

UNE LONGUE MARCHÉ VERS UN MÉCANISME DE CAPACITÉ ACCEPTABLE

Frédéric Marty
Université Côte d'Azur –
GREDEG / CNRS
Thomas Reverdy
Grenoble-INP – PACTE / CNRS

UNE LONGUE MARCHÉ VERS UN MÉCANISME DE CAPACITÉ ACCEPTABLE

Une analyse interdisciplinaire (sociologie des marchés / économie institutionnaliste) du processus de construction du mécanisme de capacité français

Une décision prise au printemps 2010 mais une mise en œuvre en janvier 2017

Plusieurs points d'attention dans notre analyse

1. La formation de coalitions entre acteurs économiques et autorités politiques
2. Indépendance de la régulation technique
3. La recherche de compatibilité avec les engagements européens

UN PARADOXE: CONSTRUIRE ET VIABILISER LE MARCHÉ IMPLIQUE DES INTERVENTIONS PUBLIQUES

Les signaux de prix produits par les *energy only markets* suffisent-ils à garantir la sécurité d'approvisionnement, notamment à la pointe de demande?

Une intervention publique est-elle nécessaire pour compléter ces signaux de façon à susciter de nouveaux investissements ou de prévenir des décisions de déclassement de centrales?

Le mécanisme mis en place en janvier 2017

- les producteurs doivent s'assurer de la détention de certificats de capacité afin de garantir leur aptitude à couvrir la pointe de demande sur les 4 ans à venir
- ils peuvent faire certifier leurs propres capacités (production ou effacement) ou acquérir des certificats sur le marché
- le système fonctionne comme un dispositif de couverture permettant de générer des signaux de prix complémentaires à ceux délivrés par le marché

A LA RECHERCHE D'UN DISPOSITIF COMPLÉMENTAIRE AU MARCHÉ MAIS COMPATIBLE AVEC CELUI-CI

Comment concilier régulation par les signaux de marché et garantie d'un bien « public » (la sécurité d'approvisionnement)? Mettre en œuvre un dispositif donnant un signal de prix additionnel

- même logique que pour les marchés d'équilibrage
- nécessité de signaux de prix plus rigides pour sécuriser les investissements (Gaffard et Amendola, 2003)
- incohérent avec le modèle des *energy only markets* mais une logique de marché

Malgré le choix d'un dispositif basé sur la production de signaux de prix, sept années se sont écoulées entre le premier rapport parlementaire et le lancement du dispositif

UNE MISE EN ŒUVRE DES PLUS PROGRESSIVES

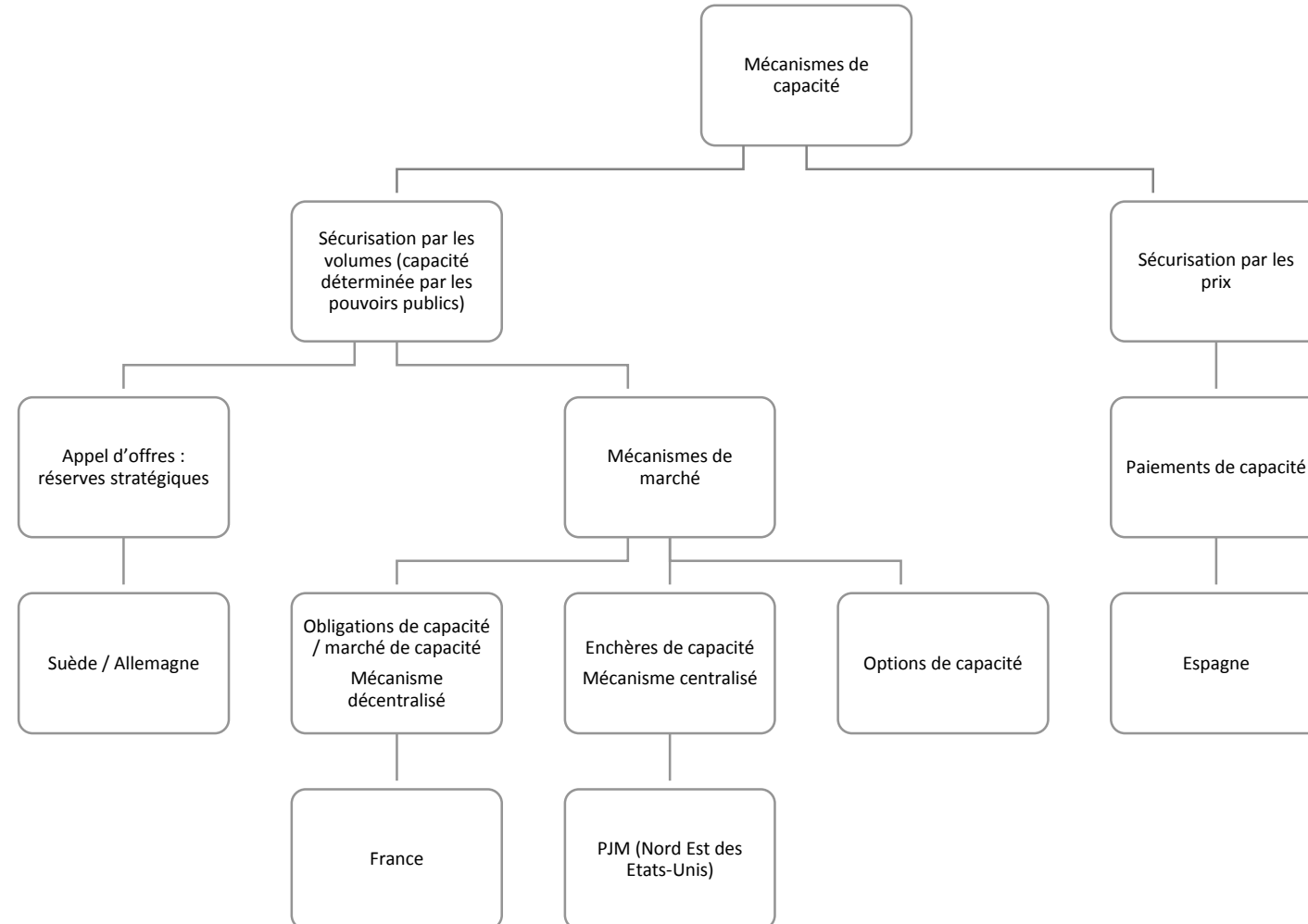
Une première phase de négociation entre les parties prenantes du système électrique français

- Loi NOME, décembre 2010
- Décret consacrant le modèle décentralisé: décembre 2012
- Arrêté ministériel organisant le dispositif: janvier 2015
- Comment expliquer ces délais?
 - Saisines de la CRE et de l'Autorité de la concurrence
 - Recours en justice (Conseil d'Etat)

Une seconde phase impliquant les autorités européennes

- Question préjudicielle du Conseil d'Etat à la Cour de Justice: octobre 2015
- Enquête sectorielle de la Commission sur les mécanismes de capacité: novembre 2016
- Décision individuelle de la Commission sur le dispositif français: novembre 2016

LE PROBLÈME ECONOMIQUE: COMMENT GÉNÉRER DES SIGNAUX DE PRIX OPTIMAUX À LONG TERME?



RAPPORT POIGNANT-SIDO ET LOI NOME : LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Programmation Pluriannuelle des Investissements publiée en 2009 : réduction des capacités d'effacement industriel, mise en évidence du problème de la sécurité d'approvisionnement à la pointe

Un problème d'équité posé par l'Union Française d'Electricité : répartir une exigence de service public entre les fournisseurs

Constitution d'une coalition formée des industriels électro-intensifs et des agrégateurs d'effacement en faveur d'un soutien à l'effacement

Proposition Sido-Poignant : obligation décentralisée de sécurité d'approvisionnement

Loi NOME : le mécanisme de capacité comme un rééquilibrage vis-à-vis de la mise en place du droit de tirage sur la production nucléaire d'EDF

LE RÔLE PIVOTAL DE RTE DANS LA DÉFINITION DU MÉCANISME FRANÇAIS

Le gestionnaire de réseau a été l'acteur en charge de la concertation qui a donné lieu au décret de 2012 et à l'arrêté de 2015

Investissement en légitimité et démonstration de l'indépendance vis-à-vis d'EDF: défense d'un mécanisme décentralisé *a priori* conforme au modèle de marché défendu par la Commission européenne

Un intérêt bien compris ? Responsabilité du gestionnaire de réseau dans un modèle centralisé

Trois questions déterminantes:

1. la prise en charge de l'impact financier du dispositif par les consommateurs finaux
2. L'intégration des renouvelables
3. La question de l'effacement

QUELQUES ACTEURS CIRCONSPECTS... ET DES RECOURS

Quels effets concurrentiels du dispositif en regard du droit de l'Union?

- Avis de 2012 de la Commission de l'énergie et de l'Autorité de la concurrence

Recours aux juridictions administratives (ANODE, décembre 2012)

- horizon temporel trop limité (4 ans) pour contrecarrer la dépendance vis-à-vis d'EDF
- craintes quant à la volatilité des prix de marché des certificats

UNE ACCEPTATION CONDITIONNELLE PAR LA COMMISSION

Une intervention doit répondre à une défaillance de marché (exigences de nécessité, adéquation, proportionnalité)

Réticence vis-à-vis des dispositifs pérennes

Des exigences en termes d'éligibilité (qui peut participer au mécanisme?) et en termes d'ouverture au-delà des seuls acteurs nationaux

Un dispositif dont la conception doit veiller à la minimisation des distorsions de concurrence

L'ANALYSE DE LA DECISION DE LA COMMISSION

Une distinction nécessaire entre la DG Concurrence et la DG Energie

- Avant le Winter Package de 2016, la première apparaissait comme plus pragmatique
- Un benchmark : le German Power Market 2.0
 - Les difficultés sont solubles dans la flexibilisation du système électrique, tant pour l'offre que pour la demande
 - Des dispositifs complémentaires aux prix de l'énergie ne peuvent être tolérés que si et seulement si
 - Les barrières à l'entrée sur le marché sont levées
 - Le dispositif n'interfère pas avec les signaux de prix fournis par le marché de gros (préférence pour les réserves de capacité)
 - Le dispositif est transitoire

Comment expliquer la position de la DG Energie ?

- Un rôle spécifique : promouvoir par des propositions « politiques » des initiatives de niveau européen pour parfaire l'unification des marchés de l'électricité
- Une vision particulière quant à l'articulation avec les politiques énergétiques nationales (article 194 du Traité)
- Un mode d'intervention différent de la DG Concurrence (recherche de remèdes dans des cadres de procédures contentieuses au fil de l'eau)
- Un support de certains Etats membres désirant éviter des dispositifs accroissant encore le coût de l'électricité pour les consommateurs résidentiels

QUE CONCLURE DE L'ACTION DES POUVOIRS PUBLICS FRANÇAIS ?

Un choix qui s'inscrit dans une longue tradition

- Tarification optimale des pointes de demande (Boiteux, 1949)
- Logique de la tarification au coût marginal (de long terme) : faire payer au consommateur ce que coûte à la collectivité (notamment en termes d'investissements additionnels) leur décision de consommation

Un complément au marché qui répond que partiellement aux enjeux d'investissement

- Contexte de surcapacité : signal prix très défavorable aux investissements, proche des coûts marginaux de prolongement
- Le renoncement aux contrats à long terme
- La généralisation des « contract for difference » pour financer les investissements

UN CAS D'ÉCOLE DE PRISE EN COMPTE PAR LE DESIGN DE MARCHÉ D'UN ENJEU POLITIQUE

Un travail d'ingénierie du marché qui répond à une demande politique mais s'inscrit dans un cadre institutionnel contraignant

La démonstration de l'indépendance d'un acteur de la régulation vis-à-vis des autorités politiques

- Focalisation sur l'objectif politique (la sécurité d'approvisionnement à la pointe), éviter la formation d'une coalition stable autour des moyens (mécanisme centralisé ou décentralisé)
- La participation de l'ensemble des parties prenantes

Une recherche de légitimité d'un acteur national vis-à-vis de l'autorité européenne

- Prendre en considération la culture économique de la Commission
- Apporter la preuve de la nécessité du mécanisme