

# چشم‌انداز وضعیت برق و گاز طبیعی ایران در سال ۲۰۴۰

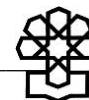
معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی  
دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن

کد موضوعی: ۳۱۰  
شماره مسلسل: ۱۶۴۰۴  
اردیبهشت‌ماه ۱۳۹۸

## به نام خدا

### فهرست مطالب

۱.....	چکیده
۱.....	وضعیت منابع در ایران
۱۰.....	بخش برق
۱۱.....	آینده عرضه برق
۱۲.....	ارتقای نیروگاه‌های کنونی
۱۴.....	جمع‌بندی و اظهارنظر کارشناسی
۱۶.....	منابع و مآخذ



## چشم‌انداز وضعیت برق و گاز طبیعی ایران در سال ۲۰۴۰

### چکیده

- ظرفیت تولید انرژی تجدیدپذیر در ایران قابل توجه است. در بخش انرژی بادی، سرعت متوسط باد طی سال در بیش از ۲/۱ میلیون هکتار زمین بیش از ۸ متر بر ثانیه بوده که برای استفاده از این نوع انرژی مناسب است.

- در مناطق مختلف کشور ظرفیت استفاده از انرژی خورشیدی برای تولید توان وجود دارد برای مثال در حدود ۰/۴ درصد از مساحت کشور پتانسیل تولید ۱۷۰ وات بر مترمربع و ۱۷/۳ درصد از مساحت کشور معادل ۲۸ میلیون هکتار، ظرفیت تولید توان به میزان ۲۶۰ وات بر مترمربع را داراست.

- تبدیل نیروگاه گازی به سیکل ترکیبی پتانسیل تولید ۸/۷ گیگاوات برق و به روز کردن نیروگاه‌ها و تعمیرات ظرفیت ۱/۳ گیگاوات افزایش تولید برق را دارد.

- اگر قیمت هر بشکه نفت ۵۰ دلار باشد، تزریق مجدد هر میلیون مترمکعب گاز به میدین نفتی درآمدی بالغ بر ۲۰۰ هزار دلار به همراه دارد.

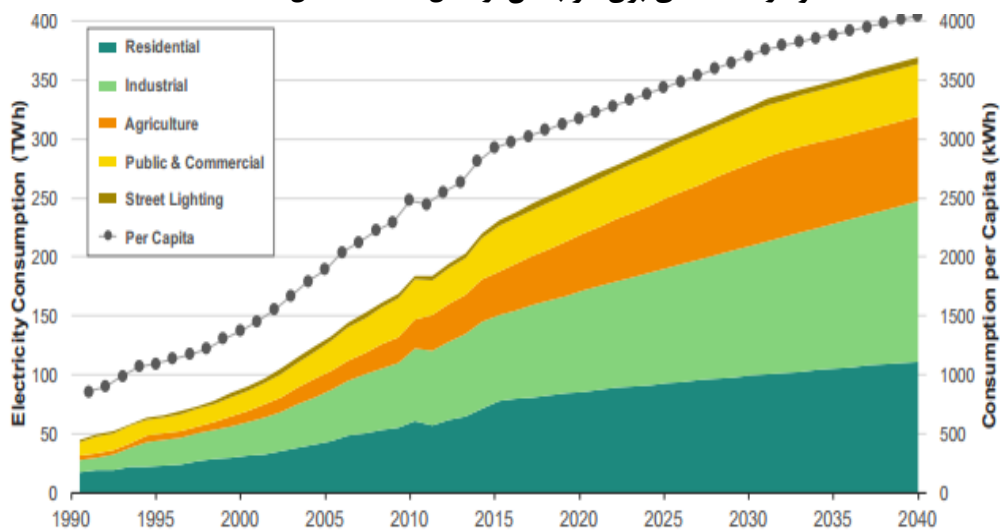
### وضعیت منابع در ایران

کشور ایران دارای ذخایر اثبات شده گازی در حدود ۳۴ تریلیون مترمکعب بوده و از این حیث رتبه اول را در دنیا دارد. ۸۰ درصد از ذخایر به‌گونه‌ای است که نفت خام همراه آن، مقدار چشمگیری نبوده و لزوم توسعه بخش گاز طبیعی و نفت را در دو سوی مختلف ملزم کرده است. بین سال‌های ۱۹۹۰ تا ۲۰۱۳ ایران توانسته تولیدات گاز خود را از ۱۱۰ به ۵۵۰ میلیون مترمکعب در روز ارتقا دهد که به معنی متوسط رشد ۱۷ میلیون مترمکعبی در روز است. این در حالی است که از سال ۲۰۱۳، با وجود تحریم‌ها و مشکلات بین‌المللی، ایران توانست با اتمام برخی فازهای پروژه پارس جنوبی، تولیدات خود را تا ۷۵۰ میلیون مترمکعب در روز افزایش دهد. بنابراین با اتمام بخش‌هایی از پروژه پارس جنوبی، حدود ۲۵ درصد به ظرفیت تولید گاز طبیعی افزوده شد. این افزایش در سال ۲۰۱۴ باعث شد سهم گاز طبیعی به‌عنوان اصلی‌ترین منبع تولید انرژی اولیه، از نفت خام پیشی گیرد. نمودار ۱ سهم گاز طبیعی در

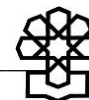
۱. اخیراً دانشگاه استنفورد مقاله‌ای را درخصوص وضعیت برق و گاز طبیعی ایران منتشر کرده است که در گزارش حاضر بخش‌های مهم آن ذکر شده و بخش‌هایی نیز برای تکمیل بحث به آن افزوده شده است و اظهارنظر کارشناسی در مورد آن انجام گرفته است. عبارات اضافه شده در {} قرار گرفته‌اند.

بخش‌های مختلف را طی سال‌های ۱۹۹۰ تا ۲۰۱۷ نمایش می‌دهد. ایران سومین کشور بزرگ تولیدکننده گاز طبیعی در جهان است که بخش بسیار زیادی از تولید خود را به مصرف داخلی می‌رساند. سهم گرمایش از تولیدات ۲۹ درصد، تولید توان ۲۴ درصد، صنایع غیرپتروشیمی ۱۵ درصد، صنایع پتروشیمی ۱۳ درصد، تزریق ۹ درصد و حمل‌ونقل ۳ درصد است. همچنین، بیش از ۹۰ درصد از خانوارها از گاز طبیعی برای تأمین انرژی استفاده می‌کنند و این سوخت جایگزین هیدروکربن‌های مایع شده و برای تأمین گرمایش و پخت‌وپز استفاده می‌شود به طوری که طی ۲۵ سال گذشته، به میزان ۱۸۰ میلیون مترمکعب در روز، افزایش مصرف را ایجاد کرده است. در این میان، مصرف گاز طبیعی در بخش تولید توان ۱۴۰ میلیون مترمکعب و در بخش سایر صنایع ۱۷۰ میلیون مترمکعب در مجموع، افزایش داشته است. با این توصیفات مقدار گازی که برای تزریق استفاده می‌شود، در حدود ۸۰ میلیون مترمکعب در روز باقی‌مانده است و تغییر چندانی نداشته است. تجارت خالص گاز طبیعی نیز در حدود صفر یا منفی بوده است.

نمودار ۱. تقاضای برق هر بخش از سال ۱۹۹۰ تا سال ۲۰۴۰

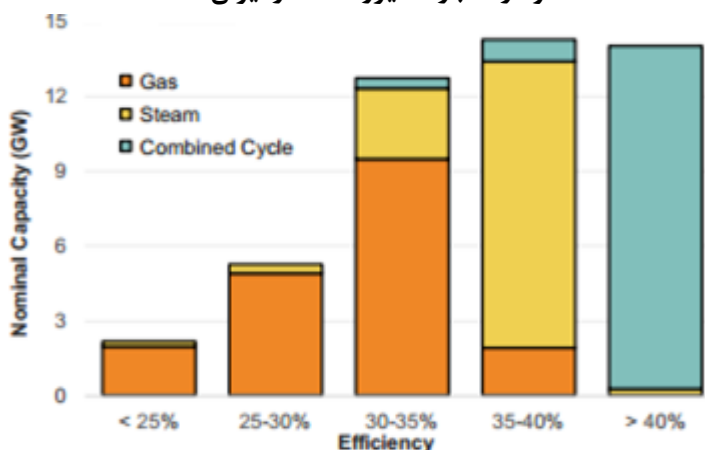


مأخذ: گزارش دانشگاه استنفورد سال ۲۰۱۷.



در سال‌های ۱۹۹۰ تا ۲۰۱۵، میانگین بازده نیروگاه‌های تولید توان حرارتی از ۳۰/۹ درصد به ۳۷/۷ درصد افزایش یافته است، این در حالی است که در کشورهای سازمان همکاری و توسعه اقتصادی (OECD) این مقدار ۳۶/۵ درصد است. نمودار ۲ نشان می‌دهد تعداد نیروگاه‌های با راندمان پایین در ایران زیاد است که این امر نیاز فراوان به ارتقا و مدرنیزه کردن نیروگاه‌های کنونی را نمایش می‌دهد.

نمودار ۲. بازده نیروگاه‌ها در ایران



مأخذ: همان.

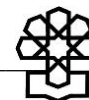
البته براساس ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۴، میانگین راندمان نیروگاه‌های بخار تحت پوشش وزارت نیرو ۳۶/۱ درصد بوده و میانگین راندمان نیروگاه‌های گازی ۳۰/۴ درصد در این سال بوده است. براساس گزارش‌های آمار تفصیلی صنعت برق در سال ۱۳۹۶ متوسط راندمان کل نیروگاه‌ها به ۳۷/۶ درصد رسیده است. (در حالی که با توجه به تبصره ماده (۱) قانون هدفمندی یارانه‌ها این میزان باید تا پایان سال ۱۳۹۶ به ۴۴ درصد می‌رسید). علاوه بر این، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی نیز در مجموع راندمانی بالغ بر ۴۵/۸ درصد داشته‌اند. نیروگاه‌های دیزلی نیز راندمانی برابر با ۳۳/۶ درصد را به خود اختصاص داده‌اند. وضعیت راندمان نیروگاه‌های کشور براساس ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۴، مطابق با جدول ۱ است.

جدول ۱. وضعیت نیروگاه‌های کشور در بخش بخار، گازی و ترکیبی

نیروگاه‌های تحت نظارت وزارت نیرو	
۱	نیروگاه‌های بخار با راندمان کمتر از ۲۵
۱۴	نیروگاه‌های گازی با راندمان کمتر از ۲۵
۱	نیروگاه‌های بخار با راندمان مابین ۲۵ و ۳۰ درصد
۲	نیروگاه‌های گازی با راندمان مابین ۲۵ و ۳۰ درصد
۴	نیروگاه‌های بخار با راندمان مابین ۳۰ و ۳۵ درصد
۶	نیروگاه‌های گازی با راندمان مابین ۳۰ و ۳۵ درصد

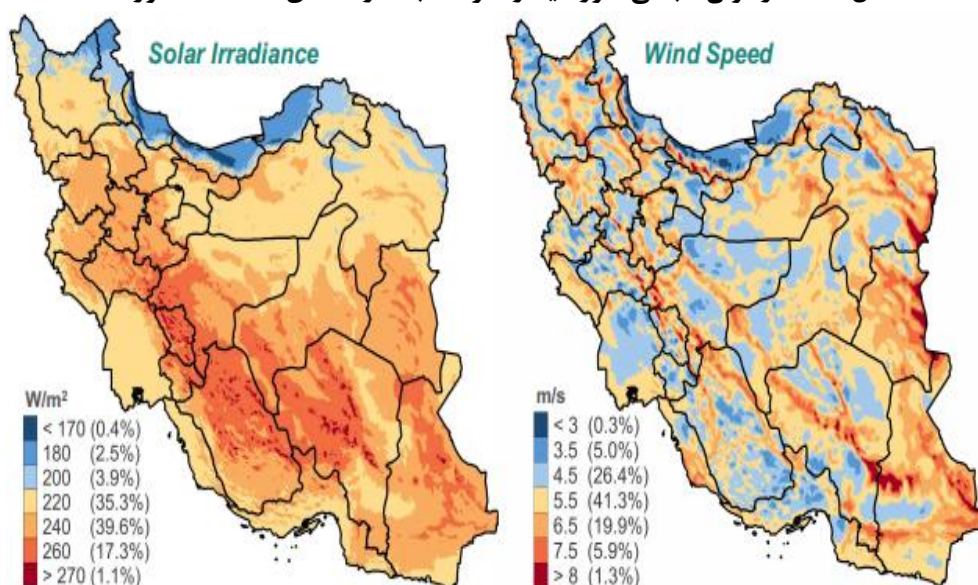
۸	نیروگاه‌های بخار با راندمان مابین ۳۵ و ۴۰ درصد
۱	نیروگاه‌های گازی با راندمان مابین ۳۵ و ۴۰ درصد
۱	نیروگاه‌های بخار با راندمان بالای ۴۰ درصد
۰	نیروگاه‌های گازی با راندمان بالای ۴۰ درصد
۱۵	نیروگاه‌های ترکیبی با راندمان بالای ۴۰ درصد
<b>نیروگاه‌های تحت نظارت بخش خصوصی</b>	
۰	نیروگاه‌های بخار با راندمان کمتر از ۲۵
۵	نیروگاه‌های گازی با راندمان کمتر از ۲۵
۰	نیروگاه‌های بخار با راندمان مابین ۲۵ و ۳۰ درصد
۵	نیروگاه‌های گازی با راندمان مابین ۲۵ و ۳۰ درصد
۳	نیروگاه‌های بخار با راندمان مابین ۳۰ و ۳۵ درصد
۱۵	نیروگاه‌های گازی با راندمان مابین ۳۰ و ۳۵ درصد
۲	نیروگاه‌های بخار با راندمان مابین ۳۵ و ۴۰ درصد
۱	نیروگاه‌های گازی با راندمان مابین ۳۵ و ۴۰ درصد
۱	نیروگاه‌های بخار با راندمان بالای ۴۰ درصد
۰	نیروگاه‌های گازی با راندمان بالای ۴۰ درصد
۱۵	نیروگاه‌های ترکیبی با راندمان بالای ۴۰ درصد
نیروگاه‌های تحت نظارت صنایع بزرگ	
۰	نیروگاه‌های بخار با راندمان کمتر از ۲۵
۱	نیروگاه‌های گازی با راندمان کمتر از ۲۵
۳	نیروگاه‌های بخار با راندمان مابین ۲۵ و ۳۰ درصد
۲	نیروگاه‌های گازی با راندمان مابین ۲۵ و ۳۰ درصد
۰	نیروگاه‌های بخار با راندمان مابین ۳۰ و ۳۵ درصد
۳	نیروگاه‌های گازی با راندمان مابین ۳۰ و ۳۵ درصد
۲۰	مجموع نیروگاه‌های گازی با راندمان کمتر از ۲۵
۹	مجموع نیروگاه‌های گازی با راندمان مابین ۲۵ تا ۳۰
۲۴	مجموع نیروگاه‌های گازی با راندمان مابین ۳۰ تا ۳۵
۲	مجموع نیروگاه‌های گازی با راندمان مابین ۳۵ تا ۴۰
۱	مجموع نیروگاه‌های بخار با راندمان کمتر از ۲۵
۴	مجموع نیروگاه‌های بخار با راندمان مابین ۲۵ تا ۳۰
۷	مجموع نیروگاه‌های بخار با راندمان مابین ۳۰ تا ۳۵
۱۰	مجموع نیروگاه‌های بخار با راندمان مابین ۳۵ تا ۴۰
۲	مجموع نیروگاه‌های بخار با راندمان بیش از ۴۰
۳۰	مجموع نیروگاه‌های ترکیبی با راندمان بیش از ۴۰
۱۰۹	<b>مجموع</b>

مأخذ: ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۴.



علاوه بر این با توجه به شرایط جغرافیایی در کشور، ایران پتانسیل بالایی در استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر برای تولید توان دارد. شکل ۱ بیان کننده این است که پتانسیل تولید توان به ازای هر مترمربع مساحت در کشور به چه صورت است. برای مثال در حدود ۰/۴ درصد از مساحت کشور پتانسیل تولید ۱۷۰ وات بر مترمربع توان را دارد، در حالی که ۱۷/۳ درصد یا ۲۸ میلیون هکتار از مساحت کشور می تواند ۲۶۰ وات بر مترمربع توان با استفاده از تابش خورشید تولید کند. از سوی دیگر، سرعت متوسط باد طی سال در بیش از ۲/۱ میلیون هکتار زمین بیش از ۸ متر بر ثانیه بوده است که برای استفاده از انرژی بادی مناسب است. سرعت باد در مناطق مختلف و پتانسیل استفاده از انرژی بادی در کشور در شکل ۱ مشاهده می شود.

شکل ۱. مقدار توان تابشی خورشید و سرعت باد در مناطق مختلف کشور



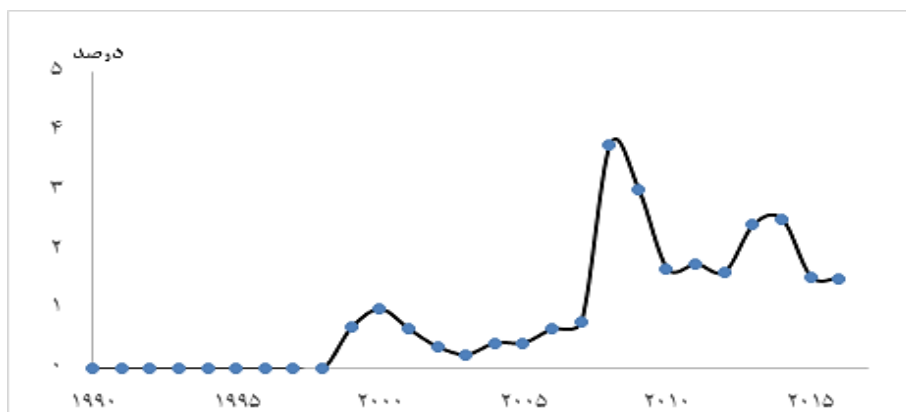
مأخذ: گزارش دانشگاه استنفورد، سال ۲۰۱۷.

ایران در نظر دارد<sup>۱</sup> تا سال ۲۰۲۱، سهم انرژی های تجدیدپذیر غیربرقایی را در چرخه تولید توان تا ۵ درصد ارتقا دهد، یعنی چیزی حدود ۴ گیگاوات در سال ۲۰۲۱. البته به نظر می رسد این ارقام با واقعیت فاصله زیادی دارد. (با توجه به سوابق عملکرد گذشته، تصور نمی شود وزارت نیرو در سه سال آینده موفق به نصب ۴ هزار مگاوات مولدهای انرژی های تجدیدپذیر باشد و بر این اساس امکان دستیابی به تولید ۴ گیگاوات در سال ۲۰۲۱ با استفاده از انرژی های تجدیدپذیر به غیر از برقایی وجود ندارد. هرچند بهبود وضعیت انرژی های تجدیدپذیر می تواند به عنوان جایگزین گاز طبیعی یا هیدروکربن های

۱. برنامه توسعه ششم.

مایع به کار رود و از نظر اقتصادی (در صورتی که هزینه تمام شده آنها کمتر از هزینه تمام شده سوخت‌های فسیلی باشد) و بهبود کیفیت هوا کاملاً مناسب است.

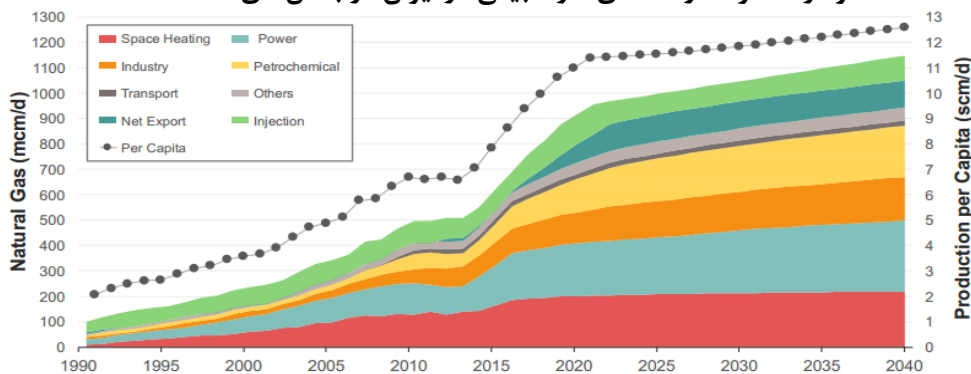
### نمودار ۳. سهم انرژی خورشیدی و بادی در تولید برق تجدیدپذیر



مأخذ: محاسبات محقق.

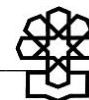
در حال حاضر وزارت نیرو تعرفه‌هایی ابلاغ کرده است که برای تولید توان با استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر، مبالغ نسبتاً بالایی را پرداخت می‌کند. به عبارتی در این طرح ۲۰ ساله، تعرفه تولید هر کیلووات ساعت با استفاده از انرژی بادی در ۱۰ سال اول ۱۲ سنت و برای هر کیلووات ساعت با استفاده از انرژی خورشیدی ۱۸ سنت است. این مقادیر برای ۱۰ ساله دوم به ترتیب ۵ سنت و ۱۳ سنت به‌ازای هر کیلووات ساعت تولید توان خواهد بود. {در این خصوص ضروری است نوسانات شدید قیمت ارز در نظر گرفته شود، بدین‌صورت که به‌جای ارائه تضمین خرید براساس دلار، تضمین خرید براساس ریال جایگزین شود}. عرضه و تقاضای گاز طبیعی طی سال‌های ۱۹۹۰-۲۰۴۰ در نمودار ۴ ارائه شده است.

### نمودار ۴. عرضه و تقاضای گاز طبیعی در ایران در بخش‌های مختلف



مأخذ: گزارش دانشگاه استنفورد، سال ۲۰۱۷.





برخلاف نفت که تولید آن تغییرات کمی داشته، در سال‌های ۱۹۹۰ تا ۲۰۱۷ تولید گاز طبیعی به شدت افزایش داشته است و همان‌طور که بیان شد بیشتر به دلیل اتمام برخی فازهای پارس جنوبی بوده است. با اتمام سایر فازها و استفاده از ذخایر و منابع جدید برای تولید، انتظار می‌رود این رقم تا سال ۲۰۲۱، ۹۶۰ میلیون مترمکعب در روز افزایش یابد. البته برخی دیگر از میادین توسعه نیافته<sup>۱</sup> (مانند کیش، پارس شمالی، فردوسی، گلشن و فرزاد A و B) در بخش دریایی واقع شده‌اند و بنابراین نسبت به خشکی هزینه بیشتری تحمیل می‌کنند. جدول ۲ فهرستی از میادین در حال بهره‌برداری و پروژه‌های در حال انجام و جدول ۳ میادینی که در آینده بهره‌برداری می‌شوند را نمایش می‌دهند.

جدول ۲. پالایشگاه‌های فعال در ایران

Gas Refinery	Capacity (mmc/d)	Gas Fields (production in mcm/d)
Parsian 1,2	83	Tabnak (43), Shanool and Homa (33), Varavi (8)
Khangiran	58	Mozdooran (37)
Fajr Jam	125	Nar (32), Kangan (58), South Pars Phases 6, 7, 8
Bid Boland	27	Aghajari (3), Aghar (7), South Pars Phases 6, 7, 8
Farashband	43	Aghar (23), Dalan (20)
Masjed Soleyman	1	Naft-e-Sefid Oil Field (0.3)
Sarkhoon - Gheshm	17	Sarkhoon (11), Gavarzin
Gonbadli - Shoorijeh	7	Gonbadli and Shoorijeh (4)
Sarajeh	10	Storage (2)
Ilam 1,2	10	Tang-e-Bijar (10)
Gavarzin	2	Gavarzin (2)
South Pars 1	28	Phase 1
South Pars 2	57	Phases 2 - 3
South Pars 3	57	Phases 4 - 5
South Pars 4	110	Phases 6 - 7 - 8 (total: 85)
South Pars 5	57	Phases 9 - 10
South Pars 6	57	Phases 15 - 16
South Pars 7	57	Phase 17 - 18
South Pars 8	57	Phase 20 - 21
South Pars 9	85	Phase 12
South Pars 12	57	Phase 19

مأخذ: گزارش دانشگاه استنفورد، سال ۲۰۱۷.

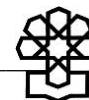
## جدول ۳. پروژه‌های قابل راه‌اندازی در آینده

Project	Production (mmc/d)	Start Date
South Pars - Phase 22, 23, 34	57	2017 - 2018
South Pars - Phase 13	57	2017 - 2018
South Pars - Phase 14	57	2018 - 2019
South Pars - Phase 11	57	2021
Kish - Phase 1	25	2019
Kish - Phase 2, 3	57	After 2021
North Pars - Phase 1, 2, 3, 4	100	After 2021
Farzad B	62	After 2021
Farzad A	25	IPC announced
Balal	12	IPC announced
Golshan and Ferdowsi	70	IPC announced
Khami Fields	18	IPC announced
Halegan	12	IPC announced
Sefid Baghouns	5	IPC announced
Sefid Zakhour	7	IPC announced
Dey	5	IPC announced
Aghar - Phase 2	23	IPC announced
Karoon Bangestan	3	IPC announced
Tange Bijar - Phase 2	3	IPC announced

مأخذ: همان.

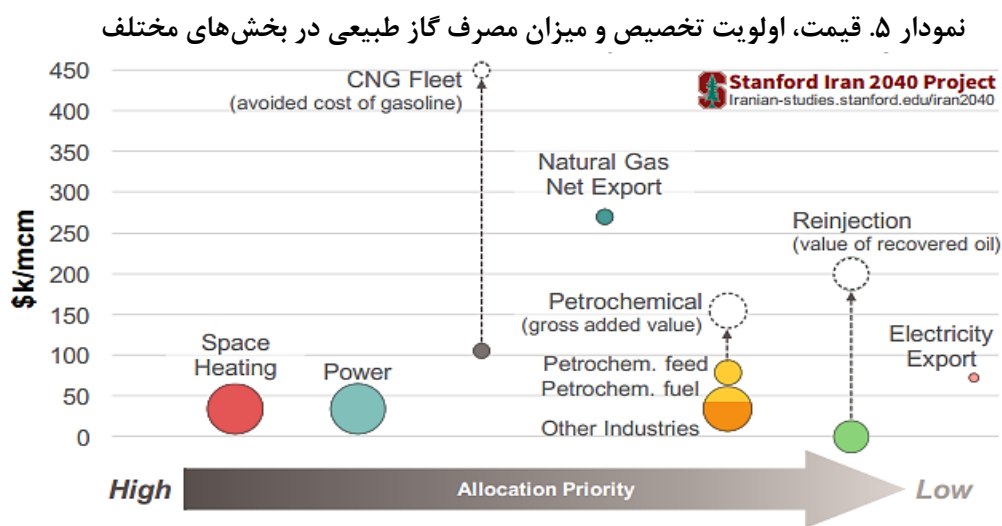
البته در کشور افزایش تولید گاز طبیعی با افزایش مصرف آن همراه بوده است که دلیل اصلی آن گسترش شبکه توزیع به مناطق مختلف بوده است. انتظار می‌رود تا سال ۲۰۴۰، مصرف گاز طبیعی در بخش گرمایش و تولید برق به ترتیب تا ۲۲۰ و ۲۸۰ میلیون مترمکعب در روز و در بخش صنایع پتروشیمی و غیرپتروشیمی در مجموع تا ۲۰۰ میلیون مترمکعب برسد. همچنین انتظار می‌رود که با توجه به سرمایه‌گذاری‌های انجام شده، خروجی بخش پتروشیمی به ۱۰۵ میلیون تن در سال ۲۰۲۲ برسد.

موضوع حائز اهمیت دیگر، تزریق مجدد گاز به میادین نفتی برای افزایش استخراج است. تزریق گازهای غیرقابل امتزاج به مخازن کربنات که بخش بزرگی از سهم ذخایر نفتی ایران را تشکیل می‌دهد، روشی ساده و بسیار کارآمد برای کم کردن نرخ کاهش تولید بوده و موجب افزایش بهره‌وری از ذخایر می‌شود. در واقع با تزریق یک میلیون مترمکعب گاز به میادین نفتی، می‌توان چهار هزار بشکه نفت را بازیابی کرد. این بدین معنی است که اگر قیمت هر بشکه نفت ۵۰ دلار باشد، درآمدی بالغ بر ۲۰۰ هزار دلار به‌ازای هر میلیون مترمکعب تزریق گاز حاصل می‌شود. در حال حاضر سهم تزریق ۸۰ میلیون مترمکعب در هر روز بوده که با حالت ایدئال ۲۵۰ تا ۳۰۰ میلیون مترمکعب در روز، فاصله زیادی دارد. علاوه بر میادینی که هنوز مورد استفاده واقع نشده‌اند، ایران دارای پتانسیل زیادی برای افزایش تزریق مجدد گاز به میادین از طریق جمع‌آوری، فشرده‌سازی و عملیات مربوط به گاز فلر است. ایران با سوزاندن حدود ۳۳ میلیون مترمکعب گاز در روز جزء چهار کشور اول دنیاست. شدت سوزاندن گاز در ایران، که بیانگر نسبت گاز همراه نفتی است که برای تولید هر بشکه نفت خام سوزانده می‌شود، در حدود ۱۱/۷



میلیون مترمکعب به‌ازای یک میلیون بشکه است. با اینکه سوزاندن گاز هزینه زیادی برای کشور ندارد، اما استفاده از آن از نظر اقتصادی می‌تواند کارا باشد. برای مثال، کاهش هزینه‌های سوزاندن گاز در حدود ۶۰ هزار تا ۸۰ هزار دلار به‌ازای هر میلیون مترمکعب بوده است، درحالی‌که با تزریق آن به میادین می‌توان ۲۰۰ هزار دلار درآمدزایی کرد. البته از نقطه‌نظر زیست‌محیطی هم قطعاً مناسب بوده و باعث ایجاد زمینه‌ای در راستای تعهد پاریس می‌شود. همچنین پس از تخلیه مخازن نفتی، می‌توان تا حدی گاز تزریق شده را مجدداً بازیابی کرد که از دیگر مزایای این روش است.

نمودار ۵ نشان‌دهنده قیمت فروش (نمودار عمودی)، اولویت تخصیص (نمودار افقی) و میزان مصرف (اندازه دایره) گاز طبیعی در بخش‌های مختلف است. اگر قیمت گاز طبیعی به طور متوسط در همه بخش‌ها ۳۴ هزار دلار به‌ازای هر میلیون مترمکعب در نظر گرفته شود، این مقدار نسبت به هنری هاب (Henry Hub)، ۵۰ درصد کمتر بوده و نسبت به قیمت گاز در بخش مسکونی در آمریکا ۹۰ درصد کمتر است (۳۳۵ هزار دلار به‌ازای هر میلیون مترمکعب در سال ۲۰۱۶). علت تخصیص بیشتر گاز طبیعی به بخش مسکونی برای تأمین گرمای لازم در فصل سرماست. بخش تولید توان نیز به‌عنوان یک بخش استراتژیک، اولویت زیادی دارد. برخلاف بخش مسکونی که گاز طبیعی را نمی‌توان با ماده‌ای دیگر جایگزین کرد، در بخش تولید توان بخشی از انرژی مورد نیاز توسط دیزل و نفت کوره تأمین می‌شود تا بخش مسکونی و تجاری دچار کمبود گاز طبیعی نشوند. با توجه به هزینه اقتصادی و زیست‌محیطی سوخت‌های مایع، انتظار می‌رود در آینده، استفاده از آن در بخش تولید توان حذف شود.

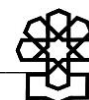


مأخذ: همان.

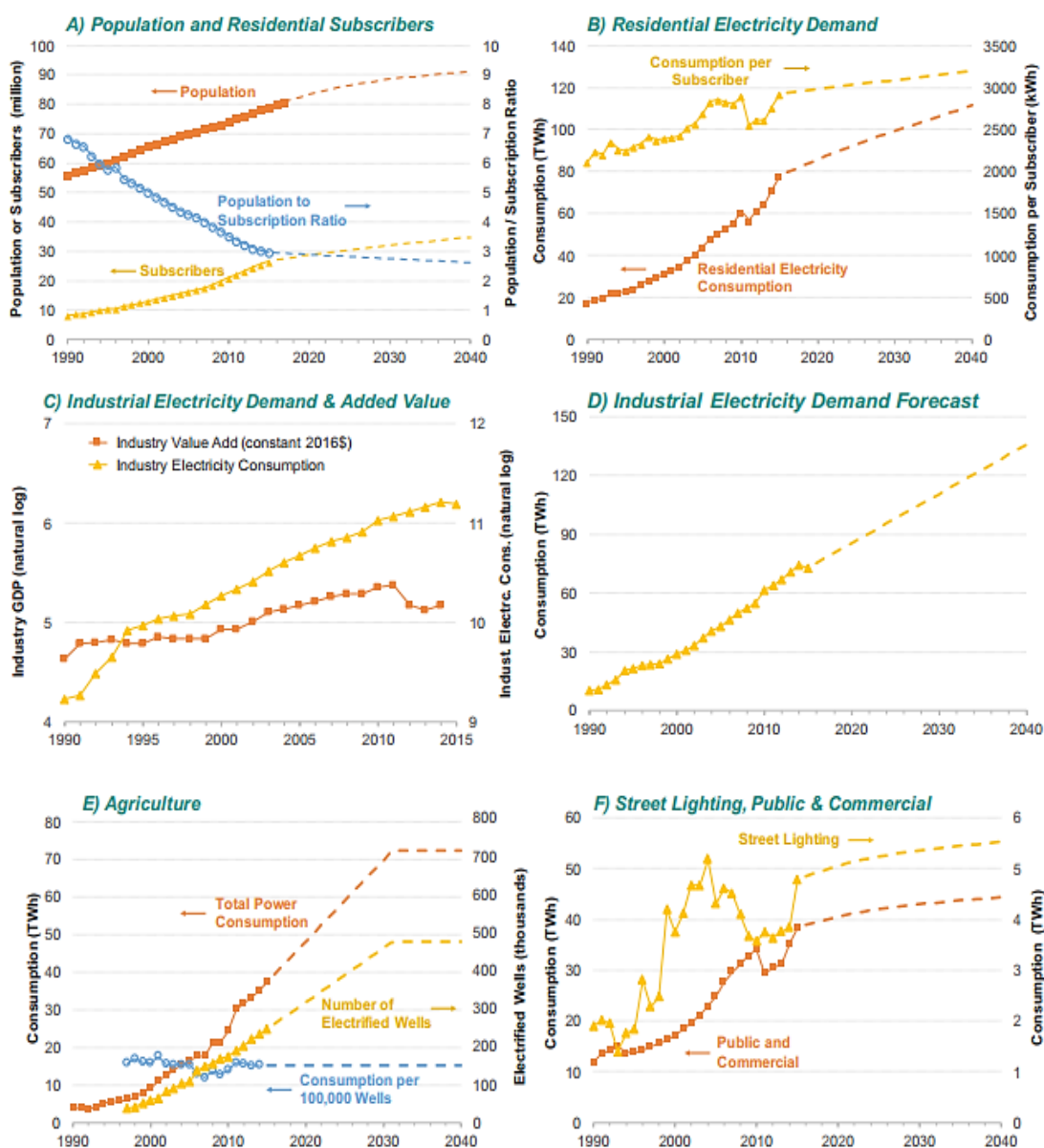
در ۱۵ سال گذشته، به منظور کاهش مصرف بنزین، سرمایه‌گذاری‌هایی در وسایل نقلیه CNG انجام شده است. اما بازار خودروی CNG در چندین سال گذشته رو به افول نهاده و نیازمند سرمایه‌گذاری جدید و ارتقای وسایل نقلیه است. این موارد می‌تواند شامل تخفیف بیشتر نسبت به قیمت بنزین، توان بیشتر و امکان طی مسافت‌های طولانی‌تر باشد. همچنین صادرات گاز طبیعی به کشورهای همسایه نیز با توجه به افزایش تقاضای داخلی بسیار محدود بوده و زیرساخت مناسبی برای آن وجود ندارد. در حال حاضر ایران در حدود ۳۰ میلیون بشکه در روز به ترکیه با قیمت ۲۵۰ هزار دلار به‌ازای هر میلیون مترمکعب و ۱ میلیون مترمکعب در روز نیز به ارمنستان در قبال دریافت الکتروسیته صادر می‌کند. صادرات گاز از طریق خط لوله به بغداد، بصره، عمان و ارمنستان انتظار می‌رود طی پنج سال آینده به ۲۵، ۲۰، ۲۸ و ۴ میلیون مترمکعب در روز برسد.

### بخش برق

همان‌طور که در نمودار ۶ (A و B) دیده می‌شود، از سال ۱۹۹۰ تا ۲۰۱۶، تقاضای برق در بخش مسکونی از ۱۷ به ۷۸ تراوات ساعت افزایش داشته است و مصرف به‌ازای هر مشترک از ۲۰۰۰ به ۳۰۰۰ کیلووات ساعت افزایش یافت. بیشترین سهم افزایش مصرف برق در بخش مسکونی در گسترش شبکه برق‌رسانی به نقاط مختلف کشور و مناطق دور افتاده ریشه دارد. از طرفی افزایش جمعیت نیز به نوبه خود باعث افزایش این مقدار بوده است. همچنین توسعه شبکه برق‌رسانی تقریباً به حداکثر ظرفیت خود رسیده است؛ در واقع نسبت کل جمعیت به مشترکان کاهش یافته است به این معنا که مشترکان بیشتری به برق دسترسی دارند. به عبارت دیگر نسبت جمعیت به مشترکان از عدد ۶/۸ در سال ۱۹۹۰ به عدد ۳ در سال ۲۰۱۵، کاهش یافته است (میانگین افراد در هر خانوار ۳/۳ نفر). نکته جالب توجه این است که مصرف برق در بخش صنعت همان‌طور که در نمودار ۶ (C و D) مشاهده می‌شود، نسبت به تولید ناخالص ملی در این بخش افزایش یافته است. همچنین انتظار می‌رود مصرف برق در این بخش طی سال‌های ۲۰۲۰، ۲۰۳۰ و ۲۰۴۰ به مقادیر ۸۵، ۱۱۰ و ۱۳۵ تراوات ساعت در هر سال افزایش یابد. نمودار ۶ (E)، بیانگر مصرف برق در بخش کشاورزی است که بیشتر به دلیل استفاده از آن برای استحصال آب از چاه‌هاست. ایران در حدود ۵۰۰ هزار چاه آب دارد که نیمی از آنها برقی شدند که بنا به نیاز دولت برای رصد و کنترل مقدار آب استخراج شده از هر چاه برای کاهش هزینه‌ها بوده است.



## نمودار ۶. پیش‌بینی تقاضای برق در بخش‌های مختلف ایران براساس اطلاعات تاریخی و برنامه‌های توسعه آینده و سایر عوامل تأثیرگذار



مأخذ: همان.

### آینده عرضه برق

با توجه به توضیحات فوق، درخصوص مصرف برق و کمبود ظرفیت تولید برق به میزان ۶ گیگاوات، توان اسمی تولیدی تا سال ۲۰۴۰ باید به ۱۳۰ گیگاوات برسد. این بدین معنی است که به طور متوسط حدود ۲/۲ گیگاوات افزایش در هر سال نیاز است. اما با توجه به پیش‌بینی کاهش رشد تقاضا از ۶/۸ به ۳/۸

تراوات ساعت در سال ۲۰۴۰، افزایش ظرفیت پس از این دوره از ۳ به ۱/۳ تراوات ساعت می‌تواند کاهش یابد. در ادامه با توجه به توضیحات، راهکارهایی ارائه شده است که می‌توان از آنها بهره گرفت.

### ارتقای نیروگاه‌های کنونی

همان‌طور که بیان شد تعداد زیادی از نیروگاه‌های کشور با راندمان کمی کار می‌کنند. بنابراین افزودن نیروگاه‌های توربین بخار به نیروگاه‌های گازی کنونی و در واقع تولید سیکل ترکیبی، می‌تواند عملکردی مؤثر در افزایش ظرفیت باشد. از سوی دیگر بهبود وضعیت عملکرد نیروگاه‌های بخار می‌تواند به افزایش ظرفیت کمک کند؛ زیرا در حال حاضر بسیاری از نیروگاه‌های بخار قدیمی است. برای مثال نیروگاه بخار شهید فیروزی با قدرت عملی متوسط ۴۰ مگاوات و راندمان ۲۱/۱ درصد، نیروگاه گازی هسا با راندمان ۱۷/۹ درصد و قدرت عملی ۶۵ مگاوات و تعداد قابل توجه نیروگاه دیگر با راندمان در حدود ۲۰ درصد، از عملکرد ضعیفی برخوردارند و لزوم بهبود وضعیت عملکرد آنها محسوس است.

روش اول (تبدیل نیروگاه گازی به سیکل ترکیبی) پتانسیل تولید ۸/۷ گیگاوات برق و دومین روش ظرفیت ۱/۳ گیگاوات افزایش تولید برق را دارد. ارتقای سیکل‌های ساده توربین گاز به سیکل‌های ترکیبی می‌تواند مصرف گاز را به میزان ۴۳ میلیون مترمکعب در روز نسبت به ساخت نیروگاه‌های ترکیبی جدید کاهش دهد و هزینه تولید برق را تقریباً ۰/۸ سنت به ازای هر کیلووات ساعت موجب شود. در روش دوم که ارتقای وضعیت سیکل‌های قدیمی است، روزانه ۶ میلیون مترمکعب سوخت سبک ذخیره می‌شود.

### انرژی‌های تجدیدپذیر

هزینه‌های این بخش عموماً شامل سه مورد زیر است:

۱. پتانسیل ذاتی محل برای تولید توان (تابش خورشید، میزان باد)،

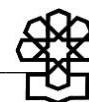
۲. ابعاد و اندازه پروژه و تکنولوژی در دسترس،

۳. سیاست بازپرداخت.

نمودار ۷ نشان‌دهنده تغییرات نرخ بازگشت سرمایه داخلی در برابر هزینه اولیه و خرید توان به صورت توافقی<sup>۱</sup> (PPA) برای پروژه‌های خورشیدی و بادی و ظرفیت تولید توان است. خط افقی بیانگر مقدار ریسک‌پذیری<sup>۲</sup> (ERP) است که بیانگر حداقل نرخ برگشت سرمایه برای جذب سرمایه‌گذاری خارجی است.

1. Power Purchase Agreement (PPA)

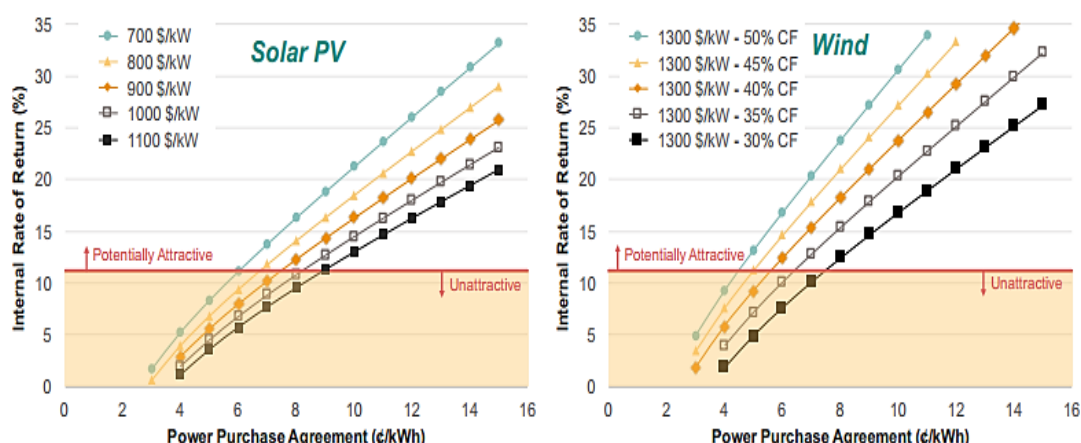
2. Equity Risk Premium (ERP)



طبق این نمودار، مقدار ریسک‌پذیری (این میزان بیان‌کننده حداقل میزان سودی است که باعث جذب سرمایه‌گذاری خارجی می‌شود) در حال حاضر ۱۱/۲ درصد است. طبق نمودار در صورتی که این مقدار ۲۰ درصد باشد (که در ایران این مقدار برای جذب سرمایه‌گذاری نیاز است)، هزینه برق را از ۹/۵ تا ۱۴/۳ سنت به‌ازای هر کیلووات ساعت برای انرژی خورشیدی به‌ازای توان‌های مختلف تولیدی بیان می‌کند. در صورتی که مقدار ERP برابر با ۱۱/۲ درصد باشد، توافق خرید توان از ۶ تا ۹ سنت به‌ازای هر کیلووات ساعت برای انرژی خورشیدی تغییر می‌کند. در مورد انرژی بادی، حداقل PPA برای بازگشت سرمایه ۲۰ درصد برابر با ۷ تا ۱۱/۵ سنت به‌ازای هر کیلووات ساعت و برای ۱۱/۲ درصد برابر با ۴/۵ تا ۷/۵ سنت به‌ازای هر کیلووات است. {البته با توجه به نوسانات شدید قیمت ارز، ضروری است توافق برای سرمایه‌گذاری براساس ریال انجام شود}.

### نمودار ۷. تغییرات نرخ بازگشت سرمایه داخلی (IRR) انرژی خورشیدی

در سمت چپ و انرژی بادی در سمت راست



مأخذ: همان.

طبق تحلیل‌های انجام شده، از سال ۲۰۱۷ تا ۲۰۴۰، ایران نیازمند افزایش ۵۴ گیگاواتی ظرفیت تولید توان با رشد سالیانه ۳ گیگاوات در سال‌های اول و ۱/۳ گیگاوات در سال‌های پایانی است. در مورد راه‌های رسیدن به این هدف در صورتی که سیکل‌های گازی کنونی به سیکل‌های ترکیبی تبدیل شوند، هزینه‌ای برابر با ۱ سنت به‌ازای هر کیلووات ساعت خواهد داشت و بنابراین بیشترین اولویت را دارد. این امر ۸/۷ گیگاوات به ظرفیت موجود اضافه خواهد کرد. از طرفی به روزرسانی سیکل‌های بخار نیز می‌تواند ۱/۳ گیگاوات بر ظرفیت موجود بیفزاید. این دو تغییر می‌تواند روی هم‌رفته در حدود ۱۰ گیگاوات افزایش ظرفیت تولید کند، اما این در حالی است که تا سال ۲۰۴۰، ۵۴ گیگاوات افزایش توان نیاز است که باید از طریق احداث سیکل‌های ترکیبی جدید و نیز استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر انجام شود.

## جمع‌بندی و اظهار نظر کارشناسی

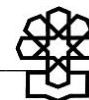
در این گزارش، وضعیت گاز طبیعی و برق ایران در حال حاضر بررسی شده و تا سال ۲۰۴۰ پیش‌بینی‌هایی براساس اطلاعات موجود انجام گرفته است. در ابتدا میزان تولیدات گاز طبیعی و تقاضای بازار بیان شده و سپس دلایل ناکارآمدی این بخش‌ها ذکر شده است. همچنین با توجه به آمار و اطلاعات موجود، پتانسیل استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر برای دستیابی به توان بیشتر توصیف شده و در نهایت چندین سناریو برای جبران ناکارآمدی عملکرد کشور در بخش تأمین برق بیان شده است. پیش‌بینی می‌شود که از سال ۲۰۱۷ تا سال ۲۰۴۰، ایران می‌بایست ۵۴ گیگاوات با نرخ سالیانه ۳ گیگاوات در سال‌های اول و سپس با نرخ ۱/۳ گیگاوات در سال‌های بعد، به ظرفیت تولید برق خود اضافه کند. از میان سه روش گفته شده برای افزایش ظرفیت تولید توان در کشور، ارتقای سیکل‌های توربین‌گازی به سیکل‌های ترکیبی در حدود ۸/۷ گیگاوات ظرفیت تولید توان را افزایش می‌دهد. با توجه به اینکه بسیاری از توربین‌های بخار، بیش از عمر مفیدشان قدمت دارند، اصلاح آنها امری اجتناب‌ناپذیر است. اصلاحات در عملکرد این سیکل‌ها سالیانه در حدود ۱/۳ گیگاوات به ظرفیت تولید برق می‌افزاید. باید در نظر داشت که این دو روش، می‌تواند روی هم‌رفته در حدود ۱۰ گیگاوات به ظرفیت تولید برق با هزینه متوسط ۱ سنت به‌ازای هر کیلووات ساعت اضافه کند، در صورتی که نیاز ایران در سال ۲۰۴۰ همان‌طور که بیان شد افزایش ۵۳ گیگاواتی در ظرفیت تولید توان خود است. (میزان مصرف در این سال در حدود ۱۴۰ گیگاوات خواهد شد.<sup>۱</sup> چنانچه وزارت نیرو یا بخش خصوصی در سال نتواند حداقل ۲۰۰۰ مگاوات نیروگاه جدید را وارد مدار کند (علاوه بر آنچه که از مدار خارج می‌شود) کشور در طول این مدت با بحران برق مواجه خواهد شد. باید توجه داشت که قدرت سرانه نصب شده ما مقداری بیشتر از میانگین جهانی است، اما سرعت توسعه برق جهانی بیش از ایران است. همچنین مصرف سرانه ما از مصرف سرانه جهانی در سال ۱۳۹۵ مقداری بیشتر بوده است.<sup>۲</sup> از این رو تولید قدرت و مصرف برخی از کشورها در جدول ذیل آمده است.

$$P = P_0(1 + \alpha t) \quad ۱.$$

که در این رابطه  $P_0$  مصرف کنونی،  $\alpha$  نرخ رشد مصرف و برابر با ۴ درصد و  $t$  تعداد سال‌ها تا سال مورد نظر است.

۲. CIA





جدول ۴. مقایسه تولید و مصرف سرانه برق در برخی کشورها

کشور	تولید سرانه (کیلووات ساعت)	مصرف سرانه (کیلووات ساعت)
آمریکا	۱۲۴۴۶,۸	۱۱۸۶۰,۱
سوئیس	۶۸۶۰,۴	۶۷۹۰,۶
فرانسه	۸۱۳۸,۴	۶۹۳۵,۳
ژاپن	۷۸۴۹,۲	۷۴۸۹,۶
آفریقای جنوبی	۴۰۴۳,۱	۳۵۶۸,۹
ایران	۳۳۰۰,۷	۲۸۵۰,۲
نروژ	۲۷۳۵۱,۸	۲۲۵۹۲,۵
ترکیه	۳۱۵۹,۲	۲۷۸۷,۶
کویت	۱۵۷۰۲,۳	۱۳۷۵۷,۱
قطر	۱۴۷۳۳,۳	۱۳۷۹۲,۵
امارات	۱۲۶۸۷,۵	۱۱۷۹۱,۶

Source: CIA.

مصرف برق در ایران با توجه به استفاده از انرژی برق برای سرمایش در مناطق جنوب از ویژگی خاصی برخوردار است. در پاره‌ای از مناطق جنوبی ایران از وسایل سرمایشی در ۹ ماه از سال استفاده می‌شود. به طور کلی این مناطق از ایران بعد از برقراری سرویس برق، مسکونی شد و قبل از آن در بعضی از فصول سال خالی از سکنه می‌شد و یا در درجه حرارت‌های ۵۰ به بالا مانع از اجرای کار بدنی می‌شد. بنابراین مقایسه ایران از لحاظ مصرف برق بدون توجه به آب و هوای جنوب ایران و صرفاً بررسی مصرف سرانه به خصوص با کشورهایی که دارای آب و هوای معتدل هستند، منطقی نیست (قیاس مع الفارق است). بنابراین، با مطالعاتی که انجام دادیم، بخش شمالی کشور ایران (از مدار تهران به بالا) تقریباً به اندازه ترکیه برق مصرف می‌کنند و با مصرف سرانه برق در کشور ترکیه معادل است (گرچه در مناطقی از شمال ایران مانند گنبدکاووس و دشت گرگان درجه حرارت تابستان بیش از ۴۵ درجه سانتیگراد و رطوبت نسبی تا ۸۰ درصد افزایش می‌یابد و امکان زیست بدون استفاده از وسایل سرمایشی عملاً مقدور نیست). در مناطق جنوبی، مصرف کشور ما به علت کمبود درآمد سرانه قابل مقایسه با کشورهای جنوب خلیج فارس مانند کویت، قطر و امارات متحده نیست. جدول ۴ مصارف این کشورها را نشان می‌دهد. البته دولت ایران با پایین نگه داشتن نرخ تعرفه در مصارف خانگی کمبود درآمد سرانه برای مصرف برق را جبران کرده است. بنابراین همان‌طور که در جدول دیده می‌شود مصرف مردم جنوب ایران به طور میانگین کمتر از یک سوم مصرف کشورهای جنوبی خلیج فارس است. بنابراین نیاز است نیروگاه‌های جدیدی که بر مبنای سیکل ترکیبی کار می‌کنند، احداث شود و هزینه آنها با توجه به در نظر گرفتن سایر موارد استفاده از گاز طبیعی در حدود ۱/۵ تا ۶/۳ سنت به ازای هر کیلووات ساعت تخمین زده

می‌شود. {معمولاً قیمت انرژی (برق) قابل پیش‌بینی در یک پریود زمانی ۲۰ ساله نیست چرا که احتمالاً اکثر تکنولوژی‌های جدید از جمله فیوژن به نتیجه برسد، قیمت‌ها به شدت کاهش می‌یابد. علاوه بر اینها، نیروگاه‌هایی همچون نیروگاه بخار شهید فیروزی و نیروگاه گازی فسا که راندمان بسیار پایینی دارند برای تولید مقرون‌به‌صرفه نیستند و نیازمند اصلاحات جدی هستند. با توجه به وضعیت کنونی نیروگاه‌های کشور که در مجموع عملکرد ضعیف و راندمان کمی دارند (متوسط حدود ۳۶-۳۷ درصد)، ارتقای آنها از طریق تبدیل به سیکل‌های ترکیبی و یا نوسازی آنها ضروری است}.

{با توجه به سوابق عملکرد گذشته، تصور نمی‌شود وزارت نیرو در سه سال آینده موفق به نصب ۴ هزار مگاوات مولدهای انرژی‌های تجدیدپذیر باشد و بر این اساس امکان دستیابی به تولید ۴ گیگاوات در سال ۲۰۲۱ با استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر به غیر از برقابی وجود ندارد. هرچند بهبود وضعیت انرژی‌های تجدیدپذیر می‌تواند به عنوان جایگزین گاز طبیعی یا هیدروکربن‌های مایع به کار رود و از نظر اقتصادی و بهبود کیفیت هوا کاملاً مناسب است (البته باید توجه داشت در صورتی که قیمت تمام شده تولید برق از انرژی خورشیدی و یا سایر انرژی‌های تجدیدپذیر کمتر از هزینه تمام شده سوخت‌های فسیلی باشد، مقرون‌به‌صرفه است). از طرفی در خصوص نرخ در تعرفه‌هایی که وزارت نیرو برای تولید برق تجدیدپذیر تعیین کرده است براساس نوسانات شدید قیمت ارز نیاز است به جای ارائه تضمین خرید براساس دلار، تضمین خرید براساس ریال جایگزین شود. در نهایت شایان ذکر است رخدادهایی که در آینده (در مصرف انرژی همچون برق و سوخت) اتفاق می‌افتند، در صورتی که دگرگونی‌های قابل توجهی رخ ندهد از گذشته پیروی می‌کند. بدین منظور که می‌توان برای بررسی میزان مصرف سرانه برق در آینده، آینده را به صورت تابعی خطی از گذشته در نظر گرفت. هرچند در خصوص مصرف سرانه برق بهتر است از توابع مناسب<sup>۱</sup> بهره گرفت که می‌تواند مصرف نهایی برق را با دقت مطلوبی پیش‌بینی کند}.

### منابع و مآخذ

۱. معاونت امور برق و انرژی دفتر برنامه‌ریزی و اقتصاد کلان برق و انرژی سال ۱۳۹۴.
2. Stanford Iran 2040 Project – The Outlook for Natural Gas, Electricity and Renewable Energy in Iran- 2017.
3. Central Intelligence Agency (CIA)



مرکز پژوهش‌ها  
مجلس شورای اسلامی

شماره مسلسل: ۱۶۴۰۴

شناسنامه گزارش

عنوان گزارش: چشم‌انداز وضعیت برق و گاز طبیعی ایران در سال ۲۰۴۰

نام دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی)

مدیر مطالعه: فریدون اسعدی

تهیه و تدوین: امیرسامان اقتصاد

اظهار نظر کننده: هاشم خوبی

ناظر علمی: حسین افشین

ویراستار ادبی: شیوا اسکندری

واژه‌های کلیدی:

۱. برق
۲. گاز طبیعی
۳. سال ۲۰۴۰
۴. نیروگاه
۵. انرژی تجدیدپذیر



تاریخ انتشار: ۱۳۹۸/۲/۱۴