

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2016 portant communication relative à la publication des coûts marginaux prévisionnels de production d'électricité dans les zones non interconnectées à l'horizon 2030

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCETTE, président, Catherine EDWIGE, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. Contexte

En application du IV de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie évalue le coût normal et complet des actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées. En outre, cet article prévoit 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* ».

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adopté le 10 juin 2015 une méthodologie¹ d'analyse des projets d'infrastructure visant la maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) qui lui sont soumis. Cette méthodologie précise notamment la manière dont seront calculés les surcoûts de production évités. Ceux-ci sont d'abord calculés pour une année de référence, qui correspond à l'année de saisine de la CRE plus 15 ans, puis extrapolés aux autres années du projet.

Afin de permettre aux porteurs de projet d'estimer le coût de production évité par leur projet, la CRE a prévu dans sa méthodologie de publier à titre indicatif des coûts marginaux de production à horizon de l'année de référence cible.

La présente délibération a pour objet de publier les coûts marginaux de production pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et la Réunion pour 2030, en explicitant la méthode et les principales hypothèses utilisées pour le calcul. Les coûts marginaux de production des autres ZNI pourront faire l'objet d'une publication ultérieure, la CRE ne disposant pas encore des données nécessaires à leur calcul.

Ces coûts présentent un caractère strictement indicatif. Ce n'est qu'une fois qu'elle aura été saisie d'un projet visant la maîtrise de la demande d'électricité que la CRE calculera le coût normal et complet ainsi que le surcoût de production évité sur la base desquels sera évaluée la compensation, en application des modalités exposées dans sa méthodologie.

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

Choix de l'année et du parc de référence cible

L'année de référence cible pour laquelle les coûts marginaux sont calculés est 2030.

¹ 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

Les hypothèses d'évolution du parc de production à cette échéance proviennent des bilans prévisionnels 2015 de l'équilibre offre-demande établis par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI ») ou par Electricité de Mayotte (ci-après « EDM »). A l'avenir, la CRE prendra également en considération les objectifs de développement des différentes filières fixés par les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) encore en cours d'élaboration dans la plupart des territoires.

S'agissant de la demande prévisionnelle d'électricité, la CRE retient le scénario « référence MDE » des bilans prévisionnels d'EDF SEI ou le scénario « médian » du bilan prévisionnel d'EDM.

Le parc de production à l'année de référence cible est construit par empilement :

- de toutes les centrales existantes qui ne seront pas démantelées d'ici l'année de référence cible ;
- de nouvelles installations de production fatale, avec un rythme de développement correspondant à la croissance de la demande ;
- des centrales en cours de construction et des projets identifiés par les bilans prévisionnels.

Le parc de production est ajusté de manière à respecter le critère de trois heures de défaillance² 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 envisagé³.

L'ajustement du parc à la demande s'effectue avec des moyens de production d'électricité correspondant à :

- des turbines à combustion (TAC) fonctionnant au fioul pour les besoins de « pointe » (fonctionnement inférieur à 2000 heures) ;
- des centrales diesel pour les besoins de « base ».

Chaque moyen de production est modélisé en tenant compte en particulier de sa puissance installée et de son coût variable de production.

Evaluation des coûts variables de production du parc de référence

Les coûts variables de production sont constitués d'une part, (i) des coûts de combustible et de CO₂ et d'autre part, (ii) des coûts relatifs aux consommables et des frais divers d'exploitation proportionnels au nombre d'heures de fonctionnement du moyen de production.

Pour les centrales existantes qui ne seront pas démantelées d'ici à 2030, les coûts variables de fonctionnement sont évalués à partir des données de la comptabilité appropriée d'EDF SEI ou d'EDM au titre de l'année 2014 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 de la manière suivante :

(i) Les coûts de combustible et de CO₂ à l'année de référence cible évoluent dans les mêmes proportions que les prix de référence correspondants publiés par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) dans son *World Energy Outlook* (WEO). Ils correspondent à la moyenne des projections de prix du *New Policies Scenario* à l'horizon 2030 des cinq dernières éditions du WEO. Le taux de change euro/dollar à l'année de référence cible correspond à sa valeur moyenne constatée sur le dernier semestre de 2015.

(ii) Les autres postes de coûts variables évoluent en suivant une inflation de 2 % par an.

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 sont identiques à ceux de la centrale du même type la plus récente en fonctionnement.

² Heures durant lesquelles l'équilibre offre-demande n'est pas atteint.

³ 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.

Construction des chroniques de coûts marginaux de production

Les chroniques horaires de coûts marginaux sont construites de façon à optimiser les coûts d'utilisation des moyens de production tout en assurant l'équilibre physique offre-demande⁴.

Le coût marginal de production est à tout moment égal au coût variable du moyen le plus coûteux utilisé⁵, 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.

3. Définition des journées type pour la publication des coûts marginaux

Les coûts marginaux sont présentés en annexe au pas horaire pour des journées type, 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 des ZNI.

S'agissant spécifiquement de la Corse et de la Réunion, une distinction existe 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 Corse s'étend sur quatre mois, de début novembre à fin février. Pour la Réunion, elle s'étend sur cinq mois, de début mai à fin septembre.

Fait à Paris, le 9 mars 2016

Pour la Commission de régulation de l'énergie
Le président,

Philippe de LADOUCKETTE

⁴ La méthode de construction des coûts marginaux horaires de production est détaillée dans la délibération de la CRE du 10 juin 2015.

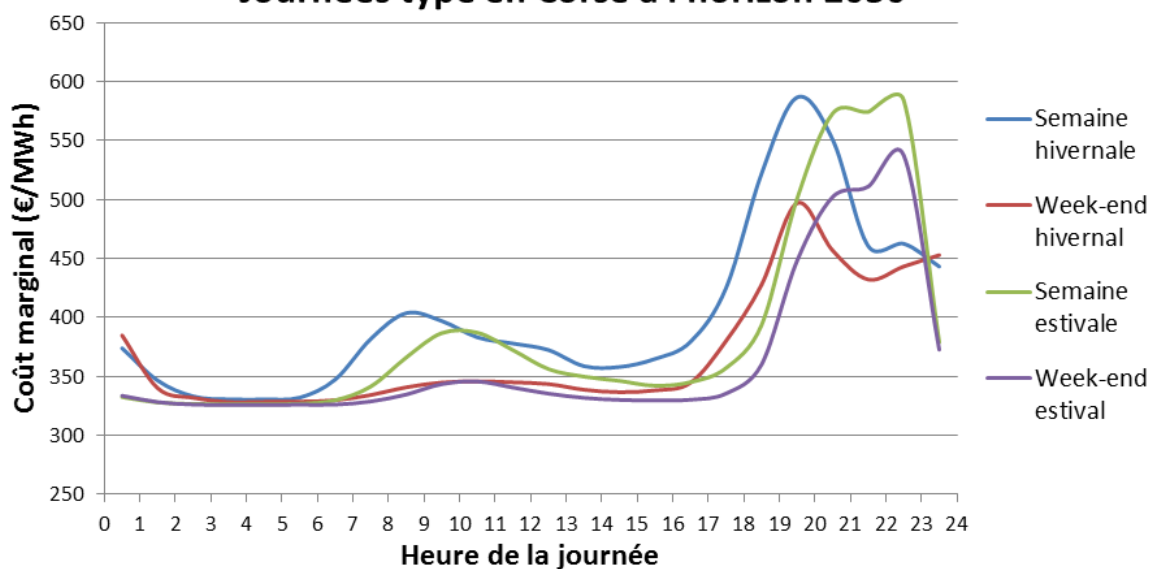
⁵ Les coûts marginaux publiés dans cette délibération n'intègrent pas les valeurs d'usage des stocks hydrauliques. Elles seront le cas échéant prises en compte à l'occasion d'une mise à jour de la publication des coûts marginaux de production dans les ZNI.

ANNEXE

Publication des coûts marginaux prévisionnels des parcs de production corse, guadeloupéen, guyanais, mahorais, martiniquais et réunionnais

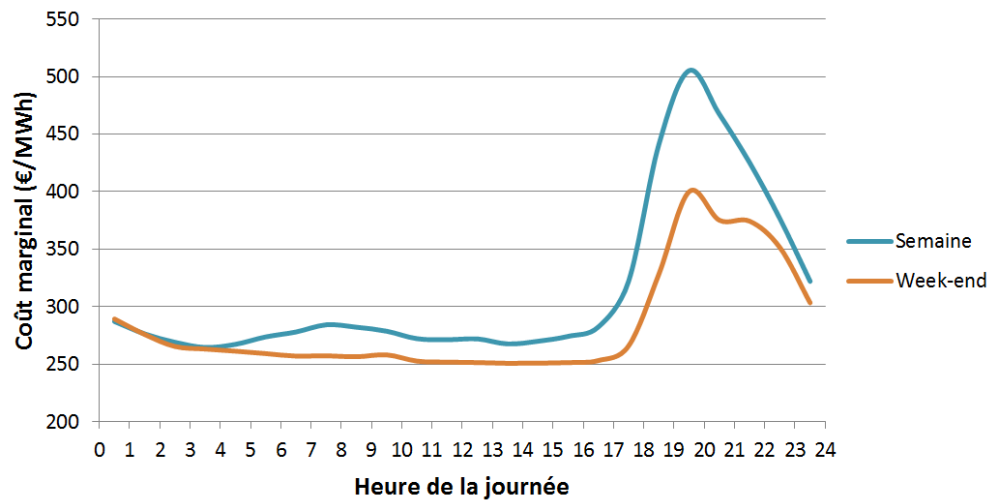
Coûts marginaux du parc de production corse à l'horizon 2030 (€/MWh)				
Heure	Hiver		Été	
	Semaine	Week-end	Semaine	Week-end
1	374	385	332	334
2	346	340	328	328
3	333	332	327	326
4	331	328	326	326
5	330	328	326	326
6	332	329	327	326
7	347	330	330	326
8	382	334	341	329
9	404	341	366	335
10	397	345	387	343
11	383	346	387	346
12	378	345	372	341
13	372	343	356	335
14	359	339	350	332
15	358	337	346	330
16	365	338	342	330
17	379	345	345	330
18	425	380	357	335
19	522	428	394	360
20	587	497	501	448
21	551	457	573	502
22	461	432	575	511
23	463	443	585	538
24	443	453	379	373

Journées type en Corse à l'horizon 2030



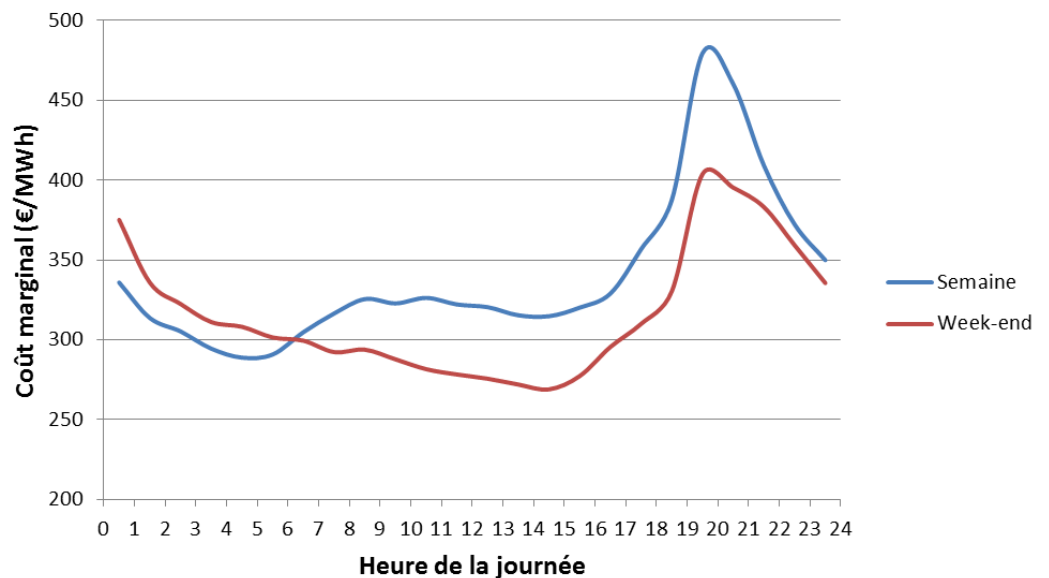
Coûts marginaux du parc de production guadeloupéen à l'horizon 2030 (€/MWh)		
Heure	Semaine	Week-end
1	287	289
2	276	276
3	269	266
4	265	263
5	267	261
6	274	259
7	278	257
8	284	257
9	282	257
10	279	258
11	272	253
12	271	252
13	272	252
14	268	251
15	270	251
16	274	252
17	283	253
18	322	266
19	441	328
20	505	400
21	467	375
22	425	374
23	377	352
24	322	303

Journées type en Guadeloupe à l'horizon 2030



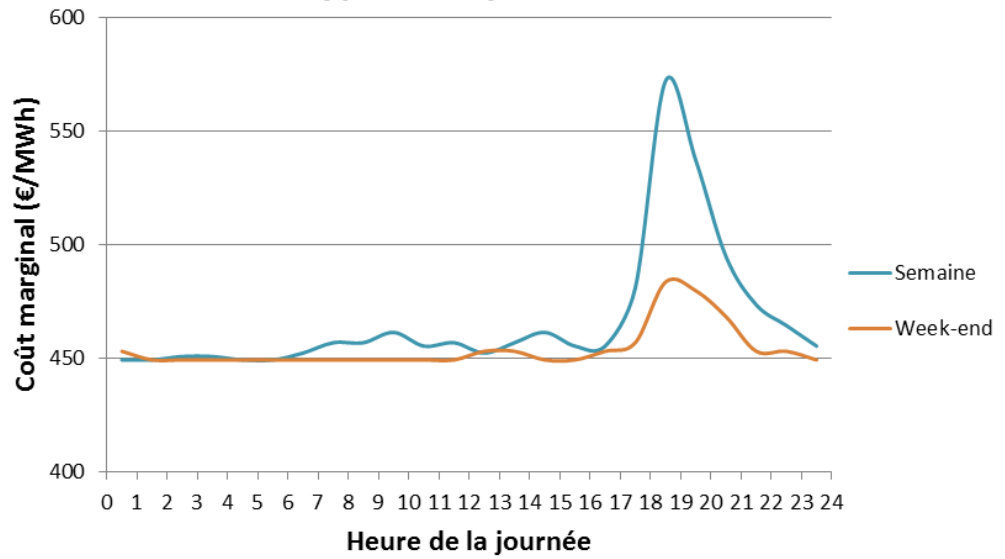
Coûts marginaux du parc de production guyanais à l'horizon 2030 (€/MWh)		
Heure	Semaine	Week-end
1	336	375
2	314	336
3	305	322
4	294	311
5	289	308
6	291	302
7	305	299
8	316	292
9	326	294
10	323	288
11	326	282
12	322	278
13	320	276
14	315	272
15	315	269
16	320	277
17	329	296
18	357	310
19	388	330
20	480	404
21	460	395
22	409	383
23	372	359
24	350	336

Journées type week en Guyane à l'horizon 2030



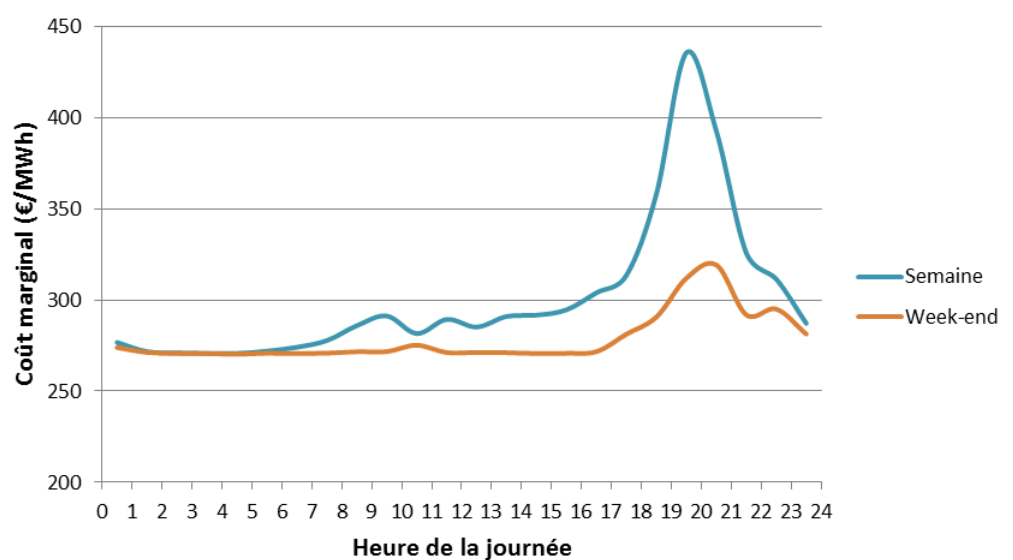
Coûts marginaux du parc de production mahorais à l'horizon 2030 (€/MWh)		
Heure	Semaine	Week-end
1	449	453
2	449	449
3	451	449
4	451	449
5	449	449
6	449	449
7	452	449
8	457	449
9	457	449
10	461	449
11	455	449
12	457	449
13	452	453
14	457	453
15	461	449
16	455	449
17	455	453
18	481	457
19	572	484
20	537	480
21	495	468
22	474	453
23	465	453
24	455	449

Journées type à Mayotte à l'horizon 2030



Coûts marginaux du parc de production martiniquais à l'horizon 2030 (€/MWh)		
Heure	Semaine	Week-end
1	277	274
2	272	271
3	271	271
4	271	271
5	271	270
6	272	271
7	274	271
8	278	271
9	286	272
10	291	272
11	282	275
12	289	271
13	285	271
14	291	271
15	292	271
16	295	271
17	304	272
18	314	281
19	358	291
20	436	312
21	393	319
22	326	292
23	311	295
24	287	281

Journées type en Martinique à l'horizon 2030



Coûts marginaux du parc de production réunionnais à l'horizon 2030 (€/MWh)				
Heure	Hiver		Été	
	Semaine	Week-end	Semaine	Week-end
1	282	282	288	286
2	281	281	285	283
3	281	281	284	282
4	281	281	284	282
5	281	281	284	282
6	282	281	286	282
7	284	281	294	281
8	287	281	307	282
9	288	281	324	282
10	287	281	335	283
11	286	281	341	284
12	286	281	342	284
13	286	281	342	284
14	288	281	349	284
15	291	281	372	285
16	296	282	397	288
17	311	283	419	292
18	347	288	444	300
19	496	318	535	325
20	423	304	631	361
21	337	290	483	337
22	313	288	438	323
23	299	287	399	327
24	285	283	313	303

Journées type à la Réunion à l'horizon 2030

