de référence qui s'appliquent pour le calcul du coût de production évité à l'année de référence.

2. METHODE ET HYPOTHESES DE CALCUL DES CHRONIQUES DE COUTS MARGINAUX DE PRODUCTION

La méthode et les hypothèses de calcul des chroniques de coûts marginaux de production présentées ci-dessous s'appliquent aux ZNI dont le parc de production est constitué d'au moins trois moyens de production thermique, à savoir la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et la Réunion.

2.1 Parc de production à l'année de référence cible

Les coûts marginaux sont calculés pour deux années de référence : 2022 et 2032.

Les hypothèses d'évolution du parc de production à ces deux échéances proviennent, d'une part, des objectifs de développement des différentes filières fixés par les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE)[5] des territoires, et d'autre part, des bilans prévisionnels de 2015, actualisés en 2016, de l'équilibre offre-demande établis par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI »), par Electricité de Mayotte (ci-après « EDM ») ou par Eau et Electricité de Wallis-et-Futuna (ci-après « EEWF »).

S'agissant de la demande prévisionnelle d'électricité (niveau de consommation moyen et pointe), la CRE retient le scénario « référence MDE » des bilans prévisionnels d'EDF SEI ou le cas échéant, le scénario « médian » du bilan prévisionnel d'EDM[6].

Le parc de production permettant d'assurer l'équilibre offre-demande à l'année de référence cible est construit par empilement :

- de toutes les installations de production et de stockage existantes qui ne seront pas démantelées d'ici l'année de référence ;
- des projets dont la compensation au titre des charges de SPE a été approuvée par la CRE et des projets inscrits dans le bilan prévisionnel ou la PPE qui seraient en fonctionnement à l'année de référence[7] ;

Le parc de production est ajusté de manière à respecter le critère de trois heures de défaillance[8] par an en espérance, c'est-à-dire en moyenne sur un ensemble de scénarios représentatifs des conditions auxquelles peut être confronté le système électrique à l'horizon envisagé.

Chaque moyen de production du parc est modélisé, le cas échéant, selon sa puissance installée, sa disponibilité, ses coûts variables de fonctionnement, et les contraintes s'appliquant sur les stocks d'eau pour les installations hydroélectriques.

[4] Délibération portant communication relative à la publication des coûts marginaux prévisionnels de production d'électricité dans les zones non interconnectées à l'horizon 2030
[5] Ou des projets des PPE auxquels la CRE a eu accès pour les territoires où elles n'avaient pas été publiées en amont de la modélisation des coûts marginaux
[6] La méthode simplifiée de détermination des coûts marginaux à Wallis-et-Futuna et les hypothèses retenues sont présentées dans la partie 3 de la présente délibération.
[7] A partir de 2023 (horizon des PPE), le rythme de développement des nouvelles installations de production fatale est considéré comme proportionnel à la croissance de la demande et à l'augmentation du seuil de déconnexion des moyens de production intermittents.
[8] Heures durant lesquelles l'équilibre offre-demande n'est pas respecté.

2.2 Evaluation des coûts variables de production des parcs de référence

Les coûts variables de production sont constitués des coûts de combustible, des coûts de CO_2, des coûts relatifs aux consommables et des autres frais divers d'exploitation proportionnels au volume d'électricité produit.

Pour les centrales existantes qui ne seront pas démantelées d'ici à 2022, respectivement d'ici à 2032, les coûts variables de fonctionnement sont évalués à partir des données de la comptabilité appropriée d'EDF SEI, d'EDM ou d'EEWF au titre des années 2013, 2014 et 2015 ou, à défaut, à partir des éléments dont la CRE dispose dans le cadre de ses travaux d'évaluation des projets d'investissement dans les moyens de production d'électricité dans les ZNI. Ces coûts sont projetés à l'année de référence cible selon le taux annuel d'inflation constaté en France pour les années antérieures à 2016 et selon une inflation annuelle pour les années suivantes égale au taux moyen des cinq dernières années[9]. Le coût variable de chaque centrale en 2022, respectivement en 2032, correspond alors à la moyenne des coûts variables de 2013, 2014 et 2015 augmentés de l'inflation.

Pour les centrales qui n'existent pas au moment de l'évaluation des coûts marginaux mais qui feront partie du parc ajusté à horizon de l'année de référence cible, les coûts variables à l'année de référence sont identiques à ceux de la centrale du même type la plus récente en fonctionnement.

2.3 Optimisation du fonctionnement du parc cible et construction des chroniques de coûts marginaux de production

Pour chaque scénario[10] représentatif des conditions auxquelles peut être confronté le système électrique à l'horizon envisagé – demande, disponibilité, production fatale, apports en eau –, l'appel des moyens de production et de stockage du parc de référence est optimisé de manière à minimiser le total des coûts variables de production du parc tout en respectant un certain nombre de contraintes, parmi lesquelles :

- la satisfaction de l'équilibre offre-demande, en respectant le critère de défaillance de trois heures par an en espérance ;
- la puissance minimale et maximale de chaque groupe en fonctionnement ;
- les indisponibilités des groupes, qui découlent d'un tirage aléatoire de panne selon un taux de fortuit ;
- la valeur d'usage des stocks hydrauliques.

Le coût marginal de production est à tout moment égal au coût variable du moyen le plus coûteux utilisé sauf durant les heures de défaillance. Le coût marginal aux heures de défaillance correspond au coût annualisé de développement d'une turbine à combustion normalisée à 1 MW, réparti sur chacune des trois heures de défaillance, auquel s'ajoute son coût variable de fonctionnement. Ce coût de la défaillance est identique à toutes les ZNI.

Le coût marginal présenté dans la suite est dit « en espérance ». Il correspond pour chaque heure à la moyenne des coûts marginaux obtenus sur l'ensemble des scénarios mentionnés précédemment.

2.4 Définition des journées types pour la publication des coûts marginaux

Les coûts marginaux pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et la Réunion, aux années de référence 2022 et 2032, sont présentés à l'Annexe 1 au pas horaire pour des journées types, choisies en cohérence avec les variations hebdomadaires et saisonnières du coût marginal de production de chaque ZNI considérée.

Il est ainsi procédé à une distinction entre les journées de semaine (du lundi au vendredi) et les journées de week-end pour l'ensemble de ces ZNI.

S'agissant spécifiquement de la Réunion, une distinction est faite entre les journées d'hiver et les journées d'été de manière à tenir compte des variations saisonnières de consommation. La période hivernale retenue pour la Réunion s'étend sur six mois, de début avril à fin septembre. La période estivale correspond aux six autres mois de l'année.

De la même manière pour la Corse, une distinction est faite entre les journées de haute saison et les journées de basse saison. La haute saison correspond aux mois d'été, de début juillet à fin août, et aux mois d'hiver, de début novembre à fin février. La basse saison correspond aux autres mois de l'année.

[9] Le taux d'inflation utilisé est égal à la moyenne des taux d'inflation constatés en France pour les années 2011, 2012, 2013, 2014 et 2015.
[10] Les chroniques horaires de demande, disponibilité et production fatale sont générées à partir de modèles stochastiques de manière à ce que leurs caractéristiques statistiques (saisonnalités, espérance, écart-type, loi de distribution, etc.) correspondent à celles des données historiques.

3. COUT MARGINAL DE PRODUCTION DES ZNI DONT LE PARC DE PRODUCTION EST RESTREINT

Les coûts marginaux des ZNI dont le parc de production est constitué de seulement un ou deux moyens de production thermique sont peu sensibles aux variations de consommation.

Par conséquent, seul un coût marginal annuel moyen – obtenu par une méthode simplifiée de calcul explicitée ci-après – a été calculé pour chacune de ces ZNI. Il constitue une bonne approximation des chroniques qui auraient été obtenues en application de la méthode explicitée dans la partie 2 de la présente délibération.

Les hypothèses retenues pour ce calcul simplifié sont les suivantes :

- Le parc de production à l'année de référence est déterminé selon la démarche présentée dans la partie 2.1 ;
- Le coût variable de chaque moyen de production des parcs de référence est évalué selon la méthode explicitée dans la partie 2.2 ;
- Lorsque la ZNI comporte deux moyens de production, le coût variable de production correspond à la moyenne des coûts variables des deux centrales pondérée par l'énergie produite par chacune d'elle les années considérées (2013, 2014, 2015) ;
- Le coût de la défaillance est réparti uniformément sur toutes les heures de l'année.

Ces coûts marginaux pour les années de référence 2022 et 2032 sont présentés à l'Annexe 2.

Après examen par le Collège de la CRE, les résultats de ces travaux de projection des coûts marginaux de production dans les ZNI sont publiés en application des deux méthodologies d'examen des projets de MDE. La présente délibération est transmise au ministre d'Etat, ministre de la transition écologique et solidaire, au ministre de l'action et des comptes publics, à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), ainsi qu'à l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), aux fournisseurs historiques dans les ZNI (EDF SEI, EDM et EEWF) et aux collectivités territoriales des ZNI. Elle est également publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 9 mai 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

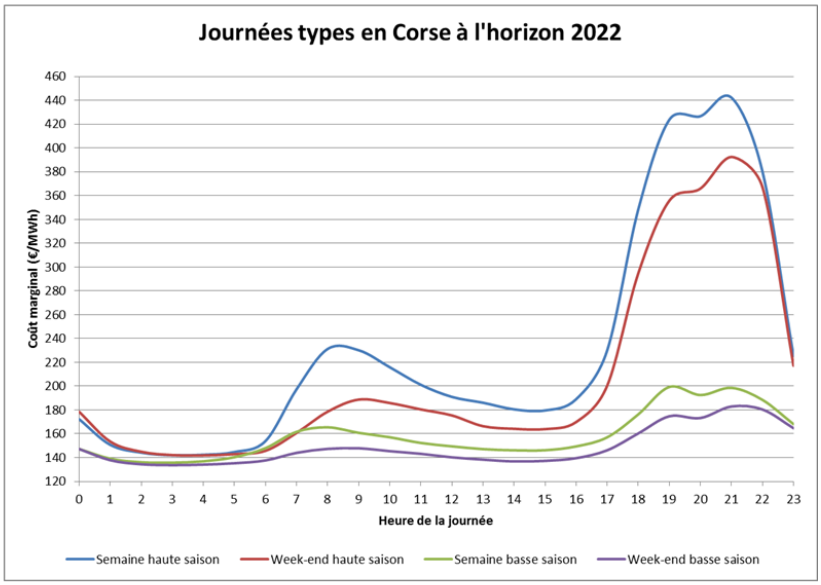
Jean-François CARENCO

ANNEXE 1

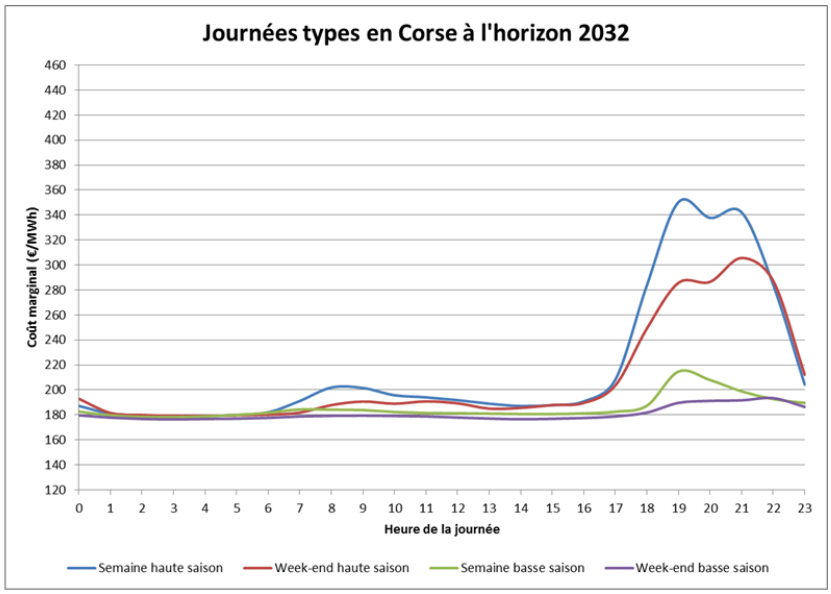
Publication des coûts marginaux prévisionnels des parcs de production en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à la Réunion

1. CORSE

	Coûts marginaux du parc de production corse à l'horizon 2022 (€/MWh)			
	Haute saison		Basse saison	
Heure	Semaine	Week-end	Semaine	Week-end
0	172	178	147	147
1	151	153	139	138
2	144	145	136	134
3	142	142	136	134
4	142	142	137	134
5	145	143	140	135
6	154	146	148	138
7	197	161	162	144
8	231	179	165	147
9	230	189	161	148
10	216	186	157	145
11	201	181	152	143
12	191	175	149	140
13	186	166	147	138
14	181	164	146	137
15	180	164	146	137
16	189	170	149	140
17	230	200	157	146
18	348	295	176	160
19	424	356	199	175
20	427	366	193	173
21	442	392	199	183
22	380	367	188	180
23	225	217	168	165

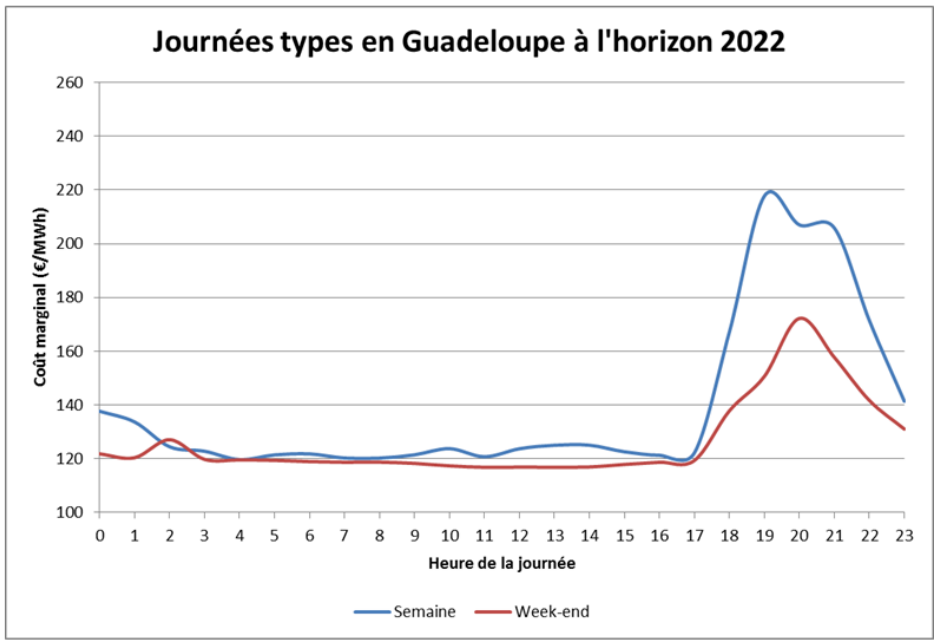


	Coûts marginaux du parc de production corse à l'horizon 2032 (€/MWh)			
	Haute saison		Basse saison	
Heure	Semaine	Week-end	Semaine	Week-end
0	187	193	183	180
1	181	182	180	178
2	180	180	178	177
3	179	179	178	176
4	179	179	179	177
5	180	180	180	177
6	182	180	182	178
7	191	182	184	179
8	202	188	184	179
9	202	191	184	179
10	196	189	182	179
11	194	191	182	179
12	192	189	181	178
13	189	185	181	177
14	187	186	181	177
15	188	188	181	177
16	191	190	181	178
17	208	204	183	179
18	284	249	187	182
19	350	286	215	190
20	338	287	208	191
21	342	306	199	192
22	284	287	193	193
23	204	212	190	186

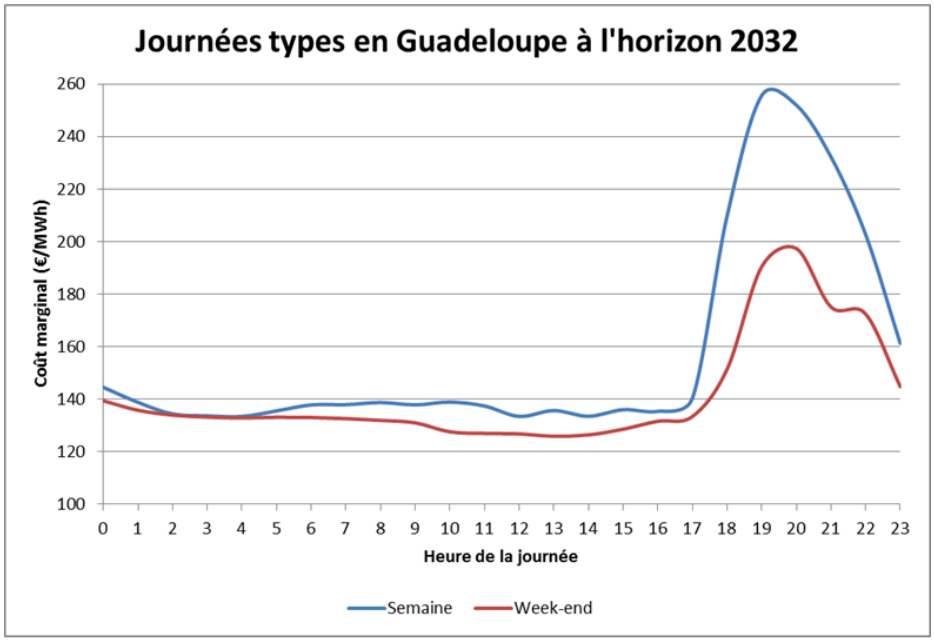


2. GUADELOUPE

Coûts marginaux du parc de production guadeloupéen à l'horizon 2022 (€/MWh)		
Heure	Semaine	Week-end
0	138	122
1	134	120
2	124	127
3	123	120
4	120	120
5	121	119
6	122	119
7	120	119
8	120	119
9	121	118
10	124	117
11	121	117
12	124	117
13	125	117
14	125	117
15	123	118
16	121	119
17	122	119
18	167	138
19	218	151
20	207	172
21	206	158
22	171	142
23	141	131

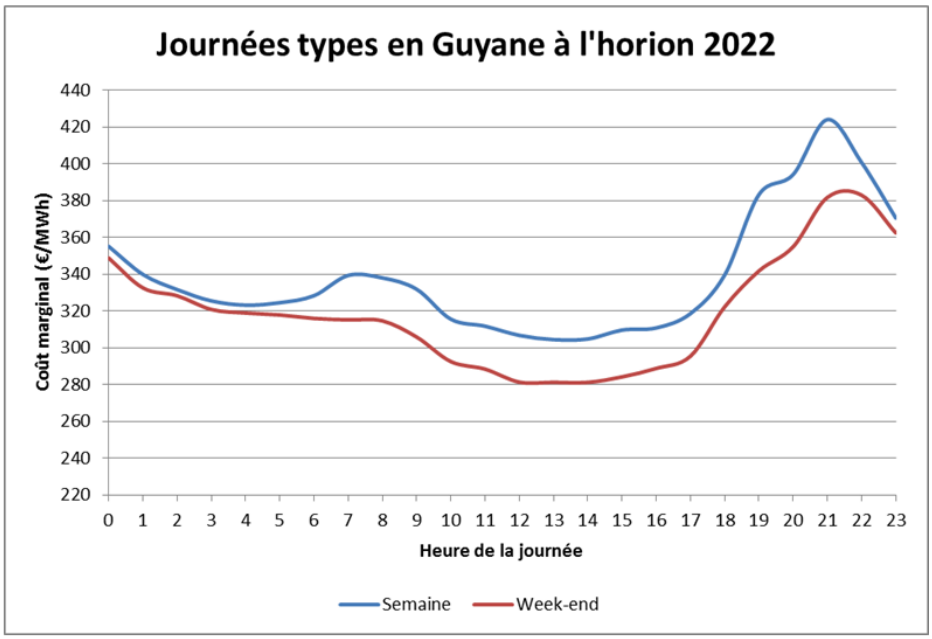


Coûts marginaux du parc de production guadeloupéen à l'horizon 2032 (€/MWh)		
Heure	Semaine	Week-end
0	145	139
1	139	136
2	134	134
3	134	133
4	134	133
5	136	133
6	138	133
7	138	133
8	139	132
9	138	131
10	139	128
11	138	127
12	134	127
13	136	126
14	134	127
15	136	129
16	135	132
17	141	134
18	210	151
19	256	191
20	252	198
21	232	175
22	203	173
23	161	145

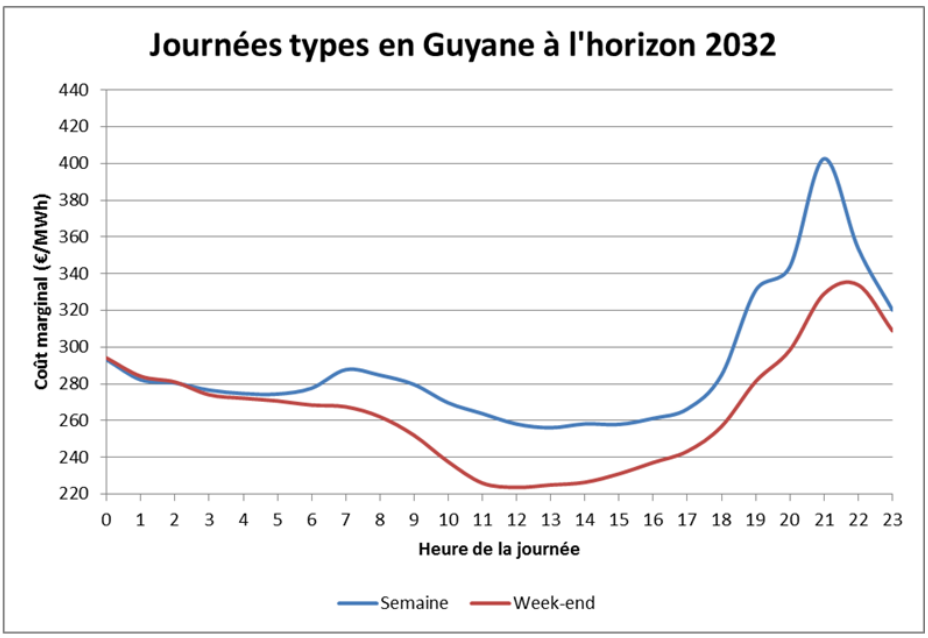


3. GUYANE

Coûts marginaux du parc de production guyanais à l'horizon 2022 (€/MWh)		
Heure	Semaine	Week-end
0	355	349
1	340	333
2	332	328
3	326	321
4	323	319
5	325	318
6	328	316
7	339	315
8	338	315
9	332	306
10	316	293
11	312	288
12	307	281
13	304	281
14	305	281
15	310	284
16	311	289
17	319	296
18	340	322
19	383	342
20	394	355
21	424	382
22	401	383
23	371	362

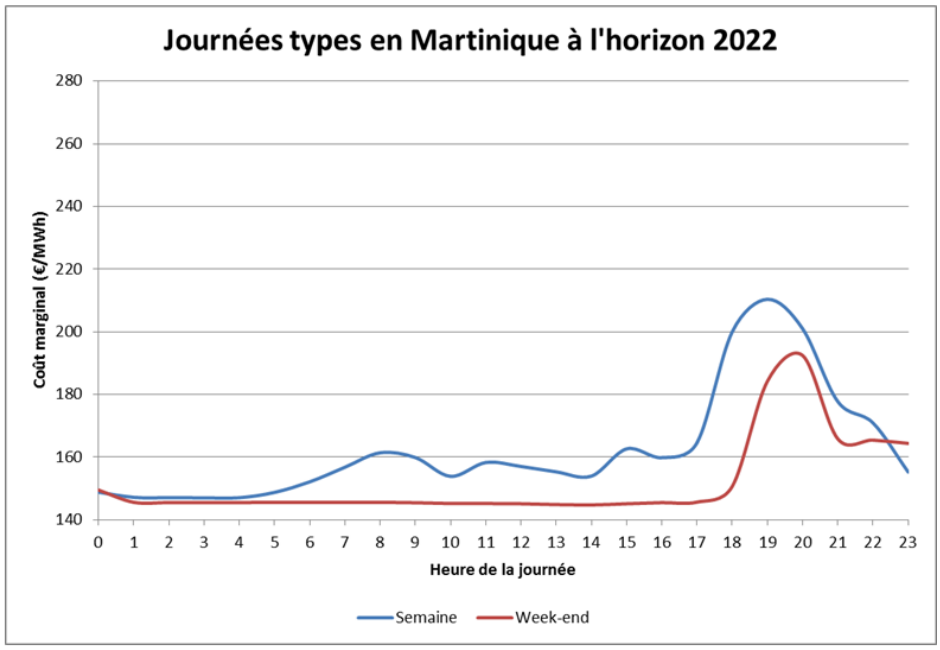


Coûts marginaux du parc de production guyanais à l'horizon 2032 (€/MWh)		
Heure	Semaine	Week-end
0	293	294
1	282	284
2	281	281
3	277	274
4	275	272
5	274	271
6	278	268
7	288	268
8	285	262
9	280	252
10	270	238
11	264	226
12	258	224
13	256	225
14	258	226
15	258	231
16	261	237
17	266	243
18	285	257
19	331	281
20	344	298
21	403	329
22	354	334
23	320	309

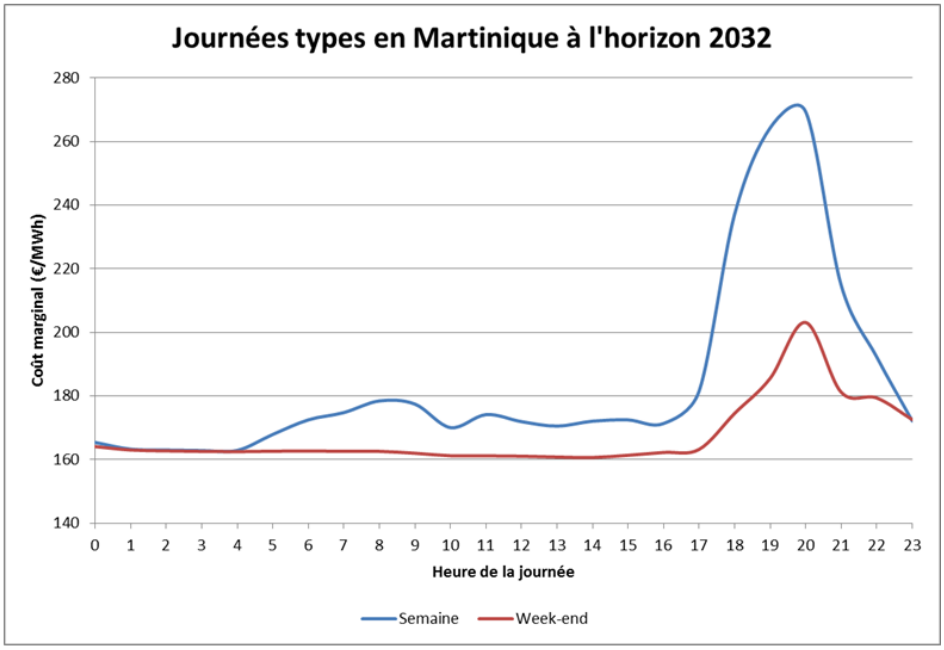


4. MARTINIQUE

Coûts marginaux du parc de production martiniquais à l'horizon 2022 (€/MWh)		
Heure	Semaine	Week-end
0	149	150
1	147	146
2	147	146
3	147	146
4	147	146
5	149	146
6	152	146
7	157	146
8	161	146
9	160	145
10	154	145
11	158	145
12	157	145
13	155	145
14	154	145
15	163	145
16	160	145
17	165	146
18	200	151
19	210	184
20	201	192
21	178	166
22	171	165
23	155	164

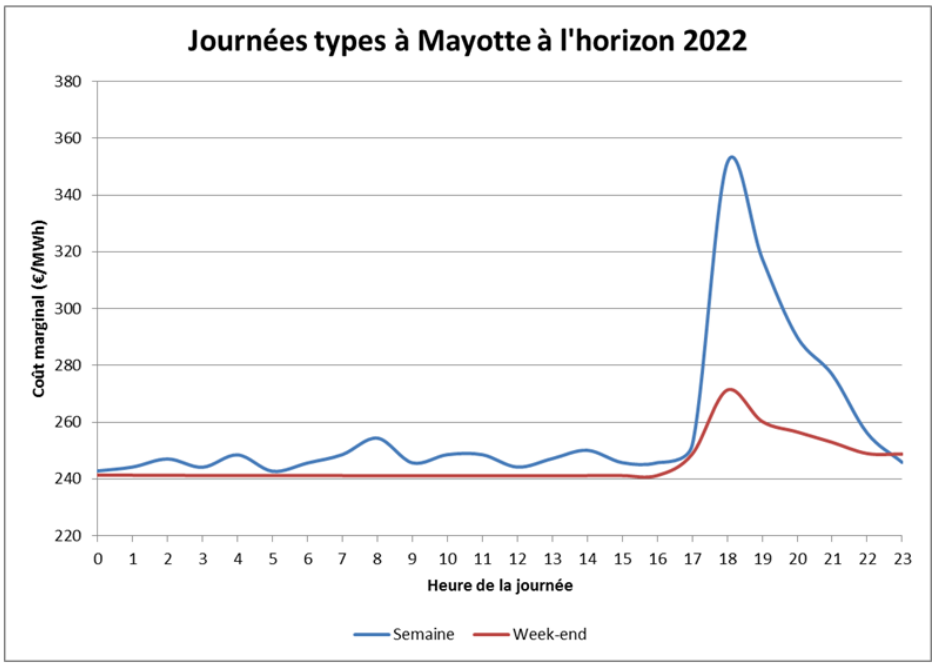


Coûts marginaux du parc de production martiniquais à l'horizon 2032 (€/MWh)		
Heure	Semaine	Week-end
0	165	164
1	163	163
2	163	163
3	163	163
4	163	163
5	168	163
6	173	163
7	175	163
8	178	163
9	177	162
10	170	161
11	174	161
12	172	161
13	171	161
14	172	161
15	173	161
16	171	162
17	182	163
18	237	175
19	264	186
20	269	203
21	215	181
22	192	179
23	172	173

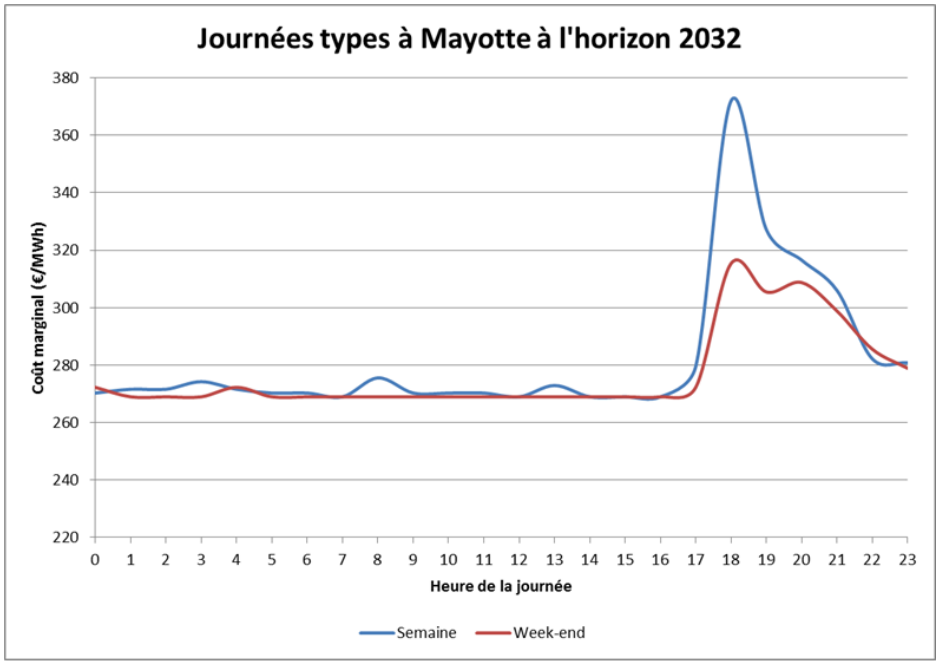


5. MAYOTTE

Coûts marginaux du parc de production mahorais à l'horizon 2022 (€/MWh)		
Heure	Semaine	Week-end
0	243	241
1	244	241
2	247	241
3	244	241
4	249	241
5	243	241
6	246	241
7	249	241
8	254	241
9	246	241
10	249	241
11	249	241
12	244	241
13	247	241
14	250	241
15	246	241
16	246	241
17	252	249
18	351	271
19	318	260
20	290	257
21	277	253
22	256	249
23	246	249

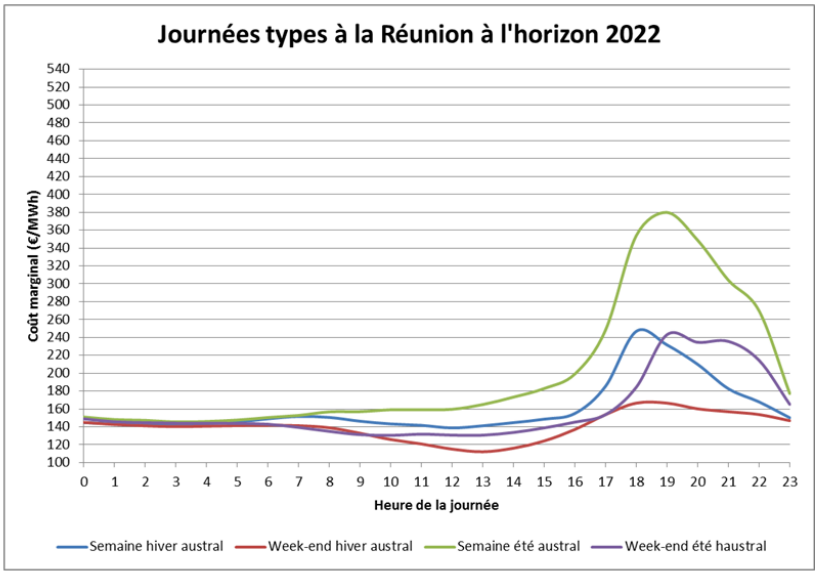


Coûts marginaux du parc de production mahorais à l'horizon 2032 (€/MWh)		
Heure	Semaine	Week-end
0	270	272
1	272	269
2	272	269
3	274	269
4	272	272
5	270	269
6	270	269
7	269	269
8	276	269
9	270	269
10	270	269
11	270	269
12	269	269
13	273	269
14	269	269
15	269	269
16	269	269
17	280	272
18	372	315
19	327	306
20	317	309
21	306	299
22	282	286
23	281	279

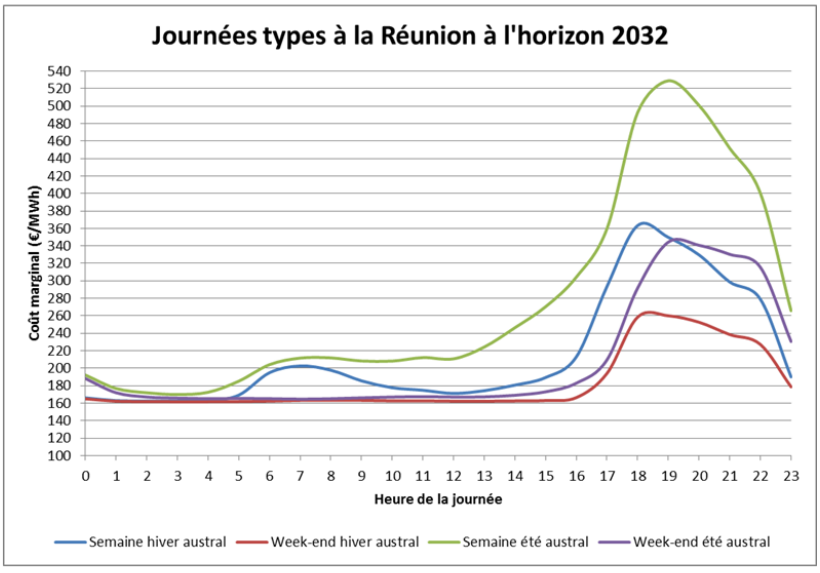


6. REUNION

	Coûts marginaux du parc de production réunionnais à l'horizon 2022 (€/MWh)			
	Eté austral		Hiver austral	
Heure	Semaine	Week-end	Semaine	Week-end
0	151	149	145	145
1	148	146	143	143
2	147	145	142	141
3	146	144	142	140
4	146	144	144	141
5	148	144	146	141
6	150	143	149	142
7	153	139	152	141
8	157	135	151	139
9	157	131	146	133
10	159	130	143	126
11	159	132	142	121
12	160	131	139	115
13	165	131	141	112
14	173	134	145	116
15	183	139	149	124
16	199	145	155	137
17	248	154	185	154
18	354	184	247	167
19	380	243	232	167
20	349	235	210	160
21	304	236	183	157
22	270	214	168	154
23	177	165	150	147



	Coûts marginaux du parc de production réunionnais à l'horizon 2032 (€/MWh)			
	Eté austral		Hiver austral	
Heure	Semaine	Week-end	Semaine	Week-end
0	192	188	166	165
1	177	172	163	162
2	172	167	162	162
3	170	166	162	162
4	172	165	163	162
5	185	166	169	162
6	204	165	195	162
7	212	165	203	163
8	212	165	198	163
9	208	166	186	163
10	208	167	178	163
11	212	167	175	163
12	211	167	171	162
13	224	167	174	162
14	246	169	181	163
15	270	173	189	163
16	304	183	213	166
17	360	210	294	194
18	493	292	363	258
19	529	344	350	260
20	501	341	330	253
21	452	330	299	239
22	400	316	279	227
23	266	231	190	179



ANNEXE 2

Publication des coûts marginaux prévisionnels des parcs de production à Saint-Barthélemy, à Saint-Martin, à Saint-Pierre-et-Miquelon, à Wallis-et-Futuna, et dans les îles bretonnes (Chausey, Molène, Ouessant, Sein)

Tableau 1 : Coûts marginaux prévisionnels en €/MWh

	2022	2032
Saint-Barthélemy	179	197
Saint-Martin	169	186
Saint-Pierre et Miquelon	206	227
Wallis et Futuna	323	358
Chausey	238	263
Molène	243	268
Ouessant	228	252
Sein	236	260