دوفصلنامه اقتصاد پولی، مالی(دانش وتوسعه سابق) دوره جدید، سال بیست و یکم، شمارۀ۷، بهار و تابستان ۱۳۹۳

امکان‌سنجی ایجاد بازار ظرفیت انرژی الکترسیته برای مشترکین پر مصرف در بورس انرژی ایران

زین‌العابدین صادقی[1]
استادیار گروه اقتصاد دانشگاه شهید باهنر کرمان
حمیدرضا امیرماهانی[2]
کارشناسی ارشد مدیریت مالی از دانشگاه آزاد اسلامی واحد قشم و کارشناس برق منطقه‌ای استان کرمان

تاریخ دریافت : ۱۳۹۲/۶/۲۰ تاریخ پذیرش : ۱۳۹۲/۱۲/۵

چکیده

سرمایه‌گذاری مناسب در صنعت برق امروزه از مهم‌ترین دغدغه‌های سیاست‌گذران و متولیان بازارهای برق است. نوسانات بلندمدت در سرمایه‌گذاری و به تبع آن در ظرفیت تولید، امروزه گریبان‌گیر صنعت برق شده‌است.

اما یکی از تمهیدات لازم به منظور پیش گیری از ناپایداری و نوسانات سرمایه‌گذاری در ظرفیت برق، راه‌اندازی بازار ظرفیت می‌باشد. این تحقیق ضمن معرفی بازار ظرفیت، بررسی توجیه اقتصادی سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه با فن‌اوری‌های مختلف، در پی بررسی امکان سنجی شکل‌گیری بازار ظرفیت در بازار برق ایران می‌باشد.

بر اساس نتایج این مطالعه کمترین قیمت انرژی مربوط به فن‌اوری سیکل ترکیبی و بیشترین قیمت مربوط به نیروگاه خورشیدی است. تقریباً قیمت تمام شده هر کیلو وات ساعت انرژی نیروگاه خورشیدی بیشتر از دو برابر نیروگاه سیکل ترکیبی می‌باشد. افزایش نرخ ارز در دو سناریو هزینه‌های ظرفیت را تقریباً دو برابر نموده‌است. و این افزایش هزینه‌ها حاکی از اهمیت نرخ ارز در هزینه‌های ظرفیت و تامین مالی پروژه‌های تولید برق است. البته این افزایش در بین فن‌اوری‌های مختلف متفاوت است.

1- نویسنده مسئول: Abed_sadeghi@yahoo.com

2- hamidmahani2000@yahoo.com

واژه‌های کلیدی: بازار ظرفیت، نیروگاه برق، سرمایه‌گذاری، قیمت‌گذاری ظرفیت

طبقه‌بندی JEL: D40, Q41

Feasibility Study of Commissioning a Power Capacity Market for High-Consuming Customers in Iran energy Stock

Zeinolabedin Sadeghi
Assistant Professor in Economics Department of Kerman Shahid Bahonar University,
Hamid Reza Amir mahani
Financial Management at the Islamic Azad University of Qeshm and Regional Electric Expert in Kerman Province.

Received: 11 Sep 2013 **Accepted:** 24 Feb 2014

Abstract

Today, a good investment in the electricity industry is one of the important concerns of policy makers and power market authorities; Nowadays power industry suffers from the long-term fluctuations in the investment sector and consequently in the power generation capacity. But one of the necessary measures for preventing instability and volatility of investing in the field of power capacity is to commission a capacity market.

This study evaluates feasibility of commissioning a capacity market in Iran's power market, while introducing capacity market and evaluating the feasibility of investment in the construction of power plant using different technologies.

Based on the results of this study, combined cycle technology has the lowest price and the highest price belongs to the solar power plants. Approximately the cost incurred per kilowatt hour of solar power plant is more than twice the cost of combined cycle power plant. The increase in the exchange rate has caused the capacity costs to be almost doubled in both scenarios and this suggests the importance of the exchange rate in the field of capacity costs and also in financing the power generation projects. However, such an increase is different among various technologies.

Keyword: Capacity Market, Power Plant, Investment, Capacity Pricing

JEL Classification: D40, Q41

۱. مقدمه

صنعت برق به عنوان یک زیر بخش رو به رشد بخش انرژی، به‌خصوص در چند دهه اخیر، حدود یک سوم اقتصاد و انرژی جهان را تشکیل می‌دهد. صنعت برق یکی از عظیم ترین صنایع جهان است که عایدات سالانه آن بیش از ۸۰۰ میلیارد دلار برآورد می‌شود و این تقریباً دو برابر صنعت خودرو است. اما به‌دلیل ماهیت این صنعت که به‌صورت دولتی می‌باشد ، دولت‌ها مجبورند هزینه‌های مالی سرمایه‌گذاری این صنعت را فراهم نمایند (فلاوین و لنسن،۲۰۰۲). بر اساس اصل ۴۴ قانون اساسی، تجدید ساختار و واگذاری بخش عمده صنعت برق به بخش خصوصی الزامی است .

یکی از راه‌کارهای تجدید ساختار و اجرای اصل ۴۴ قانون اساسی ایجاد مکانیزم بازار در صنعت برق می‌باشد. یکی از تغییرات اساسی در سال‌های اخیر ایجاد شکل ناقصی از بازار انرژی به‌خصوص بازار برق در کشور می‌باشد، ولی این بازار هنوز نیاز به تکامل دارد. هم‌چنین یکی از بازارهای جانبی این بازار در دنیا بازار ظرفیت است. در ایران دستورالعمل این بازار به تازگی تصویب شده‌است و مطالعات جامعی نیز در مورد بازار ظرفیت و پیش بینی نیاز صنایع به ظرفیت، صورت نگرفته است.

رشد اقتصادی، افزایش درآمد سرانه و توسعه کشورها باعث افزایش نیاز به سرمایه‌گذاری مناسب در صنعت برق گردیده است، این مهم امروزه از مهم‌ترین دغدغه‌های سیاست‌گذاران و متولیان بازارهای برق است. افزایش بی‌رویه قیمت برق وکاهش شدید قابلیت اطمینان سیستم در دوره‌هایی و بر عکس رشد بیش از اندازه عرضه، کاهش شدید قیمت‌ها و مقرون به صرفه نبودن تولید و سرمایه‌گذاری در مقاطعی دیگر از این جمله است. این تبعات در صورت عدم پیش‌بینی تمهیدات لازم، ازجمله مکانیزم‌های پیشنهادی که برای اطمینان از تامین ظرفیت کافی برای آینده توسط بعضی از بازارهای برق موجود در دنیا مورد استفاده قرارگرفته است عبارتنداز:

۱-پرداخت بابت ظرفیت[1]، ۲- بازارهای ظرفیت[2]، و ۳- قراردادهای قابلیت اطمینان[1]

1- Capacity Payment
2- Capacity Market

تجدید ساختار در صنعت برق در سال‌های اخیر سیاست‌گذاران و همین‌طور شرکت‌های برق را با مشکلاتی در برنامه‌ریزی بلندمدت دچار کرده است. در سیستم یکپارچه سنتی، سرمایه‌گذاری با توجه به طرح بهینه توسعه تولید در سطح منطقه‌ای و یا ملی صورت می‌پذیرفت. در حالی که در محیط جدید، برنامه‌ریزی توسط مشارکت کنندگان در بازار و به صورت غیر متمرکز انجام می‌شود. همه این موارد حاکی از اهمیت مطالعه بازار ظرفیت برق در ایران است. این تحقیق ضمن معرفی بازار ظرفیت و بررسی توجیه اقتصادی سرمایه‌گذاری دراحداث نیروگاه با فن آوری‌های مختلف، در پی بررسی امکان سنجی شکل‌گیری بازار ظرفیت در بازار برق ایران می‌باشد.

۲. ادبیات موضوع

امروزه تعداد بسیار کمی بازار ظرفیت وجود دارد. بازار PMJ[2] آمریکا مثال خوبی از بازار ظرفیت در دنیا است. PMJ در سال ۱۹۵۶ تأسیس شده است و شش بهره‌بردار بازار دارد: دو بازار اعتباری تولید ظرفیت، دو بازار انرژی، یک بازار مالی حق‌الاجاره انتقال و یک بازار خدمات جانبی، PMJ به دلیل استفاده از مدل قیمت‌گذاری قابلیت اطمینان[3] از سال ۲۰۰۶ به بعد یک دوره گذار را در سازمان‌دهی خود به‌وجود آورد.

در بازار PMJ تقاضا برای ظرفیت موجود است و نَهاده‌های تأمین کننده بار نیازمند مقدار معینی ظرفیت در دسترس هستند. این مقدار ظرفیت بر طبق قوانین بازار توسط بهره‌بردار سیستم مرتب می‌شود. بازار ظرفیت همانند بازارهای موجود انرژی از ترکیب یک سازمان و بازار دو جانبه تشکیل شده است. برای مثال مزیت بازار برای یک بهره‌بردار بازار تازه تأسیس خلق مجموعه‌ای از تولیدات استاندارد با قیمت‌های کاملاً شفاف می‌باشد. بازار PMJ در کنار قراردادهای دو جانبه دارای بازارهای ظرفیت فصلی، ماهیانه و روزانه می‌باشد (*Doorman, & Solem ,2005*).

شیوه‌های متفاوتی برای تعیین قیمت در بازار ظرفیت وجود دارد. یکی از این شیوه‌ها تعیین حداقل قیمت پیشنهادی از طرف فروشنده ظرفیت برای هر MW ظرفیت و حداکثر قیمت پرداختی

1- Reliability Contract
2- Pennsylvania-Maryland-Jersey (PMJ)
3- Reliability Pricing Model

توسط خریدار برای هر MW ظرفیت است و سپس براساس توافق عرضه کنندگان و تقاضاکنندگان و شرایط بازار یک قیمت تعیین می‌گردد و این قیمت تعیین شده ضمناً بازار ظرفیت را نیز تسویه می‌کند؛ این شیوه تعیین قیمت امروزه در بازار PMJ اجرا می‌شود (*Doorman, & Solem ,2005*).

شیوه دیگر تعیین قیمت ارزش‌گذاری قطع بار است. در روش ارزش قطع بار[1] ارزشی که مصرف کننده برای عدم قطع برق حاضر است بپردازد را به عنوان قیمت پیشنهادی مصرف کننده برای ظرفیت در نظر می‌گیرند. بدیهی است در حالتی که عرضه به حداکثر مقدار خودش برسد و بار قطع گردد در تولید بحران به‌وجود می‌آید، بنابراین قیمت‌گذاری بر مبنای VOLL تنظیمی[2] است. برای اجرای قیمت‌گذاری VOLL باید ارزش فقدان بار تعیین گردد.

در یک سیستم قدرت معین H متوسط بار قطع شده سیستم به MWh و V_H متوسط مازاد مصرف کننده ناشی از مصرف برق را نشان می‌دهد. هنگامی که یک افزایش کوچک در ظرفیت نصب شده رخ دهد dH ـ نسبت به H کاهش و dV_H نسبت به V_H افزایشی می‌باشد پس:

$$VOLL = -\frac{dV_H}{dH} \qquad (۱)$$

از لحاظ فنی رابطه بالا ارزش نهایی قطع بار است. کاهش در مازاد مصرف کننده به‌دلیل ۱ MWh قطع بار را VOLL گویند (Stoft, 2002). قیمت‌گذاری بر مبنای VOLL باعث القاء سرمایه‌گذاری بهینه در تولید ظرفیت و از این‌رو سطح قابلیت اطمینان بهینه می‌گردد و این عامل یک سیاست امنیت بهینه در سیستم برق در کوتاه مدت است[3] (Stoft, 2002) .

بازارهای اعتباری ظرفیت روزانه و ماهانه در پی ام جی طبق برنامه اجرایی یازدهم از

1- Value of Lost Load (VOLL)

۲- منظور از تنظیمی این است که این قیمت ماحصل عرضه و تقاضا در بازار نیست.

۳-معیار بهینه سرمایه‌گذاری بر اساس رابطه (۱) خواهد بود:

SRMCS=LRMCC(۱)

که در این رابطه SRMCS هزینه نهایی مورد انتظار قطع برق (خاموشی) و LRMCC هزینه نهایی بلندمدت توسعه ظرفیت می‌باشد(Lee,1993).

توافقنامه‌ی عملیاتی پی ام جی اجرا می‌شوند. پی ام جی مسئول اجرای بازارهای ظرفیت روزانه و ماهانه بر اساس برنامه اجرایی یازدهم از توافقنامه‌ی عملیاتی پی ام جی می‌باشد. بازارهای اعتباری ظرفیت ماهانه (و چند ماهه) برای تامین کنندگان بار و صاحبان منابع فرصتی جهت خرید و فروش اعتباری ظرفیت برای یک یا چند ماه آتی و با انتظار تغییر تعهدات فراهم می‌آورند. بازارهای اعتباری ظرفیت روزانه بر مبنای بازار نهایی فرصتی برای تامین کنندگان بار به منظور برآورده نمودن تعهدات پیش رو فراهم می‌آورند. این قانون در ۶۳ بند و ۳۳ تبصره تدوین شده است. در ایران نیز مجوز ایجاد بازار ظرفیت در دستورالعمل بند (و) ماده ۱۳۳ قانون برنامه پنجم به تصویب شورای اقتصاد رسیده است.

۳. پیشینه تحقیق

موضوع تجدید ساختار در کشور موضوع تازه و جدیدی می‌باشد و در خصوص بازار ظرفیت برق ایران تاکنون هیچ تحقیقی انجام نپذیرفته است. در برخی بازارهای برق دنیا همانند PMJ و یا کالیفرنیا بازارهای ظرفیت خود را راه اندازی نموده اند ولی می‌توان به مطالعات تقریباً مشابه زیر اشاره نمود:

دورمن[1] (۲۰۰۵) در مقاله‌ای با عنوان اشتراک ظرفیت: راه حلی برای چالش تقاضای پیک در بازار رقابتی سعی می‌کند با استفاده از یک بازار برق رقابتی (همانند بازار برق اسکاندیناوی) اشتراک ظرفیت را در قالب بازار اجرا کند. این روش شکل تکامل یافته روش اجرایی بازار برق PMJ[2] آمریکا است، در بخشی از این بازار تحت عنوان بازار اعتباری ظرفیت[3]ظرفیت به صورت کوتاه‌مدت (روزانه) و هم به‌صورت بلندمدت بین مصرف‌کننده و تولید کننده معامله می‌شود.

تیشلر و همکاران[4] (۲۰۰۸) در مقاله‌ای با عنوان الزام ظرفیت[1] و نوسان قیمت در بازار برق

1- Doorman(2005)
2- Pennsylvania –New Jersey –Maryland(PMJ)
3- Capacity Credit Market
4- Tishler et al.(2008)

رقابتی به بررسی این موضوع از طریق یک مدل دو مرحله‌ای پرداختند. بر اساس نتایج این مقاله یک وابستگی درونی بین ایجاد ظرفیت، نوسان قیمت و خدمات قابلیت اطمینان وجود دارد که در اصلاحات بازار برق باید مد نظر قرار گیرد.

جانگ و همکاران[۲] (۲۰۰۹) در مقاله‌ای با عنوان رفتار استراتژیک در بازارهای ظرفیت برق به بررسی راه‌هایی که در آن طراحی بازار ظرفیت برق ممکن است، تولیدکنندگان را به اعلام ظرفیت قابل استفاده بیش از حد واقعی، تشویق کند می‌پردازند. برای انجام تجزیه و تحلیل، یک مدل بازی دو نفره ساده و مجزا با تمرکز بر دو استراتژی خالص تعادل نش معرفی شده است: یک تعادل که در آن تولیدکنندگان ظرفیت‌های واقعی خود را پیشنهاد می‌دهند و یک تعادل که در آن تولیدکنندگان بیش از ظرفیت واقعی خود را پیشنهاد می‌دهند.

شودر[۳] (۲۰۱۰) در مقاله‌ای با عنوان تجزیه و تحلیل قیمت و حجم در بازارهای ظرفیت انتخابی به موضوع کفایت سیستم می‌پردازد. به عنوان مثال باید به اندازه کافی ظرفیت نصب شده برای مواجه شدن با تقاضای برق مورد نیاز، با یک قابلیت اطمینان قابل قبول وجود داشته باشد. چالش در یک بازار آزاد (بدون مانع) این است که مدت زمان بهره برداری از واحدهای نیروگاهی مورد استفاده در پیک بار شبکه آن چنان کم است که آنها برای سودآور بودن نیاز به قیمت‌های بسیار بالا دارند. این موضوع به روش‌های مختلفی، از جمله ایجاد بازارهای ظرفیت منجر می‌شود. هدف این مقاله تجزیه و تحلیل ارتباط بین قیمت‌های پیک، قابلیت اطمینان سیستم و مقدار مورد نیاز ظرفیت (به عنوان مثال حجم بازار ظرفیت) است.

سان و همکاران[۴] (۲۰۱۰) در مقاله‌ای با عنوان تامین مالی بلندمدت ظرفیت تولید در یک مرجع قیمتی بر مبنای بازار ظرفیت یک بازار ظرفیت نمونه را مورد بررسی قرار می‌دهند که با نظام همگرای طراحی بازار سازگار است. با توجه به ضرورت طرح قیمت‌گذاری سیستماتیک برای

1- الزام به اینکه همه نهادهای تامین بار،مقدار معینی از ظرفیت نصب شده را مالک باشند یا با همین مقدار قرارداد داشته باشند.این مقدار الزامی،نوعاً در حدود ۱۱۸ درصد اوج بار این نواحی است.اگر یک نهاد تامین بار نتواند حد الزامی ظرفیت مربوط به خود را برآورده سازد،جریمه می‌شود (stoft,2002).

2- Joung et al.(2009)
3- Söder(2010)
4- Sun et al.(2010)

تعیین ارزش قیمت مرجع ظرفیت، یک مدل قیمت‌گذاری بر اساس روش Black Scholes پیشنهاد شده است. مطالعه عددی برای اثبات اعتبار مدل با رویکرد شبکه صورت گرفته است. براساس نتایج این مطالعه بازار ظرفیت در بلندمدت باعث سرمایه‌گذاری پایدار در ایجاد ظرفیت می‌شود.

جنکینز و همکاران[1] (۲۰۱۱) در مقاله‌ای با عنوان کارآیی انرژی به عنوان یکی از منابع بازار آتی ظرفیت نیوانگلند در کشور آمریکا پرداختند و در این مطالعه عوامل موفقیت و مشکلات این بازار بررسی شده است.

٤. مبانی نظری

فرض می‌شود که تولیدکننده برق دارای یک نوع نیروگاه می‌باشد که برای هر واحد محصول، هزینه عملیات b و هزینه سرمایه B می‌باشد. اگر محصول با Y و ظرفیت با K نشان داده شود، تابع هزینه در دامنه $\{(y,K) \setminus y \le K\}$ به‌صورت $C(y,K) = by + BK$ معین می‌شود.

تولید کننده به دلیل نوسانات بار اطلاع دقیقی از بار تقاضا شده خود ندارد، بنابراین بار می‌تواند در دامنه$[Q_L, Q_H]$نوسان کند. با یک بار مورد انتظار $\overline{Q}$ مقدار هزینه مورد انتظار به‌وسیله رابطه زیر به‌دست می‌آید[2]:

$$EC\left(Q,QH\right) = E\left(bQ + BQH\right) = b\overline{Q} + BQH = C\left(\overline{Q},QH\right) \quad (۲)$$

هزینه متوسط (بلندمدت) به‌وسیله رابطه زیر به‌دست می‌آید:

$$\frac{C\left(\overline{Q}, Q_H\right)}{\overline{Q}} = b + B\,\frac{Q_H}{\overline{Q}} \quad (۳)$$

با لحاظ کردن تغییرات در توزیع سطوح بار هزینه نهایی بلندمدت به‌وسیله رابطه زیر تعریف می‌شود

1- Jenkins et al.(2011)

2- برای سادگی فرض می‌شود که تقاضای بار تابعی از دما است.

$$\frac{dC}{d\overline{\overline{Q}}} = b + \mathrm{B}\,\frac{dQ_{H}}{d\overline{\overline{Q}}}$$

(۴)

تابع هزینه متوسط تابعی معکوس از ضریب بار است و بنابراین با افزایش ضریب بار هزینه متوسط کاهش می‌یابد. افزایش ضریب بار مصرف کننده هدف اصلی برنامه‌های مدیریت بار است. از طریق خرید و فروش ظرفیت می‌توان با جابه‌جایی ظرفیت از دوره پیک به دوره غیر پیک ضریب بار را افزایش داده و در نتیجه هزینه متوسط کاهش می‌یابد (Bernard and Roland ,2000).

تابع رفاه اجتماعی[۱] که در این مطالعه به‌کار گرفته شده است، از نوع تابع رفاه اجتماعی مطلوبیت گرایان می‌باشد که به‌صورت مجموع مطلوبیت افراد است. در این تابع افراد i و j به‌صورت متقارن رفتار می‌کند و وزن مطلوبیت افراد برابر است. بنابراین در این تابع رفاه اندازه سهم رفاه افراد مهم است. می‌توان این تابع رفاه را به‌صورت مجموع مازاد مصرف کننده و تولید کننده نوشت[۲].

فرض می‌شود یک برنامه‌ریزی متمرکز وجود دارد که هدفش حداکثر کردن مجموع (کل) مازاد مورد انتظار مصرف کننده و تولید کننده است. بهای هر کیلو وات ساعت انرژی تولیدی برابر با b و برای مصرف هر واحد ظرفیت نیاز به هزینه B می‌باشد. در این حالت تصمیم برنامه‌ریز را می‌توان به‌صورت زیر خلاصه کرد:

$$\underset{p\geq 0,\,k\geq 0}{MaxEW} = \int_{\hat{\theta}}^{\theta_H} [ES^{*}(P,k,\theta) + E\pi(P,k,\theta)]g(\theta)d\theta \qquad (۴)$$

که در این معادله EW رفاه مورد انتظار، ES مازاد مورد انتظار مصرف کننده ، Eπ سود مورد انتظار تولید کننده (به عنوان مازاد مورد انتظار تولید کننده)، $\hat{\theta}$ مصرف کننده‌ای است که تقاضایش برای ظرفیت برابر با صفر است(حد پایین مشارکت مصرف کننده) و θ_H مصرف کننده

۱- منظور از تابع رفاه اجتماعی همان تابع رفاه جمعی خریداران و فروشندگان ظرفیت است.

۲- برای مطالعه بیشتر رجوع شود به:

Jehle ,G.A.(1991).Advanced Microeconomic Theory. Publisher: Prentice Hall.

پر مصرف می‌باشد. با مشتق‌گیری از تابع رفاه نسبت به P و K و اعمال شرایط کان تاکر قیمت بهینه برق مورد استفاده (انرژی) و قیمت ظرفیت P = b K = B، به‌دست می‌آید[1] (Panzar and Sibley,).

---

1 - اثبات قیمت‌های بهینه

q^* به‌عنوان تابع تقاضای دلخواه تلقی می‌شود که برابر با $q^* = (p,t,\theta)$ است. در ظرفیت A، قیمت p و مصرف کننده نوع θ حالتی از دمای طبیعی $\hat{t}$ وجود دارد که تقاضای دلخواه برابر با ظرفیت است.

$$q^*\left(p,\hat{t},\theta\right) = A \qquad (۱)$$

بنابراین برای $t \le \hat{t}$ (دمای کمتر از $\hat{t}$) مصرف به‌وسیله تقاضای دلخواه $q^*\left(p,\hat{t},\theta\right)$ تعیین می‌شود و برای $t > \hat{t}$ (دمای بیشتر از $\hat{t}$) مصرف برابر با A (ظرفیت خریداری شده) است. مازاد مورد انتظار مصرف کننده به‌وسیله رابطه زیر معین می‌شود:

$$ES = \int_{t_L}^{\hat{t}} [\int_0^{q^*} Pdq - pq^*]\, f(t)dt + \int_{\hat{t}}^{t^H} [\int_0^{A} Pdq - pq^*]\, f(t)dt - KA \qquad (۲)$$

در رابطه بالا انتگرال اول متوسط مازاد در دمای که کمبود ظرفیت وجود ندارد $(q^* \le A)$ را نشان می‌دهد. در حالی که انتگرال دوم متوسط مازاد را در حالتی که θ امین مصرف‌کننده دارای محدودیت مقدار ظرفیت خریداری شده برای آینده (به اعتبار آینده) است، را نشان می‌دهد. K قیمت هر واحد ظرفیت است:

$$E\pi = \int_{\hat{\theta}}^{\theta_H} \left\{ \left[(p-b) \int_{t_L}^{\hat{t}_{(\theta)}} q^*(p,t,\theta)\, f(t)dt + A^*.\left[1-F(t)\right] \right] + (k-\beta)A^*(p,k,\theta) \right\} g(\theta)d\theta \qquad (۳)$$

رابطه بالا سود مورد انتظار تولید کننده را نشان می‌دهدّ.

$$\frac{\partial EW}{\partial p} = \int_{\hat{\theta}}^{\theta_H} \left\{ \begin{array}{l} \dfrac{\partial ES^*}{\partial p} + \displaystyle\int_{t_L}^{\hat{t}_{(\theta)}} q^*(\theta)\, f(t)dt + A^*(\theta)\left[1-F(\hat{t})\right] + \\ (p-b) \displaystyle\int_{t_L}^{\hat{t}_{(\theta)}} \frac{\partial q^*}{\partial p} f(t)dt + \frac{\partial A^*}{\partial p}\left[(p-b)\left[1-F(\hat{t})\right] + (k-\beta)\right] \end{array} \right\} g(\theta)d\theta - \left[ES^*(\hat{\theta}) + E\Pi(\hat{\theta})\right] g(\hat{\theta}) \frac{\partial \hat{\theta}}{\partial p} \le 0$$

$$p \ge 0, \qquad p.\frac{\partial EW}{\partial p} = 0 \qquad (۴)$$

1978)

۵. روش‌شناسی تحقیق

برای ایجاد ظرفیت جدید از طریق احداث نیروگاه و تولید برق حداقل دو سر فصل هزینه‌های سرمایه و هزینه‌های سالیانه وجود دارد. سر فصل هزینه‌های سرمایه شامل هزینه‌های زیر می‌شود:

- تجهیزات الکتریکی و مکانیکی تولید در نیروگاه؛
- ساختمان‌ها و زیربناها؛
- کارهای مهندسی و شهرسازی (راه‌سازی، کانال‌کشی و نظایر آن)؛
- ماشین افزار (توربین، بویلر، تاسیسات خنک‌کننده ماشین‌آلات و مانند آن)؛
- وسایل و ابزار داخلی (دفتر فروش)؛
- متفرقه.

سر فصل هزینه سالیانه شامل موارد ذیل است:

حداقل زیر بخش هزینه‌های سالیانه باید طوری باشد که بتوان سهم هر یک را در کل هزینه‌های عرضه محاسبه نمود. خلاصه زیر می‌تواند در این مورد مفید باشد:

- سوخت، روغن، آب و انبارهای ذخیره موتور
- حقوق و دستمزد که به موارد زیر تقسیم می‌شود:

عملیات: شامل R & M (تعمیرات و نگهداری)[1]. مولدهای اولیه، R & M برای تمام تجهیزات مکانیکی و برقی دیگر نیروگاه و R & M برای تمام ساختمان‌ها و امور مهندسی عمران

- اجاره‌بهای نیروگاه‌ها، مالیات، نرخ بهره و بیمه (هزینه‌های استهلاک)
- جایگزینی ابزار و تعمیرات
- متفرقه (سازمان ملل، ۱۹۷۲)

$$\frac{\partial EW}{\partial k} = \int_{\hat{\theta}}^{\theta_H} \left\{ \frac{\partial ES^*}{\partial k} + \left[(p-b)\left[1-F(\hat{t})\right] + (k-\beta)\right]\frac{\partial A^*}{\partial k} + A^* \right\} g(\theta)d\theta - \left[ES^*(\hat{\theta}) + E\Pi(\hat{\theta})\right] g(\hat{\theta})\frac{\partial \hat{\theta}}{\partial k} \le 0 \qquad (۵)$$

$$k \ge 0, \qquad k.\frac{\partial EW}{\partial k} = 0$$

1- Repairs and Maintenance (R & M)

بنابراین هزینه سرمایه را می‌توان به عنوان هزینه‌های ثابت و هزینه‌های سالیانه را به عنوان هزینه‌های متغیر در نظر گرفت.

در نهایت هزینه‌های توسعه ظرفیت به ترتیب زیر برآورد می‌گردد:

در گام اول براساس ظرفیت مورد نیاز، ارزش فعلی سرمایه‌گذاری ثابت برای ایجاد این ظرفیت تعیین می‌گردد که به اختصار با OC[1] نشان داده می‌شود. با تقسیم کردن مجموع هزینه‌های ثابت بر میزان ظرفیت نیروگاه متوسط هزینه یک واحد ظرفیت به‌دست می‌آید.

در گام دوم با در نظر گرفتن هزینه‌های متغیر نیروگاه که به صورت مفصل در بالا ذکر شد و جمع کردن این هزینه‌ها و تقسیم کردن بر میزان انرژی تولید شده متوسط هزینه‌های انرژی به‌دست می‌آید. شایان ذکر است که در این مطالعه ضریب ظرفیت[2] نیروگاه نیز در تعدیل هزینه‌ها لحاظ شده است(Malik and Al-Zubeidi, 2006).

دارائی‌های ثابت به این منظور خریداری می‌شوند که طی سنوات متمادی مورد استفاده مالک خود قرار گیرند. قیمت کالایی که مورد استفاده قرار می‌گیرد عبارت است از قیمت خدماتی که کالای مذکور طی عمر مفید اقتصادی خود انجام می‌دهد. پیروی از اصول حسابداری مستلزم آن است که قیمت چنین کالایی به طریقی معقول و مناسب بین سال‌های عمر مفید آن تقسیم شود؛ انجام این عمل را حسابداری استهلاک می‌نامند و منظور از آن عبارت است از تسهیم قیمت یک واحد دارائی ثابت مشهود استهلاک‌پذیر (که این واحد ممکن است شامل گروهی از دارائیهای ثابت باشد) پس از کسر قیمت اسقاط و فرسودگی آن (در صورتی که قیمتی داشته باشد) بین سال‌های عمر مفید همان دارائی به طریقی اصولی و سیستماتیک این عمل یک عمل تخصیص است. تعریف بالا رویه است که انسیتوی حسابداران رسمی آمریکا از استهلاک ارائه داده است (نبوی، ۱۹۹۶).

به‌طور کلی هدف محاسبه استهلاک تقسیم هزینه‌های دارائی ثابت استهلاک‌پذیر بین سنوات عمر مفید آن و تأمین قیمت دارائی مستهلک شده به منظور جایگزینی آن با دارائی ثابت مشابه در پایان عمر مفید آن دارائی است. مبنای محاسبه استهلاک دارائی‌های ثابت نیروگاه‌ها تبصره ۱۵۱

1- Overnight Cost (OC
2- Capacity Factor (CF)

قانون مالیات‌های مستقیم کشور می‌باشد. بنابه دلایل بالا از یک طرف و از طرف دیگر به‌دلیل اینکه در اکثر متون قیمت‌گذاری ظرفیت از هزینه استهلاک سالانه دارائی ثابت به عنوان قیمت ظرفیت استفاده شده در این مطالعه نیز از این روش پیروی شده است.[۱]

بخشی از اطلاعات مورد نیاز برای انجام این تحقیق با مطالعه قوانین و مقررات بازار برق ایران و چند کشور دیگر دنیا از جمله آمریکا کسب شده است. هم‌چنین هزینه‌های سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری فن‌اوری‌های مختلف نیروگاهی از سایت اینترنتی آژانس بین المللی انرژی اخذ شده و از تجربیات کارشناسان ساخت و بهره‌برداری نیروگاه‌های وزارت نیرو، جهت برآورد برخی هزینه‌های ثابت و متغیر استفاده شده است.

به استناد دستورالعمل اجرایی بند «و» ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنجساله پنجم توسعه جمهوری اسلامی ایران که در آبانماه ۱۳۹۱ به تصویب شورای اقتصاد رسید، به زودی بازار ظرفیت در ایران شکل خواهد گرفت. بر این اساس فرض می‌شود تعدادی متقاضی بزرگ برق صنعتی نیازمند برق جهت طرح‌های صنعتی خود می‌باشند. این متقاضیان جهت تامین برق مورد نیاز خود می‌توانند یکی از دو راه زیر را انتخاب نمایند:

۱- پرداخت هزینه عمومی انشعاب به شرکت برق منطقه‌ای و درخواست تامین برق مورد نیاز.

۲- خرید گواهی ظرفیت[۲] به میزان مورد نیاز از سرمایه‌گذاران متقاضی احداث نیروگاه

در این تحقیق با بررسی هر دو روش فوق، به مقایسه توجیه اقتصادی تامین برق از شرکت برق منطقه‌ای (روش تامین برق قبل از راه اندازی بازار ظرفیت) با خرید گواهی ظرفیت از سرمایه‌گذار احداث کننده نیروگاه (یکی از روش‌های تامین برق بعد از راه اندازی بازار ظرفیت) و هم‌چنین مقایسه وضعیتی که سرمایه‌گذار متقاضی احداث نیروگاه با سرمایه خود نیروگاه را احداث کند با

1- برای مطالعه بیشتر رجوع شود به:

- Oren, S., Smith, S. and Wilson, R. (1985) Capacity Pricing. Econometrica.Vol.53. No.3.

2 - سندی است قابل مبادله که با اجازه وزارت نیرو مبتنی بر ایجاد ظرفیت نیروگاهی قابل اتکاء جدید و یا کاهش قدرت قراردادی مشترکین موجود صادر می‌شود؛ واحد گواهی ظرفیت کیلووات است که معرف تعهد تدارک یک کیلووات ظرفیت مطمئن نیروگاهی به مدت نامحدود می‌باشد. واگذاری اشتراک جدید و یا افزایش قدرت قراردادی مشترکین مستلزم ارائه میزان متناسبی از گواهی ظرفیت است.

وضعیتی که متقاضی برق با خرید گواهی ظرفیت از این سرمایه‌گذار، در تامین مالی به وی کمک کند، پرداخته می‌شود. ضمن این که در محاسبات توجیه اقتصادی طرح‌ها، از سناریوهای مختلف نرخ ارز، قیمت فروش برق و فن‌اوری‌های مختلف تولید برق استفاده شده است.

به استناد بند ۴ ماده ۷ دستورالعمل اجرایی بند «و» ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنجساله پنجم توسعه جمهوری اسلامی ایران، وزارت نیرو مجاز به راه اندازی بازار گواهی ظرفیت می‌باشد. سرمایه‌گذاران بخش غیر دولتی که براساس این دستورالعمل نسبت به احداث نیروگاه اقدام می‌نمایند متناسب با ظرفیت مطمئن نیروگاه، مجاز به عرضه گواهی ظرفیت در این بازار خواهند بود.

در این تحقیق فرض می شود بهای هر کیلو وات گواهی ظرفیت ۱۷۵۲۰۰۰ ریال باشد. این بدین معنی است که سرمایه‌گذار احداث نیروگاه می‌تواند بابت هر کیلو وات ظرفیت مطمئن نیروگاه، این مبلغ را از متقاضی یا متقاضیان برق دریافت نماید و با این کار به تامین مالی بخشی از آورده نقدی خود بپردازد.

در این تحقیق برای تجزیه و تحلیل داده ها از روش‌های اقتصاد مهندسی استفاده شده است. با توجه به حجم بالای اطلاعات و تعدد سناریوهای مورد مطالعه، از نرم افزار کامفار جهت تعیین توجیه اقتصادی طرح‌ها استفاده شده است و تمامی جداول ذیل خلاصه خروجی نرم افزار کامفار می‌باشد.

سناریوهای مورد استفاده :

الف) استفاده از نرخ ارزهای متفاوت

ب) استفاده از فن‌اوری‌های تولید متفاوت

ج) استفاده از نرخ‌های فروش متفاوت

با توجه به همزمانی انجام این تحقیق با تغییرات نرخ ارز در کشور و تاثیر بالای نرخ ارز در قیمت تمام شده برق نیروگاه‌ها محقق دو سناریو برای نرخ ارز در نظر گرفته و همه طرح‌ها را با دو نرخ ۱۲۲۶۰و ۲۴۵۰۰ ریال که به ترتیب نرخ ارز مرجع و نرخ ارز در مرکز مبادلات ارزی می‌باشد، محاسبه نموده است. هم‌چنین با توجه به متفاوت بودن هزینه‌های سرمایه‌گذاری احداث نیروگاه در فن‌اوری‌های مختلف تولید برق و به تبع آن، متفاوت بودن قیمت تمام شده برق در هر فن‌اوری، به مقایسه ۳ فن‌اوری تولید برق به شرح ذیل پرداخته شده است :

تولید برق توسط واحدهای توربین گازی: در این فن‌اوری واحد نیروگاهی با سوخت گاز یا گازوئیل و یا استفاده از هر دو به‌طور همزمان، برق تولید می‌کند. فرض می‌شود در تمام دوره بهره‌برداری تنها از سوخت گاز استفاده شود. قیمت گاز طبیعی جهت تولید برق در نیروگاه براساس قیمت‌های مصوب سال ۹۱ به ازاء هر متر مکعب ۷۰۰ ریال در نظر گرفته شده و با توجه به راندمان۳۶ درصد واحدهای مفروض در این تحقیق برای تولید هر۳/۸ کیلووات ساعت برق یک متر مکعب گاز مصرف می‌شود. هم‌چنین فرض شده بهای گاز هر سال ۵ درصد افزایش خواهد داشت.

تولید برق توسط واحدهای سیکل ترکیبی: در این فن‌اوری هر واحد نیروگاهی ترکیبی از ۲ واحد توربین گاز و یک واحد تولید برق به‌وسیله بخار می‌باشد که واحد بخار از انرژی حرارتی خارج شده از واحدهای گازی برای بخار نمودن آب و تولید برق استفاده می‌کند. در اینجا نیز فرض می‌شود واحدهای گازی تنها گاز طبیعی مصرف نمایند. راندمان واحدهای سیکل ترکیبی ۵۷ درصد فرض شده و با این راندمان نیروگاه قادر است با مصرف یک متر مکعب گاز ۶ کیلووات ساعت برق تولید نماید.

تولید برق توسط نیروگاه‌های خورشیدی: در این فن‌اوری نیاز به مصرف گاز یا گازوئیل نبوده و با استفاده از انرژی حرارتی خورشید برق تولید می‌شود. با توجه به اینکه در حال حاضر در ایران نیروگاه بزرگ خورشیدی وجود نداشته و اطلاعات دقیق در این زمینه با مشکل به‌دست می‌آید، لذا محقق اطلاعات موجود در سایت آژانس بین‌المللی انرژی را ملاک محاسبات خود قرارداده و هزینه‌های ثابت و متغیر عنوان شده در این سایت ملاک محاسبات توجیه اقتصادی طرح واقع شده است.

در بررسی توجیه اقتصادی هر یک از سناریوها از دو نوع نرخ فروش برق استفاده شده است:

نرخ فروش رایج بازار برق: در زمان انجام این تحقیق متوسط قیمت فروش برق به بازار برق ۳۷۰ ریال به ازاء هر کیلووات ساعت برای نیروگاه‌های حرارتی و۱۳۰۰ ریال به ازاء هر کیلووات ساعت برای نیروگاه‌های تولید کننده برق با انرژی تجدید پذیر بوده است. لذا از همین نرخ‌ها در محاسبات استفاده شده و سالانه ۶ درصد رشد نرخ فروش برق در نظر گرفته شده است .

نرخ فروشی که هر یک از فن‌اوری‌های تولید با آن نرخ، دارای NPV مثبت باشند. برای مثبت شدن NPV که نشان دهنده توجیه اقتصادی اجرای هر طرح می‌باشد لازم است نرخ فروش برق

نیروگاه‌های گازی به ۴۷۰ ریال به ازاء هر کیلووات ساعت، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی به ۶۵۰ ریال به ازاء هر کیلووات ساعت و نیروگاه‌های خورشیدی بـه ۲۳۰۰ ریـال بـه ازاء هـر کیلـووات سـاعت افزایش یابند. این در صورتی است که نرخ دلار را در هر طرح ۲۴۵۰۰ ریال در نظر گرفته است.

به منظور بالا بردن هر چه بیشتر دقت محاسبات، تاثیر تورم روی هرینه‌های متغیـر در طـی دوره بهره‌برداری به شرح ذیل دیده شده‌است:

افزایش هزینه‌های دستمزد سالانه ۱۲ درصد

افزایش هزینه‌های تعمیرات و نگهداری ریالی سالانه ۱۲ درصد

افزایش هزینه‌های بالا سری دستمزد سالانه ۱۲ درصد

افزایش هزینه‌های سربار کارخانه سالانه ۱۰ درصد

افزایش قیمت گاز سالانه ۵ درصد

افزایش هزینه‌های تعمیرات و نگهداری دلاری ۰ درصد

٦- تجزیه و تحلیل نتایج

اکثر محاسبات موجود در تحقیق به بررسی توجیه اقتصادی طـرح‌هـا در دوره دو سـاله احـداث نیروگـاه (سـال‌هـای ۱۳۹۱و۱۳۹۲) و دوره ۲۰ سـاله بهـره‌بـرداری (سـال‌هـای۱۳۹۳تـا۱۴۱۲) بـرای نیروگاه‌های توربین گاز و سیکل ترکیبی و دوره ۲۵ ساله بهـره بـرداری (سـال‌هـای ۱۳۹۳تـا۱۴۱۷) برای نیروگاه خورشیدی می‌پردازد.

درحالت اول برآورد هزینه‌های ارزی ساخت نیروگاه، بر اساس نرخ ارز مرجع بانـک مرکـزی، یعنی هر دلار آمریکـا ۱۲۲۶۰ ریـال، انجـام شـده NPV[1]وIRRکـل سـرمایه‌گـذاری،NPVو IRR[2] حقوق صاحبان سهام، قطعات یدکی مصرف شده طی دوره بهره برداری و سایر پارامترهای مـرتبط با نرخ ارز، بر این اساس محاسبه شده است.

درسناریو دوم برآورد هزینه‌های ارزی ساخت نیروگاه، بر اساس نرخ ارز مرکز مبادلات ارزی، یعنی هر دلار آمریکا ۲۴۵۰۰ ریال، انجـام شـده وNPV و IRRکـل سـرمایه‌گـذاری،NPV و IRR

1- Net Present Value (NPV) or Net Present Worth (NPW)
2- Internal Rate of Return (IRR) or Economic Rate of Return (ERR)

حقوق صاحبان سهام، قطعات یدکی مصرف شده طی دوره بهره‌برداری و سایر پارامترهای مرتبط با نرخ ارز، بر این اساس محاسبه شده است.

درسناریو سوم برآورد هزینه‌های ارزی ساخت نیروگاه، بر اساس نرخ ارز مرکز مبادلات ارزی، یعنی هر دلار آمریکا ۲۴۵۰۰ ریال، انجام شده است. اما با توجه به اینکه انجام این محاسبات در سناریو دوم منجر به منفی شدن NPV و کمتر شدن IRR از میزان مورد انتظار سرمایه‌گذاران بود، لذا سعی شد نرخی برای فروش برق پیشنهاد شود که NPV طرح مثبت شود. بنابراین در این سناریو تمامی هزینه‌های انجام شده در دوره سرمایه‌گذاری و دوره بهره برداری همانند سناریو دوم می‌باشد و تنها نرخ فروش برق افزایش داشته است.

در تمامی مراحل فوق ۷۵ درصد از منابع مالی مورد نیاز برای اجرای طرح از محل اخذ وام بانکی و ۲۵ درصد از محل آورده نقدی سرمایه‌گذار تامین شده است.

پس از طی مراحل فوق در مرحله بعد تمامی مراحل بالا مجدداً تکرار می‌گردد، با این تفاوت که همزمان با شروع عملیات احداث نیروگاه، نسبت به فروش گواهی ظرفیت به اندازه ظرفیت قابل تولید هر واحد نیروگاهی اقدام می‌شود. با این کار بخشی از ۲۵ درصد آورده نقدی سرمایه‌گذار از محل فروش گواهی ظرفیت تامین مالی گشته و سهم آورده نقدی سرمایه‌گذار کاهش خواهد یافت.

مقایسه NPV و IRR در دو حالت وجود و عدم وجود بازار ظرفیت

درجدول ۱ به مقایسه خالص ارزش فعلی کل سرمایه و نرخ بازده داخلی سرمایه‌گذاری در دو حالت وجود و عدم وجود بازار ظرفیت پرداخته شده‌است.

بر طبق جدول بالا بین خالص ارزش فعلی کل سرمایه و نرخ بازده داخلی سرمایه‌گذاری در دو حالت وجود و عدم وجود بازار ظرفیت اختلافی وجود ندارد. هم‌چنین خالص ارزش فعلی در چهار سناریو منفی است. بالاترین نرخ بازده داخلی مربوط به سناریوی اول هر فن‌اوری است.

درجدول ۲ به مقایسه خالص ارزش فعلی کل حقوق صاحبان سهام و نرخ بازده داخلی حقوق صاحبان سرمایه در دو حالت وجود و عدم وجود بازار ظرفیت پرداخته شده است.

جدول (۱)- مقایسه NPV و IRR در دو حالت وجود و عدم وجود بازار ظرفیت

عنوان	خالص ارزش فعلی کل سرمایه		نرخ بازده داخلی سرمایه‌گذاری(IRR)	
	عدم وجود بازار ظرفیت	وجود بازار ظرفیت	عدم وجود بازار ظرفیت	وجود بازار ظرفیت
نیروگاه توربین گاز - سناریوی اول	۳۲۸۸۹۰,۳۸	۳۲۸۸۹۰,۳۸	۰,۱۷۴۹	۰,۱۷۴۹
نیروگاه توربین گاز - سناریوی دوم	-۱۲۵۴۶۳۹,۴۹	-۱۲۵۴۶۳۹,۴۹	۰,۱۰۴۵	۰,۱۰۴۵
نیروگاه توربین گاز - سناریوی سوم	۱۲۷۶۲۵,۲۹	۱۲۷۶۲۵,۲۹	۰,۱۵۹۶	۰,۱۵۹۶
نیروگاه سیکل ترکیبی - سناریوی اول	-۵۱۶۱۴۰,۷۹	-۵۱۶۱۴۰,۷۹	۰,۱۳۶۲	۰,۱۳۶۲
نیروگاه سیکل ترکیبی - سناریوی دوم	-۳۴۹۵۷۰۶,۷۵	-۳۴۹۵۷۰۶,۷۵	۰,۰۷۳۶	۰,۰۷۳۶
نیروگاه سیکل ترکیبی - سناریوی سوم	۱۷۹۵۶۲,۰۷	۱۷۹۵۶۲,۰۷	۰,۱۵۵۸	۰,۱۵۵۸
نیروگاه خورشیدی - سناریوی اول	۱۰۲۷۵۴,۲۸	۱۰۲۷۵۴,۲۸	۰,۱۶۶۷	۰,۱۶۶۷
نیروگاه خورشیدی - سناریوی دوم	-۱۱۲۶۷۵۱,۳۲	-۱۱۲۶۷۵۱,۳۲	۰,۰۴۴	۰,۰۴۴
نیروگاه خورشیدی - سناریوی سوم	۲۵۴۷۰,۹۱	۲۵۴۷۰,۹۱	۰,۱۵۶۵	۰,۱۵۶۵

منبع: محاسبات تحقیق

با توجه به جدول فوق می‌توان گفت که وجود بازار ظرفیت نرخ بازده داخلی حقوق صاحبان سرمایه و خالص ارزش فعلی کل حقوق صاحبان سهام را در تمام سناریوها افزایش می‌دهد.

بر طبق جدول بالا قیمت تمام شده هر کیلو وات ساعت انرژی در مجموع با توجه به تعدیلات افزایش قیمت سالانه ۶ درصد اقتصادی است. کمترین قیمت مربوط به فن‌اوری سیکل ترکیبی و بیشترین قیمت مربوط به نیروگاه خورشیدی است. تقریباً قیمت تمام شده هر کیلو وات ساعت انرژی نیروگاه خورشیدی بیشتر از دو برابر نیروگاه سیکل ترکیبی می‌باشد. البته نیروگاه‌های خورشیدی دارای هیچ گونه آثار زیست محیطی نامطلوب مثل انتشار Co_2 و اتمام منابع تجدیدپذیر نیست[1].

1 - سوخت‌های فسیلی هنوز هم مزیت‌های قابل توجهی از نظر هزینه در مقابل انرژی تجدیدپذیر دارند. کمبود انرژی در آینده و اثرات زیست‌محیطی ناشی از مصرف سوخت فسیلی، انرژی تجدیدپذیر را به عنوان یک عنصر کلیدی در سناریوهای انرژی اروپا به عنوان انرژی پاک و سازگار در برنامه ریزی برای عموم مردم قرار داده است. به این دلیل اکثر کشورهای از طریق سیاست‌های تشویقی سرمایه‌گذاری در انرژی تجدید پذیر، سیاست feed in tariff ، مالیات بر انرژی و مالیات بر آلودگی، و سیاست یارانه پرداختی به تولید کننده یا مصرف کننده انرژی‌های تجدیدپذیر زمینه را برای تجاری شدن آنها فراهم می‌کند. در کشور ما نیز وزارت نیرو انرژی تولیدی از منابع تجدیدپذیر را گران‌تر از منابع فسیلی خریداری می‌کند.

جدول (۲)- مقایسه خالص ارزش فعلی کل حقوق صاحبان سهام و IRRE در دو حالت وجود و عدم وجود بازار ظرفیت

عنوان	خالص ارزش فعلی کل حقوق صاحبان سهام		نرخ بازده داخلی حقوق صاحبان سرمایه(IRRE)	
	عدم وجود بازار ظرفیت	وجود بازار ظرفیت	عدم وجود بازار ظرفیت	وجود بازار ظرفیت
نیروگاه توربین گاز - سناریوی اول	۱۹۶۱۵۱,۸۶	۶۷۴۳۶۱,۷	۰,۲۵۶۳	۰,۵۷۱۱
نیروگاه توربین گاز - سناریوی دوم	-۷۲۵۹۰۶,۳۶	-۲۴۷۶۹۶,۵۲	۰,۱۳۵۶	۰,۱۷۸۹
نیروگاه توربین گاز - سناریوی سوم	۱۳۳۴۵۰,۸۴	۶۱۱۶۶۰,۶۷	۰,۲۳۵۵	۰,۳۳۱۸
نیروگاه سیکل ترکیبی - سناریوی اول	-۲۵۷۵۵۰,۹۱	۲۲۱۶۰۸,۰۷	۰,۱۹۱۴	۰,۲۵۶۱
نیروگاه سیکل ترکیبی - سناریوی دوم	-۲۰۴۶۴۸۳,۹۳	-۱۵۶۸۲۷۴,۰۹	۰,۰۸۸۳	۰,۱۰۲۴
نیروگاه سیکل ترکیبی - سناریوی سوم	۲۳۶۰۹۹,۹۷	۷۱۴۳۰۹,۸۱	۰,۲۳۴۷	۰,۲۷۴۶
نیروگاه خورشیدی - سناریوی اول	-۱۷۹۳۸,۸۹	۱۵۰۹۰,۶۲	۰,۲۱۳۹	۰,۲۲۵۶
نیروگاه خورشیدی - سناریوی دوم	-۶۹۷۱۵۴,۳۹	-۶۶۴۱۲۴,۸۸	۰,۰۴۵۱	۰,۰۴۷۲
نیروگاه خورشیدی - سناریوی سوم	-۱۲۸۵۸۷,۱۳	-۹۵۵۵۷,۶۲	۰,۱۹۷۸	۰,۲۰۲۸

منبع: محاسبات تحقیق

جدول (۳)- مقایسه هزینه‌های ظرفیت و انرژی برای هر فن‌اوری در سه سناریو

هزینه و سناریو	هزینه ظرفیت سالانه (ریال بر مگاوات)	هزینه انرژی (ریال بر کیلو وات ساعت)
نیروگاه توربین گاز - سناریوی اول	۳۵۱،۵۲۷،۵۳۳,۳	۳۹۴,۶
نیروگاه توربین گاز - سناریوی دوم	۶۲۳،۷۷۰،۵۵۰,۲	۴۱۳,۲
نیروگاه توربین گاز - سناریوی سوم	۶۲۳،۷۷۰،۵۵۰,۲	۴۱۳,۲
نیروگاه سیکل ترکیبی - سناریوی اول	۶۴۴،۸۵۷،۹۲۵,۲	۲۶۶,۸
نیروگاه سیکل ترکیبی - سناریوی دوم	۱،۰۹۰،۹۳۵،۶۱۵,۶	۲۸۳,۲
نیروگاه سیکل ترکیبی - سناریوی سوم	۱،۰۹۰،۹۳۵،۶۱۵,۶	۲۸۳,۲
نیروگاه خورشیدی - سناریوی اول	۱۱۱،۵۵۴،۹۵۵,۰	۴۵۲,۹
نیروگاه خورشیدی - سناریوی دوم	۲۲۲،۹۲۷،۹۲۷,۹	۶۲۲,۱
نیروگاه خورشیدی - سناریوی سوم	۲۲۲،۹۲۷،۹۲۷,۹	۶۲۲,۱

منبع: محاسبات تحقیق

نکته قابل ذکر این است که افزایش نرخ ارز در دو سناریو هزینه‌های ظرفیت را تقریباً دو برابر نموده‌است. و این افزایش هزینه‌ها حاکی از اهمیت نرخ ارز در هزینه‌های ظرفیت و تامین مالی پروژه‌های تولید برق است. البته این افزایش در بین فن‌اوری‌های مختلف متفاوت است.

٦-١ بررسی سمت تقاضا در بازار ظرفیت

به منظور بررسی تقاضا در بازار ظرفیت، اطلاعات میزان قدرت درخواستی و مصرف مورد نیاز صنایع با مصرف بالاتر از یک مگاوات، در سال ۱۳۹۱ که از شرکت توانیر اخذ شده است، در جداول شماره۴ آورده شده است.

جدول (٤)- اطلاعات میزان قدرت درخواستی و مصرف مورد نیاز صنایع به تفکیک دامنه قدرت درخواستی

دامنه قدرت درخواستی(مگاوات)	تعداد صنعت	جمع قدرت درخواستی	متوسط قدرت درخواستی	جمع مصرف مورد نیاز	متوسط مصرف مورد نیاز
۱-۲۵	۴۱۶۱	۱۳۱۲۳	۳/۱۵	۸۸۸۱	۲/۱۳
۲۶-۲۰۰	۱۰۷	۵۹۹۵	۵۶	۲۹۱۸	۲۷/۲۶
۲۰۱-۵۰۰	۱۱	۳۶۷۰	۳۳۳	۱۸۶۵	۱۶۹/۵
بیش از ۵۰۰	۱	۶۰۰	۶۰۰	۶۰۰	۶۰۰
جمع	۴۲۸۰	۲۳۳۸۸	۵/۴۶	۱۴۲۶۴	۳/۳۳

منبع: محاسبات تحقیق

اطلاعات فوق بیانگر وجود ۲۳۳۸۸ مگاوات قدرت درخواستی توسط ۴۲۸۰ صنعت در سطح کشور می‌باشد (این میزان قدرت درخواستی تقریباً معادل یک سوم ظرفیت نیروگاه‌های کشور است). درحالی که تنها ۶۱ درصد از این قدرت درخواستی (معادل ۱۴۲۶۴ مگاوات) را مورد استفاده قرار می‌دهند و ۳۹ درصد باقیمانده (معادل۹۱۲۴مگاوات) بلا استفاده باقی مانده است. این بدین معناست که متقاضیان صنعتی برق علی‌رغم عدم استفاده از این ظرفیت، هزینه عمومی برقراری انشعاب آن را به شرکت‌های برق پرداخت نموده‌اند. با توجه به اینکه هزینه عمومی برقراری انشعاب، هر کیلووات ۱۱۹۷۹۰۰ ریال می‌باشد، بنابراین مبلغی معادل ۱۰۹۳۰ میلیارد ریال ،توسط متقاضیان به شرکت‌های برق پرداخت شده است. هر چند این مبلغ در مقایسه با هزینه‌های سرمایه‌گذاری در بخش‌های تولید، انتقال و توزیع برق جهت تامین ۹۲۱۴ مگاوات ظرفیت در

بخش‌های مذکور، بسیار ناچیز است اما در صورت وجود بازار ظرفیت، این حجم ظرفیت می‌توانست در بازه‌های زمانی کوتاه‌مدت (حداکثر یک ساله و نه دائمی) مورد معامله قرار گیرد. انجام این مهم می‌تواند درآمدی را برای مالکین این ظرفیت بلا استفاده (در کوتاه مدت) فراهم نموده و منجر به رونق بازار ظرفیت و کاهش سرمایه‌گذاری در ظرفیت جدید شود.[1]

۷- جمع بندی و نتیجه‌گیری

نتایج حاصل از این تحقیق را می‌توان به شرح ذیل بیان نمود:

در سناریوهای اول هر سه فن‌اوری تولید برق که نرخ هر دلار آمریکا ۱۲۲۶۰ ریال در نظر گرفته شده، فروش گواهی ظرفیت منجر به تامین بخشی از ۲۵ درصد سهم آورده سرمایه‌گذار می‌شد. هر چند این امر تاثیری بر خالص ارزش فعلی کل سرمایه و نرخ بازده داخلی کل سرمایه‌گذاری نداشت، اما خالص ارزش فعلی کل حقوق صاحبان سهام و نرخ بازده داخلی حقوق صاحبان سرمایه را افزایش می‌دهد.

در سناریوهای دوم و سوم هر سه فن‌اوری تولید برق که نرخ هر دلار آمریکا ۲۴۵۰۰ ریال در نظر گرفته شده،فروش گواهی ظرفیت منجر به تامین بخش کمتری از ۲۵ درصد سهم آورده سرمایه‌گذار می‌شود. هر چند این امر تاثیری بر خالص ارزش فعلی کل سرمایه و نرخ بازده داخلی

---

1 - بازارهای ظرفیت روزانه و ماهانه پی جی ام بر اساس برنامه اجرایی یازدهم از توافقنامه‌ی عملیاتی پی جی ام است. بازارهای اعتباری ظرفیت ماهانه (و چند ماهه) برای تامین کنندگان بار و صاحبان منابع، فرصتی جهت خرید و فروش اعتباری ظرفیت برای یک یا چند ماه آتی فراهم می‌آورند. بازارهای اعتباری ظرفیت روزانه بر مبنای بازار نهایی فرصتی برای تامین کنندگان بار به منظور برآورده نمودن تعهدات پیش رو فراهم می‌آورند. شرکت کنندگان برای خرید و فروش اعتبارات ظرفیت با قیمت‌های تسویه کننده بازار که توسط فرآیند تسویه بازار (برقراری تعادل بین عرضه و تقاضا) مشخص شده است، معامله می‌کنند. یعنی در حالت کمبود ظرفیت قیمت بازار آن قدر افزایش می‌یابد تا بازار تسویه شود.

از طرفی در بازار ظرفیت الزام ظرفیت وجود دارد الزام به اینکه همه نهادهای تامین بار، مقدار معینی از ظرفیت نصب شده را مالک باشند یا با همین مقدار قرارداد داشته باشند. این مقدار الزامی، نوعاً در حدود ۱۱۸ درصد اوج بار این نواحی است. اگر یک نهاد تامین بار نتواند حد الزامی ظرفیت مربوط به خود را برآورده سازد، جریمه می‌شود. (stoft,2002). هدف الزام ظرفیت افزایش قابلیت اطمینان سیستم است، بنابراین در بازار ظرفیت خود نهاده‌های تامین بار بخشی از ظرفیت را به‌صورت ذخیره نگهداری می‌کنند.

کل سرمایه‌گذاری نداشت، اما خالص ارزش فعلی کل حقوق صاحبان سهام و نرخ بازده داخلی حقوق صاحبان سرمایه را کمتر افزایش می‌داد.

هر چه قیمت دلار افزایش یابد، با فرض ثابت بودن قیمت هر واحد گواهی ظرفیت، درصد افزایش NPV و IRR کل حقوق صاحبان سهام، کاهش می‌یابد.

هر چه فن‌اوری مورد استفاده ارزبری بیشتری داشته باشد، با فرض ثابت بودن نرخ ارز و قیمت گواهی ظرفیت، تامین مالی از طریق فروش گواهی ظرفیت منجر به تاثیر کمتری در افزایش NPV و IRR کل حقوق صاحبان سهام، خواهد شد.

قیمت تمام شده هر کیلو وات ساعت انرژی در مجموع با توجه به تعدیلات افزایش قیمت سالانه ۶ درصد اقتصادی است. کم‌ترین قیمت مربوط به فن‌اوری سیکل ترکیبی و بیشترین قیمت مربوط به نیروگاه خورشیدی است. تقریباً قیمت تمام شده هر کیلو وات ساعت انرژی نیروگاه خورشیدی بیشتر از دو برابر نیروگاه سیکل ترکیبی می‌باشد. البته نیروگاه‌های خورشیدی دارای هیچ گونه آثار زیست محیطی نامطلوب مثل انتشار Co_2 و اتمام منابع تجدید پذیر نیست. نکته قابل ذکر این است که افزایش نرخ ارز در دو سناریو هزینه‌های ظرفیت را تقریباً دو برابر نموده است. و این افزایش هزینه‌ها حاکی از اهمیت نرخ ارز در هزینه‌های ظرفیت و تامین مالی پروژه‌های تولید برق است. البته این افزایش در بین فن‌اوری‌های مختلف متفاوت است.

در صورتی که متقاضیان برق به منظور تامین برق مورد نیاز خود، در خرید گواهی ظرفیت از بازار (در صورت راه اندازی بازار ظرفیت) یا پرداخت هزینه‌های عمومی انشعاب به شرکت‌های برق منطقه‌ای و تامین برق خود از این طریق (شرایط فعلی)، دارای اختیار باشند، کسی نسبت به خرید گواهی ظرفیت اقدام نخواهد نمود. زیرا بر اساس فرض تحقیق حداکثر قیمت هر کیلو وات گواهی ظرفیت ۱۷۵۲۰۰۰ ریال و حداکثر مبلغ پرداختی بابت هر کیلووات درخواست برق از شرکت‌های برق ۱۱۹۷۹۰۰ ریال خواهد بود. بنابراین خرید گواهی ظرفیت فاقد توجیه اقتصادی خواهد بود. حتی در شرایط تساوی این دو عدد در سال‌های آغازین شروع به کار بازار ظرفیت، متقاضیان به علت عدم اعتماد به روش جدید، از آن استقبال کمتری نموده و ترجیح می‌دهند هزینه‌های عمومی برقراری انشعاب را به شرکت‌های برق پرداخت، و برق مورد نیاز خود را از این طریق تامین نمایند. به عبارت دیگر متقاضی برق به شرکت دولتی اعتماد بیشتری دارد تا به شرکت خصوصی.

۸- پیشنهادات تحقیق

۱. با توجه به افزایش تقریباً دو برابری قیمت ارز در سال جاری و بالا رفتن هزینه‌های سرمایه‌گذاری در فن‌اوری‌های توربین گاز، سیکل ترکیبی و خورشیدی، به ترتیب به میزان ۷۱، ۷۸ و ۱۰۰ درصد، لذا هزینه‌های تولید برق به شدت افزایش یافته و تولید برق با نرخ‌های فعلی بازار برق (حدود ۳۷۰ ریال بر کیلو وات ساعت) دارای توجیه اقتصادی نمی‌باشد. پیشنهاد می‌گردد وزارت نیرو هر چه سریع‌تر نسبت به افزایش نرخ خرید برق از نیروگاه‌ها اقدام نماید.

۲. علی رغم اینکه هزینه‌های عمومی برقراری انشعاب از سال ۱۳۸۴ تاکنون افزایش نیافته، اما هزینه‌های تولید برق از آن زمان تاکنون چند برابر شده است. از طرفی مبلغ هزینه عمومی برقراری انشعاب برای مشترکین صنعتی (حداکثر ۱۱۹۷۹۰۰ ریال به ازاء هر کیلو وات) کمتر از نرخ فعلی تعیین شده برای هر کیلو وات گواهی ظرفیت (۱۷۵۲۰۰۰ ریال به ازاء هر کیلو وات) می‌باشد. لذا پیشنهاد می‌گردد هزینه‌های عمومی برقراری انشعاب افزایش یافته و به نرخ گواهی ظرفیت نزدیک شود. در صورتی که دولت بخواهد به منظور حمایت از مصرف کنندگان برق میزان هزینه‌های عمومی برقراری انشعاب را افزایش ندهد، می‌تواند به اندازه ما به التفاوت آن با قیمت ظرفیت، یارانه پرداخت نماید. در این صورت درصدی از مبلغ گواهی ظرفیت توسط متقاضیان برق، به سرمایه‌گذار احداث نیروگاه پرداخت و درصد باقیمانده آن توسط دولت و از محل یارانه‌ها به سرمایه‌گذار پرداخت می‌گردد.

۳. حداکثر مبلغ تعیین شده برای هر واحد گواهی ظرفیت، با توجه به افزایش نرخ ارز، درصد بسیار کمی از هزینه‌های سرمایه‌گذاری را می‌پوشاند. لذا پیشنهاد می‌گردد وزارت نیرو نسبت به افزایش این مبلغ به حداقل دو برابر (تا زمان تشکیل بازار ظرفیت) اقدام نماید.

۴. بر اساس قوانین فعلی ظرفیت نیروگاهی به‌صورت دائمی فروخته می‌شود و امکان عرضه ظرفیت در مدت زمان کم‌تر مثلا سالانه، ماهانه، هفتگی و حتی روزانه وجود ندارد. پیشنهاد می‌شود وزارت نیرو امکان عرضه گواهی ظرفیت کوتاه مدت را نیز فراهم نماید. در این صورت اشخاصی به عنوان خرده فروش ظرفیت، می‌توانند ظرفیت مازاد دارندگان گواهی ظرفیت را برای مدت مشخصی خریداری و در اختیار متقاضیان کوتاه مدت ظرفیت قرار دهند. برای مثال صنعتی که برای طرح توسعه خود گواهی ظرفیت تهیه کرده است ولی بهره برداری بخشی از طرح به یک

سال بعد موکول شده است، می‌تواند ظرفیت مازاد خود را، خود راسا یا توسط خرده فروش در بازه‌های زمانی کوتاه‌تر به فروش رساند. خریدار این ظرفیت می‌تواند نیروگاهی باشد که به علت تعمیرات غیر قابل پیش بینی قادر به برآورد تعهدات خود نمی باشد. چنانچه این پیشنهاد مورد قبول واقع شود لازم است نرخی جهت گواهی ظرفیت سالانه تعیین گردد. با توجه به محاسبات انجام شده در این تحقیق این نرخ می‌تواند در حد متوسط ارقام مندرج در جدول۳ (با توجه به نرخ ارز) باشد.

References:

[1] Bernard,J. & Roland , M.(2000) .Load Management Programs, Cross-Subsidies and Transaction Costs: The Case of Self-Rationing. Resource and Energy Economics ,(22).

[2] Doorman , G. and Solem , G.(2005). Capacity Subscription and Its Market Design Impact. By: SINTEF Energy Research of Norway.

[3] Doorman, G. (2005). Capacity Subscription: Solving the Peak Demand Challenge in Electricity Markets. IEEE Transactions on Power Systems,(20).

[4] Flavin, C. & Lenssen, N. (2002). Power Surge: Guide to the Coming Energy Revolution. (translate by: sedighi, A.). Publication By: nashr e ney (in Persian).

[5] Jenkins, C. Neme, C. and Enterline,S. (2011). Energy efficiency as a resource in the ISO New England Forward Capacity Market**.** Energy Efficiency .4:31–42.

[6] Joung,M. Baldick,R. and Kim,J.(2009). Strategic Behavior in Electricity Capacity Markets. Proceedings of the 42nd Hawaii International Conference on System Sciences.(1)

[7] Kirschen, D. & Strbac, G. (2004) Fundamentals of Power System Economics. John Wiley & Sons, Ltd .UK.

[8] Malik,A.S. & Al-Zubeidi, S. (2006). Electricity Tariffs Based on Long-Run Marginal Costs For Central Grid System of Oman. Energy ,(31).

[9] Nabavi, A. (1996). Accounting Fundamentals 2. Publication By farvardin (in Persian).

[10] Oren, S., Smith, S. and Wilson, R. (1985) Capacity Pricing. Econometrica ,(53).

[11] Panzer,J. & Sibley,D. (1978). Public Utility Pricing and Output under Risk the Case of Self-Rationing. The American Economic Review,(68).

[12] Perman, R. Yue Ma, Mcgilvray J.& Common, M. (2003). Natural Resource and Environmental Economics. Third Edition Pearson Education Limited.

[13] Shahidehpour, M. Yamin, H. & Li, Z.(2002). Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management. Wiley-IEEE Press.

[14] Söder,L.(2010). Analysis of Pricing and Volumes in Selective Capacity Markets. IEEE Transactions on Power Systems,25 (3) 1415 – 1422.
[15] Stoft, S.(2002). Power System Economic Designing Markets for Electricity. Publication By: IEEE.
[16] Sun,Y. Wu,F. and Hou,Y.(2010) Financing Long-term Generation Capacity in a Reference Price Oriented Capacity Market. Proceedings of the 43rd Hawaii International Conference on System Sciences,(1)
[17] Tishler,A. Milstein,I. and Woo,C.(2008). Capacity Commitment and Price Volatility in a Competitive Electricity Market .Energy Economics,30,1625-1647.
[18] United Nations. Dept. of Economic and Social Affairs (1972). Electricity Costs and Tariffs: A General Study. Publisher Department Economic and Social Affairs.

ضمایم

اطلاعات و محاسبات نمونه برای نیروگاه توربین گاز

جدول ضمیمه شماره (۱)- اطلاعات نیروگاه توربین گاز

ردیف	عنوان	واحد	نیروگاه توربین گاز
1	تعداد واحد		3
2	ظرفیت اسمی هر واحد	mw	159
3	ظرفیت اسمی نیروگاه	mw	477
4	دوره ساخت	سال	2
5	دوره بهره برداری	سال	20
6	زمان شروع به ساخت	سال شمسی	1391/1
7	زمان شروع به تولید	سال شمسی	1393/1
8	زمان خاتمه تولید	سال شمسی	1412/12
9	ظرفیت تولیدی	مگاوات ساعت	47,934,000.00
10	هزینه‌های ثابت		
10-1	زمین	ریال	1,350,000,000.0
10-2	محوطه سازی و بهبود زمین	ریال	16,000,000,000.0
10-3	کارهای عمرانی ،بنا و ساختمانها	ریال	225,000,000,000.0
10-4	ماشین آلات و تجهیزات	دلار	148,108,500.0
10-5	تجهیزات خدماتی و جانبی	ریال	300,000,000,000.0
10-6	حفاظت زیست محیطی	ریال	25,000,000,000.0

10-7	هزینه‌های مرتبط با دارایی ثابت(سربار پروژه)	ریال	160,000,000,000.0
11	مخارج پیش از تولید، هزینه‌های احتمالی	ریال	1,350,000,000.0
12	تاریخ اخذ وام		1391/01/01
13	بهره وام	درصد	6.0
14	هزینه‌های جانبی وام	ریال	300,000,000.0
15	مدت زمان پرداخت وام	سال	6.0
16	نوع باز پرداخت وام		ماهانه
17	اولین باز پرداخت		1393/01/31
18	تعداد اقساط وام	ماه	72.0
19	مالیات بر درآمد	درصد	25.0
20	ارزش اسقاط	ریال	0.0
21	بازده نیروگاه	درصد	36

منبع: وزارت نیرو و آژانس بین‌المللی انرژی

جدول ضمیمه شماره (۲)- محاسبات توجیه اقتصادی نیروگاه توربین گاز در سناریو اول

عنوان پروژه	**نیروگاه توربین گاز**		
فاز ساخت	۱۲/۱۳۹۲-۱/۱۳۹۱		
مدت	سال۲		
فاز بهره برداری	۱۲/۱۴۱۲-۱/۱۳۹۳		
مدت	سال ۲۰		
نوع ارز	دلار آمریکا		
نرخ ارز	۱۲۲۶۰		
نرخ فروش برق در سال پایه	۳۷۰ ریال /کیلو وات ساعت		
واحد شمارش	ارقام به میلیون ریال		
واحد پولی داخلی	ریال		
هزینه‌های سرمایه‌گذاری	**کل‌فاز ساخت**	**کل‌فاز تولید**	**کل سرمایه‌گذاری**
کل هزینه‌های ثابت سرمایه‌گذاری	۲،۵۴۳،۱۶۰،۲۱	۰	۲،۵۴۳،۱۶۰،۲۱
کل مخارج پیش از تولید	۱،۳۸۶،۳۲	۰	۱،۳۸۶،۳۲
مخارج پیش از تولید(خالص از بهره)	۱،۳۵۰،۰۰	۰	۱،۳۵۰،۰۰
بهره	۳۶،۳۲	۰	۳۶،۳۲
افزایش در سرمایه در گردش خالص	۰	۱۰،۷۴۲،۶۳	۱۰،۷۴۲،۶۳
کل هزینه‌های سرمایه‌گذاری	۲،۵۴۴،۵۴۶،۵۳	۱۰،۷۴۲،۶۳	۲،۵۵۵،۲۸۹،۱۶

هزینه‌های تامین مالی	کل‌فاز ساخت	کل‌فاز تولید	کل‌جریانات نقدی ورودی
کل حقوق صاحبان سهام	۷۲۹،۰۰۰،۰۰	۰	۷۲۹،۰۰۰،۰۰
کل وامهای بلند مدت	۱،۸۱۵،۸۱۰،۲۱	۰	۱،۸۱۵،۸۱۰،۲۱
حسابهای پرداختنی	۰	۶،۰۰۱،۸۷	۶،۰۰۱،۸۷
کل منابع تامین مالی	۲،۵۴۴،۸۱۰،۲۱	۶،۰۰۱،۸۷	۲،۵۵۰،۸۱۲،۰۸
درآمد و هزینه‌های عملیاتی	**سال اول 1393**	**سال مرجع 1393**	**سال آخر1412**
درآمد فروش	۱،۱۴۹،۴۱۵،۸۳	۱،۱۴۹،۴۱۵،۸۳	۲،۸۹۸،۰۵۹،۹۸
هزینه‌های تولید(کارخانه)	۵۷۶،۸۴۸،۵۳	۵۷۶،۸۴۸،۵۳	۱،۲۸۶،۲۳۴،۶۰
درآمد و هزینه‌های عملیاتی	**سال اول 1393**	**سال مرجع 1393**	**سال آخر1412**
هزینه‌های سربار اداری	۵۰۱،۷۶	۵۰۱،۷۶	۴،۳۲۱،۵۴
هزینه‌های عملیاتی	۵۷۷،۳۵۰،۲۹	۵۷۷،۳۵۰،۲۹	۱،۲۹۰،۵۵۶،۱۴
استهلاک	۱۱۷،۰۵۸،۶۷	۱۱۷،۰۵۸،۶۷	۱۱۷،۰۴۰،۵۱
هزینه‌های تامین مالی	۱۰۰،۶۲۶،۱۵	۱۰۰،۶۲۶،۱۵	۰
کل هزینه‌های تولید	۷۹۵،۰۳۵،۱۱	۷۹۵،۰۳۵،۱۱	۱،۴۰۷،۵۹۶،۶۵
بهای تمام شده محصولات	۷۹۵،۰۳۵،۱۱	۷۹۵،۰۳۵،۱۱	۱،۴۰۷،۵۹۶،۶۵
سود ناخالص عملیاتی	۳۵۴،۳۸۰،۷۲	۳۵۴،۳۸۰،۷۲	۱،۴۹۰،۴۶۳،۳۳
سوداناخالص	۳۵۴،۳۸۰،۷۲	۳۵۴،۳۸۰،۷۲	۱،۴۹۰،۴۶۳،۳۳
سود مشمول مالیات	۳۵۴،۳۸۰،۷۲	۳۵۴،۳۸۰،۷۲	۱،۴۹۰،۴۶۳،۳۳
مالیات بر درآمد(شرکت)	۸۸،۵۹۵،۱۸	۸۸،۵۹۵،۱۸	۳۷۲،۶۱۵،۸۳
سود خالص	۲۶۵،۷۸۵،۵۴	۲۶۵،۷۸۵،۵۴	۱،۱۱۷،۸۴۷،۴۹
خالص ارزش فعلی کل سرمایه	در ۱۵،۵۰٪	۳۲۸۸۹۰،۳۸	
نرخ بازده داخلی سرمایه‌گذاری((IRR	٪۱۷،۴۹		
IRR تعدیل شده سرمایه‌گذاری	٪۱۷،۴۹		
خالص ارزش فعلی کل حقوق صاحبان سهام	در ۲۲،۰۰٪	۱۹۶۱۵۱،۸۶	
نرخ بازده داخلی حقوق صاحبان سرمایه((IRRE	٪۲۵،۶۲		
IRR تعدیل شده حقوق صاحبان سرمایه	٪۲۵،۶۲		

منبع: محاسبات تحقیق

جدول ضمیمه شماره (۳)- اطلاعات هزینه‌های ثابت و متغیر نیروگاه توربین گاز

سال بهره برداری / عامل	جمع هزینه‌های ثابت	جمع هزینه‌های متغیر	میزان تولید نیروگاه مگاوات ساعت	هزینه متغیر هر مگاوات ساعت(میلیون ریال)
۱۳۹۳	۲۲۳،۶۰۵،۵۹	۵۷۱،۴۲۹،۵۲	۲۷۶۴۸۰۰	۰،۲۰۶۶۸۰۲۳۹
۱۳۹۴	۲۰۶،۱۵۷،۹۸	۶۰۰،۲۵۱،۶۵	۲۷۶۴۸۰۰	۰،۲۱۷۱۰۴۹۰۹
۱۳۹۵	۱۸۸،۷۷۷،۴۷	۶۳۰،۵۶۶،۹۱	۲۷۶۴۸۰۰	۰،۲۲۸۰۶۹۶۳۱
۱۳۹۶	۱۷۱،۵۱۰،۶۱	۷۷۷،۹۸۷،۳۵	۲۰۳۰۴۰۰	۰،۳۸۳۱۶۹۴۹۹
۱۳۹۷	۱۵۴،۳۵۰،۶۹	۶۶۷،۵۶۶،۹۳	۲۶۴۹۶۰۰	۰،۲۵۱۹۵۰۰۸۱
۱۳۹۸	۱۳۷،۳۱۰،۵۷	۷۰۱،۴۴۴،۵۰	۲۶۴۹۶۰۰	۰،۲۶۴۷۳۵۹۹۶
۱۳۹۹	۱۲۸،۷۲۷،۰۶	۷۳۷،۰۹۷،۷۳	۲۶۴۹۶۰۰	۰،۲۷۸۱۹۲۰۷۹
۱۴۰۰	۱۳۰،۱۲۹،۴۴	۹۳۴،۱۶۱،۳۵	۱۹۴۵۸۰۰	۰،۴۸۰۰۹۱۱۴۷
۱۴۰۱	۱۳۱،۷۰۰،۱۱	۷۷۹،۵۶۴،۸۰	۲۵۳۴۴۰۰	۰،۳۰۷۵۹۳۴۳۵
۱۴۰۲	۱۳۳،۴۵۹،۲۷	۸۱۹،۴۳۳،۰۷	۲۵۳۴۴۰۰	۰،۳۲۳۳۲۴۲۸۵
۱۴۰۳	۱۳۵،۴۲۹،۵۲	۸۶۱،۴۲۳،۳۶	۲۵۳۴۴۰۰	۰،۳۳۹۸۹۲۴۲۴
۱۴۰۴	۱۳۷،۶۳۶،۲۰	۱،۱۴۶،۵۱۱،۳۰	۱۸۶۱۲۰۰	۰،۶۱۶۰۰۶۵۰۲
۱۴۰۵	۱۴۰،۱۰۷،۶۸	۹۱۰،۲۴۷،۷۴	۲۴۱۹۲۰۰	۰،۳۷۶۲۵۹۸۱۵
۱۴۰۶	۱۴۲،۸۷۵،۷۴	۹۵۷،۲۶۴،۶۶	۲۴۱۹۲۰۰	۰،۳۹۵۶۹۴۷۱۶
۱۴۰۷	۱۴۵،۹۷۵،۹۷	۱،۰۰۶،۸۳۴،۶۵	۲۴۱۹۲۰۰	۰،۴۱۶۱۸۴۹۵۶
۱۴۰۸	۱۴۹،۴۴۸،۲۲	۱،۴۴۱،۹۲۲،۰۷	۱۷۷۶۶۰۰	۰،۸۱۱۶۱۸۸۶۴
۱۴۰۹	۱۵۳،۳۳۷،۱۵	۱،۰۶۳،۱۸۰،۸۹	۲۳۰۴۰۰۰	۰،۴۶۱۴۵۰۰۴
۱۴۱۰	۱۵۷،۶۹۲،۷۵	۱،۱۱۸،۸۱۰،۷۳	۲۳۰۴۰۰۰	۰،۴۸۵۵۹۴۹۳۴
۱۴۱۱	۱۶۲،۵۷۱،۰۱	۱،۱۷۷،۵۴۰،۰۶	۲۳۰۴۰۰۰	۰،۵۱۱۰۸۵۰۹۷
۱۴۱۲	۱۶۸،۰۳۴،۶۷	۱،۲۳۹،۵۶۱،۹۸	۲۳۰۴۰۰۰	۰،۵۳۸۰۰۴۳۳۱
متوسط	۱۵۴۹۴۱،۸۸۴۳	۹۰۷۱۴۰،۰۶۳۸	۲۳۹۶۷۰۰	۰،۳۹۴۶۳۵۱۴۹
بهای هر واحد ریال(MW,KWh)	۱۵۴۹۴۱۸۸۴،۳			۳۹۴،۶۳۵۱۴۹۱

منبع: محاسبات تحقیق