وزارت نیرو
معاونت امور آب و آبفا
دفتر مهندسی و معیارهای فنی
آب و آبفا

نشریه

گردآوری مدارک فنی و مستندات پشتیبانی برای تشخیص آثار فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی و برآورد ارزش واقعی تولید برق نیروگاه‌های برقابی

(نشریه شماره ۴۲۳ - الف)

نشریه شماره ۱۵۴ - ن

آذر ماه ۱۳۹۳

نشریه

گردآوری مدارک فنی و مستندات پشتیبانی برای تشخیص آثار فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی و برآورد ارزش واقعی تولید برق نیروگاه‌های برقابی

(نشریه شماره ۴۲۳ – الف)

نشریه شماره ۱۵۴ – ن

آذر ماه ۱۳۹۳

بسمه تعالی

پیشگفتار

امروزه نقش و اهمیت ضوابط، معیارها و استانداردها و آثار اقتصادی ناشی از به کارگیری مناسب و مستمر آنها در پیشرفت جوامع، تهیه و کاربرد آنها را ضروری و اجتناب‌ناپذیر ساخته است. نظر به وسعت دامنه علوم و فنون در جهان امروز، تهیه ضـوابط، معیارهـا و استانداردها در هر زمینه به مجامع فنی – تخصصی واگذار شده است.

با در نظر گرفتن مراتب فوق و با توجه به شرایط اقلیمی و محدودیت منابع آب در ایران، تهیه استاندارد در بخـش آب از اهمیـت ویژه‌ای برخوردار بوده و از این رو طرح تهیه ضوابط و معیارهای فنی صنعت آب کشور برای نیل به ایـن هـدف، بـا مشـخص کـردن رسته‌های اصلی صنعت آب اقدام به تشکیل مجامع علی – تخصصی با عنوان کمیته های تخصصی کرده که نظـارت بـر تهیـه ایـن استانداردها را به عهده دارند.

استانداردهای صنعت آب با در نظر داشتن موارد زیر تهیه و تدوین می‌گردد:

- استفاده از تخصص‌ها و تجارب کارشناسان و صاحب‌نظران شاغل در بخش عمومی و خصوصی
- استفاده از منابع و مآخذ معتبر و استانداردهای بین المللی
- بهره‌گیری از تجارب دستگاه‌های اجرایی، سازمان‌ها، نهادها، واحدهای صنعتی، واحدهای مطالعه، طراحی و ساخت
- ایجاد هماهنگی در مراحل تهیه، اجرا، بهره‌برداری و ارزشیابی طرح‌ها
- پرهیز از دوباره‌کاری‌ها و اتلاف منابع مالی و غیرمالی کشور
- توجه به اصول و موازین مورد عمل موسسه استاندارد و تحقیقات صنعتی ایران و سایر موسسات معتبر تهیه کننده استاندارد

طرح تهیه ضوابط و معیارهای فنی صنعت آب کشور به منظور تسهیل در امر استفاده از استاندارد ها، تدوین و یا ترجمه نشریات و کتب تخصصی مرتبط با استانداردها را نیز در دستور کار خود داشته و نشریه حاضر در راستای نیل بدین هدف تهیه شده است.

آگاهی از نظرات کارشناسان و صاحبنظرانی که فعالیت آنها به نوعی در ارتباط با تهیه استانداردهای صنعت آب مـی‌باشـد موجـب امتنان خواهد بود.

تهیه و کنترل «گردآوری مدارک فنی و مستندات پشتیبانی برای تشخیص آثار فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی و برآورد ارزش واقعی تولید برق نیروگاه‌های برقابی»

[نشریه شماره ۱۵۴ - ن]

مجری: شرکت مهندسی مشاور مهاب قدس

مولف اصلی: طیبه آریان	شرکت مهندسی مشاور مهاب قدس	لیسانس اقتصاد کشاورزی

اعضای گروه تهیه‌کننده:

طیبه آریان	شرکت مهندسی مشاور مهاب قدس	لیسانس اقتصاد کشاورزی
امجد انوری مقدم	دانشکده فنی دانشگاه تهران	دکترای برق
امیر باقری	دفتر اقتصاد کلان معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رییس‌جمهور	دکترای اقتصاد
اشکان رحیمی کیان	دانشکده فنی دانشگاه تهران	دکترای برق
محمدابراهیم رئیسی	شرکت مهندسی مشاور مهاب قدس	فوق‌لیسانس اقتصاد کشاورزی
رضا میرزا ابراهیمی	شرکت مهندسی مشاور مهاب قدس	فوق‌لیسانس اقتصاد نظری
انوش نوری اسفندیاری	شرکت مهندسی مشاور مهاب قدس	فوق‌لیسانس اقتصاد کشاورزی

اعضای گروه نظارت:

مجتبی غروی	دانشگاه علم و صنعت ایران	دکترای مهندسی عمران
کیومرث حیدری	وزارت نیرو	دکترای اقتصاد نفت و گاز
غلامعلی شرزه‌ای	دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران	دکترای اقتصاد
محمدسهام‌الدین حاتمی	کارشناس آزاد	لیسانس مهندسی عمران – آب

اعضای گروه تایید کننده (کمیته تخصصی مطالعات اقتصادی، تعرفه و خصوصی‌سازی طرح تهیه ضوابط و معیارهای فنی صنعت آب کشور):

معصومه آذرگون	شرکت مهندسی آب و فاضلاب کشور	فوق‌لیسانس مدیریت
نرگس دشتی	طرح تهیه ضوابط و معیارهای فنی صنعت آب کشور – وزارت نیرو	لیسانس مهندسی آبیاری
غلامعلی شرزه‌ای	دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران	دکترای اقتصاد
مهدی صادقی شاهدانی	دانشگاه علوم اقتصادی	دکترای اقتصاد
علیرضا غفاری	شرکت مدیریت منابع آب ایران	فوق‌لیسانس مدیریت سیستم و برنامه‌ریزی
علی‌اکبر قبادی حمزه‌خانی	شرکت مدیریت منابع آب ایران	فوق‌لیسانس مهندسی آبیاری
احمد لطفی	شرکت مهندسین مشاور پندام	فوق‌لیسانس مهندسی آبیاری

فهرست مطالب

عنوان	صفحه
مقدمه	**۱**
فصل اول - ساختار و نحوه عملکرد کلی بازارهای برق	**۳**
۱-۱- کلیات	۵
۱-۲- مشارکت‌کنندگان بازار برق	۷
۱-۲-۱- نهادهای دولتی قانون‌گذار و ناظر	۷
۱-۲-۲- بازیگران اصلی بازار	۸
۱-۳- بسترهای مبادله برق	۹
۱-۳-۱- بازارهای نقدی (فیزیکی)	۹
۱-۳-۲- بازارهای مالی (بورس مبادله‌ی انرژی)	۱۰
۱-۴- مدل‌های مختلف بازار برق	۱۱
۱-۴-۱- خریدار منفرد (آژانس خرید)	۱۲
۱-۴-۲- مدل رقابت عمده فروشی	۱۲
۱-۴-۳- مدل رقابت خرده‌فروشی	۱۳
۱-۵- شکل‌گیری قیمت در بازار برق	۱۳
فصل دوم - مروری اجمالی بر بازار برق ایران و برخی کشورهای منتخب	**۱۷**
۲-۱- بازار برق ایران	۱۹
۲-۱-۱- تجدید ساختار صنعت برق و شکل‌گیری بازار برق در ایران	۱۹
۲-۱-۲- میزان تولید و سهم انواع نیروگاه‌ها در ایران	۲۰
۲-۱-۳- ساختار بازار عمده‌فروشی برق ایران و بازیگران آن	۲۲
۲-۱-۴- نحوه‌ی شکل‌گیری قیمت، اجزا و روند آن در بازار عمده‌فروشی برق ایران	۲۴
۲-۱-۵- بازار معاملات دو جانبه‌ی برق ایران	۲۹
۲-۱-۶- وضعیت نیروگاه‌های برق‌آبی در صنعت برق کشور	۳۰
۲-۲- بازار برق نوردپول	۳۴
۲-۲-۱- تاریخچه تشکیل بازار برق نوردپول	۳۴
۲-۲-۲- منابع تولید برق در بازار نوردپول	۳۵
۲-۲-۳- ساختار بازار برق نوردپول و بازیگران آن	۳۷
۲-۲-۴- نحوه‌ی تعیین قیمت در بازار نقدی نوردپول	۴۳

فهرست مطالب

عنوان	صفحه
۲-۲-۵- نقش و جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در بازار نوردپول	۴۵
۲-۳- بازار برق PJM	۴۹
۲-۳-۱- تاریخچه تشکیل بازار برق PJM	۴۹
۲-۳-۲- منابع تولید برق در بازار PJM	۵۰
۲-۳-۳- ساختار بازار برق PJM RTO و بازیگران آن	۵۱
۲-۳-۴- نقش و جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در بازار PJM	۶۳
۲-۴- بازار برق بریتانیا (انگستان، ولز و اسکاتلند)	۶۴
۲-۴-۱- تاریخچه تشکیل بازار برق بریتانیا	۶۴
۲-۴-۲- منابع تولید برق در بازار بریتانیا	۶۵
۲-۴-۳- فعالان بازار برق بریتانیا	۶۶
۲-۴-۴- ساختار و نحوه‌ی انجام معاملات در بازار برق بریتانیا	۶۷
۲-۴-۵- مکانیزم تعیین قیمت و تسویه در بازار برق بریتانیا	۷۰
۲-۴-۶- جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در بازار برق بریتانیا	۷۴
۲-۵- بازار برق اونتاریو	۷۴
۲-۵-۱- تاریخچه‌ی تشکیل بازار برق اونتاریو	۷۵
۲-۵-۲- منابع تولید برق در بازار اونتاریو	۷۶
۲-۵-۳- ساختار و بازیگران بازار برق اونتاریو	۷۷
۲-۵-۴- برنامه‌ی زمانی و فرآیند شکل‌گیری قیمت تسویه‌ی بازار	۷۸
۲-۵-۵- جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در بازار برق اونتاریو	۸۱
۲-۶- بازار برق کالیفرنیا	۸۲
۲-۶-۱- تاریخچه تشکیل بازار برق کالیفرنیا	۸۲
۲-۶-۲- منابع تولید برق در بازار برق کالیفرنیا	۸۴
۲-۶-۳- ساختار و نحوه‌ی شکل‌گیری قیمت در بازار برق کالیفرنیا	۸۵
۲-۶-۴- بازیگران بازار برق کالیفرنیا	۸۷
۲-۶-۵- جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در قوانین بازار برق کالیفرنیا	۸۸
۲-۷- بازار برق ترکیه	۹۱

فهرست مطالب

عنوان	صفحه
۲-۷-۱- تاریخچه تاسیس بازار برق ترکیه	۹۱
۲-۷-۲- منابع تولید برق در بازار برق ترکیه	۹۳
۲-۷-۳- ساختار و بازیگران اصلی بازار برق ترکیه	۹۴
۲-۷-۴- نحوه‌ی عملکرد و تعیین قیمت در بازار برق ترکیه	۹۶
۲-۷-۵- جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در بازار برق ترکیه	۹۸
فصل سوم- انواع خدمات جانبی و روش‌های پرداخت در بازارهای مختلف	**۱۰۱**
۳-۱- کلیات	۱۰۳
۳-۲- انواع خدمات جانبی	۱۰۴
۳-۲-۱- خدمات کنترل فرکانس	۱۰۴
۳-۲-۲- خدمات بهره‌برداری و هماهنگی	۱۰۵
۳-۲-۳- خدمات پشتیبانی و بازیابی سیستم	۱۰۷
۳-۳- تامین خدمات جانبی در بازارهای برق	۱۰۸
۳-۳-۱- خدمات جانبی در بازار برق ایران	۱۰۸
۳-۳-۲- خدمات جانبی در بازار برق نوردپول	۱۱۹
۳-۳-۳- خدمات جانبی در بازار برق PJM	۱۲۷
۳-۳-۴- خدمات جانبی در بازار برق بریتانیا	۱۳۲
۳-۳-۵- خدمات جانبی در بازار برق اونتاریو	۱۳۹
۳-۳-۶- خدمات جانبی در بازار برق کالیفرنیا	۱۴۷
۳-۳-۷- خدمات جانبی در بازار برق ترکیه	۱۵۵
۳-۳-۸- خلاصه و جمع‌بندی	۱۵۸
فصل چهارم - سازوکارهای حمایتی نیروگاه‌های تجدیدپذیر در بازارهای مختلف	**۱۶۱**
۴-۱- کلیات	۱۶۳
۴-۲- سازوکارهای حمایت از برق تجدیدپذیر	۱۶۳
۴-۲-۱- سازوکار حمایتی یارانه‌های سرمایه‌گذاری	۱۶۴
۴-۲-۲- سازوکار حمایتی اعتبارات مالیاتی	۱۶۴
۴-۲-۳- سازوکار حمایتی تعرفه‌های تضمینی	۱۶۵

فهرست مطالب

عنوان	صفحه
۴-۲-۴- سازوکارهای حمایتی مازاد ثابت	۱۶۵
۴-۲-۵- سیستم سهمیه‌بندی	۱۶۶
۴-۲-۶- ساز و کار سیستم مناقصات	۱۶۶
۴-۲-۷- سازوکار حمایتی گواهی‌های سبز قابل مبادله	۱۶۷
۴-۲-۸- سازوکار مالیات زیست محیطی	۱۶۷
۴-۲-۹- تجارت انتشار گازهای گلخانه‌ای	۱۶۸
۴-۳- سازوکارهای حمایت از برق تجدیدپذیر در ایران و کشورهای منتخب	۱۷۰
۴-۳-۱- ایران	۱۷۱
۴-۳-۲- بریتانیا	۱۷۲
۴-۳-۳- سازوکارهای حمایتی در کشورهای منطقه نوردیک	۱۷۷
۴-۳-۴- ترکیه	۱۸۴
۴-۳-۵- سازوکار حمایتی در سطح اتحادیه اروپا	۱۸۵
۴-۳-۶- سازوکارهای حمایتی یکپارچه‌ی ایالات متحده آمریکا (PJM و کالیفرنیا)	۱۸۶
۴-۳-۷- اونتاریو	۱۹۰
۴-۴- خلاصه‌ی مطالعات انجام شده	۱۹۰
۴-۴-۱- نیروگاه‌های برق‌آبی و انواع سازوکارهای حمایتی	۱۹۱
۴-۴-۲- هدف‌گذاری در اسناد بالادستی برای پیاده‌سازی سازوکار حمایتی	۱۹۱
۴-۴-۳- سند قانونی پشتیبان و نهاد اجرایی و ناظر برای پیاده‌سازی سازوکار حمایتی	۱۹۱
۴-۴-۴- ترکیب سازوکارهای حمایتی در کشورهای منتخب	۱۹۲
۴-۴-۵- نرخ ساز و کارهای حمایتی در کشورهای منتخب	۱۹۳

فهرست جدول‌ها

عنوان	صفحه
جدول ۲-۱- ظرفیت نصب انواع نیروگاه‌های کشور در سال ۱۳۹۰	۲۱
جدول ۲-۲- پایه نرخ آمادگی، ضرایب محاسبه‌ی بهای آمادگی و پایه نرخ انرژی	۲۷
جدول ۲-۳- متوسط نرخ خرید برق از نیروگاه‌ها طی سال‌های ۱۳۸۷-۱۳۹۱	۲۸
جدول ۲-۴- میزان تولید و دریافتی نیروگاه‌های تحت پوشش سازمان آب و برق خوزستان از بازار برق	۳۳
جدول ۲-۵- متوسط دریافتی نیروگاه های تحت پوشش سازمان آب و برق خوزستان از بازار برق به تفکیک آمادگی و انرژی	۳۴
جدول ۲-۶- ظرفیت نصب‌شده‌ی نوردیک به تفکیک منبع در سال ۲۰۱۱	۳۵
جدول ۲-۷- تولید برق از منابع مختلف تولیدی در سال ۲۰۱۱	۳۶
جدول ۲-۸- حجم و ارزش کل مبادلات برق در بازار Elspot در سال‌های ۲۰۱۱-۲۰۱۰	۳۸
جدول ۲-۹- حجم و ارزش کل مبادلات برق در بازار Elbas در سال‌های ۲۰۱۱-۲۰۱۰	۳۹
جدول ۲-۱۰- حجم و ارزش کل مبادلات بازار مشتقات مالی نوردیک طی سال‌های ۲۰۱۱-۲۰۱۰	۴۲
جدول ۲-۱۱- مکانیزم‌های حمایت از برق تجدیدپذیر در منطقه نوردیک (خارج از بازارانرژی)	۴۸
جدول ۲-۱۲- ظرفیت نصب شده نیروگاه‌ها در بازار PJM به تفکیک نوع منبع در سال ۲۰۱۱	۵۱
جدول ۲-۱۳- تولید انرژی در منطقه PJM به تفکیک نوع منبع در سال ۲۰۱۱	۵۱
جدول ۲-۱۴- میانگین قیمت نهایی منطقه‌ای بازار روز قبل و زمان حقیقی منطقه‌ی PJM طی سال‌های ۲۰۰۰-۲۰۱۱	۵۸
جدول ۲-۱۵- مکانیزم‌های حمایت از برق تجدیدپذیر در منطقه PJM RTO	۶۳
جدول ۲-۱۶- ظرفیت نصب‌شده‌ی نیروگاه‌های تولید برق بریتانیا به تفکیک منبع در سال ۲۰۱۱	۶۵
جدول ۲-۱۷- تولید برق از منابع مختلف تولیدی در سال ۲۰۱۰	۶۶
جدول ۲-۱۸- مکانیزم‌های حمایت از برق تجدیدپذیر در بریتانیا	۷۴
جدول ۲-۱۹- ظرفیت کل نصب‌شده‌ی نیروگاه‌ها در بازار برق اونتاریو به تفکیک منبع در سال ۲۰۱۱	۷۶
جدول ۲-۲۰- انرژی تولیدی نیروگاه‌ها در بازار برق اونتاریو به تفکیک منبع در سال ۲۰۱۱	۷۶
جدول ۲-۲۱- ظرفیت نصب‌شده‌ی نیروگاه‌ها در بازار برق کالیفرنیا در سال ۲۰۱۱	۸۴
جدول ۲-۲۲- انرژی تولیدی نیروگاه‌ها در بازار برق کالیفرنیا به تفکیک منبع در سال ۲۰۱۱	۸۵
جدول ۲-۲۳- مکانیزم‌های حمایتی از منابع تولید برق تجدیدپذیر در کالیفرنیا	۹۰
جدول ۲-۲۴- خلاصه‌ی تحولات صنعت برق و تشکیل بازار برق ترکیه	۹۲
جدول ۲-۲۵- انرژی تولیدی نیروگاه‌ها در بازار برق ترکیه به تفکیک منبع در سال ۲۰۱۱	۹۴

فهرست جدول‌ها

عنوان	صفحه
جدول ۲-۲۶- مکانیزم‌های تشویقی احداث و بهره‌برداری از نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر بر اساس قوانین شماره‌ی ۴۶۲۸ و ۵۳۴۶	۹۸
جدول ۳-۱- میزان خدمات FCNOR در کشورهای اسکاندیناوی در سال ۲۰۰۶	۱۲۰
جدول ۳-۲- توزیع خدمات FCNOR مورد نیاز در کشورهای اسکاندیناوی	۱۲۱
جدول ۳-۳- زمان‌بندی ذخیره‌ها در بازار نوردپول	۱۲۱
جدول ۳-۴- واحدهای ارائه دهنده‌ی رزرو کنترل فرکانس در حالت عملیاتی نرمال(FCNOR)	۱۲۲
جدول ۳-۵- واحدهای ارائه دهنده رزرو کنترل فرکانس در حالت اختلال(FCDR)	۱۲۲
جدول ۳-۶- انواع خدمات رزرو در بازار نوردل	۱۲۵
جدول ۳-۷- نوع پرداخت به رزروها در بازار بریتانیا	۱۳۴
جدول ۳-۸- مشخصات بازار کنترل فرکانس اولیه بریتانیا	۱۳۶
جدول ۳-۹- مشخصات و نحوه‌ی پرداخت رزرو کنترل فرکانس ثالثیه	۱۳۶
جدول ۳-۱۰- مشخصات بازار کنترل توان راکتیو در بازار بریتانیا	۱۳۷
جدول ۳-۱۱- مشخصات بازار کنترل ولتاژ در بازار بریتانیا	۱۳۸
جدول ۳-۱۲- جنبه‌های فنی سیستم خود راه‌اندازی در بریتانیا	۱۳۸
جدول ۳-۱۳- جنبه‌های اقتصادی سیستم خود راه‌اندازی در انگلستان	۱۳۹
جدول ۳-۱۴- انواع رزرو در بازار اونتاریو	۱۳۹
جدول ۳-۱۵- کنترل اولیه فرکانس	۱۵۸
جدول ۳-۱۶- کنترل ثانویه فرکانس	۱۵۹
جدول ۳-۱۷- کنترل ثالثیه فرکانس	۱۵۹
جدول ۳-۱۸- تامین توان راکتیو و کنترل ولتاژ	۱۶۰
جدول ۳-۱۹- تامین خودراه‌اندازی	۱۶۰
جدول ۴-۱- سازوکارهای تشویقی حمایت از برق تجدیدپذیر	۱۶۹
جدول ۴-۲- سازوکارهای تشویقی انرژی‌های تجدید پذیر در کشورهای اتحادیه اروپا	۱۷۰
جدول ۴-۳- نرخ تعرفه تضمینی	۱۷۳
جدول ۴-۴- تعهدات تامین‌کنندگان در قالب تعداد ROC به ازای هر مگاوات ساعت	۱۷۵
جدول ۴-۵- مقدار ROC اعطایی به تولیدکنندگان برق از تکنولوژی‌های مختلف	۱۷۵
جدول ۴-۶- مقدار معافیت از مالیات تغییرات آب و هوا	۱۷۷

فهرست جدول‌ها

عنوان	صفحه
جدول ۴-۷- تعهدات تامین کنندگان در قالب تعداد گواهی برق	۱۸۳
جدول ۴-۸- هدف‌گذاری تولید برق تجدیدپذیر تا سال هدف در بازارهای PJM و کالیفرنیا	۱۸۷
جدول ۴-۹- انواع سازوکارهای حمایتی و دامنه ظرفیت نیروگاه‌های برق‌آبی واجد شرایط در کشورهای منتخب	۱۹۱
جدول ۴-۱۰- اسناد قانونی پشتیبان، نهادهای اجرا کننده و ناظر برای پیاده‌سازی سازوکار حمایتی در کشورهای منتخب	۱۹۲
جدول ۴-۱۱- مهم‌ترین سازوکارهای حمایت از برق تجدیدپذیر در بازارهای برق منتخب	۱۹۲
جدول ۴-۱۲- نرخ پرداختی هر یک از سازوکارهای حمایتی در کشورهای منتخب	۱۹۳

فهرست شکل‌ها و نمودارها

عنوان	صفحه
شکل ۱-۱- ساختار ادغام عمودی صنعت برق	۶
شکل ۱-۲- ساختار ادغام افقی صنعت برق	۶
شکل ۱-۳- شماتیک کلی جایگاه بازیگران در بسترهای مبادلاتی بازارهای برق	۱۱
شکل ۱-۴- شکل‌گیری قیمت‌ها در مناقصه‌ی قیمت یکنواخت و پرداخت بر مبنای پیشنهاد	۱۵
شکل ۲-۱- سهم هر یک از انواع نیروگاه‌ها در تولید برق ایران در سال ۱۳۹۰	۲۱
شکل ۲-۲- سهم انواع نیروگاه‌ها در تولید برق کشور طی سال‌های ۱۳۹۰-۱۳۷۷	۲۲
شکل ۲-۳- ساختار کلی بازار برق ایران	۲۲
شکل ۲-۴- تولید انرژی الکتریکی از منابع مختلف در کشورهای نوردیک طی سال‌های ۲۰۰۶-۲۰۱۱	۳۶
شکل ۲-۵- زمان انجام معاملات در Elbas	۳۹
شکل ۲-۶- توالی زمانی بازارهای مختلف تحویل فیزیکی در بازار برق نوردپول	۴۱
شکل ۲-۷- توالی زمانی بازارهای فیزیکی و مالی نوردپول	۴۲
شکل ۲-۸- فرم ارائه‌ی پیشنهادات قیمتی در بازار روز قبل نوردپول	۴۴
شکل ۲-۹- منحنی‌های پیشنهاد خرید و فروش و قیمت سیستم در ساعت ۵ صبح مورخ ۲۰۱۰/۱۲/۰۲	۴۵
شکل ۲-۱۰- متوسط قیمت‌های سیستم طی سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۱	۴۵
شکل ۲-۱۱- تاثیر جریان آب بر منحنی عرضه‌ی برق در بازار نوردپول	۴۶
شکل ۲-۱۲- مبادله‌ی برق بین مناطق شمالی و جنوبی بر مبنای میزان برق تولیدی نیروگاه‌های برق‌آبی	۴۷
شکل ۲-۱۳- متوسط هفتگی درصد پرشدگی مخازن سدهای برق آبی و قیمت برق در منطقه ی نوردیک طی سال‌های ۲۰۱۱-۲۰۰۹	۴۸

فهرست شکل‌ها و نمودارها

عنوان	صفحه
شکل ۲-۱۴- سازمان‌های انتقال منطقه‌ای و بهره‌برداران مستقل سیستم در آمریکا	۴۹
شکل ۲-۱۵- برنامه‌ی زمان‌بندی بازار انرژی روز قبل و زمان حقیقی	۵۵
شکل ۲-۱۶- شماتیک اجزای تشکیل دهنده‌ی LMP	۵۵
شکل ۲-۱۷- قیمت نهایی منطقه‌ای در بازار روز قبل در تاریخ ۲۰۱۲/۰۲/۲۳	۵۷
شکل ۲-۱۸- قیمت نهایی منطقه‌ای در بازار زمان حقیقی در تاریخ ۲۰۱۲/۰۲/۲۳	۵۷
شکل ۲-۱۹- میانگین قیمت ظرفیت در بازار برق PJM RTO از سال ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۰	۵۹
شکل ۲-۲۰- تابع تقاضای VRR در حراج مبنای بازار ظرفیت PJM	۶۱
شکل ۲-۲۱- LDAهای دارای محدودیت، LDAهای بدون محدویت و قیمت ظرفیت در این مناطق	۶۲
شکل ۲-۲۲- اجزای تشکیل دهنده‌ی قیمت تسویه بازار ظرفیت	۶۲
شکل ۲-۲۳- ساز و کار بازار ظرفیت و برنامه‌ی زمان‌بندی عملکرد حراج‌های بازار	۶۳
شکل ۲-۲۴- سازوکار بازار برق بریتانیا	۷۰
شکل ۲-۲۵- پیشنهادات ارائه شده توسط یک BMU را در یک دوره تسویه	۷۱
شکل ۲-۲۶- برنامه‌ی تولید به BMU با توجه به پیشنهادات ارائه شده	۷۲
شکل ۲-۲۷- نحوه‌ی تسویه حساب با واحدهای تجاری	۷۳
شکل ۲-۲۸- زمان‌بندی اجرای برنامه‌ی قبل از پخش بار	۷۹
شکل ۲-۲۹- زمان‌بندی اجرای برنامه‌ی پخش بار زمان حقیقی	۸۰
شکل ۲-۳۰- قیمت تسویه‌ی نهایی انرژی در حالت Pre-dispatch	۸۱
شکل ۲-۳۱- قیمت تسویه‌ی نهایی رزرو بهره‌برادری در حالت Pre-dispatch	۸۱
شکل ۲-۳۲- مناطق تحت مدیریت بهره‌بردار مستقل کالیفرنیا در مقایسه با سایر بهره‌برداران ایالت کالیفرنیا	۸۳
شکل ۲-۳۳- بار پیش‌بینی شده، بار بازار سلف و درصد همپوشانی آن‌ها در سال‌های ۲۰۱۰ و ۲۰۱۱	۸۶
شکل ۲-۳۴- فرآیند مجزاسازی ساختار صنعت برق ترکیه در طول زمان	۹۳
نمودار ۲-۳۵- سهم هر یک از نیروگاه‌ها در کل ظرفیت نصب‌شده‌ی بازار برق ترکیه در سال ۲۰۱۱	۹۳
شکل ۲-۳۶- ساختار بازار برق ترکیه	۹۶
شکل ۲-۳۷- شکل‌گیری قیمت در مکانیزم برنامه‌ریزی و بازار روز قبل	۹۷
شکل ۳-۱- تغییرات فرکانس به ازای خروج یک واحد نیروگاهی	۱۰۴
شکل ۳-۳- نمودار قابلیت تولید توان راکتیو برای ژنراتور سنکرون	۱۰۷
شکل ۳-۴- نمودار نشان‌دهنده رابطه خطی دروپ با RF	۱۱۲
شکل ۳-۵- منحنی قابلیت تولید راکتیو منبع نیروگاهی	۱۱۵

فهرست شکل‌ها

عنوان	صفحه
شکل ۳-۶- تابع پرداختی توان راکتیو	۱۴۵
شکل ۳-۷- نحوه‌ی تامین توان راکتیو از طریق تغییر منحنی خروجی ژنراتور	۱۵۸
شکل ۴-۱- قیمت گواهی‌های مجوز اتحادیه اروپا از سال ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۲	۱۸۶

مقدمه

نشریه حاضر بخشی از اسناد پشتیبان نشریه «راهنمای تشخیص آثار فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی و برآورد ارزش واقعی تولید برق نیروگاه‌های برق‌آبی و خدمات ارائه شده این نیروگاه‌ها به شبکه سراسری از دیدگاه بنگاه‌داری» است. این نشریه به منظور بررسی‌های تجارب جهانی درخصوص بازار برق و نحوه ارزش‌گذاری تولید و خدمات نیروگاه‌های برق‌آبی در این بازار و نیز بررسی ویژگی‌های کلی بازار برق کشور و جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در بازار در چهار فصل به شرح زیر تهیه شده است:

فصل اول: ساختار کلی بازارهای برق به طور عام شامل مشارکت‌کنندگان، بسترهای مبادله، مدل‌ها و نحوه‌ی شکل‌گیری قیمت برق در آن‌ها مورد بررسی قرار گرفته است.

فصل دوم: بازار برق ایران و همچنین سایر بازارهای برق اشاره شده در شرح خدمات به تفکیک تاریخچه، ساختار و مبانی شکل‌گیری قیمت، مباحث این فصل را تشکیل می‌دهند. همچنین تلاش شده که جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی نیز حتی‌المکان مورد توجه قرار گیرد.

فصل سوم: تعریف انواع خدمات جانبی و نحوه تامین و پرداخت بازارها به این خدمات، موضوعات مورد بحث در این فصل را تشکیل می‌دهند.

فصل چهارم: این فصل به تعریف انواع سازوکارهای حمایتی، نحوه‌ی استفاده از این ساز و کارها و فرآیند اجرایی شدن آن در نیروگاه‌های تجدیدپذیر (شامل نیروگاه‌های برق‌آبی) با هدف درونی‌کردن آثار زیست محیطی در بازارهای منتخب تنظیم شده است.

بدیهی است که از نتایج و جمع‌بندی‌های کلی این نشریه در تدوین «راهنمای تشخیص آثار فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی و برآورد ارزش واقعی تولید برق نیروگاه‌های برقابی و خدمات ارائه شده این نیروگاه‌ها به شبکه سراسری از دیدگاه بنگاه‌داری» استفاده شده است.

فصل ۱

ساختار و نحوه عملکرد کلی بازارهای برق

۱-۱- کلیات

صنعت برق در بسیاری از کشورهای دنیا به دلایلی چون اهمیت استراتژیک آن برای توسعه‌ی شهری و صنعتی، تاثیرات آن بر موضوعات اجتماعی و زیست‌محیطی، برخورداری از ویژگی‌های انحصار طبیعی[۱] همراه با ضرورت وجود شبکه‌های گسترده‌ی انتقال و توزیع جهت ارسال به مصرف‌کنندگان نهایی، از ساختاری انحصاری برخوردار بوده و تحت نظر یک مدیریت واحد (دولت‌ها) اداره می‌گردید. در این ساختار، مالکیت کلیه تاسیسات تولید، انتقال و توزیع در ناحیه‌ی مشخص در اختیار یک نهاد یکپارچه‌ی ارائه دهنده‌ی خدمات عمومی[۲] قرار داشت که انرژی برق را با نرخ‌های تنظیم شده و تحت نظارت سازمان‌های محلی در اختیار مصرف‌کنندگان قرار می‌دادند. به علاوه شرکت‌های انتقال و توزیع، انحصار بهره‌برداری از این خطوط را در اختیار داشته و تولیدکنندگان مستقل[۳] در سیستم امکان دسترسی آزاد به تمامی اجزای سیستم قدرت[۴] را نداشتند.

اما از اواسط دهه‌ی ۱۹۸۰ میلادی برخی کشورها دریافتند حتی اگر در شبکه‌های انتقال و توزیع وضعیت انحصار طبیعی حاکم باشد، تولید برق به دلیل بهره‌مندی از ویژگی صرفه‌های ناشی از مقیاس[۵] در سطح واحدهای تولید، از قابلیت رقابتی شدن برخوردار است. با چنین تفسیری، مشخصه‌ی انحصار طبیعی تولید و عرضه‌ی برق به سرعت رنگ باخته و به فعالیتی رقابتی تبدیل گردید. بر این اساس، بسیاری از کشورها اقدام به مقررات‌زدایی و تجدیدساختار صنعت برق خود در سطح تولید و عرضه (و در برخی موارد در سطح توزیع) نمودند. بدیهی است مفهوم آزادسازی و تجدیدساختار از صورت‌بندی‌های مختلفی برخوردار است که بر این اساس ارزیابی میزان و درجه‌ی اصلاحات در کشورهای مختلف متفاوت خواهد بود. به‌طوری‌که دامنه‌ای از صدور اجازه‌ی فعالیت تولیدکنندگان مستقل در بازار تا تفکیک ساختار عمودی انحصاری تحت مالکیت دولت به حوزه‌های مجزای تولید، انتقال و توزیع و تبدیل آن به یک ساختار افقی همراه با دسترسی آزاد تولیدکنندگان مستقل به شبکه سراسری برق (شکل‌های (۱-۱) و (۱-۲)) را در بر می‌گیرد. مورد اخیر یکی از مهم‌ترین تحولات در ساختار صنعت برق به شمار می‌رود.

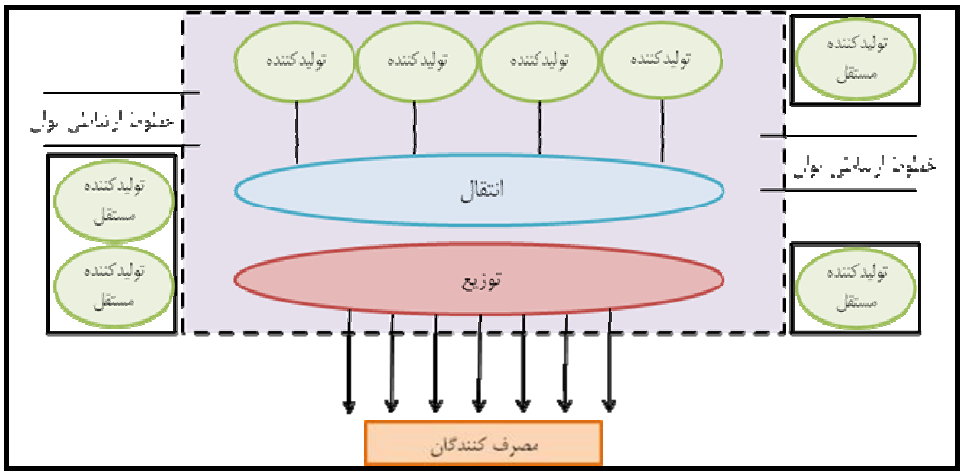
1- Natural Monopoly

2- Vertically Integrated Utility

۳- تولیدکننده‌ی مستقل (Independent Power Producer) یا غیرعمومی (Non-utility Generator)، نهادی است غیردولتی که اقدام به تولید برق و عرضه‌ی آن به نهادهای ارائه دهنده‌ی خدمات عمومی و مصرف‌کنندگان نهایی می‌کند.

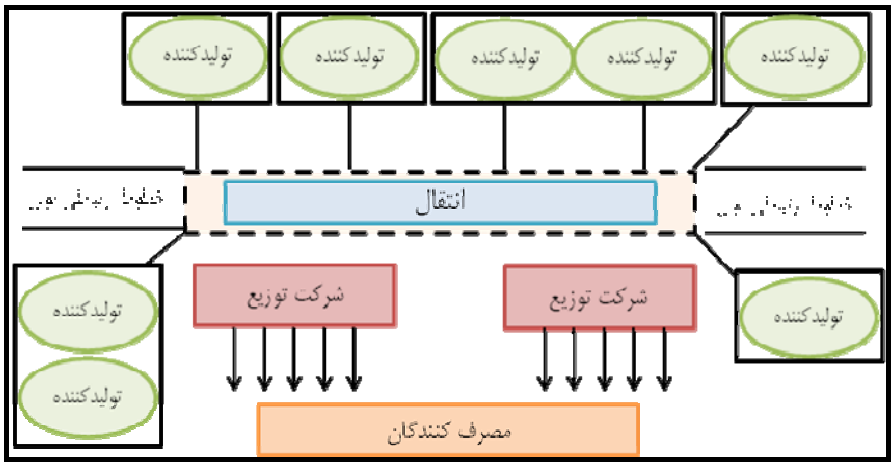
۴- Power System: سیستم قدرت شبکه‌ای از اجزای الکتریکی است که برای تامین، انتقال و مصرف انرژی الکتریکی مورد استفاده قرار می‌گیرد. این سیستم در بر گیرنده‌ی سیستم تولید، انتقال و توزیع می‌باشد.

5- Economies of Scale



منبع: افشار، کریم. ریاحی، رضا. «تجدید ساختار در صنعت برق و گذری بر بازار برق ایران»، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، ۱۳۸۸.

شکل ۱-۱- ساختار ادغام عمودی صنعت برق



منبع: افشار، کریم. ریاحی، رضا. همان.

شکل ۱-۲- ساختار ادغام افقی صنعت برق

در ساختار افقی، بازیگرانی متعدد در فضایی رقابتی اقدام به تولید، مصرف و مبادله‌ی برق می‌کنند. شکل‌گیری چنین فضایی مستلزم وجود انواع قراردادهای کوتاه‌مدت و بلندمدتی است که فروشندگان، خریداران و معامله‌گران بدون تبعیض و آزادانه قادر به انتخاب هر یک از آن‌ها باشند. در کشورهایی که اقدام به تجدید ساختار صنعت برق نموده‌اند، انتظار بر این است که زمینه‌سازی رقابت منجر به کارایی بیش‌تر صنعت همراه با قیمت‌های پایین‌تر برق گردد. در این بین علاوه بر تلاش برای شکل‌گیری بازیگران و بسترهای مناسب مبادلاتی، مدل‌های گوناگونی نیز با هدف نحوه‌ی مشارکت بازیگران در چارچوب بسترهای مذکور شکل گرفته است. بدیهی است تعدد، دامنه‌ی فعالیت مشارکت‌کنندگان و نوع قراردادهای موجود در بازارهای برق کشورهای مختلف، بسته به نوع بازار، نحوه‌ی تعیین قیمت و تسویه‌ی بازار متفاوت خواهد بود.

بر این اساس، در فصل حاضر ابتدا کلیاتی در زمینه‌ی مشارکت‌کنندگان، بسترهای مبادلاتی و مهم‌ترین مدل‌های مبادله و تعیین قیمت برق ارائه می‌شود. سپس به بررسی ساختار، نحوه‌ی شکل‌گیری و تسویه‌ی قیمت برق در بازار برق

ایران و برخی از بازارهای مهم برق دنیا پرداخته می‌شود. لازم به ذکر است، از آنجا که یکی از اهداف طرح حاضر بررسی و دقت‌نظر در زمینه‌ی جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در قوانین و مقررات بازارهای گوناگون برق می‌باشد، لذا تلاش خواهد شد در بخش‌های پایانی هر یک از بازارها به این امر پرداخته شود.

۱-۲- مشارکت‌کنندگان بازار برق[1]

مشارکت‌کنندگان بازار برق مجموعه‌ای از افراد، نهادها، سازمان‌ها و بنگاه‌هایی هستند که در فرآیند تولید، انتقال، توزیع، مصرف و مبادله‌ی برق، نظارت بر انجام مبادلات و تامین پایداری سیستم قدرت در بازار برق فعالیت می‌کنند. در یک تقسیم‌بندی کلی مهم‌ترین مشارکت‌کنندگان بازار برق را می‌توان به دو دسته‌ی کلی نهادهای دولتی قانون‌گذار و ناظر و بازیگران تقسیم کرد.

۱-۲-۱- نهادهای دولتی قانون‌گذار و ناظر

الف- تنظیم‌کننده‌ی بازار[2]: تنظیم‌کننده‌ی بازار از یک طرف مسوول تنظیم بخش‌های انحصاری صنعت برق است که اغلب در برگیرنده‌ی بخش‌های انتقال، توزیع و بهره‌برداری از سیستم قدرت می‌باشد و از طرف دیگر موظف به فراهم نمودن شرایط رقابت پایدار در بخش‌های رقابتی بازار می‌باشد. علاوه بر این، مسوولیت محافظت از امنیت عرضه‌ی انرژی، صدور مجوزهای فعالیت و پروانه‌های مرتبط با صنعت برق و نیز حل و فصل منازعات این صنعت با سایر بخش‌ها (همانند مسایل زیست‌محیطی و کمبود سوخت نیروگاه‌ها) بر عهده‌ی این نهاد می‌باشد.

ب- بهره‌بردار مستقل سیستم[3]: مسوول بهره‌برداری از سیستم قدرت و تامین امنیت و پایداری شبکه می‌باشد. این وظایف از طریق دیسپاچینگ[4] و ارسال اطلاعات عرضه و تقاضا برای حفظ تعادل لحظه‌ای سیستم در مقابل خروج‌های اضطراری واحدها و محدودیت‌های موجود انجام می‌گیرد. بهره‌برداران سیستم اغلب به دو گروه ISO Max و یا ISO Min تقسیم می‌شوند. بر این اساس، ISO Max علاوه بر بهره‌برداری از سیستم قدرت، مسوولیت بهره‌برداری از بازار برق را نیز به عهده دارد و در مقابل ISO Min تنها وظیفه بهره‌برداری ایمن از سیستم قدرت را عهده‌دار می‌باشد.

1- Market Participants
2- Regulator
3- Independent System Operator
۴- دیسپاچینگ نهادی است که وظایف حصول اطمینان از تامین و تداوم در تامین برق مورد نیاز مصرف‌کنندگان از طریق برنامه‌ریزی، پایش و مدیریت شبکه‌ی تولید و انتقال، حفظ پایداری و ایمنی شبکه‌ی تولید و انتقال، با توجه به معیارها و استانداردهای کمی و کیفی ناظر بر پایداری و امنیت شبکه، بهره‌برداری بهینه از منابع تولید و انتقال در چارچوب مقررات و معاملات بازار برق را بر عهده دارد.

۱-۲-۲- بازیگران اصلی بازار

الف- تولیدکنندگان[1]: تولیدکنندگان فعال در چارچوب بازار، انرژی الکتریکی را از منابع گوناگونی همچون سوخت‌های فسیلی و یا منابع تجدیدپذیر تولید نموده و با ارائه‌ی پیشنهادهای قیمتی در بازار فیزیکی، عقد قراردادهای دو جانبه و یا از طریق مشتقات مالی (در بازارهای مالی) آن را به فروش می‌رسانند. لازم به ذکر است که این گروه علاوه بر تولید انرژی، تامین‌کننده‌ی خدمات جانبی شبکه نیز به شمار می‌روند که به جز برخی موارد در اغلب کشورها، امکان فروش و کسب درآمد از طریق ارائه‌ی این خدمات وجود دارد.

ب- شرکت‌های انتقال: وظیفه‌ی این شرکت‌ها انتقال برق فشار قوی در شبکه‌ی انتقال و رساندن آن از تولیدکنندگان به مشتریان و توزیع‌کنندگان است. مالکیت تجهیزات انتقال برق از قبیل کابل‌ها و پست‌های تبدیل در اختیار این شرکت‌ها بوده و معمولا مالکان شبکه‌ی انتقال همان مالکان شبکه‌ی انتقال در زمان وجود سیستم یکپارچه‌ی عمودی‌اند. با این وجود در اغلب بازارهای برق دنیا، به منظور حصول اطمینان از برقراری شرایط عادلانه در بازار، این شرکت‌ها تحت نظارت و مقررات محدودکننده‌ای فعالیت می‌کنند که هیچ‌گونه رابطه‌ی وابستگی با دیگر شرکت‌کنندگان بازار (نظیر تولیدکنندگان و عرضه‌کنندگان) ندارد. از مهم‌ترین وظایف این نهادها می‌توان ساخت، مالکیت، تعمیر، نگهداری و بهره‌برداری از سیستم انتقال ناحیه‌ی جغرافیایی مشخص را نام برد.

ج- شرکت‌های توزیع: توزیع‌کنندگان، شرکت‌هایی هستند که برق را با ولتاژ فوق توزیع و توزیع از طریق شبکه‌ی تحت مالکیت و اداره‌ی خود در ناحیه‌ی جغرافیایی مشخصی بین مشتریان توزیع می‌کنند. درآمد شرکت‌های توزیع از محل خدمتی است که بابت انتقال برق از شبکه‌های انتقال به محل مصرف دریافت می‌کنند؛ اما در برخی موارد این شرکت‌ها نقش خرده‌فروش را بر عهده می‌گیرند. شرکت‌های مذکور همچنین نقش بسیار مهمی در تامین خدمات جانبی شبکه در مناطق جغرافیایی ایفا می‌کنند. لازم به ذکر است که در برخی کشورها شرایط حضور شرکت‌های خصوصی در چارچوب مقرراتی خاص (با هدف جلوگیری از ایجاد انحصار در بازار خرده‌فروشی) در این حوزه فراهم گردیده به گونه‌ای که مصرف‌کنندگان نهایی برق قادر به انتخاب آزادنه‌ی خرید انرژی از شرکت‌های مختلف توزیع می‌باشند.[2]

د- معامله‌گران[3]: معامله‌گران در چارچوب قوانین بازار به خرید و فروش بسته‌های تعریف شده‌ی انرژی می‌پردازند. این گروه غالبا در مبادلات تحویل فیزیکی انرژی مشارکت نمی‌کنند و تنها زمانی به این کار مبادرت می‌ورزند که از سوی تولیدکننده و یا تامین‌کننده برای تحویل فیزیکی انرژی در قرارداد دوجانبه مامور باشند. معامله‌گران تلاش دارند با واسطه‌گری از مابه‌التفاوت قیمت‌های حال و آتی برق درآمد کسب نمایند. فعالیت عمده‌ی این بازیگران بازار غالبا در بازارهای مالی مبادله انرژی و یا بورس برق می‌باشد.

1- Generators

۲- گزارش توجیهی شکل‌گیری بورس برق ایران، شرکت مدیریت شبکه‌ی برق ایران (www.igmc.ir)

3- Traders

هـ- عرضه‌کنندگان[1]: عرضه‌کنندگان در قالب قراردادهای دو جانبه و یا بورس مبادله انرژی، انرژی را از تولیدکنندگان خریداری نموده و در قالب مکانیزم تعرفه و یا قراردادهای دوجانبه به ترتیب به مصرف‌کنندگان نهایی اعم از بزرگ و یا غیر آن می‌فروشند. این گروه موظف به پرداخت مبالغی بابت بهره‌مندی از شبکه توزیع و انتقال می‌باشند. این گروه در عین حال باید علاوه بر مدیریت ریسک، از کافی بودن تعداد قراردادها برای تامین تقاضای مصرف‌کنندگان‌شان اطمینان حاصل نمایند.

و- مشتریان[2]: مصرف‌کنندگان نهایی هستند که در صورت حضور در بازار خرده‌فروشی به شبکه‌ی توزیع و در صورت حضور در بازار عمده‌فروشی به شبکه‌ی انتقال متصل می‌شوند. در نظام‌های تجدیدساختار یافته‌ی برق مشتریان مجبور به خریداری برق از شرکت برق منطقه‌ای و یا شرکت‌های توزیع منطقه‌ی خود نیستند، بلکه می‌توانند با حضور در بازار از بهترین ارائه‌کننده‌ی خدمات به لحاظ ایمنی، اطمینان و قیمت، برق خود را خریداری نمایند. مشتریان، عمدتا به سه گروه صنعتی، بازرگانی و خانگی تقسیم می‌شوند که از طرق گوناگونی چون مشارکت در بازار، مکانیزم‌های تعرفه‌ای و یا قراردادهای دو جانبه، برق را از عرضه‌کنندگان خریداری می‌نمایند.

۱-۳- بسترهای مبادله برق

مبادله‌ی برق بین بازیگران بازارهای برق در دو بستر بازار نقدی[3] (فیزیکی) و بازار مالی[4] انجام می‌گیرد. علاوه بر این، برخی بازیگران اقدام به عقد قراردادهای دوجانبه با قیمت‌های توافقی خارج از بازار می‌کنند.

۱-۳-۱- بازارهای نقدی (فیزیکی)

بازارهای نقدی به منظور تحویل فیزیکی انرژی شکل گرفته‌اند که معاملات در آن‌ها به صورت نقدی انجام می‌گیرند. به این مفهوم که قیمت محصول و سود و زیان طرفین در همان روز معامله‌ی انرژی مشخص می‌شود. این بازار از منظر فاصله‌ی بین زمان مبادله و تحویل انرژی به بازار روز قبل[5]، ساعت قبل[6] و زمان حقیقی[7] تقسیم می‌شود. در بازار روز قبل، از طریق جمع‌آوری اطلاعات مربوط به میزان عرضه و برآورد تقاضای روز آینده (در برخی موارد حتی چند روز آینده و یا ماه آینده) نسبت به برنامه‌ریزی و عقد قرارداد خرید و فروش اقدام می‌شود. در بازار ساعت پیش رو حداکثر برای چند ساعت آینده برنامه‌ریزی صورت می‌گیرد که نیاز به تجهیزات و اطلاعات دقیق‌تر ضرورت پیدا می‌کند. اما در بازار زمان حقیقی تمامی عملیات برآورد، برنامه‌ریزی و اقدام برای حداکثر ۵ دقیقه پیش رو و برمبنای اطلاعات ۵ دقیقه

1- Suppliers
2- Customers
3- Spot Market
4- Financial Market
5- Day-ahead Market
6- Hour-ahead Market
7- Real Time Market

قبل صورت می‌پذیرد. قیمت در بازار نقدی انرژی عموما به دو روش قیمت یکپارچه[۱] و پرداخت بر مبنای پیشنهاد[۲] شکل می‌گیرد که مبنای تسویه کلیه معاملات نقدی بازار انرژی[۳] به شمار می‌رود.

۱-۳-۲- بازارهای مالی (بورس مبادله‌ی انرژی)

بورس مبادله انرژی، نهادی برای مبادله بسته‌های انرژی بدون توجه به منشاء تولید آن (تولیدکنندگان) به شمار می‌رود. بازیگران بازار در معاملات نقدی انرژی همگی عناصر حاضر در زنجیره‌ی تامین برق (از تولید تا مصرف) هستند اما در معاملات مالی علاوه بر بازیگران مذکور، معامله‌گران متعددی نیز حضور دارند که اقدام به خرید و فروش برق در قالب ابزارهای مشتقه‌ی گوناگون، شامل قراردادهای سلف[۴]، آتی[۵]، اختیار معامله[۶] و اختلاف قیمت[۷]، می‌کنند. این ابزارها زمینه‌ی مناسب برای انعقاد قراردادهای بلندمدت را همراه با امکان پوشش ریسک بازیگران بازار فراهم می‌سازند.[۸] بدیهی است تمامی مبادلات توسط بازیگران تحت یک سری قوانین از پیش تعیین‌شده و در قالب دستورالعمل‌های مشخص تحت نظارت نهادهای قانونی، انجام می‌گیرد. لازم به ذکر است، با توجه به اهداف مشارکت بازیگران در این بازار، که همانا فعالیت‌های سفته‌بازی و نه لزوما تحویل فیزیکی برق است، حجم مبادلات در بازار مالی بسیار بیش‌تر از حجم معاملات در بازار نقدی است. به عنوان مثال حجم مبادلات بازارهای نقدی و مالی نوردپول در سال ۲۰۱۰ به ترتیب حدود ۳۰۵ و ۱۳۰۴ تراوات‌ساعت بوده است.

1- Uniform Pricing
2- Pay as bid

۳- در ادبیات اقتصادی، قیمت تسویه بازار، قیمت تعادلی حاصل از برهم‌کنش منحنی‌های عرضه و تقاضای بازار می‌باشد.

۴- در قراردادهای سلف (Forward)، خریداران و فروشندگان اغلب اقدام به انعقاد قراردادی خارج از بورس به منظور خرید یا فروش دارایی در زمان مشخصی در آینده و با قیمت مورد توافق دو طرف، می‌کنند. چنین قراردادهایی در سررسید، با تحویل فیزیکی کالا و تسویه حساب کامل همراه است. در این معاملات یکی از طرفین در موضع «پیش خرید» توافق می‌کند که دارایی را در زمان مشخص و با قیمت معین بخرد و در مقابل طرف دیگر معامله در موضع «پیش فروش» توافق می‌کند که دارایی را در همان زمان و با همان قیمت بفروشد. قیمت توافق شده در معامله‌ی سلف به عنوان «قیمت تحویلی» شناخته می‌شود.

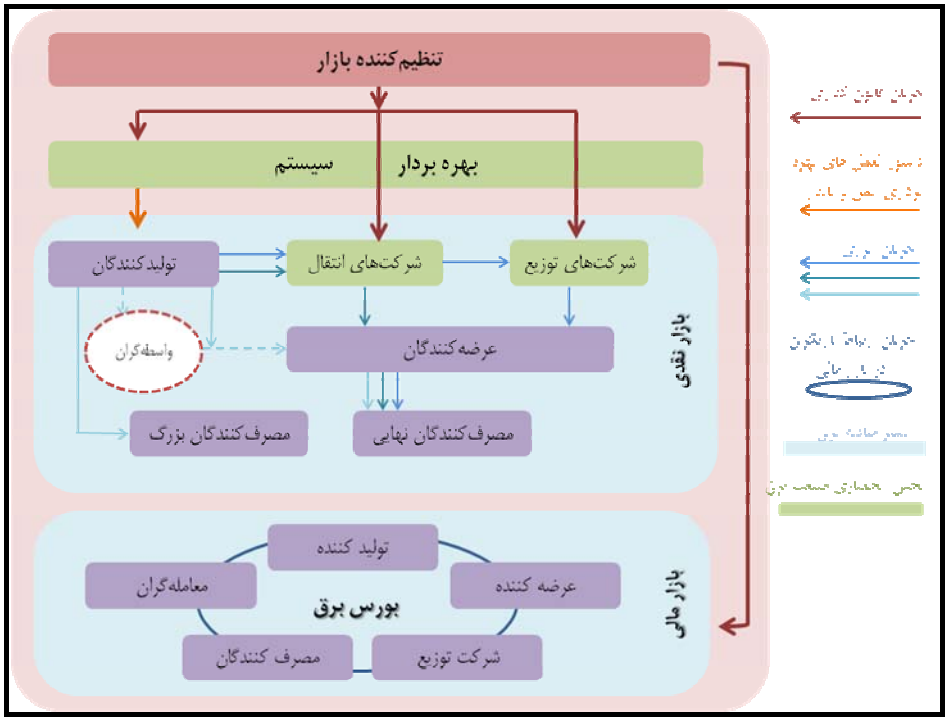
۵- قرارداد آتی (Future)، یک قرارداد سلف استاندارد شده است که در محل تالار بورس بسته می‌شود که قابل خرید و فروش می‌باشد و شخص خریدار یا فروشنده می‌تواند قبل از سررسید اقدام به مبادله‌ی آن کند. اغلب، معامله‌گرانی که تمایلی به دریافت (تحویل) کالا در سر رسید قرارداد ندارند می‌توانند قراردادهای خود را در این بازار مبادله نمایند. از آنجا که این قراردادها در بازار بورس مبادله می‌شوند باید جزئیات توافق‌نامه‌ی بین دو طرف شامل نوع دارایی، اندازه‌ی قرارداد، مکان تحویل و زمان تحویل، دقیقا مشخص گردد.

۶- قرارداد اختیار معامله (Option)، قراردادی است که به دارنده‌ی آن اختیار خرید یا فروش دارایی ذکر شده در قرارداد در تاریخ مشخص و با قیمت معین از پیش تعیین شده‌ای را می‌دهد. این نوع قراردادها از دو نوع اختیار خرید و اختیار فروش تشکیل شده‌اند. اختیار خرید به صاحب آن حق می‌دهد که یک دارایی را به قیمت مشخص در یک تاریخ معین در آینده خریداری کند اما الزامی به انجام معامله برای وی وجود ندارد. این در حالی است که فروشنده اختیار خرید، در صورت اعمال حق از جانب خریدار اختیار خرید، ملزم به انجام معامله است. بر عکس، معاملات اختیار فروش به خریدار یا دارنده‌ی آن حق فروش یک دارایی را به قیمت مشخص و در زمان معین می‌دهد و گرچه فروشنده‌ی اختیار فروش ملزم به انجام معامله است لیکن این معاملات تعهدی برای خریدار آن ایجاد نمی‌کند.

۷- قراردادهای اختلاف قیمت (Contract for Difference)، بر اختلاف قیمت در زمان انعقاد قرارداد (Opening Price) و تسویه‌ی آن (Closing Price) منعقد می‌گردد و تعهدی برای تحویل فیزیکی دارایی مالی وجود ندارد. این قرارداد دارای ماهیتی سوداگرانه بوده و می‌تواند در فواصل زمانی مختلف (اعم از کوتاه‌مدت و بلندمدت) انجام گیرد. اساس مبادله در این بازار پیش‌بینی صحیح قیمت‌های آتی می‌باشد که منجر به کسب سود و یا مدیریت ریسک معاملات دارایی‌های مالی می‌گردد.

8- Murray, Barrie (2009), Power Markets and Economics; John Wiley & Sons, Ltd. pp. 20-23.

شکل (۱-۳) شماتیک کلی جایگاه هر یک از بازیگران در بسترهای مبادلاتی و ارتباط آن‌ها با یکدیگر را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۳- شماتیک کلی جایگاه بازیگران در بسترهای مبادلاتی بازارهای برق

ویژگی منحصر به فرد برق، که عدم امکان ذخیره‌سازی و ضرورت مصرف در لحظه‌ی تحویل می‌باشد، سبب گردیده تا نحوه‌ی تعیین قیمت آن در بازار لحظه‌ای از اهمیت خاصی برخوردار گردد. این امر منجر به شکل‌گیری آرایش‌های گوناگون بازار مذکور پس از تجدیدساختار صنعت برق در کشورهای مختلف شده است.

۱-۴- مدل‌های مختلف بازار برق

فعالیت مشارکت‌کنندگان بازار در بسترهای مبادله‌ی برق در کشورهای گوناگون منجر به شکل‌گیری مدل‌های مختلف مبادله در بازارهای برق شده است. برخی کشورها با شروع از مدل‌های حوضچه‌ی اجباری ساده، به سمت آزادسازی کامل تولید و عرضه همراه با ایجاد رقابت در برخی از مراحل زنجیره‌ی تامین برق حرکت کرده‌اند و برخی دیگر با به کارگیری مدل خریدار منفرد گام‌های ابتدایی ورود به فضای رقابت در بخش تولید را برداشته‌اند. بدیهی است هر یک از این رویکردها با هدف مواجهه با نیازهای در حال گسترش هر کشورکه از منظر دستیابی به اهداف در درجات متفاوتی قرار دارند، طراحی شده‌اند. در برخی شرایط، این مدل‌ها زمینه‌ساز مناسبی برای جلب سرمایه‌های جدید بوده و در برخی دیگر منجر به بهبود کارایی عملکرد صنعت برق شده‌اند.

در ادامه به شرح اجمالی برخی از مهم‌ترین مدل‌های مبادله در بازارهای برق پرداخته می‌شود.

۱-۴-۱- خریدار منفرد[1] (آژانس خرید)

مدل خریدار منفرد و یا آژانس خرید اولین گام در جهت رقابتی‌تر کردن صنعت عرضه‌ی برق و یک مرحله پس از انحصار کامل دولتی حاکم بر تمامی بخش‌های صنعت برق به شمار می‌رود.[2] به‌طوری‌که مالکیت و بهره‌برداری از کلیه‌ی مراحل تولید، انتقال و توزیع برق همچنان در اختیار یک نهاد عمومی قرار دارد، با این تفاوت که سرمایه گذاری جدید برای تولید انرژی صرفا توسط تولیدکنندگان مستقل (IPPs) انجام گرفته و به نهاد مذکور فروخته می‌شود. نهاد مسوول خرید برق، به عنوان خریدار عمده و منحصر به فرد، برق را از کلیه تولیدکنندگان در قالب توافق‌نامه‌های خرید برق (PPAs) خریداری کرده و در اختیار عرضه‌کنندگان (یا مصرف‌کنندگان نهایی) قرار می‌دهد. به علاوه، بنا به اهمیت انتخاب بین تولیدکنندگان مختلف از جانب خریدار منفرد، نهاد مذکور مسوولیت ایجاد شرایط رقابتی در به کارگیری تولیدکنندگان جدید را نیز بر عهده دارد.[3]

این مدل به عنوان اولین گام در اغلب کشورهایی که اقدام به تجدید ساختار صنعت برق نموده‌اند، مدنظر قرار گرفته است. چرا که علاوه بر طرح‌ریزی تدریجی رقابت در ساختار موجود صنعت برق، منابع جدید حاصل از سرمایه‌های خصوصی را همراه با گسترش دامنه‌ی گزینه‌های خرید برق فراهم می‌سازد. در چنین شرایطی امکان تسهیم ریسک ناشی از سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری بین خریدار منفرد و تولیدکنندگان مستقل از طریق عقد قراردادهای خرید برق به وجود می‌آید.

اما این مدل با ضعف‌هایی نیز همراه است که از مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به برخورداری خریدار منفرد از قدرت انحصاری، عدم/ضعف تاثیرپذیری قیمت فروش برق از هزینه‌ی تولید آن و عدم موفقیت در افزایش کارایی نیروگاه‌های موجود، اشاره کرد.[4]

۱-۴-۲- مدل رقابت عمده فروشی[5]

در این مدل هیچ نهاد مرکزی مستقلی، که مسوولیت تامین برق مورد نیاز شبکه را بر عهده داشته باشد، وجود ندارد و تمامی تولیدکنندگان موجود و جدید در یک شرایط رقابتی، قیمت‌های بازار را بابت فروش برق خود دریافت می‌کنند. دسترسی به شبکه‌ی انتقال برای تمامی شرکت‌کنندگان آزاد است و شرکت‌های توزیع می‌توانند برق را به طور مستقیم از شرکت‌های تولیدکننده خریداری نمایند.[6] این شرایط از یک طرف امکان رقابت در فروش برق به شرکت‌های توزیع و واسطه‌گران را برای تولیدکنندگان فراهم می‌سازد و از طرف دیگر سبب رشد معامله‌گران و مبادلات انرژی در بازار

1- The Single Buyer
2- ELSEVIER (2008); Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance; Edited by: Fereidoon P.Sioshansi.
3- The Energy Group Institute of International Education (2000), Implementing Power Sector Reform, p.2.
4- The Energy Group Institute of International Education (2000), ibid, p.3.
5- Wholesale Competition
۶- لازم به ذکر است که در چنین مدلی، شبکه‌های توزیع و انتقال همچنان در اختیار بخش عمومی باقی می‌ماند و یک نهاد عمومی به عنوان خریدار و خرده‌فروش منفرد در سیستم حضور دارد.

می‌گردد. اما مصرف‌کنندگان نهایی همچنان تحت تسلط یک نهاد عمومی تامین‌کننده‌ی برق باقی می‌مانند. شرکت‌های توزیع در این بین نقش دوگانه‌ی بهره‌بردار شبکه‌ی توزیع و فروشنده‌ی برق به مصرف‌کنندگان نهایی را بر عهده می‌گیرند.[۱]

با وجود اینکه این مدل نسبت به مدل خریدار منفرد تا حد زیادی رقابتی است، اما فضای رقابتی در سطح خرده‌فروشی همچنان وجود ندارد و مصرف‌کنندگان از امکان گزینش میان شرکت‌های توزیع برخوردار نیستند.[۲]

۱-۴-۳- مدل رقابت خرده‌فروشی[۳]

این مدل، همان‌طور که از نام آن پیداست، زمینه‌ساز ایجاد رقابت در فعالیت‌های مرتبط با خرده‌فروشی برق می‌باشد. به‌طوری‌که تمامی مشترکان برق آزادانه خدمات موردنظر خود را از عرضه‌کنندگان منتخب خود، با توجه به معیارهایی چون قیمت و کیفیت خدمات، خریداری می‌کنند. لذا بر خلاف دو مدل پیشین، قیمت خرده‌فروشی در مدل حاضر قیمتی تنظیم‌شده و ثابت نیست. در چنین شرایطی، فعالیت بنگاه‌های توزیع برق از فعالیت‌های خرده‌فروشی کاملا متمایز شده و نهاد مستقل عمومی صرفا وظیفه‌ی تدارک شبکه‌های توزیع و انتقال را بر عهده دارد.

اعمال مقررات در این مدل در پایین‌ترین سطح در بین مدل‌های پیش‌گفته قرار دارد. تمرکز اصلی رگولاتور بر ایجاد ساختارها و نهادهایی است که زمینه‌ی دستیابی به رقابت و دامنه‌ی انتخاب مصرف‌کنندگان، شامل قیمت، کیفیت خدمات و حمایت از مصرف‌کننده، را در بالاترین سطح فراهم سازد. مقررات موجود نیز صرفا با هدف حصول اطمینان از دسترسی آزاد تمامی بازیگران به شبکه، حفظ شرایط رقابتی و جلوگیری از شکل‌گیری قدرت انحصاری در خریداران و فروشندگان بازار، وضع می‌شوند.[۴]

گذشته از بسترهای مبادلاتی و کارکرد هر یک از مدل‌های مبادله‌ی برق در بازار، نحوه‌ی شکل‌گیری قیمت نیز در بازار از اهمیت بسزایی برخوردار است که در ادامه به این موضوع پرداخته می‌شود.

۱-۵- شکل‌گیری قیمت در بازار برق

شکل‌گیری قیمت برق به طور کلی به نوع مشارکت تولیدکنندگان و خریداران در بازار برق بستگی دارد. این دو گروه عمدتا به دو روش قراردادهای دوجانبه[۵] و مشارکت در حوضچه‌ی انرژی[۶] اقدام به مبادله‌ی برق در بازار می‌کنند. در قراردادهای دو جانبه، قیمت برق به صورت توافقی بین خریدار و فروشنده برای تحویل در زمان و مکانی مشخص تعیین

1- Yusri Bin Hassan, Mohammad et al. (2009), A Study of Electricity Market Models in the Restructured Electricity Supply Industry, Center of Electrical Energy System, Faculty of Electrical Engineering, University Technology Malaysia. p.23.
2- Yusri Bin Hassan, Mohammad et al. (2009), ibid. p.23.
3- Retail Competition
4- The Energy Group Institute of International Education (2000), ibid, p.4.
5- Bilateral Contracts
6- Power Pool

می‌گردد. به عبارتی هیچ گونه دخالت و نظارت بیرونی بر نحوه‌ی تعیین قیمت توسط آن‌ها انجام نمی‌گیرد. اما از آنجا که اغلب مشارکت‌کنندگان اقدام به مبادله‌ی برق در چارچوب بازارهای رقابتی عمده‌فروشی/خرده‌فروشی می‌کنند، لذا قیمت‌های دریافتی و پرداختی به قیمت‌های شکل‌گرفته در بازار بستگی دارد.

مدل حوضچه‌ی انرژی، مدلی پذیرفته شده در اغلب بازارهای رقابتی برق دنیا است که قیمت هر کیلووات ساعت برق مبادله شده، در آن شکل می‌گیرد.در این مدل طرفین مبادله، شامل عرضه‌کنندگان/تولیدکنندگان و خریداران، پیشنهادات قیمت-مقدار خود را بدون اینکه با هم ارتباط مستقیمی داشته باشند برای هر ساعت از روز مشخص به بهره‌بردار مستقل سیستم اعلام می‌کنند. پس از ثبت تمامی پیشنهادات عرضه و تقاضا و تشکیل منحنی‌های عرضه و تقاضا، قیمت برق در هر ساعت از برهم‌کنش این منحنی‌ها به دست می‌آید. در مدل حوضچه دو روش تسویه با عرضه‌کنندگان/تولیدکنندگان وجود دارد که عبارتند از قیمت یکنواخت[۱] و پرداخت بر مبنای پیشنهاد.[۲] هر دوی این روش‌ها بر اساس نوعی مناقصه[۳] در بازار برق انجام می‌گیرند.

در روش قیمت یکنواخت[۴]، قیمت تسویه‌ی بازار معادل هزینه‌ی نهایی گران‌ترین واحد تولید انرژی برای تامین آخرین واحد تقاضا می‌باشد. به‌طوری‌که تمامی تولیدکنندگان/مصرف‌کنندگان به ازای هر کیلووات‌ساعت برق تولیدی/مصرفی، بدون توجه به پیشنهادات قیمت ثبت‌شده‌ی آن‌ها، همین قیمت را دریافت می‌کنند.[۵] در چنین روشی، تولیدکنندگان به ترتیب از کم‌ترین تا بیش‌ترین قیمت‌های پیشنهادی، توسط بهره‌بردار سیستم رتبه‌بندی شده و به همان ترتیب تا نقطه‌ی تامین کل برق مورد نیاز شبکه در بازار انتخاب می‌شوند. پیشنهادهای قیمتی بالاتر از بازار کنار گذاشته می‌شوند. بدیهی است فشار ناشی از رقابت برای مشارکت در بازار باعث می‌شود تا تولیدکنندگان برای کسب حداکثر سود، هزینه‌های خود را به حداقل برسانند.

در روش پرداخت بر مبنای پیشنهاد، کلیه عرضه‌کنندگان مبلغی معادل قیمت پیشنهادی‌شان از بازار دریافت می‌کنند.[۶] بدیهی است که عرضه‌کنندگان دیگر انگیزه‌ای برای پیشنهاد قیمت مبتنی بر هزینه‌ی نهایی‌شان در بازار ندارند، بلکه کلیه‌ی پیشنهادها بر اساس تشخیص‌ها (پیش‌بینی‌ها) از قیمت تسویه‌ی بازار انجام می‌گیرد. لذا در ارائه‌ی پیشنهادات خود دو اصل اساسی را مدنظر قرار می‌دهند، نخست، پیشنهاد قیمتی که شانس برنده شدن در بازار را داشته باشد و دوم دریافت حداکثر درآمد از بازار که نزدیک به قیمت تسویه‌ی بازار است. در چنین روشی بازیگرانی برنده‌ی بازی خواهند بود که قادر به تشخیص بهتر قیمت تسویه‌ی بازار باشند.[۷]

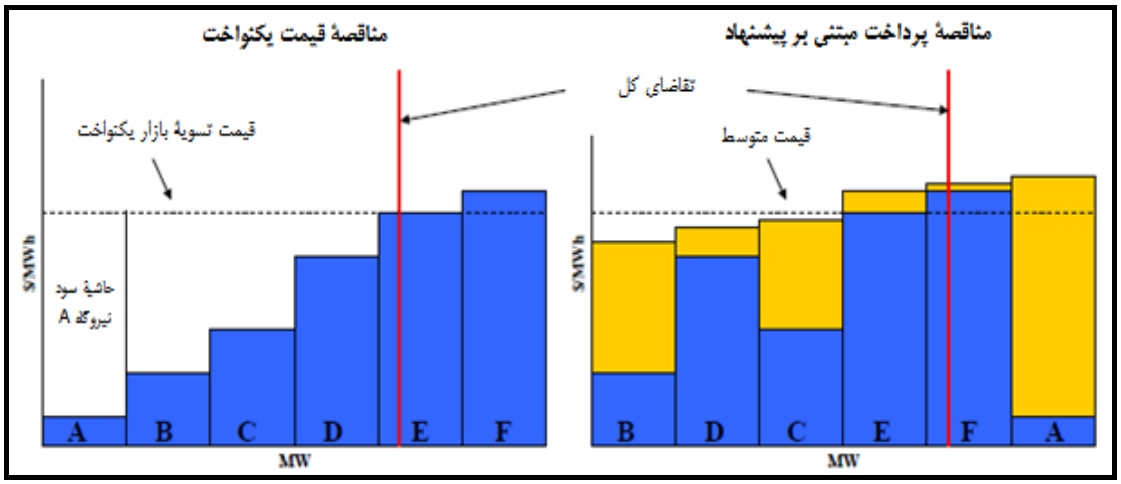
1- Uniform Pricing
2- Bid Pricing
3- Auction

۴- این روش با عنوان قیمت نهایی (Marginal Pricing) نیز شناخته می‌شود.

5- F.Tierney, Susan et al. (2008), Uniform Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it make a difference? New York ISO, p. 2.

6- F. Tierney, Susan et al. (2008), ibid. p.2.

۷- الاهی، سعید، سیستم مزایده بازار برق ایران: دغدغه‌ی قدرت بازار، یادگیری بازیگران یا ورود بازیگران؟، گروه طرح و برنامه‌های خصوصی‌سازی، ۱۳۸۶.



Source: F. Tierney, Susan et al. (2008), ibid. p.8.

شکل ۱-۴- شکل‌گیری قیمت‌ها در مناقصه‌ی قیمت یکنواخت و پرداخت بر مبنای پیشنهاد

فصل ۲

مروری اجمالی بر بازار برق ایران و برخی کشورهای منتخب

۲-۱- بازار برق ایران

۲-۱-۱- تجدید ساختار صنعت برق و شکل‌گیری بازار برق در ایران

تا اوایل دهه‌ی هفتاد شمسی برنامه‌ریزی و هماهنگ کردن فعالیت‌های مرتبط با انرژی در سطح کشور با وزارت نیرو بود. در سال ۱۳۷۴ کلیه‌ی وظایف و ماموریت‌های معاونت امور برق وزارت نیرو به سازمان مدیریت تولید و انتقال نیروی برق ایران (توانیر) محول گردید.[۱] اما در راستای تمرکززدایی از صنعت برق ایران، شرکت‌های مدیریت تولید و توزیع در اوایل دهه‌ی هفتاد به صورت مستقل تشکیل شدند. شرکت‌های مدیریت تولید وظیفه‌ی بهره‌برداری از تاسیسات یک یا چند نیروگاه متعلق به شرکت برق منطقه‌ای را بر عهده داشته و به عنوان پیمانکار شرکت‌های برق منطقه‌ای شروع به فعالیت کردند. شرکت‌های توزیع نیز با هدف تمرکززدایی فعالیت رسمی خود را به عنوان شرکت‌های مسوول فعالیت‌های بخش توزیع برق از ابتدای سال ۱۳۷۲ آغاز کردند. در ادامه‌ی همین روند انجام اصلاحات اساسی در ساختار صنعت برق ایران از اوایل همان دهه به شکلی جدی‌تر مورد توجه و تاکید سیاست‌گذاران قرار گرفت.[۲]

در نهایت، زمینه‌ها و اقدامات قانونی تجدیدساختار در صنعت برق ایران شامل مراحل جداسازی انحصارات عمودی، تشکیل بازار عمده‌فروشی، تضمین دسترسی آزاد به شبکه‌ی انتقال، ایجاد یک ناظر مستقل برای بازار، حمایت از تولیدکنندگان مستقل برق و توجه به مشارکت بخش خصوصی با هدف افزایش رقابت، شفافیت هزینه‌ی تولید و نیز کاهش بار مالی دولت به طور گسترده‌ای در قانون برنامه‌ی سوم توسعه‌ی اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی کشور (۱۳۸۳-۱۳۷۹) و قوانین بودجه‌ی سال‌های اولیه‌ی دهه‌ی ۱۳۸۰ مورد توجه قرار گرفت.

بر این اساس، بازار عمده‌فروشی برق کشور به عنوان یکی از مهم‌ترین اقدامات در راستای تجدیدساختار این صنعت در آبان‌ماه سال ۱۳۸۲ با ابلاغ آیین‌نامه‌ی «تعیین روش، نرخ و شرایط خرید و فروش در شبکه برق کشور»[۳] راه‌اندازی گردید. مهم‌ترین دلایل و انگیزه‌های تجدید ساختار و راه‌اندازی بازار برق ایران از منظر معاونت بازار برق شرکت مدیریت شبکه برق کشور عبارتند از:

- ایجاد فضای رقابتی در بخش‌های تولید و توزیع برق
- تامین منابع مورد نیاز از طریق بخش غیردولتی در سرمایه‌گذاری
- افزایش شفافیت عملکرد و بهره‌وری اقتصادی در بخش برق

۱- این سازمان در سال ۱۳۸۱ به شرکت مادر تخصصی مدیریت تولید، انتقال و توزیع برق ایران (توانیر) تبدیل شد.

۲- افشار، کریم و رضا ریاحی، تجدید ساختار در صنعت برق و گذری بر بازار برق ایران، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، ۱۳۸۸. صص ۴۵-۴۳.

۳- موضوع ابلاغی نامه‌ی شماره‌ی ۳۳۹۶۷/۱۰/۱۰۰ مورخ ۸۲/۶/۳

بر اساس مفاد این آیین‌نامه جهت «ترغیب موسسات داخلی به تولید هر چه بیش‌تر نیروی برق از نیروگاه‌های خارج از مدیریت و نظارت وزارت نیرو»[۱]، شیوه‌های گوناگون مبادله‌ی برق در ساختار جدید صنعت برق در آیین‌نامه‌ی اجرایی شرایط و تضمین خرید برق موضوع بند (ب) ماده‌ی ۲۵ قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی توسط هیات وزیران در تاریخ ۱۳۸۴/۴/۸ به تصویب رسید. مطابق ماده‌ی (۲) این آیین نامه چهار روش عرضه‌ی برق برای پوشش نیازهای مصرف در شبکه‌ی برق کشور به شرح زیر پیش‌بینی شده است.

- استفاده از امکانات شبکه‌ی برق کشور برای فروش به مصرف‌کنندگان
- عرضه به بازار عمده‌فروشی برق کشور برای خرید آن توسط مدیریت شبکه
- عقد قراردادهای بلندمدت فروش با توانیر و یا مدیریت شبکه
- فروش برق به نرخ‌های تضمینی

همان‌طور که ملاحظه می‌شود یکی از این روش‌ها، فروش برق به مدیریت شبکه در بازار عمده‌فروشی برق کشور می‌باشد. مطابق ماده‌ی (۵) آیین‌نامه‌ی اجرایی فوق‌الذکر، «عرضه‌کننده می‌تواند (تمام یا بخشی از) برق در اختیار خود را در چارچوب مقررات بازار برق ایران به بازار عمده‌فروشی عرضه نماید. بر این اساس مدیریت شبکه‌ی موظف است برای تمام عرضه‌کنندگان شرایط عرضه‌ی ظرفیت و رقابت عاری از تبعیض برای تولید انرژی و فروش آن در بازار را فراهم نماید».[۲]

این آیین‌نامه در برگیرنده‌ی تعاریف و شرح وظایف هر یک از مشارکت‌کنندگان در بازار اعم از تولیدکننده، خریدار، شرکت‌های توزیع، هیات تنظیم بازار، مدیر بازار و مرکز ملی راهبری و پایش شبکه سراسری برق (دیسپاچینگ) و همچنین نحوه‌ی انجام مبادلات و شکل‌گیری قیمت در بازار می‌باشد.

لازم به ذکر است که عرضه به بازار عمده‌فروشی باید با رعایت چارچوب‌های تعیین شده توسط وزارت نیرو و مفاد قرارداد(های) منعقده با مصرف‌کننده (ها) انجام گیرد. به علاوه، در این روش عرضه‌کنندگان هزینه‌ای بابت استفاده از شبکه انتقال و توزیع پرداخت نمی‌کنند.

علاوه بر مشارکت در بازار عمده‌فروشی و پیروی کلیه‌ی خریداران و فروشندگان از مدل مقررات بازار، ساختارهای لازم برای انجام معاملات دو جانبه نیز در آیین‌نامه‌ی فوق پیش‌بینی شده است. در ادامه به ساختار کلی و نحوه‌ی انجام معاملات در بازار عمده‌فروشی و بازار معاملات دو جانبه پرداخته می‌شود.

۲-۱-۲- میزان تولید و سهم انواع نیروگاه‌ها در ایران

منابع تولید انرژی الکتریکی در ایران از تنوع چندانی برخوردار نیست به نحوی که بخش قابل توجهی از آن توسط نیروگاه‌هایی که سوخت‌های فسیلی مصرف می‌کنند (گازی، سیکل‌ترکیبی و بخاری) تامین می‌شود. در سال ۱۳۹۰

۱- بند (ب) ماده‌ی (۲۵) قانون برنامه‌ی چهارم توسعه‌ی اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران (۱۳۸۸-۱۳۸۴).

۲- آیین‌نامه‌ی اجرایی شرایط و تضمین خرید برق موضوع بند (ب) ماده‌ی ۲۵ قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی. مصوب ۱۳۸۴/۴/۸.

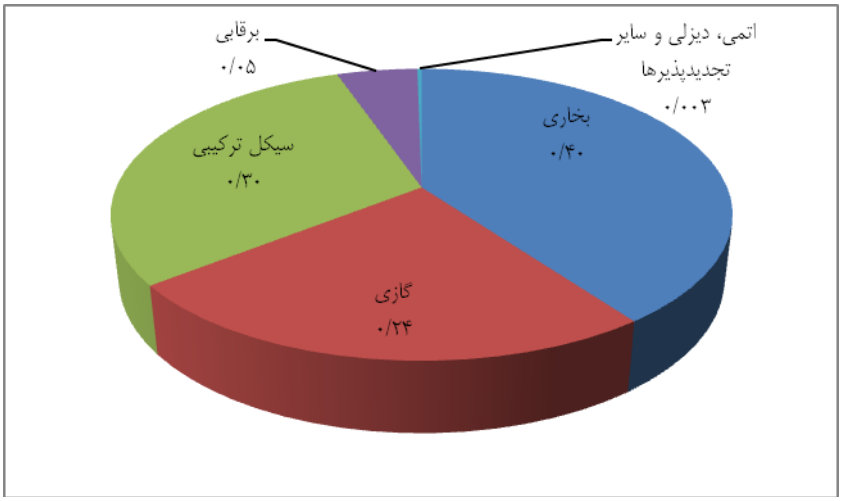
نیروگاه‌های حرارتی فعال در شبکه برق کشور حدود ۸۵ درصد از کل ظرفیت نصب نیروگاه‌ها را به خود اختصاص داده‌اند و نیروگاه‌های برق‌آبی با سهمی معادل ۱۳/۴ درصد در رتبه‌ی بعدی قرار دارند. سهم اندک باقی‌مانده نیز متعلق به نیروگاه‌های اتمی و سایر نیروگاه‌های تجدیدپذیر (بادی، خورشیدی و بیوگاز) می‌باشد (جدول شماره‌ی (۲-۱)).

جدول ۲-۱- ظرفیت نصب انواع نیروگاه‌های کشور در سال ۱۳۹۰

شرح	ظرفیت نصب (مگاوات)	سهم (درصد)
نیروگاه‌های حرارتی	۵۵۳۵۱	۸۵
نیروگاه‌های برق‌آبی	۸۷۴۵	۱۳/۴
نیروگاه‌های بادی، خورشیدی و بیوگاز	۹۶	۰/۱۵
اتمی	۱۰۲۰	۱.۶
جمع	۶۵۲۱۲	۱۰۰

منبع: وزارت نیرو، ترازنامه انرژی، سال ۱۳۹۰.

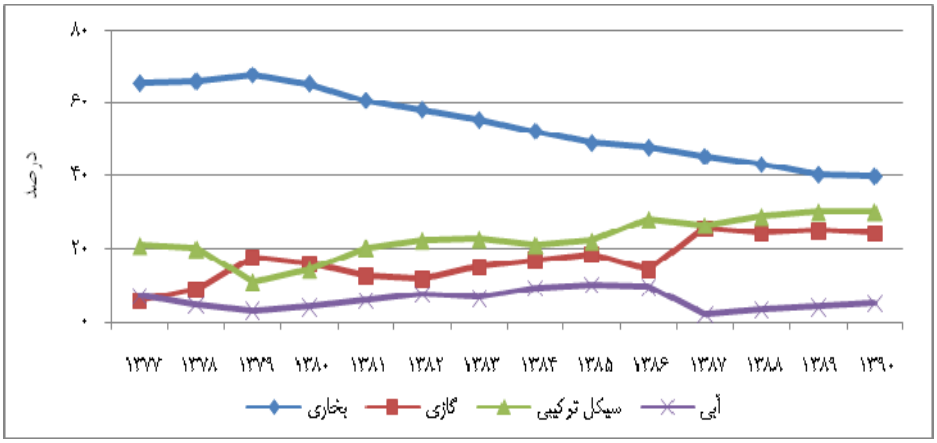
بدیهی است در چنین شرایطی بیش‌ترین سهم تولید برق در کشور، به تبعیت از سهم بالای ظرفیت نصب، مختص نیروگاه‌های حرارتی باشد. در این بین اما نیروگاه‌های برق‌آبی، علیرغم برخورداری از سهم بالای ده درصد از کل ظرفیت نصب، سهم کمی از تولید ناویژه‌ی برق در کشور را به خود اختصاص می‌دهند. در سال ۱۳۹۰ حدود ۹۴.۷ درصد برق مورد نیاز کشور از طریق نیروگاه‌های حرارتی تولید شده و تنها ۵ درصد از آن مختص نیروگاه‌های برق‌آبی بوده است.



منبع: وزارت نیرو، همان.

شکل ۲-۱- سهم هر یک از انواع نیروگاه‌ها در تولید برق ایران در سال ۱۳۹۰

نگاهی به سهم انواع نیروگاه‌ها در تولید برق در سال‌های گذشته نشان می‌دهد که نیروگاه‌های بخاری از روندی نزولی و نیروگاه‌های سیکل‌ترکیبی و گازی از روندی صعودی برخوردار بوده‌اند. اما سهم نیروگاه‌های برق‌آبی از کل تولید ناویژه برق از روند پایداری تبعیت نکرده و همواره دچار نوسان بوده است. به‌طوری‌که در بهترین شرایط در طی سال‌های اخیر به ۱۰ درصد در سال ۱۳۸۵ افزایش یافته و پس از آن دوباره رو به کاهش نهاده است.

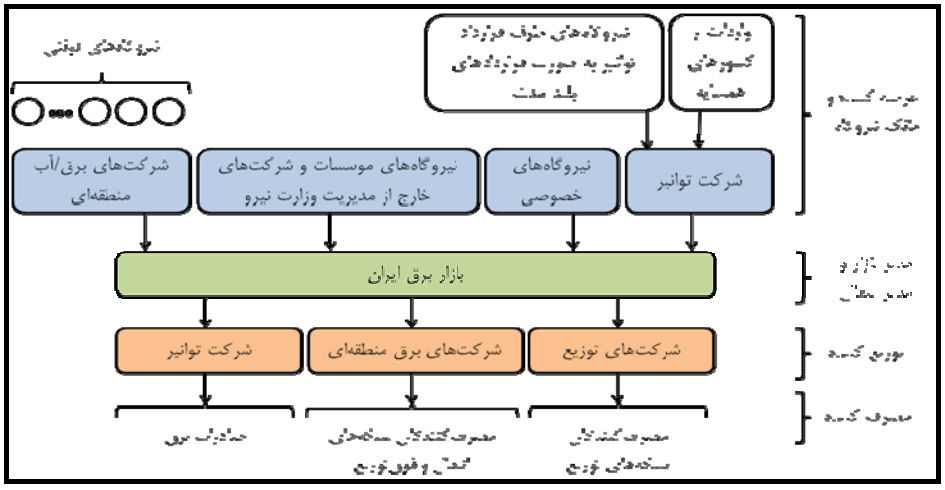


منبع: وزارت نیرو، ترازنامه انرژی، سال‌های مختلف.

شکل ۲-۲- سهم انواع نیروگاه‌ها در تولید برق کشور طی سال‌های ۱۳۹۰-۱۳۷۷

۲-۱-۳- ساختار بازار عمده‌فروشی برق ایران و بازیگران آن

مدل بازار عمده‌فروشی برق ایران مدل خریدار منفرد (آژانس خرید) است که مشارکت کلیه‌ی بازیگران بازار برق اعم از فروشندگان و خریداران جهت مبادله‌ی توان در آن الزامی است. در ابتدای فعالیت بازار، شرکت‌های برق منطقه‌ای هم مسوولیت فروش (به عنوان مالک نیروگاه‌های واقع در حوزه‌ی تحت پوشش خود) و هم خرید (به عنوان مالک شرکت‌های توزیع واقع در حوزه‌ی تحت پوشش خود) و نیز ارائه خدمات انتقال را بر عهده داشتند. اما پس از تصویب قانون استقلال شرکت‌های توزیع در اسفندماه سال ۱۳۸۴ توسط مجلس شورای اسلامی از نیمه‌ی دوم سال ۱۳۸۶ مسوولیت خرید به شرکت‌های توزیع منتقل گردید. در حال حاضر شرکت‌های آب منطقه‌ای به عنوان مالک نیروگاه‌های برق‌آبی واقع در حوزه‌ی تحت پوشش خود، نقش فروشنده را در بازار برق بازی می‌کنند.[۱]



منبع: افشار، کریم. ریاحی، رضا. ۱۳۸۸، همان، ص ۵۵.

شکل ۲-۳- ساختار کلی بازار برق ایران

۱- افشار، کریم. ریاحی، رضا. همان، ۱۳۸۸، ص ۵۳.

شکل شماره‌ی (۲-۱) ساختار کلی بازار برق ایران را نشان می‌دهد. در این ساختار، فروشندگان بازار برق شامل شرکت‌های برق منطقه‌ای، شرکت‌های آب منطقه‌ای، شرکت توانیر، نیروگاه‌های خصوصی و نیروگاه‌های موسسات و شرکت‌های خارج از مدیریت وزارت نیرو می‌باشند. خریداران بازار نیز شامل شرکت‌های توزیع، برق منطقه‌ای و شرکت توانیر می‌باشند که هر کدام، گروه مشخصی از مصرف‌کنندگان را تحت پوشش خود قرار می‌دهند.

مطابق آیین‌نامه تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق در شبکه برق کشور مهم‌ترین فعالان شبکه‌ی برق کشور به شرح زیر می‌باشند:

- **مالک نیروگاه:** شرکت‌های برق منطقه‌ای، آب منطقه‌ای، سازمان آب و برق خوزستان و سایر مالکین تاسیسات تولید برق و همچنین شخص حقوقی‌ای که (با اخذ مجوز از وزارت نیرو و براساس قرارداد معین، وکالتنامه رسمی و یا احکام قانونی) تمامی تعهدات، مسوولیت‌ها، حقوق و اختیارات مالک واحد نیروگاهی را در ارتباط با شبکه برق کشور و تولید انرژی و ارائه خدمات جانبی عهده‌دار است، مالک‌نیروگاه نامیده می‌شوند. همچنین شخصی که برای مصرف خود واحد نیروگاهی دارد و با کسب مجوز از وزارت نیرو مازاد بر مصرف خود را به شبکه برق کشور عرضه می‌کند و شخص حقوقی‌ای که با مجوز وزارت نیرو از خارج از کشور برق وارد می‌کند نیز تابع احکام مربوط به مالک نیروگاه در این آیین‌نامه می‌باشند.
- **بهره‌بردار نیروگاه:** شخص حقوقی که عملیات بهره‌برداری از واحد نیروگاهی را برعهده دارد، صرف‌نظر از آنکه مالک نیروگاه باشد یا شخص حقوقی دیگر.
- **عرضه‌کننده:** شخص حقوقی (از جمله مالک نیروگاه) که (با اخذ مجوز از وزارت نیرو و بر اساس قرارداد معین و یا احکام قانونی) حقوق و منافع ناشی از بهره‌برداری تمام و یا بخشی از ظرفیت یک یا چند واحد نیروگاهی را برای تحویل برق تولیدی به مصرف‌کننده‌ی موردنظر خود از طریق شبکه‌ی برق کشور در اختیار دارد.
- **خریدار:** شامل شرکت‌های برق منطقه‌ای و یا سایر اشخاص حقوقی دارای مجوز از وزارت نیرو که برق را برای توزیع بین مشترکین از مدیر بازار خریداری می‌کنند و نیز مصرف‌کنندگانی که تمام و یا بخشی از برق مورد نیاز خود را به‌طور مستقیم از مدیر بازار خریداری می‌نمایند.
- **مصرف‌کننده:** شخص حقیقی یا حقوقی که تمام و یا بخشی از برق مورد نیاز خود را از یک یا چند عرضه‌کننده و از طریق شبکه برق کشور دریافت می‌نماید.
- **شرکت مدیریت شبکه‌ی برق کشور:** بازار برق ایران در حال حاضر توسط این شرکت مدیریت می‌شود. عملیات خرید و فروش متمرکز برق، ساماندهی تبادل اطلاعات با مالک نیروگاه، عرضه‌کننده، خریدار و مصرف‌کننده و مبادلات مالی مربوط توسط دو معاونت بازار برق و مالی و پشتیبانی شرکت مذکور انجام می‌گیرد. وظایفی همچون راهبری شبکه‌ی سراسری برق کشور، اطمینان از شرایط بهره‌برداری ایمن از این شبکه و مدیریت دسترسی و جابجایی (ترانزیت) انرژی الکتریکی در شبکه برق شامل تبادلات درون و برون

مرزی توسط معاونت‌های راهبری شبکه‌ی برق کشور و برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه‌ی این شرکت انجام می‌گیرد.

- **هیات تنظیم بازار برق:** این هیات به منظور هدایت و نظارت بر عملکرد بازار برق در امور برق وزارت نیرو تشکیل شده است. از مهم‌ترین وظایف آن می‌توان به نظارت مستمر بر حسن اجرای آیین‌نامه‌ی تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق در شبکه، رفع ابهام و اتخاذ تصمیم در موارد پیش‌بین نشده در آیین‌نامه، تدوین و ابلاغ رویه‌های اجرایی، تدوین شاخص‌های کارآمدی بازار و نظارت بر عملکرد آن، تدوین پیشنهاد گسترش دامنه‌ی بازار برق و تدوین پیشنهاد اصلاح و یا تکمیل مفاد آیین‌نامه اشاره کرد.[۱]

۲-۱-۴- نحوه‌ی شکل‌گیری قیمت، اجزا و روند آن در بازار عمده‌فروشی برق ایران

۲-۱-۴-۱- فرآیند مبادله برق و شکل‌گیری قیمت در بازار

همان‌طور که قبلا نیز اشاره شد، بازار برق ایران مبتنی بر مدل آژانس خرید است که همه‌ی تولیدکنندگان و متقاضیان موظف به حضور در آن هستند. از نظر بازه‌ی زمانی اجرا، یک بازار روز قبل[۲] است که یک روز قبل از روز مبادله‌ی فیزیکی (روز بازار)، برندگان بازار تعیین و آرایش تولید واحدها مشخص و اعلام می‌گردد. در این بازار قیمت‌ها از طریق حراج یک طرفه[۳] شکل می‌گیرد و مبنای تسویه‌ی نقدی با تولیدکنندگان «پرداخت بر مبنای پیشنهاد» (PAB) می‌باشد. اما مکانیسم دریافت از خریداران بازار مبتنی بر روش قیمت یکنواخت می‌باشد؛ به این معنی که از تمام خریداران برق، قیمت یکسانی -معادل میانگین متوسط وزنی نرخ پذیرفته‌شده‌ی واحدهای تولیدی- بابت هر کیلووات‌ساعت برق خریداری شده دریافت می‌شود.

نحوه‌ی حضور فروشندگان در بازار برق بر اساس «رویه‌ی عملیاتی و الگوریتم محاسباتی در مدار قرار گرفتن واحدهای نیروگاهی» می‌باشد. بر این اساس، کلیه فروشندگان باید پیشنهاد قیمت خود را حداکثر تا ساعت ۹ صبح سه روز قبل از روز بازار از طریق سیستم اطلاعات بازار برق ایران -بخش فروشندگان- به بازار برق ارسال نماید.[۴] اطلاعات ارسالی فروشندگان شامل حداکثر توان قابل تولید در هر ساعت، حداقل و حداکثر انرژی قابل تولید واحد در طول شبانه روز (در خصوص واحدهای انرژی محدود مانند نیروگاه‌های برق‌آبی و واحدهای حرارتی در شرایط محدودیت سوخت) و توان قابل تولید در زمان پیک شبکه می‌باشد. پیشنهاد قیمت فروشندگان حداکثر می‌تواند شامل ۱۰ پله و صعودی باشد. پس از ارسال اولین نسخه‌ی پیشنهاد قیمت انرژی به بازار، فروشندگان تا ساعت ۱۰ صبح روز قبل از روز بازار مجاز به افزایش و یا کاهش حداکثر توان قابل تولید خود بوده ولی مجاز به تغییر در قیمت‌های پیشنهادی خود نمی‌باشند.

۱- وزارت نیرو، آیین‌نامه تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق در شبکه برق کشور، دبیرخانه هیأت تنظیم بازار برق، سال ۱۳۸۴.

2- Day Ahead Market

3- One Side Auction

۴- سقف قیمت پیشنهادی توسط هیات تنظیم بازار تعیین می‌شود.

در نهایت به منظور تعیین آرایش بهینه‌ی واحدهای تولیدی، مرکز ملی راهبری و پایش شبکه سراسری برق کشور (دیسپاچینگ) باید اطلاعات زیر را تا ساعت ۱۰ صبح روز قبل از روز بازار در اختیار بازار برق قرار دهد:

الف- پیش‌بینی وضعیت در مدار بودن و تغییرات احتمالی ظرفیت قابل گسیل واحدهای تولیدی

ب- واحدهای اجبارا در مدار به دلیل قیود فنی شبکه

ج- واحدهای اجبارا در مدار به دلیل محدودیت فنی واحدها

د- محدودیت تبادل بین ناحیه‌ای

هـ- آمادگی واحدهای صنعتی (صنایع بزرگ)

و- میزان تبادلات برون مرزی

ز- پیش‌بینی بار شبکه و مناطق برای چهار روز آینده

ح- محدودیت انرژی واحدهای انرژی محدود

به منظور بهره‌برداری ایمن از شبکه، مرکز باید آخرین اطلاعات ذکر شده و یا هر گونه اطلاعات فنی دیگری را که به نحوی در تعیین آرایش بهینه‌ی واحدهای تولیدی موثر می‌باشد حداکثر تا ساعت ۱۱ صبح روز قبل از روز بازار به شکل مستند به بازار اعلام نماید.[۱]

نحوه‌ی حضور خریداران نیز در همان «رویه‌ی عملیاتی و الگوریتم محاسباتی در مدار قرار گرفتن واحدهای نیروگاهی» مشخص شده است. بر این اساس، بازار برق موظف است چهار روز قبل از روز بازار پیش‌بینی بار ۹۶ ساعت آینده که توسط مرکز تهیه می‌شود را در اختیار خریداران برق قرار دهد. بنابراین بازار برق هر روز این اطلاعات را به همراه حداقل و حداکثر قیمت پیشنهادی فروشندگان و همچنین حداقل و حداکثر قیمت پذیرفته‌شده‌ی بازار و متوسط موزون پذیرفته‌شده‌ی بازار در هر ساعت را که برای روز بازار تهیه شده است را تا ساعت ۹ صبح از طریق سایت در اختیار خریداران قرار می‌دهد. خریداران نیز اطلاعات مربوط به پیش‌بینی نیاز مصرف خود را تا ساعت ۹ صبح سه روز قبل از روز بازار از طریق سیستم اطلاعات بازار برق ایران، به بازار برق ارسال کنند. خریداران می‌توانند پیش‌بینی‌های خود را تا ساعت ۱۰ صبح روز قبل از روز بازار اصلاح نمایند.[۲]

پس از جمع‌آوری اطلاعات از خریداران و فروشندگان و مرکز، آرایش بهینه‌ی واحدهای تولیدی در روز بازار تا ساعت ۱۲:۳۰ تعیین و تا ساعت ۱۳ روز قبل از روز بازار در سیستم اطلاعات بازار برق ایران، درقسمتی به عنوان آرایش تولید، قرار می‌گیرد و فروشندگان با مراجعه به سیستم می‌توانند از میزان قدرت پذیرفته شده‌ی واحدهای تولیدی خود در روز بازار اطلاع یابند. آرایش نهایی بازار با رعایت قیود فنی واحدهای تولیدی، قیود فنی بهره‌برداری ایمن از شبکه و در نظر گرفتن قیمت‌های پیشنهادی فروشندگان و نیاز مصرف خریداران و سایر اطلاعاتی که از طرف مرکز در اختیار بازار قرار

۱- افشار، کریم و رضا ریاحی، همان، صص ۶۶-۶۰.

۲- افشار، کریم و رضا ریاحی، همان، صص ۶۹-۶۷.

می‌گیرد، بر اساس اولویت قیمت پیشنهادی، برنامه خرید و فروش را تعیین می‌کند. علاوه بر آرایش نهایی بازار، همواره آرایش اقتصادی بازار نیز تعیین می‌گردد. آرایش اقتصادی بازار تنها قیود مربوط به حداکثر توان تولیدی واحد، حداکثر انرژی روزانه واحد و محدودیت تبادل بین نواحی را در نظر می‌گیرد.

همان‌طور که در ابتدای این بند نیز اشاره شد، بازار برق ایران بر مبنای مدل خریدار منفرد شکل گرفته که در آن خریداران و فروشندگان فاقد هر گونه ارتباط مستقیم با یکدیگر بوده و کلیه‌ی مبادلات خود را صرفا از طریق نهاد مسوول (مدیر بازار) به انجام می‌رسانند. بدیهی است از آنجا که مشارکت فروشندگان در بازار برق مستلزم پذیرفته شدن پیشنهادات قیمتی آن‌ها در بازار می‌باشد، لذا این بازیگران در یک فضای رقابتی اقدام به عرضه‌ی انرژی قابل تولید خود به انحصارگر خرید می‌کنند. اما به دلیل تعیین قیمت یکنواخت برای خریداران از جانب مدیر بازار، سمت تقاضای بازار برق همچنان در یک فضای غیررقابتی (انحصار فروش) به فعالیت خود ادامه می‌دهد. امری که به نظر می‌رسد با آغاز انجام معاملات دوجانبه در چارچوب بازار برق و نیز تشکیل بورس انرژی در سال ۱۳۹۱ در حال مرتفع شدن می‌باشد.

۲-۱-۴-۲- اجزای قیمت و روند پرداختی‌های بازار برق به نیروگاه‌ها

مطابق آیین‌نامه‌ی تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق قیمت فروش برق تولیدی عرضه‌کنندگانی (مالکانی) که محصول خود را با رعایت مقررات بازار برق ایران در شبکه برق کشور عرضه می‌نمایند از دو مولفه قیمتی «آمادگی» و «انرژی تولیدی» تشکیل شده است. این دو مولفه مبالغ ناخالصی هستند که در ازای تولید نیروگاه‌ها به آن‌ها پرداخت می‌شود. به‌طوری‌که در برخی مواقع نیروگاه‌ها بنا به دلایلی مشمول پرداخت جریمه و یا دریافت خسارت از بازار می‌شوند. در آیین‌نامه‌ی مذکور نرخ‌های آمادگی و انرژی به صورت زیر تعریف شده‌اند:

- **نرخ آمادگی:** مبلغی است که مدیر بازار بابت یک مگاوات قابلیت تولید ابراز شده[1] یک واحد نیروگاهی، در هر ساعت به مالک نیروگاه پرداخت می‌کند. در حقیقت پرداخت بابت ظرفیت به نیروگاه‌هایی است که آماده بکار بوده و می‌توانند در صورت نیاز به تولید انرژی بپردازند.
- **نرخ انرژی:** مبلغی است که مدیر بازار برای خرید هر مگاوات‌ساعت انرژی به مالک نیروگاه اعلام می‌کند و نرخ قطعی معامله محسوب می‌شود. قیمت‌های پیشنهادی فروشندگان در ده پله و در دامنه مجاز اعلام شده توسط مدیریت شبکه به بازار برق اعلام گردیده و پذیرش پیشنهادات بر مبنای قیمت پیشنهادی تولید کنندگان خواهد بود.

پایه نرخ آمادگی برای تمامی نیروگاه‌های کشور ثابت بوده و مطابق تبصره‌ی (۲) ماده‌ی (۵) آیین‌نامه‌ی تضمین خرید برق، با توجه به تغییر در «هزینه‌های سرمایه‌گذاری احداث نیروگاه‌های حرارتی تامین بار در ساعات اوج مصرف و متوسط

۱. قابلیت تولید ابراز شده، ظرفیت آماده‌ی تولید واحد نیروگاهی است که مالک نیروگاه با ملحوظ داشتن مشکلات فنی واحد نیروگاهی و شرایط محیطی و بدون در نظر گرفتن اثرات محدودیت‌های خارج از مسئولیت خود (از قبیل محدودیت انتقال، حوادث قهریه و دستور مرکز) آن را برآورد و به مدیر بازار اعلام می‌نماید.

هزینه‌ی اتصال به شبکه» تعیین می‌شود. بر اساس بند (۶-۴) آیین‌نامه‌ی تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق، پایه‌ی نرخ انرژی تولیدی، با توجه به «متوسط هزینه‌ی متغیر تولید نیروگاه‌های حرارتی شبکه» تعیین می‌شود.

جدول شماره‌ی (۲-۲) نرخ‌های پایه‌ی آمادگی و انرژی و ضرایب محاسبه‌ی بهای آمادگی در سال‌های ۱۳۸۲ تا ۱۳۹۱ را با توجه به ساعات مختلف شبانه روز و ماه‌های سال نشان می‌دهد.

جدول ۲-۲- پایه نرخ آمادگی، ضرایب محاسبه‌ی بهای آمادگی و پایه نرخ انرژی

سال	پایه‌ی نرخ آمادگی (ریال به کیلووات در هر ساعت)	پایه نرخ انرژی (ریال به کیلووات‌ساعت)
۱۳۸۳	۴۰	۱۱/۵
۱۳۸۴	۷۲	۳۶
۱۳۸۵	۷۷	از ۸ تا ۶۰
۱۳۸۶	۷۷	از ۸ تا ۶۰
هشت ماه ابتدای ۱۳۸۷	۷۷	۷۴ (۸۰-۰)
چهار ماه انتهای ۱۳۸۷	۸۹	۷۴ (۱۱۰-۰)
۱۳۸۸	۸۹	۷۴ (۱۱۰-۰)
۱۳۸۹	۸۹	۷۴ (۱۱۰-۰)
*۱۳۹۰	۸۹	(۳۳۰-۰)
۱۳۹۱	۸۹	(۳۳۰-۰)

* نرخ پایه‌ی انرژی تا تاریخ ۱۳۹۰/۲/۲۰ مشابه سال ۱۳۸۹ بوده و پس از آن به نرخ جدید افزایش یافته است.

منبع: گزارش‌های هفتگی وضعیت بازار برق کشور از سایت شرکت مدیریت شبکه برق ایران http://www.igmc.ir

مبلغ آمادگی برای هر ساعت از حاصل‌ضرب نرخ آمادگی آن ساعت در مقدار آمادگی همان ساعت محاسبه می‌شود. نرخ آمادگی برای هر ساعت نیز از حاصل‌ضرب پایه‌ی نرخ آمادگی در ضرایب مربوط به هفته‌های سال و ساعت هفته محاسبه می‌شود. این ضرایب با توجه به ضریب ذخیره‌ی شبکه و احتمال خاموشی به نحوی که متوسط وزنی آن‌ها در طول سال معادل یک شود و بر اساس رویه‌ی محاسبه‌ی ضرایب آمادگی، مصوب بند سه جلسه‌ی دویست و یازدهم هیات تنظیم بازار برق، توسط بازار برق محاسبه و اعلام می‌شود.[۱] همان‌طور که قبلا اشاره شد پرداخت به فروشندگان بابت انرژی تولیدی در بازار برق براساس مکانیزم پرداخت مبتنی بر پیشنهاد می‌باشد. در این حالت نرخ پرداختی به هر یک از برندگان بازار انرژی، نرخ پیشنهادی خودشان است.[۲] در چنین حالتی نرخ پرداختی به چنین واحدهایی، نرخ پیشنهادی آن‌ها نبوده و مطابق مصوبه‌ی جلسه‌ی هشتاد و هشتم هیات تنظیم بازار برق نرخ پرداختی به این واحدها محاسبه خواهد شد.[۳]

۱- افشار، کریم و رضا ریاحی، همان، ص ۹۰.

۲- در مواردی، برخی از واحدهای تولیدی به دلیل محدودیت‌های فنی، اجبارا در بازار برق پذیرفته می‌شوند (مثلا واحد بخاری اگر در بازار برنده نشود، نمی‌توان آن را خاموش کرد و اجبارا باید به اندازه‌ی حداقل توان (Pmin) واحد تولید داشته باشد.

۳- این رقم بر اساس مصوبه‌ی جلسه‌ی هشتاد و هشتم برابر با ۹۰ درصد کم‌ترین نرخ پذیرفته‌شده‌ی رقابتی برای ساعت مربوطه در بازار، AVC واحد و حداقل AVC واحدهایی که فرصت تولید از آن‌ها درآن ساعت سلب شده، هر کدام کم‌تر باشد، در نظر گرفته می‌شود.

لازم به ذکر است که مجموع ارقام پرداختی بابت آمادگی و انرژی به نیروگاه‌ها، رقم ناخالصی است که مبالغی بابت خسارت (سلب فرصت) به آن افزوده و جرائم، شامل آزمون ناموفق ظرفیت و عدم همکاری، از آن کسر می‌شود. کلیه‌ی پرداخت‌ها و دریافت‌ها در بازار توسط شرکت مدیریت شبکه‌ی برق کشور انجام می‌گیرد. بر اساس گزارشات هفتگی شرکت مدیریت شبکه برق ایران[1]، متوسط نرخ آمادگی و انرژی پرداختی به نیروگاه‌ها و متوسط نرخ خرید برق از نیروگاه‌ها از روابط زیر به دست می‌آید:

$$\text{متوسط نرخ آمادگی با احتساب جرایم} = \frac{\text{مبلغ آزمون ظرفیت- مبلغ آمادگی}}{\text{میزان انرژی تولیدی}}$$

$$\text{متوسط نرخ انرژی با احتساب خسارت و جرایم} = \frac{\text{مبلغ عدم همکاری - مبلغ خسارت + مبلغ انرژی تولیدی}}{\text{میزان انرژی تولیدی}}$$

$$\text{متوسط نرخ خرید برق} = \frac{\text{مبلغ عدم همکاری- مبلغ آزمون ظرفیت- مبلغ خسارت + مبلغ آمادگی + مبلغ انرژی تولیدی}}{\text{میزان انرژی تولیدی}}$$

با توجه به این روابط، متوسط نرخ پرداختی بابت آمادگی، انرژی و خرید برق به کلیه‌ی نیروگاه‌های فعال در بازار برق کشور به تفکیک زمان‌های پیک (پیک ۴ ساعت)، غیرپیک و کل از سال ۱۳۸۷ تا ۱۳۹۱ در جدول شماره‌ی (۲-۳) مقایسه شده است.[2]

جدول ۲-۳- متوسط نرخ خرید برق از نیروگاه‌ها طی سال‌های ۱۳۸۷-۱۳۹۱

سال	شرح	متوسط نرخ آمادگی	متوسط نرخ انرژی	متوسط نرخ خرید
		ریال به کیلووات‌ساعت		
۱۳۸۷	پیک	۱۵۲	۱۰۴	۲۵۶
	غیرپیک	۵۸	۹۷	۱۵۵
	کل	۷۷	۱۰۳	۱۸۰
۱۳۸۸	پیک	۱۹۸	۱۱۳	۳۱۱
	غیرپیک	۷۳	۱۰۳	۱۷۶
	کل	۹۴	۱۰۵	۱۹۹
۱۳۸۹	پیک	۱۹۳	۱۱۴	۳۰۷
	غیرپیک	۷۳	۱۰۰	۱۷۳
	کل	۹۳	۱۰۲	۱۹۵
۱۳۹۰	پیک	۱۹۴	۲۸۴	۴۷۹
	غیرپیک	۷۵	۲۵۰	۳۲۵
	کل	۹۵	۲۵۶	۳۵۱
۱۳۹۱	پیک	۱۳۴	۳۰۰	۴۳۴
	غیرپیک	۱۱۵	۲۷۵	۳۹۰
	کل	۱۱۸	۲۷۹	۳۹۷

منبع: گزارش‌های هفتگی شرکت مدیریت شبکه برق ایران از سایت رسمی http://igmc.ir و محاسبات مشاور

1- http://igmc.ir

۲- محاسبه‌ی متوسط نرخ خرید، متوسط نرخ انرژی و متوسط نرخ آمادگی در زمان پیک و غیرپیک در سال ۱۳۸۷ به علت محدودیت اطلاعات امکان‌پذیر نمی‌باشد.

۲-۱-۵- بازار معاملات دو جانبه‌ی برق ایران

دستورالعمل بازار معاملات دوجانبه‌ی برق ایران با استناد به مفاد ماده‌ی (۴) آیین‌نامه‌ی اجرایی موضوع بند (ب) ماده‌ی (۲۵) قانون برنامه‌ی چهارم توسعه‌ی اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی کشور، مبنی بر ترغیب عرضه‌کنندگان/تولیدکنندگان به استفاده از امکانات شبکه‌ی برق کشور برای فروش به مصرف‌کنندگان موردنظر، و با هدف فراهم ساختن بستر لازم جهت انجام معاملات دو جانبه بین عرضه‌کنندگان (از جمله مالک نیروگاه) و خریداران برق (اعم از شرکت‌های توزیع نیروی برق و شرکت‌های برق منطقه‌ای و سایر مصرف‌کنندگان بزرگ)، آشنایی با قراردادهای بلندمدت، افزایش توان رقابتی مشارکت‌کنندگان و زمینه‌سازی حضور آن‌ها در بورس برق، در بهمن‌ماه سال ۱۳۸۸ توسط هیات تنظیم بازار برق تدوین گردید.

معاملات این بازار به روش غیرحضوری و کاملا الکترونیکی انجام می‌شود. عرضه‌کنندگان و خریداران، بسته‌های پیشنهادی خود را با ذکر جزییات مورد نیاز در سامانه‌ی الکترونیکی معاملات بازار دو جانبه ثبت می‌نمایند. در این بازار، برق در قالب بسته‌های انرژی با دوره‌های تحویل معین معامله می‌شوند که طی قراردادهایی که بین عرضه‌کنندگان و خریداران منعقد می‌شود. تنوع این بسته‌ها از حیث دوره‌ی تحویل/دریافت به ترتیب زیر است:

- **بسته‌ی انرژی روزانه:** این بسته با دوره‌ی تحویل/دریافت یک روز است. پیشنهاد بسته‌ی انرژی روزانه از یک ماه و سه روز پیش از زمان آغاز تحویل/دریافت و به مدت یک ماه امکان‌پذیر است.
- **بسته‌ی انرژی هفتگی:** این بسته با دوره‌ی تحویل/دریافت یک هفته است. پیشنهاد بسته‌ی انرژی هفتگی از سه ماه و سه روز پیش از زمان آغاز تحویل/دریافت و به مدت سه ماه امکان‌پذیر است.
- **بسته‌ی انرژی ماهانه:** این بسته با دوره‌ی تحویل/دریافت یک ماه است. پیشنهاد بسته‌ی انرژی ماهانه از ۱۲ ماه و سه روز پیش از زمان آغاز تحویل/دریافت و به مدت ۱۲ ماه امکان‌پذیر است
- **بسته‌ی انرژی فصلی:** این بسته با دوره‌ی تحویل/دریافت یک فصل است. پیشنهاد بسته‌ی انرژی فصلی از ۱۲ ماه و سه روز پیش از زمان آغاز تحویل/دریافت و به مدت ۱۲ ماه امکان‌پذیر است.

این بسته‌ها در قالب بسته‌های پیشنهادی فروش/خرید انرژی به منظور عرضه/خرید با قیمت پیشنهادی، دوره، زمان آغاز به تحویل/دریافت و نقطه‌ی محل دریافت تعیین شده‌اند که به دو صورت بسته‌های استاندارد با حجم‌های ۱، ۲، ۳، ۴، ۵، ۱۰ و ۲۰ مگاواتی و بسته‌ی بلوکی با سقف حجم ۱۰۰ مگاوات تعریف می‌شوند و با پیشنهاد مدیر بازار معاملات دو جانبه و تایید هیات تنظیم بازار برق قابل تغییر است.

بر این اساس دوره‌ی تحویل هر بسته می‌تواند تمام ساعات روز، تنها ساعات کم‌باری یا میان‌باری یا اوج‌بار را پوشش دهد که این امر در هنگام پیشنهاد بسته توسط خریدار/عرضه‌کننده تعیین می‌گردد.

در فرم‌های پیشنهاد بسته‌های عرضه/خرید سامانه‌ی الکترونیکی معاملات بازار دو جانبه، قیمت هر مگاوات‌ساعت انرژی با دقت سه رقم اعشار و بر حسب ریال و حجم بسته‌های پیشنهادی انرژی جهت تحویل در هر ساعت از دوره‌های معین (کم‌باری/ میان‌باری/ اوج‌بار، روزانه، هفتگی، ماهانه و فصلی) بر حسب مگاوات ثبت می‌شوند. جهت خرید انرژی

حجم آن به صورت عددی منفی و جهت عرضه‌ی انرژی، حجم آن به صورت عددی مثبت وارد می‌شود. بسته‌های پیشنهادی عرضه‌کنندگان و خریداران حداکثر تا ساعت ۱۴:۰۰ سه روز قبل از تحویل و قبل از انتخاب توسط سایر عرضه‌کنندگان و خریداران، قابل حذف و اصلاح می‌باشد.

مبنای تسویه حساب و صدور صورتحساب بسته‌ی معامله شده‌ی انرژی برای طرفین، در قیمتی که به توافق و قبول طرفین رسیده،می‌باشد. به علاوه هزینه‌ی ترانزیت و تلفات مربوط به برق تحویل‌شده به خریدار را عرضه‌کننده باید به مدیر بازار معاملات دو جانبه بپردازد.

۲-۱-۶- وضعیت نیروگاه‌های برق‌آبی در صنعت برق کشور

با توجه به اینکه نیروگاه‌های برق‌آبی مهم‌ترین مولدهای تولید برق از منابع تجدیدپذیر در ایران می‌باشند، لذا تلاش شده تا در چارچوب قوانین صنعت برق علاوه بر مقررات کلی حاکم، این نوع نیروگاه‌ها از حیث عدم مصرف سوخت‌های فسیلی، عدم انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی و نیز محدودیت دسترسی به منبع تولید انرژی (آب) در برخی فصول، مورد توجه قرار گیرند. بر این اساس، در ادامه به بررسی قوانین و مقررات خاص صنعت برق (در چارچوب بازار برق و یا خارج از آن) در زمینه‌ی نیروگاه‌های برق‌آبی و روند دریافتی‌های آن‌ها از بازار برق بابت تولید انرژی پرداخته می‌شود.

۲-۱-۶-۱- در قوانین و مقررات صنعت برق کشور

الف- در چارچوب بازار

بررسی کلیات آیین‌نامه‌ها و مقررات بازار برق کشور نشان می‌دهد که کلیه‌ی نیروگاه‌ها (اعم از برق‌آبی و حرارتی) جهت تولید و عرضه‌ی برق خود باید تابع قواعد یکسانی باشند. با این وجود، به دلیل پیگیری سیاست‌های حمایتی در قالب تشویق فعالیت نیروگاه‌های تجدیدپذیر (شامل نیروگاه‌های برق‌آبی) در شبکه‌ی برق کشور، برخی موارد انگیزشی در چارچوب مقررات بازار برق مدنظر قرار گرفته است که در ادامه به آن‌ها پرداخته می‌شود.

مطابق بند (۶-۶) «آیین‌نامه‌ی تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق در شبکه‌ی برق کشور»، به منظور حمایت از نیروگاه‌های برق‌آبی و تولید برق از منابع تجدیدپذیر:

۶-۶-۱- در مواردی که علیرغم عدم اعلام آمادگی در موعد مقرر، شرایط خاص (مانند ضرورت تخلیه‌ی سد و یا جلوگیری از هدر رفت انرژی برق‌آبی) مستلزم تولید این واحدها باشد، مدیر بازار انرژی تولیدی واحدهای مزبور را خریداری می‌نماید. نرخ پذیرفته‌شده‌ی انرژی تولیدی برای این واحدها برابر با کم‌ترین نرخ پذیرفته‌شده‌ی انرژی تولیدی در آن ساعت خواهد بود. در این حالت وجهی بابت بهای آمادگی این واحدها قابل پرداخت نمی‌باشد.

۶-۶-۲- در شرایط عادی خرید و فروش، اگر بالا بودن نرخ پیشنهادی انرژی تولیدی موجب عدم اولویت برای تولید برق این واحدها شود، مدیر بازار انرژی تولیدی واحدهای مزبور را خریداری می‌نماید. نرخ پذیرفته شده انرژی تولیدی

برای این واحدها برابر با نود درصد کم‌ترین نرخ پذیرفته شده انرژی تولیدی در آن ساعت خواهد بود. در این حالت بهای آمادگی هم پرداخت می‌شود.

علاوه بر این، در قوانین و مقررات بازار، واحدهای برق‌آبی جزو نیروگاه‌های انرژی محدود[۱] دسته‌بندی شده‌اند که از این حیث نیز در تبصره‌ی (۳) بند (۶-۱) آیین‌نامه‌ی مذکور در زمینه‌ی نحوه‌ی عرضه‌ی ظرفیت تولیدی به مدیر بازار به شرح زیر مورد توجه قرار گرفته‌اند.

تبصره‌ی (۳) بند (۶-۱): واحد نیروگاهی انرژی محدود می‌تواند یکی از گزینه‌های زیر را با اعلام قبلی انتخاب نماید:

الف- همانند سایر واحدهای نیروگاهی در بازار برق شرکت نماید. در این صورت تابع کلیه‌ی مقررات ناظر به واحدهای نیروگاهی متعارف از جمله الزام به اعلام آمادگی در کلیه ساعات شبانه‌روز (جز در مواقع تعمیرات برنامه‌ای واحد نیروگاهی) و اجرای دستورات مرکز برای تولید انرژی تا سقف قابلیت تولید ابرازشده‌ی خود در هر زمان، می‌باشد.

ب- به صورت واحد نیروگاهی انرژی محدود در بازار برق شرکت نماید. در این صورت موظف است علاوه بر اعلام محدودیت‌های انرژی خود برای هریک از ساعات به شرح فوق [تبصره‌های ۱ و ۲]، محدودیت انرژی روزانه خود را به‌صورت هفتگی و تا ظهر روز شنبه دو هفته قبل اعلام نماید. در این‌حالت پرداخت بابت آمادگی و پرداخت بابت انرژی براساس رویه اجرایی مصوب هیات در مورد «محاسبه آمادگی و انرژی قابل پرداخت به واحد نیروگاهی انرژی محدود» خواهد بود.

بر همین مبنا، جزییات دیگری در زمینه‌ی بند (۶-۶) آیین‌نامه‌ی فوق، در جلسه‌ی یکصد و سی و یکم هیات تنظیم بازار برق کشور به تصویب رسید. بر اساس این صورتجلسه، در صورت اعلام آمادگی ظرفیت تولید از جانب نیروگاه‌های مذکور، از شرایط مشابه نیروگاه‌های انرژی نامحدود در بازار برخوردار خواهند بود. با این تفاوت که میزان «حداقل انرژی قابل تولید» این واحدها که روز قبل از روز بازار اعلام می‌شود به عنوان یکی از قیود برنامه‌ریزی آرایش تولید در نظر گرفته می‌شود.[۲]

مطابق همین صورتجلسه، در شرایط عادی خرید و فروش، چنانچه «حداقل انرژی قابل تولید» این واحدها به دلیل بالا بودن نرخ پیشنهادی در اولویت تولید بازار قرار نگیرد، مدیر بازار ضمن اقدام به خرید انرژی آن‌ها تا سقف حداقل انرژی قابل تولید، با واحدهای مذکور در خصوص مازاد حداقل انرژی قابل تولید نسبت به «انرژی پذیرفته‌شده»، به عنوان واحد اجبارا در مدار برخورد می‌نماید و پرداخت بابت مازاد مذکور برابر با نود درصد کم‌ترین نرخ پذیرفته‌شده‌ی انرژی تولیدی و یا AVC واحد، هرکدام که کم‌تر باشد، در نظر گرفته می‌شود.[۳]

۱- واحد نیروگاهی که انرژی اولیه آن محدود است و یا آنکه مجوز تولید انرژی آن متضمن نوعی از محدودیت در میزان مصرف انرژی اولیه (در طول روز، هفته، ماه و یا سال) می‌باشد. این قبیل واحدها می‌باید محدودیت خود را در محاسبه و اعلام قابلیت تولید ابراز شده منظور نمایند. لازم به ذکر است که نیروگاه‌های انرژی محدود لزوما در بر گیرنده‌ی نیروگاه‌های تجدیدپذیر نیستند بلکه نیروگاه‌های حرارتی در صورت مواجهه با محدودیت هر یک از عوامل تولید ممکن است به عنوان واحد نیروگاهی انرژی محدود دسته‌بندی شوند. به عنوان مثال نیروگاه شهید مفتح همدان به دلیل محدودیت برداشت آب از سفره‌های زیرزمینی در جلسه‌ی یکصد و نود و نه هیات تنظیم بازار برق مورخ ۱۳۹۰/۱۱/۱۹ به عنوان نیروگاه انرژی محدود معرفی گردید.

۲- هیات تنظیم بازار برق ایران، صورتجلسه یکصد و سی ویکم مورخ ۱۳۸۸/۰۳/۲۷.

۳- هیات تنظیم بازار برق ایران، صورتجلسه یکصد و سی ویکم مورخ ۱۳۸۸/۰۳/۲۷.

در جلسه‌ی *یکصد و چهارده* هیات تنظیم بازار برق، دستورالعمل نحوه‌ی تعیین «مابه التفاوت بهای سوخت نیروگاه‌های حرارتی» و «یارانه‌ی سوخت معادل با برق تولیدی نیروگاه‌های برق‌آبی و سایر انرژی‌های تجدیدپذیر «جهت اعمال در صورتحساب‌های بازار برق و تعامل با نیروگاه‌های حرارتی، برق‌آبی و سایر انرژی‌های تجدیدپذیر، شرکت‌های تامین کننده‌ی برق و مصرف‌کننده‌های خود تامین از ابتدای سال ۱۳۸۷ تدوین و ابلاغ شده است. بر اساس بند (۵-۲) این صورتجلسه، مبلغ یارانه سوخت معادل با برق تولیدی نیروگاه‌های برق‌آبی و سایر انرژی‌های تجدیدپذیر (بهای گاز صرفه‌جویی شده) توسط مدیریت شبکه محاسبه و به توانیر پرداخت می‌شود تا معادل این مبلغ از منابع داخلی توانیر، بر اساس تبصره‌ی (۱) «آیین‌نامه‌ی اجرایی بند (۷) ماده واحده‌ی قانون بودجه‌ی سال ۱۳۸۷ کل کشور» و از طریق شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران، برای توسعه نیروگاه‌های برق‌آبی و نیز نیروگاه‌های تجدیدپذیر سرمایه‌گذاری شود. این مبلغ معادل حاصل‌ضرب «نرخ آزاد گاز» و «میزان حجم گاز معادل انرژی الکتریکی تحویلی به شبکه توسط کلیه نیروگاه‌های برق‌آبی و سایر انرژی‌های تجدیدپذیر در طول دوره صورتحساب» می‌باشد.[۱]

ب- خارج از چارچوب بازار

علاوه بر موارد فوق، قوانین تشویقی دیگری با هدف حمایت از احداث نیروگاه‌های برق تجدیدپذیر غیردولتی در قالب تعرفه‌های خرید تضمینی وضع شده‌اند. بر اساس دستورالعمل اجرایی ماده‌ی ۶۲ قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت مصوبه‌ی ابلاغی وزارت نیرو مورخ ۱۳۸۴/۱۲/۱۳، وزارت نیرو مکلف به خرید تضمینی برق از منابع انرژی‌های نو (شامل انرژی‌های بادی، خورشیدی، زمین‌گرمایی، آبی کوچک باظرفیت تولید ۱۰ مگاوات یا کم‌تر، زیست‌توده و دریایی) به ازای هر کیلووات‌ساعت برای ساعات اوج و عادی حداقل ۶۵۰ ریال و برای ساعات کم‌باری حداقل ۴۵۰ ریال (حداکثر چهار ساعت در شبانه‌روز) در محل تولید گردید. ارقام مذکور در مصوبه‌ی شماره‌ی ۱۴۲۵۵۱/ت۴۱۱۱۳ه مورخ ۱۳۸۷/۰۸/۱۵ هیات وزیران به ۱۳۰۰ ریال بر کیلووات‌ساعت در ساعات اوج و میان‌باری و ۹۰۰ ریال بر کیلووات‌ساعت در ساعات کم باری تغییر یافت.

به علاوه، طبق مصوبه‌ی شماره‌ی ۳۶۶۵۷/۲۰/۱۰۰ مورخ ۱۳۹۱/۰۹/۱۳ وزارت نیرو با عنوان «پایه‌ی نرخ خرید برق از نیروگاه‌های انرژی‌های نو و پاک» در اجرای مفاد بند (ب) ماده‌ی (۱۳۳) قانون برنامه‌ی پنجم توسعه و دستورالعمل مصوب همین بند قانونی طی مصوبه‌ی شماره‌ی ۱۰۰/۳۷۷۳۲ مورخ ۹۱/۰۵/۰۸ شورای اقتصاد، پایه‌ی نرخ خرید برق از نیروگاه‌های موضوع ماده‌ی یک دستورالعمل بند (ب) فوق‌الذکر در سال ۱۳۹۱ برای نیروگاه‌های مشمول ماده‌ی (۴) دستورالعمل مزبور معادل ۱۸۶۳/۲ ریال و برای نیروگاه‌های غیرمشمول ماده‌ی (۴) آن دستورالعمل معادل ۱۷۹۲/۲ ریال به ازای هر کیلووات‌ساعت تعیین شده است. مطابق بند (ب) ماده‌ی (۱۳۳) قانون برنامه پنجم توسعه، این ارقام با درنظر

۱- هیات تنظیم بازار برق ایران، صورتجلسه یکصد و چهاردهم مورخ ۱۳۸۷/۰۶/۱۹.

گرفتن هزینه‌های تبدیل انرژی در بازار رقابتی شبکه سراسری بازار برق، با لحاظ متوسط سالانه‌ی ارزش وارداتی یا صادراتی سوخت مصرف‌نشده، بازدهی و عدم انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی، برآورد شده‌اند.

به نظر می‌رسد که این ارقام جایگزین مصوبه‌ی شماره‌ی ۱۴۲۵۵۱/ت۴۱۱۱۳ ه مورخ ۱۳۸۷/۰۸/۱۵ هیات وزیران شده باشد.

۲-۱-۶-۲- درآمدهای حاصل از بازار عمده‌فروشی برق کشور

نیروگاه‌های برق‌آبی فعال در شبکه‌ی برق کشور، عمده‌ی برق تولیدی خود را در بازار برق به فروش می‌رسانند. در این چارچوب کلیه‌ی دریافتی‌ها بابت آمادگی، انرژی و خدمات جانبی نیروگاه‌ها انجام می‌گیرد.[۱] همان‌طور که گفته شده به مجموع این دریافتی‌ها مبالغی بابت خسارت (سلب فرصت) افزوده و مبالغی دیگر بابت جرائم کسر می‌شود.

جدول (۲-۴) اطلاعات مربوط به کل تولید و درآمد حاصل از فروش برق نیروگاه‌های برق‌آبی تحت پوشش سازمان آب و برق خوزستان[۲] را طی سال‌های ۱۳۸۳ تا ۱۳۹۰ نشان می‌دهد.

جدول ۲-۴- میزان تولید و دریافتی نیروگاه‌های تحت پوشش سازمان آب و برق خوزستان از بازار برق

سال	تولید (گیگاوات‌ساعت)	دریافتی از بازار برق (میلیون ریال)	متوسط دریافتی نیروگاه‌ها (ریال به کیلووات‌ساعت)
۱۳۸۷	۴,۰۳۳	۱,۱۸۳,۰۴۷	۲۹۳
۱۳۸۸	۶,۳۸۱	۲,۰۴۷,۹۶۳	۳۲۱
۱۳۸۹	۷,۹۰۰	۲,۶۱۷,۲۲۱	۳۳۱
۱۳۹۰	۹,۶۵۶	۴,۴۷۹,۸۳۵	۴۶۴

منبع: صورتحساب‌های دریافتی از شرکت آب و برق خوزستان.

جدول زیر نیز دریافتی نیروگاه‌های مذکور از بازار برق را به تفکیک آمادگی و انرژی نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که علت تفاوت ارقام ستون‌های آخر این دو جدول به دلیل این است که ارقام جدول (۲-۴) کل دریافتی از بازار برق (شامل درآمدهای ناشی از خدمات جانبی و خسارت دریافتی منهای جرایم) می‌باشد درحالی‌که ارقام جدول (۲-۵) صرفا در برگیرنده‌ی درآمدهای دریافتی بابت آمادگی و انرژی در بازار می‌باشد.

۱- توضیحات مرتبط با دریافتی نیروگاه‌های برقابی بابت خدمات جانبی در فصل مربوطه (ششم) ارائه خواهد شد.

۲- این نیروگاه‌ها شامل دز، شهیدعباسپور، مسجدسلیمان، کارون ۳، کرخه و مارون می‌باشد که در سال ۱۳۹۰ بیش از ۸۰ درصد کل برق تولیدی نیروگاه‌های برقابی را تولید کرده‌اند.

جدول ۲-۵- متوسط دریافتی نیروگاه‌های تحت پوشش سازمان آب و برق خوزستان از بازار برق به تفکیک آمادگی و انرژی
واحد: ریال به کیلووات‌ساعت

سال	متوسط نرخ آمادگی	متوسط نرخ انرژی	متوسط نرخ خرید
۱۳۸۷	۱۶۲	۹۰	۲۵۳
۱۳۸۸	۲۱۷	۱۰۷	۳۲۴
۱۳۸۹	۲۲۶	۱۰۹	۳۳۵
۱۳۹۰	۲۰۴	۲۶۵	۴۶۹

منبع: همان.

مقایسه‌ی متوسط نرخ خرید برق از نیروگاه‌های برق‌آبی با ارقام ارائه شده در جدول (۲-۲) نشان می‌دهد که نیروگاه‌های برق‌آبی همواره مبالغی نزدیک به متوسط نرخ خرید برق از کل نیروگاه‌های کشور در ساعات پیک بوده است. به عبارتی پرداخت به نیروگاه‌های برق‌آبی بابت مشارکت در تولید انرژی در بازار برق، مطابق با اهداف احداث این نوع نیروگاه‌ها که همانا تولید در زمان‌های پیک بار شبکه می‌باشد، انجام می‌گیرد.

۲-۲- بازار برق نوردپول

۲-۲-۱- تاریخچه تشکیل بازار برق نوردپول

نروژ اولین کشور منطقه‌ی نوردیک است که اقدام به مقررات‌زدایی بازار برق نمود. در سال ۱۹۹۱ تصمیم پارلمان نروژ مبنی بر مقررات‌زدایی بازار با هدف مبادله‌ی انرژی الکتریکی به ثمر نشست. گام اصلی اولیه در تغییر ساختار صنعت برق کشور سوئد نیز در سال ۱۹۹۱ و در نتیجه‌ی اتخاذ تصمیمی مبنی بر تفکیک مراحل تولید و انتقال برق روی داد. در سال ۱۹۹۳، Statnett Marked AS (که امروزه با عنوان نوردپول شناخته می‌شود)، به عنوان یک کمپانی مستقل تاسیس شد. حجم کل مبادلات در سال اول بهره‌برداری ۱۸/۴ تراوات‌ساعت، به ارزش ۱.۵۵ میلیون کرون بود. در سال ۱۹۹۵ چارچوب مشخصی برای بازار متمرکز نوردیک جهت انعقاد قراردادهای انرژی الکتریکی بر مبنای گزارش شماره‌ی ۱۱ سال ۹۶-۱۹۹۵ پارلمان نروژ تهیه شد. در کنار اعطای امتیاز مبادله برون مرزی برق، این گزارش مبنایی برای مبادلات لحظه‌ای در نوردپول را به وجود آورد. چنین تغییراتی در سایر کشورهای منطقه از جمله فنلاند و دانمارک در سال‌های پس از ۱۹۹۵ تصویب شد و بازار برق در منطقه اسکاندیناوی شکل تازه‌ای به خود گرفت. در سال ۱۹۹۶ با تبادل مشترک برق بین نروژ و سوئد، اولین قراردادهای مبادله‌ی بین کشوری برق در دنیا شکل گرفت. در سال ۱۹۹۷ فنلاند به بازار مبالات برق منطقه‌ی نوردیک پیوست. در ژانویه‌ی ۱۹۹۹ و اکتبر ۲۰۰۰ به ترتیب غرب دانمارک و شرق دانمارک به بورس برق نوردپول اضافه شدند. در سال ۱۹۹۹ بازار Elbas[1] به عنوان یک بازار مجزا با هدف ایجاد موازنه‌ی برق در دو کشور فنلاند و سوئد راه‌اندازی شد. مبادله‌ی منطقه‌ای Elspot[2] نیز از اول جولای همین سال آغاز به کار کرد. در دوم

۱- سیستم مبادله‌ی روزانه‌ی برق در بازار مبادله‌ی فیزیکی برقِ نوردپول اسپات.
۲- مزایده بر مبنای بازارِ برقِ روز بعد در بازار نوردپول اسپات.

ژانویه‌ی سال ۲۰۰۲ نوردپول بازار فیزیکی لحظه‌ای خود را به یک شرکت مجزا با عنوان Nord Pool Spot AS تبدیل کرد. این شرکت از اول جولای سال ۲۰۰۲ تحت مالکیت Nord Pool ASA (۲۰ درصد) و بهره‌برداران ملی سیستم انتقال[1] در کشورهای عضو شامل شرکت Statnett SF نروژ (۲۰ درصد)، شرکت Svenska Kraftnät سوئد (۲۰ درصد)، شرکت Fingrid فنلاند (۲۰ درصد)، شرکت‌های Eltra Amba و Elkraft System غرب و شرق دانمارک (هر کدام ۱۰ درصد)، درآمد. این شرکت‌ها مسوولیت حفظ تعادل بین تولید و مصرف برق شبکه را بر عهده دارند.

۲-۲-۲- منابع تولید برق در بازار نوردپول

برق تولیدی منطقه‌ی نوردیک از منابع مختلفی شامل نیروگاه‌های بادی، آبی، هسته‌ای و نیروگاه‌های حرارتی تامین می‌شود که انرژی برق‌آبی اصلی‌ترین آن‌ها می‌باشد. این نیروگاه‌ها اندکی بیش از نصف ظرفیت تولیدی کل کشورهای منطقه‌ی نوردیک را تشکیل می‌دهد.

ظرفیت تولید برق منطقه‌ی نوردیک در سال ۲۰۱۱ حدود ۹۸۴۱۴ مگاوات است که بیش از نیمی از آن از منابع تجدیدپذیر تامین می‌شود. نیروگاه‌های برق‌آبی به تنهایی بیش از ۵۰ درصد کل ظرفیت تولیدی را در اختیار دارند. این میزان کل ظرفیت نصب نیروگاه‌های تولید برق در کشور نروژ و تقریبا نیمی از ظرفیت نصب سوئد را تشکیل می‌دهد. سهم بالای نیروگاه‌های برق‌آبی به دلیل وجود رودخانه‌های بزرگ، حجم قابل توجه بارندگی سالیانه و پر شدن ذخایر سدها در زمان سیلاب‌های بهاره می‌باشد.

نیروگاه‌های حرارتی دومین منبع تولید برق با سهمی حدود ۳۰ درصد از کل ظرفیت تولید برق، می‌باشد. سومین منبع تولید، نیروگاه‌های هسته‌ای هستند که تنها در سوئد و فنلاند واقع شده‌اند و ۱۲ درصد از کل ظرفیت تولیدی نوردیک را تشکیل می‌دهند. نیروگاه‌های بادی از سهم ۷.۶ درصدی برخوردارند، که در سال‌های اخیر به میزان قابل توجهی افزایش پیدا کرده است. جدول شماره‌ی (۲-۶) ظرفیت نصب‌شده‌ی تولید برق در چهار کشور فعال در بازار نوردپول را به تفکیک منبع تولید در سال ۲۰۱۱ نشان می‌دهد.

جدول ۲-۶- ظرفیت نصب‌شده‌ی نوردیک به تفکیک منبع در سال ۲۰۱۱

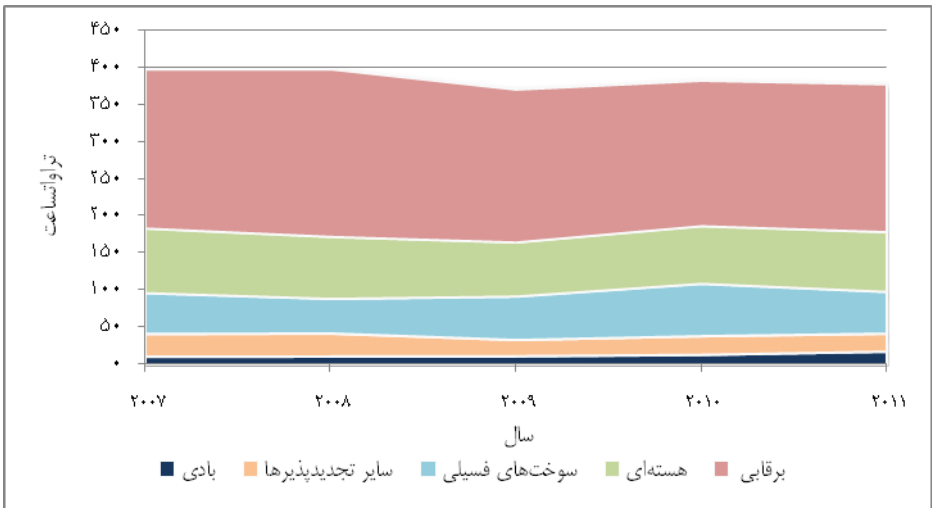
واحد: مگاوات

کشور	دانمارک	فنلاند	نروژ	سوئد	منطقه‌ی نوردیک
برق هسته‌ای	-	۲۷۱۶	-	۹۳۶۳	۱۲۰۷۹
نیروگاه‌های حرارتی	۹۵۸۲	۱۰۶۵۱	۱۰۶۲	۷۹۸۸	۲۹۲۸۳
برق‌آبی	۹	۳۱۴۹	۳۰۱۴۰	۱۶۱۹۷	۴۹۴۹۵
بادی	۳۹۴۹	۱۹۷	۵۱۲	۲۸۹۹	۷۵۵۷
کل ظرفیت نصب‌شده	۱۳۵۴۰	۱۶۷۱۳	۳۱۷۱۴	۳۶۴۴۷	۹۸۴۱۴

Source: Nordic Energy Regulators (NordREG); (2012); Nordic Market Report 2012.

1- National Transmission System Operators

متوسط سالیانه‌ی تولید برق در کشورهای نوردیک حدود ۴۰۰ تراوات‌ساعت می‌باشد. در سال‌های با بارندگی نرمال، نیروگاه‌های برق‌آبی نیمی از نیاز منطقه به انرژی الکتریکی را پوشش می‌دهند. اما در سال‌های خشک کشورهای نوردیک به واردات برق از کشورهایی چون روسیه، استونی، هلند، لهستان و آلمان وابسته‌تر می‌شوند.



شکل ۲-۴- تولید انرژی الکتریکی از منابع مختلف در کشورهای نوردیک طی سال‌های ۲۰۰۶-۲۰۱۱

جدول شماره‌ی (۲-۷) میزان تولید برق از منابع گوناگون در کشورهای منطقه‌ی نوردیک و سهم هر یک از آن‌ها در کل منطقه را نشان می‌دهد.

جدول ۲-۷- تولید برق از منابع مختلف تولیدی در سال ۲۰۱۱

واحد: تراوات‌ساعت و درصد

منبع انرژی	دانمارک	فنلاند	نروژ	سوئد	جمع	سهم
سوخت‌های فسیلی	۲۱/۸	۲۴/۲	۴/۸	۵/۴	۵۶/۱	۱۴/۹
انرژی هسته‌ای	۰/۰	۲۲/۳	۰/۰	۵۸/۰	۸۰/۳	۲۱/۳
برق‌آبی	۰/۰	۱۲/۳	۱۲۱/۴	۶۵/۸	۱۹۹/۴	۵۲/۹
انرژی بادی	۸/۹	۰/۵	۱/۳	۶/۱	۱۶/۷	۴/۴
سایر تجدیدپذیرها	۲/۴	۱۰/۵	۰/۰	۱۱/۲	۲۴/۱	۶/۴
سایر	۰/۰	۰/۷	۰/۰	۰/۰	۰/۷	۰/۲
کل تولید	۳۳/۱	۷۰/۴	۱۲۷/۴	۱۴۶/۴	۳۷۷/۴	۱۰۰

Source: Nordpool Spot, (2012), Nordic Production Split 2004-2011.

همان‌طور که ملاحظه می‌شود در کشور نروژ، بیش از ۹۰ درصد برق تولیدی از طریق نیروگاه‌های برق‌آبی تامین می‌شود؛ درحالی‌که سوئد و فنلاند از ترکیبی از نیروگاه‌های برق‌آبی، اتمی و حرارتی استفاده می‌کنند. کشور دانمارک به طور عمده از نیروگاه‌های حرارتی برای تامین برق مورد نیاز خود بهره می‌برد. در عین حال نیروگاه‌های بادی نیز از سهم قابل توجهی در تولید برق این کشور برخوردارند.

۲-۲-۳- ساختار بازار برق نوردپول و بازیگران آن

بازار برق نوردپول از دو بخش مهم بازار قراردادهای فیزیکی لحظه‌ای[۱] (Nord pool spot) و بازار مشتقات مالی[۲] (Nord spot ASA) تشکیل شده است. بازار فیزیکی خود از دو بخش بازار نقدی روز قبل (Elspot) و بازار مبادلات روزانه[۳] (Elbas) تشکیل شده که مشخصه‌ی آن‌ها در تحویل فیزیکی برق در ساعت مقرر می‌باشد. اما بازار مشتقات مالی که محل عقد قراردادهای سلف و آتی می‌باشد، همانند سایر بازارهای مالی دنیا تنها برای مدیریت و پوشش ریسک ناشی از تغییرات قیمت در بلندمدت بوده و در آن مبادله‌ی فیزیکی انجام نمی‌گیرد.

۲-۲-۳-۱- بازار فیزیکی

بازار فیزیکی نوردپول محل مبادله‌ی فیزیکی برق حداکثر تا ۲۴ ساعت بعد از تعیین قیمت آن در ساعت مشخص می‌باشد که خود از سه بخش بازار نقدی روز قبل و بازار مبادلات روزانه[۴] و بازار زمان حقیقی تشکیل شده است.

۲-۲-۳-۱-۱- بازار نقدی روز قبل (Elspot)

تمامی مبادلات فیزیکی آنی برق بین کشورهای نوردیک بر مبنای بازار Elspot نوردپول، به عنوان بازاری برای تحویل فیزیکی برق در روز بعد، انجام می‌گیرد. بازیگرانی[۵] که تمایل به مبادله‌ی برق در این بازار را دارند باید پیشنهادات خرید و فروش خود را تا انتهای ظهر روز قبل از تحویل برق به شبکه، در اختیار نوردپول اسپات قرار دهند.[۶] پس از بسته شدن بازار در ساعت ۱۲ ظهر، نوردپول اسپات با استفاده از تمامی پیشنهادات قیمتی عرضه و تقاضا، منحنی‌های عرضه و تقاضا را در هر ساعت تشکیل داده و در نهایت قیمت تسویه‌ی بازار (قیمت سیستم[۷]) در ساعت مشخص از تقاطع این دو منحنی استخراج می‌شود.[۸]

بر این اساس بازار Elspot از زمان تاسیس در سال ۱۹۹۳، نقش مهمی در فراهم آوردن شرایط ذیل ایفا کرده است:

- تعیین قیمت مبنای عادلانه و شفاف برای بازارهای خرده و عمده‌فروشی.
- تعیین قیمت مبنا برای مبادلات انجام گرفته در قراردادهای دوجانبه و بازار مشتقات مالی.
- فراهم کردن امکان دسترسی آسان به بازار فیزیکی با هزینه‌های معاملاتی پایین.
- ایفای نقشی مهم در مدیریت تراکم شبکه.

1- Spot Market for Physical Contracts
2- Financial Derivatives Market
3- Intraday Market

۴- به این بازار، بازار تعادل نیز گفته می‌شود.

۵- هم اکنون تعداد ۳۳۷ بازیگر در این بازار به داد و ستد برق مشغولند.

۶- این پشنهادات از طریق اینترنت به نوردپول اسپات در اسلو ارسال می‌گردد.

7- System Price
8- Nord Pool Spot (2011), The Nordic Electricity Exchange and the Nordic Model for a Liberalized Electricity Market.

- توازن بخشی به پروتوفلیوها در زمانی نزدیک به زمان عملکرد.
- توزیع عادلانه و بی‌طرفانه‌ی اطلاعات مرتبط با بازار.

تمامی مشارکت‌کنندگان با برخورداری از حق دسترسی آزاد و تحت شروط یکسان می‌توانند تمامی نیازهایشان از این بازار را تامین نمایند؛ با این شرط که از شبکه‌ی ارتباطی فیزیکی برای ارسال و یا دریافت انرژی برخوردار باشند.

ویژگی‌های کلی این بازار شامل موارد زیر است:

مبتنی بر پیشنهاد قیمت خرید و فروش قراردادهای ساعتی، قراردادهای بلوکی[1] و نیز قراردادهای ساعتی انعطاف‌پذیر که کل ۲۴ ساعت روز بعد را پوشش می‌دهد، می‌باشد.

قیمت سیستم بازار Elspot، قیمت برق بدون در نظر گرفتن تراکم شبکه است. زمانی که هیچ تراکم شبکه‌ای بین مناطق پیشنهاد قیمت وجود ندارد، قیمت سیستم در کل منطقه‌ی مبادله غالب خواهد شد.

از نظر جغرافیایی، به مناطق مختلف پیشنهاد قیمت[2] (مناطق Elspot) تقسیم شده است؛ البته چنانچه جریان برق بین مناطق مختلف منجر به افزایش ظرفیت تخصیص داده شده به قراردادهای Elspot توسط بهره‌برداران سیستم انتقال شود، ممکن است منجر به ایجاد مناطق قیمتی[3] مجزا از هم نیز گردد. لذا زمانی که تراکم شبکه توسعه پیدا کند، دو و یا تعداد بیش‌تری از قیمت‌های منطقه‌ای پدیدار می‌شوند و نتیجه‌ی جریان تجاری بین مناطق متراکم، مبتنی بر محدودیت‌های ظرفیت موجود شبکه خواهد بود.

قیمت‌های Elspot از طریق حراج[4] برای هر ساعت، برآورد می‌شود.[5]

در سال ۲۰۱۱ میزان برق مبادله شده در بازار Elspot حدود ۳۰۰ تراوات‌ساعت به ارزش بیش از ۱۴ میلیارد یورو بوده که ۷۳ درصد از کل مصرف برق منطقه‌ی نوردیک را تامین کرده است (جدول شماره‌ی (۲-۸)).

جدول ۲-۸- حجم و ارزش کل مبادلات برق در بازار Elspot در سال‌های ۲۰۱۱-۲۰۱۰

سال	حجم مبادلات (TWh)	کل ارزش مبادلات (میلیون یورو)	سهم از تامین مصرف منطقه نوردیک (درصد)
۲۰۱۰	۳۰۵/۲	۱۷۹۷۰	۷۴/۴
۲۰۱۱	۲۹۴/۴	۱۴۳۳۵	۷۳/۱

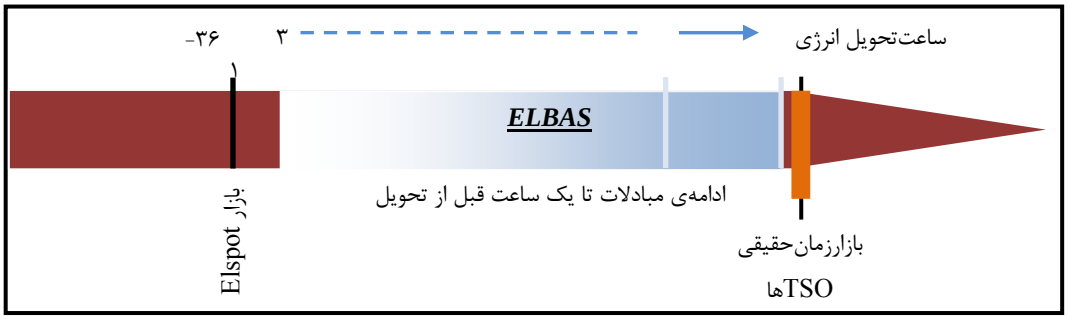
Source: Nordpool Spot (2011), Market Report.

۲-۲-۳-۱-۲- بازار مبادلات روزانه (Elbas)

به دلیل طولانی بودن فاصله‌ی زمانی بین بسته شدن بازار Elspot تا لحظه‌ی تحویل برق (۱۲ تا ۳۶ ساعت)، ممکن است برخی عرضه‌کنندگان و یا خریداران علی‌رغم پذیرفته شدن در بازار، به دلایلی قادر به انجام تعهدات خویش (خرید و یا فروش) در لحظه‌ی تحویل فیزیکی برق نباشند. در چنین شرایطی وجود بازاری که بتواند در زمان مذکور پاسخ‌گوی

1- Block Bids.
2- Bidding Areas (Elspot Areas)
3- Price Areas
4- Auction
5- The Nordic Power Exchange, (2004), "Trade at the Nordic Spot Market".

نیازهای پاسخ داده نشده از جانب بازار Elspot بوده و از بر هم خوردن تعادل بازار ممانعت به عمل آورد، ضروری به نظر می‌رسد. بازار Elbas فراهم آوردنده‌ی زمینه‌ی انجام مبادله فیزیکی برق در ساعات عملکرد بازار Elspot می‌باشد که بیش از یک ساعت به تحویل آن باقی مانده است. بر این اساس پس از بسته شدن بازار Elspot (در ساعت ۱۲ ظهر)، این بازار شروع به کار کرده و به صورت شبانه‌روزی باز می‌باشد (شکل شماره‌ی (۴-۷)). در این بازار مشارکت‌کنندگان این فرصت را می‌یابند تا به قراردادهای خود، که در اثر وقوع یک حادثه‌ی پیش‌بینی نشده پس از بسته شدن بازار نقدی روز قبل دچار انحراف شده‌اند، به نحو مناسبی پاسخ دهند.



شکل ۲-۵- زمان انجام معاملات در Elbas

ویژگی محصول بازار Elbas نسبتا ساده است. به ازای هر ساعت از روز، یک قرارداد ساعتی اعلام بهای انرژی وجود دارد. محصولاتی که در این بازار مبادله می‌شود، قراردادهای یک ساعته‌ی انرژی است. در ساعت ۱۴ هر روز پس از بسته شدن بازار نقدی، مبادلات مربوط به ساعت‌های روز بعد آغاز می‌شود. این به معنی آن است که قراردادهای حداکثر ۳۳ ساعته برای مبادله وجود دارد. مبادله قرارداد یک ساعت مشخص، یک ساعت قبل از فرا رسیدن آن بسته می‌شود. بنابراین قراردادهای این بازار، تعهدات مبادله‌ی فیزیکی یک ساعته‌ی برق (ارسال به و یا دریافت از شبکه) می‌باشند.

ارائه‌ی پیشنهاد در این بازار نیز همانند بازار Elspot شامل پیشنهاد قیمت (خرید یا فروش) انرژی به یورو به مگاوات‌ساعت و حجم انرژی به مگاوات برای یک ساعت مشخص می‌باشد. مشارکت‌کنندگان پیشنهادات خود را در داخل سیستم مبادله‌ی مبتنی بر زمان حقیقی ثبت می‌کنند. علاوه بر سیستم مبادله‌ی اینترنتی اطلاعات یک سرویس کمک‌رسانی در دفتر کار نوردپول فنلاند در هلسینکی، وجود دارد که مشارکت‌کنندگان می‌توانند در طول ساعات کاری پیشنهادات خود را از طریق تلفن ارائه دهند.

جدول ۲-۹- حجم و ارزش کل مبادلات برق در بازار Elbas در سال‌های ۲۰۱۱-۲۰۱۰

سال	حجم مبادلات (TWh)	ارزش کل مبادلات (میلیون یورو)
۲۰۱۰	۲/۲	۱۱۸/۲
۲۰۱۱	۲/۷	۱۳۱/۵

Source: Nord Pool Spot (2011); Market Report

۲-۲-۳-۱-۳- بازار زمان حقیقی

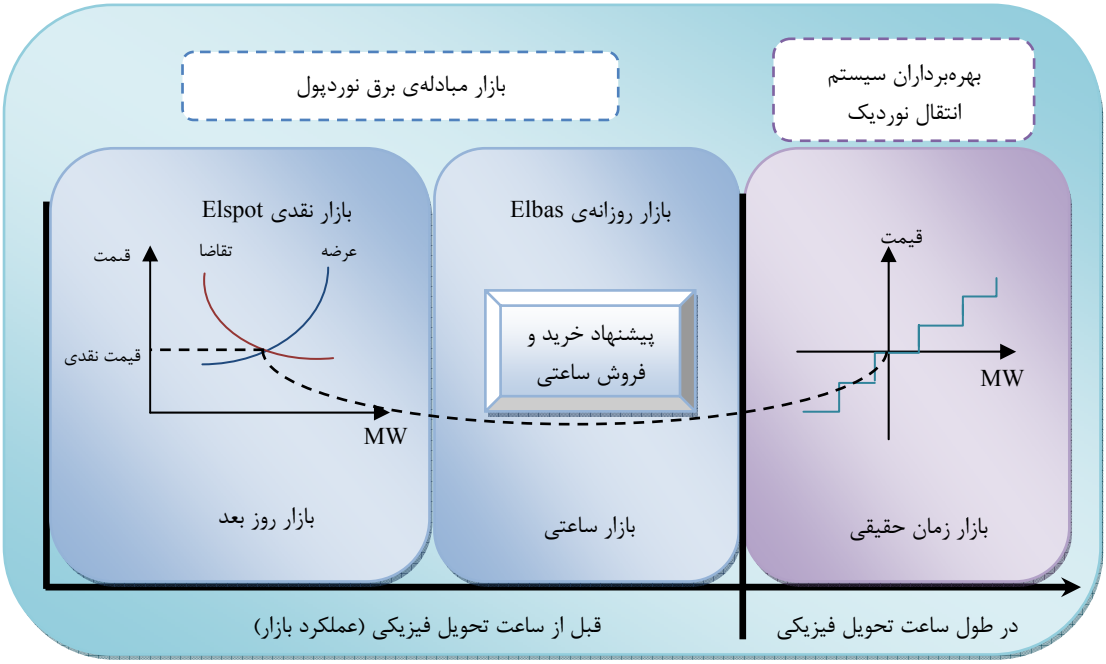
انحرافات میان آرایش تولید برنامه‌ریزی شده و مصرف پیش‌بینی شده در بازار نقدی و مبادلات روزانه در بازارهای زمان حقیقی که تحت عملکرد و هدایت بهره‌برداران سیستم‌های انتقال[1] (TSO) می‌باشند، جبران می‌گردند. این بازار صرفا جهت برقراری تعادل میان تولید و مصرف برق در طول ساعت عملکرد سیستم استفاده می‌شود. پس از بسته شدن بازارهای نقدی و مبادلات روزانه ممکن است یک یا چند واحد تولیدی قادر به انجام به تعهدات خود نبوده و سبب برهم خوردن تعادل میان بار شبکه و تولید شوند و یا به دلیل عدم قطعیت‌های موجود در سیستم، نظیر عدم پیش‌بینی صحیح تولید یا مصرف برق، تعادل و فرکانس شبکه دچار اختلال گردد؛ در چنین شرایطی بهره‌بردار سیستم باید این تغییرات توان را در یک بازار انرژی لحظه‌ای (زمان حقیقی) جبران نماید.

بهره‌برداران سیستم در هر منطقه از بازار نوردپول سازمان‌های غیرتجاری، بی‌طرف و مستقل از مشارکت‌کنندگان بازار هستند که مسوول تامین برق باثبات و نیز امنیت عرضه‌ی آن در منطقه‌ی مورد نظر می‌باشند. این بهره‌برداران در کشورهای منطقه‌ی نوردیک شامل شرکت‌های Statnett نروژ، Svenska Kraftnat سوئد، Fingrid فنلاند و Energinet.dk دانمارک می‌باشند. شرکت‌های مذکور هیچ منبع تولیدی در اختیار ندارند اما از این حق قانونی برخوردارند تا در حالت اضطراری و جهت برقراری تعادل فرکانس[2] سیستم به شرکت‌های تولیدی دستور دهند سریعا میزان تولید خود را افزایش و یا کاهش دهند. همچنین این حق به این شرکت‌ها داده شده تا در صورت لزوم، نیازهای فنی لازم برای واحدهای تولیدی، پست‌های برق، خطوط انتقال و غیره جهت اتصال به شبکه را تعیین و الزام‌آور نمایند.

شکل شماره‌ی (۲-۷) زیر شمای کلی روابط بین بازارهای Elspot، Elbas و زمان حقیقی را در بُعد زمان نشان می‌دهد.

1- Transmission System Operators

۲- بازه‌ی تغییرات فرکانس در سیستم قدرت منطقه‌ی نوردیک ۰.۱ از فرکانس ۵۰ هرتز می‌باشد.



شکل ۲-۶- توالی زمانی بازارهای مختلف تحویل فیزیکی در بازار برق نوردپول

۲-۲-۳-۲- بازار مشتقات مالی

قراردادهای بازارهای مالی با هدف مدیریت و پوشش ریسک نوسانات قیمت بازار مورد مبادله قرار می‌گیرند. بدیهی است وجود چنین بازاری در زمینه‌ی مبادله‌ی برق، به دلیل وجود نوسانات شدید و لحظه‌ای قیمت ناشی از تغییرات قیمت سوخت، وقوع حوادث پیش‌بینی نشده در نیروگاه‌ها و شبکه، تغییرات آب و هوا و موارد بسیاری از این دست، لازم و ضروری است. بر این اساس بازار برق منطقه‌ی نوردیک در سال ۱۹۹۳ قراردادهای سلف را بر مبنای یک سیستم مبادله‌ی حراج[1] همراه با تحویل فیزیکی انرژی مبادله شده با عنوان Nord Pool ASA، ایجاد کرد.

این بازار با گسترش دامنه‌ی فعالیت‌های خود به حوزه‌هایی همچون معاملات گاز طبیعی و انتشار کربن، فعالیت ۱۸ کشور اروپایی و بیش از ۳۵۰ عضو (شرکت)، نام تجاری خود را به بورس NASDAQ OMX Commodities تغییر داد.

در حال حاضر انواع قراردادهایی که در این بازار مبادله می‌شوند شامل مشتقات انرژی، EUAs[2] و CERs[3] می‌باشند. مشتقات انرژی شامل قراردادهای آتی، سلف، اختیار معامله و CfD است. قیمت مبنای قراردادهای نوردیک مبتنی بر قیمت سیستم در کل بازار برق نوردیک، EEX (آلمان)، APX ENDEX (هلند) و N2EX (بریتانیا) می‌باشد.[4]

نکته‌ی حایز اهمیت این که معاملات مذکور به صورت نقدی و غیرفیزیکی تسویه می‌شوند. تسویه‌ی نقدی در طول دوره‌ی معاملات و یا دوره‌ی تحویل، که از تاریخ سررسید هر قرارداد (بسته به اینکه نوع قرارداد سلف باشد یا آتی) آغاز

1- Auction Trade System
2- European Union Allowances
3- Certified Emission Reduction
4- NASDAQ OMX Oslo (2011), Trade at NASDAQ OMX Commodities Europe's Financial Market.

می‌شود، صورت می‌گیرد. امور مربوط به تسویه‌ی کلیه‌ی قراردادهای مبادله شده در بازار بورس و بازارهای مالی دوجانبه (به شرطی که برای تسویه ثبت شده باشند) بر عهده‌ی اتاق تسویه‌ی بازار کالایی NASDAQ OMX می‌باشد.

لازم به ذکر است که EUAs و CERs گواهی‌های کاهش انتشار کربن هستند که توسط اتحادیه اروپا و کنوانسیون تغییرات اقلیمی سازمان ملل متحد صادر می‌شود. کلیه‌ی این معاملات از نوع قراردادهای سلف با تحویل فیزیکی می‌باشند.

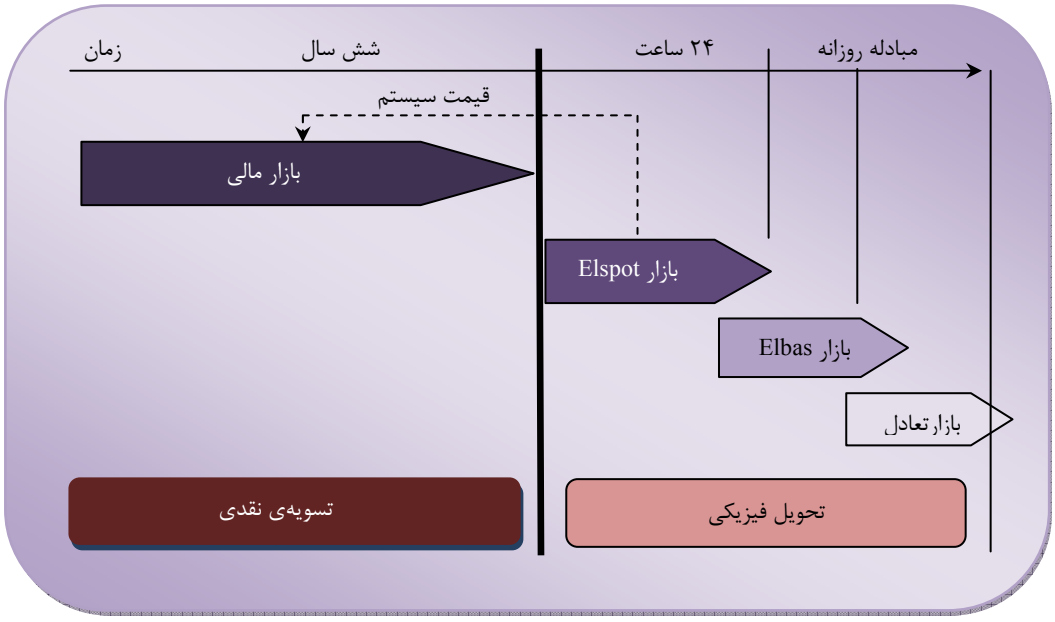
جدول زیر خلاصه‌ی عملکرد بازار مشتقات مالی نوردیک را در سال‌های ۲۰۱۰ و ۲۰۱۱ نشان می‌دهد.

جدول ۲-۱۰- حجم و ارزش کل مبادلات بازار مشتقات مالی نوردیک طی سال‌های ۲۰۱۱-۲۰۱۰

سال	حجم مبادلات (TWh)	ارزش کل مبادلات (میلیون یورو)
۲۰۱۰	۱۳۰۳/۸	۶۱۲۷۷
۲۰۱۱	۱۰۴۷/۸	۵۰۰۶۲

Source: Nordpool Spot (2011); ibid.

شکل (۲-۸) شمایی کلی از توالی بازارهای مختلف نوردیک از منظر زمانی را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۷- توالی زمانی بازارهای فیزیکی و مالی نوردپول

۲-۲-۳-۳- بازیگران بازار نوردپول

بازیگران متعددی در بورس برق نوردپول در حال فعالیت‌اند که این بازیگران عبارتند از:

- **تولیدکنندگان انرژی الکتریکی:** تولیدکننده‌ی انرژی الکتریکی شرکتی است که توان الکتریکی را تولید و آن را در یک نقطه از شبکه به شبکه تزریق می‌نماید. بیش از ۳۵۰ شرکت، کل تولید انرژی الکتریکی نوردیک را بر عهده دارند؛ لیکن حدود ۵۰ درصد از کل تولید تنها توسط سه بازیگر عمده‌ی بازار شامل Fortum در فنلاند، Vattenfall در سوئد و Statkraft در نروژ انجام می‌گیرد.

- **توزیع‌کنندگان:** در کشورهای نوردیک حدود ۵۰۰ شرکت توزیع برق فعالیت می‌کنند. سه توزیع‌کننده‌ی عمده به نام‌های Fortum، Vattenfall و .E.ON، حدود ۲۵ درصد از کل سهم بازار را در اختیار دارند. توزیع‌کنندگان وظیفه‌ی رساندن انرژی الکتریکی از تولیدکننده به مصرف‌کننده نهایی را بر عهده دارند. این انتقال از طریق شبکه‌های سراسری، منطقه‌ای و محلی که تحت مالکیت شرکت‌های شبکه مختلفی می‌باشند انجام می‌گیرد.
- **عرضه‌کنندگان:** در منطقه‌ی نوردیک حدود ۳۵۰ شرکت برای عرضه‌ک انرژی به مصرف‌کننده‌ی نهایی فعالیت می‌کنند. سه شرکت Fotrum، Vattenfall و Dong Energy حدود ۲۵ درصد سهم بازار را در اختیار دارند.

یک عرضه‌کننده، برق را یا به طور مستقیم از یک تولیدکننده مشخص و یا از طریق بورس انرژی Nord Pool Spot خریداری می‌کند. سپس انرژی خریداری شده را به شرکت‌های کوچک و متوسط و نیز خانوارها می‌فروشد. در این بین رقابت شدیدی بین عرضه‌کنندگان انرژی در داخل یک کشور اتفاق می‌افتد. هر مصرف‌کننده‌ی نهایی عرضه‌کننده‌ی و نوع قرارداد مورد نظر خود را از بین عرضه‌کنندگان مختلف و انواع گوناگون قراردادها، انتخاب می‌کند. اما مصرف‌کنندگان نهایی نمی‌توانند عرضه‌کننده‌ای از سایر کشورها برگزینند.

- **معامله‌گران و واسطه‌ها:** یک معامله‌گر، بازیگری است که مالکیت انرژی را در فرآیند مبادله در اختیار دارد. برای مثال، این معامله‌گر ممکن است انرژی را از یک تولیدکننده خریداری کرده و آن‌را به یک خرده‌فروش بفروشد و یا ممکن است برق را از یک خرده‌فروش خریده و به خرده‌فروش دیگری بفروشد. لذا مسیرهای بسیاری برای ارسال انرژی از تولیدکننده به مصرف‌کننده‌ی نهایی وجود دارد.

واسطه‌ها نیز نقش مشابهی را به عنوان کارگزار در بازار بر عهده دارند. واسطه‌گران مالک انرژی نیستند بلکه به عنوان یک میانجی عمل می‌کنند. برای مثال یک خرده‌فروش ممکن است از یک واسطه‌گر درخواست کند که تولیدکننده‌ای که میزان مشخصی انرژی را در ساعتی معین در اختیار او بگذارد را پیدا کند.

۲-۲-۴- نحوه‌ی تعیین قیمت در بازار نقدی نوردپول

با توجه به نقش قیمت بازار Elspot هم در مبادلات آنی و هم در تسویه‌ی نقدی بازارهای مالی در زمان تحویل (قیمت سیستم)، نحوه‌ی تعیین آن در بازار مذکور از اهمیت به سزایی برخوردار است. بازار نقدی روز قبل نوردپول، به عنوان بازار اصلی داد و ستد برق نوردیک، مبادله‌ای مبتنی بر حراج دو طرفه[1] با هدف تحویل فوری فیزیکی برق است. این بازار وظیفه‌ی اصلی ایجاد توازن بین عرضه و تقاضای بازار برق در دامنه و قیمتی مشخص را بر عهده دارد.

«دست نامرئی‌ای» که سبب برقراری تعادل در سایر بازارها می‌شود، در بازارهای برق با «دست مرئی ملموس» جایگزین می‌شود. ابتدا تمامی مشارکت‌کنندگان (اعم از تولیدکننده و مصرف‌کننده) پیشنهادهای قیمتی خود را، که

1- Dual Auction

نشان دهنده‌ی میزان تمایل آن‌ها به فروش و یا خرید انرژی در قیمت‌های متفاوت است، برای هر ساعت از روز بعد در بازار نوردپول به ثبت می‌رسانند. بازار، بر اساس پیشنهادات رسیده منحنی‌های عرضه و تقاضای ساعتی را استخراج کرده و قیمت‌های تسویه‌ی بازار[1] (نقطه‌ی تلاقی این دو منحنی) در هر ساعت را اعلام می‌نماید.

فرآیند ارائه‌ی پیشنهادات و نحوه‌ی تعیین قیمت بدین صورت است که هر بازیگر موظف است از ساعت ۱۰ تا ۱۲ صبح هر روز پیشنهادات قیمتی خود را به بازار ارسال نمایند. این پیشنهادات در قالب فرم‌های مشخصی که در بر گیرنده‌ی قیمت و حجم انرژی پیشنهادی (به مگاوات) به ازای هر ساعت می‌باشند، ارائه می‌شوند (شکل شماره‌ی (۲-۸)). مشارکت‌کنندگان در قیمت‌های پایین‌تر پیشنهاد خرید ارائه می‌کنند (حجم آن در فرم‌ها به مگاوات با علامت مثبت ثبت می‌شود) و با افزایش قیمت‌ها، از میزان خرید خود کاسته و ترجیح می‌دهند یا تولید خود را افزایش داده و یا از قراردادهای دوجانبه استفاده کنند. در سطوح قیمتی متوسط، حاضر به خرید و فروش نمی‌باشند که بر این اساس قیمت صفر در فرم‌ها درج می‌شود. در قیمت‌های بالا، مشارکت‌کننده پیشنهاد فروش برق خود را با علامت منفی در فرم‌های مربوط ثبت می‌کند.

Price-dependent hourly bid

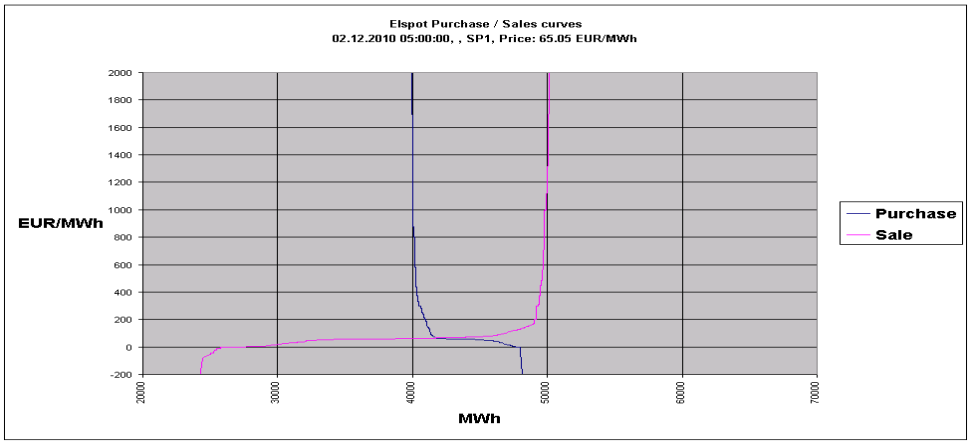
Price / Hour	0	100	101	150	151	175	176	200	201	2500
1										
2										
4	50	50	10	10	0	0	-10	-20	-30	-30
5										
6										
etc.										

شکل ۲-۸- فرم ارائه‌ی پیشنهادات قیمتی در بازار روز قبل نوردپول

در فرم فوق بازیگر موردنظر در ساعت ۴ به ازای قیمت‌های زیر ۱۰۰ کرون خریدار ۵۰ مگاوات و از قیمت ۱۰۱ تا ۱۵۰ کرون خریدار ۱۰ مگاوات انرژی الکتریکی است. در سطح قیمت‌های بین ۱۵۱ تا ۱۷۵ کرون تمایلی به خرید و فروش در بازار نداشته و در قیمت‌های بالای ۱۷۵ کرون به فروشنده‌ی انرژی در بازار تبدیل می‌شود.

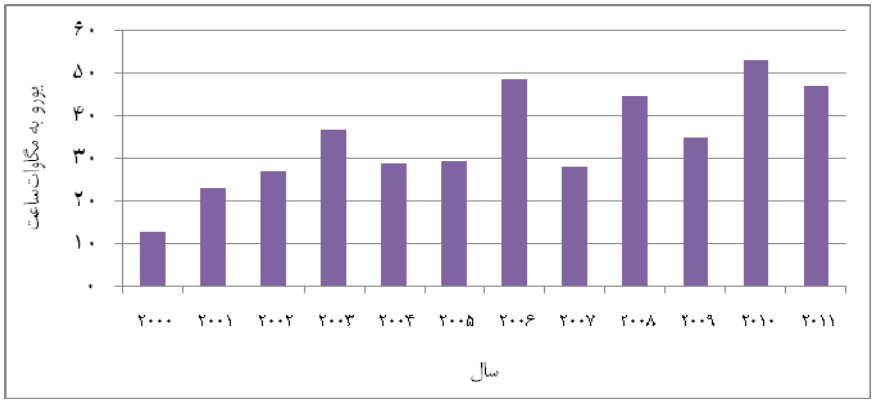
پس از اتمام مهلت دریافت پیشنهادات بازیگران (ساعت ۱۲ ظهر)، حراج انجام می‌گیرد. بدین نحو که منحنی‌های خرید و فروش (توابع عرضه و تقاضا) با استفاده از جفت‌های پیشنهادی قیمت/حجم تمامی بازیگران برای هر ساعت، توسط Elspot شکل می‌گیرد و از تلاقی این دو منحنی، قیمت سیستم و یا همان قیمت تسویه‌ی بازار برای هر ساعت از روز بعد به دست می‌آید. شکل شماره‌ی (۲-۹) یک نمونه واقعی از منحنی‌های پیشنهاد خرید و فروش و قیمت سیستم در بازار Elspot در ساعت ۵ صبح روز دوم ماه دسامبر سال ۲۰۱۰ را نشان می‌دهد. همان‌طور که ملاحظه می‌شود نقطه‌ی تلاقی دو منحنی نشان دهنده‌ی قیمت ۶۵/۰۵ یورو به ازای هر مگاوات‌ساعت است.

1- Market Clearing Price



شکل ۲-۹- منحنی‌های پیشنهاد خرید و فروش و قیمت سیستم در ساعت ۵ صبح مورخ ۲۰۱۰/۱۲/۰۲

انجام عملیات حراج در بازار تا ساعت ۱۴ به طول می‌انجامد و سپس این نتایج به کلیه‌ی بازیگران ارسال می‌گردد. همان‌طور که قبلا ذکر شد، تراکم خطوط انتقال و توان شبکه، در تعیین قیمت تسویه‌ی بازار در نظر گرفته نمی‌شود. به عبارت دیگر در چنین شرایطی قیمت برآوردی به عنوان قیمت یک بازار بدون محدودیت انتقال در نظر گرفته می‌شود؛ لذا قیمت سیستم در تمامی چهار کشور یکسان خواهد بود. اما در صورت وجود محدودیت توان انتقال چنانچه تنگناهای شبکه در جریان محاسبات قیمت سیستم مدنظر قرار گیرد، قیمت‌های منطقه‌ای متفاوت با در نظر گرفتن محدودیت‌های شبکه‌ی انتقال با دور جدیدی از محاسبات در بازار Elspot انجام می‌گیرد.[1] شکل شماره‌ی (۲-۱۰) متوسط قیمت‌های سیستم (مرجع) از سال ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۱ در بازار Elspot را نشان می‌دهد.



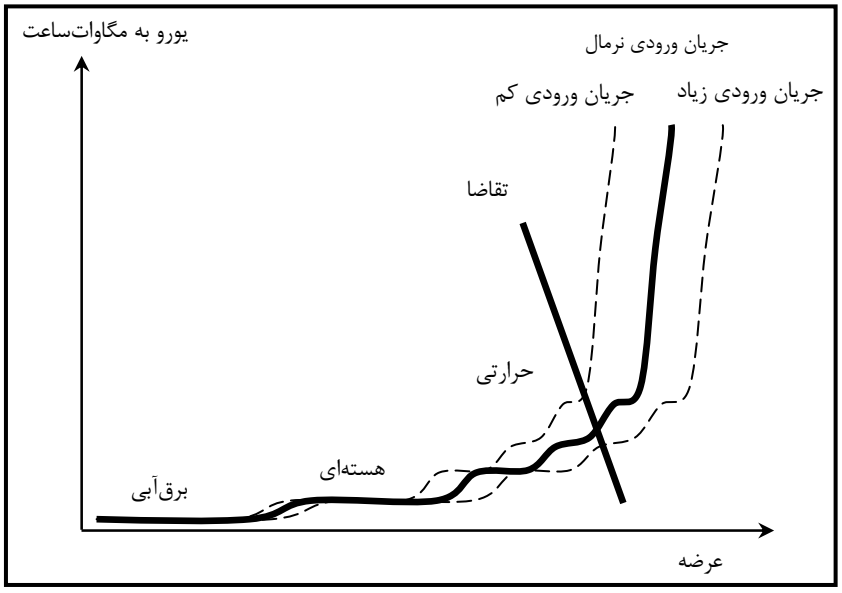
شکل ۲-۱۰- متوسط قیمت‌های سیستم طی سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۱

۲-۲-۵- نقش و جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در بازار نوردپول

همان‌طور که در مقدمه نیز اشاره شد، ویژگی منحصر به فرد بازار برق نوردپول تامین نیمی از برق تولیدی آن از طریق نیروگاه‌های برق‌آبی است. سهم این نوع نیروگاه‌ها در تولید برق نروژ نزدیک ۹۵، در سوئد حدود ۵۰ و فنلاند

1- The Nordic Power Exchange (2004); Trade at the Nordic Spot Market (Nord Pool Spot AS)

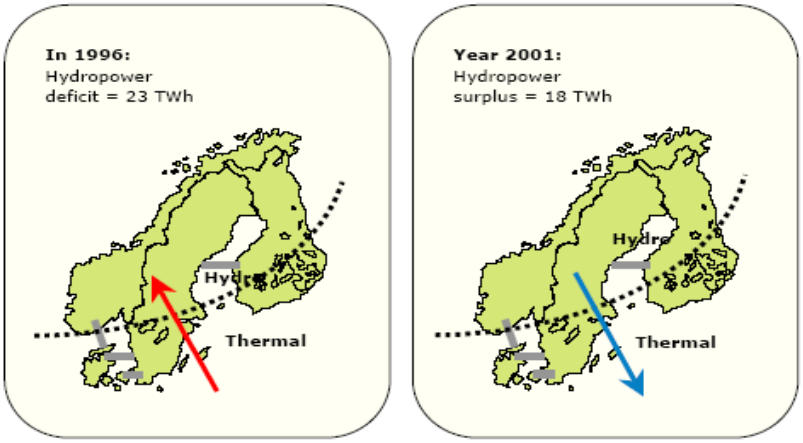
حدود ۲۰ درصد می‌باشد. عمده تولید نیروگاه‌های برق‌آبی از ذخایر آبی عظیمی است که از پتانسیل تولید برق در دوره‌های زمانی طولانی‌تری برخوردارند. بنابراین آب برای اغلب شرکت‌های تولیدی برق‌آبی به عنوان یک دارایی محسوب می‌شود که می‌توانند سطح درآمدهای آینده‌ی خود را بر آن استوار سازند؛ از آن‌جمله می‌توان به انتخاب بین زمان‌های مختلف در رهاسازی آب همچون ساعات پیک و غیرپیک، ماه‌ها و یا فصول پرمصرف یا کم مصرف اشاره کرد. از آنجا که هزینه‌های نگهداری و بهره‌برداری نیروگاه‌های برق‌آبی به دلیل عدم مصرف سوخت بسیار پایین‌تر از نیروگاه‌های حرارتی می‌باشد، لذا افزایش و کاهش حجم ذخایر آب پشت سدها بر قیمت‌های سیستم تاثیر می‌گذارد.



شکل ۲-۱۱- تاثیر جریان آب بر منحنی عرضه‌ی برق در بازار نوردپول

همان‌طور که در شکل (۲-۱۱) ملاحظه می‌شود، در سال‌های پر آبی که جریان ورودی آب به مخازن سدها افزایش می‌یابد منحنی عرضه‌ی برق به سمت راست منتقل شده و قیمت‌ها (در سطح تقاضای یکسان) کاهش می‌یابند، که به معنی کاهش هزینه‌های نهایی تولید برق است. بر عکس در سال‌هایی که جریان ورودی آب پایین است منحنی عرضه به سمت چپ منتقل شده و قیمت‌ها رو به افزایش می‌گذارند.

همچنین در شرایطی که مازاد تولید در نیروگاه‌های برق‌آبی وجود دارد برق از مناطق شمالی منطقه‌ی نوردیک به مناطق پر جمعیت در مناطق جنوبی نوردیک، که عمده‌ی برق از طریق نیروگاه‌های حرارتی تولید می‌شود، منتقل می‌گردد و بر عکس. به عنوان مثال، در سال ۱۹۹۶ به دلیل کاهش سطح ذخایر پشت سدها، برق تولیدی نیروگاه‌های حرارتی جایگزین نیروگاه‌های برق‌آبی گردید. در چنین شرایطی، خالص انرژی از جنوب به شمال جریان یافت و بازار قیمت‌های نسبتا بالایی را تجربه کرد. در این سال تولید برق نیروگاه‌های برق‌آبی در حدود ۲۳ تراوات‌ساعت کم‌تر از متوسط بلندمدت آن بود. به تبع آن قیمت برق در برخی اوقات به بیش از ۳۰۰ کرون به ازای هر مگاوات‌ساعت رسید. بر عکس، در طی سال‌های ۱۹۹۷ تا ۲۰۰۰ به دلیل بالاتر بودن حجم ذخایر آب از سطح متوسط آن، قیمت‌های لحظه‌ای بازار به سرعت رو به کاهش گذاشتند.



شکل ۲-۱۲- مبادله‌ی برق بین مناطق شمالی و جنوبی بر مبنای میزان برق تولیدی نیروگاه‌های برق‌آبی

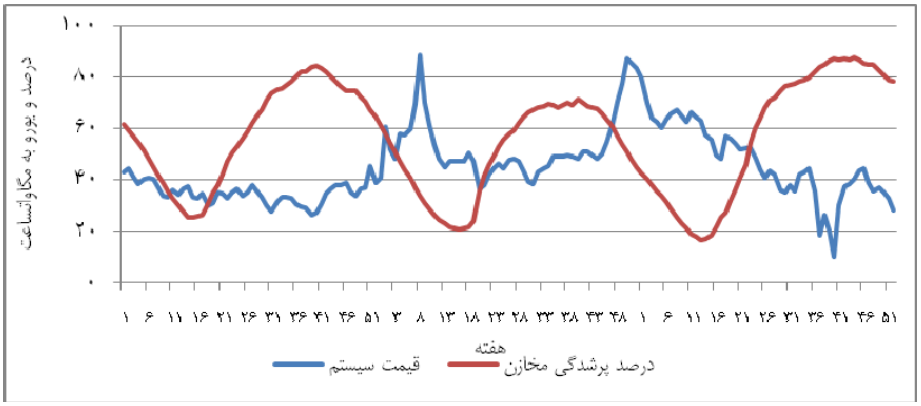
بر این اساس ذخایر آبی و میزان تقاضا دو عامل مهم تاثیر گذار بر قیمت‌های کوتاه‌مدت و بلندمدت برق در بازار به شمار می‌روند. بیش‌ترین میزان ذخایر پشت سدهای نیروگاه‌های برق‌آبی در ماه‌های سپتامبر تا نوامبر و پایین‌ترین سطح آن در ماه‌های آوریل تا می اتفاق می‌افتد. در مقابل، اوج تقاضای برق در فصل زمستان (ماه‌های دسامبر تا مارس) به دلیل افزایش تقاضای برق گرمایشی شکل می‌گیرد. بنابراین در سال‌های عادی[۱] تغییرات فصلی کاملا در قیمت‌های برق منعکس می‌شوند به‌طوری‌که در اواخر فصل بهار و تابستان (می تا آگوست) به پایین‌ترین حد خود می‌رسد.

به علاوه، سهم بالای نیروگاه‌های برق‌آبی در بازار برق نوردپول سبب افزایش انعطاف‌پذیری شبکه در ارائه‌ی خدمات برق شده است. به نحوی که در شوک‌های ناگهانی عرضه/تقاضای برق، قیمت‌ها در مقایسه با سیستمی که نیروگاه‌های حرارتی سهم بالاتری از تولید را به خود اختصاص می‌دهند، از دامنه‌ی نوسان کم‌تری برخوردراند.[۲]

با توجه به نقش غالب نیروگاه‌های برق‌آبی در بازار برق نوردپول، نیروگاه‌های حرارتی (در فنلاند و دانمارک) کارکرد فصلی پیدا کرده‌اند، به‌طوری‌که میزان تولید آن‌ها به تولید نیروگاه‌های برق‌آبی در فصول مختلف در کشورهای نروژ و سوئد بستگی دارد. در طول فصل تابستان زمانی که تقاضای برق پایین است، هزینه‌ی تولید برق در نیروگاه‌های برق‌آبی قیمت‌های نقدی بازار را تحت تاثیر قرار می‌دهند. بر عکس در طول فصل زمستان واحدهای تولیدی (عمدتا حرارتی) با هزینه‌های متغیر بالاتر پاسخ‌گوی تقاضای بالای برق می‌باشند. نمودار شماره‌ی (۲-۱۳)، متوسط هفتگی قیمت سیستم نوردپول و درصد پُرشدگی مخازن سدهای برق‌آبی را از ابتدای سال ۲۰۰۹ تا انتهای سال ۲۰۱۱ نشان می‌دهد.

۱- در سال‌های عادی تولید نیروگاه‌های برقابی حدود ۲۰۰ تراوات‌ساعت است؛ در حالی که در سال‌های خشک این میزان به حدود ۱۵۰ تراوات‌ساعت کاهش و در سال‌های تر به حدود ۲۵۰ افزایش می‌یابد.

2- Botterud, Audun and Tarjei Kristiansen and Marija D. Ilic (2009); The Relationship between Spot and Futures Prices in the Nord Pool Electricity Market, Energy Economics, Vol. 32, pp. 967-978.



شکل ۲-۱۳- متوسط هفتگی درصد پرشدگی مخازن سدهای برق‌آبی و قیمت برق در منطقه‌ی نوردیک طی سال‌های ۲۰۱۱-۲۰۰۹

مطابق نمودار فوق در دوره‌هایی از سال که درصد پرشدگی مخازن سدهای برق‌آبی بالااست، روند قیمت‌های برق به تبعیت از این مساله در همان دوره کاهش یافته و بر عکس زمان‌هایی که درصد پرشدگی مخازن پایین است قیمت‌های برق روند افزایشی به خود گرفته‌اند.

لازم به ذکر است که در چارچوب بازار نوردپول، نیروگاه‌های برق‌آبی همانند سایر انواع نیروگاه‌ها تابع قوانین و مقررات بازار بوده و هیچ‌گونه سیاست تبعیضی بابت نحوه‌ی مشارکت و قیمت‌گذاری برق تولیدی این نوع نیروگاه‌ها اعمال نمی‌گردد. اما همان‌طور که اشاره شد، نیروگاه‌های مذکور به دلیل سهم غالب‌شان در تولید و نیز برخورداری از هزینه‌های نگهداری-بهره‌برداری اندک، در یک فضای رقابتی به راحتی قادر به جابجایی قیمت‌های بازار به سمت پایین می‌باشند.

با این وجود اغلب نیروگاه‌های کوچک مقیاس در قالب مولدهای تجدیدپذیر تولید انرژی در کشورهای مختلف منطقه‌ی نوردیک تحت پوشش سیاست‌های حمایتی این نوع نیروگاه‌ها قرار می‌گیرند که جزییات آن در فصل هفتم به تفصیل مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

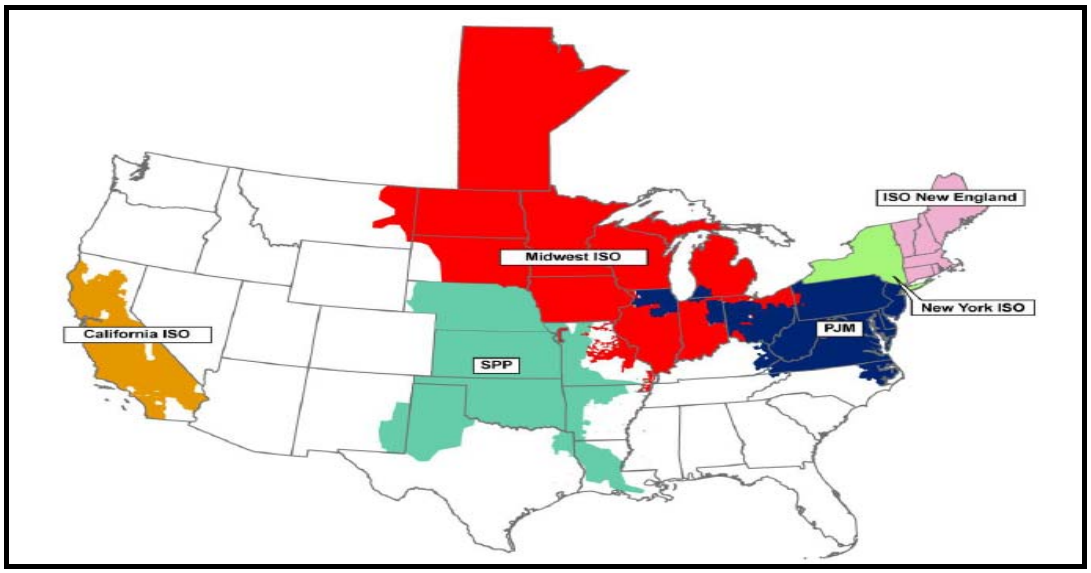
جدول ۲-۱۱- مکانیزم‌های حمایت از برق تجدیدپذیر در منطقه نوردیک (خارج از بازارانرژی)

کشور	انواع مکانیزم حمایتی	سطح حمایت
فنلاند	سوبسیدهای سرمایه‌گذاری (Aid Energy)	تا سقف ۴۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌گذاری
	گواهی‌های کاهش انتشار (CER)	حمایت غیرمستقیم
دانمارک	سوبسیدهای سرمایه‌گذاری (The ForskVE-programme)	برای تکنولوژی‌های کوچک مقیاس
	مکانیزم اندازه‌گیری خالص (net metering)	معافیت کامل و یا جزیی از پرداخت تعرفه خدمات عمومی برای نیروگاه‌هایی که تمام یا بخشی از نیاز مصرفی خود را تامین می‌کنند.
	تعرفه‌های تضمینی (و مازاد ثابت مشروط و تضمین شده)	۰.۱۰ کرون دانمارک به ازای هر کیلووات‌ساعت برای نیروگاه‌های برق‌آبی طی ۲۰ سال در شرایط استراتژیک ۰.۶ کرون برای ۱۰ سال و ۰.۴ کرون برای ۱۰ سال بعد.
	گواهی‌های کاهش انتشار (CER)	حمایت غیرمستقیم
سوئد	گواهی‌های سبز قابل مبادله (سیستم سهمیه بندی) (EL)	برای هر مگاوات ساعت برق یک گواهی صادر می‌شود.
	گواهی‌های کاهش انتشار (CER)	حمایت غیرمستقیم
نروژ	گواهی‌های سبز قابل مبادله (سیستم سهمیه بندی)	برای هر مگاوات ساعت برق یک گواهی صادر می‌شود.

۲-۳- بازار برق PJM

۲-۳-۱- تاریخچه تشکیل بازار برق PJM

سازمان انتقال برق منطقه‌ای[1] PJM نهادی است که ۱۴ ایالت ایالات متحده‌ی آمریکا (شامل دلور، ایلینویز، ایندیانا، کنتاکی، مریلند، میشیگان، نیوجرسی، کارولینا شمالی، اوهایو، پنسیلوانیا، تنسی، ویرجینیا، ویرجینیای غربی و بخشی از کلمبیا) را پوشش می‌دهد.



Source: Federal Energy Regulatory Commission (FERC); (2010), ISO/RTO Metrics Report

شکل ۲-۱۴- سازمان‌های انتقال منطقه‌ای و بهره‌برداران مستقل سیستم در آمریکا

این نهاد از ادغام شرکت‌های انتقال برخی از ایالت‌های شرقی آمریکا و در پاسخ به مجموعه‌ای از دستورات کمیسیون تنظیم مقررات انرژی فدرال (FERC)[2] شکل گرفته است. اولین گام در راستای تشکیل سازمان مذکور، با ادغام سه شرکت «خدمات عمومی گاز و برق»[3]، «برق فیلادلفیا»[4] و «روشنایی و انرژی پنسیلوانیا»[5] در سال ۱۹۲۷ برداشته شد که منتج به تشکیل اولین حوضچه‌ی برق در دنیا با عنوان «شبکه اتصال داخلی پنسیلوانیا- نیوجرسی»[6] گردید. در سال ۱۹۵۶، این شبکه بار دیگر با پیوستن «شرکت گاز و برق بالتیمور»[7] به نهادهای ارائه دهنده‌ی خدمات عمومی گسترش یافت و حوضچه‌ی برق «شبکه اتصال داخلی پنسیلوانیا- نیوجرسی- مریلند» شکل گرفت.

1- Regional Transmission Organization (RTO)
2- Federal Energy Regulatory Commission
3- Public Services Electric and Gas Company
4- Philadelphia Electric Company
5- Pennsylvania Power and Light Company
6- Pennsylvania-New Jersey interconnection
7- Baltimore Gas and Electric Company

هم زمان با ادغام شرکت‌های نامبرده و بسترسازی برای مدیریت عملکرد و بهره‌برداری از سیستم قدرت، کمیسیون تنظیم مقررات انرژی فدرال با درک لزوم تصدی‌گری سازمانی در مدیریت بهینه‌ی عملکرد شبکه‌ی برق اقدام به صدور مجموعه‌ای از دستورات نمود که دو مفهوم بهره‌بردار مستقل سیستم و سازمان انتقال منطقه‌ای[۱] به عنوان سازمان‌های متصدی مدیریت عملکرد و بهره‌برداری سیستم در دستورهای ۸۸۸ و ۸۸۹ معرفی گردیدند. بر این اساس در سال ۱۹۹۳ PJM به یک نهاد مستقل تبدیل شد.

در اول آوریل سال ۱۹۹۷، PJM اولین بازار برق بر مبنای پیشنهاددهی را راه‌اندازی کرد و پیرو قوانین کمیسیون تنظیم مقررات انرژی فدرال، در همان سال به عنوان اولین بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO) و در سال ۲۰۰۱، به عنوان اولین سازمان انتقال منطقه‌ای (RTO) معرفی گردید.[۲]

در فاصله زمانی سال‌های ۲۰۰۲ تا ۲۰۰۵، مجموعه‌ای از مراجع صلاحیت دار انتقال[۳] به PJM RTO پیوسته و آن را به بهره‌بردار یکی از بزرگ‌ترین بازارهای عمده‌فروشی جهان و شبکه‌های برق آمریکا شمالی تبدیل نمود.[۴] در سال ۲۰۱۱، سه شرکت با نام‌های «American Transmission System»، «The Transmission Affiliate of First Energy» و «Cleveland Public Power» به PJM RTO پیوستند و منجر به گسترش تعداد و تنوع منابع تولید انرژی برای پاسخگویی به نیاز تقاضا شدند.[۵]

۲-۳-۲- منابع تولید برق در بازار PJM

برای تامین برق ۱۴ ایالت آمریکا در PJM تعداد ۱۳۶۵ منبع تولید انرژی با سوخت‌های گوناگون مورد بهره‌برداری قرار گرفته است. ظرفیت تولید در کل منطقه‌ی تحت پوشش PJM در سال ۲۰۱۱ معادل ۱۷۷۶۲۰ مگاوات است که از این میان نیروگاه‌هایی که از سوخت‌های فسیلی استفاده می‌کنند با ظرفیت نصب حدود ۱۳۳۸۵۲ مگاوات از بیش‌ترین سهم (۷۵ درصد) برخوردارند و نیروگاه‌های هسته‌ای با ۱۹ و برق‌آبی با ۴ درصد، رتبه‌های دوم و سوم عمده‌ترین منابع تولید برق در این بازار را به خود اختصاص می‌دهند.[۶]

۱- سازمان انتقال منطقه‌ای سازمانی است که مسوول تامین و انتقال برق در محدوده‌ی چندین ایالت می‌باشد. سازمان انتقال منطقه در مقایسه با بهره‌بردار مستقل سیستم، منطقه گسترده‌تری شامل چندین ایالت را پوشش می‌دهد.

2- http://en.wikipedia.org/wiki/PJM_Interconnection

۳- در سال ۲۰۰۲، شرکت Allegheny power، در سال ۲۰۰۴، شرکت‌های Commonwealth Edison و American Electric Power and Dayton Power & Light و در سال ۲۰۰۵ Duquesne Light Co وDominion Virginia Power به PJM پیوستند.

4- Federal Energy Regulatory Commission, (2010),"2010 ISO/RTO Metrics Report"

5- www.pjm.com

6- Monitoring Analytics, LLC; (2012), State of the Market Report for PJM

جدول ۲-۱۲- ظرفیت نصب شده نیروگاه‌ها در بازار PJM به تفکیک نوع منبع در سال ۲۰۱۱

نوع منبع	ظرفیت تولید (مگاوات)	سهم (درصد)
زغال سنگ	۷۲۰۹۸	۴۱
گاز	۴۶۸۱۴	۲۶
سوخت هسته‌ای	۳۳۶۰۰	۱۹
فراورده‌های نفتی	۱۴۹۴۰	۸
برق‌آبی	۷۸۰۴	۴
مواد زائد جامد	۶۸۰	۰/۴
باد	۶۴۰	۰/۴
سایر سوخت‌ها	۱۰۴۴	۱
کل ظرفیت نصب‌شده	۱۷۷۶۲۰	۱۰۰

Source: Monitoring Analytics, LLC; (2012), State of the Market Report for PJM

میزان تولید انرژی در منطقه PJM در سال ۲۰۱۱ معادل ۷۶۹ تراوات‌ساعت بوده که نیروگاه‌های سوخت فسیلی بیش‌ترین سهم تولید برق را در اختیار دارند. سهم نیروگاه‌های برق‌آبی از تولید نیز حدود ۲ درصد است.[1]

جدول ۲-۱۳- تولید انرژی در منطقه PJM به تفکیک نوع منبع در سال ۲۰۱۱

منبع	تولید انرژی (گیگاوات‌ساعت)	سهم (درصد)
سوخت فسیلی	۴۷۱	۶۱
سوخت هسته‌ای	۲۶۳	۳۴
برق‌آبی	۱۵	۲
بادی	۱۲	۲
سایر تجدیدپذیرها	۸	۱
کل تولید	۷۶۹	۱۰۰

Source: Monitoring Analytics, LLC; (2012), ibid.

۲-۳-۳- ساختار بازار برق PJM RTO و بازیگران آن

به طور کلی دو بازار برای مبادله انرژی و ظرفیت تحت مدیریت سازمان انتقال منطقه‌ای PJM فعالیت می‌کنند. این بازارها با عنوان «بازار انرژی»[2] و «بازار ظرفیت»[3]، شناخته می‌شوند. بازار انرژی همان‌طور که از نام آن مشخص است جهت مبادله انرژی تولیدی و بازار ظرفیت با هدف تضمین ایجاد ظرفیت کافی برای پوشش دائمی تقاضا تشکیل گردیده است.[4] سهم هر یک از بازارهای انرژی و ظرفیت از کل مبادلات بازار در سال ۲۰۱۰ به ترتیب ۷۳ و ۱۸ درصد می‌باشد.

1- Monitoring Analytics, LLC; (2012), ibid.
2- Energy Market
3- Capacity Market
4- PJM RTO; (2012) PJM Markets Fact Sheet

توجه به این نکته حایز اهمیت است که هزینه‌ی عمده‌فروشی بازار برق PJM RTO (قیمت عمده‌فروشی برق) شامل هزینه‌های بازار انرژی و ظرفیت، هزینه‌های خدمات جانبی، انتقال و سایر هزینه‌های بهره‌برداری از بازار عمده‌فروشی می‌باشد. این هزینه در سال ۲۰۱۰ معادل ۶۶.۱۵ دلار به ازای هر مگاوات‌ساعت[۱] بوده است.[۲]

با توجه به اهمیت این دو بازار و سهم قابل توجه آن‌ها (۹۱ درصد) در مبادلات بازار PJM در ادامه به تشریح عملکرد هر یک از آن‌ها پرداخته می‌شود.

۲-۳-۳-۱- بازار انرژی

بازار انرژی PJM RTO از دو بخش بازار روز قبل و بازار زمان حقیقی (بازار تعادل) تشکیل شده است. همانند سایر بازارهای برق دنیا، بازار روز قبل در PJM نیز یک بازار آتی است که قیمت‌های تسویه‌ی ساعتی برای هر ساعت از روز آتی بر مبنای «پیشنهادات قیمت-مقدار خرید و فروش»[۳]، «پیشنهادات مجازی عرضه و تقاضا»[۴] و نیز قراردادهای دو جانبه بازیگران بازار، برآورد می‌شود. «پیشنهادات تولید» توسط فروشندگان انرژی برای تحویل مقدار مشخص ظرفیت (مگاوات) در زمان و قیمت مشخص ارائه می‌گردد. «پیشنهادات تقاضا»، پیشنهاداتی است که توسط خریداران برای خرید مقدار مشخص انرژی (مگاوات‌ساعت) به طور ساعتی در قیمت مشخص اعلام می‌گردد. «پیشنهاد کاهشی خرید»[۵]، پیشنهادی است که اگر قیمت از عددی کم‌تر شود، مصرف‌کننده انرژی خریداری خواهد کرد. «پیشنهاد افزایشی فروش»[۶] پیشنهادی است که اگر قیمت بازار از عددی بیش‌تر گردد، تولیدکننده تولید حاضر به تولید خواهد بود.

در نهایت پس از ارائه این پیشنهادات، قیمتی شکل می‌گیرد که تسهیل کننده مبادلات بازار خواهد بود. این قیمت با نام قیمت نهایی منطقه‌ای (LMP)[۷] شناخته شده و معادل قیمت انرژی در محل تحویل است. بعد از اتمام فرصت ارائه پیشنهادات به بازار روز قبل، برنامه‌ی بازار با توجه به محدودیت‌های هر ساعت تدوین گردیده و سپس به هر یک از شرکت‌کنندگان اعلام می‌گردد.

بازار زمان حقیقی نیز مشابه سایر بازارهای برق به عنوان بازار تعادل[۸] PJM RTO شناخته می‌شود. در این بازار قیمت تسویه هر ۵ دقیقه یک بار بر اساس عملکرد حقیقی سیستم و با توجه به توزیع اقتصادی ایمن[۹] تعیین می‌گردد که مبنای آن قیمت نهایی منطقه‌ای می‌باشد.

۱- هزینه بازار انرژی معادل ۴۸.۳۴ دلار به ازای هر مگاوات‌ساعت (معادل متوسط وزنی قیمت نهایی منطقه‌ای در بازار زمان حقیقی) و هزینه بازار ظرفیت معادل ۱۱.۹۷ دلار به ازای هر مگاوات ساعت می‌باشد.

2- 2010 PJM Market Highlights: A Summary of Trends and Insights

3- Generation Offer and Demand Bids

4- Increment Offers and Decrement Bids (Virtual Offers and Bid)

5- Decrement Bids

6- Increment Offers

7- Locational Marginal Price

8- Balancing Market

۹- Security-Constraint Economic Dispatch: به این مفهوم که انتخاب تولیدکنندگان برای تولید در واحد زمان، بر اساس بهینه‌یابی کم‌ترین هزینه با قید تامین امنیت شبکه صورت می‌گیرد.

۲-۳-۳-۱-۱- بازیگران بازار انرژی PJM RTO

بازیگران بازار انرژی از اعضای بازار PJM RTO به شمار رفته و همگی واجد شرایط برای ارائه پیشنهادات خرید و فروش انرژی و سایر خدمات می‌باشند. این بازیگران عباتند از:

- **خریداران قابل اندازه‌گیری**[1]: خریدارانی هستند که مشترکین نهایی آن‌ها در درون PJM قرار دارند. پیش‌بینی بار مصرفی مشترکین برای روز آینده و ارائه آن به بهره‌بردار سیستم از وظایف این گروه به شمار می‌رود. خریداران داخلی موظف هستند قراردادهای دو جانبه منعقد شده و پیشنهادات قیمتی خود را برای مدیریت بار به بهره‌بردار بازار ارائه دهند.
- **خریداران غیر قابل اندازه‌گیری**[2]: خریدارانی را شامل می‌شود که انرژی مورد نیاز مصرف‌کنندگان نهایی خارج از PJM RTO و یا بار مورد نیاز منطقه‌ی تحت کنترل خود، که خارج از حوزه‌ی خدمات انتقال شبکه‌ی PJM می‌باشد، را از بازار بورس PJM خریداری می‌کنند. این خریداران باید بار مصرفی مشترکین خود برای روز آینده را پیش‌بینی نموده و آن را به بهره‌بردار بازار ارائه دهند. از آنجایی که این خریداران موظف به تامین انرژی برای مشترکین خارج از منطقه PJM هستند، برای بهره‌مندی از خطوط انتقال باید هزینه رزرو خط انتقال را پرداخت نمایند.
- **فروشندگان بازار**[3]: این گروه از بازیگران، استانداردهای لازم (بند ۲۱۱ سند انرژی فدرال) جهت ارائه خدمات انتقال را دارا هستند و از طرف کمیته اجرایی بازار شرایط لازم برای فروش انرژی را احراز نموده‌اند. فروشندگان باید برنامه‌ی قراردادهای دو جانبه خود را به بهره‌بردار سیستم (PJM RTO) اعلام نمایند. همچنین ارائه پیشنهاد فروش انرژی به بازار انرژی روز قبل و بازار زمان حقیقی از دیگر وظایف این گروه به شمار می‌رود.
- **موسسات تامین بار**[4]: این موسسات دارای این اختیار هستند که انرژی را به مشترکین نهایی درون PJM بفروشند. گاهی این اختیار فروش به این موسسات اعطا گردیده و گاهی در راستای پایبندی به قوانین فدرال این وظیفه به آن‌ها تحمیل می‌گردد. فروشندگان و یا خریداران بازار انرژی هر یک می‌توانند یک موسسه تامین بار به شمار روند.
- **تامین‌کنندگان خدمات کاهش مصرف**[5]: این شرکت‌کنندگان بازار به طور مستقل و یا به عنوان نماینده سایر اعضا، وظیفه دارند تقاضا در بازار مبادله انرژی را کاهش دهند.[6]

1- Metered Market Buyers
2- Non-Metered Market Buyers
3- Market Sellers
4- Load Serving Entities (LSEs)
5- Curtailment Service Providers (CSPs)
6- PJM RTO; (2011), "Energy & Ancillary Services Market Operations", PJM Manual 11

۲-۳-۳-۱-۲- فرآیند پیشنهاد و نحوه‌ی محاسبه‌ی قیمت در بازار انرژی

برنامه زمان‌بندی ارائه پیشنهادات در بازار روز قبل و زمان حقیقی به شرح زیر می‌باشد:

- **۱۲:۰۰:** بازیگران بازار می‌توانند پیشنهادات خود را تا ساعت ۱۲ روز قبل از تحویل انرژی به بازار روز قبل ارائه دهند. در ساعت ۱۲ فرصت ارائه پیشنهاد به پایان رسیده و برنامه‌ی بهینه‌سازی رایانه‌ای[۱] با استفاده از نرم‌افزار تسویه بازار اجرا می‌گردد. این برنامه، یک بهینه‌یاب رایانه‌ای است که برنامه آخرین واحد مورد نیاز برای تولید انرژی در دوره آتی را تعیین می‌کند. در نهایت برنامه‌ی تعهد ساعتی بازیگران بازار و قیمت‌های نهایی منطقه‌ای (LMP) برای بازار روز قبل توسط PJM ارائه می‌گردد.
- **۱۶:۰۰:** در این زمان با استفاده از سیستم اطلاعات رایانه‌ای، برنامه ساعتی بازار روز قبل و قیمت‌های نهایی منطقه‌ای (شامل تسویه‌ی بازار، قیمت تراکم خطوط انتقال و قیمت تلفات)، محدودیت‌های خطوط انتقال، پیش‌بینی بار و شرایط توان رزرو شبکه به اطلاع عموم رسانده می‌شود. در این سیستم اطلاعات مورد نیاز برای برنامه‌ریزی بازار اعم از پیشنهادات خرید و فروش انرژی، انتقال می‌یابد.
- **۱۶:۰۰-۱۸:۰۰:** در این فاصله‌ی زمانی بازیگران پیشنهادات خود را به بازار زمان حقیقی (بازار تعادل) ارائه می‌دهند. علاوه بر این این دوره، دوره‌ی پیشنهاد مجدد نیز می‌باشد. در این مدت بازیگران می‌توانند پیشنهادات خود را مجددا مورد ارزیابی قرار داده و آن‌ها را تغییر دهند. بدیهی است که این فرصت تنها برای تولیدکنندگانی فراهم می‌گردد که برنامه تولید خود را با مدیریت PJM RTO برنامه‌ریزی کرده‌اند. به این مفهوم که تولیدکنندگان مستقل[۲] نمی‌توانند در این زمان پیشنهاد دهند. تولیدکنندگان مستقل، گروهی از تولیدکنندگان هستند که به طور مستقل، بدون هماهنگی با PJM RTO و بدون توجه به محدودیت توزیع اقتصادی، برنامه تولید خود را تعیین کرده و به طور مستقل آن را کنترل می‌نمایند. بر اساس گزارش منتشر شده توسط سازمان پایش تحلیلی منطقه PJM[۳] در سال ۲۰۱۰، به طور تقریبی ۹۹ درصد نیروگاه‌های برق‌آبی در این منطقه به طور مستقل از PJM RTO برنامه‌ریزی گردیده‌اند.[۴] همچنین در این دوره‌ی زمانی برنامه‌ی زمان‌بندی تولید تعدیل شده، پیش‌بینی تقاضای روز بعد و اطلاعات مربوط به ایمنی سیستم انتقال بهنگام می‌گردد.
- **۱۸:۰۰:** در این لحظه از زمان فرصت ارائه پیشنهاد به بازار زمان حقیقی به اتمام رسیده و برنامه‌ی بهینه‌سازی برای دومین بار اجرا می‌شود. سپس پیشنهادات بهنگام شده و برای اطلاع شرکت‌کنندگان بازار توسط PJM

۱- Resource Scheduling and Commitment (RSC): یک برنامه بهینه‌یابی کامپیوتری است که برنامه آخرین واحد مورد نیاز برای تولید انرژی در دوره‌های آتی را تعیین می‌کند.

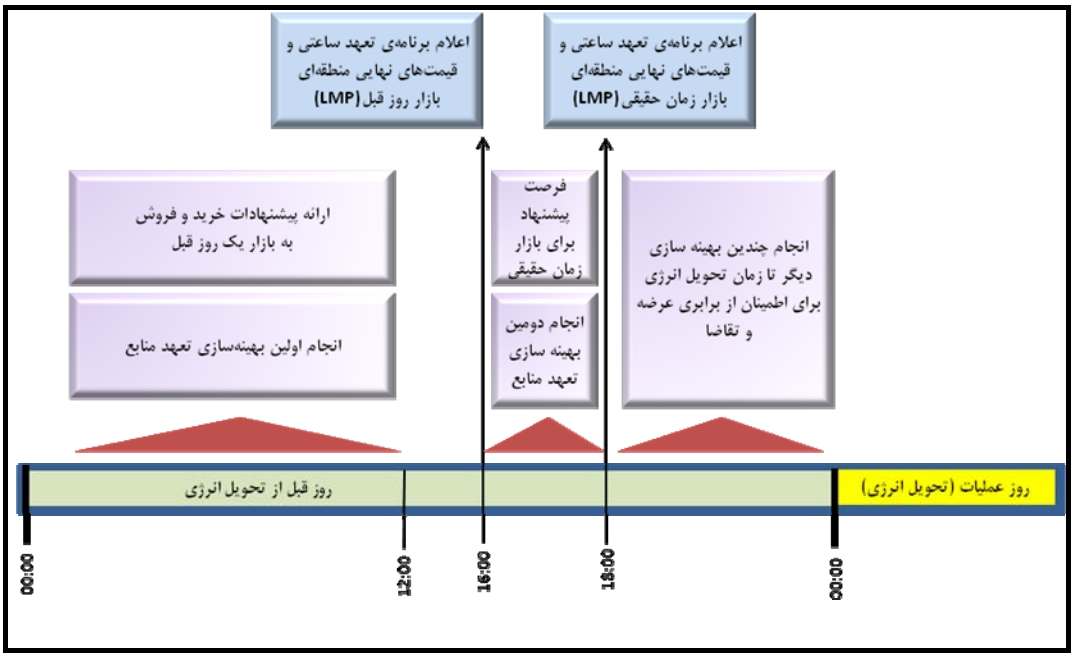
2- Self-schedule

3- Monitoring Analytics, LLC

4- Monitoring Analytics, LLC;(2012), State of the Market Report for PJM

RTO ارائه می‌گردد. دومین بهینه‌سازی با هدف افزایش قابلیت اطمینان و حداقل نمودن هزینه‌های راه‌اندازی مجدد، انجام می‌گیرد.

- **۱۸:۰۰- آغاز تحویل انرژی:** در این فاصله زمانی ممکن است PJM چندین بار دیگر بهینه‌سازی برای پیش‌بینی بار و به روز رسانی واحدهای در دسترس را به اجرا در آورد. شکل (۲-۱۵) برنامه‌ی زمان‌بندی بازار انرژی روز قبل و زمان حقیقی را نمایش می‌دهد.[1]



Source: PJM RTO, (2011), ibid.

شکل ۲-۱۵- برنامه‌ی زمان‌بندی بازار انرژی روز قبل و زمان حقیقی

قیمت نهایی منطقه‌ای (LMP)، معادل قیمت انرژی در مکانی است که انرژی دریافت شده و یا تحویل می‌گردد. این قیمت هزینه‌ی تولید انرژی سیستم[2]، قیمت تراکم خطوط انتقال[3] و اتلاف انرژی[4] را در بر می‌گیرد.

شکل ۲-۱۶- شماتیک اجزای تشکیل دهنده‌ی LMP

- **قیمت انرژی سیستم:** این قیمت معادل مبلغی است که فروشندگان بازار برای تامین یک واحد اضافی انرژی پیشنهاد می‌دهند.

1- PJM RTO;(2011), ibid.
2- Day-ahead System Energy Price
3- Congestion Price
4- Loss Price

- **قیمت تراکم خطوط انتقال:** افزایش تولید انرژی و یا کاهش مصرف سبب ایجاد هزینه‌های تراکم خطوط انتقال می گردد که در LMP وارد می‌شود.
- **قیمت تلفات انرژی:** قیمت اتلاف انرژی برای پوشش هزینه‌های ناشی از اتلاف انرژی (ناشی از مازاد تولید انرژی و یا کاهش مصرف) می‌باشد.

تمامی خرید و فروش‌های بازار روزانه بر اساس این قیمت انجام می‌گیرد. همان‌طور که گفته شد این شیوه قیمت‌گذاری بر مبنای توزیع اقتصادی ایمن انجام می‌گیرد. به این مفهوم که در هر گره خریداران و فروشندگان پیشنهادات خود را بر اساس هزینه‌ی آخرین واحد تولید انرژی ارائه داده و در نهایت با توجه به هزینه‌های تراکم انتقال و اتلاف انرژی، برنامه‌ی تولید شبکه به ترتیب از کم‌ترین به بیش‌ترین مقدار قیمت پیشنهادی توزیع می‌گردند.

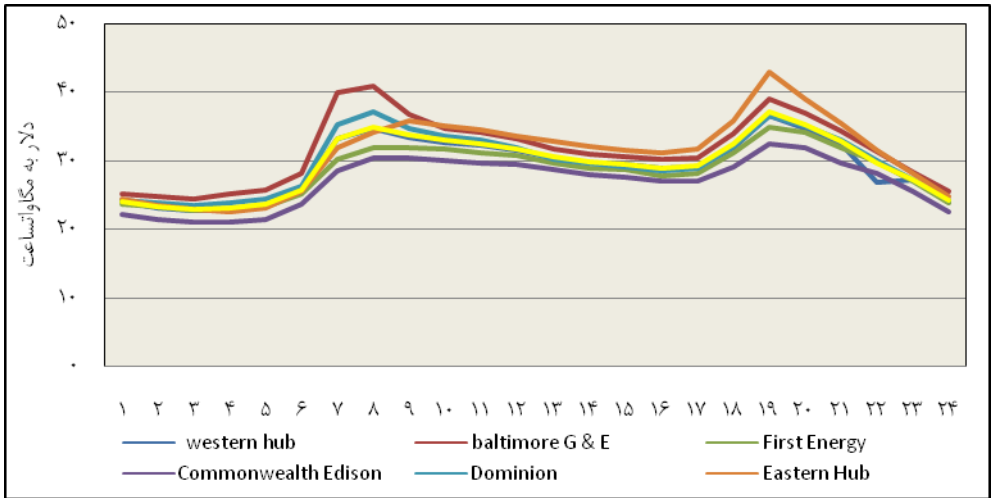
قیمت نهایی منطقه‌ای در بازار لحظه‌ای نیز بر اساس شرایط عملکرد واقعی سیستم محاسبه می‌گردد. شرکت‌های تامین‌کننده‌ی بار بابت هر باری که بیش‌تر از مقدار برنامه‌ریزی شده در بازار روزانه‌ی مصرف کند، LMP لحظه‌ای را پرداخت خواهد کرد و چنانچه کم‌تر از مقدار برنامه‌ریزی شده مصرف داشته باشد مقدار سود آن‌را دریافت خواهد نمود. همچنین به میزانی که هر تولیدکننده بیش از مقدار برنامه‌ریزی شده تولید کند LMP لحظه‌ای پرداخت می‌شود و برعکس. در اینجا ذکر این نکته حایز اهمیت است که کاهش مصرف مصرف‌کننده و یا افزایش تولید تولیدکننده در بازار لحظه‌ای، هنگامی مشمول جریمه و یا پاداش فوق می‌گردد که بنا به دستور مرکز کنترل شبکه باشد.

قیمت نهایی منطقه‌ای با استفاده از روش قیمت‌گذاری گره‌ای[1] در بازار PJM برآورد می‌گردد. در این نوع قیمت‌گذاری، برای هر گره در سیستم انتقال یک قیمت خاص تعیین می‌شود. تمام مصرف‌کنندگان انرژی برق را به قیمت تعیین‌شده برای گره‌ای که بار مصرفی آن‌ها در آن گره قرار دارد، می‌خرند و به همین ترتیب تمامی تولیدکنندگان انرژی را به قیمت تعیین‌شده برای گره‌ای که مولدشان در آن قرار دارد، می‌فروشند. بر این اساس قیمت نهایی منطقه‌ای، هزینه‌ی فراهم ساختن انرژی برای یک مگاوات افزایش بار در یک گره با در نظر گرفتن هزینه‌ی نهایی تولید، هزینه‌ی نهایی انتقال و هزینه‌ی نهایی تلفات در آن گره می‌باشد. قیمت نهایی منطقه‌ای غیر یکسان نشان می‌دهد که سیستم انتقال دارای ضعف‌ها و نارسایی در بعضی خطوط بوده و امکان تراکم شبکه‌ی انتقال وجود دارد.[2]

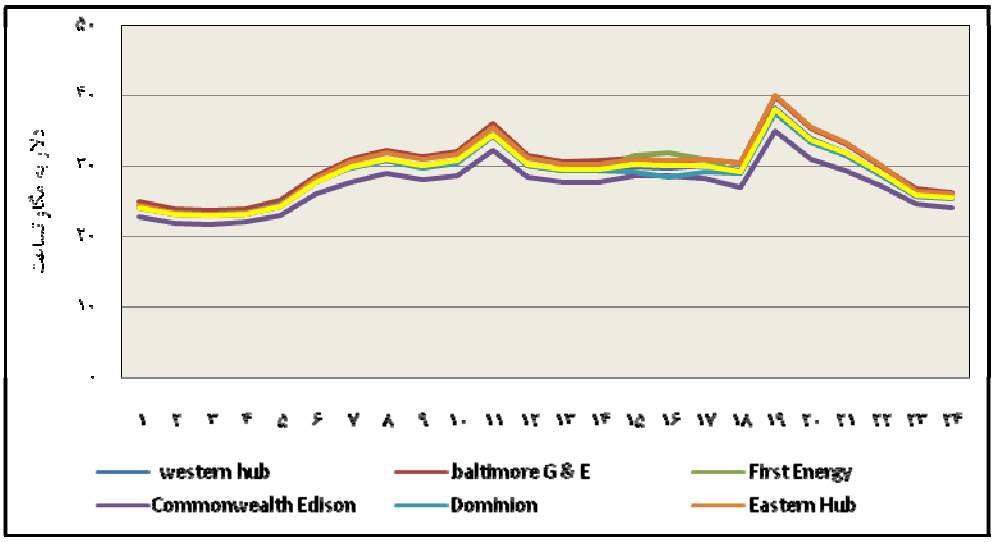
نمودارهای (۲-۱۷) و (۲-۱۸) قیمت نهایی منطقه‌ای را در بازار انرژی روز قبل و زمان حقیقی برای ساعات مختلف یک روز مشخص و در مراکز مختلف توزیع نمایش می‌دهند. همان‌طور که ملاحظه می‌شود، دامنه قیمت نهایی منطقه‌ای در مراکز مختلف توزیع انرژی متفاوت می‌باشد. با این وجود همگی آن‌ها از روند یکسانی برخوردار بوده و تفاوت‌های آن‌ها به دلیل اختلاف در هزینه‌های تراکم خطوط انتقال و تلفات انرژی است.

1- Nodal Pricing

۲- دانشگاه فردوسی مشهد، دو طرفه کردن بازار برق ایران، بخش سوم: بازار برق PJM، بهمن ۱۳۸۷. صص ۳۷-۳۰.



شکل ۲-۱۷- قیمت نهایی منطقه‌ای در بازار روز قبل در تاریخ ۲۰۱۲/۰۲/۲۳



Source: FERC; Division of Energy Market Oversight - www.ferc.gov/oversight

شکل ۲-۱۸- قیمت نهایی منطقه‌ای در بازار زمان حقیقی در تاریخ ۲۰۱۲/۰۲/۲۳

میانگین قیمت نهایی منطقه‌ای[1] در بازار روز قبل و بازار زمان حقیقی طی سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۱ در جدول شماره‌ی (۲-۱۴) ارائه شده است. چنانچه ملاحظه می‌شود قیمت‌ها در هر دو بازار تا حد زیادی به یکدیگر نزدیکند.[2]

1- Average LMP
2- Monitoring Analytics, LLC; (2012), State of the Market Report for PJM

جدول ۲-۱۴- میانگین قیمت نهایی منطقه‌ای بازار روز قبل و زمان حقیقی منطقه‌ی PJM طی سال‌های ۲۰۰۰-۲۰۱۱

سال	متوسط قیمت نهایی منطقه‌ای (دلار به مگاوات‌ساعت)	
	بازار انرژی روز قبل	بازار انرژی زمان حقیقی
۲۰۰۰	۳۱/۹۷	۲۸/۱۴
۲۰۰۱	۳۲/۷۵	۳۲/۳۸
۲۰۰۲	۲۸/۴۶	۲۸/۳
۲۰۰۳	۳۸/۷۳	۳۸/۲۸
۲۰۰۴	۴۱/۴۳	۴۲/۴
۲۰۰۵	۵۷/۸۹	۵۸/۰۸
۲۰۰۶	۴۸/۱	۴۹/۲۷
۲۰۰۷	۵۴/۶۹	۵۷/۵۸
۲۰۰۸	۶۶/۱۲	۶۶/۴
۲۰۰۹	۳۷	۳۷/۰۸
۲۰۱۰	۴۴/۵۷	۴۴/۸۳
۲۰۱۱	۴۲/۵۲	۴۲/۸۴

Source: Monitoring Analytics; (2012), LLC State of the Market Report for PJM

۲-۳-۳-۲- بازار ظرفیت

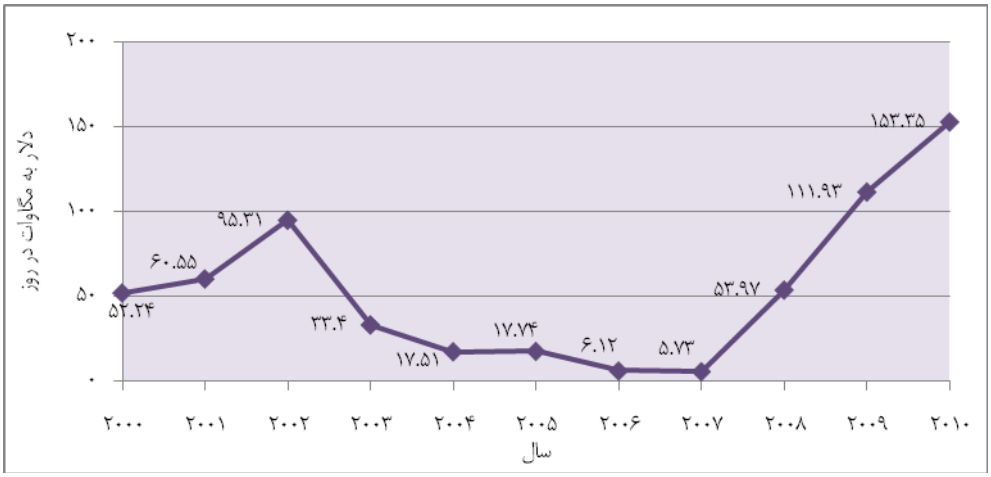
بهره‌برداری از شبکه برق نیازمند تعادل هم زمان سه جزء تولید، تقاضا و انتقال می‌باشد. از آنجا که برق را نمی‌توان ذخیره نمود، بهره‌بردار سیستم باید به گونه‌ای عمل کند که شبکه در مقابل تغییرات ناگهانی تقاضا و شرایط بهره‌برداری، مصون باقی بماند. برای دستیابی به این هدف وجود ظرفیت کافی در شبکه ضروری است که بر این اساس بازار ظرفیت PJM RTO تشکیل گردیده است. ساختار این بازار به گونه‌ای است که علاوه بر تضمین پایداری شبکه، سبب حمایت از سرمایه‌گذاری‌های زیرساختی آتی نیز می‌گردد.[1]

اساس بازار ظرفیت PJM RTO، «مدل قیمت‌گذاری قابلیت اطمینان» (RPM)[2] است. این شیوه در سال ۲۰۰۷ توسط PJM طراحی گردید. تا قبل از سال ۲۰۰۷ ساختار دیگری با نام «بازار اعتبار ظرفیت»[3] وجود داشت. بازار اعتبار ظرفیت به سه دلیل عمده فاقد اعتبار اعلام و RPM جایگزین آن گردید. اول اینکه این ساختار قادر به انعکاس کمبود ظرفیت در مناطق مختلف نبود. دوم، به علت عمودی بودن تابع تقاضای ظرفیت، نوسانات قیمت بسیار شدید می‌گردید. سوم، تعهدات در بازار اعتبار ظرفیت برای یک روز ایجاد می‌گردید؛ به این مفهوم که موسسات تامین بار تا پایان هر روز باید تعهدات خود را برای همان روز انجام می‌دادند. بدیهی است که ظرف زمانی کوتاه‌مدت، تضمینی برای وجود ظرفیت در سال‌های آتی ایجاد نمی‌کرد. همچنین تا قبل از اجرایی شدن RPM به دلیل پایین بودن قیمت ظرفیت، انگیزه‌ای

1- PJM RTO; (2012), PJM Markets Fact Sheet.
2- RPM (Reliability Pricing Model)
3- Capacity Credit market

برای توسعه در مکان‌هایی که به ظرفیت اضافی نیاز داشتند، وجود نداشت. این رخداد سبب خارج شدن بسیاری از نیروگاه‌ها به علت عدم پوشش هزینه‌ها از بازار گردید.[۱]

نمودار (۲-۱۹) قیمت ظرفیت در بازار برق PJM RTO را طی سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۰ نشان می‌دهد. همان‌طور که از روند نمودار مشخص است قبل از سال ۲۰۰۷ و تشکیل سیستم RPM، قیمت ظرفیت بسیار پایین‌تر از میزان آن پس از سال مذکور می‌باشد.



Source: www.PJM.com

شکل ۲-۱۹- میانگین قیمت ظرفیت در بازار برق PJM RTO از سال ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۰

برای ملزم نمودن موسسات تامین بار به تامین منابع ظرفیت، «توافقنامه تضمین قابلیت اطمینان»[۲] توسط PJM مطرح شد، که بر این اساس PJM موظف به مشخص نمودن میزان «نیاز ذخیره‌ی» شبکه و موسسات تامین بار موظف به تامین این نیاز از طریق خرید منابع ظرفیت با استفاده از سیستم RPM گردیدند. لازم به ذکر است که این موسسات می‌توانند برای انجام تعهدات خود، روش دیگری غیر از سیستم RPM با عنوان «نیاز منبع ثابت (FRR)»[۳] به کار گیرند. این مقررات به موسسات تامین بار اجازه می‌دهد تا بدون مشارکت مستقیم در حراج RPM، منبع ظرفیت مورد نیاز و مشخص‌شده‌شان را از طریق منابع ظرفیت تحت مالکیت خودشان تامین کنند. همان‌طور که از نام آن پیداست تعهدات موسسات تامین بار در این روش ثابت می‌باشد در حالی که در روش RPM تعهدات منابع ظرفیت متغیر بوده و بستگی به مشارکت موسسات تامین بار در بازار دارد.[۴] در سال ۲۰۱۰ حدود ۸۰ درصد ظرفیت بازار بر اساس مدل RPM و ۲۰ درصد آن بر مبنای مدل FRR مبادله شده است.

1- Ott, A.L., (2003), Experience with PJM Market Operation, System Design, and Implementation, IEEE
2- Reliability Assurance Agreement (RAA)
3- Fixed Resource Requirement
4- Public Utility Commission of Ohio; (2011), "Reliability Pricing Model Overview".

۲-۳-۳-۳- بازیگران بازار ظرفیت PJM RTO

به طور کلی بازیگران بازار ظرفیت که طرفین عرضه و تقاضا را تشکیل می‌دهند به دو گروه کلی تقسیم می‌شوند:

- **موسسات تامین بار:** این موسسات موظف به تامین منابع ظرفیت برای تامین برق مورد نیاز مشترکین خود می‌باشند. به این منظور موسسات تامین بار می‌توانند در حراج‌های بازار ظرفیت شرکت کرده، یا با استفاده از قراردادهای دوجانبه ظرفیت مورد نیاز خود را خریداری نمایند و یا اینکه مطابق با شیوه‌ی مشارکت منبع ثابت (FRR)، مبلغ ثابتی را با عنوان بهای پایایی محلی برای هر مگاوات ظرفیت پرداخت نمایند.
- **تامین‌کنندگان منابع ظرفیت:** تامین‌کنندگان ظرفیت آن گروه از شرکت‌کنندگان بازار هستند که «منابع ظرفیت«را تولید می‌نمایند. مقصود از منابع ظرفیت در سیستم RPM، منابع تولید ظرفیت[۱]، منابع تقاضا[۲]، منابع کارایی انرژی[۳]و ارتقای کیفیت شبکه‌ی انتقال[۴] می‌باشد که هر یک به نوعی می‌توانند منابع ظرفیت را در بازار ظرفیت ارائه دهند.[۵]

۲-۳-۳-۳-۱- سازوکار بازار ظرفیت

بازار ظرفیت با مدل قیمت‌گذاری قابلیت اطمینان و با استفاده از چندین حراج و یک بازار عمل می‌کند. این حراج‌ها شامل حراج مبنا[۶] و حراج‌های افزایشی[۷] بوده و بازار آن بازار قراردادهای دو جانبه می‌باشد.

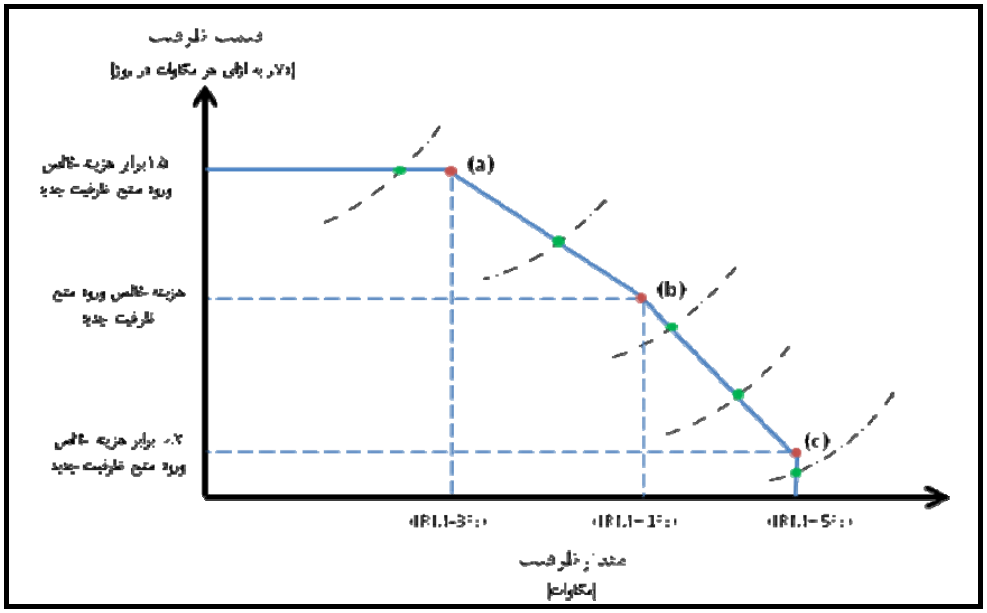
حراج مبنا در ماه می ۳ سال قبل از سال تحویل ظرفیت برگزار می‌شود. آن دسته از موسسات تامین بار که نتوانسته باشند تا قبل از این ۳ سال منابع ظرفیت خود را از طریق قراردادهای دو جانبه فراهم آورند، در حراج مبنا شرکت می‌کنند. حراج مبنا مانند سایر حراج‌ها از دو سمت تقاضا (موسسات تامین بار) و عرضه (تامین‌کنندگان ظرفیت) تشکیل شده است.

در حراج مبنا، منحنی تقاضایی رسم می‌شود که در آن برای هر سطح از ظرفیت قیمتی مشخص گردیده است. این منحنی تقاضا با عنوان «منحنی VRR»[۸] شناخته می‌شود. شکل (۴-۱۶) تابع تقاضای VRR را نمایش می‌دهد. همان‌طور که از شکل مشخص است برای رسم تابع تقاضا VRR، سه نقطه (a)، (b) و (c) با استفاده از دو مقدار حاشیه رزرو ظرفیت نصب‌شده (IRM) و هزینه خالص ورود منبع ظرفیت جدید (Net CONE)[۹] تعیین می‌شوند. از تلاقی تابع عرضه و تقاضا در حراج مبنا قیمت تسویه بازار ظرفیت به دست می‌آید. اگر قیمت از نقطه هدف (نقطه (b)) بیش‌تر باشد به این

1- Generation Resource
2- Demand Resources (DR)
3- Energy Efficiency Resource
4- Qualifying Transmission Upgrade
5- PJM RTO; (2011), "PJM Capacity Market", PJM Manual 18
6- Base Residual Auction
7- Incremental Auctions
8- The Variable Resource Requirement (VRR) curve
۹- Net Cost Of New Entry: هزینه ورود منبع ظرفیت جدید بعد از کسر درآمد های ناشی از تولید انرژی و خدمات جانبی

مفهوم است که منابع ظرفیت ارائه شده در حراج مبنا از حاشیه رزرو ظرفیت نصب شده کم‌تر می‌باشد. به بیان دیگر درآمدی که برای تامین‌کننده منابع جدید ظرفیت ایجاد می‌شود از هزینه‌ی خالص ورود منبع جدید ظرفیت بیش‌تر است. همچنین اگر قیمت از این مقدار پایین‌تر باشد به این مفهوم است که منابع ظرفیت ارائه شده در حراج مبنا از حاشیه رزرو ظرفیت نصب‌شده بیش‌تر است. به این مفهوم که درآمدی که برای تامین کننده منابع ظرفیت جدید ایجاد می‌شود از هزینه‌ی خالص ورود منبع ظرفیت جدید کم‌تر می‌باشد.[1]

تابع تقاضای VRR برای کل منطقه‌ی PJM و به طور مجزا برای هر منطقه با «محدودیت‌های انتقال ظرفیت»[2] (CETL) گوناگون رسم می‌گردد. رسم این نمودار برای هر یک از این مناطق نیازمند تعریف الزامات پایایی برای آن منطقه می‌باشد. هر یک از این مناطق با عنوان LDA[3] شناخته شده و قیمت ظرفیت برای آن‌ها به طور مجزا تعیین می‌شود. هم اکنون بیست و پنج LDA در منطقه PJM وجود دارد که به دو گروه دارای محدویت و بدون محدودیت تقسیم می‌شوند.[4] ارزش منابع ظرفیت در LDA هایی که با محدودیت انتقال روبه رو هستند بالاتر بوده و این قیمت می‌تواند مشوقی برای تامین‌کنندگان منابع ظرفیت در آن منطقه باشد.[5] شکل (۲-۲۱) شماتیکی از LDA های دارای محدودیت، LDA های بدون محدویت مسیر مبادله‌ی ظرفیت در این مناطق را نشان می‌دهد.



Source: Public Utility Commission of Ohio; (2011); Ibid.

شکل ۲-۲۰- تابع تقاضای VRR در حراج مبنای بازار ظرفیت PJM

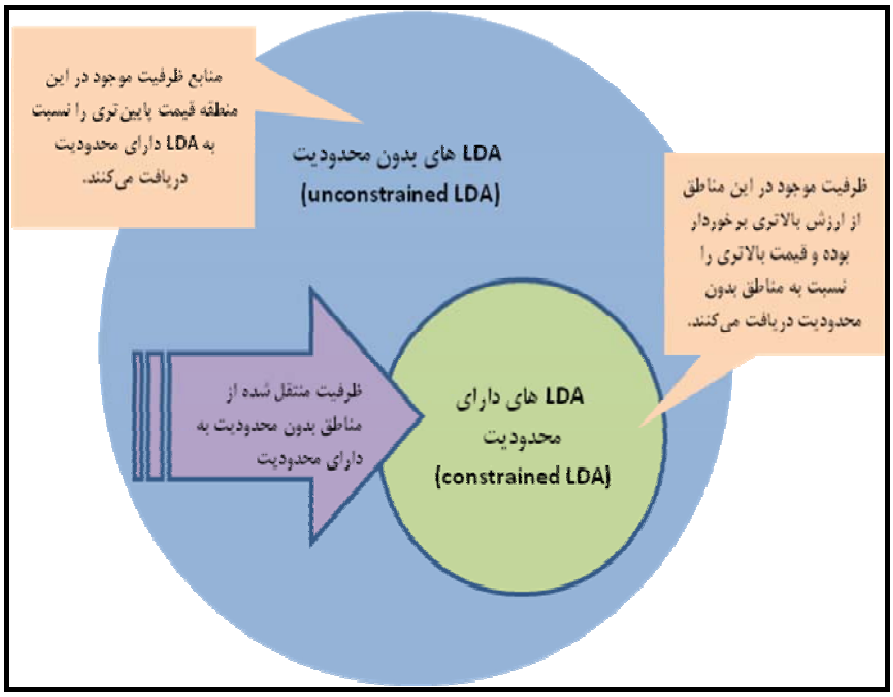
1- Sener, A. C., Kimball, S.; (2007), Reviewing progress in the PJM's Capacity Market Structure via the new Reliability Pricing Model

2- Capacity Emergency Transfer Limits (CETL)

3- Local Deliverability Area

۴- برای تعیین محدودیت و یا عدم محدودیت LDAها لازم است دو شاخص محدوده انتقال ظرفیت (CETL) و ظرفیتی که لازم است منتقل شود تا پایایی در منطقه حفظ شود (CETO)، با یکدیگر مقایسه شوند. اگر در هر LDA، CETL از ۱/۱۵ برابر CETO کم‌تر باشد، LDA دارای محدودیت است.

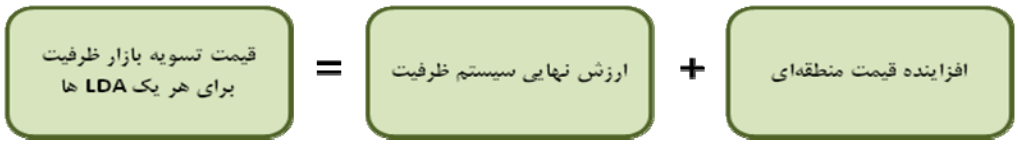
5- Public Utility Commission of Ohio; (2011); ibid.



Source: Almgren, A., PJM Board of Managers October; (2011), Reliability Pricing Model Overview

شکل ۲-۲۱- LDAهای دارای محدودیت، LDAهای بدون محدویت و قیمت ظرفیت در این مناطق

توجه به این نکته حایز اهمیت است که قیمت تسویه بازار و ارزش نهایی سیستم ظرفیت الزاما با یکدیگر برابر نیستند و علت این رخداد مازادی است که تامین‌کنندگان ظرفیت در LDAهای دارای محدودیت دریافت می‌کنند. این مازاد با عنوان «افزاینده‌ی قیمت منطقه‌ای»[1] شناخته شده و با توجه به قیمت‌های پیشنهادی تامین‌کنندگان ظرفیت در دوره‌های قبل تعیین می‌گردد. شکل (۲-۲۲) شماتیکی از اجزای تشکیل دهنده‌ی قیمت تسویه بازار ظرفیت برای هر یک از LDAها را نشان می‌دهد.

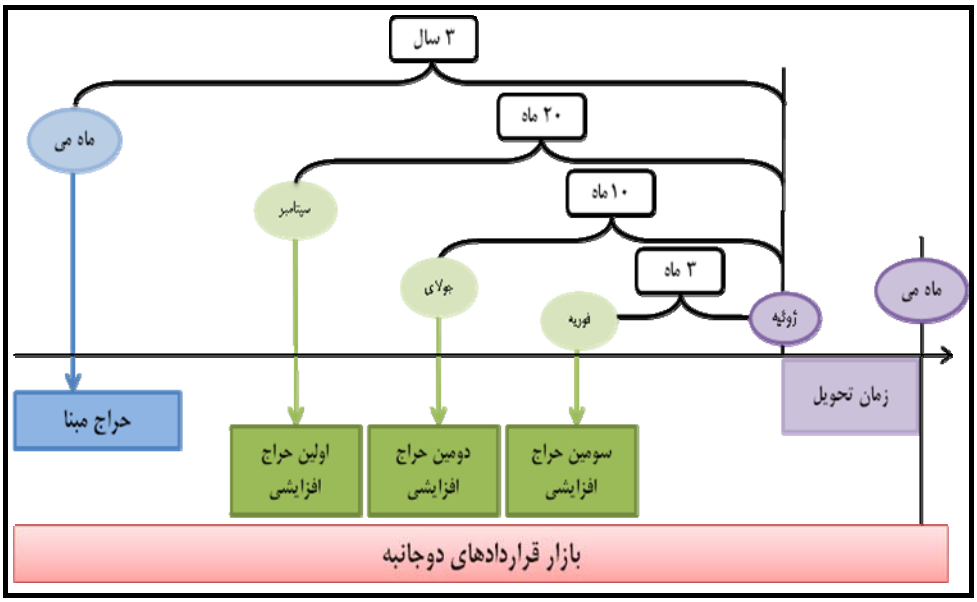


Source: Public Utility Commission of Ohio; (2011)

شکل ۲-۲۲- اجزای تشکیل دهنده‌ی قیمت تسویه بازار ظرفیت

بعد از حراج مبنا حداکثر ۳ بار حراج‌های افزایشی برگزار گردیده و مجددا تابع تقاضا برای آن‌ها تشکیل می‌گردد. برگزاری حراج‌های افزایشی از این حیث اهمیت دارد که ممکن است در فاصله‌ی ۳ سال قبل از تحویل ظرفیت، تعهدات منابع ظرفیت دستخوش تغییر گردیده و تطبیق مجدد آن ضروری باشد.[2] شکل (۲-۲۳) برنامه‌ی زمان‌بندی حراج مبنا و حراج‌های افزایشی در بازار ظرفیت را نمایش می‌دهد.

1- Locational Price Adder
2- Public Utility Commission of Ohio; (2011); Ibid.



Source: PJM RTO; (2011); PJM Manual 18; Ibid.

شکل ۲-۲۳- ساز و کار بازار ظرفیت و برنامه‌ی زمان‌بندی عملکرد حراج‌های بازار

۲-۳-۴- نقش و جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در بازار PJM

همان‌طور که پیش از این بیان شد، نیروگاه‌های برق‌آبی از سهم بسیار اندکی در ظرفیت نصب و تولید برق در بازار PJM برخوردارند. لذا در قوانین بازار برق PJM تمایز قابل توجهی میان آن‌ها و سایر نیروگاه‌ها از منظر نحوه‌ی مشارکت وجود ندارد.

آنچه برای این نیروگاه‌ها مزیت نسبی ایجاد می‌کند، وجود مکانیزم‌های حمایتی از انرژی‌های تجدیدپذیر است. با وجود اینکه ۱۴ ایالت تحت پوشش سازمان انتقال منطقه‌ای PJM در فرآیند مبادله برق یکپارچه هستند، اما این مکانیزم‌های حمایتی همسو و هماهنگ نبوده و اهداف متفاوتی را برای خود تعریف نموده‌اند. جدول (۲-۱۵) مهم‌ترین مکانیزم‌های حمایت از انرژی‌های تجدیدپذیر را به طور خلاصه نشان می‌دهد.

جدول ۲-۱۵- مکانیزم‌های حمایت از برق تجدیدپذیر در منطقه PJM RTO

انواع مکانیزم حمایتی
استاندارد سبد انرژی تجدیدپذیر (RPS) برای مبادله گواهی‌های سبز قابل مبادله (REC)
تجارت و اعمال سقف (تجارت انتشار) (Cap-and-Trade)
اعتبار مالی منفعت عمومی برای انرژی تجدیدپذیر (Public Benefits Funds for Renewable Energy)
قانون‌گذاری زیست محیطی برای محصول (Output–Based Environmental Regulations)
مکانیزم اندازه‌گیری خالص (net metering)
تعرفه‌های تضمینی (Feed in Tariffs)
مشوق‌های مالی از قبیل امتیاز، وام و اعتبارات مالیاتی (Financial Incentives)
مشارکت در توسعه انرژی پاک (Green Power Partnership)

Source: US Environmental Protection Agency, Website: http://www.epa.gov/

۲-۴- بازار برق بریتانیا (انگستان، ولز و اسکاتلند)

۲-۴-۱- تاریخچه تشکیل بازار برق بریتانیا

عرضه‌ی اولین برق دولتی بریتانیا، که صرفا شامل روشنایی معابر می‌شد، در سال ۱۸۸۱ انجام شد. در سال ۱۹۲۱، حدود ۴۸۰ عرضه‌کننده‌ی برق در انگلستان و ولز فعالیت می‌کردند که به صورت جداگانه به تولید و عرضه برق با ولتاژها و فرکانس‌های متنوع می‌پرداختند. قانون (عرضه) برق در سال ۱۹۲۶، یک نهاد مرکزی برای ایجاد یک سیستم انتقال ملی، تاسییس کرد. این سیستم با ولتاژ ۱۳۲ کیلوولت تا اواسط دهه‌ی ۱۹۳۰ تاحدود زیادی تکمیل گردید. همین قانون در سال ۱۹۴۷ فعالیت ۵۰۵ نهاد عرضه و توزیع برق انگلستان و ولز را که به صورت مجزا از هم فعالیت می‌کردند تحت کنترل دولت درآورده و آن‌ها را در ۱۲ دفتر منطقه‌ای تجمیع نمود. بر همین اساس مسوولیت تولید و دارایی‌های تعدادی از شرکت‌های تولیدی در انگلستان و ولز نیز به یک سازمان دولتی انتقال پیدا کرد.

قانون برق در سال ۱۹۵۷ دو نهاد قانونی جدید به نام‌های هیات مرکزی تولید برق[1] (CEGB) و شورای برق[2] را تاسیس نمود. بر این اساس صنعت عرضه‌ی برق (ESI) ملی شده‌ی انگلستان و ولز از ویژگی‌های زیر برخوردار بود:

- هیات مرکزی تولید برق، تولید بخش قابل توجهی از برق را بر عهده داشت.
- هیات مرکزی تولید برق، مالک و بهره‌بردار سیستم انتقال به شمار می‌رفت.
- دفاتر منطقه‌ای دوازده‌گانه، برق را خریداری کرده (عمدتا از هیات مرکزی تولید برق) و آن‌را در منطقه‌ی تحت پوشش خود بین مصرف‌کنندگان توزیع می‌کردند.
- شورای برق نقش همکار صنعت عرضه‌ی برق (ESI) را بر عهده داشت. این شورا فعالیت‌هایی چون دریافت‌ها، پرداخت‌ها، و فعالیت‌های خزانه‌داری مشخص را انجام می‌داد.

در فوریه‌ی ۱۹۸۸، دولت پادشاهی طرح خود را برای تجدیدساختار و خصوصی‌سازی ESI منتشر کرد. قانون برق سال ۱۹۸۹ موافقت سلطنتی را در جولای ۱۹۸۹ دریافت نمود و ساختار جدید در ۳۱ مارس ۱۹۹۱ اعلام شد. دارایی‌های هیات مرکزی تولید برق به چهار شرکت جانشین به شرح زیر منتقل گردید:

- نیروگاه‌های مصرف‌کننده‌ی سوخت‌های فسیلی بین نشنال پاور و PowerGen تقسیم شدند.
- نیروگاه‌های هسته‌ای به Nuclear Electric منتقل شدند.
- شبکه‌ی سراسری ملی همراه با دو نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای به شرکت ملی شبکه‌ی برق بریتانیا[3] (NG) منتقل شد.

علاوه بر این فعالیت‌های دفاتر منطقه‌ای دوازده‌گانه به دوازده شرکت برق منطقه‌ای (RECs) منتقل شد که همان مناطق قبلی را در انگلستان و ولز تحت پوشش قرار می‌دادند. سهام این شرکت‌ها در پایان سال ۱۹۹۰ به عموم عرضه شد.

1. Central Electricity Generating Board (CEGB)
2. Electricity Council
3. National Grid Company

در سال ۱۹۹۱ دولت پادشاهی بخشی از ESI را خصوصی کرد و در ماه مارس سال ۱۹۹۵، ۴۰ درصد از سهام باقی مانده‌ی خود در National Power را واگذار نمود. در مارس سال ۲۰۰۱، ابزارهای مبادله‌ی برق با ایجاد ترتیبات جدید مبادله‌ی برق[1] (NETA) انگلستان و ولز تغییر یافت و حوضچه‌ی برق[2] ایجاد گردید. این موافقتنامه‌ها بر مبادلات دو جانبه‌ی برق بین تولیدکنندگان، عرضه‌کنندگان، معامله‌گران و مشتریان مبتنی بود. چنین مبادلاتی با هدف افزایش کارایی و فراهم نمودن دامنه‌ی انتخاب بیش‌تر برای مشارکت‌کنندگان بازار ضمن حفظ بهره‌برداری مطمئن و امن از سیستم برق، طراحی گردید.

صنایع برق اسکاتلند، ایرلند شمالی و انگلستان و ولز که تا ماه مارس سال ۲۰۰۵ به صورت مستقل از هم عمل می‌کردند، از آوریل همان سال با ایجاد موافقت‌نامه‌ی مبادله و انتقال برق بریتانیا[3] (BETTA) کل منطقه‌ی بریتانیا به جز ایرلند شمالی به عنوان یک سیستم واحد قدرت تجمیع شده و تحت نظر NG قرار گرفتند.[4]

۲-۴-۲- منابع تولید برق در بازار بریتانیا

در بریتانیا همانند سایر کشورهای اورپایی، انرژی الکتریکی از منابع گوناگونی شامل ذغال‌سنگ، سوخت‌های فسیلی، باد، آب و هسته‌ای تامین می‌شود. برخورداری این کشور از منابع فراوان ذغال‌سنگ موجب گشته تا نیروگاه‌های ذغال‌سوز به همراه نیروگاه‌های گازسوز، سهم قابل توجهی از تولید برق را به خود اختصاص دهند.

ظرفیت نصب‌شده‌ی تولید برق در نیروگاه‌های انگلستان و ولز در سال ۲۰۱۱ حدود ۸۹۱۱۵ مگاوات بوده است. از این بین نیروگاه‌هایی که سوخت‌های فسیلی مصرف می‌کنند از بیش‌ترین سهم (۷۷ درصد) برخوردارند و نیروگاه‌های هسته‌ای با حدود ۱۲ درصد در رتبه‌ی بعدی قرار دارند. جدول (۲-۱۶) ظرفیت نصب‌شده‌ی نیروگاه‌های تولید برق بریتانیا به تفکیک منبع در سال ۲۰۱۱ نشان می‌دهد.

جدول ۲-۱۶- ظرفیت نصب‌شده‌ی نیروگاه‌های تولید برق بریتانیا به تفکیک منبع در سال ۲۰۱۱

واحد: مگاوات و درصد

شرح	سوخت فسیلی	هسته‌ای	برق‌آبی	بادی	سایر تجدیدپذیرها	جمع
ظرفیت نصب‌شده	۶۸۳۵۲	۱۰۶۶۳	۴۲۸۹	۲۷۶۷	۳۰۸۴	۸۹۱۱۵
سهم	۷۷	۱۲	۵	۳	۳	۱۰۰

Source: Digset of United Kingdom Energy Statistics (2012); Department of Energy & Climate Change. London TSO.

همان‌طور که ملاحظه می‌شود نیروگاه‌های تجدیدپذیر (شامل نیروگاه‌های برق‌آبی) از سهم اندکی در ظرفیت نصب نیروگاه‌های این بازار برخوردارند.

1- New Electricity Trading Arrangement
2- Electricity Pool
3- British Electricity Trading and Transmission Agreement
4- http://www.rwe.com/

تولید برق بریتانیا طی ۲۵ سال گذشته از تغییرات قابل توجهی برخوردار بوده است. در اوایل دهه‌ی ۱۹۸۰، نیروگاه‌های ذغال‌سوز بیش از ۸۰ درصد و نیروگاه‌های هسته‌ای حدود ۱۲ درصد از برق بریتانیا را تولید می‌کردند. مابقی برق مورد نیاز این منطقه از طریق نیروگاه‌های کوچک حرارتی و برق‌آبی تامین می‌شد. پس از آن شش نیروگاه هسته‌ای جدید به کار گرفته شد و برخی از نیروگاه‌های قدیمی تعطیل شدند. اما امروزه نیروگاه‌های گازسوز جایگزین نیروگاه‌های ذغال‌سوز شده‌اند به‌طوری‌که در سال ۲۰۱۱ سهم نیروگاه‌های گازسوز به بیش از ۴۶ درصد رسیده است.

متوسط سالیانه‌ی تولید برق در بریتانیا حدود ۴۰۰ تراوات‌ساعت است که همانند ظرفیت نصب هر یک از مولدها، میزان تولید نیروگاه‌های سوخت فسیلی بیش از میزان تولید سایر انواع نیروگاه‌هاست. جدول (۲-۱۷) تولید برق از منابع مختلف و سهم هر یک از آن‌ها را در سال ۲۰۱۱ نمایش می‌دهد.

جدول ۲-۱۷- تولید برق از منابع مختلف تولیدی در سال ۲۰۱۰

واحد: تراوات‌ساعت و درصد

شرح	سوخت فسیلی	هسته‌ای	برق‌آبی	بادی	سایر تجدیدپذیرها	جمع
میزان تولید	۲۵۹	۶۹	۵/۷	۱۵/۷	۱۵/۴	۳۶۴/۸
سهم	۷۱	۱۹	۲	۴	۴	۱۰۰

Source: Digset of United Kingdom Energy Statistics (2012); ibid.

در بازار برق بریتانیا برق پایه از منابعی تامین می‌شود که راه‌اندازی آن‌ها نیازمند زمان طولانی بوده و از هزینه‌ی بهره‌برداری کمی برخوردارند که از آن جمله می‌توان نیروگاه‌های ذغال‌سوز و هسته‌ای را نام برد. بر عکس برای تامین برق زمان پیک، وجود نیروگاه‌هایی که قادر باشند در زمان کوتاه وارد مدار شده و از آن خارج شوند مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند. این قسم نیروگاه‌ها غالبا از هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه‌ی کم و هزینه‌های بهره‌برداری بالایی برخوردارند.

۲-۴-۳- فعالان بازار برق بریتانیا

مشابه تمامی بازارهای دنیا، در بازار برق بریتانیا نیز مشارکت‌کنندگانی در مراحل گوناگون تولید، انتقال، توزیع و مصرف حضور دارند. تمامی این بازیگران مشتریان شبکه‌ی برق بریتانیا به شمار می‌روند. این شبکه یک سیستم انتقال (TS)[1] ولتاژ بالاست که وظیفه انتقال برق و تحویل آن به شبکه‌های توزیع (با ولتاژ پایین) در سرتاسر بریتانیا را بر عهده دارد. شبکه‌های توزیع نیز برق دریافتی را برای مصرف در اختیار مصرف کنندگان نهایی قرار می‌دهند.[2]

بر این اساس مشتریان شبکه برق بریتانیا شامل تولیدکنندگان، توزیع‌کنندگان، عرضه‌کنندگان و گروهی از مصرف‌کنندگان داخلی و تعداد محدودی از مشتریانی هستند که به صورت مستقیم به شبکه وصل می‌شوند.

- **تولیدکنندگان:** این گروه از ذی‌نفعان مسوول تولید و برقراری جریان برق در شبکه انتقال ملی و منطقه‌ای هستند. برق تولیدی هم از واحدهایی که سوخت‌هایی چون ذغال‌سنگ، گاز طبیعی، فرآورده‌های نفتی و

1- Transmission System
2- Elexon;(2009), Imbalance Pricing Guidance

هسته‌ای مصرف می‌کنند تامین می‌گردد و هم از منابع تجدیدپذیر انرژی همچون آب و باد. این بخش از صنعت برق بریتانیا با فعالیت بیش از ۳۰ تولیدکننده یک بازار رقابتی به شمار می‌رود.

- **توزیع‌کنندگان:** مالک و بهره‌بردار تمامی دکل‌ها و کابل‌هایی هستند که وظیفه انتقال برق ولتاژ پایین از نقاط عرضه‌ی شبکه انتقال سراسری به مصرف‌کنندگان نهایی (خانه‌ها و مراکز تجاری) در سطوح محلی را بر عهده دارند. با این وجود توزیع‌کنندگان مسوول فروش برق به مصرف‌کنندگان نهایی نیستند. لازم به ذکر است که مراحل انتقال و توزیع در شبکه برق بریتانیا کاملا انحصاری و تنظیم‌شده می‌باشند.
- **عرضه‌کنندگان:** شامل شرکت‌هایی هستند که وظیفه تامین و فروش برق به مصرف‌کنندگان نهایی را بر عهده دارند.[1] عرضه‌کنندگان موظف به پرداخت پول بابت عبور برق از شبکه‌ی انتقال سراسری و شبکه‌های توزیع محلی تا محل مصرف نهایی می‌باشند. عرضه برق در بریتانیا همانند بخش تولید به دلیل حضور عرضه‌کنندگان متعدد از شرایط رقابتی برخوردار است.

۲-۴-۴- ساختار و نحوه‌ی انجام معاملات در بازار برق بریتانیا

نهاد برنامه‌ریزی انرژی (دفتر بازار برق و گاز[2]) در سال ۱۹۹۷ پیشنهاد داد که معاملات بازار به سه روش قراردادهای دوجانبه آتی و سلف، قراردادهای دوجانبه‌ی کوتاه‌مدت و مکانیزم ایجاد تعادل[3] (BM) صورت پذیرد. این مکانیزم پیشنهادی از ماه مارس سال ۲۰۰۱ آغاز به کار کرد.

بازار برق بریتانیا از زمان تاسیس تا ماه مارس سال ۲۰۰۱ صرفا مبتنی بر حوضچه‌ی انرژی بود که تمامی مشارکت‌کنندگان بازار برای خرید و فروش برق الزاما باید در آن شرکت می‌کردند. در چنین شرایطی به دلیل عدم وجود بازار خرده‌فروشی امکان انتخاب نحوه و منبع خرید برق برای مصرف‌کنندگان نهایی وجود نداشت. لازم به ذکر است که در طول همین دهه تنها بازار مشتقات مالی موجود قراردادهای CfD بود. از ماه مارس سال ۲۰۰۱ بازار مشتقات مالی در مبادلات برق گسترش پیدا کرد و قراردادهای آتی و سلف را نیز شامل گردید. بازار خرده‌فروشی رقابتی نیز در همین زمان شکل گرفت که مصرف‌کنندگان را قادر به انتخاب بین توزیع‌کنندگان، تولیدکنندگان و یا خرید مستقیم از حوضچه می‌ساخت.

همانند سایر حوضچه‌های انرژی در بازار عمده‌فروشی برق بریتانیا نیز تمامی تولیدکنندگان/ عرضه‌کنندگان (و مصرف‌کنندگان عمده) پیشنهادات قیمت، مقدار عرضه/تقاضای خود برای هر واحد زمانی (در اینجا نیم ساعت) از روز بعد را در حوضچه ثبت می‌کنند. بر این اساس هر روز به ۴۸ واحد زمانی تقسیم می‌شود که هر یک از این واحدهای نیم ساعته، یک دوره‌ی تسویه[4] به شمار می‌روند. پس از دریافت کلیه‌ی پیشنهادات قیمت، مقدار خرید و فروش، NG با استفاده از نرم‌افزار بهینه‌سازی برنامه‌ی تولید و مصرف، دستورات دیسپاچینگ را بر مبنای حداقل هزینه‌های بهره‌برداری اجرا می‌کند.

1- www.nationalgrid.com/uk
2- Ofgem
3- Balancing Mechanism
4- Settlement Period

پس از پایان عملکرد، تولیدکنندگان قیمت‌های خرید حوضچه[1] را دریافت می‌کنند که از حاصل جمع قیمت نهایی سیستم و پرداخت بابت ظرفیت به دست می‌آید. خریداران نیز موظف به پرداخت قیمت‌های فروش حوضچه[2] هستند که عبارت از قیمت خرید حوضچه به علاوه‌ی یک نرخ اضافه می‌باشد.

بعد از بسته شدن بازار قرارداد، NG به عنوان بهره‌بردار سیستم (SO) عدم تعادل خالص سیستم انتقال[3] را مورد ارزیابی قرار می‌دهد. این ارزیابی از مقایسه ابلاغیه‌های فیزیکی نهایی (FPN)[4] تولیدکنندگان و تامین‌کنندگان با پیش‌بینی‌های انجام شده برای هر دوره به دست می‌آید.

برای برقراری تعادل در سیستم انتقال، بهره‌بردار سیستم باید از میزان تولید تولیدکنندگان و مصرف موردنظر عرضه‌کنندگان در هر دوره‌ی تسویه اطلاع داشته باشد. این اطلاعات قبل از شروع دوره‌ی تسویه در اختیار بهره‌بردار قرار می‌گیرد تا بتواند برای برقراری تعادل در لحظات بروز عدم تعادل‌های احتمالی برنامه‌ریزی و اقدام نماید.

برای متعادل نمودن میزان عرضه و تقاضای برق و اطمینان از امنیت و کیفیت آن در سیستم انتقال، خدماتی چون خرید و فروش برق با استفاده از پیشنهادات (Bid/Offer) در مکانیزم ترازکننده و خدمات جانبی ارائه می‌شود.

به طور کلی انواع مبادلات بازار برق بریتانیا از منظر زمانی را می‌توان به سه بخش به شرح زیر تقسیم نمود:

- قراردادهای آتی و سلف قبل از بسته شدن بازار قرارداد

انعقاد این قراردادها از حداقل ۱ سال قبل از زمان تحویل برق تا ۲۴ ساعت قبل از تحویل برای روز مشخص، به میزان مشخص و با قیمت مشخص امکان‌پذیر است. شرکت در این بازار به صورت داوطلبانه بوده و اعلام قیمت ضروری نمی‌باشد. حجم عمده‌ی معاملات در بازار برق بریتانیا از این نوع می‌باشد. [5]

- قراردادهای دو جانبه‌ی کوتاه‌مدت قبل از بسته شدن بازار قرارداد

این نوع قراردادها یک روز قبل از بسته شدن بازار می‌باشد. در این بخش مجموعه‌ای از بلوک‌های استاندارد شده‌ی انرژی (تحویل مقدار مشخص مگاوات ساعت برق برای روز آتی) مبادله می‌شوند. این قراردادها به علت نزدیک بودن به زمان مبادله انعکاس واقعی‌تری از میزان تولید و مصرف می‌باشند. شرکت در این نوع از قرارداد نیز داوطلبانه بوده و برای مبادله در این بخش چندین قیمت مرجع اعلام خواهد شد.[6]

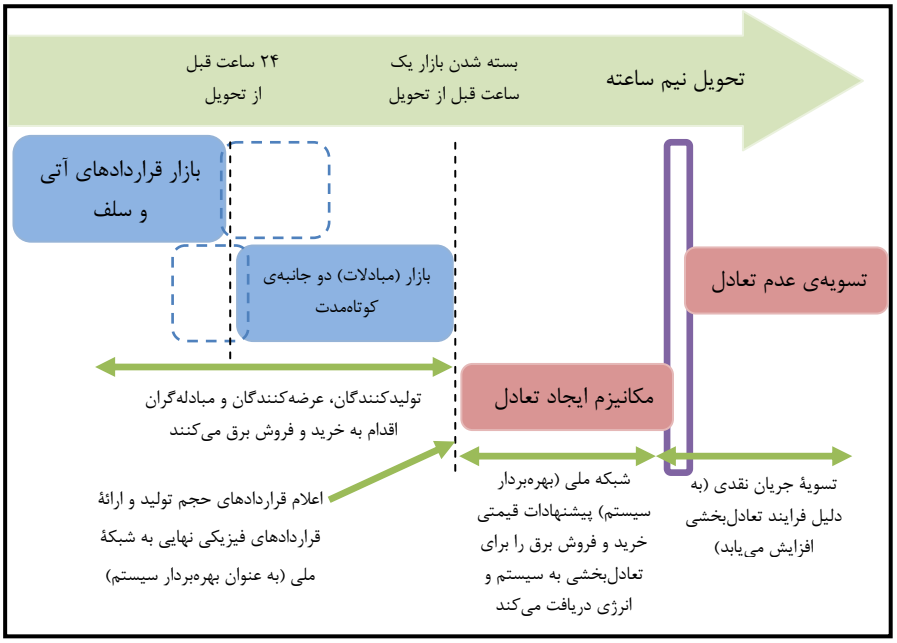
1- Pool Purchase Price
2- Pool Selling Price
3- Net Imbalance of Transmission System
4- Final Physical Notifications (FPNs)
5- National Grid;(2006), Market Overview: GB Seven Year Statement
6- National Grid;(2006), Market Overview: GB Seven Year Statement

- مکانیزم ایجاد تعادل بعد از بسته شدن بازار قرارداد (۱ ساعت قبل از تحویل برق)

مکانیزم ایجاد تعادل از زمان بسته شدن بازار قرارداد (Gate Closure) تا زمان تحویل برق (Real Time) اتفاق می‌افتد و همان‌طور که ذکر شد مدیریت آن بر عهده‌ی بهره‌بردار مستقل سیستم (NG) است. فرآیند این مکانیزم مانند حراج است به‌طوری‌که تمامی فعالان سیستم تعادل‌بخشی (BSCs) [1]، هزینه‌های اضافی تحمیل شده به خود (ناشی از عدم تطابق با ابلاغیه فیزیکی نهایی) را در قالب پیشنهادات قیمتی (bid و offer) به بهره‌بردار سیستم اعلام می‌کنند.

با وجود اختیاری بودن شرکت در مرحله مکانیزم ترازکننده، تمامی شرکت‌کنندگان باید از قوانینی با عنوان قواعد تسویه و تراز (BSC)[2]، که توسط ELEXON به عنوان متصدی غیرذینفع اجرا می‌گردد، پیروی نمایند. تغییر و اعمال اصلاحات در BSC و همچنین تعیین قیمت برای هر یک از قراردادها توسط نهاد برنامه‌ریزی دفتر بازار برق و گاز صورت می‌پذیرد. شکل زیر شمای کلی ساز و کار بازار برق بریتانیا را از منظر زمانی نشان می‌دهد.

در حال حاضر، بیش از ۹۰ درصد معاملات بازار در قالب قراردادهای دو جانبه (آتی، سلف و کوتاه‌مدت) انجام می‌گیرد و مابقی در چارچوب مکانیزم ایجاد تعادل تامین می‌گردد. بستر معاملاتی کلیه‌ی قراردادهای دو جانبه در بازار بورس انرژی APX-ENDEX انجام می‌گیرد که بازار لحظه‌ای آن با عنوان APX Power UK و بازار آتی با نام ENDEX Power UK [3] شناخته می‌شوند.



Source: National Grid; (2006), Market Overview: GB Seven Year Statement

شکل ۲- ۲۴- سازوکار بازار برق بریتانیا

1- BSC Parties
2- Balancing and Settlement Code
3- Apx- ENDEX; (2011), Annual Report 2011.

۲-۴-۵- مکانیزم تعیین قیمت و تسویه در بازار برق بریتانیا

همان‌طور که گفته شد مبادلات برق با اخذ پیشنهادات قیمت مقدار تولیدکنندگان، تامین‌کنندگان و مصرف‌کنندگان عمده و با استفاده از مکانیزم «پرداخت بر مبنای پیشنهاد» انجام می‌گیرد.

قیمت‌گذاری برق در فرآیند عملکرد مکانیزم ایجاد تعادل نیز همانند یک حراج می‌باشد. مشارکت‌کنندگان میزان هزینه‌ای که در صورت انحراف از تولید فیزیکی نهایی اعلام‌شده بر آن‌ها تحمیل می‌شود را به بهره‌بردار سیستم اعلام می‌کنند. این پیشنهادات شامل دو جزء Offer و Bid می‌شود که به ترتیب به معنی افزایش تولید یا کاهش تقاضا و کاهش تولید یا افزایش تقاضا می‌باشد. بهره‌بردار سیستم پس از دریافت و ارزیابی کلیه‌ی پیشنهادات برای دوره‌های تسویه، آن‌هایی را که به بهترین نحو الزامات برقراری تعادل سیستم انتقال را برآورده می‌سازند، برمی‌گزینند.

فعالان سیستم تعادل‌بخشی (BSCs) می‌توانند برای هر واحد مکانیزم ایجاد تعادل (BMU)[1] ۱۰ جفت پیشنهاد ارائه دهند که هر جفت شامل موارد زیر است:

قیمت Offer: مبلغی است که فعالان سیستم تعادل‌بخشی برای هر مگاوات‌ساعت افزایش در تولید و یا کاهش تقاضا تمایل به دریافت دارند.

قیمت Bid: مبلغی است که فعالان سیستم تعادل‌بخشی برای هر مگاوات‌ساعت کاهش در تولید و یا افزایش تقاضا تمایل به پرداخت دارند.

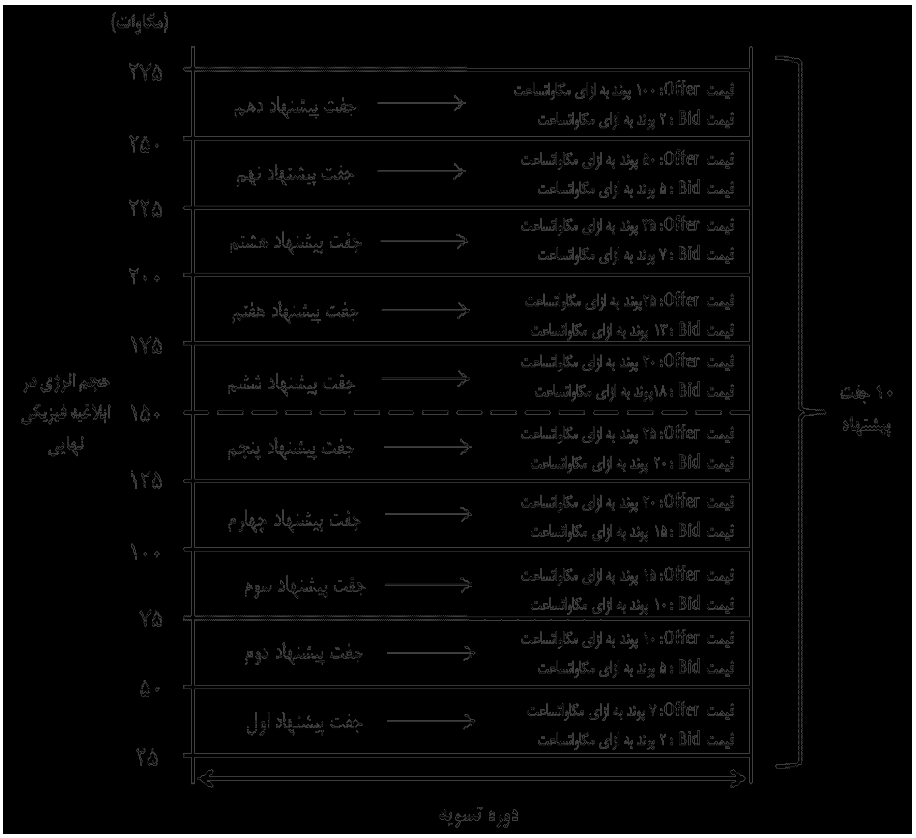
دوره‌ی تسویه Bid/Offer (نیم ساعته)

دامنه‌ی بالا و پایین انرژی که Bid/Offer

بهره‌بردار سیستم، پیشنهادات ارائه شده را بررسی نموده و برای متعادل نمودن سیستم انرژی برخی از آن‌ها را می‌پذیرد. به این مرحله، مرحله پذیرش پیشنهادات[2] گفته می‌شود. تغییرات ایجاد شده در برنامه‌ی تولید به BMUهایی که پیشنهادات آن‌ها پذیرفته شده است ابلاغ می‌گردد. شکل شماره‌ی (۲-۲۵) پیشنهادات ارائه شده توسط یک BMU را در یک دوره تسویه نشان می‌دهد.

۱- واحدهای مکانیزم ایجاد تعادل نمایانگر میزان تولید یا مصرف در یک مکان مشخص هستند. هر یک از فعالان سیستم تعادل بخشی، واحدهای مکانیزم ایجاد تعادل را برای نیروگاه‌های خود یا منطقه تقاضا مشخص می‌کنند.

2- Bid Offer Acceptance (BOAs)



Source: Elexon;(2009), Imbalance Pricing Guidance

شکل ۲-۲۵- پیشنهادات ارائه شده توسط یک BMUرا در یک دوره تسویه

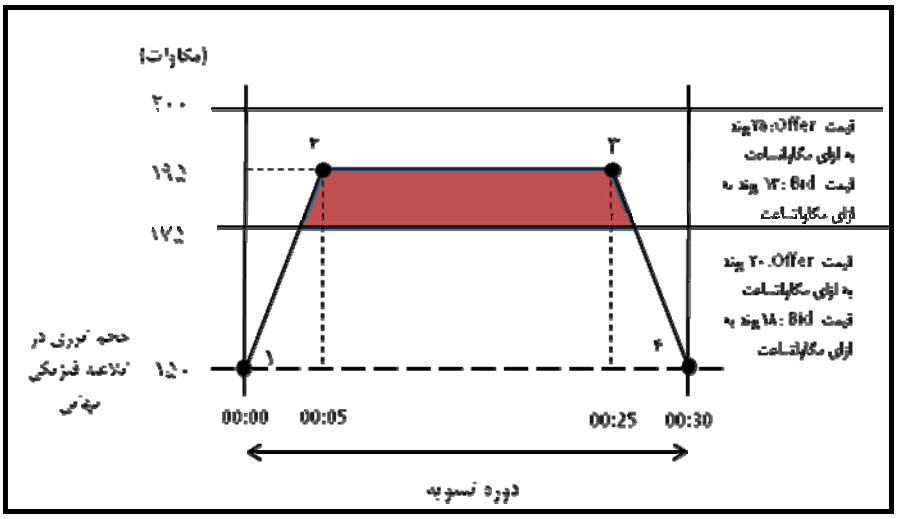
بعد از بررسی ۱۰ جفت پیشنهاد توسط بهره‌بردار سیستم، برای یک دوره تسویه برنامه‌ی تولید مطابق شکل شماره‌ی (۲-۲۶) به BMU اعلام می‌گردد.

نقطه ۱: زمان ۰۰:۰۰، ۱۵۰ مگاوات

نقطه ۲: زمان ۰۰:۰۵، ۱۹۵ مگاوات

نقطه ۳: زمان ۰۰:۲۵، ۱۸۵ مگاوات

نقطه ۴: زمان ۰۰:۳۰، ۱۵۰ مگاوات



Source: Elexon;(2009), Imbalance Pricing Guidance

شکل ۲-۲۶- برنامه‌ی تولید به BMU با توجه به پیشنهادات ارائه شده

فرآیند تسویه حساب فرآیندی است که در آن عدم تعادل سیستم انتقال (وجود مازاد عرضه و یا تقاضا انرژی) بررسی گردیده و برای رفع آن مجموعه‌ای از پرداخت‌ها و دریافت‌ها انجام می‌گیرد. در بازار برق بریتانیا دو وضعیت عدم تعادل سیستم انتقال وجود دارد. چنانچه مازاد انرژی وجود داشته باشد (میزان عرضه از میزان تقاضا بیش‌تر باشد) اصطلاحا گفته می‌شود سیستم بلند[1] است و اگر کمبود انرژی وجود داشته باشد (میزان تقاضا از میزان عرضه بیش‌تر باشد) اصطلاحا گفته می‌شود سیستم کوتاه[2] است. در پایان هر دوره‌ی تسویه بلند یا کوتاه بودن سیستم محاسبه شده و از آن برای تسویه حساب‌ها استفاده می‌گردد. برای مشخص نمودن عدم تعادل کل سیستم، میزان عدم تعادل هر یک از واحدهای تجاری به طور مجزا مشخص می‌شود. یک واحد تجاری ممکن است از مجموعه‌ای از واحدهای برقراری توازن[3] (BMU) تشکیل شده باشد. بنابراین در هنگام محاسبه‌ی عدم تعادل‌ها، عدم تعادل واحد تجاری در نظر گرفته می‌شود و نه هر BMU و لذا ممکن است عدم تعادل BMUها تا حدودی یکدیگر را جبران نمایند.

در این بین اما عدم تعادل تولید و مصرف سیستم به طور مجزا تعیین می‌گردد که عدم تعادل این دو در سطح واحد تجاری نمی‌توانند یکدیگر را خنثی نمایند. برای مثال اگر یک واحد تجاری با عدم تعادل‌های مواجه باشد:

- مازاد ۵۰ مگاوات‌ساعت در تولید
- مازاد ۵۰ مگاوات‌ساعت در مصرف

عدم تعادل کل سیستم برابر با صفر است ولی واحد تجاری باید برای میزان انحراف ۱۰۰ مگاوات‌ساعت هزینه پرداخت کند.

1- Long System
2- Short System
3- Balancing Mechanism Unit

قیمت تسویه به دو جزء قیمت فروش سیستم[1] و خرید سیستم[2] به شرح زیر تقسیم می‌شود:

- **قیمت فروش سیستم:** چنانچه یک واحد تجاری در شرایط تولید بالاتر و مصرف کم‌تر از میزان قراردادش باشد، باید انرژی مازاد خود را با قیمت فروش سیستم به فروش برساند.
- **قیمت خرید سیستم:** زمانی که یک واحد تجاری در شرایط تولید کم‌تر و مصرف بالاتر از میزان قراردادش باشد، باید بابت اختلاف انرژی، قیمت خرید سیستم را پرداخت کند.

این قیمت‌ها با توجه به حجم و قیمت، Bidها و Offerهای پذیرفته شده در مکانیزم ترازکننده و خدمات جانبی محاسبه می‌شوند. تعیین قیمت‌های تسویه‌ی فروش و خرید سیستم در دو وضعیت عدم تعادل سیستم و واحد تجاری (بلند و کوتاه)، از دو روش قیمت‌گذاری اصلی و معکوس انجام می‌گیرد.

بر این اساس، زمانی که سیستم انتقال در وضعیت بلند (انرژی مازاد) باشد، قیمت فروش سیستم در قیمت‌گذاری اصلی و قیمت خرید سیستم در قیمت‌گذاری معکوس به کار برده می‌شود. بر عکس زمانی که سیستم انتقال در وضعیت کوتاه (انرژی ناکافی) قرار داشته باشد، قیمت خرید سیستم در قیمت‌گذاری اصلی و قیمت فروش سیستم در قیمت‌گذاری معکوس استفاده می‌گردد. شکل (۲-۲۷) نشان دهنده چگونگی تسویه حساب با واحدهای تجاری با استفاده از قیمت خرید و فروش سیستم و با استفاده از روش‌های قیمت‌گذاری اصلی و معکوس را نمایش می‌دهد.

		سیستم	
		بلند	کوتاه
عدم تراز واحد تجاری	بلند	SSP (قیمت اصلی)	SSP (قیمت معکوس)
	کوتاه	SBP (قیمت معکوس)	SBP (قیمت اصلی)

شکل ۲-۲۷- نحوه‌ی تسویه حساب با واحدهای تجاری

قیمت برآوردشده از روش قیمت‌گذاری اصلی، قیمت اصلی عدم‌تراز انرژی[3] و قیمت برآوردشده از روش قیمت‌گذاری معکوس، قیمت معکوس عدم‌تراز انرژی[4] نامیده می‌شود. قیمت اصلی عدم تراز انرژی از فرآیند برقراری تعادل توسط SO در دوره‌ی تسویه و قیمت معکوس عدم تراز انرژی از مبادله‌ی انرژی در بازار کوتاه‌مدت به دست می‌آید که قیمت بازار نیز نامیده می‌شود. این قیمت منعکس کننده‌ی مبلغی است که یک واحد تجاری در صورت خرید یا فروش عدم تراز خود در بورس برق می‌تواند به دست آورد.[5]

1- System Sell Price (SSP)
2- System Buy Price (SBP)
3- Main Energy Imbalance Price
4- Reverse Energy Imbalance Price
5- ELEXON (2009); Imbalance Pricing Guidance: A Guide to Electricity Imbalance Pricing in Great Britain. P. 11-13.

۲-۴-۶- جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در بازار برق بریتانیا

همان‌طور که ذکر شد نیروگاه‌های برق‌آبی سهم اندکی در تولید برق بازار بریتانیا بر عهده دارند. با این وجود، در این بازار نیز همانند اغلب بازارهای برق دنیا نیروگاه‌های برق‌آبی (به خصوص کوچک مقیاس) مشمول قوانین و مقررات نیروگاه‌های تجدیدپذیر انرژی می‌باشند. این کشور برای مواجهه با دو مساله اساسی تعدیل تغییرات آب و هوا و تامین امنیت عرضه انرژی تلاش دارد با استفاده از سیاست‌هایی سهم استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر را افزایش دهد.

ضرورت پیاده‌سازی بخشی از این سیاست‌ها از توافقات بریتانیا با اتحادیه اروپا حاصل شده است. بر اساس هدف‌گذاری اتحادیه مذکور در سال ۲۰۰۷، ۲۰ درصد از کل مصرف انرژی اتحادیه اروپا (در مصارف برق، گرما و حمل و نقل) تا سال ۲۰۲۰ باید از انرژی‌های تجدیدپذیر تامین گردد. سهم بریتانیا در این میان ۱۵ درصد می‌باشد که ۳۲ درصد از آن باید در بخش برق حاصل گردد. برای دستیابی به این هدف، بریتانیا از شیوه‌های گوناگونی برای ارتقای استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر استفاده می‌کند.[1] مهم‌ترین مکانیزم‌های حمایتی در جهت افزایش استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر اعم از برق‌آبی به شرح جدول شماره‌ی (۲-۱۸) می‌باشد که در فصل هفت به تفصیل به آن‌ها پرداخته خواهد شد.

جدول ۲-۱۸- مکانیزم‌های حمایت از برق تجدیدپذیر در بریتانیا

انواع مکانیزم حمایتی	سطح حمایت
دستور تعهدات انرژی‌های تجدیدپذیر (ROO) برای مبادله گواهی‌های سبز قابل مبادله (ROC)	تکنولوژی‌های مختلف شامل نیروگاه‌های برق‌آبی
تعرفه‌های تضمینی (Feed-in Tariff)	کم‌تر از ۵ مگاوات
گواهی‌های معافیت مالیاتی (LECs)[2]	معافیت از پرداخت مالیات تغییرات آب و هوا
طرح برگزاری مناقصه (Tender scheme)	_
سوبسیدهای سرمایه‌گذاری (grant)	_
تجارت انتشار گازهای گلخانه‌ای	_

Source: http://www.ofgem.gov.uk/About%20us/Pages/AboutUsPage.aspx

۲-۵- بازار برق اونتاریو

کانادا یک دولت فدرالی است که از ۱۰ استان تشکیل شده است. بر اساس قانون اساسی این کشور، هر یک از استان‌ها مسوولیت‌های حقوقی گسترده‌ای در بسیاری از حوزه‌های کلیدی بر عهده دارند که مسوولیت بخش برق و منابع طبیعی از آن جمله‌اند. لذا، صنعت برق کانادا از ابتدا به صورت کاملا استانی سازماندهی شده که بعضا تفاوت‌های چشمگیری بین استان‌ها در این حوزه وجود دارد. بر این اساس، مسوولیت تنظیم مقررات این صنعت به صورت فدرالی، استانی، شهری و مناطق بومی‌نشین انجام می‌گیرد. در حال حاضر بازارهای برق کانادا شامل آلبرتا، اونتاریو، کبک و بریتیش کلمبیا است و سایر مناطق و استان‌ها از ساختاری انحصاری و تنظیم‌شده برخوردارند. در این بین بازارهای برق

1- Department for business Enterprise & regulatory Reform (BERR), (2008), "UK Renewable Energy Strategy"
2- Levy exemption certificate

اونتاریو و آلبرتا نسبت به سایر بازارها از ساختاری رقابتی‌تر برخوردارند و قیمت‌های ساعتی برق در چنین ساختاری شکل می‌گیرند.[1] از میان دو بازار برق اونتاریو و آلبرتا، بازار برق اونتاریو برای انجام مطالعه برگزیده شده است چرا که در کنار بازار برق از بازار خدمات جانبی فعالی نیز برخوردار است.

۲-۵-۱- تاریخچه‌ی تشکیل بازار برق اونتاریو

دولت اونتاریو در اواخر سال ۱۹۹۵ کمیته‌ای مشورتی را برای انجام مطالعات در زمینه‌ی تحول سیستم برق منطقه و ایجاد رقابت در آن منصوب کرد. در سال ۱۹۹۶ این کمیته تجدید ساختار شرکت Ontario Hydro (که تا آن زمان انحصار برق اونتاریو را در دست داشت) و شبکه‌ی انتقال را پیشنهاد نمود. این تجدید ساختار که از ایجاد یک بازار برق رقابتی عمده‌فروشی آغاز می‌شد نهایتا به تشکیل یک بازار خرده‌فروشی رقابتی منجر می‌گردید.

تا سال ۱۹۹۸ Ontario Hydro، به عنوان یک شرکت دولتی، بر بخش برق اونتاریو تسلط کامل داشت که علاوه بر تولید بیش از ۹۰ درصد برق مورد نیاز منطقه (استان) و کنترل توازن عرضه و تقاضای برق شبکه‌ی سراسری، ماموریت توزیع برق در مناطق دورافتاده و روستایی را نیز بر عهده داشت.

دولت استانی، انحصار شرکت مذکور را با تصویب قانون برق در سال ۱۹۹۸ در هم شکست و در اول آوریل سال ۱۹۹۹ آن‌را به پنج شرکت مجزا به شرح زیر تفکیک کرد.

شرکت تولید توان اونتاریو (OPG)[2]: مسوولیت دارایی‌های تولیدی و اداره‌ی امور مربوط به عمده‌فروشی، خرده‌فروشی و مشتریان مستقیم Ontario Hydro را بر عهده گرفت.

شرکت Hydro One: فعالیت‌های مرتبط با انتقال و توزیع روستایی همچنین وظیفه‌ی ارائه‌ی خدمات به مناطق دور افتاده بر عهده این شرکت نهاده شد.

بهره‌بردار مستقل سیستم برق (IESO)[3]: IESO مسوول اداره‌ی بازارهای برق اونتاریو و راهبری بهره‌برداری از شبکه‌ی انتقال آن تعیین گردید.

موسسه‌ی مالی برق اونتاریو (OEFC)[4]: سایر مسوولیت‌ها و دارایی‌های Hydro Ontario، شامل بدهی‌های باقی‌مانده از قبل، بر عهده‌ی OEFC نهاده شده است. این موسسه همچنین مسوول اجرا و تنظیم قراردادهای تولید غیر همگانی (NUG)[5] می‌باشد.

1- Blake, Cassels & Graydon LLP., "Overview of Electricity Regulation in Canada", www.blakes.com
2- Ontario Power Generation Inc.
3- Independent Electricity System Operator
4- Ontario Electricity Financial Corporation
5- Non-Utility Generation

مسوول ایمنی برق (ESA)[1]: ESA مسوول وضع دامنه‌ی گسترده‌ای از مقررات در زمینه‌ی اصول بهره‌برداری مرتبط با «تمامی فعالیت‌ها و اصول به کارگرفته شده و یا در حال استفاده در زمینه‌ی تولید، انتقال، توزیع، خرده‌فروشی و یا استفاده‌ی برق در اونتاریو» می‌باشد.[2]

با چنین مقدماتی، بازار رقابت عمده‌فروشی برق اونتاریو در ماه می سال ۲۰۰۲ آغاز به کار کرد. این بازار شامل بازار فیزیکی زمان حقیقی و یک بازار حق انتقال مالی (FTR)[3] می‌باشد.

۲-۵-۲- منابع تولید برق در بازار اونتاریو

تولید برق در منطقه‌ی اونتاریو از منابع مختلفی چون سوخت‌های فسیلی، هسته‌ای و منابع تجدیدپذیر تامین می‌گردد. ظرفیت نصب کل نیروگاه‌ها در بازار برق اونتاریو در انتهای سال ۲۰۱۱ حدود ۳۵۸۵۸ مگاوات است که نیروگاه‌های هسته‌ای با ۳۶/۲ درصد، بیش‌ترین سهم را به خود اختصاص داده‌اند و نیروگاه‌های گازی و برق‌آبی در رتبه‌های بعدی قرار دارند. جدول شماره‌ی (۲-۱۹) ظرفیت نصب‌شده‌ی تولید برق در این بازار را به تفکیک منبع تولید در پایان سال ۲۰۱۱ نشان می‌دهد.

جدول ۲-۱۹- ظرفیت کل نصب‌شده‌ی نیروگاه‌ها در بازار برق اونتاریو به تفکیک منبع در سال ۲۰۱۱

واحد: مگاوات و درصد

شرح	هسته‌ای	گازی	ذغال‌سوز	برق‌آبی	بادی	سایر (تجدیدپذیرها)	کل
ظرفیت نصب	۱۲۹۹۸	۹۹۸۷	۳۲۹۳	۷۹۳۹	۱۵۱۱	۱۲۲	۳۵۸۵۸
سهم	۳۶/۲	۲۷/۹	۹/۲	۲۲/۲	۴/۲	۰/۳	۱۰۰

Source: IESO Formal Website: http://www.ieso.ca/imoweb/media/md_supply.asp

در سال ۲۰۱۱ تقاضای کل برق در اونتاریو حدود ۱۴۱.۵ تراوات‌ساعت بود که بیش از نیمی از آن توسط نیروگاه‌های هسته‌ای تامین می‌شود. نیروگاه‌های برق‌آبی، به دلیل برخورداری منطقه از منابع آبی فراوان و علی‌رغم برخورداری از ظرفیت نصب کم‌تر نسبت به نیروگاه‌های سوخت فسیلی (گازی و ذغال‌سوز)، از منظر تولید برق در رتبه‌ی دوم قرار گرفته‌اند.

جدول شماره‌ی (۲-۲۰) میزان تولید برق از منابع گوناگون در کشورهای منطقه‌ی نوردیک و سهم هر یک از آن‌ها در کل منطقه را نشان می‌دهد.

جدول ۲-۲۰- انرژی تولیدی نیروگاه‌ها در بازار برق اونتاریو به تفکیک منبع در سال ۲۰۱۱

واحد: تراوات‌ساعت و درصد

شرح	هسته‌ای	گازی	ذغال‌سوز	برق‌آبی	بادی	سایر (تجدیدپذیرها)	کل
تولید برق	۷۹/۲	۲۱/۲	۴/۲	۳۱/۱	۴/۲	۱/۵	۱۴۱/۴
سهم	۵۶	۱۵	۳	۲۲	۳	۱	۱۰۰

Source: Hydro Ottawa: Ontario Electricity Generation; http://www.hydroottawa.com/

1- Electrical safety Authority
2- Blake, Cassels & Graydon LLP., ibid.
3- Financial Transmission Rights

۲-۵-۳- ساختار و بازیگران بازار برق اونتاریو

همان‌طور که گفته شد بازار عمده‌فروشی برق اونتاریو شامل بازار فیزیکی زمان حقیقی انرژی و رزرو بهره‌برداری و یک بازار حق انتقال مالی است که بر اساس قانون برق سال ۲۰۰۴، مسوولیت بهره‌برداری از این بازار بر عهده‌ی IESO گذاشته شد. در چارچوب بازار برق اونتاریو شرکت Hydro One که یک شرکت کاملا دولتی است، عمده‌ترین شرکت انتقال برق است که مالک و بهره‌بردار شبکه‌ی انتقال به شمار می‌رود و هیات انرژی اونتاریو (OEB)[1] تعرفه‌های انتقال و توزیع را برآورد می‌کند. سیستم توزیع برق نیز توسط همین هیات همچنان تنظیم‌شده باقی مانده که شامل ۹۱ شرکت توزیع محلی است که برق را بین مصرف‌کنندگان خرد توزیع می‌کنند.[2]

طرف‌های عرضه و تقاضای برق استان که از امکان ارتباط مستقیم با شبکه‌ی انتقال برخوردارند، باید در بازار برق اونتاریو شرکت کنند. این طرف‌ها در برگیرنده‌ی شرکت‌های تولیدی، صنایع بزرگ و شرکت‌های توزیع محلی می‌باشد. سایر بخش‌ها که به شبکه‌های توزیع متصل هستند، قادر به انتخاب مشارکت در بازار و یا خرید/فروش انرژی از طریق عقد قرارداد با خرده‌فروشان هستند. به علاوه مشارکت‌کنندگان دیگری نیز بدون ارتباط فیزیکی به شبکه در بازار حضور دارند از جمله مبادله‌گران و یا واسطه‌هایی که اقدام به واردات/صادرات انرژی از اونتاریو می‌کنند، که ممکن است در بازارهای مالی و یا فیزیکی مشارکت داشته باشند.

به علاوه مشارکت‌کنندگان بازار می‌توانند اقدام به خرید و فروش انرژی در قالب قراردادهای دو جانبه کنند که ارائه‌ی گزارش این نوع قراردادها به IESO لزومی ندارد زیرا در فرآیند برنامه‌ریزی و ارسال برق به شبکه مورد توجه قرار نمی‌گیرند. قراردادهای مذکور سهم بسیار اندکی از کل مبادله‌ی برق را در مقایسه با سایر بازارها، به خود اختصاص می‌دهند.[3]

مشارکت‌کنندگان بازار همچنین در دو گروه Dispatchable و Non-dispatchable دسته‌بندی می‌شوند. مشارکت‌کنندگان Dispatchable به طور فعال در بازار پیشنهاد قیمت می‌دهند و دستورات ارسال انرژی به شبکه را هر پنج دقیقه برای رسیدن به سطح مشخصی از تولید یا مصرف دریافت می‌کنند. بر عکس مشارکت‌کنندگان Non-dispatchable بازار «قیمت‌پذیر»[4] در بازار به حساب می‌آیند که تولید و مصرف برق در زمان حقیقی و پرداخت بابت آن در سطح قیمت‌های غالب هر ساعت را می‌پذیرند. تولیدکنندگانی که توان پیروی از دستورات IESO را دارند باید به عنوان تولیدکنندگان Dispatchable ثبت شوند درحالی‌که مابقی شرکت‌کنندگان می‌توانند به عنوان Non-dispatchable ثبت گردند. تولیدکنندگان Non-dispatchable یا واحدهای تولیدی مقیاس کوچک (کم‌تر از ۱۰ مگاوات) مانند نیروگاه‌های برق‌آبی جریانی، و یا ژنراتورهای متناوب مانند مزارع بادی، هستند که برنامه‌ریزی زمانی فعالیت‌هایشان را

1- Ontario Energy Board
2- Zareipour, Hamidreza, et al., (2007), The Operation of Ontario's Competitive Electricity Market: Overview, Experiences, and Lessons, p. 2.
3- Zareipour, Hamidreza, et al., (2007), ibid. p.2.
4- Price Takers

خود بر عهده دارند. در سمت تقاضا، تنها بارهای بیش از ۱ مگاوات و بارهایی که امکان پیروی از دستورات پخش بار[1] IESO را دارند، اجازه دارند که به عنوان بارهای Dispatchable ثبت شوند.

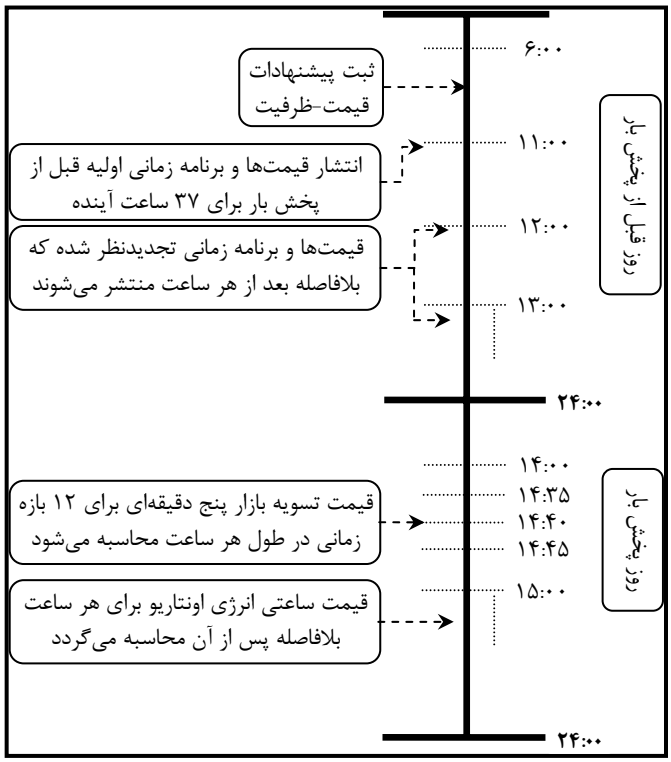
سیستم قیمت‌گذاری در این بازار، قیمت تسویه‌ی یکنواخت است که هر پنج دقیقه برآورد می‌شود. قیمت تسویه‌ی بازار در هر ساعت از متوسط قیمت‌های تسویه‌ی پنج دقیقه‌ها به دست می‌آید که به آن قیمت ساعتی انرژی اونتاریو[2] گفته می‌شود. برای تسویه‌ی مالی، قیمت تسویه‌ی بازار در مورد مشارکت‌کنندگان Dispatchable به کار گرفته می‌شود و برای مشارکت‌کنندگان Non-dispatchable قیمت ساعتی انرژی اونتاریو به کار گرفته می‌شود.

۲-۵-۴- برنامه‌ی زمانی و فرآیند شکل‌گیری قیمت تسویه‌ی بازار

پیشنهادات قیمتی- ظرفیت ساعتی عرضه و تقاضا برای روز پخش بار باید بین ساعت ۶:۰۰ و ۱۱:۰۰ روز قبل از ارسال نزد IESO ثبت شود. این پیشنهادات را می‌توان تا دو ساعت مانده به پخش بار بدون هیچ گونه محدودیتی بازنگری کرد. به علاوه، کمّیت پیشنهادات را می‌توان تا ده دقیقه قبل از ساعت ارسال (در مورد صادرات و واردات ۶۰ دقیقه قبل از ساعت ارسال) با اجازه‌ی IESO مورد تجدیدنظر قرار داد. پس از دریافت کلیه‌ی پیشنهادات، برنامه‌ی بهینه‌یابی بازار از طریق نرم‌افزار تعیین قیمت و برنامه‌ی زمانی پخش بار (DSPS)[3]، اجرا می‌گردد. این اجرا در دو مرحله به شرح زیر انجام می‌گیرد.

۱- قبل از پخش بار[4]: از ساعت ۱۱:۰۰ روز قبل، نسخه‌ی قبل از پخش بار DSPS به صورت ساعتی برای ساعات باقی مانده از روز قبل و ۲۴ ساعت روز پخش بار، اجرا می‌شود. این اجرا دامنه‌ی زمانی ۳۷ ساعت (از ساعت ۱۱:۰۰ روز قبل از ارسال) تا ۱۴:۰۰ ساعت (از ساعت ۱۰:۰۰ روز ارسال) را پوشش می‌دهد و دیدی اولیه از برنامه‌ی زمانی و قیمت‌های آتی را به دست می‌دهد. هر ساعت پس از ساعت ۱۱:۰۰ روز قبل از پخش بار، برنامه‌ی زمانی و قیمت‌های بازنگری شده‌ی قبل از پخش بار برای ساعات باقی‌ماندهی روز قبل و یا روز پخش بار به کارگرفته می‌شوند، تا ساعات ۱۱:۰۰ روز پخش بار که روز قبل از ارسال فردای آن روز می‌باشد. نتایج قیمت‌های انرژی و تقاضای بازار در هر اجرای نرم‌افزار بهینه‌یابی قبل از پخش بار در انتهای همان ساعت و یا در طول ساعت بعد بلافاصله در دسترس عموم قرار می‌گیرد.

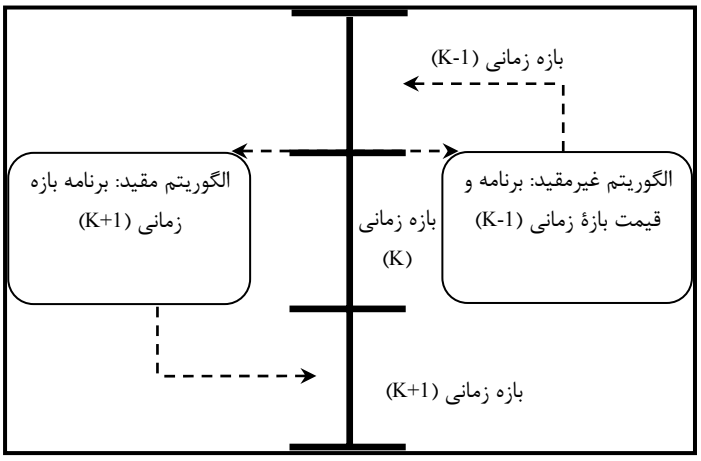
1- Dispatch Instructions
2- Hourly Ontario Energy Price (HOEP)
3- Dispatch Scheduling and Pricing Software
4- Pre-dispatch



شکل ۲-۲۸- زمان‌بندی اجرای برنامه‌ی قبل از پخش بار

۲- زمان حقیقی: در زمان حقیقی، نسخه‌ی نهایی نرم‌افزار DSPS هر پنج دقیقه یک‌بار برای تعیین قیمت، برنامه‌ی زمانی و دستورات پخش بار برای هر بازه اجرا می‌شود. الگوریتم‌های «غیرمقید»[1] و «مقید»[2] در شروع هر بازه‌ی زمانی آغاز می‌گردد. الگوریتم غیرمقید، قیمت‌های تسویه‌ی بازار انرژی و ذخیره‌ی بهره‌برداری و نیز «برنامه‌ی زمانی غیرمقید» را برای هر بازه‌ی زمانی که بر اساس مصرف و عرضه‌ی زمان حقیقی و قیمت-ظرفیت‌های پیشنهادی عرضه و تقاضا به تصویب رسیده، را تعیین می‌کند. به عبارتی بازه‌ی زمانی قبلی را در نظر گرفته و قیمت و برنامه‌ی زمانی بازار را برای آن بازه تعیین می‌کند. الگوریتم مقید برنامه‌ی زمانی و دستورات پخش بار نهایی را برای بازه‌ی زمانی آتی فراهم می‌سازد. به این منظور، مقدار تقاضا را در بازه‌ی زمانی بعدی تعیین شده و سپس منابع قابل مدیریت برای پاسخ‌گویی به آن میزان تقاضا، پیشنهادهای داده شده، میزان تولید و مصرف کنونی منابع، محدودیت‌های انتقال و تلفات شبکه را مشخص می‌نماید.[3] در نهایت، بازار از نظر مالی بر اساس مگاوات‌های تولید و مصرف واقعی و قیمت تسویه‌ی بازار در زمان حقیقی، تسویه می‌شود.

1- Unconstrained Algorithm
2- Constrained Algorithm
3- Zareipour, Hamidreza, et al., (2007), ibid. p.3.



شکل ۲-۲۹- زمان‌بندی اجرای برنامه‌ی پخش بار زمان حقیقی

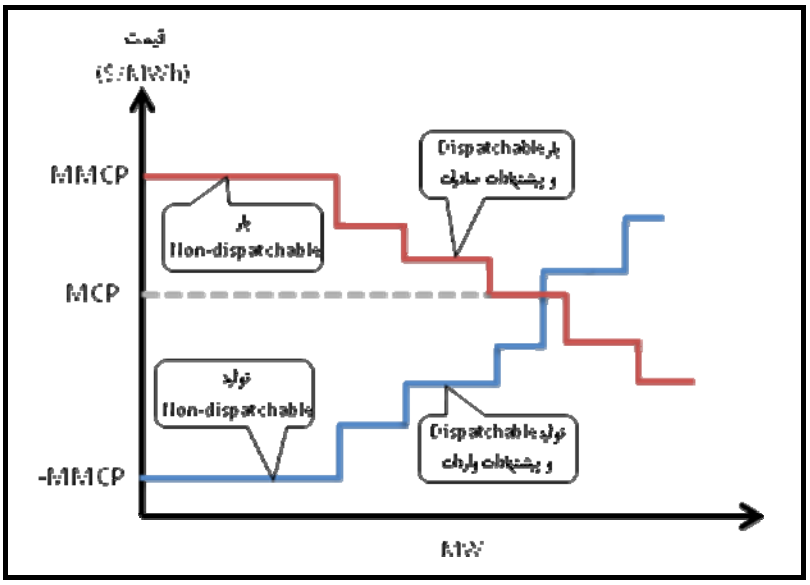
برای تسویه‌ی قیمت‌های بازار انرژی و رزرو بهره‌برداری دو نسخه‌ی متفاوت از الگوریتم غیرمقید در حالت قبل از پخش بار (Pre-dispatch) و زمان حقیقی (Dispatch) به کار گرفته می‌شود. تفاوت بین این دو نسخه عمدتا به دلیل چارچوب زمانی و نوع ورودی‌های به کارگرفته شده می‌باشد اما الگوریتم‌های اصلی یکسان باقی می‌مانند.

در حالت قبل از پخش بار، IESO کل تقاضای Non-dispatchable اونتاریو را پیش‌بینی کرده و میزان ظرفیت قابل عرضه‌ی تولیدکنندگان Non-dispatchable را برای ساعت پخش بار برآورد می‌کند. سپس بارهای مصرفی و تولیدکنندگانی را که بدون توجه به قیمت‌های بازار، انرژی مورد نیاز خود را مصرف می‌کنند و یا قادر به تولید می‌باشند، فرا می‌خواند. بنابراین، میزان تقاضای پیش‌بینی شده‌ای که گیرنده‌ی قیمت است به عنوان پیشنهاد قیمت خرید در ماگزیمم قیمت تسویه‌ی بازار (MMCP) و ظرفیت تولید Non-dispatchable پیش‌بینی شده‌ی قابل دسترس به عنوان فروش انرژی در ماگزیمم قیمت تسویه‌ی بازار درنظر گرفته می‌شود.

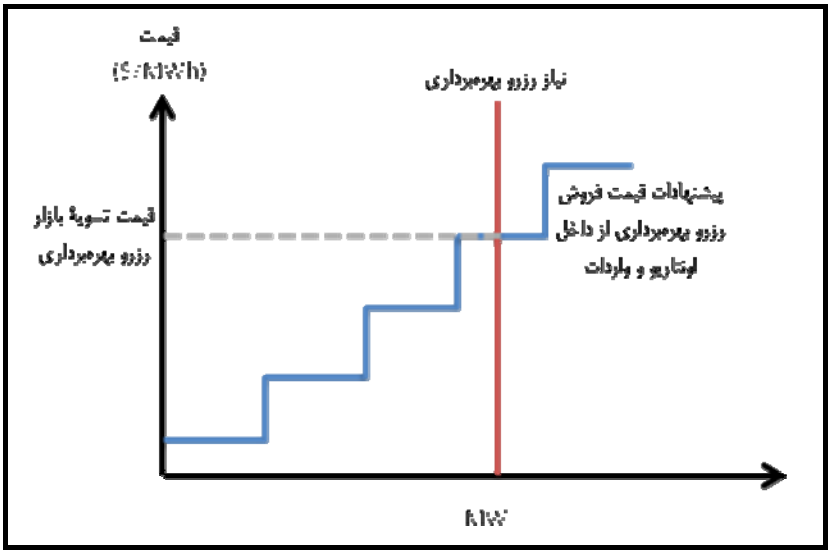
در حالت زمان حقیقی اما چارچوب زمانی و الگوریتم متفاوت می‌باشد. به عنوان مثال، مقادیر واردات/صادرات برای بازارهای انرژی و رزروهای بهره‌برداری، که یک ساعت قبل از اجرای نسخه‌ی Pre-dispatch تسویه شده‌اند، ثابت فرض شده و به عنوان پیشنهادات عرضه و تقاضا با قیمت‌های MMCP- و MMCP در نظر گرفته می‌شوند. به علاوه، تقاضای اولیه‌ی Non-dispatchable به عنوان پیشنهادات خرید انرژی در قیمت MMCP و ظرفیت‌های تولیدی تولیدکنندگان Non-dispatchable به عنوان پیشنهادات عرضه‌ی انرژی در قیمت MMCP– در نظر گرفته می‌شوند. بدیهی است، نسخه‌ی Pre-dispatch الگوریتم غیرمقید در هر ساعت برای برآورد قیمت‌های قبل از پخش بار اجرا می‌شود، درحالی‌که نسخه‌ی Dispatch در هر پنج دقیقه برای برآورد قیمت‌های تسویه‌ی بازار انرژی و رزروهای بهره‌برداری اجرا می‌گردد.

به طور کلی فرآیند کشف قیمت‌های تسویه‌ی بازار انرژی و رزروهای بهره‌برداری به این ترتیب است که ابتدا تمامی قیمت-ظرفیت‌های پیشنهادی خرید انرژی به ترتیب کاهشی و پیشنهادات فروش انرژی به ترتیب افزایشی تجمیع می‌شوند. سپس، پیشنهادات قیمت-ظرفیت فروش رزروهای بهره‌برداری نیز به ترتیب افزایشی تجمیع شده و همراه با آن نیازهای ناخالص ساعتی رزرو بهره‌برداری توسط IESO به صورت پله‌ای تعیین می‌شود. الگوریتم غیرمقید، قیمت تسویه‌ی بازار انرژی را از

تقاطع پیشنهادات قیمتی انباشته شده‌ی تقاضا و عرضه برآورد می‌کند؛ در حالی که تقاطع پیشنهادات قیمت فروش برای هر پله از رزرو بهره‌برداری و نیاز ساعتی مربوط، قیمت تسویه‌ی بازار رزرو را تعیین می‌کند. در نهایت قیمت‌های تسویه بازار انرژی و رزرو بهره‌برداری به طور یک کاسه محاسبه شده و الگوریتم، بهترین بده بستان بین انرژی و رزروهای بهره‌برداری را برآورد می‌کند. شکل نموداری ساده‌ی این فرآیند در گراف‌های زیر نشان داده شده است.



شکل ۲-۳۰- قیمت تسویه‌ی نهایی انرژی در حالت **Pre-dispatch**



شکل ۲-۳۱- قیمت تسویه‌ی نهایی رزرو بهره‌برادری در حالت **Pre-dispatch**

۲-۵-۵- جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در بازار برق اونتاریو

همان‌طور که اشاره شد، نیروگاه‌های برق‌آبی چه از منظر ظرفیت نصب‌شده و چه از بعد میزان تولید انرژی در بازار برق اونتاریو از جایگاه و سهم قابل توجهی برخوردارند. کلیه‌ی نیروگاه‌های برق‌آبی بزرگ مقیاس، علی‌رغم اینکه جزو نیروگاه‌های تجدیدپذیر به شمار می‌روند، باید همانند سایر تولیدکنندگان برق در قالب مشارکت‌کنندگان Dispatchable

در تعاملات بازار شرکت کرده و تابع قوانین و مقررات آن باشد. اما نیروگاه‌های کوچکی که برنامه‌ریزی تولیدشان در اختیار خودشان است همانند نیروگاه‌های جریانی برق‌آبی، بادی و خورشیدی به عنوان نیروگاه‌های Non-dispatchable و قیمت‌پذیر (قیمت‌های تسویه‌ی ساعتی) در بازار شناخته می‌شوند.

با این وجود، سیاست پرداخت تعرفه‌های تضمینی (FIT)[1] به نیروگاه‌های تجدیدپذیر کوچک مقیاس به عنوان سیاست حمایتی در «قانون انرژی سبز و اقتصادی سبز»[2] مصوب سال ۲۰۰۹، مورد توجه قرار گرفت. تعرفه‌ی‌های تضمینی، پرداخت قیمتی ثابت و بالاتر از ارزش بازار در یک بازه‌ی زمانی مشخص بابت انرژی تولیدی پروژه‌های تجدیدپذیر که مورد تایید دولت قرار گرفته‌اند را از جانب دولت تضمین می‌کند. مولدهای تجدیدپذیر تولید انرژی همچون آبی، بادی، خورشیدی، بیوانرژی و نظایر آن با ظرفیت نصب کم‌تر از ۱۰ مگاوات مشمول پرداخت تعرفه‌های مذکور می‌باشند.

تعرفه‌های تضمینی پیشنهادی دولت اوتناریو بسته به منبع تولید انرژی تجدیدپذیر متفاوت است که جزییات تفکیکی آن توسط هیات انرژی اونتاریو (OPA) فراهم می‌گردد. در سال ۲۰۱۱ پایین‌ترین تعرفه‌های تضمینی خرید از پروژه‌های بادی ۰/۱۳۵، آبی ۰/۱۲۲، خورشیدی ۰/۴۴۳ و بیوانرژی ۰/۱۴۷ دلار به ازای هر کیلوات‌ساعت بوده است. از بین مجموع ظرفیت نصب انواع مولدها که مشمول دریافت تعرفه‌های تضمینی شده‌اند، سهم نیروگاه‌های بادی ۵۰ درصد، خورشیدی ۲۵ درصد، آبی ۱۰ درصد و بیوانرژی یک درصد می‌باشد.

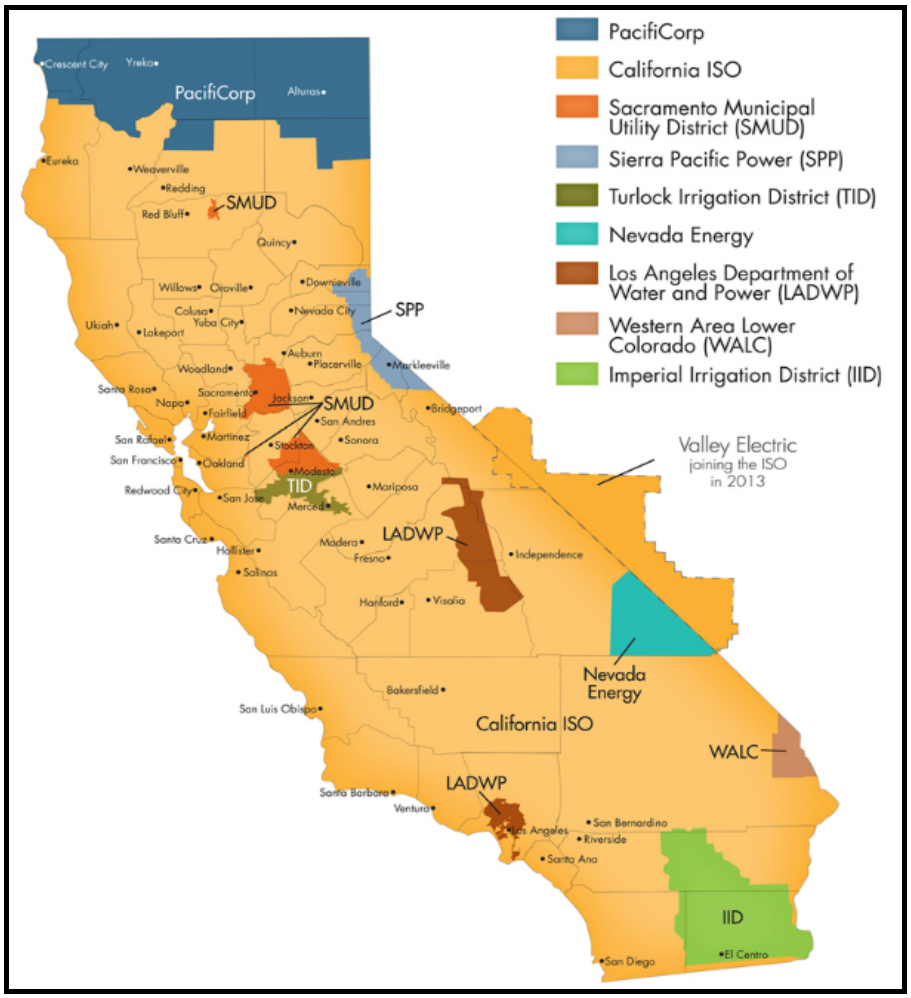
لازم به ذکر است، در مواقعی که قیمت تسویه‌ی ساعتی بازار عمده‌فروشی برابر یا بیش از پایین‌ترین تعرفه‌های تضمینی باشد،[3] مالکان پروژه‌های مشمول FIT قادر به فروش برق در بازار به نهادهای ارائه دهنده‌ی خدمات همگانی محلی صرفا در سطح تعرفه‌های تضمینی می‌باشند.

۲-۶- بازار برق کالیفرنیا

۲-۶-۱- تاریخچه تشکیل بازار برق کالیفرنیا

بهره‌بردار مستقل کالیفرنیا یکی از ۱۰ بهره‌بردار مستقل سیستم در آمریکای شمالی است[4] که سهم بالایی از مدیریت برق در ایالت کالیفرنیا را به عهده دارد.

1- Feed-in Tariff
2- Green Energy and Green Economy Act
۳- چنین شرایطی به ندرت اتفاق می‌افتد. به طوریکه تا کنون تنها در سه درصد مواقعْ بازار با چنین وضعیتی مواجه شده است.
4- http://www.caiso.com/about/Pages/OurBusiness/UnderstandingtheISO/Opening-access.aspx



شکل ۲-۳۲- مناطق تحت مدیریت بهره‌بردار مستقل کالیفرنیا در مقایسه با سایر بهره‌برداران ایالت کالیفرنیا

فرآیند تجدید ساختار صنعت برق ایالت کالیفرنیا برای نخستین بار در آوریل ۱۹۹۴ با اعمال قانون کمیسیون خدمات عمومی کالیفرنیا[1] اتفاق افتاد. تا پیش از تجدید ساختار، یک نظام انحصاری تنظیمی بر صنعت برق این کشور حاکم بود. عناصر اصلی این نظام انحصاری مجموعه‌ای از شرکت‌های خصوصی و دولتی[2] بودند که از سوی دولت امکان اعمال انحصار برای آن‌ها ایجاد گردیده بود. در این نظام هر یک از شرکت‌ها اعم از خصوصی و یا دولتی تمامی فعالیت‌های تولید، انتقال، توزیع و خدمات مشتریان (در محدوده‌ی جغرافیایی تحت انحصار خود) را تحت نظارت و قانون‌گذاری دولت مرکزی و ایالتی به عهده داشته و این قوانین علاوه بر ایجاد منفعت، تضمین کننده حمایت از مشتریان از طریق نرخ گذاری و ارائه خدمات بود. با گذشت زمان و حرکت به سوی تجدید ساختار، تجمیع وظایف تولید، انتقال، توزیع و خدمات مشتریان در یک شرکت کم رنگ گردیده و نهایتا در اوایل دهه ۱۹۹۰ تجدید ساختار صنعت برق این کشور آغاز

1- California Public Utilities Commission (CPUC)
2- State's Private, Investor-Owned Utilities (IOUs); Publicly-Owned Utilities (POUs)

گردید. قانون‌گذاری برای تجدید ساختار کالیفرنیا پیرو سند انرژی فدرال در سال ۱۹۹۲[۱] و براساس Assembly Bill[۲] در سال ۱۹۸۰ انجام گرفته و بعد از ایجاد شرکت بهره‌بردار مستقل سیستم کالیفرنیا (CAISO) در سال ۱۹۹۶ تا سال ۲۰۰۱ برخی از جنبه‌های تجدید ساختار در این کشور تکمیل گردید. با این وجود بازار مبادله انرژی کالیفرنیا که در بخش عمده فروشی رقابتی عمل می‌نمود، در سال ۲۰۰۰-۲۰۰۱ دچار بحران گردیده و در ژانویه ۲۰۰۱ با ورشکستگی مواجه گردید. این رخداد سبب گردید که در این سال بازار مبادله انرژی عملکرد خود را متوقف نموده و مبادله انرژی مانند قبل از تجدید ساختار تا حد زیادی از طریق قراردادهای دو جانبه انجام گیرد.

در فاصله زمانی میان سال ۲۰۰۱ تا ۲۰۰۹، مجموعه‌ای از اقدامات در راستای بهبود زیر ساخت به ویژه خطوط انتقال و رفع کمبودهای تولید توسط CAISO انجام گرفت. CAISO در آوریل سال ۲۰۰۹، طراحی جدید بازار مبادله انرژی را در سه مقطع زمانی روز قبل، یک ساعت قبل و زمان حقیقی راه اندازی نمود.[۳] از آنجایی که طراحی جدید بازار برق، بر اساس قیمت‌گذاری نهایی منطقه‌ای[۴] و شناسایی تمامی نقاط احتمالی از بین رفتن انرژی در خطوط می‌باشد، اهداف افزایش کارایی و رقابتی نمودن بازار عمده فروشی برق کالیفرنیا در عین دستیابی به پایایی شبکه تا حد زیادی عملیاتی گردیده است.[۵]

۲-۶-۲- منابع تولید برق در بازار برق کالیفرنیا

در منطقه‌ی تحت مدیریت و بهره‌برداری CAISO انرژی با استفاده از مجموعه‌ی متنوعی از منابع شامل گاز طبیعی، آب، منابع تجدیدپذیر، سوخت هسته‌ای، فراورده‌های نفتی و زغال‌سنگ تولید می‌گردد. سوخت‌های فسیلی به عنوان منبع سوخت غالب به طور تقریبی ظرفیت نصبی معادل ۶۳ درصد را داشته و ۵۵ درصد از کل تولید انرژی را به خود اختصاص می‌دهد. آب به عنوان دومین منبع با ظرفیت نصب معادل ۱۹ درصد، سهمی معادل ۱۷ درصد از کل تولید انرژی را به خود اختصاص داده است.

جدول ۲-۲۱- ظرفیت نصب‌شده‌ی نیروگاه‌ها در بازار برق کالیفرنیا در سال ۲۰۱۱

واحد: مگاوات و درصد

شرح	سوخت فسیلی	هسته‌ای	زمین گرمایی	برق‌آبی	بادی	خورشیدی و بیوماس	کل
ظرفیت نصب‌شده	۴۵۴۴۲	۴۵۷۷	۲۶۴۸	۱۳۵۴۸	۳۹۹۲	۱۷۵۶	۷۱۹۶۳
سهم	۶۳	۶	۴	۱۹	۶	۲	۱۰۰

Source: The California Energy Commission,
http://energyalmanac.ca.gov/electricity/electric_generation_capacity.html

۱- بر اساس این قانون برای ایجاد بازار رقابتی عمده فروشی برق، تشکیل سازمان مستقلی با عنوان بهره بردار مستقل سیستم و یا سازمات انتقال منطقه‌ای ضروری می‌باشد.

۲- بر اساس Assembly Bill، افزایش قابلیت اطمینان تحویل برق و ایجاد دسترسی آزاد برای عرضه‌کنندگان و مصرف کنندگان از طریق تاسیس شرکتی به عنوان بهره بردار مستقل سیستم ضروری است.

۳- تا پیش از آوریل سال ۲۰۰۹ بازار مبادله لحظه‌ای و ساعت قبل انرژی وجود داشته و در این تاریخ طراحی جدید عملکرد این بازار ها به همراه بازار روز قبل برای اولین بار راه اندازی گردید.

4- Locational Marginal Pricing

5- ISO/RTO Metrics Report (2010), California Independent System Operator Corporation (California ISO)

بر همین اساس نیروگاه‌های سوخت فسیلی از بالاترین سهم در تولید برق برخوردارند و پس از آن نیروگاه‌های برق‌آبی و هسته‌ای قرار گرفته‌اند. نکته بسیار پر اهمیت در مورد این بازار سهم قابل توجه نیروگاه‌های تجدیدپذیر اعم از زمین‌گرمایی، برق‌آبی، بادی، خورشیدی و بیوماس در کل ظرفیت نصب و تولید نیروگاه‌ها می‌باشد. به گونه‌ای که این نوع نیروگاه‌ها با اختصاص سهم ۳۱ درصدی از ظرفیت نصب، ۳۴ درصد از کل تولید نیروگاه‌ها را در سال ۲۰۱۱ به خود اختصاص داده‌اند.

جدول ۲-۲۲- انرژی تولیدی نیروگاه‌ها در بازار برق کالیفرنیا به تفکیک منبع در سال ۲۰۱۱

واحد: تراوات‌ساعت و درصد

شرح	سوخت فسیلی	هسته‌ای	زمین گرمایی	برق‌آبی	بادی	خورشیدی و بیوماس	کل
تولید برق	۹۴	۳۷	۱۳	۴۳	۸	۷	۲۰۱
سهم	۴۷	۱۸	۶	۲۱	۴	۳	۱۰۰

Source: The California Energy Commission, ibid.

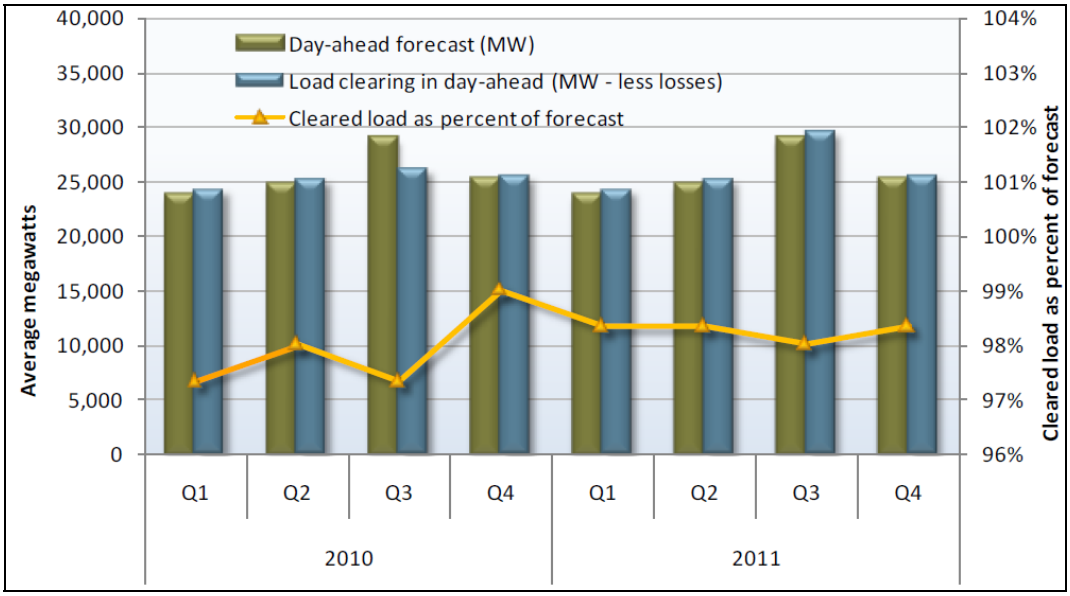
۲-۶-۳- ساختار و نحوه‌ی شکل‌گیری قیمت در بازار برق کالیفرنیا

بازار انرژی کالیفرنیا از سه بازار فیزیکی روز قبل، ساعت قبل و زمان حقیقی تشکیل شده است و نحوه‌ی عملکرد آن‌ها دقیقا مشابه سایر بازارهای برق دنیا می‌باشد.

بازار روز قبل از ۷ روز قبل از روز مبادله‌ی برق آغاز می‌شود و در روز قبل از مبادله بسته می‌شود. نتایج تجزیه و تحلیل اطلاعات بازار، شامل قیمت‌های تسویه و تعهدات ساعتی واحدها، در ساعت ۱۳ روز قبل منتشر می‌شود. این بازار یک فرآیند سه مرحله‌ای تعیین کاهش قدرت بازار[1]، بازار یکپارچه‌ی سلف[2] و تعهدات باقی‌مانده[3] را طی می‌کند. در مرحله اول کلیه‌ی پیشنهادات تولید مورد ارزیابی قرار گرفته و مواردی که نتوانند آزمون قدرت بازار را با موفقیت سپری نمایند، کنار گذاشته می‌شوند و سیستم، حداقل و کاراترین برنامه‌ی زمان‌بندی تولید را که تامین‌کننده‌ی پایداری شبکه محلی می‌باشد را تعیین می‌کند. در مرحله دوم، بازارهای انرژی و بازار خدمات‌جانبی به طور هم‌زمان برای برآورد نیاز ظرفیت شبکه‌ی انتقال (مدیریت تراکم شبکه‌ی انتقال) مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرند و میزان ذخیره‌ی مورد نیاز شبکه برای تامین تعادل عرضه و تقاضا (با توجه به پیشنهادات قیمت- مقدار عرضه و تقاضا) مشخص می‌گردد. برآوردهای این مرحله از یک طرف برابری تولید و واردات با بار مصرفی به اضافه‌ی صادرات و تلفات انتقال را تضمین می‌کند و از طرف دیگر اطمینان می‌دهد که تمامی برنامه‌های زمان‌بندی نهایی با در نظر گرفتن قیود تحمیلی کل شبکه، کاملا توجیه‌پذیر بوده و به طور کامل تامین‌کننده‌ی خدمات جانبی مورد نیاز شبکه می‌باشد. چنانچه بار مصرفی پیش‌بینی‌شده با مقادیر بازار یکپارچه‌ی سلف هماهنگی نداشته باشد، فرآیند تعهدات باقی‌مانده، بهره‌بردار سیستم را قادر به تامین ظرفیت اضافی مورد نیاز از واحدهای باقیمانده در دسترس (از کم هزینه‌ترین واحد) می‌سازد. لازم به ذکر است

1- Market Power Mitigation Determination
2- Integrated Forward Market
3- Residual Unit Commitment

که سهم قابل توجهی از تقاضای روزانه در مبادلات بازار روز قبل پوشش داده می‌شود (۹۷ تا ۹۹ درصد) و تنها مقادیر جزیی از تقاضا با استفاده از تعهدات باقی‌مانده تامین می‌گردد. نمودار (۲-۳۳) این واقعیت را طی فصول مختلف سال‌های ۲۰۱۰ و ۲۰۱۱ نشان می‌دهد.[1]



Source: California Independent System Operator (2011); Annual Report: Market Issues & Performance«, Department of Market Monitoring.

شکل ۲-۳۳- بار پیش‌بینی شده، بار بازار سلف و درصد همپوشانی آن‌ها در سال‌های ۲۰۱۰ و ۲۰۱۱

کالیفرنیا همچنین از بازار خدمات جانبی برای کنترل فرکانس و تنظیم ولتاژ سیستم برخوردار است که در فصل آتی به جزییات آن پرداخته شده است. علاوه بر بازارهای مذکور، ابزارهای مبادلاتی دیگری در در این بازار برق گنجانده شده است که حق درآمد تراکم[2] و پیشنهاددهی همگرا[3] از آن جمله‌اند.

حق درآمد تراکم، ابزاری مالی برای مدیریت مواجهه با تراکم شبکه‌ی انتقال در فرآیند بازار روز قبل می‌باشد. این ابزار مالی یا از طریق حراج و یا تخصیص مستقیم در اختیار تقاضاکنندگان آن که همانا موسسات تامین بار هستند، قرار می‌گیرد. آن دسته از موسسات تامین بار که حق درآمد تراکم را در اختیار دارند، می‌توانند نوسانات قیمت نهایی منطقه‌ای، که ناشی از تراکم خطوط انتقال است، را مدیریت نمایند. قیمت تسویه‌ی حق درآمد تراکم مبتنی بر هزینه‌ی نهایی تراکم، به عنوان بخشی از قیمت‌های نهایی منطقه‌ای بازار یکپارچه‌ی سلف، می‌باشد. این حقوق در بازار برق کالیفرنیا به دو نوع اجباری و اختیاری تقسیم می‌شوند. چنانچه حق درآمد تراکم از نوع اجباری باشد و تراکم در ساعتی مشخص با حق درآمد هم جهت باشد (خریدار CRR جهت وجود تراکم بار در خطوط انتقال را درست پیش‌بینی کرده باشد)، دارنده‌ی آن مبلغی را دریافت می‌کند و برعکس چنانچه تراکم در خلاف جهت حق درآمد باشد (خریدار CRR

1- http://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx
2- Congestion Revenue Rights
3- Convergence Bidding

جهت وجود تراکم بار در خطوط انتقال را اشتباه پیش‌بینی کرده باشد)، ملزم به پرداخت هزینه مربوط به تراکم خطوط انتقال هستند. در شرایطی که حقوق مالی انتقال اختیاری باشد و تراکم با حق خریداری شده هم جهت باشد، دارنده‌ی حق مبلغی را دریافت می‌کنند و اگر در خلاف جهت باشد، از هر گونه پرداختی معاف می‌باشد.

پیشنهاددهی همگرا، که پیشنهاددهی مجازی نیز گفته می‌شود، در فوریه‌ی سال ۲۰۱۱ توسط ISO به اجرا درآمد. پیشنهاددهی همگرا، خدمتی است که امکان خرید و فروش انرژی در بازار روز قبل و الزام به خرید و فروش دوباره‌ی آن در بازار زمان حقیقی را برای مشارکت‌کنندگان بازار فراهم می‌سازد. این سیستم برای ایجاد همگرایی قیمت‌های بازار زمان حقیقی به قیمت‌های بازار روز قبل طراحی شده است. پیشنهاددهندگان در این سیستم از مزیت اختلاف بین قیمت‌های روز قبل، ساعت قبل و زمان حقیقی برای کسب سود، استفاده می‌کنند. این ابزار در نهایت سبب همگرایی قیمت‌های زمان حقیقی و روز قبل به همدیگر شده و یا به عبارت دیگر، سبب کاهش انگیزه‌های خریداران و فروشندگان به چشم‌پوشی از مشارکت در بازار روز قبل به امید دستیابی به قیمت‌های بهتر در بازار زمان حقیقی خواهد شد.

قیمت تسویه بازار از قیمت نهایی منطقه‌ای[1]، که مکانیزمی برای استفاده از قیمت بازاری جهت مدیریت تراکم‌های شبکه‌ی انتقال می‌باشد، به دست می‌آید. این قیمت، معادل حداقل هزینه نهایی تامین یک واحد اضافی از برق در محل تقاضا (در شبکه برق) است که با توجه به قیود پیشنهادات طرف تقاضا، پیشنهادات طرف عرضه و محدودیت‌های خطوط انتقال تعیین می‌گردد. در این شیوه قیمت‌گذاری، قیمت‌های برق در مناطق مختلف دارای محدودیت انتقال و یا فاقد محدودیت انتقال متفاوت خواهد بود. چرا که قیمت نهایی از برهم‌کنش پیشنهادات قیمت- مقدار خرید و فروش بازیگران بازار، هزینه‌ی نهایی تلفات انرژی و هزینه‌ی نهایی ناشی از تراکم خطوط انتقال (محدودیت‌های انتقال) به دست می‌آید. بر این اساس، قیمت برق در مناطق دارای محدودیت انتقال از مناطق فاقد محدودیت بالاتر می‌باشد.[2]

۲-۶-۴- بازیگران بازار برق کالیفرنیا

علاوه بر تولیدکنندگان، عرضه‌کنندگان و مصرف‌کنندگان که جزو بازیگران ثابت تمامی بازارهای برق به شمار می‌روند، مهم‌ترین بازیگران بازار برق کالیفرنیا به شرح زیر می‌باشند:

- بهره‌بردار مستقل سیستم: وظایف اصلی بهره‌بردار مستقل سیستم (CAISO) شامل تضمین پایداری شبکه، تامین دسترسی آزاد و غیرتبعیض‌آمیز به شبکه، برنامه‌ریزی ایجاد تعادل، مدیریت تراکم انتقال و محدودیت‌ها، بهره‌برداری و فراهم‌کردن خدمات جانبی به صورت رقابتی، تامین اطلاعات برای بازیگران بازار و تسویه بازار زمان واقعی انرژی و خدمات جانبی می‌باشد. علاوه بر موارد نام برده، بهره‌بردار سیستم وظیفه دارد که بازار ظرفیت انتقال را مدیریت نموده و در نقاطی که احتمال تراکم بار وجود دارد در قالب مناقصاتی حقوق بهره‌مندی از ظرفیت انتقال را به برندگان اعطا نماید.

1- Locational Marginal Pricing
2- California ISO, Locational Marginal Pricing (LMP): Basics of Nodal Price Calculation

- **هماهنگ‌کنندگان برنامه‌ی زمانی (CSs)**[1]: مسوولیت مشارکت در بازار از سوی CAISO به نهادهایی تنفیذ گردیده و این نهادها با عنوان هماهنگ‌کنندگان برنامه‌ریزی شناخته می‌شوند. هر نهادی که در بازار مبادله انرژی شرکت می‌کند، یا باید یک نهاد هماهنگ‌کننده برنامه‌ریزی باشد و یا یکی از این نهادها را به خدمت گمارده باشد. بر اساس تعریف ارائه شده در سایت رسمی CAISO[2]، هماهنگ‌کننده برنامه‌ریزی وظیفه خرید، فروش، انتقال و توزیع انرژی، ظرفیت و خدمات جانبی در داخل و یا خارج از شبکه تحت کنترل CAISO را به عهده دارد.
- **نهاد پیشنهاددهی همگرا**[3]: این نهاد وظیفه ارائه پیشنهادهای مجازی بدون نیاز به مبادله فیزیکی انرژی را به عهده دارد.
- **دارندگان حق درآمد تراکم انتقال**[4]: دارندگان این حقوق می‌توانند در زمان تراکم انتقال از ظرفیت‌های انتقال بهره‌مند گردند.[5]

۲-۶-۵- جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در قوانین بازار برق کالیفرنیا

همان‌طور که پیش از این بیان گردید، سهم ظرفیت نصب و انرژی نیروگاه‌های برق‌آبی در بازار برق کالیفرنیا به ترتیب معادل ۱۹ و ۲۱ درصد بوده و دومین تامین‌کننده‌ی برق در این بازار به شمار می‌روند. مشارکت تمامی تولیدکنندگان برق در بازار کالیفرنیا -اعم از برق‌آبی و غیر آن- در چارچوب قوانین و مقررات بازار انجام می‌گیرد؛ با این وجود مجموعه‌ای از قوانین متمایز برای نیروگاه‌های برق‌آبی وجود دارد که به شرح زیر می‌باشد.

الف- نیروگاه‌های برق‌آبی بر اساس مفاد قانون تعرفه ۴۰.۶.۴.۱ جزو منابع مصرف محدود[6] به شمار رفته و ملزم به ارائه مدرک برای اثبات این موضوع نمی‌باشند. منابع مصرف محدود به منابع تولیدی اطلاق می‌شود که دارای محدودیت‌های زیست محیطی و یا بهره‌برداری بوده و ساعات تولید محدود اما پیوسته‌ای را دارا هستند.[7]

ب- بر اساس مفاد قانون تعرفه ۴۰.۶.۴.۲ هماهنگ‌کنندگان برنامه‌ی زمانی (SCs) به طور سالانه برنامه بهره‌برداری[8] پیشنهادی آن دسته از منابع مصرف محدود که از ظرفیت کافی برای تولید برخوردارند، را به بهره‌بردار سیستم ارائه می‌دهند. این برنامه بهره‌برداری به صورت ماهانه تنظیم شده و شامل اطلاعاتی از قبیل میزان تولید (مگاوات ساعت)، کل ساعات بهره‌برداری، قابلیت تولید انتظاری روزانه، محدودیت تولید انرژی روزانه، محدودیت‌های بهره‌برداری و مدت زمان محدودیت‌ها، می‌باشد. بهره‌بردار سیستم می‌تواند در ارتباط با برنامه بهره‌برداری پیشنهادی با هماهنگ‌کنندگان برنامه‌ی زمانی وارد مذاکره شود و برای تامین پایایی سیستم

1- Scheduling Coordinators (SCs)
2- http://www.caiso.com/Pages/glossary.aspx
3- Convergence Bidding Entity
4- CRR Holder or Candidate CRR Holder
5- California ISO, (2011), Business Practice Manual for Definition and acronyms.
6- Use-Limited Resource
7- California ISO, (2011), Use-Limited Resource Guide Book.
8- Use plan

پیشنهاد بازنگری دهد. با این وجود آنچه نیروگاه‌های برق‌آبی را متمایز می‌کند، امکان ارائه برنامه بهره‌برداری ماهانه می‌باشد تا بتوان در آن شرایط هیدرولوژیکی و هواشناسی را انعکاس داد.

ج- بر اساس مفاد قانون تعرفه ۴۰.۶.۴.۳، شیوه‌ی پیشنهاددهی منابع تولید مصرف محدود از سایر منابع متمایز است؛ به گونه‌ای که می‌توان این نیروگاه‌ها را در شیوه پیشنهاددهی در بازار انرژی به دو دسته کلی منابع مصرف محدود غیر برق‌آبی و قابل تنظیم[1] و منابع مصرف محدود برق‌آبی و غیر قابل تنظیم[2] تقسیم می‌شوند.

دسته اول باید پیشنهادهای خود یا برنامه تنظیم مستقل خود را در بازار روز قبل ارائه دهند. به علاوه لازم است که این منابع محدودیت تولید انرژی روزانه خود را ارائه دهند تا CAISO بتواند در شرایطی که مقدار محدودیت تولید از مقدار تنظیم مستقل آن‌ها بیش‌تر بود، برای این ما به تفاوت برنامه‌ریزی نماید.

دسته دوم که در برگیرنده نیروگاه‌های برق‌آبی و منابع مصرف محدود غیر قابل تنظیم می‌باشند، باید پیشنهادهای خود و یا برنامه تولید مستقل خود را در بازار روز قبل و یک ساعت قبل ارائه دهند. به گونه‌ای که این نیروگاه‌ها در فاصله زمانی تا شروع بازار یک ساعت قبل می‌توانند پیشنهادهای اضافی خود را با توجه به اطلاعات جدید ارائه دهند. به علاوه این گروه از نیروگاه‌های مصرف محدود موضوع فرآیند تعهدات باقیمانده واحد نمی‌باشند.

د- هیچ یک از قوانین CAISO مرتبط با نیروگاه‌های برق‌آبی و تنظیم آن‌ها نباید در تناقض با قوانین بالادستی از قبیل قوانین فدرال و قوانین ایالت کالیفرنیا باشد. این قوانین شامل الزام عبور ماهیان، حفظ حداقل و حداکثر سطح مخزن سد برای اهداف کنترل سیلاب و حفظ جریان آب و... می‌باشند. به گونه‌ای که برنامه‌ریزی زیست‌محیطی به برنامه‌ریزی تولید انرژی ارجحیت دارد، لذا تولیدکنندگان برق‌آبی باید پیشنهادات خود را در راستای قوانین زیست‌محیطی مذکور ارائه دهند. (مفاد قانون تعرفه‌ی ۲۲.۱۳)

۵- بر اساس مفاد قانون تعرفه ۳۶.۸.۲.۱، CAISO برای اینکه بتواند فرآیند سالانه تخصیص حق تراکم (CRR) را انجام دهد، باید منحنی دوره‌ی بار[3] (در برگیرنده اطلاعات فصلی و زمان استفاده) را برای نهادهای تامین بار (LSE) در هر منطقه با توجه اطلاعات تاریخی آن‌ها تهیه نماید. آن دسته از نهادهای تامین بار که به علت شرایط هیدرولوژیکی پیش‌بینی منحنی دوره‌ی بار برای آن‌ها دشوار است (نیروگاه‌های برق‌آبی) می‌توانند میانگین متحرک[4] ۵ ساله خود را ارائه دهند.

۶- بر اساس مفاد قانون تعرفه ۳۹.۷.۱، CAISO موظف است پیش فرضی را برای پیشنهادات انرژی برای ساعات پیک و غیرپیک بازار روز قبل و زمان حقیقی ارائه دهد، برای این منظور هماهنگ‌کنندگان برنامه‌ی زمانی باید اطلاعاتی را در اختیار CAISO قرار دهند. پیش فرض پیشنهاد انرژی می‌تواند بر اساس یکی از شاخص‌های «هزینه‌های متغیر»، «نرخ قراردادهای

1- Non-Hydro and Dispatchable Use-Limited Resources
2- Hydro and Non-Dispatchable Use-Limited Resources
3- Load Duration Curves
4- Rolling Average

دوجانبه» و «قیمت نهایی منطقه‌ای» تعیین می‌شود. چنانچه از گزینه‌ی هزینه‌های متغیر برای ارائه پیش فرض پیشنهاد انرژی استفاده شود، برای واحدهای تولیدی غیر از گاز طبیعی که شامل نیروگاه‌های برق‌آبی نیز می‌شود، هزینه سوخت اضافی[۱] به اضافه ۱۰ درصد هزینه سوخت به اضافه یک مازاد می‌باشد. هزینه سوخت اضافی برای نیروگاه‌های برق‌آبی با استفاده از منحنی هزینه متوسط[۲] به دست آمده و هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری متغیر معادل ۲.۵ دلار به ازای هر مگاوات‌ساعت است. در دو شاخص نرخ در قراردادهای دوجانبه و قیمت نهایی منطقه‌ای تمایزی بین نیروگاه‌های مختلف وجود ندارد.[۳]

علاوه بر موارد فوق برخی از نیروگاه‌های برق‌آبی مشمول قوانین حمایتی منابع تجدیدپذیر انرژی قرار می‌گیرد. در سال ۱۹۹۵ کمیسیون خدمات عمومی کالیفرنیا[۴] (CPUC)، حمایت خود را از الزام حداقل خرید انرژی‌های تجدیدپذیر[۵] اعلام نمود.[۶]

مهم‌ترین مکانیزم‌های حمایت از برق تجدیدپذیر که برای دستیابی به اهداف کمیسیون خدمات عمومی کالیفرنیا مورد استفاده قرار می‌گیرد در جدول (۲-۲۳) معرفی شده[۷] که در فصل هفتم مکانیزم پیاده‌سازی و تعاریف مرتبط با آن‌ها به تفصیل ارائه خواهد گردید.

جدول ۲-۲۳- مکانیزم‌های حمایتی از منابع تولید برق تجدیدپذیر در کالیفرنیا

انواع مکانیزم حمایتی	سطح حمایت
استاندارد سبد انرژی تجدیدپذیر (RPS) برای مبادله گواهی‌های سبز قابل مبادله (REC)	تکنولوژی‌های مختلف شامل نیروگاه‌های برق‌آبی کوچک مقیاس زیر ۳۰ مگاوات
تعرفه‌های تضمینی (Feed in tariff)	کم‌تر از ۳ مگاوات
مکانیزم حراج انرژی‌های تجدیدپذیر (RAM)	پروژه‌های DG با مقیاس متوسط (۳-۲۰ مگاوات)
تجارت و اعمال سقف (تجارت انتشار) (Cap-and-Trade)	حمایت غیرمستقیم از برق تجدیدپذیر
برنامه تجارت اصلاحی کالیفرنیا (California reclaim trading program)	حمایت غیرمستقیم از برق تجدیدپذیر

۲-۷- بازار برق ترکیه

۲-۷-۱- تاریخچه تاسیس بازار برق ترکیه

وزارت انرژی و منابع طبیعی ترکیه (MENR) به عنوان مسوول سیاست‌گذاری انرژی کشور در سال ۱۹۶۳ تاسیس گردید. تا سال ۱۹۷۰، تولید، توزیع و انتقال برق از جانب یک نهاد دولتی مشخص هدایت نمی‌شد. تا آن زمان تاسیسات

1- Incremental Fuel Cost

۲- منحنی هزینه متوسط بین ۲ تا ۱۱ نقطه تولید را رسم می‌کند که سطح حداقل و حداکثر توان تولید معادل اولین نقطه و آخرین نقطه است. و برای هر سطح از مگاوات، هزینه را به صورت دلار به ازای هر مگاوات ارائه می‌دهد.

3- California ISO, (2012), California Independent System Operator Corporation Fifth Replacement FERC Electric Tariff.

4- California public utilities commission

5- Minimum renewable purchase requirement

6- The Brattle Group, Inc, (2012),"Reforming Renewable Support in the; United States Lessons from National and International Experience".

7- The Brattle Group, Inc. (2012), ibid.

متعدد مجزایی برای تولید برق وجود داشت که توسط دولت ایجاد شده بود و بسیاری از فعالیت‌های سیستم توزیع از جانب شهرداری‌ها راهبری می‌شد. رشد تولید، انتقال و توزیع برق در کنار ضرورت توسعه‌ی خدمات مرتبط تشکیل نهاد مستقل و مشخصی در این حوزه را ایجاب نموده که بر این اساس سازمان برق ترکیه[1] (TEK) در سال ۱۹۷۰ تاسیس شد و تمامی فعالیت‌های مربوط به تولید، توزیع و انتقال برق منحصرا به این نهاد واگذار گردید. لذا تا سال‌های اولیه‌ی دهه‌ی ۱۹۸۰ نوعی انحصار دولتی در بازار برق وجود داشت و سرمایه‌های خصوصی اجازه‌ی ورود به این صنعت را نداشتند.

از دهه‌ی ۱۹۸۰ به بعد این کشور تمایل بسیاری به سمت خصوصی‌سازی صنعت برق نشان داد. تمایل عمومی به سمت بازارهای آزاد و آزادسازی در جهان، نقش به سزایی در اتخاذ چنین رویکردی ایفا می‌کرد. به علاوه محدودیت‌های مالی و موانع قانون اساسی، دولت‌ها را به سمت پیگیری سیاست مشارکت بخش خصوصی و نه خصوصی‌سازی کامل سوق داد. چرا که طبق نظر دادگاه قانون اساسی ترکیه، برق یک خدمت عمومی محسوب می‌شود و باید توسط دولت ارائه گردد. با این وجود حجم بالای منابع مورد نیاز برای سرمایه‌گذاری‌های جدید تاسیسات تولید برق در نهایت منجر به تصویب اولین قانون با هدف مشارکت بخش خصوصی در صنعت برق با عنوان «واگذاری تولید، توزیع، انتقال و تجارت برق به موسساتی غیر از سازمان برق ترکیه» در چهارم دسامبر سال ۱۹۸۴، به شماره‌ی ۳۰۹۶، گردید. با تصویب این قانون انحصار TEK کنار گذاشته شد و نهادهای خصوصی فرصت حضور در تولید، انتقال و توزیع برق را پیدا کردند. در سال ۱۹۹۳ برای کم رنگ‌تر کردن انحصار دولتی و فراهم ساختن زمینه‌ی مناسب برای فعالیت بنگاه‌های خصوصی در حوزه‌های گوناگون صنعت برق، سازمان برق ترکیه به دو شرکت تولید-انتقال (TEAŞ) و شرکت توزیع (TEDAŞ) تفکیک شد.

قانون تدارک و تجهیز خدمات و سرمایه‌گذاری‌های موردنظر از طریق مدل ساخت-بهره‌برداری-انتقال (BOT)، با هدف جذب هر چه بیش‌تر سرمایه‌های خصوصی، در تاریخ هشتم جون ۱۹۹۴ به شماره‌ی ۳۹۹۶ (قانون BOT) به تصویب رسید. این قانون به دلیل برخورداری از مزایایی همچون تضمین پرداخت بابت برق تولیدی از جانب خزانه و معافیت‌های مالیاتی مبنایی شد برای مشارکت بخش خصوصی از طریق عقد قراردادهای ساخت، بهره‌برداری و انتقال (BOT) در زمینه‌ی تاسیسات تولیدی جدید و قراردادهای انتقال حق بهره‌برداری (TOOR) برای دارایی‌های تولیدی و توزیعی موجود و راه‌اندازی سیستم خود تولیدکننده[2] در مورد بنگاه‌هایی که قصد تولید برق مورد نیاز خود را دارند. در قراردادهای BOT، امتیاز ساخت، بهره‌برداری از نیروگاه به مدت ۴۹ سال و در نهایت انتقال آن به دولت بدون هیچ هزینه‌ای، به بنگاه خصوصی اعطا می‌شود. در قراردادهای TOOR، یک بنگاه خصوصی امکان بهره‌برداری (و در صورت لزوم جایگزینی) از تاسیسات دولتی به صورت اجاره، را پیدا می‌کند. قانون دیگری برای افزایش مشارکت بخش خصوصی در ساخت و بهره‌برداری از نیروگاه‌های حرارتی جدید از طریق اعطای امتیاز به جای برنده شدن امتیاز تحت عنوان قانون ساخت-بهره‌برداری-تملک (BOO) در سال ۱۹۹۷ به تصویب رسید (قانون شماره‌ی ۴۲۸۳) که این

1- Turkish Electricity Institution.
2- Auto producer System

مورد هم از تضمین پرداخت از جانب خزانه برخوردار است.[۱] اما این تعهدات خرید برق در نهایت بار مالی زیادی را برای دولت به همراه داشت. با وجود تمام تلاش‌های صورت گرفته از اواسط دهه‌ی ۱۹۸۰ تا اواخر دهه‌ی ۱۹۹۰ در زمینه‌ی ارتقای سطح مشارکت بخش خصوصی و مقررات‌زدایی در صنعت برق ترکیه، مهم‌ترین تغییر در این بخش با تصویب و اجرای قانون شماره‌ی ۴۶۲۸ در سال ۲۰۰۱ صورت گرفت.

تغییر ساختار بخش برق در ترکیه با تاسیس و راه‌اندازی هیات تنظیم مقررات بازار انرژی[۲] (EMRA) در ۱۹ نوامبر سال ۲۰۰۱ آغاز شد. در فوریه‌ی همان سال با تصویب قانون بازار برق ترکیه مسیر بازار آزاد تولید و توزیع برقدر کشور هموار گردید. متن این قانون (به شماره‌ی ۴۶۲۸)، که در روزنامه‌ی رسمی مورخ سوم مارس ۲۰۰۱ منتشر شد، بر تغییر ساختار بخش انرژی، ایجاد یک سیستم مالی پرقدرت، یک بازار پایدار و شفاف رقابتی و تدارک قوانین مرتبط برای دستیابی به هدف تامین برق کافی، با کیفیت بالا، مداوم، کم هزینه و دوستدار محیط زیست برای مصرف‌کنندگان به همراه حفظ یک چارچوب تنظیمی و نظارتی مستقل، تاکید دارد. این قانون تمام جنبه‌های تولید، انتقال، توزیع، عمده‌فروشی، خرده‌فروشی و خدمات مرتبط با برق شامل صادرات و واردات، همچنین حقوق و مسوولیت‌های تمامی افراد حقیقی و حقوقی مرتبط با خدمات مذکور و ایجاد یک ساختار مقرراتی برای بازار برق و اصول و عوامل راه‌اندازی آن به همراه دنبال کردن هدف خصوصی‌سازی دارایی‌های تولید و توزیع برق را پوشش می‌دهد. جدول زیر خلاصه‌ای از تحولات صنعت برق ترکیه تا تشکیل بازار برق را نشان می‌دهد.[۳]

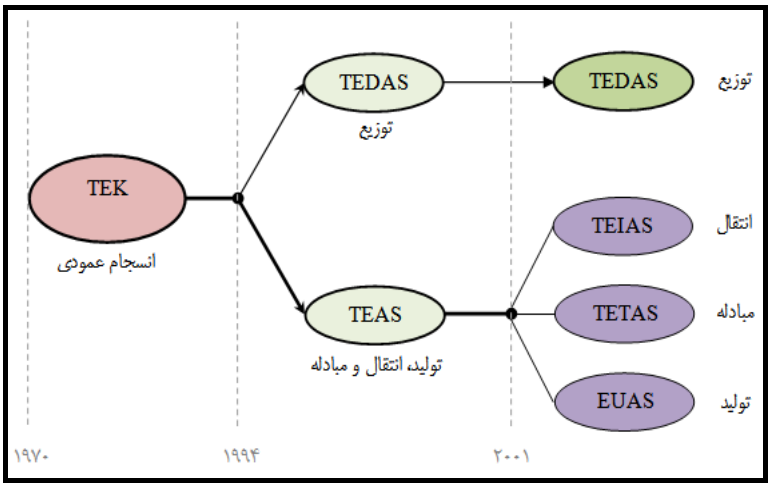
جدول ۲-۲۴- خلاصه‌ی تحولات صنعت برق و تشکیل بازار برق ترکیه

سال	توضیحات
۱۹۰۲	آغاز فعالیت صنعت برق در ترکیه
۱۹۲۳	تاسیس جمهوری ترکیه
۱۹۳۳	دولت ترکیه یک برنامه‌ی صنعتی پنج ساله را به اجرا گذارد
۱۹۳۵	نهادهای دولتی متعددی از جمله Etibank، MTA، مدیریت بررسی و توسعه‌ی منابع انرژی الکتریکی (EIE) و بانک استان‌ها، که با تولید برق مرتبط بودند، ایجاد شدند.
۱۹۴۵	تاسیس مدیریت دولتی آب (DSI)
۱۹۶۳	تاسیس وزارت انرژی و منابع طبیعی ترکیه (MENR)
۱۹۷۰	تاسیس سازمان برق ترکیه (TEK)
۱۹۹۴-۱۹۹۳	لغو انحصار TEK از طریق قانون شماره‌ی ۳۰۹۶ و تفکیک آن به TEAŞ و TEDAŞ
۲۰۰۱	قانون تشکیل بازار برق و راه‌اندازی هیات تنظیم مقررات بازار انرژی (EMRA) یا (EPDK)

Source: Uzlu, Ergun and Others; Ibid

هم‌زمان با ابلاغ قانون بازار برق در سال ۲۰۰۱، تصمیم گرفته شد که شرکت تولید-انتقال (TEAŞ) به سه شرکت عمومی با مالکیت دولتی و با عناوین شرکت انتقال برق ترکیه (TEIAŞ)، شرکت تولید برق ترکیه (EUAŞ) و شرکت مبادله و تنظیم قراردادهای ترکیه (TETAŞ) تغییر ساختار بدهد.

1- Cetin, Tamer and Fuat Oguz (2007); The Politics of Regulation in the Turkish Electricity Market; Energy Policy; Volume 35, Issue 3.
2- Energy Market Regulatory Authority (EMRA).
3- Uzlu, Ergun and Others (2011); Restructuring of Turkey's Electricity Market and the Share of Hydropower Energy: The Case of the Eastern Black Sea Basin; Renewable Energy; Volume: 36

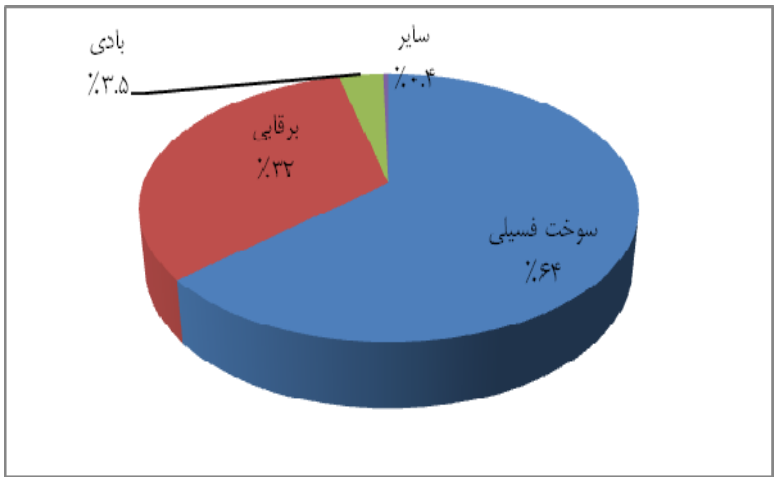


شکل ۲-۳۴- فرآیند مجزاسازی ساختار صنعت برق ترکیه در طول زمان

۲-۷-۲- منابع تولید برق در بازار برق ترکیه

انرژی الکتریکی در کشور ترکیه عمدتا از مولدهایی که سوخت‌های فسیلی مصرف می‌کنند و برق‌آبی تامین می‌شود. نیروگاه‌های برق‌آبی سهم قابل توجهی از ظرفیت نصب و انرژی تولیدی سالیانه را به خود اختصاص می‌دهد. بخش اندکی از تولید برق در این کشور بر عهده‌ی نیروگاه‌های تجدیدپذیر غیر از برق‌آبی می‌باشد.

در سال ۲۰۱۱ ظرفیت نصب‌شده‌ی کل نیروگاه‌های ترکیه ۵۳۲۱۱ مگاوات بوده که نیروگاه‌های مصرف‌کننده‌ی سوخت‌های فسیلی با حدود ۶۳.۶ درصد بیش‌ترین سهم را به خود اختصاص داده‌اند. باقی‌ماندهی ظرفیت نصب‌شده مربوط به نیروگاه‌های برق‌آبی و سایر نیروگاه‌های تجدیدپذیر می‌باشد.



Source: Energy Market Regulatory Authority, (2010), Turkish Energy Market: An Investor's Guide.

نمودار ۲-۳۵- سهم هر یک از نیروگاه‌ها در کل ظرفیت نصب‌شده‌ی بازار برق ترکیه در سال ۲۰۱۱

در همان سال، کل تولید برق ترکیه حدود ۲۲۸.۴ تراوات‌ساعت است که سهم عمده‌ای از آن از سوخت‌های فسیلی تامین می‌شوند. نیروگاه‌های برق‌آبی سهم قابل توجهی از تولید انرژی الکتریکی در این بازار را به خود اختصاص می‌دهند.

جدول ۲-۲۵- انرژی تولیدی نیروگاه‌ها در بازار برق ترکیه به تفکیک منبع در سال ۲۰۱۱

واحد: تراوات‌ساعت و درصد

شرح	سوخت فسیلی	برق‌آبی	بادی	سایر تجدیدپذیرها	کل
تولید برق	۱۷۰/۸	۵۲	۴/۸	۰/۷	۲۲۸/۴
سهم	۷۵	۲۳	۲	۰/۳	۱۰۰

Source: Energy Market Regulatory Authority, (2010), ibid, p. 16.

۲-۷-۳- ساختار و بازیگران اصلی بازار برق ترکیه

در حال حاضر مبادلات برق در بازار برق ترکیه به دو روش قراردادهای دو جانبه و بازار تسویه و تراز انجام می‌گیرد که کلیه‌ی فعالیت‌های مرتبط با انتقال و توزیع از جانب هیات تنظیم مقررات بازار انرژی ترکیه همچنان به صورت تنظیم‌شده (دولتی) باقی مانده است و بخش‌های مربوط به تولید، فعالیت در بازار عمده فروشی و خرده‌فروشی به حالت رقابتی درآمده‌اند.

زنجیره‌ی این بازار از چهار بخش مجزای تولید، توزیع و انتقال، بازار عمده‌فروشی و خرده‌فروشی (مشترکین) تشکیل شده که عمده بازیگران آن شامل مصرف‌کنندگان واجد شرایط، مصرف‌کنندگان فاقد شرایط، شرکت‌های توزیع، بنگاه‌های خرده‌فروشی و عمده‌فروشی، خود تولیدکنندگان، گروه‌های خود تولیدکننده و کمپانی انتقال می‌باشد.

- **مشترکین واجد شرایط:** هر شخص حقیقی یا نهاد حقوقی که از آزادی انتخاب عرضه‌کننده موردنظر خود، به دلیل بالاتر بودن میزان مصرف از مقدار مشخص‌شده توسط هیات تنظیم مقررات بازار انرژی و یا اتصال مستقیم آن به سیستم انتقال، برخوردار است.
- **مشترکین فاقد شرایط:** هر شخص حقیقی یا نهاد حقوقی که می‌تواند انرژی الکتریکی و یا ظرفیت را تنها از شرکت‌های خرده‌فروشی و یا از یک شرکت توزیع برخوردار از مجوز خرده‌فروشی در منطقه‌ی خودش خریداری نماید.
- **بنگاه‌های تولیدی:** هر نهاد حقوقی، غیر از خود تولیدکنندگان و گروه‌های خود تولیدکننده، درگیر تولید و فروش برق.
- **شرکت‌های توزیع:** هر نهاد حقوقی درگیر در توزیع برق در یک منطقه‌ی جغرافیایی مشخص.
- **بنگاه‌های عمده‌فروشی:** هر نهاد حقوقی درگیر در عمده‌فروشی، واردات، صادرات، و تجارت انرژی الکتریکی و یا ظرفیت و فروش به مصرف‌کنندگان واجد شرایط.
- **بنگاه‌های خرده‌فروشی:** هر نهاد حقوقی درگیر در واردات برق و یا ظرفیت و خرده‌فروشی به مصرف‌کنندگان، به غیر از آن‌هایی که به طور مستقیم به سیستم انتقال متصل‌اند و نیز تامین خدمات خرده‌فروشی به مصرف‌کنندگان.
- **خود تولیدکنندگان:** هر نهاد حقوقی درگیر در تولید برق با اولویت تامین برق مورد نیاز خود.

- **گروه خود تولیدکنندگان:** هر نهاد حقوقی درگیر در برق با اولویت تامین نیازهای زیر مجموعه‌هایش را شامل می‌شود.

در این ساختار شرکت تولید برق دولتی EUAS و سایر نیروگاه‌های دارای قراردادهای BOT، BOO و TOOR، برق تولیدی خود را در اختیار TETAS قرار می‌دهند. برق خریداری شده توسط TETAS، در اختیار شرکت‌های توزیع قرار داده می‌شود تا به طور مستقیم به «مصرف‌کنندگان فاقد شرایط»[1] عرضه نماید. تولیدکنندگان مستقل بخش عمده‌ای از برق خود را از طریق قراردادهای دو جانبه به «مصرف‌کنندگان واجد شرایط»[2] یا بنگاه‌های عمده‌فروشی خصوصی می‌فروشند. این دسته از تولیدکنندگان قادر به فروش حداکثر ۲۰ درصد از تولید سالانه‌شان به بازار برق هستند.[3] خودتولیدکنندگان نیز از حق فروش ۵۰ درصد تولیدشان در بازار، به مصرف‌کنندگان واجد شرایط یا بنگاه‌های عمده فروشی برخوردارند.

کلیه شرکت‌های عمده‌فروشی می‌توانند برق خود را به مصرف‌کنندگان واجد شرایط بفروشند؛ با این تفاوت که TETAŞ اجازه‌ی فروش برق به هیچ یک از مصرف‌کنندگان واجد شرایط جدید را ندارد. از طرفی دیگر، این شرکت‌ها می‌توانند با تایید MENR و EMRA، برق در اختیار خود را به سایر کشورها صادر نموده و یا از آن‌ها وارد نماید. اما شرکت‌های مذکور با محدودیت‌هایی نیز مواجه‌اند از جمله اینکه هیچ شرکت عمده‌فروش خصوصی همراه با تمامی شرکت‌های وابسته‌اش نمی‌تواند سهمی بیش از ۱۰ درصد کل برق مصرف‌شده در یک سال مشخص در بازار را به خود اختصاص دهد.

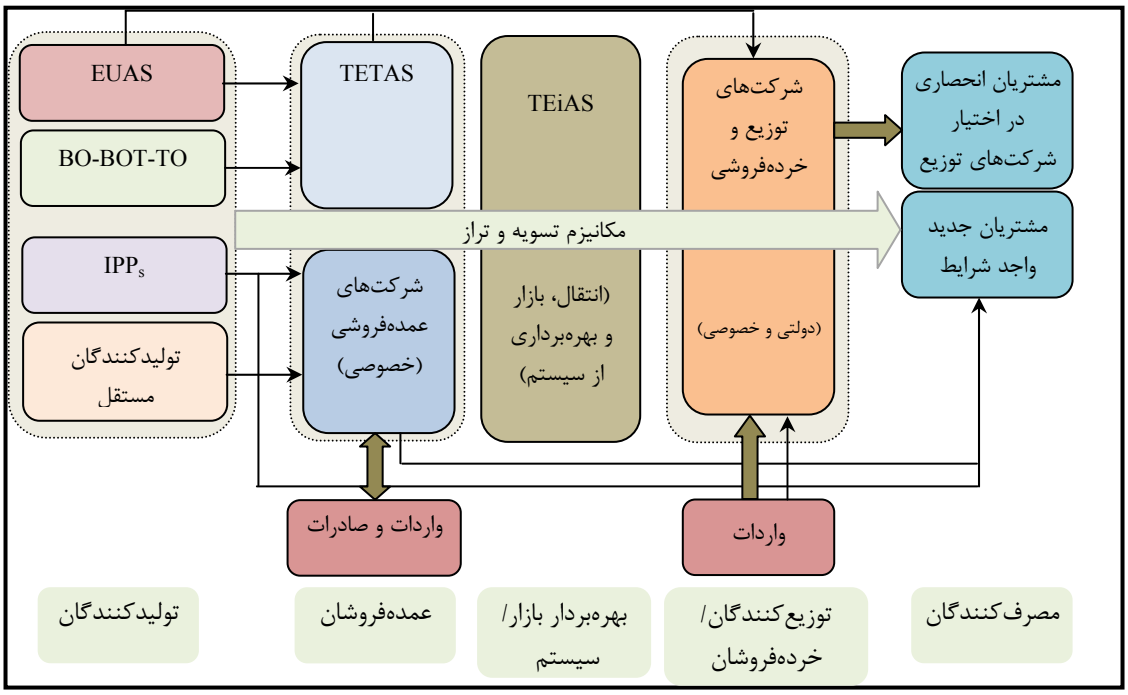
شرکت‌های توزیع نیز به عنوان مسوول راه‌اندازی و بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع، آخرین مرجع عرضه‌کننده و پیش‌بینی‌کننده‌ی تقاضای منطقه‌ای به حساب می‌آیند که ممکن است علاوه بر توزیع برق، درگیر مبادلات خرده‌فروشی، خدمات مربوط به آن و یا حتی فعالیت‌های تولیدی نیز شوند. اما این شرکت‌ها به هیچ عنوان حق مشارکت در فعالیتی غیر از موارد فوق را ندارند.

شرکت‌های خرده‌فروشی به همراه شرکت‌های توزیع، دارندگان مجوز خرده‌فروشی در بازار برق ترکیه می‌باشند. این شرکت‌ها فعالیت‌های خرده‌فروشی و خدمات مرتبط با آن را بدون هیچ‌گونه محدودیت منطقه‌ای بر عهده داشته و از حق واردات برق نیز برخوردارند.

نقش، مسوولیت‌ها و وظایف هر یک از بازیگران به نحوی بیانگر فرآیند انجام مبادلات در بازار برق نیز می‌باشد. شکل شماره‌ی (۲-۳۶) زیر مراحل کلی و بازیگران هر مرحله از داد و ستد برق در بازار را نشان می‌دهد.

1- Non-Eligible Customers
2- Eligible Customers

۳- این سهم از جانب EMRA می‌تواند مورد تجدید نظر قرار گیرد.



شکل ۲-۳۶- ساختار بازار برق ترکیه

۲-۷-۴- نحوه‌ی عملکرد و تعیین قیمت در بازار برق ترکیه

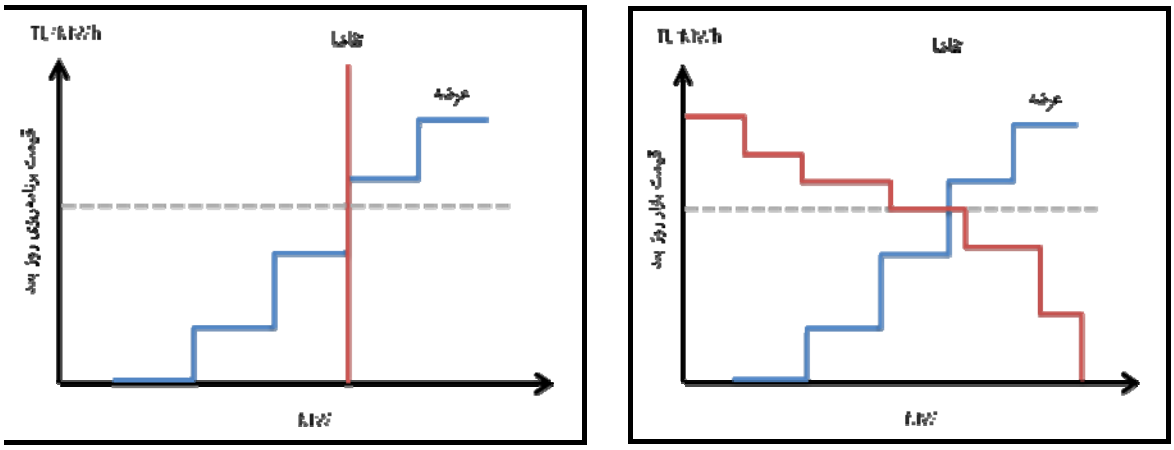
دولت ترکیه در سال ۲۰۰۶ یک سیستم موقتی تسویه و تراز[1] تشکیل داد که مطابق آن بهره‌بردار سیستم برآوردهای خود از میزان برق مورد نیاز در هر ساعت از روز جاری را در اختیار بازار قرار می‌داد. سپس واحدهای مسوول برقراری تراز (اعضای سیستم تسویه و تراز)، قیمت‌های پیشنهادی را همراه با برنامه تولیدشان در بازه‌های زمانی مشخص به سیستم ارسال می‌کردند. اعضای این سیستم عبارت از تولیدکنندگان (تولیدکنندگان مستقل، EUAS و خودتولیدکنندگان)، شرکت‌های عمده‌فروشی و توزیع بودند. پیشنهادات ارسالی از طریق یک برنامه‌ی پایگاه داده برای کشف قیمت و میزان بهینه‌ی تولید، طبقه‌بندی می‌شدند. بر این اساس دستورات لازم از جانب بهره‌بردار سیستم به تولیدکنندگان درباره‌ی افزایش و یا کاهش تولید خود مطابق با میزان تقاضای روزانه، صادر می‌گردد. این سیستم که تا دسامبر سال ۲۰۰۹ ادامه داشت، از ویژگی‌های زیر برخوردار بود:

- برقراری توازن عرضه و تقاضا بر اساس دستورات ساعتی تولید به صورت روزانه
- پیشنهاد قیمت مبتنی بر مناقصه‌ی یک طرفه از جانب تولیدکنندگان به بازار
- تسویه بازار به صورت سه ماه یک‌بار

این سیستم از آن جهت موقتی نامیده شد که طبق برنامه‌ی از پیش تعیین‌شده بازار برق ترکیه باید پس از یک دوره‌ی زمانی ۵ ساله، دوره‌ی انتقال، از یک ساختار رقابتی در هر دو بخش عمده‌فروشی و خرده‌فروشی برخوردار گردد.

1- Settlement and Balancing Market (BM)

در دسامبر سال ۲۰۰۹، سیستم موقتی مذکور به «مکانیزم برنامه‌ریزی روز قبل»[1] تغییر یافت. در این مکانیزم پیشنهاد قیمت همچنان یک طرفه و از جانب تولیدکنندگان/عرضه‌کنندگان بود اما برنامه‌ریزی بازار برای ساعات مختلف روز بعد و تسویه به صورت ساعتی انجام می‌گرفت.[2] در نهایت در دسامبر سال ۲۰۱۱ بازار روز قبل برای مبادله‌ی برق شکل گرفت که در آن عرضه‌کنندگان و تقاضاکنندگان بازار قادر به ارائه‌ی پیشنهادات قیمتی خود برای فروش و خرید بوده و قیمت شکل گرفته از بر هم کنش منحنی‌های عرضه و تقاضا در هر ساعت از روز بعد، قیمت تسویه‌ی بازار را شکل می‌دهد.[3] قیمت تسویه در این بازار مبتنی بر قیمت نهایی (یکنواخت) می‌باشد.



ب- بازار روز قبل

الف- مکانیزم برنامه‌ریزی روز قبل

Source: USAID/CAUCASUS Office of Energy and Environment (2012); Turkish Electricity Price Curve Analysis (2010-2011). p.4.

شکل ۲-۳۷- شکل‌گیری قیمت در مکانیزم برنامه‌ریزی و بازار روز قبل

بدیهی است، تعادل بین عرضه و تقاضا در طول دوره‌ی زمان‌بندی روز قبل ممکن است در زمان حقیقی مبادله‌ی برق در اثر عوامل زیر از بین برود:

- انحراف از برنامه‌ی زمان‌بندی پیش‌بینی شده
- شرایط آب و هوایی غیرقابل پیش‌بینی
- خاموشی غیرقابل پیش‌بینی واحدهای تولیدی
- خرابی غیرقابل پیش‌بینی شبکه‌ی سراسری که منجر به تغییر در جریان انرژی می‌شود

در چنین شرایطی، «مرکز ملی توزیع بار»[4] ترکیه (MYTM) به عنوان بهره‌بردار سیستم به طور مداوم تراز عرضه و تقاضا در زمان حقیقی را مورد ارزیابی قرار می‌دهد. برای مواجهه با اتفاقات احتمالی منجر به عدم توازن سیستم در زمان حقیقی، بهره‌بردار از ظرفیت‌های ذخیره‌ی اولیه، ثانویه و ثالثیه در زمان‌های گوناگون استفاده می‌کند. علاوه بر منابع

1- Day-ahead Planning Mechanism (DAPM)
2- Electricity Generation and Market in Turkey; 2009
3- USAID/CAUCASUS Office of Energy and Environment (2012); Turkish Electricity Price Curve Analysis (2010-2011). p. 4.
4- Turkey National Load Distribution Center (NLDC)

مذکور، ذخایر دیگری همچون ذخیره‌ی پیک و ذخایر شرایط غیرطبیعی برای امنیت سیستم در نظر گرفته شده که مسوولیت عرضه‌ی آن‌ها بر عهده‌ی بهره‌بردار می‌باشد.

۲-۷-۵- جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در بازار برق ترکیه

نیروگاه‌های برق‌آبی سهم قابل توجهی از تولید انرژی در بازار برق ترکیه را بر عهده دارند. اما قوانین حمایتی از این نوع نیروگاه‌ها صرفا در بر گیرنده‌ی نیروگاه‌های کوچک مقیاس و در قالب نیروگاه‌های تجدیدپذیر، می‌باشند.

اولین ابزار حمایتی تولید انرژی از منابع تجدیدپذیر همان قانون بازار برق سال ۲۰۰۱ (قانون شماره‌ی ۴۶۲۸) می‌باشد. در چارچوب این قانون افراد و یا شرکت‌هایی که اقدام به ایجاد تاسیسات تولید برق از منابع تجدیدپذیر انرژی با ظرفیت نصب حداکثر ۵۰۰ کیلووات نمایند، از الزامات صدور مجوز راه‌اندازی معاف می‌شدند. علاوه بر این، بر اساس این قانون هیات تنظیم مقررات بازار انرژی (EMRA) تاسیس گردید و کارآفرینان بخش خصوصی اجازه‌ی ساخت و بهره‌برداری از نیروگاه‌ها را با اخذ مجوز از EMRA پیدا کردند. در ماه می سال ۲۰۰۵ قانون استفاده از منابع تجدیدپذیر برای تولید برق (قانون شماره‌ی ۵۴۳۶) با هدف توسعه‌ی استفاده از منابع تجدیدپذیر در تولید برق برای افزایش تنوع منابع تولیدی، کاهش انتشار GHG، جریمه‌ی تولیدات زائد، محافظت از محیط‌زیست و توسعه‌ی صنایع تولیدی وابسته به تصویب رسید. بر اساس این قانون مولدهایی چون بادی، خورشیدی، زمین گرمایی، بیوماس، بیوگاز، انرژی موجی و جز و مدی، واحدهای تولید برق هیدروژنی، واحدهای برق‌آبی جریانی کم‌تر از ۵۰ مگاوات، واحدهای برق‌آبی ذخیره‌ای با سطح ذخیره‌ی کم‌تر از ۱۵ کیلومترمربع یا حجم ذخیره‌ی کم‌تر از ۱۰۰ میلیون مترمکعب را در بر می‌گیرد.[1] به عبارتی نیروگاه‌های برق‌آبی بزرگ مقیاس مشمول این قانون نمی‌شوند.

مکانیزم‌های تشویقی بازار برق ترکیه در زمینه‌ی نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر در قالب دو قانون فوق را می‌توان در سه دسته‌ی صدور مجوز، تخصیص زمین و تضمین خرید با تعرفه‌های ثابت تقسیم کرد. که به طور خلاصه در جدول (۲-۲۶) نشان داده شده است.

جدول ۲-۲۶- مکانیزم‌های تشویقی احداث و بهره‌برداری از نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر بر اساس قوانین شماره‌ی ۴۶۲۸ و ۵۳۴۶

مکانیزم تشویقی	تشویقات
صدور مجوز	الف- ظرفیت نصب‌های ۵۰۰ کیلووات از دریافت مجوز راه‌اندازی معاف هستند ب- تنها یک درصد هزینه‌ی صدور مجوز باید توسط نهادهای درخواست‌کننده پرداخت شود. همچنین این گونه نهادها به مدت هشت سال از تاریخ ثبت شده در مجوزشان از پرداخت هزینه‌ی از پرداخت مبلغ مجوز سالیانه معاف هستند. ج- از اولویت اتصال به شبکه برخوردارند.
تخصیص زمین	قیمت‌های اجاره، حق دسترسی یا استفاده از زمین‌های تحت مالکیت دولت در ده سال ابتدایی سرمایه‌گذاری یا بهره‌برداری از طرح‌هایی که قبل از ۲۰۱۲/۱۲/۳۱ به اتمام می‌رسند و از مالکیت آن‌ها برای تولید برق از منابع تجدیدپذیر استفاده می‌شود، به میزان ۸۵ درصد کاهش می‌یابد.
تضمین خرید	دولت برق تولید شده توسط این نوع نیروگاه‌ها را به مدت ۱۰ سال به قیمت خرید تضمینی بین ۵ تا ۵.۵ سنت یورو به کیلووات ساعت، ضمانت می‌کند.

Source: Kucukali, S. and K. Baris, (2011), ibid, p. 2458

1- Kucukali, S. and K. Baris, (2011), Renewable Energy Plicy in Turkey, World Renewable Energy Congress, Sweden. p. 2457.

فصل ۳

انواع خدمات جانبی و روش‌های پرداخت در بازارهای مختلف

۳-۱- کلیات

علاوه بر تامین تمامی برق مورد نیاز شبکه، یکی از مسایل بسیار مهمی که در تجدید ساختار صنعت برق بیش‌تر مد نظر قرار گرفت همانا تامین برق قابل اتکا و مطمئن برای مصرف‌کنندگان نهایی است. مسوولیت تضمین و برآورده کردن الزامات پایداری شبکه در بازارهای برق دنیا عموما بر عهده‌ی یک نهاد مسوول بی‌طرف با عنوان بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO) گذارده شده است. این نهاد موظف به رصد دائمی وضعیت شبکه‌ی سراسری از حیث برقراری توازن عرضه و تقاضا برق در هر لحظه از زمان می‌باشد. دستیابی به این مهم از طریق تامین منابع و عرضه‌ی خدماتی در شبکه‌ی برق است که خدمات جانبی[۱] خوانده می‌شوند. در یک شبکه‌ی برق به هم پیوسته، خدمات جانبی برای پشتیبانی از انتقال قدرت و حفظ پایداری بهره‌برداری و حصول اطمینان از تامین کیفیت و امنیت مورد نیاز آن، ضروری می‌باشد.[۲] این خدمات از بخش‌های مهم صنعت برق به شمار می‌روند که در دهه‌های اخیر و با ظهور بازارهای برق تلاش شده تا حدودی به صورت خدمات قابل معامله در بازارهای رقابتی درآیند.

این خدمات بسته به تفاوت در ساختار سیستم قدرت، سیاست‌های بهره‌برداری و قانون‌گذاری بازار، از تعاریف متفاوتی برخوردارند. اما در یک تعریف کلی، خدمات جانبی خدماتی هستند که ارائه‌ی آن‌ها توسط تجهیزات تولید، انتقال و ادوات کنترلی برای پشتیبانی از انتقال توان الکتریکی از تولیدکننده به مصرف‌کننده الزامی است. بر این اساس، خدمات جانبی به سرویس‌هایی اطلاق می‌شود که برای تضمین بهره‌برداری قابل اطمینان از شبکه‌ی قدرت ضروری هستند.[۳]

علاوه بر این، دسته‌بندی‌های مختلفی نیز از این خدمات در سیستم‌های گوناگون قدرت انجام گرفته که در یک طبقه‌بندی کلی انواع این خدمات را می‌توان در قالب‌های ذیل دسته‌بندی کرد:

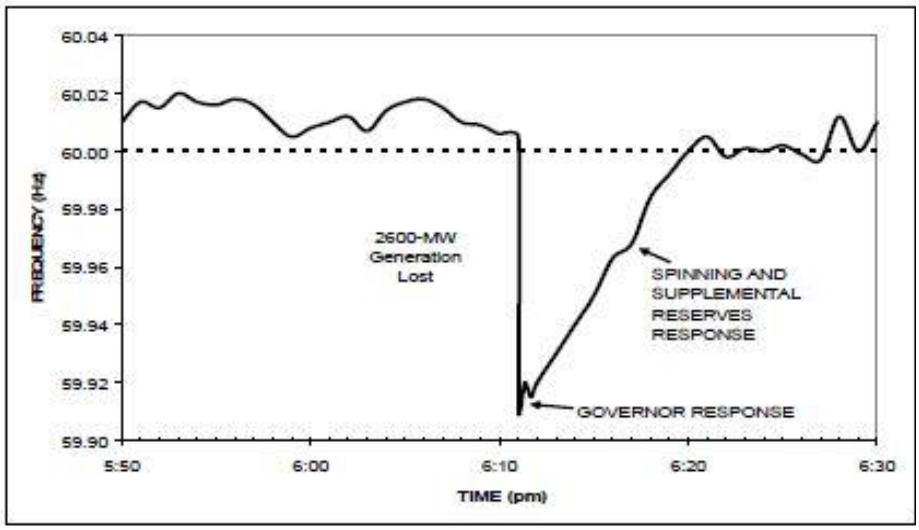
- خدمات کنترل فرکانس[۴] (FCAS)
- خدمات بهره‌برداری و هماهنگی یا خدمات کنترل شبکه[۵] (NCAS)
- خدمات پشتیبانی و بازیابی[۶] شبکه یا خدمات راه‌اندازی مجدد شبکه[۷] (SRAS)

1- Ancillary Services
2- M. Pirbazari, Ali; (2009); Ancillary Services: Definitions, Market and Practices in the World, Chalmers University of Technology, Sweden.
۳- شرکت مدیریت شبکه‌ی برق ایران، مروری بر انواع خدمات جانبی در بازارهای برق دنیا، دفتر مطالعات اقتصادی و ارتقای بازار برق، ۱۳۸۷.
4- Frequency Control Ancillary Service
5- Network Controlled Ancillary Service
6- Restoration
7- System Restart Ancillary Service

۳-۲- انواع خدمات جانبی

۳-۲-۱- خدمات کنترل فرکانس

این خدمات با حفظ و تثبیت فرکانس شبکه در مقدار نامی خود سر و کار دارند. تامین این خدمات به مفهوم استفاده از پتانسیل‌های تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان، جهت کنترل دقیقه به دقیقه و هماهنگی بین تولید و مصرف در یک ناحیه کنترلی توان می‌باشد. این خدمات با توجه به سرعت پاسخ‌دهی واحدهای نیروگاهی، خود به چند دسته تقسیم می‌شوند که عبارتند از خدمات کنترل اولیه فرکانس[1] یا تنظیم، رزروهای بهره‌برداری (چرخان[2] یا غیرچرخان[3]، کنترل ثانویه یا ثالثیه فرکانس) و خدمات تعقیب بار[4]. در یک سیستم قدرت عدم تعادل بین تولید و مصرف موجب می‌شود تا سیستم از انرژی جنبشی ذخیره شده در قسمت‌های چرخان ژنراتورها جهت جبران این کمبود استفاده کند. زمانی که تولید بیش‌تر از مصرف باشد، انرژی اضافی باعث افزایش سرعت روتور ژنراتورها می‌گردد و برعکس در موارد کمبود توان تولیدی، سرعت کاهش می‌یابد. لذا سیگنال فرکانس مشخصه خوبی جهت کنترل توان اکتیو در یک ناحیه کنترلی می‌باشد. در شکل (۳-۱) نمونه‌ای از روند تغییرات و کنترل فرکانس به ازای از دست رفتن یک واحد نیروگاهی نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود برای بالانس تولید و مصرف و تنظیم فرکانس به ازای خروج یک واحد نیروگاهی پاسخ‌های مختلفی با سرعت‌های گوناگون مورد نیاز است.



شکل ۳-۱- تغییرات فرکانس به ازای خروج یک واحد نیروگاهی

1- Primary Frequency Control
2- Spinning Reserve
3- Non-Spinning Reserve
4- Load Following

۳-۲-۲- خدمات بهره‌برداری و هماهنگی

این خدمات به جنبه‌های کیفی عرضه برق (که از جنس فرکانس سیستم نیستند) مربوط می‌شود. خدمات بهره‌برداری و هماهنگی عمدتا در ارتباط با کنترل ولتاژ در نقاط مختلف شبکه برق و کنترل توان عبوری (فلو) از قسمت‌های مختلف سیستم با توجه به محدودیت‌های شبکه است. متداول‌ترین تجهیزاتی که برای تامین کنترل ولتاژ به کار می‌روند عبارتند از ژنراتورها، کندانسورهای سنکرون، خازن‌ها، راکتورها، SVCها و تجهیزات تولید پراکنده. به طور کلی این نوع خدمات جانبی خود به سه دسته عمده‌ی برنامه‌ریزی تولید و توزیع بار و کنترل ولتاژ و پشتیبانی توان راکتیو تقسیم‌بندی می‌شوند.

۳-۲-۲-۱- برنامه‌ریزی تولید و توزیع بار

این خدمات به اقدامات زمان حقیقی مورد نیاز برای پشتیبانی از پایداری سیستم در حضور تغییرات بار یا تقاضا اطلاق می‌شود و می‌تواند فعالیت‌های مورد نیاز برای تکمیل مبادلات مبتنی بر قرارداد بین ژنراتورها و شرکت‌های انتقال را نیز در برگیرد. این خدمات با بهره‌گیری از منابع تولید و ظرفیت انتقال در دسترس، شامل برنامه‌ریزی برای بهره‌برداری مناسب از منابع برای تامین تقاضا می‌باشد. خدمات برنامه‌ریزی تولید و توزیع بار، تنها باید توسط بهره‌بردار سیستم انجام شده و امکان ارائه آن به صورت رقابتی مقدور نمی‌باشد. انتظار می‌رود که هزینه‌های مربوط به این خدمات، پایین باشد زیرا برای این منظور تنها به ادوات و تجهیزات اندازه‌گیری، محاسباتی و وسایل ارتباطی و مخابراتی به علاوه پرسنلی برای بهره‌برداری از سیستم نیاز است و این خدمات مستلزم انجام سرمایه‌گذاری‌های قابل توجه نیستند.

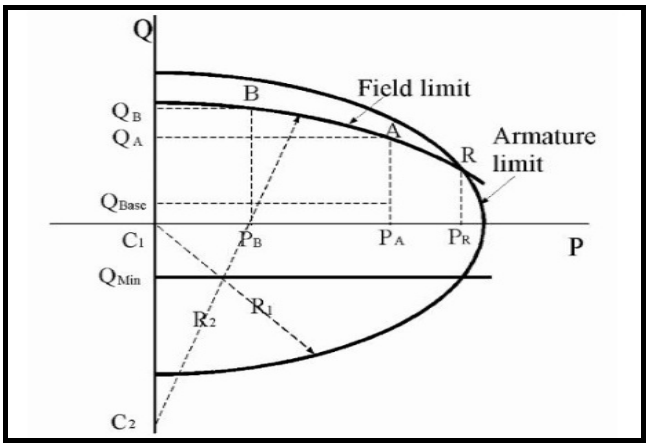
۳-۲-۲-۲- کنترل ولتاژ و پشتیبانی توان راکتیو

در زمان عدم تعادل تولید و مصرف، خدمت کنترل ولتاژ برای حفظ ولتاژ شبکه در سطحی مشخص از طریق حداکثرسازی توان اکتیو قابل ارسال (افزایش یا کاهش مصرف توان راکتیو)، ضروری می‌باشد. تجهیزات صنعتی مورد نیاز برای تامین این ضرورت، جبران‌کننده‌های توان راکتیو شامل SVCها[1]، STATCOMها و کندانسورهای سنکرون می‌باشد. این خدمت باید شرایط نرمال و اضطراری بهره‌برداری را مدنظر قرار دهد. در شرایط نرمال بهره‌برداری، سطح ولتاژ باید بین ۰/۹۵ و ۱/۰۵ به ازای هر واحد حفظ شود و در شرایط غیرنرمال توان راکتیو کافی برای جلوگیری از افت ناگهانی ولتاژ در سیستم باید فراهم شود. بنابراین، خدمات پشتیبانی توان راکتیو در شرایط غیرنرمال از اهمیت بسیار بیش‌تری نسبت به شرایط نرمال برخوردار است.[2]

گاهی اوقات ژنراتورها ملزم به این هستند که برای پایداری ولتاژ در حالت کندانسوری عمل نمایند. حالت کندانسور حالتی است که در آن تنها به تولید توان راکتیو برای پایداری ولتاژ می‌پردازد. این عمل برای تضمین تامین توان باکیفیت، با امنیت و قابل اطمینان برای مصرف‌کنندگان انجام می‌پذیرد. توان خروجی ژنراتور سنکرون، معمولا به

1- Static VAR Compensators
2- M. Pirbazari, Ali; (2009); ibid, p.2.

مقداری در محدوده MVA گردان اولیه[1] آن محدود می‌شود. زمانی‌که توان حقیقی و ولتاژ ترمینال ثابت باشند، سیم‌پیچی‌های آرمیچر و میدان تعیین‌کننده‌ی توان راکتیو تولیدی ژنراتور خواهند بود. محدوده‌ی گرمایی سیم‌پیچی آرمیچر مطابق شکل (۶-۲) دایره‌ای به شعاع $R_1 = (V_t I_a)^2$ و به مرکزی که در معادله‌ی (۱) نشان داده شده، می‌باشد و محدوده گرمایی سیم‌پیچی میدان، دایره‌ای به شعاع $R_2 = \frac{V_t E_{af}}{X_s}$ و به مرکزی نقطه‌ی C_2 با مختصات $(0, \frac{-V_t^2}{X_s})$ می‌باشد که در معادله ۲ نشان داده شده است. V_t ولتاژ باس ژنراتور، I_a جریان ماندگار آرمیچر، E_{af} ولتاژ تحریک و X_s راکتانس سنکرون می‌باشد.



شکل ۳-۲- نمودار قابلیت تولید توان راکتیو ژنراتور سنکرون

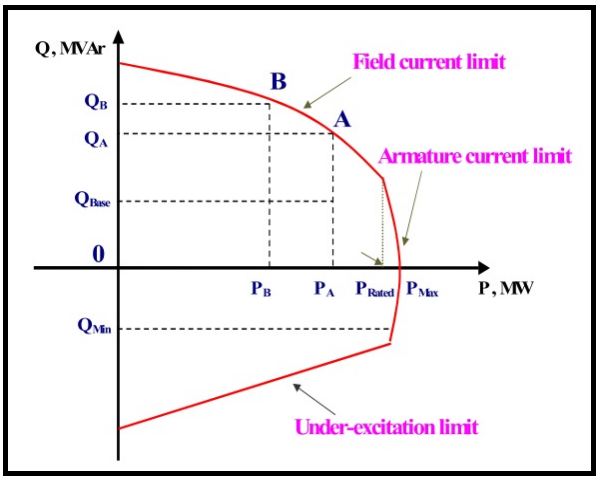
$$P^2 + Q^2 \le (V_t I_a)^2 \qquad (۱)$$

$$P^2 + \left(Q + \frac{V_t^2}{X_S}\right)^2 \le \left(\frac{V_t E_{af}}{X_S}\right)^2 \qquad (۲)$$

نقطه‌ی نامی کار ماشین، محل تلاقی دو دایره (R در شکل(۳-۲)) می‌باشد. زمانی‌که $P < P_R$، Q توسط حد دمایی سیم پیچی میدان محدود می‌شود. زمانی‌که $P > P_R$، حد دمایی سیم پیچی آرمیچر تولید توان راکتیو را محدود خواهد کرد. P_R توان حقیقی متناسب با توان نامی ماشین می‌باشد.

برای بررسی بیش‌تر تامین توان راکتیو در ژنراتور سنکرون شکل (۳-۳) را در نظر بگیرید. در این شکل، Q_{Base} توان راکتیو مورد نیاز ژنراتور برای تجهیزات کمکی خود می‌باشد. اگر نقطه بهره‌برداری داخل محدوده نمودار قرار گیرد، برای مثال (P_A, Q_{Base})، در این صورت واحد قادر خواهد بود تولید توان راکتیو خود را از Q_{Base} تا Q_A بدون تغییر در تولید توان اکتیو افزایش دهد. اگرچه این کار باعث افزایش تلفات در سیم پیچی‌ها و متعاقب آن افزایش هزینه‌ی تلفات خواهد شد.

1- Prime Mover



شکل ۳-۳- نمودار قابلیت تولید توان راکتیو برای ژنراتور سنکرون

درصورتی‌که ژنراتور بر روی محدوده‌ی مورد بهره‌برداری قرار گیرد، در این صورت هر گونه افزایش در Q مستلزم کاهش در تولید P برای قرار گرفتن در محدوده‌ی گرمایی سیم‌پیچی‌ها خواهد بود. نقطه‌ی A را در نمودار با موقعیت (P_A, Q_A) در نظر بگیرید. در صورت نیاز به توان راکتیو بیش‌تر، برای مثال Q_B، باید نقطه بهره‌برداری به نقطه‌ی B با موقعیت (P_B, Q_B) و با $P_B < P_A$ جابجا شود. این نشان دهنده‌ی آن است که واحد در صورت نیاز به توان راکتیو بیش‌تر، باید برای قرار داشتن در محدوده گرمایی سیم‌پیچی‌ها تولید توان حقیقی خود را کاهش دهد.

شکل (۳-۳) همچنان نشان دهنده یک حد پایین برای Q می‌باشد که محدوده‌ی عملکردی واحد را در ناحیه زیر تحریک به دلیل وجود نقاط گرمایی در نقاط انتهایی ناحیه آرمیچر، محدود می‌سازد.

منابع تامین‌کننده‌ی این خدمات از نظر مشخصات فنی و اقتصادی از قبیل سرعت پاسخ‌دهی، توانایی پشتیبانی از تغییرات ولتاژ و هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری با یکدیگر متفاوت هستند. هزینه‌های عمده‌ی این خدمات شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری، استهلاک و هزینه‌ی سلب فرصت است.

۳-۲-۳- خدمات پشتیبانی و بازیابی سیستم

این خدمات در ارتباط با ظرفیت پشتیبان سیستم و ظرفیت مورد نیاز برای بازگشت به بهره‌برداری عادی شبکه پس از وقوع خاموشی‌های سراسری بزرگ هستند. این خدمات به طور معمول توسط واحدهای تولیدی با قابلیت خودراه‌اندازی ارائه می‌شوند.

۳-۲-۳-۱- قابلیت خودراه‌اندازی

این خدمات متعلق به دسته‌ای از ژنراتورهای شبکه است که می‌توانند بدون نیاز به برق شبکه، شروع به فعالیت کنند. اغلب این ژنراتورها پس از وقوع خاموشی سراسری در شبکه و در فرآیند بازیابی شبکه نقش مهمی را بر عهده دارند؛ لذا برای کمک به بازیابی شبکه به محض وقوع اغتشاشات بزرگ یا فروپاشی شبکه مورد نیاز هستند. ژنراتورهای دارای

قابلیت خودراه‌اندازی باید همچنین قادر به تولید یا جذب توان راکتیو به منظور کنترل ولتاژ در حین فرآیند بازیابی شبکه نیز باشند. همچنین دارا بودن امکانات ارتباطی لازم و هماهنگی میان منابع برای حفظ انعطاف‌پذیری شبکه و پایداری سیستم به منظور حداقل کردن طول دوره‌ی خاموشی سراسری و تضمین امنیت در حین انجام فرآیند بازیابی شبکه، ضروری است.

هزینه‌های عمده‌ی این دسته از خدمات اغلب مربوط به هزینه‌های سرمایه‌گذاری در تجهیزات و بهره‌برداری و تعمیر و نگهداری از آن‌ها می‌باشد. با این وجود هزینه‌هایی نیز در ارتباط با بهره‌برداری از سیستم انتقال در طول دوره‌ی بازیابی شبکه وجود دارد که عمدتا ناشی از تلفات سیستم است. در برخی موارد هزینه‌هایی را نیز در ارتباط با مطالعات امکان‌پذیری برای این خدمات در نظر می‌گیرند.

۳-۲-۳-۲- رزرو مکمل یا جایگزین

این رزرو، وظیفه‌ی پشتیبانی از رزروهای بهره‌برداری را برعهده دارد و باید قادر باشد تا به منظور حفظ مقادیر نامی رزرو بهره‌برداری در صورت نیاز جایگزین این رزروها شود، از این رو نیازی نیست که سرعت پاسخ‌دهی آن‌ها کم باشد (عموما باید تا یک ساعت با شبکه سنکرون شوند). رزروهای مکمل باید تا زمان رسیدن سطح رزرو بهره‌برداری به مقدار مورد نیاز توانایی مداوم سرویس‌دهی را داشته باشند. در حالت عمومی، رزروهای مکمل باید حداقل برای دو ساعت در دسترس باشند (استاندارد بازار برق کالیفرنیا). عمده هزینه‌های این خدمات مربوط به هزینه‌های سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری تجهیزات است.[۱]

در ادامه به بررسی نحوه‌ی تامین و ارائه‌ی خدمات جانبی و جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در تامین این خدمات، در بازارهای برق بررسی شده در فصل پنجم گزارش حاضر، پرداخته می‌شود.

۳-۳- تامین خدمات جانبی در بازارهای برق

۳-۳-۱- خدمات جانبی در بازار برق ایران

در ایران سه نوع خدمت جانبی در آیین‌نامه‌های بازار برق مدنظر قرار گرفته است که پرداخت‌هایی نیز بابت ارائه‌ی آن‌ها به تامین‌کنندگان پرداخت می‌گردد. این خدمات عبارتند از:

- کنترل اولیه‌ی فرکانس
- کنترل ولتاژ و تامین توان راکتیو
- ذخیره‌ی بهره‌برداری

۱- شرکت مدیریت شبکه‌ی برق ایران، همان، ۱۳۸۷، صص ۱۳-۹.

۳-۳-۱-۱- کنترل اولیه فرکانس

رویه مدیریت خدمات جانبی کنترل اولیه فرکانس در بازار برق ایران در جلسه هشتاد و پنجم هیات تنظیم بازار برق ایران در تاریخ ۱۳۸۶/۲/۱۱ به تصویب رسید. تا سال ۱۳۸۶ وظیفه کنترل فرکانس در صنعت برق ایران تنها به عهده‌ی واحدهای برق آبی (عمدتا نیروگاه دز) بود. اما به دلیل کم بودن ظرفیت این نیروگاه ها و نیز نوسان محلی توان اکتیو برای کنترل فرکانس و بروز مشکلات فنی، در حال حاضر این وظیفه به عهده تمامی واحدهای سراسر کشور که توانایی شرکت در ارائه‌ی این خدمت را دارند می‌باشد. بر اساس رویه‌ی مذکور پرداخت‌هایی نیز به واحدهای تامین‌کننده‌ی خدمات کنترل اولیه‌ی فرکانس در شبکه‌ی سراسری برق کشور پرداخت می‌شود.

تنها واحدهایی به عنوان واحدهای فعال در بخش کنترل اولیه فرکانس شناخته می‌شوند که برای آن‌ها، پارامترهای زیر در محدوده‌ای که از طرف شرکت مدیریت شبکه اعلام می‌شود قرار داشته باشند:

الف- درصد دروپ گاورنر

ب- باند مرده عملکرد گاورنر

پ- زمان تاخیر پاسخ گاورنر

ت- حداقل قدرت فصلی واحد

همچنین واحدهای مذکور باید از امکانات اندازه‌گیری و مخابراتی برای قرائت توان خروجی واحد از راه دور (مورد تایید شرکت مدیریت شبکه)، برخوردار باشند. مکان جغرافیایی یا ناحیه الکتریکی، هیچ‌گونه محدودیتی روی پرداخت به واحدهای فعال در این زمینه ایجاد نمی‌کند. بر همین اساس، به همه واحدهایی که گاورنر فعال داشته باشند و عملکرد صحیح آن‌ها از طرف مرکز تایید شده باشد، بهایی بابت ارائه خدمات کنترل اولیه فرکانس پرداخت می‌گردد.

دو روش کلی برای پرداخت بابت خدمات کنترل اولیه فرکانس در نظر گرفته شده است. شرکت مدیریت شبکه تا زمان فراهم شدن امکانات لازم جهت اجرای روش اول از روش دوم استفاده می‌نماید. پس از فراهم شدن امکانات اجرای روش اول، شرکت مدیریت شبکه باید ضمن اعلام مراتب به هیات تنظیم بازار برق و فعالان بازار، روش اول را جایگزین روش دوم نماید. روش اول کامل‌تر و دقیق‌تر می‌باشد، ولی به دلیل کمبود اطلاعات دقیق فنی از واحدها و عدم توانایی در محاسبه بعضی پارامترهای این روش، از روش دوم که بیش‌تر بر مبنای تجربه و اطلاعات موجود در شرکت مدیریت شبکه می‌باشد، استفاده می‌گردد.

روش اول:

تعیین دقیق حداکثر سهم مشارکت هر واحد در ارائه خدمات کنترل اولیه فرکانس در هر ساعت با توجه به حداکثر و حداقل توان قابل تولید، حداکثر سهم مشارکت، میزان تولید پذیرفته شده‌ی واحد در بازار و میزان توان عملی واحد برای مشارکت در کنترل اولیه فرکانس (PFC_i^- و PFC_i^+) محاسبه می‌شود:

$$PFC_i^- = \min\left\{P_i^{ac} - P_i^{min}, PFC_i^{-max}\right\}$$

$$PFC_i^{+} = \min\left\{P_i^{max} - P_i^{ac}, PFC_i^{+max}\right\}$$

P_i^{min}: حداقل توان تولیدی واحد (مطابق مشخصات فنی شناسنامه هر واحد)

P_i^{max}: حداکثر توان تولیدی واحد (میزان آمادگی واحد)

P_i^{ac}: میزان انرژی پذیرفته شده در بازار در ساعت مربوط

PFC_i^{+max}: حداکثر سهم مشارکت واحد در کنترل فرکانس در سمت افزایش توان

PFC_i^{-max}: حداکثر سهم مشارکت واحد در کنترل فرکانس در سمت کاهش توان

پارامتر PFC_i^{-max} نشان‌دهنده‌ی میزان توانی است که یک واحد می‌تواند به طور عملی در مدت زمان مشخصی، که وابسته به تشخیص شرکت مدیریت شبکه می‌باشد، در جهت کاهش فرکانس و تصحیح فرکانس شبکه کاهش دهد. این تاخیر در کاهش توان ناشی از تاخیر در سیستم تشخیص‌دهنده‌ی افزایش فرکانس، تاخیر در سیستم مخابراتی و بیش‌تر از همه لختی سیستم‌های مکانیکی و کنترلی واحدها می‌باشد. اگر این توان بیش‌تر از مقدار $P_i^{ac} - P_i^{min}$ (حداکثر توان قابل افزایش از نظر فنی) باشد، این مقدار به عنوان PFC_i^{-} در نظر گرفته می‌شود.

پارامتر PFC_i^{+max} نیز نشان‌دهنده‌ی میزان توانی است که یک واحد می‌تواند به طور عملی در مدت زمان مشخصی که وابسته به تشخیص شرکت مدیریت شبکه می‌باشد، در جهت افزایش فرکانس و تصحیح فرکانس شبکه، افزایش دهد. این تاخیر در افزایش توان ناشی از تاخیر در سیستم تشخیص‌دهنده افت فرکانس، تاخیر در سیستم مخابراتی و بیش‌تر از همه لختی سیستم‌های مکانیکی و کنترلی واحدها می‌باشد. اگر این توان بیش‌تر از مقدار $P_i^{max} - P_i^{ac}$ (حداکثر توان قابل کاهش از نظر فنی) باشد، این مقدار به عنوان PFC_i^{+} در نظر گرفته می‌شود.

تبصره: در مواردی که باند عملکرد واحد در حالت کنترل فرکانس کل بازه حداقل تا آمادگی ابراز شده را در بر نمی‌گیرد مقادیر حداقل و حداکثر باند عملکرد جایگزین P_i^{min} و P_i^{max} می‌شوند.

بهای ارائه خدمات کنترل اولیه فرکانس هر دو سمت کاهشی و افزایشی را در بر می‌گیرد و نرخ هر دو یکسان می‌باشد.

بهای ارائه خدمات کنترل اولیه فرکانس در هر ساعت به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$Payment = (PFC_i^{+} + PFC_i^{-}) \times (RF - 1) \times BA$$

BA: پایه نرخ آمادگی

RF: ضریب وزن‌دهی ارزش ۱ مگاوات ظرفیت آماده برای کنترل اولیه فرکانس نسبت به ۱ مگاوات ظرفیت آماده برای تامین انرژی

مقدار $PFC_i^+ + PFC_i^-$ نشان‌دهنده کل بازه‌ای است که یک واحد می‌تواند هم در جهت کاهش و هم در جهت افزایش فرکانس در بازار کنترل فرکانس شرکت کند و در نتیجه به دلیل داشتن این قابلیت به ازای کل این بازه بهای شرکت در بازار را دریافت می‌نماید.

بدیهی است که پرداخت بهای آمادگی واحد برای کل ظرفیت ابراز شده واحدهایی که خدمات جانبی کنترل فرکانس ارئه می‌دهند تغییر نخواهد کرد.

در هر ساعت در صورت فعال شدن تمام یا بخشی از ظرفیت اختصاص یافته به کنترل اولیه فرکانس، بهای انرژی تولیدی مطابق قیمت‌های پیشنهادی واحد پرداخت می‌شود. این بند بیان‌کننده این مطلب می‌باشد که در صورتی که یک واحد در بازار کنترل فرکانس شرکت نماید، علاوه بر دریافت دائمی هزینه شرکت در این بازار (Payment) که در بند بالا به آن اشاره شد، درصورتی‌که بر اثر کاهش فرکانس، واحد برای کنترل فرکانس مجبور به افزایش توان تولیدی خود گردد، هزینه این مقدار توان تولیدی را که معمولا برای مدت کوتاهی می‌باشد را نیز به قیمت پیشنهادی خود در بازار انرژی از بازار دریافت خواهد کرد.

روش دوم:

اضافه پرداخت برای بازه عملکرد واحد واحدی که مطابق تایید مرکز در کنترل اولیه فرکانس مشارکت می‌کند، متناسب با پهنای باند عملکردی واجد شرایط کنترل فرکانس (P_i^s)، با تایید مرکز، اضافه پرداخت دریافت می‌کند. این اضافه پرداخت، در هر ساعت به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$Payment = P_i^s \times (RF - 1) \times BA$$

BA: پایه نرخ آمادگی

P_i^s: پهنای باند عملکردی واجد شرایط کنترل فرکانس مورد تایید بازار

RF: ضریب وزن‌دهی ارزش یک مگاوات ظرفیت آماده واحدی که در کنترل اولیه فرکانس شرکت می‌کند نسبت به ۱ مگاوات ظرفیت آماده واحدی که تنها در تامین بار مشارکت می‌کند.

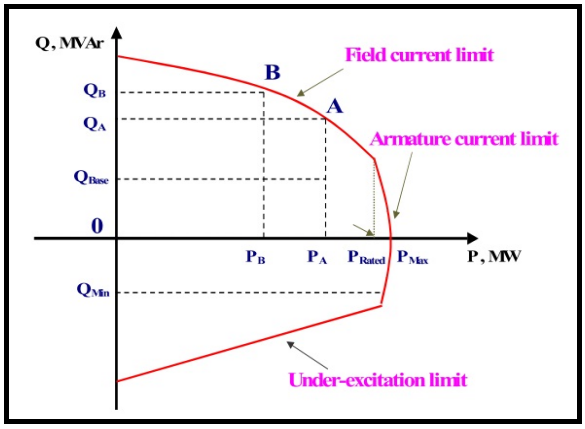
در حال حاضر در ایران به دلیل کمبود اطلاعات فنی دقیق از نیروگاه‌ها و نبود روش دقیقی برای محاسبه بازه $PFC_i^+ + PFC_i^-$، این مقدار به طور تجربی توسط مرکز و شرکت مدیریت شبکه برای هر واحد، با توجه به اطلاعات قبلی موجود از هر واحد، تعیین می‌گردد و بر اساس آن و همانند روش اول بهای شرکت در بازار کنترل فرکانس به هر واحد پرداخت می‌گردد.

در مورد واحدهاب آبی فعال در کنترل اولیه فرکانس، پرداخت بابت این خدمات تنها در خارج از محدوده‌های سخت بهره‌برداری (Hard/Forbidden Zone) صورت می‌گیرد.

در مورد آن دسته از نیروگاه‌های برق‌آبی که مجهز به سیستم کنترل یکپارچه توان (Joint Control) می‌باشند، پرداخت برای کنترل فرکانس به صورت نیروگاهی صورت می‌گیرد. بدیهی است این پرداخت به تعداد واحدهای در مدار آن نیروگاه، وابسته است.

RF برای پایین‌ترین دروپ موجود در شبکه برابر ۱/۰۱ و برای بالاترین دروپ مدرد قبول شرکت مدیریت شبکه برابر ۱/۰۰۵ می‌باشد. مقدار RF برای فاصله بین این دو واحد دارای توزیع خطی می‌باشد.

همان‌طور که در بخش نکات فنی شرکت در بازار اشاره شد، هر چه دروپ یک واحد کم‌تر باشد، در صورت افت فرکانس، آن واحد قابلیت بیش‌تری در افزایش توان تولیدی خود خواهد داشت و در نتیجه بهای بیش‌تری در ازای شرکت در بازار انرژی دریافت خواهد کرد. در نتیجه ضریب RF برای این واحدها بزرگ‌تر خواهد بود و به طور عکس برای واحدهای با دروپ بزرگ‌تر این ضریب کوچک‌تر انتخاب خواهد شد. در نتیجه با توجه به بزرگ‌ترین و کوچک‌ترین دروپ موجود در شبکه و دروپ هر واحد، ضریب RF برای هر نیروگاه از فرمول زیر محاسبه می‌گردد.



شکل ۳-۴- نمودار نشان‌دهنده رابطه خطی دروپ با RF

$$RF_i = \frac{-0.005}{SG^{max} - SG^{min}}(SG_i - SG^{min}) + 1.01$$

با این وجود چنانچه مشخص شود واحدی که پیشتر آمادگی خود را برای مشارکت در ارائه‌ی خدمات کنترل اولیه فرکانس اعلام کرده است، بدون اعلام قبلی، این خدمات را ارائه نمی‌دهد، مشمول کسر درآمد ناشی از عدم اجرای تعهدات می‌شود.

هرگونه انحراف مشخصات فنی گاورنر از مقادیر از قبل اعلام شده به شرکت مدیریت شبکه، در حکم عدم اجرای تعهدات دانسته می‌شود.

از لحظه‌ی اعلام این مطلب به بازار، واحد از لیست واحدهای ارائه‌کننده خدمات جانبی خارج می‌شود.

در هر ساعت، کسر درآمد ناشی از عدم اجرای تعهدات، معادل ۱/۱ برابر نرخ پایه آمادگی به ازای هر مگاوات ظرفیتی است که واحد برای آن بهای خدمات کنترل فرکانس دریافت می‌کرده است.

این کسر درآمد، از لحظه فعال‌سازی مجدد گاورنر (با تنظیمات از پیش تعیین شده) منتفی می‌شود.

با توجه به اینکه عدد ۱/۱ برای جریمه یک واحد نسبت به اعداد ۰/۰۱ و ۰/۰۰۵ (RF-1) بسیار بزرگ و غیر منطقی می‌باشد، این عدد در جلسه ۹۹ هیات تنظیم به عدد ۰/۱ تصحیح گردید.

لازم به ذکر است که در صورت عدم موفقیت واحد در آزمون ظرفیت، کسر درآمد اضافی بابت خدمات کنترل اولیه فرکانس متوجه واحد نمی‌باشد.

۳-۳-۱-۲- کنترل ولتاژ و تامین توان راکتیو

خدمات توان راکتیو در بازار برق ایران خدماتی است که به منظور کنترل و حفظ سطوح ولتاژ در شینه‌های شبکه انتقال و فوق توزیع، در سطح استانداردهای مورد قبول صنعت برق کشور ارائه می‌شود.

بر اساس رویه‌ها و دستورالعمل‌های مرتبط با این خدمت در بازار برق ایران، تعاریف و مفاهیمی هستند که برای درک روابط مربوط به نحوه‌ی تامین و پرداخت بابت ارائه‌ی خدمت مذکور باید مدنظر قرار گیرند. این مفاهیم به شرح زیر می‌باشند:

حداکثر توان راکتیو قابل تولید (جذب): حداکثر مقدار توان راکتیوی است که منبع فارغ از نقطه کار و با توجه به مشخصات فنی مورد تایید کارشناس هیات تنظیم، قادر به تولید (جذب) آن می‌باشد. حداکثر توان راکتیو قابل تولید (جذب) با Q_Lag_{max} (Q_Lead_{max}) نمایش داده می‌شود. این مقادیر در این دستورالعمل و روابط موجود در آن همواره مثبت در نظر گرفته شده است.

حداکثر توان راکتیو قابل تولید (جذب) در یک نقطه کار: حداکثر توان راکتیوی است که منبع می‌تواند در نقطه کار و بدون کاهش توان اکتیو تولید (جذب) کند. حداکثر توان راکتیو قابل تولید (جذب) در هر نقطه‌کار در ساعت h با $Q_LagOpr_{max,r,h}$ $(Q_LeadOpr_{max,r,h})$ نمایش داده می‌شود. این مقادیر در این دستورالعمل و روابط موجود در آن همواره مثبت در نظر گرفته شده است.

انرژی راکتیو درخواستی: میزان انرژی راکتیو که دستور تولید(جذب) آن در هر ساعت توسط مرکز به منبع اعلام شده‌است و با $Q_Lag_{acc,r,h}$ $(Q_Lead_{acc,r,h})$ نمایش داده می‌شود. این مقادیر در این دستورالعمل و روابط موجود در آن همواره مثبت در نظر گرفته شده است.

راکتیو تولیدی (جذبی) در حالت پس‌فاز (پیش‌فاز) را با Q_Lag (Q_Lead) نشان می‌دهند. این مقادیر در این دستورالعمل و روابط موجود در آن همواره مثبت در نظر گرفته شده است.

خطوط ارتباطی: منظور آن دسته از خطوط انتقال است که مبدا و مقصد آن دو برق منطقه‌ای مختلف هستند.

انرژی راکتیو تولیدی (جذبی) منبع r در ساعت h با $RE_Lag_{r,h}$ $(RE_Lead_{r,h})$ نشان داده می‌شود. این مقادیر در این دستورالعمل و روابط موجود در آن همواره مثبت در نظر گرفته شده است.

باند راکتیو اجباری: محدوده‌ای است که منابع دینامیک نیروگاهی درآن بابت تولید (جذب) انرژی راکتیو، بهای انرژی راکتیو دریافت نمی‌کنند. این محدوده در حالت پس‌فازی (تولیدی)، نقاط کاری دارای $Cos\varphi < 0.9$ و در حالت پیش‌فازی

(جذبی) نقاط کاری دارای $\text{Cos}\varphi < 0.95$ را در بر می‌گیرد. محدوده اجباری کنترل توان راکتیو به صورت $[-Q_Lead_{NP}, Q_Lag_{NP}]$ نشان داده می‌شود.

$$Q_Lag_{NP} = \frac{P_t}{0.9}\sqrt{(1-0.9^2)} = 0.484 \times P_t$$

$$Q_Lead_{NP} = \frac{P_t}{0.95}\sqrt{(1-0.95^2)} = 0.329 \times P_t$$

توضیح: منظور از P_t سطح تولید انرژی اکتیو منبع نیروگاهی در ساعت مربوط می‌باشد. در خصوص منابع دینامیک غیر نیروگاهی مقدار این پارامتر صفر لحاظ می‌شود.

نرخ انرژی راکتیو: نرخی است که در هر ساعت بر اساس آن به ازای تولید (جذب) هرمگاوات خارج از باند راکتیو اجباری به منبع پرداخت می‌شود.

منطقه الکتریکی: محدوده‌هایی هستند که از طرف مرکز تعیین می‌شوند، پست‌های مصرفی واحدهای تولیدی و خریداران موجود در هر منطقه مشخص گردیده است.

منابع تامین خدمات توان راکتیو به شرح موارد ذیل می‌باشد:

الف- منبع دینامیک نیروگاهی اعم از واحد نیروگاهی در حالت ژنراتور و واحد نیروگاهی در حالت کندانسور سنکرون

ب- منبع دینامیک گردان غیر نیروگاهی نظیرکندانسور سنکرون

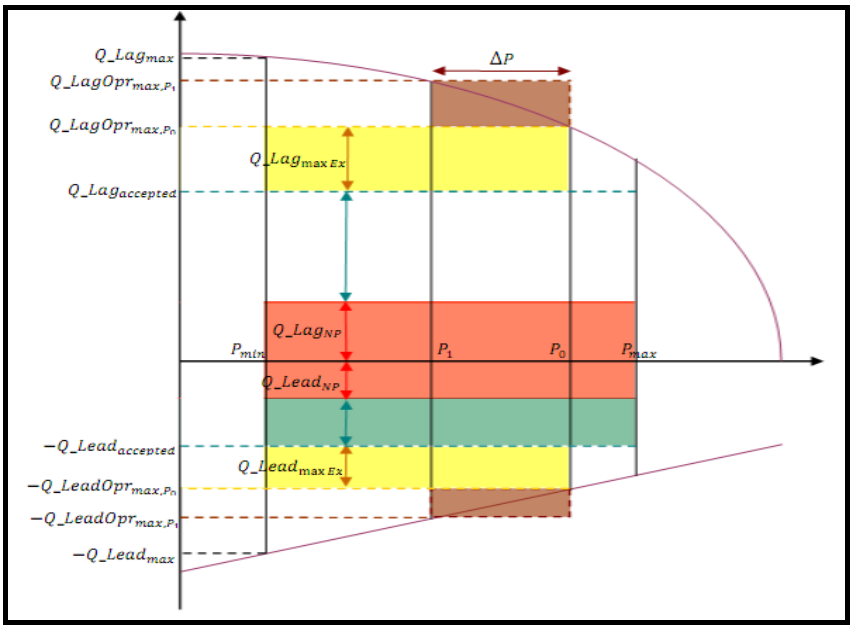
ج- منبع دینامیک غیرگردان نظیرSVC و دیگر ادوات

د- منبع استاتیک نظیر خازن و راکتور ثابت و پله‌ای

تمام منابع دینامیک متصل به شبکه‌ی انتقال ملزم به شرکت در بازار توان راکتیو هستند. کلیه منابع موظفند زیر نظر شرکت مدیریت شبکه حداکثر در محدوده $[-Q_Lead_{max}, Q_Lag_{max}]$ جهت حفظ پایایی شبکه، توان راکتیو تولید (جذب) نمایند. عدم همکاری با شرکت مدیریت شبکه در این زمینه، به عنوان نقض دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری تلقی خواهد شد.

نقطه اندازه‌گیری انرژی راکتیو خریداران، کنتورهای مربوط به هر پست تغذیه کننده‌ی آن‌ها می‌باشد.

در مورد خطوط ارتباطی، درهرساعت، دریافت‌کننده‌ی توان راکتیو (مستقل از جهت انتقال توان اکتیو) به عنوان خریدار توان راکتیو شناخته می‌شود.



شکل ۳-۵- منحنی قابلیت تولید راکتیو منبع نیروگاهی

نحوه تامین خدمات توان راکتیو از طریق منابع دینامیکی نیروگاهی و منابع دینامیک گردان غیر نیروگاهی به این صورت است که کلیه منابع دینامیک نیروگاهی و منابع دینامیک گردان غیر نیروگاهی، باید درخواست‌های خود را جهت شرکت در بازار توان راکتیو حداکثر تا ۱۰ صبح روز قبل از روز بهره‌برداری به شرکت مدیریت شبکه اعلام نمایند.

موارد ذیل باید در هر درخواست ذکر شود:

الف- پیشنهاد قیمت برای دریافت بهای تولید توان راکتیو (پیشنهاد قیمت هر منبع با β_{Lag} نشان داده می‌شود) به صورت ساعتی، برحسب ضریبی (کوچک‌تر یا مساوی یک) از نرخ انرژی راکتیو.

ب- پیشنهاد قیمت برای دریافت بهای جذب توان راکتیو (پیشنهاد قیمت هر منبع با β_{Lead} نشان داده می‌شود) به صورت ساعتی، برحسب ضریبی (کوچک‌تر یا مساوی یک) از نرخ انرژی راکتیو.

تبصره: تا زمانی که در فضای رقابتی قرار نداریم و امکان پیشنهاد قیمت برای منبع وجود ندارد، مقدار β برابر یک در نظر گرفته می‌شود.

ضرایب β منابع به ترتیب صعودی مرتب می‌شود (merit order) و این ترتیب در اختیار مرکز قرار داده می‌شود. مرکز حتی الامکان با رعایت این ترتیب و همچنین لحاظ نمودن محدودیت‌ها و شرایط شبکه، از منابع توان راکتیو تولیدی (جذبی) دریافت می‌کند.

بعد از اتمام هر روز بهره‌برداری، نحوه فعالیت منابع در تامین انرژی راکتیو توسط مرکز و میزان انرژی راکتیو اندازه‌گیری شده توسط واحد اندازه‌گیری، به مدیر بازار ارائه می‌شود

مهم‌ترین بخش ارائه‌ی خدمات توان راکتیو نحوه‌ی پرداخت بازار برق بابت تامین آن می‌باشد. پرداخت به منابع دینامیک نیروگاهی و منابع دینامیک شامل پرداخت برای تولید و جذب انرژی راکتیو می‌باشد. پرداخت به منابع استاتیک، در قالب پرداخت‌های خدمات انتقال صورت گرفته و در قالب این رویه مشمول پرداخت نمی‌باشند.

نرخ‌های تولید (جذب) انرژی راکتیو برای منابع دینامیک نیروگاهی و منابع دینامیک در هر ساعت برابر با درصدی از نرخ متوسط موزون انرژی اکتیو آن ساعت می‌باشد.

$$\pi_RE_{Lag,h} = \alpha_{Lag} \times \pi_E_{AVG,h}$$

$$\pi_RE_{Lead,h} = \alpha_{Lead} \times \pi_E_{AVG,h}$$

$\pi_E_{AVG,h}$: نرخ متوسط موزون انرژی اکتیو در ساعت hام [Rial/MWh]

$\pi_RE_{Lag,h}$ ($\pi_RE_{Lead,h}$): نرخ تولید (جذب) انرژی راکتیو در ساعت h ام [Rial/MVArh]

ضرایب α_{Lag} و α_{Lead} توسط هیات تنظیم در زمستان هر سال هجری شمسی برای سال بعد تعیین و اعلام می‌شود. در صورت اعلام نشدن، ضرایب سال قبل برای نرخ تولید و جذب انرژی راکتیو در نظر گرفته می‌شوند.

مقدار انرژی راکتیو تولیدی (جذبی) مشمول پرداخت هر منبع در ساعت h نیز برابر است با:

$$REP_{Lag,r,h} = \max\left\{(RE_Lag_{r,h} - Q_Lag_{NP,r,h}), 0\right\}$$

$$REP_{Lead,r,h} = \max\left\{(RE_Lead_{r,h} - Q_Lead_{NP,r,h}), 0\right\}$$

$RE_Lag_{r,h}$ ($RE_Lead_{r,h}$): مقدار انرژی راکتیو تولیدی(جذبی) اندازه‌گیری شده منبع rام در ساعت hام [MVArh]

$REP_{Lag,r,h}$ ($REP_{Lead,r,h}$): مقدار انرژی راکتیو تولیدی (جذبی) مشمول پرداخت منبع rام در ساعت hام [MVArh]

بهای تولید و جذب انرژی راکتیو برای منبعr در ساعت h به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$Cost_RE_{Lag,r,h} = REP_{Lag,r,h} \times \pi_RE_{Lag,h} \times \beta_{Lag,r,h}$$

$$Cost_RE_{Lead,r,h} = REP_{Lead,r,h} \times \pi_RE_{Lead,h} \times \beta_{Lead,r,h}$$

$Cost_RE_{Lag,r,h}$ ($Cost_RE_{Lead,r,h}$): بهای تولید (جذب) انرژی راکتیو منبع r در ساعت hام [Rial]

$\beta_{Lag,r,h}$ و $\beta_{Lead,r,h}$: ضریب پیشنهاد قیمت منبع rام در ساعتhام

چنانچه منبعی به دستور شرکت مدیریت شبکه در خارج از باند راکتیو اجباری به تامین انرژی راکتیو بپردازد؛ پرداخت‌های زیر به منبع صورت می‌گیرد:

الف- خسارت فرصت از دست رفته به میزانی بر اساس منحنی قابلیت تولید راکتیو منبع تولید انرژی اکتیو پذیرفته‌شده‌ی منبع در آن ساعت محدود می‌شود؛

ب- بهای انرژی راکتیو

۳-۳-۱-۳- ذخیره‌ی بهره‌برداری

خدمات ذخیره بهره‌برداری خدماتی است که به منظور بازیابی فرکانس شبکه به مقدار نامی، آزادسازی ظرفیت کنترل فرکانس، جبران خطاهای پیش‌بینی تولید و مصرف و بازگرداندن تبادلات بین نواحی الکتریکی به محدوده امن شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرد. این خدمات بسته به نوع ارائه دهنده باید در بازه زمانی مشخص به حداکثر میزان توان تعهدی برسد و تا زمان مورد نیاز استمرار داشته باشد.

ارائه دهندگان این خدمات عبارتند از واحدهای نیروگاهی (در مدار و خارج از مدار) و مصرف کنندگان بزرگ، مصرف‌کننده‌ای که به شبکه انتقال یا فوق توزیع متصل است، که در صورت دستور مرکز قادر به کاهش مصرف خود جهت ارائه خدمات مذکور هستند.

بر این اساس، نوع سوخت مصرفی یک نیروگاه در دوره‌های زمانی مختلف نباید هیچ‌گونه محدودیتی در ارائه خدمات ذخیره بهره‌برداری واحد ایجاد نماید. چنان چه واحدی دلیل عدم ارائه مطلوب این خدمات از سوی خود را نوع سوخت عنوان کند از او پذیرفته نخواهد شدو با این واحد مانند واحدی که عملکرد صحیحی در ارائه خدمات ذخیره بهره‌برداری نداشته است رفتار می‌شود.

برنامه‌ریزی بهره‌برداری منابع نیروگاهی تامین کننده‌ی خدمات بهره‌برداری در شبکه‌ی برق سراسری بر عهده‌ی مدیریت شبکه است. نحوه‌ی تامین این خدمات از واحدهای نیروگاهی در جهت افزایش توان، از طریق برگزاری مناقصه در مناطق الکتریکی مختلف انجام می‌پذیرد. بدین نحو که مرکز با در نظر گرفتن پیشامدهای مختلف (عدم قطعیت‌های متناظر با تغییر بار یا خروج اضطراری خطوط یا واحدها) و با توجه به تجربیات بهره‌برداری، میزان توان کل شبکه سراسری به خدمات ذخیره بهره‌برداری در هر دو جهت افزایشی و کاهشی (بر حسب مگاوات)، حداقل و حداکثر هر یک از مناطق الکتریکی از میزان خدمات ذخیره‌ی بهره‌برداری مورد نیاز در جهت افزایشی و کاهشی (بر حسب درصد) و سهم واحدهای در مدار در تامین خدمات ذخیره‌ی بهره‌برداری در جهت افزایشی (بر حسب درصد) را تا ساعت ۱۰ صبح برای هر ساعت از روز بعد به بازار اعلام می‌کند.

واحدهای ارائه دهنده خدمات ذخیره بهره‌برداری، برای حضور در مناقصه این خدمات باید هم‌زمان با ارائه پیشنهاد قیمت در بازار انرژی، به طور جداگانه در یک پله قیمت پیشنهادی خود جهت تامین این خدمات را به بازار ارسال کنند. این پیشنهادها باید در محدوده تعیین شده هیات برای این خدمات قرار داشته باشد.[۱]

بازار با دریافت اطلاعات میزان نیاز کل شبکه سراسری به خدمات ذخیره‌ی بهره‌برداری، حداقل و حداکثر سهم هر یک از مناطق الکتریکی از کل این میزان و سهم واحدهای در مدار در تامین این خدمات از سوی مرکز و همچنین دریافت پیشنهادهای قیمت واحدهای ارائه دهنده‌ی خدمات، هم‌زمان با اجرای بازار انرژی، مناقصه‌ی تامین ذخیره‌ی

۱- حداقل قیمت و حداکثر قیمت تعیین شده توسط هیات برای تسلیم پیشنهاد واحدهای ارائه دهنده در مناقصه تامین خدمات ذخیره بهره‌برداری، به ترتیب x1,x2 درصد نرخ پایه آمادگی انرژی می‌باشد.

بهره‌برداری افزایشی در هر منطقه الکتریکی را اجرا می‌نماید و نتایج آن را در اختیار مرکز و مالکین نیروگاه‌ها قرار می‌دهد.

پس از تعیین واحدهای برنده در مناقصه تامین خدمات مذکور، بازار لیست اولویت واحدهای ارائه دهنده‌ی خدمات بهره‌برداری در هر منطقه الکتریکی را (بر اساس قیمت انرژی پیشنهادی واحدها در بازار انرژی) به منظور فراخوانی به مرکز ارسال می‌نماید. مرکز نیز حتی‌الامکان فراخوانی واحدها برای تبدیل ذخیره‌ی بهره‌برداری آن‌ها به انرژی را مطابق لیست فوق‌الذکر انجام می‌دهد.

در هر ساعت، کلیه واحدهای برنده شده در مناقصه در جهت افزایش توان که در ارائه‌ی این خدمات ناتوان نبوده باشند، مطابق رابطه زیر مشمول پرداخت بهای آمادگی ارائه خدمات ذخیره‌ی بهره‌برداری می‌شوند.

$$\text{Availability Payment}_{OR}^{Acc,i,h} = P_{i,h}^{accepted-OR} \times bid_{i,h}^{OR}$$

$\text{Availability Payment}_{OR}^{Acc,i,h}$: مبلغ پرداختی بابت آمادگی ارائه خدمات ذخیره‌ی بهره‌برداری به واحد iام برنده شده در مناقصه تامین این خدمات در ساعت h

$P_{i,h}^{accepted-OR}$: میزان ظرفیت پذیرفته شده واحد iام در مناقصه تامین خدمات بهره‌برداری ساعت h (مگاوات)

$bid_{i,h}^{OR}$: پیشنهاد قیمت واحد iام جهت حضور در مناقصه تامین خدمات ذخیره‌ی بهره‌برداری ساعت h (ریال بر مگاوات).

در صورت فراخوانی یک واحد توسط مرکز به منظور افزایش تولید به میزان بیش‌تر از مقدار برنده شده در مناقصه و تایید عملکرد مناسب واحد توسط مرکز، علاوه بر پرداخت بابت آمادگی ارائه خدمات ذخیره بهره‌برداری، به واحد اضافه پرداختی مطابق رابطه زیر تعلق می‌گیرد.

$$\text{Availability Payment}_{OR}^{Ext,i,h} = P_{i,h}^{OR} \times \text{Price cap}^{OR}$$

$\text{Availability Payment}_{OR}^{Ext,i,h}$: اضافه پرداخت به واحد iام که به دستور مرکز در ساعت h به میزان بیش از مقدار برنده شده در مناقصه افزایش تولید داشته است.

$P_{i,h}^{OR}$: میزان افزایش تولید واحد iام در ساعت h (به دستور مرکز) به بیش از مقدار برنده شده واحد در مناقصه تامین خدمات ذخیره‌ی بهره‌برداری (مگاوات).

Price cap^{OR}: حداکثر قیمت تعیین شده توسط هیات برای ارائه پیشنهاد مالکین نیروگاه‌ها در مناقصه خدمات ذخیره‌ی بهره‌برداری.

چنانچه قیود میزان نیاز کل شبکه سراسری به خدمات بهره‌برداری در جهت کاهشی و حداقل سهم هر یک از مناطق الکتریکی از تامین خدمات ذخیره‌ی بهره‌برداری در جهت کاهشی موجب کاهش برنامه تولید واحد در بازار انرژی در مقایسه با آرایش اقتصادی واحد (بدون در نظر گرفتن این قیود) شود، واحد به میزان توان کاهش یافته مشمول دریافت خسارت سلب فرصت می‌شود.

در صورت فراخوانی واحدهای ارائه دهنده‌ی خدمات ذخیره‌ی بهره‌برداری (اعم از پذیرفته شده یا نشده در مناقصه) توسط مرکز به منظور افزایش تولید و تایید عملکرد واحد در ارائه این خدمات توسط مرکز، بهای انرژی تولیدی به واحد مطابق پله‌های قیمت پیشنهادی آن واحد در بازار انرژی محاسبه و پرداخت می‌گردد. برعکس در صورت فراخوانی واحدهای ارائه دهنده خدمات ذخیره‌ی بهره‌برداری (اعم از پذیرفته شده یا نشده در مناقصه) توسط مرکز به منظور کاهش تولید و تایید عملکرد واحد در ارائه این خدمات توسط مرکز، واحد ارائه دهنده مشمول دریافت مبلغ سلب فرصت می‌گردد.

در صورت فراخوانی واحدهای ارائه دهنده خدمات ذخیره‌ی بهره‌برداری خارج از مدار (اعم از پذیرفته شده یا نشده در مناقصه) توسط مرکز به منظور افزایش تولید و تایید عملکرد واحد در ارائه این خدمات توسط مرکز، به این ارائه‌دهندگان خدمات، هزینه راه‌اندازی واحد پرداخت می‌شود. پرداخت هزینه راه‌اندازی به این واحدها، تابع مقررات کلی جبران هزینه راه اندازی مصوب هیات می‌باشد.

۳-۳-۲- خدمات جانبی در بازار برق نوردپول

همان‌طور که در بخش مربوط به بازار برق نورپول فصل پنجم اشاره شد، هم اکنون فعالیت‌های مرتبط با بازار لحظه‌ای و تحویل فیزیکی انرژی به طور کامل تحت مسوولیت Nord Pool Spot AS می‌باشد و مسوولیت تمامی خدمات مرتبط با محاسبه و نظارت بر الزامات ایمنی سیستم بر عهده‌ی Nord Pool Clearing AS می‌باشد. این دو شرکت مالکیت مشترکت بهره‌برداران سیستم و Nord Pool ASA را در دست دارند.

خدمات جانبی در این بازار نوردپول در بازار زمان حقیقی، که توسط بهره‌برداران سیستم انتقال مدیریت می‌شود، مبادله می‌گردد. بر این اساس، هزینه‌های مرتبط با این خدمات به طور مستقیم از طریق پرداخت هزینه‌های انتقال -که کاملا تنظیم‌شده می‌باشند- به مصرف‌کنندگان نهایی منتقل می‌گردد.

مهم‌ترین این خدمات در بازار برق نوردپول به سه دسته‌ی کلی تقسیم می‌شوند:

- تنظیم فرکانس
- رزرو توان راکتیو
- سایر خدمات

۳-۳-۲-۱- تنظیم فرکانس

۳-۳-۲-۱-۱- سرویس‌های اولیه (کنترل اولیه)

براساس اصطلاحات فنی در نوردل، کنترل اولیه شامل رزرو کنترل فرکانس در حالت عملکرد نرمال (FCNOR) و رزرو کنترل فرکانس در حالت اختلال (FCDR) می‌باشد. در این منطقه تامین کنترل اولیه به دو روش تجاری و اجباری انجام می‌گیرد. در دانمارک و سوئد همه خدمات کنترل فرکانس تجاری است و برای ژنراتورها اجباری برای تامین این خدمات وجود ندارد درحالی‌که در نروژ و فنلاند خدمات کنترل فرکانس کاملا اجباری است. در کشورهای سوئد و نروژ،

عمدتا نیروگاه‌های برق‌آبی تامین‌کننده‌ی رزروهای اولیه به شمار می‌روند. در دانمارک، نیروگاه‌های حرارتی و توربین‌های بادی و در فنلاند نیز ترکیبی از نیروگاه‌های برق‌آبی و حرارتی و نیز از طریق تغذیه از خط DC متصل به روسیه وظیفه تولید این رزروهای اولیه را برعهده دارند.

- کنترل فرکانس در حالت عملکرد عادی (FCNOR)

تغییرات فرکانس در بخش‌های سنکرون در سیستم نوردل می‌تواند در محدوده‌ی ۴۹/۹ و ۵۰/۱ قرار گیرد که بر این اساس کشورهای اسکاندیناوی ۶۰۰ مگاوات ظرفیت توان با پاسخ فرکانسی ۶۰۰۰MW/Hz برای این رزروها در نظر گرفته‌اند. این خدمات باید در فرکانس ۴۹/۹ و ۵۰/۱ به طور کامل در زمانی بین ۲ تا ۳ دقیقه فعال شوند. میزان ظرفیت به طور معمول بر اساس خروج بزرگ‌ترین واحد تولیدی و میزان مصرف سالیانه محاسبه می‌شود و مبتنی بر مصرف سالیانه‌ی برق بین کشورهای منطقه تقسیم می‌شود. در این بین سهم کشورهای سوئد و نروژ به علت برخورداری از منابع برق‌آبی فراوان بیش‌تر در نظر گرفته شده است - چرا که این منابع به خوبی فرمان‌پذیر هستند. میزان توزیع واقعی FCNOR بین زیر سیستم‌های شبکه باید تا قبل از اول ماه مارس هر سال بر اساس مصرف سالیانه در سال قبل، بازبینی شود. هر زیر سیستمی باید حداقل دو سوم FCNOR را از سیستم داخلی خودش تامین کند.[1] مطابق دستورالعمل شبکه‌ی برق نوردیک در سال ۲۰۰۷ سهم هر کشور از تامین رزرو مذکور بر اساس اطلاعات سال ۲۰۰۵ به شرح جدول زیر می‌باشد.

جدول ۳-۱- میزان خدمات FCNOR در کشورهای اسکاندیناوی در سال ۲۰۰۶

زیر سیستم	کل مصرف سال ۲۰۰۵ (TWH)	FCNOR (MW)
شرق دانمارک	۱۴/۴	۲۳
فنلاند	۸۴/۹	۱۳۷
نروژ	۱۲۵/۹	۲۰۳
سوئد	۱۴۷/۳	۲۳۷
کل سیستم سنکرون	۳۷۲/۵	۶۰۰

Source: Nordic Grid Code 2007; Nordic Collection of Rules, January 2007, p. 69.

- کنترل فرکانس در صورت بروز اختلال (FCDR)

در تغییرات فرکانسی بیش از ۰.۱ هرتز از این خدمات استفاده می‌شود که از فرکانس ۴۹.۹ و ۵۰.۱ هرتز شروع به کار کرده و در فرکانس ۴۹.۵ و ۵۰.۵ هرتز به صد درصد خود می‌رسد. میزان ظرفیت مورد نیاز برای این خدمت بر اساس خطایی که بزرگ‌ترین تاثیر را بر سیستم قدرت دارد، تعیین می‌گردد. همانند خدمات FCNOR، حداقل دو سوم این خدمت نیز باید توسط خود کشورها (زیرسیستم‌ها) تامین شود.

1- Nordic Grid Code 2007; Nordic Collection of Rules, January 2007, p. 69.

با توجه به اینکه بزرگ‌ترین خطای سیستم ۱۲۰۰ مگاوات و انحراف فرکانسی قابل قبول ۰.۵ هرتز می‌باشد و از آنجا که بار شبکه در برابر انحراف فرکانس ۲۰۰ مگاوات کاهش می‌یابد، لذا ظرفیت درنظر گرفته شده برای این خدمت حدود ۱۰۰۰ مگاوات می‌باشد. در صورت افت ناگهانی فرکانس تا ۴۹/۵ هرتز به صورت لحظه‌ای، ۵۰ درصد توان رزرو در حالت FCDR در مدت ۵ ثانیه و ۱۰۰ درصد توان رزرو در عرض ۳۰ ثانیه فعال می‌شوند. نحوه‌ی توزیع خدمات FCDR مورد نیاز بین زیرسیستم‌ها با توجه به سهم دامنه‌ی خطای هر زیرسیستم، تعیین می‌گردد که باید یک‌بار در هفته (و در صورت اضطرار بیش از یک‌بار) به‌هنگام شود.[1] جدول شماره‌ی (۳-۲) مثالی است از نحوه‌ی دستیابی به توزیع خدمات FCDR مورد نیاز در زیرسیستم‌های گوناگون بازار نوردپول.

جدول ۳-۲- توزیع خدمات FCNOR مورد نیاز در کشورهای اسکاندیناوی

زیر سیستم	بزرگ‌ترین خطا (MW)	FCNOR (MW)	FCNOR (%)
شرق دانمارک	۵۸۰	۱۵۳	۱۵
فنلاند	۸۶۵	۲۲۸	۲۲/۴
نروژ	۱۲۰۰	۳۱۷	۳۱
سوئد	۱۲۲۰	۳۲۲	۳۱/۶
کل سیستم سنکرون	-	۱۰۲۰	۱۰۰

Source: Nordic Grid Code 2007; Nordic Collection of Rules, January 2007, p. 70.

زمان‌بندی رزروها در بازار نوردپول در جدول زیر ارائه شده است.

جدول ۳-۳- زمان‌بندی ذخیره‌ها در بازار نوردپول

ذخیره	شروع	در دسترس بودن کامل	پایان
ذخیره تنظیم فرکانس	فوری	براساس توافق	$\leq 3\,\text{min}$
ذخیره گذرا	فوری	$\leq 5\text{s}$	$\geq 30\text{s}$
ذخیره تنظیم سریع	$\leq 15\,\text{min}$	براساس توافق	$\leq 1\text{h}$
ذخیره تنظیم کند	$\geq 1\text{h}$	براساس توافق	$\geq 4\text{h}$

- رزرو کنترل ولتاژ در حالت اختلال (تنها برای خطوط DC)

رزرو کنترل ولتاژ در حالت اختلال به توان اکتیو لحظه‌ای در زمان‌های وقوع عیب در سیستم گفته می‌شود که این رزرو می‌تواند به صورت خودکار توسط ولتاژ شبکه فعال شود.

تامین محلی توان راکتیو و کنترل ولتاژ برای تمام ژنراتورهای سیستم اجباری است. مقدار این بازه‌ی اجباری به ضریب قدرت ژنراتور بستگی داشته و ضریب قدرت آن‌ها باید در محدوده‌ی ($0.9284<PF<0.98$) باشد. زمان پاسخ‌دهی ژنراتورها باید حداکثر ۵ ثانیه باشد و این منابع باید قابلیت پشتیبانی توان راکتیو را در دوره‌ی مورد نیاز بهره‌بردار سیستم داشته باشند. پایش و نظارت خاصی برای این نوع خدمات در نظر گرفته نشده است.

۱- پژوهشگاه نیرو، تدوین رویه‌ی خدمات جانبی ظرفیت رزرو برای سیستم قدرت ایران، گروه اقتصاد و مدیریت برق پژوهشگاه نیرو، ۱۳۸۸، صص ۱۲-۱۳.

هزینه‌ی تامین این خدمات در کشورهای اسکاندیناوی به دلیل اینکه اکثر واحدهای نیروگاهی در این کشورها آبی هستند، پایین است. همچنین ساز و کار مبادلات این خدمات نیز به صورت انعقاد قراردادهای سالانه با نرخ ثابت می‌باشد. تامین‌کنندگان این خدمات تنها به ازای فعالیت در خارج از بازه‌های اجباری، پول دریافت می‌کنند و مصرف‌کنندگان نیز به طور تقریبی مبلغی در حدود ۲.۷ دلار بر مگاولت آمپر ساعت را برای خدمات توان راکتیو در قالب تعرفه‌های خدمات انتقال می‌پردازند.

جداول (۳-۴) و (۳-۵) نحوه ارائه رزروهای اولیه را در کشورهای مختلف حوزه نوردیک به تفکیک نشان می‌دهند. نیروگاه‌ها باید توانایی مشارکت خودکار در کنترل فرکانس سیستم قدرت با دروپ ۸٪ -۲٪ در انحراف فرکانس ۰/۱ ± ۵۰ هرتز را دارا باشند. نقطه تنظیم دروپ باید در محدوده ۲٪ تا ۸٪ قابل تنظیم باشد. بهره‌برداری عادی معمولا با تنظیم در محدوده ۴٪ تا ۶٪ انجام می‌گیرد.

جدول ۳-۴- واحدهای ارائه دهنده‌ی رزرو کنترل فرکانس در حالت عملیاتی نرمال (FCNOR)

کشور	بهره‌بردار سیستم انتقال	تولیدکنندگان خدمات
دانمارک	Energinet.dk east	کنترل دروپ در واحد حرارتی
فنلاند	Fingrid	کنترل دروپ در واحد آبی-گرمایی و استفاده از خط DC با روسیه
نروژ	Statnett	واحدهای آبی
سوئد	Svenska kvaftnat	واحدهای آبی

جدول ۳-۵- واحدهای ارائه دهنده رزرو کنترل فرکانس در حالت اختلال (FCDR)

کشور	تولیدکنندگان خدمات
دانمارک	قطع گرمایش ناحیه‌ای، باز شدن دریچه‌های توربین در واحدهای حرارتی، بهره‌گیری از خطوط HVDC
فنلاند	کنترل دروپ در واحدهای آبی- حرارتی، کاهش میزان بار به کمک بارهای قابل قطع
نروژ	واحدهای آبی، استفاده از خطوط HVDC
سوئد	واحدهای آبی، استفاده از خطوط HVDC، راه اندازی توربین‌های گازی (با توجه به میزان انحراف فرکانس)

۳-۳-۲-۱-۲- کنترل ثانویه

تنظیم خودکار ثانویه با استفاده از کنترل اتوماتیک تولید سنتی (AGC) در نوردل اعمال نمی‌شود. در حوزه غرب دانمارک سیستم AGC به دلیل ملزومات UCTE انجام می‌گیرد.

۳-۳-۲-۱-۳- سرویس‌های تعادلی (رزروهای ثالثیه)

سرویس‌های تعادلی شامل رزروهای اکتیو سریع برای حالت اختلال، پیش‌بینی رزرو اکتیو سریع، رزرو اکتیو آهسته برای حالت اختلال و رزرو حالت پیک می‌باشند.

- رزروهای اکتیو سریع برای حالت اختلال

وجود رزرو اکتیو سریع به منظور بازگرداندن FCNOR و FCDR، هنگامی که این ذخایر مصرف‌شده و یا از دست رفته باشند، و نیز به منظور بازگرداندن خدمات انتقال پس از بروز اختلالات، ضروری است. این رزرو باید در عرض ۱۵ دقیقه قابل دستیابی باشد. اندازه‌ی آن از طریق ارزیابی‌های هر یک از زیرسیستم‌ها از میزان نیاز محلی‌شان با توجه به شاخص‌هایی چون تنگناهای شبکه‌ی سراسری، گستره‌ی اختلالات و نظایر آن، به دست می‌آید.

بهره‌برداران سیستم (TSOها) از طریق توافق و یا مالکیت، از یک رزرو اکتیو سریع در حالت اختلال برای تامین امنیت سیستم برخوردارند که می‌تواند در برگیرنده‌ی توربین‌های گازی، نیروگاه حرارتی، برق‌آبی و یا قطع بار باشد. به صورت تقریبی بهره‌برداران Fingrid، Svenska Kraftnat، Energinet.dk شرق دانمارک، Energinet.dk غرب دانمارک و Statnett به ترتیب ۱۰۰۰، ۱۲۰۰، ۶۰۰، ۶۲۰ و ۱۶۰۰ مگاوات از این نوع رزرو را در اختیار دارند. البته در هنگام ضرورت و چنانچه ظرفیت انتقال بیکار وجود داشته باشد، هر یک از زیرسیستم‌ها می‌توانند مقدار مشخصی از این رزرو را برای زیرسیستم دیگری نگه دارند.

- پیش‌بینی رزرو اکتیو سریع

پیش‌بینی رزرو اکتیو سریع باعث بازیابی عملیات رزروهای کنترل فرکانس می‌شود. زمان فعال‌سازی این سرویس ۱۰-۱۵ دقیقه می‌باشد. این سرویس در بازار تنظیمی نوردپول به صورت توان تنظیمی قراردادی مبادله می‌شود. پیش‌بینی رزرو اکتیو سریع از لحاظ فنی مشابه رزروهای سریع در حالت اختلال می‌باشد.

- رزرو اکتیو آهسته برای حالت اختلال

رزرو اکتیو آهسته رزروی است که در حالت اختلال به منظور بازیابی سریع سیستم انجام می‌گیرد و زمان فعال‌سازی آن‌ها بیش‌تر از ۱۵ دقیقه می‌باشد. تاکنون هیچ نوع تبادلی برای این نوع سرویس در بین زیرسیستم‌های مختلف انجام نگرفته است.

۳-۳-۲-۲- رزرو توان راکتیو

در شبکه نوردپول، رزرو توان راکتیو باید به حد کافی بزرگ بوده و به خوبی جایابی و محافظت شده باشد تا از خطاهایی که باعث قطع سراسری می‌شود جلوگیری کرد. هزینه‌ی فراهم آوردن این خدمات در کشورهای اسکاندیناوی به دلیل اینکه اکثر واحدهای تامین‌کننده‌ی خدمات جانبی نیروگاهی برق‌آبی هستند، پایین است. ساز و کار مبادله‌ی این خدمات به صورت انعقاد قراردادهای سالانه با نرخ ثابت بوده و تامین‌کنندگان این خدمات تنها به ازای فعالیت در خارج از بازه‌های کار اجباری، پول دریافت می‌کنند. لازم به ذکر است که این نوع رزرو را نمی‌توان بین زیرسیستم‌های مختلف مبادله کرد.

۳-۳-۲-۳- سایر خدمات جانبی

علاوه بر رزروهای عملیاتی، خدمات جانبی منطقه‌ی نوردیک شامل قطع بار، دنباله‌روی بار، حفاظت سیستم، تغییر توان خروجی، بازیابی سیستم پس از خاموشی سراسری و رزرو ثانویه در خطوط DC نیز می‌باشند. برخی از این سرویس‌ها را تنها می‌توان به صورت محلی به کار برد و برخی دیگر از امکان مبادله شدن بین زیرسیستم‌ها از طریق عقد قراردادهای دو جانبه، برخوردارند.

- **قطع بار:** وقتی شبکه با یک خطای عملیاتی و یا اختلال فرکانسی مواجه می‌شود، توانایی برای قطع سریع بار بسیار اهمیت می‌یابد. کاهش در فرکانس (زیر ۴۸/۷ هرتز) باعث فعال شدن قطع بار، هم به صورت دستی و هم به صورت اتوماتیک می‌گردد.
- **دنباله‌روی بار:** دنباله روی بار این الزام را ایجاد می‌کند تا تولیدکنندگان بزرگ تغییر در برنامه‌ی تولید خود را هر ۱۵ دقیقه یک‌بار گزارش کنند. دنباله‌روی بار باعث افزایش کیفیت فرکانس در سیستم سنکرون می‌گردد. این سرویس را می‌توان بین زیرسیستم‌های مختلف مبادله کرد، زیرا باعث بهبود کیفیت فرکانس کل سیستم خواهد شد.
- **سیستم حفاظتی:** شامل تجهیزات اتوماتیک برای حفاظت از کل سیستم می‌باشد. برای مثال، سیستم حفاظتی می‌تواند تاثیر ناشی از خطا را با استفاده از تولیدزدایی محدود سازد. همچنین از سیستم حفاظتی می‌توان برای افزایش ظرفیت شبکه‌ی انتقال بدون افزایش ریسک از بین رفتن امنیت سیستم نیز استفاده کرد. سیستم حفاظتی نیازمند سطحی از قابلیت اطمینان در یک خط با حفاظت اولیه می‌باشد. سرویس سیستم حفاظتی بین دانمارک غربی، Svenska و Statnett مبادله می‌شود.
- **تغییر توان خروجی**[1]: تغییر توان خروجی مکانیزمی است که تبادل بین دو قسمت مختلف شبکه را برای تثبیت فرکانس تنظیم می‌کند.
- **سرویس بازیابی شبکه پس از خاموشی سراسری:** این سرویس در اصل به صورت محلی عمل می‌کند و معمولا توسط نیروگاه‌های گازی در دانمارک و فنلاند و نیروگاه‌های برق‌آبی در نروژ و سوئد انجام می‌گیرد. تمام ژنراتورهای سیستم باید به صورت رایگان این خدمات را ارائه نمایند.
- **رزرو ثانویه:** این سرویس، در اصل، بین تمامی خطوط DC می‌تواند مبادله شود.

1- Ramping

جدول ۳-۶- انواع خدمات رزرو در بازار نوردل

مشخصات عملکرد و ملزومات	FCNOR	FCDR	ذخیره‌ی سریع	ذخیره‌ی کند
معیار عملکرد	انحراف فرکانس بین ۴۹.۹- ۵۰.۱ هرتز	انحراف فرکانس بین ۴۹/۹- ۴۹/۵ هرتز	در صورت کاهش فرکانس بیش از ۰.۵ هرتز و احساس نیاز برای جایگزینی FCDR	در صورت نیاز برای جایگزینی ذخیره‌ی سریع
نحوه‌ی کنترل و عملکرد	به صورت اتوماتیک در صورت انحراف فرکانس	به صورت اتوماتیک در صورت انحراف فرکانس	فراخوانی به صورت دستی	فراخوانی به صورت دستی
امکان تامین توسط مصرف‌کننده	خیر	بلی	بلی	بلی
زمان پاسخ	$100@\pm 0.1Hz$در مدت زمان ۲-۳ دقیقه	$100@\pm 0.5Hz\%50$ در ۱۰ ثانیه و ۱۰۰ درصد در ۳۰ ثانیه	۱۰۰ درصد در مدت ۱۵ دقیقه	۴ تا ۸ ساعت
پرداخت‌ها	ساعتی و یا سالیانه بر اساس MW، MW/Hz	ساعتی و یا سالیانه بر اساس MW، MW/Hz	ساعتی و یا سالیانه بر اساس MW، MWh	پرداخت ساعتی بر اساس MWh
نظارت و اندازه‌گیری	بلادرنگ و بازدید دوره‌ای	بلادرنگ و بازدید دوره‌ای	بلادرنگ	بلادرنگ

۳-۳-۲-۴- توازن‌بخشی و روش‌های قیمت‌گذاری خدمات جانبی

عدم توازن در یک سیستم بین بهره‌برداران سیستم انتقال و بازیگران رخ می‌دهد و از اختلاف میزان برنامه‌ریزی‌شده با میزان واقعی به دست می‌آید. هر گونه اشتباه در پیش‌بینی بازیگران بازار در تولید و مصرف برق زیان‌های مالی را بر آن‌ها تحمیل می‌کند. همان‌طور که در جدول (۳-۱۰) نشان داده شد تسویه حساب رزروهای اولیه، بر اساس هزینه‌های ناشی از آمادگی آن صورت می‌گیرد که به تعرفه‌ی شبکه افزوده می‌شود. اما قیمت‌های تسویه‌ی سیستم‌های تعادلی (رزروهای ثالثیه) در بازار تنظیم توان[1] سیستم شکل می‌گیرد.

با آغاز عملکرد بازار، بهره‌بردار سیستم انتقال مسوولیت توازن سیستم را بر عهده می‌گیرد و با استفاده از ظرفیت تنظیمی افزایشی و کاهشی موجود، بازار تنظیم توان سیستم را متوازن می‌کند. این بازار از سپتامبر سال ۲۰۰۲ آغاز به کار کرده است که در آن پیشنهادات ارسالی از طرف ارائه‌دهندگان هر کشور در یک فهرست اولویت‌بندی (از کم‌ترین به بیش‌ترین قیمت) گنجانده می‌شود و در دسترس تمام بهره‌برداران سیستم انتقال قرار می‌گیرد. مکانیزم قیمت‌گذاری خدمات در این بازار به صورت قیمت نهایی سیستم است که بر این اساس ارائه‌دهندگان ظرفیت تنظیم افزایشی، بالاترین قیمت پذیرفته‌شده را دریافت و ارائه‌دهندگان ظرفیت تنظیم کاهشی، کم‌ترین قیمت پذیرفته‌شده را پرداخت می‌کنند. اگر در طول یک ساعت در مجموع نیاز به ظرفیت تنظیم افزایشی باشد، قیمت ب اساس تنظیم افزایشی محاسبه می‌شود و اگر در مجموع نیاز به ظرفیت تنظیم کاهشی باشد، قیمت بر اساس تنظیم کاهشی محاسبه می‌گردد و چنانچه در مجموع نیاز به هیچ توازنی در سیستم نباشد، قیمت بر اساس قیمت تسویه‌ی سیستم منطقه‌ای محاسبه می‌گردد.

1- Regulation Power Market (RPM)

تسویه حساب این خدمات در دو سطح، بین زیرسیستم‌ها (بهره‌برداران مختلف سیستم انتقال) و درون زیرسیستم (بین بهره‌بردار سیستم انتقال و بازیگر مسوول توازن و یا بین توزیع‌کنندگان و مصرف‌کنندگان) انجام می‌گیرد. عدم توازن‌ها به دو نوع عدم توازن مثبت به معنای افزایش تولید یا کاهش مصرف و عدم توازن منفی به معنای کاهش تولید و افزایش مصرف، تقسیم می‌شوند.

تسویه‌ی حساب عدم توازن بین زیرسیستم‌ها بر اساس قیمت تنظیم توان انجام می‌گیرد و در صورت بروز تراکم خطوط، میانگین تنظیم توان دو سیستم برای تسویه حساب در نظر گرفته می‌شود. از طرفی دیگر، عدم توازن‌های درون زیرسیستم‌ها نیز باید به نحوی تعدیل و تسویه شوند. سوئد و دانمارک، عدم توازن تولید، مصرف و کل را به طور مجزا تسویه می‌کنند تا مانع سودجویی بازیگرانی شوند که با دستیابی به اطلاعات بازار، عرضه و تقاضای خود را تغییر می‌دهند. اما در نروژ از سیستم تک قیمتی (قیمت یکسان برای خرید و فروش) برای تسویه استفاده می‌شود.

در حوزه نوردیک از دو روش قیمت‌گذاری برای تسویه حساب عدم تعادل‌ها استفاده می‌شود.

سیستم تک قیمتی: در این سیستم از قیمت بازار تنظیم توان (RPM) برای تسویه حساب استفاد می‌شود. بدین معنی که قیمت‌های خرید و فروش بدون توجه به اینکه بازیگران بازار در این عدم توازن‌ها تاثیر مثبت و یا منفی دارند، شکل می‌گیرد. همان‌طور که گفته شد این سیستم تنها در کشور نروژ به کار گرفته می‌شود.

سیستم دو قیمتی: در این سیستم، در صورتی که مشارکت بازیگر منجر به عدم توازن منفی شود، از قیمت بازار تنظیم توان و در صورتی که منجر به عدم توازن مثبت گردد از قیمت نهایی منطقه‌ای[1] استفاده می‌شود.

سیستم دو قیمتی سبب کسب درآمد برای TSOها می‌شود، درحالی که TSO در سیستم تک قیمتی فاقد درآمد می‌باشد.

هزینه‌های اقتصادی از بین بردن عدم تعادل‌ها در هر کشور متفاوت است. فنلاند از روش محاسبه stand-alone برای هزینه‌های تعادلی استفاده می‌کند که در این روش محاسبات اقتصادی جداگانه نسبت به شبکه محاسبه می‌شود. در فنلاند سود ناشی از سیستم دو قیمتی برای متعادل کردن هزینه سرویس‌های Fingrid (TSO فنلاند) استفاده می‌شود. در دانمارک این سود برای کاهش تعرفه‌ها استفاده می‌شود. تعرفه‌های مالی برای هزینه‌های ثابت ظرفیت رزرو، شامل رزرو عملیاتی حالت اختلال می‌باشد که باعث نگهداری تعادل سیستم در هنگام خروج واحدها می‌شود. در نروژ تعادل هزینه‌ی سرویس‌ها به‌وسیله تعرفه‌های شبکه، تامین مالی می‌شوند.

۳-۳-۳- خدمات جانبی در بازار برق PJM

بر اساس دستورالعمل شماره‌ی ۸۸۸ کمیسیون تنظیم مقررات انرژی فدرال ایالات متحده‌ی آمریکا (FERC)، خدمات جانبی شبکه‌ی برق به شش بخش زیر تقسیم شده است:

- زمان‌بندی، کنترل سیستم و پخش بار

1- Local Marginal Price

- عرضه‌ی توان راکتیو و کنترل ولتاژ
- خدمات تنظیم و کنترل فرکانس
- خدمات عدم توازن انرژی
- رزرو بهره‌برداری- خدمات رزرو سنکرون
- رزرو بهره‌برداری- خدمات رزرو مکمل

از این بین، در حال حاضر PJM خدمات رزرو تنظیم، عدم توزان انرژی، رزرو سنکرون و رزرو بهره‌برداری-خدمات رزرو مکمل را از طریق مکانیزم‌های مبتنی بر بازار تامین می‌کند. به نحوی که عدم توازن انرژی از طریق بازار انرژی زمان حقیقی و مابقی خدمات بر اساس هزینه‌ی تمام‌شده آن‌ها تامین می‌گردد. اگرچه خودراه‌اندازی از جانب FERC به عنوان یک خدمت جانبی در نظر گرفته نشده است، اما بدیهی است که این قابلیت نقش خدمت جانبی را در شبکه‌ی سراسری بازی می‌کند. بر این اساس، خدمت مذکور نیز بر اساس نرخ‌های انگیزشی و یا هزینه‌ی تمام‌شده ارائه می‌شود.

خدمات تنظیم، سطح تولید را با تغییرات کوتاه‌مدت بار شبکه از طریق افزایش و یا کاهش تولید منابع منتخب از طریق سیگنال‌های کنترلی اتوماتیک متعادل می‌سازد. این خدمت توسط تولیدکنندگانی که از قابلیت واکنش کوتاه‌مدت (کم‌تر از پنج دقیقه) برخوردارند و یا عکس‌العمل سمت تقاضا[1] (DSR) تامین می‌شود. انحراف بلندمدت بین بار و تولید سیستم از طریق رزروهای اولیه و ثانویه تامین می‌گردد. رزرو سنکرون نوعی خدمت اولیه می‌باشد که برای تامین آن یک منبع تولیدی باید به سیستم سنکرون شده و قادر به تامین انرژی در ۱۰ دقیقه باشد. این خدمت از طریق DSR نیز قابل تامین می‌باشد.

هر دوی این خدمات (رزرو سنکرون و تنظیم) در بازار زمان حقیقی تسویه می‌گردد. تسویه‌ی این بازارها در تعامل با بازار انرژی و الزامات ذخیره‌ی بهره‌برداری و با هدف حداقل کردن هزینه‌ی تامین کلیه‌ی محصولات (انرژی و خدمات جانبی) با توجه به محدودیت‌های توان راکتیو، محدودیت منابع، جریان توان برنامه‌ریزی نشده، محدودیت‌های انتقال بین حوزه‌ای، ویژگی‌های توزیع منابع، منابع سوخت محدود، معاملات دو جانبه، منابع خود برنامه‌ریز، محدودیت‌های هیدرولوژیکی، الزمات تولید و الزامات خدمات، انجام می‌گیرد.

هدف بازار رزرو زمان‌بندی روز قبل (DASR)، تامین الزامات رزرو مکمل (۳۰ دقیقه) از طریق یک مکانیزم بازار محور است که به تولیدکنندگان این امکان را می‌دهد تا انرژی رزرو خود را در سطح قیمت‌های تسویه‌ی بازار عرضه نمایند.

در PJM برای خدمات توان راکتیو بازاری وجود ندارد. اما تامین مناسب آن از طریق تحمیل الزامات و زمان‌بندی‌های مشخص به اعضا، تضمین شده است.

1- Demand-side Response

۳-۳-۳-۱- نحوه‌ی قیمت‌گذاری و تسویه‌ی رزرو بهره‌برداری

شرکت کنندگان باید پیشنهادات رزرو بهره‌برداری خود را تا ساعت ۱۲ روز قبل به PJM ارائه دهند. این پیشنهادات بر اساس دلار بر مگاوات می‌باشد. پس از دریافت و ثبت کلیه‌ی پیشنهادات، بازار PJM رزرو بهره‌برداری را همراه با انرژی و به صورت هم‌زمان بهینه‌یابی می‌کند. قیمت تسویه حساب بازار رزرو بهره‌برداری برای تمام ساعات محاسبه شده و تا ساعت ۱۶ روز قبل اعلام می‌شود. قیمت تسویه برابر است با بالاترین قیمت پذیرفته شده‌ی پیشنهاددهندگان تامین رزرو به علاوه هزینه فرصت از دست رفته‌ی تولیدکنندگان.

لازم به ذکر است که تسویه حساب این بازار، یک تسویه‌ی با مجموع صفر است. بدین معنی که مقدار پول پرداختی به تولیدکنندگان و پول دریافتی از مصرف‌کنندگان برابر می‌باشد. هزینه‌های تامین رزرو بهره‌برداری برای شرکت‌کنندگان بر اساس مقدار سهم آن‌ها از بار کل برآورد می‌شود.

در نهایت منابعی که برای تامین رزرو در یک ساعت مشخص تعیین شده‌اند، درصورتی‌که قادر به ارائه‌ی خدمات نباشند هیچ پرداختی به آن‌ها صورت نخواهد گرفت. اما جریمه‌ای بابت عدم عملکرد به تعهد برای مشارکت‌کنندگان بازار اعمال نمی‌گردد.[1]

۳-۳-۳-۲- نحوه‌ی تامین، قیمت‌گذاری و تسویه‌ی رزرو تنظیم

مالکین منابعی که خواهان فروش خدمات جانبی تنظیم هستند باید پیشنهاد فروش خود را تا ساعت ۱۸ روز قبل از بهره‌برداری ارائه دهند. پیشنهادات در ساعت ۱۸ روز قبل بسته شده و کلیه‌ی منابعی که بدون پیشنهاد قیمت در فهرست ثبت شده باشند، با پیشنهاد قیمت صفر در نظر گرفته می‌شوند. قراردادهای دو جانبه‌ی خرید و فروش خدمات تنظیم باید به‌وسیله خریداران ثبت شده و سپس توسط فروشندگان قبل از ساعت ۱۶ روز قبل تایید شوند. قراردادهای دو جانبه‌ای که وارد بانک اطلاعاتی شده و تایید شده‌اند، قابل تغییر نیستند بلکه می‌توانند دوباره وارد شوند یا به کلی از سیستم حذف شوند.

این بازار به‌طور هم‌زمان با بازار رزرو تسویه می‌شود و نتایج آن ۳۰ دقیقه قبل از شروع ساعت بهره‌برداری برای شرکت‌کنندگان ارسال می‌گردد. قیمت نهایی منابع تولید برابر است با بالاترین پیشنهاد پذیرفته‌شده‌ی رزرو تنظیم در هر ساعت به‌علاوه هزینه‌ی فرصت برآوردشده بر حسب مقدار مگاوات ساعت ظرفیت. گفتنی است که برای منابع بار در بازار هزینه فرصتی در نظر گرفته نمی‌شود.

هزینه فرصت تخمینی منابع به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\text{هزینه فرصت} = |\text{LMP} - \text{ED}| \times \text{GENOFF}$$

به‌طوری که:

1- State of the Market Report, Section 6. Ancillary Service Markets, Market Monitoring Unit, 2007.

LMP: LMP ساعتی پیش‌بینی‌شده در شین تولیدکننده

ED: قیمت متناظر با نقطه‌ای که منابع باید در آن نقطه باشند تا تمام مقدار تنظیم فراهم شود.

GENOFF: میزان اختلاف مگاوات بین توزیع اقتصادی و مقدار تنظیم

بازار PJM، منابع را با حداقل کردن هم‌زمان هزینه‌ی انرژی، رزرو بهره‌برداری و تنظیم و سایر خدمات جانبی فراخوان می‌کند. اگر واحدی برای تامین خدمات تنظیم فراخوانی شد، به واحد تضمین داده می‌شود که هزینه‌های راه‌اندازی و بی‌باری آن پوشش داده شود.

چنانچه نتایج بازار تنظیم برای یک ساعت اعلام نشود، قیمت ساعت قبل برای تسویه مورد استفاده قرار می‌گیرد.

تسویه تنظیم، همانند تسویه‌ی رزرو بهره‌برداری، بر اساس مقدار تنظیم فراهم شده در بازار از طریق تولیدکننده‌ها و خریداری شده توسط شرکت‌های خدمات بار بازار، محاسبه مجموع صفر می‌باشد.

۳-۳-۳-۳- نیروگاه‌های برق‌آبی در رزرو تنظیم

زمانی که واحدهای آبی طبق برنامه بهره‌برداری می‌شوند و هیچ پیشنهاد انرژی ندارند، هزینه فرصت این واحدها به صورت زیر محاسبه می‌شود:

رابطه مشابه با رابطه (۲) در تسویه بازار تنظیم است با این تفاوت که مقدار ED برابر LMP متوسط در شین واحد آبی در دوره پیک یا غیرپیک می‌باشد، به جز ساعاتی که تمام واحدهای آبی در حال کار بوده‌اند. در صورتی که LMP متوسط بیش‌تر از LMP واقعی در شین تولیدکننده باشد، هزینه فرصت برابر صفر است.

اگر یک واحد آبی به‌خاطر تهیه سرویس تنظیم خارج از برنامه قرار گیرد مقدار هزینه فرصت آن برابر است با مقدار متوسط LMP منهای مقدار واقعی LMP در باس تولید است. اگر مقدار واقعی LMP از مقدار متوسط بیش‌تر باشد، هزینه فرصت صفر می‌شود.

۳-۳-۳-۴- نحوه‌ی تامین، قیمت‌گذاری و تسویه‌ی رزرو سنکرون

پیشنهادات قیمتی رزرو سنکرون، ۱۸۰۰ ساعت (۷۵ روز) زودتر از روز مورد نظر ارائه می‌گردد. برای تمام منابع در صورت عدم ارائه پیشنهاد قیمت، قیمت پیشنهادی معادل صفر در نظر گرفته می‌شود.

اطلاعات زیر باید حداکثر تا ۱۲۰ دقیقه قبل از فرآیند تخمین رزرو سنکرون اولویت اول ارائه و یا به هنگام گردد:

- نرخ افزایش رزرو سنکرون
- حداکثر رزرو سنکرون
- اطلاعات زیر حداکثر تا ۶۰ دقیقه قبل از ساعت بهره‌برداری می‌تواند تغییر کرده یا به هنگام گردد.
- دسترس‌پذیری رزرو سنکرون منابع (اولویت دوم)
- مقدار پیشنهادی رزرو سنکرون

به طور کلی، مالکین تولید پس از گذشت زمان مذکور، بسته شدن بازار رزرو سنکرون، منابع رزرو خود را برنامه‌ریزی نمی‌کنند. اما دو در این بین دو وضعیت استثنا وجود دارد: نخست، در صورتی که مالک تولید یکی از منابعی را که به عنوان خود برنامه‌ریزی‌شده یا منبع فراهم کننده‌ی ذخیره‌ی اشتراکی در نظر گرفته شده، از دست بدهد می‌تواند منبع دیگری را برای جبران کمبود برنامه‌ریزی کند. دوم، واحدی که در مدت زمان بسته شدن بازار انرژی در دسترس نبوده و در ساعت بهره‌برداری دسترس‌پذیر شود، می‌تواند برای تهیه‌ی رزرو سنکرون در آن زمان برنامه‌ریزی شود.

بازار PJM بازار رزرو سنکرون را به صورت ساعتی تسویه می‌کند. سیر زمانی فرآیند تسویه قیمت به شرح زیر است.

۹۰ دقیقه قبل از شروع ساعت تسویه: بازار PJM میزان رزرو سنکرون در دسترس اولویت اول هر منبع را تخمین زده و نتایج را به مالکان تولید منعکس می‌کند.

۶۰ دقیقه قبل از شروع ساعت تسویه: هر مالک تولید واحدهای خود برنامه‌ریزی شده و میزان تولید آن‌ها را (در صورتی که نسبت به ساعت قبل تغییر کرده باشد)، تقسیم می‌کند.

۳۰ دقیقه قبل از شروع ساعت تسویه: بازار PJM به طور هم‌زمان بازار تنظیم و رزرو سنکرون را تسویه کرده و قیمت تسویه حساب بازار رزرو و تنظیم و میزان تخصیص یافته به اولویت دوم - با فرض اینکه اولویت اول و واحدهای خود برنامه‌ریزی‌شده‌ی ردیف دوم نیاز ذخیره را تامین نکنند- را تعیین می‌کند. اما درصورتی‌که منابع اولویت اول و خود برنامه‌ریزی‌شده‌ی ردیف دوم برای تامین نیاز رزرو کافی باشند، قیمت تسویه اولویت دوم صفر بوده و هیچ تخصیصی برای آن صورت نمی‌گیرد. در صورتی که منابع اولویت اول و خود برنامه‌ریزی شده‌ی ردیف دوم برای تامین نیاز رزرو ناکافی باشند، قیمت تسویه حساب اولویت دوم بر اساس بالاترین قیمت منابع اولویت دومی‌که برای تامین مابقی ذخیره لازم هستند، تعیین می‌گردد.

قیمت نهایی منابع ($/MWh) برابر است با پیشنهاد رزرو سنکرون منابع به‌علاوه‌ی هزینه‌ی فرصت تخمین زده شده بر مگاوات‌ساعت ظرفیت به‌علاوه‌ی میزان انرژی مصرفی به ازای مگاوات‌ساعت ظرفیت.

هزینه‌ی فرصت تخمین زده شده برای واحدهای کندانسوری به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

$$\frac{[|\text{LMP پیش‌بینی شده} - \text{قیمت پیشنهادی انرژی}|] \times \text{مگاوات ظرفیت}}{\text{ظرفیت رزرو سنکرون}} \quad (۱)$$

هزینه‌ی فرصت تخمین زده شده برای واحدهای دیگر به طریق زیر محاسبه می‌گردد:

$$|\text{LMP} - \text{ED}| \times \text{GENOFF} \quad (۲)$$

به‌طوری‌که:

LMP: LMP ساعتی پیش‌بینی شده در شین تولیدکننده

ED: قیمت متناظر با ذخیره سنکرونی که واحد فراهم می‌کند.

GENOFF: میزان مگاوات سنکرونی که واحد فراهم می‌کند.

انرژی استفاده شده توسط منابع کندانسوری به عنوان بخشی از پیشنهاد ذخیره توسط مالک آن ارائه می‌گردد. انرژی مصرفی تخمین زده شده در محاسبه قیمت نهایی به طریق زیر محاسبه می‌گردد:

$$\frac{\text{انرژی پیش‌بینی شده} \times \text{LMP مصرف انرژی}}{\text{ظرفیت رزرو سنکرون}} \quad (۳)$$

در تمام این محاسبات، LMP پیش‌بینی شده نتیجه بکارگیری ابزارهای توزیع اقتصادی برای ساعت پیش‌رو می‌باشد.

۳-۳-۳-۵- جایگاه نیروگاه‌های برق‌آبی در رزرو سنکرون

به واحدهای آبی کندانسوری در نظر گرفته شده برای ذخیره سنکرون، در صورتی هزینه فرصت تخصیص می‌یابد که برای تولید در آن ساعت نیز برنامه‌ریزی شده باشند. چنانچه یک واحد آبی به‌خاطر تامین ذخیره سنکرون مجبور به خاموشی شود، درصورتی‌که برای تولید انرژی در همان ساعت برنامه‌ریزی باشد، به این واحد هزینه فرصت تخصیص می‌یابد. تا زمانی که این واحد برنامه‌ریزی شود و هیچ پیشنهاد انرژی نداشته باشد هزینه فرصت این واحد به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

رابطه مورد استفاده مشابه رابطه (۲) در تسویه بازار روز سنکرون بوده است با این تفاوت که مقدار ED برابر LMP متوسط در شین واحد آبی در دوره پیک می‌باشد به جز ساعاتی که تمام واحدهای آبی در حال کار بوده‌اند. در صورتی که LMP متوسط بیش‌تر از LMP واقعی در باس تولیدکننده باشد، هزینه فرصت برابر صفر است. در ساعاتی که واحد آبی مور نیاز نیست، مقدار ED صفر است به طوری‌که هزینه فرصت بر اساس مقدار کامل LMP تعیین می‌گردد.

در صورتی که مالک واحد آبی پیشنهاد ذخیره باشد و واحد خود را برای بازار انرژی نیز برنامه‌ریزی کرده باشد، PJM دارای این حق است که در صورت داشتن مزیت اقتصادی برنامه زمان‌بندی شده مالک را تعدیل کند.

۳-۳-۳-۶- هزینه‌های سرویس خود راه‌اندازی مجدد در بازار PJM

تعداد محدودی ژنراتور برای ارائه سرویس خودراه‌اندازی در بازار PJM وجود دارد (در حدود ۲۰۰ ژنراتور)، که تنها حدود ۱۰۰ ژنراتور برای این سرویس پرداختی دریافت می‌کنند. این خدمت بر پایه هزینه‌های عملیاتی آن، قیمت‌گذاری می‌شود و از طریق بازار و یا مکانیزم پیشنهاددهی خریداری نمی‌گردد.

هزینه‌ی تامین آن از دو طریق برآورد می‌شود: نخست، بهره‌بردار و تامین‌کننده برای هزینه‌های ارائه‌ی خدمت به توافق برسند که تنها تعداد کمی از ژنراتورها از این روش استفاده می‌کنند و دوم، استفاده از روش‌های کمی برای قیمت‌گذاری است. هزینه‌های موجود در این روش عبارتند از:

- هزینه‌ی عملیات و نگهداری از هر گونه تجهیزات مورد نیاز برای ارائه سرویس (برای مثال هزینه‌ی نگهداری از ژنراتور پشتیبان)
- هزینه‌ی سوخت رزرو برای ارائه سرویس در صورت نیاز
- هزینه آموزش پرسنل نیروگاه برای بهره‌برداری از تجهیزات اضافی مورد نیاز

۳-۳-۳-۷- هزینه‌های سرویس کنترل ولتاژ و توان راکتیو در بازار PJM

همان‌طور که گفته شد تامین توان راکتیو و کنترل ولتاژ، یک سرویس انتقال است که همانند سرویس خود راه‌اندازی بر اساس هزینه‌های ارائه‌ی خدمت قیمت‌گذاری می‌شود نه بر اساس شرکت در بازار. به منابع تولیدی مبالغی مطابق با قوانین مصوب FERC (پرداخت درآمد راکتیو) پرداخت می‌شود. این مبالغ از مشتریان شبکه بر اساس درصد بار مصرفی‌شان دریافت می‌شود.[1]

۳-۳-۴- خدمات جانبی در بازار برق بریتانیا

خدمات جانبی در بازار برق بریتانیا توسط National Grid مدیریت می‌شود که بهره‌برداری از سیستم انتقال را نیز بر عهده دارد. هزینه‌های تامین خدمات جانبی از طریق هزینه‌های سربار در پرداختی‌های انتقال به مصرف کنندگان منتقل می‌شود.[2] خدمات جانبی در این بازار به سه دسته‌ی کلی پاسخ فرکانس، خدمات رزرو و توان راکتیو تقسیم می‌شود.

۳-۳-۴-۱- پاسخ فرکانس و نحوه تعیین میزان مورد نیاز آن

نیاز به پاسخ فرکانسی بعد از رخ دادن یک پیشامد به دو قسمت تقسیم می‌شود: پاسخ اولیه برای محدود کردن افت فرکانس اولیه و پاسخ ثانویه برای حفظ فرکانس در محدوده‌ی مجاز. محدودیت‌های افت فرکانسی در پیشامدهای مختلف (پیشامد غیرعادی و عمده) متفاوت است. خطاهای بین ۳۰ مگاوات تا ۱ گیگاوات خطاهای عمده و بالای ۱ گیگاوات خطاهای غیر عادی محسوب می‌شوند. در خطاهای متداول فرکانس سیستم نباید بیش‌تر از ۰/۵ و در خطاهای غیرعادی بیش‌تر از ۰/۸ هرتز انحراف داشته باشد. میزان نیاز به پاسخ اولیه، با توجه به دینامیک سیستم و مشخصه‌ی فرکانسی شبکه که از طریق تجربیات بهره‌برداری به دست می‌آیند و میزان نیاز به پاسخ ثانویه در حالت ماندگاری سیستم محاسبه می‌شود. هنگامی که سیستم در حالت ماندگار است، میزان نیاز به خدمات از طریق یک تابع خطی محاسبه می‌شود. با در نظر گرفتن سطح خطای احتمالی، میزان پاسخ ثانویه‌ی مورد نیاز برای سطوح بار مختلف به طریق زیر محاسبه می‌شود.

$$R_{sec} = (Risk - K_L D_{GB} \Delta f_{max,sec})$$

R_{sec}: میزان پاسخ فرکانسی ثانویه‌ی مورد نیاز

Risk: سطح خطا

K_L: مشخصه‌ی فرکانسی شبکه

D_{GB}: میزان بار در شبکه

$\Delta f_{max,sec}$: حداکثر انحراف فرکانسی مجاز

1- "A Review of Generation Compensation and Cost Elements in the PJM Markets'' Available: www.pjm.com
2- www.nationalgrid.com

پاسخ دینامیکی ارائه شده بعد از ۳۰ تا ۶۰ ثانیه، باید برابر سطح محاسبه شده در معادله‌ی فوق باشد. انتخاب نوع واحدها در هنگام رخدادهای غیرعادی، می‌تواند بر ارائه‌ی خدمات تاثیر بگذارد، زیرا دینامیک ارائه‌ی پاسخ از طرف واحدهای مختلف متفاوت است. میزان پاسخ محاسبه شده در معادله از منظر تئوری می‌تواند سیستم را محافظت کند، ولی از جنبه‌ی بهره‌برداری، پارامترهای دیگری همچون عدم توانایی واحد درتامین کامل و مناسب خدمات مورد نظر، پاسخ بار، عدم دقت در مدل‌های استفاده شده، تغییرات در انتخاب نوع واحدهای ارائه دهنده‌ی خدمات، خطا در پارامترهای سیستم، تغییر در عملکرد رله‌های فرکانسی و تغییرات خروجی واحدهای گازی سیکل ترکیبی با تغییرات دما باید در نظر گرفته شود.

۳-۳-۴-۲- نحوه تعیین میزان رزرو

رزرو برای جبران عدم توازن بین تولید و تقاضا در بازه‌های زمانی طولانی مدت است که این عدم توازن می‌تواند به دلیل خطا در پیش‌بینی، از دست رفتن واحدهای تولیدی و عدم اطمینان ناشی از افزایش ناگهانی بار باشد. ۴ دسته ذخیره به صورت زیر برای سیستم تعریف می‌شود:

- **رزرو پیشامد:** این خدمات تضمین می‌کند که میزان تولید کافی در هنگام بستن بازار برای تامین بار، امنیت سیستم و ذخیره و پاسخ فرکانسی مورد نیاز و برای پوشش دادن خطاهای بلند مدت (مانند از دست رفتن یک واحد) وجود دارد. میزان نیاز به این خدمات بر اساس آمار از دست رفتن واحدها در طولانی مدت، خطا در پیش‌بینی در بلندمدت و توانایی افزایش تولید قابل دسترس محاسبه می‌شود.
- **رزرو تنظیم‌شده:** رزروهای تنظیم‌شده برای پوشش خطاهای کوتاه‌مدت است. این نیاز از طریق واحدهای مکانیزم توازن که پیشنهادات مناسبی ارسال کرده‌اند تامین می‌شوند. اما اگر این میزان کافی نبود و یا پیشنهادات دریافتی اقتصادی نباشند از سایر خدمات رزرو استفاده می‌شود.
- **رزرو کوتاه‌مدت:** این رزرو نیز مانند رزرو تنظیم‌شده برای پوشش خطاهای بعد از بستن بازار است. میزان رزرو کوتاه‌مدت و تنظیم‌شده بر اساس آخرین آمار از میزان تولید و مصرف تعیین می‌شوند و مقداری که به هر کدام (ذخیره کوتاه‌مدت یا تنظیم‌شده) اختصاص می‌یابد بر اساس محاسبات اقتصادی و بازه‌های زمانی تعیین می‌گردد.
- **ذخیره سریع:** این نوع خدمات برای حفاظت از فرکانس سیستم است. میزان نیاز به این خدمات نیز بر اساس استاندارد عملکرد سیستم تعیین می‌شود. تعداد عبور فرکانس از محدوده‌ی عملکرد باید کم‌تر از ۱۵۰۰ بار در سال باشد (عبور از محدوده‌ی فرکانس برای مدت زمان بیش از ۱۰ ثانیه)

معیار تعیین ظرفیت رزرو از طریق معیارها و روش‌های احتمالاتی و بر اساس معیار ۱ در ۳۶۵ و یا تامین بار در ۹۹/۷ درصد مواقع برآورد می‌شود.

پارامترهای موثر در تعیین میزان ذخیره به صورت زیر هستند:

۱- آمار از دست رفتن واحدها

۲- بزرگ‌ترین واحد تولیدی پوشش یافته

۳- بزرگ‌ترین مصرف‌کننده

۴- آمار پیش‌بینی شده‌ی تقاضا

۵- آمار کل میزان مصرف و تولید در سال‌های قبل و پیش‌بینی میزان آن‌ها

۶- مشخصات سیستم (اینرسی و پاسخ بارها)

۷- میزان نااطمینانی واحدهای تولیدی

۸- میزان مصرف و تولید هر منطقه

۹- میزان نااطمینانی و فرار بودن بارها

۱۰-بزرگ‌ترین واحد تولیدکننده و مصرف‌کننده‌ی هر منطقه

۳-۳-۴-۳- مولفه‌های پرداخت خدمات جانبی در بریتانیا

بریتانیا پیچیده ترین ساختار پرداخت برای ارائه خدمات ذخیره را دارا است و از مولفه‌های گوناگونی برای جبران ارائه خدمات استفاده می‌کند. مولفه‌های پرداخت برای خدمات گوناگون در بریتانیا به صورت جدول (۳-۷) است. همان طور که مشاهده می‌شود این ناحیه حتی برای خدمات ذخیره سریع که جزء انواع ذخیره (اولیه) ثالثیه است، چهار مولفه پرداخت دارد. در واقع تنوع خدمات و تنوع مولفه‌های پرداخت مربوط و هم چنین مکانیزم تنبیه سخت در بریتانیا به این خاطر است که این ناحیه به دلیل کوچک بودن سیستم قدرت آن و سنکرون نبودن با سیستم‌های هم جوار در معرض اغتشاشات بیش‌تری قرار دارد.

جدول ۳-۷- نوع پرداخت به رزروها در بازار بریتانیا

نوع خدمات		ثابت	آمادگی	انرژی	دفعات استفاده
ذخیره اولیه	پاسخ فرکانس تجاری	✓	✓	✓	✓
	پاسخ فرکانس اجباری	-	✓	✓	-
	پاسخ فرکانس از طریق مدیریت تقاضا	-	✓	-	-
ذخیره ثالثیه	ذخیره سریع	✓	✓	✓	✓
	ذخیره کوتاه مدت	-	✓	✓	-
	مدیریت تقاضا	-	-	✓	-
	BM Start up	-	✓	-	-

به طور کلی می‌توان پنج مولفه پرداخت برای ارائه خدمات تعریف کرد این مولفه‌ها عبارتند از: پرداخت ثابت، پرداخت برای آمادگی، پرداخت برای هزینه فرصت و پرداخت برای دفعات استفاده از خدمات.

پرداخت ثابت به ارائه دهنده، بدون ارائه خدمات پرداخت می‌شود، معمولا این نوع پرداخت برای تضمین در پوشش کل هزینه‌های ثابت نیروگاه‌ها و نیز به عنوان سیگنالی برای تشویق در سرمایه گذاری تلقی می‌شود. در حالی که پرداخت برای آمادگی در زمان‌هایی که واحد آماده ارائه خدمات است، به واحد مربوط پرداخت می‌شود. پرداخت ثابت برای جبران هزینه‌های ثابت واحد است در حالی که پرداخت برای آمادگی برای جبران هزینه‌های متغیر مرتبط با شرایط آماده بودن است. چون تفکیک بین هزینه ثابت و آمادگی به سادگی میسر نیست، بنابراین معمولا پرداخت ثابت در پرداخت برای آمادگی گنجانده می‌شود. مولفه پرداخت برای انرژی، ارائه هزینه‌ی انرژی را جبران می‌کند. مولفه پرداخت برای هزینه‌ی فرصت، سودی را که ارائه دهنده در صورت عدم ارائه ذخیره به دست می‌آورد را جبران می‌کند. شروع به ارائه خدمات ممکن است هزینه‌هایی را به واحدهای تولیدی تحمیل کند (افزایش استرس واحد)، بنابراین می‌توان پرداختی برای هر بار شروع به ارائه خدمات در نظر گرفت که پرداخت برای دفعات ارائه خدمات نامیده می‌شود.

در عمل تعداد محدودی مولفه پرداخت استفاده می‌شود. بازه زمانی بازارها و هم چنین اطلاعاتی که در دسترس است نیز بر روی انتخاب مولفه‌های پرداخت تاثیر گذار است. برای خدمات ذخیره اولیه در اکثر بازارها تنها هزینه‌ی آمادگی پرداخت می‌شود، زیرا ارائه خدمات ذخیره اولیه به صورت مستمر ادامه دارد و میزان انرژی تحویلی و گرفته شده از شبکه ناچیز است. برای خدمات ذخیره ثانویه در اکثر بازارها هزینه‌ی آمادگی و انرژی پرداخت می‌شود زیرا میزان انرژی که این خدمات ارائه می‌دهند به مراتب بیش‌تر از خدمات ذخیره اولیه است. برای ارائه خدمات ذخیره ثالثیه به دلیل تنوع و تفاوت خدمات، مولفه‌های پرداخت متعددی وجود دارد.

۳-۳-۴-۴- رزرو کنترل فرکانس در بازار بریتانیا

فرکانس شبکه انگلستان و ولز باید در محدوده ۴۹/۵ تا ۵۰/۵ هرتز حفظ شود. در صورت بروز پیشامدهای اضطراری افت فرکانس به زیر ۴۹/۵ هرتز به مدت کم‌تر از یک دقیقه مجاز است. بازار بریتانیا دارای دو رزرو کنترل فرکانس اولیه و ثالثیه می‌باشد. به طور معمول مقادیر مورد نیاز خدمات کنترل اولیه فرکانس به کرات و روزانه مورد بازبینی و بررسی قرار نمی‌گیرند (بررسی از ماهانه تا سالانه متغیر است).

ارائه خدمات کنترل اولیه فرکانس در این بازار برای تمام ژنراتورهای متصل به شبکه با ظرفیت نصب‌شده‌ی بیش از ۵۰ مگاوات الزامی است. این ژنراتورها باید به صورت مستمر قادر به ارائه خدمات کنترل اولیه فرکانس باشند. دروپ ژنراتورهای این شبکه بین ۳ تا ۵ درصد تنظیم شده و بانده مرده فرکانسی نیز باید کم‌تر از ۰/۰۰۱۵ باشد. مصرف‌کنندگان بزرگ نیز می‌توانند با قطع بار خود در کنترل اولیه فرکانس شبکه سهیم باشند، مشروط بر اینکه زمان پاسخ‌دهی آن‌ها حداکثر ۱۰ ثانیه باشد و طول مدت ارائه این خدمت نیز حداقل ۲۰ ثانیه دوام داشته باشد.

تعیین هزینه‌های ارائه این خدمات کار بسیار دشواری است و این خدمات اغلب از طریق قراردادهای دو جانبه سالانه تامین می‌شوند. مصرف‌کنندگان هزینه‌ی این خدمات را از طریق افزایش قیمت برق در صورتحساب‌های خود پرداخت می‌کنند. جدول (۳-۸) نوع بازار و مشخصات بازار کنترل فرکانس اولیه نشان می‌دهد.

جدول ۳-۸- مشخصات بازار کنترل فرکانس اولیه بریتانیا

نوع بازار	دوره‌ی تسویه بازار	بهینه‌سازی هم‌زمان	ساختار مبالغ پرداختی	نوع قیمت‌گذاری	سقف قیمت	تجدیدنظر در مقدار مورد نیاز
برگزاری مناقصه	هر ماه	خیر	دریافتی ثابت+ فراوانی به کارگیری+دسترس‌پذیری+ به کارگیری	PBP	خیر	هر ماه یا در طول روز

کنترل ثانویه فرکانس در این سیستم به عنوان یک سرویس تجاری در نظر گرفته می‌شود و ارائه آن الزامی نیست. ژنراتورهای فراهم آورنده خدمات کنترل ثانویه فرکانس از AGC و قطع بار برای این منظور استفاده می‌نمایند. ارائه‌کنندگان این خدمات باید حداکثر دارای سرعت پاسخ‌دهی ۳۰ ثانیه باشند و حداقل برای مدت ۳۰ دقیقه مقدار مورد درخواست بهره‌بردار را تامین نمایند. مقدار مورد نیاز برای کنترل ثانویه فرکانس به طور سالانه توسط بهره‌بردار سیستم تعیین می‌شود و به اطلاع بازیگران می‌رسد.

کنترل ثالثیه فرکانس در بازار بریتانیا به سه دسته تقسیم می‌شود:

- **رزرو خاموش:** رزروی که در آن واحد برای شرکت در بازار کنترل فرکانس ثالثیه از حالت خاموش به حالت روشن تغییر وضعیت می‌دهد.
- **رزرو سریع:** تعدادی از واحدها قابلیت تغییر توان خروجی را به صورت سریع دارند، این واحدها می توانند در رزرو سریع شرکت کنند. در این صورت علاوه بر دریافت هزینه‌های دسترس‌پذیری و به کارگیری، پرداختی ثابت را به علت قابلیت‌های خود دریافت می‌کنند.
- **راه‌اندازی سریع:** به تعدادی از واحدها که از قابلیت اتصال سریع به مدار برخوردارند، گفته می‌شود.

در جدول (۳-۹) نوع بازار و نحوه‌ی برخورد با هر یک از رزروها در بازار کنترل فرکانس ثالثیه نمایش داده شده است.

جدول ۳-۹- مشخصات و نحوه‌ی پرداخت رزرو کنترل فرکانس ثالثیه

نوع رزرو	نوع بازار	دوره تسویه بازار	ساختار مبالغ پرداختی	نوع قیمت‌گذاری	سقف قیمت	تجدید نظر در مقدار مورد نیاز	تاسیس بازار
رزرو خاموش	برگزاری مناقصه	هر سال	دسترس پذیری+به کارگیری	PBP یا CCP	خیر	هر سال	۱۹۹۳
رزرو سریع	برگزاری مناقصه	هر ماه	پرداختی ثابت+فراوانی به کارگیری+در دسترس پذیری+به کارگیری	PBP یا CCP	خیر	هر روز	آگوست ۲۰۰۱
راه اندازی سریع	قراردادهای دو جانبه	-	در دسترس پذیری+به کارگیری	PBP	خیر	-	پیش از ۲۰۰۱

۳-۳-۴-۵- بازار خدمات جانبی کنترل توان راکتیو

طراحی ساختار اولیه بازار راکتیو هزینه‌محور بود. به این مفهوم که به ژنراتورها متناسب با هزینه‌های تامین توان راکتیو پرداخت صورت می‌گرفت. شرکت‌کنندگان در این بازار تنها بر سر مقدار کالای پیشنهادی خود به بازار، رقابت

می‌کردند و اجازه پیشنهاد قیمت به آن‌ها داده نمی‌شد. در اواسط سال ۱۹۹۰ نگرش موجود در طراحی بازار به سمت ایجاد و افزایش رقابت بر سر مقدار توان راکتیو سوق داده شد. در ساختار جدید کلیه خدمات جانبی از جمله توان راکتیو به دو بخش تقسیم می‌شود که عبارتند از:

بخش اول: قسمتی از خدمات جانبی که تامین آن برای حفظ مسایل امنیتی شبکه اجتناب‌ناپذیر است. تمام ژنراتورهای تولیدکننده‌ی توان اکتیو و متصل به شبکه موظف به تامین این بخش از خدمات می‌باشند. انرژی راکتیو و تولید به غیر از بخش تامین‌شده توسط کندانسورهای سنکرون و جبران‌کننده‌های استاتیک توان راکتیو در این گروه قرار می‌گیرد.

بخش دوم: خدمات جانبی تجاری، به آن بخش از خدمات جانبی گفته می‌شود که عدم استفاده از آن‌ها امنیت کل سیستم را با مخاطره مواجه نمی‌سازد و امکان تهیه آن‌ها به صورت کاملا رقابتی وجود دارد. انرژی راکتیو تولیدی کندانسورهای سنکرون و جبران‌کننده‌های استاتیک در این گروه قرار می‌گیرد. مطابق با دسته‌بندی فوق، تمام ژنراتورهای متصل به شبکه که ظرفیت تولید آن‌ها از ۵۰ مگاوات بیش‌تر است باید توانایی تامین راکتیو در بازه‌ی ۰/۹۸ پیش‌فاز و ۰/۸۵ پس‌فاز را داشته باشند. محل اندازه‌گیری در سمت فشار قوی ترانسفورماتور نیروگاه می‌باشد.

شرکت برق ملی بریتانیا متناسب با تغییر شرایط، دستورالعمل‌های مربوط به تنظیم توان اکتیو و راکتیو ژنراتورها را صادر می‌کند. در ساختار بازار انرژی راکتیو بریتانیا، به تمام ژنراتورها این امکان داده می‌شود که برای دریافت هزینه‌های راکتیو خود یا شرایط ثابت تعریف شده در قوانین بازار را بپذیرند و یا پیشنهاد خود را برای تامین توان راکتیو در بازار مناقصه‌ای که به همین منظور تشکیل شده، مطرح کنند. قیمت پیشنهاد شده معرف ارزش توان راکتیو از دید آن تولیدکننده است و برای یک دوره یک ساله اعتبار دارد.

در اوایل تشکیل بازار توان راکتیو، ساختار پرداخت هزینه از دو قسمت پرداخت بابت ظرفیت و بابت انرژی راکتیو تولیدی تشکیل می‌شد. اما امروزه با تغییر ساختار، تمام پرداخت هزینه به تولید انرژی راکتیو تعلق می‌گیرد. بهای تولید و جذب انرژی راکتیو در قالب ساختار ثابت پرداخت هزینه‌ها تقریبا ۲/۴ دلار به ازای مگاولت آمپرساعت می‌باشد. در جدول شماره‌ی (۳-۱۰) نوع بازار و نحوه‌ی پرداخت رزرو توان راکتیو در بازار بریتانیا نشان داده شده است.

جدول ۳-۱۰- مشخصات بازار کنترل توان راکتیو در بازار بریتانیا

نوع بازار	دوره تسویه بازار	ساختار مبالغ پرداختی	نوع قیمت‌گذاری	تجدید نظر در مقدار مورد نیاز	تاسیس بازار
اجباری یا برگزاری مناقصه	هر شش ماه	مقدار ثابت+دردسترس پذیری	PBP یا RP	هر شش ماه	آوریل ۱۹۹۸

۳-۳-۴-۶- بازار خدمات جانبی کنترل ولتاژ

ارائه این خدمات برای تمامی واحدهای تولید با ظرفیت بیش از ۳۰ مگاوات ضروری است. در این سیستم، ولتاژ برای شبکه‌های ۴۰۰، ۲۵۷ و ۱۳۲ کیلوولت باید در ۱۰ درصد ولتاژ نامی تغییرات آن ثابت نگه داشته شود و محدوده‌ی

اجباری تامین توان راکتیو نیز بین ۰/۸۵ پس‌فاز و ۰/۹۵ پیش‌فاز است. این خدمات باید بلافاصله و بدون تاخیر زمانی ارائه شوند و زمان مشخصی برای استمرار سرویس‌دهی آن‌ها تعیین نشده است.

هزینه‌های خدمات کنترل ولتاژ به دو دسته هزینه‌های آمادگی و بهره‌برداری تقسیم می‌شود. مجموع این مبالغ از طریق یک هزینه‌ی بالاسری در تعرفه‌ی برق از مصرف‌کنندگان دریافت می‌شود. یک ژنراتور در حالت کندانسور سنکرون، که محرک اولیه آن خالص شده است، مانند یک جبرانگر سنکرون عمل کرده و توان اکتیوی تولید نمی‌کند و مانند یک موتور سنکرون انرژی اکتیو دریافت می‌کند. در این حالت، مولفه به کارگیری در پرداخت‌ها به گونه‌ای طراحی می‌شود که هزینه‌ی مصرف توان اکتیو ژنراتور را پوشش می‌دهد نه تولید توان راکتیو.

در جدول شماره‌ی (۳-۱۱) نوع بازار و نحوه‌ی پرداخت رزرو کنترل ولتاژ در بازار بریتانیا نشان داده شده است.

جدول ۳-۱۱- مشخصات بازار کنترل ولتاژ در بازار بریتانیا

نوع بازار	دوره تسویه بازار	ساختار مبالغ پرداختی	نوع قیمت‌گذاری	سقف قیمت	تجدید نظر در مقدار مورد نیاز	تاسیس بازار
برگزاری مناقصه	هر شش ماه	پرداختی ثابت+دردسترس پذیری+به کار گیری	PBP	-	نامشخص	نا مشخص

۳-۳-۴-۷- خدمات بازیابی سیستم (خود راه‌اندازی)

در شبکه انگلستان و ولز این خدمات تنها توسط واحدهای تولید با ظرفیت بیش از ۲۰۰ مگاوات ارائه می‌شوند. واحدهای ارائه دهنده این خدمات باید دارای قابلیت سنکرون شدن با شبکه در مدت حداکثر ۲ ساعت را داشته باشد. همچنین این واحدها باید قادر باشند که خدمات خود راه‌اندازی را از ۹۰ تا ۹۵ درصد ظرفیت خود و برای یک تا پنج روز به صورت مستمر ارائه نماید و مانع از افت فرکانس به بیش‌تر از ۴۷ هرتز شود. جنبه‌های فنی سیستم خود راه‌اندازی در کشور انگلستان به صورت جدول شماره‌ی (۳-۱۲) می‌باشد:

جدول ۳-۱۲- جنبه‌های فنی سیستم خود راه‌اندازی در بریتانیا

زمان پاسخ‌دهی	مدت زمان استمرار خدمات	ارائه کنندگاه خدمات	پایش خدمات	نحوه ی مشارکت در این خدمات
۲ ساعت	بین ۱ تا ۵ روز	ژنراتورهای با ظرفیت بیش از ۲۰۰ مگاوات	ژنراتورها باید بین ۹۰ تا ۹۵ درصد ظرفیت خود تولید کنند و فرکانس باید بالاتر از ۴۷ هرتز نگه داشته شود	اختیاری

هزینه‌های مربوط به این خدمات شامل هزینه‌های ظرفیت، بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری همچنین هزینه بیمه و مطالعات امکان‌سنجی است. این خدمات به صورت سالانه از طریق عقد قراردادهای دو جانبه تدارک دیده می‌شوند و عرضه‌کنندگان این سرویس نیز مبالغی را به صورت اقتصادی برای نصب تجهیزات و هزینه‌های آمادگی و بهره‌برداری دریافت می‌کنند. جنبه‌های اقتصادی خدمات راه‌اندازی به شرح جدول (۳-۱۳) می‌باشد.

جدول ۳-۱۳- جنبه‌های اقتصادی سیستم خود راه‌اندازی در انگلستان

هزینه‌های عمده ناشی از ارائه این خدمات	ساز و کار ارائه خدمات	نحوه پرداختی به ارائه کنندگاه خدمات	نحوه پرداخت توسط مصرف کنندگان	قیمت
ظرفیت (آمادگی)، بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری و هزینه‌های مطالعات امکان‌سنجی	قراردادهای دو جانبه سالانه	پرداخت بابت تجهیزات، آمادگی و بهره‌برداری	از طریق هزینه‌های سربار	-

۳-۳-۵- خدمات جانبی در بازار برق اونتاریو

همان‌طور که در فصل پنجم گزارش ذکر شد، در بازار برق اونتاریو IESO وظیفه پخش توان برای تامین توان تقاضا، کنترل شبکه انتقال اونتاریو و تامین خدمات جانبی را بر عهده دارد. این بخش همچنین مسوول تامین امنیت عملیات به منظور عملکرد بهینه‌ی واحدها و شرکت بازیگران در بازار نیز می‌باشد. تمامی ژنراتورها در اونتاریو، برای فروش توان از طریق IESO در بازار لحظه‌ای به رقابت می‌پردازند. شرکت IESO، ژنراتورها را بر اساس پیشنهادات فروش و رزرو عملیاتی آن‌ها پخش بار می‌نماید. قیمت تسویه بازار هر ۵ دقیقه یک‌بار علاوه بر قیمت ساعتی بازار (HOEP) مشخص می‌شود.

به طور کلی در بازار اونتاریو، IESO با تولیدکنندگان برای ارائه خدمات جانبی زیر قرارداد می‌بندد:

- کنترل فرکانس (انواع رزروها)
- تامین توان راکتیو و سرویس کنترل ولتاژ
- سرویس بازیابی شبکه پس از خاموشی سراسری

۳-۳-۵-۱- کنترل فرکانس (انواع رزروها)

این سرویس به منظور برقراری تعادل، برابری تولید و مصرف و کمک به از بین بردن نوسانات فرکانس ارائه می‌شود.

الف- انواع رزرو در بازار اونتاریو

رزروهای اولیه، ثانویه و ثالثیه فرکانس در بازار اونتاریو به شرح جدول زیر می‌باشند.

جدول ۳-۱۴- انواع رزرو در بازار اونتاریو

رزروهای کنترل فرکانس اولیه	رزروهای کنترل فرکانس ثانویه	رزروهای کنترل فرکانس ثالثیه		
		رزرو بهره‌برداری		
کنترل فرکانس	رزرو تنظیم	رزرو ۱۰ دقیقه‌ای سنکرون	رزرو ۱۰ دقیقه‌ای غیرسنکرون	رزرو ۳۰ دقیقه

که بر این اساس:

کنترل فرکانس مربوط به شرایطی است که خروجی ژنراتورهای مشخص شده جهت پاسخ‌دهی به تغییرات فرکانس کنترل گردند.[1]

1- Grayson Heffner, et al (2007), "Loads Providing Ancillary Services: Review of International Experience Technical Appendix: Market Descriptions", Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.

تنظیم در ارتباط با واحد تولیدی، وظیفه‌ای است که واحد مذکور باید خروجی خود را با فرکانس تنظیم نماید تا هر تغییر فرکانس سیستم قدرت یا عدم توازن بین بار و تولید بتواند اصلاح گردد.

کنترل خودکار تولید[1] (AGC) فرآیندی است که به طور خودکار خروجی یک ژنراتور را بر پایه سیگنال‌های الکترونیکی تنظیم می‌کند تا کنترل فرکانس را فراهم نموده و تعادل بین بار و تولید را حفظ نماید.

خدمات جانبی تنظیم این امکان را فراهم می‌کند تا تولید کل سیستم با بار کل سیستم دقیقه به دقیقه یا حتی ثانیه به ثانیه مطابق دستورالعمل شبکه هماهنگ باشد. این خدمات جانبی توسط واحدهای تولیدی با قابلیت کنترل خودکارتولید (AGC) فراهم می‌گردند.

رزرو بهره‌برداری ظرفیت تولید یا ظرفیت کاهش باری است که با در خواست IESO برای جایگزینی منبع انرژی برنامه‌ریزی شده در زمان خروج غیره منتظره یا افزایش غیره منتظره‌ی بار یا هر پیشامد دیگری فراخوان می‌گردد. رزرو بهره‌برداری ۱۰ و ۳۰ دقیقه‌ای، رزروهایی هستند که باید به‌طور کامل در طی ۱۰ و ۳۰ دقیقه از زمان درخواست IESO پاسخ داده شوند.

رزرو غیرسنکرون، قسمتی از ظرفیت بهره‌برداری است که برای سنکرون شدن با شبکه در دسترس بوده و نیز ظرفیتی است که می‌تواند توسط قطع بارهای قابل قطع در دسترس قرار گیرد.[2]

بنابراین رزرو بهره‌برداری شامل سه دسته به شرح زیر است:

- رزرو بهره‌برداری ۱۰ دقیقه‌ای که با شبکه‌ی کنترل‌شده‌ی IESO سنکرون می‌باشد.
- رزرو بهره‌برداری ۱۰ دقیقه‌ای که با شبکه‌ی کنترل‌شده‌ی IESO سنکرون نمی‌باشد.
- رزرو بهره‌برداری ۳۰ دقیقه‌ای

میزان رزرو ۱۰ دقیقه‌ای باید به قدری باشد که بتواند بزرگ‌ترین پیشامد تکی که در شبکه، با توجه به مشخصه‌های آن، می‌تواند رخ دهد را پوشش دهد. عموما برای شبکه‌ی کنترل‌شده‌ی IESO بزرگ‌ترین خروج ظرفیت، مربوط به ژنراتورهای هسته‌ای است که شامل هر رزرو مشخص شده ۱۰ دقیقه‌ای است.[3]

حداکثر مقدار رزرو ۱۰ دقیقه‌ای که باید سنکرون شود، ۱۰۰٪ است و بر اساس عملکرد منطقه و سیستم بازیابی پیشامد، می‌تواند تا حدود ۲۵٪ کاهش یابد. مقدار رزرو ۱۰ دقیقه‌ای باقیمانده، به عنوان رزرو ۱۰ دقیقه‌ای غیرسنکرون به حساب می‌آید که در شرایط عادی عملکرد سیستم، در حدود ۷۵٪ کل مقدار رزرو ۱۰ دقیقه است.

1- Automatic Generation Control
2- Grayson Heffner et al. (2007), ibid.
3- Grayson Heffner et al. (2007), ibid.

ب- حداقل شرایط فنی لازم واحدها برای مشارکت در بازارهای رزرو

در شبکه اونتاریو، بهره‌بردار سیستم جهت حفظ و کنترل فرکانس سیستم در محدوده‌ی مجاز و به منظور ایجاد توانایی به پاسخگویی به تغییرات ناگهانی بار و یا بروز پیشامدهای مختلف در سیستم، شرایط مشخصی را به عنوان حداقل توانایی فنی برای واحدهایی که قصد شرکت در بازار را دارند، تعیین می‌کند. بر این اساس کلیه‌ی واحدهای تولیدی که تمایل به مشارکت در بازار را داشته باشند باید این حداقل مشخصات را برآورده نمایند.

- الزامات کنترل اولیه فرکانس

از جمله این مشخصات مسأله دروپ واحدهای تولیدی می‌باشد که برای تامین ذخیره اولیه مورد نیاز بوده و بدین جهت حایز اهمیت است. بر این اساس کلیه واحدها موظف هستند که دارای دروپ ۳٪ تا ۷٪ بوده و کنترل‌کننده فرکانس آن‌ها نیز دارای دقت تا ۳۶ ± مگاهرتز باشد.[1]

- الزامات کنترل ثانویه فرکانس

در شبکه‌ی اونتاریو به منظور حفظ فرکانس سیستم در محدوده مجاز خود در هنگام بروز حوادث و یا تغییر ناگهانی بار از AGC به عنوان خدمات کنترل فرکانس ثانویه استفاده می‌گردد. در این بازار از قراردادهای دو جانبه بین IESO و نیروگاه‌های واجد شرایط برای تامین نیازمندی سیستم به این خدمت، استفاده می‌شود.

اعضایی که تمایل دارند در بازار کنترل فرکانس ثانویه مشارکت کنند موظف به رعایت موارد زیر می‌باشند0:

باید با شبکه IESO سنکرون باشند.

باید قادر باشند توان خود را تا حداکثر مقداری که در قرارداد خود با IESO مشخص کرده‌اند، با نرخ تغییرات مشخص شده در قرارداد افزایش و یا کاهش دهند.

مقادیر تعیین‌شده در قراردادها نباید از حداقل مقدار تعیین‌شده توسط IESO کم‌تر باشد. این مقادیر پایه به این صورت که حداقل توان قابل ارائه توسط سیستم AGC واحدها نباید کم‌تر از ۱۰۰ MW ± باشد. همچنین حداقل مقدار نرخ تغییر توان واحدهای مربوط برابر ۵۰ MW بر دقیقه می‌باشد.

الزامات کنترل ثالثیه فرکانس

مشارکت‌کنندگانی که برای ارائه کنترل فرکانس ثالثیه پیشنهاد می‌دهند، باید قادر به رعایت استانداردهای زیر باشند:

- اعضای پیشنهاد دهنده‌ی ارائه خدمت باید مطمئن باشند که تجهیزات در نظر گرفته شده در دوره و زمان موردنظر آماده و در دسترس می‌باشند.
- اعضا موظف به ارائه خدمت مورد نظر به مقدار مشخص‌شده و با نرخ تغییر تعیین‌شده در پیشنهاد خود می‌باشند.

1- H. Clergue (2005), Exciter and Governor Replacement, Francis, IESO Expedited System Impact Assessment.

- هر عضو باید حداقل به مدت یک ساعت قادر به ارائه‌ی خدمت باشد.

لازم به ذکر است که کلیه‌ی موارد فوق برای هر سه نوع خدمت کنترل فرکانس ثالثیه یعنی رزرو ۱۰ دقیقه‌ای سنکرون و غیرسنکرون و رزرو ۳۰ دقیقه‌ای صادق می‌باشد.[1]

ج- مولفه‌های پرداختی بابت ارائه‌ی خدمات رزرو در بازار اونتاریو

کلیه‌ی مشارکت‌کنندگان بر اساس برنامه‌ی زمانی خود برای هر کدام از رده‌های رزرو و قیمت تسویه‌ی بازار در هر دوره، مبالغی را دریافت می‌کنند. به عبارتی در صورت مشارکت در تامین رزرو، مشارکت‌کنندگان از هر دو بازار رزرو و انرژی مشمول پرداخت می‌شوند. علاوه بر دو مورد فوق، معمولا در پرداخت مربوط به اعتبار تسویه حساب مدیریت تراکم[2] (CMSC) نیز شریک می‌شوند.

بر این اساس، ژنراتورها و تولیدکنندگان فعال برای تامین رزرو، موارد زیر را دریافت می‌کنند:

- بازار رزرو عملیاتی: پرداخت بدون محدودیت برای مدت زمان فعالیت
- بازار انرژی: قیمت تسویه بازار در زمان تولید آن‌ها، به‌علاوه مبلغ تسویه‌ی مدیریت تراکم خطوط با محدودیت[3]، اگر قیمت تسویه بازار از پیشنهاد آن‌ها کم‌تر بوده باشد.
- بارها یا صادرکنندگان فعال برای تامین رزرو، موارد زیر را دریافت می‌کنند:
- بازار رزرو عملیاتی: پرداخت بدون محدودیت برای مدت زمان فعالیت
- بازار انرژی: مبلغ تسویه‌ی مدیریت تراکم خطوط بدون محدودیت، اگر پیشنهاددهی آن‌ها بیش‌تر از قیمت تسویه بازار باشد.

علاوه بر این، اعضا بابت ارائه خدمات رزرو مبلغی نیز بابت آمادگی دریافت می‌کنند.

در بازار انرژی اونتاریو، دو نوع پرداختی آمادگی و ارائه‌ی خدمت بابت ارائه‌ی خدمات رزرو به مشارکت‌کنندگان، انجام می‌گیرد.

• پرداخت آمادگی

به آن دسته از اعضای بازار که پیشنهادات آن‌ها برای ارائه خدمات رزرو پذیرفته شده باشد، مبلغی به عنوان هزینه‌ی آمادگی پرداخته می‌شود. این پرداخت برابر قیمت تسویه‌ی بازار بوده و به کلیه پیشنهادات پذیرفته‌شده، خواه ارائه رزرو آن‌ها فراخوانده شود یا نشود، تعلق می‌گیرد.

1- Market Rule: Power System Reliability-appendices (2009), Chapter 5, IESO, www.IESO.ca

2- Congestion Management Settlement Credits

این مبلغ در واقع عاملی است تا به وسیله‌ی آن مشارکت‌کنندگان بازار بتوانند به میزان سودی که پیش‌بینی کرده‌اند در صورت فعال شدن به دست آورند، دست یابند. لذا بازیگران از مشارکت خود در ارائه‌ی این خدمات هرگز دچار ضرر و زیان نخواهند شد.

3- Constrained-on CMSC

- **پرداخت ارائه‌ی خدمت**

رزرو بهره‌برداری می‌تواند توسط واحدهای تولیدی و نیز مصرف‌کنندگان تامین و ارائه گردد. بابت جبران هزینه‌های مربوط به ارائه‌ی خدمات رزرو، پرداخت ارائه‌ی خدمت در بازار انرژی به مشارکت‌کنندگان انجام می‌گیرد. بدیهی است این نوع پرداختی صرفا در صورت انجام خدمت پرداخت می‌شود. علاوه بر این، چنانچه پیشنهاد مشارکت‌کنندگان (مصرف‌کنندگان و یا واحدهای تولیدی) از قیمت تسویه‌ی بازار در لحظه‌ی فعال شدن بالاتر باشد، مبلغی به میزان تسویه‌ی مدیریت تراکم خطوط (به ازای هر مگاوات توان تولیدی یا بار کاهشی) دریافت می‌کنند.

در بازار اونتاریو قیمت تسویه‌ی مدیریت تراکم خطوط برای واحدهای تولیدی و مصرف‌کنندگان (بارهای قابل توزیع) از روابط زیر محاسبه می‌شوند.

- **CMSC برای واحدهای تولیدی**

$$\mathrm{CMSC} = (\mathrm{MCP} - \mathrm{offer}) \times \mathrm{MQSI} - \mathrm{MAX}\{(\mathrm{MCP} - \mathrm{offer}) \times \mathrm{DQSI}, (\mathrm{MCP} - \mathrm{offer}) \times \mathrm{AQEI}\}$$

که در آن:

MQSI [1]: مقدار توان برنامه‌ریزی شده از سوی بازار برای تزریق به سیستم

DQSI [2]: مقدار توان برنامه‌ریزی شده از دیسپاچینگ برای تزریق به سیستم

AQEI [3]: مقدار توان تخصیص داده شده از قبل برای تزریق به سیستم

CMSC برای بارهای قابل توزیع

$$\mathrm{CMSC} = (\mathrm{bid} - \mathrm{MCP}) \times \mathrm{MQSW} - \mathrm{MAX}\{(\mathrm{bid} - \mathrm{MCP}) \times \mathrm{DQSW}, (\mathrm{bid} - \mathrm{MCP}) \times \mathrm{AQEW}\}$$

که در آن:

MQSW [4]: مقدار کاهش توان برنامه‌ریزی شده از سوی بازار

DQSW [5]: مقدار کاهش توان برنامه‌ریزی شده از سوی پخش بار

AQEW [6]: مقدار کاهش انرژی تخصیص داده شده

۳-۳-۵-۲- تامین توان راکتیو و سرویس کنترل ولتاژ

میزان توان راکتیو ارتباط مستقیمی با پایداری شبکه دارد، لذا متغیری اساسی در شبکه انتقال به شمار می‌رود. در سیستم اونتاریو، مقدار توان راکتیوی که باید در هر لحظه برآورده شود، تقریبا نصف مقدار توان اکتیو موجود در

1- Market Quantity Scheduled for Injection
2- Dispatch Quantity Scheduled for Injection
3- Allocated Quantity of Energy Injected
4- Market Quantity Scheduled for Withdrawal
5- Dispatch Quantity Scheduled for Withdrawal
6- Allocated Quantity of Energy Withdrawal

نظرگرفته می‌شود. گاهی اوقات ژنراتورها ملزم به این هستند که برای پایداری ولتاژ در حالت کندانسوری عمل نمایند. حالت کندانسور حالتی است که در آن تنها به تولید توان راکتیو برای پایداری ولتاژ می‌پردازد. این عمل برای تضمین تامین توان باکیفیت، باامنیت و قابل اطمینان برای مصرف‌کنندگان انجام می‌پذیرد. بسیاری از نیروگاهای برق‌آبی برای عملیات در حالت کندانسوری، به عنوان تامین‌کننده توان راکتیو و سرویس کنترل ولتاژ در زمان‌هایی که توان اکتیو تولید نمی‌کنند، طراحی شده‌اند.

درباره تامین این خدمت در بازار اونتاریو دو نکته بسیار حایز اهمیت می‌باشد:

- قیمت این سرویس بر اساس هزینه‌های تامین توان راکتیو شامل هر نوع هزینه‌ی اضافی برای تلفات انرژی ناشی از تولید توان در ضریب توان نامناسب و تولید توان در حالت کندانسوری بر اساس درخواست IESO، می‌باشد.
- تمامی ملزومات تست واحدها برای ارائه این سرویس بر اساس استانداردهای سازمان قابلیت اطمینان شبکه برق آمریکا (NERC) باید انجام گیرد.

ژنراتورها باید بتوانند در منطقه‌ی $0.9_{\text{Lag}} \le \text{pf} \le 0.95_{\text{Lead}}$ توان راکتیو تزریق یا جذب کنند.

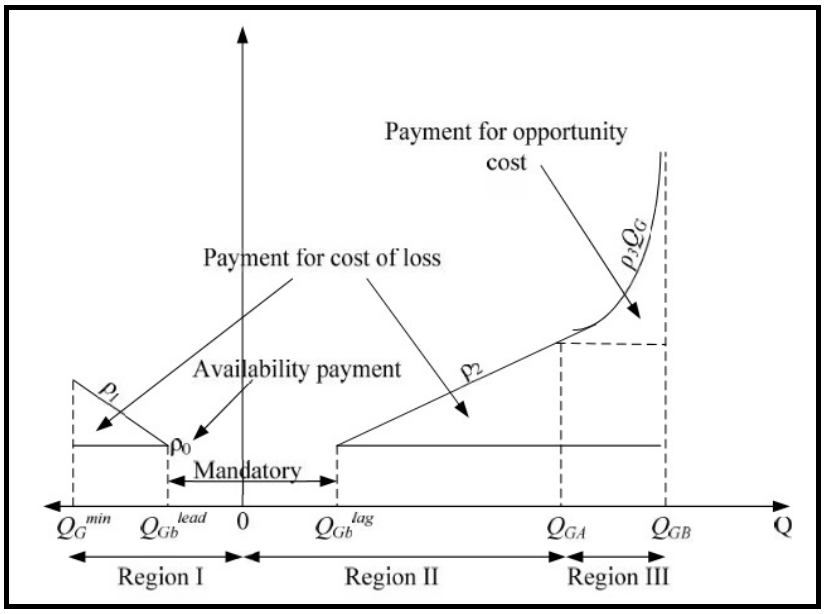
در این منطقه‌ی عملکرد، پرداختی ناچیزی بابت تلفات افزایشی سیم‌پیچ استاتور به خاطر تولید توان راکتیو محاسبه می‌شود.

خارج از این منطقه، پرداختی بابت هزینه فرصت از دست رفته به خاطر کاهش فروش توان اکتیو (بر اساس قیمت تسویه بازار) در بازار انرژی خواهد بود.[1]

۳-۳-۵-۳- قیمت‌گذاری توان راکتیو در بازار اونتاریو

براساس بهره‌برداری از ۳ منطقه عملیاتی توان راکتیو، تابع پرداختی توان راکتیو (QPF) فرمول‌بندی شده است. چنانکه در شکل (۳-۶) نشان داده شده، پرداختی توان راکتیو شامل موارد زیر است: پرداختی ناشی از دسترس‌پذیری (با قیمت ρ_0)، که قسمت ثابتی از هزینه سرمایه‌گذاری تولیدکننده می‌باشد. دو پرداختی ناشی از تلفات (با قیمت ρ_1 و ρ_2)، که در صورت افزایش تولید توان راکتیو به ترتیب در مناطق زیر تحریک و فوق تحریک به صورت خطی تغییر می‌یابند؛ پرداختی بابت هزینه‌ی فرصت از دست رفته (با قیمت ρ_3) که به منظور از دست رفتن پرداختی فرصت در منطقه ۳ عملیاتی، پرداخت می‌شود. هزینه فرصت به دلیل فرض سهمی‌وار بودن تابع خروجی توان اکتیو، به صورت یک تابع درجه دوم ظاهر می‌شود که می‌توان تغییرات آن را در منطقه ۳ عملیاتی به صورت خطی در نظر گرفت. بر این اساس، QPF برای هر ژنراتور g در سیستم می‌تواند به صورت معادلات زیر بیان شود:

1. www.IESO.ca



شکل ۳-۶- تابع پرداختی توان راکتیو

$$QPF_g = \rho_{0g} + W_{2g}\rho_{2g}\left(Q_{G2g} - Q_{Gbg}^{lag}\right)S_b - W_{1g}\rho_{1g}\left(Q_{G1g} - Q_{Gbg}^{lead}\right)S_b$$
$$+\rho_{2g}\left(W_{3fg} - W_{3rg}\right)\left(Q_{G3g} - Q_{Gbg}^{lag}\right)S_b + 0.5\rho_{3g}\left(W_{3fg} + W_{3rg}\right)\left(Q_{G3g} - Q_{GA}\right)^2 S_b^2$$

$$W_{1g} = \begin{cases} 1 & \text{if } Q_{Gg}^{min} \le Q_{Gg} = Q_{G1g} \le Q_{Gbg}^{lead} \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$W_{mg} = \begin{cases} 1 & \text{if } Q_{Gbg}^{lead} \le Q_{Gg} = Q_{Gmg} \le Q_{Gbg}^{lag} \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$W_{2g} = \begin{cases} 1 & \text{if } Q_{Gg}^{lag} \le Q_{Gg} = Q_{G2g} \le Q_{Gag} \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$W_{3fg} = \begin{cases} 1 & \text{if } Q_{Gag} \le Q_{Gg} = Q_{G3g} \le Q_{Gbg} \;\&\; P_{Gog} > P_{GRg} \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$W_{3rg} = \begin{cases} 1 & \text{if } Q_{Gag} \le Q_{Gg} = Q_{G3g} \le Q_{Gbg} \;\&\; P_{Gog} > P_{GRg} \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

که در آن:

Q_{G1g}: توان راکتیو زیر تحریک ژنراتور g، (p.u.)

Q_{G2g}: توان راکتیو فوق تحریک ژنراتور g، (p.u.)

Q_{G3g}: توان راکتیو عملیاتی ژنراتور g در منطقه هزینه فرصت، (p.u.)

Q_{Gmg}: توان راکتیو اجباری ژنراتور g، (p.u.)

S_b: توان پایه بر اساس MVA

ρ_{0g}: قیمت در دسترس‌پذیری توان راکتیو برای ژنراتور g، به $\$/h$

ρ_{1g}: قیمت زیر تحریک توان راکتیو برای ژنراتور g، به $\$/Mvarh$

ρ_{2g}: قیمت فوق تحریک توان راکتیو برای ژنراتور g، به $\$/Mvarh$

ρ_{3g}: قیمت فرصت از دست رفته توان راکتیو برای ژنراتور g، به $\$/Mvar^2h$

Q_{Gbg}^{lead}: توان راکتیو پیش‌فاز پایه‌ی ژنراتور g، (p.u.)

Q_{Gbg}^{lag}: توان راکتیو پس‌فاز پایه‌ی ژنراتور g، (p.u.)

Q_{Gg}^{min}: حداقل توان راکتیو ژنراتور g، (p.u.)

Q_{GAg}: حداکثر توان راکتیو ژنراتور g بدون کاهش در تولید توان حقیقی، (p.u.)

Q_{GBg}: حداکثر توان راکتیو ژنراتور g همراه با کاهش در تولید توان حقیقی، (p.u.)

P_{GRg}: توان اکتیو نامی تولید برای ژنراتور g، (p.u.)

P_{Gog}: توان اکتیو تسویه بازار که به ژنراتور g اختصاص داده شده است، (p.u.)

W_{mg}: متغیر باینری برای تولید توان راکتیو ژنراتور g

W_{1g} ، W_{2g}: متغیر باینری متناظر با مناطق ۱ و ۲ بهره‌برداری توان راکتیو برای ژنراتور g

W_{3g} ، W_{4g}: متغیر باینری متناظر با محدوده‌های آرمیچر و میدان تولید توان راکتیو برای ژنراتور g

متغیرهای باینری بدین مفهوم‌اند که ژنراتور تنها در یکی از ۳ منطقه‌ی تعریف شده در شکل (۶-۶) عمل خواهد کرد. ذکر این نکته نیز حایز اهمیت است که معادلات QPF تا زمانی که ژنراتورها به صورت اقتصادی برای مقدار مجاز توان راکتیو جبران‌سازی نشوند، دارای ترم اجباری تولید توان راکتیو (Q_{Gmg}) نخواهند بود.[1]

در مرحله خرید ISO با انعقاد قراردادهای بلندمدت با تولیدکنندگان توان راکتیو، این سرویس را تامین می‌کند. بهره‌بردار IESO قراردادهای ۳۶ ماهه با تولیدکنندگانی که تمایل به ارائه سرویس توان راکتیو دارند، منعقد می‌کند. قیمت‌ها بر اساس هزینه‌های تامین توان راکتیو، که شامل هزینه‌های اضافی ناشی از تلفات انرژی در صورت بهره‌برداری در ضریب توان غیر واحد و هزینه عملیات واحد به صورت کندانسوری در صورت درخواست IESO می‌باشد. ژنراتورهایی که برای تامین توان راکتیو تعیین شده‌اند، یک مبلغ اضافی دیگر بابت هزینه‌ی فرصت از دست رفته نیز دریافت می‌کنند. هم‌اکنون نرخ پایه‌ی $\$/Kvar-yr$ ۲/۳۲ برای پذیرش ژنراتورهای در دسترس برای تامین توان راکتیو در خارج از محدوده‌ی ۰/۹۵ پیش‌فاز و یا ۰/۹۵ پس‌فاز تعیین شده است.

1- Ismael El-Samahy, (2008), "Secure Provision of Reactive Power Ancillary Services in Competitive Electricity Markets", PhD. Thesis, University of Waterloo, Ontario, Canada.

۳-۳-۵-۴- بازیابی شبکه پس از خاموشی سراسری

این سرویس به معنی قابلیت خود تولیدی سیستم بدون نیاز به منبع توان خارجی می‌باشد که باعث افزایش قابلیت اطمینان سیستم می‌گردد. در حالت خاموشی سراسری شبکه (Black Out)، سرویس بازیابی شبکه نقش اساسی ایفا می‌کند.

برای این سرویس بصورت ماهانه پرداخت آمادگی انجام می‌گیرد.

تست‌های ماهانه و سالانه در واحد(های) ارائه‌کننده الزامی می‌باشند.

پرداخت به واحد(های) تامین‌کننده در صورت عدم ارائه سرویس در حالت تست و واقعی، کاهش خواهد یافت.

ذکر این نکته ضروری است که سرویس خود راه‌اندازی مجدد بر پایه هزینه‌های عملیاتی آن قیمت‌گذاری می‌شود و از طریق بازار و یا مکانیزم پیشنهاددهی خریداری نمی‌گردد. این سرویس از طریق عقد قراردادهای بلندمدت بین بهره‌بردار شبکه و واحدهای تامین‌کننده این سرویس، تامین می‌گردد.[1]

۳-۳-۶- خدمات جانبی در بازار برق کالیفرنیا

در بازار برق کالیفرنیا مسوولیت دسترسی باز و بهره‌برداری شبکه انتقال بر عهده CAISO می‌باشد. وظایف اصلی CAISO بصورت زیر است.

- برنامه‌ریزی بازار روزانه و ساعتی برای تمام SC[2]ها
- خرید و فراهم کردن خدمات جانبی مورد نیاز
- تخصیص خدمات جانبی مورد نیاز به تولیدکنندگان پذیرفته‌شده
- ایجاد تعادل لحظه‌ای واقعی بین تولید ومصرف

پیشنهادات خدمات جانبی به طور هم‌زمان با پیشنهادات انرژی در بازار یکپارچه سلف[3] (IFM) تسویه می‌شود. بنابراین بازار یکپارچه سلف به طور هم‌زمان، انرژی و خدمات جانبی را بهینه می‌کنند. منابع تایید شده برای خدمات جانبی، قیمت نهایی خدمات جانبی را دریافت می‌کنند.

این بازار، خدمات جانبی را برای تمام ساعت‌های روز بعد فراهم می‌کند. محاسبات RTUC[4]، در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها و فراهم کردن خدمات جانبی را در فواصل زمانی ۱۵ دقیقه‌ای برای ساعت بهره‌برداری و ساعت بعد انجام می‌دهد.

بهره‌بردار CAISO مستقیما خدمات جانبی و انرژی نامتعادل‌کننده را از طریق فرآیندهای مختلف فراهم می‌کند. تنظیم، ذخیره‌ی سنکرون، ذخیره‌ی غیرسنکرون، ذخیره‌ی غیرگردان و ذخیره‌ی تکمیلی به صورت روزانه و ازطریق یک مکانیزم رقابتی فراهم می‌شود. منابع تولید، قیمت‌ها و مقادیر هر یک از خدمات را در بازار روزانه و ساعتی ارائه می‌دهند.

1- www.IESO.ca
2- Schedule Coordinator
3- Integrated Forward Market
4- Real Time Unit Commitment

دو خدمت جانبی دیگر، تغذیه‌ی توان راکتیو به صورت محلی برای کنترل ولتاژ و قابلیت خودراه‌اندازی توسط قراردادهای خاصی فراهم می‌شود.

برای تطبیق لحظه‌ای بین مقدار تولید و مصرف، CAISO از بازار زمان حقیقی استفاده می‌کند. این فرآیند بر اساس پیشنهادات انرژی تکمیلی منابع تولید شکل می‌گیرد. پیشنهادات انرژی اضافی واحدها برای فراهم کردن ذخیره‌ی قابلیت اطمینان در بازار خدمات جانبی برنامه‌ریزی می‌شود. بهره‌بردار CAISO به صورت جداگانه پیشنهادات افزایش و کاهش انرژی را مرتب می‌کند و در صورت نیاز به برقراری تعادل بین بار و تولید از آن‌ها استفاده می‌کند. آخرین واحد تولیدی در فاصله‌ی زمانی ۱۰ دقیقه‌ای، قیمت بازار لحظه‌ای را مشخص می‌کند. شرکت‌کنندگان باید هزینه‌ی عدم تعادل را بر اساس اختلاف بین مقادیر بار و تولید برنامه‌ریزی شده و واقعی و در قیمت متوسط ۱۰ دقیقه‌ای (که قیمت لحظه‌ای نامیده می‌شود) بپردازند.[1]

۳-۳-۶-۱- نحوه‌ی تدارک و قیمت‌گذاری بازار خدمات جانبی

بهره‌بردار CAISO به صورت یک بازار ساعتی و روزانه برای فراهم کردن تنظیم، ذخیره گردان و غیرگردان و ذخیره‌ی تکمیلی عمل می‌کند. همان‌طور که گفته شد واحدهای تولیدی و بارها می‌توانند در این بازارها پیشنهاد قیمت دهند.

پیشنهادات برای بازار روزانه یک روز قبل به CAISO ارسال می‌شود. این پیشنهادات شامل اطلاعاتی برای تمام ۲۴ ساعت روز بهره‌برداری است. بنگاه‌های SC می‌توانند پیشنهاد قیمت خود را در بازار حداقل ۲ ساعت قبل از ساعت بهره‌برداری ارسال نمایند. لذا قادرند با اصلاح پیشنهادات خرید و فروش خود در بازار ساعتی به فعالیت بپردازند.

بهره‌بردار CAISO پیشنهادات آن‌ها را به صورت جداگانه ارزیابی و به ترتیب خدمات تنظیم، ذخیره گردان، ذخیره غیرگردان و ذخیره تکمیلی ارزیابی می‌کند. در نهایت، ظرفیتی که توسط CAISO در یکی از بازارها پذیرفته شود در سایر بازارهای پیشنهاد نخواهد شد. بنگاه‌های مذکور همچنین می‌توانند قیمت‌های رزرو و انرژی متفاوتی در بازار ارائه دهند.

نحوه‌ی ارائه‌ی پیشنهادات، ارزیابی آن‌ها و قوانین تعیین قیمت در بازار تنظیم روزانه بدین نحو است که ابتدا هر SC (j)، اطلاعات زیر را برای هر واحد تولیدی (i) برای هر ساعت روز بهره‌برداری (t) ارائه می‌دهد:

- ماکزیمم سطح بهره‌برداری (MW)
- مینیمم سطح بهره‌برداری (MW)
- نرخ افزایش توان برحسب مگاوات بر دقیقه ($Ramp_{ijt}$)
- نرخ افزایش و کاهش ظرفیت تولید زمانی که واحد i می‌خواهد تنظیم را فراهم کند (Cap_{ijt} max برحسب مگاوات)

1- Tomás Gómez, et al., "Ancillary Services Markets in California, Environmental Energy Technologies Division", Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory University of California Berkeley, California.

- پیشنهادات قیمت برای ظرفیت ذخیره (Cap Res_{ijt} برحسب دلار بر مگاوات)
- پیشنهاد ظرفیت (Cap_{ijt} برحسب مگاوات)

سپس بهره‌بردار، واحدهای تولیدی را بر اساس مقدار و مکان نیازمندی‌های سیستم انتخاب می‌کند. یکی از اهداف CAISO، پذیرفتن پیشنهاداتی است که با در نظر گرفتن دو محدودیت زیر، مجموع هزینه‌ی کل پیشنهادات پذیرفته‌شده مینیمم شود:

مجموع پیشنهادات انتخاب شده باید بزرگ‌تر یا مساوی ظرفیت تنظیم مورد نیاز باشد.

ظرفیت پیشنهادی واحدهای تولید باید کم‌تر یا مساوی نرخ افزایش تولید واحد در ۳۰ دقیقه باشد.

کل پیشنهاد برای هر واحد تولیدی به صورت ضرب قیمت پیشنهادی در ظرفیت پیشنهادی می‌باشد. CAISO طبق فرمول زیر پیشنهادهای مورد قبول تنظیم در ساعت t را محاسبه می‌کند:

$$\text{Min} \sum_i \sum_j \text{Total Bid}_{ijt}$$

محدود به:

$$\sum_i \sum_j \text{Cap}_{ijt} \geq \text{Requirement } t_t$$

$$\text{Cap}_{ijt} \leq \text{Cap}_{ijt}\ \text{Max}$$

که:

$$\text{Total Bid}_{ijt} = \text{Cap Res}_{ijt}.\text{Cap}_{ijt}$$

Requirement: مقدارافزایش یا کاهش ظرفیت مورد نیاز در ساعت t

ظرفیت تنظیم می‌تواند برای افزایش یا کاهش توان در نظر گرفته شود. برای هر واحد تولیدی، قیمت پرداختی به‌SCها، قیمت تسویه‌ی بازار منطقه‌ای (MCP_{xt}) است که برابر است با بیش‌ترین پیشنهاد قیمت پذیرفته شده در منطقه x، یعنی:

در منطقه x برای ساعت t: $\text{MCP}_{xt} = \text{Max}(\text{Cap Res}_{ijt})$

فرآیند حراج ذخیره گردان شبیه فرآیند تنظیم توضیح داده شده است. ظرفیت $\text{Cap}_{ijt}\ \text{max}$ برحسب مگاوات ظرفیت اضافی گردان است که به سرعت به فرکانس سیستم پاسخ می‌دهد و در طول ۱ دقیقه در دسترس می‌باشد. در مورد حراج ذخیره غیرگردان، $\text{Cap}_{ijt}\ \text{max}$ برحسب مگاوات ظرفیت در دسترس ۱۰ دقیقه‌ای است. بارها نیز می‌توانند برای ذخیره غیر گردان پیشنهاد فروش دهند. ظرفیت $\text{CAP}_{ijt}\ \text{max}$ برحسب مگاوات مقدار کاهش تقاضای بارها در طول ۱۰ دقیقه می‌باشد. در نهایت در مورد حراج ذخیره تکمیلی، SC می‌تواند مقدار MW در دسترس در طول ۶۰ دقیقه را ارسال کند. برای هر بازار یک قیمت ناحیه‌ای محاسبه می‌گردد.

علاوه بر پیشنهاد ظرفیت، منابع می‌توانند یک قیمت انرژی برای استفاده‌ی ظرفیت ذخیره شده ($EndBid_{ijt}$ برحسب دلار بر مگاوات ساعت) ارائه دهند. بهره‌بردار CAISO از این پیشنهادات همراه با پیشنهاد انرژی تکمیلی برای رفع عدم تعادلی بین تولید و مصرف در بازار زمان حقیقی استفاده می‌کند.

در بازار ساعتی خدمات جانبی، قوانین مشابه بازار روزانه اعمال می‌شود. یک SC می‌تواند مقدار ذخیره‌ی بازار روزانه را کم کند، ولی باید به اندازه مقدار کاهش، ظرفیت مورد نظر را به قیمت بازار ساعتی بخرد.[1]

۳-۳-۶-۲- توزیع لحظه‌ای منابع خدمات جانبی و پیشنهادهای انرژی تکمیلی

در زمان حقیقی، CAISO واحدهای تولیدی و بارها را برای رفع عدم تعادل توزیع می‌کند و علاوه بر منابعی که برای فراهم کردن خدمات جانبی در بازارهای روزانه و ساعتی برنامه‌ریزی شده‌اند، منابعی که پیشنهاد انرژی تکمیلی داده‌اند را نیز برنامه‌ریزی می‌کند. پیشنهاد انرژی تکمیلی باید حداقل ۳۰ دقیقه قبل از ساعت برنامه‌ریزی به CAISO ارسال شود. این پیشنهادات بعد از بسته شدن بازار روزانه و ۳۰ دقیقه قبل از ساعت بهره‌برداری می‌توانند ارسال شوند. پیشنهاد انرژی تکمیلی شامل قیمت پیشنهادی برای تغییرات افزایشی و یا کاهشی انرژی می‌باشد. تمام مقادیری که برای پیشنهاد انرژی تکمیلی از منابع دریافت می‌شود، به ترتیب پیشنهاد برای کاهش و یا افزایش انرژی مرتب می‌شوند. به این مقادیر، «بسته‌های تعادل انرژی و قیمت‌گذاری پسین»(BEEP)[2] می‌گویند.

بهره‌بردار CAISO بر طبق اصول زیر توزیع لحظه را انجام می‌دهد:

واحدهای تولیدی که خدمت تنظیم را فراهم می‌کنند به صورت خودکار به‌وسیله AGC تنظیم می‌شوند تا الزامات خطای کنترل ناحیه NERC و WSCC را برآورده کنند.

زمانی که ACE صفر شد، CAISO، واحدهای تولیدی تنظیمی را که خارج از نقطه تنظیم شده بهره‌برداری می‌شوند، مشخص می‌کند. سپس CAISO خروجی‌های واحدهای تولیدی و منابع در دسترس را به منظور تنظیم دوباره نقاط واحدهای تنظیم طوری تغییر می‌دهد تا حاشیه‌های تنظیم به طور کامل رعایت شود.

واحدهای تولید، بارها و منابع سیستم بر اساس چگونگی پاسخ به نوسانات بار و تولید، توزیع می‌شوند. CAISO می‌تواند یکی از دو مورد زیر را برای حداقل کردن هزینه‌ی عدم تعادل انرژی انجام دهد:

اول، اگر انرژی تولیدی اضافی و یا کاهش تقاضا مورد نیاز است، CAISO منابع را بر اساس ترتیب پیشنهادات قیمت و تاثیرات (مکان و نرخ افزایش)منابعی که برای افزایش انرژی پیشنهاد داده‌اند توزیع می‌کند.

دوم، اگر نیاز به کاهش خروجی باشد، CAISO قیمت‌های پیشنهادی منابع را به ترتیب نزولی مرتب کرده و منابع با حداقل هزینه را برای کاهش توان توزیع می‌کند.

1- Tomás Gómez, et al., ibid.
2- Balancing Energy and Ex-post Pricing

توزیع فقط برای رفع عدم تعادل انرژی باید انجام شود. بهره‌بردار CAISO نمی‌تواند به‌خاطر منافع اقتصادی SCها، توزیع منابع را تغییر دهد.

اگر واحدهایی که برای ذخیره بهره‌برداری در نظر گرفته شده بودند، برای رفع عدم تعادل استفاده شوند، CAISO ذخیره‌های بهره‌برداری را با پیشنهادات انرژی تکمیلی جایگزین می‌کند.

اگر واحد تولیدی، بار یا منابع سیستم نتوانند به فرامین توزیع پاسخ دهند، SC باید اختلاف بین خروجی تعهد شده‌ی منبع و خروجی واقعی را با قیمت ساعتی بپردازد. البته ممکن است جریمه‌های اضافی نیز توسط CAISO در نظر گرفته شود.

۳-۳-۶-۳- قیمت عدم تعادل انرژی و هزینه‌ی آن

هزینه عدم تعادل در فاصله‌های زمانی ۱۰ دقیقه‌ای با استفاده از قیمت ۱۰ دقیقه‌ای محاسبه می‌شود. اما تنها متوسط وزنی انرژی این قیمت‌ها به عنوان قیمت ساعتی گزارش می‌شود و تمام انرژی‌های دریافت شده با این قیمت تسویه می‌شوند. هزینه پرداختی به نیروگاه‌ها به‌خاطر کاهش تقاضا و یا تغییر خروجی انرژی بر اساس قیمت انرژی عدم تعادل محاسبه شده و در هر دوره، ۱۰ دقیقه‌ای، قیمت ۱۰ دقیقه‌ای آخرین قیمت پیشنهادی واحد توزیع شده توسط CAlSO با قیمت انرژی عدم تعادل برابر است. در نتیجه قیمت انرژی عدم تعادلی همان قیمت لحظه‌ای انرژی است.

منابع توزیع شده نهایی در دوره‌های ۱۰ دقیقه‌ای به صورت زیر تعیین می‌شوند:

اگر مقدار توان تولیدی افزایش و یا مقدار بار کاهش یابد، واحد تولیدی، بار یا منابع سیستم با بالاترین پیشنهاد قیمت که برای افزایش تولید یا کاهش بار پذیرفته شده‌اند یا

اگر مقدار توان تولیدی کاهش یابد، واحد تولیدی یا منابع سیستم با حداقل قیمت پیشنهادی انرژی که برای کاهش تولید پذیرفته شده است.

اگر مقدار خالص انرژی نامتعادلی در دوره‌ی ۱۰ دقیقه‌ای t، مثبت باشد:

$$\mathrm{P10min}_{xt} = \mathrm{Max}(\mathrm{EnBid_i})_{xt}$$

اگر مقدار خالص انرژی نامتعادلی در دوره‌ی ۱۰ دقیقه‌ای t، منفی باشد:

$$\mathrm{P10min}_{xt} = \mathrm{Min}(\mathrm{EnBid_i})_{xt}$$

به طوری که $\mathrm{P10min}_{xt}$ قیمت ۱۰ دقیقه در ناحیه x در دوره t و $(\mathrm{EnBid_i})_{xt}$ پیشنهاد قیمت انرژی منابعی است که خدمات جانبی را فراهم می‌کنند و پیشنهاد انرژی تکمیلی برای منابع توزیع شده در دوره زمانی t در ناحیه x را ارائه داده‌اند.

قیمت ساعتی در هر ناحیه برابر است با متوسط وزنی انرژی شش قیمت در ناحیه که مطابق زیر محاسبه می‌شود:

$$\mathrm{PHour\ ExPost_x} = \sum_{t=1}^{6}(\mathrm{P10Min}_{xt} * \mathrm{Sys\ Devt_t}) \Big/ \sum_{t=1}^{6}\mathrm{Sys\ Devt_t}$$

جایی‌که $\mathrm{SysDevt_t}$، قدر مطلق تفاضل بین تغییرات تقاضای برنامه‌ریزی شده و تقاضای اندازه‌گیری شده، همچنین تغییرات بین تولیدات برنامه‌ریزی شده و تولید اندازه‌گیری شده در دوره زمانی t می‌باشد.

اگر CAISO اعلان یک پیشامد اضطراری کند (برای مثال زمان‌های کمبود منابع) و قطعی بار ناخواسته و اجباری صورت گیرد، CAISO قیمت ساعتی را به یک قیمت مدیریتی تغییر می‌دهد.

بنگاه‌های SC باید هزینه عدم تعادل انرژی را بپردازند که ناشی از هزینه عدم تعادلی انرژی، انرژی اندازه‌گیری نشده و خطا در تلفات پیش‌بینی شده انتقال است. هزینه‌ی هر SC به خاطر تغییرات بین بارها و تقاضاهای برنامه‌ریزی شده و واقعی در قیمت ساعتی محاسبه می‌شود.

۳-۳-۶-۴- تسویه حساب ظرفیت تنظیم افزایشی و کاهشی[1] در بازارهای روزانه و زمان حقیقی

تسویه ظرفیت تنظیم افزایشی در هر دو بازار روزانه و زمان حقیقی بر اساس مقدار ظرفیت پذیرفته‌شده تنظیم افزایشی در هر کدام از آن بازارها می‌باشد. تسویه ظرفیت تنظیم به صورت ساعتی و بر اساس مقدار منابع انجام می‌شود. قیمت تنظیم بر اساس قیمت نهایی خدمات جانبی (ASMP)[2] تنظیم افزایشی برای هر ساعت در بازار روزانه و برای تمام فواصل زمانی ساعت موردنظر می‌باشد. ظرفیت تنظیم افزایشی روزانه و زمان حقیقی نیز برای هر منبع به ترتیب بر اساس مقدار ظرفیت پذیرفته شده در بازار روزانه و فواصل زمانی مختلف در قیمت نهایی خدمات جانبی در هر ساعت و فواصل زمانی ساعت موردنظر محاسبه می‌شود.[3]

فرمول تسویه مقدار ظرفیت تنظیم روزانه افزایشی توسط CAISO به صورت زیر است:

$$\text{DA Regulation Up Settlement Amount} = (-1) * \text{DA Regulation Up Bid Capacity} * \text{DA Regulation Up Capacity ASMP}$$

فرمول تسویه مقدار ظرفیت تنظیم افزایشی زمان حقیقی توسط CAISO به صورت زیر است:

$$\text{Real-Time Regulation Up Settlement Amount} = (-1)*\text{sum of } \tfrac{1}{4}(\text{RT Awarded Regulation Up Bid Capacity} * \text{RT Regulation Up Capacity ASMP for Commitment Interval})$$

تسویه ظرفیت تنظیم کاهشی در هر دو بازار روزانه و زمان حقیقی مشابه مراحل تسویه حساب ظرفیت تنظیم افزایشی می‌باشد.

فرمول تسویه مقدار ظرفیت تنظیم کاهشی در بازارهای روزانه و زمان حقیقی توسط CAISO به صورت زیر است:

$$\text{DA Regulation Down Settlement Amount} = (-1) * \text{DA Regulation Down Bid Capacity} * \text{DA Regulation Down Capacity ASMP}$$

$$\text{Real-Time Regulation Down Settlement Amount} = (-1)*\text{sum of } \tfrac{1}{4}(\text{RT Awarded Regulation Up Bid Capacity} * \text{RT Regulation Down Capacity ASMP for Commitment Interval})$$

1- Regulation Up
2- Ancillary Service Marginal price
3- Settlements & Billing: BPM Configuration Guide: Day Ahead Regulation up Capacity Settlement, CC 6500, Version 1.6, Available: www.caiso.com, 7/01/2008

۳-۳-۶-۵- تسویه حساب ذخیره گردان و غیرگردان در بازارهای روزانه و زمان حقیقی

مراحل تسویه حساب ظرفیت ذخیره گردان و غیرگردان در بازارهای روزانه و زمان حقیقی همانند خدمات تنظیم افزایشی و کاهشی می‌باشد.

فرمول تسویه مقدار ظرفیت ذخیره گردان روزانه و زمان حقیقی توسط CAISO به صورت زیر است:

$$\text{DA Spin Settlement Amount}=(-1)*\text{DA Awarded Spinning Reserve Bid Capacity}*\text{DA Spin Capacity ASMP}$$

$$\text{Real-Time Spin Settlement Amount} = (-1)*\text{sum of } \tfrac{1}{4}\left(\text{RT Awarded Spin Bid Capacity}*\text{RT Spin Capacity ASMP for Commitment Interval}\right)$$

فرمول تسویه مقدار ظرفیت ذخیره غیرگردان روزانه و لحظه ای توسط CAISO به صورت زیر است:

$$\text{DA Non-Spin Settlement Amount}=(-1)*\text{DA Non-Spinning Reserve Bid Capacity}*\text{DA Non-Spin Capacity ASMP}$$

$$\text{Real-Time Non-Spin Settlement Amount} = (-1)*\text{sum of } \tfrac{1}{4}\left(\text{RT Awarded Non}-\text{Spin Bid Capacity}*\text{RTNon-Spin Capacity ASMP for Commitment Interval}\right)$$

۳-۳-۶-۶- تنظیم ظرفیت خودراه‌اندازی و نحوه‌ی تسویه‌ی آن در بازار

بهره‌بردار CAISO باید سرویس خود راه‌اندازی را تامین کند که با بستن قرارداد با ژنراتورهای قابل قبول این خدمت را فراهم می‌کند. هزینه بازیابی شبکه پس از خاموشی سراسری (راه‌اندازی خاموش) به صورت ماهانه محاسبه می‌شود.[1]

نرخ پرداختی سرویس خود راه‌اندازی توسط هر کاربر برای دوره t به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\text{BSTRate}_t = \frac{\sum_{i,j}\text{BSEn}_{ijt}}{\sum_{jm}\text{QChargeBlackstart}_{jt}}$$

BSEn_{ijt}: مقدار پرداختی ISO به SCjام برای حق مالکیت واحدهای RMR، (یا به ژنراتور خود راه‌انداز j ام) برای واحد تولیدی iام برای ارائه سرویس خود راه‌اندازی در دوره t.

$\text{QChargeBlackstart}_{jt}$: مقدار توان مورد نیاز برای خود راه‌اندازی برای SCjام برای دوره t که برابر است با مقدار بار اندازه‌گیری شده (به استثنای صادرات به نواحی کنترلی همسایه و بار اندازه‌گیری شده برای برخی قراردادهای داخل سیستمی در بازار CAISO مانند MSS)

نرخ پرداختی توسط هر کاربر به SCj ام برای سرویس خود راه‌اندازی در دوره t به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\text{BSCharge}_{jt} = \text{BSRate}_t * \text{QCharge Blackstart}_{jt}$$

1- Settlements & Billing: BPM Configuration Guide: Black Start Capability Settlement, CC 3101, Version 1.5, Available: www.caiso.com, 11/2/2007

۳-۳-۶-۷- تسویه سرویس کنترل ولتاژ در بازار کالیفرنیا

اساس تامین توان راکتیو در بازار کالیفرنیا بر اساس ثبت قراردادهای بلندمدت بین CAISO و واحدهای RMR[1] می‌باشد. ژنراتورها موظف هستند در ضریب توان $0.9_{Lag} \le pf \le 0.95_{Lead}$ توان راکتیو بدون پرداختی تولید نمایند. در خارج از این محدوده، برای توان راکتیو تولیدی آن‌ها پرداختی (ناشی از تلفات، فرصت از دست رفته و...) تعلق می‌گیرد.

نرخ توافقی کوتاه‌مدت تسویه حساب کنترل ولتاژ برای منطقه x به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$VSSTRate_{xt} = \frac{\sum_{i,j} VSST_{xijt}}{\sum_{j} QCharge VS_{xjt}}$$

$VSST_{xijt}$: پرداختی کنترل ولتاژ به SCj ام برای واحد تولیدی در منطقه x برای دوره کوتاه مدت t

$QCharge VS_{xjt}$: مقدار توان استفاده شده برای کنترل ولتاژ برای SCj ام برای دوره t و در منطقه x که برابر است با مقدار توان اندازه‌گیری شده در منطقه‌ی x (شامل صادرات به نواحی کنترلی همسایه و به استثنای بار اندازه‌گیری شده برای برخی قراردادهای داخل سیستمی در بازار CAISO مانند MSS)

نرخ تسویه حساب برای کنترل ولتاژ بلندمدت ماهانه برای هر کاربر در دوره t و منطقه x به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$VSLTRate_{xm} = \frac{\sum_{i,j} VSLT_{xijm}}{\sum_{jm} QChargeVS_{xjt}}$$

$VSLT_{xijm}$: مقدار پرداختی به SCj ام برای کنترل ولتاژ بلند مدت برای حق مالکیت واحدهای قابلیت اطمینان لازم الاجرا[2] (RMR) در منطقه x بری ماه m ام.

مقدار هزینه قابل پرداخت توسط SCj ام برای قرارداد کوتاه مدت کنترل ولتاژ در دوره t به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$VSSTCharge_{jt} = VSSTRate_{t} * QCharge VS_{jt}$$

$VSSTCharge_{jt}$: برابر است با مقدار هزینه قابل پرداخت توسط SCj ام برای قرارداد کوتاه مدت کنترل ولتاژ در دوره t

$VSSTRate_{t}$: نرخ هزینه کوتاه مدت کنترل ولتاژ برای هر کاربر در دوره t

مقدار هزینه قابل پرداخت توسط SCj ام برای قرارداد بلندمدت کنترل ولتاژ در دوره t به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$VSLTCharge_{m} = VSLTRate_{m} * \sum_{m} QCharge VS_{jt}$$

1- Reliability Must Run Units
2- Reliability Must Run Units

$VSLTCharge_m$: برابر است با مقدار هزینه قابل پرداخت توسط SCj ام برای قرارداد بلندمدت کنترل ولتاژ برای ماه m ام

$VSLTRate_m$: مقدار نرخ پرداختی کنترل ولتاژ برای قرارداد بلند مدت ماهانه توسط ISO به هر کدام از SCها برای ماه m ام

به طور کلی، قوانین زیر در مورد تسویه حساب تمام خدمات جانبی به غیر از خدمات حفظ ولتاژ و خود راه‌اندازی به صورت زیر است:

تسویه خدمات جانبی بر اساس مقدار ظرفیت پذیرفته شده در بازارها می‌باشد.

تسویه خدمات جانبی به صورت ساعتی و بر اساس مقدار منابع انجام می‌شود.

قیمت خدمات جانبی بر اساس قیمت نهایی خدمات جانبی (ASMP) برای هر ساعت می‌باشد.

تسویه خدمات جانبی برای هر منبع بر اساس مقدار ظرفیت پذیرفته شده در قیمت نهایی خدمات جانبی در هر ساعت محاسبه می‌شود.

همان‌طور که ذکر شد، هزینه‌ی حفظ ولتاژ و خود راه‌اندازی به صورت ماهانه و بر اساس قرارداد منعقد شده پرداخت می‌شود.

۳-۳-۷- خدمات جانبی در بازار برق ترکیه

خدمات ذخیره در ترکیه به چهار دسته‌ی کلی به شرح زیر تقسیم می‌شود:

- رزرو کنترل فرکانس اولیه
- رزرو کنترل فرکانس ثانویه
- رزرو کنترل فرکانس ثالثیه
- رزرو کنترل ولتاژ

۳-۳-۷-۱- مشخصات سیستم در کنترل اولیه فرکانس

ارائه خدمات کنترل اولیه فرکانس در این کشور برای تمام ژنراتورهای متصل به شبکه با ظرفیت نصب شده‌ی بیش از ۵۰ مگاوات الزامی است. این مقدار حدود ۵ درصد توان تولیدی موجود در کشور ترکیه می‌باشد. البته این در حالی است که انرژی‌های نو مثل بادی و خورشیدی در این رزرو لحاظ نشده‌اند. دروپ ژنراتورهای این شبکه حدودا ۴ درصد تنظیم شده است.

مینیمم و ماکزیمم توان مورد نیاز برای شرکت در بازار کنترل اولیه فرکانس در بازار ترکیه به صورت زیر محاسبه می‌شود:

Maximum Primary Frequency Control Reserve Capacity (ΔP) = Max(Q_P)

Min. Primary Frequency Control Reserve Capacity = %2,0 * Installed Capacity ($P_{nom.}$)

پارامترهای موثر در محاسبه‌ی کنترل فرکانس اولیه به صورت زیر است:

- میزان توان تولیدی در واحدها
- ظرفیت قابل دسترسی

- مینیمم میزان قابل تولید
- دروپ گاورنر
- باند تاخیر
- محدودیت کنترل[1]

۳-۳-۷-۲- مشخصات سیستم در کنترل ثانویه فرکانس

به خدماتی که از طریق سیستم کنترل خودکار ژنراتورها در مدت زمان ۱ تا ۳ دقیقه به هنگام عدم توانایی کنترل کننده‌ی اولیه وارد مدار می‌شود، گفته می‌شود. برای ارائه خدمات جانبی کنترل فرکانس ثانویه سیستم اپراتور ترکیه (TEIAS) حدود ۱۰۰ مگاوات را لحاظ کرده است.

کنترل ثانویه فرکانس در این سیستم به عنوان یک سرویس تجاری در نظر گرفته می‌شود و ارائه آن الزامی نیست. ژنراتورهای فراهم آورنده خدمات کنترل ثانویه فرکانس از AGC و قطع بار برای این منظور استفاده می‌نمایند. ارائه‌کنندگان این خدمات باید حداکثر دارای سرعت پاسخ دهی ۳۰ ثانیه باشند و حداقل برای مدت ۳۰ دقیقه مقدار مورد درخواست بهره‌بردار را تامین نمایند. مقدار مورد نیاز برای کنترل ثانویه فرکانس به طور سالانه توسط بهره‌بردار سیستم تعیین می‌شود و به اطلاع بازیگران می‌رسد.

بابت سرویس خدمات جانبی فرکانس ثانویه در TEIAS، متوسط هزینه‌ی فرصت ژنراتورها به واحدها پرداخت می‌شود. متوسط هزینه‌ی فرصت، به تعداد ساعاتی که سیستم برای افزایش یا کاهش توان تولیدی خود آماده بوده است تعریف می‌شود. ماکزیمم و مینیمم رزرو مورد نیاز برای خدمات جانبی کنترل فرکانس ثانویه به صورت زیر است:

$$\text{Minimum Secondary Frequency Control Reserve Capacity } (RS_{min}):$$

$$RS_{min} = \%5 \times \text{Installed Capacity } (P_{nom.})$$

$$\text{Maximum Secondary Frequency Control Reserve Capacity } (RS_{max}):$$

$$RS_{max} = \left[(\text{Available Capacity}) - (\text{Minimum Steady Generation Level})\right]$$

پارامترهای موثر در کنترل فرکانس ثانویه به شرح موارد زیر می‌باشد:

- نرخ تنظیم فرکانس افزایشی
- نرخ تنظیم فرکانس کاهشی
- زمان پاسخ دهی
- زمان تاخیر

1- R. Z. Yarbay, A.Ş. Güler, and E. Yaman, (2011), "Renewable Energy Sources and Policies in Turkey" 6th International Advanced Technologies Symposium (IATS'11), Elazığ, Turkey

- ثابت زمانی توربین[1]

۳-۳-۷-۳- مشخصات سیستم در کنترل ثالثیه فرکانس

این خدمات در مدت زمان ۱۵ تا ۲۰ دقیقه از طریق وارد مدار کردن واحدهایی که قبلا خاموش بوده‌اند، انجام می‌گیرد. هزینه‌های پرداختی در این سیستم بر اساس متوسط هزینه‌ی فرصت به علاوه هزینه‌ی آمادگی انجام می‌گیرد.[2]

۳-۳-۷-۴- بازار خدمات جانبی کنترل ولتاژ

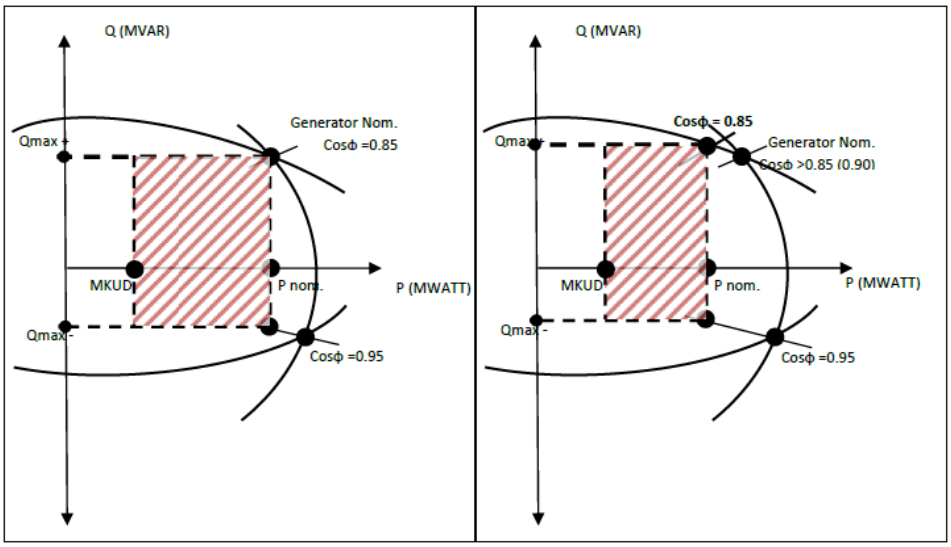
ارائه این خدمات برای تمامی واحدهای تولید با ظرفیت بیش از ۳۰ مگاوات ضروری است. در این سیستم، ولتاژ برای شبکه‌های ۳۸۰، ۱۵۴ و ۶۶ کیلوولت باید در ۵ درصد ولتاژ نامی تغییرات آن ثابت نگه داشته شود و محدوده اجباری تامین توان راکتیو نیز بین ۰/۸۵ پس‌فاز و ۰/۹۵ پیش‌فاز است. این خدمات باید بلافاصله و بدون تاخیر زمانی ارائه شوند و زمان مشخصی برای استمرار سرویس‌دهی آن‌ها مشخص نشده است. شکل (۳-۷) نحوه‌ی تامین توان راکتیو از طریق تغییر منحنی خروجی ژنراتور را نشان می‌دهد.

پارامترهای موثر در محاسبه‌ی میزان توان راکتیو تولیدی برای هر واحد به شرح موارد زیر است:

- توان ماکزیمم تولیدی
- ولتاژ پایانه ژنراتور
- ضریب قدرت نامی
- نوع خنک سازی ژنراتور
- توان راکتیو تولیدی در قسمت فوق تحریک
- توان راکتیو تولیدی در قسمت زیر تحریک

1- "Secondary Frequency Control Service Agreement", Developed byTürkiye Elektrik Iletim A.Ş. (TEIAS), available athttp://www.teias.gov.tr/

2- "Report on Automatic Generation Control in Turkish Electricity System", Developed byTürkiye Elektrik Iletim A.Ş. (TEIAS), available athttp://www.teias.gov.tr/



شکل ۳-۷- نحوه‌ی تامین توان راکتیو از طریق تغییر منحنی خروجی ژنراتور

۳-۳-۸- خلاصه و جمع‌بندی

جداول زیر خلاصه‌ی مطالب ذکر شد در این فصل را نشان می‌دهند.

جدول ۳-۱۵- کنترل اولیه فرکانس

جنبه‌های اقتصادی	ایران	انگلستان	نوردپول	کالیفرنیا	PJM	اونتاریو	ترکیه
نوع بازار	مشارکت واحدهای بیش‌تر از ۵۰ مگاوات اجباری است	برگزاری مناقصه یا اجباری	نروژ (اجباری) سوئد(برگزاری مناقصه)	اجباری	اجباری	قرارداد دوطرفه	اجباری
دوره تسویه بازار	هر سه ماه	هر ماه	بسته به منطقه مورد نظر متفاوت است	-	-	هر ماه	-
ساختار مبالغ دریافتی	دریافتی ثابت+ پرداختی متغیر در زمان‌های فعل شدن سیستم گاورنر واحدها	دریافتی ثابت (€/h)+ فراوانی بکارگیری+ در دسترس‌پذیری+ بکارگیری	هزینه آمادگی+ استفاده	بدون پرداخت	بدون پرداخت	هزینه آمادگی+ استفاده	-
نوع قیمت‌گذاری	قیمت‌گذاری یکنواخت+نرخ مشارکت (+Uniform pricing Participation rate)	بر اساس قیمت پیشنهادی (PBP)	نروژ (Official Price) سوئد (BPB)	بدون پرداخت	بدون پرداخت	دو طرفه	-
تناوب ارسال پیشنهادات	-	یک ساعت قبل	۴۵ دقیقه قبل	۲ ساعت قبل	ساعت ۱۸:۰۰ روز قبل	یک روز قبل	-

جدول ۳-۱۶- کنترل ثانویه فرکانس

جنبه‌های اقتصادی	ایران	انگلستان	نوردپول	کالیفرنیا	PJM	اونتاریو	ترکیه
نوع بازار	اجباری	-	-	بازار لحظه‌ای	قرارداد دوطرفه و بازار لحظه‌ای	قرارداد دوطرفه	-
دوره تسویه بازار	هر ۳ ماه	-	-	هر ساعت	هر ساعت	هر ماه	-
ساختار مبالغ دریافتی	دریافتی ثابت+ پرداختی متغیر	-	-	قیمت نهایی خدمات جانبی برای هر ساعت	هزینه آمادگی+ هزینه فرصت	هزینه انرژی	متوسط هزینه‌ی فرصت
نوع قیمت‌گذاری	قیمت‌گذاری یکنواخت+نرخ مشارکت (Uniform pricing+ Participation rate)	-	-	لحظه‌ای (CCP)	بر اساس قیمت پیشنهادی	بر اساس قیمت پیشنهادی	-
تناوب بررسی میزان احتیاجات	ساعت ۱۰ صبح روز قبل	یک ساعت قبل	۴۵ دقیقه قبل	یک‌بار در روز	دو بار در روز	هر ۵ دقیقه	-

جدول ۳-۱۷- کنترل ثالثیه فرکانس

جنبه‌های اقتصادی	ایران	انگلستان		نوردپول (سوئد)	کالیفرنیا	PJM	اونتاریو			ترکیه
نوع خدمت	اجباری	BM-startup	ذخیره سریع	ذخیره ثالثیه	ذخیره سنکرون	ذخیره سنکرون	۱۰ دقیقه سنکرون	۱۰ دقیقه غیرسنکرون	۳۰ دقیقه	ذخیره ثالثیه
نوع بازار	قرارداد دوطرفه	قرارداد دوطرفه	مناقصه‌ای	بازار لحظه‌ای	بازار لحظه‌ای	قرارداد دوطرفه و بازار لحظه‌ای	بازار لحظه‌ای	بازار لحظه‌ای	بازار لحظه‌ای	
ساختار مبالغ دریافتی	دریافتی ثابت+ پرداختی متغیر	آمادگی	ثابت+فرکانس مورد استفاده+ آمادگی+ استفاده	استفاده	هزینه انرژی	ردیف اول : استفاده ردیف دوم: آمادگی+ هزینه فرصت+ هزینه انرژی مصرفی در حالت کندانسوری	آمادگی+ استفاده	آمادگی+ استفاده	آمادگی+ استفاده	آمادگی+ فرصت
نوع قیمت‌گذاری	قیمت‌گذاری یکنواخت+ نرخ مشارکت (Uniform pricing+ Participation rate)	BPB	BPB یا CCP	MCP	CCP	ردیف اول: CCP ردیف دوم: CCP یا BPB	CCP	CCP	CCP	
تناوب تسویه بازار	هر ۳ ماه	-	هر ماه	هر ساعت	هر ساعت	هر ساعت	هر ۳۰ دقیقه	هر ۳۰ دقیقه	هر ۳۰ دقیقه	-

جدول ۳-۱۸- تامین توان راکتیو و کنترل ولتاژ

جنبه‌های اقتصادی	ایران	انگلستان	نوردپول (سوئد)	کالیفرنیا	PJM	اونتاریو	ترکیه
نوع بازار	در داخل باند راکتیو اجباری است	اجباری یا قراردادهای دوجانبه	اجباری	-	اجباری	در داخل باند راکتیو اجباری است	در داخل باند راکتیو اجباری است
دوره تسویه بازار	هر سال	هر شش ماه	-	-	هر سال	-	-
ساختار مبالغ دریافتی	بهای انرژی+ هزینه فرصت از دست رفته (داخل باند راکتیو پرداختی صورت نمی‌گیرد)	مقدار ثابت(ماه/€)+در دسترس‌پذیری (€/Mvar/h)	-	-	مقدار ثابت(ماه/€)+ هزینه سلب فرصت	بهای انرژی+ هزینه فرصت از دست رفته	-
نوع قیمت‌گذاری	PBP	PBP	-	-	RP	-	-
سقف قیمت	-	€999/99/Mvar/h در دسترس‌پذیری: €999/99/Mvar/h به کارگیری: €999/99/Mvar/h (سقف قیمت پیشنهادی)	خیر	-	خیر	-	-

جدول ۳-۱۹- تامین خودراه‌اندازی

جنبه‌های اقتصادی	انگلستان	نوردپول	کالیفرنیا	PJM	اونتاریو
هزینه‌های عمده ناشی از این خدمات	ظرفیت آمادگی، بهره‌برداری (انرژی)،تعمیر و نگهداری وهزینه‌های مطالعات امکان سنجی	-	سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری و سوخت	هزینه‌های عملیات و نگهداری، بهره‌برداری و سوخت	هزینه‌های عملیاتی و نگهداری
سازوکار ارائه خدمات	قراردادهای دوجانبه سالانه	همه ژنراتورها ملزم به ارائه رایگان خدمات هستند	قراردادهای دوجانبه سالانه	قراردادهای دوجانبه سالانه	قراردادهای دوجانبه سالانه
نحوه پرداختی به ارائه کنندگان خدمات	پرداخت بابت تجهیزات، آمادگی و بهره‌برداری	پاداش دهی نمی‌شوند	پرداخت بابت تجهیزات، آمادگی و بهره‌برداری	پرداخت بابت تجهیزات، آمادگی و بهره‌برداری	پرداخت بابت تجهیزات، آمادگی و بهره‌برداری
نحوه پرداخت توسط مصرف کنندگان	از طریق هزینه‌های سربار	مبلغی نمی‌پردازند	با توجه به تقاضا	با توجه به دیماند	با توجه به دیماند
پایش خدمات	ژنراتورها باید بین ۹۰ تا ۹۵ درصد ظرفیت خود تولید کنند و فرکانس باید بالاتر از ۴۷ هرتز نگه داشته شود	تمام ژنراتورها باید دارای تجهیزات خودراه‌اندازی باشند.	تمام ژنراتورها باید برای مدت زمان تعیین شده توسط بهره‌بردار سیستم به استمرار خدمات‌رسانی بپردازند.	با توجه به دیماند	با توجه به دیماند
نحوه مشارکت در این خدمات	اختیاری	اجباری	اختیاری	با توجه به دیماند	با توجه به دیماند

فصل ۴

سازوکارهای حمایتی نیروگاه‌های تجدیدپذیر در بازارهای مختلف

۴-۱- کلیات

یکی از مهم‌ترین اقداماتی که برای رقابت‌پذیر نمودن برق تجدیدپذیر با برق غیرتجدیدپذیر در سطح دنیا انجام گرفته است استفاده از سازوکارهای حمایت از برق تجدیدپذیر برای درونی کردن اثرات خارجی می‌باشد. هدف اصلی از پیاده‌سازی این سازوکارها، رقابت‌پذیر نمودن برق تجدیدپذیر با برق غیرتجدیدپذیر و در نتیجه بهره‌مندی از منافع تولید برق تجدیدپذیر می‌باشد. این سازوکارها براساس قوانین هر کشور و به منظور اجرایی نمودن مصوبات آن در راستای گسترش انرژی‌های تجدیدپذیر به کار گرفته می‌شود.

نیروگاه‌های واجد شرایط برای بهره‌مندی از سازوکارهای حمایتی، شامل انواع نیروگاه‌های بادی، خورشیدی، زمین گرمایی، برق‌آبی، زیست توده (بیوماس) و تولید برق از امواج دریا با دامنه‌ای از ظرفیت‌های مختلف تولید (بر حسب ضوابط کشور مربوط) می‌باشد.

در تمام این سازوکارها، به منظور ایجاد یک ساختار نهادی مناسب، در یک سو مجموعه‌هایی مسوولیت فرآیند اجرایی را به عهده دارند که از سوی دولت یا حکومت‌های منطقه‌ای یا ایالتی، متعهد انجام این حمایت‌ها بوده و از سوی دیگر تولیدکنندگان برق از منابع تجدیدپذیر قرار دارند که ذینفعان اجرای این سازوکارهای حمایتی هستند.

۴-۲- سازوکارهای حمایت از برق تجدیدپذیر

سازوکارهای متفاوتی جهت حمایت از برق تجدیدپذیر در سطح دنیا وجود دارد. این سازوکارها متناسب با استراتژی تشویقی نیروگاه‌های تجدیدپذیر به طور مستقیم و غیرمستقیم جهت افزایش تولید و یا کاهش آلاینده‌ها به کار گرفته می‌شود. هدف اصلی همه این سازوکارها، جبران بخشی از نقاط ضعف این نوع نیروگاه‌ها برای رقابت با سایر منابع تولید برق در بازارهایی است که توجهی به هزینه‌های خارجی تولید برق ندارند.

در حال حاضر سازوکارهای تشویقی زیادی به این منظور وجود دارد.اصلی‌ترین سازوکارهایی که به طور گسترده در کشورهای جهان به کارگرفته می‌شوند عبارتند از: یارانه‌های سرمایه‌گذاری[۱]، اعتبارات مالیاتی[۲]، تعرفه‌های تضمینی[۳]، پرداخت مازاد ثابت، سهمیه‌های تعهد شده، سیستم مناقصات[۴] و گواهی‌های سبز قابل تجارت (TGC)[۵]، مالیات زیست‌محیطی[۶] و تجارت انتشار گازهای گلخانه‌ای[۷].

1- Investment subsidies
2- Tax credits
3- Feed In tariff
4- Tendering system
5- Tradable green certificate
6- Environmental taxes
7- Greenhouse emission trading

۴-۲-۱- سازوکار حمایتی یارانه‌های سرمایه‌گذاری

یارانه‌های سرمایه‌گذاری غالبا برای کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای توسعه دهندگان انرژی‌های تجدیدپذیر مورد استفاده قرار گرفته و از این رو به عنوان مشوقی برای سرمایه گذاری به شمار می‌رود. از متداول‌ترین یارانه‌های سرمایه‌گذاری می‌توان به اعطای امتیاز بر ظرفیت تولید (به ازای هر کیلووات) و یا اعطای یارانه معادل درصدی از کل هزینه‌های سرمایه‌گذاری اشاره نمود. از آنجایی که یارانه‌های سرمایه‌گذاری یکی از ساده‌ترین سازوکارهای حمایتی به شمار می‌روند، تمایل بسیاری برای استفاده از آن‌ها وجود دارد، با این وجود برای جلوگیری از تخلفات (انعکاس غیرواقعی هزینه‌های سرمایه‌گذاری توسط توسعه‌دهندگان) کنترل دائمی توسط یک نهاد ناظر ضرورت دارد. عدم کنترل سبب توسعه تکنولوژی‌هایی می‌گردد که نسبت به سایر تکنولوژی‌های تولید از کارایی کم‌تری[۱] برخوردار هستند. علاوه بر حضور نهاد کنترل کننده، ترکیب این سازوکار حمایتی با سایر سازوکارها می‌تواند نتایج مثبتی را ایجاد نموده و ضمن گسترش استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر، مانع توسعه تکنولوژی‌های بدون کارایی گردد.

اعطای یارانه‌های سرمایه گذاری غالبا متناسب با سطح توسعه یافتگی تکنولوژی و هزینه‌های آن می‌باشد؛ به طور مثال در بریتانیا هزینه تولید برق از انرژی بادی دردریا[۲] که هزینه سرمایه گذاری بالاتری دارد، بالاتر از انرژی بادی در ساحل[۳] بوده و از این رو به تکنولوژی تولید برق از انرژی بادی در دریا مجموعه‌ای از امتیازات در غالب یارانه‌های سرمایه گذاری اعطا می‌گردد.[۴]

۴-۲-۲- سازوکار حمایتی اعتبارات مالیاتی

اعتبارات مالیاتی یکی از انواع سازوکارهای حمایت از برق تجدیدپذیر به شمار می‌رود. اعتبارات مالیاتی معادل کاهش بدهی مالیاتی مالیات‌دهندگان می‌باشد. توجه به این نکته ضروری است که اعتبارات مالیاتی مفهوم متفاوتی از معافیت‌های مالیاتی[۵] دارند. معافیت‌های مالیاتی درآمد مشمول مالیات[۶] را کاهش داده در حالی که اعتبار مالیاتی مقدار مالیاتی که باید پرداخت شود را کاهش می‌دهد.[۷]

در این شیوه از حمایت، چنانچه شرکت‌های سودده و یا افراد با درآمدهای بالا در توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر مشارکت نمایند، مشمول اعتبار مالیاتی گردیده و از این رو بدهی‌های مالیاتی آن‌ها کاهش می‌یابد.[۸] برای افزایش کارایی

۱- در علم اقتصاد، کارایی اقتصادی به معنی حداکثر کردن تولید کالاها و خدمات با کم‌ترین استفاده از منابع می باشد. در شرایط رخداد کارایی اقتصادی نمی توان میزان محصول را بدون افزودن نهاده تولید افزایش داد و یا به عبارت دیگر تولید با کم‌ترین هزینه تولید به ازای هر واحد انجام گرفته است.

2- Offshore wind plant

3- Onshore wind plant

4- Wohlgemuth, N.; (2000),"Financial support of renewable energy systems: investment vs. operating cost subsidies", Proceedings of the Norwegian Association for Energy Economics (NAEE) Conference.

5- Tax reduction

6- Taxable income

7- http://www.businesstaxrecovery.com/articleupdates/definition-tax-credit

8- Wohlgemuth, N.; (2000),"Financial support of renewable energy systems: investment vs. operating cost subsidies", Proceedings of the Norwegian Association for Energy Economics (NAEE) Conference.

این سازوکار، لازم است مانند آنچه در یارانه‌های سرمایه‌گذاری بیان گردید، یک نهاد ناظر بر صحت سرمایه‌گذاری توسعه‌دهندگان تولید برق تجدیدپذیرنظارت نماید.

۴-۲-۳- سازوکار حمایتی تعرفه‌های تضمینی

سازوکار حمایتی تعرفه تضمینی، برای سرعت بخشیدن به سرمایه‌گذاری در انواع تکنولوژی تولید برق تجدیدپذیر طراحی گردیده است. برای پیاده‌سازی این سازوکار قراردادهای بلندمدتی (۱۵-۲۵ سال) متناسب با هزینه‌های تولید با تولیدکنندگان برق تجدیدپذیر منعقد می‌گردد. مهم‌ترین هدف تعرفه‌های تضمینی پیشنهاد یک جبران هزینه به تولیدکنندگان برق تجدیدپذیر می‌باشد تا بتوانند در قالب قراردادهای بلندمدت، از قیمت فروش برق اطمینان حاصل نمایند.

تعرفه‌های تضمینی بر اساس هزینه‌ی تولید انواع گوناگون تکنولوژی تعیین می‌گردد؛ به این مفهوم که هر چه هزینه‌های تولید بالاتر باشد، تکنولوژی تولید به حمایت بالاتری نیاز داشته و از این رو تعرفه تضمینی بالاتری برای هر کیلووات‌ساعت تولید آن در نظر گرفته می‌شود. علاوه بر این، تعرفه‌های تضمینی غالبا در طول دوره قرارداد کاهش یافته[1] و از این رو مشوقی برای کاهش هزینه برای تولیدکنندگان برق تجدیدپذیر به شمار می‌رود.

این سازوکار حمایتی علاوه بر تولیدکنندگان برق، مصرف‌کنندگان برق را نیز تحت تاثیر قرار می‌دهد. به گونه‌ای که در شرایطی که تعرفه تضمینی بالاتر از قیمت عمده فروشی برق باشد، این مابه تفاوت سبب افزایش قیمت خرده فروشی برق گردیده و یا گاهی این مابه تفاوت به صورت مالیات به جامعه تحمیل می‌گردد.

تا پایان سال ۲۰۱۱ مجموعه‌ی ۶۱ کشور و ۲۶ ایالت در سطح جهان سازوکار حمایتی فوق را به صورت قانون وضع نموده‌اند که ایران بر اساس گزارش شرایط جهانی REN21[2] از جمله این کشورها به شمار می‌رود. در سال ۲۰۰۸ مراجع معتبری از جمله کمیسیون کشورهای اروپایی، آژانس انرژی بین‌الملل، فدراسیون کشورهای اروپایی این سازوکار حمایتی را به عنوان اثر گذارترین و در عین حال گسترده‌ترین سازوکار حمایتی برای انرژی‌های تجدیدپذیر معرفی نمودند.[3]

۴-۲-۴- سازوکارهای حمایتی مازاد ثابت

سازوکار حمایتی مازاد ثابت (تعرفه‌ی تضمینی مازاد ثابت) و یا پاداش‌های زیست‌محیطی[4] نوعی دیگری از سازوکارهای حمایتی هستند که متفاوت از تعرفه تضمینی است. برخلاف سازوکار حمایتی تعرفه تضمینی که مقدار ثابتی را برای هر کیلووات‌ساعت برق تجدیدپذیر در نظر می‌گیرد، در این سازوکار مقدار ثابتی به قیمت بازاری برق افزوده می‌شود. لذا با تغییر قیمت برق، تولیدکنندگان برق تجدیدپذیر مقادیر متفاوتی را دریافت می‌کنند. این مازاد ثابت می‌تواند حداکثر معادل هزینه‌های خارجی زیست‌محیطی که در قیمت برق انعکاس داده نشده است باشد.

1- Tariff Degression
2- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
3- http://en.wikipedia.org/wiki/Feed_in_tariff
4- Environmental Bonus

۴-۲-۵- سیستم سهمیه‌بندی

بر اساس سازوکار،دولت سهمی را برای انرژی تجدیدپذیر در سبد انرژی در نظر گرفته و این مقدار مشخص باید در دوره زمانی از پیش تعیین شده‌ای تولید و مبادله گردد. در این سیستم به علت حضور دولت شیوه مشارکت اجباری می‌باشد. بر خلاف سازوکارهای حمایتی محرک قیمت، در این سیستم مقدار برق تجدیدپذیری که باید تولید و مبادله شود، به صورت دستوری تعیین گردیده و قیمت آن با استفاده از نیروهای بازاری با بهره‌گیری از کاربرد سیستم مناقصات و یا سیستم گواهی‌های سبز قابل تجارت (TGC) تعیین می‌گردد.

۴-۲-۶- ساز و کار سیستم مناقصات

ساز و کار سیستم مناقصات و یا پیشنهاد دهی رقابتی[1] یک فرآیند رقابتی تحت نظارت دولت است که برای توسعه‌ی برق تجدیدپذیر مورد استفاده قرار می‌گیرد.

در این سازوکار، توسعه‌دهندگان تکنولوژی‌های تولید برق تجدیدپذیر[2]، قیمت عمده فروشی خود برای تولید مقدار مشخصی از برق تجدیدپذیر (به ازای هر کیلووات ساعت) در زمان مشخص را اعلام نموده و هر توسعه دهنده‌ای که بتواند تولید برق با کم‌ترین هزینه را پیشنهاد دهد برنده مناقصه با قراردادی به مدت معین (معمولا ۱۵ تا ۲۵ سال) می‌گردد. در این شرایط مابه تفاوت قیمت توافقی مناقصه و قیمت عمده فروشی برق (انعکاسی از قیمت برق از منابع غیر تجدیدپذیر)، از محل مالیات به تولیدکنندگان برق تجدیدپذیر پرداخت خواهد گردید.

این سازوکار حمایتی توافقنامه‌ی ضمانت شده‌ای برای خریداری برق به شمار رفته و لذا سبب کاهش ریسک و نااطمینانی سرمایه‌گذاران می‌گردد. از طرفی این امکان را برای دولت فراهم می‌آورد که تکنولوژی خاصی را برای تولید انرژی هدف‌گذاری نموده و برای توسعه آن اقدام نماید.

این سازوکار در عین دارا بودن مجموعه‌ای از منافع، مشکلاتی را نیز ایجاد می‌نماید. به طور مثال یکی از مهم‌ترین نقائص این سیستم عدم تضمین رقابت در مناقصه است. به این مفهوم که توسعه‌دهندگان مقیاس بزرگ به علت وجود صرفه‌های مقیاس و لذا پیشنهاد قیمت پایین‌تر، غالبا برنده مناقصه گردیده و فضای رقابت برای توسعه‌دهندگان کوچک مقیاس و نوپا فراهم نمی‌گردد.[3]

1- Competitive Bidding
2- RES-E developer:
3- Sequeira, S., "Renewable Portfolio Standards, Feed-In Tariffs, and Tendering: Instituting Effective Mandated Market Policies in China"

۴-۲-۷- سازوکار حمایتی گواهی‌های سبز قابل مبادله

سازوکار حمایتی گواهی‌های سبز قابل مبادله (TGC) از ابعاد مختلف به سیستم مناقصات شباهت دارد[۱]. TGC در بازاری مجزا از برق میان تولید کنندگان (فروشندگان گواهی) و مصرف کنندگان (خریداران گواهی) مبادله می‌شود. این بازار تلاش دارد که با استفاده از قانون عرضه و تقاضا قیمت بهینه TGC را تعیین نماید.

چنانچه بازار گواهی‌های سبز قابل مبادله عملکرد خوبی داشته باشد، می‌توان انتظار داشت که قیمت گواهی‌ها انعکاسی از ما به تفاوت قیمت بازار برق (که غالبا تحت تاثیر قیمت برق از منابع متعارف می‌باشد) و هزینه‌های تولید برق تجدیدپذیر است.

طی نمودن فرآیند زیر برای پیاده‌سازی سازوکار حمایتی TGC اجتناب ناپذیر می‌باشد:

در ابتدا مقدار معینی از برق تجدیدپذیر در سبد عرضه برق توسط دولت تعیین می‌گردد. این مقدار می‌تواند در طول زمان افزایش یافته و یا حد حداقلی داشته باشد.

دولت برای دستیابی به یک مقدار تعیین شده در سبد، تامین‌کنندگان (شرکت‌های توزیع) و یا مصرف‌کنندگان نهایی برق را متعهد به خریداری برق تجدیدپذیر می‌نماید. در این حالت گروه و یا فرد متعهد شده ملزم است درصد مشخصی از برق مصرفی خود را از برق تجدیدپذیر تامین نماید. این تصمیم دولتی، غالبا با نام تعهد سهمیه‌بندی(QO)[۲] و یا استاندارد سبد انرژی تجدیدپذیر[۳] (RPS) شناخته می‌شود. در قالب این سازو کار تولیدکنندگان به ازای تولید هر کیلووات‌ساعت برق تجدیدپذیر (با توجه به تکنولوژی تولید) تعدادی TGC دریافت می‌کنند که در بازار گواهی قابل مبادله می‌باشد. شایان ذکر است که TGC اثباتی برای پایبندی به تعهدات به شمار می‌رود، به گونه‌ای که در زمان تسویه حساب، افراد متعهد به استفاده از برق تجدیدپذیر، برای اثبات عمل به تعهد، ملزم به ارائه تعدادی گواهی می‌باشند.[۴]

۴-۲-۸- سازوکار مالیات زیست محیطی

مالیات‌های زیست محیطی یکی از سازو کارها برای رسیدن به تخصیص بهینه منابع است. این نوع مالیات منجر به «داخلی کردن» هزینه‌های خارجی شده و زمینه تحقق وضعیت بهینه پارتو را مهیا می سازد.

منظور اصلی مالیات‌های زیست محیطی این است که به مردم و نهادها انگیزه‌ای برای اختراع، ابداع و مقابله با چالش‌های زیست محیطی داده شود و نیز تولیدکنندگان را به کاهش موادزائد و خسارات زیست محیطی تشویق نماید.

۱- تفاوت عمده‌ی این سیستم با مناقصه این است که قیمت گواهی‌ها به صورت روزانه و مستقل از قیمت انرژی در بازاری مجزا تعیین می‌گردد.

2- Quota obligation

3- Renewable portfolio standard

4- Support Schemes for Renewable Energy: A Comparative Analysis of Payment Mechanisms in the EU", The European Wind Energy Association, 2002

در حقیقت اصلی‌ترین توصیه‌ی راهبردی پیگو[1] به عنوان مبدع این سازوکار، هنوز هم معتبر است: یک نرخ مالیات زیست‌محیطی مؤثر، باید به طور مستقیم بر انتشار وضع شود و نرخ مالیات باید در هر واحد نشر یکسان باشد. وجود چنین مالیات زیست‌محیطی یکسانی، بدین معناست که صاحبان صنایع آلوده‌کننده باید تا جایی نشر آلودگی را کاهش دهند که هزینه‌ی نهایی کاهش یک واحد آلودگی اضافه، با نرخ مالیات برابر باشد

مالیات‌های زیست محیطی شامل مالیات بر انرژی[2]، حمل و نقل[3] و آلودگی[4] می‌باشد. مالیات انرژی که قابلیت نمایش دادن اثرات زیست محیطی هر یک از انواع تکنولوژی تولید برق را دارا می‌باشد، علاوه بر مالیات بر انواع سوخت در تولید برق، مالیات بر انتشار دی اکسید کربن[5] را نیز شامل می‌شود.

۴-۲-۹- تجارت انتشار گازهای گلخانه‌ای

«تجارت انتشار»[6] یا «سقف و مبادله»[7] از سازوکارهای حمایتی غیرمستقیم برای رقابت پذیر نمودن برق تجدیدپذیر به شمار رفته و با استفاده از این سازوکار، انتشار گازهای گلخانه‌ای که یکی از اثرات خارجی تولید برق می‌باشد کاهش می‌یابد.

در این شیوه یک نهاد حکومت مرکزی با بدنه‌ی دولتی سقفی را برای مقدار انتشار آلودگی تعیین کرده و سقف تعیین شده برای انتشار میان شرکت‌های آلوده‌کننده توزیع می‌گردد. هر یک از تولیدکنندگان می‌توانند به اندازه مجوز انتشار اعطایی، مواد آلوده کننده را منتشر نموده و آن گروه از آلوده‌کنندگان که میزان آلودگی آن‌ها بیش‌تر از مجوزهای آن‌ها می‌باشد، ملزم به خریداری مجوزهای انتشار از سایر تولیدکنندگان با انتشار کم‌تر هستند.

منظور از مبادله یا خرید و فروش در این بازار انتقال مجوزهای انتشار آلودگی میان دارندگان مجوز می‌باشد. در این حالت خریدار مجوز، مبلغی را برای انتشار آلودگی پرداخت کرده و فروشنده مجوز مبلغی را به عنوان پاداش برای کاهش آلودگی دریافت می‌کند.

در میان برنامه‌های گوناگون تجارت آلاینده‌ها در دنیا رویه تجارت انتشار اتحادیه اروپا و سازو کار های توصیه شده در چارچوب پروتکل کیوتو نظیر سازوکار توسعه پاک[8] (CDM)که توسط کنوانسیون تغییرات اقلیمی سازمان ملل متحد، با هدف جلوگیری از تغییرات آب و هوا طراحی گردیده است، از شهرت بالایی برخوردار می‌باشد. بر اساس این رویه هر مجوز[9] (EUA) و یا گواهی کاهش انتشار[1] (CER) معادل یک تن انتشار گاز CO2 به شمار رفته و این مجوزها می‌توانند

1- Pigou
2- Energy Taxes
3- Transportation
4- Pollution Taxes
۵- با وجود اینکه انتظار می‌رود مالیات بر انتشار دی‌اکسیدکربن جزء مالیات بر آلودگی باشد، این نوع از مالیات جزو مالیات بر انرژی به شمار می‌رود. مالیات بر انتشار سایر گازها از قبیل دی‌اکسیدسولفور جزو مالیات بر آلودگی به شمار می‌رود.
6- Emission trading
7- Cap-and-Trade
8- Clean Development Mechanism
9- EU Allowance
1- Certified Emission Reduction

در بازارهای بین‌المللی[۱] و منطقه‌ای مبادله گردند.[۲] جدول شماره‌ی (۴-۱) سازوکارهای تشویقی حمایت از برق تجدیدپذیر را در یک چارچوب کلی نمایش می‌دهد.

جدول۴-۱- سازوکارهای تشویقی حمایت از برق تجدیدپذیر

شرح		حمایت مستقیم: محرک قیمت[۳] (سیستم قیمت ثابت)	حمایت مستقیم: محرک مقدار[۴] (سیستم سهمیه‌بندی)	حمایت غیرمستقیم
اجباری	سازو کار مبتنی بر سرمایه‌گذاری[۵]	یارانه‌های سرمایه‌گذاری اعتبارات مالیاتی	سیستم مناقصات	مالیات‌های زیست محیطی تجارت انتشار گازهای گلخانه‌ای
	سازو کار مبتنی بر تولید[۶]	تعرفه‌های تضمینی سیستم مازاد ثابت	سیستم مناقصات سیستم گواهی‌های سبز قابل مبادله	
داوطلبانه	سازو کار مبتنی بر سرمایه‌گذاری	برنامه‌های داوطلبانه سهام داران برنامه‌های کمکی		موافقتنامه‌های داوطلبانه
	سازو کار مبتنی بر تولید	تعرفه‌های سبز		

Source: The European Wind Energy Association; (2002), Support Schemes for Renewable Energy: A Comparative Analysis of Payment Mechanisms in the EU

این سازو کارها در یک نگاه کلی شامل سازو کارهای حمایت داوطلبانه در مقابل اجباری، سازو کارهای حمایت مبتنی بر تولید در مقابل مبتنی بر سرمایه گذاری، سازو کارهای حمایت محرک مقدار در مقابل محرک قیمت و سازو کارهای حمایت مستقیم در مقابل غیرمستقیم می‌باشند. این سازو کارها می‌توانند با یکدیگر همپوشانی داشته باشند.

سازوکارهای حمایتی می‌توانند ماهیت داوطلبانه و یا اجباری داشته باشند. سازو کار داوطلبانه بر پایه میزان تمایل به پرداخت مصرف کنندگان برای استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر بنا گردیده است.

سازو کار مبتنی بر سرمایه گذاری، مربوط به سازوکارهای حمایتی است که در دوره سرمایه گذاری اثر گذار بوده و سازو کار مبتنی بر تولید در هنگام بهره‌برداری از نیروگاه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند. بدیهی است که سازوکارهای حمایتی گروه اول با توجه به ظرفیت نیروگاه‌های تجدیدپذیر قابلیت تاثیر داشته و سازوکارهای گروه دوم متناسب با میزان تولید انرژی عمل می‌نماید.

۱- برای مبادله مجوز های انتشار کربن در بازارهای بین المللی لازم است کنوانسیون سازمان ملل متحد در مورد تغییرات آب و هوا (UNFCCC) فرایند اعتبار دهی را تکمیل نماید

۲- مجوزهای کاهش انتشار در بازار لحظه‌ای، بازار آتی و سلف بورس های آب و هوا در سراسر دنیا مبادله گردیده و از این طریق قیمت مجوز ها مشخص می‌گردد. هم اکنون ۶ بورس آب و هوا با نام‌های بورس آب و هوای شیکاگو (Chicago climate exchange)، بورس آب و هوا کشورهای اروپایی (European climate exchange)، بورس کالایی NASDAQ OMX کشورهای اروپایی، PowerNext، بورس کالای براتیسلاوا (Commodity Bratislava Exchange) و بورس انرژی اروپا (European energy exchange) برای مبادله‌ی مجوزهای کربن وجود دارد. علاوه بر کربن سایر گازهای گلخانه‌ای نیز می‌توانند در بازار مجوز انتشار مبادله گردند. در این حالت میزان انتشار به صورتی ضریبی از دی اکسید کربن با توجه به پتانسیل گرمایش جهانی محاسبه شده و مبادله بر اساس قیمت کربن انجام می‌گیرد.

3- Price-driven
4- Quantity-driven (quotas)
5- Investment focused
6- Generation based

در تقسیم‌بندی دیگری، سازوکارهای حمایت از برق تجدیدپذیر به دو گروه کلی مستقیم و غیرمستقیم تقسیم می‌گردند. سازوکارهای حمایت مستقیم شامل سازوکارهای محرک قیمت و مقدار می‌باشند و سازوکارهای حمایت غیرمستقیم مواردی چون، اعمال مالیات زیست محیطی (بر تکنولوژی انرژی‌های غیرتجدیدپذیر و یا بر انتشار کربن)، تجارت انتشار گازهای گلخانه‌ای[1] (اعطای مجوز) و حذف و یا کاهش یارانه تولید سوخت‌های فسیلی و هسته‌ای، را شامل می‌شود. جدول شماره‌ی (۴-۲) سازوکارهای به کار گرفته شده در کشورهای اتحادیه اروپا را نشان می‌دهد.

جدول ۴-۲- سازوکارهای تشویقی انرژی‌های تجدید پذیر در کشورهای اتحادیه اروپا

کشور	سازوکار مورد استفاده
اطریش	تعرفه تضمینی
بلژیک	سهمیه بندی به همراه گواهی‌های سبز قابل مبادله+تضمین خرید برق
دانمارک	قیمت مازاد ثابت
فنلاند	معافیت مالیاتی
فرانسه	تعرفه تضمینی
آلمان	تعرفه تضمینی
یونان	تعرفه تضمینی+یارانه‌های سرمایه گذاری
ایرلند	سیستم مناقصات
ایتالیا	سهمیه بندی به همراه گواهی‌های سبز قابل مبادله
لوکزامبورگ	قیمت مازاد ثابت
هلند	تعرفه تضمینی+معافیت مالیاتی
پرتقال	تعرفه تضمینی+یارانه سرمایه گذاری
اسپانیا	تعرفه تضمینی یا قیمت مازاد ثابت
سوئد	سهمیه بندی به همراه گواهی‌های سبز قابل مبادله
بریتانیا	سهمیه بندی به همراه گواهی‌های سبز قابل مبادله

Source: Support Schemes for Renewable Energy, A Comparative Analysis of Payment Mechanisms in the EU

۴-۳- سازوکارهای حمایت از برق تجدیدپذیر در ایران و کشورهای منتخب

در این بخش ضمن معرفی سیاست‌های مورد استفاده برای حمایت از برق تجدیدپذیر در بازارهای برق بریتانیا، نوردپول، PJM، کالیفرنیا، اونتاریو و ترکیه سند قانونی پشتیبان برای پیاده‌سازی، فرآیند پیاده‌سازی و سایر اطلاعات ضروری در ارتباط با این سازوکارها ارائه خواهد شد.

1- Green house gas trading

۴-۳-۱- ایران

در حال حاضر تنها سازوکار حمایتی موجود در ایران، تعرفه تضمینی خرید برق است که برای توسعه تکنولوژی و افزایش سرمایه‌گذاری در این حوزه در نظر گرفته شده است.

- **سند قانونی پشتیبان:** بر اساس ماده ۶۲ قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت (مصوب در برنامه سوم و تنفیذ شده در برنامه چهارم توسعه اقتصادی- اجتماعی کشور)، وزارت نیرو به عنوان نهاد مسوول موظف است برق تولیدی نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر (اعم از خصوصی و دولتی) واجد شرایط را با قیمت تضمین شده‌ای خریداری نماید. این قانون با توجه به هدفگذاری چشم انداز ۲۰ ساله کشور تنظیم شده است. این قانون در قالب ماده ۱۳۳ دربرنامه پنجم توسعه اقتصادی- اجتماعی کشور بار دیگر تنفیذ شده و بر اساس آن، تولیدکنندگان برق از انرژی‌های نو با اولویت بخش‌های خصوصی و تعاونی می‌توانند برق خود را به قیمت تضمینی به وزارت نیرو و شرکت‌های وابسته و تابعه آن بفروشند. سانا(سازمان انرژی‌های نو ایران) که از شرکت‌های زیر مجموعه وزارت نیرو به شمار می‌رود متعهد به عقد قرارداد و پرداخت این مبلغ به تولیدکنندگان انرژی‌های تجدیدپذیر است. نیروگاه‌های آبی کوچک که مجموع ظرفیت تولید برق ساختگاه آن، ۱۰ مگاوات یا کم‌تر از آن باشد شامل این قانون هستند.
- **فرآیند اجرایی:** برای پیاده‌سازی این سازوکار حمایتی در کشور طی نمودن فرآیند زیر الزامی می‌باشد:

- **تشکیل پرونده:** این مرحله با ارسال رسمی متقاضی یا ارائه کاربرگ‌ها به سانا (سازمان انرژی‌های نو ایران) شروع و با صدور مطالعه‌ی احداث نیروگاه توسط سانا به پایان می‌رسد.
- **مطالعه امکان‌سنجی:** در این مرحله متقاضی مطالعات خود را شروع می‌کند و پس از اتمام، گزارش آن را جهت بررسی به سانا تحویل می‌دهد.
- **بررسی و تایید مطالعه:** در این مرحله سانا گزارش مطالعات را بررسی نموده و نواقص احتمالی را به متقاضی اطلاع می‌دهد. پس از تکمیل شدن مطالعات، سانا نامه تایید را به معاونت امور انرژی وزارت نیرو ارسال می‌نماید.
- **صدور مجوز احداث:** معاونت امور انرژی بر اساس تایید سانا و در صورت صلاحدید بنام متقاضی مجوز احداث نیروگاه صادر می‌نماید.
- **مذاکره و تنظیم قرارداد:** بر اساس مجوز احداث صادره، سانا مذاکره برای تنظیم قرارداد خرید برق را شروع و تا تهیه متن نهایی آن را ادامه می‌دهد.
- **مبادله قرارداد:** قرارداد تهیه شده توسط طرفین امضا و رسما مبادله می‌گردد.
- **دوره احداث نیروگاه:** متقاضی پس از انجام کارهای مقدماتی به لحاظ مالی، بانکی و اداری و غیره عملیات اجرایی احداث نیروگاه را شروع و تا مرحله تکمیل آن و اتصال ظرفیت کامل نیروگاه به شبکه ادامه

می‌دهد. سانا در این مرحله نسبت به تامین بودجه برای خرید برق و مبادله قرارداد با مدیریت شبکه اقدام می‌نماید.

- **دوره بهره‌برداری:** تولیدکننده تا پایان مدت قرارداد، بهره‌برداری و تحویل برق به شبکه را ادامه می‌دهد و سانا قیمت برق تحویلی را پرداخت می‌نماید.

– **نرخ تعرفه تضمینی:** نرخ تعرفه تضمینی به پیشنهاد معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رییس‌جمهور به تصویب شورای اقتصاد می‌رسد. تعرفه تضمینی جاری برای تشویق سرمایه‌گذاری در انرژی‌های نو بر اساس آخرین مصوبه شورای اقتصاد مورخ ۱۳۹۱/۵/۸ بسته به شرایط انتقال برق معادل ۱۷۹۲/۲ و ۱۸۶۳/۲ ریال به ازای هر کیلووات‌ساعت تعیین گردیده است. این پرداخت تابعی از متوسط سالانه ارزش وارداتی یا صادراتی سوخت مصرف نشده، بازدهی، عدم انتشار آلاینده‌ها و... می‌باشد.

۴-۳-۲- بریتانیا

مهم‌ترین سازوکارهای حمایت از برق تجدیدپذیر در بریتانیا شامل سازوکار حمایتی تعرفه تضمینی و سیستم سهمیه‌بندی به همراه گواهی‌های سبز قابل مبادله می‌باشد. علاوه بر این دو سازوکار که دامنه وسیعی‌ای از تکنولوژی‌های انرژی‌های تجدیدپذیر (شامل نیروگاه‌های برق‌آبی) را در بر می‌گیرند، سازوکار قانون مالیاتی[1] به عنوان یک استراتژی حمایتی غیرمستقیم در این کشور مورد استفاده قرار می‌گیرد (مالیات‌های زیست محیطی).

۴-۳-۲-۱- تعرفه‌های تضمینی

– **سند قانونی پشتیبان:** در سال ۲۰۱۰ سیستم تعرفه تضمینی برای حمایت از برق تجدیدپذیر در کشور بریتانیا معرفی گردید. سند قانونی پشتیبان این سازوکار حمایتی، قانون (Order 2010, No. 678: FTO 2010)[2] می‌باشد که بر اساس آن، نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر کوچک مقیاس (زیر ۵ مگاوات) واجد شرایط دریافت تعرفه تضمینی هستند؛ و نیروگاه‌های بین ۵ مگاوات و ۵۰کیلووات می‌توانند میان این سازوکار و سازوکار سیستم سهمیه‌بندی یکی را انتخاب نمایند[3]. مرجع صلاحیت دار برای کنترل و اجرای سازوکارهای حمایتی در بریتانیا دفتر بازار برق و گاز[4] (OFGEM) می‌باشد. فرآیند اعطای اعتبار به تولیدکنندگان انرژی‌های تجدیدپذیر برای بهره‌مندی از سازوکارهای حمایتی از قبیل تعرفه‌های تضمینی و گواهی‌های تعهد

1- Tax Regulation Mechanism

۲- این سند قانونی فقط برای انگلستان، ولز و انگلستان بوده و برای ایرلند شمالی نمی‌باشد.

۳- بر اساس قانون (Artt. 17B, 17D ROO 2009 in connection with Art. 3 FTO 2010).

4- Office of Gas & Electricity Markets

انرژی تجدیدپذیر (ROC)[1]، کنترل پایبندی به تعهدات، دریافت جرایم و تخصیص مجدد آن‌ها و.... از وظایف این سازمان به شمار می‌رود.

- **فرآیند اجرایی:** اولین اقدام برای پیاده‌سازی این ساز وکار اعطای اعتبار به نیروگاه‌های واجد شرایط می‌باشد، فرآیند اعتباردهی با تقاضای احداث واحدهای نیروگاهی آغاز می‌شود. صاحبان واحدهای نیروگاهی ۵۰ کیلووات و کم‌تر، بعد از نصب، به تامین‌کننده‌ی موردنظر خود اطلاع داده و تامین‌کننده مشخصات نیروگاه را در سایت ثبت نام تعرفه تضمینی وارد می‌کند. در مقابل صاحبان واحدهای نیروگاهی بالای ۵۰ کیلووات، باید درخواست خود را به طور مستقیم به OFGEM ارائه دهند.
- **نرخ تعرفه‌های تضمینی:** نرخ تعرفه‌های تضمینی در سال ۲۰۱۲/۲۰۱۱ برای نیروگاه‌های برق‌آبی مطابق جدول (۴-۳) می‌باشد. دوره پرداخت تعرفه‌های تضمینی به نیروگاه‌های واجد شرایط ۲۰ سال بوده و سقف مشخصی برای آن تعیین نشده است. با این وجود این نرخ سالانه با توجه به شاخص‌های تورم تعدیل شده و توسط OFGEM اعلام می‌گردد.

جدول ۴-۳- نرخ تعرفه تضمینی

نرخ برابری ارز: ۱ پوند = ۳۸۴۰۷ ریال

ظرفیت نصب نیروگاه	نرخ تعرفه تضمینی	
	(پوند/ کیلووات ساعت)	(ریال/ کیلووات ساعت)[2]
کم‌تر از ۱۵ کیلووات	۰/۲۰۹	۸۰۲۷
۱۵ تا ۱۰۰ کیلووات	۰/۱۸۷	۷۱۸۲
۱۰۰ کیلووات- ۲ مگاوات	۰/۱۱۵	۴۴۱۶
بیش‌تر از ۲ مگاوات	۰/۰۴۷	۱۸۰۵

۴-۳-۲-۲- سیستم سهمیه‌بندی اجباری

- **سند قانونی پشتیبان:** سازوکار حمایتی سهمیه‌بندی اجباری اولین بار در سال ۲۰۰۹ با تصویب قانون تعهدات انرژی تجدیدپذیر برای انگلستان و ولز، اسکاتلند و ایرلند شمالی[3] (ROO 2009, ROO SCO 2009, ROO NI 2009) در بریتانیا اجرایی گردید. علاوه بر این، سند برق ۱۹۸۹، سند خدمات عمومی ۲۰۰۰ و سند انرژی ۲۰۰۴ سایر سندهای قانونی این سازوکار حمایتی به شمار می‌روند.
- **فرآیند اجرایی:** تامین‌کنندگان برق باید تعهدات خود برای تامین برق تجدیدپذیر را برآورده سازند. برای این منظور لازم است فرآیند زیر پیاده‌سازی شود:

1- Renewable Obligation Certificate

۲- برای ارائه معادل ریالی نرخ تعرفه تضمینی از متوسط نرخ ارز مبادلاتی از آذر ماه سال ۱۳۹۱ استفاده شده است.

3- The Renewables Obligation Order 2009, No. 785 (ROO 2009),The Renewables Obligation (Scotland) Order 2009, No. 140 (ROO SCO 2009), The Renewables Obligation (Northern Ireland) Order 2009, No. 154 (ROO NI 2009), The Electricity Act 1989, c. 29 (EA 1989), The Utilities Act, c. 27 (UA 2000), The Energy Act 2004, c. 20 (EnA 2004)

- **خرید گواهی‌های سبز قابل مبادله در مراکز مبادله:** گواهی‌های سبز قابل مبادله در بریتانیا به صورت مجزا از برق مبادله می‌شوند. طرفین این مبادله تامین‌کنندگان برق از یک سو و تولیدکنندگان برق تجدیدپذیر از سوی دیگر هستند. لذا تامین‌کنندگان می‌توانند این گواهی‌ها را در مراکز مبادله که برای این منظور ایجاد شده است خریداری نمایند.[۱]
- **ارائه گواهی‌های سبز قابل مبادله به مرجع صلاحیت‌دار بازار برق و گاز:** تامین‌کنندگان برق برای اثبات عمل به تعهد خود، گواهی‌های سبز قابل مبادله را که در بازار مبادله ROC خریداری نموده‌اند به مرجع صلاحیتدار بازار برق و گاز ارائه می‌دهند. این گواهی‌ها بابت هر مگاوات ساعت تولید برق تجدیدپذیر به تولیدکنندگان انرژی‌های تجدیدپذیر اعطا گردیده است. قیمت ROC از طریق سازوکار بازار تعیین گردیده و این قیمت در سال ۲۰۱۲ در بریتانیا به طور متوسط معادل ۴۲ پوند و یا ۱/۶ میلیون ریال[۲]می‌باشد.
- **خرید حق گواهی‌های سبز قابل مبادله:** تامین‌کنندگان برق می‌توانند به جای خرید گواهی‌های سبز قابل مبادله، مبلغی را با عنوان قیمت buy-out به نهاد قانون گذار پرداخت کنند. این قیمت در سال ۲۰۰۹، ۳۷/۱۹ پوند به ازای هر مگاوات ساعت بوده (۱/۴ میلیون ریال) و سالانه با توجه به قیمت خرده فروشی رشد کرده تا در سال ۲۰۱۱-۲۰۱۲ به ۳۸/۶۹ پوند به ازای هر ROC (۱/۵ میلیون ریال) رسیده است.[۳] نهاد مسوول (OFGEM) بعد از دریافت این مبالغ از تامین‌کنندگانی که تعهد خود را از طریق خرید گواهی‌های سبز قابل مبادله برآورده نکرده‌اند، آن را در صندوقی جمع‌آوری نموده و سپس آن را میان تامین‌کنندگانی که به تعهد خود از طریق خرید گواهی‌های سبز عمل نموده‌اند، با توجه به تعداد گواهی سبز آن‌ها، تقسیم می‌کند. در واقع مبلغ buy-out، میزان جریمه ای متعهدینی است که به تعهد خود عمل نکرده‌اند و این مقدار به عنوان تشویق به متعهدینی تعلق می‌گیرد که به تعهدات خود از طریق خرید گواهی‌های سبز عمل نموده‌اند.

– **قیمت و مقدار گواهی‌های سبز قابل مبادله:** تامین‌کنندگان برای برآورده نمودن تعهدات خود موظف هستند تعداد مشخص ROC را به ازای هر مگاوات ساعت برق خریداری کنند. مقدار تعهد آن‌ها برای سال‌های ۲۰۰۹ تا ۲۰۱۶ در جدول شماره‌ی (۴-۴) ارائه شده است.

۱- خریداری گواهی‌های تعهد انرژی تجدیدپذیر در بازار مختص به آن انجام می‌گیرد. در بریتانیا سیستم حراج e-roc در کنار حراج برق e-power زیر نظر آژانس خرید سوخت‌های غیر فسیلی با مسئولیت محدود (NFPA) عمل کرده و امکان اتصال به حراج اینترنتی را برای اعضای بازار فراهم می‌آورد. توجه به این نکته حائز اهمیت است که برای خرید و فروش ROC در سیستم حراج e-roc لزومی به فروش برق در حراج برق e-power وجود ندارد. این سیستم حراج یکی از مراکز مبادله ROC در بریتانیا به شمار می‌رود.

۲- نرخ برابری ارز : ۱ پوند = ۳۸۴۰۷ ریال

۳- تا قبل از سال ۲۰۰۹ تمامی تکنولوژی‌های تجدیدپذیر به ازای هر مگاوات ساعت تولید یک ROC دریافت می‌کردند، لذا قیمت بازار و جریمه برای هر مگاوات ساعت برق یا یک ROC پرداخت می‌گردید، با این وجود بعد از سال ۲۰۰۹ ، قانونی مبنی بر متمایز بودن تکنولوژی ها تصویب گردیده و به تکنولوژی های مختلف به ازای هر مگاوات ساعت تعداد ROC متمایز تعلق می‌گیرد، لذا بعد از این تاریخ قیمت بازار و جریمه به ازای هر ROC پرداخت می‌شود.

جدول ۴-۴- تعهدات تامین‌کنندگان در قالب تعداد ROC به ازای هر مگاوات ساعت

دوره‌ی تعهد	تعداد ROC به ازای هر مگاوات ساعت
اول آوریل ۲۰۰۹- ۳۱ مارچ ۲۰۱۰	۰/۰۹۷
اول آوریل ۲۰۱۰- ۳۱ مارچ ۲۰۱۱	۰/۱۰۴
اول آوریل۲۰۱۱- ۳۱ مارچ ۲۰۱۲	۰/۱۱۴
اول آوریل ۲۰۱۲- ۳۱ مارچ ۲۰۱۳	۰/۱۲۴
اول آوریل ۲۰۱۳- ۳۱ مارچ ۲۰۱۴	۰/۱۳۴
اول آوریل ۲۰۱۴- ۳۱ مارچ ۲۰۱۵	۰/۱۴۴
اول آوریل ۲۰۱۵- ۳۱ مارچ ۲۰۱۶	۰/۱۵۴

همان‌طور که از جدول مشخص است متوسط رشد ROC طی این دوره در حدود ۷ درصد است. در سال ۲۰۱۱-۲۰۱۲، تامین‌کنندگان موظف هستند به ازای هر مگاوات ساعت برقی که برای مصرف‌کنندگان نهایی تامین می‌کنند، ۰/۱۱۴ ROC خریداری نمایند. با توجه به اطلاعات جدول (۴-۵) و قیمت هر ROC در سال ۲۰۱۲ می توان هزینه تحمیلی به تامین‌کنندگان بابت خرید ROC را برای هر کیلووات‌ساعت معادل ۱۸۳ ریال برآورد نمود[1].

از طرفی بعد از سال ۲۰۰۹ به تولیدکنندگان تکنولوژی‌های گوناگون تولید برق مقادیر متفاوتی از ROC اعطا می‌شود. لذا درآمدی که تولید کنندگان از فروش ROC کسب می‌کنند با توجه به این تمایز، متفاوت خواهد بود. جدول (۴-۵) مقادیر ROC اعطایی به برخی از تولیدکنندگان تکنولوژی‌های تجدیدپذیر را در انگلستان و ولز و اسکاتلند نمایش می‌دهد.

جدول ۴-۵- مقدار ROC اعطایی به تولیدکنندگان برق از تکنولوژی‌های مختلف

تکنولوژی تولید	مقدار ROC/ مگاوات ساعت اعطایی به تولید کنندگان
برق تولیدی از گاز لندفیل	۴ مگاوات ساعت
برق تولید از فاضلاب	۲ مگاوات ساعت
سوزاندن بیوماس	
بادی ساحل	۱ مگاوات ساعت
برق‌آبی	
بادی در دریا	۰/۶۶ مگاوات ساعت
موجی	۰/۵ مگاوات ساعت
خورشیدی (فتوولتائیک)	
زمین گرمایی	

Source: http://www.res-legal.eu/

۱- تامین‌کنندگان برای هر مگاوات ساعت تعهد خود باید مبلغی معادل حاصلضرب قیمت ROC در تعهد سالانه (۰/۱۱۴) پرداخت کنند که با استفاده از نرخ برابری ارز ۳۸۴۰۷ ریال، هزینه تحمیلی برای هر کیلووات ساعت معادل ۱۸۳ ریال خواهد بود.

۴-۳-۲-۳- سازوکار قانون مالیاتی

- **سند قانونی پشتیبان:** این سازوکار حمایتی از جمله سازوکارهای حمایت غیرمستقیم از برق تجدیدپذیر به شمار می‌رود که با اعمال مالیات بر استفاده از برق متعارف، برای استفاده‌کنندگان از برق تجدیدپذیر منفعتی را ایجاد می‌نماید. اسناد پشتیبان این سازوکار حمایتی شامل سند مالی ۲۰۰۰[1]، قانون مالیات تغییرات آب و هوا ۲۰۰۱[2] و سند خدمات عمومی ۲۰۰۰[3] می‌باشد. بر اساس این سازوکار حمایتی چنانچه بخش عمومی و یا مصرف‌کنندگان نهایی بخش صنعت و بخش تجاری از برق متعارف استفاده نمایند، مشمول پرداخت مالیات تغییرات آب و هوا[4] (CCL) می‌گردند. هدف اصلی مالیات تغییرات آب و هوا، کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و دستیابی به کارایی انرژی در میان مصرف‌کنندگان نهایی است.
- **فرآیند اجرایی:** تامین‌کنندگانی که برق تجدیدپذیر را برای مصرف‌کنندگان نهایی تامین می‌کنند، در صورتی از پرداخت مالیات معاف هستند که جواز معافیت از مالیات تغییرات آب و هوا را دارا باشند. این جواز در شرایط زیر اعطا می‌شود:
  - تامین‌کنندگانی از پرداخت مالیات تغییرات آب و هوا معاف می‌گردند که قرارداد تامین برق آن‌ها برای مصرف‌کنندگان نهایی، شامل اظهارنامه منابع تجدیدپذیر انرژی باشد. این اظهارنامه یک بیانیه استاندارد است که در آن تامین‌کنندگان تعهد می‌کنند بخشی از برق تامینی را از نیروگاه‌های تجدیدپذیر تهیه نمایند. (این شرط مربوط به قرارداد مصرف‌کنندگان نهایی و تامین‌کنندگان برق است)
  - برای اینکه قرارداد تامین‌کنندگان با مشتریانشان (مصرف‌کنندگان نهایی) در برگیرنده «اظهارنامه منابع تجدیدپذیر» باشد، لازم است تامین‌کنندگان با تولیدکنندگان انرژی‌های تجدیدپذیر قرارداد جدید تجارت برق[5] (NETA) را منعقد نمایند. این قراردادها شیوه‌ای برای اثبات خرید انرژی‌های تجدیدپذیر به شمار می‌رود، زیرا در آن مقدار انرژی تجدیدپذیر خریداری شده توسط تامین‌کننده مشخص شده است. (این شرط مربوط به قرارداد تامین‌کنندگان و تولید کنندگان برق است.)
- **مقدار مالیات تغییرات آب و هوا:** منفعتی که برای تامین‌کنندگان ایجاد می‌شود معادل مقدار مالیاتی است که از پرداخت آن معاف شده اند. این مقدار مالیات از سال ۲۰۰۷ تا ۲۰۱۲ در جدول شماره‌ی (۴-۶) ارائه شده است.

1- The Finance Act 2000, c.17 (FA 2000)
2- Climate Change Levy (General) Regulations 2001, No 838 (CCL GenReg 2001)
3- The Utilities Act, c. 27 (UA 2000)
4- Climate Change Levy
5- New Electricity Trading Agreement

جدول ۴-۶- مقدار معافیت از مالیات تغییرات آب و هوا

نرخ برابری ارز : ۱ پوند = ۳۸۴۰۷ ریال

سال	مقدار مالیات تغییرات آب و هوا	
	(پوند/ کیلووات ساعت)	(ریال/ کیلوات ساعت)
مقدار پایه	۰/۰۰۴۳۰	۱۶۵
۱ آوریل ۲۰۰۷- ۳۱ مارچ ۲۰۰۸	۰/۰۰۴۴۱	۱۶۹
۱ آوریل ۲۰۰۸- ۳۱ مارچ ۲۰۰۹	۰/۰۰۴۵۶	۱۷۵
۱ آوریل۲۰۰۹- ۳۱ مارچ ۲۰۱۱	۰/۰۰۴۷۰	۱۸۰
۱ آوریل ۲۰۱۱- ۱ آوریل ۲۰۱۲	۰/۰۰۴۸۵	۱۸۶
بعد از ۱ آوریل ۲۰۱۲	۰/۰۰۵۰۹	۱۹۵

Source: http://www.res-legal.eu/

۴-۳-۳- سازوکارهای حمایتی در کشورهای منطقه نوردیک

کشورهای دانمارک، فنلاند، نروژ و سوئد جزء کشورهای منطقه نوردیک هستند. این کشورها نیز مانند سایر کشورها، مجموعه‌ی از استراتژی‌های حمایت از انرژی‌های تجدیدپذیر اعم از برق‌آبی را در دستور کار خود قرار داده اند. در این میان قوانین کشور سوئد توجه خاصی به نیروگاه‌های برق‌آبی دارد که در بخش مربوط بیش‌تر به آن پرداخته خواهد شد.

۴-۳-۳-۱- دانمارک

سازوکار حمایتی «تعرفه مازاد ثابت»[1] و «معافیت از پرداخت بهای خدمات عمومی با استفاده از سیستم اندازه‌گیری خالص»[2] از مهم‌ترین سازوکارهای حمایتی کشور دانمارک است که نیروگاه‌های برق‌آبی را نیز شامل می‌شود. در ادامه هر یک از این سازوکارها به اختصار توضیح داده می‌شود:

الف- سازوکار حمایتی تعرفه مازاد ثابت

- **سند قانونی پشتیبان:** اسناد قانونی پشتیبان این سازوکار حمایتی دو قانون سند عرضه برق در دانمارک[3] و VE-Lov[4] می‌باشد که به ترتیب در ۲۰۰۶ و ۲۰۰۹ اجرایی گردیدند. در این سازوکار حمایتی همان‌طور که پیش از این اشاره گردید، مبلغی مازاد بر قیمت بازار به تولیدکنندگان برق تجدیدپذیر[5] پرداخت می‌شود. نهاد مسوول برای پیاده‌سازی و مدیریت این سازوکار بهره‌بردار شبکه انتقال دانمارک (Energinet.dk) می‌باشد.

1- Price Regulation (premium tariff)
2- Net-metering
۳- Act on Electricity Supply: این قانون، قانون عمومی تامین برق و مدیریت و سازماندهی بازار برق به شمار می‌رود.
۴- این قانون، قانون بهبود استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر به شمار می‌رود.
۵- به غیر از نیروگاه‌های زمین گرمایی

- **فرآیند اجرایی:** پیاده‌سازی سازوکار حمایتی تعرفه مازاد ثابت در کشور دانمارک به دو صورت امکان‌پذیر گردیده است:

- در حالت اول این سازوکار حمایتی به گونه‌ای است که نباید مجموع آن و قیمت برق در بازار از مقدار ثابت[1] از پیش تعیین شده‌ای افزون گردد. این مقدار ثابت با توجه به نوع تکنولوژی و تاریخ اتصال به شبکه متفاوت خواهد بود. (Maximum bonus)
- در حالت دوم این سازوکار حمایتی تعرفه با توجه به نوع تکنولوژی بدون توجه به قیمت بازار و مازاد بر آن پرداخت می‌شود. این نوع پرداخت فاقد مقدار ثابت محدود کننده است. (Guaranteed bonus)

- **نرخ تعرفه مازاد ثابت:** بر اساس این سازوکار حمایتی نیروگاه‌های برق‌آبی واجد شرایط مقدار تضمین شده‌ای معادل ۰/۱۰ کرون دانمارک به ازای هر کیلووات‌ساعت را مازاد بر قیمت برق به مدت ۲۰ سال دریافت می‌کنند.[2] با این وجود چنانچه نیروگاه مشخصی از سوی نهاد مسوول این سازوکار (Energinet.dk)، دارای اهمیت ویژه تشخیص داده شود، برای ۱۰ سال اول و دوم به ترتیب مبلغی معادل ۰/۶ و ۰/۴ کرون دانمارک را به ازای هر کیلووات‌ساعت مازاد بر قیمت برق دریافت می‌کنند.[3]

نیروگاه‌های ترکیبی که به طور هم‌زمان هم از آب و سایر سوخت‌ها استفاده می‌کنند نیز مشمول بهره‌مندی از سازوکار حمایتی تعرفه مازاد ثابت هستند. این نیروگاه‌ها بابت بخشی از تولید که با استفاده از تجهیزات برق‌آبی تولید شده است، مبلغ مازادی مانند آنچه پیش از این بیان گردید دریافت می‌کنند (۰/۱ کرون به ازای هر کیلووات‌ساعت به مدت ۲۰ سال)؛ و برای تکنولوژی‌هایی که از لحاظ استراتژیک مهم هستند برای ۱۰ سال اول و دوم به ترتیب مبلغی معادل ۰/۲۶ و ۰/۰۶ کرون دانمارک به ازای هر کیلووات‌ساعت پرداخت می‌شود.[4]

ب- سازوکار حمایتی سیستم اندازه‌گیری خالص

- **سند قانونی پشتیبان:** سند قانونی پشتیبان این سازوکار حمایتی، BEK 804/2010 می‌باشد که در سال ۲۰۱۰ اجرایی گردیده است. این قانون برخی از تولیدکنندگان انرژی‌های تجدیدپذیر که برق مورد نیاز خود را تولید و مصرف می‌کنند را از پرداخت بهای اضافی بابت برق (تعهدات خدمات عمومی) [5] معاف می‌کند.
- **فرآیند اجرایی:** برای اینکه بتوان از حمایت این سازوکار برخوردار شد لازم است مراحل زیر طی شود:

1- Statutory Maximum

۲- با توجه به نرخ برابری دلار و کرون دانمارک که معادل ۵/۷۹ کرون است می‌توان ارز مبادلاتی فرضی را برای کرون برآورد نمود که در این حالت نرخ تعرفه مازاد معادل ۴۲۷ ریال به ازای هر کیلووات ساعت می‌باشد.

۳- با توجه به مطالب ارائه شده در زیر نویس قبل، تعرفه مازاد ثابت برای ۱۰ سال اول و دوم به ترتیب ۲۵۶۴ و ۱۷۰۹ ریال به ازای هر کیلووات ساعت خواهد بود.

۴- با توجه به مطالب ارائه شده در زیر نویس قبل، تعرفه مازاد ثابت برای ۱۰ سال اول و دوم به ترتیب ۱۱۱۱ و ۲۵۶ ریال به ازای هر کیلووات ساعت خواهد بود.

5- Public Service Obligation

تولیدکنندگان سیستم‌های انرژی خورشیدی بالای ۵۰ کیلووات، نیروگاه‌های انرژی بادی بالای ۲۵ کیلووات و سایر تکنولوژی‌های بالای ۱۱ کیلووات که می‌توانند برق مصرفی مورد نیاز خود را تولید کنند، باید برای بهره‌مندی از این سازوکار درخواست خود را به Energinet.dk ارائه داده و در سیستم اعتباردهی این نهاد صلاحیتدار ثبت نام کنند. در خصوص نیروگاه‌های برق‌آبی، ظرفیت سیستم نباید برای هر خانوار و یا به ازای هر ۱۰۰ مترمربع بیش‌تر از ۶ کیلووات باشد و واحدهای موجود باید در ساختمان‌های غیرتجاری نصب شده باشند. در عین حال سیستم‌هایی که این ویژگی‌ها را دارا هستند باید به سیستم عرضه خصوصی متصل گردند.

با این وجود، تولیدکنندگان سیستم‌های انرژی خورشیدی زیر ۵۰ کیلووات، نیروگاه‌های انرژی بادی زیر ۲۵ کیلووات و سایر تکنولوژی‌های زیر ۱۱ کیلووات به طور خودکار برای بهره‌مندی از این سازوکار حمایتی در نظر گرفته می‌شوند.

بعد از بررسی درخواست‌ها، نیروگاه‌های واجد شرایط[1] برای بهره‌مندی از سازوکار حمایتی اندازه‌گیری خالص توسط Energinet.dk مشخص می‌شود.

- **مقدار معافیت از بهای اضافی خدمات عمومی:** تمامی مصرف‌کنندگان برق ملزم به پرداخت بهایی با عنوان بهای اضافی خدمات عمومی هستند که بخشی از آن برای حمایت از انرژی‌های تجدیدپذیر می‌باشد، این بهای اضافی چهار بار در سال توسط Energinet.dk تعیین می‌شود. معافیت از این پرداخت و یا بخشی از آن که مربوط به نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر است، به صورت زیر می‌باشد:

• سیستم انرژی خورشیدی کم‌تر و مساوی ۵۰ کیلووات، نیروگاه‌های بادی کم‌تر و مساوی ۲۵ کیلووات و سایر تکنولوژی‌های کم‌تر و مساوی ۱۱ کیلووات از پرداخت کل بهای اضافی خدمات عمومی معاف هستند.

• سیستم انرژی خورشیدی بیش‌تر از ۵۰ کیلووات، نیروگاه‌های بادی بیش‌تر از ۲۵ کیلووات و سایر تکنولوژی‌های بیش از ۱۱ کیلووات از پرداخت بخشی از بهای اضافی خدمات عمومی که برای حمایت از انرژی‌های تجدیدپذیر است، معاف هستند.

۴-۳-۳-۲- فنلاند

کشور فنلاند برای حمایت از نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر، سه سازوکار حمایتی یارانه‌های سرمایه‌گذاری، تعرفه‌های مازاد ثابت و تعرفه‌های تضمینی کاهشی را اجرایی نموده است.

الف- یارانه سرمایه‌گذاری (کمک‌های انرژی[2])

این یارانه شامل کمک‌هایی برای سرمایه‌گذاری و تحقیقات برای توسعه‌ی انرژی‌های تجدیدپذیر می‌باشد.

۱- اولا تولیدکننده باید به شبکه برق متصل باشد، ثانیا تجهیزات نیروگاه در محل مصرف نصب شده و مالکیتش را داشته باشد. ثالثا بر اساس آنچه در فرایند ذکر گردید، واحد نیروگاه باید در سیستم اعتباردهی Energinet.dk ثبت نام شده باشد.

2- Energy aid

- **سند قانونی پشتیبان:** اسناد قانونی پشتیبان این سازوکار حمایتی که بستر پیاده‌سازی آن را فراهم می‌سازد، قانون شماره ۱۳۱۳ در سال ۲۰۰۷ و سند شماره ۶۸۸ در سال ۲۰۰۱ هستند که به ترتیب با محوریت «قانون‌گذاری در ارتباط با شرایط عمومی تخصیص یارانه انرژی» و «سند تخصیص مشوق‌های دولتی» تدوین شده‌اند. وزارت کار و اقتصاد[1] کشور فنلاند متولی پیاده‌سازی و نظارت بر صحت عملکرد این سازوکارهای حمایتی است.
- **فرآیند پیاده‌سازی سازوکار حمایتی:** برای اجرای این سازوکار حمایتی مراحل زیر طی می‌شود:

- **مرحله‌ی ارائه درخواست برای بهره‌مندی از یارانه:** تولیدکنندگان برق تجدیدپذیر باید درخواست خود برای بهره‌مندی از یارانه انرژی را به مرکز کار محلی و توسعه اقتصادی[2] (زیر مجموعه وزارت کار و اقتصاد) ارائه دهند.
- **مرحله‌ی انتخاب واجدین شرایط:** مرکز توسعه اقتصادی وکار محلی بر اساس معیارهای مشخصی تعدادی از درخواست کنندگان را برای بهره‌مندی از یارانه انتخاب می‌کند. با وجود معیارهایی که برای این منظور در نظر گرفته شده است، این سازمان تا حدی می‌تواند برای انتخاب واجدین شرایط آزادی عمل داشته باشد.
- **مرحله‌ی اهدای یارانه:** در این مرحله صلاحیت تولیدکنندگان منتخب برای دریافت یارانه مورد تایید قرار می‌گیرد.
- **مرحله‌ی اجرای پروژه:** وزارت کار و اقتصاد[3] وظیفه دارد انتخاب‌شدگان برای بهره‌مندی از این یارانه و ملزومات اجرای پروژه (پیش نیازهای اهدای یارانه) را به تولیدکنندگان اعلام دارد.
- **پرداخت یارانه:** یارانه‌های سرمایه‌گذاری بعد از پایان پروژه از محل بودجه دولتی به تولیدکنندگان پرداخت می‌شود.

- **مقدار یارانه سرمایه‌گذاری:** مقدار یارانه اعطایی به تولیدکنندگان به هدف پروژه بستگی داشته و تا سقف ۴۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌گذاری می‌باشد. پروژه‌هایی که تکنولوژی‌های سنتی انرژی تجدیدپذیر را به کار می‌گیرند (مانند نیروگاه‌های برق‌آبی) یارانه ۳۰ درصدی دریافت می‌کنند.

ب- تعرفه تضمینی مازاد ثابت[4] و کاهشی[5]

- **سند قانونی پشتیبان:** سند قانونی پشتیبان این سازوکار حمایتی شامل سند شماره ۱۳۹۶ سال ۲۰۱۰ و قانون دولتی شماره ۱۳۹۷ سال ۲۰۱۰ می‌باشد. این دو قانون اهداف مشابه‌ای را در سطوح مختلف دنبال می‌کنند. قانون اول با هدف تشویق تولید انرژی‌های تجدیدپذیر، بهبود رقابت منابع گوناگون انرژی تجدیدپذیر

1- Ministry of employment and economy
2- Employment and Economic Development Centre (T&E Centre)
3- Ministry of Employment and Economy
4- Premium feed-in tariff
5- Reduced feed-in tariff

و تنوع‌بخشی تولید انرژی برای کاهش وابستگی به سایر کشورها تدوین شده و چارچوب حمایت از برق تجدیدپذیر از منبع باد، بیوماس و بیوگاز را ارائه می‌دهد. قانون دوم ضمن به روز نمودن قانون‌های موجود حمایت از برق تجدیدپذیر، شرایط و تعاریف هر یک از این برنامه‌های حمایتی را اصلاح می‌کند.

- **فرآیند اجرایی:** تولیدکنندگان انرژیهای تجدیدپذیر از منبع باد، بیوگاز و بیوماس تعرفه‌های تضمینی را به مدت ۱۲ سال و معادل مبلغ ثابتی دریافت می‌کنند. در حالی که تولیدکنندگان انرژی‌های تجدیدپذیر از منبع برق‌آبی بالاتر از ۱مگاوات و یا آن دسته از تولیدکنندگان گروه قبل که نتوانند ملزومات بهره‌مندی از این سازوکار را برآورده سازند، تعرفه‌های تضمینی را به صورت کاهشی دریافت می‌کنند. برای بهره‌مندی از یکی از این دو حالت طی نمودن ۳ مرحله زیر ضروری است:
  - **مرحله‌ی اعلام پیش از موعد:** در این مرحله لازم است که تولیدکننده یک ماه قبل از اقدام به نصب نیروگاه، طرح احداث نیروگاه و مشخصات فنی نیروگاه شامل ظرفیت نصب را به مسوول بازار انرژی ارائه دهد.
  - **مرحله‌ی ارائه درخواست:** در این مرحله تولیدکنندگان باید پیش از آغاز بهره‌برداری از نیروگاه، درخواست خود برای بهره‌مندی از تعرفه تضمینی را ارائه دهند.
  - **مرحله اعطای حق بهره‌مندی از تعرفه تضمینی:** اگر تولیدکننده شرایط فنی بهره‌مندی از سازوکار حمایتی را دارا باشند و مراحل قبل را طی نموده باشند، در این مرحله امکان بهره‌مندی از این سازوکار حمایتی به آن‌ها اعطا می‌شود.
- **مقدار تعرفه‌ی تضمینی مازاد ثابت و کاهشی:** مقدار تعرفه تضمینی مازاد ثابت در کشور فنلاند به قیمت بازار بستگی دارد. به گونه‌ای که مجموع این تعرفه و قیمت بازار نباید از اندازه مشخصی بیش‌تر شود. لذا می توان تعبیر نمود که تعرفه تضمینی مازاد ثابت معادل اختلاف میان قیمت بازار و یک مقدار ثابت (متوسط سه ماهه قیمت بازار) می‌باشد.

در مقابل تعرفه تضمینی کاهشی مقدار ثابتی است که فارغ از قیمت بازار به نیروگاه‌های واجد شرایط پرداخت می‌شود. به گونه‌ای می‌توان این تعرفه را مانند تعرفه مازاد ثابت بدون در نظر گرفتن حداکثر (Gauranteed Bonus) در کشور دانمارک اتلاق نمود. برای نیروگاه‌های برق‌آبی این تعرفه معادل ۴.۲ یورو به ازای هر مگاوات ساعت بوده که با در نظر گرفتن متوسط نرخ ارز مبادلاتی در سال ۱۳۹۱ (هر یورو معادل ۳۲۴۳۱ ریال) معادل ۱۳۶ ریال به ازای هر کیلووات‌ساعت است.

۴-۳-۳-۳- سوئد

مهم‌ترین سازوکارهای حمایتی کشور سوئد برای رقابت‌پذیر نمودن برق تجدیدپذیر با برق متعارف شامل سیستم سهمیه‌بندی، سازوکار قانون مالیاتی و یارانه سرمایه‌گذاری می‌باشد که از این میان نیروگاه‌های برق‌آبی تنها می‌توانند از سازوکار اول بهره‌مند گردند.

الف- سیستم سهمیه‌بندی

- **سند قانونی پشتیبان:** زمینه‌های اجرایی شدن سیستم سهمیه‌بندی در کشور سوئد اولین بار در سال ۲۰۰۳ با تصویب سند شماره ۲۰۰۳:۱۱۳ گواهی‌های برق[1] و قانون شماره‌ی ۲۰۰۳:۱۲۰ گواهی‌های برق[2] فراهم گردید. بر اساس این سازوکار حمایتی، تامین‌کنندگان متعهد، مصرف‌کنندگان برق و مصرف‌کنندگان بزرگ (صنایع انرژی‌بر) باید سالانه بخشی از انرژی مورد نیاز خود برای فروش به مصرف‌کنندگان نهایی و یا مصرف نهایی خود را از برق تجدیدپذیر فراهم کنند. از سوی دیگر این سیستم به نوعی طراحی شده است که تولیدکنندگان انرژی‌های تجدیدپذیر گواهی‌هایی را بابت تولید برق تجدیدپذیر دریافت کرده و آن را از طریق سازوکار بازار به خریداران انتقال دهند. آژانس انرژی سوئد[3] فرآیند این سازوکار حمایتی را پایش کرده و بهره‌بردار شبکه انتقال سوئد حساب گواهی‌ها را مدیریت می‌کند. نیروگاه‌های برق‌آبی بزرگ مقیاس که به علت تغییرات ایجاد شده در چارچوب‌های قانونی، سوددهی آن‌ها ناممکن گردیده است و نیروگاه‌های برق‌آبی کم‌تر و یا مساوی ۱۵ مگاوات که بعد از بازسازی غیر سودده شده‌اند. از نیروگاه‌های برق‌آبی مشمول این قانون هستند.
- **فرآیند پیاده‌سازی سازوکار حمایتی:**

- **مرحله‌ی صدور گواهی‌های برق:** تولیدکنندگان درخواست‌های خود برای بهره‌مندی از این سازوکار حمایتی را به نهاد ناظر (آژانس انرژی سوئد)[4] ارائه داده و از سوی این نهاد مجوز بهره‌مندی از این سازوکار به آن‌ها اعطا می‌شود. به طور موازی این نیروگاه‌ها ملزم هستند اطلاعات مربوط به اندازه‌گیری تولید برق خود را به نهاد مدیریت حساب‌ها (بهره‌بردار شبکه انتقال سوئد)[5] ارائه دهند. نهاد مدیریت حساب‌ها با توجه به این اطلاعات گواهی‌های برق[6] را به تولیدکنندگان اختصاص می‌دهد.
- **مدیریت گواهی‌های برق ثبت شده در سیستم نهاد مدیریت حساب:** دارندگان حساب گواهی برق متعهد هستند گواهی‌های برق خود را به فروش برسانند.
- **تخمین مقدار سهمیه‌بندی اجباری:** گروه متعهد باید نزد نهاد ناظر نام نویسی کرده و مقدار برق و تعداد گواهی خریداری شده را اعلام دارند. بعد از این اعلام از سوی متعهدان، نهاد مدیریت حساب، گواهی‌های برق خریداری شده را بی اعتبار کرده و آن را از چرخه مبادله خارج می‌نماید.
- **جرایم عدم پایبندی به سهمیه‌بندی اجباری:** آن دسته از متعهدان که نتوانند به تعهدات خود پایبند باشند مشمول جریمه می‌شوند.

1- Act No. 2003:113 on electricity certificate
2- Regulation No. 2003:120 on electricity certificate
3- Swedish Energy Agency
4- Supervising authority
5- Account management authority
6- Electricity certificate

- **مقدار و قیمت گواهی‌های برق (گواهی‌های سبز قابل مبادله):** مصرف‌کنندگان نهایی و تامین‌کنندگان برق ملزم هستند بخشی از برق مصرفی خود را از برق تجدیدپذیر تامین کنند. سهمیه‌بندی اجباری به ازای هر مگاوات ساعت از سال ۲۰۱۱ لغایت ۲۰۳۰ در جدول شماره‌ی (۴-۷) ارائه شده است.

جدول ۴-۷- تعهدات تامین کنندگان در قالب تعداد گواهی برق

دوره‌ی تعهد	تعداد گواهی برق به ازای هر مگاوات ساعت
۲۰۱۲-۲۰۱۱	۰/۱۷۹
۲۰۱۳	۰/۱۳۵
۲۰۱۴	۰/۱۴۲
۲۰۱۵	۰/۱۴۳
۲۰۱۶	۰/۱۴۴
۲۰۱۷	۰/۱۵۲
۲۰۱۸	۰/۱۶۸
۲۰۱۹	۰/۱۸۱
۲۰۲۰	۰/۱۹۵
۲۰۲۱	۱/۱۹۰
۲۰۲۲	۰/۱۸۰
۲۰۲۳	۰/۱۷۰
۲۰۲۴	۰/۱۶۱
۲۰۲۵	۰/۱۴۹
۲۰۲۶	۰/۱۳۷
۲۰۲۷	۰/۱۲۴
۲۰۲۸	۰/۱۰۷
۲۰۲۹	۰/۰۹۲
۲۰۳۰	۰/۰۷۶

توجه به این نکته حایز اهمیت است که بر خلاف سیستم سهمیه بندی کشور بریتانیا که تکنولوژی‌های مختلف برق تجدیدپذیر به ازای هر مگاوات ساعت مقادیر متمایزی از ROC را دریافت می‌کنند، کشور سوئد به ازای هر مگاوات ساعت برای تمامی تکنولوژی‌ها یک گواهی صادر می‌کند. چنانچه گروه متعهد نتوانند به تعهدات خود عمل کنند باید جریمه‌ای معادل ۱۵۰ درصد ارزش متوسط گواهی‌ها در دوره تعهد را پرداخت کنند. متوسط قیمت هر گواهی برق در کشور سوئد در ماه آوریل ۲۰۱۱ معادل ۲۰۰ کرون سوئد و یا ۷۴۲۵۳۷ ریال می‌باشد[۱]. با توجه به اینکه تامین‌کنندگان متعهد هستند که به ازای هر مگاوات ساعت ۰/۱۷۹ گواهی برق را خریداری کرده و به آژانس انرژی سوئد برای اثبات به تعهد خود ارائه دهند، لذا هزینه‌ی خرید گواهی برق برای تامین‌کنندگان به ازای هر کیلووات‌ساعت معادل ۱۳۲ ریال می‌باشد.[۲]

۱- با توجه به نرخ برابری ارز دلار و کرون سوئد (۶.۶۶ کرون سوئد) و نرخ ارز مبادلاتی دلار (۲۴۷۵۱ ریال)، نرخ ارز مبادلاتی کرون معادل ۳۷۱۲ ریال برآورد می‌شود.

2-The Electricity Certificate System 2011, Swedish Energy Agency.

۴-۳-۳-۴- نروژ

کشور نروژ برای حمایت از برق تجدیدپذیر تا حد زیادی نیروگاه‌های بادی را در اولویت کار خود قرار داده به گونه‌ای که می‌توان با قدری احتیاط بیان نمود که سایر نیروگاه‌های تجدیدپذیر در این کشور فاقد حمایت بوده و در بازار انرژی مشارکت می‌کنند. با این وجود در سال ۲۰۰۴ کتاب سفیدی توسط دولت ارائه گردید که در آن مقرر شد این کشور برای کاهش ریسک سیاسی ناشی از عدم حمایت از سایر تکنولوژی‌های تجدیدپذیر، از سال ۲۰۰۶ در طرح سیستم سهمیه‌بندی با کشور سوئد مشارکت نماید. با این وجود توفقات برای پیاده‌سازی این طرح با شکست مواجه گردید. در سال ۲۰۱۱ مجددا موافقت نامه‌ای میان دو کشور نروژ و سوئد امضا گردید که بر اساس آن از آغاز سال ۲۰۱۲ این دو کشور متعهد هستند در بازار گواهی‌های برق مشارکت نمایند. شایان ذکر است که این اقدام با هدف گسترش بازار و متعاقبا افزایش رقابت و ثبات قیمت، افزایش تولید نیروگاه‌های تجدیدپذیر و دستیابی به چشم‌انداز استفاده از برق تجدیدپذیر در سال ۲۰۲۰ (بیش از ۲۶ تراوات ساعت) انجام گردیده است.

در ارتباط با نیروگاه‌های برق‌آبی می‌توان بیان نمود که سایت‌های موجود برای احداث نیروگاه‌های جدید از لحاظ زیست‌محیطی با محدودیت رو به رو بوده و این دلیلی بر عدم حمایت قابل ملاحظه از نیروگاه‌های برق‌آبی در این کشور به شمار می‌رود.

۴-۳-۴- ترکیه

در کشور ترکیه سهم ظرفیت نصب و تولید انرژی‌های تجدیدپذیر به ترتیب معادل ۳۵/۵ و ۲۵/۳ درصد بوده و این کشور از لحاظ ساز و کار حمایت از برق تجدیدپذیر تا حد بسیاری به کشور ایران شباهت دارد، به گونه‌ای که سازوکار حمایتی تعرفه تضمینی مهم‌ترین سازوکار اجرا شده در این کشور به شمار می‌رود.

- **سند قانونی پشتیبان:** قانون استفاده از منابع تجدیدپذیر برای تولید برق (قانون شماره ۵۴۳۶) در سال ۲۰۰۵ با هدف توسعه‌ی استفاده از منابع تجدیدپذیر تصویب گردیده و ضمینه‌ساز اجرایی شدن سازوکار تعرفه تضمینی در ترکیه به شمار می‌رود. بر اساس این قانون نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر واجد شرایط می‌توانند به مدت ۱۰ سال (از سال ۲۰۰۵ تا سال ۲۰۱۰) برق تولیدی خود را به مبلغ ثابت و تضمین شده‌ای به فروش رسانند. به علاوه بر اساس طرح «ساخت ترکیه»[1]، نیروگاه‌هایی که برای احداث نیروگاه و تولید برق از تجهیزات ساخت ترکیه بهره‌مند شده باشد علاوه بر مبلغ قیمت تضمینی، درصدی از قیمت تضمینی را به عنوان تشویق[2] به مدت ۵ سال دریافت خواهد نمود.

1- Made in turkey
2- Bonus payment

- **نرخ تعرفه تضمینی:** نیروگاه‌های برق‌آبی واجد شرایط به ازای هر کیلووات‌ساعت تولید برق ۷/۳ سنت و یا ۱۸۰۶ ریال دریافت می‌کنند. پرداخت تشویقی برای این نیروگاه‌ها معادل ۳۲ درصد تعرفه‌ی تضمینی بوده که ۲/۳ سنت به ازای هر کیلوات ساعت (۵۶۹ ریال) می‌باشد.[1]

۴-۳-۵- سازوکار حمایتی در سطح اتحادیه اروپا

همان‌طور که پیش از این بیان گردید یکی از مزیت‌های استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر، مبارزه با پدیده تغییرات آب و هوا می‌باشد. یکی از مهم‌ترین سازوکارهای حمایتی اتحادیه اروپا برای بهره‌مندی از انرژی‌های تجدیدپذیر و پایبندی به پروتکل کیوتو[2]، سیستم تجارت انتشار اتحادیه اروپا (EU ETS)[3] است که در سال ۲۰۰۳ در قالب یک رویه معرفی و در سال ۲۰۰۵ اجرایی گردید. این رویه اساس اصلی سیاست‌های مبارزه با تغییرات آب و هوا در کشورهای عضو اتحادیه به شماررفته و ابزار اصلی برای کاهش تغییرات آب و هوا است که بر اساس مفهوم تجارت و اعمال سقف انتشار (سازوکار حمایتی غیرمستقیم) تدوین شده است. این رویه علاوه بر پوشش ۲۷ کشور عضو اتحادیه اعم از بریتانیا، دانمارک، سوئد، فنلاند، کشور نروژ را هم پوشش داده و دلیل سه چهارم تجارت‌های بین‌المللی انتشار در دنیا می‌باشد.

برای این منظور به هر یک از منابع آلوده‌کننده (کارخانه‌های صنعتی، نیروگاه‌های برق، کارخانه‌های تولید گرما و هوانوردی تجاری) مقدار مشخصی مجوز انتشار (هر مجوز برای انتشار یک تن دی‌اکسیدکربن است) اعطا می‌گردد به نوعی که مجموع مجوزهای اعطا شده نباید از سقف مشخصی بیش‌تر شود. دارندگان این مجوزها می‌توانند به اندازه سقف مجوز اعطا شده آلاینده منتشر نمایند و یا با کاهش میزان انتشار خود با استفاده از ارزان‌ترین شیوه، مجوزها را در بازار انتشار کربن اتحادیه اروپا به فروش برسانند و درآمدی را به‌خاطر اقدام به کاهش انتشار به دست آورند. مجوزهای انتشار هر تن CO2 (EUA)[4] بر اساس رویه تجارت انتشار اتحادیه اروپا به گونه تنظیم شده است که مانند گواهی‌های کاهش انتشار (CER) در پروتکل کیوتو هستند. بر اساس سایت رسمی بورس انرژی اتحادیه اروپا (EEX)[5] متوسط قیمت مجوزهای انتشار در سال ۲۰۱۳ به طور تقریبی معادل ۳/۵ یورو به ازای هر تن دی‌اکسید کربن می‌باشد که نسبت به متوسط سال گذشته (تقریبا ۷ یورو به ازای هر تن دی‌اکسیدکربن) کاهش یافته است (شکل شماره‌ی (۴-۱))

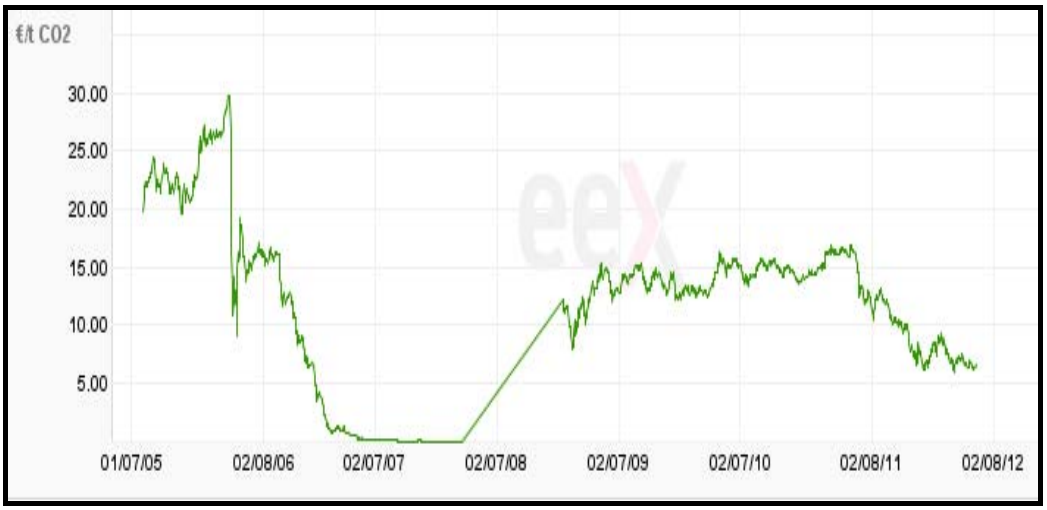
1- http://www.ilsr.org/turkey-adopts-feed-tariff-buy-local-provision/

۲- معاهده‌ی بین‌المللی پروتکل کیوتو در سال ۱۹۹۷ تدوین و در سال ۲۰۰۵ اجرایی گردید. بر اساس مفاد این معاهده کشورهای توسعه یافته موافقت نمودند که میزان انتشار ۶ گاز گلخانه‌ای را به صورت قانونی محدود نمایند. بر اساس این معاهده کشورهای عضو ضمیمه یک (کشورهای توسعه‌یافته با انتشار بالا) متعهد به کاهش سطح انتشار خود به میزان ۵/۲٪ نسبت به سال ۱۹۹۰ گردیدند. علاوه بر اقدامات داخلی برای کاهش سطح انتشار با عنوان «مکانیزم‌های منعطف» (flexible mechanism) دو شیوه بین المللی برای کاهش انتشار با عنوان «مکانیزم توسعه پاک» (clean developing mechanism) و «اجرای مشترک» (Joint implementation) معرفی گردید. محل اجرایی نمودن پروژه های مکانیزم توسعه پاک کشور غیر ضمیمه یک (کشور های در حال توسعه) و پروژه‌های اجرای مشترک در کشور های ضمیمه یک می‌باشد.

3- The EU Emission Trading System

4- EU Allowance

5- http://www.eex.com/en/Market%20Data/Trading%20Data/Emission%20Rights



Source: EU Energy Exchange

شکل ۴-۱- قیمت گواهی‌های مجوز اتحادیه اروپا از سال ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۲

۴-۳-۶- سازوکارهای حمایتی یکپارچه‌ی ایالات متحده آمریکا (PJM و کالیفرنیا)

در این بخش سازوکارهای حمایتی لازم‌الاجرا در سطح فدرال در بازار برق کالیفرنیا و سازمان انتقال منطقه‌ای PJM (شامل ۱۴ ایالت) مورد بررسی قرار می‌گیرد. سازوکارهای حمایتی فدرال در کنار سازو کارهای متنوعی که در داخل هریک از ایالت‌ها وجود دارد، امکان حمایت از توسعه انرژی تجدیدپذیر را فراهم می‌آورد.

۴-۳-۶-۱- گواهی‌های انرژی تجدیدپذیر (سیستم سهمیه‌بندی)

- **سند پشتیبان:** سند سیاست‌های قانون‌گذاری خدمات عمومی[1] (۱۹۷۸) قانون پشتیبان سازوکار حمایتی سیستم سهمیه بندی در آمریکا است که یکی از عوامل اصلی در رشد انرژی‌های تجدیدپذیر در سال‌های اخیر به شمار می‌رود. سند حمایت از انرژی‌های تجدیدپذیر[2] در سال ۲۰۱۰ به عنوان اصلاحیه‌ی این سند تصویب گردیده و بستر اجرایی نمودن استانداردهای انرژی تجدیدپذیر[3] (RES) فدرال را فراهم آورده است.

برق خورشیدی، بادی، زمین گرمایی، نیروگاه‌های برق‌آبی با اثرات منفی ناچیز (نیروگاه‌های جریانی بدون سدهای مخزنی بزرگ که بر رژیم آب اثر منفی نمی‌گذارند)[4]، بیوماس و سوخت‌های زیستی، و گازهای لندفیل، سلول‌های سوختی (سوخت هیدروژنی)، سیکل ترکیبی و در برخی موارد انرژی هسته‌ای. نیروگاه‌هایی هستند که امکان بهره‌مندی از قانون فوق را دارند.

گواهی‌های انرژی تجدیدپذیر[5] (REC) که بر اساس تعاریف ارائه شده همان گواهی‌های سبز قابل مبادله هستند، که قابل خرید، فروش و تهاتر است و اثبات می‌نمایند که برق از منابع تجدیدپذیر تولید گردیده است. این گواهی‌ها نشان دهنده‌ی

1- Public Utility Regulatory Policies Act
2- Support Rrenewable Energy Act
3- Renewable Energy Sstandard
۴- در ایالت کالیفرنیا نیروگاه‌های برق‌آبی زیر ۳۰ مگاوات واجد شرایط دریافت گواهی‌های انرژی تجدیدپذیر هستند.
5- Renewable Energy Certificate

مشخصه‌های زیست‌محیطی انرژی تولیدی و منبع تولید آن به شمار می روند به گونه‌ای که با تولید هر مگاوات ساعت برق تجدیدپذیر یک گواهی صادر می‌شود[1] که علاوه بر اطلاعات منبع تولید (شامل زمان احداث نیروگاه، نوع تکنولوژی و موقعیت جغرافیایی تولیدکننده)، زمان صدور گواهی و میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای ناشی از تولید را نیز نشان می‌دهد. قابلیت مبادله این گواهی‌ها بسیار بالا بوده به گونه‌ای که می‌توان آن‌ها را همراه با برق و یا به طور مجزا از آن مبادله نمود.

هریک ازایالت‌ها متناسب با هدف‌گذاری خود برای میزان سهم انرژی‌های تجدیدپذیر در سبد تولید خود و افق زمانی آن از این سازوکار بهره‌مند می‌شوند.جدول شماره‌ی (۴-۸) هدف‌گذاری هر یک از ایالت‌های تحت پوشش PJM و کالیفرنیا را نشان می‌دهد.

جدول ۴-۸- هدف‌گذاری تولید برق تجدیدپذیر تا سال هدف در بازارهای PJM و کالیفرنیا

بازار برق	ایالت‌های تحت پوشش	هدف‌گذاری با توجه به سهم برق تجدیدپذیر و سال
PJM	DE (دلور)	تا سال ۲۰۲۵ سهم برق تجدیدپذیر ۲۵٪ شود.
	IL (ایلینویز)	تا سال ۲۰۲۵ سهم برق تجدیدپذیر ۲۵٪ شود.
	IN (ایندیانا)	_
	KY (کنتاکی)	_
	MD (مریلند)	تا سال ۲۰۲۲،سهم برق تجدیدپذیر ۲۰٪ شود.
	MI (میشیگان)	تا سال ۲۰۱۵ ،سهم برق تجدیدپذیر ۱۰ ٪ شود.
	NJ (نیوجرسی)	تا سال ۲۰۲۱ سهم برق تجدیدپذیر ۲۰.۴٪ شود.
	NC (کارولینای شمالی)	تا سال ۲۰۲۱ سهم برق تجدیدپذیر ۱۲.۵٪ شود
	OH (اوهایو)	تا سال ۲۰۲۵ سهم برق تجدیدپذیر ۲۵٪ شود.
	PA (پنسیلوانیا)	تا سال ۲۰۲۰ سهم برق تجدیدپذیر ۱۸٪ شود.
	TN (تنسی)	_
	VA (ویرجینیا)	تا سال ۲۰۲۵ سهم برق تجدیدپذیر ۱۵٪ شود.
	WV (ویرجینیای غربی)	_
	DC (کلمبیا)	تا سال ۲۰۲۰ سهم برق تجدیدپذیر ۲۰٪ شود.
کالیفرنیا (CA)		تا سال ۲۰۲۰ سهم برق تجدیدپذیر ۳۳٪ شود.۲

Source: http://mjbeckqa.emtoolbox.com/userfiles/31/reports_standard.cfm

- **فرآیند اجرایی:** فرآیند پیاده‌سازی سازوکار حمایتی گواهی‌های انرژی تجدیدپذیر در آمریکا ، مطابق مراحل زیر است:

- **تعیین استاندارد/ هدف سبد انرژی تجدیدپذیر:** تعهدی که سبب مبادله REC می‌گردد با عنوان «استاندارد سبد انرژی‌های تجدیدپذیر»[3] (RPS) شناخته می‌شود که تامین‌کنندگان را ملزم به تامین برق تجدیدپذیر می‌نماید. هر ایالت RPS را با توجه به مجموعه‌ای از عوامل اعم از اهداف سیاسی مانند رشد اقتصادی و تنوع‌پذیری عرضه انرژی، ملاحظات زیست محیطی، ذخایر منابع انرژی، ملاحظات سیاسی و ظرفیت بالقوه

۱- برای تشویق برخی از تکنولوژی‌های تولید بیش از یک ROC به هر مگاوات ساعت تعلق می‌گیرد. به طور مثال هر مگاوات ساعت انرژی خورشیدی در کالیفرنیا ۳ گواهی انرژی تجدیدپذیر دریافت می‌کند.

۲- سه شرکت تامین‌کننده بزرگ کالیفرنیا ملزم هستند به طور میانگین در سال ۲۰۱۲، ۱۹.۸ درصد از کل برق را از برق تجدیدپذیر تامین کنند.
(http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/)

3- Renewable Portfolio Standard

توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر تعیین می‌کند. گاهی ایالت‌های مختلف برای رسیدن به سطح مشخصی از تولید برق تجدیدپذیر هدفی را تعیین می‌کنند بدون اینکه استاندارد مشخصی برای آن تعریف کنند.

- **شرکت در بازار اجباری و یا داوطلبانه خرید و فروش REC**: با تعیین RPS ضرورت دارد بستر مناسب برای رسیدن به این استاندارد فراهم گردد. این بستر بازار اجباری مبادله REC است. در مقابل چنانچه استانداردی وجود نداشته باشد، مصرف‌کنندگانی که تمایل دارند از برق تجدیدپذیر استفاده نمایند، می‌توانند در بازارهای داوطلبانه مشارکت نمایند.
- **تعبیه سیستمی برای ردیابی REC: از آنجایی که REC** مشخصه‌های زیست‌محیطی برق تجدیدپذیر، منابع تولید و زمان تولید آن را مشخص کرده و می‌تواند میان خریداران و فروشندگان به دفعات مبادله شوند، لازم است سیستمی برای ردیابی آن‌ها تعبیه شود تا بتوان به راحتی حجم REC خریداری شده و فروخته شده را تعیین نمود، مقدار کاهش انتشار را مشخص نمود و از پایبندی به تعهدات اطمینان حاصل کرد.[۱] سیستم‌های ردیابی REC منطقه‌ای هستند و هر یک از آن‌ها برای احراز قابلیت ردیابی و مشخص بودن صاحبان REC، کد مشخصی را به هر گواهی انرژی تجدیدپذیر اعطا می‌کنند. وجود این سیستم ردیابی این امکان را فراهم می‌سازد که گواهی‌ها برای استفاده سال‌های آتی در بانک سیستم ردیابی ذخیره شوند (banked) و یا برای اثبات انجام تعهدات صاحبان آن از چرخه مبادلات خارج گردند (retired REC).

- **قیمت REC**: به عوامل بسیاری از جمله تاریخ صدور، موقعیت جغرافیایی و تکنولوژی تولید برق تجدیدپذیر، فراوانی منابع تولید انرژی تجدیدپذیر، حجم عرضه و تقاضا و مبادله در بازار اجباری و یا داوطلبانه بستگی دارد. کمینه و بیشینه قیمت گواهی‌های انرژی تجدیدپذیر در بازار اجباری REC در سال ۲۰۱۲ به طور تقریبی معادل ۱ و ۶۰ دلار به ازای هر مگاوات ساعت[۲] بوده است. برخی از تکنولوژی‌های تولید از قبیل انرژی خورشیدی از حمایت‌های بیش‌تری برخوردار بوده به گونه‌ای که جرایم عدم تعهد برای آن‌ها بیش‌تر و قیمت آن‌ها در بازارهای مبادله بالاتر است. به طور مثال گواهی‌های انرژی خورشیدی (SREC) در سال ۲۰۱۲ در دامنه ۱۰ تا ۴۰۵ دلار قرار دارد.[۳]

۱- بازار برق PJM برای پیاده سازی این مکانیزم حمایتی، سیستم ردیابی ویژگی های تولید (GATS) را در سال ۲۰۰۵ و ایالت کالیفرنیا، ارگان و نیو مکزیکو برای ردیابی REC، سیستم اطلاعات تولید انرژی تجدیدپذیر غرب آمریکا (WREGIS) را در سال ۲۰۰۷ معرفی نمودند.

2- http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/markets/certificates.shtml?page=5

3- http://www.srectrade.com/srec_prices.php

۴-۳-۶-۲- تجارت انتشار و اعمال سقف (سازوکار حمایتی غیرمستقیم)

- برنامه باران اسیدی[1] (تجارت انتشار NOx و SOx)

- **سند قانونی پشتیبان:** برنامه باران اسیدی که در سال ۱۹۹۰ بر اساس سند هوای پاک[2] معرفی گردید، محرک اصلی اجرای سازوکار حمایتی تجارت انتشار SOx به شمار رفته و توسط سازمان حفاظت محیط زیست آمریکا اجرایی می‌گردد. با وجود اینکه کاهش انتشار و تجارت آن منافع زیست‌محیطی بسیاری را ایجاد کرده و نمایشگر مزیت نسبی انرژی‌های تجدیدپذیر نسبت به سوخت‌های فسیلی است، هدف اصلی این برنامه در آمریکا کاهش خسارت‌های ناشی از باران‌های اسیدی است. گروه هدف در این برنامه نیروگاه‌های فسیلی تولید برق هستند که در دو فاز هدف‌گذاری شده‌اند؛ فاز اول برای محدود نمودن انتشار هر یک از تولیدکنندگان برق و فاز دوم برای محدود کردن کل میزان انتشار و اعمال سقف ۸.۹۵ میلیون مجوز در نظر گرفته شده است. این برنامه با اعمال سقف و اعطای مجوز انتشار به نیروگاه‌های آلوده‌کننده علاوه بر تشویق این نیروگاه‌ها به کاهش انتشار، مزیتی را برای نیروگاه‌هایی که انتشار کم‌تری دارند (نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر) ایجاد می‌نماید. این برنامه علاوه بر کاهش گاز SOx، طی یک فرآیند دو مرحله‌ای در سال ۱۹۹۶ و ۲۰۰۰ کاهش انتشار گاز NOx را در دستور کار خود قرار داد.
- **فرآیند اجرایی:**
  - **تخصیص مجوزهای انتشار:** مجوزهای انتشار سالانه به واحدهای تولید برق که گاز SOx و NOx منتشر می‌کنند، تخصیص داده می‌شود. هر مجوز معادل یک تن SOx (یا NOx) می‌باشد. تولیدکنندگان برق باید اطمینان حاصل کنند که در پایان هر سال مقدار انتشار آن‌ها با مقدار مجوز آن‌ها برابر باشد. در صورت عدم برابر بودن این دو مقدار مشمول جریمه‌ای معادل ۲۰۰۰ دلار به ازای هر تن اضافی انتشار (NOx و SOx) می‌گردند.
  - **خرید و فروش مجوزهای انتشار:** خریداران مجوزهای انتشار می‌توانند این مجوزها را از بازار انتشار SOx و NOx و یا از حراج‌های سالانه‌ای که سازمان حفاظت محیط‌زیست آمریکا برگزار می‌کند، خریداری نمایند. همچنین بازار مجوز انتشار بستر مبادلات (خرید و فروش) این مجوزها توسط مبادله‌کنندگان[3] به شمار می‌رود.
  - **تعبیه سیستم ردیابی مجوزها:** سازمان حفاظت محیط زیست آمریکا، برای اینکه بتواند وضعیت و انتقال مجوزها را کنترل کند، سیستمی با عنوان سیستم ردیابی مجوزها[4] (AMS) را معرفی نموده است. لذا

1- Acid Rain Program
2- Clean Air Act
۳- تولیدکنندگان برق، افراد حقیقی، واسطه‌ها دولتی و خصوصی و گروه‌های طرفدار محیط‌زیست مبادله کنندگان بازار مجوز انتشار هستند.
4- Allowance tracking system

تمامی دارندگان مجوز و تمامی نهادهایی که می‌خواهند در بازار مبادله این مجوزها مشارکت نمایند، باید دارای یک حساب در این سیستم باشند.[۱]

- **قیمت مجوزهای انتشار:** قیمت مجوزهای انتشار SOx انعکاسی از هزینه نهایی کاهش انتشار است که ارتباط مستقیم با هزینه استفاده از تکنولوژی کاهش انتشار، قیمت سوخت و تقاضای برق دارد. قیمت این مجوز در سال ۲۰۰۹، ۶/۶۵ دلار بوده است که معادل ۱۶۴۵۹۶ ریال به ازای هر تن انتشار می‌باشد.[۲]

۴-۳-۷- اونتاریو

بازار برق اونتاریو یکی از مهم‌ترین سازوکارهای حمایتی استفاده از سازوکار تعرفه‌های تضمینی برای نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر می‌باشد.

- **سند قانونی پشتیبان:** این سازوکار حمایتی حول دو محور اصلی ایجاد شده است. اولین محور سند اقتصاد و انرژی سبز (۲۰۰۹)[۳] است، که سند پشتیبان این سازوکار حمایتی به شمار می‌رود و دومین محور مرجع صلاحیتدار برق اونتاریو[۴] است که مسوول و متولی پیاده‌سازی این سازوکار می‌باشد. این سازوکار برای پوشش نیروگاه‌های بیش‌تر و کم‌تر از ۱۰ کیلووات به دو شاخه اصلی تقسیم می‌گردد که اولین شاخه تحت عنوان تعرفه تضمینی و دومین شاخه با عنوان تعرفه تضمینی نیروگاه‌های کوچک مقیاس نامگذاری شده است. تکنولوژی‌های واجد شرایط برای بهره‌مندی از تعرفه تضمینی در ایالت اونتاریو شامل نیروگاه‌های بیوماس، بیوگاز، گازهای لندفیل، بادی ساحلی، خورشیدی و برق‌آبی هستند. این نیروگاه‌ها بر اساس قراردادهای بلند مدت تضمینی ۴۰ ساله از مزیت این سازوکار بهره‌مند می‌شوند.
- **نرخ تعرفه تضمینی:** برای نیروگاه‌های برق‌آبی کم‌تر و بیش‌تر از ۱۰ مگاوات، تعرفه تضمینی به ترتیب معادل ۱۳/۱ و ۱۲/۱ سنت دلار کانادا به ازای هر کیلووات‌ساعت می‌باشد که به طور سالانه با توجه به شاخص قیمتی مصرف‌کننده ۲۰ درصد رشد داده می‌شود. به علاوه، برای متمایز نمودن تولید پیک از غیر پیک ضریب ۱/۳۵ برای تمام ساعات پیک و ضریب ۰/۹ برای ساعات غیر پیک در نظر گرفته می‌شود.

۴-۴- خلاصه‌ی مطالعات انجام شده

با توجه به مرور انجام شده بر سازوکارهای حمایت از برق تجدیدپذیر در کشورهای منتخب می‌توان نتایج کلی زیر را ارائه نمود:

1- http://www.epa.gov/airmarkets/progsregs/arp/basic.html

۲- در سال‌های اخیر قیمت این مجوزها به علل گوناگون از جمله سیاست‌های داخلی آمریکا و رکود اقتصادی بسیار کاش یافته لذا قیمت سال ۲۰۰۹ ارائه گردیده است.

3- Green Energy and Green Economy Act 2009

4- Ontario power authority

۴-۴-۱- نیروگاه‌های برق‌آبی و انواع سازوکارهای حمایتی

با توجه به مطالعات انجام شده و همان‌طور که از نتایج جدول شماره‌ی (۴-۹) مشخص است، نیروگاه‌های برق‌آبی کوچک مقیاس، جزء نیروگاه‌های تجدیدپذیری به شمار می‌روند که واجد شرایط بهره‌مندی از سازوکارهای حمایتی هستند. در عین حال در کشور سوئد، جهت پایداری مالی نیروگاه‌های برق‌آبی بزرگ مقیاس، چنانچه به علت تغییرات ایجاد شده در چارچوب‌های قانونی، سوددهی آن‌ها ناممکن گردد، این نوع نیروگاه‌ها نیز از سازوکارهای حمایتی بهره خواهند برد.

جدول ۴-۹- انواع سازوکارهای حمایتی و دامنه ظرفیت نیروگاه‌های برق‌آبی واجد شرایط در کشورهای منتخب

کشور	شرح
بریتانیا	تعرفه تضمینی: نیروگاه‌های برق‌آبی زیر ۵ مگاوات سهمیه‌بندی: نیروگاه‌های برق‌آبی بیش از ۵ مگاوات (اگر بیش از ۲۰ مگاوات باشد باید بعد از آوریل ۲۰۰۲ بهره‌برداری شده باشند) مالیات بر تغییرات آب و هوا: نیروگاه برق‌آبی زیر ۱۰ مگاوات
دانمارک	تعرفه مازاد ثابت: نیروگاه برق‌آبی زیر ۱۰ مگاوات و نیروگاه‌های موجی بدون محدودیت معافیت مالیاتی ناشی از اندازه‌گیری خالص: مولد تولید زیر ۶ کیلووات به ازای هر ۱۰۰ متر مربع
فنلاند	تعرفه تضمینی کاهشی: نیروگاه‌های برق‌آبی زیر ۱ مگاوات یارانه سرمایه‌گذاری: ۳۰ درصد از هزینه‌های سرمایه‌گذاری
سوئد	تعرفه تضمینی : نیروگاه برق‌آبی زیر ۱.۵ مگاوات، نیروگاه برق‌آبی زیر ۱۵ مگاوات غیر سودده، نیروگاه برق‌آبی بزرگ مقیاس ضرر‌ده بعد از تغییر چارچوب‌های قانونی کشور
ترکیه	تعرفه‌های تضمینی
آمریکا	PJM: سهمیه‌بندی: نیروگاه‌های برق‌آبی با اثرات منفی ناچیز (نیروگاه‌های جریانی بدون سدهای مخزنی بزرگ که بر رژیم آب اثر منفی نمی‌گذارند) کالیفرنیا: سهمیه‌بندی: نیروگاه‌های برق‌آبی زیر ۳۰ مگاوات
اونتاریو	تعرفه تضمینی: مقادیر متفاوت برای دو گروه نیروگاه‌های کم‌تر و بیش‌تر از ۱۰ مگاوات

۴-۴-۲- هدف‌گذاری در اسناد بالادستی برای پیاده‌سازی سازوکار حمایتی

کشورهای منتخب برای افزایش استفاده از برق تجدیدپذیر، هدفی را در اسناد بالادستی انرژی تعیین نموده‌اند. این اهداف با توجه به پتانسیل‌های رشد انرژی‌های تجدیدپذیر به صورت کیفی و کمی تدوین می‌شوند. به طور مثال در هدف‌گذاری کمی انجام شده در کشور آمریکا نشان می‌دهد که در ایالت‌های مختلف سهمی معادل حداقل ۱۰٪ تا سال ۲۰۱۵ در ایالت میشیگان و حداکثر ۳۳٪ تا سال ۲۰۲۰ در ایالت کالیفرنیا از تولید برق به منابع تجدیدپذیر اختصاص خواهد داشت. در برنامه پنجم توسعه اقتصادی ایران نیز، ایجاد ظرفیت ۵۰۰۰ مگاوات انرژی تجدیدپذیر از منابع نیروگاه‌های بادی و خورشیدی هدف‌گذاری شده است.

۴-۴-۳- سند قانونی پشتیبان و نهاد اجرایی و ناظر برای پیاده‌سازی سازوکار حمایتی

اسناد قانونی پشتیبان، نهادهای اجرا کننده و ناظر سازوکار حمایتی را می‌توان از مهم‌ترین زیر ساخت‌های پیاده‌سازی سازوکارهای حمایتی در هر کشور معرفی نمود. جدول (۴-۱۰) خلاصه‌ای از اسناد قانونی پشتیبان و نهادهای نظارت و اجرا را برای پیاده‌سازی سازوکار حمایتی در کشورهای منتخب نشان می‌دهد.

جدول ۴-۱۰- اسناد قانونی پشتیبان، نهادهای اجرا کننده و ناظر برای پیاده‌سازی سازوکار حمایتی در کشورهای منتخب

کشور	سند قانونی پشتیبان	نهاد اجرا/ نظارت
بریتانیا	Order 2010, No. 678: FTO 2010 The Renewables Obligation Order 2009 The Finance Act 2000, c.17 (FA 2000) Climate Change Levy (General) Regulations 2001, No 838 (CCL GenReg 2001) The Utilities Act, c. 27 (UA 2000)	دفتر بازار برق و گاز (OFGEM)
دانمارک	Act on Electricity Supply VE-Lov BEK 804/2010	بهره‌بردار شبکه انتقال دانمارک (Energinet.dk)
فنلاند	Regulation No. 1313/2007 Act No. 688/2001	وزارت کار و اقتصاد
سوئد	Act No. 2003:113 on Electricity Certificates Regulation No. 2003:120 on Electricity Certificates Act No. 1994:1776 on Energy Tax	آژانس انرژی سوئد
نروژ	_____	_____
ترکیه	قانون استفاده از منابع تجدیدپذیر برای تولید برق (قانون شماره ۵۴۳۶)	_____
آمریکا	Clean air act,1990 Public Utility Regulatory Policies Act,1978 Support renewable energy act ,2010	سازمان حفاظت از محیط زیست
اونتاریو	Green Energy and Green Economy Act 2009	مرجع صلاحیتدار برق اونتاریو
ایران	دستور العمل اجرایی ماده ۶۲ قانون بخشی از مقررات مالی دولت دستور العمل اجرایی بند ب ماده ۱۳۳ قانون برنامه پنجم توسعه جمهوری اسلامی ایران	وزارت نیرو در قالب شرکت‌های زیر مجموعه‌ی خود نظیر سانا و توانیر

۴-۴-۴- ترکیب سازوکارهای حمایتی در کشورهای منتخب

با توجه به جدول شماره‌ی (۴-۱۱) سه سازوکار حمایتی «تعرفه تضمینی»، «سیستم سهمیه‌بندی» و «تجارت انتشار و اعمال سقف»، دارای بیش‌ترین فراوانی در کشورهای تحت بررسی هستند و غالبا برای دستیابی به هدف‌گـذاری انجـام شده، ترکیبی از آن‌ها استفاده می‌شود.

جدول ۴-۱۱- مهم‌ترین سازوکارهای حمایت از برق تجدیدپذیر در بازارهای برق منتخب

کشور	تعرفه تضمینی	سیستم سهمیه‌بندی	قانون مالیاتی	یارانه سرمایه‌گذاری	تجارت انتشار و اعمال سقف
بریتانیا	✓	✓	✓	_	✓
دانمارک	✓	_	✓	_	✓
فنلاند	✓	_	_	✓	✓
سوئد	_	✓	_	_	✓
نروژ	_	_	_	_	✓
ترکیه	✓	_	_	_	_
آمریکا (کالیفرنیا و PJM)	_	✓	_	_	✓
اونتاریو	✓	_	_	_	_
ایران	✓	_	_	_	_

۴-۴-۵- نرخ ساز و کارهای حمایتی در کشورهای منتخب

کشورهای مختلف با توجه به هدف‌گذاری‌های انجام شده، اسناد بالادستی، مدیریت و نظارت نهادهای متولی و مشارکت ذی مدخلان ترکیبی از سازوکارها را پذیرفته و با توجه به شرایط بومی، فراوانی منابع تولید برق، اهمیت حمایت از انرژی‌های تجدیدپذیر و ملاحظات سیاسی که پیش از بیان گردید، نرخ‌های متفاوتی را به تولیدکنندگان برق تجدیدپذیر پرداخت می‌کنند. جدول شماره‌ی (۴-۱۲) نرخ پرداختی هر یک از سازوکارهای حمایتی را در کشورهای منتخب نشان می‌دهد.

جدول ۴-۱۲- نرخ پرداختی هر یک از سازوکارهای حمایتی در کشورهای منتخب

سال :۱۳۹۲/ نرخ برابری ارز: نرخ رسمی ارز مبادلاتی

کشور	تعرفه تضمینی (ریال/ کیلووات ساعت)	سیستم سهمیه‌بندی (ریال/ کیلووات ساعت)	قانون مالیاتی (ریال/ کیلووات ساعت)	یارانه سرمایه‌گذاری (ریال)	تجارت انتشار و اعمال سقف (ریال/ تن انتشار)
ایران	۱۸۶۳-۱۷۹۲	_	_	_	_
بریتانیا	۸۰۲۷-۱۸۰۵	۱۸۳	۱۹۵	_	۱۱۳۵۰۹
دانمارک	۲۵۶۴-۲۵۶	_		_	۱۱۳۵۰۹
فنلاند	۱۳۶	_	_	۳۰ درصد هزینه سرمایه‌گذاری اولیه	۱۱۳۵۰۹
سوئد	_	۱۳۲	_	_	۱۱۳۵۰۹
نروژ	_	_	_	_	۱۱۳۵۰۹
ترکیه	۱۸۳۸-۱۸۰۶	_	_	_	_
آمریکا	_		_	_	۱۶۴۵۹۶
اونتاریو	۳۱۱۸-۲۸۸۰	_	_	_	_