فصلنامه علمی‌پژوهشی، پژوهش‌های رشد و توسعه اقتصادی
سال هفتم، شماره بیست و پنجم، زمستان 1395 (157ـ 143)

Quarterly Journal of Economic Growth and Development Research
Vol. 7, No. 25, Jan 2017 (143-157)

# گسترش انرژی‌های تجدیدپذیر و نقش آن در توسعه آینده صنعت نیروگاهی ایران

***عاطفه تکلیف[1]، تیمور محمدی[2]، محسن بختیار[3]**

1. استادیار دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی (ره)، تهران، ایران
2. دانشیار دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی (ره)، تهران، ایران
3. دانشجوی دکتری اقتصاد نفت و گاز، پردیس دانشگاه علامه طباطبائی (ره)، تهران، ایران

**(دریافت: 1395/4/20 پذیرش: 1395/6/21)**

# Development of Renewable Energy and it's Role on the Future of Power Sector in Iran

***Atefeh Taklif[1], Teymoor Mohammadi[2], Mohsen Bakhtiar[3]**

1. Assistant Professor of Economics, Allameh Tabatabaei University, Tehran, Iran.
2. Associate Professor of Economics, Allameh Tabatabaei University, Tehran, Iran.
3. Ph.D. Student in Economics, Pardis of Allameh Tabatabaei University, Tehran, Iran.

**(Received:** 10/July /2016 **Accepted:** 11/Sep/2016**)**

**چکیده:**

در این مطالعه، توسعه بهینه سیستم عرضه برق در کشور بر مبنای منطق حداقل هزینه و با استفاده از یک مدل سیستم انرژی و در قالب چهار سناریوی اصلی صورت پذیرفته است. ابزار مورد استفاده در این مطالعه مدل MESSAGE بوده و دوره زمانی آن از سال 1395 تا 1430 می‌باشد. سناریوهای این مطالعه بر مبنای رشد بالا و پائین تقاضا و رشد اندک و سریع قیمت سوخت‌های فسیلی تعریف شده‌اند. هدف اصلی این مقاله بررسی نقش عوامل فوق بر توسعه انرژی‌های نو و تجدیدپذیر می‌باشد. بر این اساس، اثرات تغییرات نرخ تنزیل بین 5 تا 15 درصد نیز بر توسعه و به کارگیری فناوری‌های فوق مورد ارزیابی قرار گرفته است. نتایج این مطالعه نشان می‌دهند که در صورت ادامه روند کنونی در رشد مصرف برق، در سال 1430 ظرفیت نصب شده نیروگاهی بایستی به حدود 250 هزار مگاوات برسد تا تقاضای برق در آن سال تأمین شود. اما در صورتی که صرفه‌جویی انرژی به صورت جدی دنبال شود، نصب و راه‌اندازی 160 هزار مگاوات ظرفیت نیروگاهی، پاسخگوی نیاز برق کشور خواهد بود. در شرایط خوشبینانه، انرژی‌های تجدیدپذیرِ غیر آبی (عمدتاً شامل باد و خورشید) و هسته‌ای به ترتیب 25 و 15 درصد کل تولید برق را در سال 1430 به خود اختصاص می‌دهند. علاوه بر این، نتایج مدل گویای این واقعیت است که توسعه چشمگیر فناوری‌های نو و تجدیدپذیر نیازمند آن است که نرخ تنزیل کمتر از 8 درصد باشد.

**واژه‌های کلیدی:** تولید برق، فناوری‌های نو و تجدیدپذیر، سناریوهای توسعه نیروگاهی، نرخ تنزیل.

**طبقه‌بندی JEL**: Q47, Q21, C61.

**Abstract:**

In this paper, optimal development of Iran's power sector over a long-term period from 2015 to 2050 is investigated. In this paper a system-engineering optimization model (MESSAGE) has been used to explore the medium to long-term power supply options. Minimization of the total system costs for the whole study period is the criterion used for optimization of the MESSAGE model. The main focus of this study is analyzing penetration of renewable energy sources under different scenarios. The main scenarios are defined based on the fossil fuel prices and demand changes. Moreover, the sensitivity analysis is performed to evaluate the impact of the discount rate on the main results. The results indicate that the total installed capacity would be 160 GW in 2050 under an optimistic scenario, while BAU scenario calls for 250 GW capacity in the same year. The share of renewable energy sources and nuclear power plants would achieve to 25% and 15% under the optimistic condition. The findings reveal that development of green technologies requires a reasonable discount rate below 8%.

**Keywords:** Electricity Generation; Renewable Energy; Power Sector Development Scenarios; Discount Rate.
**JEL:** C61, Q21, Q47.

*** نویسنده مسئول:** عاطفه تکلیف
E-mail: a.taklif@atu.ac.ir

*Corresponding Author: Atefeh Taklif

## 1- مقدمه

بررسی روند توسعه بخش نیروگاهی ایران طی سه دهه گذشته حاکی از آن است که در این مدت متوسط رشد سالانه ظرفیت اسمی نصب شده 7 درصد بوده است. کل تولید ناویژه برق یک رشد حدوداً 7 برابری را تجربه نموده و میزان تولید از کمتر از 40 میلیارد کیلووات ساعت در سال 1363 به حدود 274 میلیارد کیلووات ساعت در انتهای سال 1393 رسیده است (آمار تفصیلی 94، آمار 47 ساله توانیر، 93). در سال‌های اخیر نیروگاه‌های حرارتی شامل نیروگاه‌های گازی، بخاری و سیکل ترکیبی حدود 95 درصد برق کشور را تولید نموده است. به موازات توسعه نیروگاه‌های فسیلی، نیاز این بخش به مصرف انواع حامل‌های انرژی فسیلی شامل گاز طبیعی، نفت کوره (مازوت) و نفت گاز (دیزل) رشد قابل ملاحظه‌ای یافته است (نعمت الهی و همکاران، 1394: 11 و مولایی و همکاران، 1394: 25). در سال‌های دورتر سوخت‌های فسیلی مایع بیش از نیمی از نیاز بخش نیروگاهی را تأمین نموده‌اند. اما به مرور فرآورده‌های نفتی با گاز طبیعی جایگزین شده‌اند به نحوی که در برخی سال‌ها سهم گاز طبیعی تا حدود 75 درصد افزایش یافته است. افزایش تولید نیروگاه‌های فسیلی متأثر از افزایش تقاضای نهایی برق، منجر به انتشار حدود 175 میلیون تن دی اکسید کربن در سال 1392 شده است که تقریباً یک سوم از کل انتشار گازهای گلخانه‌ای در بخش انرژی کشور را شامل می‌گردد (ترازنامه انرژی 92).

صرفه‌جویی در مصرف انرژی در کنار توسعه و به کارگیری فناوری‌های جایگزین، به ویژه انرژی‌های پاک (تجدیدپذیر و هسته‌ای)، می‌تواند نقش بسزایی را در کنترل و کاهش مصرف حامل‌های انرژی فسیلی و متعاقباً انتشار آلاینده‌های زیست محیطی ایفا نماید. جایگاه این فناوری‌ها در سبد تولید برق کشور در درازمدت سؤال اصلی این مطالعه است. به عبارت دیگر، می‌خواهیم به این پرسش پاسخ دهیم که در شرایط مختلف نظیر تغییر قیمت سوخت‌های فسیلی و رشد سریع یا اندک تقاضا، توسعه بهینه و روند به کارگیری این فناوری‌ها بایستی چگونه باشند تا حداقل هزینه تأمین گردد.

**جدول 1. مروری بر مطالعات پیشین در زمینه استفاده از مدل MESSAGE**

| پوشش جغرافیایی | افق زمانی | تمرکز مطالعه | مرجع |
|---|---|---|---|
| جهانی | 2050 -1990 | تحلیل اثرات سیاست‌هایی که هزینه‌های خارجی (هزینه‌های انتشار آلاینده‌ها) را به صورت درون‌زا بر تولید برق در نظر می‌گیرند | Klaassen and Riahi, 2007 |
| جهانی | 2050 -2005 | بررسی چشم‌انداز انرژی هسته‌ای برای رسیدن به توسعه پایدار در قالب سناریوهای مختلف | Rogner and Riahi, 2013 |
| چندمنطقه‌ای | 2025 -2005 | روند توسعه انرژی در غرب آفریقا | IAEA, 2016 |
| هند | 2052 -2012 | تعیین جایگاه و سهم بهینه نیروگاه‌های هسته‌ای در تولید برق | Mohapatra and Mohanakrishnan, 2010 |
| برزیل | 2025 -2000 | دورنمای توسعه پایدار بخش انرژی | IAEA, 2006 |
| کوبا | 2025 -2002 | چشم‌انداز توسعه پایدار بخش انرژی | IAEA, 2008 |
| سوریه | 2030 -2003 | توسعه بهینه بخش انرژی | Hainoun et al., 2010 |
| ناحیه‌ای (مالزی) | 2030 -2009 | استراتژی‌های درازمدت برای توسعه بخش برق در ناحیه غربی کشور مالزی | Fairuz et al., 2013 |
| ایران | 2045 -2015 | نقش انرژی‌های تجدیدپذیر در کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای | Aryanpur and Shafiei, 2015 |
| ایران | 2045 -2010 | بررسی اثرات مالیات کربن بر توسعه بخش نیروگاهی | منظور و همکاران، 1393 |

**مأخذ:** یافته‌های تحقیق

مسئله فوق در قالب برنامه‌ریزی‌های بلندمدت و یکپارچه به منظور انتخاب بهترین گزینه یا گزینه‌ها و همچنین نحوه بهره‌برداری بهینه از منابع و فناوری‌های مختلف انرژی قابل حل می‌باشد. با توجه به پیوستگی و پیچیدگی جریان‌ها و تکنولوژی‌های انرژی، توسعه و به کارگیری ابزار تحلیلی مناسب برای بررسی و مطالعه حالات مختلف سیستم ضروری است. این ابزارها تحت عنوان مدل‌های سیستم عرضه انرژی به طور گسترده‌ای توسعه یافته‌اند که با استفاده از آنها، تحلیل جامع سیستم عرضهٔ انرژی ممکن می‌گردد (شفیعی و همکاران، 1388: 5). یکی از ابزارهای رایج برای انجام چنین تحلیل‌هایی مدل MESSAGE است که در مطالعه حاضر با بهره‌گیری از آن سیستم عرضه انرژی الکتریکی کشور در شرایط مختلف مدلسازی شده تا ضمن بررسی نقش توسعه فناوری، اثرات تغییر در نرخ رشد تقاضا و اثرات افزایش احتمالی قیمت سوخت‌های فسیلی، بر روند توسعه انواع نیروگاه‌ها، مصرف انواع حامل‌های انرژی و میزان انتشار دی اکسید کربن ارزیابی گردد.

این مدل برای تعیین ساختار بهینه سیستم عرضه انرژی و به عنوان ابزاری برای برنامه‌ریزی میان مدت و بلندمدت انرژی در مطالعات مختلف داخلی و بین‌المللی مورد استفاده قرار گرفته است. تجربیات مذکور در جدول (1) منعکس شده است. اطلاعات این جدول نشان می‌دهد که افق زمانی اکثر مطالعات به طور تقریبی بین 25 تا 40 سال می‌باشد. از منظر پوشش جغرافیایی، مدل از این قابلیت برخوردار است که مدل‌سازی برای ناحیه‌ای از یک کشور (مثلاً یک استان یا ایالت)، توسعه انرژی برای یک کشور خاص، چندین کشور و حتی سطح بین‌المللی (جهانی) را انجام دهد. هر یک از این مطالعات به دنبال پاسخ به سؤالات مشخص بوده، اما وجه اشتراک آنها ارائه ترکیب بهینه ظرفیت نصب شده نیروگاهی و سهم سوخت‌ها در شرایط مختلف می‌باشد. در مطالعه کنونی، علاوه بر تعیین ترکیب بهینه نیروگاهی در شرایط مختلف، اثرات نرخ تنزیل و حجم سرمایه‌گذاری مورد بررسی قرار می‌گیرند.

بدین منظور در بخش دوم، مدل MESSAGE به اختصار معرفی شده و سپس، مفروضات اصلی و سناریوها در بخش سوم معرفی می‌شوند. در بخش چهارم نتایج حاصل از اجرای مدل در قالب سناریوهای اصلی ارزیابی و سپس تحلیل حساسیت نتایج نسبت به نرخ تنزیل بررسی می‌گردد. در پایان نیز جمع‌بندی مطالعه ارائه می‌شود.

## 2- روش انجام مطالعه

ابزار مورد استفاده در این مطالعه، مدل MESSAGE می‌باشد. منطق مدل، بهینه‌سازی دینامیک مبتنی بر مهندسی سیستم‌ها می‌باشد که در آن از ابزار برنامه‌ریزی خطی و برنامه‌ریزی عدد صحیح مختلط استفاده می‌شود. به طور کلی مهم‌ترین ورودی‌های مدل عبارتند از: مشخصات فنی-اقتصادی مربوط به فناوری‌های انرژی، تقاضای انرژی، اطلاعات منابع انرژی اعم از فسیلی و هسته‌ای، اطلاعات مربوط به آلاینده‌های زیست محیطی، محدودیت‌های موجود نظیر حداکثر منابع فسیلی در دسترس، محدودیت‌های زیست محیطی و قیود مربوط به مبادلات برق با کشورهای همجوار. اطلاعات ورودی و محدودیت‌های فوق، یک مجموعه امکان‌پذیر تولید برای سیستم عرضه برق را در مدل ایجاد می‌کنند. اما برای یافتن بهترین وضعیت کارکرد در این مجموعه امکان‌پذیر، باید معیار خاصی در نظر گرفته شود. هزینه‌های کل سیستم به عنوان معیار در نظر گرفته شده و با حداقل کردن آن، بهترین وضعیت عملکرد سیستم عرضه به‌دست می‌آید (IAEA, 2007: 23). هزینه‌های سیستم در مدل MESSAGE در حالت کلی عبارتند از: هزینه‌های سرمایه‌گذاری سیستم، هزینه‌های تعمیر و نگهداری ثابت و متغیر سیستم، هزینه منابع انرژی، هزینه واردات انرژی (یا درآمدهای صادراتی) و هزینه‌های زیست محیطی. این هزینه‌ها برای تمام سطوح، تکنولوژی‌ها، مناطق و زمان‌های مختلف محاسبه شده و به یک سال پایه تنزیل می‌شوند. در این صورت مجموع ارزش حال کل هزینه‌های سیستم، تابع هدف مدل را شکل خواهد داد. با حداقل کردن این تابع هدف با توجه به محدودیت‌های فوق‌الذکر، وضعیت بهینه سیستم به دست می‌آید (منظور و همکاران، 1393: 415). تابع هدف مدل در رابطه (1) مشخص شده است.

$\Delta t$: طول دوره زمانی به (سال)

$dr(i)$: نرخ تنزیل در دوره زمانی i (درصد)

$zsvd..lt$: مصرف سالیانه سوخت s به وسیله تکنولوژی v در ناحیه باری l و دوره زمانی t

$\epsilon_{svd}$: راندمان تکنولوژی v در تبدیل ورودی (s) به خروجی (d)

$ccur(svd,t)$: هزینه‌های عملیات تعمیرات و نگهداری متغیر (به واحد خروجی اصلی) تکنولوژی v در دوره t

$ro_{svd}^{mlt}$: ضریب خروجی تکنولوژی v برای محدودیت m در دوره t و ناحیه باری l

$car1(m,t)$ & $car2(m,t)$: ضرایب محدودیت‌های (m) تعریف شده توسط کاربر در دوره t

$Usvd.r.t$: مصرف سالانه سوخت s به وسیله تکنولوژی v(در لایه نهایی End-use) در دوره t و کشش تقاضا

$\kappa_e$: ضریب تبدیل تقاضای d به تقاضای کاهش یافته به خاطر کشش تقاضا در لایه e

$ro_{svd}^{mt}$: ضریب خروجی تکنولوژی v برای محدودیت m در دوره t

$cred(d,e)$: هزینه مرتبط با تقاضای کاهش یافته d به کشش تقاضا e

$Yzsvd.t$: ظرفیت جدید احداث شده از تکنولوژی v در دوره t

$cfix(svd,t)$: هزینه‌های عملیات تعمیرات و نگهداری ثابت تکنولوژی v که در دوره t ساخته شده است

$ccap(svd,t)$: هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه تکنولوژی v در دوره t (به ازای خروجی اصلی)

$fri_{svd}^{n}$: بخشی از هزینه سرمایه‌گذاری فوق که باید در n دوره زمانی قبل از آغاز سال اول بهره‌برداری پرداخت گردد

$rc_{svd}^{mt}$: ضریب نسبی به ازای واحد ظرفیت جدید نصب شده تکنولوژی v در محدودیت m تعریف شده توسط کاربر در دوره t

$fra_{svd,m}^{n}$: بخشی از محدودیت فوق که در n دوره زمانی قبل از سال اول بهره‌برداری اتفاق می‌افتد

$Rzrgp.lt$: مصرف سالانه از منبع r، نوع g، دارای کشش عرضه p در ناحیه باری l و دوره t

$cres(rgpl,t)$: هزینه استخراج منبع r، نوع g، دارای کشش عرضه p در ناحیه باری l و دوره t

$Izrcp.lt$: واردات سالانه سوخت r از کشور c، دارای کشش عرضه p در ناحیه باری l و دوره t

$cimp(rcpl,t)$: هزینه واردات سوخت r از کشور c، دارای کشش عرضه p در ناحیه باری l و دوره t

$Ezrcp.lt$: صادرات سالانه سوخت r به کشور c، دارای کشش عرضه p در ناحیه باری l و دوره t

$cexp(rcpl,t)$: درآمد ناشی از صادرات سوخت r به کشور c، دارای کشش عرضه p در ناحیه باری l و دوره t

رابطه (1)

$$
\begin{aligned}
z = \sum_{t}\Bigg[\beta_m^t\,\Delta t\Bigg\{&\sum_{svd}\sum_{l} zsvd..lt \times \epsilon_{svd} \\
&\times \Bigg[ccur(svd,t)\sum_{i}\sum_{m} ro_{svd}^{mlt} \\
&\times cari(ml,t)\Bigg] \\
&+ \sum_{\substack{svd\\ e_d}} \epsilon_{svd} \\
&\times \sum_{e=0} Usvd.e.t \times \epsilon_{svd} \\
&\times \Bigg[\kappa_e \\
&\times \Bigg(ccur(svd,t) \\
&+ \sum_{m} ro_{svd}^{mt} \times car2(m,t)\Bigg) \\
&+ cred(d,e) \\
&+ \sum_{m} ro_{svd}^{mt} \times car1(m,t)\Bigg] \\
&+ \sum_{svd}\sum_{\tau=t-\tau_{svd}} \Delta\tau \times Yzsvd..\tau \\
&\times cfix(svd,\tau) \\
&+ \sum_{r}\Bigg[\sum_{g}\sum_{l}\sum_{p} Rzrgp.lt \\
&\times cres(rgpl,t) \\
&+ \sum_{c}\sum_{l}\sum_{p} Izrcp.lt \\
&\times cimp(rcpl,t) \\
&- \sum_{c}\sum_{l}\sum_{p} Izrcp.lt \times cexp(rcpl,t) \\
&-\Bigg]\Bigg\} + \beta_b^t \\
&\times \Bigg\{\sum_{svd}\sum_{\tau}^{t+t_d} \Delta(t-1) \times Yzsvd..\tau \\
&\times [ccap(svd,\tau) \times fri_{svd}^{t_d-\tau} \\
&+ \sum_{i}\sum_{m} rc_{svd}^{mt} \times (cari(m,t) \\
&\times fra_{svd,m}^{t_d-\tau}]\Bigg\}\Bigg]
\end{aligned}
$$

$$
\beta_b^t = \prod_{i=1}^{t-1}\left[\frac{1}{1+\frac{dr(i)}{100}}\right]^{\Delta i}, \qquad \beta_m^t = \beta_b^t \times \left[\frac{1}{1+\frac{dr(t)}{100}}\right]^{\frac{\Delta t}{2}}
$$

## 3- فروض و سناریوها

### 3-1- ساختار سیستم عرضه برق کشور

سیستم عرضه انرژی الکتریکی شامل فناوری‌های مختلف تولید برق اعم از فناوری‌های متعارف و پیشرفته، تولید پراکنده و متمرکز و همچنین انتقال و توزیع برق می‌باشد. فناوری‌های نیروگاهی عبارتند از: نیروگاه‌های سیکل ترکیبی (با فرض امکان استفاده از 2 نوع سوخت گاز طبیعی و نفت‌گاز)، نیروگاه‌های گازی (با فرض امکان استفاده از 2 نوع سوخت گاز طبیعی و نفت‌گاز)، موتورهای گازسوز (در حالت تولید پراکنده)، نیروگاه‌های بخاری (با فرض امکان استفاده از 2 نوع سوخت گاز طبیعی و مازوت)، نیروگاه‌های زغال‌سنگ‌سوز متعارف (زیربحرانی) و پیشرفته (فوق بحرانی)، نیروگاه هسته‌ای آب سبک، نیروگاه‌های آبی (کوچک، بزرگ و تلمبه ذخیره‌ای)، نیروگاه‌های تجدیدپذیر غیر آبی شامل زیست توده (لندفیل‌ها و زباله‌سوز)، زمین‌گرمایی، بادی، حرارتی- خورشیدی و فتوولتائیک، و سایر نیروگاه‌ها شامل پیل سوختی، توربین انبساطی و دیزلی.

افق زمانی مطالعه سال 1430 و طول دوره مطالعه از سال 1395 تا 1430 به تفکیک مقاطع 5 ساله می‌باشد. سال 1393، به عنوان سال پایه خواهد بود.

### 3-2- فناوری‌های نو و تجدیدپذیر و مزایای آنها

نیروگاه‌های تجدیدپذیر غیرآبی شامل توربین‌های بادی، سلول‌های فتوولتائیک (تبدیل مستقیم تابش‌های خورشیدی به برق)، سیستم‌های حرارتی- خورشیدی (متمرکز نمودن تابش‌های خورشیدی در یک نقطه و انتقال حرارت به سیال واسط، تبدیل سیال واسط به بخار و گردش توربین) و نیروگاه‌های هسته‌ای (فرآیند شکافت هسته اورانیوم در راکتورهای آب سبک) از جمله مهم‌ترین فناوری‌های نوین می‌باشند. عدم به کارگیری سوخت‌های فسیلی مهم‌ترین مزیت این نوع نیروگاه‌ها بوده که به نوبه خود از انتشار انواع آلاینده‌های زیست محیطی جلوگیری می‌نماید. علاوه بر این، سوخت صرفه‌جویی شده می‌تواند مستقیماً صادر شده یا در بخش‌های دیگر به موادی با ارزش افزوده بالاتری تبدیل گردد. از آنجایی که متوسط راندمان نیروگاه‌های فسیلی کشور 37 درصد می‌باشد، محاسبات ذیل نشان می‌دهند که هر مگاوات ساعت برق تولیدی از انرژی‌های غیرفسیلی، 270 متر مکعب گاز طبیعی (یا 1/6 بشکه معادل نفت خام) صرفه‌جویی در مصرف حامل‌های انرژی فسیلی ایجاد می‌نماید. بنابراین با تولید هر مگاوات ساعت برق از منابع تجدیدپذیر یا هسته‌ای، از انتشار تقریباً 550 کیلوگرم دی اکسید کربن به اتمسفر اجتناب می‌گردد.

$$1\text{MWh}_{elec.} \times \frac{3600\ MJ_{elec}}{MWh_{elec}} \times \frac{MJ_{NG}}{0.37\ MJ_{elec}} \times \frac{1m^3\ NG}{36\ MJ_{NG}} = 270\ m^3\ NG$$

$$270\ m^3\ NG \times \frac{36\ MJ_{NG}}{1m^3\ NG} \times \frac{0.05615\ kg_{CO2}}{MJ_{NG}} = 546\ kg\ CO_2$$

### 3-3- محدودیت‌های دسترسی به منابع و قیمت سوخت

مهم‌ترین محدودیت‌های اعمال شده در مدل عبارتند از:

- گاز طبیعی: کنترل سهم گاز طبیعی در نیروگاه‌های با سوخت گاز، مازوت و نفت‌گاز به‌صورتی که حداکثر 75 درصد مصرف سوخت سالانه در اوایل دوره بوسیله گاز طبیعی تأمین و امکان افزایش این سهم بر اساس برنامه‌های بلندمدت شرکت توانیر به صورت خطی تا 100 درصد در میان مدت وجود خواهد داشت. قیمت گاز طبیعی در سال پایه، بر مبنای متوسط قیمت بین‌المللی گاز طبیعی و معادل 20 سنت بر متر مکعب در نظر گرفته می‌شود.
- نفت گاز: بدون محدودیت و قیمت هر لیتر آن در سال پایه 43 سنت در نظر گرفته می‌شود (OPEC, 2015: 7).
- نفت کوره: بدون محدودیت و قیمت هر لیتر آن در سال پایه 30 سنت در نظر گرفته می‌شود (OPEC, 2015: 12).
- زغال‌سنگ: با توجه به برآوردهای موجود حدود 300 میلیون تن از منابع کشف شده داخلی (ترازنامه انرژی، 1392) و در صورت نیاز، مازاد آن از واردات تأمین گردد. قیمت زغال‌سنگ در سال پایه 70 دلار بر تن می‌باشد (EIA, 2015: 17).
- سوخت هسته‌ای: فرض شده که نیاز سوخت هسته‌ای تا حداکثر 15 سال برای یک واحد نیروگاه اتمی بوشهر از منابع داخلی و مابقی از واردات سوخت بدون هیچ محدودیتی قابل تأمین باشد. هزینه سوخت هسته‌ای یک سنت به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی در نظر گرفته می‌شود (IEA-NEA, 2015: 3).

- آبی کوچک: حداکثر 2500 مگاوات ظرفیت نصب (شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران، 1390)
- آبی بزرگ: حداکثر 20000 مگاوات ظرفیت نصب (شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران، 1390)
- تلمبه ذخیره‌ای: حداکثر 5000 مگاوات ظرفیت نصب (شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران، 1390)
- زمین‌گرمایی: حداکثر 5000 مگاوات ظرفیت نصب (دفتر انرژی زمین گرمایی سانا، 1391)
- بادی: حداکثر 40000 مگاوات ظرفیت نصب (دفتر انرژی باد و امواج سانا، 1391)
- حرارتی- خورشیدی: 60000 مگاوات (دفتر انرژی خورشیدی سانا، 1391)
- فوتوولتائیک: حداکثر 10 درصد کل تولید برق در افق مطالعه (بر مبنای نقشه راه آژانس بین‌المللی انرژی)
- لندفیل و زباله‌سوز: هرکدام حداکثر 500 مگاوات (دفتر انرژی زیست توده سانا، 1391)
- موتورهای گازسوز در حالت تولید پراکنده: 3000 مگاوات در کوتاه مدت (مجری تولید پراکنده توانیر، 1391)

### 3-4- مشخصات فنی- اقتصادی نیروگاه‌ها

مشخصات عمومی فنی- اقتصادی تکنولوژی‌های مورد نظر شامل هزینه سرمایه‌گذاری اولیه، هزینه‌های ثابت و متغیر تعمیر و نگهداری، بازده، ضریب ظرفیت، طول عمر و مدت زمان ساخت در جدول (2) آورده شده است. برای ارزیابی ارزش حال کل هزینه‌های سیستم عرضه انرژی از نرخ تنزیل 10 درصد در مدل استفاده شده است. اثرات تجاری‌سازی فناوری‌های جدید، نظیر نیروگاه‌های تجدیدپذیر در قالب کاهش میزان هزینه سرمایه‌گذاری اولیه آنها در این مطالعه لحاظ می‌شود.

### 3-5- تعریف سناریوها

میزان تقاضا و قیمت سوخت‌های فسیلی از جمله مهم‌ترین پارامترهایی هستند که با عدم قطعیت مواجه هستند. هر یک از این دو می‌توانند از رشد بالا و پائین برخوردار باشند. بنابراین ترکیب این دو پارامتر چهار سناریوی اصلی را در بر می‌گیرد:

- **سناریوی اول:** این سناریو از ترکیب رشد بالای قیمت سوخت‌های فسیلی و رشد بالای تقاضای برق تشکیل شده است.
- **سناریوی دوم:** این سناریو از ترکیب رشد پائین قیمت سوخت‌های فسیلی و رشد بالای تقاضای برق تشکیل شده است.
- **سناریوی سوم:** قیمت سوخت در این سناریو مشابه سناریوی دوم (کف رشد) بوده اما تقاضای برق رشد اندک را تجربه خواهد نمود.
- **سناریوی چهارم** (سناریوی زیست محیطی)**:** در این سناریو تقاضای برق مشابه سناریوی سوم رشد پائینی داشته و قیمت سوخت‌های فسیلی از رشد بالا برخوردار است.

مفروضات سناریوهای اصلی در جدول (3) منعکس شده است. نرخ رشد قیمت سوخت‌های فسیلی بر مبنای پیش‌بینی دپارتمان انرژی ایالات متحده آمریکا در دو حالت شامل رشد سریع و رشد اندک لحاظ شده است. در سناریوهای اصلی نرخ تنزیل 10 درصد در نظر گرفته شده است. به منظور تحلیل حساسیت نتایج مدل، نرخ‌های تنزیل 5 درصد، 8 درصد، 12 درصد و 15 درصد نیز مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرند.

در سناریوی مرجع، تقاضای برق و رفتار مصرف کنندگان در طول دوره مطالعه همانند وضعیت کنونی ادامه خواهد یافت. شاخص شدت انرژی نیز در این سناریو ادامه روند موجود خواهد بود و اقدامات و راهکارهای جدیدی توسط بخش‌های مصرف کننده انرژی برق در جهت بهبود و اصلاح الگوی مصرف انرژی برق و صرفه جویی و بهینه‌سازی مصرف برق انجام نخواهد شد. میزان تقاضای برق در این سناریو در طول دوره مطالعه با در نظر گرفتن مفروضات فوق و با استفاده از مطالعه دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی وزارت نیرو تحت عنوان "برنامه بلندمدت توسعه بخش انرژی کشور" سالانه 3/4 درصد رشد خواهد یافت.

در سناریوی صرفه‌جویی انرژی، مصرف کنندگان بخش‌های مختلف برای صرفه‌جویی در مصرفِ برق اهتمام جدی خواهند داشت. بهبود راندمان تجهیزات مصرف کننده انرژی، بهره‌برداری مناسب از تجهیزات، رعایت دمای آسایش و رعایت استانداردهای مصرف انرژی در ساختمان سازی از جمله اقداماتی است که در این سناریو مورد توجه قرار گرفته است. همچنین اصلاح الگوی مصرف برق از طریق روشنایی و تجهیزات مصرف کننده برق در بخش خانگی و استفاده از تجهیزات و موتورهای الکتریکی با راندمان بالا در بخش صنعت نیز مد نظر بوده است. با در نظر گرفتن این اقدامات

صرفه‌جویی، میزان رشد مصرف برق بر اساس مطالعه دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی وزارت نیرو به حداکثر دو درصد در سال محدود شده است. و لذا تقاضای برق در سناریوی صرفه‌جویی انرژی سالانه دو درصد افزایش خواهد یافت.

تقاضای برق در سال 1392 معادل 216 میلیارد کیلووات ساعت بوده و مطابق پیش‌بینی دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی وزارت نیرو در صورت ادامه روند کنونی در سال 1430 به 760 میلیارد کیلووات ساعت (در سناریوهای اول و دوم این مطالعه) و در صورت صرفه‌جویی و کنترل تقاضا (سناریوهای سوم و چهارم این مطالعه) به 450 میلیارد کیلووات ساعت خواهد رسید.

**جدول 2. اطلاعات فنی و اقتصادی تکنولوژی‌های سیستم عرضه برق**

| تکنولوژی | هزینه سرمایه‌گذاری | هزینه تعمیر و نگهداری ثابت سالیانه | هزینه تعمیر و نگهداری متغیر | بازده | ضریب ظرفیت | طول عمر | مدت زمان ساخت | کاهش هزینه سرمایه‌گذاری اولیه* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ($/kW) | ($/kW) | ($/MWh) | (درصد) | (درصد) | (سال) | (سال) | (درصد در سال) |
| نیروگاه بخاری | 900 | 9/5 | 0/49 | 41 | 80 | 30 | 5 | ثابت |
| نیروگاه گازی | 550 | 4/5 | 0/65 | 39 | 85 | 12 | 2 | ثابت |
| موتورهای پیستونی (تولید پراکنده) | 800 | 8 | 5/0 | 40 | 90 | 10 | 1/5 | ثابت |
| نیروگاه سیکل ترکیبی | 700 | 4/4 | 0/42 | 50 | 80 | 30 | 5 | ثابت |
| نیروگاه زغال سنگ سوز رایج | 1600 | 64 | - | 35/3 | 85 | 30 | 3 | ثابت |
| نیروگاه زغال سنگ سوز فوق بحرانی | 2200 | 88 | - | 45 | 85 | 40 | 4 | 0/7 درصد |
| نیروگاه هسته‌ای آب سبک | 4800 | 69 | 0/5 | 33 | 85 | 60 | 7 | 1 درصد |
| توربین بادی | 1400 | 48 | - | - | 30 | 20 | 2 | 1 درصد |
| سلول‌های فتوولتائیک (متصل به شبکه) | 1800 | 50 | - | - | 18 | 25 | 1 | 2 درصد |
| سلول‌های فتوولتائیک (جدا از شبکه) | 2400 | 50 | - | - | 15 | 25 | 1 | 2 درصد |
| نیروگاه برقابی کوچک | 2000 | 14 | - | - | 35 -50 | 40 | 4 | ثابت |
| نیروگاه برقابی بزرگ | 1500 | 10/8 | - | - | 15 -25 | 50 | 7 | ثابت |

* کاهش هزینه سرمایه‌گذاری بر مبنای پیش‌بینی گزارشات اتحادیه اروپا (JRC, 2014) و آژانس بین‌المللی انرژی برآورد شده است (IEA, 2010b).

**مأخذ:** (سازمان توسعه منابع آب، 1390)؛ (دفتر انرژی باد و امواج سانا، 1391)؛ (دفتر انرژی خورشیدی سانا، 1391)؛ (مجری تولید پراکنده توانیر، 1391)؛ (دفتر برنامه‌ریزی تولید توانیر، 1385)؛ (برنامه‌ریزی و توسعه شبکه توانیر، 1390)؛ (برنامه‌ریزی و توسعه شبکه توانیر، 1389)؛ (دفتر تنظیم مقررات بازار برق، 1391)؛ (IEA-NEA, 2015)؛ (IEA, 2010a).

**جدول 3. مفروضات سناریوهای اصلی**

| عنوان سناریو | رشد سالانه قیمت سوخت‌های فسیلی (درصد) | | | متوسط رشد سالانه تقاضا (درصد) |
|---|---|---|---|---|
| | گاز طبیعی | فرآورده‌های نفتی | زغال‌سنگ | |
| سناریوی اول | 3/3 | 4/4 | 1/5 | 3/4 |
| سناریوی دوم | 1/0 | 1/1 | 0/3 | 3/4 |
| سناریوی سوم | 1/0 | 1/1 | 0/3 | 2/0 |
| سناریوی چهارم | 3/3 | 4/4 | 1/5 | 2/0 |

**مأخذ:** (DOE, 2015)؛ (دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی، 1393)

## 4- نتایج

توسعه ظرفیت نیروگاهی در سناریوهای اصلی و بررسی اثرات نرخ تنزیل بر توسعه ظرفیت و میزان تولید انواع نیروگاه‌ها از جمله نتایجی هستند که در این بخش ارائه می‌گردند.

### 4-1- تجزیه و تحلیل سهم فناوری‌های نو و تجدیدپذیر در تولید برق

ترکیب بهینه فناوری‌های مختلف نیروگاهی در نمودار (1) نشان داده شده است. ردیف وسط در این نمودار همان سناریوهای اصلی با نرخ تنزیل 10 درصد هستند که نتایج آن به شرح ذیل می‌باشند:

**- سناریوی اول:** نیروگاه‌های حرارتیِ رایج در کشور یعنی سیکل ترکیبی، توربین بخار و توربین گازی (تولید متمرکز و موتورهای گازسوز تولید پراکنده) مجموعاً در ابتدای دوره حدود 85 درصد ظرفیت نصب شده را به خود اختصاص داده‌اند. این در حالی است که سهم مزبور در افق مطالعه یک روند نزولی داشته و در سال 1430 تنها نیمی از ظرفیت نصب شده نیروگاهی در کشور به این گونه نیروگاه‌ها اختصاص داده خواهد شد. مهم‌ترین دلیل این افت حذف تدریجی نیروگاه‌های توربین بخار می‌باشد. اما نیروگاه‌های سیکل ترکیبی به دلیل راندمان بالا و هزینه نسبتاً پائین در مقایسه با سایر گزینه‌های نیروگاهی، تا میان مدت یعنی حدود سال 1410 از روند افزایشی برخوردار هستند. با این وجود در دوره‌های پایانی، افزایش قیمت حامل‌های انرژی فسیلی همزمان با نقش توسعه فناوری و متعاقباً کاهش هزینه‌های نیروگاه‌های تجدیدپذیر روند افزایشی توسعه نیروگاه‌های سیکل ترکیبی را متوقف خواهد نمود. در نهایت سهم نیروگاه‌های سیکل ترکیبی به کمتر از 40 درصد کل ظرفیت نصب شده نیروگاهی خواهد رسید.

نیروگاه‌های هسته‌ای تا قبل از سال 1415 سهم اندکی را در این سناریو به خود اختصاص داده‌اند. دلیل اصلی این مسئله، مفروضات مربوط به هزینه‌های تولید برق هسته‌ای، به ویژه بالا بودن هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه آنها می‌باشد که رقابت‌پذیری آنها را در مقایسه با سایر فناوری‌های جایگزین کاهش داده است. از این رو، تا آن سال به جز تولید برق از نیروگاه‌های هسته‌ای موجود (نیروگاه اتمی بوشهر)، احداث ظرفیت جدیدی در مدل پیشنهاد نشده است. با این وجود، از سال 1415 به بعد، این نوع نیروگاه‌ها رقابت‌پذیری قابل ملاحظه‌ای پیدا نموده، به نحوی که تا سال 1430 ایجاد 19 هزار مگاوات نیروگاه هسته‌ای در این سناریو توسط مدل پیشنهاد می‌گردد. پیشنهاد مدل برای نصب نیروگاه‌های هسته‌ای عملاً به اواخر دوره برنامه‌ریزی مرتبط می‌شود. دلیل این امر هم کاهش قابل توجه هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه آن تا سال 1420 (3600 دلار بر کیلووات) و همچنین افزایش تدریجی قیمت سوخت‌های فسیلی و به ویژه گاز طبیعی (حدود 40 سنت بر متر مکعب) است. بنابراین می‌توان گفت که توجیه‌پذیری نیروگاه‌های هسته‌ای از یک سو به قیمت سوخت‌های فسیلی در دسترس (به ویژه گاز طبیعی) و از سوی دیگر به اثرات توسعه فناوری در کاهش هزینه احداث این نوع نیروگاه‌ها بستگی دارد.

کل ظرفیت نیروگاه‌های کشور در سناریوی اول به 250 هزار مگاوات خواهد رسید. بر این اساس، متوسط رشد سالانه ظرفیت اسمی نیروگاه‌های کشور معادل 3/5 درصد خواهد بود. به عبارت دیگر سالانه به طور متوسط نیازمند احداث حدود 5000 مگاوات ظرفیت جدید در این سناریو خواهیم بود. البته رشد ظرفیت‌سازی در این مطالعه را می‌توان به دو بخش تقسیم کرد. تا سال 1410 ظرفیت مورد نیاز به طور متوسط در هر سال حدود 3500 مگاوات خواهد بود. اما رشد ظرفیت پس از سال 1410 از آهنگ تندتری برخوردار بوده به نحوی که از آن سال به بعد نیازمند احداث 125 هزار مگاوات ظرفیت جدید تا انتهای دوره مطالعه هستیم. این یعنی به طور متوسط در بیست سال آخر بایستی سالانه 6250 مگاوات ظرفیت نصب و راه‌اندازی نمائیم. دلیل این تفاوت را باید در ترکیب نیروگاه‌های پیشنهادی جستجو نمود. تا سال 1410 عمده ظرفیت‌های پیشنهادی از نوع نیروگاه‌های سیکل ترکیبی با ضریب تولید بیش از 70 درصد بوده است. اما پس از سال 1420 انرژی‌های تجدیدپذیر شامل توربین‌های بادی با ضریب تولید 30 درصدی و سلول‌های فتوولتائیک با ضریب تولید 20 درصدی نقش اساسی را در توسعه ایفا نموده‌اند. تفاوت در ضریب تولید این نوع فناوری‌ها عامل اصلی اختلاف ظرفیت‌سازی در دوره قبل و بعد از سال 1410 می‌باشد.

توربین‌های بادی از سال 1400 به بعد رشد معناداری پیدا کرده به طوری که نصب و راه‌اندازی بیش از 30 هزار مگاوات توربین بادی در افق مطالعه در این سناریو پیشنهاد می‌شود.

سلول‌های فتوولتائیک نیز در چهار دوره آخر شدیداً رقابت‌پذیر بوده و سهم زیادی را در هر دو سناریو شامل می‌شوند. مجموع ظرفیت اسمی این نوع سلول‌ها به بیش از 43 هزار مگاوات در انتهای دوره برنامه‌ریزی خواهد رسید.

**- سناریوی دوم:** کل ظرفیت نصب شده در دوره برنامه‌ریزی 3/6 برابر شده و از حدود 61000 مگاوات در سال 1390 به حدود 221000 مگاوات در سال 1430 رسیده است. نیروگاه‌های سیکل ترکیبی در این سناریو رشد چشمگیری داشته و در واقع به دلیل پائین بودن هزینه‌های سرمایه‌گذاری آنها و به ویژه رشد اندک قیمت سوخت‌های فسیلی نسبت به سال پایه در این سناریو، تا سال 1425 تقریباً بدون رقیب باقی مانده‌اند. فقط در این مدت نصب و راه‌اندازی کمتر از 3500 مگاوات نیروگاه زغال‌سنگ‌سوز پیشرفته و حدود 4000 مگاوات توربین بادی توسط مدل پیشنهاد می‌گردد. اگرچه ظرفیت‌سازی برای کل نیروگاه‌های برقابی (کوچک، بزرگ و تلمبه ذخیره‌ای) تا حدود 22000 مگاوات در افق مطالعه پیشنهاد شده است، اما سهم آنها در کل ظرفیت نصب شده نوسان کمی داشته و بین 10 تا 15 درصد حفظ می‌شود. افزایش تدریجی قیمت گاز طبیعی در این سناریو از یک سو و کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های فتوولتائیک از سوی دیگر، منجر به رقابت‌پذیری این نوع نیروگاه‌ها در دوره پایانی مطالعه شده است، به نحوی که نصب و راه‌اندازی 25000 مگاوات نیروگاه فتوولتائیک در انتهای دوره مطالعه پیشنهاد شده است. نگاهی دقیق‌تر به نحوه پیشنهاد این تکنولوژی حاکی از آن است که مادامی که گاز طبیعی ارزان قیمت (کمتر از 25 سنت بر متر مکعب) برای بخش نیروگاهی در دسترس باشد، نیروگاه‌های تجدیدپذیر نمی‌توانند برای کشور ما چندان اقتصادی باشند. به عبارت دیگر نتایج این سناریو بیانگر آن است که اگر قیمت گاز طبیعی تحویلی به نیروگاه سیکل ترکیبی حداقل به 25 سنت بر متر مکعب افزایش یابد، تولید برق از سلول‌های خورشیدی با قیمت کمتر از 1000 دلار بر کیلووات می‌تواند اقتصادی باشد.

به دلیل انعطاف‌پذیری توربین‌های گازی، این توربین‌ها نقش بسزایی در تأمین نیاز پیک تقاضا ایفا می‌نمایند. از این رو، علی رغم راندمان پایین‌تر در مقایسه با توربین‌های بخار، نیروگاه‌های گازی به طور متوسط 17 درصد ظرفیت نصب شده نیروگاهی را به خود اختصاص می‌دهند.

**- سناریوی سوم:** پیشتر اشاره شد در شرایطی که اقدامات جدی در راستای کنترل مصرف صورت پذیرد، متوسط رشد سالانه تقاضای نهایی برق به 2 درصد در سال محدود می‌شود (در مقایسه با 3/4 درصد در سناریوی رشد بالا). این مسئله تفاوت اصلی سناریوی سوم با سناریوی دوم است. این امر منجر به کاهش قابل توجه در مجموع ظرفیت نصب شده نیروگاهی در سناریوی سوم در مقایسه با سناریوی دوم خواهد شد. همان‌طور که نمودار (1) نشان می‌دهد، در سال 1430 ظرفیت اسمی نیروگاهی به کمتر از 143000 مگاوات می‌رسد (مقایسه شود با عدد 221000 مگاوات ظرفیت مورد نیازدر سناریوی دوم). علی‌رغم تفاوت چشمگیر در میزان ظرفیت‌سازی در سناریوهای دوم و سوم، آرایش فناوری‌های نیروگاهی در هر دو سناریو تقریباً یکسان است. به عنوان نمونه، مشابه سناریوی دوم، در سناریوی سوم نیز توسعه سلول‌های خورشیدی در آخرین دوره زمانی توجیه‌پذیر خواهند بود، به گونه‌ای که نصب حدود 25000 مگاوات سلول فتوولتائیک در این سناریو توسط مدل پیشنهاد می‌شود.

تکنولوژی برجسته این سناریو نیز نیروگاه‌های سیکل ترکیبی است و در دوره‌های میانی تا 60 درصد کل ظرفیت نصب شده به آنها اختصاص دارد. اما پس از آن، با افزایش تدریجی قیمت سوخت‌های فسیلی و کاهش هزینه‌های فناوری‌های تجدیدپذیر، توسعه نیروگاه‌های سیکل ترکیبی با افت محسوسی مواجه شده و به خصوص در دوره‌های آخر حدود 10000 مگاوات از این نوع نیروگاه‌ها بازنشسته شده و سلول‌های خورشیدی جایگزین آنها شده‌اند.

توسعه نیروگاه‌های برقابی به نحوی است که سهم آنها در طول مطالعه دستخوش تغییرات زیادی نشده و بین 14 تا 18 درصد کل ظرفیت نصب شده نوسان کرده است. پائین بودن قیمت سوخت‌های فسیلی در این سناریو مانع اصلی در توسعه به کارگیری نیروگاه های هسته‌ای است. علاوه بر این، نیروگاه‌های بادی هم رقابت‌پذیری چندانی را نداشته و در مجموع در سال 1430 احداث حدود 4000 مگاوات توربین بادی توسط مدل توصیه شده است.

**- سناریوی چهارم (سناریوی زیست محیطی):** کل ظرفیت نیروگاهی از حدود 61 هزار مگاوات در ابتدای دوره به حدود 160 هزار مگاوات در انتهای دوره افزایش می‌یابد. بر این اساس، متوسط رشد سالانه ظرفیت نصب شده نیروگاهی حدود 2/4 درصد می‌باشد. از مجموع ظرفیت نصب شده نیروگاهی در

انتهای دوره برنامه‌ریزی، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، توربین‌های بادی، سلول‌های فتوولتائیک و نیروگاه‌های برقابی (کوچک، بزرگ و تلمبه ذخیره‌ای) به ترتیب با 23، 23، 17 و 14 درصد بیشترین سهم را در ظرفیت نصب شده نیروگاهی کشور خواهند داشت. از سال 1405 به بعد، احداث 3400 مگاوات نیروگاه زغال‌سنگ‌سوز پیشرفته (فوق بحرانی با راندمان 46 درصد) توسط مدل پیشنهاد می‌گردد. به خاطر توجیه اقتصادی موتورهای گازسوز در حالت تولید پراکنده، تا حدود 5 درصد ظرفیت نیروگاهی در این سناریو به آنها اختصاص می‌یابد. همچنین به دلیل قیمت بالای گاز طبیعی و نفت گاز و همچنین پایین بودن راندمان نیروگاه‌های توربین گازی در حالت تولید متمرکز، احداث ظرفیت‌های جدید قابل ملاحظه برای این نوع نیروگاه‌ها محدود خواهد بود. بنابراین به تدریج در میان مدت و درازمدت همزمان با تبدیل آنها به نیروگاه‌های سیکل ترکیبی سهم آنها به شدت کاسته خواهد شد. با این وجود، حتی در دراز مدت ظرفیت محدودی توسط مدل عمدتاً جهت پوشش دادن نواحی باری پیک پیشنهاد می‌گردد (کمتر از 4 درصد از کل ظرفیت).

**جدول 4. مقایسه شاخص‌های ظرفیت و تولید در سال 1393 و سال 1430**

| عنوان سناریو | ظرفیت (هزار مگاوات) | سرانه ظرفیت (کیلووات بر نفر[2]) | تولید ناویژه (تراوات ساعت) | سرانه تولید (کیلووات ساعت بر نفر**) |
|---|---|---|---|---|
| وضعیت* سال 1393 | 73 | 934 | 274 | 3505 |
| سناریوی اول | 249 | 2696 | 923 | 9980 |
| سناریوی دوم | 221 | 2391 | 900 | 9734 |
| سناریوی سوم | 143 | 1541 | 546 | 5902 |
| سناریوی چهارم | 160 | 1731 | 568 | 6144 |

* نتایج این سطر بر مبنای اطلاعات آمار تفصیلی صنعت برق در سال 1393 بوده و سایر سطرها بر مبنای نتایج مطالعه حاضر در سال 1430 می‌باشد.

** مطابق پیش‌بینی‌های مرکز آمار ایران، جمعیت ایران در سناریوی تثبیت باروری به حدود 92/5 میلیون نفر در سال 1430 خواهد رسید (مرکز آمار ایران، 1394). محاسبات این ستون بر مبنای نتایج سناریوی تثبیت باروری صورت پذیرفته است.

**مأخذ:** یافته‌های تحقیق

مقایسه شاخص‌های مختلف توسعه ظرفیت و تولید نیروگاه‌های کشور در سناریوهای اول تا چهارم با وضعیت فعلی کشور در سال 1393 در جدول (4) ارائه شده است. در سناریوهای اول و دوم به دلیل بالا بودن رشد تقاضای نهایی برق در افق مطالعه، ظرفیت نصب شده نیروگاهی به ترتیب 3/4 و 3/0 برابر میزان فعلی آن شده است. از این رو در این سناریوها سرانه ظرفیت تقریباً سه برابر افزایش یافته است. مقایسه تولید ناویژه در سناریوهای مختلف تصویر روشنی از نقش کلیدی صرفه‌جویی انرژی در تأمین انرژی کشور در آینده ارائه می‌دهد. مطابق اطلاعات این جدول، در شرایطی که اقدامات لازم برای صرفه‌جویی انرژی در کشور جدی گرفته شود (سناریوهای سوم و چهارم)، کافی است تا تولید ناویژه برق در سال 1430 به دو برابر میزان فعلی آن در سال 1393 افزایش یابد. این در حالیست که، عدم انجام اقدامات صرفه‌جویانه، منجر به آن می‌شود تا میزان تولید برق در سال 1430 حداقل 3/3 برابر آن در سال 1393 گردد.

## 4-2- تحلیل حساسیت سهم انرژی‌های نوین نسبت به نرخ تنزیل

نرخ تنزیل یکی از مهم‌ترین پارامترهای اثرگذار بر نتایج مدل می‌باشد. مطابق آنچه پیشتر بدان اشاره شد، نرخ تنزیل در محاسبات سناریوهای اصلی 10 درصد در نظر گرفته شده است. در این بخش نرخ‌های تنزیل پائین‌تر و بالاتر به ترتیب معادل 5 و 15 درصد مورد بررسی قرار می‌گیرند.

نمودار (1) اثرات نرخ تنزیل بالا (15 درصد) و نرخ تنزیل پائین (5 درصد) را بر توسعه بهینه ظرفیت نیروگاهی در افق مطالعه نمایش می‌دهد. مطابق انتظار، افزایش نرخ تنزیل منجر به کاهش به کارگیری فناوری‌های با هزینه سرمایه‌گذاری بالاتر (Capital Intensive Technologies) می‌گردد. به عنوان مثال در سناریوی اول با افزایش نرخ تنزیل، توسعه نیروگاه‌های هسته‌ای و سیستم‌های حرارتی- خورشیدی کاملاً متوقف شده است. همچنین نفوذ فناوری‌های فتوولتائیک در سناریوی اول با نرخ تنزیل 5 درصد از سال 1405 به بعد آغاز شده در صورتی که نفوذ آنها در سناریوی اول با نرخ تنزیل 15 درصد از سال 1415 به بعد شروع می‌شود. یعنی افزایش نرخ تنزیل توسعه سلول‌های فتوولتائیک را برای ده سال به تأخیر انداخته است. علاوه بر اینها، توسعه توربین‌های بادی در

سناریوی با نرخ تنزیل 15 درصد به مراتب محدودتر از توسعه آنها در سناریوی با نرخ تنزیل 5 درصد است.

بررسی ظرفیت بهینه نیروگاهی در سناریوی دوم و سوم گویای این واقعیت است که حتی در شرایط بدبینانه[1]، نتایج مدل حساسیت زیادی به تغییر نرخ تنزیل خواهند داشت. چرا که در نرخ تنزیل پائین، توسعه نیروگاه‌های هسته‌ای و فتوولتائیک از نظر اقتصادی به صرفه خواهند بود. اما در نرخ تنزیل بالا، توربین‌های گازی که پائین‌ترین هزینه سرمایه‌گذاری را در میان فناوری‌های نیروگاهی دارند رشد چشمگیری خواهند داشت.

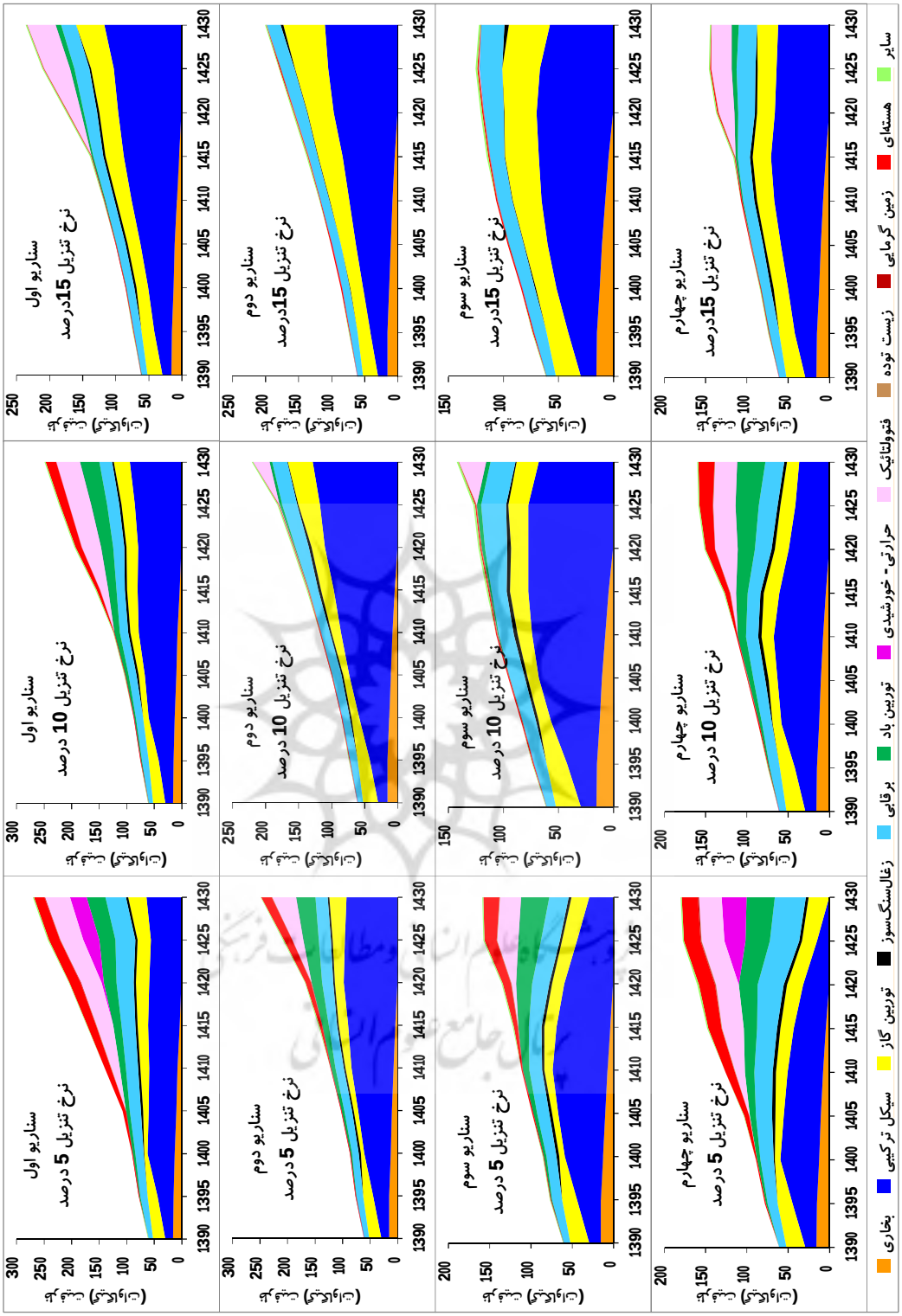
نتایج سناریوی چهارم (سناریوی زیست محیطی) از منظر روند تغییرات در ظرفیت نصب شده، مشابه سناریوی اول بوده و نکته قابل توجه در این سناریو این است که کاهش نرخ تنزیل، منجر به نفوذ نیروگاه‌های هسته‌ای از سال 1400 به بعد شده است. اما افزایش نرخ تنزیل مانع از توسعه نیروگاه‌های هسته‌ای حتی تا سال 1430 خواهد شد.

به منظور تبیین اثرات نرخ تنزیل بر توسعه فناوری‌های نوین (هسته‌ای و تجدیدپذیر غیر آبی)، تولید بهینه از این فناوری‌ها در سال 1430 در قالب سناریوهای مختلف در جدول (5) با یکدیگر مقایسه شده‌اند. نتایج مندرج در این جدول نشان می‌دهند که تولید برق از فناوری‌های نوین در درازمدت، در نرخ تنزیل پائین حداقل 35 درصد و حداکثر 67 درصد خواهد بود. برای نرخ تنزیل متوسط تولید آنها بین 7 تا 51 درصد و برای نرخ تنزیل بالا تولید بین 1 تا 13 درصد افت می‌کند. علاوه بر اینها، مقایسه اطلاعات مندرج در این جدول حاکی از آن است که توسعه فناوری‌های نوین در نرخ‌های تنزیل 8 و 10 درصد دستخوش تغییرات چندانی نشده است. بنابراین می‌توان اینگونه استنباط کرد که توسعه چشمگیر این نوع فناوری‌ها در گرو نرخ‌های تنزیل کمتر از 8 درصد خواهد بود.

اثرات نرخ تنزیل بر حجم منابع مالی (به صورت تجمعی برای افق مطالعه) مورد نیاز برای سرمایه‌گذاری در بخش تولید نیروگاهی در نمودار (2) مشاهده می‌شود. همان‌طور که انتظار می‌رفت در نرخ تنزیل 15 درصد هزینه‌های سرمایه‌گذاری لازم به مراتب کمتر از هزینه‌های سرمایه‌گذاری در نرخ تنزیل 5 درصد است. پائین بودن نرخ تنزیل در واقع منجر به کاهش ارزش سرمایه شده است. بر این اساس، در سناریوهایی که نرخ تنزیل کم بوده، فناوری‌های با هزینه سرمایه‌گذاری اولیه بالاتر رقابت‌پذیری بیشتری یافته‌اند.

نگاهی دقیق‌تر به نمودار (2) حاکی از آن است که در سناریوهای با قیمت سوخت بالا (سناریوهای اول و چهارم)، تغییر نرخ تنزیل به شدت بر میزان هزینه سرمایه‌گذاری لازم، اثرگذار است. کاهش نرخ تنزیل از 15 به 5 درصد در سناریوی اول، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه را 2/2 برابر و کاهش مشابه نرخ تنزیل در سناریوی چهارم، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه را 2/5 برابر افزایش داده است. اما کاهش نرخ تنزیل در سناریوهای دوم و سوم تنها 20 درصد به هزینه سرمایه‌گذاری افزوده است. به طور خلاصه می‌توان گفت که حساسیت نتایج به تغییرات نرخ تنزیل در سناریوهایی که قیمت سوخت بیشتری دارند به مراتب شدیدتر از سناریوهایی است که قیمت سوخت در آنها پائین است. این مسئله را می‌توان اینگونه توجیه کرد: در زمانی که قیمت سوخت‌های فسیلی بالا هستند، مانع جدی در توسعه فناوری‌های نوین با هزینه سرمایه‌گذاری بالا وجود نداشته و کاهش نرخ تنزیل، توسعه این فناوری‌ها را حداقل یک دهه به جلو می‌اندازد (مثل باد و فتوولتائیک و هسته‌ای) و باعث می‌شود تا این فناوری‌ها از سال 1400 به بعد سهم قابل ملاحظه‌ای داشته باشند و در افق مطالعه سقف پتانسیل در نظر گرفته شده برای احداث چنین نیروگاه‌هایی توسط مدل پیشنهاد می‌شود. حتی در برخی موارد فناوری‌هایی که در شرایط معمول زمان بیشتری نیاز دارند تا رقابت‌پذیر شوند (نظیر حرارتی-خورشیدی) اقتصادی شده و سهم چشمگیری را به خود اختصاص خواهند داد. اما زمانی که قیمت سوخت فسیلی کم باشد، سد اصلی در توسعه تجدیدپذیرها و هسته‌ای همچنان پابرجاست و کاهش نرخ تنزیل هم نمی‌تواند حداقل تا دو دهه آتی منجر به تغییرات قابل توجه بر ظرفیت بهینه نیروگاهی گردد.

1. از منظر توسعه فناوری‌های نوین، سناریوهای دوم و سوم بدبینانه می‌باشند. چون قیمت سوخت‌های فسیلی در آن پائین بوده که مانع اصلی در توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر و هسته‌ای محسوب می‌گردد.



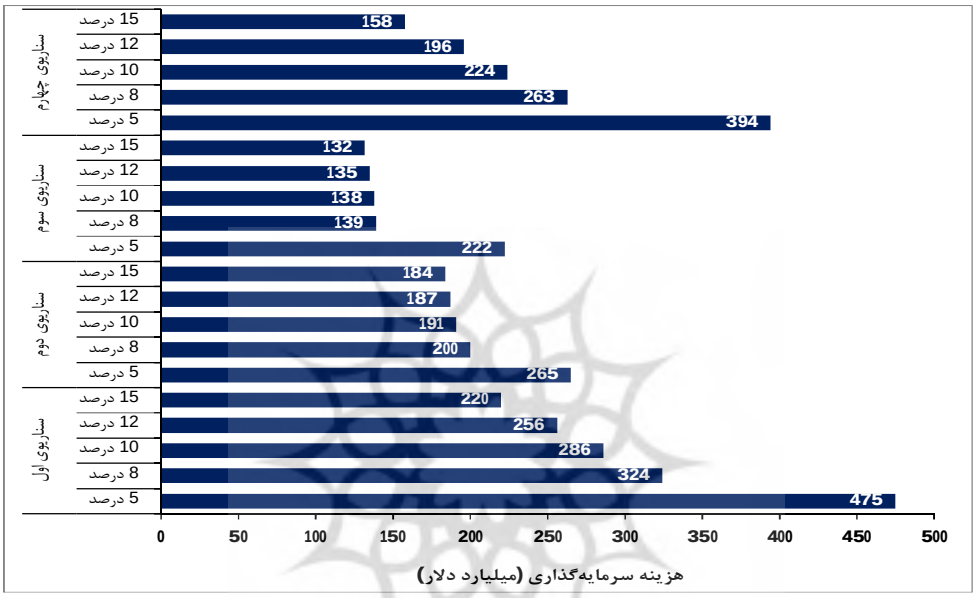

**نمودار 1. روند بهینه ظرفیت نیروگاهی در سناریوها و نرخ‌های تنزیل مختلف**

**مأخذ:** نتایج مطالعه

**جدول 5. بررسی اثرات نرخ تنزیل بر سهم فناوری‌های نوین در کل تولید برق در سال 1430**

| عنوان سناریو | نرخ تنزیل 5 درصد | نرخ تنزیل 8 درصد | نرخ تنزیل 10 درصد | نرخ تنزیل 12 درصد | نرخ تنزیل 15 درصد |
|---|---|---|---|---|---|
| سناریوی اول | 50 | 35 | 35 | 28 | 12 |
| سناریوی دوم | 35 | 11 | 7 | 1 | 1 |
| سناریوی سوم | 50 | 12 | 11 | 1 | 1 |
| سناریوی چهارم | 67 | 52 | 51 | 40 | 13 |

**مأخذ:** یافته‌های تحقیق




**نمودار 2. اثر نرخ تنزیل بر میزان سرمایه‌گذاری در سناریوهای مختلف**

**ماخذ:** یافته های تحقیق

## 5- بحث و نتیجه‌گیری

در این مطالعه تلاش شد تا تحلیل جامعی از اثر عوامل کلیدی شامل اثرات قیمت سوخت‌های فسیلی، صرفه‌جویی در مصرف انرژی و نرخ تنزیل بر توسعه ظرفیت نیروگاهی کشور و به ویژه توسعه فناوری‌های نو و تجدیدپذیر مورد ارزیابی قرار گیرد. بر این اساس، مهم‌ترین یافته‌های این مطالعه در زمینه ترکیب ایده‌آل فناوری‌های تولید برق از انرژیهای تجدید پذیر در کشور به شرح ذیل می‌باشند:

- در شرایط خوشبینانه نیروگاه‌های تجدیدپذیر غیر آبی (عمدتاً شامل باد و فتوولتائیک) تا سال 1430 در حدود یک چهارم تولید برق را به خود اختصاص خواهند داد. علاوه بر این، نتایج سناریوها نشان می‌دهند که ظرفیت سازی برای نیروگاه‌های برقابی باید به گونه‌ای باشد تا سهم فعلی آنها در تولید برق (حداقل 5 درصد) در افق مطالعه حفظ شود.
- نیروگاه‌های هسته‌ای تا قبل از سال 1415 و حتی در شرایط خوشبینانه هم سهم اندکی را به خود اختصاص می‌دهند. دلیل اصلی این مسئله، مفروضات مربوط به هزینه‌های تولید برق هسته‌ای، به ویژه بالا بودن هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه آنها می‌باشد که رقابت‌پذیری آنها را در مقایسه با سایر فناوری‌های جایگزین کاهش داده است. اما از سال 1415 به بعد و در شرایطی که قیمت سوخت‌های فسیلی روند افزایشی را حفظ نمایند، این نوع نیروگاه‌ها رقابت‌پذیری قابل ملاحظه‌ای پیدا خواهند کرد. شرط لازم برای رقابت‌پذیری نیروگاه‌های هسته‌ای افزایش قیمت گاز طبیعی تا نزدیکی 40 سنت بر متر مکعب است. در این صورت، کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه این نوع نیروگاه‌ها تا مرز 3600 دلار بر کیلووات کافی بوده و نیروگاه‌های هسته‌ای را به گزینه‌ای کاملاً موجه از لحاظ اقتصادی مبدل خواهد نمود. در چنین شرایطی نیروگاه‌های

هسته‌ای از این قابلیت برخوردارند تا حداقل 15 درصد برق کشور را تأمین نمایند.

- در صورت ادامه روند کنونی در رشد مصرف برق، در سال 1430 ظرفیت نصب شده نیروگاهی بایستی به حدود 250 هزار مگاوات برسد تا تقاضای برق در آن سال تأمین شود (در انتهای سال 1393 ظرفیت نامی 73 هزار مگاوات می‌باشد). اما در صورتی که صرفه‌جویی انرژی به صورت جدی دنبال شود (سناریوی زیست محیطی)، نصب و راه‌اندازی 160 هزار مگاوات ظرفیت نیروگاهی، پاسخگوی نیاز برق کشور خواهد بود.

همچنین جمع‌بندی این مطالعه در زمینه نقش نرخ تنزیل در توسعه فناوری‌نو و تجدیدپذیر بدین شرح می‌باشد:

- زمانی که قیمت سوخت‌های فسیلی بالا باشد، نتایج مدل (یعنی ترکیب بهینه پیشنهادی) حساسیت زیادی به تغییر نرخ تنزیل خواهند داشت. چرا که مانع جدی در توسعه فناوری‌های نوین با هزینه سرمایه‌گذاری بالا وجود نداشته و کاهش نرخ تنزیل، توسعه این فناوری‌ها را حداقل یک دهه به جلو می‌اندازد (به ویژه برای توربین‌های بادی و سلول‌های فتوولتائیک و نیروگاه‌های هسته‌ای). حتی در برخی موارد فناوری‌هایی که در شرایط معمول زمان بیشتری نیاز دارند تا رقابت‌پذیر شوند (مثل حرارتی- خورشیدی) اقتصادی شده و سهم چشمگیری را به خود اختصاص خواهند داد. اما زمانی که قیمت سوخت فسیلی کم باشد، سد اصلی در توسعه تجدیدپذیرها و هسته‌ای همچنان پابرجاست و کاهش نرخ تنزیل هم نمی‌تواند حداقل تا دو دهه آتی منجر به تغییرات قابل توجه بر ظرفیت بهینه نیروگاهی گردد. علاوه بر این، نتایج مدل گویای این واقعیت است که توسعه چشمگیر فناوری‌های نوین نیازمند آن است که نرخ تنزیل کمتر از 8 درصد باشد.

## تشکر و قدردانی

فرآیند توسعه مدل‌های برنامه‌ریزی بلندمدت انرژی در ایران از بیش از یک دهه پیش در دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی وزارت نیرو آغاز شده است. در این مطالعه از تجربیات گرانبهای این دفتر استفاده شده و بدینوسیله از تلاش‌های افرادی که در فرآیند توسعه مدل‌های مزبور در این دفتر نقش داشته‌اند تشکر و قدردانی می‌گردد.

## منابع

سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، معاونت فنی و اجرایی، دفتر انرژی زمین گرمایی (1391). "اطلاعات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های زمین گرمایی".

سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، معاونت فنی و اجرایی، دفتر انرژی باد و امواج (1391). "اطلاعات فنی و اقتصادی توربین‌های بادی".

سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، معاونت فنی و اجرایی، دفتر انرژی خورشیدی (1391). "اطلاعات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های خورشیدی".

سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، معاونت فنی و اجرایی، دفتر انرژی زیست توده (1391). "منابع انرژی زیست توده و اطلاعات فنی و اقتصادی آن".

شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران (1390). "مشخصات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های برقابی".

شرکت مادر تخصصی توانیر (1393). "چهل و هفت سال صنعت برق ایران در آیینه آمار". تهران. چاپ اول.

شرکت مادر تخصصی توانیر (1394). "آمار تفصیلی صنعت برق: تولید نیروی برق سال 1393". تهران. چاپ اول.

شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت برنامه‌ریزی و توسعه شبکه (1389). "طرح‌های نیروگاهی وزارت نیرو در برنامه پنجم توسعه".

شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت برنامه‌ریزی و توسعه شبکه (1390). "مبادلات برق با کشورهای همسایه".

شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت برنامه‌ریزی و توسعه شبکه (1391). "مجری طرح تولید پراکنده کشور".

شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت برنامه‌ریزی، دفتر برنامه‌ریزی تولید (1385). "اطلاعات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های حرارتی کشور".

شفیعی، احسان؛ مقدم تبریزی، محمدعلی و فرمد، مجید (1388). "توسعه سیستم عرضه برق کشور در شرایط محدود سوخت نیروگاه‌ها در ماه‌های سرد سال". *بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق*، تهران.

مرکز آمار ایران (1394). "پیش‌بینی رشد جمعیت کل کشور در دوره های پنج ساله تا افق 1430 شمسی با چهارفرض باروری". وب‌گاه اینترنتی:
http://www.amar.org.ir/Default.aspx?tabid=260.

منظور، داوود؛ فرمد، مجید؛ آریان‌پور، وحید و احسان، شفیعی (1393). "ارزیابی ترکیب بهینهٔ نیروگاه‌های کشور با لحاظ هزینه‌های زیست‌محیطی". *مجله محیط شناسی*، دوره 40، شماره 2، 430-415.

وزارت نیرو، معاونت امور برنامه‌ریزی و امور اقتصادی، دفتر تنظیم مقررات بازار برق و خصوصی سازی (1391). "هزینه‌های انتقال و توزیع برق در کشور".

وزارت نیرو، معاونت برق و انرژی، دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی (1393). "برنامه بلندمدت توسعه بخش انرژی کشور".

وزارت نیرو، معاونت برق و انرژی، دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی (1394). "ترازنامه انرژی سال 1392". تهران. چاپ اول.

نعمت‌الهی، زهرا؛ شاهنوشی‌فروشانی، ناصر؛ جوان‌بخت، عذری و دانشورکاخکی، محمود (1394). "ارزیابی آثار هدفمندسازی یارانه حامل های انرژی بر فعالیت های تولیدی". *فصلنامه علمی پژوهشی پژوهش‌های رشد و توسعه اقتصادی*، سال پنجم، شماره 19، 24-11.

مولایی، محمدعلی؛ دهقانی، علی و حسین‌زاده، سمانه (1394). "رابطه بین مصرف انرژی و رشد تولید در بنگاه‌های بزرگ تولیدکننده وسایل حمل و نقل ایران (رهیافت علّیت گرنجر، تودا و یاماماتو و داده های تابلویی پویا)". *فصلنامه علمی پژوهشی پژوهش‌های رشد و توسعه اقتصادی*، سال پنجم، شماره 19، 40-25.

Aryanpur, V. & Shafiei, E. (2015). "Optimal Deployment of Renewable Electricity Technologies in Iran and Implications for Emissions Reductions". *Energy*, 91, 882-893.

Department of Energy. (2015). "Annual Energy Outlook 2015". DOE.

Energy Information Administration (EIA). (2015). "Short-Term Energy Outlook". Accessible from: http://www.eia.gov/forecasts/steo/report/coal.cfm.

European Commission: Joint Research Center. (2014). "Energy Technology Reference Indicator Projections for 2010-2050". JRC.

Fairuz, S.M.C., Sulaiman, M.Y., Lim, C.H. & Mat, S. (2013). "Long Term Strategy for Electricity Generation in Peninsular Malaysia – Analysis of Cost and Carbon Foot Print Using MESSAGE". Energy Policy, 62, 493–502.

Hainoun, A., Seifaldin, M. & Almoustafa, S. (2010). "Formulating an Optimal Long-Term Energy Supply Strategy for Syria Using MESSAGE Model". *Energy Policy*, 38, 1701–1714.

International Atomic Energy Agency (IAEA). (2007). "User's Manual of MESSAGE".

International Atomic Energy Agency. (2006). "Brazil: a Country Profile on Sustainable Energy Development". *IAEA*; Austria.

International Atomic Energy Agency. (2008). "Cuba: a Country Profile on Sustainable Energy Development". *IAEA*; Austria.

International Atomic Energy Agency. (2016). "Sustainable Electricity Supply Scenarios for West Africa". IAEA-TECDOC-1793.

International Energy Agency (IEA). (2010b). "Energy Technology Perspective 2010: Scenarios and Strategies to 2050".

International Energy Agency (IEA). (2012). "$CO_2$ Emissions from Fuel Combustion".

International Energy Agency and Nuclear Energy Agency. (2015). "Projected Costs of Generating Electricity". IAEA-NEA.

International Energy Agency- Energy Technology Systems Analysis Program (IEA). (2010a). "Coal-Fired Power".

Klaassen, G. & Riahi, K. (2007). "Internalizing Externalities of Electricity Generation: An Analysis with MESSAGE-MACRO". *Energy Policy*, 35, 815–827.

Mohapatra, D.K. & Mohanakrishnan, P. (2010). "A Methodology for the

Assessment of Nuclear Power Development Scenario". *Energy Policy*, 38, 4330–4338.

OPEC. (2015). "OPEC Bulletin, Petroleum: An Engine for Global Development".

Rogner, M. & Riahi, K. (2013). "Future Nuclear Perspectives Based on MESSAGE Integrated Assessment Modeling". *Energy Strategy Reviews*, 1, 223–232.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی