

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

عاطفه تکلیف^۱، تیمور محمدی^۲، *محسن بختیار^۳

۱. استادیار دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی (ره)، تهران، ایران

۲. دانشیار دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی (ره)، تهران، ایران

۳. دانشجوی دکتری اقتصاد نفت و گاز، پردیس دانشگاه علامه طباطبائی (ره)، تهران، ایران

(دریافت: ۱۳۹۵/۴/۲۰ پذیرش: ۱۳۹۵/۶/۲۱)

Development of Renewable Energy and its Role on the Future of Power Sector in Iran

*Atefeh Taklif¹, Teymoor Mohammadi², Mohsen Bakhtiar³

1. Assistant Professor of Economics, Allameh Tabatabaie University, Tehran, Iran.

2. Associate Professor of Economics, Allameh Tabatabaie University, Tehran, Iran.

3. Ph.D. Student in Economics, Pardis of Allameh Tabatabaie University, Tehran, Iran.

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

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.

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 ۱۳۹۵ تا ۱۴۳۰ 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 ۵ تا ۱۵ 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 ۱۴۳۰ ظرفیت نصب شده نیروگاهی بایستی به حدود ۲۵۰ 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 ۱۶۰ هزار مگاوات ظرفیت نیروگاهی، پاسخگوی نیاز برق کشور خواهد بود. در شرایط خوشبینانه، انرژی‌های تجدیدپذیر غیر آبی (عمدتاً شامل باد و خورشید) و هسته‌ای به ترتیب ۲۵ و ۱۵ درصد کل تولید برق را در سال ۱۴۳۰ 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 ۸ درصد باشد.

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

طبقه‌بندی JEL: Q47, Q21, C61.

* نویسنده مسئول: محسن بختیار

E-mail: bakhtiar@iranenergy.org.ir

*Corresponding Author: Mohsen Bakhtiar

۱- مقدمه

در برخی سال‌ها سهم گاز طبیعی تا حدود ۷۵ درصد افزایش یافته است. افزایش تولید نیروگاه‌های فسیلی متأثر از افزایش تقاضای نهایی برق، منجر به انتشار حدود ۱۷۵ میلیون تن دی‌اکسید کربن در سال ۱۳۹۲ شده است که تقریباً یک سوم از کل انتشار گازهای گلخانه‌ای در بخش انرژی کشور را شامل می‌گردد (ترازنامه انرژی ۹۲).

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 زیست‌محیطی 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 تقاضا با حداقل هزینه تأمین گردد.

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 ۷ درصد بوده است. کل تولید ناویژه برق یک رشد حدوداً ۷ برابری را تجربه نموده و میزان تولید از کمتر از ۴۰ میلیارد کیلووات ساعت در سال ۱۳۶۳ به حدود ۲۷۴ میلیارد کیلووات ساعت در انتهای سال ۱۳۹۳ رسیده است (آمار تفصیلی ۹۴، آمار ۴۷ ساله توانیر، ۹۳). در سال‌های اخیر نیروگاه‌های حرارتی شامل نیروگاه‌های گازی، بخاری و سیکل ترکیبی حدود ۹۵ 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، ۱۳۹۴: ۱۱ و مولایی و همکاران، ۱۳۹۴: ۲۵). 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

جدول ۱. مروری بر مطالعات پیشین در زمینه استفاده از مدل MESSAGE

مرجع	تمرکز مطالعه	افق زمانی	پوشش جغرافیایی
Klaassen and Riahi, 2007	تحلیل اثرات سیاست‌هایی که هزینه‌های خارجی (هزینه‌های انتشار آلاینده‌ها) را به صورت درون‌زا بر تولید برق در نظر می‌گیرند	۲۰۵۰-۱۹۹۰	جهانی
Rogner and Riahi, 2013	بررسی چشم‌انداز انرژی هسته‌ای برای رسیدن به توسعه پایدار در قالب سناریوهای مختلف	۲۰۵۰-۲۰۰۵	جهانی
IAEA, 2016	روند توسعه انرژی در غرب آفریقا	۲۰۲۵-۲۰۰۵	چندمنطقه‌ای
Mohapatra and Mohanakrishnan, 2010	تعیین جایگاه و سهم بهینه نیروگاه‌های هسته‌ای در تولید برق	۲۰۱۲-۲۰۵۲	هند
IAEA, 2006	دورنمای توسعه پایدار بخش انرژی	۲۰۲۵-۲۰۰۰	برزیل
IAEA, 2008	چشم‌انداز توسعه پایدار بخش انرژی	۲۰۲۵-۲۰۰۲	کوبا
Hainoun et al., 2010	توسعه بهینه بخش انرژی	۲۰۳۰-۲۰۰۳	سوریه
Fairuz et al., 2013	استراتژی‌های درازمدت برای توسعه بخش برق در ناحیه غربی کشور مالزی	۲۰۳۰-۲۰۰۹	ناحیه‌ای (مالزی)
Aryanpur and Shafiei, 2015	نقش انرژی‌های تجدیدپذیر در کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای	۲۰۴۵-۲۰۱۵	ایران
منظور و همکاران، ۱۳۹۳	بررسی اثرات مالیات کربن بر توسعه بخش نیروگاهی	۲۰۴۵-۲۰۱۰	ایران

مأخذ: یافته‌های تحقیق

نیز جمع‌بندی مطالعه ارائه می‌شود.

۲- 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 به دست 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، ۱۳۹۳: ۴۱۵). تابع هدف مدل در رابطه (۱) مشخص شده است.

$$\Delta t: \text{طول دوره زمانی به (سال)}$$

$$dr(i): \text{نرخ تنزیل در دوره زمانی } i \text{ (درصد)}$$

$$Z_{svd}, It: \text{مصرف سالیانه سوخت } s \text{ به وسیله تکنولوژی } v \text{ در ناحیه باری } I \text{ و دوره زمانی } t$$

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

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 عرضه انرژی ممکن می‌گردد (شفیعی و همکاران، ۱۳۸۸: ۵). 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 دی‌اکسید 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 (۱) منعکس شده است. اطلاعات این جدول نشان می‌دهد که افق زمانی اکثر مطالعات به طور تقریبی بین ۲۵ تا ۴۰ 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

c، دارای کشش عرضه p در ناحیه باری l و دوره t
 رابطه (۱)

$$z = \sum_t \left[\beta_m^t \Delta t \left\{ \sum_{svd} \sum_t zsvd..lt \times \epsilon_{svd} \right. \right. \\ \times \left[ccur(svd, t) \sum_t \sum_m r_{svd}^{mt} \right. \\ \times cari(ml, t) \left. \right] \\ + \sum_{svd} \epsilon_{svd} \\ \times \sum_{e=0}^{svd} Usvd.e.t \times \epsilon_{svd} \\ \times \left[K_e \right. \\ \times \left(ccur(svd, t) \right. \\ \left. + \sum_m r_{svd}^{mt} \times car2(m, t) \right) \\ \left. + cred(d, e) \right. \\ \left. + \sum_m r_{svd}^{mt} \times car1(m, t) \right] \\ + \sum_{svd} \sum_{\tau=t-\tau_{svd}} \Delta \tau \times Yzsvd.. \tau \\ \times cfix(svd, \tau) \\ + \sum_r \left[\sum_g \sum_l \sum_p Rzrgp.lt \right. \\ \times cres(rgpl, t) \\ + \sum_c \sum_l \sum_p Izrcp.lt \\ \times cimp(rcpl, t) \\ - \sum_c \sum_l \sum_p Izrcp.lt \times cexp(rcpl, t) \\ \left. - \right] + \beta_b^t \\ \times \left\{ \sum_{svd} \sum_{\tau} \Delta(t-1) \times Yzsvd.. \tau \right. \\ \times [ccap(svd, \tau) \times fri_{svd}^{t_d-\tau} \\ + \sum_i \sum_m r_{svd}^{mt} \times cari(m, t) \\ \left. \times fra_{svd,m}^{t_d-\tau} \right] \left. \right\}$$

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

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

r_{svd}^{mt}: 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

K_e: ضریب تبدیل تقاضای d به تقاضای کاهش یافته به خاطر کشش تقاضا در لایه e

r_{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

r_{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 t، نوع g، دارای کشش عرضه p در ناحیه باری l و دوره t

cres(rgpl, t): هزینه استخراج منبع t، 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

۳- فروض و سناریوها

۳-۱- 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 ۲ نوع سوخت گاز طبیعی و نفت‌گاز)، نیروگاه‌های گازی (با فرض امکان استفاده از ۲ نوع سوخت گاز طبیعی و نفت‌گاز)، موتورهای گازسوز (در حالت تولید پراکنده)، نیروگاه‌های بخاری (با فرض امکان استفاده از ۲ 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 ۱۴۳۰ و طول دوره مطالعه از سال ۱۳۹۵ تا ۱۴۳۰ به تفکیک مقاطع ۵ ساله می‌باشد. سال ۱۳۹۳، به عنوان سال پایه خواهد بود.

۳-۲- 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 ۳۷ درصد می‌باشد، محاسبات ذیل نشان می‌دهند که هر مگاوات ساعت برق تولیدی از انرژی‌های غیرفسیلی، ۲۷۰ متر مکعب

گاز طبیعی (یا ۱/۶ 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 ۵۵۰ کیلوگرم دی‌اکسید کربن به اتمسفر اجتناب می‌گردد.

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

$$270 \text{ m}^3 \text{ NG} \times \frac{36 \text{ MJ}_{NG}}{1 \text{ m}^3 \text{ NG}} \times \frac{0.05615 \text{ kg CO}_2}{\text{MJ}_{NG}} = 546 \text{ kg CO}_2$$

۳-۳- 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 به صورتی که حداکثر ۷۵ 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 ۱۰۰ درصد در میان مدت وجود خواهد داشت. قیمت گاز طبیعی در سال پایه، بر مبنای متوسط قیمت بین‌المللی گاز طبیعی و معادل ۲۰ سنت بر متر مکعب در نظر گرفته می‌شود.

- نفت‌گاز: بدون محدودیت و قیمت هر لیتر آن در سال پایه ۴۳ سنت در نظر گرفته می‌شود (OPEC, 2015: 7).

- نفت کوره: بدون محدودیت و قیمت هر لیتر آن در سال پایه ۳۰ سنت در نظر گرفته می‌شود (OPEC, 2015: 12).

- زغال‌سنگ: با توجه به برآوردهای موجود حدود ۳۰۰ میلیون تن از منابع کشف شده داخلی (ترازنامه انرژی، ۱۳۹۲) و در صورت نیاز، مازاد آن از واردات تأمین گردد. قیمت زغال‌سنگ در سال پایه ۷۰ دلار بر تن می‌باشد (EIA, 2015: 17).

- سوخت هسته‌ای: فرض شده که نیاز سوخت هسته‌ای تا حداکثر ۱۵ 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).

– **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 (۳) 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 ۱۰ درصد در نظر گرفته شده است. به منظور تحلیل حساسیت نتایج مدل، نرخ‌های تنزیل ۵ درصد، ۸ درصد، ۱۲ درصد و ۱۵ درصد نیز مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرند.

در سناریوی مرجع، تقاضای برق و رفتار مصرف‌کنندگان 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 مصرف‌کننده انرژی برق در جهت بهبود و اصلاح الگوی مصرف انرژی برق و صرفه‌جویی 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 ۳/۴ درصد رشد خواهد یافت.

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

• آبی کوچک: حداکثر ۲۵۰۰ مگاوات ظرفیت نصب (شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران، ۱۳۹۰)

• آبی بزرگ: حداکثر ۲۰۰۰۰ مگاوات ظرفیت نصب (شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران، ۱۳۹۰)

• تلمبه ذخیره‌ای: حداکثر ۵۰۰۰ مگاوات ظرفیت نصب (شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران، ۱۳۹۰)

• زمین‌گرمایی: حداکثر ۵۰۰۰ مگاوات ظرفیت نصب (دفتر انرژی زمین‌گرمایی سانا، ۱۳۹۱)

• بادی: حداکثر ۴۰۰۰۰ مگاوات ظرفیت نصب (دفتر انرژی باد و امواج سانا، ۱۳۹۱)

• حرارتی-خورشیدی: ۶۰۰۰۰ مگاوات (دفتر انرژی خورشیدی سانا، ۱۳۹۱)

• فوتوولتائیک: حداکثر ۱۰ درصد کل تولید برق در افق مطالعه (بر مبنای نقشه راه آژانس بین‌المللی انرژی)

• لندفیل و زباله‌سوز: هر کدام حداکثر ۵۰۰ مگاوات (دفتر انرژی زیست توده سانا، ۱۳۹۱)

• موتورهای گازسوز در حالت تولید پراکنده: ۳۰۰۰ مگاوات در کوتاه مدت (مجری تولید پراکنده توانیر، ۱۳۹۱)

۳-۴- 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 (۲) آورده شده است. برای ارزیابی ارزش حال کل هزینه‌های سیستم عرضه انرژی از نرخ تنزیل ۱۰ 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.

۳-۵- 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.

وزارت نیرو در صورت ادامه روند کنونی در سال ۱۴۳۰ به ۷۶۰ میلیارد کیلووات ساعت (در سناریوهای اول و دوم این مطالعه) و در صورت صرفه‌جویی و کنترل تقاضا (سناریوهای سوم و چهارم این مطالعه) به ۴۵۰ میلیارد کیلووات ساعت خواهد رسید.

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 ۱۳۹۲ معادل ۲۱۶ میلیارد کیلووات ساعت بوده و مطابق پیش‌بینی دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی

جدول ۲. اطلاعات فنی و اقتصادی تکنولوژی‌های سیستم عرضه برق

تکنولوژی	هزینه سرمایه‌گذاری (\$/kW)	هزینه تعمیر و نگهداری ثابت سالیانه (\$/kW)	هزینه تعمیر و نگهداری متغیر (\$/MWh)	بازده (درصد)	ضریب ظرفیت (درصد)	طول عمر (سال)	مدت زمان ساخت (سال)	کاهش هزینه سرمایه‌گذاری اولیه*
نیروگاه بخاری	۹۰۰	۹/۵	۰/۴۹	۴۱	۸۰	۳۰	۵	ثابت
نیروگاه گازی	۵۵۰	۴/۵	۰/۶۵	۳۹	۸۵	۱۲	۲	ثابت
موتورهای پیستونی (تولید پراکنده)	۸۰۰	۸	۵/۰	۴۰	۹۰	۱۰	۱/۵	ثابت
نیروگاه سیکل ترکیبی	۷۰۰	۴/۴	۰/۴۲	۵۰	۸۰	۳۰	۵	ثابت
نیروگاه زغال سنگ سوز رایج	۱۶۰۰	۶۴	-	۳۵/۳	۸۵	۳۰	۳	ثابت
نیروگاه زغال سنگ سوز فوق بحرانی	۲۲۰۰	۸۸	-	۴۵	۸۵	۴۰	۴	۰/۷ درصد
نیروگاه هسته‌ای آب سبک	۴۸۰۰	۶۹	۰/۵	۳۳	۸۵	۶۰	۷	۱ درصد
توربین بادی	۱۴۰۰	۴۸	-	-	۳۰	۲۰	۲	۱ درصد
سلول‌های فتوولتائیک (متصل به شبکه)	۱۸۰۰	۵۰	-	-	۱۸	۲۵	۱	۲ درصد
سلول‌های فتوولتائیک (جدا از شبکه)	۲۴۰۰	۵۰	-	-	۱۵	۲۵	۱	۲ درصد
نیروگاه برقایی کوچک	۲۰۰۰	۱۴	-	-	۳۵-۵۰	۴۰	۴	ثابت
نیروگاه برقایی بزرگ	۱۵۰۰	۱۰/۸	-	-	۱۵-۲۵	۵۰	۷	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، ۱۳۹۰)؛ (دفتر انرژی باد و امواج سانا، ۱۳۹۱)؛ (دفتر انرژی خورشیدی سانا، ۱۳۹۱)؛ (مجری تولید پراکنده توانیر، ۱۳۹۱)؛ (دفتر برنامه‌ریزی تولید توانیر، ۱۳۸۵)؛ (برنامه‌ریزی و توسعه شبکه توانیر، ۱۳۹۰)؛ (برنامه‌ریزی و توسعه شبکه توانیر، ۱۳۸۹)؛ (دفتر تنظیم مقررات بازار برق، ۱۳۹۱)؛ (IEA-NEA, 2015)؛ (IEA, 2010a).

جدول ۳. مفروضات سناریوهای اصلی

عنوان سناریو	رشد سالانه قیمت سوخت‌های فسیلی (درصد)		
	گاز طبیعی	فرآورده‌های نفتی	زغال سنگ
سناریوی اول	۳/۳	۴/۴	۱/۵
سناریوی دوم	۱/۰	۱/۱	۰/۳
سناریوی سوم	۱/۰	۱/۱	۰/۳
سناریوی چهارم	۳/۳	۴/۴	۱/۵

مأخذ: (DOE, 2015)؛ (دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی، ۱۳۹۳)

۴- نتایج

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

۴-۱- تجزیه و تحلیل سهم فناوری‌های نو و تجدیدپذیر در تولید برق

ترکیب بهینه فناوری‌های مختلف نیروگاهی در نمودار (۱) نشان داده شده است. ردیف وسط در این نمودار همان سناریوهای اصلی با نرخ تنزیل ۱۰ درصد هستند که نتایج آن به شرح ذیل می‌باشند:

– **سناریوی اول:** نیروگاه‌های حرارتی رایج در کشور یعنی سیکل ترکیبی، توربین بخار و توربین گازی (تولید متمرکز و موتورهای گازسوز تولید پراکنده) مجموعاً در ابتدای دوره حدود ۸۵ 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 ۱۴۳۰ 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 پایین در مقایسه با سایر گزینه‌های نیروگاهی، تا میان مدت یعنی حدود سال ۱۴۱۰ 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 ۴۰ درصد کل ظرفیت نصب شده نیروگاهی خواهد رسید.

نیروگاه‌های هسته‌ای تا قبل از سال ۱۴۱۵ 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 ۱۴۱۵ به بعد، این نوع نیروگاه‌ها رقابت‌پذیری قابل ملاحظه‌ای پیدا نموده، به نحوی که تا سال ۱۴۳۰ ایجاد ۱۹ 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 ۱۴۲۰ (۳۶۰۰ دلار بر کیلووات) و همچنین افزایش تدریجی قیمت سوخت‌های فسیلی و به ویژه گاز طبیعی (حدود ۴۰ 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 ۲۵۰ هزار مگاوات خواهد رسید. بر این اساس، متوسط رشد سالانه ظرفیت اسمی نیروگاه‌های کشور معادل ۳/۵ درصد خواهد بود. به عبارت دیگر سالانه به طور متوسط نیازمند احداث حدود ۵۰۰۰ مگاوات ظرفیت جدید در این سناریو خواهیم بود. البته رشد ظرفیت‌سازی در این مطالعه را می‌توان به دو بخش تقسیم کرد. تا سال ۱۴۱۰ ظرفیت مورد نیاز به طور متوسط در هر سال حدود ۳۵۰۰ مگاوات خواهد بود. اما رشد ظرفیت پس از سال ۱۴۱۰ از آهنگ تندتری برخوردار بوده به نحوی که از آن سال به بعد نیازمند احداث ۱۲۵ هزار مگاوات ظرفیت جدید تا انتهای دوره مطالعه هستیم. این یعنی به طور متوسط در بیست سال آخر بایستی سالانه ۶۲۵۰ مگاوات ظرفیت نصب و راه‌اندازی نماییم. دلیل این تفاوت را باید در ترکیب نیروگاه‌های پیشنهادی جستجو نمود. تا سال ۱۴۱۰ عمده ظرفیت‌های پیشنهادی از نوع نیروگاه‌های سیکل ترکیبی با ضریب تولید بیش از ۷۰ درصد بوده است. اما پس از سال ۱۴۲۰ انرژی‌های تجدیدپذیر شامل توربین‌های بادی با ضریب تولید ۳۰ درصدی و سلول‌های فتوولتائیک با ضریب تولید ۲۰ 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 ۱۴۱۰ می‌باشد.

توربین‌های بادی از سال ۱۴۰۰ به بعد رشد معناداری پیدا کرده به طوری که نصب و راه‌اندازی بیش از ۳۰ هزار مگاوات توربین بادی در افق مطالعه در این سناریو پیشنهاد می‌شود.

جدی در راستای کنترل مصرف صورت پذیرد، متوسط رشد سالانه تقاضای نهایی برق به ۲ درصد در سال محدود می‌شود (در مقایسه با ۳/۴ 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 (۱) نشان می‌دهد، در سال ۱۴۳۰ ظرفیت اسمی نیروگاهی به کمتر از ۱۴۳۰۰۰ مگاوات می‌رسد (مقایسه شود با عدد ۲۲۱۰۰۰ مگاوات ظرفیت مورد نیاز در 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 ۲۵۰۰۰ مگاوات سلول فتوولتائیک در این سناریو توسط مدل پیشنهاد می‌شود.

تکنولوژی برجسته این سناریو نیز نیروگاه‌های سیکل ترکیبی است و در دوره‌های میانی تا ۶۰ 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 ۱۰۰۰۰ مگاوات از این نوع نیروگاه‌ها بازنشسته شده و سلول‌های خورشیدی جایگزین آنها شده‌اند.

توسعه نیروگاه‌های برقی به نحوی است که سهم آنها در طول مطالعه دستخوش تغییرات زیادی نشده و بین ۱۴ تا ۱۸ درصد کل ظرفیت نصب شده نوسان کرده است. پائین بودن قیمت سوخت‌های فسیلی در این سناریو مانع اصلی در توسعه به کارگیری نیروگاه‌های هسته‌ای است. علاوه بر این، نیروگاه‌های بادی هم رقابت‌پذیری چندانی را نداشته و در مجموع در سال ۱۴۳۰ احداث حدود ۴۰۰۰ مگاوات توربین بادی توسط مدل توصیه شده است.

– سناریوی چهارم (سناریوی زیست محیطی): کل ظرفیت نیروگاهی از حدود ۶۱ هزار مگاوات در ابتدای دوره به حدود ۱۶۰ هزار مگاوات در انتهای دوره افزایش می‌یابد. بر این اساس، متوسط رشد سالانه ظرفیت نصب شده نیروگاهی حدود ۲/۴ درصد می‌باشد. از مجموع ظرفیت نصب شده نیروگاهی در

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 ۴۳ هزار مگاوات در انتهای دوره برنامه‌ریزی خواهد رسید.

– سناریوی دوم: کل ظرفیت نصب شده در دوره برنامه‌ریزی ۳/۶ برابر شده و از حدود ۶۱۰۰۰ مگاوات در سال ۱۳۹۰ به حدود ۲۲۱۰۰۰ مگاوات در سال ۱۴۳۰ 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 ۱۴۲۵ تقریباً بدون رقیب باقی مانده‌اند. فقط در این مدت نصب و راه‌اندازی کمتر از ۳۵۰۰ مگاوات نیروگاه زغال‌سنگ‌سوز پیشرفته و حدود ۴۰۰۰ مگاوات توربین بادی توسط مدل پیشنهاد می‌گردد. اگرچه ظرفیت‌سازی برای کل نیروگاه‌های برقی (کوچک، بزرگ و تلمبه ذخیره‌ای) تا حدود ۲۲۰۰۰ مگاوات در افق مطالعه پیشنهاد شده است، اما سهم آنها در کل ظرفیت نصب شده نوسان کمی داشته و بین ۱۰ تا ۱۵ 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 ۲۵۰۰۰ 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 ۲۵ 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 ۲۵ سنت بر متر مکعب افزایش یابد، تولید برق از سلول‌های خورشیدی با قیمت کمتر از ۱۰۰۰ 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، علی‌رغم راندمان پایین‌تر در مقایسه با توربین‌های بخار، نیروگاه‌های گازی به طور متوسط ۱۷ درصد ظرفیت نصب شده نیروگاهی را به خود اختصاص می‌دهند.

– سناریوی سوم: پیشتر اشاره شد در شرایطی که اقدامات

مقایسه شاخص‌های مختلف توسعه ظرفیت و تولید نیروگاه‌های کشور در سناریوهای اول تا چهارم با وضعیت فعلی کشور در سال ۱۳۹۳ در جدول (۴) 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 ۳/۴ و ۳/۰ 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 ۱۴۳۰ به دو برابر میزان فعلی آن در سال ۱۳۹۳ افزایش یابد. این در حالیست که، عدم انجام اقدامات صرفه‌جویانه، منجر به آن می‌شود تا میزان تولید برق در سال ۱۴۳۰ حداقل ۳/۳ برابر آن در سال ۱۳۹۳ گردد.

۴-۲- 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 ۱۰ درصد در نظر گرفته شده است. در این بخش نرخ‌های تنزیل پائین‌تر و بالاتر به ترتیب معادل ۵ و ۱۵ درصد مورد بررسی قرار می‌گیرند.

نمودار (۱) اثرات نرخ تنزیل بالا (۱۵ درصد) و نرخ تنزیل پائین (۵ 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 ۵ درصد از سال ۱۴۰۵ به بعد آغاز شده در صورتی که نفوذ آنها در سناریوی اول با نرخ تنزیل ۱۵ درصد از سال ۱۴۱۵ به بعد شروع می‌شود. یعنی افزایش نرخ تنزیل توسعه سلول‌های فتوولتائیک را برای ده سال به تأخیر انداخته است.

انتهای دوره برنامه‌ریزی، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، توربین‌های بادی، سلول‌های فتوولتائیک و نیروگاه‌های برقی (کوچک، بزرگ و تلمبه ذخیره‌ای) به ترتیب با ۲۳، ۲۳، ۱۷ و ۱۴ درصد بیشترین سهم را در ظرفیت نصب شده نیروگاهی کشور خواهند داشت. از سال ۱۴۰۵ به بعد، احداث ۳۴۰۰ مگاوات نیروگاه زغال‌سنگ‌سوز پیشرفته (فوق بحرانی با راندمان ۴۶ درصد) توسط مدل پیشنهاد می‌گردد. به خاطر توجیه اقتصادی موتورهای گازسوز در حالت تولید پراکنده، تا حدود ۵ 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 توربین‌گازی 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 ۴ درصد از کل ظرفیت).

جدول ۴. مقایسه شاخص‌های ظرفیت و تولید در سال ۱۳۹۳ و

سال ۱۴۳۰

عنوان سناریو	ظرفیت (هزار مگاوات)	سرانه ظرفیت (کیلووات بر نفر ^۲)	تولید ناویژه (تراوات ساعت)	سرانه تولید (کیلووات ساعت بر نفر ^۲)
وضعیت ^۱ سال ۱۳۹۳	۷۳	۹۳۴	۲۷۴	۳۵۰۵
سناریوی اول	۲۴۹	۲۶۹۶	۹۲۳	۹۹۸۰
سناریوی دوم	۲۲۱	۲۳۹۱	۹۰۰	۹۷۳۴
سناریوی سوم	۱۴۳	۱۵۴۱	۵۴۶	۵۹۰۲
سناریوی چهارم	۱۶۰	۱۷۳۱	۵۶۸	۶۱۴۴

^۱ نتایج این سطر بر مبنای اطلاعات آمار تفصیلی صنعت برق در سال ۱۳۹۳ بوده و سایر سطرها بر مبنای نتایج مطالعه حاضر در سال ۱۴۳۰ می‌باشد.

^۲ مطابق پیش‌بینی‌های مرکز آمار ایران، جمعیت ایران در سناریوی تثبیت باروری به حدود ۹۲/۵ میلیون نفر در سال ۱۴۳۰ خواهد رسید (مرکز آمار ایران، ۱۳۹۴). محاسبات این ستون بر مبنای نتایج سناریوی تثبیت باروری صورت پذیرفته است.

مأخذ: یافته‌های تحقیق

انتظار می‌رفت در نرخ تنزیل ۱۵ درصد هزینه‌های سرمایه‌گذاری لازم به مراتب کمتر از هزینه‌های سرمایه‌گذاری در نرخ تنزیل ۵ 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 (۲) 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 ۱۵ به ۵ درصد در سناریوی اول، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه را ۲/۲ برابر و کاهش مشابه نرخ تنزیل در سناریوی چهارم، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه را ۲/۵ برابر افزایش داده است. اما کاهش نرخ تنزیل در سناریوهای دوم و سوم تنها ۲۰ 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 پایین 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 ۱۴۰۰ 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.

علاوه بر اینها، توسعه توربین‌های بادی در سناریوی با نرخ تنزیل ۱۵ درصد به مراتب محدودتر از توسعه آنها در سناریوی با نرخ تنزیل ۵ درصد است.

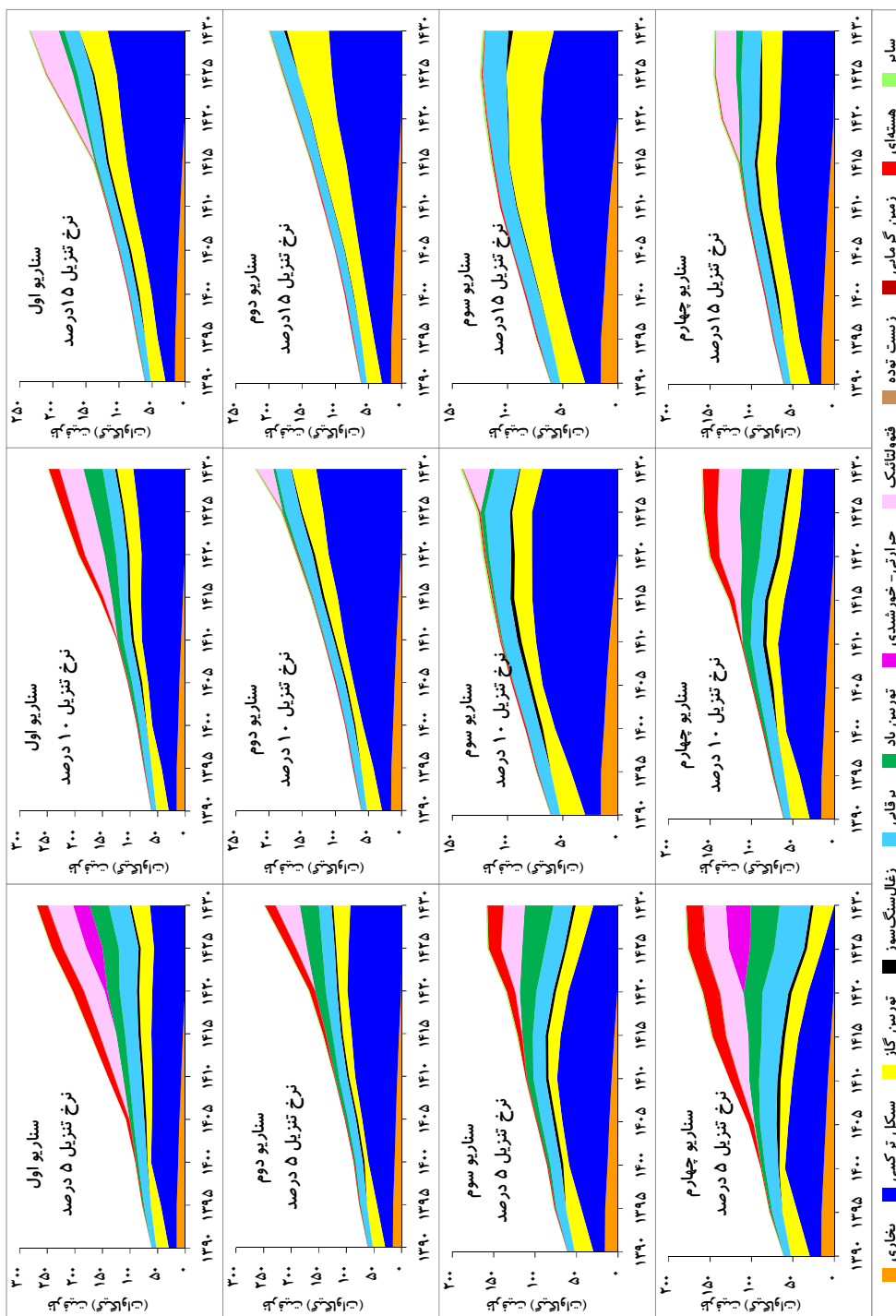
بررسی ظرفیت بهینه نیروگاهی در سناریوی دوم و سوم گویای این واقعیت است که حتی در شرایط بدبینانه^۱، نتایج مدل حساسیت زیادی به تغییر نرخ تنزیل خواهند داشت. چرا که در نرخ تنزیل پائین، توسعه نیروگاه‌های هسته‌ای و فتوولتائیک از نظر اقتصادی به صرفه خواهند بود. اما در نرخ تنزیل بالا، توربین‌های گازی که پائین‌ترین 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 ۱۴۰۰ به بعد شده است. اما افزایش نرخ تنزیل مانع از توسعه نیروگاه‌های هسته‌ای حتی تا سال ۱۴۳۰ خواهد شد.

به منظور تبیین اثرات نرخ تنزیل بر توسعه فناوری‌های نوین (هسته‌ای و تجدیدپذیر غیر آبی)، تولید بهینه از این فناوری‌ها در سال ۱۴۳۰ در قالب سناریوهای مختلف در جدول (۵) با یکدیگر مقایسه شده‌اند. نتایج مندرج در این جدول نشان می‌دهند که تولید برق از فناوری‌های نوین در درازمدت، در نرخ تنزیل پائین حداقل ۳۵ درصد و حداکثر ۶۷ درصد خواهد بود. برای نرخ تنزیل متوسط تولید آنها بین ۷ تا ۵۱ درصد و برای نرخ تنزیل بالا تولید بین ۱ تا ۱۳ درصد افت می‌کند. علاوه بر اینها، مقایسه اطلاعات مندرج در این جدول حاکی از آن است که توسعه فناوری‌های نوین در نرخ‌های تنزیل ۸ و ۱۰ درصد دستخوش تغییرات چندانی نشده است. بنابراین می‌توان اینگونه استنباط کرد که توسعه چشمگیر این نوع فناوری‌ها در گرو نرخ‌های تنزیل کمتر از ۸ 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 (۲) مشاهده می‌شود. همان‌طور که

۱. 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.



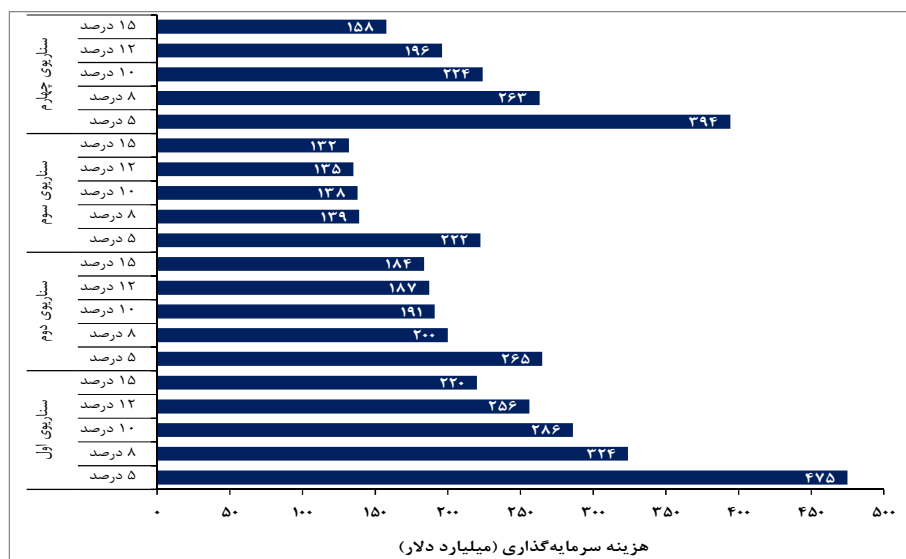
نمودار ۱. روند بهینه ظرفیت نیروگاهی در سناریوها و نرخ‌های تنزیل مختلف

مأخذ: نتایج مطالعه

جدول ۵. بررسی اثرات نرخ تنزیل بر سهم فناوری‌های نوین در کل تولید برق در سال ۱۴۳۰

عنوان سناریو	نرخ تنزیل ۵ درصد	نرخ تنزیل ۸ درصد	نرخ تنزیل ۱۰ درصد	نرخ تنزیل ۱۲ درصد	نرخ تنزیل ۱۵ درصد
سناریوی اول	۵۰	۳۵	۳۵	۲۸	۱۲
سناریوی دوم	۳۵	۱۱	۷	۱	۱
سناریوی سوم	۵۰	۱۲	۱۱	۱	۱
سناریوی چهارم	۶۷	۵۲	۵۱	۴۰	۱۳

مأخذ: یافته‌های تحقیق

**نمودار ۲.** اثر نرخ تنزیل بر میزان سرمایه‌گذاری در سناریوهای مختلف

مأخذ: یافته‌های تحقیق

۵- 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 تجدیدپذیر در کشور به شرح ذیل می‌باشند:

- در شرایط خوشبینانه نیروگاه‌های تجدیدپذیر غیر آبی (عمدتاً شامل باد و فتوولتائیک) تا سال ۱۴۳۰ در حدود یک چهارم تولید برق را به خود اختصاص خواهند داد. علاوه بر این، نتایج سناریوها نشان می‌دهند که ظرفیت‌سازی برای نیروگاه‌های برقی باید به گونه‌ای باشد تا سهم فعلی آنها در تولید برق (حداقل ۵ درصد) در افق مطالعه حفظ شود.
- نیروگاه‌های هسته‌ای تا قبل از سال ۱۴۱۵ 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 ۱۴۱۵ 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 ۴۰ سنت بر متر مکعب است. در این صورت، کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه این نوع نیروگاه‌ها تا مرز ۳۶۰۰ 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 ۱۵ درصد برق کشور را تأمین نمایند.

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 ۸ 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 گرانمای این دفتر استفاده شده و بدینوسیله از تلاش‌های افرادی که در فرآیند توسعه مدل‌های مزبور در این دفتر نقش داشته‌اند تشکر و قدردانی می‌گردد.

• در صورت ادامه روند کنونی در رشد مصرف برق، در سال ۱۴۳۰ ظرفیت نصب شده نیروگاهی بایستی به حدود ۲۵۰ هزار مگاوات برسد تا تقاضای برق در آن سال تأمین شود (در انتهای سال ۱۳۹۳ ظرفیت نامی ۷۳ هزار مگاوات می‌باشد). اما در صورتی که صرفه‌جویی انرژی به صورت جدی دنبال شود (سناریوی زیست محیطی)، نصب و راه‌اندازی ۱۶۰ 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

منابع

- سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، معاونت فنی و اجرایی، دفتر انرژی زمین گرمایی (۱۳۹۱). "اطلاعات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های زمین گرمایی".
- سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، معاونت فنی و اجرایی، دفتر انرژی باد و امواج (۱۳۹۱). "اطلاعات فنی و اقتصادی توربین‌های بادی".
- سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، معاونت فنی و اجرایی، دفتر انرژی خورشیدی (۱۳۹۱). "اطلاعات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های خورشیدی".
- سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، معاونت فنی و اجرایی، دفتر انرژی زیست توده (۱۳۹۱). "منابع انرژی زیست توده و اطلاعات فنی و اقتصادی آن".
- شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران (۱۳۹۰). "مشخصات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های برقابی".
- شرکت مادر تخصصی توانیر (۱۳۹۳). "چهل و هفت سال صنعت برق ایران در آینه آمار". تهران. چاپ اول.
- شرکت مادر تخصصی توانیر (۱۳۹۴). "آمار تفصیلی صنعت برق: تولید نیروی برق سال ۱۳۹۳". تهران. چاپ اول.
- شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت برنامه‌ریزی و توسعه شبکه (۱۳۸۹). "طرح‌های نیروگاهی وزارت نیرو در برنامه پنجم توسعه".
- شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت برنامه‌ریزی و توسعه شبکه (۱۳۹۰). "مبادلات برق با کشورهای همسایه".
- شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت برنامه‌ریزی و توسعه شبکه (۱۳۹۱). "مجری طرح تولید پراکنده کشور".
- شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت برنامه‌ریزی، دفتر برنامه‌ریزی تولید (۱۳۸۵). "اطلاعات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های حرارتی کشور".
- شفیعی، احسان؛ مقدم تبریزی، محمدعلی و فرمد، مجید (۱۳۸۸). "توسعه سیستم عرضه برق کشور در شرایط محدود سوخت نیروگاه‌ها در ماه‌های سرد سال". بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق، تهران.
- مرکز آمار ایران (۱۳۹۴). "پیش‌بینی رشد جمعیت کل کشور در دوره های پنج ساله تا افق ۱۴۳۰ شمسی با چهارفرض باروری". وب‌گاه اینترنتی: <http://www.amar.org.ir/Default.aspx?tabid=260>
- منظور، داوود؛ فرمد، مجید؛ آریان‌پور، وحید و احسان، شفییعی (۱۳۹۳). "ارزیابی ترکیب بهینه نیروگاه‌های کشور با لحاظ

نعمت‌الهی، زهرا؛ شاهنوشی‌فروشانی، ناصر؛ جوان‌بخت، عذری و دانشور کاخکی، محمود (۱۳۹۴). "ارزیابی آثار هدفمندسازی یارانه حامل‌های انرژی بر فعالیت‌های تولیدی". *فصلنامه علمی پژوهشی پژوهش‌های رشد و توسعه اقتصادی*، سال پنجم، شماره ۱۹، ۲۴-۱۱.

مولایی، محمدعلی؛ دهقانی، علی و حسین‌زاده، سمانه (۱۳۹۴). "رابطه بین مصرف انرژی و رشد تولید در بنگاه‌های بزرگ تولیدکننده وسایل حمل و نقل ایران (رهیافت علیت گرنجر، تودا و یاماماتو و داده‌های تابلویی پویا)". *فصلنامه علمی پژوهشی پژوهش‌های رشد و توسعه اقتصادی*، سال پنجم، شماره ۱۹، ۴۰-۲۵.

هزینه‌های زیست‌محیطی". *مجله محیط‌شناسی*، دوره ۴۰، شماره ۲، ۴۳۰-۴۱۵.

وزارت نیرو، معاونت امور برنامه‌ریزی و امور اقتصادی، دفتر تنظیم مقررات بازار برق و خصوصی سازی (۱۳۹۱). "هزینه‌های انتقال و توزیع برق در کشور".

وزارت نیرو، معاونت برق و انرژی، دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی (۱۳۹۳). "برنامه بلندمدت توسعه بخش انرژی کشور".

وزارت نیرو، معاونت برق و انرژی، دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی (۱۳۹۴). "ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۲". تهران. چاپ اول.

- 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). "CO₂ 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.