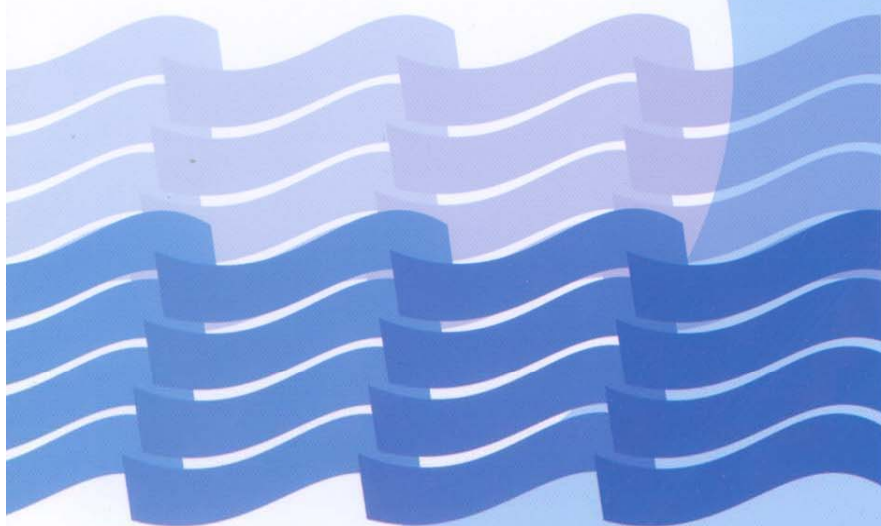


پیش‌نویس

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



پیش‌نویس

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

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 ضوابط، معیارها 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 بخش آب از اهمیت ویژه‌ای برخوردار بوده و از این رو طرح تهیه ضوابط و معیارهای فنی صنعت آب کشور وزارت نیرو با همکاری معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رییس جمهور به منظور تامین اهداف زیر اقدام به تهیه استانداردهای صنعت آب نموده است:

- ایجاد هماهنگی در مراحل تهیه، اجرا، بهره‌برداری و ارزشیابی طرح‌ها
- پرهیز از دوباره‌کاری‌ها و اتلاف منابع مالی و غیرمالی کشور
- تدوین استانداردهای صنعت آب با در نظر داشتن موارد زیر صورت می‌گیرد:
- استفاده از تخصص‌ها و تجارب کارشناسان و صاحب‌نظران شاغل در بخش عمومی و خصوصی
- استفاده از منابع و مآخذ معتبر و استانداردهای بین‌المللی
- بهره‌گیری از تجارب دستگاه‌های اجرایی، سازمان‌ها، نهادها، واحدهای صنعتی، واحدهای مطالعه، طراحی و ساخت

- توجه به اصول و موازین مورد عمل سازمان استاندارد ملی ایران و سایر مؤسسات معتبر تهیه کننده استاندارد استانداردها ابتدا به صورت پیش‌نویس برای نظرخواهی منتشر شده و نظرات دریافتی پس از بررسی تیم تهیه‌کننده و گروه نظارت در نسخه نهایی منظور خواهد شد.

امید است کارشناسان و صاحب‌نظرانی که فعالیت آنها با این رشته از صنعت آب مرتبط می‌باشد، با توجهی که مبذول می‌فرمایند این پیش‌نویس را مورد بررسی دقیق قرار داده و با ارائه نظرات و راهنمایی‌های ارزنده خود به دفتر طرح، این دفتر را در تنظیم و تدوین متن نهایی یاری و راهنمایی فرمایند.

تهیه و کنترل «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»

[نشریه شماره ۴۲۳ - الف]

مجری: شرکت مهندسی مشاور مهاب قدس

مؤلف 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 دکترای اقتصاد

نظارت راهبردی رییس‌جمهور

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 خصوصی سازی 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 لیسانس مهندسی آبیاری

آب کشور - وزارت نیرو

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

علی اکبر قبادی حمزه‌خانی شرکت مدیریت منابع آب ایران فوق‌لیسانس مهندسی آبیاری

احمد لطفی شرکت مهندسی مشاور پندام فوق‌لیسانس مهندسی آبیاری

فهرست مطالب

صفحه	عنوان
۱	مقدمه
۷	فصل اول - چارچوب مفهومی و مبانی نظری
۵	۱-۱- کلیات
۷	۲-۱- مفهوم ارزش و ارزش اقتصادی برق
۱۱	۳-۱- هزینه اجتماعی تولید برق
۱۲	۱-۳-۱- هزینه‌های خصوصی
۱۴	۲-۳-۱- هزینه‌های خارجی
۱۶	۴-۱- ساز و کار شکل‌گیری قیمت برق و خدمات جانبی
۱۶	۱-۴-۱- شکل‌گیری قیمت برق
۲۰	۲-۴-۱- شکل‌گیری قیمت خدمات جانبی
۲۵	۵-۱- ارزش‌گذاری آثار خارجی
۲۶	۱-۵-۱- ارزش‌گذاری پیامدهای بازاری
۲۶	۲-۵-۱- ارزش‌گذاری پیامدهای غیربازاری
۲۹	فصل دوم - ویژگی‌های نیروگاه‌های برقایی و جایگاه آن‌ها در صنعت برق ایران
۳۱	۱-۲- کلیات
۳۳	۲-۲- ویژگی‌های نیروگاه‌های برقایی
۳۳	۱-۲-۲- نیروگاه‌های برقایی و توسعه پایدار
۳۵	۲-۲-۲- ویژگی‌های فنی نیروگاه‌های برقایی
۳۸	۳-۲- جایگاه نیروگاه‌های برقایی در صنعت برق ایران
۳۸	۱-۳-۲- از دیدگاه سهم در ظرفیت و تولید
۳۹	۲-۳-۲- از دیدگاه سهم در خدمات جانبی
۴۰	۳-۳-۲- از دیدگاه عدم مصرف سوخت‌های فسیلی
۴۰	۴-۳-۲- از دیدگاه جلوگیری از انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی
۴۱	۵-۳-۲- از دیدگاه قوانین و مقررات
۴۳	۴-۲- مروری اجمالی بر بازار برق ایران
۴۳	۱-۴-۲- ساختار بازار عمده فروشی
۴۴	۲-۴-۲- اجزای قیمت و روند پرداختی‌های بازار برق به نیروگاه‌ها

فهرست مطالب

صفحه	عنوان
۴۷	۲-۴-۳- اجزای قیمت و روند پرداختی‌های بازار برق به نیروگاه‌های برقی
۵۱	فصل سوم - فرآیند بهبود درآمد نیروگاه‌های برقی از دیدگاه درون بنگاهی
۵۳	۳-۱- کلیات
۵۳	۳-۲- ساماندهی بانک‌های اطلاعاتی
۵۴	۳-۳- اقدامات محاسباتی
۵۵	۳-۳-۱- محاسبات هزینه تولید انرژی (خصوصی)
۶۱	۳-۳-۲- فعالیت‌های مربوط به جمع‌بندی و ارائه نتایج
۶۲	۳-۳-۳- محاسبات هزینه تامین خدمات جانبی (خصوصی)
۷۰	۳-۳-۴- استراتژی قیمت‌دهی در بازار
۷۵	فصل چهارم - فرآیند بهبود درآمد نیروگاه‌های برقی از دیدگاه برون بنگاهی
۷۷	۴-۱- تعامل فعال تر با بازار برق (وضع موجود)
۷۷	۴-۱-۱- مشارکت در ساختار
۷۷	۴-۱-۲- پیشنهاد اصلاح آیین‌نامه‌های اجرایی
۷۸	۴-۱-۳- آمادگی برای شرکت در بازار آتی برق
۸۰	۴-۲- سایر اقدامات
۸۰	۴-۲-۱- پیگیری تخصیص یارانه سوخت به توسعه نیروگاه‌های برقی
۸۰	۴-۲-۲- پیگیری سیاست‌های حمایتی تشویقی زیست‌محیطی
۸۵	۴-۲-۳- ساماندهی مطالعات جدید
۸۷	پیوست ۱- نحوه کارکرد انواع نیروگاه‌های تولید برق
۱۰۵	پیوست ۲- انواع نیروگاه‌های برقی
۱۱۱	پیوست ۳- اطلاعات پشتیبان محاسبات
۱۳۳	پیوست ۴- مطالعات موردی
۱۵۹	پیوست ۵- بهینه‌سازی تخصیص آب و استراتژی قیمت‌دهی در بازار
۱۷۳	پیوست ۶- تعاریف
۱۸۱	منابع و مراجع

فهرست جدول‌ها

عنوان

صفحه

جدول ۱-۱- ویژگی‌های بازارهای منتخب مورد بررسی در ارتباط با برق	۲۰
جدول ۲-۱- ویژگی‌های بازارهای منتخب در ارتباط با کنترل اولیه فرکانس	۲۳
جدول ۳-۱- ویژگی‌های بازارهای منتخب در ارتباط با کنترل ثانویه فرکانس	۲۳
جدول ۴-۱- ویژگی‌های بازارهای منتخب در ارتباط با کنترل ثالثیه فرکانس	۲۴
جدول ۵-۱- ویژگی‌های بازارهای منتخب در ارتباط با تامین توان راکتیو و کنترل ولتاژ	۲۴
جدول ۶-۱- ویژگی‌های بازارهای منتخب در ارتباط با خودراه‌اندازی	۲۵
جدول ۱-۲- تولید انرژی الکتریکی جهان از منابع مختلف در سال ۲۰۱۰	۳۲
جدول ۲-۲- راندمان انواع نیروگاه‌های تولید برق	۳۶
جدول ۳-۲- ظرفیت نصب انواع نیروگاه‌های کشور در سال ۱۳۹۱	۳۸
جدول ۴-۲- سهم نیروگاه‌های مختلف در خدمات جانبی شبکه برق کشور	۳۹
جدول ۵-۲- خدمات جانبی نیروگاه‌های مختلف به ازای هر واحد تولید/ظرفیت	۴۰
جدول ۶-۲- مصرف سوخت‌های فسیلی توسط نیروگاه‌های حرارتی در ایران در سال ۱۳۹۰	۴۰
جدول ۷-۲- میزان انتشار گازهای آلاینده و گلخانه‌ای بخش نیروگاهی براساس نوع نیروگاه	۴۱
جدول ۸-۲- پایه نرخ آمادگی، ضرایب محاسبه بهای آمادگی و پایه نرخ انرژی	۴۴
جدول ۹-۲- متوسط نرخ خرید برق از نیروگاه‌ها طی سال‌های ۱۳۸۷-۱۳۹۱	۴۶
جدول ۱۰-۲- سهم از تولید نیروگاه‌های برقایی و دریافتی نیروگاه‌های تحت پوشش سازمان آب و برق خوزستان از بازار برق کشور طی سال‌های ۱۳۹۰-۱۳۸۳	۴۷
جدول ۱۱-۲- سهم هر یک از اقلام درآمدی نیروگاه‌های تحت پوشش سازمان آب و برق خوزستان	۴۸
جدول ۱۰-۳- استراتژی پیشنهاد قیمت تولیدکنندگان	۷۳
جدول ۱-۴- هزینه تمام‌شده آمادگی بر اساس متوسط چند نیروگاه کشور	۷۷
جدول ۲-۴- ساز و کارهای حمایت از برق تجدیدپذیر در ایران و بازارهای منتخب	۸۱
جدول پ.۱-۲- نیروگاه‌های برقایی کوچک مقیاس بر مبنای ظرفیت نصب در کشورهای گوناگون	۱۰۹
جدول پ.۱-۳- شاخص‌های قیمت پیشنهادی برای محاسبه نرخ رشد قیمت اقلام هزینه	۱۱۵
جدول پ.۲-۳- شاخص‌های قیمت پیشنهادی برای محاسبه نرخ رشد قیمت اقلام هزینه	۱۱۷
جدول پ.۳-۳- آثار فرسایش بر قطعات موجود در نیروگاه‌های برقایی هنگام تامین خدمات جانبی به تفکیک نوع عملکرد	۱۲۲
جدول پ.۴-۳- تعمیرات افزوده و آسیب‌های وارده به قطعات واحدهای برقایی برای تامین خدمات جانبی	۱۲۳
جدول پ.۵-۳- نمونه‌ای از شیوه ارزیابی آسیب‌های ناشی از ارائه خدمات جانبی نیروگاه‌های برقایی	۱۲۶
جدول پ.۶-۳- نمونه محاسبه هزینه‌های تعمیرات و استهلاک نیروگاه‌های برقایی ناشی از شرکت در خدمات جانبی	۱۲۸

فهرست جدول‌ها

عنوان	صفحه
جدول پ.۳-۷- نمونه محاسبه هزینه‌های تعمیرات و استهلاك نیروگاه‌های برق آبی به تفکیک خدمات جانبی	۱۲۹
جدول پ.۴-۱- هزینه هر کیلووات ساعت خاموشی گروه‌های تجاری-صنعتی بزرگ و متوسط در میان مشترکین برق آمریکا در سال ۲۰۰۹	۱۳۵
جدول پ.۴-۲- کمینه و بیشینه هزینه خاموشی در بخش‌های مختلف اقتصادی کشور در سال ۱۳۷۴	۱۳۶
جدول پ.۴-۳- کمینه و بیشینه هزینه خاموشی در بخش‌های مختلف اقتصادی کشور در سال ۱۳۷۹	۱۳۷
جدول پ.۴-۴- مشخصات کلی نیروگاه‌های آبی مورد بررسی	۱۳۷
جدول پ.۴-۵- هزینه‌های سرمایه‌گذاری انجام شده طرح نیروگاه مسجد سلیمان تا انتهای سال ۱۳۹۰	۱۳۸
جدول پ.۴-۶- هزینه‌های سرمایه‌گذاری انجام شده طرح نیروگاه گتوند علیا تا انتهای سال ۱۳۹۰	۱۳۹
جدول پ.۴-۷- هزینه‌های سرمایه‌گذاری انجام شده طرح نیروگاه کارون ۳ تا انتهای سال ۱۳۹۰	۱۴۰
جدول پ.۴-۸- هزینه‌های سرمایه‌گذاری انجام شده طرح نیروگاه کارون ۴ تا انتهای سال ۱۳۹۰	۱۴۰
جدول پ.۴-۹- هزینه‌های سرمایه‌گذاری انجام شده طرح نیروگاه سیمره تا انتهای سال ۱۳۹۰	۱۴۱
جدول پ.۴-۱۰- هزینه‌های سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های مورد مطالعه بر اساس ارقام مصوب ۱۳۹۱ و پیش‌بینی ۱۳۹۲	۱۴۲
جدول پ.۴-۱۱- هزینه سرمایه‌گذاری توسعه ظرفیت نیروگاه گتوند علیا (۱۰۰۰ مگاوات)	۱۴۲
جدول پ.۴-۱۲- هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری طرح نیروگاه مسجدسلیمان به قیمت‌های ثابت سال ۱۳۹۲	۱۴۳
جدول پ.۴-۱۳- هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری طرح نیروگاه گتوندعلیا به قیمت‌های ثابت سال ۱۳۹۲	۱۴۴
جدول پ.۴-۱۴- هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری طرح نیروگاه کارون ۳ به قیمت‌های ثابت سال ۱۳۹۲	۱۴۴
جدول پ.۴-۱۵- هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری طرح نیروگاه کارون ۴ به قیمت‌های ثابت سال ۱۳۹۲	۱۴۴
جدول پ.۴-۱۶- هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری طرح نیروگاه سیمره به قیمت‌های ثابت سال ۱۳۹۲	۱۴۴
جدول پ.۴-۱۷- هزینه‌های تعمیرات دوره‌ای اساسی طرح‌های مورد مطالعه به قیمت‌های ثابت سال ۱۳۹۲	۱۴۵
جدول پ.۴-۱۸- متوسط سالانه ضریب رشد هزینه‌های تعمیرات دوره‌ای اساسی نیروگاه‌های مورد مطالعه	۱۴۵
جدول پ.۴-۱۹- هزینه‌های جایگزینی نیروگاه‌های مورد مطالعه به قیمت‌های سال ۹۲	۱۴۶
جدول پ.۴-۲۰- ظرفین نصب و میزان تولید اسمی نیروگاه‌های مورد مطالعه	۱۴۶
جدول پ.۴-۲۱- عملکرد واقعی نیروگاه‌های مورد مطالعه بهره‌برداری شده	۱۴۷
جدول پ.۴-۲۲- مقایسه تولید اسمی و عملکرد واقعی نیروگاه‌های مورد مطالعه	۱۴۷
جدول پ.۴-۲۳- نرخ سود اوراق مشارکت از ابتدای انتشار آن تا به امروز	۱۴۹
جدول پ.۴-۲۴- نتایج محاسبه نرخ تنزیل برای نیروگاه‌های مورد مطالعه با استفاده از روش WACC	۱۵۰
جدول پ.۴-۲۵- هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق تولیدی در نیروگاه‌های برقی مورد مطالعه به روش LCOE	۱۵۰

فهرست جدول‌ها

عنوان

صفحه

جدول پ.۴-۲۶- هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق در نیروگاه‌های برقیایی مورد مطالعه به روش LCOE و یکسان سازی اثر تورم	۱۵۱
جدول پ.۴-۲۷- متوسط سالانه هزینه خرید هر کیلووات ساعت برق در بازار عمده فروشی برق ایران	۱۵۲
جدول پ.۴-۲۸- متوسط وزنی نرخ رشد سالانه شاخص‌های مرتبط با نیروگاه‌های مورد مطالعه طی ۱۰ سال گذشته	۱۵۲
جدول پ.۴-۲۹- هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق برای نیروگاه‌های مورد مطالعه در سال ۱۳۹۲	۱۵۳
جدول پ.۴-۳۰- تحلیل حساسیت هزینه تمام شده نیروگاه‌های مورد بررسی نسبت به میزان تولید	۱۵۴
جدول پ.۴-۳۱- تحلیل حساسیت هزینه تمام شده نسبت به نرخ رشد هزینه‌ها	۱۵۴
جدول پ.۴-۳۲- خلاصه‌ای از تخمین‌های ارائه شده در ۴ مطالعه مرتبط با هزینه‌های خارجی	۱۵۶
جدول پ.۴-۳۳- هزینه‌های زیست‌محیطی تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی (بر اساس ارقام تعدیل شده مطالعات سایر کشورها)	۱۵۷
جدول پ.۴-۳۴- هزینه‌های زیست‌محیطی تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی (بر اساس ارقام به‌روزرسانی شده ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۱)	۱۵۷

فهرست شکل‌ها و نمودارها

عنوان

صفحه

نمودار ۱- فرآیند بهبود درآمد نیروگاه‌های برقیایی از دیدگاه بنگاه‌داری	۴
شکل ۱-۱- ساختار ادغام عمودی صنعت برق	۵
شکل ۲-۱- ساختار ادغام افقی صنعت برق	۶
شکل ۳-۱- توابع مطلوبیت کل و مطلوبیت نهایی	۸
شکل ۴-۱- منحنی تقاضا و تمایل به پرداخت کل	۹
شکل ۵-۱- منحنی بی‌تفاوتی مصرف	۹
شکل ۶-۱- هزینه اجتماعی تولید کالا یا خدمت	۱۲
شکل ۷-۱- تعادل بازار بدون در نظر گرفتن هزینه‌های خارجی	۱۴
شکل ۸-۱- هزینه‌های اجتماعی	۱۵
شکل ۹-۱- شماتیک کلی جایگاه بازیگران در بسترهای مبادلاتی بازارهای برق	۱۷
شکل ۱۰-۱- شکل‌گیری قیمت‌ها در مناقصه قیمت یکنواخت و پرداخت بر مبنای پیشنهاد	۱۹
شکل ۱-۲- رشد جمعیت، تولید ناخالص داخلی و تولید ناویژه برق جهان	۳۱
شکل ۲-۲- سهم نیروگاه‌های گوناگون از تولید ناویژه انرژی الکتریکی طی دهه ۱۳۸۰	۳۸

فهرست شکل ها و نمودارها

صفحه	عنوان
۴۳	شکل ۳-۲- ساختار کلی بازار برق ایران
۴۸	شکل ۴-۲- متوسط نرخ های پرداختی بازار برق به نیروگاه های برقابی طی سال های ۱۳۸۳-۱۳۹۰
۵۵	شکل ۱-۳- فعالیت های اصلی در فرآیند محاسبه هزینه تمام شده
۵۶	شکل ۲-۳- فعالیت های مربوط به جمع آوری داده ها
۵۸	شکل ۳-۳- فعالیت های مربوط به پردازش داده ها و انجام محاسبات
۵۹	شکل ۴-۳- نمونه ای از گردآوری اطلاعات هزینه سرمایه گذاری انجام شده طرح ها
۶۰	شکل ۵-۳- گردآوری اطلاعات شاخص های قیمتی مورد نیاز
۶۱	شکل ۶-۳- تشکیل گردش وجوه نقد و انجام محاسبات هزینه تمام شده
۶۲	شکل ۷-۳- طراحی جداول خروجی مورد نیاز و استخراج نتایج
۸۹	شکل پ.۱-۱- تصویر شماتیک توربین و ژنراتور تبدیل انرژی مکانیکی به الکتریکی
۹۸	شکل پ.۲-۱- شمای کلی یک نیروگاه بخاری
۱۰۰	شکل پ.۳-۱- توربین گازی ساده سیکل باز
۱۰۰	شکل پ.۴-۱- توربین گازی ساده سیکل بسته
۱۰۲	شکل پ.۵-۱- شمای کلی یک نیروگاه سیکل ترکیبی
۱۰۷	شکل پ.۱-۲- تصویر شماتیک نیروگاه برقابی مخزنی
۱۰۸	شکل پ.۲-۲- تصویر شماتیک نیروگاه برقابی جریانی
۱۰۹	شکل پ.۳-۲- تصویر شماتیک نیروگاه برقابی تلمبه-ذخیره ای
۱۳۱	شکل پ.۱-۳- مراحل تعیین و محاسبه فاکتور انتشار گازهای خروجی از نیروگاه های کشور
۱۶۲	شکل پ.۱-۵- نمودار راهنمای نمونه برای سطح آب سد در آمریکا
۱۶۷	شکل پ.۲-۵- تاثیر شرکت در بازار بر سود واحد
۱۶۷	شکل پ.۳-۵- تاثیر دسترس پذیری آب بر سود واحد
	شکل پ.۴-۵- سود به ازای یک واحد از ظرفیت موجود و سود افزایشی به ازای ظرفیت افزوده برای شرکت در بازار
۱۶۸	انرژی
۱۶۹	شکل پ.۵-۵- ارزش یک واحد افزایش ظرفیت در سناریوهای مختلف
۱۷۰	شکل پ.۶-۵- نمودار تقاضای کالا
۱۷۱	شکل پ.۷-۵- نقطه تعادل نش در شرایط بازی دو بازیگر
۱۷۲	شکل پ.۸-۵- نقطه تعادل در درآمد نهایی و هزینه نهایی در بازار انحصاری

مقدمه

با تصویب و ابلاغ «آیین‌نامه تعیین روش، نرخ و شرایط خرید و فروش در شبکه برق» در سال ۱۳۸۲، فروش برق تولیدی این نوع نیروگاه‌ها به همراه سایر انواع نیروگاه‌ها در کشور (عمدتاً نیروگاه‌های حرارتی)، تحت قوانین بازار برق درآمد. بدیهی است یکی از مهم‌ترین اهداف تشکیل بازار برق، تغییر نگرش سنتی صنعت برق به نیروگاه‌ها از موسسات ارائه دهنده خدمات عمومی به بنگاه‌های تولیدی حداکثرکننده منافع، می‌باشد.

در توضیح تغییر نگرش فوق باید اشاره کرد که از اواسط دهه ۱۹۸۰ میلادی برخی کشورها دریافتند حتی اگر در شبکه‌های انتقال و توزیع وضعیت انحصار طبیعی^۱ حاکم باشد، تولید برق به دلیل بهره‌مندی از ویژگی صرفه‌های ناشی از مقیاس^۲ در سطح واحدهای تولید، از قابلیت رقابتی شدن برخوردار است. با چنین تفسیری، مشخصه انحصار طبیعی تولید و عرضه 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 درجه اصلاحات در کشورهای مختلف متفاوت خواهد بود. به‌طوری‌که دامنه‌ای از صدور اجازه 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 را در بر می‌گیرد.

شواهد و تجربیات داخلی و بین‌المللی نشان می‌دهد که ارتقای مدیریت مالی، به منظور ایجاد بنگاه‌های اقتصادی کارآمد و مستقل مولد برق در فرآیند تغییر ساختار صنعت برق، اجتناب‌ناپذیر خواهد بود. مشارکت تعاملی نیروگاه‌های برقی^۳ در فرآیند تغییر ساختار صنعت برق نیز باید از همین قاعده کلی تبعیت نماید تا بتواند از طریق تعیین هدف‌های استراتژیک و تدوین و اجرای استراتژی‌های مالی مناسب خود، در محیط پیرامون اعتمادسازی کند تا از فرصت‌های ایجاد شده در فرآیند تغییر ساختار، استفاده لازم را بنماید. بدیهی است در این زمینه نظام مستقل حسابداری بنگاه‌ها باید به‌صورت پروژه محور، ایجاد و توسعه یابد. بر این اساس دو مجموعه اقدامات «درون‌بنگاهی» و «برون‌بنگاهی» اجتناب‌ناپذیر می‌شود. پیش‌برد بسیاری از اقدامات برون‌بنگاهی در گروی شفاف‌سازی حساب‌های مالی بنگاه‌ها (از نظر آمادگی برای مذاکره مستقیم با بانک‌ها یا ورود به بازار سرمایه) و توان طراحی و اجرای استراتژی‌های مالی برای بنگاه

1- Natural Monopoly

2- Economies of Scale

۳- تولید انرژی الکتریکی روش‌های گوناگونی دارد، از آن جمله تولید برق به وسیله نیروگاه‌های برقی و استفاده از توان بالقوه آب ذخیره شده در پشت سدها را می‌توان نام برد. عمر طولانی، راندمان بالا، تجدیدپذیر بودن منبع تولید (آب) و عدم نوسان قیمتی آن در بازار (بین‌المللی)، آلاینده‌گی اندک محیط‌زیست، پایین بودن هزینه‌های نگهداری، کنترل سیلاب‌های مخرب و توان پاسخگویی به نوسان‌های شبکه برق در کوتاه‌ترین زمان ممکن از مزایای مهم احداث نیروگاه‌های برقی به شمار می‌رود.

خواهد بود. از این رو ساماندهی مناسب داده های مالی و طبقه بندی و تحلیل این اطلاعات، از اقدامات مهم درون بنگاهی محسوب می شود که بنگاه های برقایی باید نسبت به آن توجه و برنامه ریزی دقیقی اعمال نمایند.

- هدف

راهنمای حاضر به منظور شناسایی آثار فنی، اقتصادی و زیست محیطی نیروگاه های برقایی و استفاده بهتر از فرصت های ایجاد شده در شرایط موجود، آینده و در جریان اصلاح ساختار انگیزه ها از طریق حداکثر کردن فایده های مالی بخش برقایی و واحدهای مولد آن بر اساس حداکثر کردن درآمد در سازگاری با فایده های ملی، تهیه و تدوین شده است. بدیهی است انجام این کار با استفاده از چارچوب های نظری و کاربردی، از یک سو می تواند به حضور فعال تر این نیروگاه ها در بازار برق منجر گردد و از سوی دیگر امکان بهبود فرآیند مدیریت مالی و مدیریت دارایی ها و توسعه این نیروگاه ها را فراهم سازد.

از زمان تشکیل بازار برق، همواره سوال ها و ابهامات زیر در ذهن متولیان و بهره برداران نیروگاه های برقایی مطرح بوده:

۱- آیا ساز و کار بازار قادر است با توجه به مزایای این نوع نیروگاه ها پاسخگوی هزینه های مربوط به ارائه خدمات آن ها باشد؟

۲- آیا قیمت های بازاری منعکس کننده فایده هایی غیر از تولید انرژی (مانند کاهش انتشار آلاینده های زیست محیطی) نیز هستند؟

۳- اصلی ترین منبع یا منابع کسب درآمد توسط نیروگاه های برقایی شامل چه مواردی می تواند باشد؟

۴- دلایل کاهش استفاده از خدمات جانبی نیروگاه های برقایی در وضع موجود چیست؟

۵- آیا نیروگاه های برقایی در چارچوب مقررات و ساختار فعلی صنعت برق قادر به دستیابی به حداکثر درآمد هستند؟

۶- از چه طریق یا طرقی می توان به حداکثر درآمد در چارچوب فعلی و آینده صنعت برق دست یافت؟

بدیهی است در شرایط عدم پوشش هزینه های تولید توسط بازار و یا ساز و کارهای تکمیلی، علیرغم حضور نیروگاه های برقایی در دست بهره برداری در بازار، امکان بهبود در فرآیند مدیریت دارایی و توسعه این نیروگاه ها فراهم نخواهد شد.

اهداف تفصیلی تهیه راهنمای حاضر را می توان به شرح زیر برشمرد:

- شناسایی و تبیین خدمات نیروگاه های برقایی و ویژگی های آن
- بررسی اجمالی ارزش برق
- بررسی ساختار و برآورد هزینه های تولید برق به تفکیک هزینه خصوصی و آثار خارجی نیروگاه های برقایی
- بررسی ساختار و ساز و کار بازار برق ایران و چند نمونه در جهان (به تفکیک بازارهای انرژی و خدمات جانبی)
- تدوین راهنمای نحوه تشخیص، برآورد و تبدیل آثار نیروگاه های برقایی به درآمد مالی

لازم به ذکر است که پیشنهاد عناوین مطالعات جدید و مستمر (ارائه شده در فصل چهارم در قالب مطالعات موردی و جامع) را می‌توان از هدف‌های کاربردی راهنمای حاضر محسوب کرد.

- دامنه

تاکنون مطالعات محدودی در سطح ملی در ارتباط با نیروگاه‌های برقابی انجام شده است که در عین حال اهداف متفاوتی را به شرح زیر پیگیری می‌کرده‌اند:

- مطالعات انجام شده با هدف اصلی تعیین پارامترهای محاسباتی برای تحلیل اقتصادی نیروگاه‌های برقابی [۴] و [۹].
- تحقیق انجام شده در مورد روش‌های مختلف قیمت‌گذاری انرژی و خدمات نیروگاه‌های برقابی [۱۲].
- مطالعه موردی دو نیروگاه بزرگ برقابی به منظور تهیه مستندات هزینه تمام‌شده برای مذاکره در بازار برق [۶].

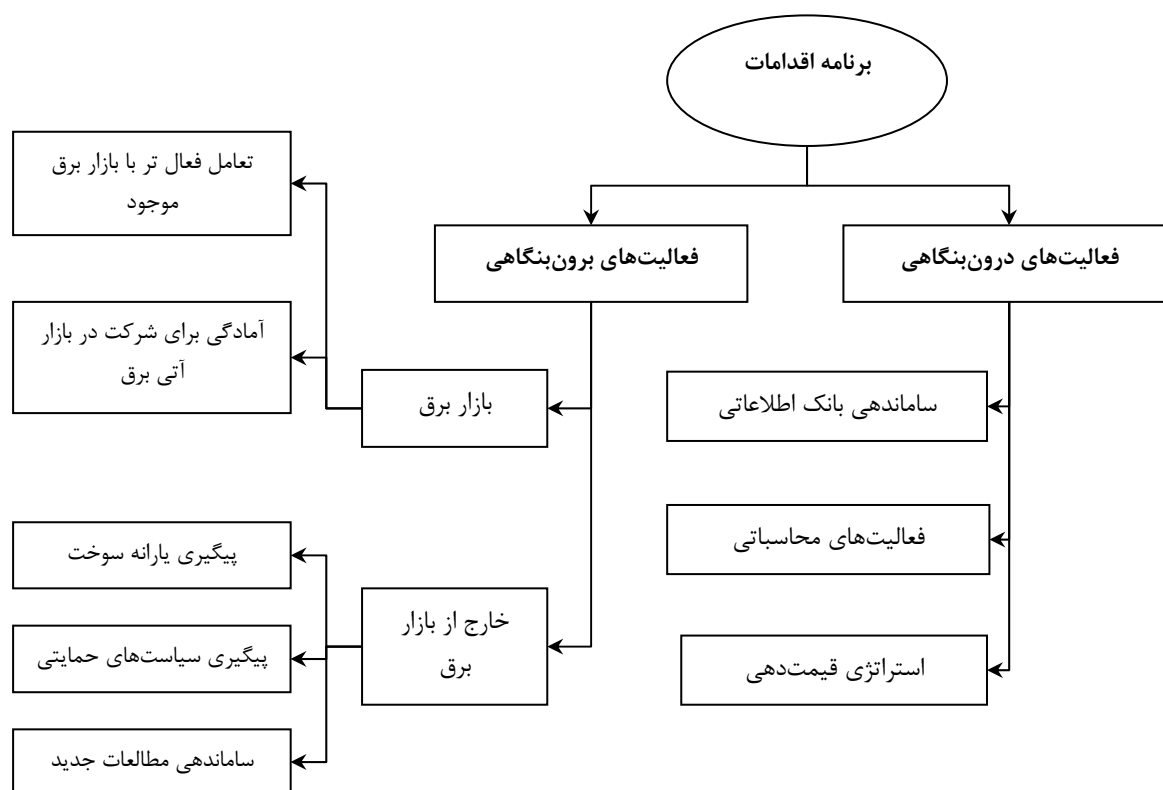
دامنه بررسی راهنمای حاضر علاوه بر تکمیل و به‌روز کردن داده‌ها و روش‌های مطالعات پیشین، با تاکید بر دیدگاه بنگاهداری در صنعت برقابی، مباحث گسترده‌ای را برای پاسخگویی به سوالات طرح شده در بخش هدف مورد بررسی قرار داده است. اهم این مباحث شامل بررسی ساختار و ساز و کارهای بازار برق (ملی و نمونه‌های بین‌المللی) جهت پاسخ به سوال‌های یک و دو، بررسی یک دوره از درآمدهای نیروگاه‌های برقابی به تفکیک اقلام مختلف برای پاسخ به سوال‌های سه و چهار، ارائه روش‌های ارزش‌گذاری و پرداخت بابت کاهش اثرهای منفی زیست‌محیطی تولید برق، شناسایی دقیق و معرفی مراکز هزینه در نیروگاه‌های برقابی در زمینه تولید انرژی و خدمات جانبی، ارائه روشی برای برآورد هزینه تمام‌شده تولید انرژی و خدمات جانبی، و نهایتاً ارائه استراتژی مناسب نحوه قیمت‌دهی برای مشارکت فعال‌تر نیروگاه‌های برقابی در بازار برق جهت پاسخ به سوال‌های پنج و شش در قسمت هدف راهنما است.

- ساختار راهنما

همانند بسیاری از راهنماهای دیگر، فرا روی تدوین این راهنما نیز دو مشکل اساسی زیر وجود داشته است: الف- کمبود یا فقدان مطالعات پژوهشی که بتواند به عنوان پشتوانه نظری یا کاربردی، تدوین راهنما را تسهیل کند. لذا مشاور به‌منظور رفع این نقیصه به جستجو و بررسی منابع گسترده و تدوین برخی از مطالعات مورد نیاز تهیه راهنما پرداخته که ارائه تفصیلی آن‌ها در متن اصلی راهنما حاضر ممکن نبوده است. این مطالعات به دلیل اهمیت و سودمندی آن‌ها برای مطالعات بعدی در قالب مجلدی تحت عنوان «گردآوری مدارک فنی و مستندات پشتیبانی برای 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» به صورت جداگانه ارائه شده است که دسترسی به آن از طریق نشریه داخلی ۱۵۴ - ن طرح در قسمت نشریات سایت طرح تهیه ضوابط و معیارهای فنی صنعت آب کشور به آدرس waterstandard.wrm.ir بخش انتشارات موجود می‌باشد.

ب- عدم دسترسی به بسیاری از داده‌های پایه طبقه‌بندی شده واقعی (نظیر هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه به تفکیک محل دقیق هزینه کرد، هزینه‌های نگهداری- بهره‌برداری نیروگاه‌های در دست بهره‌برداری) علیرغم پیگیری‌های متعدد^۱.

راهنمای حاضر در برگرنده چهار فصل و شش پیوست می‌باشد. در فصل اول مباحث نظری شامل ارزش اقتصادی برق، هزینه‌های اجتماعی (شامل هزینه‌های خصوصی و آثار خارجی) تولید برق و سازوکارهای شکل‌گیری قیمت برق و خدمات جانبی در بازارهای برق و نحوه ارزش‌گذاری آثار خارجی ناشی از عملکرد نیروگاه‌ها مورد بررسی قرار می‌گیرد. در فصل دوم تلاش شده تا ضمن یادآوری اهمیت برق و نیروگاه‌های برقی از دیدگاه بین‌المللی برای خواننده، جایگاه نیروگاه‌های برقی در صنعت و بازار برق ایران به طور اجمالی مورد بررسی قرار گیرد. فصل سوم و چهارم (همچنین پیوست‌های مرتبط به این بخش‌ها) که نقش کاربردی راهنما را به عهده دارند، فرآیند برنامه‌های اقدام نیروگاه‌های برقی در راستای دستیابی به حداکثر درآمد را به ترتیب از دو منظر درون‌بنگاهی و برون‌بنگاهی، مورد بحث قرار می‌دهند.



نمودار ۱- فرآیند بهبود درآمد نیروگاه‌های برقی از دیدگاه بنگاه‌داری

پیوست اول راهنما به نحوه کارکرد انواع نیروگاه‌های تولید برق از دید فنی اختصاص دارد. معرفی اجمالی انواع نیروگاه‌های برقی (بر مبنای نوع ساخت، ظرفیت تولید و زمان ورود به شبکه) موضوع پیوست دوم است. اطلاعات پشتیبان محاسبات (یکی از فعالیت‌های درون‌بنگاهی که در فصل سوم به آن اشاره شده) در پیوست شماره سه ارائه شده

۱- شایان ذکر است که در این موارد تلاش شده تا با شبیه‌سازی از سایر مطالعات موردی (در سطح ملی و بین‌المللی) مشکل برطرف گردد.

است. کلیه مطالعات موردی که در این راهنما مورد استفاده قرار گرفته‌اند در پیوست شماره چهار آمده است. مطالب تکمیلی استراتژی قیمت‌دهی و تعاریف مهم به ترتیب موضوعات پیوست‌های شماره پنج و شش می‌باشند.

- کاربرد

کاربران اصلی این راهنما را می‌توان بنگاه‌های برقایی مستقلی دانست که هدف اصلی خود را حداکثر کردن سود از طریق استفاده از ابزار علمی و برنامه‌ریزی دقیق می‌دانند. اما بدون تردید این راهنما با توجه به داده‌های پایه متنوع گردآوری شده و تجزیه و تحلیل آن‌ها (در چارچوب فصول مختلف راهنمای حاضر و همچنین مطالب ارائه شده در نشریه شماره ۱۵۴-ن^۱) طرح تهیه ضوابط و معیارهای فنی صنعت آب کشور، می‌تواند نقش مهم و حایز اهمیتی در روشن کردن وضعیت و رصد کردن سیاست‌های مرتبط با نیروگاه‌های برقایی داشته باشد، لذا بهره‌مندان آن علاوه بر بنگاه‌های مستقل برقایی می‌توانند طیف گسترده‌ای را به شرح زیر تشکیل دهند:

- شرکت مدیریت منابع آب ایران (معاونت نیروگاه‌های برقایی) به عنوان یکی از متولیان سیاست‌گذاری: مطالب ارائه شده در مورد جایگاه نیروگاه‌های برقایی در صنعت برق (فصل اول) و همچنین موارد اشاره شده در فصل دوم (منابع کسب درآمد نیروگاه‌های برقایی و سهم هر یک) می‌تواند به درک صحیح‌تر از جایگاه نیروگاه‌های برقایی منجر گردد. ضمناً مطالب ارائه شده در فصل سوم تحت عنوان فعالیت‌های برون‌بنگاهی شامل مشارکت در ساختار بازار برق، پیشنهاد اصلاح آیین‌نامه‌های اجرایی، پیگیری تخصیص یارانه سوخت به توسعه نیروگاه‌های برقایی و پیگیری سیاست‌های حمایتی تشویقی زیست‌محیطی، می‌تواند برای سیاست‌گذاری مفید واقع شود.
- شرکت توسعه آب و نیروی ایران: این شرکت بزرگ‌ترین متولی مطالعات و اجرای انواع نیروگاه‌های برقایی است. شایان ذکر است که اخیراً با تغییر اساسنامه فعالیت‌های بهره‌برداری را نیز در برنامه خود دارد. بدون تردید این شرکت می‌تواند بیش‌ترین بهره را از راهنمای حاضر برده و در جهت اعتلا و مطالعات تکمیلی نیز نقش موثری ایفا نماید، چرا که نیروگاه‌های برقایی مهم‌ترین نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر در ایران هستند، مستندات ارائه شده در فصل اول این راهنما، روش‌های محاسبه هزینه تمام‌شده و خدمات جانبی، استفاده از ساز و کارهای حمایتی و... (فصل سوم و پیوست‌های مرتبط) می‌تواند هم در سرمایه‌گذاری (جذب بودجه عمرانی، تنوع بخشی به منابع تامین مالی) و هم در بهره‌برداری مورد استفاده قرار گیرد.
- سازمان آب و برق خوزستان: این سازمان متولی بهره‌برداری از بزرگ‌ترین سدهای برقایی کشور است. اقدامات ارائه شده برای بهبود فعالیت بنگاه در فصل سوم راهنما مطمئناً در بهینه کردن درآمدهای سازمان از محل فروش برق و خدمات جانبی آن نقش مهمی خواهد داشت.

۱- دسترسی به مطالب این نشریه از طریق سایت طرح به آدرس waterstandard.wrm.ir کمیته مطالعات اقتصادی، تعرفه و خصوصی‌سازی، بخش نشریات امکان‌پذیر می‌باشد.

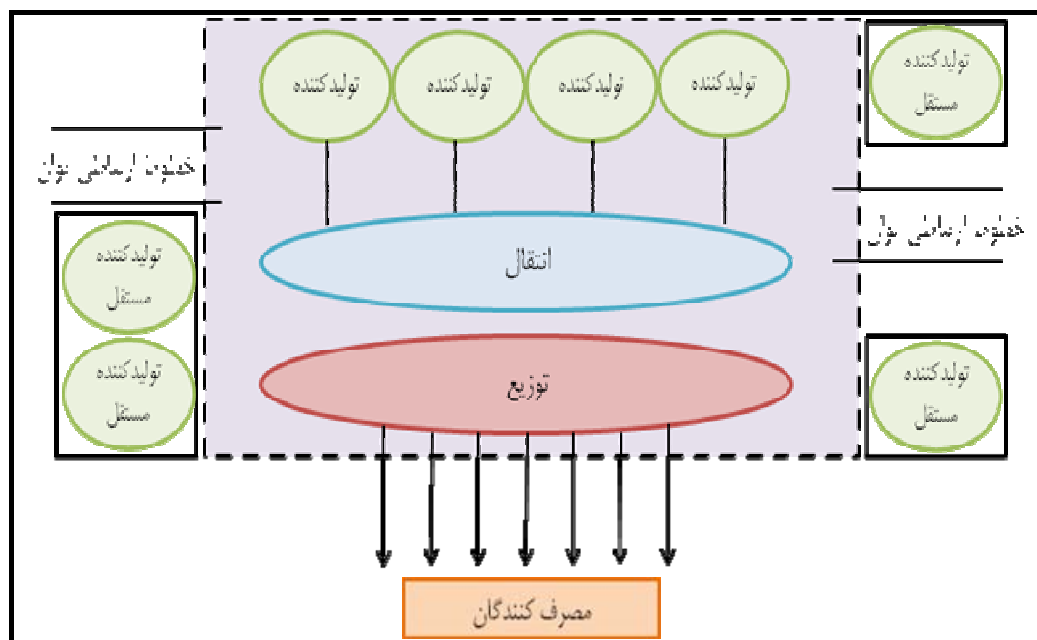
- هیات تنظیم بازار برق: این نهاد که نقش تنظیم بازار برق ایران را به عهده دارد، علیرغم این که خود تجارب بین‌المللی را تا حد زیادی مورد بررسی قرار داده است، معهذاً برخی از یافته‌های این راهنما (پیشنهاد‌های اصلاح در فصل سوم و همچنین تجارب بازارها در نشریه شماره ۱۵۴- ن طرح تهیه ضوابط و معیارهای فنی صنعت آب کشور) نیز می‌تواند به برخی از وظایف تعریف‌شده این هیات کمک نماید.
- شرکت‌های آب منطقه‌ای: مطالب اشاره شده در فصل سوم راهنمای حاضر و همچنین فصل چهارم نشریه شماره ۱۵۴- ن طرح تهیه ضوابط و معیارهای فنی صنعت آب کشور در مورد استفاده از ساز و کارهای حمایتی، می‌تواند مورد استفاده برای اجرای نیروگاه‌های کوچک مقیاس برقابی و حتی جذب بخش خصوصی برای سرمایه‌گذاری باشد.
- شرکت‌های مهندسين مشاور: اطلاعات پایه پردازش‌شده در نشریه شماره ۱۵۴- ن طرح تهیه ضوابط و معیارهای فنی صنعت آب کشور و همچنین روش‌های ارائه‌شده برای هزینه تمام شده برق، خدمات جانبی و نحوه کمی کردن آثار خارجی، می‌تواند در ارتقای مطالعات طرح‌ها موثر واقع شود.

فصل ۱

چارچوب مفهومی و مبانی نظری

۱-۱- کلیات

پیامدهای ناشی از عملکرد انواع مولدهای تولید برق را می‌توان در قالب تولید انرژی، تامین خدمات جانبی و آثار خارجی دسته‌بندی کرد. این پیامدها در بسیاری از کشورهای دنیا تا اواسط دهه ۱۹۸۰ میلادی نه به عنوان یک کالا بلکه به دلایلی چون اهمیت استراتژیک آن برای توسعه شهری و صنعتی، آثار آن بر موضوعات اجتماعی و زیست‌محیطی، برخورداری از ویژگی‌های انحصار طبیعی^۱ و نیز ضرورت وجود شبکه‌های گسترده انتقال و توزیع، به عنوان خدمتی عمومی^۲ که باید از جانب یک مدیریت واحد (دولت‌ها) تامین و در اختیار مصرف‌کنندگان نهایی قرار گیرد، در نظر گرفته می‌شد. در چنین ساختاری، مالکیت کلیه تاسیسات تولید، انتقال و توزیع در ناحیه مشخص در اختیار یک نهاد یکپارچه ارائه دهنده خدمات عمومی^۳ قرار داشت که انرژی برق را با نرخ‌های تنظیم شده در اختیار مصرف‌کنندگان قرار می‌داد. شرکت‌های انتقال و توزیع نیز انحصار بهره‌برداری از خطوط انتقال و توزیع را در اختیار داشتند. به چنین ساختاری، ساختار عمودی انحصاری (تحت مالکیت دولت) گفته می‌شود (شکل شماره (۱-۱)).



شکل ۱-۱- ساختار ادغام عمودی صنعت برق [۱]

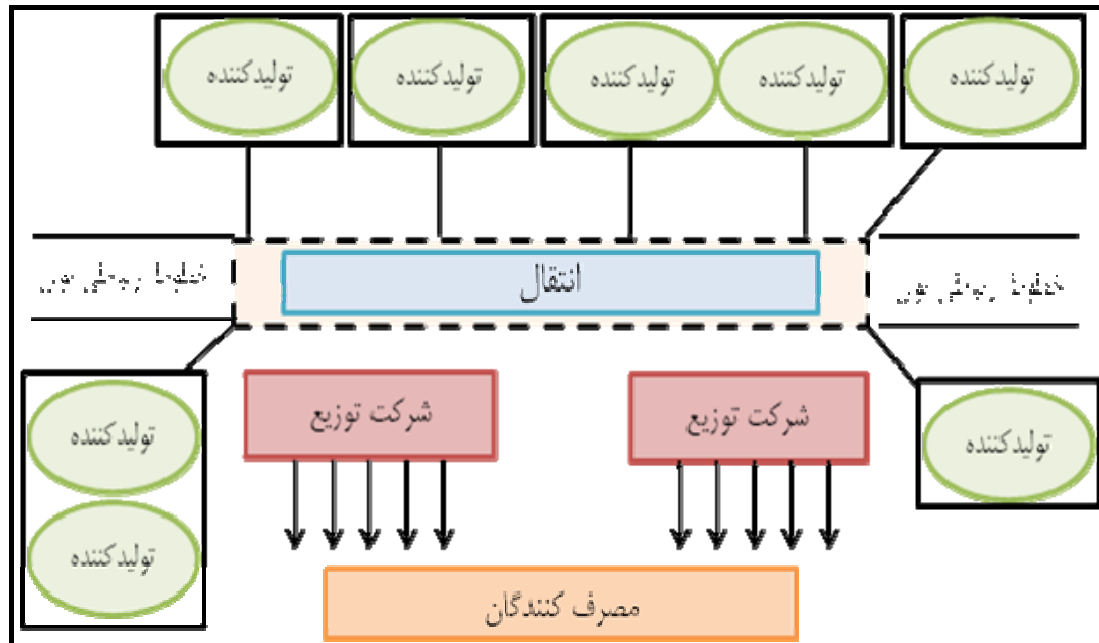
این رویکرد از اواخر دهه ۱۹۸۰ به صنعت برق دچار تحول اساسی شد. تلاش برای تغییر ساختار صنعت برق، از جمله مقررات‌زدایی، خصوصی‌سازی (به خصوص در بخش تولید) و تشکیل بازارهای برق در کشورهای مختلف، سبب تغییر نگرش به برق از خدمتی عمومی به کالایی قابل مبادله در بازار گردید. بر این اساس، ساختار صنعت برق به یک ساختار افقی، تفکیک کامل بخش‌های تولید، انتقال و توزیع، همراه با دسترسی آزاد تولیدکنندگان مستقل به شبکه سراسری

1- Natural Monopoly

2- Civil Utility

3- Vertically Integrated Public Utility

برق تغییر یافت و میزان تولید، تقاضا، قیمت برق و خدمات جانبی در بسیاری از کشورهای دنیا به قواعد حاکم بر بازار سپرده شد^۱ (شکل شماره (۱-۲)).



شکل ۱-۲- ساختار ادغام افقی صنعت برق [۱]

در چنین چارچوبی، مهم‌ترین عواملی که سبب شکل‌گیری مبادله کالاها و خدمات در بازار می‌گردد، پیدایش سه مفهوم «ارزش» محصول از منظر تقاضاکننده، «هزینه» تولید محصول به اضافه سود انتظاری از منظر عرضه‌کننده و در نهایت «قیمت» بازاری محصول که حاصل اثر متقابل رفتار تقاضاکننده و عرضه‌کننده در بازار است، می‌باشد. بدیهی است نحوه شکل‌گیری هر یک از این مفاهیم همراه با کنش عواملان اقتصادی، متأثر از نوع نظام حاکم بر فضای اقتصادی است. در این بین، همواره ارزش به عنوان حداکثر مقداری که مصرف‌کننده قادر و مایل به پرداخت آن برای خرید کالا یا خدمت، و هزینه تولید به عنوان حداقل میزانی که تولیدکننده مایل به فروش محصول خود می‌باشد، مورد توجه سیاست‌گذاران مدنظر قرار می‌گیرد. با این وجود، بر اساس ادبیات کلاسیک اقتصادی چنانچه شرایط و زمینه‌های شکل‌گیری بازار خودتنظیم‌گر برای کالاها و خدمات فراهم باشد، آنگاه قیمت بازاری که از برهم‌کنش منحنی‌های عرضه و تقاضا شکل می‌گیرد در بردارنده مفاهیم ارزش و هزینه تولید محصول خواهد بود. اما در زمینه کالاها و خدماتی که فاقد بازار می‌باشند، از جمله آثار زیست‌محیطی، معیارها و روش‌هایی برای برآورد حدود قیمتی آن‌ها تعیین شده که عمدتاً از مفهوم ارزش و روش‌های مختلف ارزش‌گذاری استفاده می‌شود.^۲

۱- لازم به ذکر است که برخی انواع خدمات جانبی در برخی کشورها و بازارهای برق دنیا بنا به دلایلی همچنان با روش‌های غیر بازاری، به صورت اجباری و یا قیمت‌های توافقی، تامین می‌گردد.

۲. لازم به ذکر است که امروزه برخی از آثار زیست‌محیطی ناشی از فعالیت‌های گوناگون اقتصادی (علی‌الخصوص تولید برق) در قالب گواهی‌های کاهش انتشار در بازارهای مالی دنیا قابل خرید و فروش می‌باشند، که از مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به بازار کربن اشاره کرد.

در ادامه این فصل ابتدا به مفهوم ارزش و ارزش اقتصادی برق پرداخته می‌شود. سپس، هزینه اجتماعی تولید برق (هزینه خصوصی و آثار خارجی) مورد بررسی قرار خواهد گرفت. نحوه پوشش هزینه‌های تولید برق و خدمات جانبی در بازارهای برق کشورهای مختلف (شکل‌گیری قیمت برق) و نیز نحوه ارزش‌گذاری آثار خارجی نیروگاه‌ها، موضوع مورد بحث در بخش انتهایی فصل حاضر خواهد بود.

۲-۱- مفهوم ارزش و ارزش اقتصادی برق

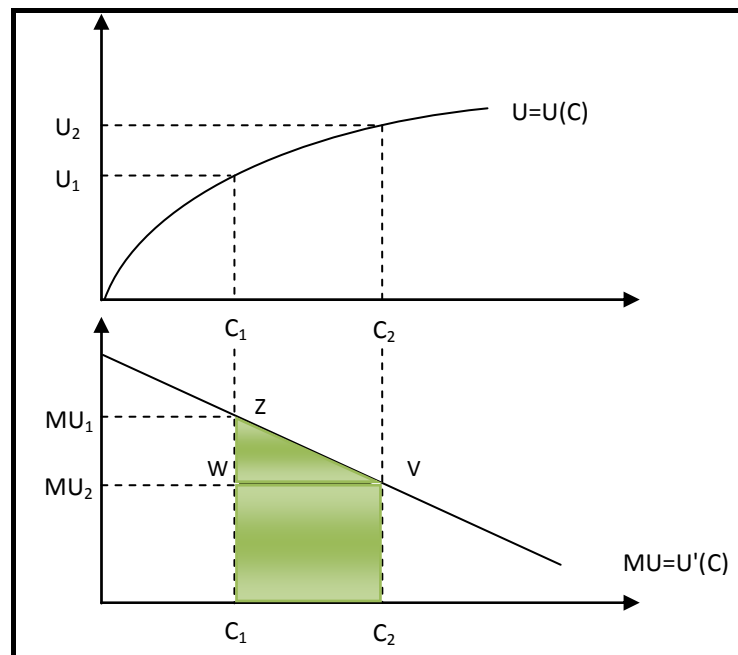
در یک مفهوم گسترده، ارزش نشان‌دهنده جلوه مطلوب و خوش آیند اشیا، موقعیت‌ها و نتایج آن‌ها است. اخلاقیات، اولویت‌ها، مبادلات و تمایلات همراه با ریسک همگی مبین ارزش هستند. بنابراین، ارزش یک مفهوم ذهنی است که ابزار سنجش کیفیت بین پدیده‌ها را فراهم می‌آورد. مفهوم ارزش در علم اقتصاد ناشی از اعتقاد به دیدگاهی انسان محور است که در موقعیت‌های «انتخاب» افراد شکل می‌گیرد. معیار اندازه‌گیری ارزش اقتصادی بر خواست افراد و ترجیحات آن‌ها مبتنی است. میزان انتخاب (ترجیح) هر عامل اقتصادی منفرد (فرد یا سازمان) از کالا یا منبعی مشخص به میزان مطلوبیتی که از بهره‌مندی آن کسب می‌کند بستگی دارد. بر این اساس، «مطلوبیت» و «کمیابی» اجزا و عوامل اصلی تعریف ارزش در اقتصاد نئوکلاسیک به شمار می‌روند. اقتصاددانان ترجیحات افراد را به عنوان «اساس ارزش» و ارزش را «میزان مطلوبیتی که از مصرف یک کالا به دست می‌آورند» در نظر می‌گیرند [۳]. لذا، مطلوبیت هر فرد در دوره‌ای مشخص تابعی از میزان مصرف اوست.

$$U = U(C) \quad (1-1)$$

مهم‌ترین ویژگی این تابع، نزولی بودن مطلوبیت نهایی (MU) است. به عبارتی، وقتی فرد از کالایی بیش‌تر استفاده می‌کند رفته رفته از میزان مطلوبیت اضافی (آخرین واحد) وی کاسته می‌شود.

$$MU = U'(C) = \frac{dU(C)}{dC} \quad (2-1)$$

شکل (۳-۱) توابع مطلوبیت کل و مطلوبیت نهایی فرد را نشان می‌دهد. مطلوبیت اضافی مصرف‌کننده که با افزایش نرخ مصرف از C_1 به C_2 به دست آمده برابر با $U_2 - U_1$ است که ناحیه زیر منحنی مطلوبیت نهایی و بین سطوح مصرف C_1 و C_2 (ناحیه هاشور خورده) را شامل می‌شود.

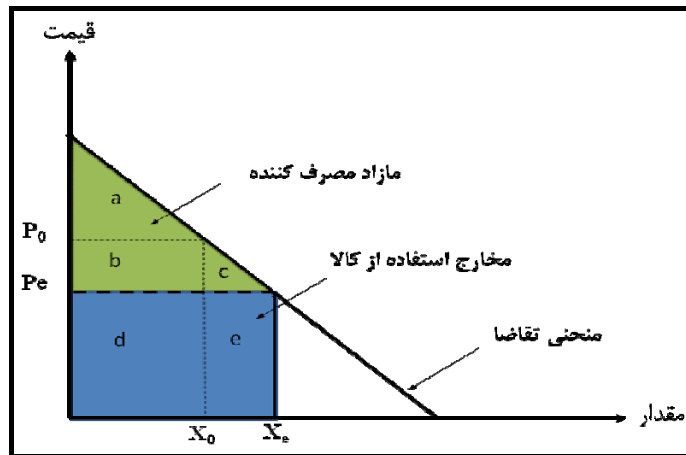


شکل ۱-۳- توابع مطلوبیت کل و مطلوبیت نهایی

از آنجا که در عمل، مطلوبیت و تغییرات آن غیرقابل اندازه گیری است، با استفاده از رهیافت پولی مارشال می توان آثار رفاهی ناشی از تغییر مصرف را اندازه گیری کرد. در این رهیافت از پول به عنوان یک شاخص اصلی برای محاسبه مطلوبیت و تفسیر منحنی تقاضای مصرف کننده برای یک کالا یا تابع مطلوبیت نهایی استفاده می شود. بر این اساس تغییر در مطلوبیت مصرف کننده به تغییر ناحیه زیر منحنی تقاضا تعبیر می گردد؛ با این فرض که بین واحدهای پولی و واحدهای مطلوبیت رابطه ثابتی وجود دارد و لذا مطلوبیت نهایی درآمد پولی ثابت است.^۱

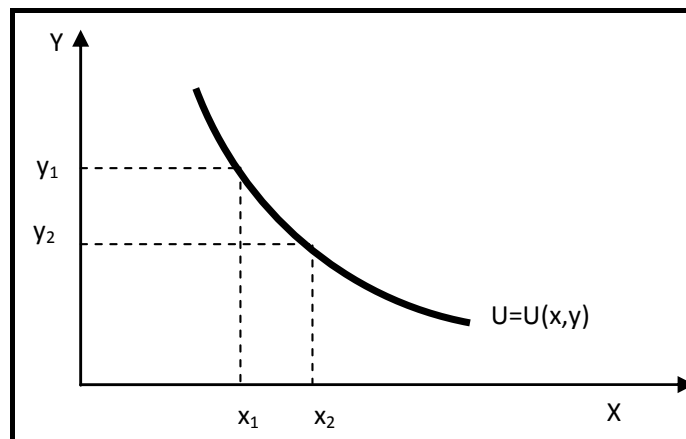
از طرف دیگر، در ادبیات خرد اقتصادی منحنی تقاضای کالا به معنی حداکثر میزانی از آن کالا است که عامل اقتصادی (فرد، خانوار یا سازمان) مایل و قادر است در هر سطحی از قیمت در خلال یک دوره زمانی خریداری نماید (شکل ۱-۴). مساحت زیر یک منحنی تقاضا، برآوردی از ارزش کالایی را برای مصرف کنندگان به دست می دهد. کلیه واحدهای خریداری شده تا واحد X_e دارای مجموع ارزشی برابر مساحت $(a+b+c+d+e)$ می باشد. اگر قیمت بازاری کالای X برابر با P_e باشد، مصرف کننده تا واحد X_e از کالا را خریداری خواهد کرد. در چنین شرایطی، قیمت بازار با ارزش آخرین واحد مصرف و نه کل ارزش برابر خواهد بود [۱۳]. همچنین شیب منفی منحنی تقاضا بیانگر آن است که همواره ارزش آخرین واحد مصرف شده از ارزش تمام واحدهایی که قبلا مصرف شده اند کمتر است.

۱- رابطه بین مطلوبیت نهایی و شاخص پولی در رهیافت مارشال به صورت $MU = \alpha P$ نوشته می شود که در آن P همان قیمت (بر حسب واحدهای پولی) است. اگر واحدها به نحوی انتخاب شوند که $\alpha = 1$ باشد آنگاه منحنی مطلوبیت نهایی را می توان همان منحنی تقاضای مصرف کننده تلقی نمود.



شکل ۱-۴- منحنی تقاضا و تمایل به پرداخت کل

اختلاف بین دو مفهوم قیمت و ارزش در سیاست‌گذاری‌های بخش عمومی ابزاری به نام «مازاد مصرف‌کننده»^۱ را به دست می‌دهد که به معنی تفاوت بین حداکثر مقداری که مصرف‌کننده مایل به پرداخت آن بوده - یا ارزش - و قیمتی که عملاً برای کالا می‌پردازد، می‌باشد. در همین چارچوب و با استفاده از منحنی‌های بی‌تفاوتی مصرف^۲ (شکل شماره (۱-۵))، می‌توان مفهوم ارزش را در قالب هزینه فرصت بهره‌مندی از کالایی خاص (ارزش ناشی از مبادله) بیان کرد. بر این اساس، ارزش کالای X مقدار Y ای است که شخص حاضر است برای به دست آوردن X از دست بدهد [۱۰]. بنابراین ارزش اقتصادی یک محصول مشخص، حداکثر میزانی از سایر محصولات است که شخص تمایل دارد از دست بدهد تا میزان معینی از آن را به دست آورد.



شکل ۱-۵- منحنی بی‌تفاوتی مصرف

1- Consumer Surplus

۲- منحنی بی‌تفاوتی مصرف بیانگر کلیه ترکیباتی از X و Y است که او را از سطح رضایتمندی یکسانی برخوردار می‌سازد.

این معیار در چارچوب اقتصاد بازار به شکل واحدهای پولی بیان می‌شود. از این منظر، میزان پولی که فرد را برای به دست آوردن کالایی خاص حاضر به پرداخت نموده، معادل میزانی از سایر کالاها و خدمات است که از خرید آنها صرف‌نظر کرده است.

بنا بر مباحث ذکر شده، معیار سنجش ارزش کالا یا خدمتی مشخص از دو رویکرد کلی «تمایل به پرداخت»^۱ و «تمایل به پذیرش»^۲ پیروی می‌کند. تمایل به پرداخت، حداکثر پولی است که فرد به منظور افزایش در بهره‌مندی از کالا و خدمت، تمایل به پرداخت آن دارد. به عبارت دیگر مقدار پولی است که فرد را بین دو وضعیت «پرداخت برای کالا و بهره‌مندی از آن» و «عدم بهره‌مندی از کالا و در اختیار داشتن پول جهت پرداخت به سایر کالاها و خدمات»، در شرایط بی‌تفاوتی قرار می‌دهد. در مقابل، تمایل به پذیرش، حداقل پولی است که فرد حاضر به دریافت آن در ازای عدم بهره‌مندی از کالا یا خدمتی معین می‌باشد. به عبارت دیگر تمایل به پذیرش مقداری است که فرد را بین دو وضعیت «نگهداری دارایی» و «از دست دادن آن و دریافت غرامت پولی آن»، در شرایط بی‌تفاوتی قرار می‌دهد. اگرچه عموماً پول به عنوان شاخص نسبت مبادله مورد استفاده قرار می‌گیرد؛ اما می‌توان دو رویکرد فوق را بر اساس سایر کالاها یا خدماتی که برای فرد اهمیت دارند، نیز مورد ارزیابی قرار داد.

برق، به عنوان یک کالای اقتصادی، مستثنی از مباحث فوق نیست. ارزش این کالا از منظر اقتصاد ملی، معادل حداکثر مبلغی است که افراد تمایل دارند برای بهره‌مندی از آن پرداخت کنند. بدیهی است برآورد تمایل به پرداخت تک‌تک افراد در طبقات مختلف اقتصادی کاری است بسیار دشوار و پرهزینه؛ اما دستیابی به معیاری متوسط از مفهوم مذکور، می‌تواند از یک طرف بیانگر میزان اهمیت و جایگاه برق در اقتصاد ملی و از طرفی دیگر عاملی مفید در تصمیم‌گیری‌های سیاست‌گذاران و برنامه‌ریزان صنعت برق باشد.

بررسی‌های انجام شده در منابع گوناگون نشان می‌دهد که یکی از این معتبرترین روش‌ها برای برآورد ارزش اقتصادی برق، تمایل به پرداخت افراد بابت عدم برخورداری از هر کیلووات ساعت برق عرضه‌نشده (خاموشی) برای مصارف گوناگون است. بر همین اساس مطالعات مختلفی در جهان و ایران برای برآورد ارزش برق انجام شده است که جزییات این مطالعات و نتایج آنها در پیوست شماره (۴) آمده است.

بر اساس مطالب ذکر شده در زمینه مبانی نظری ارزش و مطالعات موردی انجام شده، می‌توان جمع‌بندی زیر را در مورد ارزش برق ارائه داد:

– چنانچه قیمت برق در یک بازار رقابت آزاد به صورت خودپو تعیین گردد، این قیمت تا حد زیادی منعکس‌کننده ارزش آن خواهد بود.

1- Willingness to Pay (WTP)

2- Willingness to Accept (WTA)

- در شرایط فقدان بازار یا وجود بازار ناقص، برآورد ارزش می‌تواند به دستگاه سیاست‌گذاری و تصمیم‌گیری کشور در مورد چگونگی دخالت در بازار و تاثیرگذاری بر قیمت برای مصرف‌کنندگان مختلف یا سرمایه‌گذاری برای ایمن‌سازی سیستم کمک کند.
 - بر اساس مطالعات موردی انجام شده، ارزش برق در یک دامنه گسترده متغیر بوده (از ۱/۵ تا ۱۲ برابر) و متاثر از زمان تولید (به عنوان مثال ارزش خاموشی لحظه‌ای ۱۲ برابر ارزش خاموشی ۸ ساعته)، نوع مصرف (ارزش برق برای مصرف‌کننده تجاری و عمومی حدود ۳ برابر مصرف‌کنندگان خانگی)، سال پایه (به دلیل تورم) و همچنین روش برآورد (روش و دقت مطالعه) می‌باشد؛ به عنوان مثال در مطالعه دانشگاه تربیت مدرس ارزش برق خانگی و تجاری و عمومی در سال ۱۳۷۹ نسبت به سال ۱۳۷۴ به ترتیب حدود ۴ و ۱۱ برابر شده است [۱۴] و [۱۵].
- با این وجود، از آنجا که بسیاری از کشورهای دنیا برای تامین و عرضه برق و خدمات جانبی مورد نیاز برای حفظ پایداری شبکه اقدام به تاسیس بازار نموده‌اند، لذا ارزش واقعی برق (حداکثر تمایل به پرداخت واقعی مصرف‌کنندگان) در برخورد با هزینه‌های تولید (به علاوه سود انتظاری تولیدکنندگان) در فضای بازار به شکل «قیمت» ظاهر می‌شود. بر این اساس، آگاهی از اجزای گوناگون هزینه تامین برق پایدار و مطمئن و نیز نحوه برآورد آن‌ها می‌تواند نشان‌دهنده حدود حداقلی قیمت مبادلاتی برق در بازار باشد.

۱-۳- هزینه اجتماعی تولید برق

برق، همانند هر کالای اقتصادی دیگر، در فرآیند تولید خود هزینه‌های مستقیم (یا خصوصی) و غیرمستقیم ایجاد می‌کند که هم تولیدکنندگان برق و هم اقشار مختلف مصرف‌کنندگان در جامعه را تحت تاثیر قرار می‌دهد. هزینه‌های مستقیم تولید برق شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه، نگهداری و بهره‌برداری، انواع پرداخت‌های قانونی نظیر بیمه، مالیات و مشابه آن است. اما هزینه‌های غیرمستقیم هزینه‌هایی هستند که رفاه اجتماعی افراد جامعه را تحت تاثیر قرار می‌دهد بسته به نوع و شیوه تولید از دامنه اثرگذاری متفاوتی برخوردارند. به طور مثال، مصرف سوخت‌های فسیلی در جریان تبدیل به انرژی در نیروگاه‌های حرارتی، موجب انتشار مواد آلاینده محیط‌زیست (به خصوص هوا) می‌گردند و یا نیروگاه‌هایی نظیر نیروگاه‌های برقی موجب تاثیرات منفی بر اکوسیستم محدوده مخازن خود می‌شوند. این پیامدها، که به عنوان «آثار خارجی»^۱ شناخته می‌شوند، عموماً هزینه‌های کمی نشده‌ای هستند که بر اقلیم، سلامت انسان، محصولات زراعی، تاسیسات زیربنایی و تنوع زیستی تحمیل می‌شوند اما در حساب‌های هزینه‌ای تولیدکنندگان منعکس نمی‌گردند.^۲

1- External Effects

۲- پیگو اولین کسی بود که تاثیر آلودگی را بر کارایی اقتصادی، به طور منظم و مدون درآورد. در تحلیل وی بین هزینه خصوصی تولید و فعالیت‌های مصرفی (شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه، بهره‌برداری و نگهداری و غیره) با هزینه اجتماعی این فعالیت‌ها، تفاوت وجود دارد و هزینه اجتماعی تولید یا مصرف، از مجموع هزینه‌های خصوصی و خارجی موجود به دست می‌آید.

در ادبیات اقتصادی، هزینه‌های کامل تولید با عنوان «هزینه اجتماعی» تعریف می‌شود که از جمع هزینه‌های خصوصی و هزینه‌های خارجی حاصل می‌گردد (شکل شماره (۱-۶)).



شکل ۱-۶- هزینه اجتماعی تولید کالا یا خدمت

امروزه، به غیر از برق هسته‌ای، مهم‌ترین روش‌های تولید برق را می‌توان در دو دسته کلی تکنولوژی‌های متعارف مصرف‌کننده سوخت‌های فسیلی و تکنولوژی‌های تولید انرژی تجدیدپذیر طبقه‌بندی کرد. بدیهی است، به کارگیری هر یک از این روش‌ها، هزینه‌های اجتماعی متفاوتی با خود به همراه دارند. به‌طوری‌که در اکثر موارد هزینه سرمایه‌گذاری تولید برق از منابع فسیلی در مقایسه با منابع تجدیدپذیر به مراتب کم‌تر است. درحالی‌که هزینه‌های نگهداری و بهره‌برداری آن‌ها به شدت به قیمت سوخت‌های فسیلی وابسته است که چنانچه قیمت سوخت‌های مذکور به طرق مختلف، از جمله پرداخت یارانه از جانب دولت‌ها، پایین نگاه داشته شود آنگاه ممکن است کل هزینه تولید نیروگاه‌های حرارتی از هزینه‌های خصوصی منابع تجدیدپذیر کم‌تر گردد. درحالی‌که در شرایط عادی، هزینه‌های خارجی تولید برق از نیروگاه‌های سوخت فسیلی به مراتب از هزینه‌های خارجی تولید برق از نیروگاه‌های تجدیدپذیر بیش‌تر است.

۱-۳-۱- هزینه‌های خصوصی

اغلب نیروگاه‌های فعال در شبکه سراسری، علاوه بر تولید برق منبع تامین خدمات جانبی نیز به شمار می‌روند، که ارائه هر یک از آن‌ها هزینه‌های مستقیمی (خصوصی) بر نیروگاه‌ها تحمیل می‌کند.

۱-۳-۱-۱- هزینه تولید برق

همان‌طور که ذکر شد، عمده این هزینه‌ها شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه و بهره‌برداری-نگهداری می‌باشد. هزینه خصوصی تولید برق را می‌توان از دو منظر حسابداری و اقتصادی مورد بررسی قرار داد. عمده‌ترین تفاوت آن‌ها در تاثیر ارزش زمانی پول در رویکرد اقتصادی و عدم منظور نمودن آن در رویکرد حسابداری است. علاوه بر این، رویکرد

حسابداری رویکردی گذشته‌نگر بوده و مبتنی بر هزینه‌های انجام شده است در حالی که رویکرد اقتصادی رویکردی کل‌نگر بوده و مبتنی بر هزینه‌های انجام شده و انجام نشده در کل دوره حیات طرح^۱ می‌باشد.

در رویکرد حسابداری، بهای تمام‌شده دارایی‌ها و هزینه‌های تولیدی و غیرتولیدی دوره بهره‌برداری (بالاسری) مبنای محاسبه هزینه تمام‌شده هستند. لذا هزینه تمام‌شده بسته به مقادیر هزینه‌ها و تولید در سال مورد بررسی متفاوت است. ذکر این نکته ضروری است که در این روش بهای تمام شده دارایی‌ها، که در خصوص طرح‌های برقایی مهم‌ترین جزو هزینه تمام‌شده محصول را تشکیل می‌دهد، در طول دوره بهره‌برداری مادام که تجدید ارزیابی دارایی‌ها انجام نشده باشد، ثابت است.

در رویکرد اقتصادی محاسبه هزینه تمام‌شده مبتنی بر کل‌نگری در دوره حیات طرح است. به‌طوری‌که در این رویکرد کلیه هزینه‌های دوره بررسی (شامل هزینه‌های دوره اجرا و بهره‌برداری) در محاسبه هزینه تمام‌شده منظور می‌شوند. لازم به ذکر است به علت وقوع هزینه‌ها در سال‌های مختلف و لزوم منظور نمودن ارزش زمانی پول در هزینه تمام‌شده، با استفاده از تکنیک‌های اقتصاد مهندسی، کلیه اقلام هزینه به قیمت سال مبنا تبدیل شده و در محاسبات وارد می‌شوند. بر اساس بررسی‌های انجام شده متداول‌ترین روش برآورد هزینه تمام‌شده برق در نیروگاه‌ها، روش هزینه یکنواخت برق^۲ (LCOE) است که در پیوست شماره (۳) به تفصیل مورد بررسی قرار گرفته است.

۱-۳-۲- هزینه خدمات جانبی

خدمات جانبی، در برگیرنده کلیه خدماتی است که نیروگاه‌ها برای افزایش پایداری و قابلیت اطمینان شبکه بر عهده می‌گیرند. بدیهی است ارائه این خدمات نیز همانند تولید برق، نیازمند انجام سرمایه‌گذاری و صرف هزینه‌های مضاعف در طول دوره عملکرد می‌باشد. علاوه بر این، خدمات جانبی هزینه‌های دیگری غیر از هزینه‌های مذکور بر واحدهای ارائه‌کننده تحمیل می‌کنند که مهم‌ترین آن هزینه فرصت از دست رفته ناشی از عدم تولید برق در ساعات آمادگی واحدهاست. بر این اساس، مهم‌ترین هزینه‌های مشارکت نیروگاه‌ها در تامین خدمات جانبی را می‌توان به شرح زیر تقسیم‌بندی کرد:

- هزینه‌های فرصت از دست رفته
- هزینه‌های خسارت (استهلاک)^۳ به عنوان تابعی از تلفات عمر تجهیز
- تلفات بازده
- تعمیر و نگهداری افزایشی (برای شروع و توقف واحد)
- هزینه‌های غیرمستقیم (نرم افزارهای توزیع و پخش توان)

1- Life Cycle Assessment
2- Levelized Costs of Electricity
3- Wear and Tear Cost

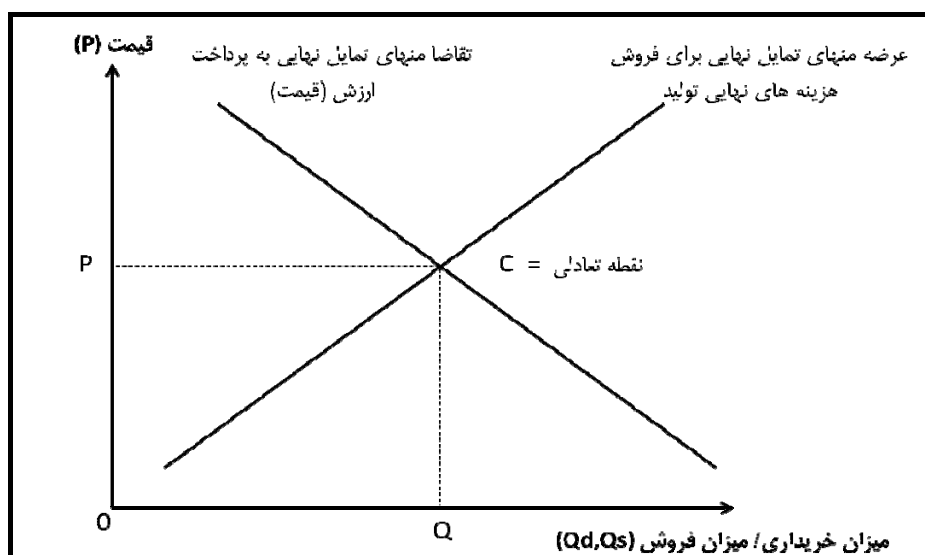
شناسایی دقیق مراکز هزینه و همچنین نحوه برآورد آن برای نیروگاه‌های برقی در فصل سوم ارائه شده است.

۱-۳-۲- هزینه‌های خارجی

علاوه بر هزینه خصوصی، ممکن است طرح‌ها به دلیل ابعاد، پیچیدگی‌ها و چارچوب‌های کنترل‌کننده‌ای^۱ که در قالب آن برنامه‌ریزی و اجرا می‌شوند، پیامدهای خارجی (همچون آلودگی) نیز با خود به همراه داشته باشند که بر رفاه اجتماعی اثر بگذارند. این پیامدها اغلب در حساب‌های مالی طرح منعکس نمی‌شوند، چراکه خارج از چارچوب تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاران و مالکین قرار می‌گیرند، اما از دیدگاه کل جامعه باید مورد توجه سیاست‌گذاران و برنامه‌ریزان قرار گیرند.

اگرچه سیستم بازار بر چگونگی بهره‌برداری از منابع قیمت‌گذاری شده موثر است، اما در راهنمایی صحیح تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان برای بهره‌برداری از منابع قیمت‌گذاری نشده ناموفق است. از آنجا که اغلب آثار و پیامدهای خارجی دارای قیمت نیستند تا تبدیل به هزینه‌های خارجی شوند، لذا سبب انحراف بازار در تخصیص بهینه منابع می‌گردند. چنانچه این هزینه‌ها در سیستم شکل‌گیری قیمت بازار وارد شوند، سطح تولید مطلوب بازار به سمت سطح تولید مطلوب جامعه جابجا می‌شود.

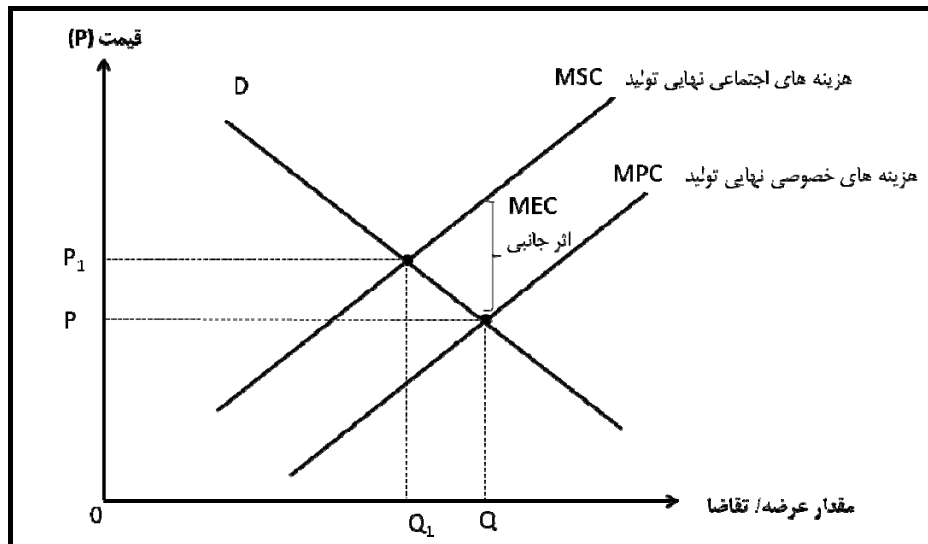
در یک بازار رقابتی، بدون در نظر گرفتن هزینه‌های خارجی، خریداران و فروشندگان از طریق یک فرآیند تبادلی آزادانه با یکدیگر در تماس قرار می‌گیرند، که حاصل آن تعیین‌کننده قیمت تعادلی و تخصیص منابع در نقطه تعادل می‌باشد. در این شرایط، منافع نهایی تمامی مصرف‌کنندگان با هزینه‌های نهایی خصوصی تولید کالا یا خدمت برابر می‌گردد. در نقطه C ($Q_s = Q_d$) قیمت تعادلی بازار (P) را مشخص می‌کند (شکل شماره (۷-۱)).



شکل ۷-۱- تعادل بازار بدون در نظر گرفتن هزینه‌های خارجی

حال چنانچه هزینه‌های خارجی تولید به هزینه‌های خصوصی اضافه شود، نمودار هزینه‌های نهایی خصوصی تولید (MPC) به سمت بالا و چپ انتقال یافته و به نمودار هزینه‌های نهایی اجتماعی تولید (MSC) تغییر می‌یابد (شکل شماره ۸-۱).

$$MSC = MPC + MEC$$



شکل ۸-۱- هزینه‌های اجتماعی

در این شرایط میزان عرضه/تقاضای تعادلی کالا از Q به Q_1 تغییر یافته و قیمت تعادلی نیز به P_1 افزایش می‌یابد. در چنین وضعیتی تخصیص بهینه منابع با سطح قیمت بالاتر و مقدار کم‌تر محصول شکل می‌گیرد. البته در عمل دستیابی به چنین نقطه‌ای بسیار دشوار بوده و نیازمند شناسایی و ارزش‌گذاری آثار خارجی تولید است^۱. اما عدم توجه به این هزینه‌ها نیز می‌تواند سبب تصمیم‌گیری‌های نادرست در تخصیص منابع شود.

بنابراین یکی از نکات مهم در مقایسه هزینه تولید برق از منابع مختلف، شناسایی و محاسبه هزینه‌های خارجی است. از طرفی دیگر، برآورد هزینه‌های خارجی و لحاظ کردن آن در هزینه‌های خصوصی تولید برق (محاسبه هزینه‌های اجتماعی)، فرآیند دخالت دولت در قیمت‌گذاری کالاها و خدمات در بازار برق را در شرایط فقدان بازارهای جانبی توجیه‌پذیر می‌سازد.

بر این اساس، در ادامه به تشریح ساز و کارهای پوشش هزینه‌های تولید برق و خدمات جانبی در بازارهای برق موجود برق (نحوه شکل‌گیری قیمت برق) و نیز روش‌های برآورد هزینه‌های خارجی ناشی از عملکرد نیروگاه‌ها مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۱- در سال‌های اخیر متخصصان اقتصاد محیط‌زیست گام‌های موثری برای نیل به این مقصود برداشته و روش‌هایی را نیز ابداع نموده‌اند که به آنها پرداخته خواهد شد.

۴-۱- ساز و کار شکل گیری قیمت برق و خدمات جانبی

بازار، نهادی است که کلیه عرضه کنندگان و تقاضا کنندگان برای برآوردن نیازهای خود در آن مشارکت کرده و اقدام به مبادله کالا و خدمت می کنند. در چنین نهادی، قیمت کالا یا خدمت از برهم کنش رفتار مشارکت کنندگان و در سطح بهینه تخصیص منابع، شکل می گیرد.^۱ در این سطح، کلیه مشارکت کنندگان به انتظارات خود از قیمت، که همانا پوشش هزینه تولید تولید کنندگان و جبران نیاز تقاضا کنندگان می باشد، دست پیدا می کنند. برق نیز به عنوان یک کالای ضروری مورد نیاز جوامع کنونی از این قاعده مستثنی نیست.

در ساختار افقی، مشارکت کنندگان بازار (نهادهای دولتی قانون گذار و ناظر، تولید کنندگان، شرکت های انتقال و توزیع، معامله گران، عرضه کنندگان و مشتریان) در فضایی رقابتی اقدام به تولید، مصرف و مبادله برق می کنند. شکل گیری چنین فضایی مستلزم وجود بسترهای مبادلاتی مناسب (انواع قراردادهای کوتاه مدت و بلندمدت) است که فروشندگان، خریداران و معامله گران بدون تبعیض و آزادانه قادر به انتخاب هر یک از آن ها باشند.

در کشورهایی که اقدام به تجدید ساختار صنعت برق نموده اند، انتظار بر این است که زمینه سازی رقابت منجر به کارایی بیش تر صنعت همراه با قیمت های پایین تر برق گردد. در این بین علاوه بر تلاش برای شکل گیری فضای مناسب برای فعالیت بازیگران و بسترهای مناسب مبادلاتی، مدل های گوناگون بازار نیز با هدف نحوه مشارکت بازیگران در چارچوب بسترهای مذکور شکل گرفته است. بدیهی است تعدد، دامنه فعالیت مشارکت کنندگان و نوع قراردادهای موجود در بازارهای برق کشورهای مختلف، بسته به نوع بازار، نحوه تعیین قیمت و تسویه بازار متفاوت خواهد بود. این موارد به شکل تفصیلی در بازارهای برق نوردپول، PJM، بریتانیا، اونتاریو، کالیفرنیا، ترکیه و ایران در فصل دوم نشریه شماره ۱۵۴-ن طرح تهیه ضوابط و معیارهای فنی صنعت آب کشور، بررسی شده است.

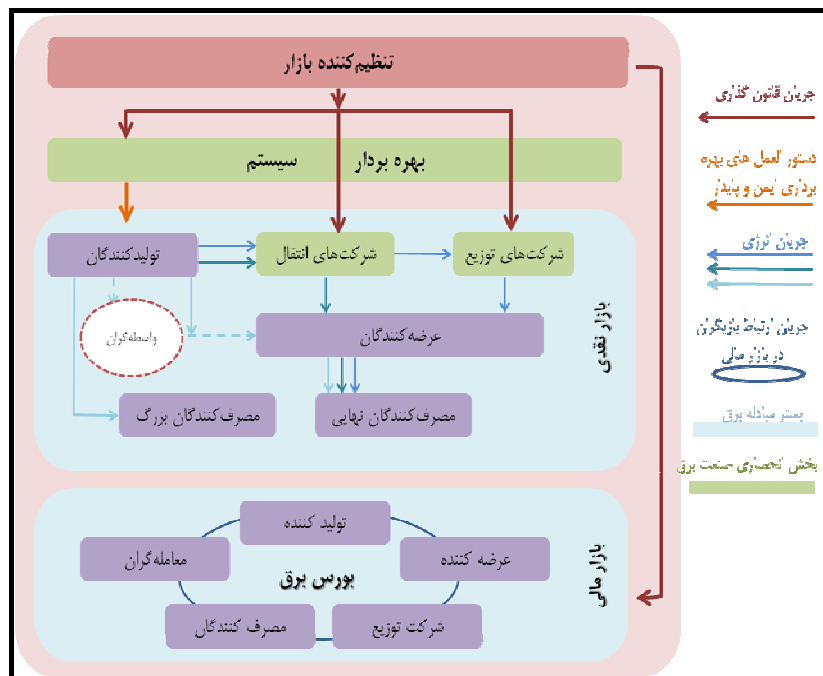
۴-۱-۱ شکل گیری قیمت برق

در اغلب بازارهای برق دنیا، دو خدمت اصلی تولید انرژی و خدمات جانبی مورد نیاز شبکه سراسری مورد مبادله قرار می گیرد و تولید کنندگان/عرضه کنندگان این نوع خدمات هزینه های تامین و عرضه آن ها را از طریق مشارکت در بازارهای برق پوشش می دهند؛ که در ادامه به شرح مختصر آن ها پرداخته می شود.

همانند هر بازار دیگری که در آن کالایی مشخص توسط کارگزاران اقتصادی مورد مبادله قرار می گیرد، در بازار برق نیز کالای برق با حضور مشارکت کنندگانی چون تولید کنندگان، عرضه کنندگان، شرکت های انتقال و توزیع، مصرف کنندگان نهایی و معامله گران و...، مبادله می گردد. مبادله این کالا از منظر زمانی و نیز نوع مشارکت کنندگان عموماً در دو بستر مجزا با عنوان بازارهای نقدی (فیزیکی) و بازارهای مالی انجام می گیرد (شکل شماره (۱-۹)). لازم به

۱- لازم به ذکر است، در برخی موارد که از آن به شکست بازار یاد می شود (همچون فعالیتهایی که از آثار خارجی برخوردارند)، قیمت شکل گرفته در بازار لزوماً منجر به تخصیص بهینه منابع نخواهد شد.

ذکر است که برخی بازیگران اقدام به عقد قراردادهای دوجانبه با قیمت‌های توافقی خارج از بازار، با در نظر گرفتن محدودیت‌ها و قیود اعمال شده از جانب بهره‌برداران سیستم، می‌کنند. در بازارهای نقدی کلیه مبادلات برای بازه زمانی ۲۴ ساعت آینده در چارچوب بازارهای روز قبل^۱، ساعت قبل و زمان حقیقی^۲ انجام می‌گیرد. در حالی که معاملات در بازارهای مالی در قالب قراردادهای بلندمدت‌تر (هفتگی، ماهانه، سالانه) همراه با پوشش ریسک بازیگران و با به‌کارگیری ابزارهای مشتقه^۳ انجام می‌شود. در این نوع بازارها از آنجا تحویل فیزیکی کالا (در اینجا برق) در سررسید قراردادها انجام نمی‌گیرد، علاوه بر تولیدکنندگان/ عرضه‌کنندگان و مصرف‌کنندگان/ خریداران، معامله‌گران نیز برای کسب سود وارد بازار می‌شوند. بدیهی است تمامی مبادلات توسط بازیگران تحت یک سری قوانین از پیش تعیین شده و در قالب دستورالعمل‌های مشخص تحت نظارت نهادهای قانونی به وقوع می‌پیوندند.



شکل ۱-۹- شماتیک کلی جایگاه بازیگران در بسترهای مبادلاتی بازارهای برق

در این بین، عدم امکان ذخیره‌سازی برق و ضرورت مصرف آن در لحظه تحویل فیزیکی، نحوه مبادله و شکل‌گیری قیمت برق در بازار نقدی را از اهمیت ویژه‌ای برخوردار ساخته است. فعالیت مشارکت‌کنندگان بازارهای نقدی برق در کشورهای مختلف منجر به شکل‌گیری مدل‌های مختلف مبادله در این بازارها شده است که مهم‌ترین آن‌ها عبارتند از:

1- Day ahead Market
2- Real-time Market

۳- شامل قراردادهای سلف، آتی، اختیار معامله و اختلاف قیمت.

- خریدار منفرد^۱ (آژانس خرید): در این مدل مالکیت و بهره برداری از کلیه مراحل تولید، انتقال و توزیع همچنان در اختیار یک نهاد عمومی قرار دارد و نهاد مسوول برق به عنوان خریدار عمده و منحصر به فرد برق را از تولیدکنندگان خریداری کرده و در اختیار مصرف کنندگان نهایی قرار می دهد.
- مدل رقابت عمده فروشی^۲: در این مدل نهاد مرکزی مستقلی برای تامین برق مورد نیاز شبکه وجود ندارد و تمامی تولیدکنندگان موجود و جدید در یک شرایط رقابتی، اقدام به پیشنهاد قیمت-مقدار و فروش آن در صورت پذیرفته شدن پیشنهادشان در بازار می کنند.
- مدل رقابت خرده فروشی^۳: در این مدل علاوه بر تولیدکنندگان/عرضه کنندگان، کلیه خریداران نهایی نیز از امکان حضور در بازار و ارائه پیشنهاد های قیمت- مقدار برخوردارند. همچنین تمامی مشترکان برق قادرند آزادانه خدمات موردنظر خود را از عرضه کنندگان منتخب خود، با توجه به معیارهایی چون قیمت و کیفیت خدمات، خریداری نمایند.

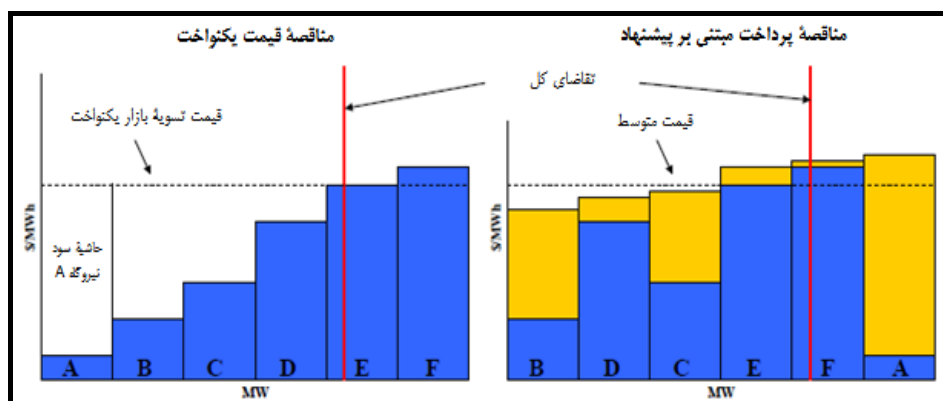
همان طور که ذکر شد علاوه بر مدل های مختلف مبادله در بازار نقدی، نحوه شکل گیری قیمت در آن نیز بسیار مهم است. شکل گیری قیمت برق به طور کلی به نوع مشارکت تولیدکنندگان و خریداران در بازار بستگی دارد. این دو گروه عمدتاً به دو روش قراردادهای دوجانبه^۴ و مشارکت در حوضچه انرژی^۵ اقدام به مبادله برق می کنند. در قراردادهای دوجانبه، قیمت برق به صورت توافقی بین خریدار و فروشنده برای تحویل در زمان و مکانی مشخص تعیین می گردد. به عبارتی هیچ گونه دخالت و نظارت بیرونی بر نحوه تعیین قیمت توسط آن ها انجام نمی گیرد. اما از آنجا که اغلب مشارکت کنندگان اقدام به مبادله برق در چارچوب بازارهای رقابتی عمده فروشی/خرده فروشی می کنند، لذا قیمت های دریافتی و پرداختی به قیمت های شکل گرفته در بازار بستگی دارد.

مدل حوضچه انرژی، مدلی پذیرفته شده در اغلب بازارهای رقابتی برق دنیا است که قیمت هر کیلووات ساعت برق مبادله شده، در آن شکل می گیرد. در این مدل طرفین مبادله، شامل عرضه کنندگان/تولیدکنندگان و خریداران، پیشنهاد های قیمت/ مقدار خود را بدون این که با هم ارتباط مستقیمی داشته باشند برای هر ساعت از روز مشخص به بهره بردار مستقل سیستم اعلام می کنند. پس از ثبت تمامی پیشنهاد های عرضه و تقاضا و تشکیل منحنی های عرضه و تقاضا، قیمت برق در هر ساعت از برهم کنش این منحنی ها به دست می آید. در این مدل دو روش تسویه با عرضه کنندگان/تولیدکنندگان وجود دارد که عبارتند از قیمت یکنواخت^۶ و پرداخت بر مبنای پیشنهاد^۷. هر دوی این روش ها بر اساس نوعی مناقصه^۸ در بازار برق انجام می گیرند (شکل شماره (۱-۱۰)).

1- Single Buyer
2- Wholesale Competition
3- Retail Competition
4- Bilateral Contracts
5- Power Pool
6- Uniform Pricing
7- Bid Pricing
8- Auction

در روش قیمت یکنواخت^۱، قیمت تسویه بازار معادل هزینه نهایی گران‌ترین واحد تولید انرژی برای تامین آخرین واحد تقاضا می‌باشد. به‌طوری‌که تمامی تولیدکنندگان/مصرف‌کنندگان به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی/مصرفی، بدون توجه به پیشنهادهای قیمت ثبت‌شده آن‌ها، همین قیمت را دریافت می‌کنند [۲۴]. در چنین روشی، تولیدکنندگان به ترتیب از کم‌ترین تا بیش‌ترین قیمت‌های پیشنهادی، توسط بهره‌بردار سیستم رتبه‌بندی شده و به همان ترتیب تا نقطه 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 [۲۴]. بدیهی است که عرضه‌کنندگان دیگر انگیزه‌ای برای پیشنهاد قیمت مبتنی بر هزینه نهایی‌شان در بازار ندارند، بلکه کلیه پیشنهادها بر اساس تشخیص‌ها (پیش‌بینی‌ها) از قیمت تسویه بازار انجام می‌گیرد. لذا در ارائه پیشنهادها 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 تسویه بازار است. در چنین روشی بازیگرانی برنده بازی خواهند بود که قادر به تشخیص بهتر قیمت تسویه بازار باشند.



شکل ۱۰-۱- شکل‌گیری قیمت‌ها در مناقصه قیمت یکنواخت و پرداخت بر مبنای پیشنهاد [۲۴]

اهم نتایج به دست آمده از بررسی بازارهای مختلف برق در دنیا به شرح موارد زیر می‌باشد:

- هدف نهایی تمامی بازارهای برق به کارگیری مدل رقابت در سطح خرده‌فروشی است که در آن خریداران و فروشندگان در یک فضای رقابتی و برخوردار از اطلاعات کامل به مبادله برق می‌پردازند.
- شیوه قیمت‌گذاری انرژی در هر کدام از بازارها، بسته به شرایط، ساختار، اولویت‌ها و تصمیمات سیاست‌گذاران، متفاوت می‌باشد به نحوی که نمی‌توان با قاطعیت یکی از روش‌ها را بر دیگر روش‌ها برتر و کارا تر دانست.
- قوانین و مقررات مربوط به مشارکت در تولید انرژی در چارچوب بازار برق برای انواع گوناگون نیروگاه‌ها اعم از

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

تجدیدپذیر و غیرتجدیدپذیر، کاملاً یکسان بوده و هیچ گونه تبعیضی شامل تبعیض قیمت و یا اولویت‌دهی در به کارگیری برخی از آن‌ها در ساعات، روزها و یا ماه‌هایی خاص وجود ندارد.

- فراخوانی نیروگاه‌ها برای مشارکت در تولید انرژی، توسط بهره‌برداران مستقل سیستم و به شرط قرار گرفتن در اولویت تولید بر مبنای قیمت پیشنهادی‌شان در بازار صورت می‌گیرد.

خلاصه بررسی‌های انجام‌شده در زمینه بسترهای مبادله، مدل بازار و روش قیمت‌گذاری از انرژی‌های تجدیدپذیر برق در بازارهای منتخب در جدول شماره (۱-۱) ارائه شده است.

جدول ۱-۱- ویژگی‌های بازارهای منتخب مورد بررسی در ارتباط با برق

بازار	بستر(های) مبادله	مدل بازار	روش قیمت‌گذاری
ایران	بازار نقدی	رقابت عمده‌فروشی	پرداخت بر مبنای پیشنهاد
نوردپول	بازار نقدی (انرژی) بازار مالی	رقابت خرده‌فروشی	قیمت‌گذاری یکپارچه (یکنواخت)
PJM	بازار نقدی (انرژی و ظرفیت) بازار مالی	رقابت خرده‌فروشی	قیمت‌گذاری گره‌ای (قیمت نهایی منطقه‌ای)
بریتانیا	بازار نقدی (انرژی) بازار مالی	رقابت خرده‌فروشی	پرداخت بر مبنای پیشنهاد
اونتاریو	بازار نقدی (انرژی)	رقابت خرده‌فروشی	قیمت‌گذاری یکپارچه (یکنواخت)
کالیفرنیا	بازار نقدی (انرژی)	رقابت خرده‌فروشی	قیمت‌گذاری گره‌ای (قیمت نهایی منطقه‌ای)
ترکیه	بازار نقدی (انرژی)	رقابت خرده‌فروشی	قیمت‌گذاری یکپارچه (یکنواخت)

۱-۴-۲- شکل‌گیری قیمت خدمات جانبی

خدمات جانبی از جمله ملزومات بهره‌برداری پایدار و مطمئن از یک شبکه سراسری برق به شمار می‌روند. با گسترش روزافزون ابعاد سیستم قدرت نیاز به استفاده از این ابزارهای کمکی و کنترلی نیز بیش‌تر شده است. به‌طوری‌که با افزایش چشمگیر بار و نیاز شبکه به داشتن حد قابل قبولی از شاخص‌های قابلیت اطمینان و کیفیت مناسب سرویس‌دهی سبب شده تا این سرویس‌های کمکی به عنوان بخش مجزایی از تولید انرژی پایه مورد توجه قرار گیرند.

از طرفی چون ایجاد سرویس‌های کنترلی در هر بخشی از دنیا به‌طور مستقل مراحل پیشرفت خود را طی نموده و توپولوژی شبکه‌های آن‌ها نیز متفاوت می‌باشد؛ لذا این امر نه تنها منجر به شکل‌گیری طیف وسیعی از اصطلاحات و تعاریف فنی و اقتصادی گردیده است، بلکه وضع قوانین حاکم بر خرید و فروش این سرویس‌ها نیز تفاوت‌های قابل ملاحظه‌ای پیدا کرده است. در یک تعریف کلی، خدمات جانبی خدماتی هستند که ارائه 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 شبکه قدرت ضروری هستند [۷].

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 (FCAS)
 - خدمات بهره‌برداری و هماهنگی یا خدمات کنترل شبکه (NCAS)
 - خدمات پشتیبانی و بازیابی شبکه یا خدمات راه‌اندازی مجدد شبکه (SRAS)
- به طور معمول، بهره‌برداران مستقل سیستم (ISO)^۱ مسوول تدارک و تامین کلیه خدمات جانبی در بازارهای برق به شمار می‌روند^۲ که چهار روش را برای مهیاسازی این خدمات به کار می‌گیرند:
- تهیه و تامین اجباری خدمات جانبی^۳
 - قراردادهای دو جانبه^۴
 - انجام مناقصات^۵
 - بازار معاملات نقدی^۶

بدیهی است هر یک از روش‌های فوق منجر به شکل‌گیری قیمت‌های متفاوت برای خدمات مذکور در صنعت برق می‌گردد. در تامین اجباری، یکی از شرایط ضروری اتصال به شبکه، این است که تمام یا بخشی از گروه‌های شرکت‌کننده در صنعت برق (به طور نمونه ژنراتورهای بزرگ) ملزم به فراهم آوردن انواع معینی از خدمات جانبی شوند. در بازارهایی که چنین روشی را در پیش می‌گیرند، تامین خدمات جانبی یا به صورت رایگان و یا با پرداخت مبالغی ثابت و از پیش تعیین‌شده، ارائه می‌شوند.

چنانچه بهره‌بردار سیستم از روش قراردادهای دو جانبه برای تامین نیاز خدمات جانبی استفاده کند، همانند بازار انرژی، کلیه جزییات قرارداد از جمله مقدار، کیفیت و قیمت خدمات صرفاً از طریق مذاکره و توافق با تامین‌کنندگان تعیین می‌شود.

روش‌های سوم و چهارم شامل گسترش فرآیندهای مزایده‌ای و ایجاد بازار معاملات نقدی می‌باشد که متمایز کردن این دو روش همواره کار ساده‌ای نیست. اما بازار معاملات نقدی بازاری برای یک مدت کوتاه مبادله و مناقصه برای یک مدت طولانی‌تر می‌باشد. بدیهی است هر دوی این روش‌ها از شفافیت و سطح رقابت بیش‌تری نسبت به سایر روش‌ها

۱- بهره‌بردار مستقیم سیستم مسوول بهره‌برداری از سیستم قدرت و تامین امنیت و پایداری شبکه می‌باشد. این وظایف از طریق دیسپاچینگ 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.

۲- اگرچه برخی اوقات این مسوولیت به عهده کاربران سیستم نیز قرار می‌گیرد.

3- Compulsory Provision

4- Bilateral Contracts

5- Tendering

6- Spot Market

برخوردار می‌باشند. بدیهی است قیمت‌های پرداختی بابت جبران هزینه‌های تامین خدمات به عرضه‌کنندگان، به اتخاذ هر یک از روش‌های مذکور بستگی دارد که بر این اساس می‌توان از روش‌های پرداخت (جبران‌ساز) زیر اشاره کرد.

- قیمت تنظیم‌شده (RP)^۱
- قیمت توافقی (AP)^۲
- پرداخت بر مبنای پیشنهاد (PBP)^۳
- قیمت تسویه بازار لحظه‌ای (CCP^۴ یا MCP^۵)

قیمت تنظیم‌شده از طریق یک نهاد ناظر و یا مستقیماً توسط خود بهره‌بردار سیستم وضع می‌گردد که معمولاً برای کلیه تامین‌کننده‌ها یکسان می‌باشد. این روش جبران‌سازی و بازپرداخت زمانی که مساله قدرت بازار مد نظر است توجیه دارد، اما از آنجایی که هزینه‌های حقیقی خدمات جانبی را نمایان نمی‌کند، به ویژه وقتی که هزینه‌ها با زمان و شرایط تغییر می‌کنند، از شفافیت لازم برخوردار نیست. در روش پرداخت بر مبنای قیمت پیشنهادی، تامین‌کننده پولی را براساس پیشنهاد پذیرفته شده‌اش دریافت می‌کند. این روش مناسب مواقعی است که کیفیت خدمات ارائه شده بسیار متفاوت بوده و پیشنهادها به راحتی قابل قیاس نباشند. همچنین به تامین‌کنندگان انگیزه‌ای برای به مزایده گذاشتن هزینه‌های جانبی نمی‌دهد مگر زمانیکه تمرکز بازار کم باشد. در روش قیمت تسویه بازار، هزینه تمامی تامین‌کنندگان پیروز در بازار بر مبنای گران‌ترین قیمت پذیرفته‌شده و یا ارزان‌ترین پیشنهاد رد شده جبران می‌شوند.

علاوه بر این، پرداخت بابت ارائه خدمات جانبی ممکن است از اجزای گوناگون تشکیل شده باشد تا هزینه‌های مختلفی را که یک سرویس‌دهنده متحمل می‌شود را جبران نماید. این اجزا به طور کلی به شرح زیر است:

- پرداخت ثابت^۶
- پرداخت بابت در دسترس بودن^۷ (آمدگی)
- پرداخت بابت ارائه خدمت واقعی^۸
- هزینه فرصت از دست رفته^۹

پرداخت ثابت و در دسترس بودن، جبران هزینه‌های ثابتی است که ارائه‌دهنده خدمت متحمل می‌گردد و پرداخت بابت هزینه فرصت از دست رفته، جبران‌کننده درآمدی است که یک واحد می‌توانست از فروش محصول اصلی‌اش (برای مثال انرژی) داشته باشد اما به علت ارائه خدمت این فرصت زایل شده است.

1- Regulated Price
 2- Agregated Prices
 3- Pay as Bid Price
 4- Common Clearing Price
 5- Market Clearing Price
 6- Fixed Allowance
 7- Availability Price
 8- Utilization Payment
 9- Opportunity Cost

با توجه به مطالب ذکر شده می‌توان دریافت که قیمت تامین انواع خدمات جانبی بسته به شرایط و ویژگی‌های صنعت برق در هر کشوری، به نحو متفاوتی شکل می‌گیرد. برخی خدمات در برخی کشورها در چارچوبی خارج از بازار (قیمت‌های ثابت یا توافقی) و برخی دیگر تابع قیمت تسویه بازار برق در زمان حقیقی می‌باشند.

به کارگیری هر کدام از این روش‌ها در طراحی نحوه مبادله و قیمت‌گذاری خدمات جانبی، از مزایا و معایبی برخوردار است که سیاست‌گذاران در بازارهای مختلف برق با توجه به اولویت‌ها، خط‌مشی‌ها و همچنین شرایط و ویژگی‌های سیستم‌های خود، اقدام به انتخاب یک یا ترکیبی از این روش‌ها می‌کنند.^۱ جداول شماره (۱-۲) الی (۱-۶) خلاصه‌ای از ویژگی‌های بازارهای مورد بررسی را ارائه می‌دهد.

جدول ۱-۲- ویژگی‌های بازارهای منتخب در ارتباط با کنترل اولیه فرکانس

جنبه‌های اقتصادی	ایران	انگلستان	نوردپول	کالیفرنیا	PJM	اونتاریو	ترکیه
نوع بازار	اجباری: مشارکت واحدهای بیش از ۵۰ مگاوات	برگزاری مناقصه یا اجباری	نروژ (اجباری) سوئد (برگزاری مناقصه)	اجباری	اجباری	قرارداد دو جانبه	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 فعال شدن سیستم گاورنر	دریافتی ثابت+ فراوانی به کارگیری+ دسترس‌پذیری+ به کارگیری	هزینه آمادگی+ استفاده	بدون پرداخت	بدون پرداخت	هزینه آمادگی+ استفاده	-
نوع قیمت‌گذاری	قیمت‌گذاری یکنواخت+نرخ مشارکت ^۲	بر اساس قیمت پیشنهادی	نروژ: قیمت رسمی ^۳ سوئد: مبتنی بر پیشنهاد	بدون پرداخت	بدون پرداخت	دو طرفه	-
تناوب ارسال پیشنهادها	-	یک ساعت قبل	۴۵ دقیقه قبل	۲ ساعت قبل	ساعت ۱۸:۰۰ روز قبل	یک روز قبل	-

جدول ۱-۳- ویژگی‌های بازارهای منتخب در ارتباط با 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 هزینه فرصت
نوع قیمت‌گذاری	قیمت‌گذاری یکنواخت+نرخ مشارکت	-	-	لحظه‌ای	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	-

۱- برای مطالعه بیش‌تر مراجعه نمایید به: شرکت مدیریت شبکه برق ایران، مروری بر انواع خدمات جانبی در بازارهای برق دنیا، دفتر مطالعات اقتصادی و ارتقای بازار برق، ۱۳۸۷.

2- Uniform Pricing & Participation Rate

3- Official Price

جدول ۱-۴- ویژگی‌های بازارهای منتخب در ارتباط با کنترل ثالثیه فرکانس

جنبه‌های اقتصادی	ایران	انگلستان	نوردپول (سوئد)	کالیفرنیا	PJM	اوتاریو	ترکیه
نوع خدمت	اجباری	BM-startup	ذخیره سریع	ذخیره کوتاه مدت	ذخیره ثالثیه	ذخیره ثالثیه	ذخیره ثالثیه
نوع بازار	قرارداد دوطرفه	قرارداد دوطرفه	مناقصه‌ای	مناقصه‌ای	بازار لحظه‌ای	بازار لحظه‌ای	بازار لحظه‌ای
ساختار مبالغ دریافتی	دریافتی ثابت + پرداختی متغیر	آمدگی	آمدگی + استفاده	استفاده	هزینه انرژی	آمدگی + استفاده	آمدگی + استفاده
نوع قیمت گذاری	قیمت گذاری یکنواخت + نرخ مشارکت	بر اساس قیمت پیشنهادی	بر اساس قیمت پیشنهادی	MCP	لحظه‌ای	لحظه‌ای	لحظه‌ای
تناوب تسویه بازار	هر ۳ ماه	-	هر ماه	سه بار در سال	هر ساعت	هر ساعت	هر ساعت

جدول ۱-۵- ویژگی‌های بازارهای منتخب در ارتباط با تامین توان راکتیو و کنترل ولتاژ

جنبه‌های اقتصادی	ایران	انگلستان	نوردپول (سوئد)	کالیفرنیا	PJM	اوتاریو	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/£) + دسترس پذیری (£Mvar/h)	-	-	مقدار ثابت (ماه/£) + هزینه سلب فرصت	بهای انرژی + هزینه فرصت از دست رفته	-
نوع قیمت گذاری	بر اساس قیمت پیشنهادی	بر اساس قیمت	-	-	قیمت تنظیمی	-	-

جدول ۱-۶- ویژگی‌های بازارهای منتخب در ارتباط با خودراه‌اندازی

جنبه‌های اقتصادی	ایران	انگلستان	نوردپول	کالیفرنیا	PJM	اونتاریو
هزینه‌های عمده ناشی از این خدمات	ظرفیت آمادگی	ظرفیت آمادگی، بهره‌برداری (انرژی)، تعمیر و نگهداری و هزینه مطالعات امکان‌سنجی	-	سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری و سوخت	هزینه‌های عملیات و نگهداری، بهره‌برداری و سوخت	هزینه‌های عملیاتی و نگهداری
ساز و کار ارائه خدمات	همه ژنراتورهای دارای قابلیت ملزم به آمادگی برای ارائه این خدمات هستند	قراردادهای دوجانبه سالانه	همه ژنراتورها ملزم به ارائه رایگان خدمات هستند	قراردادهای دوجانبه سالانه	قراردادهای دوجانبه سالانه	قراردادهای دوجانبه سالانه
نحوه پرداختی به ارائه‌کنندگان خدمات	پرداخت بابت آمادگی	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 مصرف‌کنندگان	-	از طریق هزینه‌های سربار	مبلغی نمی‌پردازند	با توجه به تقاضا	با توجه به دیماندا	با توجه به دیماندا
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 مدت زمان تعیین شده توسط بهره‌بردار سیستم به استمرار خدمات‌رسانی بپردازند.	با توجه به دیماندا	با توجه به دیماندا
نحوه مشارکت در این خدمات	اجباری برای واحدهای دارای قابلیت خودراه‌انداز	اختیاری	اجباری	اختیاری	با توجه به دیماندا	با توجه به دیماندا

۱-۵- ارزش‌گذاری آثار خارجی

بر اساس ادبیات اقتصاد محیط‌زیست، به طور کلی، آثار یا پیامدهای شناسایی شده حاصل از اجرا و بهره‌برداری کلیه طرح‌ها از دیدگاه شیوه ارزش‌گذاری (اعم از آثار مثبت و منفی) به دو دسته تقسیم می‌شوند:

الف- آثاری که از طریق ساز و کار بازار قابل ارزش‌گذاری هستند.

ب- آثاری که از طریق ساز و کار بازار قابل ارزش‌گذاری نیستند.

آثاری که از طریق ساز و کار بازار قابل ارزش‌گذاری هستند و در بازار مربوط به خود، مبادله شده و دارای قیمت هستند، ملاک پایه ارزش‌گذاری، قیمت تعیین‌شده در بازار است. اگر به سبب دخالت‌های عوامل خارج بازار، قیمت دریافتی، نشانه‌های درستی از ارزش اقتصادی را نشان ندهد و اختلاف زیادی بین قیمت بازار و قیمت اقتصادی وجود داشته باشد، از قیمت‌های سایه استفاده می‌شود.

برای ارزش‌گذاری پیامدهای زیست‌محیطی روش‌های مختلفی وجود دارد. انتخاب روش ارزش‌گذاری به عوامل مختلفی مانند ویژگی و ماهیت پیامد مورد نظر، فراهم بودن داده‌های مورد نیاز، دیدگاه‌های تخصصی، زمان و منابع در اختیار بستگی دارد. در عمل، یک قاعده کلی در این مورد نمی‌توان توصیه کرد و ممکن است چند رویکرد برای ارزش‌گذاری یک پیامد به کار گرفته شود تا انتخاب نهایی، بر حسب شرایط ویژه انجام پذیرد.

۱-۵-۱ ارزش‌گذاری پیامدهای بازاری

به جهت ارزش‌گذاری آثار یا پیامدهای بازاری، از قیمت‌های غالب برای کالاها و خدمات مبادله شده در بازارهای رقابتی داخلی یا جهانی استفاده می‌شود (قیمتی که با استفاده از قانون عرضه و تقاضا تعیین شده). به عبارت بهتر، رفتار مشاهده‌شده و ارزش پولی مستقیم، ملاک عمل در ارزش‌گذاری پیامدهای بازاری است. جهت انجام این ارزش‌گذاری، از قیمت‌های بازار رقابتی و در صورت نیاز از تعدیل قیمت‌ها و محاسبه قیمت سایه، استفاده می‌شود. در صورت امکان، استفاده از این روش، نسبت به دیگر فنون و رویکردها، برتری دارد، زیرا نتیجه ارزش‌گذاری مبتنی بر انتخاب‌های واقعی است و نه فرضی و لازم نیست تحلیل‌گر درباره رفتار مردم فرضیه‌هایی بسازد و آن‌ها را تفسیر کند. البته این روش معایبی نیز دارد، از جمله این که شکست بازار ممکن است قیمت‌ها را مخدوش کند و در نتیجه قیمت‌ها، دیگر بیانگر ارزش اقتصادی کالاها و خدمات کل جامعه نباشند.

می‌توان تعدادی از پیامدهای طرح‌های سدسازی را که در اثر ایجاد دریاچه سد به وجود می‌آیند، با استفاده از این روش ارزش‌گذاری کرد، برای مثال خسارت مربوط به تولید چوب تجاری و منابع غیرجنگلی یا ماهی‌گیری در دریاچه سد. در این شرایط، با انتخاب یک رویکرد ساده مبتنی بر بازار، فایده‌های خالص براساس برآورد مقادیر تجاری و قیمت‌های فروش به دست می‌آید.

۱-۵-۲ ارزش‌گذاری پیامدهای غیربازاری

به جهت ارزش‌گذاری آثار یا پیامدهایی که از طریق ساز و کار بازار قابل ارزش‌گذاری نیستند (مثلاً غرقاب شدن زمین‌های بالادست سد، موجب نابودی زیستگاه و محل استقرار گونه‌های مختلف جانوری و گیاهی در محدوده دریاچه سد می‌شود که پیامدی غیربازاری است و در بازار خرید و فروش نمی‌شود)، استفاده از مفهوم «تمایل به پرداخت» می‌تواند روش مناسبی باشد. پولی‌سازی این تمایل با استفاده از روش‌های مختلف ارزش‌گذاری (ترجیحات آشکار شده^۱ و ترجیحات اظهار شده^۲) قابل انجام می‌باشد.

رویکرد ترجیحات آشکار شده، مستقیماً بر رفتار واقعی و مشاهده شده مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان متکی است. به عبارت بهتر در این رویکرد، از ترجیحات افراد در بازارهای واقعی استفاده می‌شود تا از روش‌های پولی مشاهده شده در

1- Revealed Preferences Methodology

2- Stated Preferences Methodologies

بازار به صورت غیرمستقیم برای ارزش گذاری آثار خارجی مورد نظر نتیجه گیری شود. تغییر در بهره‌وری^۱ (قابلیت تولید)، هزینه بیماری‌ها و سرمایه انسانی^۲، هزینه‌های جایگزینی^۳، مخارج پیشگیری^۴، هزینه فرصت^۵، هزینه سفر^۶ و قیمت گذاری بر مبنای لذت‌گرایی^۷ (رضایت استفاده)، از روش‌های بررسی شده در این رویکرد می‌باشند.

رویکرد ترجیحات اظهار شده، بر رفتار فرضی و استخراج اطلاعات با استفاده از پرسشنامه‌ها متکی است و مانند رفتار واقعی نمی‌تواند مشاهده شود. در این رویکرد، از افراد خواسته می‌شود که به طور مستقیم روی کاهش یا افزایش فرضی کیفیت خدمات زیست‌محیطی مورد نظر ارزش بگذارند و به این ترتیب، ترجیحات خود را بیان کنند. ارزش گذاری مشروط^۸ و مدل سازی انتخاب^۹ از روش‌های بررسی شده در این رویکرد می‌باشند.

در ادامه، بنا به اهمیت موضوع، اجزا و میزان پرداختی‌های بازار عمده فروشی برق ایران به نیروگاه‌ها و نیز دریافتی‌های نیروگاه‌های برقابی تحت پوشش سازمان آب و برق خوزستان از آن بابت تولید انرژی و سایر خدمات، در شرایط کنونی بازار برق ایران مورد بررسی قرار می‌گیرد.

-
- 1- Change in Productivity Method
 - 2- Cost of Illness Method
 - 3- Replacement Cost Method
 - 4- Avoided Cost
 - 5- Opportunity Cost
 - 6- Travel Cost Method
 - 7- Hedonic Pricing Method
 - 8- Contingent Valuation Method
 - 9- Choice Modeling Method

فصل ۲

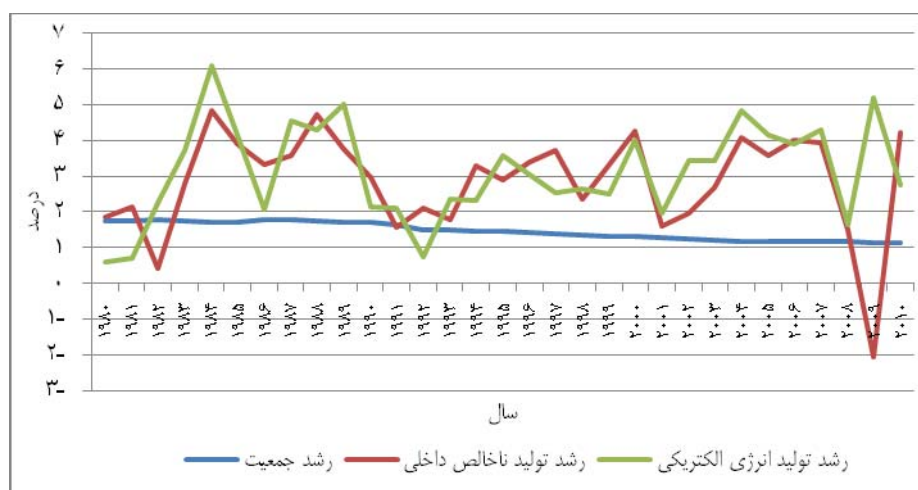
ویژگی‌های نیروگاه‌های برقابی و

جایگاه آن‌ها در صنعت برق ایران

۲-۱- کلیات

برق، یکی از انواع مهم انرژی در کنار سایر منابع انرژی از جمله سوخت‌های فسیلی به شمار می‌رود که از موارد مصرف متعدد برخوردار بوده و به سهولت قابل دسترس است. همراه با پیشرفت و توسعه جوامع بشری و نیاز روزافزون به منابع مختلف انرژی، انرژی الکتریسیته نیز به دلیل توانایی در تامین سهل و آسان خدماتی چون روشنایی، گرمایش، پخت و پز و نیروی محرکه از اهمیت ویژه‌ای برخوردار گشته است. این منبع انرژی در برخی زمینه‌ها (مانند تامین برق لوازم الکترونیکی جدید) نیازهایی را برآورده می‌کند که تامین آن‌ها توسط سایر منابع انرژی امکان‌پذیر نمی‌باشد. بنابراین به نظر می‌رسد، تولید و مصرف برق در آینده به دو دلیل تامین نیازهای جدید جوامع و جایگزینی به جای سایر انواع سوخت‌ها بالاخص سوخت‌های فسیلی (به دلیل گرانی و آلودگی‌های ناشی از مصرف آن‌ها)، با سرعت ادامه پیدا کند. به همین دلیل امروزه سطح دسترسی کشورهای مختلف به برق به عنوان معیاری مهم در زمینه کیفیت زندگی و توسعه انسانی مطرح است.^۱

بر این اساس، تولید برق طی چند دهه گذشته نسبت به رشد جمعیت و تولید ناخالص داخلی در اکثر کشورهای جهان از رشد سریع‌تری برخوردار بوده است. طبق آمارهای ارائه شده از جانب سازمان‌ها و نهادهای رسمی بین‌المللی از قبیل بانک جهانی و EIA، در دهه‌های ۱۹۸۰ و ۱۹۹۰ تولید ویژه برق دنیا از رشد متوسط سالیانه ۳/۱ و ۲/۲ درصدی برخوردار بوده که این رقم در سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۰ به ۳/۵ درصد افزایش یافته است. این در حالی است که طی سه دوره مذکور، رشد متوسط سالیانه جمعیت جهان به ترتیب ۱/۸، ۱/۵ و ۱/۲ درصد و متوسط رشد تولید ناخالص داخلی جهان برابر با ۲/۷، ۲/۶ و ۲ درصد بوده است^۲ (شکل شماره ۲-۱).



شکل ۲-۱- رشد جمعیت، تولید ناخالص داخلی و تولید ناویژه برق جهان

۱- شایان ذکر است که دسترسی به برق در بسیاری از مناطق جهان در وضعیت بحرانی قرار دارد. متوسط دسترسی به برق در بیش از ۵۰ درصد کشورهای در حال توسعه زیر ۵۰ درصد است. این مقدار در کشورهای آفریقایی حتی کم‌تر از این مقدار است، به طور مثال در جمهوری کنگو میزان دسترسی به برق حدود ۶ درصد است. تخمین زده می‌شود، این دسترسی محدود، سبب کاهش ۲ تا ۴ درصدی رشد تولید ناخالص داخلی این کشورها شده است.

2- World Bank Site: <http://www.worldbank.org/>

همچنین، مصرف سرانه برق در جهان طی سال‌های ۱۹۸۰ تا ۲۰۱۰ میلادی از ۱۵۸۳ به حدود ۲۹۷۵ کیلووات ساعت افزایش یافته^۱ که بیانگر اهمیت بیش از پیش نقش برق در زندگی روزمره جوامع کنونی است. گذشته از افزایش روزافزون اهمیت برق در دنیای کنونی، نوع منبع تولید آن نیز در دهه‌های اخیر به خصوص از اوایل دهه ۱۹۹۰ مورد توجه جدی سیاست‌گذاران قرار گرفته است. در یک دسته‌بندی کلی این منابع را می‌توان به دو دسته نیروگاه‌های تجدیدپذیر و غیرتجدیدپذیر تقسیم کرد که هر چند نحوه کارکرد همگی آن‌ها از منظر فنی، تقریباً مشابه یکدیگر است^۲ اما منبع تولید انرژی در هر یک تفاوت اساسی با همدیگر دارند. مولدهایی که از سوخت‌های فسیلی همچون ذغال‌سنگ، گازوئیل، مازوت، گاز طبیعی و یا اورانیوم (هسته‌ای) استفاده می‌کنند، نیروگاه‌های غیرتجدیدپذیر و مولدهایی که منابع آب، باد، خورشید و زمین‌گرمایی را برای تولید برق به کار می‌گیرند، نیروگاه‌های تجدیدپذیر خوانده می‌شوند.

بر اساس آمارهای آژانس بین‌المللی انرژی، کل تولید برق جهان در سال ۲۰۱۰ حدود ۲۱۱۹۸ تراوات ساعت بوده، که ۶۷ درصد آن از طریق سوخت‌های فسیلی، ۱۹.۸ درصد از طریق منابع تجدیدپذیر و ۱۳ درصد از طریق انرژی هسته‌ای تامین می‌شود (جدول شماره (۲-۱)).

جدول ۲-۱- تولید انرژی الکتریکی جهان از منابع مختلف در سال ۲۰۱۰ [۱۶]

منبع تولید	سوخت‌های فسیلی	هسته‌ای	تجدیدپذیر				جمع کل
			برقابی	زمین گرمایی	خورشیدی و بادی	سوخت‌های زیستی و پسماندها	جمع تجدیدپذیر
کل تولید (تراوات ساعت)	۱۴۲۴۶	۲۷۵۴	۳۴۴۸	۶۹	۳۷۸	۳۰۱	۴۱۹۶
سهم (درصد)	۶۷/۲	۱۳	۱۶/۳	۰/۳	۱/۸	۱/۴	۱۹/۸

چنانچه ملاحظه می‌شود نیروگاه‌های برقابی به عنوان مهم‌ترین منبع تجدیدپذیر تولید برق، حدود ۱۶٪ از کل برق تولیدی جهان را به خود اختصاص داده است. بر اساس اطلاعات ارائه شده توسط کمیسیون جهانی سدها در سال ۲۰۰۸ میلادی، بیش از ۱۵۰ کشور دنیا بخشی از انرژی مورد نیاز خود را از طریق نیروگاه‌های برقابی تامین کرده‌اند. در این بین پنج کشور چین، کانادا، برزیل، ایالات متحده آمریکا و روسیه بیش از نیمی از ظرفیت نصب نیروگاه‌های برقابی دنیا را در اختیار دارند [۳۰]. در این بین برخی کشورها برای تامین برق مورد نیاز خود در زمان‌های بار پایه متکی به نیروگاه‌های برقابی هستند؛ درحالی‌که برخی دیگر اغلب برای تامین برق پیک (ساعات اوج مصرف) از این نوع نیروگاه‌ها استفاده می‌کنند. از منظر منطقه‌ای، آسیا و اقیانوسیه بیش‌ترین سهم در کل ظرفیت نصب نیروگاه‌های برقابی دنیا را به خود اختصاص داده و پس از آن به ترتیب اروپا، آمریکای شمالی، آمریکای جنوبی و آفریقا قرار دارند.

1- World Bank Site: <http://www.worldbank.org/>

۲- نحوه کارکرد فنی مهم‌ترین نیروگاه‌های تجدیدپذیر و غیرتجدیدپذیر در پیوست شماره (۱) گزارش حاضر ارائه شده است.

۲-۲- ویژگی‌های نیروگاه‌های برقایی

همان‌طوری که اشاره شد، تولید انرژی الکتریکی روش‌های گوناگونی دارد، از آن جمله تولید برق به وسیله نیروگاه‌های برقایی و استفاده از توان بالقوه آب ذخیره‌شده در پشت سدها را می‌توان نام برد. عمر طولانی، راندمان بالا، تجدیدپذیر بودن سوخت (آب) و عدم نوسان قیمتی آن در بازار (بین‌المللی)، آلاینده‌ی اندک محیط‌زیست، پایین بودن هزینه‌های نگهداری، کنترل سیلاب‌های مخرب و توان پاسخگویی به نوسان‌های شبکه برق در کوتاه‌ترین زمان ممکن از مزایای مهم احداث نیروگاه‌های برقایی به شمار می‌رود.

۲-۲-۱- نیروگاه‌های برقایی و توسعه پایدار

در دهه ۱۹۹۰ مطالعات مربوط به نیروگاه‌های برقایی شامل مجموعه‌ای از بررسی‌های ضعیف در خصوص خطرات زیست‌محیطی و رویکردی محدود در خصوص مسایل مربوط به اسکان مجدد براساس جبران خسارات وارده بود، این امر سبب شد تا سرمایه‌گذاری‌های مربوط به نیروگاه‌های برقایی کاهش یابد. اما امروزه مطالعات نیروگاه‌های برقایی با دقت بیش‌تر وبا درنظر گرفتن اهداف توسعه‌ای گسترده‌تری^۱ انجام می‌گیرد.

پس از یک دوره رکود، پتانسیل مشارکت نیروگاه‌های برقایی در توسعه پایدار در حال تغییر است. این نقش به دلیل تغییرات سریعی است که در اثر پیچیده‌تر شدن بازارهای برق، تغییرات اقلیم، توجه به مدیریت منابع آب و موارد مشابه اتفاق افتاده است. آنچه در ادامه به آن اشاره می‌شود خلاصه‌ای است از مهم‌ترین مطالبی که در گزارشی از بانک جهانی به آن اشاره شده است [۲۹].

۲-۲-۱-۱- افزایش قیمت نفت

هر ۱۰ دلار افزایش در قیمت یک بشکه نفت، در کشورهایی که تولید ناخالص داخلی سرانه آن‌ها بین ۳۰۰ تا ۹۰۰ دلار است، سبب کاهش ۰/۷۶ درصد در مقدار تولید ناخالص داخلی این کشورها می‌شود. مقدار این تاثیر در کشورهای با تولید ناخالص سرانه کم‌تر از ۳۰۰ دلار حدود دو برابر این مقدار (۱/۴۷ درصد) است. لذا با در نظر گرفتن قیمت نفت در شرایط فعلی و احتمال افزایش قیمت آن در آینده، انتظار می‌رود که تولید برق از نیروگاه‌های برقایی کم‌هزینه‌تر از تولید آن از سایر انواع نیروگاه‌ها باشد. چنانچه افزایش قیمت نفت با کاهش ارزش پول در این کشورها همراه باشد، تولید انرژی توسط نیروگاه‌های برقایی، می‌تواند برای آن‌ها یک حصار محافظ قابل توجه برای جلوگیری از آثار منفی افزایش قیمت نفت پدید آورد.

۱- داخلی کردن آثار طرح بر روی جوامع انسانی آسیب دیده، مدیریت یکپارچه آب و انرژی (به طور مثال داد و ستد آگاهانه و شفاف میان ارزش‌های اقتصادی، اجتماعی و محیط زیستی)، توسعه نهادی و ...

۲-۲-۱-۲- ضرورت مدیریت یکپارچه منابع آب

امروزه توجه به اصول مدیریت یکپارچه منابع آب چه در زمینه مدیریت (مشارکت دادن بهره برداران مختلف و تامین اهداف چند منظوره تامین آب کشاورزی، تامین آب شهری، کنترل سیلاب و...) و چه در زمینه مقررات در پروژه‌های برقی و به‌خصوص پروژه‌های برقی مخزنی پذیرفته شده است. بر اساس مدیریت یکپارچه منابع آب، نیروگاه‌های برقی باید بتوانند فایده زیست‌محیطی، اجتماعی و اقتصادی را هم‌زمان حداکثر کنند. این فایده‌ها می‌تواند متعلق به بخش دولتی یا خصوصی و یا تولیدات با درآمد یا بدون درآمد باشد.

۲-۲-۱-۳- پتانسیل تولید فایده‌های منطقه‌ای

نیروگاه‌های برقی می‌توانند در افزایش دسترسی به برق ناشی از ایجاد ظرفیت تولید اضافی در منطقه، کشور و سیستم‌های یکپارچه بین‌مرزی سهم داشته باشند. به عبارت دیگر طرح‌های برقی می‌توانند با مدیریت منابع آب در مناطق مرزی بین کشورها سبب همکاری‌ها و توسعه منطقه‌ای شوند. این امر می‌تواند سبب گسترش امنیت در این مناطق شود.

افزایش یکپارچگی منطقه‌ای از طریق تشکیل بازارهای انرژی و شبکه‌های انتقال و توزیع هماهنگ، در غرب و جنوب آفریقا، شبه قاره هند، در منطقه مکنگ در شرق آسیا و اروپا و مرکز آسیا، سبب شده است تا مزایای خدمات مختلف نیروگاه‌های برقی و توانایی‌های آن‌ها در پایداری شبکه بیش‌تر قابل دریافت باشد.^۱

۲-۲-۱-۴- توسعه اقتصادی جوامع و مناطق

طرح‌های برقی با سرمایه‌گذاری در راه‌ها، زیرساخت‌های اجتماعی، ارتباطات و مهارت‌های ساخت و ساز در پروژه‌های بزرگ، می‌توانند افزایش فواید این پروژه‌ها را در رابطه با توسعه اقتصادی (از طریق اشتغال مستقیم و غیرمستقیم، افزایش تولیدات کشاورزی، جلوگیری از تخریب سیل، تامین آب شرب سالم و...) تقویت کرده و تکیه‌گاهی برای رشد اقتصادی مناطق باشند. شاید بسیاری از این موارد در سرمایه‌گذاری در پروژه‌های کوچک قابل تحقق نباشد، اما در چشم‌اندازی وسیع‌تر از توسعه، از این موارد باید به عنوان یک قابلیت بالقوه در سودمندی و کارایی نیروگاه‌های برقی یاد کرد.

۲-۲-۱-۵- چالش‌های ناشی از تغییرات اقلیم

نیروگاه‌های برقی نقشی دوگانه در خصوص چالش‌های ناشی از تغییرات اقلیم دارند:

- این نیروگاه‌ها بزرگ‌ترین منبع در دسترس انرژی تجدیدپذیر هستند، به علاوه آنکه به سبب تولید برق از منابع کم کربن، نقشی مهم در کاهش گازهای گلخانه‌ای دارند. به طور مثال، افزایش در سهم استفاده از انرژی

۱- از طریق ایجاد تعادل در تولید برق بین مناطق مختلف با قابلیت اطمینان جریان‌های آب مختلف.

برقابی از ۲۴ درصد به ۳۵ درصد، در ترکیب انرژی مصرفی در هندوستان، از انتشار سالیانه ۱۳۸ میلیون تن CO_2 ناشی از تولید همین میزان برق از نیروگاه‌های ذغال سنگی می‌کاهد. این مقدار برابر ۸/۵ درصد از کل انتشار گازهای گلخانه‌ای در هندوستان در سال ۲۰۱۵ بوده است. به طور غیرمستقیم نیز نیروگاه‌های برقابی موجب گسترش سایر انواع نیروگاه‌های تجدیدپذیر نظیر نیروگاه‌های بادی و خورشیدی می‌شوند. نیروگاه‌های برقابی (از نوع تلمبه ذخیره‌ای) با ذخیره انرژی تولیدی نیروگاه‌های مذکور در ساعات غیر پیک و تبدیل آن به انرژی پیک به قابلیت اطمینان شبکه کمک می‌کنند.

سدهای نیروگاه‌های برقابی در تطابق اقلیمی نقش دارند، زیرا تغییرات اقلیمی، تغییرات هیدرولوژیکی را تشدید می‌کند. عواقب این تغییرات در درازمدت، تغییر موازنه آب و افزایش وقایع جوی است و در کنار این چالش، مدیریت منابع آب کمیاب در مقابل تقاضای فزاینده آن را نیز باید اضافه کرد. لذا سازه‌های بهره‌برداری و مدیریت منابع آب، برای عملکرد بهتر باید خود را با تغییرات هیدرولوژیکی تطبیق دهند. این سازه‌ها اگر بتوانند با توجیه اقتصادی، زیست محیطی و اجتماعی آب را به صورت چندین ساله در خود ذخیره کنند بهتر قادر به انجام این مهم خواهند بود. در میان سازه‌های مختلفی که قادر به انجام این کار هستند، سدهای نیروگاه‌های برقابی نیز برای ایجاد چنین شرایطی حایز اهمیت هستند.

۲-۲-۲- ویژگی‌های فنی نیروگاه‌های برقابی

ویژگی‌های فنی نیروگاه‌های برقابی را می‌توان از جنبه‌های مختلفی چون در دسترس بودن منبع تولید انرژی، راندمان، میزان انعطاف‌پذیری در ارائه خدمات مورد نیاز شبکه و قابلیت ذخیره‌سازی انرژی بر شمرد.

۲-۲-۲-۱- منبع تولید انرژی

فرآیند کلی تولید برق در انواع نیروگاه‌ها مشابه هم می‌باشد، به نحوی که انرژی جنبشی و یا حرارتی سیال عامل در توربین به انرژی مکانیکی تبدیل شده و این انرژی مکانیکی توسط ژنراتور نیروگاه به انرژی الکتریکی تبدیل می‌شود. مهم‌ترین تفاوت، در نوع عامل محرک توربین در نیروگاه‌های مختلف است.

عامل محرک توربین و در نهایت تولید برق در انواع نیروگاه‌های برقابی^۱، انرژی ناشی از سقوط آب ه ذخیره شده در پشت سد، یا مخزن بالادست و یا هد طبیعی ساختگاه می‌باشد. لذا برق تولیدی این نوع نیروگاه‌ها تابعی از میزان هد (ارتفاع) و مقدار آب به کارگرفته شده در هر دوره زمانی می‌باشد [۲].

۱- نیروگاه‌های برقابی را می‌توان از جنبه‌های مختلف طبقه‌بندی کرد. از مهم‌ترین آنها می‌توان طبقه‌بندی بر اساس نحوه ذخیره‌سازی آب (مخزنی، جریانی و تلمبه ذخیره‌ای)، مقیاس (بزرگ و کوچک مقیاس) و زمان ورود به شبکه (تامین کننده بار در ساعات اوج مصرف / پیک یا پایه) را نام برد. برای اطلاع بیشتر رجوع کنید به پیوست شماره ۲.

آب بر خلاف سوخت های فسیلی در نیروگاه های برق حرارتی در فرآیند تولید به مصرف نمی رسد بلکه پس از استفاده در نیروگاه دوباره به طبیعت بازمی گردد. از این رو است که نیروگاه های برقایی جزو منابع تجدیدپذیر تولید انرژی به شمار می روند^۱.

۲-۲-۲-۲- راندمان

راندمان، یکی از فاکتورهای بسیار مهم فنی است که به تبع نوع تکنولوژی و منبع تولید انرژی به کارگرفته شده در نیروگاه ها، متفاوت می باشد. در سطح تکنولوژی های موجود، نیروگاه های برقایی بین سایر انواع مولدهای برق، اعم از تجدیدپذیر و غیرتجدیدپذیر، از بالاترین راندمان برخوردار هستند. جدول شماره (۲-۲) اطلاعات مربوط به راندمان انواع نیروگاه ها را در کنار نیروگاه های برقایی نشان می دهد.

جدول ۲-۲- راندمان انواع نیروگاه های تولید برق [۳۷]

واحد: درصد

نوع نیروگاه	بخاری	گازی	سیکل ترکیبی	ذغال سوز	هسته ای	خورشیدی	بادی	زمین گرمایی	برقایی
راندمان	۴۰	۳۲-۳۸	۵۰	۳۹-۴۷	۳۳-۳۶	۱۴-۲۳	۳۵	۱۵	۸۰-۹۰

۲-۲-۲-۳- انعطاف پذیری

میزان انعطاف پذیری نیروگاه ها در مواجهه با نوسانات دائمی، ناگهانی و شدید شبکه نیز یکی دیگر از عوامل مهم در کارکردهای فنی نیروگاه ها به شمار می رود. چنین قابلیت، به خصوص در مواقع بروز اتفاقات پیش بینی نشده ناگهانی و نیز تامین خدمات جانبی (به ویژه کنترل فرکانس و خودراه اندازی) به شبکه سراسری برق، از اهمیت بالایی برخوردار است. در صورت افزایش ناگهانی بار شبکه، تولید شبکه نیز باید بلافاصله افزایش یابد تا جبران کننده افزایش بار (پوشش دهنده تقاضا) باشد. از طرفی دیگر، زمانی که بار کاهش پیدا می کند، بخشی از ظرفیت های تولیدی فعال باید از مدار خارج شوند. به همین منوال، هنگام خروج ناگهانی یک یا چند واحد از مدار، به دلیل بروز حوادث پیش بینی نشده، لازم است تعدادی از مشترکین مشمول خاموشی شده و یا واحد(های) جدید تولید جایگزین ظرفیت از دست رفته گردد. طبیعی است اولین اقدام مدیریت شبکه در جهت رفع مشکل، جایگزین کردن واحدهای خارج شده از مدار با واحدهای جدید، می باشد. در چنین شرایطی، حضور واحدهایی که بتوانند نسبت به نوسانات بار در زمانی مناسب واکنش نشان داده و حسب مورد از مدار خارج یا وارد مدار شوند، لازم و ضروری است. لذا سرعت واکنش واحدهای تولید به دستورات دیسپاچینگ بسیار مهم است.

۱- نیروگاه های تجدیدپذیر به طور عام، به شرایط جوی و محدودیت های جغرافیایی ساختگاه هایشان وابسته می باشند که نیروگاه های برقایی نیز از این قاعده مستثنی نیستند. تامین عامل سیال این نوع نیروگاه ها (میزان آب)، تابع عوامل محدودکننده ای چون اولویت دادن به اهداف گوناگون بهره برداری (کشاورزی یا تامین آب شرب و صنعت) شرایط جوی (خشکسالی و ترسالی) و نوع نیروگاه (مخزنی، تلمبه- ذخیره ای و یا جریانی)، می باشد. لذا بدیهی است دسترسی دائمی، پایدار و مطمئن به میزان تولید انرژی در نیروگاه های برقایی نسبت به نیروگاه هایی که از سوخت های فسیلی استفاده می کنند، وجود نداشته باشد.

نیروگاه‌های برقایی به دلایل زیر از شرایط مناسب‌تری نسبت به نیروگاه‌های حرارتی در پاسخگویی به تغییرات شبکه برخوردار است [۸]:

- نیروگاه‌های برق آبی در کم‌تر از ۵ دقیقه می‌توانند وارد مدار شده و یا توان تحویلی به شبکه را به میزان مناسبی افزایش دهند.
- زمان ورود واحدهای حرارتی به مدار متفاوت می‌باشد، به‌طوری‌که واحدهای گازی نسبت به واحدهای بخار از سرعت عمل بیشتری برخوردارند. این زمان برای واحدهای گازی بیش از واحدهای آبی است.
- واحدهای حرارتی (به ویژه واحدهای بخار) از یک حداقل ظرفیتی برخوردارند که برای حضور در مدار لازم است در آن سطح تولید نمایند. لذا در این آستانه اساساً قابلیت کاهش بیش‌تر توان خروجی را ندارند.
- زمانی که یک واحد حرارتی (به ویژه بخار) از مدار خارج می‌شود، مدت زمان معینی لازم است تا مجدداً این واحد بتواند وارد مدار گردد.

علاوه بر این، در مواقعی که شبکه برق به دلیل بروز حادثه‌ای دچار خاموشی گسترده می‌شود، بازگشت مجدد نیروگاه‌ها به مدار به سهولت ممکن نیست. در این حالت برای بازگرداندن شبکه به حالت طبیعی، نیروگاه‌ها ابتدا انرژی اولیه خود را از شبکه برق یا یک منبع بیرونی دریافت کرده و وارد مدار شوند. برخی نیروگاه‌ها از این قابلیت برخوردارند که بدون نیاز به انرژی اولیه بیرونی وارد مدار شده و در تامین برق سایر واحدها برای ورود به شبکه مشارکت نمایند که نیروگاه‌های برقایی از جمله این نیروگاه‌ها به شمار می‌روند. این امکان البته برای واحدهای حرارتی نیز وجود دارد؛ لیکن لازم است از مولدهای کوچکی در کنار واحدهای تولید استفاده کنند تا در زمان مقتضی برق مورد نیاز را با راه‌اندازی این واحدها دریافت نمایند. با توجه به نادر بودن بروز خاموشی‌های گسترده در شبکه، این خدمت تنها یک منبع اطمینان بخش بوده و عملاً در موارد نادری به شبکه عرضه می‌گردد.

۲-۲-۴- ذخیره‌سازی

علاوه بر موارد فوق، امکان ذخیره‌سازی انرژی در مقیاس‌های بزرگ توسط نیروگاه‌های برقایی به خصوص واحدهای تلمبه- ذخیره‌ای و عرضه آن در زمان‌های مورد نیاز، از دیگر ویژگی‌های بسیار مهم این نوع نیروگاه‌ها به شمار می‌رود. این نیروگاه‌ها در کنار سایر تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی انرژی مانند باتری‌ها، ابرخازن‌ها، ابزارهای ذخیره‌سازی مغناطیسی ابررسانا (SMES)، سیستم ذخیره‌سازی بر پایه هیدروژن و مواردی از این دست می‌توانند به تامین توان مورد نیاز در مواقع ضروری، مشارکت بیش‌تر منابع تجدیدپذیر و تولیدات پراکنده، بهبود کیفیت توان و ارتقای کیفیت عملکرد شبکه، کمک کنند.

۳-۲- جایگاه نیروگاه‌های برقایی در صنعت برق ایران

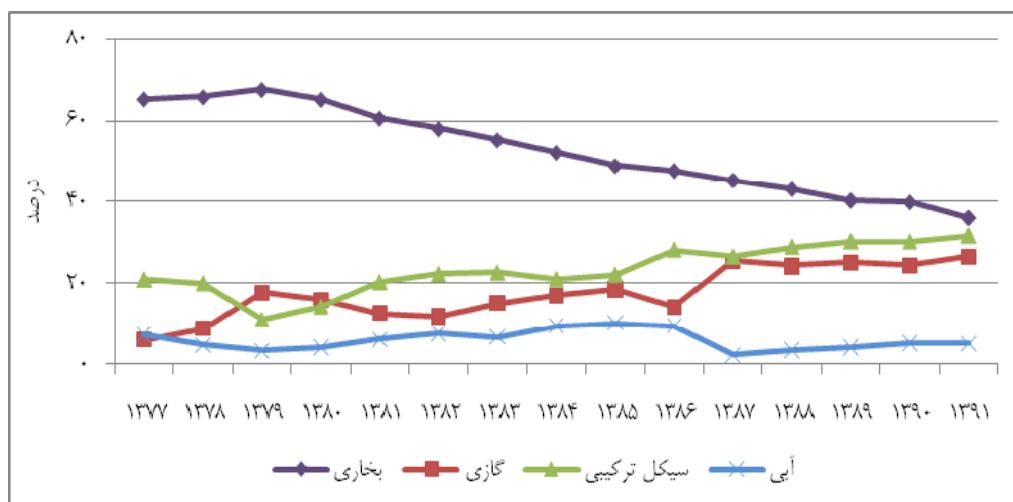
۳-۲-۱- از دیدگاه سهم در ظرفیت و تولید

بررسی منابع مختلف تولید برق در ایران نشان می‌دهد که تامین بخش عمده‌ای از برق مورد نیاز کشور به مولدهایی که از سوخت‌های فسیلی استفاده می‌کنند، نیروگاه‌های گازی، بخاری و سیکل ترکیبی، وابسته است. به طوری که در سال ۱۳۹۰ حدود ۸۵ درصد از کل ظرفیت نصب نیروگاه‌های کشور را به خود اختصاص داده‌اند (جدول شماره (۳-۲)). پس از نیروگاه‌های مذکور، نیروگاه‌های برقایی با سهمی معادل ۱۳/۴ درصد از کل ظرفیت نصب نیروگاه‌ها، مهم‌ترین منبع تولید انرژی الکتریکی در کشور به شمار می‌روند (بیش از ۹۸ درصد برق تولیدی نیروگاه‌های تجدیدپذیر).

بدیهی است میزان تولید نیروگاه‌های برقایی وابستگی شدیدی به میزان بارندگی و حجم ذخایر آب پشت سدها در طی هر سال دارد. به همین علت، تبعیت میزان تولید این نوع نیروگاه‌ها در دوره‌های زمانی گوناگون (سالانه، فصلی و ماهانه) از روند مشخص ثابت امکان‌پذیر نخواهد بود. بررسی روند تغییرات تولید نیروگاه‌های برقایی در سال‌های گذشته (شکل شماره (۲-۲)) نشان می‌دهد که در بهترین شرایط (سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۸۴)، قادر به تولید حدود ۱۰ درصد از کل تولید ناویژه نیروگاه‌های کشور بوده‌اند. این سهم در سال ۱۳۹۱ به حدود ۵ درصد کاهش یافته است.

جدول ۳-۲- ظرفیت نصب انواع نیروگاه‌های کشور در سال ۱۳۹۱ [۱۸]

شرح	ظرفیت نصب (مگاوات)	سهم (درصد)
نیروگاه‌های حرارتی	۵۸۰۱۳	۸۴
نیروگاه‌های برقایی	۹۷۴۵	۱۴
نیروگاه‌های بادی، خورشیدی و بیوگاز	۱۶۱	۰.۲۳
اتمی	۱۰۲۰	۱.۵
جمع	۶۸۹۴۰	۱۰۰



شکل ۲-۲- سهم نیروگاه‌های گوناگون از تولید ناویژه انرژی الکتریکی طی دهه ۱۳۸۰ [۱۸]

طبق آخرین آمارهای منتشرشده از جانب وزارت نیرو ظرفیت نصب‌شده در حال بهره‌برداری نیروگاه‌های برقابی ۹۷۴۵ مگاوات است، که از این میزان ۹۳/۷ درصد نیروگاه‌های بزرگ مقیاس، ۵/۷ درصد نیروگاه‌های متوسط و ۰/۵ درصد نیروگاه‌های کوچک (مینی و میکرو) می‌باشند. طبق برآوردهای انجام‌شده پتانسیل کل ساخت و بهره‌برداری از نیروگاه‌های مذکور در کشور تا ۴۰ هزار مگاوات وجود دارد. پیش‌بینی می‌شود در سیاست‌گذاری‌های کلان آتی بخش انرژی کشور، به دلایلی چون افزایش روزافزون بار موردنیاز کشور، لزوم تنوع‌بخشی به منابع تولید انرژی، صرفه‌جویی در مصرف سوخت‌های فسیلی، گسترش مولدهای تولید برق تجدیدپذیر و پیگیری معاهدات و کنوانسیون‌های بین‌المللی در حوزه انرژی و محیط‌زیست، نسبت به بهره‌برداری از کلیه پتانسیل‌های نیروگاه‌های برقابی همراه با مدیریت بهینه دارایی‌های موجود توجه ویژه‌ای صورت گیرد.

۲-۳-۲- از دیدگاه سهم در خدمات جانبی

جدول شماره (۲-۴) سهم نیروگاه‌های مختلف در تامین خدمات جانبی شبکه برق کشور در سال ۱۳۹۰ را نشان می‌دهد. همان‌طور که ملاحظه می‌شود بیش‌ترین سهم را در کنترل فرکانس و خودراه‌انداز نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و توان راکتیو نیروگاه‌های گازی به خود اختصاص داده‌اند.

لیکن قضاوت بر اساس آمار این جدول بدون توجه به سهم نیروگاه‌های مختلف در تولید و ظرفیت، می‌تواند به نتیجه‌گیری و به تبع آن سیاست‌گذاری نادرست منجر شود. لذا جدول شماره (۲-۵) با توجه به اطلاعات جدول شماره (۲-۴) و سهم تولید و ظرفیت هر یک از نیروگاه‌ها تنظیم شده است. بر اساس این جدول ملاحظه می‌شود که هر مگاوات ساعت تولید نیروگاه‌های برقابی در کنترل فرکانس به عنوان یکی از مبانی پایداری شبکه سهمی حدود ۱/۷ برابر نیروگاه‌های گازی و سیکل ترکیبی و ۳/۶ برابر نیروگاه‌های بخار دارند. در خدمات خودراه‌انداز این نسبت در نیروگاه‌های برقابی حدود ۱۳ برابر نیروگاه‌های گازی است. بنابراین بر اساس ارقام ارائه شده در جدول شماره (۲-۵) می‌توان نتیجه‌گیری کرد که در شرایط فعلی صنعت برق کشور، نیروگاه‌های برقابی در ارائه خدمات جانبی به شبکه برق به نسبت سهم از تولید و ظرفیت‌شان از مشارکت بیش‌تری برخوردارند.

جدول ۲-۴- سهم نیروگاه‌های مختلف در خدمات جانبی شبکه برق کشور^۱

ارقام: درصد

شرح	کنترل فرکانس ^۲	توان راکتیو (آمادگی)	خود راه انداز
آبی	۱۰/۵	۱۷/۲	۳۹/۳
سیکل ترکیبی	۳۶/۹	۲۱/۶	۵۲/۲
بخار	۲۳/۲	۲۸/۰	۰/۰
گاز	۲۹/۵	۳۳/۳	۸/۵

۱- اطلاعات جدول (۲-۴) از دفتر نظارت بر مقررات بازار برق ایران (از زیر مجموعه‌های شرکت مدیریت شبکه برق ایران) اخذ شده است.

۲- تا سال ۱۳۸۶ وظیفه کنترل فرکانس در صنعت برق ایران تنها به عهده واحدهای برقابی (عمدتاً نیروگاه دز) بود. اما به دلایلی نظیر نوسان محلی توان اکتیو برای کنترل فرکانس، بروز مشکلات فنی و ... در حال حاضر (براساس مفاد جلسه هشتاد و پنجم هیات تنظیم بازار برق ایران که در تاریخ ۱۳۸۶/۲/۱۱ به تصویب رسید) این وظیفه به عهده تمامی واحدهای سراسر کشور که توانایی شرکت در ارائه این خدمت را دارند، گذاشته شده است.

جدول ۲-۵- خدمات جانبی نیروگاه‌های مختلف به ازای هر واحد تولید/ظرفیت

ارقام: درصد

شرح	کنترل فرکانس به ازای هر مگاوات ساعت تولید	توان راکتیو به ازای هر کیلو وات ظرفیت	خود راه انداز به ازای هر کیلووات ظرفیت
آبی	۰/۹	۲/۰	۴/۵
سیکل ترکیبی	۰/۵	۱/۵	۳/۵
بخار	۰/۲	۱/۸	۰/۰
گاز	۰/۵	۱/۴	۰/۳

۲-۳-۳- از دیدگاه عدم مصرف سوخت‌های فسیلی

براساس آمار تفصیلی صنعت برق در سال ۱۳۹۰، برای تولید حدود ۲۲۷ هزار گیگاوات ساعت برق توسط نیروگاه‌های حرارتی حدود ۳۹ میلیارد مترمکعب گاز، ۹/۴ میلیارد لیتر گازوئیل و ۱۲ میلیارد لیتر نفت کوره مصرف شده است (جدول شماره (۲-۶)). مجموع این ارقام معادل ۳۶۰ میلیون بشکه نفت خام (حدود ۳۵٪ کل صادرات نفت خام در سال ۱۳۹۰) می‌باشد.

جدول ۲-۶- مصرف سوخت‌های فسیلی توسط نیروگاه‌های حرارتی در ایران در سال ۱۳۹۰

شرح	گاز (میلیون مترمکعب)	گازوئیل (میلیون لیتر)	نفت کوره (میلیون لیتر)
بخاری	۱۲۶۹۷	۱۶۲	۱۲۰۱۹
گازی	۱۳۸۳۴	۵۲۲۵	۰
سیکل ترکیبی	۱۲۳۷۰	۴۰۰۱	۰
جمع	۳۸۹۰۱	۹۳۸۸	۱۲۰۱۹
متوسط	۰/۱۷۱	۰/۰۴۱	۰/۰۵۳

با توجه به ارقام ردیف آخر جدول فوق و میزان تولید انرژی برقی در سال ۱۳۹۰ (حدود ۱۲ هزار گیگاوات ساعت)، صرفه‌جویی در مصرف سوخت‌های فسیلی به ترتیب حدود ۲/۱ میلیارد مترمکعب گاز، ۰/۵ میلیون لیتر گازوئیل و ۰/۶ میلیون لیتر نفت کوره برآورد می‌شود.

۲-۳-۴- از دیدگاه جلوگیری از انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی

مصرف سوخت‌های فسیلی در بخش‌های مختلف اقتصادی (صنعتی، تجاری، خانگی و یا کشاورزی) یکی از مهم‌ترین منابع انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی در جهان به شمار می‌روند. بر این اساس نیروگاه‌هایی که از سوخت‌های فسیلی برای تولید برق استفاده می‌کنند از جمله مهم‌ترین منابع آلوده‌کننده محیط‌زیست به شمار می‌روند (جدول شماره (۲-۷)). کل آلاینده‌های تولید شده توسط نیروگاه‌های حرارتی تحت پوشش وزارت نیرو بر اساس آخرین اطلاعات منتشر شده (سال

۱۳۸۹) حدود ۱۳۳ میلیون تن^۱ بوده که بیش‌ترین سهم را در این بین دی اکسید کربن (حدود ۹۹ درصد) به خود اختصاص داده است.

بدیهی است که احداث و بهره‌برداری از نیروگاه‌های برقایی که منبع تجدیدپذیر آب را برای تولید برق به کار می‌گیرند، به طور غیرمستقیم سبب کاهش انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی می‌گردد. با توجه به میزان تولید انرژی برقایی در سال ۱۳۸۹، جلوگیری از انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی توسط این نیروگاه‌ها حدود ۸/۳ میلیون تن برآورد می‌شود.

جدول ۲-۷- میزان انتشار گازهای آلاینده و گلخانه‌ای بخش نیروگاهی براساس نوع نیروگاه [۱۸]

ارقام: تن

نوع نیروگاه	NO _x	SO ₂	SO ₃	CO	SPM	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
بخاری	۲۲۵۴۱۰	۴۴۶۴۱۶	۲۱۳۱	۱۲۴۸۲۲	۱۲۴۹۱	۶۹۳۰۵۱۵۸	۱۶۹۰	۲۸۰
گازی	۹۲۲۳۱	۲۱۹۹۶	۵۱۴	۳۱۷۳	۴۳۳۶	۲۸۵۴۹۶۳۴	۵۹۸	۸۴
سیکل ترکیبی	۱۹۷۳۰۱	۱۱۸۹۶	۵۴۶	۵۶۳۲	۵۴۶۱	۳۳۴۵۲۱۹۴	۷۷۳	۱۰۴
دیزل	۱۹۷	۵۹۵	۹	۰/۲	۳۸	۱۰۰۳۴۱	۴	۱
جمع	۵۱۵۱۴۰	۴۸۰۹۰۴	۳۲۰۰	۱۳۳۶۲۸	۲۲۳۲۶	۱۳۱۴۰۷۳۲۷	۳۰۶۵	۴۶۹

مقایسه سهم انرژی برقایی (۵/۳ درصد) در کاهش آلاینده‌های تولیدی توسط نیروگاه‌های حرارتی (شامل نیروگاه‌های تحت پوشش وزارت نیرو، بخش خصوصی و صنایع بزرگ) با سهم انرژی برقایی (۴/۷ درصد) در تولید کل انرژی کشور در سال مورد بررسی، موید آن است که رابطه خطی بین این دو وجود دارد. یعنی هر چه تولید انرژی برقایی در سبد انرژی کل کشور افزایش یابد، حدود همان میزان از انتشار آلاینده‌ها کاسته خواهد شد.

شایان ذکر است که از میان گازهای اشاره شده در جدول شماره (۲-۷)، سه گاز دی اکسید کربن، متان و اکسید نیتروژن از نظر تاثیرگذاری بر گرمایش جهانی^۲ دارای اهمیت ویژه هستند.

۲-۳-۵- از دیدگاه قوانین و مقررات

۲-۳-۵-۱- در چارچوب بازار

بررسی کلیات آیین‌نامه‌ها و مقررات بازار برق کشور نشان می‌دهد که کلیه نیروگاه‌ها (اعم از برقایی و حرارتی) جهت تولید و عرضه برق خود باید تابع قواعد یکسانی باشند. اما به دلیل پیگیری سیاست‌های حمایتی در قالب تشویق فعالیت

۱- علاوه بر این مقدار حدود ۲۳ میلیون تن (حدود ۱۵٪ از کل) آلاینده توسط نیروگاه‌های حرارتی تحت پوشش بخش خصوصی و صنایع بزرگ تولید می‌شود.

۲- در پیمان کیوتو گازهای گلخانه‌ای شش نوع هستند: دی اکسید کربن (CO₂)، متان (CH₄)، اکسید نیتروژن (N₂O)، هیدرو فلوروکربن‌ها (HFCs)، پرفلوروکربن‌ها (PFCs) و هگزا فلوراید (SF₆). این گازها با توجه به میزان اثرگذاری آن‌ها بر گرمایش جهانی (GWP) ضرایبی را به خود اختصاص داده‌اند که آن‌ها را قابل تبدیل به یکدیگر می‌نماید.

نیروگاه‌های تجدیدپذیر (شامل نیروگاه‌های برقابی) در شبکه برق کشور، برخی موارد انگیزشی در چارچوب مقررات بازار برق مدنظر قرار گرفته است که در ادامه به طور خلاصه به آن‌ها اشاره می‌شود:

- بندهای ۱-۶-۶، ۲-۶-۶ و تبصره ۳ بند ۶-۶-۱ «آیین‌نامه تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق در شبکه برق کشور»، در این موارد برای نیروگاه‌های برقابی تمهیداتی پیش‌بینی شده که در شرایط مشکلات فنی و حتی پیش‌بینی نادرست قیمت دهی، باز هم درآمدی بابت انرژی خود داشته باشند و کاملاً از دور رقابت حذف نشوند.

- جلسه یکصد و چهارده هیات تنظیم بازار برق کشور: بر اساس بند (۵-۲) این صورتجلسه، مبلغ یارانه سوخت معادل با برق تولیدی نیروگاه‌های برقابی 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 تبصره (۱) «آیین‌نامه اجرایی بند (۷) ماده واحده قانون بودجه سال ۱۳۸۷ کل کشور» و از طریق شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران، برای توسعه نیروگاه‌های برقابی و نیز نیروگاه‌های تجدیدپذیر سرمایه‌گذاری شود.

- جلسه یکصد و سی و یکم هیات تنظیم بازار برق کشور: تصویب جزییات دیگری در زمینه بند (۶-۶) آیین‌نامه اشاره شده در فوق به منظور برخورداری نیروگاه‌های تجدیدپذیر از شرایطی مشابه نیروگاه‌های انرژی نامحدود در بازار.

۲-۵-۳-۲- 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 ماده ۶۲ قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت مصوبه 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 با ظرفیت تولید ۱۰ مگاوات یا کم‌تر، زیست‌توده و دریایی) با قیمت‌هایی بالاتر از بازار شد. در مصوبه شماره ۱۴۲۵۵۱/ت۴۱۱۱۳هـ مورخ ۱۳۸۷/۰۸/۱۵، ارقام اشاره شده قبلی به روز شد. بر اساس مصوبه شماره ۳۶۶۵۷/ت۲۰/۱۰۰ مورخ ۱۳۹۱/۰۹/۱۳ وزارت نیرو^۱ و دستورالعمل مصوب همین بند قانونی طی مصوبه شماره ۱۰۰/۳۷۷۳۲ مورخ ۹۱/۰۵/۰۸ شورای اقتصاد، تعیین شده است. بدیهی است ارقام برآوردشده نسبت به قیمت بازار و همچنین سال مصوبه قبلی (سال ۱۳۸۷) کماکان بالاتر است.

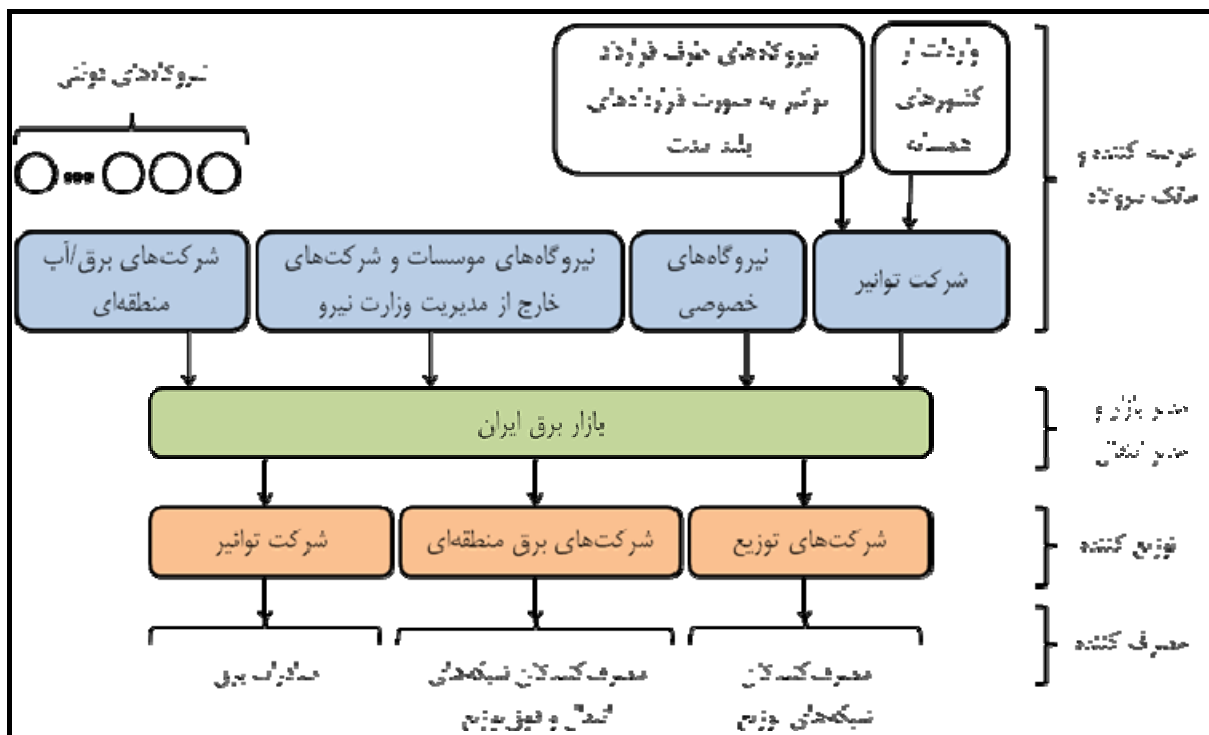
۱- در اجرای مفاد بند (ب) ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه جمهوری اسلامی ایران (۱۳۹۴-۱۳۹۰).

۲-۴- مروری اجمالی بر بازار برق ایران

۲-۴-۱- ساختار بازار عمده فروشی

مدل بازار عمده‌فروشی برق ایران مدل خریدار منفرد (آژانس خرید) است که مشارکت کلیه بازیگران بازار برق اعم از فروشندگان و خریداران جهت مبادله توان در آن الزامی است. در ابتدای فعالیت بازار، شرکت‌های برق منطقه‌ای هم مسوولیت فروش (به عنوان مالک نیروگاه‌های واقع در حوزه تحت پوشش خود) و هم خرید (به عنوان مالک شرکت‌های توزیع واقع در حوزه 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 نیمه دوم سال ۱۳۸۶ مسوولیت خرید به شرکت‌های توزیع منتقل گردید. در حال حاضر شرکت‌های آب منطقه‌ای به عنوان مالک نیروگاه‌های برقی واقع در حوزه تحت پوشش خود، نقش فروشنده را در بازار برق بازی می‌کنند [۱].

شکل شماره (۲-۳) ساختار کلی بازار برق ایران را نشان می‌دهد. در این ساختار، فروشندگان بازار برق شامل شرکت‌های برق منطقه‌ای، شرکت‌های آب منطقه‌ای، شرکت توانیر، شرکت‌های خصوصی و نیروگاه‌های خصوصی و 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.



شکل ۲-۳- ساختار کلی بازار برق ایران

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

مطابق آیین‌نامه 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»^۱ و «انرژی تولیدی»^۲ 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.

پایه نرخ آمادگی برای تمامی نیروگاه‌های کشور ثابت بوده و مطابق تبصره (۲) ماده (۵) آیین‌نامه تضمین خرید برق، با توجه به تغییر در «هزینه‌های سرمایه‌گذاری احداث نیروگاه‌های حرارتی تامین بار در ساعات اوج مصرف و متوسط هزینه اتصال به شبکه» تعیین می‌شود. بر اساس بند (۴-۶) آیین‌نامه تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق، پایه نرخ انرژی تولیدی، با توجه به «متوسط هزینه متغیر تولید نیروگاه‌های حرارتی شبکه» تعیین می‌شود. جدول شماره (۲-۸) نرخ‌های پایه آمادگی و انرژی در سال‌های ۱۳۸۲ تا ۱۳۹۱ را نشان می‌دهد.

جدول ۲-۸- پایه نرخ آمادگی، ضرایب محاسبه بهای آمادگی و پایه نرخ انرژی^۳

سال	پایه نرخ آمادگی (ریال به کیلووات در هر ساعت)	پایه نرخ انرژی (ریال به کیلووات ساعت)
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 پایه انرژی تا تاریخ ۱۳۹۰/۲/۲۰ مشابه سال ۱۳۸۹ بوده و پس از آن به نرخ جدید افزایش یافته است.

۱- مبلغی است که مدیر بازار بابت یک مگاوات قابلیت تولید ابراز شده (ظرفیت آماده تولید واحد نیروگاهی که مالک نیروگاه با ملحوظ داشتن مشکلات فنی واحد نیروگاهی و شرایط محیطی و بدون در نظر گرفتن اثرات محدودیت‌های خارج از مسوولیت خود از قبیل محدودیت انتقال، حوادث قهریه و دستور مرکز) آن را برآورد و به مدیر بازار اعلام می‌نماید) یک واحد نیروگاهی، در هر ساعت به مالک نیروگاه پرداخت می‌کند. در حقیقت پرداخت بابت ظرفیت به نیروگاه‌هایی است که آماده به‌کار بوده و می‌توانند در صورت نیاز به تولید انرژی بپردازند.

۲- مبلغی است که مدیر بازار برای خرید هر مگاوات ساعت 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.

۳- اطلاعات جدول شماره (۲-۸) از گزارش‌های هفتگی وضعیت بازار برق کشور از سایت شرکت مدیریت شبکه برق ایران (<http://www.igmc.ir>) استخراج شده‌اند.

لازم به ذکر است که مطابق بند (۲-۱) «الحاقیه تعیین نرخ‌های موضوع آیین‌نامه تعیین روش، نرخ و شرایط خرید و فروش برق در شبکه برق کشور» مورخ ۱۳۸۳/۱۲/۲۷، بهای پیشنهادی فروشنده بابت نرخ انرژی تولیدی حداکثر می‌تواند ۱۰۰٪- (صفر) و ۵۰٪+ با پایه نرخ انرژی اختلاف داشته باشد.

همچنین براساس بند (۳) الحاقیه مذکور، نرخ پایه آمادگی بسته به زمان اعلام آمادگی مشمول ضرایبی به شرح زیر می‌گردد:

۳-۱- ساعات مختلف شبانه‌روز:

۳-۱-۱- در روزهای کاری ساعات اوج بار ضریب ۲/۵ و ساعات کم‌باری ضریب ۰/۲۵

۳-۱-۲- در روزهای پنجشنبه و جمعه ساعات اوج بار ضریب ۱/۵، ساعات کم‌باری ضریب ۰/۲۵ و ساعات عادی ضریب ۰/۷

۳-۲- ماه‌های مختلف سال

۳-۲-۱- ماه‌های گرم (خرداد-تیر-مرداد-شهریور) ضریب ۱/۲

۳-۲-۲- ماه‌های عادی (۸ ماه باقی‌مانده سال) ضریب ۰/۹

اما علاوه بر پرداخت‌های فوق، مطابق دستورالعمل‌های تدوین و مصوب‌شده در هیأت تنظیم بازار برق، پرداختی‌هایی نیز بابت ارائه خدمات جانبی شامل کنترل فرکانس، توان راکتیو و خودراه‌اندازی به نیروگاه‌ها از جانب بازار انجام می‌گیرد. نتایج کلی که از شرایط فعلی حاکم بر بازار عمده‌فروشی برق کشور در زمینه نحوه تعیین، اجزا و روند ارقام مربوط به قیمت در طی سال‌های گذشته می‌توان به دست آورد، به شرح زیر است:

- تعیین نرخ‌های پایه آمادگی و انرژی بازار، کاملاً متأثر از هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه و متغیر تولید در نیروگاه‌های حرارتی شبکه برق کشور می‌باشند.
- کلیه فروشندگان، در زمینه پیشنهاد قیمت انرژی به بازار با پدیده سقف قیمت مواجه هستند.
- طی سال‌های ۱۳۸۳ تا ۱۳۸۹، نرخ آمادگی از متوسط نرخ انرژی بالاتر بوده است (حداکثر ۳/۵ برابر در سال ۱۳۸۳ و حداقل ۹/۵ درصد در سال ۱۳۸۷). این مساله به دلیل عرضه سوخت‌های فسیلی به نیروگاه‌های حرارتی با نرخ‌های بسیار نازل^۱ می‌باشد. اما از سال ۱۳۹۰ به دنبال اجرای قانون هدفمندسازی یارانه‌ها و افزایش قابل ملاحظه نرخ سوخت تحویلی به نیروگاه‌ها^۲، نسبت نرخ پایه آمادگی و انرژی به نفع نرخ انرژی تغییر یافته است (بیش از ۲ برابر نرخ آمادگی).

- روند تغییرات نرخ پایه آمادگی نشان می‌دهد که این نرخ در سال‌های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵ نسبت به سال قبل به ترتیب حدود ۸۰ و ۷ درصد افزایش داشته و تا سال ۱۳۸۷ ثابت باقی مانده است. نرخ مذکور با افزایش ۱۶ درصدی در انتهای سال ۱۳۸۷، نسبت به سال قبل از آن، تا سال ۱۳۹۱ دیگر از هیچ رشدی برخوردار نبوده

۱- قیمت گاز، نفت کوره و گازوئیل در سال ۱۳۸۹ به ترتیب ۴۹ ریال به ازای هر مترمکعب و ۳۰/۷۵ و ۵۸/۵۶ ریال به ازای هر لیتر بوده است.

۲- قیمت گاز، نفت کوره و گازوئیل بعد از هدفمندسازی یارانه‌ها به ترتیب ۷۰۰ ریال به ازای هر مترمکعب و ۲۰۰۰ و ۳۵۰۰ ریال به ازای هر لیتر بوده است.

است. این در حالی است که طی سال‌های ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ نرخ‌های برابری دلار و یورو در مقابل ریال، به عنوان یکی از مهم‌ترین عوامل تاثیرگذار بر هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه نیروگاه‌ها، حدود ۳ برابر افزایش یافته‌اند.

- روند مشابهی برای نرخ پایه انرژی تا سال ۱۳۸۹ حاکم بوده است. اما در سال‌های ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ حداکثر نرخ پایه انرژی، به دلیل افزایش قیمت سوخت تحویلی به نیروگاه‌ها بر اثر اجرای قانون هدفمندسازی یارانه‌ها، نسبت به سال ۱۳۸۹، به میزان ۳ برابر افزایش یافت.

بر این اساس، با توجه به داده‌های رسمی شرکت مدیریت شبکه برق ایران، متوسط نرخ پرداختی بابت آمادگی، انرژی و خرید برق به کلیه نیروگاه‌های فعال در بازار برق کشور به تفکیک زمان‌های پیک یا اوج مصرف (۴ ساعت-۱۹ الی ۲۳)، گیرپیک و کل از سال ۱۳۸۷ تا ۱۳۹۱ محاسبه و در جدول شماره (۲-۹) ارائه شده است.^۱

جدول ۲-۹- متوسط نرخ خرید برق از نیروگاه‌ها طی سال‌های ۱۳۸۷-۱۳۹۱^۲

سال	شرح	متوسط نرخ آمادگی	متوسط نرخ انرژی	متوسط نرخ خرید
ریال به کیلووات ساعت				
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

همان‌طور که ملاحظه می‌شود، قیمت برق در ساعات اوج مصرف حداقل ۱/۱ (سال ۹۱) و حداکثر ۱/۸ (سال ۸۹) برابر قیمت برق در ساعات عادی است. روند کاهشی نسبت قیمت برق پیک به غیرپیک پس از پیاده‌سازی قانون هدفمندسازی یارانه‌ها اتفاق افتاده است. به عبارت دیگر می‌توان گفت که افزایش قیمت برق، به تغییر الگوی مصرف‌کنندگان برق منجر شده است.

۱- عدم ارائه اطلاعات مربوط به سال‌های قبل از ۱۳۸۷ به دلیل عدم دسترسی به اطلاعات مذکور در سایت رسمی شرکت مدیریت شبکه برق ایران می‌باشد.

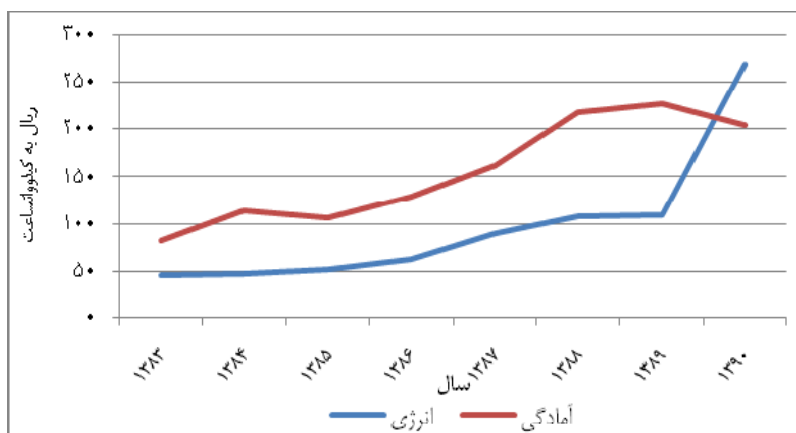
۲- اطلاعات جدول شماره (۲-۹) از گزارش‌های هفتگی شرکت مدیریت شبکه برق ایران و نیز محاسبات این مهندسی مشاور استخراج شده‌اند.

۲-۴-۳- اجزای قیمت و روند پرداختی‌های بازار برق به نیروگاه‌های برقی

نیروگاه‌های برقی، تولید خود را در بازار عمده‌فروشی برق عرضه می‌کنند. در این چارچوب، کلیه دریافتی‌ها بابت آمادگی، انرژی، خدمات جانبی (کنترل فرکانس، توان راکتیو، خودراه‌انداز) و خدمات انتقال صورت می‌گیرد، که مبلغی بابت خسارت (سلب فرصت) به آن افزوده و مبالغی دیگر با عنوان جرایم (عدم همکاری و آزمون نا موفق) از آن کسر می‌شود. برای بررسی میزان دریافتی نیروگاه‌های برقی کشور از بازار برق بابت تولید انرژی، از صورت‌های مالی سالانه نیروگاه‌های برقی تحت پوشش سازمان آب و برق خوزستان^۱ استفاده شده است^۲ (جدول شماره (۲-۱۰) و شکل شماره (۲-۴)).

جدول ۲-۱۰- سهم از تولید نیروگاه‌های برقی و دریافتی نیروگاه‌های تحت پوشش سازمان آب و برق خوزستان از بازار برق کشور طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۹۰

سال	سهم از کل تولید برقی کشور ^۴ (درصد)	دریافتی از بازار برق (ریال به کیلووات ساعت)		
		نرخ آمادگی	نرخ انرژی	متوسط نرخ خرید
۱۳۸۳	۸۹	۸۲	۴۶	۱۲۸
۱۳۸۴	۹۱	۱۱۳	۴۷	۱۶۰
۱۳۸۵	۹۳	۱۰۶	۵۲	۱۵۸
۱۳۸۶	۹۱	۱۲۹	۶۲	۱۹۱
۱۳۸۷	۸۵	۱۶۲	۹۰	۲۵۳
۱۳۸۸	۸۹	۲۱۷	۱۰۷	۳۲۴
۱۳۸۹	۸۵	۲۲۶	۱۰۹	۳۳۵
۱۳۹۰	۸۱	۲۰۳	۲۶۸	۴۷۰



شکل ۲-۴- متوسط نرخ‌های پرداختی بازار برق به نیروگاه‌های برقی طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۹۰

- ۱- این نیروگاه‌ها شامل دز، شهیدعباسپور، مسجدسلیمان، کارون ۳، کرخه و مارون می‌باشند.
- ۲- این نیروگاه‌ها، به دلیل تجمع اغلب قریب به اتفاق نیروگاه‌های برقی بزرگ کشور در منطقه خوزستان، سهم غالب تولید سالیانه برق از کل نیروگاه‌های برقی کشور را به خود اختصاص می‌دهند.
- ۳- اطلاعات جدول شماره (۲-۱۰) از اطلاعات صورتحساب‌های مالی نیروگاه‌های برقی سازمان آب و برق خوزستان استخراج شده‌اند.
- ۴- کاهش سهم تولید نیروگاه‌های برقی تحت پوشش سازمان آب و برق خوزستان از کل برقی کشور در سال‌های اخیر عمدتاً به دلیل بهره‌برداری از نیروگاه کارون ۴ می‌باشد.

- تحلیل اطلاعات جدول (۲-۱۰) و شکل (۲-۴) و مقایسه آن با مقادیر جدول (۲-۹)، نتایج زیر را به دست می دهد:
- متوسط نرخ پرداختی به نیروگاه های برقایی در تمامی سال ها نزدیک به و یا بیش از متوسط نرخ خرید بازار از کلیه نیروگاه های فعال در بازار برق در ساعات پیک (جدول (۲-۹)) بوده است.
 - سهم دریافتی نیروگاه های برقایی بابت آمادگی از متوسط نرخ خرید بازار تا سال ۱۳۸۹ همواره بیش از سهم انرژی بوده که در سال ۱۳۹۰ این روند معکوس شده است.
 - متوسط نرخ آمادگی پرداختی به نیروگاه های برقایی طی سال های ۱۳۸۳ تا ۱۳۸۹ بیش از دو برابر متوسط نرخ انرژی طی همین دوره بوده که در سال ۱۳۹۰ این نسبت به حدود ۰/۸ کاهش پیدا کرده است.
- شواهد حاصل از بررسی متوسط پرداختی های بازار برق به نیروگاه ها نشان می دهد که روند معکوس شده سهم پرداختی ها بابت آمادگی و انرژی از متوسط نرخ خرید (جاگزینی نرخ انرژی به جای نرخ آمادگی پس از سال ۱۳۹۰ تا کنون) در آینده نیز ادامه خواهد داشت. به این معنی که عمده دریافتی نیروگاه های برقایی از این پس، بابت انرژی تولیدی و نه آمادگی آن ها در بازار خواهد بود.
- همان طور که گفته شد، نیروگاه ها علاوه بر نرخ آمادگی و انرژی، مبالغ دیگری نیز با عنوان خسارت، خدمات جانبی و خدمات انتقال از بازار دریافت می کنند. البته در صورت عدم همکاری و یا آزمون ناموفق ظرفیت اعلام شده، نیروگاه مشمول پرداخت مبالغی با عنوان جریمه به بازار برق می گردد. نیروگاه های برقایی نیز از این قاعده مستثنی نیستند. جدول (۲-۱۱) سهم هر یک از آیتم های دریافتی نیروگاه های برقایی تحت پوشش سازمان آب و برق خوزستان از کل دریافتی های آن ها را طی سال های ۱۳۸۳ تا ۱۳۹۰ نشان می دهد.

جدول ۲-۱۱- سهم هر یک از اقلام درآمدی نیروگاه های تحت پوشش سازمان آب و برق خوزستان

واحد: درصد

سال	آمادگی	انرژی	خسارت	خدمات جانبی			بهای خدمات انتقال	جرایم	
				کنترل فرکانس	توان راکتیو	خود راه انداز	کل	آزمون ناموفق ظرفیت	عدم همکاری
۱۳۸۳	۷۴	۳۴	۲/۱	...	...	...	...	۱۰/۳	۰/۱
۱۳۸۴	۷۱	۲۹	۰/۸	...	...	...	...	۰/۸	۰/۰
۱۳۸۵	۶۸	۳۱	۱/۷	...	...	...	...	۱/۰	۰/۱
۱۳۸۶	۶۸	۳۰	۲/۷	۰/۴	۰/۰۴	۰/۰	۰/۴	۱/۱	۱/۲
۱۳۸۷	۷۵	۳۳	۲/۰	۰/۱	۲/۲	۰/۰	۲/۳	۱۲/۹	۰/۰۴
۱۳۸۸	۶۷	۳۱	۱/۳	۰/۱	۲/۰	۰/۳	۲/۴	۱/۵	۰/۰
۱۳۸۹	۶۶	۳۰	۱/۵	۰/۲	۰/۹	۰/۴	۱/۵	۱/۲	۰/۰
۱۳۹۰	۴۳	۵۵	۰/۸	۰/۱	۰/۷	۰/۳	۱/۱	۰/۳	۰/۰

همان طور که ملاحظه می شود:

- بیشترین سهم درآمدی همواره مربوط به نرخ های آمادگی و انرژی بوده است.

- تا سال ۱۳۸۶ هیچ‌گونه پرداختی بابت خدمات جانبی به نیروگاه‌های برقی صورت نگرفته است.
- کل پرداختی‌ها بابت خدمات جانبی به نیروگاه‌های برقی حداقل ۰/۴ درصد (در سال ۸۶) و حداکثر ۲/۴ درصد (در سال ۸۸) از کل درآمدهای آن‌ها را تشکیل می‌دهد.
- در بین انواع خدمات جانبی، بیش‌ترین سهم پرداختی (به جز سال ۸۶) متعلق به تامین توان راکتیو بوده است.
- سهم دریافتی بابت کنترل فرکانس نیروگاه‌های برقی پس از سال ۱۳۸۶ (ورود سایر نیروگاه‌ها به جز نیروگاه برقی دز به ارائه این خدمت)، کاهش یافته است.
- گسترش وظیفه کنترل فرکانس شبکه به سایر نیروگاه‌های فعال (اعم از حرارتی و برقی) به دلیل اعمال سیاست پراکندگی نیروگاه‌های موظف به ارائه این خدمت در سرتاسر شبکه برق کشور می‌باشد. زیرا تمرکز جغرافیایی نیروگاه‌های برقی در جنوب غرب کشور، امکان اعمال مناسب خدمات جانبی به خصوص کنترل فرکانس و تامین توان راکتیو را در کل شبکه فراهم نمی‌ساخت.
- بیش‌ترین سهم جرایم نیروگاه‌های برقی، به آزمون ناموفق ظرفیت (به معنی احراز عدم توانایی واحد نیروگاهی به میزان قابلیت تولید ابزاری شده توسط نیروگاه) مربوط می‌شود. در سال‌های ۱۳۸۳ و ۱۳۸۷ این سهم به بیش از ۱۰ درصد کل دریافتی‌ها رسیده که رقم بسیار قابل توجهی است.

فصل ۳

فرآیند بهبود درآمد نیروگاه‌های

برقابی از دیدگاه درون بنگاهی

۳-۱- کلیات

در دنیای امروز یکی از پیش شرط‌های موفقیت اقتصادی بنگاه‌ها (اعم از دولتی یا خصوصی)، ساماندهی وضعیت داخلی است. این مساله به خصوص در بنگاه‌هایی که یا دولتی بوده‌اند و یا به هر نحوی از امکانات و منابع دولتی بهره برده‌اند از اهمیت به سزایی برخوردار است. مجهز بودن به یک سیستم مناسب ثبت و بایگانی دائمی اطلاعات مرتبط با تولید محصول و رصد مداوم وضعیت بازار چه از حیث قوانین و مقررات حاکم بر آن و چه از منظر نحوه مشارکت رقبا در آن از جانب بنگاه‌ها، از ضروریات هرگونه فعالیت اقتصادی به شمار می‌روند.

بر این اساس، اطلاع و ثبت میزان منبع تولید انرژی (آب) قابل دسترس در هر لحظه و پیش‌بینی آن برای آینده و شناسایی دقیق مراکز هزینه تولید انرژی و ارائه خدمات جانبی گام اولیه فعالیت نیروگاه‌های برقایی به عنوان بنگاه‌هایی اقتصادی به حساب می‌آید. گام دوم، به کارگیری معادلات و روابط اقتصادی برای برآورد دقیق هزینه تولید هر واحد انرژی و خدمات جانبی ارائه شده (شامل هزینه فرصت) و گام سوم تدوین استراتژی نحوه مشارکت در بازار برای دستیابی به حداکثر درآمد می‌باشد. در ادامه به تشریح موارد ذکر شده پرداخته خواهد شد.

۳-۲- ساماندهی بانک‌های اطلاعاتی

در عصر حاضر، که آن را عصر انفجار اطلاعات می‌نامند، بنگاهی موفق‌تر است که اطلاعات مفید مورد نیاز خود را گردآوری، طبقه‌بندی و همواره به‌روز رسانی نماید. داشتن انبوهی از داده‌ها که بعضاً مورد استفاده خاصی نیز ندارد، نه تنها کمکی به تصمیم‌گیران نمی‌کند، بلکه می‌تواند حجم زیادی از اطلاعات را به بایگانی بنگاه (چه فیزیکی و چه نرم‌افزاری) روانه سازد.

نیروگاه‌های برقایی در ایران به عنوان بنگاه‌های بزرگ اقتصادی که همواره با قیودی چون محدودیت دسترسی به منبع تولید (آب) در برخی فصول و سال‌ها، شفافیت اندک منابع تامین هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه، عدم شناسایی دقیق مراکز اصلی هزینه‌های بهره‌برداری-نگهداری و نیز کمبود اطلاعات ضروری مورد نیاز برای مشارکت موثر در بازار برق علی‌الخصوص اطلاعات مرتبط با قیمت‌دهی با توجه به نحوه مشارکت سایر بازیگران، مواجه‌اند، برای دستیابی به حداکثر درآمد از بازار و یا خارج از آن، نیازمند جمع‌آوری و طبقه‌بندی مداوم اطلاعاتی مرتبط با موارد ذکر شده می‌باشند. داده‌های مذکور را می‌توان در دو دسته کلی اطلاعات مرتبط با تولید و هزینه‌های بنگاه تقسیم‌بندی کرد.

بدیهی است که اولین و مهم‌ترین گام هر بنگاه اقتصادی برای تداوم فعالیت موثر و سودآور در بازار، برآورد دقیق هزینه تمام‌شده تولید محصول و یا خدمت می‌باشد. از آنجا که بسیاری از پروژه‌های برقایی در ایران تا کنون از طریق منابع عمومی، وام‌های بانکی و اوراق مشارکت تامین اعتبار شده‌اند لذا اقداماتی جهت برآورد دقیق میزان، نوع منبع، مرکز هزینه‌کرد و نحوه بازپرداخت منابع در مورد طرح‌های اجرا شده و یا در حال اجرا باید صورت گیرد. همچنین،

شناسایی مراکز هزینه و ثبت مستمر میزان هزینه‌های وارده در اثر بهره‌برداری از نیروگاه (تولید انرژی و ارائه خدمات جانبی)، نیز بسیار ضروری می‌باشد.

از طرفی دیگر، از آنجا که جریان ورودی منبع تولید انرژی در نیروگاه‌های برقایی (آب) و به تبع آن ذخیره «آب همدار» قابل دسترس در واحد زمان مستمر و پایدار نبوده و بستگی تام به موقعیت جغرافیایی و شرایط اقلیمی و آب و هوایی منطقه دارد، لذا اطلاع دائمی از وضعیت موجود و پیش‌بینی آینده منبع قابل دسترس، نیازمند به‌هنگام‌سازی و ثبت دقیق اطلاعات مرتبط در گذشته می‌باشد.

بر این اساس، سرفصل‌های کلی آنچه مشاور در چارچوب این مطالعه به آن دست یافته به شرح موارد زیر است:

- مشخصات فنی شامل ظرفیت نصب، نوع توربین، حجم دریاچه (کل و مفید)
- کلیه هزینه‌های سرمایه‌گذاری به تفکیک محل هزینه (سیویل، تجهیزات، تملک اراضی و...)، منبع تامین هزینه، هزینه‌های تبعی هر منبع و سال وقوع هزینه. لازم است در این ثبت حتی‌الامکان هزینه‌های مربوط به خدمات جانبی تفکیک گردد، چرا که مستندات مهمی برای برآورد هزینه تمام شده خدمات جانبی به دست می‌دهد.
- ثبت دقیق هزینه‌های نگهداری و بهره‌برداری در دو مورد تولید و خدمات جانبی به تفکیک مراکز هزینه و همچنین هزینه‌های ثابت و متغیر
- تولید به تفکیک ساعات اوج مصرف و ساعات عادی از زمان شروع بهره‌برداری به بعد
- میزان خدمات جانبی ارائه شده به شبکه به تفکیک نوع خدمت (کنترل فرکانس و کنترل ولتاژ) از زمان شروع بهره‌برداری به بعد
- ثبت درآمدها به تفکیک اقلام مورد نیاز بازار برق (آمادگی، انرژی، خدمات جانبی، خسارات، جرایم و...) از ابتدای بهره‌برداری به بعد
- سایر درآمدها به تفکیک منابع درآمد (نظیر فروش آب کشاورزی، تفریحات و توریسم و...)
- به‌هنگام‌سازی و ثبت اطلاعات هیدرولوژیکی و برنامه‌ریزی منابع آب سد از شروع بهره‌برداری (برای برآورد دقیق و برنامه‌ریزی بهتر تولید)

بدیهی است کلیه موارد فوق متغیرهایی ضروری برای برآورد هزینه و توان تولید برق و خدمات جانبی، به شمار می‌روند. برآورد هر یک از این‌ها نیز به نوبه خود نیازمند به کارگیری روش‌ها و معادلات استاندارد است که از یک طرف در اغلب مطالعات نظری و بررسی‌های عملی مشابه مورد استناد قرار گرفته‌اند و از طرف دیگر مالکان (بهره‌داران) نیروگاه‌های برقایی را به هدف نهایی دستیابی به حداکثر درآمدهای مالی با توجه به هزینه‌های انجام‌شده نزدیک‌تر می‌سازد.

۳-۳- اقدامات محاسباتی

هر بنگاه اقتصادی برای تنظیم مدیریت هزینه و همچنین حضور موثر در بازار باید قادر باشد در زمان‌های مختلف، هزینه تمام‌شده کالای خود را به درستی محاسبه کند. مبانی نظری این مهم در بند (۲-۳) فصل دوم مورد بررسی قرار

گرفت. در این بخش گام‌های انجام محاسبات به تفکیک هزینه خصوصی و هزینه خارجی ارائه می‌گردد. همان‌طور که پیش‌تر ذکر شد هزینه خصوصی خود شامل دو بخش هزینه تولید انرژی و خدمات جانبی است.

۳-۳-۱- محاسبات هزینه تولید انرژی (خصوصی)

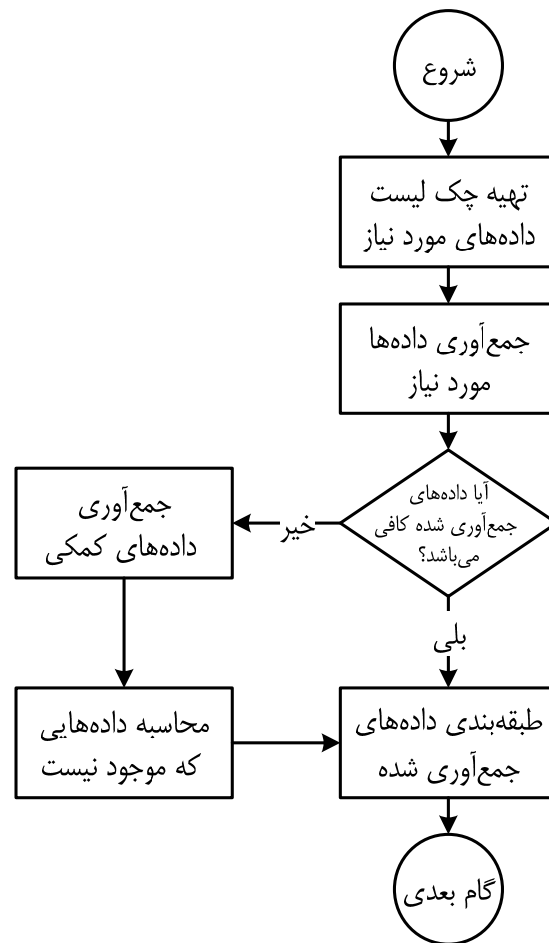
به‌طور کلی فرآیند محاسبه هزینه تمام‌شده تولید انرژی برقابی را می‌توان در سه مرحله به شرح شکل شماره (۳-۱) خلاصه کرد:



شکل ۳-۱- فعالیت‌های اصلی در فرآیند محاسبه هزینه تمام‌شده

۳-۳-۱-۱- فعالیت‌های مربوط به جمع‌آوری داده‌های پایه

در شکل شماره (۳-۲) گام‌های لازم جهت جمع‌آوری داده‌های پایه نشان داده شده است.



شکل ۳-۲- فعالیت‌های مربوط به جمع‌آوری داده‌ها

فعالیت‌های مربوط به جمع‌آوری اطلاعات با تهیه فهرست داده‌های مورد نیاز آغاز می‌شود. فهرست ارائه شده در جدول (پ.۳-۱) پیوست شماره سه بر اساس مدلی که در این راهنما برای محاسبه هزینه تمام‌شده انتخاب شده، تنظیم گردیده است.

پس از تهیه فهرست، برنامه‌ریزی برای گردآوری داده‌های پایه باید انجام پذیرد. به طور کلی داده‌های مورد نیاز در فرآیند محاسبه هزینه تمام‌شده برق در نیروگاه‌ها را می‌توان به شرح زیر دسته‌بندی نمود:

- الف- داده‌های مربوط به مشخصات فنی طرح
- ب- داده‌های مربوط به هزینه‌های سرمایه‌گذاری
- ج- داده‌های مربوط به شرایط تامین مالی
- د- داده‌های مربوط به هزینه‌های نگهداری و بهره‌برداری
- ه- داده‌های مربوط به شاخص‌ها و متغیرهای کلان اقتصادی

۳-۱-۳-۲- فعالیت‌های مربوط به پردازش داده‌ها و انجام محاسبات

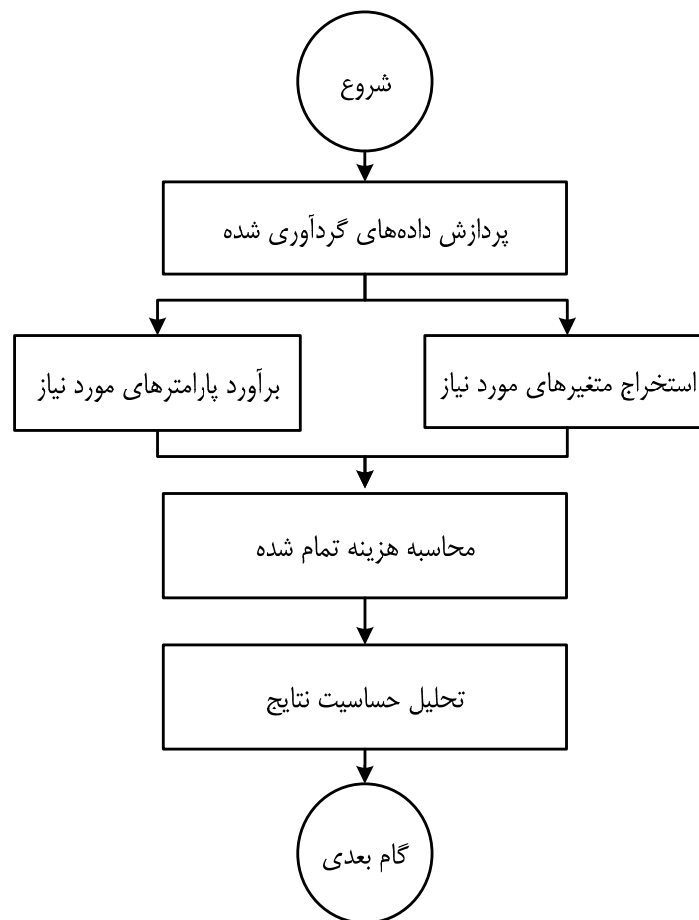
پس از گردآوری و طبقه‌بندی داده‌های پایه، از آنجا که این داده‌ها از منابع مختلف و همچنین طرح‌های در حال مطالعه و یا بهره‌برداری اخذ شده‌اند، لازم است تا به منظور تولید اطلاعات مورد نیاز، داده‌ها پردازش گردند. پردازش اطلاعات با هدف تولید متغیرها و پارامترهای زیر انجام می‌شود:

- سری زمانی هزینه‌های سرمایه‌گذاری طرح با قیمت جاری
- سری زمانی هزینه‌های دوره بهره‌برداری طرح با قیمت جاری
- ظرفیت تولید
- نرخ تنزیل
- طول دوره بررسی
- نرخ رشد هزینه‌های طرح

از آنجا که داده‌های مربوط به هزینه‌های سرمایه‌گذاری انجام شده به قیمت‌های جاری و هزینه‌های سرمایه‌گذاری باقی‌مانده طرح در طول دوره بررسی به قیمت‌های ثابت در دسترس می‌باشد، لازم است تا در این مرحله به منظور در اختیار داشتن سری زمانی هزینه‌های سرمایه‌گذاری به قیمت جاری، ارقام ثابت با استفاده از ضرایب رشد به قیمت جاری تبدیل شوند. ضمناً در صورتی که برخی از اقلام هزینه‌های دوره بهره‌برداری از طرح به صورت درصدی از هزینه‌های سرمایه‌گذاری منظور شده‌اند، لازم است تا ضرایب مربوط به هزینه‌های سرمایه‌گذاری به‌هنگام‌شده به قیمت ثابت اعمال شوند.

پس از نهایی شدن متغیرها و پارامترهای محاسبه هزینه تمام‌شده، هزینه تمام‌شده برق با استفاده از روابط معرفی شده در روش شناسی (پیوست شماره ۳) قابل محاسبه است.

تحلیل حساسیت نتایج جهت ارائه استنتاجات مختلف مانند تاثیر تغییر در اجزای هزینه (به ویژه در مورد طرح‌های مطالعاتی)، شرایط مختلف تامین مالی طرح، بازده انتظاری سرمایه‌گذار و یا استفاده از ارقام تولید واقعی انرژی بر هزینه تمام‌شده برق انجام می‌شود. فرآیند فعالیت‌های مربوط به پردازش اطلاعات و انجام محاسبات به شرح شکل شماره (۳-۳) است.



شکل ۳-۳- فعالیت‌های مربوط به پردازش داده‌ها و انجام محاسبات

به منظور پردازش داده‌ها و انجام محاسبات هزینه تمام‌شده توصیه می‌شود از نرم افزارهای صفحه گسترده مانند Excel استفاده شود. در راهنمای حاضر پردازش داده‌ها و تولید اطلاعات پایه مورد نیاز در قالب نرم‌افزار Excel انجام شده است. هزینه‌های سرمایه‌گذاری انجام شده با استفاده از اطلاعات عملکرد هزینه‌های سرمایه‌گذاری طرح‌ها، که از شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران دریافت شده، استخراج و با استفاده از موافقت‌نامه‌های اعتباری طرح‌ها تدقیق شده است. هزینه‌های باقی‌مانده سرمایه‌گذاری با استفاده از گزارش‌های طرح‌های اجرایی برآورد و با استفاده از شاخص‌های تعدیل مناسب به ارقام جاری تبدیل شده است. شکل‌های شماره (۳-۴) و (۳-۵) نمونه‌ای از محیط گردآوری داده‌های پایه و اطلاعات مورد نیاز را در مدل محاسباتی نشان می‌دهد.

ز	ی	خ	و	ا	ب	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج	د	ر	ز	س	ق	ش	ر	ت	ث	ج
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

شکل ۳-۴ - نمونه‌ای از گردآوری اطلاعات هزینه سرمایه‌گذاری انجام شده طرح‌ها

H	G	F	E	D	C	B	A	
سد سازی	خطوط انتقال آب	راه، باند فرودگاه و زیرسازی راه آهن	تاسیسات مکانیکی (با مصالح)	تاسیسات برقی (با مصالح)	ابنیه	سه ماهه	سال	1
۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۴	۱۳۸۱	2
۱۰۷.۷	۱۰۸.۵	۱۰۷.۷	۱۰۵.۹	۱۰۴.۱	۱۰۶.۲	۱	۱۳۸۲	3
۱۱۰.۷	۱۱۱.۸	۱۱۰.۷	۱۰۵.۹	۱۰۴.۸	۱۰۷	۲		4
۱۱۳.۳	۱۱۳.۹	۱۱۳.۳	۱۰۶.۷	۱۰۵.۱	۱۱۰.۱	۳		5
۱۱۸.۲	۱۱۷.۹	۱۱۸.۲	۱۰۹.۶	۱۰۶.۹	۱۱۷.۶	۴		6
۱۲۷.۲	۱۲۶.۷	۱۲۷.۲	۱۲۱.۲	۱۲۰.۲	۱۲۶.۶	۱	۱۳۸۳	7
۱۴۰.۹	۱۴۰.۲	۱۴۰.۹	۱۲۲.۹	۱۲۳	۱۴۰.۳	۲		8
۱۴۴.۴	۱۴۲.۶	۱۴۴.۴	۱۲۷.۲	۱۳۰.۴	۱۴۴.۷	۳		9
۱۴۴	۱۴۲.۳	۱۴۴	۱۲۷	۱۳۰.۴	۱۴۲.۸	۴		10
۱۴۹.۸	۱۴۸.۶	۱۴۹.۸	۱۳۳.۱	۱۳۳.۱	۱۴۶	۱	۱۳۸۴	11
۱۵۱.۷	۱۵۰.۵	۱۵۱.۷	۱۳۳	۱۳۳.۷	۱۴۴.۹	۲		12
۱۵۴.۸	۱۵۳.۷	۱۵۴.۸	۱۳۶.۸	۱۴۶.۸	۱۴۶.۱	۳		13
۱۵۹.۶	۱۵۴.۷	۱۵۵.۷	۱۳۷.۷	۱۴۷.۶	۱۴۵.۹	۴		14
۱۶۹	۱۶۵.۷	۱۶۵.۲	۱۵۳.۷	۱۷۹.۵	۱۵۸.۴	۱	۱۳۸۵	15
۱۷۲.۴	۱۶۸.۵	۱۶۸.۳	۱۵۷.۴	۱۸۰.۱	۱۶۶	۲		16
۱۷۴.۹	۱۷۰.۹	۱۷۱.۳	۱۶۶.۳	۱۷۳.۸	۱۷۲.۴	۳		17
۱۷۵.۹	۱۷۱.۵	۱۷۲.۳	۱۶۷.۷	۱۷۴	۱۷۴.۸	۴		18
۱۸۹.۲	۱۸۶.۹	۱۸۵	۱۹۳	۲۰۰	۱۹۴	۱	۱۳۸۶	19
۱۹۰.۴	۱۸۸.۴	۱۸۶	۱۹۴	۲۰۰.۶	۱۹۴.۳	۲		20
۱۹۸.۲	۱۹۶.۷	۱۹۴.۲	۲۰۰.۶	۲۰۱.۵	۲۰۷.۶	۳		21
۲۰۶.۱	۲۰۳.۴	۲۰۱.۷	۲۰۶.۳	۲۰۶.۳	۲۱۷.۳	۴		22
۲۲۶.۸	۲۲۸.۵	۲۲۰.۹	۲۲۶	۲۲۲.۷	۲۵۰	۱	۱۳۸۷	23
۲۲۹.۵	۲۳۵.۷	۲۲۹.۴	۲۲۹.۵	۲۲۳	۲۶۴.۸	۲		24
۲۳۳.۹	۲۳۱.۹	۲۳۱.۳	۲۳۹.۱	۱۸۴.۲	۲۳۵.۲	۳		25
۲۳۹.۱	۲۳۹.۲	۲۱۶.۸	۲۳۲.۲	۱۹۰.۴	۲۲۰.۱	۴		26
۲۳۳.۸	۲۳۸.۳	۲۳۱.۵	۲۴۱.۳	۱۹۹.۶	۲۱۹.۷	۱	۱۳۸۸	27
۲۳۷.۷	۲۴۱.۷	۲۲۵.۶	۲۴۵.۵	۲۰۹.۹	۲۲۴.۷	۲		28
۲۳۹.۱	۲۴۳.۹	۲۲۶	۲۴۸.۱	۲۱۹.۵	۲۲۵.۶	۳		29
۲۴۲.۸	۲۴۷.۲	۲۲۹.۴	۲۵۶.۱	۲۲۷	۲۳۲.۷	۴		30

شکل ۳-۵- گردآوری اطلاعات شاخص‌های قیمتی مورد نیاز

پس از پردازش داده‌ها و تولید اطلاعات پایه مورد نیاز انجام محاسبات، جداول گردش وجوه نقد هزینه‌های سرمایه‌گذاری و دوره بهره‌برداری به تفکیک هر طرح تشکیل شده و با استفاده از روابط معرفی شده در روش‌شناسی، هزینه تمام‌شده برق در هر سال از دوره بهره‌برداری محاسبه می‌شود. تصویر شماره (۳-۶) نمونه‌ای از جداول گردش وجوه نقد در مدل محاسباتی را نشان می‌دهد.

H	G	F	E	D	C	B	A	
تولید	جمع کل هزینه‌های طرح (میلیون ریال)	هزینه‌های O&M (میلیون ریال)	هزینه‌های تعمیرات اساسی (میلیون ریال)	هزینه جایگزینی / ارزش باقیمانده (میلیون ریال)	هزینه‌های سرمایه‌گذاری (میلیون ریال)	دوره	سال	
-	-	-	-	-	-	۱۳-	۱۳۶۹	1
-	۸۰۰۰۱	-	-	-	۸۰۰۰۱	۱۱-	۱۳۷۰	2
-	۱۰۰۴۴۱	-	-	-	۱۰۰۴۴۱	۱۰-	۱۳۷۱	3
-	۱۸۸۰۵	-	-	-	۱۸۸۰۵	۹-	۱۳۷۲	4
-	۱۳۸۶۸۸	-	-	-	۱۳۸۶۸۸	۸-	۱۳۷۳	5
-	۱۵۷۶۱۸	-	-	-	۱۵۷۶۱۸	۷-	۱۳۷۴	6
-	۲۴۷۹۳۱	-	-	-	۲۴۷۹۳۱	۶-	۱۳۷۵	7
-	۲۷۳۰۷۷۰	-	-	-	۲۷۳۰۷۷۰	۵-	۱۳۷۶	8
-	۳۵۸۹۲۰	-	-	-	۳۵۸۹۲۰	۴-	۱۳۷۷	9
-	۴۳۴۶۷۹	-	-	-	۴۳۴۶۷۹	۳-	۱۳۷۸	10
-	۴۳۴۶۰۵	-	-	-	۴۳۴۶۰۵	۲-	۱۳۷۹	11
-	۲۹۲۰۰۹۶	-	-	-	۲۹۲۰۰۹۶	۱-	۱۳۸۰	12
-	۵۵۵۰۳۱۹	-	-	-	۵۵۵۰۳۱۹	-	۱۳۸۱	13
۳۶۰۶	۶۸۸۰۴۶۰	۶۵۲۱۲	-	-	۶۲۲۰۲۴۸	۱	۱۳۸۲	14
۳۶۰۶	۵۴۷۰۵۳۸	۷۵۸۰۴۶	-	-	۴۷۱۰۶۹۲	۲	۱۳۸۳	15
۳۶۰۶	۷۸۰۰۴۸۳	۸۸۲۱۵	-	-	۶۹۲۰۲۶۸	۳	۱۳۸۴	16
۳۶۰۶	۶۰۰۰۷۳۱	۱۰۳۶۰۰	-	-	۴۹۸۰۱۳۱	۴	۱۳۸۵	17
۳۶۰۶	۵۵۹۰۰۲۹	۱۱۹۰۳۱	-	-	۴۳۹۰۶۸۸	۵	۱۳۸۶	18
۳۶۰۶	۶۰۳۰۶۷۰	۱۳۸۰۷۹۱	-	-	۴۶۲۰۸۷۹	۶	۱۳۸۷	19
۳۶۰۶	۴۲۷۰۲۰۳	۱۶۱۰۴۲۴	-	-	۲۶۵۰۷۷۹	۷	۱۳۸۸	20
۳۶۰۶	۲۲۶۰۵۰۲	۱۸۷۰۷۴۸	-	-	۲۸۷۰۵۴	۸	۱۳۸۹	21
۳۶۰۶	۴۵۷۰۳۰۳	۳۱۸۰۳۶۵	-	-	۳۳۸۰۹۳۸	۹	۱۳۹۰	22
۳۶۰۶	۱۶۰۰۴۶۳۰	۳۵۳۰۹۷۴	۶۱۳۰۰۴۹	-	۷۳۷۰۶۰۷	۱۰	۱۳۹۱	23
۳۶۰۶	۲۹۵۰۳۹۱	۲۹۵۰۳۹۱	-	-	-	۱۱	۱۳۹۲	24

شکل ۳-۶- تشکیل گردش وجوه نقد و انجام محاسبات هزینه تمام شده

۳-۳-۲- فعالیت‌های مربوط به جمع‌بندی و ارائه نتایج

بسته به نیاز، ممکن است خروجی‌های مختلفی از مدل محاسباتی مورد نیاز تحلیل‌گر باشد. به عنوان مثال در بررسی حاضر، جداول خروجی محاسبات به شکلی طراحی شده که هزینه آمادگی و هزینه انرژی قابل تفکیک باشد (شکل ۳-۷). تغییر پارامترها و متغیرها (به عنوان مثال نرخ بهره-تنزیل، نرخ رشد و...) از دیگر عواملی است که بر هزینه تمام‌شده برق تاثیرگذار است. بدیهی است نتایج در قالب‌های گوناگون می‌تواند به برنامه‌ریزی بهتر و مدیریت بهینه هزینه‌ها کمک نماید^۱.

۱- در مطالعه موردی ارائه شده در پیوست شماره ۴ به برخی از این تحلیل‌ها اشاره شده است.

F	E	D	C	B	A	
ارقام به ریال						339 هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق برای نیروگاه‌های مورد مطالعه در سال ۹۳
میزان تولید	جمع کل هزینه‌های طرح	بهای انرژی	بهای آمادگی	شرح	اجزای هزینه تمام شده	340
۳۶۰۶	۳۳۴	۱۰۱	۲۳۳	مقدار برآورد	نیروگاه برقایی مسجد سلیمان	341
	۱۰۰.۰٪	۳۰.۲٪	۶۹.۸٪	درصد از کل		342
۴۵۰۰	۴۵۵	۱۲۱	۳۳۴	مقدار برآورد	نیروگاه برقایی گتوند علیا	343
	۱۰۰.۰٪	۲۶.۵٪	۷۳.۵٪	درصد از کل		344
۳,۷۱۴	۴۷۳	۱۰۹	۳۶۴	مقدار برآورد	نیروگاه برقایی کارون ۳	345
	۱۰۰.۰٪	۲۳.۱٪	۷۶.۹٪	درصد از کل		346
۲,۱۰۷	۳۹۰	۱۰۷	۲۸۳	مقدار برآورد	نیروگاه برقایی کارون ۴	347
	۱۰۰.۰٪	۳۷.۵٪	۷۲.۵٪	درصد از کل		348
۸۴۴	۱,۲۹۶	۳۴۰	۹۵۶	مقدار برآورد	نیروگاه برقایی سیمره	349
	۱۰۰.۰٪	۲۶.۲٪	۷۳.۸٪	درصد از کل		350
۲,۹۵۴	۴۶۹	۱۲۴	۳۴۵	مقدار برآورد	متوسط کل	351
	۱۰۰.۰٪	۲۶.۴٪	۷۳.۶٪	درصد از کل		352

شکل ۳-۷- طراحی جداول خروجی مورد نیاز و استخراج نتایج

۳-۳-۳- محاسبات هزینه تامین خدمات جانبی (خصوصی)

با تجدید ساختار صنعت برق بسیاری از شرکت‌های برق بر آن شدند تا هزینه تامین سرویس‌های مختلفی را که ارائه می‌دادند، به صورت مشخص محاسبه نمایند^۱ تا بتوانند درک درستی از قیمت‌گذاری این گونه سرویس‌ها در بازار رقابتی داشته باشند. به عنوان مثال در ابتدا رزرو چرخان توسط هر شرکت برق و بر اساس بار خودی و یا توسط یک مرکز کنترل ناحیه‌ای برای پوشش بار موجود در آن ناحیه به خصوص تامین می‌شد. در این شرایط رزرو مورد نیاز غالباً ۱۰ درصد بار کل و یا به میزان ظرفیت بزرگ‌ترین واحد موجود در ناحیه در نظر گرفته می‌شد و هزینه تامین آن به صورت مجزا مدنظر قرار نمی‌گرفت، بلکه بخشی از هزینه تولید انرژی تلقی می‌شد. اما با تشکیل بازار، بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO)، مسوول بهره‌برداری ایمن و مطمئن از شبکه برق شد و از آنجایی که این نهاد مستقل مالک هیچ‌یک از واحدهای تولیدی نبود نیاز داشت تا رزرو مورد نیاز شبکه را از طریق واحدهای تولیدی موجود تامین نماید. با شکل‌گیری بازارها برای تامین این رزرو، مالکان واحدهای تولیدی نیز دریافتند که برای رسیدن به سود بیش‌تر در این بازار رقابتی باید مولفه‌های مربوط به هزینه سرویس مذکور را شناسایی نمایند.

از آنجایی که شناسایی و ارزیابی هزینه‌های ثابت و متغیر تامین خدمات جانبی نیازمند پیشینه اطلاعاتی غنی از نحوه عملکرد واحدهای تولیدی و بررسی دقیق دفاتر تعمیر و نگهداری آن‌ها می‌باشد، لذا سعی می‌شود با استفاده از تجربیات کشورهای مختلف و مطالعات صورت گرفته از سوی موسسه EPRI با عنوان «مطالعه قابلیت اطمینان واحدهای برقایی» [۲۲] در این زمینه، چارچوبی برای شناسایی و برآورد هزینه‌های شرکت در بازار خدمات جانبی ارائه گردد.

۱- قبل از ساختار جدید صنعت برق، این سرویس‌ها به صورت مجزا ارائه نمی‌شدند.

۳-۳-۱- شناسایی مراکز هزینه

درک صحیح از بهره‌برداری مناسب و تعریف درست از مدت زمان عملکرد یک واحد برقایی برای تامین یک سرویس جانبی ویژه، از عوامل موثر در تعیین هزینه‌های خسارت (استهلاک) واحد^۱ می‌باشد. در یک پروژه تحقیقاتی که توسط اداره احیای اراضی امریکا^۲ انجام گرفته، برای محاسبه هزینه‌های تامین خدمات جانبی ابتدا حالات عملکردی نیروگاه به شکل زیر تفکیک شده است:

- وضعیت تولید^۳: واحد در این حالت به تامین انرژی پرداخته و به لحاظ فنی هیچ‌گونه خدمات جانبی ارائه نمی‌دهد. گرچه در این حالت واحد قادر به تامین برخی خدمات جانبی به شرح زیر می‌باشد:

- سرویس تنظیم فرکانس^۴: در این نوع خدمت‌رسانی وضعیت بارگذاری واحد بر مبنای سیگنال افزایشی و یا کاهشی می‌تواند در یک پهنای باند $\pm 10\%$ (از ظرفیت نامی واحد) تغییر کند. کمی‌سازی نوسانات افزایشی/کاهشی در قالب زمان و مقدار می‌تواند برای محاسبه هزینه‌های این بخش استفاده شود.
- تامین توان راکتیو و تثبیت ولتاژ^۵

- رزرو چرخان^۶: زمانی که واحد در سطحی کمتر از ظرفیت تولید نامی خود کار می‌کند.

- وضعیت غیر تولیدی یا آماده‌باش^۷: در این وضعیت واحد قادر به تامین خدمات جانبی به شرح زیر می‌باشد:

- رزرو غیرچرخان (تکمیلی و یا جایگزین)^۸: در این حالت چنانچه محدودیتی بر روی میزان استفاده از آب پشت سد و یا آمادگی واحد وجود نداشته باشد، واحد قادر است از حالت آماده‌باش شروع به کار نموده و رزرو مورد نظر را تامین نماید.

- سرویس کندانسور سنکرون^۹: در این حالت تنها به تامین توان راکتیو پرداخته و هیچ‌گونه توان اکتیوی به شبکه تزریق نمی‌کند.

تفکیک بهره‌برداری یک واحد مشخص به حالات کارکردی مختلف و سپس تخصیص هزینه به هر یک از حالات مذکور امری ساده به نظر می‌رسد، اما تخمین کاهش عمر قطعات که در نتیجه خستگی^{۱۰} و فرسایش آن‌ها در

1- Tear and Wear Costs: (Loss, damage, or depreciation resulting from ordinary use and exposure)

نوعی استهلاک است که فرض می‌شود زمانی برای یک قطعه (تجهیز) اتفاق بیافتد که به طور کامل (بر اساس عمر پیش‌بینی‌شده) و با دقت تحت شرایط نگهداری مناسب مورد استفاده قرار گیرد.

2- Bureau of Reclamation

3- Generation Mode

4- Regulation Services

5- Voltage Support (Reactive Power)

6- Spinning Reserve

7- Not Generating or Standby

8- Supplemental and Replacement Reserves (Non-Spinning)

9- Synchronous Condenser Service

۱۰- خستگی فلزات (Metals Fatigue) وقتی اتفاق می‌افتد که فلز تحت تنش تکراری یا نوسانی قرار گیرد که منجر به شکست ناگهانی قطعه می‌گردد. با پیشرفت صنعت و افزایش تعداد وسایلی از قبیل خودرو، هواپیما، کمپرسور، پمپ توربین و غیره که تحت بارگذاری تکراری و ارتعاشی هستند، خستگی بیش‌تر متداول شده و اکنون چنین برداشت می‌شود که عامل حداقل ۹۰ درصد شکست‌های ناشی از دلایل مکانیکی حین کار، خستگی باشد.

عملکردهای مختلف رقم می خورد، بسیار مشکل می باشد. بر اساس پروژه تحقیقاتی موسسه EPRI، موارد مورد نیاز جهت ارزیابی عمر قطعات و فرسایش نیروگاه ها در حالات بهره برداری مختلف ارائه شده است (پیوست شماره (۳)).

۳-۳-۲- شیوه ارزیابی آسیب های ناشی از ارائه خدمات جانبی نیروگاه های برقایی

زمانی که یک واحد برای ارائه خدمات جانبی آماده می شود، شناسایی صدمات وارده به اجزای آن در گروی نوع نیروگاه و مشخصات عملکردی آن است. همان طوری که پیش تر عنوان شد، هزینه های مربوط به استهلاک قطعات می تواند تحت شرایط زیر ایجاد شود:

- تغییرات کوچک در بهره برداری از واحد به منظور تثبیت ولتاژ و تنظیم فرکانس
- عمل کندانسور سنکرون به منظور تامین توان راکتیو
- بارگذاری غیرنامی برای تامین رزرو چرخان
- عمل در سیکل های روشن و خاموش برای تامین رزرو تکمیلی

از این رو عکس العمل هر یک از تجهیزات واحد به هر یک از خدمات فوق (و یا ترکیبی از آن ها) باعث کاهش عمر قطعه و تحمیل هزینه های استهلاک و تعمیرات بر واحد می گردد. به عبارت دیگر، با شناسایی و جمع آوری داده های مربوط به میزان آسیب های وارده به قطعات و تجمیع آن ها، می توان هزینه تمام شده برای یک سرویس خاص را محاسبه نمود. به عنوان مثال، چنانچه تنظیم فرکانس برای یک واحد خاص به عنوان سرویس غالب در نظر گرفته می شود، در آن صورت تنظیمات جزیی و مداوم دریچه های ورودی بیانگر استهلاک افزوده بر محور، بوشینگ ها و عملگرهاست و هزینه های مربوط به تعمیر و نگهداری واحد (مازاد بر تعمیرات دوره ای و معمول واحد) بیانگر همان هزینه خدمات جانبی مربوط به کنترل فرکانس است.

برای ارزیابی هزینه های خسارت (استهلاک) قطعات یک واحد برقایی برای ارائه یک سرویس معین می توان از روند مشابه برای نیروگاه های سوخت فسیلی که در گزارش EPRI آمده است، استفاده نمود. این روند عبارتست از:

- شناسایی مشکلات پیش رو و یا خرابی یک تجهیز کلیدی
- ارزیابی تبعات و اثرهای بروز یک خرابی (کم- زیاد)

فراوانی آسیب ها^۱ (کوتاه مدت- بلندمدت): به عنوان مثال یک واحد برقایی که به صورت نرمال حدود ۶۰۰۰ ساعت در سال (۱۰۰٪) و در بهترین وضعیت دریچه (۸۵٪) عمل می کند، چنانچه برای تامین رزرو تکمیلی به کار گرفته شود به سبب فرسایش و خستگی قطعات، تنها ۱۵٪ مقدار نامی (و یا به عبارتی حدود ۹۰۰ ساعت در سال) عمل مفید خواهد داشت. به همین منوال، اگر اثر موقعیت دریچه برای حالات مختلف ارزیابی و اولویت بندی شود، می توان نتیجه گرفت که ساعات مفید کارکرد یک واحد می تواند در نتیجه آسیب های کم و خرابی های کوتاه مدت به حدود ۷۰۰ ساعت،

آسیب‌های متوسط حدود ۵۰۰ ساعت و برای آسیب‌های بیش‌تر به حدود ۳۰۰ ساعت تقلیل یابد. لذا فرکانس کلی وقوع آسیب‌ها برابر ۳۰۰/۶۰۰۰ یا ۵٪ زمانی است که طی آن بیش‌ترین آسیب‌ها به واحد وارد می‌آید.

- اقدامات اصلاحی^۱: این اقدامات می‌تواند شامل مواردی نظیر افزایش فعالیت‌های نظارت، کنترل، بازرسی، تعمیرات، تعویض قطعات و به‌روزرسانی آن‌ها به منظور تقلیل آسیب‌ها و جلوگیری از خرابی‌ها، باشد.

- به‌کارگیری نیرو/هزینه (کم-متوسط-زیاد): با دریافتن ارتباط میان هزینه‌ها و زمان تکرار خرابی‌ها و نتایج حاصل از آن‌ها در قالب یک جدول که شامل هزینه‌های کلی واحد، تلفات تولید و ارزش تعمیرات افزوده می‌باشد، می‌توان میزان نیرو/هزینه را برای ارائه یک سرویس جانبی تخمین زد.

گام‌های یاد شده برای برخی از قطعات واحدهای برقایی در جدول شماره (پ.۳-۴) پیوست شماره ۳ ارائه شده است. با استفاده از جداولی مشابه این جدول، می‌توان ویژگی‌ها و شاخص‌های مربوط به هر تجهیز نیروگاهی را برای برآورد هزینه استخراج کرد.

۳-۳-۳-۱- برآورد هزینه

به عنوان بخشی از برنامه تحقیقاتی HAM^۲، کمیته EPRI هزینه‌های ناشی از شرکت نیروگاه‌های برقایی را در بازار خدمات جانبی بررسی کرده است. این روش هزینه‌های شرکت این واحدها در خدمات جانبی را به ۳ دسته اصلی تقسیم‌بندی می‌کند^۳:

- هزینه‌های فرصت از دست رفته: برابر است با میزان درآمد از دست رفته در بازار تولید انرژی

- هزینه‌های خسارت (استهلاک): به عنوان تابعی از تلفات عمر تجهیز

- تعمیر و نگهداری افزایشی (برای شروع و توقف واحد)

به علت عدم وجود اطلاعات از استهلاک و تعمیرات واحدها و اثر آن بر عمر تجهیزات، EPRI از روش‌هایی برای ارزیابی و تخمین این هزینه‌ها در مدل رقابتی و تنظیم‌شده استفاده می‌کند. پیاده‌سازی روش در ۹ گام در قالب یک مثال در پیوست شماره سه ارائه شده است.

۳-۳-۳-۳- محاسبات هزینه خارجی (زیست محیطی)

همان‌طور که در فصل اول اشاره شد، به طور کلی تولید برق فارغ از منبع آن، علاوه بر تحمیل هزینه به بنگاه تولیدکننده (هزینه خصوصی)، پیامدهای منفی تحت عنوان هزینه‌های خارجی برای محیط‌زیست به دنبال دارد که برخی از این پیامدهای منفی در مرحله ساخت و برخی دیگر در مرحله بهره‌برداری به وقوع می‌پیوندند.

1- Remedial Action

2- Hydro Asset Management

۳- تلفات بازده (تلفات آب ناشی از گردش) و هزینه‌های غیرمستقیم (نرم افزارهای توزیع و پخش توان) از دیگر هزینه‌های مشارکت در خدمات جانبی هستند که سهم زیادی را به خود اختصاص نمی‌دهند.

در یک نگاه کلی نیروگاه‌های سوخت فسیلی در دوره ساخت به سبب سرعت فعالیت‌های ساختمانی و عدم گستردگی مساحت تحت تاثیر طرح نسبت به نیروگاه‌های برقایی از پیامدهای منفی کم‌تری برخوردارند. اما این نوع نیروگاه‌ها به سبب استفاده از انواع منابع سوخت فسیلی جهت تولید برق در دوره بهره‌برداری با انتشار انواع آلاینده‌ها دارای پیامدهای منفی زیادی برای محیط‌زیست هستند. در مقابل، پیامدهای منفی نیروگاه‌های برقایی در دوره ساخت عمدتاً شامل آثاری است که در محدوده مخازن سدهای برقایی به وقوع می‌پیوندد. نیروگاه‌های برقایی بزرگ دارای مخازنی هستند که محل ذخیره آب پشت سد است. این امر می‌تواند منجر به غرقاب شدن مناطق گسترده‌ای از زمین‌های بالادست سد، جنگل‌ها، باتلاق‌ها و مراتع موجود در کنار رودخانه‌ها شود. همچنین، از بین رفتن زمین به دلیل تکه‌تکه شدن زیستگاه‌های مناطق محصور در مخزن سد تشدید می‌گردد. به علاوه اجرای پروژه‌های برقایی می‌تواند منجر به برهم‌خوردن زیست بوم‌های آبریزان بالادست و پایین‌دست شود. جابجایی و اسکان مجدد ساکنین مناطق مسکونی واقع در مخزن سدها نیز از جمله سایر آثار منفی احداث نیروگاه‌های برقایی است.

امروزه در محاسبات مربوط به ارزیابی اقتصادی طرح‌های برقایی، مواردی چون جابجایی و اسکان مجدد، تخریب جنگل‌ها و مراتع واقع در مخزن سد، در زمره هزینه‌های خسارت مخزن قرار گرفته [۱۶] و در برآورد هزینه‌های سرمایه‌گذاری طرح مورد توجه قرار می‌گیرند. برخی دیگر از هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه طرح‌های برقایی به اقدامات سازه‌ای پیش‌بینی شده ناشی از مطالعات زیست‌محیطی طرح اختصاص دارد که روش‌هایی را برای کاهش و یا حذف آثار منفی طرح‌های برقایی الزام می‌نماید. احداث سازه برای گذر ماهیان در مسیر روخانه از جمله این موارد است.

با توجه به مطالب اشاره شده، آنچه که همواره به عنوان نکات منفی نیروگاه‌های برقایی از آن یاد می‌شود، به طور عمده در محاسبات مربوط به هزینه تمام‌شده این نوع نیروگاه‌ها مدنظر قرار می‌گیرد. نکته دیگری که در خصوص نیروگاه‌های برقایی در چارچوب مباحث زیست‌محیطی مطرح است، امکان انتشار گازهای گلخانه‌ای از دریاچه پشت سدها می‌باشد. آب جمع شده در پشت سد به خصوص در مناطق گرمسیری می‌تواند مقدار قابل توجهی گاز متان و گاز کربنیک تولید کند. این گازها در اثر پوسیدگی قسمت‌های مختلف گیاهان و زباله‌هایی به وجود می‌آیند که از بالای رودخانه آمده‌اند و به وسیله باکتری‌های بی‌هوازی تجزیه می‌شوند. بیش‌تر گاز تولیدی در اثر پوسیدگی را گاز متان تشکیل می‌دهد که از نظر آثار گلخانه‌ای از دی‌اکسیدکربن خطرناک‌تر است.

میزان تولید گازهای گلخانه‌ای در نیروگاه‌های برقایی با مساحت مخزن، میزان و نوع بقایای آلی موجود در مخزن، سن مخزن و آب و هوای منطقه‌ای که مخزن در آن قرار دارد، مرتبط است. تحقیقات مختلفی در سطح جهان در خصوص مقایسه میزان گازهای گلخانه‌ای تولیدی توسط نیروگاه‌های برقایی با نیروگاه‌های حرارتی انجام شده که جملگی، جز در موارد خاص، بر این نکته تاکید دارند که میزان تولید این گازها توسط نیروگاه‌های برقایی به مراتب از نیروگاه‌های حرارتی

کم‌تر است.^۱ این موارد خاص در هنگامی است که میزان شاخص تراکم توان^۲ نیروگاه یعنی نسبت ظرفیت نیروگاه به مگاوات به مساحت مخزن به کیلومتر (MW/Km2) کم‌تر از یک باشد.^۳ همچنین معیار دیگری در چارچوب کنوانسیون تغییرات اقلیمی (UNFCCC)^۴ تعیین شده است که بر اساس آن هر نیروگاه برقی که میزان شاخص تراکم توان آن از عدد ۴ بیش‌تر باشد، میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای در آن ناچیز و در حد صفر می‌باشد.^۵

اما آنچه در این میان برای بنگاه‌های برقی از اهمیت قابل توجه برخوردار است، عدم برآورد هزینه انتشار آلاینده‌های ناشی از سوزاندن سوخت‌های فسیلی در هوا، در هزینه تمام‌شده برق تولیدی نیروگاه‌های حرارتی است. محاسبه این هزینه‌ها، امری است که با توجه به آن می‌توان مزیت نیروگاه‌های برقی را در این زمینه کمی نمود. در ادامه به شیوه کمی کردن هزینه‌های خارجی نیروگاه‌های حرارتی در قالب گام‌هایی مشخص پرداخته می‌شود.

۳-۳-۳-۳-۱ گام اول: شناسایی آلاینده‌ها و پیامدهای آنها

آلاینده‌های منتشر شده در هوا ناشی از مصرف سوخت‌های فسیلی در نیروگاه‌های حرارتی را می‌توان به دو دسته اصلی تقسیم کرد:

– انواع اکسیدهای کربن، اکسیدهای نیتروژن و متان

– انواع اکسیدهای گوگرد و ذرات معلق

دسته اول با ایجاد اثر گلخانه‌ای در جو زمین تأثیرات جهانی را سبب می‌شوند، که بازتاب آن افزایش دمای زمین و ایجاد تغییرات اقلیم است. دسته دوم یعنی اکسیدهای گوگرد با ایجاد باران‌های اسیدی و همچنین ایجاد بیماری‌ها تأثیر خود را در ابعاد محلی و منطقه‌ای نشان می‌دهند. ذرات معلق نیز عامل بسیاری از بیماری‌های تنفسی می‌باشند.

۳-۳-۳-۳-۲ گام دوم: اندازه‌گیری میزان آلاینده‌ها

جهت تعیین میزان اثر آلاینده‌ها در ایجاد هر پیامد، تعیین اندازه واقعی انتشار گاز در مراکز تولید و مقایسه با حد تعریف شده مجاز، امری است ضروری و بدین ترتیب وجود سیستم‌ها و روش‌های اندازه‌گیری دقیق و جامعی نیز در این راستا الزامی است. بدیهی است که با توجه به تقسیم‌بندی انجام‌شده در خصوص گازهای آلاینده اندازه‌گیری هر یک باید به طور جداگانه انجام گیرد.

در ارتباط با تعیین میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای در نیروگاه‌ها، استانداردها و گزارش‌هایی در نهادهای بین‌المللی تهیه شده است. در این میان یکی از معتبرترین و مشهورترین تحقیقات، پروتکلی با نام GHG یا همان پروتکل گازهای

1- Claudia Farrer et al (2007), Marco Aurelio dos Santosa, et al. (2006).

2- Power Density

۳- کمیسیون جهانی سدها

4- United Nations Framework Convention on Climate Change

۵- روش‌شناسی ACM002 برای محاسبه فاکتور انتشار گازهای گلخانه‌ای از نیروگاه‌های برقی.

گلخانه‌ای است که تحت حمایت موسسه جهانی بازرگانی برای توسعه پایدار^۱ و موسسه منابع جهانی^۲ قرار دارد. هدف از این پروتکل، تهیه و تنظیم، انتشار و ترویج استانداردهای بین‌المللی برای محاسبه و گزارش میزان انتشار گاز جهت شرکت‌ها یا سایر نهادها است، تا بدین ترتیب بین طرح‌های مختلف تجاری و زیست‌محیطی رویکرد یکنواخت و سازگار جهت محاسبه میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای ایجاد شود. پس از انعقاد پروتکل کیوتو و ظهور بازار فروش کربن، توسعه و بسط این استانداردها (چه در قالب پروتکل کیوتو و چه خارج از آن) شکل جدیدتری به خود گرفته است.

در این پروتکل دو متدولوژی برای برآورد میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای یک بنگاه تعریف و ارائه شده است^۳:

– روش محاسبه بر اساس فاکتور انتشار (Emission Factor)

– کنترل مستقیم

۳-۳-۳-۳-۳ گام سوم: ارزش‌گذاری پولی پیامدهای کمی‌شده

پس از انجام محاسبات مربوط به برآورد فاکتور انتشار آلاینده‌های نیروگاه‌های حرارتی، مرحله بعدی ارزش‌گذاری پولی پیامدهای کمی‌شده مربوط به هریک از انواع آلاینده‌ها است. این ارزش‌گذاری با انواع روش‌هایی که در فصل اول به آن اشاره شد قابل انجام است. لازم به ذکر است که مطالعات متعددی در جهان با همین هدف انجام شده است. در عین حال در ایران نیز تلاش‌هایی برای همین منظور با استفاده از نتایج مطالعات بین‌المللی و اعمال روش‌هایی برای محلی کردن آن نتایج انجام شده که در پیوست شماره چهار به اهم آن‌ها اشاره شده است.

با توجه به نتایج به‌دست آمده از این بررسی‌ها، مشاهده می‌شود که بخش عمده‌ای از هزینه‌های زیست‌محیطی مربوط به هزینه‌های آلاینده‌هایی است که در زمره گازهای گلخانه‌ای قرار می‌گیرند. به طور مثال در نیروگاه‌های گازی و سیکل ترکیبی به ترتیب برابر ۹۱ و ۹۰ درصد است. در عین حال در سایر انواع نیروگاه‌های حرارتی نیز این مقدار قابل توجه بوده و تقریباً برابر با نیمی از میزان هزینه‌های زیست‌محیطی این نیروگاه‌ها است.

ذکر این نکته ضروری است که مقادیر محاسبه شده در خصوص هزینه‌های زیست‌محیطی نیروگاه‌های برقیایی به تمامی قابل دریافت نبوده و تنها راهنمایی برای سیاست‌گذاران در ابعاد ملی و جهانی جهت برنامه‌ریزی روش‌هایی است که در قالب استفاده از انواع قوانین و ابزارهای اقتصادی موجبات دریافت بخشی از این هزینه‌ها را فراهم آورند. این امر در سال‌های اخیر با توجه به اهمیت انتشار گازهای گلخانه‌ای از منابع مختلف در میزان آلاینده‌های گازی جهان، تأثیرات آن و هزینه‌های مربوط به آن بیش از پیش مورد توجه قرار گرفته است. در این راستا سعی شده تا بخشی از هزینه‌های زیست‌محیطی گازهای گلخانه‌ای توسط تولیدکنندگان آن در قالب ساز و کارهای بازاری پرداخت گردد. در پی بحرانی

1- World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)

2- World Resources Institute (WRI)

۳- برای اطلاعات بیش‌تر به پیوست شماره (۳) مراجعه کنید.

شدن اثرهای زیان‌بار ناشی از انتشار گازهای گلخانه‌ای^۱، اقدامات متعددی از سوی جوامع بین‌المللی و فعالان محیط‌زیست در قالب انواع طرح‌های تحقیقاتی و اجرایی، کنفرانس‌ها، سمینارها و معاهدات بین‌المللی صورت گرفته که از مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به «پروتکل کیوتو» اشاره کرد. پروتکل کیوتو توافقنامه‌ای بین‌المللی است که هدف آن جلوگیری از انتشار گازهای گلخانه‌ای توسط کشورهای صنعتی می‌باشد.

بر اساس این پیمان، کشورهای عضو متعهد می‌شوند میزان گازهای گلخانه‌ای تولید شده توسط صنایع خود را تا سطح تعیین شده در پروتکل برای حفظ محیط‌زیست و جلوگیری از آلودگی بیش از حد آن حفظ نمایند. به منظور تشویق و ترغیب کشورها در عضویت و پذیرفتن تعهدات مقرر شده، پروتکل کیوتو به کشورهای عضو این امکان را می‌دهد تا با شرکت در تجارت بین‌المللی انتشار گازهای گلخانه‌ای، هزینه‌های اجرای این تعهدات را به حداقل برسانند. در این تجارت که بعضاً تجارت کربن نیز نامیده می‌شود- هر کشور می‌تواند بخشی از مجوز تولید گاز (سطح مجاز تعیین شده در پروتکل) مربوط به خود را به کشور دیگر واگذار کند. نقل و انتقال این «سطح مجاز» بدین معنی است که کشوری که این مجوز را واگذار کرده دارای سطح تولید گاز کم‌تری بوده و در عوض کشور گیرنده امتیاز، مجاز به تولید گاز بیش‌تری خواهد بود. تقاضا برای این مجوزها، سبب ایجاد بازاری شده که متناسب با عرضه و تقاضای آن، دارای قیمت شده و خرید و فروش گردند.

از آنجاکه هزینه کنترل تولید گازهای گلخانه‌ای در کشورهای مختلف متفاوت است، این تجارت، شرایط بسیار مناسبی را برای صرفه‌جویی‌های قابل ملاحظه در عمل به تعهدات پروتکل فراهم می‌کند. کشورهایی که قادرند با هزینه‌هایی به مراتب کم‌تر انتشار گازهای گلخانه‌ای را کنترل کنند طبعاً انگیزه‌های بیش‌تری برای کاهش تولید دارند؛ چرا که بدین طریق می‌توانند امتیاز خود را به دیگر کشورها بفروشند. به همین ترتیب، در کشورهایی که هزینه‌های کنترل این گازها زیاد است خرید این امتیازات از نظر اقتصادی بسیار با صرفه است؛ چرا که هزینه خرید این امتیازها از هزینه‌های کاهش گازهای گلخانه‌ای به مراتب کم‌تر بوده و در نتیجه این کشورها می‌توانند گاز بیش‌تری تولید کنند. از آنجاکه گازهای گلخانه‌ای جزو آلاینده‌های جهانی محسوب می‌شوند، آنچه اهمیت دارد کاهش حجم این آلاینده است نه مکان کاهش آن.

بازار تجارت گازهای گلخانه‌ای به طور قابل توجهی در چند سال گذشته توسعه یافته است. از برخوردهای تئوریک سیاستمداران و دانشمندان در اوایل دهه ۱۹۹۰ تا تثبیت پروتکل کیوتو در سال ۱۹۹۷، امروز شاهد بازاری فعال و پرتحرک در این زمینه هستیم که حدود ۲۵۰ میلیون تن CO₂ در آن مبادله می‌شود. در اروپا نیز داد و ستد مجوزهای انتشار کربن از اول ژانویه ۲۰۰۵ با هدف پایبندی به تعهدات معاهده کیوتو آغاز شده است. مجوزهای مربوط اکنون به قیمت حدود ۱۰ الی ۱۴ دلار به ازای هر گواهی کاهش انتشار فروخته می‌شوند.

۱- با توجه به مطالب پیش‌گفته و اینکه درصد زیادی از میزان گازهای آلاینده و گلخانه‌ای منتشره از نیروگاه‌های حرارتی، دی‌اکسیدکربن (CO₂) بوده و گاز CO₂ از بعد جهانی، از اهمیت قابل توجهی برخوردار است، لذا تمرکز بازارهای موجود در جهان، بر کاهش گازهای گلخانه‌ای بالاخص CO₂ می‌باشد.

با توجه به موارد فوق و به دلیل عدم وجود بازار و یا رویه‌ای مشخص در ایران در خصوص قیمت گذاری اثرهای مثبت زیست محیطی ناشی از فعالیت نیروگاه‌های برقی، می‌توان در کوتاه مدت و تا تشکیل چنین بازاری، برای دستیابی به این هدف از متوسط قیمت‌های ارائه شده برای گواهی‌های کاهش انتشار در یک مقطع زمانی (مثلاً پنج ساله) برای برآورد درآمدهای مالی بنگاه‌های برقی متناسب با میزان تولید آن‌ها در کشور سود برد.

بدیهی است که در بلندمدت ایجاد یک بازار مبادلات گواهی‌های کاهش انتشار داخلی و یا استفاده از سایر انواع ابزارهای اقتصادی (نظیر سیاست‌های حمایتی) جهت دریافت این منافع برای نیروگاه‌های برقی و انواع دیگر نیروگاه‌های تجدیدپذیر ضروری می‌باشد که در فصل چهارم به آن اشاره شده است.

۳-۳-۴- استراتژی قیمت‌دهی در بازار

با توجه به ویژگی‌های خاص برق از منظر حساسیت قیمت آن به زمان مصرف، لزوم تامین در لحظه نیاز و عدم امکان ذخیره‌سازی آن پس از تولید، می‌توان به اهمیت نحوه اتخاذ استراتژی‌هایی از جانب نیروگاه‌ها پی برد که از یک طرف سبب پذیرفته شدن در بازار برای عرضه برق (و خدمات جانبی) و از سوی دیگر دریافت قیمت‌های حداکثرکننده سود در واحدهای زمانی در طول شبانه‌روز، گردد. تعیین خطی‌مشی بهینه مشارکت واحدهای نیروگاهی در بازارهای انرژی و یا خدمات جانبی با محاسبه تابع سود واحد و با توجه به قیود فنی و عملکردی آن واحد قابل ارائه می‌باشد، که این امر خود در گرو شناسایی هزینه‌ها و برآورد دقیق توابع هزینه عملکردی می‌باشد.

میزان دسترسی به منبع تولید انرژی در نیروگاه‌های برقی (آب همدار ذخیره شده در پشت سد) عاملی تعیین کننده در نحوه مشارکت این نوع نیروگاه‌ها در بازار برق به شمار می‌رود؛ به گونه‌ای که می‌توان شاخصی (هایی) از آن را در قالب قیودی مهم وارد معادلات حداکثرسازی سود نیروگاه ساخت. به علاوه، تخصیص بهینه منبع مذکور به خدمات مختلف (تولید انرژی و خدمات جانبی) در یک دوره زمانی مشخص (مثلاً یک سال) اولین گام در راستای تعیین نحوه مشارکت در بازار به شمار می‌رود. این امر از طریق تشکیل معادلات بهینه‌سازی تخصیص ذخیره آب موجود انجام می‌گیرد که از حل آن هزینه فرصت استفاده آب و تعیین میزان تخصیص به هر یک از اهداف به دست می‌آید. لازم به ذکر است که برآورد هزینه فرصت آب در نیروگاه‌های برقی، نقش قیمت سوخت‌های فسیلی در نیروگاه‌های حرارتی را بازی می‌کند و می‌توان از آن به عنوان هزینه نهایی تولید برق در نیروگاه‌های مذکور یاد کرد.

به عنوان مثال اگر یک واحد برقی علاوه بر تولید انرژی با قیمت $p_y(t)$ ، خدمات جانبی مانند تنظیم فرکانس تا سطح r_{max} و رزرو چرخان تا سطح sr_{max} را به ترتیب با قیمت‌های $p_r(t)$ و $p_{sr}(t)$ تولید کند، مساله بهینه‌یابی تخصیص آب واحد در بازه $[t_1, t_2]$ و در صورتی که قیود ظرفیت مخزن ذخیره آب رعایت شوند به صورت زیر خواهد بود:

$$\max \int_{t_1}^{t_2} \xi(y(t)p_y(t) + r(t)p_r(t) + sr(t)p_{sr}(t))dt$$

s.t.

$$0 \leq y(t) \leq y_{\max}$$

$$0 \leq r(t) \leq r_{\max}$$

$$0 \leq sr(t) \leq sr_{\max}$$

$$y(t) + r(t) + sr(t) \leq y_{\max}$$

$$r(t) + sr(t) \leq sr_{\max}$$

$$r(t) \leq y(t)$$

$$\int_{t_1}^{t_2} y(t) dt \leq s_{t_1} - s_{t_2} + \int_{t_1}^{t_2} e(t) dt = S_{[t_1, t_2]} \quad \lambda_{t_1, t_2}$$

که در آن:

 $y(t)$: بده خروجی واحد $r(t)$: بده خروجی واحد مربوط به سرویس کنترل فرکانس $sr(t)$: بده خروجی واحد مربوط به سرویس رزرو چرخان ξ : ضریب تبدیل بده آب خروجی از نیروگاه به انرژی $y_{\max}$: محدودیت بالای خروجی آب برای تولید برق s_t : سطح آب مخزن در زمان t $e(t)$: بده ورودی مخزن

در این معادله قیود چهارم تا ششم به این نکته اشاره دارند که مجموع توان‌های ارائه شده برای سرویس‌های خدمات جانبی و انرژی نباید از ظرفیت ژنراتور بیش‌تر شود، مجموع توان سرویس‌های خدمات جانبی نباید از ظرفیت رزرو چرخان بیش‌تر شود و توان ناشی از شرکت در بازار انرژی بیش‌تر از خروجی تنظیم فرکانس باشد تا فضا برای تنظیم فرکانس کاهشی موجود باشد. از حل این معادله، هزینه فرصت استفاده آب (ψ) در بازه زمانی $[t_1, t_2]$ که برابر است با ضریب لاگرانژین (λ)، به دست می‌آید.

حال چنانچه فرض کنیم $sr_{\max} = y_{\max}$ و $r_{\max} \leq 0.5y_{\max}$ باشد، فرض اول برای واحدهای برق آبی معقول به نظر می‌آید چرا که خاصیت دینامیکی به آن‌ها اجازه افزایش توان تا حالت نامی را در بازه ۱۰-۱۵ دقیقه می‌دهد و فرض دوم از آنجا نشأت می‌گیرد که واحد نمی‌تواند تنظیم فرکانس بیش‌تر از نصف ظرفیت خروجی کل را به علت تنظیم افزایشی یا کاهشی داشته باشد و با فرض یک قیمت سایه‌ای آب معین (ψ)، دیسپاچ بهینه یک واحد برقایی مطابق رابطه فوق به صورت زیر خواهد بود:

$$(y(t), r(t), sr(t)) = \begin{cases} (y_{\max}, 0, 0), & p(t) - \psi_{t_1-t_2} \geq p_r(t) \\ (y_{\max} - r_{\max}, r_{\max}, 0), & p_s(t) \leq p(t) - \psi_{t_1-t_2} < p_r(t) \\ (r_{\max}, r_{\max}, y_{\max} - 2r_{\max}), & 2p_s(t) - p_r(t) \leq p(t) - \psi_{t_1-t_2} < p_s(t) \\ (0, 0, y_{\max}), & p(t) - \psi_{t_1-t_2} < 2p_s(t) - p_r(t) \end{cases}$$

بنابراین در یک بازار هم زمان برای انرژی و خدمات جانبی، واحد برقی توان اختصاص یافته به تولید، رزرو چرخان و تنظیم فرکانس خود برابر $y_{\max}$ و $r_{\max}$ را به ISO ارسال می کند و مطابق روابط فوق دیسپاچ می شود.^۱

پس از مشخص شدن هزینه فرصت آب و نیز میزان تخصیص به اهداف مختلف در بازه زمانی (t_1, t_2) ، نیروگاه برقی در گام دوم اقدام به تعیین استراتژی های بهینه قیمت دهی در بازارهای برق و خدمات جانبی در بازه های زمانی مختلف، با توجه به توابع هزینه واحد و منبع تولیدی قابل دسترس با هدف حداکثر کردن سود بنگاه، می نماید. اصل اولیه موفقیت نیروگاه در عرضه محصول خود، پذیرفته شدن قیمت های پیشنهادی آن در واحد زمان در بازار نقدی می باشد. اطلاع هر یک از نیروگاه های برقی از نحوه حضور و قیمت دهی سایر بازیگران در بازار (به خصوص نیروگاه های حرارتی که بیش از ۹۰ درصد برق سالانه مورد نیاز کشور را تامین می کنند)، عاملی تعیین کننده در اتخاذ استراتژی بهینه قیمت دهی آن ها به شمار می رود. بدیهی است دسترسی بنگاه های اقتصادی به اطلاعات دقیق هزینه ای نیروگاه های رقیب در هر بازاری امری تقریباً غیرممکن می باشد و به نظر می رسد تنها راه اطلاع از نحوه بازی رقبا در بازار، دستیابی به تقریبی از هزینه های رقبا از طریق برآورد مهم ترین اجزای هزینه ای تولید (مثلاً هزینه سوخت های فسیلی در نیروگاه های حرارتی) و نیز رفتار آشکار شده آن ها در شرایط و زمان های مشابه گذشته می باشد. با این وجود فرآیند کلی مشارکت بنگاه در بازار برق با هدف حداکثر کردن سود در حضور سایر رقبا را می توان به شرح زیر بیان کرد.

با فرض این که تابع هزینه نیروگاه برقی یک تابع خطی و تابع هزینه نیروگاه حرارتی به صورت تابع درجه دوم باشد:

$$TC(q_H) = c + bq_H \quad (۱)$$

$$MC(q_H) = b$$

$$TC(q_T) = c + bq_T + \frac{1}{2}aq_T^2 \quad (۲)$$

$$MC(q_T) = b + aq_T$$

که q_H و q_T به ترتیب انرژی تولیدی نیروگاه های برقی و حرارتی، و a ، b و c ضرایب هزینه می باشند. ضریب c مربوط به هزینه های ثابت واحد و ضرایب a و b مربوط به هزینه های متغیر نیروگاه ها می باشد.

بر این اساس، تابع سود واحدهای برقی و حرارتی به ترتیب زیر خواهند بود:

برای واحد برقی:

$$\pi_{Hi} = \rho q_{Hi} - b_{Hi} q_{Hi} \quad (۳)$$

و برای واحد حرارتی:

$$\pi_{Ti} = \rho q_{Ti} - b_{Ti} q_{Ti} - a_{Hi} q_{Ti}^2 \quad (۴)$$

۱- جزئیات نحوه بهینه یابی در حالت ها مختلف و کشف هزینه فرصت آب به طور مفصل در بند (پ. ۵-۲) پیوست شماره (۵) بیان شده است.

که در آن π_i سود واحد i و p قیمت لحظه‌ای بازار می‌باشند. نمودار قیمت‌دهی برای نیروگاه‌های برقایی و حرارتی به صورت تابع زیر می‌باشد:

$$p_i = MC_i + \mu_i q_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5)$$

p_i قیمت تولیدکننده i هنگامی که خروجی واحد q_i می‌باشد و μ_i ضریب نمودار پیشنهاد قیمت می‌باشد. بر اساس توابع هزینه نیروگاه‌ها تابع پیشنهاد قیمت را می‌توان به صورت خطی زیر در نظر گرفت:

$$p_i = b_i + k_i q_i \quad (6)$$

برای واحدهای برقایی $k_i = \mu_i$ برای واحدهای حرارتی $k_i = a_i + \mu_i$ می‌باشد. حال چنانچه فرض کنیم که پیشنهاد قیمت تمام واحدها یکسان باشد، قیمت تسویه بازار برابر خواهد بود با: $p_i = p_j = p \geq 0$ تابع قیمت بازار نیز به صورت زیر خواهد بود:

$$p = b_i + k_i q_i \quad (7)$$

در بازارهای برق از منظر زمانی (پرباری، میان‌باری و کم‌باری) سه نوع استراتژی پیشنهاد قیمت را می‌توان تصور کرد که شیب تابع پیشنهاد قیمت (μ) در زمان‌های کم‌باری نزولی، در زمان‌های میان‌باری ثابت و در زمان‌های پرباری صعودی خواهد بود (جدول شماره (۳-۱۰)).

جدول ۳-۱۰- استراتژی پیشنهاد قیمت تولیدکنندگان

قیمت‌های پایین	قیمت‌های متوسط	قیمت‌های بالا
$K < a, \mu < 0$	$K = a, \mu = 0$	$K > a, \mu > 0$

از طرف دیگر، تقاضای بار و تولید در شبکه باید همواره متعادل باشد.

$$\sum_{i=1}^n q_i = L - \lambda p \quad (8)$$

که L بار درخواستی و λ ضریب الاستیسیته می‌باشند.^۱

خروجی واحد (q_i)، بر اساس نقطه تعادل نش به دست می‌آید. π_i^* حداکثر سود را برای هر واحد تعیین می‌کند.

$$\max p_i \left(\pi_1^*, \dots, \pi_{i-1}^*, \pi_i^*, \pi_{i+1}^*, \dots, \pi_N^* \right) \quad (9)$$

معمولاً مدل کورنات^۲ برای حل این تابع مورد استفاده قرار می‌گیرد. n واحد تولیدکننده، ظرفیت خروجی خود را قبل از پیشنهاد قیمت تعیین می‌کنند. قیمت تسویه بر اساس شرایط بازار تعیین می‌شود. مساله به صورت زیر حل می‌شود:

۱- ذکر این نکته ضروری است که مطابق تغییرات الاستیسیته بار در ایران برابر صفر در نظر گرفته می‌شود ($\lambda=0$).

۱- π_i با توجه به معادله تعادل تولید و بار در (۸) و رابطه قیمتی (۷) در روابط (۳) و (۴) قرار داده می‌شود. این معادلات به صورت تابعی از k_i خواهند بود.

۲- با حل روابط $\frac{\partial \pi_i}{\partial k_i} = 0$ برای N معادله موجود، کلیه k_i ها به دست می‌آیند.

۳- به وسیله k_i های موجود، قیمت تسویه بازار (ρ) و مقادیر q_i ها با توجه به رابطه (۷) به دست می‌آیند.^۱

۱- شیوه بازی دو بازیگر و نحوه دستیابی به تعادل نش با فرض بازاری که فقط دو بازیگر در آن حضور دارند در قالب یک مثال در بند (پ.۵-۳) پیوست شماره (۵) مورد بررسی قرار گرفته است.

فصل ۴

فرآیند بهبود در آمد نیروگاه‌های

برقابی از دیدگاه برون بنگاهی

۴-۱- تعامل فعال تر با بازار برق (وضع موجود)

۴-۱-۱- مشارکت در ساختار

علیرغم این که از بدو تشکیل بازار برق (سال ۱۳۸۲)، همواره متولیان نیروگاه‌های برقایی به شکل‌های مختلف نظرات خود را به هیات تنظیم بازار منعکس کرده‌اند، اما در هیچ برهه زمانی با عنوان نماینده رسمی نیروگاه‌های برقایی به عضویت هیات تنظیم بازار برق در نیامده‌اند. با توجه به اهمیت بیش از پیش انرژی‌های تجدیدپذیر در سبد انرژی جهانی و در راستای تقویت و بهبود جایگاه نیروگاه‌های برقایی به عنوان مهم‌ترین منبع تولید انرژی از منابع تجدیدپذیر در ایران، پیشنهاد می‌شود که در ابتدا کلیه تولیدکنندگان برقایی اقدام به تاسیس تشکلی مستقل نموده و سپس اقدامات قانونی برای عضویت نماینده (نمایندگانی) در هیات تنظیم بازار برق را انجام دهند.

۴-۱-۲- پیشنهاد اصلاح آیین‌نامه‌های اجرایی

همان‌طور که در بند (۲-۴-۲) فصل دوم راهنما اشاره شد، پایه نرخ آمادگی برای تمامی نیروگاه‌های کشور ثابت بوده و مطابق تبصره (۲) ماده (۵) آیین‌نامه تضمین خرید برق، با توجه به تغییر در «هزینه‌های سرمایه‌گذاری احداث نیروگاه‌های حرارتی تامین بار در ساعات اوج مصرف و متوسط هزینه اتصال به شبکه» تعیین می‌شود. شایان ذکر است که نرخ فوق از چهار ماه انتهای سال ۱۳۸۷ تا کنون تغییری نکرده و معادل ۸۹ ریال برای هر کیلووات در هر ساعت می‌باشد. جدول شماره (۴-۱) هزینه تمام‌شده آمادگی انرژی الکتریکی به تفکیک هر یک از نیروگاه‌های ذینفع در شبکه برق سراسری را بر اساس محاسبات این مهندسی مشاور نشان می‌دهد.

جدول ۴-۱- هزینه تمام‌شده آمادگی بر اساس متوسط چند نیروگاه کشور^۱

نوع نیروگاه	سهم از ظرفیت در سال ۱۳۹۱ (درصد)	هزینه آمادگی بر اساس قیمت‌های سال ۱۳۹۱ (ریال به کیلووات ساعت)
گازی	۳۷	۲۷۵
سیکل ترکیبی	۲۳	۱۸۸
بخاری	۲۴	۱۴۹
برقایی	۱۳	۳۴۵
متوسط وزنی	-	۲۳۰

همان‌طور که ملاحظه می‌شود نیروگاه‌های برقایی بیش‌ترین هزینه آمادگی را به دلیل نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه قابل توجه دارا می‌باشند. این رقم با رقم نیروگاه‌هایی که مورد نظر آیین‌نامه است، حداقل ۱/۲ (سیکل ترکیبی) و حداکثر ۱/۸ برابر تفاوت دارد. از طرف دیگر متوسط وزنی هزینه سرمایه‌گذاری اولیه انواع نیروگاه‌ها نیز با نرخ آمادگی اعلام شده

۱- هزینه آمادگی نیروگاه‌های حرارتی در جدول (۴-۱) با استفاده از اطلاعات فنی - اقتصادی نیروگاه‌ها که توسط شرکت توانیر در سال ۱۳۸۴ منتشر شده، محاسبه شده است. جزییات محاسبات و منابع مورد استفاده برای برآورد هزینه آمادگی نیروگاه‌های برقایی در پیوست شماره (۴)، آمده است.

توسط هیات تنظیم بازار (۸۹ ریال به کیلووات در هر ساعت) فاصله قابل توجهی دارد. اما از آنجا که نیروگاه‌های برقایی در این رابطه اولین ذینفع بوده، باید تلاش کنند تا آیین‌نامه فوق به صورتی اصلاح گردد که تامین‌کننده منافع نیروگاه‌های تجدیدپذیر، که عموماً از هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه بالایی نسبت به نیروگاه‌های متعارف حرارتی برخوردارند، باشد. تغییر نحوه محاسبه این نرخ به صورت «متوسط وزنی هزینه سرمایه‌گذاری اولیه نیروگاه‌های فعال در شبکه برق کشور» یک پیشنهاد مشخص در این زمینه به شمار می‌رود.

۴-۱-۳- آمادگی برای شرکت در بازار آتی برق

پس از تشکیل بازار برق در سال ۱۳۸۲، راه‌اندازی یک بازار مالی متشکل با هدف شفاف‌سازی، کاهش هزینه مبادله، امکان انجام معاملات بلندمدت و نیز پوشش ریسک معاملات با به کارگیری انواع مشتقات مالی، مدنظر سیاست‌گذاران و برنامه‌ریزان صنعت برق کشور قرار گرفت. در سال ۱۳۹۰ شورای عالی بورس به راه‌اندازی بورسی با محوریت حامل‌های انرژی، شامل عرضه محصولات نفت و مشتقات نفتی، گاز طبیعی، ذغال‌سنگ، برق، حق انتشار آلودگی و سایر حامل‌های انرژی، به عنوان چهارمین بورس کشور رای داد. نهایتاً نهاد مذکور با تعیین اعضای هیات مدیره و مدیر عامل در اوایل سال ۱۳۹۱ آغاز به کار کرد. تشکیل این نهاد، کلیه فعالیت‌های مرتبط با مبادلات برق از جمله بازار نقدی، معاملات دوجانبه، قراردادهای آتی، اختیار معامله و سایر مشتقات برق را تحت پوشش قرار خواهد داد.

قراردادهای سلف موازی استاندارد برق به عنوان نخستین اوراق بهادار مبتنی بر کالا، در تابلوی قراردادهای بازار مشتقه بورس انرژی پذیرفته شد.^۱ بر این اساس، کلیه قراردادها در موعد تحویل منجر به تحویل فیزیکی می‌شوند و امکان تسویه نقدی قراردادها در تاریخ سررسید وجود ندارد. کلیه ثمن معامله باید به عنوان پیش‌پرداخت پیش از ثبت سفارش در سامانه معاملاتی توسط خریدار پرداخت شود.

نمادهای معاملاتی قراردادهای مذکور با دوره تحویل روزانه، ۳۰ روز پیش از تاریخ تحویل بازگشایی می‌شوند. گشایش نمادهای هفتگی، ماهانه، فصلی و سالانه نیز به ترتیب چهار هفته، یک ماه، یک فصل و یک سال قبل از تاریخ شروع تحویل قراردادهای مذکور می‌باشد. همچنین کلیه نمادهای معاملاتی، سه روز پیش از شروع دوره تحویل متوقف می‌گردند و اطلاعات میزان خرید و فروش تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان جهت تحویل فیزیکی به شرکت مدیریت

۱- در این نوع قراردادها، مقدار معینی از دارایی پایه (در این جا بسته برق معادل یک مگاوات در هر ساعت از «دوره مصرف» در «دوره تحویل») براساس مشخصات قرارداد به فروش می‌رسد. وجه قرارداد مذکور در هنگام معامله و طبق زمان‌بندی تعیین‌شده در مشخصات قرارداد پرداخت می‌شود و دارایی پایه در سررسید تحویل خریدار می‌گردد. عرضه‌کنندگان این قرارداد، نیروگاه‌ها و شرکت‌های تولید برق و خریداران آن مصرف‌کنندگان واقعی برق (شامل شرکت‌های توزیع، خرده‌فروش‌ها و مصرف‌کنندگان بزرگ) می‌باشند.

قراردادهای سلف موازی استاندارد برق بر اساس رژیم باری مصرف در شبکه سراسری برق کشور دارای ۴ نوع دوره‌ی مصرف شامل بار پایه (۲۴ ساعت شبانه‌روز)، کم‌باری (۸ ساعت در روز)، میان‌باری (۱۲ ساعت در روز) و پرباری (۴ ساعت در روز) می‌باشد که ساعات آغاز و پایان دوره‌های مذکور به طور سالانه توسط وزارت نیرو اعلام شده و توسط بورس انرژی اطلاع‌رسانی می‌شود. همچنین دوره تحویل این قراردادها نیز به صورت روزانه، هفتگی، ماهانه، فصلی و سالانه است. بنابراین با توجه به دوره‌ی مصرف و تحویل، می‌توان از بیست نوع قرارداد سلف موازی استاندارد برق نام برد.

شبکه برق ایران ارسال می‌گردد. در حد فاصل بازگشایی تا توقف یک نماد معاملاتی، خریداران قراردادهای قادر به بازفروش قراردادهای خود به سایر خریداران هستند.

ویژگی‌های کلی بورس برق را می‌توان در موارد زیر خلاصه نمود:

- کارگزاران و معامله‌گران، در کنار خریداران و عرضه‌کنندگان انرژی به منظور انجام معاملات مالی و کسب سود حضور دارند.

- کلیه معاملات در دو بازار نقدی (قراردادهای ساعتی و بلوکی) و مالی (مشتقات مالی) انجام می‌گیرند.

- امکان عقد انواع قراردادهای کوتاه‌مدت و بلندمدت با هدف پوشش ریسک در آینده برای بازیگران بازار وجود دارد.

- هیچ نهاد بیرونی (همچون هیات تنظیم بازار برق) در تنظیم قیمت و یا مقادیر بلوک‌های عرضه‌شده و خریداری‌شده مشارکت‌کنندگان و یا نرخ معاملات، دخالت ندارد.

- قیمت انرژی مبادله‌شده در قراردادهای نقدی از برهم‌کنش نیروهای عرضه و تقاضا و در قراردادهای آتی با مبنا قراردادن قیمت‌های بازار نقدی روزانه، شکل می‌گیرد.

- کلیه جزییات معاملات انجام‌شده در این بازار، برای اعمال در قیود معادلات بهینه‌سازی بازار روزانه (فیزیکی) برق، باید در اختیار شرکت مدیریت شبکه برق ایران قرار گیرد.

- نکته بسیار مهمی که کلیه نیروگاه‌ها، بالاخص نیروگاه‌هایی که از هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه بالایی برخوردارند، باید به آن توجه کنند این است که در چنین بازاری، انرژی الکتریکی صرفاً در قالب بسته‌های انرژی مبادله می‌شوند و خرید و فروش ظرفیت و به تبع آن پرداختی بابت آن وجود ندارد. به عبارت دیگر، فعالیت نیروگاه‌ها در چنین فضای رقابتی بدون هرگونه دریافتی بابت آمادگی همراه خواهد بود. لذا در بازار آتی، تلاش برای استفاده از سیاست‌های حمایتی نسبت به وضع موجود برای پوشش دادن بخشی از هزینه‌های سرمایه‌گذاری از اهمیت ویژه برخوردار است.

لذا چنین به نظر می‌رسد که با گسترش دامنه فعالیت بورس انرژی و پوشش کلیه معاملات برق، شرایط فعلی حاکم بر بازار برق و کلیه مقررات و آیین‌نامه‌های مرتبط با آن، جای خود را به یک فضای رقابتی خواهد داد که نیروگاه‌ها (به عنوان بنگاه‌های اقتصادی) معادلات بهینه‌یابی نقطه تولید و حداکثرکننده سود را با توجه به هزینه نهایی تولید و نه هزینه متوسط و با در نظر گرفتن نحوه بازی سایر بازیگران بازار (به خصوص در بازار نقدی) تشکیل داده و بر این اساس پیشنهادهای قیمتی خود را به بازار ارائه می‌کنند. در چنین شرایطی بنگاه برقی نیازمند این است که با استفاده از بانک‌های اطلاعاتی مناسب، هزینه نهایی خود در تولید انرژی و تامین خدمات جانبی را محاسبه نماید، تا بتواند بسته به زمان و مکان ارائه خدمت، شرایط رقبا و وضعیت بازار، عکس‌العمل مناسب با هدف حداکثر کردن سود نشان دهد.

علاوه بر فعالیت در بورس برق، یکی دیگر از گزینه‌های پیش‌روی نیروگاه‌های برقی، امکان عقد قراردادهای دوجانبه با برخی مصرف‌کنندگان بزرگ می‌باشد که کلیه بسترهای قانونی این نوع معاملات نیز در آیین‌نامه‌های اجرایی بازار برق

فراهم شده است. اما حضور موثر در این حوزه نیز شرایط و الزاماتی را با خود به همراه دارد که مهم ترین آن ها به شرح زیر می باشد:

- قیمت در این قراردادها بدون حضور در بازار و صرفا با توافق طرفین معامله شکل می گیرد.
- موقعیت جغرافیایی و مسافت بین تولید و مصرف برق.
- تعداد و توان تولید سایر تولیدکنندگان حاضر در منطقه از منظر میزان برخورداری یا عدم برخورداری از قدرت بازاری.
- تعداد و توان مصرف مصرف کنندگان بزرگ در منطقه.
- عقد قراردادهای مبادله انرژی در قالب بلوک ها یا بسته های انرژی.
- امکان ایجاد فضای رقابت در تعیین قیمت با حضور تولیدکننده (گان) دیگری در منطقه و یا خارج از آن.

۲-۴- سایر اقدامات

۲-۴-۱- پیگیری تخصیص یارانه سوخت به توسعه نیروگاه های برقایی

همان طور که در بند (۲-۳-۵) فصل دوم اشاره شد، براساس مصوبات جلسه یکصد و چهارده هیات تنظیم بازار برق کشور، یارانه سوخت می تواند صرف توسعه نیروگاه های تجدیدپذیر (از جمله نیروگاه های برقایی) شود؛ اما صرفا در قانون بودجه سال ۱۳۸۷ این مهم اجرایی شده است. در حال حاضر با توجه به محدودیت بودجه عمرانی، الزامی کردن این مصوبه به ویژه برای نیروگاه های برقایی در قوانین بودجه سنواتی حایز اهمیت بسیار است.

۲-۴-۲- پیگیری سیاست های حمایتی تشویقی زیست محیطی

یکی از مهم ترین اقداماتی که برای رقابت پذیر نمودن برق تجدیدپذیر با برق غیر تجدیدپذیر در سطح دنیا انجام گرفته، استفاده از سازوکارهای حمایت از برق تجدیدپذیر برای درونی کردن اثرهای خارجی^۱ می باشد. این سازوکارها بر اساس قوانین هر کشور و به منظور اجرایی نمودن مصوبات آن در راستای گسترش انرژی های تجدیدپذیر به کار گرفته می شود. در تمام این سازوکارها، به منظور ایجاد یک ساختار نهادی مناسب، در یک سو مجموعه هایی مسوولیت فرآیند اجرایی را به عهده دارند که از جانب دولت یا حکومت های منطقه ای یا ایالتی متعهد به انجام این حمایت ها می باشند و از سوی دیگر تولیدکنندگان برق از منابع تجدیدپذیر قرار دارند که ذینفعان اجرای سازوکارهای حمایتی به شمار می روند. اغلب سیاست های تشویقی به کار گرفته شده در کشورهای مختلف برای توسعه نیروگاه های تجدیدپذیر (شامل نیروگاه های برقایی) در چارچوب هایی خارج از بازار برق، انجام می گیرد. خلاصه بررسی های انجام شده در زمینه ساز و

۱- Externalities: به طور کلی در ادبیات اقتصاد محیط زیست، اثرات خارجی مجموعه ای از اثرات مثبت و منفی می باشد که قابل انتقال از طریق قیمت نیستند. در اینجا تمرکز به اثرات منفی خارجی است یعنی آن بخش از هزینه ها که تولید کننده در فرآیند تولید به محیط خارج خود تحمیل کرده و بابت آن پرداختی به افراد خسارت دیده انجام نمی دهد (که به اصطلاح هزینه های خارجی گفته می شود).

کارهای حمایتی از انرژی‌های تجدیدپذیر برق در بازارهای منتخب در جدول شماره (۴-۲) ارائه شده است. با توجه به مطالعات انجام شده^۱ نیروگاه‌های برقی کوچک مقیاس (۵ تا ۲۰ مگاوات) جزو نیروگاه‌های تجدیدپذیری به شمار می‌روند که واجد شرایط بهره‌مندی از سازوکارهای حمایتی هستند. در عین حال در کشور سوئد، جهت پایداری مالی نیروگاه‌های برقی بزرگ مقیاس، چنانچه به علت تغییرات ایجاد شده در چارچوب‌های قانونی، سوددهی آن‌ها ناممکن گردد، این نوع نیروگاه‌ها نیز از سازوکارهای حمایتی بهره‌خواهند برد.

جدول ۴-۲- ساز و کارهای حمایت از برق تجدیدپذیر در ایران و بازارهای منتخب

بازار	ساز و کار حمایت از برق تجدیدپذیر
ایران	خرید تضمینی
نوردپول	فنلاند: سوبسیدهای سرمایه‌گذاری، گواهی‌های کاهش انتشار دانمارک: سوبسیدهای سرمایه‌گذاری، مکانیزم اندازه‌گیری خالص، تعرفه‌های تضمینی، گواهی‌های کاهش انتشار سوئد: گواهی‌های سبز قابل مبادله، گواهی‌های کاهش انتشار نروژ: گواهی‌های سبز قابل مبادله
PJM	- استاندارد سبد انرژی تجدیدپذیر برای مبادله گواهی‌های سبز قابل مبادله - اعمال سقف و تجارت انتشار (Cap-and-Trade)
بریتانیا	- دستورالعمل تعهدات انرژی‌های تجدیدپذیر برای مبادله گواهی‌های سبز قابل مبادله - تعرفه‌های تضمینی - گواهی‌های معافیت مالیاتی - تجارت انتشار گازهای گلخانه‌ای
اونتاریو	- تعرفه‌های تضمینی
کالیفرنیا	- استاندارد سبد انرژی تجدیدپذیر برای مبادله گواهی‌های سبز قابل مبادله - اعمال سقف و تجارت انتشار
ترکیه	- خرید تضمینی

بر این اساس، در ادامه به تشریح خلاصه اقداماتی که نیروگاه‌های برقی باید برای استفاده از این سازوکارها استفاده نمایند، پرداخته می‌شود.

۴-۲-۲-۱- برداشتن محدودیت ظرفیت نصب نیروگاه‌های برقی

در بسیاری از کشورها معیار سیاست‌های تشویقی، مواردی چون سودآوری بنگاه یا اطمینان از سازگاری آن با محیط‌زیست است و اغلب نیروگاه‌های برقی کوچک مقیاس را همراه با سایر انواع مولدهای تجدیدپذیر در بر می‌گیرد. برآوردهای انجام‌شده در ایران نشان می‌دهند که کل پتانسیل موجود نیروگاه‌های برقی کوچک مقیاس (نیروگاه‌هایی با ظرفیت بین ۱ تا ۱۰ مگاوات) حدود ۶۰۰ تا ۷۰۰ مگاوات [۱۸] می‌باشد؛ چراکه موقعیت جغرافیایی ایران، چه از منظر پراکندگی منابع آب و چه از منظر وجود ساختگاه‌های مناسب، امکان احداث و بهره‌برداری گسترده از نیروگاه‌های کوچک

۱- شرح کامل این مطالعات در نشریه شماره - ن (فصل چهارم) ارائه شده است.

۲- این رقم حدود ۱/۵ درصد از کل پتانسیل احداث نیروگاه‌های برقی در کشور می‌باشد.

مقیاس را فراهم نمی‌سازد. لذا باید سیاست‌های تشویقی به گونه‌ای تنظیم شوند که نیروگاه‌های برقی بزرگ و متوسط مقیاس را نیز در بر گرفته و انگیزه لازم برای فعالیت این نوع نیروگاه‌ها را فراهم سازد. بدیهی است تعیین معیارهای حمایت از نیروگاه‌های برقی (انواع و ظرفیت‌های مختلف) خارج از چارچوب مطالعه حاضر بوده و نیازمند مطالعات مجزایی می‌باشد.

۴-۲-۲- تنوع بخشی به سازوکارهای حمایتی

در حال حاضر سازوکارهای حمایتی نظیر خرید تضمینی در قوانین پیش‌بینی شده است. در وهله اول لازم است که پیگیری لازم جهت اجرای کامل این سازوکار صورت گیرد و در عین حال سازوکارهای مهم دیگری نظیر «سیستم سهمیه‌بندی» و «تجارت انتشار» نیز باید پیگیری گردد. مزایای استفاده و روند کلی پیاده‌سازی سه سازوکار حمایتی مهم از نیروگاه‌های تجدیدپذیر به شرح زیر است:

الف - سازوکار حمایتی تعرفه تضمینی

- مهم‌ترین مزایای استفاده از سازوکار تعرفه تضمینی
 - تضمین بازگشت سرمایه با سود انتظاری قابل قبول برای سرمایه‌گذاران و توسعه‌دهندگان انرژی‌های تجدیدپذیر در صورت مناسب بودن نرخ تعرفه
 - دارای محدودیت‌ها و هزینه‌های اجرایی کم به علت پیشنهاد قیمت‌های ثابت و قراردادهای بلندمدت یکنواخت
 - دارای انعطاف به گونه‌ای که تکنولوژی‌های مختلف می‌توانند مقادیر متفاوتی از تعرفه را دریافت نمایند.
 - امکان معرفی سازوکار تعرفه مازاد ثابت که تا حد زیادی به تعرفه تضمینی شباهت داشته و تحت تاثیر قیمت برق در بازار است.
 - حمایت مستقیم از تکنولوژی‌های پاک
- روند کلی پیاده‌سازی سازوکار تعرفه تضمینی
 - انتخاب نهاد صلاحیت‌دار برای پیاده‌سازی سازوکار حمایتی
 - تبیین نیروگاه‌های واجد شرایط برای بهره‌مندی از سازوکار، دوره حمایت و نرخ تعرفه با توجه به نوع تکنولوژی
 - اعلام برنامه توسعه‌دهندگان انرژی‌های تجدیدپذیر به نهاد صلاحیت‌دار قبل از احداث نیروگاه
 - بررسی درخواست‌ها و اعلام نیروگاه‌های واجد شرایط توسط نهاد صلاحیت‌دار
 - انعقاد قراردادهای بلندمدت با صاحبان نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر
 - پایش دائم اختلاف نرخ تعرفه تضمینی و قیمت‌های برق در بازار برای استمرار حمایت از نیروگاه‌های برق تجدیدپذیر

ب- ساز و کار حمایتی سیستم سهمیه‌بندی

- مهم‌ترین مزایای استفاده از ساز و کار سیستم سهمیه‌بندی
 - قابلیت جدا نمودن ارزش ویژگی‌های متمایز انرژی‌های تجدیدپذیر اعم از مزیت‌های زیست محیطی از کالای برق با استفاده از کاربرد گواهی‌های سبز قابل مبادله
 - استفاده از کاربرد بازار و بهره‌مندی از مزیت‌های آن
 - امکان مبادله خارج از مرزها و موقعیت جغرافیایی تولید برق به علت جداسازی گواهی‌های سبز قابل مبادله از کالای برق
 - امکان خرید و فروش گواهی‌های سبز قابل مبادله تا زمانی که این گواهی‌ها دارای اعتبار هستند.
 - وجود رویکردهای مختلف پیاده‌سازی ساز و کار حمایتی با توجه به شرایط بومی هر کشور (خریداری عمده گواهی‌ها همراه برق به صورتی که هزینه آن در قبض برق مصرف‌کنندگان قابل تفکیک نباشد، خریداری گواهی‌ها مجزا از برق در منطقه تولید برق تجدیدپذیر به صورتی که هزینه آن در قبض برق مصرف‌کنندگان قابل تفکیک بوده و مزایای زیست‌محیطی ایجاد شده آن بومی باشد، خریداری گواهی‌ها مجزا از برق در مرز کشور به صورتی که هزینه آن در قبض برق مصرف‌کنندگان قابل تفکیک بوده و مزایای زیست‌محیطی ایجاد شده آن ملی باشد، فروش سلف گواهی‌ها برای امکان تامین مالی توسعه‌دهندگان انرژی‌های تجدیدپذیر^۴ و...)
 - حمایت مستقیم از تکنولوژی‌های پاک
- روند کلی پیاده‌سازی ساز و کار سیستم سهمیه‌بندی
 - تعیین استاندارد/ هدف سبد انرژی تجدیدپذیر (مرحله هدف‌گذاری) توسط سیاست‌گذاران
 - معرفی و تنفیذ قدرت از سوی سیاست‌گذاران به نهاد صلاحیت‌دار برای برنامه‌ریزی، قانون‌گذاری، اجرا و نظارت بر ساز و کار حمایتی
 - تخمین تعهدات سالانه متعهدان (شرکت‌های توزیع و مصرف‌کنندگان بزرگ) جهت دستیابی به استاندارد و یا هدف تعیین شده
 - تعریف معیارهای مناسب برای اعطای مجوز بهره‌مندی از گواهی‌های سبز قابل مبادله توسط نهاد صلاحیت‌دار
 - صدور گواهی‌های سبز قابل مبادله برای نیروگاه‌های واجد شرایط

1- Wholesale RECs Bundled with Electricity and Marketed to Retail Customers

2- Retail RECs Marketed within Region as Stand-alone Product

3- Retail RECs Marketed Nationally as Stand-alone Product

4- Forward Selling of RECs

- ایجاد بستر مناسب مبادله گواهی‌های سبز قابل مبادله در قالب بازارهای داوطلبانه و اجباری و یا حراج
- تعبیه سیستم ردیابی گواهی‌های سبز قابل مبادله برای افزایش قابلیت‌های مبادله این گواهی‌ها
- پایش میزان پایبندی متعهدان به تعهدات با استفاده از سیستم ردیابی گواهی‌های سبز قابل مبادله
- اعمال جرایم عدم پایبندی به تعهدات با توجه به متوسط قیمت گواهی‌های سبز قابل مبادله (این جریمه غالباً باید بالاتر از قیمت بازار باشد)
- انتقال هزینه‌های پیاده‌سازی ساز و کار حمایتی به دولت و یا مصرف‌کنندگان نهایی از طریق قبض برق

ج- ساز و کار حمایتی تجارت انتشار و اعمال سقف

- مهم‌ترین مزایای استفاده از ساز و کار تجارت انتشار و اعمال سقف
 - دستیابی به سلامت عمومی و بهبود زیست‌محیطی در مقیاس جغرافیایی بزرگ با هزینه‌ای نسبتاً کم
 - اعمال محدودیت بر مجموعه گسترده‌ای از آلوده‌کنندگان محیط‌زیست
 - قابلیت اندازه‌گیری میزان انتشار به طور دائمی و دقیق
 - استفاده از کاربرد بازار و دستیابی به کارایی بیش‌تر، شفافیت اطلاعات و یکپارچگی و کاهش هزینه‌های مبادله و هزینه‌های اجرا برنامه تجارت انتشار
 - افزایش خلاقیت و ایجاد تکنولوژی‌های جدید برای کاهش انتشار با کم‌ترین هزینه
 - حمایت غیرمستقیم از تکنولوژی‌های پاک
- روند کلی پیاده‌سازی ساز و کار تجارت انتشار و اعمال سقف
 - معرفی و تنفیذ قدرت به نهاد صلاحیت‌دار برای ایجاد برنامه تجارت انتشار و اعمال سقف، قانون‌گذاری، اجرا و نظارت بر ساز و کار حمایتی توسط سیاست‌گذاران
 - طراحی برنامه تجارت انتشار و اعمال سقف برای یک یا چند آلاینده با توجه به اثرهای منفی آن‌ها توسط نهاد صلاحیت‌دار (مراحل بعد همگی توسط نهاد صلاحیت‌دار انجام می‌گردد)
 - تعیین دوره اجرای برنامه و تعداد کل مجوزهای انتشار تخصیص داده شده به طور سالانه
 - تخصیص مجوزهای انتشار به آلوده‌کنندگان با توجه به نوع تکنولوژی با استفاده از ساز و کار انتخابی (خودکار و یا بعد از طی فرآیند دریافت اعتبار)
 - ایجاد بستر برای خرید و فروش مجوزهای انتشار
 - تعبیه سیستم ردیابی مجوزها برای ایجاد قابلیت ذخیره‌سازی و استفاده پیش از موعد از مجوزها و....
 - پایش میزان هماهنگی میان تعداد مجوزهای اعطا شده و میزان آلودگی منتشر شده هر یک از آلوده‌کنندگان
 - اعمال جرایم در صورت فزونی انتشار بر تعداد مجوز

- پایش کارایی برنامه تجارت انتشار و اعمال سقف از طریق مقایسه میزان انتشار کاهش یافته و هدف تعیین شده دوره اجرا و بررسی میزان رشد تکنولوژی‌های تجدیدپذیر
- اصلاح برنامه تجارت انتشار و اعمال سقف بعد از مرحله پایش و آغاز دوره جدید.

۴-۲-۳- ساماندهی مطالعات جدید

همان‌طور که در مقدمه راهنما ارائه شد، یکی از مشکلات فرا روی تهیه راهنمای حاضر، کمبود یا فقدان مطالعات پژوهشی بود که مشاور در قالب بندهای شرح خدمات و حتی فراتر از آن به برخی از نیازها پاسخ و نتایج آن را در قالب فصل اول، دوم و پیوست‌های این راهنما و همچنین نشریه شماره ۱۵۴ - ن طرح تهیه ضوابط و معیارهای فنی صنعت آب کشور، تهیه و ارائه کرده است. اما در روند مطالعه، کمبودهایی تشخیص داده شد که برطرف کردن آن‌ها نیازمند ساماندهی مطالعات جدید است. بدیهی است معرفی برخی از مهم‌ترین عناوین این مطالعات که مشاور آن را به عنوان یکی از «هدف‌های کاربردی راهنمای حاضر» محسوب می‌کند، می‌تواند نقش موثری در اعتلای جایگاه نیروگاه‌های برقایی به خصوص از دیدگاه بنگاهداری و در راستای پیاده‌سازی سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی باشد. اهم این موارد را می‌توان در سر فصل‌های زیر تقسیم بندی کرد.

۴-۲-۳-۱- مطالعات موردی

مطالعات موردی پیش‌نیاز بسیاری از مطالعاتی است که می‌توان براساس آن مطالعات جامع‌تری را بنا نهاد یا به خودی خود پاسخگوی یک نیاز است. به عنوان نمونه مطالعه مراکز هزینه در انواع طرح‌های در دست بهره‌برداری از مسایل مبتلابه بهره‌بردار (نه نوشته شده در کتب حسابداری) است و تقسیم‌بندی صحیح عناوین اصلی آن می‌تواند یکی از پیش‌نیازهای ساماندهی یک نظام حسابداری و محاسبه هزینه تمام‌شده باشد. یا به‌روزرسانی مطالعات هیدرولوژی و به تبع آن برنامه‌ریزی منابع آب (شامل منحنی فرمان) در دوره‌های حداقل پنج ساله برای بهره‌بردار بهینه از مخزن برای هر یک از سدهای در دست بهره‌برداری. یا مطالعات موردی مربوط به چگونگی مدیریت دارایی (بهبود، توسعه و یا حتی توقف بهره‌برداری) نیروگاه‌ها.

۴-۲-۳-۲- مطالعات جامع

الف- مطالعات مربوط به چگونگی ایجاد نظام هماهنگ مالی در کلیه نیروگاه‌ها

با هدف ارتقای سیستم‌های حسابداری موجود و تبدیل آن به سیستم‌های حسابداری پروژه محور در راستای تولید اطلاعات پایه مورد نیاز جهت حضور موثرتر این نیروگاه‌ها در بازار برق از طریق سیستم‌های پیشنهاد قیمت. بدیهی است نتیجه چنین مطالعه‌ای علاوه بر این که در هر برهه زمانی هزینه تمام‌شده را در اختیار بنگاه قرار می‌دهد، می‌تواند برای نهادهای تصمیم‌ساز (نظیر هیات تنظیم بازار برق) نیز مفید باشد.

ب- طراحی سامانه اطلاعاتی ثبت و ضبط اطلاعات نیروگاه‌های برقایی

مطالعات فوق می‌تواند با هدف اصلی برآورد هزینه تولید انرژی و خدمات جانبی و همچنین تجزیه و تحلیل آماری و تاریخی هزینه‌ها و درآمدها به منظور اصلاح سیاست‌ها و برنامه‌ریزی‌های دقیق‌تر آتی، انجام پذیرد.

ج- بررسی نقادانه قوانین و مقررات حاکم بر نیروگاه‌ها از دیدگاه مالی (به خصوص نیروگاه‌های برقایی)

روح حاکم بر برخی از قوانین و مقررات مرتبط با نیروگاه‌ها انگیزه‌های لازم را از دیدگاه یک بنگاه خصوصی جهت بهره‌برداری کارا را فراهم نمی‌سازد.

د- انجام مطالعات تکمیلی مربوط به ساز و کارهای حمایتی پیشنهادی در راهنمای حاضر

این مطالعات به منظور تهیه قوانین و آیین‌نامه‌های بومی نظیر تعیین سهمیه‌های انرژی تجدیدپذیر در سبد عرضه برق کشور و همچنین تعیین معیارهای مناسب برای استفاده از این ساز و کارها در نیروگاه‌های برقایی باید انجام گیرد.^۱

ه- مطالعات مربوط به تعیین پارامترهای ملی محاسباتی (نظیر نرخ بهره - تنزیل)

این مطالعه برای اولویت‌بندی طرح‌ها نقش حایز اهمیتی داشته و هر چند سال یکبار با تغییر شرایط بودجه‌ای و طرح‌های در دست مطالعه هر بخش باید انجام گیرد.

و- تهیه راهنمای «شیوه محاسبه هزینه آب همدار پشت سد»

این مطالعات به منظور محاسبه «حق آب»^۲ با هدف استفاده از نتایج آن در محاسبه هزینه تمام‌شده برق تولیدی نیروگاه‌های برقایی، باید انجام گیرد.

۱- به عنوان مثال در وضعیت موجود، در ایران تنها ظرفیت نصب نیروگاه به عنوان معیار سیاست حمایتی تعرفه تضمینی در نظر گرفته می‌شود.

2- Royalty

پیوست ۱

نحوه کارکرد انواع نیروگاه‌های تولید

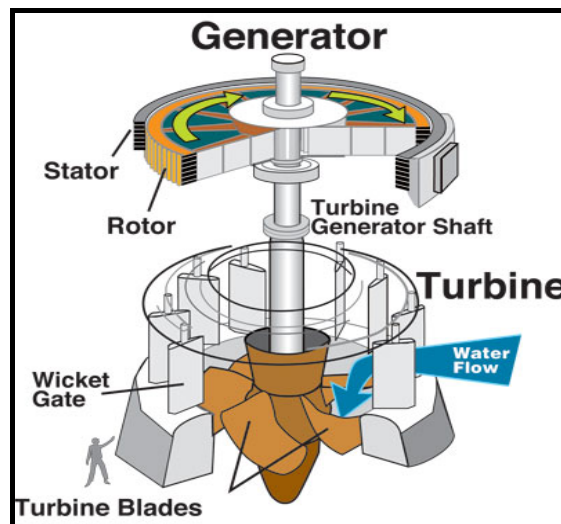
برق

پ.۱-۱- نیروگاه‌های تجدیدپذیر

مولدهایی که منابع آب، باد، خورشید و زمین گرمایی را برای تولید برق به کار می‌گیرند، نیروگاه‌های تجدیدپذیر شناخته می‌شوند.

پ.۱-۱-۱- نیروگاه‌های برقابی

شیوه تولید برق در نیروگاه‌های تولید برق حرارتی و برقابی کاملاً مشابه هم است. هر دو مورد با استفاده از توربین، شفت موجود در ژنراتور به حرکت در آمده و برق تولید می‌کنند. تنها تفاوت عمده در نوع عامل محرک توربین است. در نیروگاه‌های حرارتی، برق از طریق سوزاندن انواع گوناگون سوخت‌های فسیلی تولید می‌شود در حالی که عامل محرک توربین و در نهایت تولید برق در نیروگاه‌های برقابی انرژی ناشی از سقوط آب همدار ذخیره شده در پشت سد است. لذا برق تولیدی در این نوع نیروگاه‌ها تابعی از میزان هد (ارتفاع) و مقدار آب به کارگرفته شده در هر دوره زمانی می‌باشد [۲]. برای تولید انرژی در نیروگاه‌های برقابی، آب باید در حرکت باشد تا انرژی جنبشی تولید نماید که سد ارتفاع (هد) مورد نیاز برای تامین آن را فراهم می‌سازد. جریان آب تیغه‌های یک توربین را به حرکت در می‌آورد که در نتیجه آن انرژی جنبشی به انرژی مکانیکی تبدیل می‌شود. سپس توربین، روتور^۱ ژنراتور را به چرخش در آورده که انرژی مکانیکی را به انرژی الکتریکی تبدیل می‌کند.^۲ روتور، بخش متحرک ژنراتور است که از سیم‌پیچ مسی تشکیل شده و با حرکت سریع بر روی بخش ثابت ژنراتور (استاتور)^۳ برق تولید می‌کند.^۴



شکل پ.۱-۱- تصویر شماتیک توربین و ژنراتور تبدیل انرژی مکانیکی به الکتریکی

1- Rotor

۲- ایده فوق اولین بار توسط مایکل فارادی در سال ۱۸۳۱ مطرح گردید. بر اساس این نظریه دستگاه‌های چرخنده الکترو مغناطیسی می‌توانند برق تولید کنند.

3- Stator

4- <http://en.wikipedia.org/wiki/Hydropower>

آب بر خلاف سوخت های فسیلی در نیروگاه های برق حرارتی در فرآیند تولید به مصرف نمی رسد بلکه پس از استفاده در نیروگاه دوباره به طبیعت بازمی گردد از این رو است که نیروگاه های برقایی همواره جزو منابع تجدیدپذیر تولید انرژی به شمار می روند.

آب پشت سد می تواند کاری معادل حاصل ضرب جرم در هد انجام دهد. انرژی پتانسیل آب با استفاده از فرمول زیر محاسبه می گردد:

$$E = mgh \quad (1)$$

که در آن h هد و m جرم آب است.

انرژی پتانسیل آب در شرایطی قابل استفاده خواهد بود که به شکل کنترل شده تنظیم گردد. در این شرایط انرژی آب همدار تابعی از نرخ جریان جرمی^۱ خواهد بود. t در فرمول زیر معرف زمان بوده و نرخ جریان جرم و یا بده جرمی معادل مقدار جرم عبوری در واحد زمان از یک مقطع مشخص می باشد.

$$\frac{E}{t} = \frac{m}{t} gh \quad (2)$$

چنانچه به جای $\frac{E}{t}$ ، P را قرار دهیم - که معادل توان و یا انرژی در واحد زمان می باشد و با استفاده از مفهوم چگالی

(ρ) و نرخ جریان حجمی (بده حجمی)^۲ به جای $\frac{m}{t}$ ، $\rho \frac{V}{t}$ قرار دهیم، آنگاه به رابطه (۳) دست خواهیم یافت:

$$P = \rho \frac{V}{t} gh \quad (3)$$

با لحاظ نمودن ضریب کارایی توربین، انرژی پتانسیل آب پشت سد به توان تبدیل می گردد.

$$P = \rho g h r k \quad (4)$$

ρ : چگالی آب (کیلوگرم به ازای هر مترمکعب)

g : ضریب گرانش زمین (۹.۸۱ مترمکعب در ثانیه)

h : ارتفاع یا هد آب (متر)^۳

r : حجم آب ورودی از دریچه توربین (مترمکعب در ثانیه)

k : ضریب کارایی توربین (۰ تا ۱)

بر این اساس انرژی الکتریکی سالیانه حاصل از آن از فرمول (۵) به دست می آید:

$$\text{Annal Energy (kWh / year)} = P(KW) \times CP \times 24\text{hrs} \times 365\text{days} \quad (5)$$

1- Mass Flow Rate

2- Volumetric Flow Rate

3- <http://en.wikipedia.org/wiki/Hydropower>

که در آن CP همان ضریب ظرفیت است. این ضریب بیانگر مدت زمان عملکرد توربین می‌باشد که به شکل فرمول زیر نشان داده می‌شود:

$$\text{Capacity Factor(\%)} = \text{Energy Generated(kWh / year)} / P(\text{KW}) \times 24\text{hrs} \times 365\text{days} \quad (۶)$$

روابط فوق نشان می‌دهند که برای تولید میزان مشخصی انرژی باید میزان هد و حجم آب در واحد زمان (جریان) با یکدیگر ترکیب گردند. هر چه هد کم‌تر باشد نیازمند افزایش جریان بوده و هر چه جریان کم‌تر باشد آب باید از ارتفاع بالاتری برخوردار باشد تا بتواند میزان مشخصی انرژی تولید نماید.^۱ به علاوه، ضریب کارایی توربین نیز که رابطه مستقیم با تکنولوژی‌های تولید و مقیاس نیروگاه‌های برقایی دارد باید مورد توجه قرار گیرد. ضریب کارایی این نوع نیروگاه‌ها، به عنوان یکی از تکنولوژی‌های تولید انرژی‌های تجدیدپذیر، بین ۸۰ تا ۹۰ درصد می‌باشد. به این مفهوم که می‌توانند ۹۰ درصد از انرژی در دسترس را به انرژی الکتریکی تبدیل کنند.

بدیهی است بسته به ویژگی‌های خاص هر نیروگاه، نوع توربین به کار گرفته شده در آن متفاوت خواهد بود. بر این اساس انواع مختلفی از توربین‌ها در نیروگاه‌های برقایی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

انتخاب نوع توربین در نیروگاه‌های برقایی به بده آب و هد یا فشار آن بستگی دارد. با توجه به این ویژگی توربین‌های آبی به دو دسته توربین‌های ضربه‌ای^۲ و توربین‌های عکس‌العملی^۳ تقسیم می‌شوند. توربین‌های عکس‌العملی نیز خود به دو دسته برای هد متوسط و جریان متوسط و دیگری برای هد پایین و جریان زیاد تقسیم می‌شوند.

پ.۱-۱-۱-۱- توربین‌های ضربه‌ای

- توربین پلتون (Pelton)

چرخ پلتون در میان انواع توربین‌های ضربه‌ای که طراحی و مورد بهره‌برداری قرار گرفته‌اند اهمیت بیش‌تری دارد. این توربین از نوع توربین‌های ضربه‌ای جریان مماسی است که از یک روتور که روی محیط آن به فاصله‌های مساوی پیمانه‌هایی^۴ به شکل نیم‌کره‌های دوتایی یا بیضی‌گون‌های دوتایی قرار گرفته، تشکیل شده است. آب از منبع با هد بالا به سمت لوله‌های پنستاک منتقل می‌شود. یک لوله فرعی از هر کدام از این لوله‌ها منشعب و به نازل یا شیپوره ختم می‌گردد. آب به صورت جت^۵ با سرعت بالا از این نازل‌ها خارج می‌شود و هم‌زمان یک سوزن یا نیزه متحرک درون نازل جریان آب را کنترل کرده و جریان آرام با تلفات انرژی قابل چشم‌پوشی فراهم می‌آورد. بنابراین تمام انرژی پتانسیل موجود قبل از برخورد جت ذره‌های آب به تیغه‌ها به انرژی جنبشی تبدیل می‌شود. فشار روی تمام چرخ ثابت و برابر با فشار اتمسفر است؛ لذا انتقال انرژی به صورت یک عمل کاملاً ضربه‌ای اتفاق می‌افتد. این توربین مناسب‌ترین نوع برای

1- <http://www.reuk.co.uk/Introduction-to-Hydro-Electric-Power.htm>

2- Impulse Turbine

3- Reaction Turbine

4- Buckets

5- Jet

کاربردهایی با هدهای بالا اما بده پایین است که در شرایط مختلف ارتفاعی، از ۱۵ تا تقریباً ۲۰۰۰ متر، به کار برده می شود. هدهای با فشار بالا، سرعت پرتاب و تصادم آب با تیغه ها را بسیار بالا برده و منجر به افزایش سرعت دورانی توربین می گردد.

توربین های پلتون برای ظرفیت نصب های پایین با تولید انرژی ۱۰ کیلووات و یا کم تر ایده آل هستند. با این وجود در ظرفیت نصب هایی با انرژی تولیدی تا ۲۰۰ مگاوات نیز به کار برد می شوند. دستیابی به راندمان ۹۵ درصد در این نوع توربین امکان پذیر است [۱۱].



پ. ۱-۱-۲- توربین های عکس العملی

در توربین های عکس العملی رانر از هر دو انرژی پتانسیل و جنبشی بهره می گیرد. هنگامی که آب در بین اجزای ثابت توربین جریان می یابد تمام انرژی ناشی از فشار آن به انرژی جنبشی تبدیل نمی شود و هنگامی که آب در بین اجزای متحرک توربین جریان دارد فشار و جهت و سرعت جریان آب تغییر می کند. وقتی انرژی آب به رانر منتقل می شود فشار و سرعت مطلق آن کاهش می یابد. فشار آبی که در میان پره های رانر جریان دارد بالاتر از فشار اتمسفر است و محفظه رانر همیشه کاملاً پر از آب است.

- توربین فرانسیس^۱

توربین فرانسیس یک توربین عکس العملی با جریان مختلط داخلی^۲ است که کاملاً در آب غوطه ور می شود. جریان آب پر فشار به سمت مرکز در جهت شعاعی وارد رانر شده و در امتداد محور از آن خارج می شود. این توربین ها اغلب برای

1- Francis

2- Inward Flow

نیروگاه‌های با ارتفاع متوسط آب و بده آب متوسط به کار برده می‌شوند. آب پشت سد توسط کانال‌هایی وارد لوله‌هایی حلزون شکل می‌گردد. سطح مقطع این لوله حلزونی مرتباً کاهش می‌یابد تا سیال آب بتواند با سرعت یکنواخت در تماس با پره‌های اصلی توربین قرار گیرد. آب با سرعت زیاد پس از عبور از محفظه حلزونی شکل توسط پره‌های هادی به پره‌های اصلی برخورد می‌کند. وظیفه پره‌های هادی افزایش سرعت آب و جهت دادن مناسب به آب برای برخورد با پره‌های اصلی می‌باشد [۱۱].

این توربین برای ارتفاع‌های کم‌تر از ۵۰۰ متر مناسب بوده و معمول‌ترین نوع توربین برای ظرفیت نصب‌های بالا به شمار می‌روند. توربین‌های بزرگ مقیاس که در سدها به کار برده می‌شوند توان انتقال ۵۰۰ مگاوات انرژی از یک ارتفاع حدود ۱۰۰ متری با راندمان بیش از ۹۵ درصد را دارند.



- توربین کاپلان^۱

این توربین هم همانند توربین فرانسس عکس‌العملی با جریان مختلط داخلی است که به طور کامل در آب غوطه‌ور می‌شود. لزوم بهره‌برداری از هدهای پایین در مکان‌هایی که از حجم آب زیادی برخوردارند سبب می‌شود تا سطح بزرگی جهت عبور جریان تعبیه شود و توربین در سرعت‌های خیلی پایین کار کند. توربین کاپلان مناسب‌ترین نوع توربین برای منابع آب با ارتفاع اندک و بده بالا به شمار می‌رود. با این حال در برخی کاربردهای با هد متوسط جایگزین توربین‌های فرانسس نیز می‌شوند. در این توربین آب توسط دریچه‌های هدایت‌کننده به صورت مماسی به رانر برخورد کرده و توسط تیغه‌های ملخی رانر حالت مارپیچی به خود می‌گیرد که در نهایت باعث چرخش رانر می‌شود [۱۱]. قابلیت تنظیم

اتوماتیک زاویه تیغه‌ها برای هر درصدی از بار و جریان آب، ویژگی منحصر به فرد این نوع توربین به شمار می‌رود که موجب کاهش ابعاد آن می‌شود.



توربین‌های کاپلان در مقایسه با توربین‌های فرانسس از مزیت‌هایی به شرح زیر برخوردارند:

- برای توان تولیدی یکسان توربین کاپلان به ساختمان کوچک‌تری نیاز دارد.
- راندمان آن در بارهای غیرپیک و پایه به طور قابل ملاحظه‌ای بالاتر است.
- تلفات ناشی از اصطکاک به علت کم‌تر بودن تعداد پره‌ها کم‌تر است.

پ. ۱-۱-۲- نیروگاه‌های خورشیدی

همانند نیروگاه‌های حرارتی که فرآیند تولید برق از احتراق سوخت‌های فسیلی و تبدیل آب موجود در بویلر به بخار آغاز می‌شود و با تبدیل انرژی مکانیکی توربین به انرژی الکتریکی در ژنراتور به تولید برق منجر می‌شود؛ در نیروگاه‌های حرارتی خورشیدی، انرژی مورد نیاز برای تامین بخار جهت تغذیه توربین‌ها از انرژی تابشی خورشید فراهم می‌گردد. این نوع نیروگاه‌ها از دو قسمت تشکیل شده‌اند:

- سیستم خورشیدی که پرتوهای خورشید را جذب کرده و با استفاده از حرارت جذب شده تولید بخار می‌نماید.
- سیستمی موسوم به سیستم سنتی که همانند دیگر نیروگاه‌های حرارتی بخار تولید شده را توسط توربین و ژنراتور به الکتریسیته تبدیل می‌کند.

انواع گوناگونی از نیروگاه‌های خورشیدی وجود دارند که مهم‌ترین آن‌ها عبارتند از:

– نیروگاه‌های حرارتی خورشیدی از نوع سهموی خطی (Parabolic Trough Concentrator)

در این نیروگاه‌ها، از منعکس کننده‌هایی که به صورت سهموی خطی می‌باشند جهت تمرکز پرتوهای خورشید در خط کانونی آن‌ها استفاده می‌شود و گیرنده به صورت لوله‌ای در خط کانونی منعکس کننده‌ها قرار دارد. در داخل این لوله روغن مخصوصی در جریان است که بر اثر حرارت پرتوهای خورشید گرم و داغ می‌شود. روغن داغ از مبدل حرارتی عبور کرده و آب را به بخار تبدیل می‌کند. بخار ایجادشده به مدارهای مرسوم در نیروگاه‌های حرارتی انتقال داده می‌شود تا به کمک توربین بخار و ژنراتور به توان الکتریکی تبدیل گردد.

برای بهره‌گیری بیش‌تر و افزایش بازدهی لوله دریافت‌کننده، سطح آن را با اکسید فلزی که ضریب جذب بالایی دارد پوشش می‌دهند و در محیط اطراف آن لوله‌ای شیشه‌ای به صورت لفاف پوشانده می‌شود تا از تلفات گرمایی و افت تشعشعی جلوگیری کرده و از لوله دریافت‌کننده نیز محافظت به‌عمل آورد. در این نیروگاه‌ها یک سیستم ردیاب خورشید نیز وجود دارد که به‌وسیله آن آینه‌های شلجی دائماً خورشید را دنبال می‌کنند و پرتوهای آن را روی لوله دریافت‌کننده متمرکز می‌نمایند.

– نیروگاه‌های حرارتی خورشیدی از نوع دریافت‌کننده مرکزی (Power Tower)

در این نیروگاه‌ها پرتوهای خورشیدی توسط مزرعه‌ای متشکل از تعداد زیادی آینه منعکس‌کننده به‌نام هلیوستات بر روی یک دریافت‌کننده که در بالای برج نسبتاً بلندی استقرار یافته است متمرکز می‌گردد. در نتیجه روی محل تمرکز پرتوها انرژی گرمایی زیادی به‌دست می‌آید که این انرژی به‌وسیله سیال عامل که داخل دریافت‌کننده در حرکت است، جذب شده و به‌وسیله مبدل حرارتی به سیستم آب و بخار مرسوم در نیروگاه‌های سنتی منتقل شده و بخار فوق‌گرم در فشار و دمای طراحی شده برای استفاده در توربین و ژنراتور، تولید می‌گردد. این سیال عامل در مبدل‌های حرارتی در کنار آب قرار گرفته و موجب تبدیل آن به بخار با فشار و حرارت بالا می‌گردد. در برخی از سیستم‌ها، سیال عامل آب است و مستقیماً در داخل دریافت‌کننده به بخار تبدیل می‌شود.

برای استفاده دائمی از این نوع نیروگاه در زمانی که تابش خورشید وجود ندارد مثلاً ساعات ابری یا شب‌ها از سیستم‌های ذخیره‌کننده حرارت و یا احیاناً از تجهیزات پشتیبانی که ممکن است از سوخت فسیلی استفاده کنند جهت ایجاد بخار برای تولید برق کمک گرفته می‌شود.

– نیروگاه دیش استرلینگ (Dish Stirling)

موتور استرلینگ موتورهای گرما-کاری هستند که حرارت را تبدیل به جنبش می‌کنند و نسبت به موتور بنزینی و دیزلی کارایی بیش‌تری دارند. موتورهای استرلینگ از چرخه استرلینگ استفاده می‌کنند که با چرخه‌های استفاده شده در موتورهای احتراق داخلی متفاوت است. چرخه استرلینگ از یک منبع حرارتی خارجی، مانند بنزین، انرژی خورشیدی یا گازهای بیومس، استفاده می‌کند و هیچ احتراقی داخل سیلندرهای موتور رخ نمی‌دهد. برای تامین انرژی مورد نیاز این

موتور از یک دیش منعکس کننده استفاده می شود. این دیش انرژی حرارتی خورشید را مستقیماً بر روی موتور منعکس کرده و موتور شروع به تولید برق می کند.

به طور کلی، نیروگاه های خورشیدی به عنوان یکی از منابع مهم تجدیدپذیر انرژی از مزایای بسیاری برخوردارند که مهم ترین آن ها به شرح زیر است.

- تولید برق بدون مصرف سوخت: نیروگاه های خورشیدی نیاز به سوخت ندارند و برخلاف نیروگاه های فسیلی که قیمت برق تولیدی آن ها تابع قیمت نفت بوده و همیشه در حال تغییر است، در نیروگاه های خورشیدی این نوسان وجود نداشته و می توان بهای برق مصرفی را برای مدت طولانی ثابت نگه داشت.
 - عدم احتیاج به آب زیاد: نیروگاه های خورشیدی به خصوص دودکش های خورشیدی با هوای گرم احتیاج به آب ندارند.
 - عدم آلودگی محیط زیست: نیروگاه های خورشیدی ضمن تولید برق هیچ گونه آلودگی در هوا نداشته و مواد سمی و مضر تولید نمی کنند در صورتی که نیروگاه های فسیلی هوا و محیط اطراف خود را با مصرف نفت، گاز و یا ذغال سنگ آلوده کرده و نیروگاه های اتمی با تولید زباله های هسته ای خود که بسیار خطرناک هستند محیط زندگی را آلوده و مشکلات عظیمی را برای ساکنین کره زمین به وجود می آورند.
 - امکان تامین شبکه های کوچک و ناحیه ای: نیروگاه های خورشیدی می توانند با تولید برق به شبکه سراسری برق نیرو برسانند و در عین امکان تامین شبکه های کوچک ناحیه ای، نیاز به صرف هزینه و تاسیس خطوط فشار قوی طولانی جهت انتقال برق ندارند.
 - - استهلاک کم و عمر زیاد: نیروگاه های خورشیدی بدلیل فنی و نداشتن استهلاک زیاد دارای عمر طولانی می باشند در حالی که عمر نیروگاه های فسیلی بین ۱۵ تا ۳۰ سال محاسبه شده است.^۱
- لازم به ذکر است که راندمان انواع نیروگاه های خورشیدی بین ۱۴ تا ۲۳ درصد می باشد [۳۶].

پ. ۱-۱-۳- نیروگاه های بادی

زمین در حدود $۱۰^{۱۴} \times ۱/۷$ کیلووات از قدرت خورشید را به شکل تشعشعات خورشیدی دریافت می کند. این تشعشعات موجب گرم شدن هوای اتمسفر شده و به همین دلیل هوا به سمت بالا حرکت می کند. شدت این گرمایش در استوا، جایی که خورشید عمود می تابد بیش تر از هوای اطراف قطبین، جایی که زاویه تابش خورشید تند می باشد خواهد بود و هوای اطراف قطبین نسبت به هوای استوا کم تر گرم می گردد. چگالی هوا با افزایش دما کاهش پیدا کرده و بنابراین هوای سبک تر استوا به سمت بالا حرکت کرده و در اطراف پخش می گردد. این عمل موجب افت فشار در این ناحیه گردیده و موجب می شود هوای سرد از قطبین به سمت استوا جذب گردند. همچنین وقتی خورشید در طول روز می تابد، هوای روی سرزمین های خشک سریع تر از هوای روی دریاها و آب ها گرم می شود. هوای گرم روی خشکی بالا رفته و

هوای خنک‌تر و سنگین‌تر روی آب جای آن را می‌گیرد که این فرآیند بادهای محلی را می‌سازد این به آن معناست که روز از سمت دریا به سمت ساحل باد می‌وزد. بر عکس، در هنگام شب از آنجا که هوا روی خشکی سریع‌تر از هوای روی آب خنک می‌شود، جهت باد برعکس می‌شود.

بنابراین باد به علت گرادیان فشار به وجود آمده از تابش غیر یکنواخت خورشید به سطح زمین به وجود می‌آید. امروزه، انرژی باد که همان انرژی حاصل از هوای متحرک می‌باشد برای تولید برق به کار برده می‌شود. توربین‌های بادی انرژی جنبشی باد را به توان مکانیکی تبدیل می‌کنند که این توان مکانیکی از طریق شفت به ژنراتور انتقال پیدا کرده و در نهایت انرژی الکتریکی تولید می‌شود. این توربین‌ها بر اساس یک اصل ساده کار می‌کنند، به گونه‌ای که انرژی باد دو یا سه پره‌ای را که به دور روتور توربین بادی قرار گرفته‌اند بچرخش در می‌آورد. این انرژی مکانیکی پس از انتقال به ژنراتور منجر به تولید برق می‌گردد.^۱ این نوع مولدهای برقی از راندمانی حدود ۳۵ درصد برخوردارند [۳۶].

پ. ۱-۱-۴- نیروگاه‌های زمین گرمایی

انرژی زمین گرمایی انرژی حرارتی موجود در پوسته جامد زمین است که در امتداد مرزهای صفحات تکتونیکی، در نواحی شناخته شده آتشفشانی و زلزله‌خیز که دارای شکستگی‌ها و گسل‌های فراوانی هستند، از تمرکز بیش‌تری برخوردار است. به‌طور کلی هرچه از سطح زمین به سمت عمق پیش برویم، درجه حرارت افزایش می‌یابد و به‌طور متوسط به ازای هر ۱۰۰ متر عمق، ۳ درجه سانتی‌گراد دما بالا می‌رود. به عبارت دیگر در عمق ۲ کیلومتری سطح زمین، درجه حرارت حدود ۷۰۰[°] می‌باشد. اما در بعضی نقاط، فعالیت‌های تکتونیکی باعث جاری شدن گدازه‌های داغ یا مذاب به سمت سطح زمین و در نهایت تشکیل منابعی با درجه حرارت بالا در سطح قابل دسترس از زمین می‌شود.

انرژی زمین گرمایی در واقع انرژی تجدیدپذیری است که از گرمای ماگمای داغ و تخریب مواد رادیواکتیو موجود در اعماق زمین به‌دست می‌آید. با قرار گرفتن لایه‌های حاوی منابع آب‌های زیرزمینی در جوار لایه‌های حاوی گدازه‌های داغ، حرارت به منبع آب زیرزمینی منتقل شده و سپس این منابع آب داغ یا از طریق گسل‌ها و شکستگی‌های فراوان و مرتبط به هم مستقیماً به‌صورت چشمه‌های طبیعی آب یا بخار داغ و بعضاً در فشارهای بالای مخازن به‌صورت آشفشان و یا فومرول (دودخان) در سطح زمین ظاهر می‌شوند و یا اینکه از طریق حفاری چاه‌های اکتشافی، می‌توان به آب یا بخار داغ محصور در اعماق دسترسی پیدا کرد و از آن در تولید برق بهره‌برداری نمود. البته پس از استحصال حرارت از آب داغ، آب سرد باقی مانده از طریق چاه تزریقی وارد زمین شده و این چرخه مجدداً تکرار می‌شود.

شایان ذکر است که نباید از انرژی زمین گرمایی بیش از مقدار بازیابی آن بهره‌برداری کرد تا عواقب زیست‌محیطی منفی در پی نداشته باشد.^۲ این گونه نیروگاه‌ها عموماً از راندمان بسیار پایینی حدود ۱۵ درصد برخوردارند [۳۶].

۱- سایت رسمی سازمان انرژی‌های نو ایران، همان.

۲- سایت رسمی سازمان انرژی‌های نو ایران، همان.

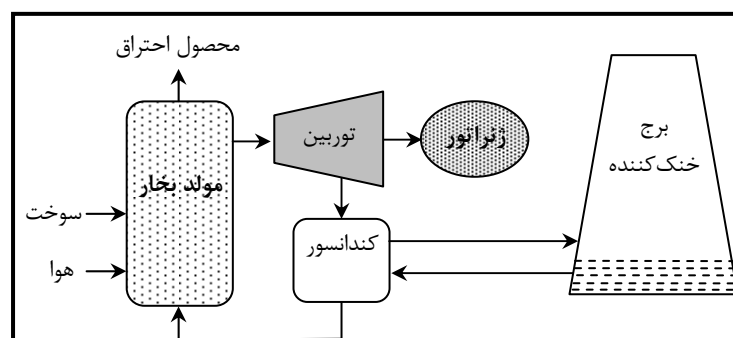
لازم به ذکر است، در کنار انواع نیروگاه‌های فوق نیروگاه‌های برقیایی نیز حضور دارند که همان‌طور که اشاره شد بیش‌ترین سهم تولید انرژی در بین نیروگاه‌های تجدیدپذیر را به خود اختصاص داده‌اند و تنها نیروگاه‌های تجدیدپذیر به شمار می‌روند که از امکان بهره‌برداری اقتصادی در مقیاس‌های بزرگ برخوردارند. از آنجا که تمرکز طرح حاضر بر این نوع نیروگاه‌هاست، لذا جزییات مربوط به فرآیند تولید، انواع گوناگون و ویژگی‌ها و آثار آن‌ها در فصل بعد به طور مجزا مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

پ.۱-۲- نیروگاه‌های غیرتجدیدپذیر

نیروگاه‌هایی که از سوخت‌های فسیلی همچون ذغال‌سنگ، گازوییل، مازوت و گازطبیعی استفاده می‌کنند، نیروگاه‌های غیرتجدیدپذیر به شمار می‌روند.

پ.۱-۲-۱- نیروگاه بخاری^۱

نیروگاه‌های حرارتی بخاری از بخار آب به عنوان سیال عامل برای تولید برق استفاده می‌کنند. قسمت‌های مختلف مربوط به این نوع نیروگاه‌ها در شکل شماره (پ.۱-۲) نشان داده شده است. انرژی حرارتی لازم برای بخار شدن آب عبورکننده از دیگ بخار در مولد بخار فراهم می‌گردد. این حرارت عمدتاً از سوخت‌های فسیلی و یا هسته‌ای تامین می‌شود. بخار خارج شده از دیگ بخار وارد توربین شده و پس از انبساط، فشار آن کاهش می‌یابد و سپس انرژی مکانیکی محور توربین وارد ژنراتور الکتریکی شده و در آنجا به انرژی الکتریکی تبدیل می‌شود. بخار خارج شده از توربین وارد کندانسور یا چگالنده می‌شود و گرمای آن توسط لوله‌های آب سرد گرفته می‌شود. این لوله‌های آب سرد به سیستم برج خنک‌کننده مرتبط هستند [۱۱].



شکل پ.۱-۲- شمای کلی یک نیروگاه بخاری

نیروگاه‌های بخار به منظور تامین انرژی الکتریکی به سه نوع تبدیل نیاز دارند:

الف- انرژی شیمیایی موجود در سوخت‌های فسیلی به انرژی حرارتی تبدیل شده و حرارت ایجاد شده آب مایع را به بخار تبدیل می‌کند. این کار در دیگ بخار انجام می‌شود.

ب- تبدیل انرژی حرارتی بخار به انرژی مکانیکی، این کار توسط توربین انجام می‌شود.

ج- تبدیل انرژی مکانیکی به انرژی الکتریکی، این کار توسط ژنراتور انجام می‌شود.

روش تولید برق در این نوع نیروگاه‌ها به این ترتیب است که سوخت فسیلی (ذغال‌سنگ، گاز، گازوییل و مازوت) به وسیله مشعل‌های خاصی به محفظه‌ای به نام کوره پاشیده شده و با اشتعال آن در مجاورت هوا، به وسیله فن‌هایی بزرگ، حرارت قابل توجهی در این محفظه تولید می‌گردد. حرارت حاصله، آب (گرمی) را که با پمپ از داخل لوله‌های تعبیه شده در آن عبور می‌کند پس از طی مراحل به بخاری با درجه حرارت بالا و فشار زیاد که در اصطلاح به آن بخار خشک می‌گویند، تبدیل می‌نماید. بخار خشک حاصله پس از خروج از کوره وارد توربین می‌شود. بخار، توربین را به حرکت در می‌آورد؛ به همراه آن ژنراتور نیز که با توربین هم محور و کوپله است به چرخش در آمده و جریان برق تولید می‌شود. بخار ورودی به توربین با از دست دادن بخش عمده‌ای از حرارت و فشار خود وارد محوطه‌ای به نام کندانسور می‌شود. در کندانسور این بخار به دلیل تماس با سطح سرد، تقطیر شده و به آب تبدیل می‌گردد. آب تقطیر شده مجدداً از هیت‌های متعددی عبور داده شده و پس از گرم شدن توسط پمپ به درون کوره هدایت می‌شود و سیکل خود را دوباره طی می‌کند. آب خنک‌کننده (آبی که جهت ایجاد سطوح سرد در کندانسور به کار می‌رود) که ضمن سرد کردن بخار خروجی از توربین، گرم شده به برج خنک‌کننده هدایت می‌شود و پس از خنک شدن دوباره به مدار خود باز می‌گردد.

راندمان نیروگاه‌های بخاری حدود ۴۰ درصد است که حدود ۱۰ درصد انرژی در اگزوز و ۵۰ درصد نیز از طریق کندانسور تلف می‌شود. این نیروگاه‌ها به دلیل مصرف سوخت‌های جامد (ذغال‌سنگ، گازوییل و مازوت)، آلودگی زیست‌محیطی بسیار بالایی نیز با خود به همراه دارند.

پ. ۱-۲-۲- نیروگاه گازی^۱

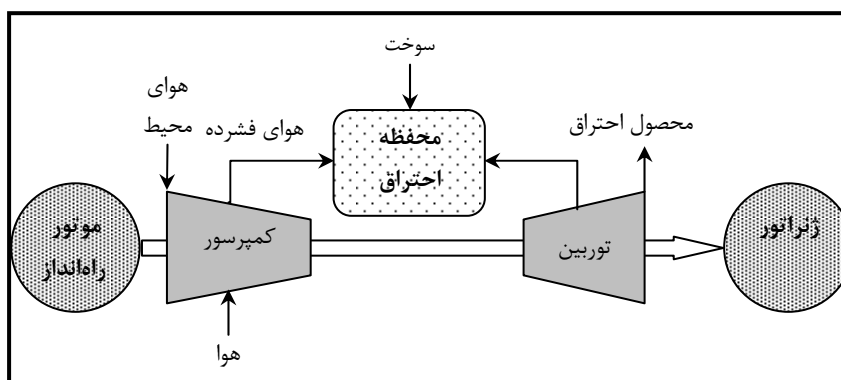
نیروگاه‌های گازی نسبت به نیروگاه‌های بخار سبک‌تر و کم‌هزینه‌ترند. سیال عامل در این نوع نیروگاه‌ها هوا است. نحوه کارکرد آن بدین ترتیب است که کمپرسور در حال گردش با دور زیاد، هوای محیط را مکیده و فشار آن را به چندین برابر فشار محیط (حدود ۱۰ برابر) می‌رساند، ضمن اینکه درجه حرارت آن نیز نسبتاً افزایش می‌یابد. هوای فشرده شده از کمپرسور خارج و به درون محفظه یا محفظه‌های احتراق هدایت می‌شوند. در داخل اتاق احتراق شعله دائمی برقرار است و سوخت (گاز، گازوییل) نیز با فشار مناسبی به درون آن پاشیده می‌شود.

سوخت به همراه هوای فشرده در مجاورت شعله، آتش می‌گیرد و گاز داغی با حجم زیاد که دمای آن به ۱۸۰۰ درجه سانتیگراد می‌رسد تولید می‌گردد. گاز حاصل، که نتیجه یک احتراق کامل بدون تولید دوده است، به سبب

محدودیت های تکنولوژیکی مستقیما قابل ارسال به توربین نمی باشد و لازم است خنک گردد. این کار توسط هوای اضافی ورودی به اتاق احتراق از طریق کمپرسور انجام می گیرد.

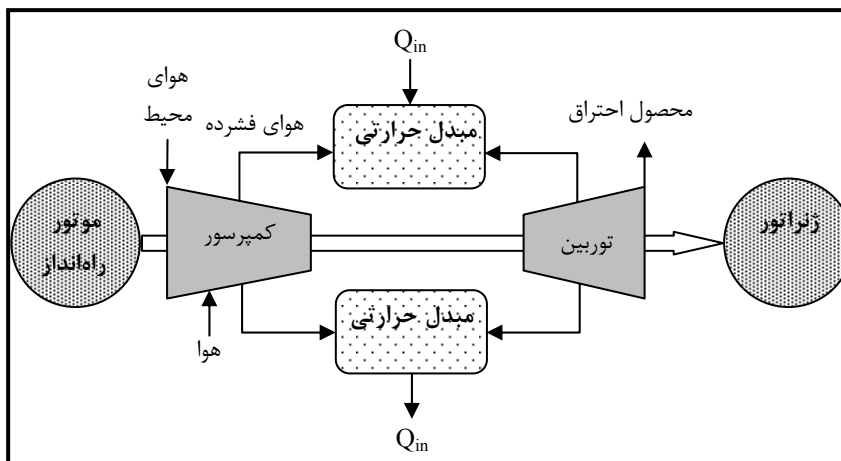
گاز داغ مناسب از نظر درجه حرارت، وارد توربین شده و بخش اعظم انرژی خود را به صورت انرژی مکانیکی دورانی به توربین منتقل کرده و خود از طریق اگزوز خارج می شود. حدود دو سوم انرژی دورانی حاصله از توربین صرف گرداندن کمپرسور و یک سوم آن برای گردش ژنراتور به کار می رود. ژنراتوری که یا به صورت مستقیم و یا از طریق جعبه دنده با توربین هم محور و کوپله است، جریان الکتریسته با ولتاژ از پیش طراحی شده تولید می کند.

نیروگاه های گازی می توانند به صورت باز یا بسته عمل کنند. نوع باز که در شکل (پ. ۱-۳) نشان داده شده، متداول ترین نوع آن است. در این نوع توربین، هوا به طور پیوسته وارد کمپرسور شده که موجب افزایش فشار آن می گردد. سپس این هوای فشرده وارد محفظه احتراق شده و در آنجا با سوخت مخلوط می شود و عمل احتراق انجام می گیرد. محصولات احتراق که دمای بالایی دارند وارد توربین شده و ضمن انجام کار وارد محیط می شوند.



شکل پ. ۱-۳- توربین گازی ساده سیکل باز

شکل (پ. ۱-۴) یک توربین گازی بسته را نشان می دهد که در آن عامل سیستم بعد از خروج از کمپرسور وارد یک مبدل حرارتی شده و در آنجا از یک منبع خارجی حرارت جذب می کند، سپس وارد توربین شده و پس از انجام کار خارج می شود و وارد یک مبدل حرارتی دیگر شده و در آنجا گرمای اضافی خود را از دست داده و برای ورود به کمپرسور آماده می گردد [۱۱].



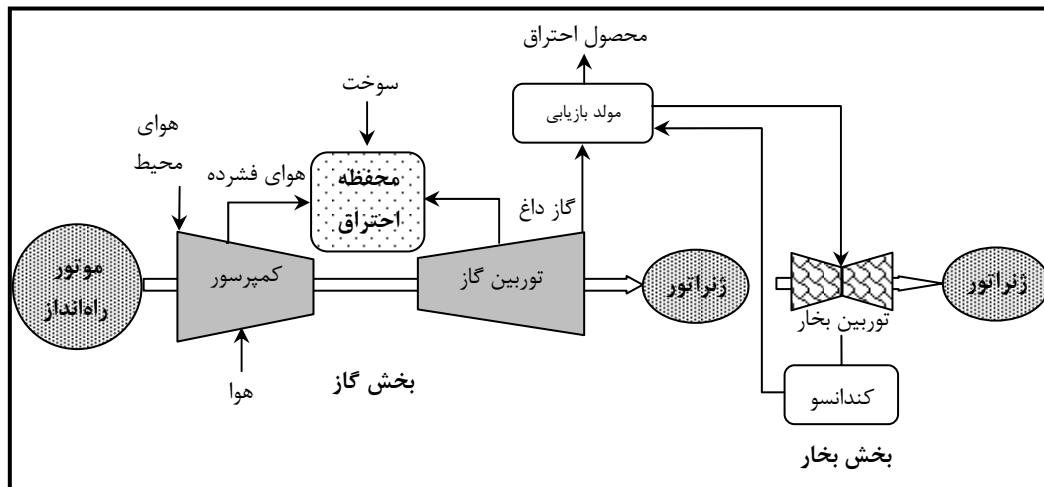
شکل پ. ۱-۴- توربین گازی ساده سیکل بسته

- این نوع نیروگاه‌ها از راندمان حرارتی پایینی برخوردارند. به‌طوری‌که از کل انرژی حرارتی واردشده به سیستم حدود ۳۲ تا ۳۸ درصد آن تبدیل به انرژی الکتریکی شده و مابقی تلف می‌شود.
- نیروگاه‌های توربین‌های گازی در تولید برق دارای مزایایی به شرح زیر هستند:
- در مقایسه با نیروگاه‌ها و توربین‌های بخار دارای اندازه کوچک‌تر، مواد مصرفی و هزینه سرمایه‌گذاری اولیه کم‌تری هستند.
 - دارای زمان راه‌اندازی کوتاه‌تری بوده و سریع وارد مدار می‌شوند و در دسترس قرار می‌گیرند (قابل کنترل از راه‌دور هستند).
 - از انعطاف‌پذیری بیش‌تری در رابطه با چگونگی استفاده از هوای فشرده و انواع سوخت‌های مایع و گاز دارند.
 - آلودگی زیست‌محیطی کم‌تری نسبت به توربین‌های بخار دارند.
- اما در عین حال از معایبی همچون پایین بودن راندمان سیکل این نیروگاه‌ها، عدم سازگاری در استفاده از سوخت‌های جامد و این‌که برای استفاده از آن‌ها در ساعات پیک بار نیاز به وجود سیستم مجهز نیروگاه بخار در کنار سیستم می‌باشد، برخوردارند.

پ.۱-۲-۳- نیروگاه سیکل ترکیبی^۱

در توربین گاز جهت کنترل درجه حرارت در محفظه احتراق، ضروری است که احتراق با هوای بسیار زیاد صورت پذیرد. دود خروجی از آگروز توربین گاز، علاوه بر اینکه دارای درجه حرارت بالایی است، حاوی اکسیژن کافی برای احتراق نیز است. بر این اساس چرخه ترکیبی به فرآیندی گفته می‌شود که در دمای منبع گرم از توربین گازی و در دمای سرد از توربین بخار استفاده می‌کند. در این چرخه از هر دو توربین بخار و گاز برای تولید قدرت و اعمال آن به شبکه استفاده می‌شود. ایده ایجاد چرخه ترکیبی بر اساس افزایش راندمان نیروگاه گازی با استفاده از حرارت تلف‌شده از گازهای خروجی توربین گاز می‌باشد که سبب افزایش راندمان نیروگاه تا ۵۰ درصد ارزش حرارتی سوخت مصرفی می‌گردد.

این کار با استفاده از واحد بازیاب (Regeneration) انجام می‌شود و قادر است ۶۰ تا ۷۰ درصد انرژی ورودی به نیروگاه را، که ممکن است به هدر رود، به چرخه نیروگاه باز گرداند. هدف این واحد افزایش راندمان و نه افزایش قدرت خروجی است.



شکل پ.۱-۵- شمای کلی یک نیروگاه سیکل ترکیبی

گاز خروجی از واحد تهیه گاز در دمای 540°C مقداری از گرمای خود را در مبدل گرمایی گاز به گاز از دست داده و وارد مبدل گرمایی خارجی (خنک کننده) می‌شود، دمای آن پایین آمده و پس از تصفیه و پاکسازی دوباره به مبدل گرمایی بازگشته و گرمای دفع شده را دوباره بازپس می‌گیرد. گاز خروجی از مبدل گرمایی گاز به گاز وارد اتاق احتراق گازی می‌شود و در آنجا با هوای متراکم خروجی از کمپرسور ترکیب شده و با دمای 980°C آن را ترک می‌کند. گاز با ورود به توربین گازی سبب کار ژنراتور می‌گردد و سپس با دمای کمتر به داخل مولد بخار بازیابی هدایت می‌شود. پس از تولید بخار، توربین بخار و ژنراتور متصل به آن را به کار می‌اندازد. در نهایت گاز با دمای حدود 125°C مولد را ترک کرده و از دودکش خارج می‌شود.

این نیروگاه‌ها اغلب برای تولید بار پایه و میانی شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرند و از مزایایی نسبت به سایر نیروگاه‌های حرارتی معرفی شده برخوردارند که از آن جمله می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- هزینه سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری - نگهداری کمتر نسبت به نیروگاه‌های بخاری
- مدت زمان نصب کم

- راندمان بالاتر نسبت به نیروگاه‌های گازی و بخاری

- انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی کمتر

- راه‌اندازی سریع برای بارهای کوچک

اما به دلیل به کارگیری دو نوع تکنولوژی نیروگاهی در یک نیروگاه، نصب و بهره‌برداری از آن نسبت به سایر نیروگاه‌ها پیچیده‌تر می‌باشد.

پ.۱-۲-۴- نیروگاه زغال‌سوز

تنها تفاوت نیروگاه حرارتی زغال‌سوز با سایر انواع نیروگاه‌های حرارتی در سوخت مورد استفاده در آن است. زغال‌سنگ به وسیله آسیاب‌های مخصوص خرد شده و سپس به محفظه سوخت بویلر انتقال داده می‌شود. زغال‌سنگ

باید تا درجه معینی خرد شده باشد تا آماده مصرف در بویلر گردد. زمانی که زغال پودر شده برای سوزاندن آماده شد از طریق یک مجرای خاص با فشار وارد کوره می‌شود. زاویه و نوع حرکت پودر طوری است که به راحتی با هوای وارد شده به کوره مخلوط شده و موجب تسهیل در سوختن سوخت می‌گردد. برای رساندن دمای کوره به دمای مناسب برای سوزاندن سوخت (زغال سنگ) باید قبل از وارد کردن سوخت، دمای کوره را به وسیله یک سوخت دیگر مانند نفت یا گاز طبیعی به دمای مناسب رساند.

خاکستر بادی تولید شده در اثر سوختن سوخت به وسیله ته‌نشین کننده الکترواستاتیکی یا فیلتر کیسه‌ای (و یا هر دو) که در محل گازهای خروجی کوره قرار دارد جمع‌آوری می‌شود. علی‌رغم این موضوع، نیروگاه‌های زغال‌سوز از آلاینده‌گی زیست‌محیطی بسیار بالایی برخوردارند.

به طور کلی، راندمان این نوع نیروگاه‌ها در دامنه‌ای بین ۳۹ تا ۴۷ درصد قرار دارد [۳۶].

پ. ۱-۲-۵- نیروگاه هسته‌ای

فرآیند تولید برق در یک نیروگاه هسته‌ای نیز همانند سایر نیروگاه‌های حرارتی است، با این تفاوت که از اورانیوم به عنوان سوخت برای تولید برق استفاده می‌کند و عملکرد آن بر مبنای فناوری هسته‌ای بوده که از طریق گرمای حاصل از واکنش‌ها و شکافت‌های هسته‌ای برق تولید می‌کند. در شکافت‌های هسته‌ای اتم را با نوترون‌های بسیار سریع بمباران می‌کنند و در واقع آن‌را می‌شکافند. در نتیجه هسته‌های سنگین به هسته‌های سبک‌تر و کوچک‌تری تبدیل می‌شوند و چون برای باقی ماندن در کنار یکدیگر به انرژی کم‌تری نیاز دارند، لذا مقدار زیادی انرژی آزاد می‌شود. در واکنش شکافت هسته‌ای تعدادی نوترون نیز آزاد می‌شود. این نوترون‌ها به نوبه خود با هسته‌های دیگری برخورد می‌کنند و آن‌ها را می‌شکافند. بدین ترتیب «واکنش زنجیره‌ای» روی می‌دهد که حاصل آزاد شدن مقدار زیادی انرژی و گرماست. از این انرژی برای تبدیل آب به بخار و به حرکت درآوردن توربین‌های بخار و در نهایت دوران ژنراتورها استفاده می‌شود.

عدم تولید گازهای گلخانه‌ای و سایر آلاینده‌های زیست‌محیطی از مهم‌ترین مزایای این نوع نیروگاه‌ها به شمار می‌رود؛ اما انتشار گازهای رادیو اکتیو حاصل از فعالیت نیروگاه‌های هسته‌ای در محیط بسیار خطرناک بوده و با آثار منفی جبران‌ناپذیر انسانی و زیست‌محیطی همراه است، که برای جلوگیری از انتشار آن سیستم‌های حفاظتی بسیاری همانند خاموش کردن راکتورها، متوقف کردن فرآیند شکافت هسته‌ای، سیستم‌های خنک‌سازی راکتورها و انتقال حرارت از آن‌ها و حصارهایی جهت حفاظت از مواد رادیو اکتیو، مورد استفاده قرار می‌گیرند. از معایب دیگر این نیروگاه این است که برای تولید برق پیک بسیار نامناسب بوده و صرفاً باید برای تولید برق پایه به کار گرفته شود. راندمان این نوع نیروگاه‌ها حدود ۳۳ تا ۳۶ درصد [۳۶] و عموماً از نیروگاه‌های بخاری، سیکل ترکیبی و زغال‌سوز کم‌تر است.

پیوست ۲

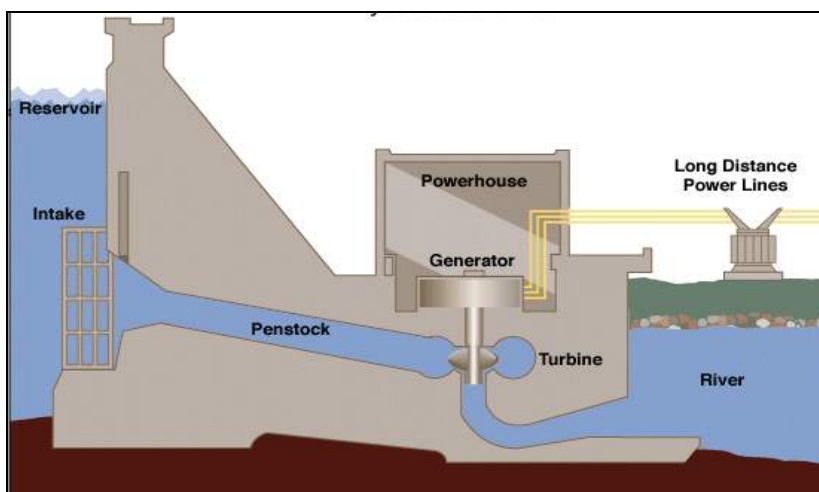
انواع نیروگاه‌های برق‌آبی

پ.۲-۱- انواع نیروگاه‌های برقابی بر مبنای نوع ساخت

نیروگاه‌های برقابی از این منظر به سه نوع مخزنی، جریان‌ی و تلمبه- ذخیره‌ای، تقسیم می‌شوند.

پ.۲-۱-۱- نیروگاه‌های برقابی مخزنی

این نوع نیروگاه‌ها، نیروگاه‌های برقابی متعارف نیز نامیده می‌شوند؛ چرا که تولیدکننده بخش عمده‌ای از برق تولیدی نیروگاه‌های برقابی در جهان به شمار می‌روند. برق این نیروگاه‌ها از طریق ذخیره آب کافی در مخزن سد و رهاسازی آن در زمان‌های مشخص (متناسب با زمان تقاضای برق) تولید می‌شود. از این منظر مهم‌ترین ویژگی نیروگاه‌های مخزنی کنترل نوسانات فصلی جریان آب و تبدیل آن به منبع ثابت تولید انرژی (ذخیره انرژی) در طول سال می‌باشد [۲۱]. آب پشت سد این نوع نیروگاه‌ها در طول فصول پرباران سال تامین شده و در طول سال برای تولید برق مورد استفاده قرار می‌گیرد. آب ذخیره‌شده از طریق لوله‌های انتقال (پنستاک) به ساختمان نیروگاه، که در پشت دیواره سد ساخته می‌شود، انتقال می‌یابد. جریان آب داخل پنستاک توسط دریچه‌های تعبیه شده در دهانه لوله انتقال کنترل می‌شود. بدیهی است چنین نیروگاه‌هایی را می‌توان برای تامین بار در ساعات پیک و پایه به کار گرفت.



شکل پ.۲-۱- تصویر شماتیک نیروگاه برقابی مخزنی

پ.۲-۱-۲- نیروگاه‌های برقابی جریان‌ی

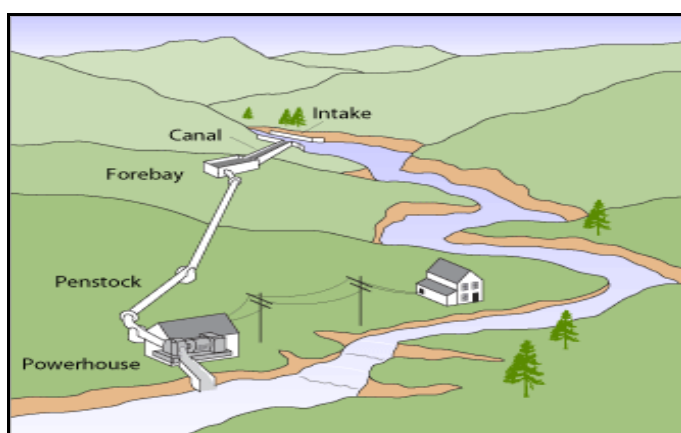
نیروگاه‌های برقابی جریان‌ی از جریان‌ات طبیعی رودخانه برای تولید برق استفاده می‌کنند. بر این اساس جریان‌ات سطحی نسبتاً ثابت آب در طول سال متضمن حیات این نوع نیروگاه‌ها به شمار می‌روند. آب رودخانه از طریق سازه‌هایی همچون کانال به حوضچه آبگیر^۱ هدایت شده و سپس با استفاده از لوله‌های تحت فشار (پنستاک)^۲ وارد نیروگاه می‌شود.

1- Forebay
2- Penstock

علت هدایت آب به حوضچه آبگیر ایجاد تراز ثابت و دریافت هد کافی از آب می‌باشد. علاوه بر این حوضچه آبگیر سبب ته‌نشینی رسوبات رودخانه شده و صدمات کم‌تری را به تجهیزات نیروگاهی وارد می‌کند. پس از تولید برق، آب از محل نیروگاه خارج شده و بدون تغییر جریان یا سطح آب، به مسیر رودخانه باز می‌گردد.

نیروگاه‌های جریانی اغلب برای بهره‌گیری از نرخ بالای جریان آب با ارتفاع پایین، بر روی رودخانه‌های بزرگ با شیب ملایم و یا نرخ اندک جریان آب با ارتفاع بالا، بر روی رودخانه‌های با شیب تند طراحی می‌شوند.

این نوع نیروگاه‌ها به دلیل نیاز به ذخیره بسیار اندک آب (عدم احداث سد) و نیز عدم ایجاد اختلال در جریان طبیعی رودخانه از هزینه‌های سرمایه‌گذاری و آسیب‌های زیست‌محیطی بسیار اندکی نسبت به سایر انواع نیروگاه‌های برقابی برخوردارند.



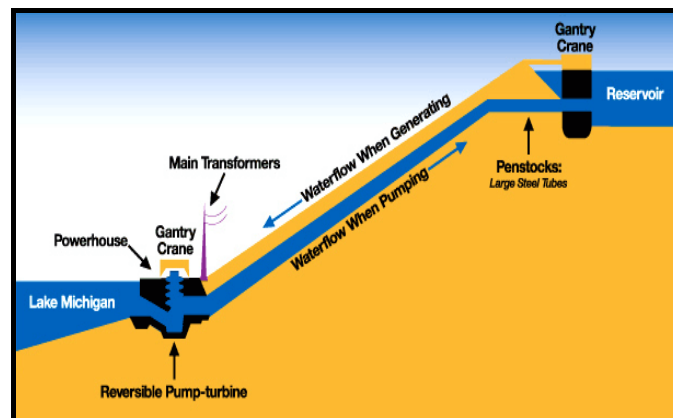
شکل پ. ۲-۲- تصویر شماتیک نیروگاه برقابی جریانی

پ. ۲-۱-۳- نیروگاه‌های برقابی تلمبه-ذخیره‌ای

نیروگاه‌های برقابی تلمبه-ذخیره‌ای به عنوان یکی از توسعه یافته‌ترین تکنولوژی‌های ذخیره انرژی، اولین بار در دهه ۱۸۹۰ در ایتالیا و سوییس مورد استفاده قرار گرفت. بر اساس آخرین اطلاعات منتشر شده توسط اداره اطلاعات انرژی آمریکا [۳۵] کل ظرفیت نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای در جهان در سال ۲۰۰۹ معادل ۱۰۴۰۰۰ مگاوات می‌باشد.

این نیروگاه‌ها از دو مخزن در ارتفاع‌های متفاوت و مقدار اولیه آب تشکیل شده است. در زمان‌های غیرپیک، آب توسط توربین‌های هیدرولیک برگشت‌پذیر^۱ از مخزن پایینی به مخزن بالایی پمپاژ شده (ایجاد هد برای آب) و در زمان پیک مصرف (در شرایط مازاد تقاضا)، آب از مخزن بالایی مجدداً به مخزن پایینی تخلیه می‌گردد. با حرکت توربین در زمان تخلیه آب از مخزن بالایی به پایینی برق تولید می‌شود. در این حالت برق مورد نیاز نیروگاه برای روشن کردن پمپ از شبکه برق در زمان غیر پیک (برق ارزان) تامین می‌شود. به این ترتیب هدف اصلی احداث نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای تولید برق گران‌قیمت در زمان پیک با استفاده از برق ارزان جهت پمپاژ آب می‌باشد.

علاوه بر آن وجود نیروگاه‌های تلمبه-ذخیره‌ای جدا از ایجاد تعادل بار شبکه برق^۱، این امکان را برای نیروگاه‌های تولید برق پایه (از قبیل حرارتی و هسته‌ای) فراهم می‌سازد تا انرژی را با کارایی بالایی تولید کرده و از طرف دیگر، استفاده از نیروگاه‌های حرارتی در تولید بار پیک را کاهش می‌دهد.^۲



شکل پ.۲-۳- تصویر شماتیک نیروگاه برقابی تلمبه-ذخیره‌ای

پ.۲-۲- انواع نیروگاه‌های برقابی بر مبنای مقیاس تولید

طبقه‌بندی بر حسب ظرفیت نصب، متعارف‌ترین نوع دسته‌بندی نیروگاه‌های برقابی به شمار می‌رود. این نوع طبقه‌بندی منجر به ایجاد مفاهیمی چون نیروگاه‌های کوچک و بزرگ می‌شود. نیروگاه‌های برقابی کوچک مقیاس (SHP) بیش‌تر شامل نیروگاه‌های جریانی می‌شود تا نیروگاه‌های ذخیره‌ای. این نیروگاه‌ها در مقایسه با نیروگاه‌های بزرگ مقیاس به زمان و کار کم‌تری برای ساخت نیازمندند و اغلب متناسب با ویژگی‌ها زیست‌محیطی محلی به اجرا در می‌آیند. با این وجود هیچ اتفاق نظر جهانی در زمینه دسته‌بندی نیروگاه‌های برقابی بر مبنای مقیاس آن‌ها وجود ندارد. کشورهای مختلف نیروگاه‌های کوچک مقیاس را به طور جداگانه تعریف می‌کنند که برخی از این تعاریف در کشورهای مختلف در جدول (۱-۲) نشان داده شده است. با توجه به دسته‌بندی‌های صورت گرفته در این جدول می‌توان دامنه و گسترده تعاریف نیروگاه‌های بزرگ مقیاس را حدس زد.

جدول پ.۲-۱- نیروگاه‌های برقابی کوچک مقیاس بر مبنای ظرفیت نصب در کشورهای گوناگون [۲۷]

کشور	نیروگاه‌های کوچک مقیاس (MW)
برزیل	≤ 30
کانادا	> 50
چین	≤ 50
اتحادیه اروپا	≤ 20
هندوستان	≤ 25
نروژ	≤ 10
سوئد	≤ 1.5
ایالات متحده آمریکا	5-100

1- Load Balancing

2- http://en.wikipedia.org/wiki/Pumped-storage_hydroelectricity

گستره تعاریف در برخی موارد منجر به تصویب قوانین ملی (همانند نروژ [۳۲]) در این زمینه می‌شود تا اولاً نهاد مسوول چنین فرآیندی تعیین گردد، ثانیاً در صورت وجود طرح‌های حمایتی خاص در آن کشور نیروگاه‌های هدف کاملاً مشخص شوند (مانند استانداردهای بسته تجدیدپذیر ایالات متحده) [۲۷]. این مساله به روشنی نشان می‌دهد که کشورهای مختلف تعاریف قانونی گوناگونی از طبقه‌بندی نیروگاه‌ها بر اساس مقیاس دارند تا نیازهای انرژی خود را با مدیریت منابع داخلی‌شان مطابقت دهند.

پ.۲-۳- انواع نیروگاه‌های برقابی بر مبنای زمان ورود به شبکه

بر این اساس نیروگاه‌های برقابی به دو دسته تامین‌کننده بار پایه و پیک تقسیم می‌شوند.

پ.۲-۳-۱- نیروگاه‌های برقابی تامین‌کننده برق بار پایه

این دسته از نیروگاه‌ها همواره میزان ثابتی برق بدون توجه به بار کل شبکه تولید می‌کنند. چنین نیروگاه‌هایی در تمامی طول روز و کل ساعات سال به طور مداوم در وضعیت تولید قرار دارند و تنها در زمان‌های تعمیرات اساسی از مدار خارج می‌شوند. این قبیل نیروگاه‌های برقابی اغلب از واحدهای تولید احتیاطی برای حصول اطمینان از تداوم تولید برق در مواقع خرابی یکی از واحدها، برخوردارند.

پ.۲-۳-۲- نیروگاه‌های برقابی تامین‌کننده برق بار پیک (ساعات اوج مصرف)

بخش عمده‌ای از نیازهای برق شبکه توسط نیروگاه‌های بار پایه تامین می‌شود؛ با این حال در طول برخی از ساعات شبانه‌روز (اغلب شب)، شبکه برق با پیک (اوج) نیاز مصرف مواجه می‌گردد که باید به آن پاسخ داده شود. در طول این ساعات برخی نیروگاه‌های مشخص که برای چنین شرایطی مطالعه و طراحی شده‌اند وارد مدار شده و به سایر نیروگاه‌ها در تامین بار مورد نیاز شبکه کمک می‌کنند. بسیاری از نیروگاه‌های برقابی به دلیل برخورداری از انعطاف‌پذیری بالا در ورود و خروج به مدار، در زمان‌های پیک به فعالیت می‌پردازند. این نیروگاه‌ها بر عکس نیروگاه‌های بار پایه به طور مداوم در شبکه حضور ندارند.

پیوست ۳

اطلاعات پشتیبان محاسبات

پ.۳-۱- روش‌شناسی محاسبه هزینه تمام‌شده برق

پ.۳-۱-۱- روش محاسبه LCOE

هزینه یکنواخت برق روشی مبتنی بر محاسبه ارزش فعلی هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری تولید برق در کل دوره عمر پروژه است. در این هزینه یکنواخت تولید یک کیلووات ساعت برق از تقسیم ارزش فعلی کل هزینه‌های انجام شده برای تولید برق بر ارزش فعلی برق تولیدی محاسبه می‌شود. فرمول زیر متغیرهای مورد استفاده جهت محاسبه هزینه یکنواخت برق را نشان می‌دهد:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+i)^t}}$$

که در آن:

LCOE: هزینه یکنواخت بر حسب ریال بر کیلووات ساعت

I_t : هزینه سرمایه‌گذاری به قیمت روز بر حسب ریال در سال t ام

A_t : کل هزینه تولید سالانه برق بر حسب ریال در سال t ام

M_t : برق تولید سالانه در سال t ام بر حسب کیلووات ساعت

i : نرخ تنزیل

n : عمر اقتصادی نیروگاه بر حسب سال

t : سال

هزینه تولید سالانه مشتمل بر هزینه‌های ثابت و متغیر بهره‌برداری و هزینه‌های نگهداری و جایگزینی و هزینه‌های بیمه در دوره بهره‌برداری است. تاثیر سهم بدهی‌ها و آورده در تامین مالی از طریق اثر آن بر نرخ تنزیل با استفاده از روش متوسط وزنی هزینه سرمایه^۱ (WACC) منظور می‌شود. متوسط وزنی هزینه سرمایه به مقدار آورده، بازده آورده، هزینه تامین مالی و سهم منابع مالی در تامین هزینه‌های سرمایه‌گذاری بستگی دارد.

بر این اساس رابطه زیر متوسط هزینه کل سالانه را برای محاسبه هزینه یکنواخت برق نشان می‌دهد:

هزینه برچیدن سیستم + هزینه‌های متغیر دوره بهره‌برداری + هزینه‌های ثابت دوره بهره‌برداری = کل هزینه‌های سالانه
به منظور قابل قیاس کردن نتایج، کل هزینه‌ها و انرژی تولیدی در طول دوره پروژه به یک سال مبنا تنزیل می‌شوند.
روش هزینه یکنواخت را می‌توان به منظور مقایسه هزینه تمام شده تولید در تکنولوژی‌های مختلف نیز مورد استفاده قرار داد. اما این روش قادر به منظور نمودن ارزش برق تولید شده در ساعات خاص (پیک مصرف) نیست.

الف - هزینه‌های تامین مالی

منابع مالی و هزینه‌های مربوط به آن‌ها از طریق تاثیر بر نرخ تنزیل مورد استفاده بر محاسبه هزینه یکنواخت سالانه موثرند. همانگونه که قبلاً ذکر شد، نرخ تنزیل مورد استفاده در محاسبه هزینه یکنواخت سالانه برق از روش متوسط وزنی هزینه سرمایه محاسبه می‌شود. از آنجا که بازپرداخت وام‌ها در دوره بهره‌برداری بر مالیات پرداختی توسط سرمایه‌گذار موثر است، از متوسط وزنی هزینه سرمایه تعدیل شده^۱ با نرخ مالیات بر اساس رابطه زیر استفاده می‌شود:

$$ATWACC = (ES \times ER) + (1 - t) \times (DS \times DR)$$

که در آن:

ATWACC: متوسط وزنی هزینه سرمایه تعدیل شده

ES: سهم آورده سرمایه‌گذار در منابع مالی

ER: بازده انتظاری سالانه آورده سرمایه‌گذار

t: نرخ مالیات

DS: سهم وام در منابع مالی

DR: نرخ سود سالانه وام

از آنجا که نرخ سود وام و بازده انتظاری آورده سرمایه‌گذار تاثیر مستقیم بر نرخ تنزیل مورد استفاده در محاسبه هزینه یکنواخت سالانه دارد، افزایش هزینه‌های تامین مالی موجب افزایش هزینه یکنواخت سالانه می‌شود. افزایش ریسک سرمایه‌گذاری در پروژه نیز به سبب افزایش بازده انتظاری آورده سرمایه‌گذار موجب افزایش هزینه یکنواخت سالانه می‌شود.

برای محاسبه بازده انتظاری آورده سرمایه‌گذار دو روش رشد سود سهام^۲ و مدل قیمت‌گذاری دارایی‌های سرمایه‌ای (CAPM)^۳ وجود دارد. مدل CAPM از عمومیت و دقت بیش‌تری برخوردار است. براساس این مدل بازده انتظاری سرمایه عبارت است از بازده سرمایه در شرایط بدون ریسک به اضافه پاداش پذیرش ریسک^۴ و از طریق اساس رابطه زیر قابل محاسبه است:

$$R_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f)$$

که در آن:

R_a : بازده انتظاری سرمایه

R_f : بازده سرمایه در شرایط بدون ریسک

1- After-tax Weighted Average Cost of Capital

2- Dividend Growth Approach

3- Capital Asset Pricing Model (CAPM)

4- Risk Premium

β : ضریب ریسک سرمایه‌گذاری

R_m : نرخ بازدهی بازار سرمایه

R_f عموماً نرخ اوراق مشارکت بانکی که سود آن از سوی ناشر تضمین شده و R_m میانگین نرخ سود بازار سرمایه منظور می‌شود. ضریب β بستگی به ماهیت سرمایه‌گذاری و همچنین نحوه تسهیم ریسک پروژه دارد. بر اساس مطالعات انجام شده ریسک سرمایه‌گذاری در پروژه‌های بخش انرژی و زیرساخت در دامنه ریسک متوسط با ضریب $0/6$ جای دارند.

ب- افزایش قیمت‌ها

هزینه‌های سرمایه‌گذاری، قیمت عوامل تولید و محصولات پروژه در طی زمان افزایش می‌یابد. این افزایش ممکن است در همه عوامل تولید و هزینه‌ها یکسان نباشد. از سوی دیگر هزینه‌های تامین مالی تابع نرخ سود منابع مالی هستند که خود متأثر از نرخ رشد سطح عمومی قیمت‌ها (تورم) است. بنابراین به منظور دستیابی به تحلیل‌های واقع‌بینانه‌تر نسبت به شرایط آتی، لازم است تا در محاسبه هزینه یکنواخت سالانه افزایش سالانه قیمت‌ها منظور شود.

جهت پیش‌بینی افزایش سالانه قیمت‌ها در سال‌های آتی روش‌های مختلف آماری قابل استفاده است. بسیاری از این روش‌ها پیش‌بینی مقادیر آینده یک متغیر را بر اساس مقادیر گذشته آن متغیر انجام می‌دهند. در خصوص طرح‌های برقایی به منظور محاسبه نرخ افزایش هزینه‌های اجرایی در طول دوره اجرا می‌توان از مقادیر گذشته شاخص‌های تعدیل رشته‌ای مربوط به هر جزء هزینه استفاده نمود. جدول زیر شاخص‌های قیمت پیشنهادی برای محاسبه نرخ رشد قیمت‌ها را در خصوص پروژه‌های برقایی به تفکیک اقلام هزینه نشان می‌دهد:

جدول پ.۳-۱- شاخص‌های قیمت پیشنهادی برای محاسبه نرخ رشد قیمت اقلام هزینه

شرح	شاخص قیمت پیشنهادی
هزینه‌های سرمایه‌گذاری	هزینه خدمات مهندسی
	استملاک و خسارت‌های پرداختی
	هزینه تامین زیرساخت‌های مورد نیاز
	هزینه کارهای عمرانی، بناها و ساختمان‌ها
	هزینه تجهیزات برقی
	هزینه تجهیزات مکانیکی
	هزینه تجهیز و برچیدن کارگاه
	هزینه بیمه تمام‌خطر دوره اجرا
	هزینه‌های تامین مالی
هزینه‌های دوره بهره‌برداری	نیروی انسانی
	تعمیرات و نگهداری
	تعمیرات اساسی ادواری
	هزینه بیمه تمام‌خطر دوره بهره‌برداری
	هزینه‌های تامین مالی

ج- تعدیل روش LCOE به منظور مقایسه نتایج در پروژه های مختلف

- مقایسه پروژه های مختلف

روش هزینه یکنواخت در حقیقت هزینه یکنواخت سالانه واحد محصول را در طول دوره بهره برداری محاسبه می نماید. استفاده از این روش به ویژه جهت مقایسه نتایج طرح هایی که در مقاطع زمانی مختلف اجرا و بهره برداری شده اند، با چالش مواجه است. از آن جا که نرخ تنزیل مورد استفاده در این روش مبین رجحان زمانی پول است، به منظور مقایسه نتایج میان پروژه های مختلف لازم است تا مبانی زمانی محاسبات یکسان شود. جهت یکسان سازی مبانی زمانی که از نظر آغاز دوره بهره برداری فاصله زمانی دارند از رابطه به شرح زیر استفاده می شود:

$$LCOE_{t_2} = LCOE_{t_1} \times (1 + ATWACC)^{(t_2 - t_1)}$$

که در آن:

$LCOE_{t_1}$: هزینه یکنواخت برق در سال t_1

$LCOE_{t_2}$: هزینه یکنواخت برق در سال t_2

ATWACC: نرخ تنزیل مورد استفاده

- استفاده در قیمت گذاری و یا مقایسه با قیمت های بازار برق

روش هزینه یکنواخت برق، هزینه تمام شده یکنواخت تولید هر کیلووات ساعت برق را در طول دوره بهره برداری محاسبه می نماید. اما در عمل در طول دوره بهره برداری از طرح، هزینه تمام شده محصول و همچنین قیمت تحت تاثیر افزایش قیمت عوامل افزایش می یابد. از آن جا که هزینه تمام شده به روش هزینه یکنواخت برق در کل دوره بهره برداری ثابت است، بنابراین امکان استفاده از مقادیر محاسبه شده این روش به منظور قیمت گذاری و یا مقایسه با قیمت های بازار برق وجود ندارد. به منظور رفع این مشکل می توان با استفاده از رابطه اقتصاد مهندسی مربوط به سری های هندسی به شرح زیر عمل نمود:

$$A_t = \frac{LCOE}{\left[\frac{1 - (1+j)^n \times (1+i)^{-n}}{i-j} \right] \times \left[\frac{i - (1+j)^n}{(1+j)^n - 1} \right]} \times (1+j)^t$$

که در آن:

A_t : هزینه تمام شده برق در سال t ام

LCOE: هزینه یکنواخت برق پروژه

j : نرخ رشد سالانه هزینه تمام شده

i : نرخ تنزیل مورد استفاده

t : سال پایه محاسبه هزینه تمام شده

n : عمر مفید پروژه می باشد

با استفاده از رابطه فوق، هزینه تمام شده برق در طی سال‌های بهره‌برداری با نرخ رشد سالانه z درصد به گونه‌ای محاسبه می‌شوند که ارزش حال خالص جریان هزینه‌های تمام شده در این روش با جریان هزینه یکنواخت سالانه برابر شود. برای طرح‌های برقابی مقدار z می‌تواند بسته به نوع کاربرد نتایج متوسط وزنی شاخص‌های قیمتی به کار رفته در محاسبه رشد قیمت عوامل و یا نرخ رشد بلند مدت قیمت‌های بازار برق در نظر گرفته شود.

پ.۳-۱-۲- داده‌های پایه مورد نیاز

اولین گام در تهیه داده‌های پایه، تهیه فهرست (چک لیست) کامل از داده‌های مورد نیاز است (جدول پ.۳-۲).

جدول پ.۳-۲- شاخص‌های قیمت پیشنهادی برای محاسبه نرخ رشد قیمت اقلام هزینه

اطلاعات طرح		اطلاعات کلان
مشخصات فنی	هزینه‌های سرمایه‌گذاری و نحوه تامین مالی آن	شاخص‌های قیمتی، نرخ‌های ارز و سود
- مشخصات اجزای طرح و زمانبندی اجرا آن (در خصوص طرح‌های اجرا نشده) ماخذ: مجری طرح / مشاور	- هزینه اخذ مجوزهای لازم ماخذ: مجری طرح / مشاور	- سری زمانی شاخص‌های رشته‌ای فهرست بهای پایه ماخذ: معاونت برنامه‌ریزی و مطالعات راهبردی
- تولید اسمی ماخذ: مجری طرح / بهره‌بردار طرح / مشاور	- هزینه خدمات مهندسی ماخذ: مجری طرح / مشاور	- نرخ مالیات ماخذ: قانون مالیات‌های مستقیم
- میزان تولید عملی (در خصوص طرح‌های اجرا شده) ماخذ: مجری طرح / بهره‌بردار طرح / مشاور	- هزینه استملاک اراضی و خسارت‌های پرداختی ماخذ: مجری طرح / مشاور	- سری زمانی نرخ ارز مورد نیاز طرح ماخذ: بانک مرکزی
- دوره بررسی و عمر مفید هر یک از اجزای طرح ماخذ: استانداردها و دستورالعمل‌ها	- هزینه کارهای عمرانی به تفکیک اجزا و رشته مربوط ماخذ: مجری طرح / مشاور	- سری زمانی سود اوراق مشارکت ماخذ: مصوبات شورای پول اعتبار
- مشخصات اجزای طرح و زمانبندی اجرا آن (در خصوص طرح‌های اجرا نشده) ماخذ: مجری طرح / مشاور	- هزینه خرید و حمل تجهیزات به تفکیک ماخذ: مجری طرح / مشاور	- نرخ سود بازار سرمایه ماخذ: سازمان بورس
	- سهم و نرخ سود منابع مالی طرح ماخذ: مجری طرح / مشاور	- سایر هزینه‌های مرتبط ماخذ: بهره‌بردار طرح / مشاور

الف- داده‌های مربوط به مشخصات فنی طرح

طرح‌های نیروگاهی مورد بررسی ممکن است در حال مطالعه، در دست اجرا و یا بهره‌برداری باشند. فهرست کلی داده‌های مربوط به مشخصات فنی در هر سه دسته یکسان است، اما ممکن است از سطح دقت و یا ماخذ جمع‌آوری متفاوتی برخوردار باشند. در خصوص مشخصات فنی، داده‌های مورد نیاز در محاسبه هزینه تمام‌شده نیروگاه‌ها به شرح زیر است.

- مشخصات اجزای طرح و برنامه زمان‌بندی احداث: بسته به نوع نیروگاه، ظرفیت و محل اجرای آن، ممکن است طول دوره احداث طرح متفاوت باشد. از آن‌جا که طول دوره احداث اجزای مختلف نیروگاه بر هزینه تمام‌شده برق موثر است، لازم است تا برنامه زمان‌بندی احداث به تفکیک اجزای مختلف آن در اختیار باشد. در خصوص طرح‌های مطالعاتی، طول دوره احداث براساس مشخصات و شرایط اجرا برآورد می‌شود. اما در مورد طرح‌های اجرا شده، داده‌های مربوط بر اساس اطلاعات عملکرد واقعی قابل استخراج است.
- ظرفیت تولید: مقدار محصول تولیدی یکی از داده‌های اصلی مورد استفاده در محاسبه هزینه تمام‌شده است. عموماً از ظرفیت اسمی تولید در محاسبه هزینه تمام‌شده برق استفاده می‌شود. ظرفیت اسمی تولید با استفاده از مستندات مطالعات طرح قابل استخراج است. مقدار عملی تولید به ویژه در مورد نیروگاه‌های برقایی وابستگی شدیدی به میزان نزولات جوی دارد و ممکن است اختلاف زیادی با ظرفیت اسمی تولید داشته باشد. داده‌های مربوط به میزان تولید عملی در مورد طرح‌های اجرا شده قابل استخراج بوده و در تحلیل حساسیت نتایج هزینه تمام‌شده مورد استفاده قرار می‌گیرد.
- دوره بررسی و عمر مفید: دوره بررسی در محاسبه هزینه تمام‌شده برق به اندازه عمر مفید سازه اصلی آن در نظر گرفته می‌شود. از این‌رو لازم است تا برای اجزایی از طرح که عمر مفید کم‌تری از دوره بررسی دارند هزینه جایگزینی منظور شود. داده‌های مربوط به عمر مفید اجزای مختلف طرح با استفاده از استانداردها و دستورالعمل‌ها قابل استخراج است.

ب- داده‌های مربوط به هزینه‌های سرمایه‌گذاری

- هزینه‌های سرمایه‌گذاری به مجموعه هزینه‌هایی اطلاق می‌شود که در دوره اجرای پروژه و تا قبل از بهره‌برداری تجاری از آن انجام می‌شود. در طرح‌های مطالعاتی، هزینه‌های سرمایه‌گذاری به تفکیک برآورد می‌شود. اما در طرح‌های در دست بهره‌برداری اطلاعات مربوط را باید با استفاده از ارقام عملکرد واقعی استخراج نمود.
- مجوزها: بر اساس قوانین، تولید هر کالا و یا خدمات مستلزم دریافت مجوزهای مربوط از مبادی ذیربط است. در مورد نیروگاه‌های برقایی اجرای طرح مستلزم دریافت مجوزهای قانونی چون مجوز استفاده از آب (تخصیص آب)، مجوز زیست‌محیطی و تخصیص اعتبار است. در مورد نیروگاه‌های حرارتی نیز دریافت مجوز احداث پروژه و مجوز زیست‌محیطی الزامی است. در صورتی که دریافت این مجوزها مستلزم هزینه باشد، این هزینه در مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری منظور می‌شود.
 - خدمات مهندسی: هزینه خدمات مهندسی در طرح‌های نیروگاهی شامل هزینه مطالعات (مرحله شناخت، مرحله توجیهی، مرحله طراحی تفصیلی) و نظارت بر اجرا است. در خصوص طرح‌های مطالعاتی، هزینه‌های خدمات مهندسی عموماً به صورت درصدی از هزینه‌های اجرای طرح و یا ضرایب مندرج در دستورالعمل‌های مربوط به نحوه تعیین حق‌الزحمه خدمات مشاوره منظور می‌شود.

- **استملاک و خسارت‌های پرداختی:** احداث سازه‌های نیروگاه‌ها ممکن است مستلزم استملاک اراضی با کاربری‌های اقتصادی مختلف (زراعی، مسکونی، آموزشی و غیره) و یا برچیدن تاسیسات زیربنایی و اقتصادی مختلف (راه، خطوط آب، برق، گاز و مخابرات، تاسیسات مربوط به اشخاص، اماکن عمومی و غیره) است. هزینه استملاک به ویژه در مورد نیروگاه‌های برقی می‌تواند بخش مهمی از مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری را به خود اختصاص دهد.
- **هزینه تامین زیرساخت‌های مورد نیاز:** شروع عملیات اجرایی مستلزم تامین زیرساخت‌های مورد نیاز است. در خصوص نیروگاه‌ها این زیرساخت‌ها شامل راه‌های دسترسی به محل اجرا و منابع قرضه، کمپ مسکونی، آب، برق و مخابرات است.
- **هزینه کارهای عمرانی، بناها و ساختمان‌ها:** هزینه کارهای عمرانی، بناها و ساختمان‌ها عموماً بخش عمده هزینه‌های سرمایه‌گذاری را به خود اختصاص می‌دهد. در مورد طرح‌های برقی این هزینه‌ها مشتمل بر هزینه‌های مربوط به احداث سازه‌های انحراف آب، بدنه سد، ساختمان نیروگاه و ساختمان‌های بهره‌برداری می‌شود.
- **هزینه تجهیزات:** تجهیزات مورد استفاده در نیروگاه‌ها به دو دسته تجهیزات مکانیکی و الکتریکی تقسیم می‌شوند. این هزینه‌ها شامل هزینه‌های خرید و یا ساخت، حمل، نصب، تست و راه‌اندازی آزمایشی تجهیزات می‌شود.
- **هزینه تجهیز و برچیدن کارگاه:** اجزای سازه‌ها و نصب و راه‌اندازی تجهیزات مستلزم تجهیز کارگاه در محل اجرای طرح است. کارگاه تجهیز شده پس از خاتمه اجرا برچیده می‌شود و این امر نیز مستلزم هزینه است. لازم به ذکر است هزینه تامین زیرساخت‌های مورد نیاز ممکن است به عنوان بخشی از هزینه‌های تجهیز و برچیدن کارگاه منظور شود.
- **هزینه پست و اتصال به شبکه:** برق تولیدی نیروگاه از طریق شبکه به محل مصرف منتقل می‌شود. یکی از عوامل مهم در جانمایی نیروگاه‌های حرارتی امکان اتصال به شبکه و هزینه‌های مربوط به آن است. اما از آن جا که ساختگاه نیروگاه‌های برقی وابسته به مسیر طبیعی رودخانه‌ها است، هزینه‌های پست و انتقال برق تولیدی تا اتصال به شبکه انتقال این نیروگاه‌ها در قیاس با نیروگاه‌های حرارتی بیش‌تر است. احتساب و یا عدم احتساب هزینه‌های پست و اتصال به شبکه در زمره هزینه‌های سرمایه‌گذاری طرح به شرایط فروش و نقطه تحویل انرژی دارد. از آن جا که هدف این بررسی محاسبه هزینه تمام‌شده تولید برق است، این هزینه در محاسبات مطالعه حاضر منظور نشده است.
- **هزینه‌های قبل از بهره‌برداری:** به جز هزینه‌های فوق، هزینه‌های دیگری نیز در زمره هزینه‌های سرمایه‌گذاری منظور می‌شوند که از آن جمله می‌توان به هزینه بیمه تمام خطر در دوره اجرا و هزینه‌های مالی اشاره کرد. هزینه‌های مالی بسته به منبع و شرایط تامین مالی هزینه‌های سرمایه‌گذاری می‌تواند بخش قابل توجهی از هزینه‌های سرمایه‌گذاری را به خود اختصاص دهد. ذکر این نکته ضروری است که این هزینه شامل هزینه‌های تبعی و سود وام در دوره اجرا است و شامل هزینه‌های مالی در دوره بازپرداخت وام نمی‌شود.

– هزینه سرمایه در گردش: بهره‌برداری تجاری از نیروگاه‌ها مستلزم وجود لوازم یدکی و مواد مصرفی مورد نیاز و همچنین مقداری وجه نقد به عنوان تنخواه گردان است. این موارد طی دوره بهره‌برداری مصرف شده و مجدداً جایگزین می‌شوند. مجموعه این موارد به عنوان سرمایه در گردش قبل از شروع بهره‌برداری تجاری از طرح باید فراهم شود.

ج- داده‌های مربوط به شرایط تامین مالی

هزینه‌های سرمایه‌گذاری طرح‌ها ممکن است از منابع مالی مختلفی تامین شوند. از آن‌جا که هزینه‌های تامین مالی بر هزینه تمام‌شده برق موثرند لازم است تا سهم و نرخ سود منابع مالی مختلف در محاسبات منظور شود. در مورد طرح‌های دست بهره‌برداری اطلاعات مورد نیاز بر اساس ارقام عملکرد واقعی از منابع مختلف قابل گردآوری است اما در مورد طرح‌های مطالعاتی، بر اساس برنامه تامین مالی طرح منابع مالی و نرخ سود آن‌ها شناسایی شده و مورد استفاده قرار می‌گیرد.

د- داده‌های مربوط به هزینه‌های دوره بهره‌برداری

هزینه‌های دوره بهره‌برداری را می‌توان به هزینه‌های مستقیم تولید، هزینه‌های غیرمستقیم تولید، بازاریابی و فروش تقسیم نمود. در خصوص نیروگاه‌ها هزینه‌های مستقیم تولید عمدتاً مشتمل بر هزینه نیروی انسانی، هزینه‌های تعمیرات و نگهداری تجهیزات و ساختمان‌ها، هزینه تعمیرات اساسی ادواری^۱ و هزینه حق امتیاز (در صورت وجود) هستند. هزینه‌های غیرمستقیم تولید نیز شامل هزینه‌های مالی، هزینه بیمه و هزینه نیروی انسانی هستند. از جنبه دیگر هزینه‌های دوره بهره‌برداری را می‌توان به دو دسته هزینه‌های ثابت و هزینه‌های متغیر تقسیم نمود. هزینه‌های ثابت دوره بهره‌برداری مجموعه هزینه‌هایی هستند که به مقدار تولید وابسته نیستند اما هزینه‌های متغیر دوره بهره‌برداری به مقدار تولید وابسته بوده و با نوسان تولید تغییر می‌کنند. در زیر به اختصار در خصوص اجزای هزینه در دوره بهره‌برداری توضیحاتی ارائه می‌شود.

– **نیروی انسانی:** هزینه نیروی انسانی و هزینه‌های بالاسری مربوط بخش مهمی از هزینه‌های دوره بهره‌برداری را به ویژه در نیروگاه‌های برقیایی به خود اختصاص می‌دهد. نیروی انسانی را می‌توان دو دسته تقسیم کرد. نیروی انسانی که مستقیماً در تولید مشارکت دارند و نیروی انسانی که در بخش خدمات مربوط به تولید مشغول هستند. بخش عمده هزینه نیروی انسانی به عنوان هزینه ثابت منظور می‌شود.

– **مواد اولیه مصرفی:** تولید محصول در فرآیندهای صنعتی مستلزم مصرف مواد اولیه است. در خصوص نیروگاه‌های حرارتی، مواد اولیه مورد نیاز شامل سوخت نیروگاه بوده و بخش عمده هزینه‌های دوره بهره‌برداری را تشکیل می‌دهد. در مقابل نیروگاه‌های برقیایی برای تولید انرژی به مواد اولیه مصرفی ندارند. از آن‌جا

که هزینه مواد اولیه مصرفی وابستگی مستقیم به مقدار تولید دارد، این هزینه به عنوان بخشی از هزینه‌های متغیر تولید منظور می‌شود.

- **تعمیرات و نگهداری:** تعمیرات و نگهداری ساختمان‌ها و تجهیزات (برقی و مکانیکی) نیز سهم مهمی در هزینه‌های دوره بهره‌برداری دارد. این هزینه در طرح‌های مطالعاتی عموماً به صورت درصدی از هزینه‌های سرمایه‌گذاری مربوط و برای طرح‌های در دست بهره‌برداری ارقام مربوط در حساب‌های دفتری منظور می‌شود.
- **تعمیرات اساسی ادواری:** بهره‌برداری مستمر از ماشین‌آلات و تجهیزات مستلزم انجام تعمیرات و نگهداری ادواری است. در مورد نیروگاه‌های برقایی این عمل بسته به برنامه بهره‌برداری از تجهیزات در مقاطع زمانی ۷ الی ۱۵ سال یک بار با از مدار خارج کردن واحدهای تولید به نوبت انجام می‌شود. هزینه تعمیرات اساسی ادواری نیز به صورت درصدی از هزینه سرمایه‌گذاری تجهیزات برقی و مکانیکی منظور می‌شود.
- **حق امتیاز^۱:** در طرح‌هایی که با مشارکت بخش خصوصی اجرا می‌شوند، ممکن است واگذاری امتیاز اجرا و بهره‌برداری از طرح در مقابل اخذ حق امتیاز انجام شود. حق امتیاز می‌تواند یک‌باره، سالانه و یا بر اساس مقدار محصول تولیدی وضع شود. به عنوان مثال در مورد نیروگاه‌های برق‌آبی حق امتیاز می‌تواند توسط دولت هنگام واگذاری امتیاز سرمایه‌گذاری در نیروگاه طرح یا به صورت نرخ ثابت سالانه و یا بر اساس حجم آب هدرار ورودی به توربین وضع شود. در صورتی که حق امتیاز یک بار و همراه مجوز اجرای طرح دریافت شود، هزینه مربوط به عنوان بخشی از هزینه‌های سرمایه‌گذاری طرح منظور می‌شود. در شرایطی که این هزینه سالانه وضع و پرداخت شود، در زمره هزینه‌های ثابت تولید و در صورت وضع شدن بر واحد محصول به عنوان هزینه متغیر دوره بهره‌برداری منظور می‌شود.
- **سایر هزینه‌های تولید:** هزینه‌های بیمه دوره بهره‌برداری و هزینه‌های مالی، اقلام عمده را در سایر هزینه‌های تولید تشکیل می‌دهند. هزینه‌های مالی، سود و هزینه‌های تبعی تامین مالی در دوره بازپرداخت را تشکیل می‌دهند و بر حسب سهم منابع قرضی و شرایط آن در تامین مالی مقادیر مختلفی دارند. هزینه بیمه تمام خطر در دوره بهره‌برداری نیز به صورت درصدی از ارزش دفتری دارایی‌ها منظور می‌شود.

ه- داده‌های مربوط به شاخص‌ها و متغیرهای کلان اقتصادی

- علاوه بر داده‌های پیش‌گفته تعدادی از شاخص‌های قیمتی و متغیرهای کلان اقتصادی به منظور محاسبه هزینه تمام‌شده برق مورد نیاز است که عبارتند از:
- سری زمانی شاخص‌های رشته‌ای فهرست بهای پایه جهت برآورد نرخ رشد سالانه و به‌هنگام‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری ریالی

- سری زمانی نرخ ارز مورد نیاز طرح جهت برآورد نرخ رشد سالانه و به‌هنگام‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری ارزی و محاسبه معادل ریالی بازپرداخت تسهیلات ارزی

- نرخ مالیات بر درآمد، نرخ سود اوراق مشارکت و نرخ بازده بازار سرمایه جهت محاسبه نرخ تنزیل

پ.۳-۲- خدمات جانبی

پ.۳-۲-۱- موارد مورد نیاز جهت ارزیابی عمر قطعات و فرسایش نیروگاه‌ها

جدول شماره (پ.۳-۳) نتایج مطالعه موسسه EPRI در زمینه آثار خستگی و فرسایش بر قطعات موجود در نیروگاه‌های برقابی هنگام تامین هر یک از خدمات جانبی را نشان می‌دهد.

جدول پ.۳-۳- آثار فرسایش بر قطعات موجود در نیروگاه‌های برقابی هنگام تامین خدمات جانبی به تفکیک نوع عملکرد [۲۲]

حالات عملکردی برای تامین خدمات جانبی				اجزای واحد
وضعیت آماده‌باش		وضعیت تولید		
حالت کندانسور سنکرون برای تامین توان راکتیو و کنترل ولتاژ	حالت کار سیکلی (شروع به کار و توقف) برای ارائه رزرو تکمیلی	بارگذاری کامل برای نگهداشت ولتاژ و تنظیم فرکانس	بارگذاری جزئی واحد برای ارائه خدمات رزرو گردان، نگهداشت ولتاژ و تنظیم فرکانس	
-	فرسایش بر اثر حالات کار گذرا	-	کاویتاسیون بر اثر بارگذاری جزئی واحد	راه‌انداز توربین ^۱ و پره‌ها
بسته؛ نیاز به فشار برای جلوگیری از نشت	باز و بست؛ فرسایش پوشش‌ها و کاسه‌نمد سیلندر ^۴	حفظ و یا تغییر وضعیت باز بودن درپچه ورودی	حفظ و یا تغییر وضعیت باز بودن درپچه ورودی	درپچه‌های ورودی ^۲ ، سوپاپ‌های ورودی ^۳ و عملگرها
تنش‌های دوره‌ای ^۵	غلبه بر اینرسی و اثرهای دمایی	تنش‌های حرارتی در بار کامل	تنش‌های حرارتی در بار جزئی	استاتور و روتور ژنراتور
غیر قابل اجرا	باز و بست کنتاکت‌ها	غیر قابل اجرا	غیر قابل اجرا	سیستم تحریک ژنراتور، بریکرها و سویچ‌گیرها
تنش‌های حرارتی	تنش‌های حرارتی در اثر کار سیکلی (روشن/خاموش)	بارگذاری کامل	بارگذاری جزئی	ترانسفورماتور
آماده برای تامین هوا جهت فرونشاندن تراز پایاب ^۷	عملکرد افزوده برای تامین هوا جهت قطع و یا اعمال فشار بر لوله‌های مکش ^۶	غیر قابل اجرا	غیر قابل اجرا	تجهیزات کمکی (کمپرسور هوا)
-	پایش بیش‌تر وضعیت‌ها	پایش و تنظیم وضعیت و عملکرد خودکار	پایش و تنظیم وضعیت و عملکرد خودکار	ابزارهای کنترل و سنجش

1- Turbine Runner

2- Wicket Gates

3- Inlet Valves

4- Cylinder Seals

5- Cycling Stresses

6- Draft Tube

7- Tail Water Suppression

جدول پ.۳-۴- تعمیرات افزوده و آسیب‌های وارده به قطعات واحدهای برقایی برای تامین خدمات جانبی

اجزا و زیر اجزا	شرایط /مساله	تعمیرات افزوده/آسیب
راه‌انداز توربین، پره‌های ثابت توربین ^۱ و تیغه‌ها	تعداد دفعات بازبینی بیش‌تر به سبب عملکرد در شرایط غیربهبوده در پیچه برای تامین رزرو	کاویتاسیون
در پیچه‌های ورودی	فرسایش محورها ^۲ و پوشینگ‌ها	تنظیمات متناوب، سیکل‌های روشن/خاموش می‌توانند سبب بروز لغزش‌ها ^۳ و یا اغتشاش ^۴ مکرر شوند
توپی کاپلان ^۵ ، پره‌ها، محور و پوشینگ‌ها	فرسایش محورها و پوشینگ‌ها (ساییدگی ^۶)	فرسایش محورها و پوشینگ‌ها (ساییدگی - کاویتاسیون)
سوپاپ‌ها و کاسه نمدها	تعویض‌های افزوده	عملکرد بیش‌تر، نوسانات دمایی، سیکل‌های روشن و خاموش
عملگرها، سیلندرهای هیدرولیک، سرو موتورها و مبدل‌ها ^۷	تعویض‌های افزوده	فرسایش در نتیجه حرکات و تنظیمات مداوم
استاتور ژنراتور	بازبینی بیش‌تر جهت اطمینان از استحکام آرایش استاتور ^۸	ارتعاش و لرزش
سیم‌پیچی استاتور	افزایش دفعات بازبینی جهت بررسی شیارها (شلی، سستی و سایش) ^۹	آسیب‌های وارده به عایق‌ها و خوردگی آن‌ها به سبب لرزش هادی‌ها و تنش‌های حرارتی
عمر هسته استاتور	آسیب‌های حرارتی	سطح بالایی از توان‌های راکتیو پیش‌فاز و پدیده جابجایی قطب‌ها ^{۱۰}
روتور ژنراتور	افزایش دفعات بازبینی جهت بررسی رینگ‌ها، پیچ‌ها، بست‌ها و تهویه نامتقارن	لرزش و نوسانات دمایی
سیم‌پیچی روتور	خطاهای زمین و میان دورها ^{۱۱}	ناشی از عمل در سیکل‌های روشن/خاموش، جریان تحریک و یا هر دو
عمر جاروبک‌ها	افزایش نرخ خرابی جاروبک‌ها و تعویض آن‌ها	ناشی از تولید توان راکتیو
حلقه‌های لغزان ^{۱۲}	افزایش نرخ خرابی و فرسایش آن‌ها	ناشی از عوامل متعدد نظیر لرزش، چگالی جریان و فشار فنرها
سیستم تحریک	بروز خطا در قطعات	ناشی از شدت تحریک بالا
بریکرها و سویچ‌گیر	افزایش دفعات بازبینی جهت بررسی کنتاکت‌ها و مکانیزم شارژ آن‌ها	ناشی از عمل افزوده آن‌ها در سیکل‌های روشن/خاموش و یا قطع/وصل
ترانسفورماتور	افزایش دفعات بازبینی، تعمیرات و تست	تغییرات دمایی ناشی از بارگذاری جزئی و کامل در کوتاه‌مدت
کمپرسور هوا	فرسایش در اثر کار سیکلی و یا مداوم	استفاده بیش‌تر برای فرونشانی تراز پایاب
ابزارهای کنترل و سنجش	تعویض‌های افزوده	فرسایش در نتیجه حرکات و تنظیمات مداوم

- 1- Stay Vanes
- 2- Stems
- 3- Slipping
- 4- Jamming
- 5- Kaplan Hubs
- 6- Galling
- 7- Transducers
- 8- Stator Wedge Tightness
- 9- Looseness, Slackness and Fretting
- 10- Pole-Slip Incident
- 11- Ground Faults, Inter-Turn Faults
- 12- Slip-Ring

عمده آسیب ها، که در نتیجه شرایط حاکم بر نوع بهره برداری بوده و غالباً به صورت ترکیبی از همدیگر می باشند، عبارتند از:

- خراشیدگی یا ساییدگی^۱: قطعات سختی^۲ که در جهت مخالف یک سطح حرکت می کنند در معرض خراشیدگی یا ساییدگی قرار می گیرند.
 - نوسانات دمایی^۳
 - فرسایش یا خوردگی^۴
 - چسبندگی^۵: برهم کنش میان سطوح یکنواخت و هم شکل
 - خستگی سطحی^۶: فشارها و شوک های مکرر بر سطح، سبب خستگی آن سطح می شود
 - لرزش یا ارتعاش^۷: لرزش و ارتعاش قطعات در نتیجه بروز یک خطا یا وجود هارمونیک ها ایجاد می شوند.
- آسیب های اشاره شده به تفکیک نوع خدمات جانبی به شرح زیر است:

الف- کنترل و تنظیم فرکانس

- کار مضاعف و خستگی اجزای کنترلی به سبب تنظیمات و تغییرات کوچک و البته مداوم
- تغییرات بزرگ و یا متناوب بار که می تواند سبب فرسایش بیش تر قطعات کنترلی نظیر دریچه های ورودی، محورها، بوشینگ ها^۸، عملگرها^۹ و سیلندرهای هیدرولیکی گردد.
- ضریب کار بیش تر راه انداز توربین و دریچه های ورودی در بارگذاری های کم تر از مقدار نامی و خستگی مفراط قطعات فلزی و یا ایجاد شیار یا حفره هایی در نتیجه پدیده کاویتاسیون

ب- تامین توان راکتیو و کنترل ولتاژ

واحدهای برقی می توانند در حالت به اصطلاح «گردش در هوا»^{۱۰} و به صورت یک کندانسور سنکرون برای توان راکتیو و تنظیم ولتاژ در سیستم انتقال عمل کنند. اساساً این کار با بستن دریچه های ورودی و تحت فشار گذاشتن اتاقک راه انداز^{۱۱} توسط هوا به منظور فرونشاندن تراز پایاب زیر راه انداز صورت می گیرد. با گردش راه انداز و ژنراتور، واحد می تواند با تلفات کمی که عمدتاً ناشی از باد و اصطکاک می باشد در سرعت سنکرون گردش نماید و تقریباً به اندازه ظرفیت کامل خود توان

1- Abrasion
2- Hard Particles
3- Heat cycles
4- Erosion
5- Adhesion
6- Surface Fatigue
7- Vibration
8- Bushings
9- Actuators
10- Spinning In Air
11- Runner Chamber

راکتیو را به سیستم تزریق و یا از سیستم جذب نماید. همچنین، واحد قادر است سریعاً به وضعیت تولید و تولید توان اکتیو با آزادسازی فشار هوا و بازکردن دریچه‌های ورودی تغییر حالت دهد. تولید توان راکتیو تأثیرات متعددی بر اجزای یک واحد برقی دارد به خصوص زمانی که از حالت کندانسوری به ژنراتوری تغییر حالت می‌دهد. به مجرد آنکه آب وارد لوله مکش و اتاقک راه‌انداز می‌شود، تیغه‌های (پره‌های) راه‌انداز شروع به گردش می‌کنند و مخلوطی از آب و هوا به آن‌ها برخورد می‌کند که می‌تواند اغتشاش‌های قابل توجهی^۱ را به پره‌ها وارد نمایند. به‌علاوه، تولید توان راکتیو می‌تواند فرسایش مضاعفی را بر قطعات جانبی نظیر کمپرسور هوا، موتورهای و پمپ‌ها برای فرونشانی تراز پایاب تحمیل کند.

ج- رزرو چرخان

- اثرهای کاویتاسیون در نتیجه بارگذاری جزئی واحد
 - عملکرد شیرهای کنترلی در نتیجه افزایش یا کاهش مداوم نرخ تولید
 - اثر ضربه‌زنی آب^۲ در نتیجه تغییرات سریع شارش آب
 - فشار وارد بر تجهیزات در نتیجه سیکل کارهای تکراری^۳
 - لغزش^۴ دریچه ورودی در نتیجه بارگذاری جزئی واحد
- تمامی موارد یاد شده تابعی از شرایط بارگذاری جزئی واحد می‌باشند تا در صورت نیاز بارگذاری واحد تا سطح نامی افزایش یابد.

د- رزرو تکمیلی (غیرچرخان)

از آنجایی که تامین رزرو غیرچرخان مستلزم قطع و وصل مداوم یک واحد می‌باشد، لذا هزینه‌های مربوط به سیکل‌های روشن و خاموش شدن واحد بیش از هر فاکتور دیگری مدنظر می‌باشد. به‌طور کلی پنج مولفه اساسی در ایجاد هزینه‌های روشن و خاموش شدن واحد تأثیرگذار می‌باشند که عبارتند از:

- استهلاک و فرسایش سیم‌پیچ‌ها در نتیجه تغییرات دمایی هنگام روشن شدن واحد
- استهلاک و فرسایش قطعات مکانیکی هنگام روشن شدن واحد
- بروز عیب فنی و خرابی ابزارهای کنترلی هنگام روشن شدن واحد
- هدررفت آب هنگام تعمیرات
- هدررفت آب هنگام شروع به کار واحد

1- Churning
2- Water hammer
3- Repeated Cycling
4- Slippage

بر مبنای مطالعاتی که در این زمینه صورت گرفته است، سه مولفه اول از جمله موارد مهم در تشکیل هزینه های شروع به کار واحد می باشند. گرچه باید توجه داشت توان نامی واحد و نوع آن در محاسبه این هزینه دخیل می باشد. نکته دیگری که باید مدنظر قرار داد امکان و ریسک خرابی در ابزارهای کنترلی است. از آن جایی که دیسپاچ یک واحد برای ارائه خدمات جانبی ممکن است به طور خودکار با تقاضا انجام نگیرد، لذا نیاز است به کارگیری پرسنل اضافی و یا جریمه های عدم دسترسی در نظر گرفته شوند.

پ. ۳-۲-۲- شیوه ارزیابی آسیب های ناشی از ارائه خدمات جانبی نیروگاه های برقایی

گام های یاد شده برای برخی از قطعات واحدهای برقایی در جدول شماره (پ. ۳-۵) ارائه شده است. با استفاده از جدولی مشابه جدول (پ. ۳-۴)، می توان ویژگی ها و شاخص های مربوط به هر تجهیز نیروگاهی را برای برآورد هزینه استخراج کرد.

جدول پ. ۳-۵- نمونه ای از شیوه ارزیابی آسیب های ناشی از ارائه خدمات جانبی نیروگاه های برقایی

مسایل پیش رو/خرابی	تبعات (کم، زیاد)	زمان تکرار وقوع آسیب ها (کوتاه مدت، میان مدت، بلند مدت)	اقدامات اصلاحی	به کارگیری نیرو/هزینه (کم، متوسط، زیاد)
کاویتاسیون راه انداز	کم زیاد	کوتاه مدت برای تعمیر بلند مدت برای تعویض	پایش، تعمیر تعویض	کم زیاد
کاویتاسیون دریچه ورودی و فرسایش بوشینگ ها	کم زیاد	کوتاه مدت برای تعمیر بلند مدت برای تعویض	پایش، تعمیر تعویض	کم زیاد
عمل نادرست و یا کند محرک ها و عملگرهای هیدرولیکی	زیاد	میان مدت	پایش، تست روغن و بازرسی آب بندها	کم
خرابی سروو موتور	زیاد	میان مدت	پایش، تست روغن و بازرسی آب بندها	کم
خرابی یاتاقان های طولی ^۱ هنگام شروع به کار	زیاد	بلند مدت	نصب پمپ بالابر روغن ^۲	کم
خرابی سیم پیچی های استاتور در اثر واپاشی مکانیکی کوئل ها در شیارها	زیاد	بلند مدت	اندازه گیری استحکام کوئل ها به صورت دوره ای و محکم کردن آن ها در شیارها در صورت نیاز	متوسط
خرابی سیم پیچی های روتور در اثر لرزش و تنش های حرارتی	زیاد	بلند مدت	بازبینی دوره ای	متوسط
کاهش عمر جاروبک ها	کم	کوتاه مدت	بازبینی، نگهداری و مراقبت	کم
خرابی بریکرها، سویچ گیر و ترانسفورماتور	کم زیاد	کوتاه مدت بلند مدت	بازبینی/شارژ مجدد تعویض	کم متوسط
کمپرسور هوا	کم	کوتاه مدت	تعویض	متوسط

1- Thrust Bearing

2- Oil-Lift Pump

پ.۳-۲-۳- برآورد هزینه خدمات جانبی

با توجه به پیچیدگی برآورد خدمات جانبی نیروگاه‌های برقایی، این مهم در قالب یک مثال (جدول شماره (پ.۳-۶)) ارائه شده است. مفروضات این مثال به شرح زیر است:

- واحد برقایی ۱۵ مگاوات در نظر گرفته شده و دارای ماکزیمم و مینییم مقدار جریان آب می‌باشد.
- واحد در دو حالت عملکردی (وضعیت تولید) و خارج از تولید (خروج اجباری یا برنامه‌ریزی شده) عمل می‌کند.
- واحد به طور متوسط ۴۸ بار در سال شروع به کار می‌کند، ۱۲ بار برای تنظیم جریان، ۳۶ بار برای شروع به کار بعد از قطعی.
- تجهیزات در صورت نیاز بازبینی و تعمیر می‌شوند و بازبینی اصلی در فاصله‌های زمانی معین انجام می‌شود.
- با فرض بازار رقابتی، عملکرد واحد برای تامین خدمات جانبی مطابق موارد زیر انجام می‌شود:
- دنباله‌روی بار/تنظیم: واحد لحظه به لحظه نوسانات ناشی از شبکه را جبران می‌کند. این طرح در مدت ۱۰ ساعت در هر روز، ۵ روز در هفته و برای ۶ ماه سال که در مجموع ۱۳۰۰ ساعت در سال می‌باشد انجام می‌گیرد. این عملکرد $\pm 10\%$ درصد میزان ظرفیت واحد می‌باشد که توسط دریچه‌های ورودی تنظیم می‌شود.
- توان راکتیو: واحد وظیفه تامین توان راکتیو را بر عهده ندارد زیرا در بازار خدمات جانبی قیمتی برای آن تصویب نشده است. به همین دلیل هیچ یک از تجهیزات برای تامین توان راکتیو درگیر نمی‌شود.
- رزور چرخان: واحد ظرفیت رزور چرخان را تامین می‌کند. این تولید برای حالتی که ماکزیمم ظرفیت را ارائه دهد در ۶ ساعت روز، ۵ روز یک هفته برای ۶ ماه سال که در مجموع ۱۳۰۰ ساعت در سال می‌باشد. در این وضعیت، واحد باید در تمامی زمان‌ها در دسترس باشد. در طی این ۶ ماه، تخمین زده شده است که واحد برای هر ماه حداقل ۴ بار توان رزور را تامین کند یا ۲۴ بار در مدت زمان کوتاه، توان خود را افزایش یا کاهش دهد.
- رزور تکمیلی: واحد این رزور را تامین می‌کند اما این رزور با شبکه هم‌زمان نیست. این طرح برای ۶ ساعت در روز، ۵ روز یک هفته و برای ۶ ماه سال که در مجموع ۱۳۰۰ ساعت در سال می‌باشد. در این وضعیت، واحد سنکرون با شبکه خواهد شد و برای دو بار در ماه یا ۱۲ بار در سال شروع به کار می‌کند. واحد همچنین در این حالت از عملکرد بهینه دریچه‌های ورودی استفاده می‌کند.

جدول پ. ۳-۶- نمونه محاسبه هزینه‌های تعمیرات و استهلاک نیروگاه‌های برقایی ناشی از شرکت در خدمات جانبی

گام	۱	۲	۳		۴		۵	
			الف	ب	الف	ب	الف	ب
تجهیزات نیروگاه	عمر باقی‌مانده تجهیزات سال *	نگهداری تحت شرایط عملکرد بدون ارائه خدمات جانبی	هزینه جایگزینی تجهیزات متاثر شده در خدمات جانبی (دلار)	عمر مفید تجهیزات ستون الف بدون ارائه خدمات جانبی (سال)	نگهداری بدون ارائه خدمات جانبی در طول دوره عمر تجهیزات (دلار)	نگهداری اضافی در صورت ارائه خدمات جانبی (دلار/سال)	عمر مفید باقی‌مانده پس از شرکت در خدمات جانبی (سال)	کاهش عمر مفید (ستون ۵ الف- ستون ۱) (سال)
راه‌انداز توربین	۲۳	تعمیر کاویتاسیون	۲,۰۰۰,۰۰۰	۳۵	۵۰,۰۰۰	-	۱۸	۵
دریچه‌های ورودی	۱۸	تنظیم	۱,۰۰۰,۰۰۰	۳۰	-	۵۰۰	۱۵	۳
روتور و استاتور ژنراتور	۲۳	بازرسی	۳,۰۰۰,۰۰۰	۳۰	۶۰,۰۰۰	۲۰۰	۱۸	۵
مدار شکن	۱۸	تعویض اتصالات	۳۰۰,۰۰۰	۳۰	-	۳۰۰	۱۶	۲
کمپرسور هوا	-	-	-	-	-	-	-	-
جمع کل			۶,۳۰۰,۰۰۰		۱۱۰,۰۰۰	۱۰,۰۰۰		

* در طراحی اولیه عمر مفید راه‌انداز توربین ۳۵ سال و بقیه تجهیزات ۳۰ سال در نظر گرفته شده است، در شرایط بررسی ۱۲ سال از شروع به کار نیروگاه می‌گذرد

ادامه جدول پ. ۳-۶- نمونه محاسبه هزینه‌های تعمیرات و استهلاک نیروگاه‌های برق آبی ناشی از شرکت در خدمات جانبی

گام	۶ واحد: سال		۷ واحد: دلار / سال		۸ واحد: دلار / سال		۹ واحد: دلار / سال
	الف	ب	الف	ب	الف	ب	
تجهیزات نیروگاه	عمر جدید تخمین زده شده تجهیزات جایگزین شده با ارائه خدمات جانبی	کاهش عمر مفید (ستون ۳ ب- ستون ۶ الف)	هزینه استهلاک برای تجهیزات جایگزینی (ستون ۳ ب/ستون ۳ الف)	هزینه استهلاک تجهیز با احتساب شرکت در خدمات جانبی (ستون ۶ الف/ستون ۳ الف)	هزینه نگهداری سالانه سرشکن شده (ستون ۵ الف/ ستون ۴ الف)	هزینه نگهداری سالانه افزایشی تحت شرایط خدمات جانبی (ستون ۴ ب+ ستون ۸ الف)	هزینه استهلاک و تعمیرات (ستون ۸ ب+ ستون ۷ ب- ستون ۷ الف)
راه‌انداز توربین (A)	۳۳	۲	۱۴۳,۵۷	۶۰,۶۰۶	۲۷۷۸	۲۷۷۸	۶۲۴۱
دریچه‌های ورودی (B)	۲۸	۲	۳۳,۳۳۳	۳۵,۷۱۴	-	۵۰۰	۷۳۸۱
روتور و استاتور ژنراتور (C)	۳۳	۲	۸۵,۷۱۴	۹۰,۹۰۹	۳۳۳۳	۵۳۳۳	۱۰,۵۲۸
مدار شکن (D)	۲۸	۲	۱۰,۰۰۰	۱۰,۷۱۴	-	۳۰۰	۳۷۱۴
کمپرسور هوا (E)	-	-	-	-	-	-	-
جمع کل			۱۸۶,۱۹۰	۱۹۷,۹۴۴	۶۱۱۱	۱۶,۱۱۱	۲۷,۸۶۴

در مثال فوق برای تفکیک هزینه انواع خدمات جانبی می‌توان به روش ارائه شده در جدول شماره (۳-۵) عمل کرد:

جدول پ.۳-۷- نمونه محاسبه هزینه‌های تعمیرات و استهلاك نیروگاه‌های برق آبی به تفکیک خدمات جانبی

قیمت گذاری خدمات جانبی				شرح						
واحد	دولار به ازای هر واقعه	تعداد وقایع تخمینی در سال	هزینه استهلاك و فرسایش کلی/دولار	فرمول بر آورد هزینه بر اساس ستون ۹ جدول ۳-۵	کمپرسور هوا (E)	مدار شکن (D)	ژنراتور (C)	دریچه‌های ورودی (B)	راه‌انداز (A)	نوع خدمات جانبی
مگاوات ساعت	۲/۶۹	۳۹۰۰ مگاوات ساعت	۱۰،۵۰۱	%۱۰۰B+ %۵۰A	-	۰	۰	%۱۰۰	%۵۰	تنظیم فرکانس
به ازای هر ساعت	-	ساعت در سال	۰	-	-	۰	۰	۰	-	توان راکتیو
به ازای هر افزایش یا کاهش توان	۴۹۸	۲۴ بار در سال	۱۱،۹۴۵	%۲۵D+%۷۵C+%۵۰A	-	%۲۵	%۷۵	۰	%۵۰	رزرو چرخان
به ازای هر شروع به کار	۴۵۱	۱۲ بار در سال	۵۴۱۸	%۷۵D+%۲۵C	-	%۷۵	%۲۵	-	-	رزرو تکمیلی
			۲۷،۸۶۴		-	%۱۰۰	%۱۰۰	%۱۰۰	%۱۰۰	جمع کل

پ.۳-۳- هزینه خارجی (زیست محیطی)

پ.۳-۳-۱- روش‌های اندازه‌گیری میزان انتشار گازهای آلاینده و گلخانه‌ای

در پروتکل کیوتو دو متدولوژی برای برآورد میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای یک بنگاه تعریف و ارائه شده است:

الف- روش محاسبه بر اساس فاکتور انتشار (Emission Factor)

ب- کنترل مستقیم

روش محاسبه بر اساس فاکتور انتشار کاربرد بیشتری در محاسبه گازهای گلخانه‌ای دارد و روش دوم اکثراً توسط تاسیسات برقی و صنایع فرآیندی (پروسسی) در آمریکا مورد استفاده قرار می‌گیرد. بهترین رویکرد در روش فاکتور انتشار، بهره‌گیری از اطلاعات و تسهیلاتی نظیر میزان سوخت مصرفی به ازای هر بخش یا فعالیت می‌باشد که منجر به حصول نتایج دقیق‌تر شده و امکان تعیین فرصت‌های ممکن برای کاهش میزان انتشار را نیز فراهم خواهد کرد. فاکتور انتشار معمولاً بر اساس جرم آلاینده تولیدی بخش بر محصول یا ماده اولیه (واحد وزن، حجم، فاصله، انرژی تولیدی یا زمان انتشار آلاینده) بیان می‌شود. در نیروگاه‌ها فاکتور انتشار بر حسب میزان جرم آلاینده‌های تولیدی یا گازهای حاصل از احتراق بر حسب انرژی الکتریکی تولیدی بیان می‌شود. به طور کلی معادله تخمین انتشار به شرح ذیل است [۵]:

$$E = A \times EF \times \left(1 - \frac{ER}{100}\right)$$

E: میزان انتشار آلاینده (مقدار جرم آلاینده)

A: نرخ فعالیت (میزان تولید واحد صنعتی، به طور مثال تناژ تولیدی سیمان یا کیلووات ساعت برق تولیدی)

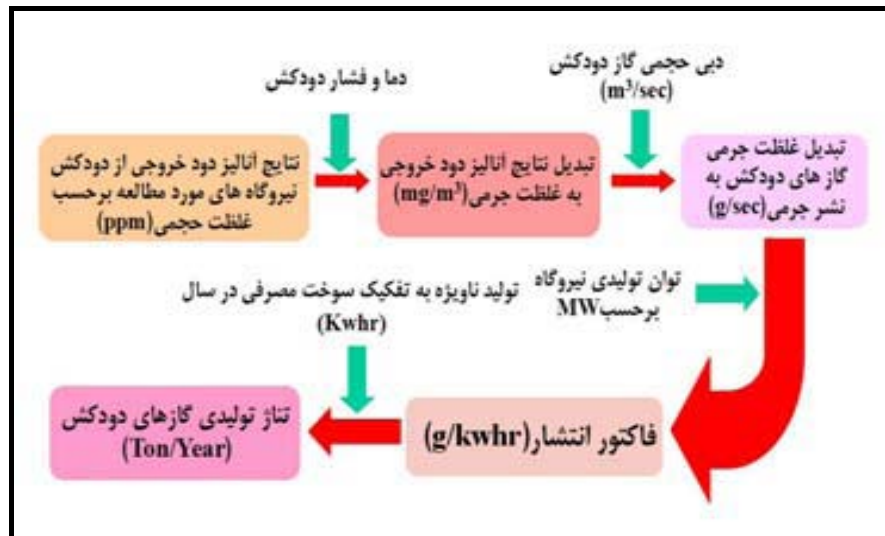
EF: فاکتور انتشار (مقدار جرم آلاینده منتشره به ازای میزان محصول تولیدی یا نرخ فعالیت)

ER: درصد کلی کاهش انتشار بوده و در صورت عدم استفاده از سیستم‌های کاهش آلاینده، این مقدار صفر است. برای محاسبه فاکتور انتشار، روش‌های مختلفی نظیر پایش مداوم، روش معادله موازنه مواد، مدل‌سازی و چندین روش دیگر وجود دارد. روش پایش مداوم بهترین روش است و به طور کامل میزان و نحوه انتشار را مشخص می‌کند، لیکن هزینه اجرایی بالایی دارد. بدین منظور از روش موازنه مواد استفاده می‌شود که ضریب اطمینان بالا و هزینه کم‌تری نسبت به پایش مداوم دارد ولی در همه موارد کاربرد ندارد. استفاده از روش‌های مدل‌سازی و نرم‌افزارهای نگارش‌یافته در این زمینه جهت محاسبه فاکتور انتشار و استفاده بلندمدت از آن کاربرد بسیار زیادی دارد. این روش دارای هزینه اجرایی پایین و قابلیت اطمینان بالایی می‌باشد و در صنایع و مناطقی که امکان اندازه‌گیری وجود ندارد، کاربرد بسیار زیادی دارد.

پروژه «تدوین اطلس آلودگی نیروگاه‌های کشور» در گروه محیط‌زیست پژوهشگاه نیرو و به کارفرمایی شرکت توانیر در فاصله سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۷ جهت تخمین فاکتورهای انتشار آلاینده‌های نیروگاه‌ها برای اولین بار در کشور اجرا گردید. روش‌شناسی ارائه شده در این مطالعه می‌تواند مآخذ بسیار دقیقی جهت انجام محاسبات مربوط به طرح‌های توسعه آتی نیروگاه‌های کشور باشد. در این پروژه، ۵۰ نیروگاه حرارتی کشور با ظرفیت ۳۴۸۶۳ مگاوات متشکل از نیروگاه‌های بخاری، گازی و سیکل ترکیبی، هدف مطالعه و بررسی قرار گرفته‌اند. در ابتدا سیستم‌های اصلی و جانبی نیروگاه‌های حرارتی در رابطه با منابع تولید آلودگی شناسایی گردیدند. در این ارتباط سیستم‌های پایش سوخت، نوع بویلر و مشخصات مشعل‌ها، مشخصات محفظه احتراق، سیستم کنترل احتراق، سیستم کنترل آلاینده‌ها، سیکل آب و بخار، قطر و ارتفاع دودکش و سیستم پایش آلاینده‌ها مورد مطالعه قرار گرفتند.

در قدم بعدی غلظت حجمی آلاینده‌های منتشره گازی برای انواع واحدهای هر نیروگاه به تفکیک ppm برحسب فصل و تغییر سوخت در بار کامل اندازه‌گیری شده و با توجه به ساعات کارکرد واحدها در سال، فاکتور انتشار واقعی گازهای CO_2 ، NO_x و SO_2 در هر یک از واحدهای ۵۰ نیروگاه مورد بررسی بر حسب Gr/KWh به انضمام میزان کل آلودگی منتشره از هر واحد نیروگاهی در سال، محاسبه گردید.

در این راهنما نتایج حاصل از اندازه‌گیری گازهای حاصل از احتراق شامل گازهای NO_x ، SO_2 و CO_2 ارائه شده و با توجه به روابط ترمودینامیکی حاکم بر گازها و موازنه جرمی محصولات احتراق، غلظت این گازها در محیط نرم افزار Excel پردازش شده و خروجی این نرم‌افزار شامل غلظت جرمی گازهای حاصل از احتراق، میزان انتشار و فاکتور انتشار هر یک از این گازها تعیین شده است. در شکل شماره (پ. ۳-۱) مراحل تعیین و محاسبه فاکتور انتشار گازهای خروجی از نیروگاه‌های کشور ارائه شده است.



شکل پ. ۳-۱- مراحل تعیین و محاسبه فاکتور انتشار گازهای خروجی از نیروگاههای کشور

بر اساس برآوردهای انجام شده در این مطالعه، میانگین فاکتور انتشار گازهای خروجی از نیروگاههای سوخت فسیلی کشور (با در نظر گرفتن سهم تولید انرژی الکتریکی توسط نیروگاههای برق آبی و توربین بادی)، برای گاز CO_2 ، ۶۴۰ گرم بر کیلووات ساعت، گاز SO_2 ، ۲/۷۵ گرم بر کیلووات ساعت و گاز NO_x ، ۲/۴ گرم بر کیلووات ساعت می باشد. در صورت استفاده بیش تر از انرژی های تجدیدپذیر، انرژی برقایی و انرژی هسته ای و همچنین افزایش راندمان نیروگاه ها، استفاده از سیستم های پایش مداوم و سیستم های کاهش آلاینده های خروجی از دودکش نیروگاه ها، این فاکتورهای انتشار به شدت کاهش می یابند.

با توجه به جدول (۲-۷) فصل دو، در صنعت تولید برق نیز عمده میزان انتشار گازهای خروجی، گاز CO_2 در نیروگاه ها می باشد که مربوط به فرآیند احتراق ثابت یا در واقع همان احتراق سوخت جهت تولید برق است که با به کارگیری اطلاعات سوخت مورد استفاده در نیروگاه و فاکتورهای انتشار، بر اساس استاندارد تعریف شده، قابل محاسبه و اندازه گیری است.

پیوست ۴

مطالعات موردی

پ.۴-۱- ارزش اقتصادی برق

بر اساس مطالعات انجام شده توسط مشاوران ICF، هزینه اقتصادی خاموشی که معادل مجموع تمایل به پرداخت گروه‌های مختلف متأثر در جامعه می‌باشد، به طور تقریبی معادل ۱۰۰ برابر قیمت خرده‌فروشی برق است. از طرفی با توجه به متغیر بودن قیمت خرده‌فروشی برق در فصول مختلف و در مناطق مختلف، دامنه‌ای با ۲۰ درصد نوسان معادل ۸۰ و ۱۲۰ برابر در نظر گرفته شده است.

در آگوست ۲۰۰۳ خاموشی گسترده‌ای در نیویورک و بخشی از کانادا اتفاق افتاد. این خاموشی ۵۰ میلیون نفر را تحت تأثیر قرار داد و در فواصل زمانی مختلف خسارت‌های گوناگونی را ایجاد نمود. بر اساس محاسبات این راهنما از آنجا که قیمت خرده‌فروشی برق در سال ۲۰۰۳ معادل ۰/۰۹۳ دلار به ازای هر کیلووات ساعت بوده، لذا هزینه اقتصادی هر ساعت خاموشی با در نظر گرفتن دامنه بالا و پایین نسبت ارائه شده توسط مشاوران ICF (۸۰ و ۱۲۰ برابر قیمت خرده‌فروشی) به طور تقریبی معادل ۷/۴ و ۱۱/۲ دلار به ازای هر کیلووات ساعت برآورد شده است.

در مطالعه دیگری، آزمایشگاه دانشگاه برکلی [۲۰] تحقیقی را در خصوص هزینه‌های خاموشی به انجام رسانده است. گزارش تهیه شده توسط آزمایشگاه ملی برکلی با سفارش DOE^۱ در سال ۲۰۰۹ منتشر شده است. هدف این گزارش تخمین ارزش سرویس قابلیت اطمینان برای مشترکان شرکت‌های برق در آمریکا، عنوان شده است. در این مطالعه هزینه هر کیلووات ساعت عرضه نشده با بهره‌مندی از منحنی خسارت مصرف‌کننده^۲ و با استفاده از تکمیل پرسشنامه برای سه گروه تجاری-صنعتی بزرگ، تجاری-صنعتی متوسط و تجاری-صنعتی کوچک و خانگی به عنوان حداکثر تمایل به پرداخت گروه‌های فوق‌الذکر، برآورد شده است. جدول شماره (پ.۴-۱) هزینه هر کیلووات ساعت برق عرضه‌نشده برای دو گروه تجاری-صنعتی بزرگ و متوسط را ارائه می‌دهد. همان‌طور که ملاحظه می‌شود هزینه هر کیلووات ساعت برق عرضه‌نشده (به میزان یک ساعت) در میان این مشترکین معادل ۲۵ دلار می‌باشد.

جدول پ.۴-۱- هزینه هر کیلووات ساعت خاموشی گروه‌های تجاری-صنعتی بزرگ و متوسط در میان مشترکین برق آمریکا در سال ۲۰۰۹

مدت خاموشی					هزینه خاموشی (دلار)
لحظه‌ای	۳۰ دقیقه	۱ ساعت	۴ ساعت	۸ ساعت	
۱۷۳/۱	۳۸/۵	۲۵	۱۸/۲	۱۴/۴	هزینه یک کیلووات ساعت برق عرضه‌نشده

در ایران نیز جهت برآورد تمایل به پرداخت مصرف‌کنندگان برق، با استفاده از مفهوم هزینه خاموشی، مطالعاتی انجام گرفته است. یکی از این مطالعات که در قالب گزارش «هزینه خاموشی، به ترتیب بر اقتصاد ملی، مصرف‌کننده و صنعت برق» منتشر شده است، توسط موسسه تحقیقات اقتصادی دانشگاه تربیت مدرس در سال ۱۳۷۴ به انجام رسیده است. این مطالعه با هدف تعیین هزینه‌های اقتصادی ناشی از خاموشی بر جامعه به طور کل و هر یک از زیر گروه‌های جامعه

۱- دپارتمان انرژی ایالات متحده آمریکا (United States Department of Energy (DOE))

واحدهای صنعتی بزرگ، تولید شهری، تجاری، عمومی و مصرف‌کنندگان خانگی) انجام گرفته و سعی نموده با استفاده از تکنیک‌ها و روش‌های مختلف، تمایل به پرداخت گروه‌های مختلف مصرف‌کننده و هزینه خاموشی را برآورد نماید. روش ارزش نرخ فراغت- دستمزد از دست رفته، تحلیل انتخاب I/C، روش تمایل به پرداخت (WTP) و تمایل به دریافت (WTA)، روش مستقیم برآورد هزینه خاموشی از طریق سوال در مورد خسارت‌های مستقیم و غیرمستقیم تحمیلی و روش برآورد هزینه خاموشی با استفاده از تعرفه متوسط برای آخرین KWh خریداری‌شده از روش‌هایی است که در این تحقیق مورد استفاده قرار گرفته است. در این مطالعه با استفاده از بررسی‌های میدانی و تکمیل ۲۹۰۵ پرسشنامه، اطلاعات مورد نیاز محاسبات تهیه شده است. جدول شماره (پ. ۴-۲) نتایج گزارش مذکور برای سال ۱۳۷۴ و تعداد پرسشنامه‌های تکمیل شده برای هر گروه را نمایش می‌دهد.

جدول پ. ۴-۲- کمینه و بیشینه هزینه خاموشی در بخش‌های مختلف اقتصادی کشور در سال ۱۳۷۴ [۱۴]

واحد: ریال به ازای هر کیلووات ساعت عرضه نشده

گروه‌های مورد مطالعه	تعداد پرسشنامه	هزینه خاموشی	
		کمینه	بیشینه
واحدهای صنعتی بزرگ	۱۰۵	۵۳۴۰	۵۸۸۰
واحدهای تولید شهری	۳۷۰	۲۸۵۰	۳۴۴۸
واحدهای تجاری و عمومی	۱۴۳۰	۳۲۴۰	۵۵۴۸
مصرف‌کنندگان خانگی	۱۰۰۰	۱۹۸۰	۴۴۸۰

در سال ۱۳۷۹ پژوهشکده اقتصاد دانشگاه تربیت مدرس، در مطالعه دیگری با استفاده از متدولوژی مشابه مطالعه انجام شده در سال ۱۳۷۴، هزینه خاموشی را در چهار گروه واحدهای صنعتی بزرگ، واحدهای تولید شهری، واحدهای تجاری و مصرف‌کنندگان خانگی برآورد کرده است. هزینه خاموشی در این گزارش مانند به سه صورت هزینه هر کیلووات ساعت برق عرضه نشده، هزینه هر ساعت خاموشی و هزینه هر بار قطع برق ارائه شده است. برای تدقیق اطلاعات جمع‌آوری شده در مطالعه سال ۱۳۷۴ و تدوین گزارش «هزینه خاموشی در بخش‌های خانگی، صنعت، تجاری- عمومی و اقتصاد ملی» در سال ۱۳۷۹ مجموعه‌ای از تعدیلات با استفاده از شاخص‌های رسمی تعدیل قیمتی نظیر شاخص بهای کالاها در مناطق شهری، شاخص بهای عمده فروشی کالا، شاخص دستمزد، شاخص بهای اثاث و کالاهای مورد استفاده در خانه و شاخص بهای مسکن و روشنایی به تناسب نیاز، انجام گرفته است.^۱ جدول شماره (پ. ۴-۳) با توجه به تعدیلات اشاره شده، نتایج این گزارش را به تفکیک گروه‌های مصرف‌کننده ارائه می‌دهد.

۱- مطالعات خارجی با استفاده از سال انجام مطالعات و نرخ تورم هریک از این کشورها تعدیل شده است.

جدول پ.۴-۳- کمینه و بیشینه هزینه خاموشی در بخش‌های مختلف اقتصادی کشور در سال ۱۳۷۹ [۱۵]

واحد: ریال به ازای هر کیلووات ساعت عرضه نشده

هزینه خاموشی		گروه‌های مورد مطالعه
بیشینه	کمینه	
۳۸,۰۰۰	۲۳,۳۶۰	واحدهای صنعتی بزرگ
۳۱,۰۴۰	۲۹,۶۰۰	واحدهای تولید شهری
۶۲,۸۰۰	۶۲,۵۶۰	واحدهای تجاری و عمومی
۱۹,۸۴۰	۲۴۰۰	مصرف‌کنندگان خانگی

پ.۴-۲- هزینه تمام‌شده تولید نیروگاه‌های برقابی

در این بند، هزینه تمام شده تولید برق در چند نیروگاه برقابی بزرگ ایران که به بهره‌برداری رسیده و یا در شرف بهره‌برداری می‌باشند، برآورد می‌شود. مشخصات کلی نیروگاه‌هایی که در این قسمت مورد ارزیابی قرار می‌گیرد به شرح جدول (پ.۴-۴) است:

جدول پ.۴-۴- مشخصات کلی نیروگاه‌های آبی مورد بررسی

نام نیروگاه	نوع نیروگاه	ظرفیت اسمی (MW)	میزان تولید سالانه انرژی اسمی (Gwh/Y)	سال شروع احداث	سال پایان احداث	سال آغاز تولید
نیروگاه برقابی مسجد سلیمان	جریانی	۲,۰۰۰	۳,۶۰۶	۱۳۷۰	۱۳۹۱	۱۳۸۲
نیروگاه برقابی گتوند علیا	مخزنی	۲,۰۰۰	۴,۵۰۰	۱۳۷۲	۱۳۹۱	۱۳۹۲
نیروگاه برقابی کارون ۳	مخزنی	۲,۰۰۰	۳,۷۱۴	۱۳۶۹	۱۳۹۰	۱۳۸۴
نیروگاه برقابی کارون ۴	مخزنی	۱,۰۰۰	۲,۱۰۷	۱۳۷۲	۱۳۹۱	۱۳۹۰
نیروگاه برقابی سیمره	مخزنی	۴۸۰	۸۴۴	۱۳۷۳	۱۳۹۲	۱۳۹۳

پ.۴-۲-۱- هزینه‌های تولید برق

در این بخش هزینه‌های نیروگاه‌های برقابی در قالب سه گروه به شرح ذیل مورد بررسی و محاسبه قرار می‌گیرد:

الف- هزینه‌های سرمایه‌گذاری

ب- هزینه‌های دوره بهره‌برداری (شامل هزینه‌های جایگزینی و ارزش باقی‌مانده)

پ.۴-۲-۱-۱- هزینه‌های سرمایه‌گذاری

عمده هزینه‌های سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های برقابی در کشور شامل موارد زیر می‌باشد:

۱- هزینه‌های مطالعات و خدمات مهندسی

۲- هزینه‌های اخذ مجوزهای لازم، استملاک اراضی و پرداخت خسارت

۳- هزینه‌های کارهای پیمانی شامل احداث، نصب و راه‌اندازی

۴- هزینه‌های خرید و حمل تجهیزات مورد نیاز

۵- هزینه‌های بالاسری

بر اساس اطلاعات ارائه شده از سوی شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران، کلیه هزینه‌های سرمایه‌گذاری‌های انجام شده برای نیروگاه‌های مورد بررسی تا انتهای سال ۱۳۹۰ به تفکیک منابع تامین کننده به شرح جداول ذیل می‌باشد:

جدول پ.۴-۵- هزینه‌های سرمایه‌گذاری انجام شده طرح نیروگاه مسجد سلیمان تا انتهای سال ۱۳۹۰

واحد: میلیون ریال

سال	منابع دولتی	انتشار اوراق مشارکت	وام از بانک‌های داخلی	گشایش اعتبارات اسنادی	وام JBIC	جمع کل
۱۳۷۰	۸,۰۰۱	۰	۰	۰	۰	۸,۰۰۱
۱۳۷۱	۱۰,۴۴۱	۰	۰	۰	۰	۱۰,۴۴۱
۱۳۷۲	۱۱,۳۰۵	۰	۷,۵۰۰	۰	۰	۱۸,۸۰۵
۱۳۷۳	۶۵,۱۳۳	۰	۱۰,۵۰۰	۰	۶۳,۰۵۶	۱۳۸,۶۸۸
۱۳۷۴	۵۳,۵۸۱	۰	۲۸,۵۰۰	۰	۷۵,۵۳۷	۱۵۷,۶۱۸
۱۳۷۵	۸۰,۲۸۸	۰	۶۰,۰۰۰	۰	۱۰۷,۶۴۳	۲۴۷,۹۳۱
۱۳۷۶	۳۰,۸۱۹	۰	۱۳۸,۰۰۰	۰	۱۰۴,۹۵۲	۲۷۳,۷۷۰
۱۳۷۷	۱۱۴,۵۱۶	۰	۱۶۸,۰۰۰	۵,۹۹۳	۷۰,۴۱۲	۳۵۸,۹۲۰
۱۳۷۸	۱۵۸,۴۹۰	۰	۱۵۲,۸۶۷	۴۱,۸۷۱	۸۱,۴۵۲	۴۳۴,۶۷۹
۱۳۷۹	۱۸۳,۲۸۵	۰	۱۲۰,۰۰۰	۲۴,۶۷۵	۹۶,۶۴۵	۴۲۴,۶۰۵
۱۳۸۰	۳۶,۵۵۰	۱۰۰,۰۰۰	۱۰۵,۰۰۰	۱۰,۷۰۳	۳۹,۸۴۲	۲۹۲,۰۹۶
۱۳۸۱	۲۹۳,۹۱۵	۱۰۰,۰۰۰	۵۴,۰۰۰	۲,۳۷۲	۱۰۵,۰۳۲	۵۵۵,۳۱۹
۱۳۸۲	۳۰۷,۹۰۷	۸۰,۰۰۰	۱۱۱,۰۰۰	۲۴,۲۳۸	۱۰۰,۱۰۳	۶۲۳,۲۴۸
۱۳۸۳	۲۵۳,۹۵۴	۷۰,۰۰۰	۰	۹۳,۲۷۹	۵۴,۴۵۸	۴۷۱,۶۹۲
۱۳۸۴	۳۸۱,۴۷۳	۲۴۹,۰۰۰	۰	۲۳,۵۹۵	۳۸,۱۹۹	۶۹۲,۲۶۸
۱۳۸۵	۱۹۶,۷۰۱	۲۰۰,۰۰۰	۰	۱۰۱,۴۳۰	۰	۴۹۸,۱۳۱
۱۳۸۶	۲۱۷,۲۳۸	۰	۲۰۰,۰۰۰	۲۲,۴۶۰	۰	۴۳۹,۶۹۸
۱۳۸۷	۲۱۳,۶۰۰	۲۵۰,۰۰۰	۰	۲۷۹	۰	۴۶۳,۸۷۹
۱۳۸۸	۲۶۰,۶۵۴	۰	۰	۵,۱۲۵	۰	۲۶۵,۷۷۹
۱۳۸۹	۳۸,۷۵۴	۰	۰	۰	۰	۳۸,۷۵۴
۱۳۹۰	۲۳۸,۹۳۸	۰	۰	۰	۰	۲۳۸,۹۳۸
جمع	۳,۱۵۵,۵۴۱	۱,۰۴۹,۰۰۰	۱,۱۵۵,۳۶۷	۳۵۶,۰۲۰	۹۳۷,۳۳۰	۶,۶۵۳,۲۵۸

جدول پ.۴-۶- هزینه‌های سرمایه‌گذاری انجام شده طرح نیروگاه گتوند علیا تا انتهای سال ۱۳۹۰

واحد: میلیون ریال

سال	منابع دولتی	انتشار اوراق مشارکت	دریافت وام از بانک‌های داخلی	گشایش اعتبارات اسنادی	جمع کل
۱۳۷۲	۱,۰۳۹	۰	۰	۰	۱,۰۳۹
۱۳۷۳	۲,۲۹۲	۰	۰	۰	۲,۲۹۲
۱۳۷۴	۲,۸۰۲	۰	۰	۰	۲,۸۰۲
۱۳۷۵	۷,۱۶۴	۰	۰	۰	۷,۱۶۴
۱۳۷۶	۳۹,۷۰۶	۰	۰	۰	۳۹,۷۰۶
۱۳۷۷	۳۲,۶۹۲	۰	۰	۰	۳۲,۶۹۲
۱۳۷۸	۸۲,۹۸۰	۰	۰	۰	۸۲,۹۸۰
۱۳۷۹	۱۲۷,۹۹۵	۰	۰	۰	۱۲۷,۹۹۵
۱۳۸۰	۲۵۳,۵۴۱	۵۰,۰۰۰	۰	۰	۳۰۳,۵۴۱
۱۳۸۱	۴۲۹,۵۵۶	۴۷,۰۰۰	۰	۰	۴۷۶,۵۵۶
۱۳۸۲	۴۴۷,۲۱۲	۱۰۰,۰۰۰	۰	۲,۸۱۴	۵۵۰,۰۲۶
۱۳۸۳	۳۲۳,۰۸۵	۳۶۰,۰۰۰	۰	۶۲,۰۷۷	۷۴۵,۱۶۲
۱۳۸۴	۷۰۱,۸۹۸	۳۸۴,۰۰۰	۰	۴۰,۵۶۰	۱,۱۲۶,۴۵۷
۱۳۸۵	۸۰۴,۲۶۷	۳۰۰,۰۰۰	۰	۱۹,۲۳۱	۱,۱۲۳,۴۹۸
۱۳۸۶	۸۶۵,۵۷۱	۰	۰	۴,۹۷۸	۸۷۰,۵۴۹
۱۳۸۷	۱,۱۷۰,۳۳۷	۲,۰۰۰,۰۰۰	۳۶,۰۰۰	۴,۷۰۴	۳,۲۱۱,۰۴۱
۱۳۸۸	۸۸۲,۸۵۶	۲,۴۹۹,۸۵۸	۰	۱,۸۹۵	۳,۳۸۴,۶۱۰
۱۳۸۹	۱,۴۶۰,۲۰۰	۳,۰۰۰,۰۰۰	۴۳۵,۲۵۳	۰	۴,۸۹۵,۴۵۳
۱۳۹۰	۵,۱۳۰,۶۷۶	۱,۶۹۲,۶۷۰	۱۲,۵۰۰	۱۴۹	۶,۸۳۵,۹۹۵
جمع	۱۲,۷۶۵,۸۷۰	۱۰,۴۳۳,۵۲۸	۴۸۳,۷۵۳	۱۳۶,۴۰۷	۲۳,۸۱۹,۵۵۷

جدول پ.۴-۷- هزینه های سرمایه گذاری انجام شده طرح نیروگاه کارون ۳ تا انتهای سال ۱۳۹۰

واحد: میلیون ریال

سال	منابع دولتی	انتشار اوراق مشارکت	دریافت وام از بانک های داخلی	گشایش اعتبارات اسنادی	جمع کل
۱۳۶۹	۳,۵۶۲	.	.	.	۳,۵۶۲
۱۳۷۰	۴,۹۷۴	.	.	.	۴,۹۷۴
۱۳۷۱	۱۰,۱۲۸	.	.	.	۱۰,۱۲۸
۱۳۷۲	۹,۵۴۰	.	۳۰,۰۰۰	.	۳۹,۵۴۰
۱۳۷۳	۴۸,۲۴۱	.	۴۴,۰۰۰	.	۹۲,۲۴۱
۱۳۷۴	۷۳,۷۴۱	.	۶۹,۰۰۰	.	۱۴۲,۷۴۱
۱۳۷۵	۱۳۵,۰۳۲	.	۱۸۴,۰۰۰	.	۳۱۹,۰۳۲
۱۳۷۶	۷۱,۹۱۳	.	۱۸۳,۷۵۰	.	۲۵۵,۶۶۳
۱۳۷۷	۱۶۷,۹۷۰	.	۲۳۶,۲۵۰	۱۷,۰۰۵	۴۲۱,۲۲۵
۱۳۷۸	۱۵۷,۲۵۱	.	۲۳۹,۰۰۰	۷۵,۲۶۵	۴۷۱,۵۱۶
۱۳۷۹	۳۱۲,۰۳۸	.	۱۷۰,۰۰۰	۳۸,۶۸۰	۵۲۰,۷۱۸
۱۳۸۰	۲۳۲,۳۱۶	۲۷۰,۰۰۰	۱۵۵,۰۰۰	۵۷,۰۰۴	۷۱۴,۳۲۰
۱۳۸۱	۶۸۶,۱۳۲	۲۹۳,۰۰۰	۱۷۶,۰۰۰	۱۸,۲۰۳	۱,۱۷۳,۳۳۵
۱۳۸۲	۸۹۷,۱۳۳	۲۴۰,۰۰۰	۱۷۴,۰۰۰	۱,۰۰۹	۱,۳۱۲,۱۴۲
۱۳۸۳	۵۲۵,۲۸۱	۲۷۰,۰۰۰	.	.	۷۹۵,۲۸۱
۱۳۸۴	۳۹۶,۴۲۱	۱۰۰,۰۰۰	۱۷۰,۰۰۰	۵,۱۰۶	۶۷۱,۵۲۶
۱۳۸۵	۳۴۷,۲۱۲	۱۰۰,۰۰۰	.	.	۴۴۷,۲۱۲
۱۳۸۶	۱۳۱,۸۳۶	.	.	۲۰۷	۱۳۲,۰۴۴
۱۳۸۷	۲۲۹,۲۴۱	.	.	۵,۸۵۲	۲۳۵,۰۹۲
۱۳۸۸	۲۱۵,۲۴۰	.	.	.	۲۱۵,۲۴۰
۱۳۸۹	۱۱۲,۳۵۱	.	.	.	۱۱۲,۳۵۱
۱۳۹۰	۷۷,۲۸۳	.	.	.	۷۷,۲۸۳
جمع	۴,۸۴۴,۸۳۶	۱,۲۷۳,۰۰۰	۱,۸۳۱,۰۰۰	۲۱۸,۳۳۱	۸,۱۶۷,۱۶۷

جدول پ.۴-۸- هزینه های سرمایه گذاری انجام شده طرح نیروگاه کارون ۴ تا انتهای سال ۱۳۹۰

واحد: میلیون ریال

سال	منابع دولتی	انتشار اوراق مشارکت	گشایش اعتبارات اسنادی	جمع کل
۱۳۷۲	۱,۳۳۶	.	.	۱,۳۳۶
۱۳۷۳	۱,۲۹۹	.	.	۱,۲۹۹
۱۳۷۴	۱,۸۵۲	.	.	۱,۸۵۲
۱۳۷۵	۴,۴۳۳	.	.	۴,۴۳۳
۱۳۷۶	۲۳,۹۳۴	.	.	۲۳,۹۳۴
۱۳۷۷	۲۲,۵۳۵	.	.	۲۲,۵۳۵
۱۳۷۸	۴۹,۵۰۰	.	.	۴۹,۵۰۰
۱۳۷۹	۷۲,۷۲۰	.	.	۷۲,۷۲۰
۱۳۸۰	۲۲۰,۲۵۱	.	.	۲۲۰,۲۵۱

ادامه جدول پ.۴-۸- هزینه‌های سرمایه‌گذاری انجام شده طرح نیروگاه کارون ۴ تا انتهای سال ۱۳۹۰

واحد: میلیون ریال

سال	منابع دولتی	انتشار اوراق مشارکت	کشایش اعتبارات اسنادی	جمع کل
۱۳۸۱	۳۱۳,۸۰۴	۱۰,۰۰۰	۰	۳۲۳,۸۰۴
۱۳۸۲	۳۲۱,۲۵۶	۶۰,۰۰۰	۱,۹۰۵	۳۸۳,۱۶۱
۱۳۸۳	۲۱۷,۲۲۵	۳۰۰,۰۰۰	۳,۴۲۷	۵۲۰,۶۵۲
۱۳۸۴	۷۵۳,۲۶۱	۲۶۷,۰۰۰	۳۱,۵۷۳	۱,۰۵۱,۸۳۳
۱۳۸۵	۵۱۶,۱۵۰	۲۰۰,۰۰۰	۱۷,۰۱۴	۷۱۳,۱۶۴
۱۳۸۶	۵۳۱,۲۶۱	۳۵۲,۷۹۴	۶,۹۹۰	۸۹۱,۰۴۵
۱۳۸۷	۸۳۳,۶۵۳	۱,۰۰۰,۰۰۰	۸,۵۱۵	۱,۸۴۲,۱۶۸
۱۳۸۸	۵۵۲,۴۹۵	۱,۵۰۰,۰۰۰	۵,۹۷۶	۲,۰۵۸,۴۷۰
۱۳۸۹	۷۲۴,۲۳۷	۵۰۰,۰۰۰	۹۷۳	۱,۲۲۵,۲۱۰
۱۳۹۰	۶۱۴,۷۴۱	۰	۱۳۹	۶۱۴,۸۸۰
جمع	۵,۷۷۵,۹۴۴	۴,۱۸۹,۷۹۴	۷۶,۵۱۱	۱۰,۰۴۲,۲۴۹

جدول پ.۴-۹- هزینه‌های سرمایه‌گذاری انجام شده طرح نیروگاه سیمره تا انتهای سال ۱۳۹۰

واحد: میلیون ریال

سال	منابع دولتی	انتشار اوراق مشارکت	دریافت وام از بانک‌های داخلی	وام صندوق ذخیره ارزی	جمع کل
۱۳۷۳	۱,۶۵۳	۰	۰	۰	۱,۶۵۳
۱۳۷۴	۲,۰۸۲	۰	۰	۰	۲,۰۸۲
۱۳۷۵	۷,۱۳۰	۰	۰	۰	۷,۱۳۰
۱۳۷۶	۱۷,۷۹۹	۰	۰	۰	۱۷,۷۹۹
۱۳۷۷	۳,۲۷۱	۰	۰	۰	۳,۲۷۱
۱۳۷۸	۲۵,۴۸۹	۰	۰	۰	۲۵,۴۸۹
۱۳۷۹	۲۹,۴۹۰	۰	۰	۰	۲۹,۴۹۰
۱۳۸۰	۳۹,۲۰۰	۰	۰	۰	۳۹,۲۰۰
۱۳۸۱	۳۰۲,۱۹۱	۰	۰	۰	۳۰۲,۱۹۱
۱۳۸۲	۱۳۵,۴۵۲	۰	۰	۰	۱۳۵,۴۵۲
۱۳۸۳	۱۱۴,۴۹۴	۰	۰	۰	۱۱۴,۴۹۴
۱۳۸۴	۴۵۱,۷۰۹	۰	۰	۰	۴۵۱,۷۰۹
۱۳۸۵	۴۸۴,۵۱۵	۰	۰	۰	۴۸۴,۵۱۵
۱۳۸۶	۳۲۴,۸۲۲	۲۶۴,۵۹۵	۰	۳۰,۵۴۲	۶۱۹,۹۶۰
۱۳۸۷	۵۰۹,۷۵۰	۱,۰۰۰,۰۰۰	۲۵,۰۰۰	۱۴۸,۱۳۰	۱,۶۸۲,۸۸۰
۱۳۸۸	۳۲۰,۶۰۰	۴۰۰,۰۰۰	۰	۱۸,۲۶۸	۷۳۸,۸۶۸
۱۳۸۹	۴۰۰,۳۲۳	۸۰۰,۰۰۰	۱۱۱,۳۳۵	۱۶۴,۹۴۹	۱,۴۷۶,۶۰۸
۱۳۹۰	۵۶۵,۲۹۹	۵۰۰,۰۰۰	۹۰,۰۰۰	۱۰۳,۲۰۶	۱,۲۵۸,۵۰۶
جمع	۳,۷۳۵,۲۷۱	۲,۹۶۴,۵۹۵	۲۲۶,۳۳۵	۴۶۵,۰۹۶	۷,۳۹۱,۲۹۸

جهت برآورد باقی‌مانده هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای آن دسته از نیروگاه‌هایی که تا انتهای سال ۱۳۹۰ اجرای آن به اتمام نرسیده است، از ارقام مصوب سال ۱۳۹۱ و پیش‌بینی سال ۱۳۹۲ موافقت‌نامه اعتبارات تملک دارایی‌های سرمایه‌ای به شرح جدول شماره (پ.۴-۱۰) استفاده شده است.

جدول پ.۴-۱۰- هزینه‌های سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های مورد مطالعه بر اساس ارقام مصوب ۱۳۹۱ و پیش‌بینی ۱۳۹۲

واحد: میلیون ریال

سال	نیروگاه برقایی مسجد سلیمان	نیروگاه برقایی گتوند علیا	نیروگاه برقایی کارون ۴	نیروگاه برقایی سیمره
۱۳۹۱	۷۳۷,۶۰۷	۳,۶۶۳,۳۵۳	۱,۸۰۳,۷۱۶	۶,۰۴۳,۰۸۵
۱۳۹۲	.	.	.	۴,۵۸۲,۷۲۹
جمع	۷۳۷,۶۰۷	۳,۶۶۳,۳۵۳	۱,۸۰۳,۷۱۶	۱۰,۶۲۵,۸۱۴

لازم به ذکر است با توجه به این مبلغ درج شده در موافقت‌نامه طرح نیروگاه گتوند علیا برای اجرای پروژه توسعه نیروگاه به میزان ۱۰۰۰ مگاوات بسیار کم‌تر از مبلغ پیش‌بینی شده بر اساس برآورد قیمت EPC شرکت فراب و برآوردهای شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران به میزان ۴۵۰ میلیارد ریال هزینه ساختمان نیروگاه و ۲۶۰ میلیون یورو هزینه تجهیزات نیروگاه بر اساس قیمت‌های سال ۱۳۹۰ می‌باشد، از این‌رو هزینه توسعه نیروگاه گتوند علیا به صورت جداگانه بر اساس قیمت EPC شرکت فراب و برآوردهای شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران و با در نظر گرفتن تعدیلات قیمتی به صورت جدول شماره (پ.۴-۱۱) برآورد شده است.

جدول پ.۴-۱۱- هزینه سرمایه‌گذاری توسعه ظرفیت نیروگاه گتوند علیا (۱۰۰۰ مگاوات)

واحد: میلیون ریال

سال	ساختمان نیروگاه	تجهیزات نیروگاه	جمع هزینه‌ها
۱۳۹۲	۱۲۹,۶۰۰	۱,۸۰۴,۷۳۹	۱,۹۳۴,۳۳۹
۱۳۹۳	۲۳۳,۲۸۰	۲,۸۹۶,۶۰۶	۳,۱۲۹,۸۸۶
۱۳۹۴	۲۷۹,۹۳۶	۳,۰۹۹,۳۶۹	۳,۳۷۹,۳۰۵
۱۳۹۵	۲۲۳,۹۴۹	۲,۲۱۰,۸۸۳	۲,۴۳۴,۸۳۲
جمع هزینه‌ها	۸۶۶,۷۶۵	۱۰,۰۱۱,۵۹۷	۱۰,۸۷۸,۳۶۲

پ.۴-۱-۲-۲- هزینه‌های دوره بهره‌برداری

در این مطالعه با توجه به نحوه محاسبه و ماهیت نیروگاه، هزینه‌های دوره بهره‌برداری در سه بخش به شرح ذیل بررسی شده است:

- الف- هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری
- ب- هزینه‌های تعمیرات اساسی دوره‌ای
- ج- هزینه‌های جایگزینی و ارزش باقی‌مانده

الف- هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری

این هزینه‌ها به طور سالانه انجام می‌شوند و با توجه به ماهیت نیروگاه‌های برقی به طور کلی شامل موارد ذیل می‌باشند:

۱- هزینه‌های نیروی انسانی

۲- هزینه‌های نگهداری و تعمیرات

۳- هزینه‌های حمل و نقل

۴- و هزینه‌های بالاسری

با توجه به این‌که اطلاعات هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری نیروگاه‌های مورد بررسی به تفکیک فوق در دسترس نبوده است، از این رو برای برآورد این هزینه‌ها از ضرایب استاندارد^۱ مربوط استفاده شده است. برای استفاده از این ضرایب جهت محاسبه هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری، لازم است تا هزینه‌های سرمایه‌گذاری طرح به تفکیک اجزا به قیمت‌های ثابت سال پایه محاسبه شوند. به این منظور برای تفکیک هزینه‌های سرمایه‌گذاری انجام شده میان اجزای طرح از نسبت مقادیر هزینه‌های انجام شده در موافقت‌نامه‌های تملک دارایی‌های سرمایه‌ای هر طرح که در آن هزینه‌ها به تفکیک پروژه موجود می‌باشد، استفاده شده است. کلیه هزینه‌های ارائه شده در جداول (پ.۴-۵) تا (پ.۴-۱۱) به قیمت جاری می‌باشد. به منظور تبدیل این هزینه‌ها به قیمت‌های ثابت سال پایه مورد نظر از میانگین وزنی شاخص‌های رشته‌ای^۲ مرتبط با هر یک از طرح‌ها استفاده شده است. با توجه به این‌که آخرین شاخص‌های منتشر شده مربوط به سه‌ماهه دوم سال ۱۳۹۱ می‌باشد، به منظور پیش‌بینی شاخص‌های سال پایه مورد نظر از فرمول به‌کار رفته در دستورالعمل تعیین دامنه قیمت‌ها^۳ استفاده شده است. جدول شماره (پ.۴-۱۲) تا (پ.۴-۱۶) نحوه محاسبه هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری طرح‌های مورد ارزیابی را نشان می‌دهد:

جدول پ.۴-۱۲- هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری طرح نیروگاه مسجدسلیمان به قیمت‌های ثابت سال ۱۳۹۲

واحد: میلیون ریال

عنوان پروژه	خدمات مهندسی	کارهای جانبی	ساختمان سد و نیروگاه	سازه‌های هیدرولیکی	تجهیزات مکانیکی نیروگاه	تجهیزات الکتریکی نیروگاه	جمع کل هزینه‌ها
مبلغ هزینه به قیمت‌های ثابت سال پایه	۲,۰۴۴,۳۹۱	۵,۱۸۰,۹۸۹	۱۴,۲۴۳,۷۴۰	۱,۵۳۰,۸۳۸	۶,۵۷۲,۲۲۹	۷,۷۰۸,۷۹۱	۳۷,۲۸۰,۹۷۷
ضریب استاندارد هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری	٪۰/۰	٪۱/۰	٪۰/۶	٪۱/۰	٪۱/۰	٪۱/۰	---
هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری	۰	۵۱,۸۱۰	۸۵,۴۶۲	۱۵,۳۰۸	۶۵,۷۲۲	۷۷,۰۸۸	۲۹۵,۳۹۱

۱- نشریه ۲۵۸ معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی ریس‌جمهور

۲- شاخص‌های قیمتی کارهای مختلف پیمانکاری مانده شاخص سدسازی، سیویل، ابنیه، تجهیزات مکانیکال و برق که توسط معاونت برنامه‌ریزی و مطالعات راهبردی محاسبه و به صورت سه ماهه (فصلی) منتشر می‌گردد.

۳- دستورالعمل تعیین دامنه قیمت‌های متناسب پیشنهادی در مناقصات یک مرحله‌ای و دو مرحله‌ای- معاونت برنامه‌ریزی و مطالعات راهبردی

جدول پ.۴-۱۳- هزینه های بهره برداری و نگهداری طرح نیروگاه گتوند علیا به قیمت های ثابت سال ۱۳۹۲

واحد: میلیون ریال

شرح هزینه	خدمات مهندسی	کارهای جانبی	ساختمان سد و نیروگاه	تجهیزات برقی و مکانیکی	خسارت مخزن	انتقال آب شور	توسعه نیروگاه (ساختمان)	توسعه نیروگاه (تجهیزات)	جمع کل هزینه ها
مبلغ هزینه به قیمت های ثابت سال پایه	۲,۸۴۸,۴۴۵	۷۳۱,۳۶۲	۴۴,۴۰۳,۵۲۷	۴,۴۴۸,۶۷۸	۴,۵۶۶,۰۳۶	۲,۸۸۶,۵۵۵	۶۶۷,۱۴۶	۹,۰۲۳,۶۹۵	۶۹,۵۷۵,۴۴۴
ضریب استاندارد هزینه های بهره برداری و نگهداری	%۰/۰	%۱/۰	%۰/۶	%۱/۰	%۰/۰	%۱/۵	%۰/۶	%۱/۰	---
هزینه های بهره برداری و نگهداری	۰	۷,۳۱۴	۲۶۶,۴۲۱	۴۴,۴۸۷	۰	۴۳,۲۹۸	۴,۰۰۳	۹۰,۲۳۷	۴۵۵,۷۶۰

جدول پ.۴-۱۴- هزینه های بهره برداری و نگهداری طرح نیروگاه کارون ۳ به قیمت های ثابت سال ۱۳۹۲

واحد: میلیون ریال

شرح هزینه	خدمات مهندسی	کارهای جانبی	ساختمان سد و نیروگاه	تجهیزات برقی و مکانیکی	جمع کل هزینه ها
مبلغ هزینه به قیمت های ثابت سال پایه	۶,۶۶۵,۸۸۳	۴,۶۳۵,۳۸۴	۱۸,۷۲۴,۳۸۴	۱۶,۸۳۰,۷۶۷	۴۶,۸۵۶,۴۱۸
ضریب استاندارد هزینه های بهره برداری و نگهداری	%۰/۰	%۱/۰	%۰/۶	%۱/۰	---
هزینه های بهره برداری و نگهداری	۰	۴۶,۳۵۴	۱۱۲,۳۴۶	۱۶۸,۳۰۸	۳۲۷,۰۰۸

جدول پ.۴-۱۵- هزینه های بهره برداری و نگهداری طرح نیروگاه کارون ۴ به قیمت های ثابت سال ۱۳۹۲

واحد: میلیون ریال

شرح هزینه	خدمات مهندسی	کارهای جانبی	ساختمان سد و نیروگاه	تجهیزات برقی و مکانیکی	جمع کل هزینه ها
مبلغ هزینه به قیمت های ثابت سال پایه	۲,۸۸۴,۵۴۹	۳,۲۴۱,۶۷۶	۱۹,۷۸۱,۲۵۴	۴,۸۲۴,۴۸۴	۳۰,۷۳۱,۹۶۱
ضریب استاندارد هزینه های بهره برداری و نگهداری	%۰/۰	%۱/۰	%۰/۶	%۱/۰	---
هزینه های بهره برداری و نگهداری	۰	۳۲,۴۱۷	۱۱۸,۶۸۸	۴۸,۲۴۵	۱۹۹,۳۴۹

جدول پ.۴-۱۶- هزینه های بهره برداری و نگهداری طرح نیروگاه سیمره به قیمت های ثابت سال ۱۳۹۲

واحد: میلیون ریال

شرح هزینه	خدمات مهندسی	کارهای جانبی	ساختمان سد و نیروگاه	تجهیزات برقی و مکانیکی	جمع کل هزینه ها
مبلغ هزینه به قیمت های ثابت سال پایه	۱,۵۸۷,۹۷۳	۲,۲۹۲,۴۴۶	۱۵,۲۸۴,۷۴۳	۱۱,۳۶۷,۳۵۹	۳۰,۵۳۲,۵۲۰
ضریب استاندارد هزینه های بهره برداری و نگهداری	%۰/۰	%۱/۰	%۰/۶	%۱/۰	---
هزینه های بهره برداری و نگهداری	۰	۲۲,۹۲۴	۹۱,۷۰۸	۱۱۳,۶۷۴	۲۲۸,۳۰۷

ب- هزینه‌های تعمیرات اساسی دوره‌ای

تعمیرات اساسی دوره‌ای مربوط به برخی از تجهیزات نیروگاه برقایی مانند توربین و ژنراتور می‌شود که بر اساس استانداردهای مربوط به نگهداری، به‌طور منظم در دوره‌های بین ۷ تا ۱۰ باید صورت گیرد. هزینه‌های تعمیرات اساسی به صورت درصدی از هزینه سرمایه‌گذاری تجهیزات نیروگاهی تعیین می‌گردد. در این بررسی هزینه‌های تعمیرات اساسی دوره‌ای به میزان ۵ درصد هزینه تجهیزات برقی و مکانیکی طرح در دوره‌های زمانی ۱۰ ساله منظور شده است. نتایج محاسبه هزینه‌های تعمیرات اساسی به قیمت ثابت سال پایه به تفکیک نیروگاه‌ها به شرح جدول شماره (پ.۴-۱۷) می‌باشد.

جدول پ.۴-۱۷- هزینه‌های تعمیرات دوره‌ای اساسی طرح‌های مورد مطالعه به قیمت‌های ثابت سال ۱۳۹۲

واحد: میلیون ریال

عنوان نیروگاه	هزینه‌های تجهیزات به قیمت سال پایه	ضریب هزینه‌های تعمیرات دوره‌ای اساسی	هزینه‌های تعمیرات دوره‌ای اساسی
نیروگاه برقایی مسجد سلیمان	۱۴,۲۸۱,۰۱۹	۰/۰۵	۷۱۴,۰۵۱
نیروگاه برقایی گتوند علیا	۶,۷۱۳,۹۶۶	۰/۰۵	۳۳۵,۶۹۸
نیروگاه برقایی کارون ۳	۱۶,۸۳۰,۷۶۷	۰/۰۵	۸۴۱,۵۳۸
نیروگاه برقایی کارون ۴	۴,۸۲۴,۴۸۴	۰/۰۵	۲۴۱,۲۲۴
نیروگاه برقایی سیمره	۱۱,۳۶۷,۳۵۹	۰/۰۵	۵۶۸,۳۶۸

با توجه به این که این هزینه‌ها در سال‌های آینده اتفاق می‌افتد، برای برآورد مبلغ هزینه‌ها در گردش نقدی به قیمت جاری از میانگین وزنی متوسط نرخ رشد شاخص‌های رشته تجهیزات مکانیکی و برقی طی ۱۰ سال اخیر استفاده شده است که جدول شماره (پ.۴-۱۸) نحوه محاسبه آن را نشان می‌دهد.

جدول پ.۴-۱۸- متوسط سالانه ضریب رشد هزینه‌های تعمیرات دوره‌ای اساسی نیروگاه‌های مورد مطالعه

شرح	تجهیزات الکتریکی نیروگاه	تجهیزات مکانیکال نیروگاه	جمع تجهیزات نیروگاه
درصد از کل هزینه‌های تجهیزات نیروگاه	٪۵۵	٪۴۵	٪۱۰۰
متوسط سالانه نرخ رشد شاخص مربوط	۱/۱۷۰	۱/۱۵۹	۱/۱۶۵

ج- هزینه‌های جایگزینی و ارزش باقی‌مانده

- هزینه‌های جایگزینی

تجهیزات مکانیکی و برقی نیروگاه‌های آبی طول عمر مفید کوتاه‌تری نسبت به عمر مفید ساختمان نیروگاه و سد مخزنی^۱ دارند. از این رو این اجزا باید بعد از اتمام عمر مفید جایگزین گردند. جدول شماره (پ.۴-۱۹) اطلاعات مربوط به هزینه‌های جایگزینی را برای نیروگاه‌های مورد ارزیابی ارائه می‌کند.

۱- بر اساس ماده ۱۵۱ قانون مالیات‌های مستقیم عمر مفید تجهیزات الکتریکی و مکانیکی نیروگاه‌های آبی ۳۵ سال و سدهای برقایی ۷۵ سال منظور می‌شود.

جدول پ.۴-۱۹- هزینه‌های جایگزینی نیروگاه‌های مورد مطالعه به قیمت‌های سال ۹۲

واحد: میلیون ریال

عنوان نیروگاه	هزینه جایگزینی	دوره جایگزینی
نیروگاه برقایی مسجد سلیمان	۱۴,۲۸۱,۰۱۹	۳۵
نیروگاه برقایی گتوند علیا	۱۴,۱۳۹,۵۲۰	۳۵
نیروگاه برقایی کارون ۳	۱۶,۸۳۰,۷۶۷	۳۵
نیروگاه برقایی کارون ۴	۴,۸۲۴,۴۸۴	۳۵
نیروگاه برقایی سیمره	۱۱,۳۶۷,۳۵۹	۳۵

با توجه به این که هزینه‌های جایگزینی مربوط به تجهیزات نیروگاه به قیمت ثابت سال پایه می‌باشد، جهت محاسبه هزینه‌های جایگزینی به قیمت جاری مشابه هزینه‌های تعمیرات اساسی دوره‌ای عمل شده است.

- ارزش باقی‌مانده

پس از اتمام دوره بررسی بخشی از دارایی‌های طرح دارای ارزش دفتری باقی‌مانده هستند که باید به عنوان برگشت هزینه‌ها در محاسبه هزینه تمام شده منظور شوند. برای محاسبه ارزش باقی‌مانده دارایی‌های بر اساس ماده ۱۵۱ قانون مالیات‌های مستقیم و با کسر هزینه‌های استهلاک از ارزش دفتری دارایی‌ها در آغاز بهره‌برداری عمل شده است.

پ.۴-۲-۲- میزان تولید نیروگاه‌های برقایی

ظرفیت نصب و میزان تولید اسمی هر یک از نیروگاه‌ها که بر اساس مطالعات برنامه‌ریزی منابع آب برآورد شده در جدول شماره (پ.۴-۲۰) ارائه شده است.

جدول پ.۴-۲۰- ظرفیت نصب و میزان تولید اسمی نیروگاه‌های مورد مطالعه

عنوان نیروگاه	ظرفیت کامل نصب MW	میزان تولید اسمی GWH/Y	سال شروع تولید
نیروگاه برقایی مسجد سلیمان	۲,۰۰۰	۳,۶۰۶	۱,۳۸۲
نیروگاه برقایی گتوند علیا	۲,۰۰۰	۴,۵۰۰	۱,۳۹۲
نیروگاه برقایی کارون ۳	۲,۰۰۰	۳,۷۱۴	۱,۳۸۴
نیروگاه برقایی کارون ۴	۱,۰۰۰	۲,۱۰۷	۱,۳۹۰
نیروگاه برقایی سیمره	۴۸۰	۸۴۴	۱,۳۹۳

از بین نیروگاه‌های مورد مطالعه، مدت زیادی از بهره‌برداری دو نیروگاه مسجد سلیمان و کارون ۳ می‌گذرد و عملکرد تولیدشان طی سال‌های گذشته موجود می‌باشد. در حالی که نیروگاه‌های کارون ۴ و گتوند علیا به تازگی به بهره‌برداری رسیده که عملکردشان نامشخص می‌باشد و نیروگاه سیمره نیز هنوز به بهره‌برداری نرسیده است. جدول شماره (پ.۴-۲۱) عملکرد واقعی دو نیروگاه مسجد سلیمان و کارون ۳ را تا سال ۱۳۹۱ نشان می‌دهد.

جدول پ.۴-۲۱- عملکرد واقعی نیروگاه‌های مورد مطالعه بهره‌برداری شده

واحد: گیگاوات ساعت

سال	نیروگاه برقابی مسجد سلیمان	نیروگاه برقابی کارون ۳
۱۳۸۲	۲,۷۹۱	---
۱۳۸۳	۳,۱۳۶	---
۱۳۸۴	۳,۶۹۵	۲,۸۷۲
۱۳۸۵	۴,۳۹۲	۳,۹۴۱
۱۳۸۶	۴,۲۵۲	۳,۸۰۴
۱۳۸۷	۱,۴۸۷	۶۱۲
۱۳۸۸	۱,۷۲۸	۲,۰۳۱
۱۳۸۹	۲,۲۷۸	۱,۴۵۹
۱۳۹۰	۲,۷۰۴	۲,۶۴۴
۱۳۹۱	۲,۷۹۱	۲,۲۷۷
متوسط عملکرد تولید	۲,۹۲۵	۲,۴۵۵

نتایج جداول شماره (پ.۴-۲۰) و (پ.۴-۲۱) نشان می‌دهد که تفاوت معنی‌داری بین تولید اسمی و عملکرد واقعی وجود دارد که نتایج این مقایسه را می‌توان در جدول شماره (پ.۴-۲۲) مشاهده کرد:

جدول پ.۴-۲۲- مقایسه تولید اسمی و عملکرد واقعی نیروگاه‌های مورد مطالعه

واحد: گیگاوات ساعت

شرح	تولید اسمی	متوسط عملکرد واقعی	کاهش عملکرد	درصد کاهش عملکرد
نیروگاه برقابی مسجد سلیمان	۳,۶۰۶	۲,۹۲۵	۶۸۱	٪۱۹
نیروگاه برقابی کارون ۳	۳,۷۱۴	۲,۴۵۵	۱,۲۵۹	٪۳۴
متوسط کل	۳,۶۶۰	۲,۶۹۰	۹۷۰	٪۲۶

نتایج جدول شماره (پ.۴-۲۲) نشان می‌دهد که متوسط عملکرد نیروگاه‌های مسجد سلیمان و کارون ۳ طی سال‌های ۱۳۸۲ تا انتهای سال ۱۳۹۱ به ترتیب ۱۹ و ۳۴ درصد و متوسط عملکرد این دو نیروگاه ۲۶ درصد کمتر از ظرفیت پیش‌بینی شده بوده است. علت اصلی این کاهش بارندگی‌ها و بده رودخانه نسبت به پیش‌بینی‌های انجام شده در مطالعات برنامه‌ریزی منابع آب این نیروگاه‌ها می‌باشد. در بخش برآورد هزینه تمام شده تولید برق برآوردهای پایه با استفاده از تولید اسمی انجام شده و سپس با در نظر گرفتن نتایج جدول شماره (پ.۴-۲۲) نتایج برآوردهای پایه نسبت به تغییر میزان تولید مورد تحلیل حساسیت قرار می‌گیرد.

پ.۴-۲-۳- برآورد هزینه تمام شده

در این بخش ابتدا برای محاسبه هزینه تمام‌شده هر کیلووات ساعت برق تولید شده در نیروگاه‌های مورد مطالعه، پارامترهای فرمول هزینه یکنواخت تخمین زده می‌شود و سپس با استفاده از این پارامترها هزینه تمام‌شده محاسبه می‌گردد. در ادامه به منظور قابل مقایسه بودن نتایج محاسبه هزینه تمام‌شده نیروگاه‌ها با استفاده از شاخص‌های رشته‌ای

مربوط اثر تورم یکسان‌سازی می‌شود و در نهایت به منظور قیمت گذاری و مقایسه با قیمت‌های بازار هزینه تمام شده سالانه هر یک از نیروگاه‌ها محاسبه می‌گردد.

پ. ۴-۲-۳-۱- تخمین پارامترهای فرمول هزینه یکنواخت

برای محاسبه هزینه تمام شده یک کیلووات ساعت برق از روش هزینه یکنواخت تولید استفاده می‌شود. در قسمت‌های قبلی متغیرهای مورد نیاز برای فرمول فوق که شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های دوره بهره‌برداری، هزینه‌های جایگزینی و ارزش اسقاط دارایی‌های نیروگاه در پایان عمر دوره می‌شود، مورد بررسی و محاسبه قرار گرفت. علاوه بر موارد فوق برای محاسبه هزینه تمام شده لازم است تا مقدار پارامترهای i (نرخ تنزیل) و n (دوره بررسی) مشخص گردد.

الف- دوره بررسی: در این مطالعه برای محاسبه هزینه تمام شده، دوره بررسی معادل عمر مفید سازه اصلی طرح‌های برقایی که همان سد می‌باشد، تعیین شده است. طبق ماده ۱۵۱ قانون مالیات‌های مستقیم عمر مفید سدهای برقایی ۷۵ سال است. از این رو جهت محاسبه هزینه تمام شده عمر مفید نیروگاه‌ها ۷۵ سال لحاظ شده است.

ب- نرخ تنزیل: برای برآورد نرخ تنزیل از روش WACC استفاده شده است. در این روش با میانگین‌گیری وزنی از هزینه تامین مالی هر یک از منابع به کار رفته نرخ تنزیل محاسبه می‌شود. به طور کلی منابع مالی به کار رفته برای تامین مالی ۵ نیروگاه مورد مطالعه را می‌توان در دو بخش به شرح ذیل تقسیم‌بندی کرد:

ج- آورده دستگاه‌های اجرایی (منابع دولتی): این منابع شامل اعتبارات تخصیص داده شده به نیروگاه‌ها از محل بودجه سالانه و منابع داخلی شرکت‌های زیر مجموعه وزارت نیرو از قبیل توانیر، شرکت‌های آب منطقه‌ای و شرکت آب و نیرو می‌باشد. به طور معمول برای محاسبه نرخ سود (هزینه فرصت) منابع دولتی از متوسط نرخ سود اوراق مشارکت دولتی استفاده می‌شود.

د- وام‌های دریافتی: وام‌هایی که برای تامین مالی نیروگاه‌های مورد مطالعه استفاده شده است شامل موارد ذیل می‌شود.

- انتشار اوراق مشارکت دولتی: تامین مالی طرح‌های عمرانی کشور از محل انتشار اوراق مشارکت از سال ۱۳۷۳ آغاز شده است. اوراق مشارکت دولتی در مقاطع مختلف جهت تامین مالی اجرای نیروگاه‌های مورد مطالعه توسط شرکت‌های زیر مجموعه وزارت نیرو منتشر شده است. بازپرداخت این اوراق ۴ ساله و نرخ سود آن بین ۱۵.۵ تا ۲۰ درصد بسته به سال انتشار متغیر است. از آن جا که اطلاعات کاملی در خصوص شرایط اوراق منتشره مربوط به هر طرح وجود ندارد، به منظور محاسبه هزینه تامین مالی از محل انتشار اوراق مشارکت برای هر طرح به طور مجزا از میانگین وزنی نرخ سود اوراق مشارکت در سال‌های انتشار آن استفاده شده است. نرخ سود اوراق مشارکت طی سال‌های گذشته به شرح جدول جدول شماره (پ. ۴-۲۳) می‌باشد.

جدول پ.۴-۲۳- نرخ سود اوراق مشارکت از ابتدای انتشار آن تا به امروز

سال انتشار	نرخ سود سالانه	سال انتشار	نرخ سود سالانه
۱۳۷۳	٪۲۰/۰	۱۳۸۳	٪۱۷/۰
۱۳۷۴	٪۲۰/۰	۱۳۸۴	٪۱۷/۰
۱۳۷۵	٪۲۰/۰	۱۳۸۵	٪۱۵/۵
۱۳۷۶	٪۲۰/۰	۱۳۸۶	٪۱۵/۵
۱۳۷۷	٪۲۰/۰	۱۳۸۷	٪۱۸/۰
۱۳۷۸	٪۱۹/۰	۱۳۸۸	٪۱۶/۰
۱۳۷۹	٪۱۹/۰	۱۳۸۹	٪۱۷/۰
۱۳۸۰	٪۱۷/۰	۱۳۹۰	٪۱۸/۰
۱۳۸۱	٪۱۷/۰	۱۳۹۱	٪۲۰/۰
۱۳۸۲	٪۱۷/۰	۱۳۹۲	٪۲۰/۰

- وام بانکهای داخلی: منابع مالی تامین شده از محل وامهای بانکی شامل وامهای بلندمدت از بانک صادرات برای تامین مالی نیروگاههای کارون ۳ و مسجد سلیمان و وامهای یک ساله از بانکهای صادرات، تجارت، سپه، پاسارگاد، اقتصاد نوین و بانک کارافرین برای نیروگاههای مسجد سلیمان، گتوند علیا و سیمره با نرخ سود معادل نرخ سود اوراق مشارکت می باشد.
 - گشایش اعتبارات اسنادی فاینانس: شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران به منظور تامین مالی نیروگاههای مورد مطالعه در مقاطعی اقدام به گشایش اعتبارات اسنادی فاینانس یک ساله توسط بانک مرکزی با نرخ سود ۱۶ درصد نموده است.
 - وام صندوق توسعه ملی: برای تامین مالی طرح نیروگاه سیمره از وام ارزی صندوق توسعه ملی استفاده شده است. با در نظر گرفته ۵ درصد نرخ سود وام صندوق توسعه ملی و متوسط ۵ درصد نرخ رشد سالانه ارز، هزینه تامین مالی از محل وام صندوق توسعه ملی معادل ۱۰ درصد در محاسبات منظور شده است.
 - وام JBIC (خط اعتباری کشور ژاپن): برای تامین مالی طرح نیروگاه مسجد سلیمان از وام JBIC خط اعتباری کشور ژاپن استفاده شده است. با در نظر گرفته ۳ درصد نرخ سود وام JBIC و متوسط ۵ درصد نرخ رشد سالانه ارز، هزینه تامین مالی از محل وام JBIC ۸ درصد در محاسبات منظور شده است.
- با توجه به مطالب ارائه شده نتایج برآورد نرخ تنزیل هر یک از نیروگاه مورد مطالعه با استفاده از روش WACC به شرح جدول شماره (پ.۴-۲۴) می باشد.

جدول پ.۴-۲۴- نتایج محاسبه نرخ تنزیل برای نیروگاه‌های مورد مطالعه با استفاده از روش WACC

عنوان نیروگاه	شرح	منابع دولتی	انتشار اوراق مشارکت	دریافت وام از بانک‌های داخلی	کشایش اعتبارات اسنادی	وام JBIC	وام صندوق ذخیره ارزی	نرخ تنزیل
نیروگاه برقایی مسجد سلیمان	متوسط وزنی هزینه تامین مالی	٪۱۷/۹	٪۱۷/۰	٪۱۸/۳	٪۱۶/۰	٪۸/۰	٪۱۰/۰	٪۱۶/۳
	درصد تامین مالی	٪۴۷/۴	٪۱۵/۸	٪۱۷/۴	٪۵/۴	٪۱۴/۱	٪۰/۰	
نیروگاه برقایی گتوند علیا	متوسط وزنی هزینه تامین مالی	٪۱۷/۶	٪۱۷/۱	٪۱۷/۱	٪۱۶/۰	٪۸/۰	٪۱۰/۰	۱۷/۳
	درصد تامین مالی	٪۵۳/۶	٪۴۳/۸	٪۲/۰	٪۰/۶	٪۰/۰	٪۰/۰	
نیروگاه برقایی کارون ۳	متوسط وزنی هزینه تامین مالی	٪۱۷/۶	٪۱۶/۹	٪۱۸/۷	٪۱۶/۰	٪۸/۰	٪۱۰/۰	٪۱۷/۷
	درصد تامین مالی	٪۵۹/۳	٪۱۵/۶	٪۲۲/۴	٪۲/۷	٪۰/۰	٪۰/۰	
نیروگاه برقایی کارون ۴	متوسط وزنی هزینه تامین مالی	٪۱۷/۳	٪۱۶/۷	٪۰/۰	٪۱۶/۰	٪۸/۰	٪۱۰/۰	٪۱۷/۰
	درصد تامین مالی	٪۵۷/۵	٪۴۱/۷	٪۰/۰	٪۸/۰	٪۰/۰	٪۰/۰	
نیروگاه برقایی سیمره	متوسط وزنی هزینه تامین مالی	٪۱۸/۸	٪۱۷/۲	٪۱۷/۲	٪۱۶/۰	٪۸/۰	٪۱۰/۰	٪۱۷/۶
	درصد تامین مالی	٪۵۰/۵	٪۴۰/۱	٪۳/۱	٪۰/۰	٪۰/۰	٪۶/۳	

پ.۴-۲-۳-۲- محاسبه هزینه تمام شده به روش LCOE

نتایج محاسبه هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق تولیدی در ۵ نیروگاه برقایی مورد مطالعه به تفکیک اجزای هزینه به روش LCOE به شرح جدول ذیل می باشد.

جدول پ.۴-۲۵- هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق تولیدی در نیروگاه‌های برقایی مورد مطالعه به روش LCOE

واحد: ریال

اجزای هزینه تمام شده	شرح	هزینه‌های سرمایه‌گذاری	هزینه جایگزینی / ارزش باقی مانده	هزینه‌های تعمیرات اساسی	هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری	هزینه تمام شده
نیروگاه برقایی مسجد سلیمان	مقدار	۳۳۵	۲۰۶	۴۵	۱۹۰	۷۷۵
	درصد	٪۴۳/۲	٪۲۶/۶	٪۵/۸	٪۲۴/۵	٪۱۰۰/۰
نیروگاه برقایی گتوند علیا	مقدار	۲,۲۸۵	۵۵۵	۱۲۸	۸۹۷	۳,۸۶۵
	درصد	٪۵۹/۱	٪۱۴/۴	٪۳/۳	٪۲۳/۲	٪۱۰۰/۰
نیروگاه برقایی کارون ۳	مقدار	۶۲۱	۲۰۲	۴۸	۱۹۹	۱,۰۷۰
	درصد	٪۵۸/۰	٪۱۸/۹	٪۴/۵	٪۱۸/۶	٪۱۰۰/۰
نیروگاه برقایی کارون ۴	مقدار	۱,۵۱۴	۳۱۵	۷۱	۶۲۱	۲,۵۲۲
	درصد	٪۶۰/۰	٪۱۲/۵	٪۲/۸	٪۲۴/۶	٪۱۰۰/۰
نیروگاه برقایی سیمره	مقدار	۶,۲۴۸	۲,۴۶۲	۵۷۹	۲,۵۱۹	۱۱,۸۰۸
	درصد	٪۵۲/۹	٪۲۰/۸	٪۴/۹	٪۲۱/۳	٪۱۰۰/۰

به دلیل وجود تورم شدید هزینه‌های نیروگاه طی چند دهه اخیر، اختلاف بسیار زیادی بین هزینه تمام شده نیروگاه‌های مسجد سلیمان و کارون ۳ با سایر نیروگاه‌ها وجود دارد که امکان مقایسه آن‌ها را بر اساس جدول شماره (پ.۴-۲۵) غیرممکن می کند.

به طور کلی با توجه به شرایط کشور و ماهیت نیروگاه‌های برقی اختلاف بین هزینه تمام‌شده هر کیلووات ساعت برق تولیدی بین نیروگاه‌های مورد مطالعه تحت تاثیر دو عامل می‌باشد:

- ویژگی‌های نیروگاه: یکی از عواملی که باعث ایجاد اختلاف بین هزینه تمام شده در نیروگاه‌های مورد مطالعه می‌شود ویژگی‌های نیروگاه می‌باشد که در ذیل به چند مورد از این ویژگی‌های مهم اشاره می‌شود:
 - میزان تولید که تحت تاثیر شرایط آبدهی رودخانه، هد آب پشت سد و مشخصات فنی نیروگاه می‌باشد.
 - هزینه‌های اجرای نیروگاه که تحت تاثیر ابعاد سد و نیروگاه، شرایط جغرافیایی و ساختگاه سد می‌باشد.
 - مدت زمان اجرای نیروگاه که تحت تاثیر ابعاد سد و نیروگاه، شرایط جغرافیایی و نحوه تامین مالی می‌باشد.
 - هزینه‌های تامین مالی

- اثر تورم: اقتصاد کشور ایران چندین دهه است که دچار تورم می‌باشد که این خود باعث می‌شود تا هزینه‌های اجرای نیروگاه‌های برقی سال به سال افزایش شدید و چشم گیری داشته باشد به طوری که متوسط نرخ رشد هزینه کارهای پیمانکاری طی ۳۰ سال گذشته سالانه در حدود ۱۶ درصد بوده است. از این رو در کشور ایران هزینه تمام شده یک نیروگاه به شدت وابسته به زمان اجرا و بهره‌برداری آن دارد.

به منظور مقایسه بهتر نیروگاه‌های برقی مورد مطالعه باید اثر تورم هزینه‌ها را یکسان‌سازی کرد. به این منظور سال ۱۳۹۲ به عنوان سال مبنای مشترک فرض شده که با استفاده از متوسط نرخ رشد سالانه هزینه‌های هر طرح در دوره اجرای آن به طور مجزا سعی در یکسان‌سازی اثر تورم بر روی هزینه تمام‌شده گردیده است که نتایج به شرح جدول شماره (پ.۴-۲۶) می‌باشد.

جدول پ.۴-۲۶- هزینه تمام‌شده هر کیلووات ساعت برق در نیروگاه‌های برقی مورد مطالعه به روش LCOE و یکسان سازی اثر تورم

واحد: ریال

اجزای هزینه تمام شده	شرح	هزینه‌های سرمایه‌گذاری	هزینه جایگزینی / ارزش اسقاط	هزینه‌های تعمیرات اساسی	هزینه‌های نگهداری - بهره‌برداری	هزینه تمام شده
نیروگاه برقی مسجد سلیمان	مقدار برآورد	۱,۵۱۹	۹۳۳	۲۰۲	۸۵۹	۳,۵۱۴
	درصد از کل	۴۳/۲٪	۲۶/۶٪	۵/۸٪	۲۴/۵٪	۱۰۰/۰٪
نیروگاه برقی گتوند علیا	مقدار برآورد	۲,۲۸۵	۵۵۵	۱۲۸	۸۹۷	۳,۸۶۵
	درصد از کل	۵۹/۱٪	۱۴/۴٪	۳/۳٪	۲۳/۲٪	۱۰۰/۰٪
نیروگاه برقی کارون ۳	مقدار برآورد	۲,۰۸۴	۶۷۸	۱۶۱	۶۷۰	۳,۵۹۳
	درصد از کل	۵۸/۰٪	۱۸/۹٪	۴/۵٪	۱۸/۶٪	۱۰۰/۰٪
نیروگاه برقی کارون ۴	مقدار برآورد	۲,۰۴۸	۴۲۷	۹۷	۸۴۰	۳,۴۱۲
	درصد از کل	۶۰/۰٪	۱۲/۵٪	۲/۸٪	۲۴/۶٪	۱۰۰/۰٪
نیروگاه برقی سیمره	مقدار برآورد	۵,۳۷۰	۲,۱۱۶	۴۹۸	۲,۱۶۵	۱۰,۱۴۸
	درصد از کل	۵۲/۹٪	۲۰/۸٪	۴/۹٪	۲۱/۳٪	۱۰۰/۰٪

همان‌طور که در جدول فوق ملاحظه می‌شود بین ۴ طرح مسجد سلیمان، گتوند، کارون ۳ و ۴ اختلاف چندان وجود ندارد و نشان می‌دهد این نیروگاه‌ها از لحاظ ویژگی‌های ذکر شده در فوق تفاوت چندان با هم نداشته و علت اختلاف

بین هزینه های تمام شده آن ها ناشی از تورم بوده است. اما نیروگاه سیمره کاملاً متفاوت از ۴ نیروگاه دیگر می باشد و هزینه تمام شده آن در شرایط تورمی یکسان نزدیک به ۳ برابر ۴ نیروگاه دیگر می باشد که به شرایط فنی، جغرافیایی این طرح بر می گردد.

برای مقایسه هزینه های تمام شده نیروگاه های مورد مطالعه با قیمت بازار لازم است ارزیابی مختصری از قیمت بازار طی سال های اخیر داشته باشیم. جدول شماره (پ. ۴-۲۷) متوسط هزینه خرید هر کیلووات ساعت برق در بازار عمده فروشی برق ایران را طی سال های اخیر نشان می دهد.

جدول پ. ۴-۲۷- متوسط سالانه هزینه خرید هر کیلووات ساعت برق در بازار عمده فروشی برق ایران

واحد: ریال

سال	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
فصل بهار	۱۶۰	۲۰۳	۲۰۱	۲۸۱	۳۸۰
فصل تابستان	۲۱۱	۲۳۸	۲۳۳	۴۵۲	۴۵۱
فصل پاییز	۱۸۱	۱۷۹	۱۸۷	۳۶۴	۳۹۴
فصل زمستان	۱۷۴	۱۷۲	۱۵۷	۳۰۸	۳۷۷
متوسط سال	۱۸۲	۱۹۸	۱۹۴	۳۵۱	۴۰۰

نتایج جدول شماره (پ. ۴-۲۷) نشان می دهد قیمت در بازار عمده فروشی برق سیر صعودی داشته و به طور متوسط سالانه ۲۴ درصد رشد داشته است که البته توجه به این نکته لازم است که درصدی از این افزایش به دلیل هدفمندی حامل های انرژی می باشد که طی سال های ۹۰ و ۹۱ اتفاق افتاده است. از آنجا که قیمت برق در بازار روندی افزایشی دارد، هزینه یکنواخت تولید برق که در جدول شماره (پ. ۴-۲۵) ارائه شده قابل مقایسه با قیمت های بازار برق نیست. به همین دلیل به منظور محاسبه هزینه تمام شده و مقایسه آن با قیمت های بازار برق از فرمول ذیل استفاده شده است:

$$A_t = \frac{LCOE}{\left[\frac{1 - (1+j)^n \times (1+i)^{-n}}{i-j} \right] \times \left[\frac{i - (1+j)^n}{(1+j)^n - 1} \right]} \times (1+j)$$

به منظور استفاده از فرمول فوق j (متوسط سالانه نرخ رشد هزینه ها) بر اساس متوسط وزنی نرخ رشد سالانه شاخص رشته مرتبط با هر طرح طی ۱۰ سال اخیر استفاده شده است که به شرح جدول شماره (پ. ۴-۲۸) می باشد:

جدول پ. ۴-۲۸- متوسط وزنی نرخ رشد سالانه شاخص های مرتبط با نیروگاه های مورد مطالعه طی ۱۰ سال گذشته

عنوان نیروگاه	نیروگاه برقایی مسجد سلیمان	نیروگاه برقایی گتوند علیا	نیروگاه برقایی کارون ۳	نیروگاه برقایی کارون ۴	نیروگاه برقایی سیمره
متوسط سالانه نرخ رشد	٪۱۶/۳	٪۱۶/۳	٪۱۶/۴	٪۱۶/۳	٪۱۶/۴

با توجه به فرمول فوق و نتایج جداول (پ. ۴-۲۵) و (پ. ۴-۲۸) هزینه تمام شده برای نیروگاه های مورد مطالعه در سال ۱۳۹۲ به شرح جدول شماره (پ. ۴-۲۹) محاسبه شده است.

جدول پ.۴-۲۹- هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق برای نیروگاه‌های مورد مطالعه در سال ۱۳۹۲

واحد: ریال به ازای هر کیلووات ساعت / گیگاوات ساعت

اجزای هزینه تمام شده	شرح	بهای آمادگی	بهای انرژی	هزینه تمام شده	میزان تولید
نیروگاه برقابی مسجد سلیمان	مقدار برآورد	۲۳۳	۱۰۱	۳۳۴	۳,۶۰۶
	درصد از کل	٪۶۹/۸	٪۳۰/۲	٪۱۰۰/۰	
نیروگاه برقابی گتوند علیا	مقدار برآورد	۳۳۴	۱۲۱	۴۵۵	۴,۵۰۰
	درصد از کل	٪۷۳/۵	٪۲۶/۵	٪۱۰۰/۰	
نیروگاه برقابی کارون ۳	مقدار برآورد	۳۶۴	۱۰۹	۴۷۳	۳,۷۱۴
	درصد از کل	٪۷۶/۹	٪۲۳/۱	٪۱۰۰/۰	
نیروگاه برقابی کارون ۴	مقدار برآورد	۲۸۳	۱۰۷	۳۹۰	۲,۱۰۷
	درصد از کل	٪۷۲/۵	٪۲۷/۵	٪۱۰۰/۰	
نیروگاه برقابی سیمره	مقدار برآورد	۹۵۶	۳۴۰	۱,۲۹۶	۸۴۴
	درصد از کل	٪۷۳/۸	٪۲۶/۲	٪۱۰۰/۰	
متوسط کل	مقدار برآورد	۳۴۵	۱۲۴	۴۶۹	۲,۹۵۴
	درصد از کل	٪۷۳/۶	٪۲۶/۴	٪۱۰۰/۰	
متوسط کل (بدون سیمره)	مقدار برآورد	۳۰۸	۱۱۰	۴۱۹	۳,۴۸۲
	درصد از کل	٪۷۳/۶	٪۲۶/۴	٪۱۰۰/۰	

در جدول فوق بهای آمادگی شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری و جایگزینی و بهای انرژی شامل هزینه‌های بهره‌برداری- نگهداری و تعمیرات دوره‌ای اساسی می‌شود. نتایج جدول شماره (پ.۴-۲۹) نشان می‌دهد که ۷۰-۷۶ درصد (به‌طور متوسط ۷۳.۵ درصد) از هزینه تمام شده تولید برق در طرح‌های مورد مطالعه را بهای آمادگی تشکیل می‌دهد. از بین نیروگاه‌ها مورد مطالعه، نیروگاه‌های مسجد سلیمان و کارون ۴ دارای کم‌ترین هزینه تمام شده می‌باشد و نیروگاه‌های گتوند و کارون ۳ تقریباً برابر با متوسط کل می‌باشد. نیروگاه سیمره همان‌طور که پیش‌تر اشاره شد انحراف زیادی از متوسط هزینه تمام شده کل دارد، به طوری که با حذف آن هزینه تمام شده کل از ۴۶۹ ریال به ازای هر کیلووات ساعت به ۴۱۹ ریال کاهش می‌یابد.

پ.۴-۲-۴- تحلیل حساسیت

به طور کلی دو عامل اثر بسیار زیادی در برآورد هزینه تمام شده نیروگاه‌های مورد مطالعه برای سال ۱۳۹۲ دارد:

الف- کاهش عملکرد نیروگاه نسبت به تولید اسمی

کاهش عملکرد نیروگاه‌های برقابی نسبت به تولید اسمی عمدتاً ناشی از کاهش آبدی و حجم آب تنظیمی و متعاقباً هد آب پشت سد می‌باشد. همان‌طور که جدول شماره (پ.۴-۲۲) نشان می‌دهد، متوسط عملکرد دو نیروگاه‌های مسجد سلیمان و کارون ۳ به ترتیب ۱۹ و ۳۴ درصد کمتر از تولید اسمی بوده است که متوسط این دو حدود ۲۶ درصد

می باشد. جدول شماره (پ.۴-۳۰) برآورد هزینه تمام شده نیروگاه های مورد مطالعه را به ازای سناریوهای مختلف کاهش عملکرد تولید نسبت به تولید اسمی نشان می دهد.

جدول پ.۴-۳۰- تحلیل حساسیت هزینه تمام شده نیروگاه های مورد بررسی نسبت به میزان تولید

واحد: ریال

درصد کاهش تولید	حالت پایه	%۱۰	%۲۰	%۳۰	%۴۰
نیروگاه برقایی مسجد سلیمان	۳۳۴	۳۶۳	۳۹۸	۴۴۳	۵۰۳
نیروگاه برقایی گتوند علیا	۴۵۵	۴۹۴	۵۴۲	۶۰۴	۶۸۸
نیروگاه برقایی کارون ۳	۴۷۳	۵۱۶	۵۶۹	۶۳۸	۷۲۹
نیروگاه برقایی کارون ۴	۳۹۰	۴۲۲	۴۶۳	۵۱۶	۵۸۶
نیروگاه برقایی سیمه	۱,۲۹۶	۱,۴۰۹	۱,۵۵۱	۱,۷۳۳	۱,۹۷۵
متوسط کل	۴۶۹	۵۰۹	۵۶۰	۶۲۵	۷۱۲
درصد تغییرات هزینه تمام شده	---	%۹	%۱۹	%۳۳	%۵۲
متوسط کل (بدون سیمه)	۴۱۹	۴۵۵	۵۰۰	۵۵۸	۶۳۵
درصد تغییرات هزینه تمام شده	---	%۹	%۱۹	%۳۳	%۵۲

نتایج جدول فوق نشان می دهد که کاهش میزان تولید بر روی هزینه تمام شده حدود همان درصد کاهش، تاثیر افزایشی دارد، به طوری که با کاهش ۳۰ درصدی تولید، هزینه تمام شده ۳۳ درصد افزایش می یابد.

ب- تغییرات مربوط به متوسط نرخ رشد هزینه تمام شده طی دوره بهره برداری

در محاسبه هزینه تمام شده یکی از پارامترهای تاثیرگذار در فرمول محاسبه متوسط نرخ رشد است. جدول شماره (پ.۴-۳۱) درصد تغییرات هزینه تمام شده در نرخ های مختلف رشد هزینه را نشان می دهد.

جدول پ.۴-۳۱- تحلیل حساسیت هزینه تمام شده نسبت به نرخ رشد هزینه ها

واحد: ریال

درصد رشد هزینه ها	حالت اصلی	%۱۵	%۱۲	%۱۰
نیروگاه برقایی مسجد سلیمان	۳۳۴	۳۶۵	۴۴۱	۴۷۴
نیروگاه برقایی گتوند علیا	۴۵۵	۵۵۶	۸۶۳	۱,۱۰۲
نیروگاه برقایی کارون ۳	۴۷۳	۵۳۲	۶۵۹	۷۱۸
نیروگاه برقایی کارون ۴	۳۹۰	۴۷۴	۷۱۸	۸۹۲
نیروگاه برقایی سیمه	۱,۲۹۶	۱,۵۴۰	۲,۲۹۵	۲,۸۹۹
متوسط کل	۴۶۹	۵۴۸	۷۷۰	۹۲۵
درصد تغییرات هزینه تمام شده	---	%۱۷	%۶۴	%۹۷
متوسط کل (بدون سیمه)	۴۱۹	۴۸۸	۶۷۷	۸۰۵
درصد تغییرات هزینه تمام شده	---	%۱۷	%۶۲	%۹۲

کاهش نرخ رشد هزینه تمام شده به منزله کاهش شیب نمودار هزینه تمام شده طی دوره بهره برداری و انتقال این نمودار به سمت بالا می گردد که نتیجه آن افزایش هزینه تمام شده در سال های اولیه و کاهش آن در سال های انتهایی

دوره نسبت به حالت اصلی می‌شود. همان‌طور که در جدول شماره (پ. ۴-۳۱) مشخص است، تغییرات هزینه تمام شده نیروگاه مسجد سلیمان نسبت به نیروگاه سیمره کم‌تر می‌باشد که علت آن این است که در سال ۹۲ از بهره‌برداری نیروگاه مسجد سلیمان ۱۱ سال می‌گذرد در حالی که نیروگاه سیمره هنوز شروع به تولید نکرده است. از این‌رو برای مقایسه هزینه تمام شده با قیمت بازار لازم است که نرخ رشد هزینه‌ها متناسب با نرخ رشد قیمت‌های بازار انتخاب شود تا این دو طی دوره بهره‌برداری از نیروگاه با هم متناسب و همسو حرکت کنند. نتایج جدول فوق نشان می‌دهد که با در نظر گرفتن نرخ رشد معادل ۱۲ درصد، متوسط هزینه تمام شده ۵ نیروگاه در سال ۹۲ نسبت به حالت قبل (تعیین نرخ رشد بر اساس میانگین وزنی نرخ رشد شاخص‌های رشته‌ای مرتبط با طرح‌ها) ۶۴ درصد تغییر می‌کند.

پ. ۴-۳- هزینه‌های زیست محیطی

از میان مطالعات خارجی انجام شده در سطح جهان، به سبب میزان تاثیرگذاری، دقت و تاثیر آن‌ها بر سایر مطالعات می‌توان به مطالعات، انجمن تحقیقات ملی (۲۰۱۰)^۱ هیات اروپایی (۲۰۰۵)^۲، که از این به بعد ExternE نامیده می‌شود، Row و همکاران (۱۹۹۵) و Lee و همکاران (۱۹۹۵) که از این به بعد RFF/ORNL نامیده می‌شود، اشاره کرد.^۳ گزارش Row و همکاران، تا حد زیادی بر توسعه روشی برای تخمین هزینه‌های خارجی ناشی از عرضه برق و استفاده از روش تابع خسارت تمرکز دارد. این مطالعه هزینه‌های خارجی را در قالب سه مطالعه موردی در نیویورک تخمین زده است: یک سایت شهری نزدیک فرودگاه JFK، یک سایت روستایی در امتداد دریاچه اونتاریو و یک سایت در حومه آلبانی. براساس بخشی از نتایج به دست آمده، کل خسارت ناشی از نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، در سایت شهری JFK حدود ۱۰ برابر بیش‌تر از سایت روستایی دریاچه آنتاریو تخمین زده شده است. خسارات ناشی از نیروگاه‌های سیکل ترکیبی در حومه سایت آلبانی حدوداً دو برابر سایت روستایی دریاچه آنتاریو است.

در اوایل دهه ۱۹۹۰، مجموعه پروژه‌های ExternE با همکاری وزارت انرژی آمریکا که پیش‌تر مطالعات RFF/ORNL را حمایت کرده بود، در کشورهای اتحادیه اروپا راه‌اندازی شد. هدف این مطالعات، تولید یک روش سیستماتیک برای ارزیابی هزینه‌های خارجی طیف گسترده‌ای از چرخه‌های سوخت مختلف در اتحادیه اروپا بود. این پروژه از سایت نمونه، برای هر چرخه سوخت استفاده کرده تا خسارات خارجی پولی مرتبط با سلامتی انسان، محصولات کشاورزی، اکوسیستم‌ها، تغییرات آب و هوایی و مواد و مصالح را محاسبه نماید. برای اثرهای تغییرات آب و هوایی و اکوسیستم، تیم پروژه، هزینه‌های اجتناب کل و نهایی را محاسبه کرده است. مطالعات ExternE در طی سال‌های بعد چه از منظر روش‌شناسی و چه در زمینه نتایج همواره به‌روزرسانی شده است.

1- National Research Council

2- European Commission

۳- مطالعات Row و همکاران و Lee و همکاران، از جمله اولین اقداماتی بود که برای برآورد هزینه‌های خارجی در بخش برق تلاش کرده‌اند.

در بخشی از مطالعه NRC، خسارات خارجی ناشی از انتشار آلاینده‌های هوا مرتبط با تولید برق از ۴۰۶ نیروگاه زغال‌سنگی و ۴۹۸ نیروگاه گازی موجود تخمین زده شد. همچنین انتشار ناشی از عملیات بالادستی چرخه سوخت گاز و زغال‌سنگ را نیز اندازه‌گیری کردند.^۱ براساس این مطالعه به طور متوسط، خسارات در هر کیلووات ساعت مرتبط با نیروگاه‌های زغال‌سنگی، ۲۰ برابر بیش‌تر از خسارات مرتبط با نیروگاه‌های گازی بود.

جدول شماره (پ.۴-۳۲) خلاصه‌ای از نتایج ۴ مطالعه فوق‌الذکر را نشان می‌دهد. تخمین‌های ExternE، دامنه‌ای از تخمین‌های مرتبط با انتشار ۱۵ کشور اروپایی را نشان می‌دهد.

جدول پ.۴-۳۲- خلاصه‌ای از تخمین‌های ارائه شده در ۴ مطالعه مرتبط با هزینه‌های خارجی

Mill در هر کیلووات ساعت * (دلار ۲۰۱۰)

زغال‌سنگ	زغال‌سنگ نارس (کک)	نفت	گاز	هسته‌ای	بیوماس	آبی	خورشیدی	بادی
RFF/ORNL	۲/۳	-	۰/۳۵-۲/۱۱	۰/۵۳	۳	-	-	-
Rowe و همکاران	۱/۳-۴/۱	-	۲/۲	۰/۱۸	۴/۸	-	-	۰/۰۲
ExternE	۲۷-۲۰۲	۲۷-۶۷	۴۰/۳-۱۴۸	۱۳/۴-۵۳/۸	۳/۴-۹/۴	۰-۶۷	۰-۱۳	۸/۱
NRC	۲-۱۲۶	-	-	-	-	-	-	-

* Mill یک دهم یک سنت یا یک هزارم یک دلار می‌باشد.

تفاوت قابل توجه در ارقام ارائه شده توسط مطالعات RFF/ORNL، Rowe و همکاران و NRC، ExternE در جدول فوق به دلیل لحاظ کردن خسارات پولی شده ناشی از تغییرات آب و هوایی در سطح جهانی در مطالعه ExternE می‌باشد.^۲

در سال‌های اخیر در داخل کشور نیز تلاش‌هایی جهت برآورد هزینه خارجی تولید برق انجام شده است. معاونت امور انرژی وزارت نیرو از سال ۱۳۷۶ تاکنون مبادرت به محاسبه هزینه‌های زیست‌محیطی تولید انرژی الکتریکی نموده است. محاسبه این هزینه‌ها تا سال ۱۳۸۱ صرفاً بر اساس ضرایب EPA آمریکا ارائه می‌شد، اما پس از انجام مطالعه ارزش‌گذاری آلاینده‌های زیست‌محیطی توسط بانک جهانی و سازمان حفاظت محیط زیست در سال ۱۳۸۲ در ایران^۳، ترازنامه‌های انرژی از آن سال تاکنون علاوه بر ارائه هزینه‌های زیست‌محیطی تولید انرژی الکتریکی بر اساس ضرایب EPA آمریکا^۴، هزینه‌های زیست‌محیطی بر اساس مطالعات انجام شده توسط بانک جهانی و سازمان حفاظت محیط زیست ایران را نیز ارائه می‌کنند.^۵

۱- شایان ذکر است که در این مطالعه، خسارات ناشی از انتشار آلاینده‌های هوا و انتشار گازهای گلخانه‌ای مرتبط با برق خورشیدی، بادی و هسته‌ای شناسایی شده ولی تبدیل به مقادیر پولی نشدند.

۲- این مطالعه از قیمت‌های سایه‌ای ۲۷/۸ - ۶/۹ دلار به ازای هر تن CO₂ برای دستیابی به اهداف کاهش گازهای گلخانه‌ای پیمان کیوتو استفاده کرده است.

۳- گزارش بازنگری زیست‌محیطی انرژی در جمهوری اسلامی ایران (۱۳۸۲) با عنوان:

Environmental Energy Review (EER) – Iran, World Bank Group, "Environment Strategy for the Energy Sector: Fuel for thought", MOE, 300190/ZR/EER-Iran. Final Report - Text

۴- ترازنامه‌های انرژی در سال‌های ۱۳۸۶ و ۱۳۸۷ محاسبات هزینه‌های زیست‌محیطی بر اساس ضرایب EPA را ارائه نکرده است.

۵- هزینه‌های اجتماعی تخریب محیط زیست در اثر مصرف حامل‌های انرژی فسیلی در کشور در بر اساس مطالعات انجام شده توسط بانک جهانی و سازمان حفاظت محیط زیست ایران و بر اساس قیمت‌های سال ۱۳۸۱ محاسبه نموده است. این هزینه‌ها به ازای هر تن آلاینده SO₂، NO_x و CO₂ و CH₄ به ترتیب ۴۸۰۰، ۱۴۶۰۰، ۸۰ و ۱۶۸۰ هزار ریال محاسبه شده است.

در مطالعات انجام شده توسط این مشاور به سفارش «شرکت توسعه منابع آب و نیرو ایران» با عنوان «طرح تعیین قیمت برق تولیدی نیروگاه‌های برقابی» در سال ۱۳۹۰، هزینه‌های زیست‌محیطی نیروگاه‌های حرارتی به دو روش زیر برآورد شده است:

- هزینه‌های زیست‌محیطی تولید برق در کشور در بازه‌های حداقلی و حداکثری بر اساس ارقام تعدیل شده سایر کشورها (جدول (پ.۴-۳۳)).
- به روز کردن ارقام ارائه شده در ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۱ با استفاده از نرخ های تعدیل مصرف‌کننده (CPI) در سطح قیمت‌های سال ۸۸ (جدول (پ.۴-۳۴)).

جدول پ.۴-۳۳- هزینه‌های زیست‌محیطی تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی
(بر اساس ارقام تعدیل شده مطالعات سایر کشورها) [۶]

واحد: ریال بر کیلووات ساعت

نوع نیروگاه / آلاینده	NOx	CO ₂	CH ₄	SO ₂	کل آلاینده‌ها
گازی	حد پایین	۱۰۰	۴۴	۰/۰۰۱۶	۲۰
	حد بالا	۲۰۶	۴۵۵	۰/۰۱۴	۵۴
سیکل ترکیبی	حد پایین	۸۹	۲۴	۰/۰۰۰۹	۸
	حد بالا	۱۸۳	۲۵۰	۰/۰۰۸۱	۲۲
بخاری	حد پایین	۹۲	۴۰	۰/۰۰۱۷	۲۱۵
	حد بالا	۱۸۹	۴۰۹	۰/۰۱۵	۵۸۷
دیزلی	حد پایین	۵۲	۴۰	۰/۰۰۳۱	۱۷۳
	حد بالا	۱۰۷	۴۱۳	۰/۰۳	۴۷۰
کل کشور	حد پایین				۲۳۸
	حد بالا				۸۵۴

جدول پ.۴-۳۴- هزینه‌های زیست‌محیطی تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی
(بر اساس ارقام به‌روزرسانی شده ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۱) [۶]

واحد: ریال بر کیلووات ساعت / سال پایه: ۱۳۸۸

نوع نیروگاه / آلاینده	NOx	CO ₂	CH ₄	SO ₂	کل آلاینده
گازی	۱۸	۸۵	۰/۰۴	۱۰	۱۱۳
سیکل ترکیبی	۱۶	۴۷	۰/۰۲	۴	۶۷
بخاری	۱۶	۷۶	۰/۰۴	۱۰۴	۱۹۶
دیزلی	۹	۷۷	۰/۰۸	۸۴	۱۷۰
کل کشور					۱۳۸

پیوست ۵

بهینه‌سازی تخصیص آب و استراتژی

قیمت‌دهی در بازار

پ.۵-۱- کلیات

مولدهای برقابی در کنار تولید انرژی عموماً نقش مهمی در تأمین خدمات جانبی شبکه بر عهده دارند که این امر به دلیل قابلیت انعطاف دینامیکی بالای آنها می‌باشد. لذا برای مشارکت موثر همراه با جذب حداکثر درآمد در بازارهای برق و خدمات جانبی، نیروگاه‌های مذکور نیازمند اتخاذ یک استراتژی مناسب برای بهینه‌سازی تخصیص منبع تولید (آب همدار) و قیمت‌دهی در بازارهای مذکور می‌باشند. بر این اساس، در پیوست حاضر ابتدا به طراحی مدل بهینه‌سازی تخصیص منبع تولید و حل آن در شرایط مختلف بهره‌برداری از نیروگاه پرداخته می‌شود و سپس چگونگی پیگیری استراتژی مناسب قیمت‌دهی با حضور سایر رقبا در بازار و با توجه به تابع سود نیروگاه مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

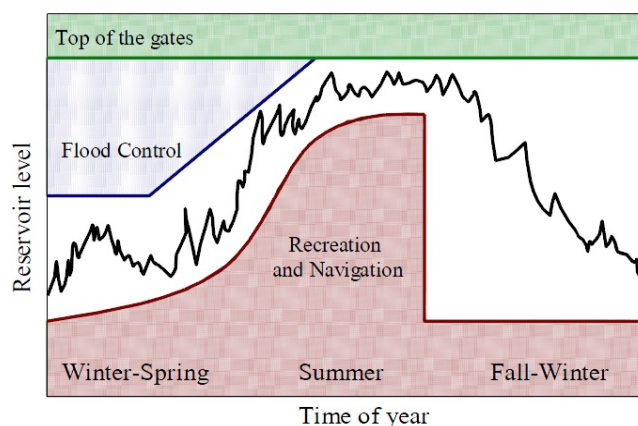
پ.۵-۲- بهینه‌سازی تخصیص منبع تولید برق در نیروگاه‌های برقابی (آب همدار)

مدل بهینه‌یابی نحوه تخصیص منبع تولید برق در نیروگاه‌های برقابی (آب همدار) با استفاده از برآورد هزینه فرصت آب از پارامترهای عملکرد واحد، قیمت‌های موجود انرژی و خدمات جانبی در بازار و دسترس‌پذیری آب حل می‌شود و مبتنی بر این اصل است که نوع مشارکت در بازار خدمات جانبی هزینه فرصت آب، که وابسته به دسترس‌پذیری آن است، را افزایش یا کاهش می‌دهد. برای طراحی این مدل فرض می‌شود که نیروگاه‌های برقابی علاوه بر تولید انرژی در تأمین دو خدمت جانبی کنترل فرکانس و رزرو چرخان نیز مشارکت می‌کنند. تنظیم فرکانس به منظور تأمین تعادل بار و تولید در بازه دقیقه به دقیقه عمل می‌کند که این امر به وسیله سیگنال‌های اپراتور سیستم برای اضافه کردن یا کاهش میزان تولید واحدهای تولیدی رخ می‌دهد و رزرو چرخان به منظور تأمین بخش قابل توجهی از تولید که توسط قطعی خطوط انتقال یا تولید واحدهای دیگر رخ داده انجام می‌گیرد. نظر به اینکه واحدهای تولیدی انرژی، تنظیم فرکانس و رزرو چرخان را از همان ظرفیت تولیدی خود فراهم می‌کنند، لذا بازار انرژی و خدمات جانبی به شدت به یکدیگر وابسته می‌باشند.

اغلب تصور می‌شود که هزینه متغیر تولید نیروگاه‌های برقابی معادل صفر و یا رقمی نزدیک به آن می‌باشد. اما به دلیل محدودیت مقدار آبی در دسترس، پیشنهاد‌های تولید باید بر اساس هزینه‌های فرصت از دست رفته استفاده از آب شکل گیرد که می‌توان آن را به عنوان نوعی هزینه سوخت در تعیین استراتژی قیمت‌دهی در یک واحد برقابی در نظر گرفت. به طور کلی هزینه فرصت آب به هزینه تولید یک مگاوات ساعت انرژی در یک ساعت معین اطلاق می‌شود که می‌تواند به معنای فرصت از دست رفته یا عدم تولید همان مقدار انرژی در ساعت‌های آینده تعبیر شود. این هزینه به پارامترهایی مانند توانایی تولید انرژی و سرویس‌های جانبی، محدودیت‌های سد، جریان آب موجود، قیمت‌های انرژی و خدمات جانبی و جریان آب در آینده بستگی دارد و محاسبه آن می‌تواند بعدها برای مدل‌سازی و تخمین قیمت‌های سرویس انرژی و خدمات جانبی طی یک فرآیند تکراری استفاده شود. برآورد هزینه فرصت خود به صورت ثابت در بازه‌های زمانی متوالی و در زمان‌هایی که قیود ظرفیتی سد لازم الاجرا می‌باشند، محاسبه می‌گردد. نکته قابل توجه این است که بهینه‌سازی عمل ترکیبی واحدهای برق آبی و حرارتی در بازارهای هم‌زمان دارای مشکلاتی می‌باشد چراکه

عملکرد نیروگاه‌های حرارتی به راحتی برای هر دوره کوتاه بهره‌برداری (مثلاً یک روز یا یک ساعت) قابل بررسی است، حال آنکه مساله عملکرد واحدهای برقابی باید در بلندمدت حل شود [۲۳] و [۳۴]. هنگامی که هزینه فرصت آب (هزینه تولید انرژی در نیروگاه‌های برقابی) مشخص گردد، تصمیم بهینه برای تامین تولید انرژی و یا هرگونه خدمات جانبی از یک واحد برقابی، به مثابه یک توربین حرارتی بدون هزینه استارت، معین خواهد شد [۳۰]. از طرف دیگر، در مقایسه با هزینه تولید واحدهای حرارتی سوخت فسیلی، که به طور گسترده‌ای به قیمت سوخت وابسته‌اند و در طول زمان نسبتاً ثابت است، هزینه فرصت آب در واحدهای برقابی به صورت گسترده‌تری تغییر می‌یابد.

برای یک واحد برقابی، حداکثر و حداقل قیود جریان، محدوده آب قابل استفاده در توربین را مشخص می‌کنند. سطح ذخیره آب سد نیز باید در یک ناحیه مجاز قرار گیرد که در کل سال متغیر می‌باشد. حد بالایی این ناحیه توسط قیود کنترل سیلاب و حد بالایی دریچه‌های ورودی آب تعیین می‌شود. حد پایینی آب نیز عمدتاً به دلیل استراتژی‌های مدیریتی واحد مشخص می‌شود که این امر کافی بودن سطح آب سد را برای بازه‌های زمانی بحرانی به خصوص تابستان تضمین می‌کند. شکل (پ. ۵-۱) نمونه‌ای از محدودیت سطح آب سد در آمریکا را نشان می‌دهد [۳۱] و [۳۳].



شکل پ. ۵-۱- نمودار راهنمای نمونه برای سطح آب سد در آمریکا

لازم به ذکر است که بازده تبدیل آب به انرژی با سطح آب یا تغییرات هد آن تغییر می‌کند؛ چرا که انرژی به ارتفاع آبی که ریزش می‌کند وابسته است. به علاوه بازده تبدیل به بار توربین نیز بستگی دارد. بر اساس مطالب گفته شده، در ادامه به تشریح مدل‌سازی مساله بهینه‌سازی تخصیص آب همدار در نیروگاه‌های برقابی در موده‌های مختلف عملیاتی پرداخته می‌شود.

جریان خروجی سد برای واحد برقابی به صورت زیر می‌باشد:

$$f(t) = y(t) - e(t) \quad (1)$$

که در آن $y(t)$ خروجی واحد و $e(t)$ ورودی جریان آب سد می‌باشد. با فرض سطح اولیه مخزن آب s_0 ، سطح مخزن در زمان t برابر خواهد بود با:

$$s(t) = s_0 - \int_0^t f(\tau) d\tau \quad (2)$$

پ. ۵-۲-۱- بهینه‌سازی تخصیص آب در حالت تولید انرژی

مساله بهینه‌سازی تخصیص منبع تولید در واحد برقایی بر اساس قیمت انرژی پیوسته $p(t)$ در فاصله زمانی $[T, 0]$ برابر است با:

$$\begin{aligned} & \max_{y(t)} \int_0^T \zeta \cdot y(t) p(t) dt \\ & \text{st.} \\ & 0 \leq y(t) \leq y_{\max} \quad \alpha(t), \beta(t) \\ & s_{\min}(t) \leq s(t) \leq s_{\max}(t) \quad \gamma(t), \delta(t) \\ & s(T) = s_T, s_T \in [s_{\min}, s_{\max}] \lambda \end{aligned} \quad (3)$$

جایی که $s_{\min}$ و $s_{\max}$ محدودیت‌های بالا و پایین سد (شکل پ.۵-۱) و $\alpha(t)$ و $\beta(t)$ ضرایب لاگرانژین برای محدودیت جریان آب، $\gamma(t)$ و $\delta(t)$ ضرایب لاگرانژین برای محدودیت‌های بالا و پایین سد، λ یک ضریب لاگرانژین برای محدودیت سطح سد s_T و در نهایت ζ ضریب تبدیل بده آب خروجی به انرژی می‌باشد که ثابت است. حل این مساله به صورت زیر می‌باشد:

$$y(t) = \begin{cases} y_{\max}, & p(t) > \psi(t) \\ [0, y_{\max}], & p(t) = \psi(t) \\ 0, & p(t) < \psi(t) \end{cases} \quad (4)$$

که $\psi(t)$ قیمت سایه‌ای آب داده شده توسط رابطه زیر می‌باشد:

$$\psi(t) = \lambda - \gamma(t) + \delta(t) \quad (5)$$

به عبارتی دیگر، نیروگاه برقایی دقیقاً مشابه نیروگاه حرارتی با قیمت سوخت متغیر با زمان $\psi(t)$ عمل می‌کند. بدیهی است که اگر در فاصله‌ی $[t_1, t_2]$ از قیود سد تخطی نشود، قیمت سایه‌ای در این فاصله ثابت و برابر با $\psi_{t_1, t_2} = \lambda_{t_1, t_2}$ خواهد بود. به عبارتی دیگر، نشان می‌دهد که اگر از قیود سد در زمان t تخطی شود، در این صورت $\psi(t) = p(t)$ خواهد بود.

لذا در هر فاصله زمانی که قیود سد در نظر گرفته نشود مساله بهینه‌سازی به صورت زیر ساده می‌شود:

$$\begin{aligned} & \max_{y(t)} \int_{t_1}^{t_2} \zeta y(t) p(t) dt \\ & \text{st.} \\ & 0 \leq y(t) \leq y_{\max} \quad \alpha(t), \beta(t) \\ & \int_{t_1}^{t_2} y(t) dt \leq s_{t_1} - s_{t_2} + \int_{t_1}^{t_2} e(t) dt = S_{[t_1, t_2]} \quad \lambda_{t_1, t_2} \end{aligned} \quad (6)$$

جایی که $S_{[t_1, t_2]}$ مقدار آب در دسترس در بازه $[t_1, t_2]$ می‌باشد. در بازه مذکور، قیمت آب برابر مقدار ثابت $\psi(t) = \psi_{t_1, t_2} = \lambda_{t_1, t_2}$ است. جهت حل رابطه (۶) برای λ_{t_1, t_2} می‌توان از تابع توزیع قیمت^۱ در بازه $[t_1, t_2]$ استفاده

نمود. بر اساس تعریف، تابع توزیع $F_p(a)$ تابعی از قیمت $p(t)$ در همان بازه زمانی $[t_1, t_2]$ می باشد که طی آن، قیمت از یک حد آستانه کمتر است $(p(t) < a)$:

$$F_p(a) = \frac{\text{meas}\{t : p(t) < a, t \in [t_1, t_2]\}}{t_2 - t_1} \quad (7)$$

باید اشاره نمود که تابع توزیع قیمت، منحنی تداوم قیمت^۱ نیز نامیده می شود. این چنین تابع توزیع قیمت که در بالا تعریف شده است، دارای خواصی مشابه تابع توزیع احتمال تجمعی می باشد:

$$\begin{aligned} F_p(-\infty) &= 0 \\ F_p(\infty) &= 1 \\ F'_p &> 0 \end{aligned} \quad (8)$$

نامساوی در شرط سوم اشاره به این دارد که منحنی تداوم قیمت دارای مناطق یکنواختی نمی باشد. در ادامه به ذکر چندین قضیه (بدون ذکر اثبات آن ها) پرداخته می شود که برای حل مساله بهینه سازی یاد شده نیاز است. پاسخ رابطه (۶) برای حالتی که هزینه فرصت آب ثابت فرض شود $\psi(t) = \psi^*_{t_1, t_2} = \text{const}$ از معادله زیر به دست می آید:

$$y_{\max} \times (1 - F_p(\psi^*_{t_1, t_2})) = \frac{S_{t_1, t_2}}{(t_1 - t_2)} \quad (9)$$

جواب رابطه (۹)، موجود و یکتا است در صورتی که $F'_p(0) > 0$.

در پس جواب رابطه (۹) برای قیمت سایه ای آب یک نکته ساده پنهان می باشد. سمت راست معادله، بازه ای از زمان را تعریف می کند که واحد آبی می تواند با مقدار آب موجود حداکثر توان را تولید کند. برای تولید بهینه در طول زمان، باید زمانی که قیمت انرژی بالا می باشد برنامه ریزی انجام شود و این همان چیزی است که در سمت چپ رابطه بیان می شود.

پ. ۵-۲-۲- بهینه سازی تخصیص آب در حالت تولید انرژی و خدمات جانبی

اگر یک واحد برقایی بتواند خدمات جانبی مانند تنظیم فرکانس تا سطح $r_{\max}$ و رزرو چرخان تا سطح $sr_{\max}$ را تولید کند و این سرویس ها با ارزشی نظیر $p_r(t)$ و $p_s(t)$ به ترتیب قیمت گذاری شوند، مساله ی بهینه سازی تخصیص واحد ناشی از تامین خدمات جانبی در بازه $[t_1, t_2]$ و در صورتی که قیود ظرفیت مخزن ذخیره آب رعایت شوند به صورت زیر است:

$$\max_{y, r, s} \int_{t_1}^{t_2} \zeta \cdot (y(t)p(t) + r(t)p_r(t) + sr(t)p_s(t)) dt \quad (10)$$

s.t.

$$0 \leq y(t) \leq y_{\max}$$

$$0 \leq r(t) \leq r_{\max}$$

$$0 \leq sr(t) \leq sr_{\max}$$

$$y(t) + r(t) + sr(t) \leq y_{\max}$$

$$r(t) + sr(t) \leq sr_{\max}$$

$$r(t) \leq y(t)$$

$$\int_{t_1}^{t_2} y(t)dt \leq s_{t_1} - s_{t_2} + \int_{t_1}^{t_2} e(t)dt = S_{[t_1, t_2]} \quad \lambda_{t_1, t_2}$$

قیود اضافی در این معادله عبارتند از: مجموع توان‌های ارائه شده برای سرویس‌های خدمات جانبی و انرژی نباید از ظرفیت ژنراتور بیش‌تر شود، مجموع توان سرویس‌های خدمات جانبی نباید از ظرفیت رزرو چرخان بیش‌تر شود و توان ناشی از شرکت در بازار انرژی بیش‌تر از خروجی تنظیم فرکانس باشد تا فضا برای تنظیم فرکانس کاهشی موجود باشد. قیمت سایه ای آب در این حالت و در بازه $[t_1, t_2]$ نیز برابر مقدار ثابت $\psi_{t_1, t_2} = \lambda_{t_1, t_2}$ می‌باشد. قابل ذکر است که $sr(t)$ می‌تواند مربوط به سرویس رزرو چرخان بوده و s_t مقدار آب در دسترس در زمان t می‌باشد.

چنانچه فرض شود که $sr_{\max} = y_{\max}$ و $-r_{\max} \leq 0.5y_{\max}$ فرض اول برای واحدهای برق آبی معقول به نظر می‌آید چرا که خاصیت دینامیکی به آن‌ها اجازه‌ی افزایش توان تا حالت نامی را در بازه ی ۱۰-۱۵ دقیقه می‌دهد و فرض دوم از آن‌جا نشأت می‌گیرد که واحد نمی‌تواند تنظیم فرکانس بیش‌تر از نصف ظرفیت خروجی کل را به علت تنظیم افزایشی یا کاهشی داشته باشد- با فرض یک هزینه فرصت معین آب (ψ_{t_1, t_2}) ، دیسپاچ یک واحد برقایی برای بهینه‌یابی مطابق رابطه (۱۰) به صورت زیر است:

$$(y(t), r(t), sr(t)) = \begin{cases} (y_{\max}, 0, 0), & p(t) - \psi_{t_1-t_2} \geq p_r(t) \\ (y_{\max} - r_{\max}, r_{\max}, 0), & p_s(t) \leq p(t) - \psi_{t_1-t_2} < p_r(t) \\ (r_{\max}, r_{\max}, y_{\max} - 2r_{\max}), & 2p_s(t) - p_r(t) \leq p(t) - \psi_{t_1-t_2} < p_s(t) \\ (0, 0, y_{\max}), & p(t) - \psi_{t_1-t_2} < 2p_s(t) - p_r(t) \end{cases} \quad (11)$$

در یک بازار هم‌زمان برای انرژی و خدمات جانبی، واحد برقایی ظرفیت رزرو چرخان و تنظیم فرکانس خود برابر $y_{\max}$ و $r_{\max}$ را به ISO ارسال می‌کند و مطابق رابطه (۱۱) دیسپاچ می‌شود. در این شرایط چنانچه $sr_{\max} = y_{\max}$ و $p_r(t) \geq p_s(t) \geq 0$ باشد، آنگاه جواب مساله بهینه‌یابی (۱۰) به کمک رابطه (۱۱) به دست می‌آید و $\psi(t) = \psi_{t_1, t_2}^* = \text{const}$ از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$G(\psi^*) = \frac{S_{t_1 t_2}}{(t_2 - t_1)} \quad (12)$$

که:

$$G(\psi^*) = y_{\max}(1 - F_{p-p_r}(\psi^*)) + (y_{\max} - r_{\max})(F_{p-p_r}(\psi^*) - F_{p-p_s}(\psi^*)) + r_{\max}(F_{p-p_s}(\psi^*) - F_{p-2p_s+p_r}(\psi^*)) \quad (13)$$

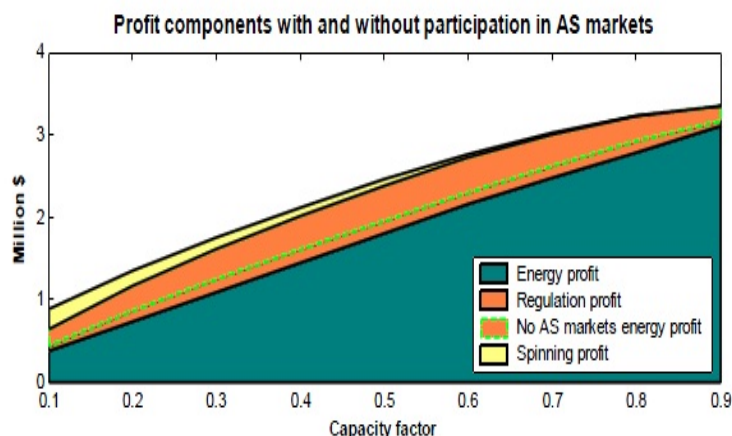
باید توجه داشت رابطه (۱۳) جواب یکتا خواهد داشت. همچنین، برخلاف واحدهای حرارتی و گازی که هزینه آنها عمدتاً ناشی از هزینه سوخت است، در یک واحد برقایی، قیمت سایه‌ای آب متأثر از قابلیت عملکردی آن است. مطابق روابط (۹)، (۱۲) و (۱۳) نتیجه می‌شود که قیمت سایه‌ای آب با مشارکت واحد در بازار خدمات جانبی تحت تأثیر قرار خواهد گرفت. برای شناسایی علامت و جهت تغییرات ارزش آب با شرکت در هر سرویس جانبی می‌توان مشتقات $\frac{d\psi}{dp_s}$ و $\frac{d\psi}{dp_r}$ را با فرض $p_r(t) > p_s(t)$ و ثابت محاسبه نمود.

حالتی را در نظر بگیرید که واحد برقایی سرویس کنترل فرکانس را در ساعت معینی تامین می‌نماید. در صورتی که بازار کنترل فرکانس در این حالت وجود نداشته باشد، واحد تمایلی برای تامین سرویس مورد نظر نخواهد داشت. بنابراین، وجود بازار کنترل فرکانس باعث خواهد شد که واحد از آبی که در حالت دیگر استفاده نمی‌کرد، استفاده نماید. این امر باعث افزایش ارزش آب برای ساعت‌های آینده خواهد شد. حالت دیگر این است که در ساعت داده شده و در حالت نبود بازار کنترل فرکانس، واحد برقایی برای جبران عدم تولید انرژی، سرویس کنترل فرکانس ارائه نماید. در این صورت واحد برقایی برای جلوگیری از کاهش ارزش آب در صورت تولید انرژی، آب را ذخیره می‌نماید.

تأثیر کلی بازار کنترل فرکانس بر قیمت سایه‌ای به وسیله نسبت ساعات هر دو حالت تعیین می‌گردد. در واحدهایی با آب در دسترس کم و در نتیجه قیمت سایه‌ای بالا، حالت اول غالب خواهد بود، لذا قیمت آب در حضور بازار کنترل فرکانس افزایش می‌یابد. به همین صورت، برای واحدهایی با دسترسی بالای آب و قیمت آب کم، حالت دوم غالب است و قیمت آب برای این واحدها در حضور بازار کنترل فرکانس کاهش خواهد یافت.

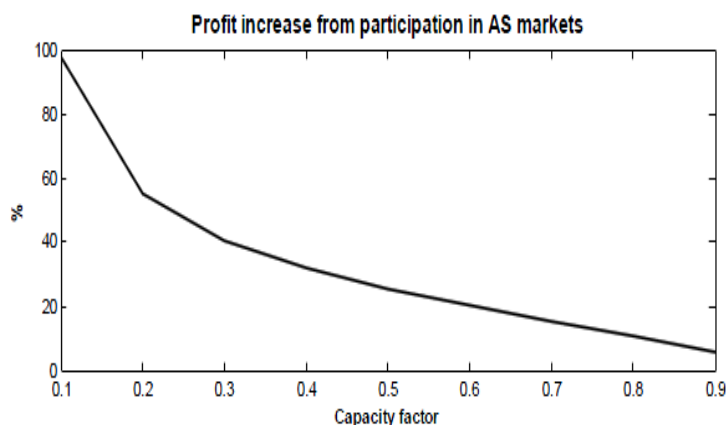
قیمت سایه‌ای آب می‌تواند برای ارزش‌گذاری توان آبی تولیدی مورد استفاده قرار گیرد. دو روش برای این نحوه ارزش‌گذاری وجود دارد: اول، تعیین ارزش افزایشی ظرفیت آب موجود ناشی از شرکت در بازار خدمات جانبی و دوم، تعیین ارزش تولید انرژی اضافی یا اختصاص ظرفیت اضافی برای کنترل فرکانس واحدهای برقایی که در بازار انرژی و یا خدمات جانبی شرکت می‌نمایند.

به طور مشخص، یک واحد شرکت‌کننده در بازار انرژی و خدمات جانبی سود بیش‌تری نسبت به واحدی که تنها در بازار انرژی شرکت می‌نماید، به دست خواهد آورد. شکل (پ. ۵-۲) نشان می‌دهد که چگونه سود یک واحد شرکت‌کننده در بازار خدمات جانبی در یک دوره به دسترس‌پذیری آب (فاکتور ظرفیت) وابسته است.



شکل پ.۵-۲- تاثیر شرکت در بازار بر سود واحد

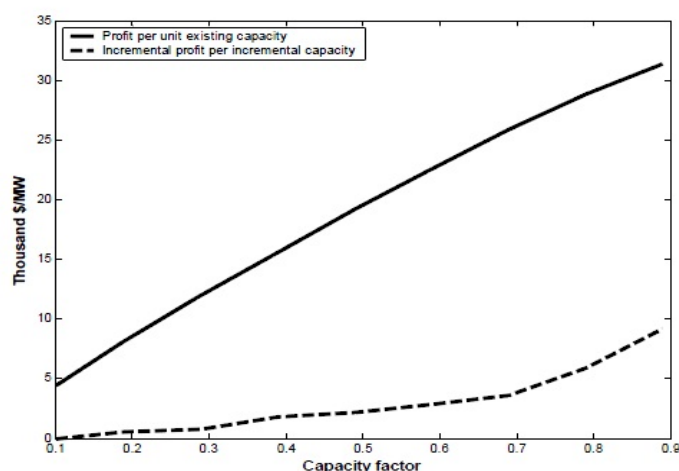
چنانکه در شکل (پ.۵-۳) نشان داده شده است، هر چقدر آب بیش‌تری در دسترس باشد، سود ناشی از شرکت در بازار خدمات جانبی بیش‌تر کاهش خواهد یافت.



شکل پ.۵-۳- تاثیر دسترس‌پذیری آب بر سود واحد

علاوه بر این، چارچوب ارائه شده را می‌توان برای تعیین هزینه افزایشی سرمایه‌گذاری در واحدهای برقایی مانند اضافه کردن توربین، افزایش بازده توربین و یا افزودن ظرفیت کنترل فرکانس نیز به کار گرفت. به عنوان مثال، برای یک توربین آبی که تنها در بازار انرژی عمل می‌کند، ارزش ظرفیت افزایشی تولیدی $\frac{a}{dy}$ از صفر بزرگ‌تر است ولی از مقدار متوسط ظرفیت موجود کم‌تر می‌باشد. چراکه افزایش ظرفیت تولیدی باعث افزایش قیمت سایه‌ای آب شده و واحد اغلب مقدار توان کم‌تری تولید خواهد کرد. شکل (پ.۵-۴) که برای قیمت‌های انرژی در بازار نیویورک محاسبه شده است، نشان می‌دهد که ارزش افزایشی ظرفیت تولیدی برای واحد عملیاتی که تنها در بازار انرژی شرکت می‌کند، کم می‌باشد. با این وجود، ارزش افزایشی همان مقدار ظرفیت تولیدی برای یک واحد برقایی با عمل کردن و قیمت‌دهی بهینه در بازارهای انرژی و خدمات جانبی، به شدت افزایش می‌یابد. دلایل اصلی برای این موضوع این است که ظرفیت اضافی که توان لازم برای بازار انرژی و خدمات جانبی را تامین می‌نماید، هنگام تامین سرویس خدمات جانبی آب استفاده نخواهد

کرد و در نتیجه این ظرفیت اضافی قیمت سایه‌ای که توان لازم برای شرکت در بازار انرژی را تامین می‌کند، افزایش نخواهد داد.



شکل پ.۵-۴- سود به ازای یک واحد از ظرفیت موجود و سود افزایشی به ازای ظرفیت افزوده برای شرکت در بازار انرژی

حال اگر محاسبات مربوط به ارزش افزایشی ظرفیت و یا تنظیم توان تولیدی را طی سناریوهای مختلفی به انجام برسانیم، نتایج مطابق شکل (پ.۵-۵) خواهد بود. در این محاسبات چهار سناریو به شرح زیر مد نظر قرار گرفته است:

- سناریوی (۱): واحد تنها در بازار انرژی عمل نماید، یعنی:

$$\left. \frac{d\pi}{dy_{\max}} \right|_{p_r=0, p_s=0}$$

- سناریوی (۲): واحد در بازار انرژی و خدمات جانبی شرکت نماید اما ظرفیت اضافی نمی‌تواند برای تنظیم

فرکانس استفاده شود، یعنی:

$$\left. \frac{d\pi}{dy_{\max}} \right|_{r_{\max}=\text{const}}$$

- سناریوی (۳): واحد در بازار انرژی و خدمات جانبی شرکت نماید و ظرفیت اضافی تولید، قابلیت تنظیم

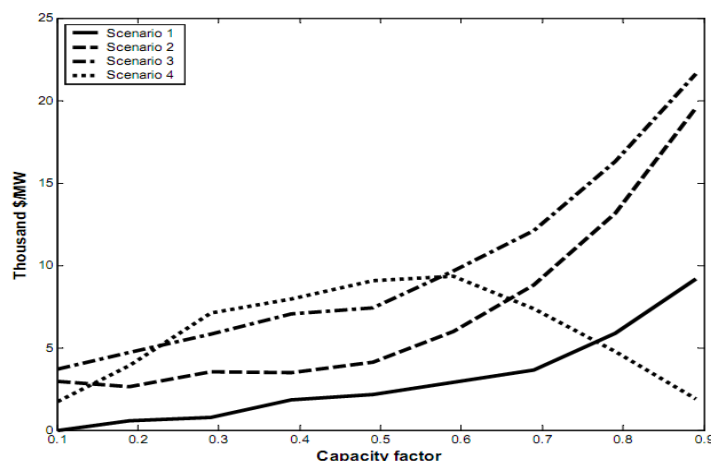
فرکانس را به نسبت افزایش می‌دهد، یعنی:

$$\left. \frac{d\pi}{dy_{\max}} \right|_{r_{\max}=0.4y_{\max}}$$

- سناریوی (۴): واحد در بازار انرژی و خدمات جانبی شرکت نماید و ظرفیت اضافی تنها برای تنظیم فرکانس

استفاده می‌شود، یعنی:

$$\left. \frac{d\pi}{dr_{\max}} \right|_{y_{\max}=\text{const}}$$



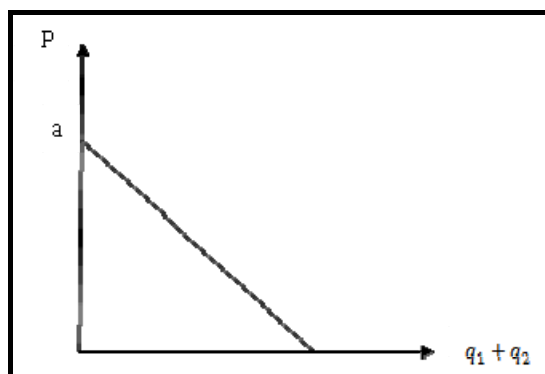
شکل پ.۵-۵- ارزش یک واحد افزایش ظرفیت در سناریوهای مختلف

ملاحظه می‌شود که ارزش ظرفیت افزوده برای یک واحد برقایی که به‌طور هم‌زمان در بازار انرژی و خدمات جانبی شرکت می‌کند می‌تواند به مراتب بیش‌تر از مشابه آن برای واحدی باشد که تنها در بازار انرژی عمل می‌کند. نتایج به دست آمده از مدل بهینه‌سازی تخصیص منبع تولیدی نیروگاه‌های برقایی را می‌توان بدین نحو خلاصه کرد که ارزش واحدهای برقایی با عمل توأم در بازار انرژی و خدمات جانبی می‌تواند به‌طور قابل توجهی بیش‌تر از مشابه آن‌ها اما با عمل در بازار انرژی باشد. این ارزش زمانی مشهود خواهد بود که موجودی آب پشت سد به میزان کافی نبوده ولی واحد با شرکت در بازار خدمات جانبی، بدون استفاده از ذخیره کم آب، سود مناسبی از بازار به دست آورد. به‌علاوه، افزایش ظرفیت تولید واحدهایی که به تنهایی در بازار انرژی شرکت می‌کنند، عمل چندان سودآوری نخواهد بود. چنانچه هزینه فرصت آب ثابت فرض شود، ظرفیت افزوده، سود مشابه ظرفیت موجود را به ازای هر مگاوات نتیجه خواهد داد. البته باید توجه داشت افزایش ظرفیت تولید، هزینه فرصت آب را افزایش خواهد داد که خود منجر به کاهش سطح تولید (برای کاهش هزینه‌ها) در اکثر مواقع می‌شود. به عبارت دیگر ارزش خالص^۱ به ازای هر مگاوات ظرفیت افزوده کم‌تر از ارزش متوسط ظرفیت موجود خواهد بود. این نکته قابل توجه است که شرکت هم‌زمان در بازار انرژی و خدمات جانبی ممکن است ارزش ظرفیت افزوده را چندین برابر کند چراکه استفاده از ظرفیت افزوده برای تأمین خدمات جانبی بر هزینه فرصت آب اثر کم‌تری دارد. بر این اساس، ساز و کارهای قیمت‌گذاری برای ارائه خدمات جانبی در بازار رقابتی باید کاملاً آگاهانه و بر پایه اصول اقتصادی بنا شود تا واحدهای نیروگاهی مشوق‌های لازم برای سرمایه‌گذاری بیش‌تر، ارتقای ظرفیت و به‌روزرسانی تجهیزات موجود را داشته باشند.

پس از مشخص شدن هزینه فرصت آب و نیز میزان تخصیص به اهداف مختلف در بازه زمانی (t_1, t_2) ، نیروگاه برقایی در گام دوم اقدام به تعیین استراتژی‌های بهینه قیمت‌دهی در بازارهای برق و خدمات جانبی در بازه‌های زمانی مختلف، با توجه به توابع هزینه واحد و منبع تولیدی قابل دسترس با هدف حداکثر کردن سود بنگاه، می‌نماید که به جزییات آن در متن راهنما پرداخته شده است.

پ.۵-۳- شیوه بازی دو بازیگر در بازار و نحوه دستیابی به تعادل نش

به منظور مشخص شدن نحوه انجام بازی در بازار انرژی یا خدمات جانبی مثالی از یک بازی با حضور تنها دو بازیگر در بازار در نظر گرفته شده است. در این بازی فرض بر این است که یک کالای همگن صرفاً توسط دو تولیدکننده، تولید و به بازار عرضه می‌شود و مصرف‌کنندگان قادر به تمیز کالای آن‌ها از همدیگر نیستند. تولیدکنندگان در صدد حداکثر کردن سود خود هستند و می‌دانند که تصمیم هر طرف در مورد این که چه مقدار تولید کند علاوه بر اینکه بر پیامد (سود) خود بازیکن تاثیر دارد بر سود طرف مقابل نیز تاثیر خواهد داشت. فرض می‌کنیم که مقدار تولید بنگاه ۱ برابر q_1 و بنگاه ۲ برابر q_2 باشد. تابع تقاضای بازار $P(Q) = a - bQ$ که مقدار Q برابر کل تولید (فروش) دو بنگاه در بازار است، یعنی $Q = q_1 + q_2$ است (شکل شماره پ.۵-۶).



شکل پ.۵-۶- نمودار تقاضای کالا

فرض می‌کنیم هزینه ثابت تولید برای هر دو بنگاه وجود ندارد و هزینه نهایی تولید برای هر دو بنگاه یکسان و برابر با c ریال است. تابع هزینه کل هر بنگاه برابر $C_i(q_i) = cq_i$ است. فرض اساسی هم این است که هر بنگاه میزان تولید خود را به طور هم‌زمان با بنگاه دیگر انتخاب می‌کند و لذا امکان مشاهده اینکه بنگاه دیگر چه قدر تولید می‌کند وجود ندارد. این بازی در ادبیات اقتصاد به مدل کورنو^۱ مشهور است. مساله اصلی تعیین تعادل نش در این بازی است، یعنی هر بنگاه چه قدر باید تولید کند؟

فرم استراتژیک بازی به صورت زیر است:

$$N = \{1, 2\} \text{ - مجموعه بازیکنان:}$$

- استراتژی بازیکنان: استراتژی هر بازیکن در این بازی، مقدار تولیدی است که انتخاب می‌کند. برای تعیین دامنه تولید هر بازیکن از تابع تقاضا استفاده می‌کنیم:

$$P(Q) = \begin{cases} a - bQ & Q < \frac{a}{b} \\ 0 & Q > \frac{a}{b} \end{cases}$$

- پیامد بنگاه‌ها عبارت است از تلاش برای افزایش سود خود:

$$u_i(q_1, q_2) = \begin{cases} (a - bQ)q_i - cq_i & Q < \frac{a}{b} \\ 0 - cq_i & Q > \frac{a}{b} \end{cases}$$

بهترین پاسخ بازیکن i به مقدار تولید بازیکن مقابل به صورت زیر تعریف می‌شود:

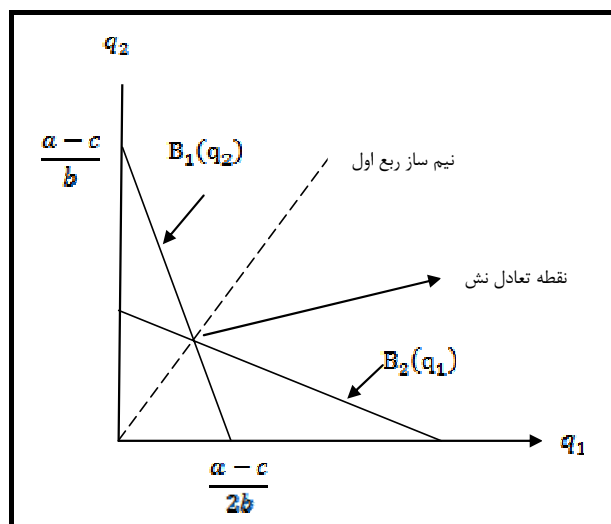
$$\frac{du_i(q_1, q_2)}{dq_i} = a - c - 2q_i - q_j = 0$$

بنابراین معادلات بهترین پاسخ به صورت زیر است:

$$B_2(q_1) = \frac{a - c}{2b} - \frac{q_1}{2}$$

$$B_1(q_2) = \frac{a - c}{2b} - \frac{q_2}{2}$$

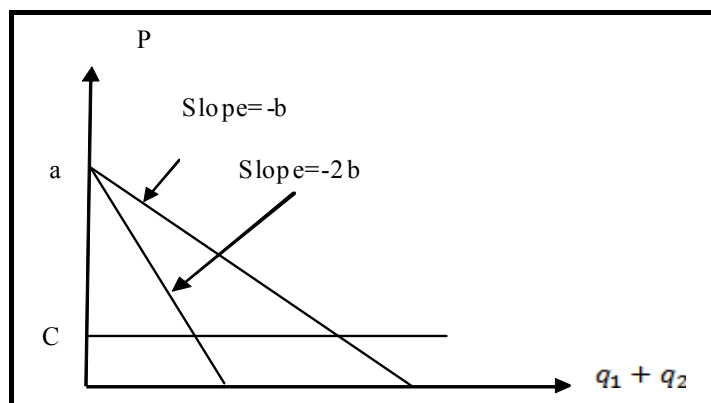
بهترین پاسخ هر بازیکن را به هر مقدار تولید حریف در شکل شماره (پ.۵-۷) نشان داده شده است.



شکل پ.۵-۷- نقطه تعادل نش در شرایط بازی دو بازیگر

در نمودار فوق نقاط $\frac{a-c}{b}$ و $\frac{a-c}{2b}$ دارای معانی خاصی می‌باشند. برای بنگاه اول نقطه‌ی $\frac{a-c}{2b}$ جایی است که تنها خود آن بنگاه وجود دارد و تولید بنگاه دیگر صفر است و یا اصلاً وجود ندارد. این حالت مانند این است که فقط یک تولیدکننده در بازار وجود دارد به عبارت دیگر انحصار کامل داریم. بنابراین بنگاه اول بدون توجه تولید خود را به گونه‌ای

تنظیم می کند تا سود خود را حداکثر کند. بنابراین مقداری برابر با $\frac{a-c}{2b}$ را تولید می کند. اگر بخواهیم این موضوع را با توجه به منحنی عرضه توجیه کنیم که در انحصار کامل درآمد نهایی^۱ برابر با هزینه نهایی^۲ است.



شکل پ. ۵-۸- نقطه تعادل در درآمد نهایی و هزینه نهایی در بازار انحصاری

درآمد برابر است با:

$$\text{Revenue} = aq - bq^2$$

درآمد نهایی برابر است با:

$$\text{MR} = a - 2bq$$

هزینه نهایی برابر است با C که از برخورد آن با منحنی درآمد نهایی میزان تولید شرکت در حالت انحصاری به دست می آید:

$$a - 2bq = c \rightarrow q = \frac{a-c}{2b}$$

برای بنگاه اول نقطه $\frac{a-c}{b}$ جایی است که در آن میزان تولید آن برابر با صفر بوده و فقط بنگاه دوم تولید می کند. به

عبارت دیگر در این نقطه رقابت کامل وجود دارد. این موضوع با توجه به منحنی تقاضا به این صورت توجیه می شود که هزینه تولید بنگاه برابر با هزینه نهایی باشد. یعنی:

$$a - bQ = c \rightarrow Q = \frac{a-c}{b}$$

تا این جا منحنی بهترین پاسخ هر کدام از بنگاه را به دست آوردیم. تعادل نش از برخورد منحنی های بهترین پاسخ به دست می آید. با حل معادلات مربوط به بهترین پاسخ تعادل نش به صورت زیر به دست می آید:

$$q_1^* = q_2^* = \frac{(a-c)}{3b}$$

1- Marginal Revenue

2- Marginal Cost

پیوست ۶

تعاریف

در این پیوست مهم‌ترین کلید واژه‌های اقتصادی مرتبط با راهنما ارائه شده است.

- صنعت برق

براساس آخرین طبقه‌بندی بین‌المللی فعالیت‌های اقتصادی [۳۷]، فعالیت تولید، انتقال و توزیع برق با کد چهار رقمی ۳۵۱۰، زیر مجموعه بخش عرضه برق، گاز، بخار و تهویه هوا می‌باشد و موارد زیر را شامل می‌شود:

- بهره‌برداری از تاسیسات تولید برای تولید انرژی الکتریکی از طریق نیروگاه‌های بخار، هسته‌ای، برفابی، توربین گاز، گازوییل و سایر نیروگاه‌های تجدیدپذیر.
- بهره‌برداری از سیستم‌های انتقال^۱ برای انتقال برق تولیدشده به سیستم توزیع.
- بهره‌برداری از سیستم‌های توزیع (شامل خطوط، پیل‌ها و سیم‌کشی) برای انتقال برق دریافتی از تاسیسات تولید و یا سیستم انتقال به مصرف‌کنندگان نهایی.
- فروش برق به کاربر
- فعالیت‌های کارگزاران برق و یا نمایندگی‌هایی که فروش برق را از طریق سیستم‌های توزیع برق اداره شده توسط دیگران تنظیم می‌کنند.
- بهره‌برداری از برق و تبادل ظرفیت انتقال برای انرژی الکتریکی.

- خدمات جانبی در صنعت برق

خدمات جانبی^۲، خدماتی هستند که ارائه 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 شبکه قدرت ضروری هستند [۶].

الف- خدمات کنترل فرکانس (FC): این خدمات با حفظ و تثبیت فرکانس شبکه در مقدار نامی خود سر و کار دارد. 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^۴ یا تنظیم، رزروهای بهره‌برداری (چرخان^۵ یا غیرچرخان^۶، کنترل ثانویه یا ثالثیه فرکانس) و خدمات تعقیب بار^۷.

۱- یک شبکه انتقال از پست‌های برق و مدارات انتقال ساخته شده است. معمولاً برق از طریق یک جریان متناوب سه فاز انتقال می‌یابد. در نیروگاه‌ها، برق را در سطح ولتاژی نسبتاً پایین در حدود ۱۰ تا ۱۵ کیلوولت تولید می‌کنند. سپس توسط ترانسفورماتور نیروگاه، آن را به یک ولتاژ بالا (۲۲۰ تا ۴۴۰ کیلوولت) جریان متناوب می‌رسانند تا آن‌را به یک پست برق که نقطه خروجی شبکه است و در فواصل دور قرار دارد، انتقال دهند.

2- Ancillary Services

3- Frequency Control

4- Primary Frequency Control

5- Spinning Reserve

6- Non-Spinning Reserve

7- Load Following

ب- خدمات بهره‌برداری و هماهنگی یا خدمات کنترل شبکه (NC)^۱: این خدمات به جنبه‌های کیفی عرضه برق (که از جنس فرکانس سیستم نیستند) مربوط می‌شود. خدمات بهره‌برداری و هماهنگی عمدتاً در ارتباط با کنترل ولتاژ در نقاط مختلف شبکه برق و کنترل توان عبوری (فلو) از قسمت‌های مختلف سیستم با توجه به محدودیت‌های شبکه انجام می‌شود. این خدمات خود به سه دسته عمده برنامه‌ریزی تولید و توزیع بار، کنترل ولتاژ و پشتیبانی توان راکتیو تقسیم‌بندی می‌شوند.

ج- خدمات پشتیبانی و بازیابی^۲ شبکه یا خدمات راه‌اندازی مجدد شبکه (SR)^۳: 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.

- مشارکت‌کنندگان بازار برق^۴

مشارکت‌کنندگان بازار برق مجموعه‌ای از افراد، نهادها، سازمان‌ها و بنگاه‌هایی هستند که در فرآیند تولید، انتقال، توزیع، مصرف و مبادله 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 دسته کلی نهادهای دولتی قانون‌گذار و ناظر (تنظیم‌کننده بازار و بهره‌بردار مستقل سیستم) و بازیگران (تولیدکنندگان، شرکت‌های انتقال، شرکت‌های توزیع، معامله‌گران، عرضه‌کنندگان و مشتریان) تقسیم کرد.

- بسترهای مبادله برق

مبادله برق بین بازیگران بازارهای برق در دو بستر بازار نقدی^۵ (فیزیکی) و بازار مالی^۶ (بورس مبادله انرژی) انجام می‌گیرد. علاوه بر این، برخی بازیگران اقدام به عقد قراردادهای دوجانبه با قیمت‌های توافقی خارج از بازار می‌کنند. بازارهای نقدی به منظور تحویل فیزیکی انرژی شکل می‌گیرند که معاملات در آن‌ها به صورت نقدی انجام می‌شوند و بازیگران آن همگی عناصر حاضر در زنجیره تولید تا مصرف برق هستند. بورس مبادله انرژی، نهادی برای مبادله بسته‌های انرژی بدون توجه به منشأ تولید آن (تولیدکنندگان) به شمار می‌رود که علاوه بر بازیگران فوق، معامله‌گران متعددی نیز حضور دارند که اقدام به خرید و فروش برق در قالب ابزارهای مشتقه گوناگون، شامل قراردادهای سلف، آتی، اختیار معامله و اختلاف قیمت، می‌کنند.

1- Network Control
2- Restoration
3- System Restart
4- Market Participants
5- Spot Market
6- Financial Market

– مدل‌های مهم بازار برق

- خریدار منفرد^۱ (آژانس خرید): این مدل، اولین گام در جهت رقابتی‌تر کردن صنعت عرضه برق و یک مرحله پس از انحصار کامل دولتی حاکم بر تمامی بخش‌های صنعت برق به شمار می‌رود. به‌طوری‌که مالکیت و بهره‌برداری از کلیه مراحل تولید، انتقال و توزیع برق همچنان در اختیار یک نهاد عمومی قرار دارد، با این تفاوت که سرمایه‌گذاری جدید برای تولید انرژی صرفاً توسط تولیدکنندگان مستقل (IPPs)^۲ 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) خریداری کرده و در اختیار عرضه‌کنندگان (یا مصرف‌کنندگان نهایی) قرار می‌دهد.
- مدل رقابت عمده فروشی^۳: در این مدل 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. اما مصرف‌کنندگان نهایی همچنان برق مورد نیاز خود را از طریق یک نهاد عمومی تامین می‌کنند. شرکت‌های توزیع در این بین نقش دوگانه بهره‌بردار شبکه توزیع و فروشنده برق به مصرف‌کنندگان نهایی را بر عهده می‌گیرند.
- مدل رقابت خرده‌فروشی^۴: این مدل 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 کاملاً متمایز شده و نهاد مستقل عمومی صرفاً وظیفه تدارک شبکه‌های توزیع و انتقال را بر عهده دارد. اعمال مقررات در این مدل در پایین‌ترین سطح در بین مدل‌های پیش‌گفته قرار دارد.

– هزینه‌های تولید برق

برق در فرآیند تولید خود، هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیمی ایجاد می‌کند که هم تولیدکنندگان برق و هم اقشار مختلف مصرف‌کنندگان در جامعه را تحت تاثیر قرار می‌دهد. هزینه‌های مستقیم (یا خصوصی) تولید برق شامل «هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه، نگهداری و بهره‌برداری و انواع پرداخت‌های قانونی نظیر بیمه و مالیات و مشابه آن» هستند. اما در فرآیند تولید برق افزون بر هزینه‌های مستقیم، ممکن است هزینه‌های غیرمستقیم (یا اجتماعی) به دلیل ابعاد یا روش‌های مورد استفاده در تولید برق، ایجاد شود که رفاه اجتماعی را تحت تاثیر قرار می‌دهند. هزینه‌های

1- The Single Buyer

۲- تولیدکننده مستقل (Independent Power Producer) یا غیرعمومی (Non-utility Generator)، نهادی است غیردولتی که اقدام به تولید برق و عرضه آن به نهادهای ارائه دهنده خدمات عمومی و مصرف‌کنندگان نهایی می‌کند.

3- Wholesale Competition

4- Retail Competition

اجتماعی در قالب حساب های هزینه ای تولیدکنندگان منعکس نمی شوند. به طور مثال، سوخت مورد نیاز نیروگاه های فسیلی در جریان تبدیل به انرژی، موجب انتشار مواد آلاینده در محیط زیست (به خصوص هوا) شده و هزینه هایی را در فرآیند تولید برق به جامعه تحمیل می کند. همچنین برخی از منابع تجدیدپذیر تولید انرژی نظیر نیروگاه های برقایی موجب تأثیرات منفی بر محیط زیست در محدوده مخازن خود می شوند.

- قیمت برق

«قیمت» مفهومی است که از برهم کنش رفتار تقاضاکننده و عرضه کننده در بازار شکل می گیرد. بر خلاف مفاهیم تمایل به پرداخت و سود انتظاری^۱، قیمت یک کمیت محض عینی است که مبادله کالا در بازار را امکان پذیر می سازد. اگرچه سیستم بازار بر بهره برداری از منابع قیمت گذاری شده تأثیر قابل توجهی دارد، اما در هدایت صحیح تولیدکنندگان و مصرف کنندگان برای بهره برداری از منابع قیمت گذاری نشده ناموفق است.

- ساز و کارهای تشویقی^۲ حمایت از برق تجدیدپذیر

حمایت از انرژی های تجدیدپذیر با هدف کاهش تغییرات آب و هوا از طریق محدود نمودن انتشار گازهای گلخانه ای، حفاظت از محیط زیست منطقه ای، بهبود بهره وری و افزایش امنیت انرژی توسط کشورهای مختلف از طریق ساز و کارهای متفاوت تشویقی انجام می پذیرد. از این میان پنج مورد به شرح زیر مورد توجه بیش تر قرار گرفته است:

- یارانه های سرمایه گذاری^۳: یارانه های سرمایه گذاری غالباً برای کاهش هزینه های سرمایه ای توسعه دهندگان انرژی های تجدیدپذیر مورد استفاده قرار گرفته و از این رو به عنوان مشوقی برای سرمایه گذاری به شمار می رود. از متداول ترین یارانه های سرمایه گذاری می توان به اعطای امتیاز بر ظرفیت تولید (به ازای هر کیلووات) و یا اعطای یارانه معادل درصدی از کل هزینه های سرمایه گذاری اشاره نمود.
- تعرفه های تضمینی^۴: تعرفه های تضمینی که بیش تر از قیمت های بازار تعیین می شود با هدف جبران هزینه تولیدکنندگان برق تجدیدپذیر، تنظیم می گردد تا بتوانند در قالب قراردادهای بلندمدت، از فروش برق تولیدی خود اطمینان حاصل نمایند.
- پرداخت ثابت مازاد^۵: برخلاف تعرفه تضمینی که مقدار ثابتی را برای هر کیلووات ساعت برق تجدیدپذیر در نظر می گیرد، در این ساز و کار مقدار ثابتی به قیمت بازاری برق افزوده می شود. لذا با تغییر قیمت برق،

۱- سود مورد انتظار عرضه کننده نیز همانند تمایل به پرداخت تقاضاکننده یک مفهوم ذهنی و انتزاعی است که بسته به شرایط و ویژگی های بازار می تواند به صور گوناگون عینیت یابد.

۲- در مقابل ساز و کارهای تشویقی، ساز و کارهای محدود کننده (نظیر جرایم برای نیروگاه های سوخت فسیلی و...) هم وجود دارد.

3- Investment Subsidies

4- Feed-in Tariff Schemes

5- Fixed Premium Schemes

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.

- سیستم سهمیه‌بندی اجباری^۱: در این روش 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.
- گواهی سبز قابل تجارت^۲: در قالب این ساز و کار، تولیدکنندگان به ازای تولید هر کیلووات ساعت برق تجدیدپذیر (با توجه به تکنولوژی تولید) تعدادی گواهی دریافت می‌کنند که در بازارهای مرتبط قابل مبادله است.

1- Obligated Quotas

2- Tradable Green Certificate Systems

منابع و مراجع

- ۱- افشار، کریم و رضا ریاحی، «تجدید ساختار در صنعت برق و گذری بر بازار برق ایران»، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، ۱۳۸۸.
- ۲- بیات، حبیب الله، «نیروگاه‌های برقابی»، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، ۱۳۸۰.
- ۳- پرمن، راجر، جیمز مک‌گیلری و یوما، «اقتصاد محیط‌زیست و منابع طبیعی»، ترجمه حمیدرضا ارباب، نشر نی، ۱۳۸۷.
- ۴- سازمان آب و برق خوزستان، «بررسی پارامترهای ملی محاسبات اقتصادی تولید انرژی برقابی»، شرکت مهندسی مشاور مهتاب قدس، ۱۳۸۷.
- ۵- شرکت توانیر، «تدوین اطلس آلودگی نیروگاه‌های کشور»، دفتر امور تحقیقات برق، ۱۳۸۵-۱۳۸۷.
- ۶- شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران، «تعیین قیمت برق تولیدی نیروگاه‌های برقابی»، شرکت مهندسی مشاور مهتاب قدس، ۱۳۹۰.
- ۷- شرکت مدیریت شبکه برق ایران، «مروری بر انواع خدمات جانبی در بازارهای برق دنیا»، دفتر مطالعات اقتصادی و ارتقای بازار برق، ۱۳۸۷.
- ۸- شرکت مدیریت منابع آب ایران، «قیمت‌گذاری انرژی و خدمات نیروگاه‌های برقابی بر اساس یک منطق علمی»، کیومرث حیدری، ۱۳۸۶.
- ۹- کمیته ملی سدهای بزرگ ایران، «پیشنهاد نرخ بهره-تنزیل مناسب جهت ارزیابی اقتصادی نیروگاه‌های برقابی»، طیبیه آریان، سال ۱۳۸۱.
- ۱۰- لیارد، پی. آر. جی. و ا.ا. والترز، «تئوری اقتصاد خرد»، ترجمه عباس شاکری، نشر نی، ۱۳۸۶.
- ۱۱- محمدی اردهالی، مرتضی، «تولید و نیروگاه‌های انرژی الکتریکی»، انتشارات دانشگاه صنعتی امیرکبیر، ۱۳۸۹.
- ۱۲- معاونت فنی و پژوهش‌های شرکت مدیریت منابع آب کشور، «قیمت‌گذاری انرژی و خدمات نیروگاه‌های برقابی براساس یک منطق علمی»، کیومرث حیدری، ۱۳۸۶.
- ۱۳- موریس، اس. چارلز و اون. آر. فیلیپس، «تحلیل اقتصادی: نظریه و کاربرد (اقتصاد خرد)»، ترجمه حسن سبحانی، انتشارات دانشگاه تهران، جلد اول، ۱۳۸۴.
- ۱۴- موسسه تحقیقات اقتصادی دانشگاه تربیت مدرس، «هزینه خاموشی مترتب بر اقتصاد ملی، مصرف‌کننده و صنعت برق»، ۱۳۷۴.
- ۱۵- موسسه تحقیقات اقتصادی دانشگاه تربیت مدرس، «هزینه خاموشی در بخش‌های خانگی، صنعت، تجاری-عمومی و اقتصاد ملی»، ۱۳۷۹.
- ۱۶- «راهنمای برآورد خسارت مخزن در محدوده دریاچه سدهای مخزنی»، نشریه شماره ۵۸۶، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رییس‌جمهور، ۱۳۹۱.

- ۱۷- «دستورالعمل بررسی‌های اقتصادی طرح‌های توسعه منابع آب (تجدیدنظر اول)»، نشریه شماره ۲۵۸، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رییس‌جمهور.
- ۱۸- وزارت نیرو، معاونت امور برق و انرژی، ترازنامه انرژی سال‌های مختلف.
- 19- A. Horsley and A. J. Wrobel, (1999); Efficiency Rents of Storage Plants in Peak-Load Pricing, II: Hydroelectricity, London School of Economics and Political Science, STICERD Theoretical Economics Discussion Paper: TE/99/372.
- 20- Berkeley National Laboratory, (2009); Estimated Value of Service Reliability for Electric Utility Customers in the United States, Department of Energy
- 21- Campbell R. J., (2010); Small Hydro and Low-Head Hydropower Technologies and Prospects.
- 22- Electric Power Research Institute (EPRI), Hydropower Reliability Study, Palo Alto, CA: 1984. EM- 3435.
- 23- Electric Power Research Institute (EPRI), (2001); Hydropower Technology Roundup Report Accommodating Wear and Tear Effects on Hydroelectric Facilities Operating to Provide; TR-113584-V4.
- 24- F. Tierney, Susan et al., (2008); Uniform Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it make a difference? New York ISO.
- 25- Hydropower Reliability Study. EPRI, Palo Alto, CA: 1984. EM-3435.
- 26- IEA, Statistics and Balances, Retrieved 2011.
- 27- Intergovernmental Panel on Climate Change (ipcc), (2011); Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.
- 28- International Finance Corporation, (2009); No. 21; Directions In Hydropower: Scaling Up For development, World Bank.
- 29- International Hydropower Association (IHA), (2010); International Hydropower Association Activity Report.
- 30- J. Warford and M. Munasinghe, (1982); Electricity Pricing: Theory and Case Studies; The John Hopkins University Press Baltimore-London.
- 31- M. E. El-Hawary and G. S. Christensen, (1979); Optimal Economic Operation of Electric Power Systems; Academic Press New York.
- 32- Norwegian Water Resources and Energy Directorate, (2001); Water resource Act and Regulations.
- 33- R. Wilson, (1998); Priority Pricing of Ancillary Services in Wholesale Electricity Markets.
- 34- T. C. Koopmans, (1957); Water Storage Policy in a Simplified Hydroelectric System; Cowles Foundation, Yale University, Cowles Foundation Discussion.
- 35- U.S. Energy Information Administration (eia), (2011); Annual Energy Review 2010.
- 36- Union of the Electricity Industry (eurelectric), (2003); Efficiency in Electricity Generation.
- 37- United Nations, International Standard Industrial Classification of All Economic Activities (ISC), Rev. 4.