

DÉLIBÉRATION N°2024-65

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 mars 2024 portant communication relative à la publication des coûts marginaux prévisionnels de production d'électricité dans les zones non interconnectées aux horizons 2028 et 2038

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires.

1. Contexte

1.1. Compétence de la CRE

En application de l'article L.121-7 du code de l'énergie, en matière de maîtrise de la demande en énergie (MDE), les charges imputables au service public de l'énergie (SPE) dans les zones non interconnectées (ZNI) comprennent « d) *Les coûts supportés en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique [...]* ».

La prise en charge des coûts de MDE est toutefois limitée par un plafond, et le même article L.121-7 dispose que « *Ces coûts, diminués des recettes éventuellement perçues à travers ces actions, sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter* ». Le périmètre et le mode de calcul des surcoûts de production évités sont précisés par l'article R.121-28 du code de l'énergie qui dispose, en son V, que « *Le plafond [...] s'impose à la somme des coûts calculés, pour une action donnée, sur la durée du contrat et actualisés selon un taux de référence ; il est déterminé par rapport à la somme des surcoûts de production évités sur la durée du contrat et actualisés selon un taux d'actualisation de référence majoré destiné à tenir compte des incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs* ».

Le taux d'actualisation de référence et le taux d'actualisation de référence majoré sont définis par arrêté du ministre chargé de l'énergie, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Ils peuvent être différents selon la nature et la durée de vie de l'action engendrant l'économie de surcoûts de production ».

Afin de donner de la visibilité aux porteurs de projets concernant les charges de SPE imputables aux projets de MDE, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adopté deux méthodologies d'analyse, qui constituent des directives opposables aux opérateurs concernés. La première¹, 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 méthodologie², 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.

¹ [Délibération du 10 juin 2015](#) 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.

² [Délibération du 2 février 2017](#) 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.

1.2. Utilisation des couts marginaux

Si la quantité d'énergie évitée par une action de MDE est suffisamment faible pour ne pas modifier le cout marginal instantané, les surcoûts de production évités par cette action peuvent être approximés en multipliant la chronique des économies d'énergie réalisées par le cout marginal de l'énergie sur le territoire concerné.

S'agissant des projets de petites actions de MDE, la quantité d'énergie évitée par action est suffisamment faible pour ne pas modifier sensiblement le mix énergétique. La CRE considère donc que cette approximation est suffisamment précise pour être retenue dans le cadre de son évaluation des surcoûts de production évités. Ainsi, conformément à sa méthodologie « petite MDE » du 2 février 2017, 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.

Concernant les projets d'infrastructure de MDE ou de stockage, la quantité d'énergie évitée est suffisamment élevée pour modifier sensiblement le mix énergétique. La CRE considère donc que cette approximation n'est pas suffisamment précise pour permettre le calcul des surcoûts de production évités. Ainsi, conformément à sa méthodologie « grande MDE » du 10 juin 2015, et à sa méthodologie « stockage »³ du 12 janvier 2023, 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 et l'efficience de l'installation. Toutefois, l'estimation des surcoûts de production évités à l'aide des chroniques de coûts marginaux permet aux porteurs de projets d'avoir de la visibilité sur le plafond de la compensation de leur projet par les charges de SPE.

La présente délibération a pour objet de publier les coûts marginaux de production pour l'ensemble des ZNI pour les années de référence 2028 et 2038, en explicitant la méthode et les principales hypothèses utilisées pour le calcul.

Pour information, le tableau ci-dessous présente le coût moyen du mix de productions des principales ZNI constaté en 2022 :

€/MWh	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Mayotte	Réunion
2022	316	351	274	323	445	267

Ainsi que les projections des coûts variables moyens aux horizons 2028 et 2038 :

€/MWh	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Mayotte	Réunion
2028	139	177	92	237	293	180
2038	175	211	147	263	371	218

³ [Délibération du 12 janvier 2023](#) portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

2. Méthode et hypothèses de calcul des chroniques de coûts marginaux de production

2.1. Parcs de production aux années de référence

Les coûts marginaux sont calculés aux années de référence suivantes : 2028 et 2038. Ces années correspondent pour la première à l'échéance des prochaines PPE, et pour la seconde, à l'horizon temporel des PPE qui porteront sur la période 2029 – 2038.

S'agissant de l'évolution de la consommation d'électricité, le scénario retenu est le scénario Azur des bilans prévisionnels de la direction Systèmes Énergétiques Insulaires d'EDF (EDF SEI), ou tout scénario équivalent pour les autres gestionnaires de réseau. Cette demande a ensuite été retraitée afin de ne prendre en compte que les économies d'énergie liée aux petites actions de MDE déployées à ce jour, mais pas celles qui seraient issues des actions de MDE déployées dans le futur.

Concernant l'évolution de la production, le parc de production électrique retenu, nommé « parc cible », pour les années de référence 2028 et 2038, est construit par empilement :

- de tous les moyens de production ou de stockage et les infrastructure de MDE existantes qui ne seront pas démantelées avant l'année de référence considérée ;
- des projets de production, de stockage ou d'infrastructure de MDE dont la compensation au titre des charges de SPE a été approuvée par la CRE et qui ne sont pas encore en service ;
- des projets de production inscrits dans la PPE ou le BP qui seront en fonctionnement à l'année de référence. La CRE pourra ajuster les capacités installées en fonction du rythme de développement constaté et des projets en développement dont elle a connaissance, en particulier s'agissant des années de référence postérieures à l'horizon temporel de la PPE en vigueur au moment de la saisine ;
- le cas échéant, de moyens de production pilotables complémentaires permettant de garantir l'EOD si ce dernier n'était pas assuré avec l'ensemble des composantes ci-dessus.

Chaque moyen de production, de stockage ou de MDE 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.

2.2. Coûts variables d'exploitation du parc cible

Les coûts variables de fonctionnement sont constitués des coûts de combustible, des coûts des quotas d'émission de CO₂, des coûts relatifs aux consommables et des autres frais d'exploitation proportionnels au volume d'électricité produit tels que la maintenance.

Pour les centrales existantes qui ne seront pas démantelées d'ici à l'horizon de référence, les coûts variables de fonctionnement – combustible, maintenance, etc. – sont évalués à partir des données de la comptabilité appropriée des fournisseurs historiques (EDF SEI, EDM, EEFW). À défaut ou en complément, ils sont évalués 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, ou, pour des technologies qui n'ont pas encore fait l'objet de projets d'investissement en ZNI, ils sont estimés à partir des références de coûts dont dispose la CRE pour la technologie concernée.

Ces coûts – établis si possible comme la moyenne des coûts constatés sur les trois dernières années représentatives – sont projetés pour chaque année de référence en suivant une inflation prévisionnelle de 2 %/an⁴.

Pour les centrales qui n'existent pas au moment de la saisine de la CRE mais qui feront partie du parc de production cible, les coûts variables pour chaque année de référence sont, le cas échéant, identiques à ceux de la centrale du même type la plus récente au moment de la saisine⁵, sinon, sont évalués en fonction des prix de marché des commodités nécessaires au fonctionnement de la centrale.

⁴ Le taux de 2 %/an correspond au plafond du taux d'inflation de référence à moyen terme établi par la Banque centrale européenne.

⁵ Il peut s'agir d'une centrale en fonctionnement ou d'un projet dont la compensation a été approuvée par la CRE.

2.3. Modélisation et optimisation du fonctionnement du parc cible

Le modèle d'optimisation de la CRE permet de simuler le fonctionnement d'un parc de production en tenant compte de trois types de contraintes : les contraintes des moyens de production dont certaines sont spécifiques aux territoires, une partie des contraintes réseau ainsi que la contrainte d'équilibre offre-demande, qui dépend de la consommation. Par ailleurs, ce modèle intègre une gestion des moyens de production à stocks (barrages à réservoir en particulier) ou des stockages en valeur d'usage ou selon une courbe guidant le stock.

Pour chaque territoire et pour chaque année de référence (2028 ou 2038), l'ensemble des situations possible est *modélisé* sous forme de scénarios. Ces scénarios sont établis selon une méthode de Monte-Carlo à partir des conditions auxquelles peut être confronté le système électrique à l'horizon envisagé (demande, disponibilité, production fatale, apports d'eau, etc.), implémentées sous forme de chroniques horaires⁶.

Pour chaque scénario, le fonctionnement du parc est *optimisé*, ce qui consiste à déterminer les programmes d'appel des installations de production et de stockage permettant de minimiser le total des coûts variables de production du parc aux années de référence, tout en respectant un certain nombre de contraintes, parmi lesquelles :

- la satisfaction de l'équilibre offre-demande, en respectant le critère de trois heures de défaillance⁷ par an en espérance, c'est-à-dire en moyenne sur l'ensemble de scénarios considérés pour un territoire et une année de référence ;
- la satisfaction du besoin de réserve de puissance (rapide et lente le cas échéant), qui est à tout moment dimensionné en fonction de la puissance des groupes en fonctionnement, de la consommation, du nombre d'échelons de délestages tolérés, de la variabilité de la production intermittente *etc.*⁸ ;
- la satisfaction du besoin d'inertie, le cas échéant, qui est déterminé par des contraintes d'inertie établies par le gestionnaire de réseau, notamment en fonction du plan de délestage du territoire ;
- la puissance minimale et maximale de chaque groupe ou installation en fonctionnement, ainsi que la variation de son rendement et de son coût variable dans cette plage de puissance ;
- les indisponibilités des groupes ou installations, qui découlent d'une planification optimisée des arrêts programmés pour maintenance et d'un tirage aléatoire de panne selon un taux de fortuit ;
- les durées minimales de marche et d'arrêt des groupes ;
- les contraintes spécifiques de certains territoires (fonctionnement en période sucrière par exemple, limitation de la production fatale en fonction de la demande, limitation de la production d'un ensemble de centrales, etc.).

Pour un scénario donné, le coût marginal de production est défini comme le coût variable du moyen le plus coûteux utilisé⁹. Pour un territoire et une année de référence, le coût marginal moyen est calculé « en espérance », c'est-à-dire qu'il correspond pour chaque heure à la moyenne des coûts marginaux obtenus sur l'ensemble des scénarios utilisés.

⁶ Les chroniques horaires de demande, disponibilité, production fatale et apports d'eau 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. Il sera modélisé autant de chroniques horaires que de scénarios considérés.

⁷ Heures durant lesquelles l'équilibre offre-demande n'est pas atteint. La défaillance est modélisée par une centrale fictive de coût variable très élevé. Le critère de trois heures de défaillance est le critère retenu par les PPE des différents territoires en application du 2° du II. de l'article L. 141-5 du code de l'énergie.

⁸ S'agissant de la réserve rapide, le gestionnaire de réseau détermine le niveau de prescription totale ainsi que la part de ce besoin pouvant être remplie par des installations fournissant un service de réserve rapide avec bande morte.

⁹ Durant les heures de défaillance, il n'y a pas de moyen marginal. Le coût marginal correspond alors 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.

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 2028 et 2038, 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.

3. Coûts marginaux de production des ZNI dont le parc de production est restreint

Ce chapitre concerne les territoires de :

- Wallis-et-Futuna
- Saint-Pierre et Miquelon
- Les îles du Ponant
- Saint-Martin
- Saint-Barthélemy

Dans ces ZNI le parc de production est constitué de seulement un ou deux moyens de production pilotable, à savoir des centrales thermiques au fioul ou au biodiesel. Ces centrales thermiques sont donc le moyen au coût variable les plus onéreux mais elles sont appelées en permanence, et ce malgré les variations de consommation ou l'augmentation de la production EnR envisagée. Bien que cette situation soit amenée à évoluer avec le déploiement toujours croissant des EnR et le recours au stockage, un fonctionnement qui se passerait de ces moyens thermiques n'est pas envisagé à l'heure actuelle. L'utilisation des coûts variables des moyens thermiques, constants sur l'année, comme coûts marginaux est donc une approximation pertinente pour les années à venir pour ces ZNI au parc de production restreint.

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 pondérées par l'énergie produite par chacune d'elle les années considérées (2020, 2021, 2022).

Ces coûts marginaux pour les années de référence 2028 et 2038 sont présentés à l'Annexe 2.

Communication de la CRE

Afin de donner de la visibilité aux porteurs de projets concernant les charges de SPE imputables aux projets de MDE, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adopté deux méthodologies d'analyse pour les projets d'infrastructures de MDE¹⁰ et les projets de petites actions de MDE¹¹.

Conformément à la méthodologie d'analyse des 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.

Ces chroniques de coûts marginaux donnent également de la visibilité aux porteurs de projets pour estimer les surcoûts de production évités par les infrastructures de MDE ou de stockage. Toutefois, pour ces deux types d'installation, le surcoût de production évité effectivement retenu par la CRE sera évalué de manière explicite dans le cadre de l'instruction de ces projets par la CRE.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise aux ministres chargés de l'énergie et des outre-mer.

Délibéré à Paris, le 28 mars 2024.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

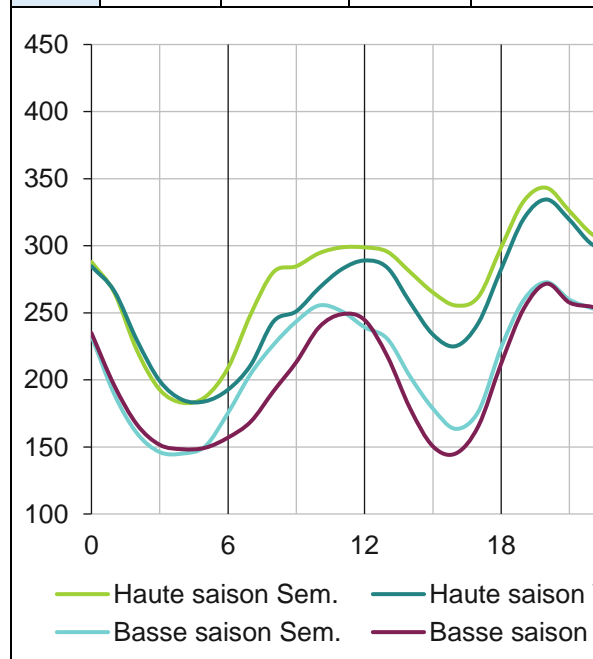
¹⁰ Délibération du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

¹¹ Délibération du 2 février 2017 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.

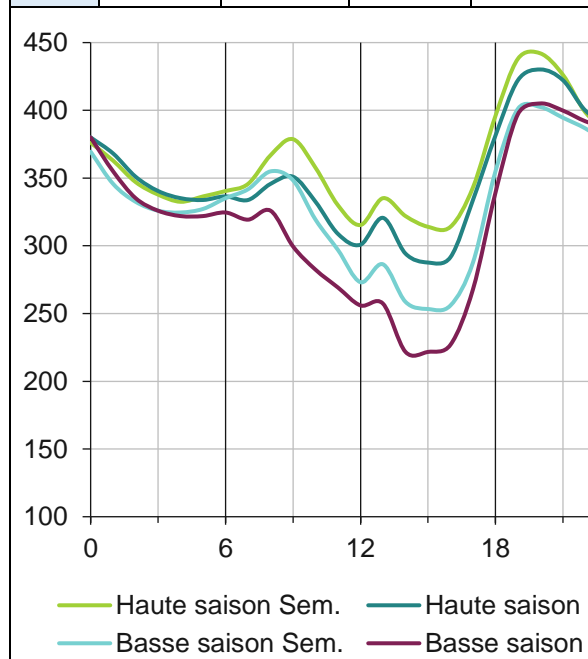
Annexe 1

1. Coûts marginaux du parc de production de Corse

A horizon 2028 (€2028/MWh)				
Heure	Haute saison		Basse saison	
	semaine	weekend	semaine	weekend
1	265	266	189	196
2	222	229	160	167
3	193	199	146	152
4	183	185	145	148
5	187	184	150	149
6	209	193	175	157
7	249	211	205	169
8	280	244	226	192
9	285	251	244	213
10	294	268	255	239
11	299	283	251	249
12	299	289	239	245
13	296	284	231	218
14	280	258	202	179
15	265	234	179	150
16	255	225	163	145
17	262	242	176	166
18	299	283	224	212
19	333	320	260	253
20	343	334	273	272
21	326	319	260	258
22	308	301	253	254
23	301	297	248	249
24	288	285	233	235



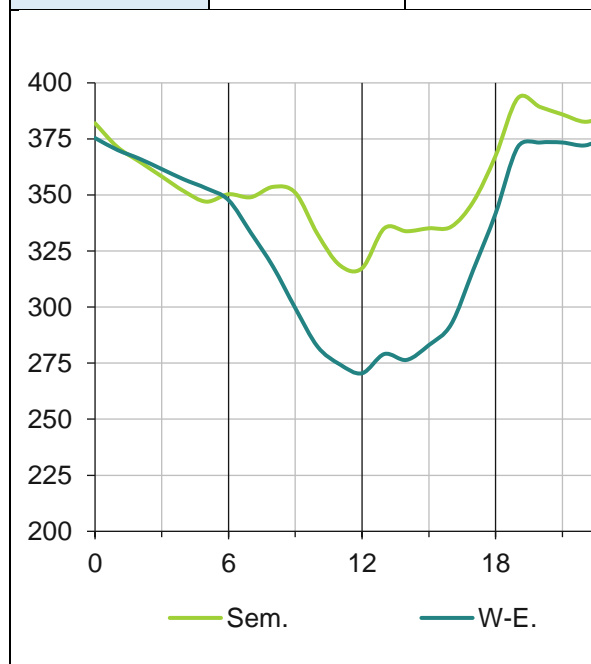
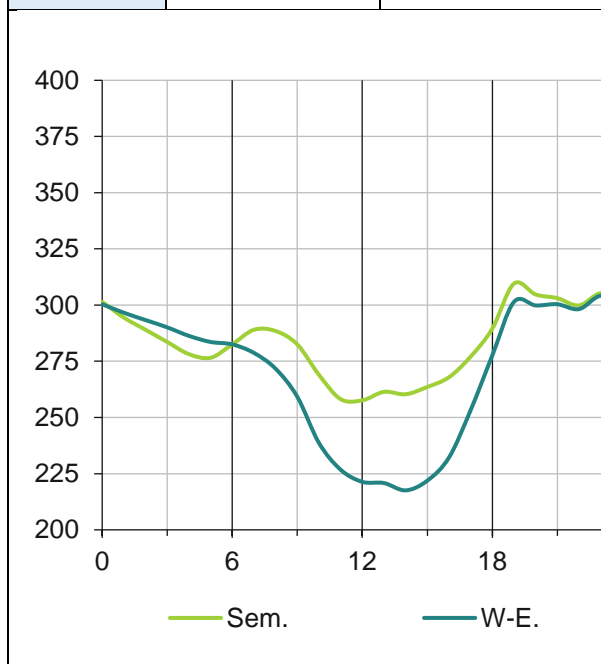
A horizon 2038 (€2038/MWh)				
Heure	Haute saison		Basse saison	
	semaine	weekend	semaine	weekend
1	363	368	346	355
2	347	351	333	335
3	338	340	326	326
4	333	335	325	322
5	336	334	327	322
6	340	336	335	325
7	346	334	342	319
8	367	346	355	326
9	379	351	348	300
10	358	333	319	282
11	330	309	297	269
12	315	301	273	256
13	335	321	286	257
14	322	294	259	222
15	314	288	253	222
16	314	292	256	227
17	343	334	288	268
18	396	381	355	339
19	438	422	401	397
20	442	430	402	405
21	426	422	395	400
22	398	400	387	392
23	385	391	376	387
24	376	380	369	380



2. Coûts marginaux du parc de production de Guadeloupe

A horizon 2028 (€2028/MWh)		
Heure	semaine	weekend
1	294	297
2	289	293
3	284	290
4	278	286
5	277	284
6	283	283
7	289	279
8	288	272
9	283	259
10	269	239
11	258	227
12	258	221
13	261	221
14	260	218
15	264	222
16	268	232
17	277	253
18	290	278
19	310	301
20	305	300
21	303	300
22	300	298
23	305	304
24	301	300

A horizon 2038 (€2038/MWh)		
Heure	semaine	weekend
1	371	370
2	365	366
3	358	362
4	352	357
5	347	353
6	350	348
7	349	333
8	354	318
9	351	300
10	333	282
11	319	274
12	317	270
13	335	279
14	334	276
15	335	283
16	336	292
17	347	317
18	367	342
19	393	371
20	389	373
21	386	373
22	383	372
23	385	375
24	382	375



3. Coûts marginaux du parc de production de Guyane

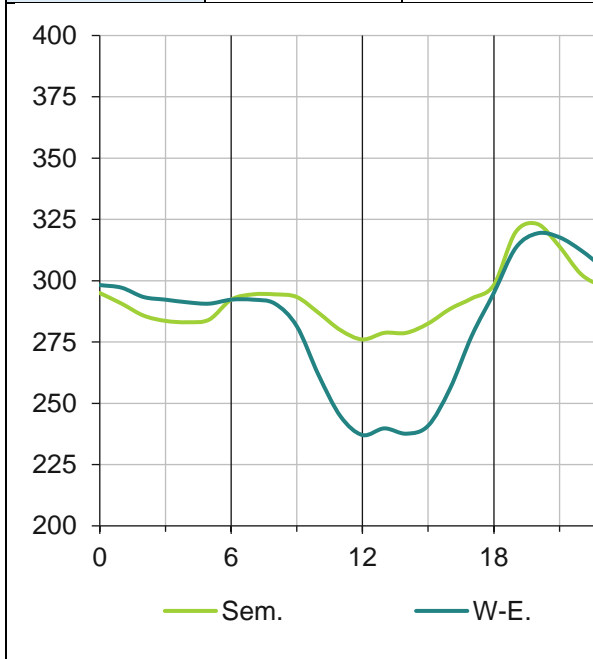
A horizon 2028 (€2028/MWh)			A horizon 2038 (€2038/MWh)		
Heure	semaine	weekend	Heure	semaine	weekend
1	249	251	1	362	365
2	245	246	2	355	362
3	242	242	3	350	358
4	240	241	4	346	354
5	240	240	5	344	350
6	242	240	6	345	347
7	247	238	7	349	337
8	253	238	8	362	336
9	238	226	9	328	305
10	232	219	10	297	259
11	223	209	11	236	216
12	221	205	12	213	199
13	231	215	13	260	238
14	227	200	14	241	197
15	223	202	15	237	208
16	223	209	16	254	228
17	227	216	17	292	280
18	240	233	18	329	323
19	266	260	19	367	359
20	283	275	20	382	376
21	276	275	21	373	375
22	270	268	22	369	370
23	271	267	23	368	371
24	262	260	24	367	369

Graphique illustrant les coûts marginaux (€/MWh) par heure pour l'horizon 2028. Les données sont comparées pour la semaine (Sem., ligne verte) et le week-end (W-E., ligne bleue). Les coûts sont généralement plus élevés pendant la nuit et plus bas pendant la journée.

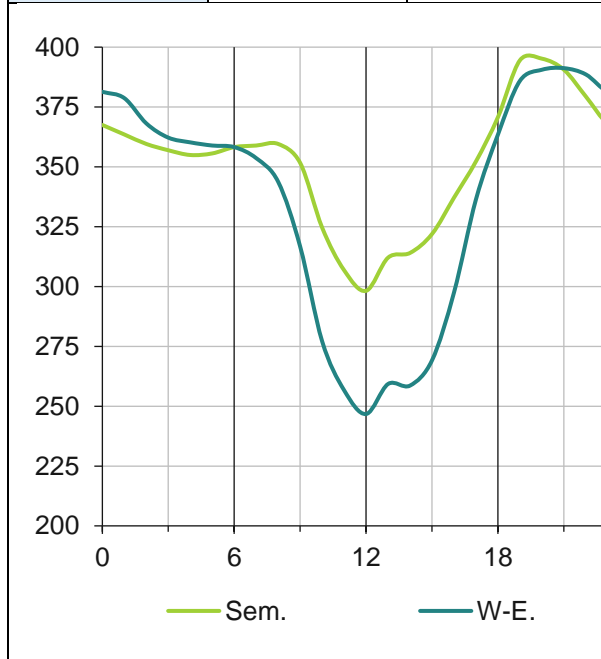
Graphique illustrant les coûts marginaux (€/MWh) par heure pour l'horizon 2038. Les données sont comparées pour la semaine (Sem., ligne verte) et le week-end (W-E., ligne bleue). Les coûts sont généralement plus élevés pendant la nuit et plus bas pendant la journée.

4. Coûts marginaux du parc de production de Martinique

A horizon 2028 (€2028/MWh)		
Heure	semaine	weekend
1	291	297
2	286	293
3	284	292
4	283	291
5	284	291
6	292	292
7	294	292
8	294	291
9	293	281
10	287	261
11	280	245
12	276	237
13	279	240
14	279	238
15	283	241
16	288	256
17	293	278
18	298	295
19	320	313
20	323	319
21	314	318
22	303	312
23	298	305
24	295	298

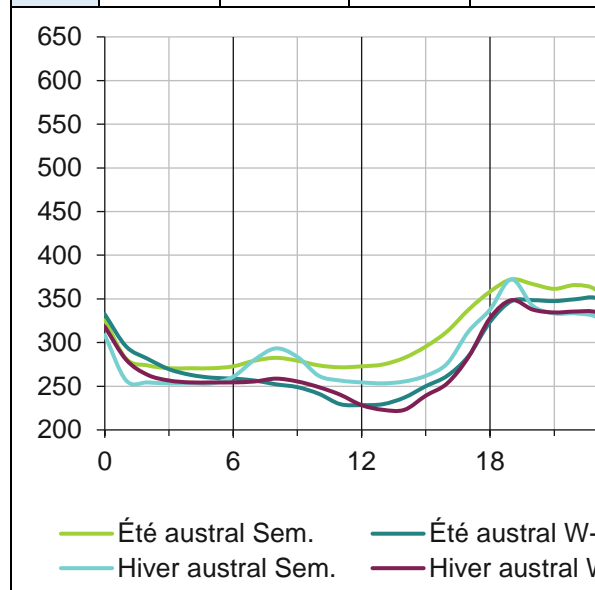


A horizon 2038 (€2038/MWh)		
Heure	semaine	weekend
1	364	379
2	360	368
3	357	362
4	355	360
5	356	359
6	358	358
7	359	354
8	360	344
9	352	317
10	325	277
11	307	257
12	298	247
13	312	259
14	314	259
15	322	269
16	337	298
17	352	336
18	371	364
19	395	386
20	395	391
21	391	391
22	379	389
23	368	381
24	367	381

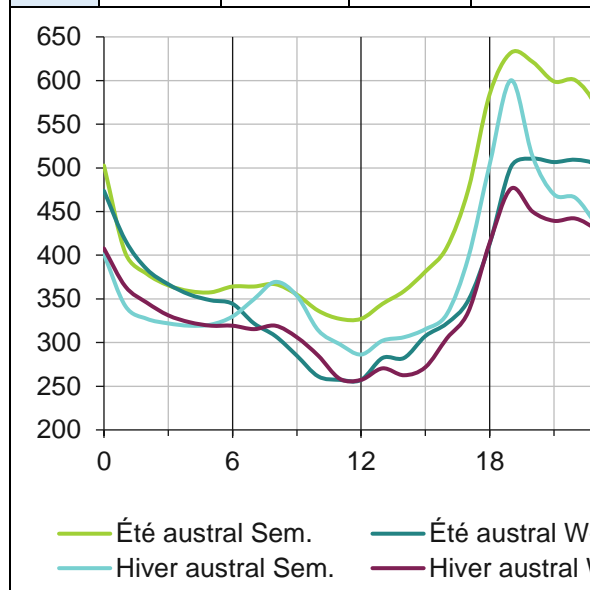


5. Coûts marginaux du parc de production de La Réunion

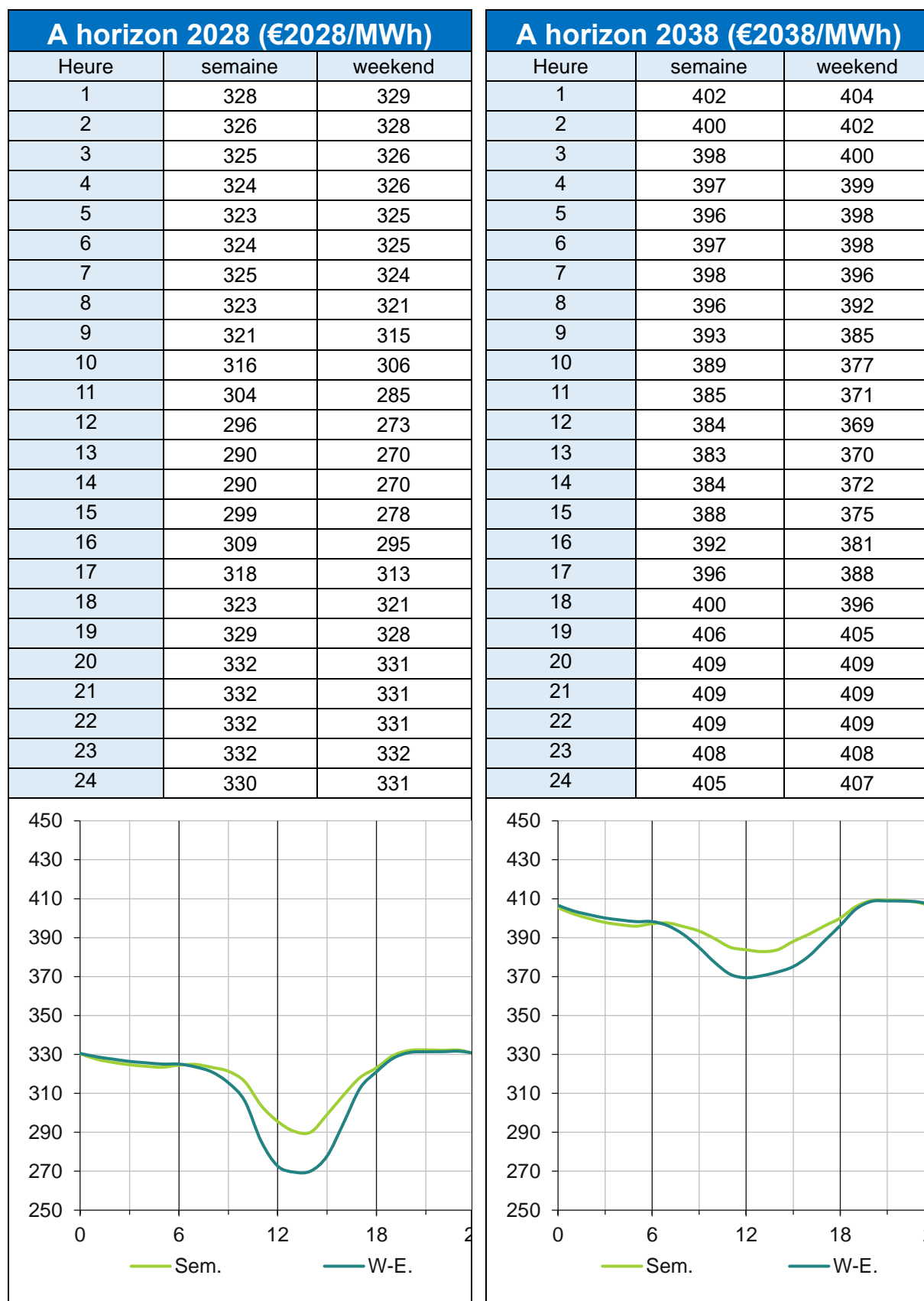
A horizon 2028 (€2028/MWh)				
Heure	Haute saison		Basse saison	
	semaine	weekend	semaine	weekend
1	281	296	257	280
2	274	281	254	263
3	271	270	253	257
4	271	263	253	254
5	271	260	253	254
6	273	259	261	254
7	279	257	280	255
8	283	252	293	259
9	279	249	284	255
10	274	241	262	249
11	272	229	257	240
12	273	228	254	228
13	275	229	253	223
14	283	237	255	223
15	296	250	262	239
16	313	262	276	253
17	338	285	313	284
18	358	324	338	328
19	372	347	372	349
20	367	349	342	338
21	362	347	333	334
22	366	350	333	336
23	359	351	329	334
24	326	332	308	318



A horizon 2038 (€2038/MWh)				
Heure	Haute saison		Basse saison	
	semaine	weekend	semaine	weekend
1	402	417	342	364
2	379	384	327	346
3	365	367	322	331
4	359	355	319	323
5	358	348	321	319
6	364	344	330	319
7	364	322	350	315
8	367	307	369	319
9	355	285	354	306
10	336	261	314	285
11	327	257	298	259
12	327	257	286	257
13	344	282	302	270
14	359	282	306	263
15	381	307	315	272
16	409	322	333	305
17	475	348	397	335
18	585	413	504	414
19	632	501	600	476
20	621	511	513	450
21	599	507	470	439
22	600	509	466	442
23	569	503	434	429
24	503	474	401	408



6. Coûts marginaux du parc de production de Mayotte



Annexe 2 : Coûts marginaux des territoires de Saint-Barthélemy, Saint-Martin, Saint-Pierre et Miquelon, Wallis et Futuna, Chausey, Molène, Ouessant et Sein

Coûts marginaux prévisionnels		
	À horizon 2028 (€2028/MWh)	À horizon 2038 (€2038/MWh)
Saint-Barthélemy	175	400
Saint-Martin	217	400
Saint-Pierre	316	485
Miquelon	352	485
Wallis	375	500
Futuna	310	500
Chausey	328	370
Molène	332	370
Ouessant	297	370
Sein	335	370