

طرح تجاری توسعه بخش بازار  
نیروگاه گازی پرند  
(تبدیل نیروگاه گازی به سیکل ترکیبی)  
تابستان ۱۳۹۶

تهران - بالاتراز میرداماد - خیابان قبادیان - پلاک ۳۳

تلفن: ۸۶۰۸۱۲۶۲-۸۶۰۸۳۲۷۹

فکس: ۸۸۶۷۹۸۵۰

مشخصات گزارش	
عنوان گزارش	طرح تجاری توسعه بخش بخار نیروگاه گازی پرند
کارفرما	شرکت گروه مپنا
مجری	شرکت مشاور سرمایه‌گذاری آرمان آتی واحد تأمین مالی و مشاوره اقتصادی
شماره ویرایش	یازدهم
تاریخ تهیه	۱۳۹۶/۰۵/۲۸

## فهرست مطالب

۱	معرفی طرح
۱	معرفی مجری طرح
۱	گروه مپنا
۳	نیروگاه پرند
۶	مروری بر صورت‌های مالی
۸	مطالعات فنی
۸	نیروگاه‌های گازی
۱۰	نیروگاه‌های سیکل ترکیبی
۱۲	وضعیت فعلی نیروگاه گازی پرند
۱۴	تحلیل بازار صنعت برق
۱۴	مقدمه
۱۵	صنعت برق در دنیا
۱۶	صنعت برق در ایران
۱۸	تولید و مصرف نیروی برق کشور
۲۰	سوخت مصرفی نیروگاه‌ها
۲۱	فروش برق در ایران
۲۲	بازار برق ایران
۲۴	بورس انرژی
۲۶	مدل مالی و ارزیابی
۲۷	سرمایه‌گذاری ثابت طرح
۲۷	خرید بخش گازی موجود
۲۷	توسعه بخش بخار
۳۲	درآمدها
۳۲	درآمدهای بخش بخار
۳۲	سوخت صرفه‌جویی شده
۳۴	فروش آزاد برق
۴۷	هزینه‌ها

۴۷	..... LTSA
۴۸	..... هزینه پرسنلی
۴۸	..... مواد مصرفی
۴۸	..... بیمه تجهیزات
۴۹	..... تعمیرات دوره‌ای
۴۹	..... تأمین قطعات یدکی
۴۹	..... لوازم مصرفی
۴۹	..... استهلاك
۴۹	..... هزینه‌های عمومی و اداری
۵۰	..... سایر هزینه‌ها و درآمدهای عملیاتی و غیرعملیاتی
۵۲	..... سرمایه در گردش
۵۳	..... ارزش اختتامی
۵۳	..... مالیات
۵۳	..... نرخ تنزیل
۵۴	..... جریان نقدی خالص کل طرح
۵۴	..... سناریو ۱: دریافت وجه حاصل از سوخت صرفه‌جویی شده در ۸ ماه و ۲۳ روز- حجم ثابت
۵۶	..... سناریو ۲: دریافت وجه حاصل از سوخت صرفه‌جویی شده در ۸ ماه و ۲۳ روز- ریال ثابت
۵۸	..... سناریو ۳: عدم دریافت وجه سوخت صرفه‌جویی شده
۶۱	..... تأمین مالی طرح از طریق تأسیس صندوق پروژه
۶۲	..... هزینه‌های صندوق
۶۶	..... تحلیل ریسک
۶۶	..... ریسک‌های تجاری
۶۹	..... ریسک‌های قانونی و مقرراتی
۷۰	..... پیوست شماره ۱- مشخصات فنی نیروگاه گازی پرنده
۷۳	..... پیوست شماره ۲- مصوبه هیأت تنظیم بازار برق ایران برای نرخ‌های سال ۹۳
۷۵	..... پیوست شماره ۳- مصوبه هیأت تنظیم بازار برق ایران برای نرخ‌های سال ۹۴
۷۶	..... پیوست شماره ۴- مصوبه هیأت تنظیم بازار برق ایران برای نرخ‌های سال ۹۵

## فهرست جداول

۵	جدول ۱: ترازنامه ۵ سال مقایسه‌ای .....
۶	جدول ۲: صورت سود و زیان ۵ سال مقایسه‌ای .....
۶	جدول ۳: روند فروش برق شرکت در طی چهار سال .....
۷	جدول ۴: آنالیز طلب از شرکت مدیریت شبکه .....
۱۴	جدول ۵: مشخصات فنی کلی نیروگاه گازی پرند .....
۲۸	جدول ۶: پیشرفت فیزیکی پروژه به تفکیک ماه .....
۲۸	جدول ۷: خلاصه پیشرفت فیزیکی پروژه .....
۳۰	جدول ۸: ساختار شکست هزینه‌های پروژه .....
۳۰	جدول ۹: خلاصه ساختار شکست هزینه‌های پروژه .....
۳۶	جدول ۱۰: بهای گاز نیروگاه‌های داخلی .....
۳۹	جدول ۱۱: پیش‌بینی چگونگی رشد نرخ‌های فروش و آمادگی و ... در سال‌های آتی .....
۴۱	جدول ۱۲: هزینه آزمون ناموفق ظرفیت در سال‌های اخیر .....
۴۱	جدول ۱۳: تعداد خروج اضطراری در سه سال گذشته .....
۴۲	جدول ۱۴: خلاصه درآمد بخش بخار نیروگاه- سناریو ۱ .....
۴۳	جدول ۱۵: خلاصه درآمد بخش بخار نیروگاه- سناریو ۲ .....
۴۴	جدول ۱۶: خلاصه درآمد بخش بخار نیروگاه- سناریو ۳ .....
۴۵	جدول ۱۷: خلاصه درآمد بخش گاز- از سال ۱۳۹۵ تا سال ۱۴۰۲ .....
۴۶	جدول ۱۸: خلاصه درآمد بخش گاز- از سال ۱۴۰۳ تا سال ۱۴۰۷ .....
۵۱	جدول ۱۹: خلاصه هزینه بخش بخار .....
۵۱	جدول ۲۰: خلاصه هزینه بخش گاز- از سال ۱۳۹۵ تا سال ۱۴۰۲ .....
۵۲	جدول ۲۱: دوره تأخیر در پرداخت بدهی‌های جاری پروژه .....
۵۲	جدول ۲۲: درصد وصول مطالبات در هر سال .....
۵۴	جدول ۲۳: خلاصه جریان وجه‌نقد- از سال ۱۳۹۵ تا سال ۱۴۰۲- سناریو ۱ .....
۵۵	جدول ۲۴: خلاصه جریان وجه‌نقد- از سال ۱۴۰۳ تا سال ۱۴۰۷- سناریو ۱ .....
۵۵	جدول ۲۵: شاخص‌های ارزیابی پروژه- سناریو ۱ .....
۵۶	جدول ۲۶: خلاصه جریان وجه‌نقد- از سال ۱۳۹۵ تا سال ۱۴۰۲- سناریو ۲ .....
۵۷	جدول ۲۷: خلاصه جریان وجه‌نقد- از سال ۱۴۰۳ تا سال ۱۴۰۷- سناریو ۲ .....
۵۷	جدول ۲۸: شاخص‌های ارزیابی پروژه- سناریو ۲ .....
۵۸	جدول ۲۹: خلاصه جریان وجه‌نقد- از سال ۱۳۹۵ تا سال ۱۴۰۲- سناریو ۳ .....
۵۹	جدول ۳۰: خلاصه جریان وجه‌نقد- از سال ۱۴۰۳ تا سال ۱۴۰۷- سناریو ۳ .....
۵۹	جدول ۳۱: شاخص‌های ارزیابی پروژه- سناریو ۳ .....
۶۳	جدول ۳۲: خلاصه هزینه ارکان .....
۶۴	جدول ۳۳: جدول منابع و مصارف در سه سناریو (بدون لحاظ وجه ببع متقابل در دو سناریو اول) .....
۶۵	جدول ۳۴: مراحل پذیرهنویسی در هر سناریو .....

- جدول ۳۵: تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی در سه سناریو به نرخ رشد قیمت گاز ..... ۶۶
- جدول ۳۶: تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی در سه سناریو به نرخ رشد قیمت برق ..... ۶۶
- جدول ۳۷: تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی در سه سناریو به ضریب بهره‌برداری سیکل ترکیبی ..... ۶۷
- جدول ۳۸: تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی در سه سناریو به نرخ ارز ..... ۶۸
- جدول ۳۹: تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی در سه سناریو به نرخ رشد آتی ..... ۶۸
- جدول ۴۰: تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی در سناریو ۱ به تغییر نرخ فوب خلیج فارس ..... ۶۹

## فهرست نمودارها

- نمودار ۱: متوسط درصد رشد ظرفیت نصب شده طی ۱۰ سال گذشته ..... ۱۵
- نمودار ۲: متوسط درصد رشد تولید انرژی الکتریکی طی ۱۰ سال گذشته ..... ۱۶
- نمودار ۳: پیش‌بینی تقاضای برق بر اساس افق ۱۴۰۴ بر مبنای متوسط رشد ثابت ۶ درصد ..... ۱۷
- نمودار ۴: پیش‌بینی تقاضای برق (بر اساس رگرسیون خطی و داده‌های سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۹۱) ..... ۱۷
- نمودار ۵: مقایسه دو پیش‌بینی تقاضای برق ..... ۱۸
- نمودار ۶: سهم ظرفیت نامی انواع نیروگاه‌های کشور در سال ۱۳۹۳ ..... ۲۰
- نمودار ۷: سهم مصارف سوخت در نیروگاه‌های کشور ..... ۲۱
- نمودار ۸: پیشرفت فیزیکی تجمعی احداث بخش بخار در طول زمان ..... ۲۹

## فهرست اشکال

- شکل ۱: نمایی از عملکرد توربین گازی با چرخه ساده ..... ۹
- شکل ۲: نمایی از عملکرد توربین گازی با چرخه پیچیده ..... ۹
- شکل ۳: نمایی از عملکرد سیکل ترکیبی ..... ۱۱
- شکل ۴: موقعیت جغرافیایی نیروگاه ..... ۱۳



## معرفی طرح

موضوع طرح حاضر عبارت است تبدیل نیروگاه گازی پرند به یک نیروگاه سیکل ترکیبی از طریق احداث بخش بخار. در حال حاضر این نیروگاه مشتمل بر ۶ واحد گازی با ظرفیت نامی کل برابر ۹۵۴ مگاوات است. طرح توسعه این واحد گازی از طریق ساخت و نصب ۳ واحد بخاری هر یک به ظرفیت ۱۵۹ مگاوات و اتصال آن به خروجی بخش گازی انجام می شود. مکان نیروگاه در کیلومتر ۳۰ اتوبان تهران - ساوه، جنب عوارضی دوم است. احداث بخش بخار نیروگاه با تکیه بر شناخت و توان و منابع داخلی گروه مپنا صورت خواهد گرفت، اگرچه که احتمال اجرایی شدن یک فقره قرارداد "بیع متقابل" بین شرکت مادر تخصصی توانیر و شرکت تولید برق پرند مپنا (مالک نیروگاه) نیز وجود دارد که در مورد آن توضیحات لازم ارائه خواهد شد.

نیروگاه گازی موجود در ابتدا توسط سازمان توسعه برق ایران و به منظور تأمین برق موردنیاز پرند و شهرک‌های صنعتی اطراف احداث شده بود، لیکن در سال ۱۳۹۰ بابت دیون دولت به پیمانکاران به گروه مپنا و در سال ۱۳۹۲ نیز از گروه مپنا به شرکت تولید برق پرند مپنا واگذار شده است.

## معرفی مجری طرح

### گروه مپنا

گروه مپنا یک بنگاه اقتصادی ایرانی است که به همراه ۳۹ شرکت زیرمجموعه خود در زمینه توسعه و ساخت نیروگاه‌های حرارتی و همچنین اجرای پروژه‌های نفت و گاز و ریلی به صورت پیمانکار اجرایی کلید در دست (EPC) و سرمایه‌گذاری خصوصی فعالیت می‌کند. از آغاز تأسیس در سال ۱۳۷۱، گروه مپنا اجرای نزدیک به ۱۰۰ پروژه به ارزش بیش از ۳۰ میلیارد یورو را در کارنامه خود ثبت نموده است.

شرکت مدیریت پروژه‌های نیروگاهی ایران مپنا در تاریخ ۱۳۷۲/۵/۲۵ تحت شماره ۹۹۱۳۴ به صورت شرکت سهامی خاص در اداره ثبت شرکت‌ها و مؤسسات تجاری تهران به ثبت رسیده و از تاریخ ۱۳۷۲/۸/۳۰ فعالیت خود را آغاز نموده است. به موجب مصوبه مجمع عمومی فوق العاده مورخ ۱۳۸۳/۰۵/۲۶، ماهیت حقوقی شرکت به سهامی عام تبدیل شده و مرکز آن نیز در شهر تهران واقع است. در تاریخ ۱۳۸۳/۱۲/۲۳ شرکت به عنوان ۴۲۶ امین شرکت در بورس اوراق بهادار تهران پذیرفته شده و از تاریخ ۱۳۸۶/۶/۴ معاملات آن در تابلوی اصلی (بازار اول) بورس جریان دارد. به موجب مصوبه مجمع عمومی فوق العاده مورخ ۱۳۹۱/۷/۱۰ نام شرکت از "مدیریت پروژه‌های نیروگاهی ایران مپنا" به "گروه مپنا" تغییر یافته و به ثبت رسیده است.

موضوع اصلی فعالیت شرکت طبق اساسنامه، مدیریت طرح‌های نیروگاهی و صنعتی و خطوط انتقال و پست‌ها تا مرحله بهره‌برداری و احداث انواع نیروگاه‌ها و تجهیزات تولید برق است. بر اساس این موضوع و اتکا بر تجربیات و دانش انباشته شده



در ۲۰ سال گذشته، اینک مپنا نزدیک به ۶۰ محصول گوناگون و ۸۵ نوع خدمات مختلف را به مشتریان خود عرضه می‌کند. محصولات مپنا به ۳ حوزه صنعت برق، نفت و گاز و حمل‌ونقل ریلی تقسیم‌بندی می‌شود:

**صنعت نیرو:** اولین و مهم‌ترین حوزه فعالیت مپنا است که بخش عمده ساختار و منابع گروه نیز به آن اختصاص یافته است. مپنا با بیش از ۵۶،۰۰۰ مگاوات پروژه‌های نیروگاهی خاتمه یافته، در دست اجرا و آتی خود، در تأمین حدود ۹۰٪ درصد از ظرفیت نصب‌شده نیروگاه‌های کشور مشارکت فعال داشته است. شرکت‌های زیرمجموعه مپنا، سازنده توربین‌های گازی و بخاری و تجهیزات کمکی آنها، توربوکمپرسور، پره توربین، ژنراتورهای حرارتی و آبی، بویلرهای بازیافت حرارتی (HRSG) و معمولی و سیستم‌های کنترل و الکترونیک نیروگاه هستند.

از سوی دیگر گروه مپنا به عنوان سرمایه‌گذار پروژه‌های نیروگاهی خصوصی، هم‌اکنون چندین پروژه خصوصی را در چارچوب روش‌های ساخت و بهره‌برداری و واگذاری (BOT) و ساخت و تملیک و بهره‌برداری (BOO) با ظرفیت حدود ۷،۰۰۰ مگاوات و ارزش بیش از ۲/۵ میلیارد یورو در دست اقدام دارد. در خرداد ماه سال ۱۳۹۲ گروه مپنا با آغاز احداث کارخانه تولید پره توربین بادی، فعالیت در عرصه انرژی‌های تجدیدپذیر را نیز رسماً آغاز نموده و لذا فقط در حوزه حرارتی فعالیت ندارد.

گروه مپنا هم‌اکنون مالکیت چندین نیروگاه در سراسر کشور را در اختیار دارد و برق در اختیار خود را عمدتاً در بازار برق (تحت مدیریت شرکت مدیریت شبکه برق ایران (IGMC) و در قالب قراردادهای فروش تضمینی بلندمدت ۲۰ ساله با شرکت توانیر عرضه می‌کند. بخشی کوچکی از برق تولیدی نیروگاه‌ها از جمله نیروگاه پرند (۴٪) (و همچنین نیروگاه سنندج) نیز در بورس انرژی و ذیل مقررات آن و در قالب قراردادهای سلف انرژی معامله می‌شود. از جمله نیروگاه‌های مپنا که وارد مدار شده یا خواهد شد می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

۱- نیروگاه عسلویه

۲- نیروگاه توس

۳- نیروگاه پره‌سر

۴- نیروگاه گناوه

۵- نیروگاه پرند

۶- نیروگاه خوزستان

۷- نیروگاه سنندج

۸- نیروگاه فارس

۹- نیروگاه جنوب اصفهان

۱۰- نیروگاه قشم

**صنعت نفت و گاز:** علاوه بر تولید تجهیزات اصلی این صنعت نظیر توربوکمپرسورهای خطوط لوله انتقال گاز، مپنا در زمینه‌های دیگر نظیر توسعه میادین، حفاری در خشکی و دریا، واحدهای فرایندی میان‌دستی و پایین‌دستی، تأسیسات جانبی و یوتیلیتی و ساخت مخازن نیز مشغول فعالیت است.

**صنعت حمل و نقل:** گروه مپنا سابقه کوتاهی در عرصه حمل و نقل ریلی دارد. ساخت لوکوموتیوهای باری و مسافری و تجهیزات و قطعات جانبی آنها (نظیر سامانه ترمز و...) با همکاری شرکت‌های معتبر بین‌المللی و اجرای پروژه‌های حمل و نقل ریلی از دیگر عرصه‌های فعالیت این شرکت به‌شمار می‌آید.

### نیروگاه پرند

نیروگاه پرند به عنوان یک نیروگاه سیکل ساده توسط سازمان توسعه برق ایران طراحی و ساخته شده است. احداث این نیروگاه از فروردین ۱۳۸۳ آغاز شد و واحد نخست آن در فروردین ۱۳۸۵ و واحد آخر آن در اسفند همان سال به بهره‌برداری رسید. در اسفند ماه ۱۳۹۰، به منظور تسویه بخشی از بدهی‌های وزارت نیرو به پیمانکاران بزرگ، این نیروگاه گازی به ارزش حدود ۵،۰۰۰ میلیارد ریال به مپنا واگذار شد. بهره‌برداری تجاری شرکت تولید برق پرند مپنا از این نیروگاه از ابتدای فروردین ۹۲ آغاز شده و هم‌اینک این نیروگاه برق تولیدی خود را در بازار برق به فروش رسانده و تحویل شبکه سراسری می‌دهد. سوخت این نیروگاه گاز طبیعی است که از شبکه گاز کشور تحویل می‌گیرد و سوخت جایگزین آن نیز گازوئیل است.

پروانه بهره‌برداری نیروگاه پس از واگذاری توسط سازمان خصوصی‌سازی به مپنا، در تاریخ ۱۳۹۱/۲/۹ به شماره ۱-۱۱۴۴-۸۹-۱۱۲ برای تولید در ظرفیت نامی ۹۵۴ مگاوات صادر شده که تا تاریخ ۱۳۹۶/۲/۹ معتبر است و طبیعتاً در موعد مقتضی تمدید خواهد شد. طبق پروانه بهره‌برداری، نیروگاه مجاز است برق تولیدی خود را به مصارف زیر برساند:

- مصرف داخلی
- فروش تمام یا بخشی از آن به مدیریت شبکه
- فروش تمام یا بخشی از آن به مصرف‌کننده نهایی متصل به خطوط انتقال
- واگذاری تمام یا بخشی از آن به عرضه کننده
- واگذاری تمام یا بخشی از آن به خرده‌فروش

بنابراین طبق مفاد پروانه صادره، نیروگاه مجاز بوده و هست که در چارچوب مقررات بازار برق ایران (فروش روزانه یا بلوکی بلندمدت به توانیر یا مصرف‌کننده نهایی یا خرده‌فروش) و همچنین در بورس انرژی (فروش بلوکی به مصرف‌کننده نهایی یا خرده‌فروش) اقدام به فروش برق خود نماید.

به منظور مدیریت این نیروگاه شرکت مستقلی به نام "شرکت تولید برق پرند مپنا" در سال ۱۳۹۰ تأسیس و به شماره ثبت ۴۲۸۵۵۳ نزد اداره ثبت شرکت‌ها و مؤسسات تجاری تهران به ثبت رسیده است. نیروگاه پرند عملاً مورخ ۱۳۹۱/۷/۱۷ تحویل این شرکت شده و این شرکت هم‌اکنون مالک نیروگاه محسوب می‌شود و قرارداد بیع‌مقابل (به منظور احداث بخش بخار نیروگاه) نیز مابین این شرکت و شرکت توانیر منعقد شده است. با توجه به سیاست کلی گروه مپنا در بهره‌برداری از نیروگاه‌هایی که با سرمایه خود گروه ایجاد شده است، مدیریت و بهره‌برداری این نیروگاه نیز طی قراردادهای سالانه به شرکت بهره‌برداری و تعمیراتی مپنا (O&M) واگذار شده است. پیش‌بینی می‌شود که قراردادهای مدیریت و بهره‌برداری تا ۲۰ سال آینده سالانه تمدید شود. صورت‌های مالی شرکت تولید برق پرند مپنا در ۵ سال مالی گذشته در جدول ۱ و جدول ۲ ارائه شده است:

ترازنامه (ارقام به میلیون ریال)

سال مالی	۱۳۹۱	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵
<b>دارایی‌ها:</b>					
موجودی نقد	۲,۰۶۲	۴,۰۷۱	۹۰,۰۶۷	۴۸,۵۷۸	۴۸,۹۳۴
حساب‌ها و اسناد دریافتی تجاری	-	۲,۲۴۳,۵۱۶	۳,۵۱۰,۵۸۱	۳,۴۲۲,۰۲۸	۳,۷۲۸,۶۳۱
سایر حساب‌های دریافتی	۶۱۸	۲۳,۱۰۲	-	-	-
موجودی مواد و کالا	-	۷۷,۶۷۸	-	-	-
پیش‌پرداخت‌ها	-	۱۵,۰۶۴	۶,۱۳۷	۸,۳۳۰	۲۹,۳۶۳
<b>جمع دارایی‌های جاری</b>	<b>۲,۶۸۰</b>	<b>۲,۲۶۳,۴۳۱</b>	<b>۳,۶۰۶,۷۸۵</b>	<b>۳,۴۷۸,۹۳۶</b>	<b>۳,۸۰۶,۹۲۸</b>
سرمایه‌گذاری بلندمدت	-	-	-	۲۵,۱۷۴	۲۵,۱۷۴
دارایی‌های ثابت مشهود	۱۱۹	۴,۳۴۶,۶۰۵	۴,۵۳۸,۴۱۵	۵,۳۴۴,۹۴۸	۱۰,۷۹۲,۸۷۹
دارایی‌های نامشهود	۳۱	۲۴	۲۵	۱۸	۱۲
<b>جمع دارایی‌های غیرجاری</b>	<b>۱۵۰</b>	<b>۴,۳۴۶,۶۲۹</b>	<b>۴,۵۳۸,۴۴۰</b>	<b>۵,۳۷۰,۱۴۰</b>	<b>۱۰,۸۱۸,۰۶۵</b>
<b>جمع دارایی‌ها</b>	<b>۲,۸۳۰</b>	<b>۶,۷۱۰,۰۶۰</b>	<b>۸,۱۴۵,۲۲۵</b>	<b>۸,۸۴۹,۰۷۶</b>	<b>۱۴,۶۲۴,۹۹۳</b>
<b>بدهی‌ها:</b>					
حساب‌های پرداختی تجاری	۳,۱۵۰	۱,۷۱۰,۹۲۶	۲,۷۴۱,۳۳۱	۲,۱۶۱,۲۷۳	۳,۱۵۲,۱۲۵
سایر حساب‌های پرداختی	۱۹	۳,۰۰۵	-	-	-
ذخیره مالیات	-	۱۴۹,۸۹۰	۱۷۵,۲۳۵	۳۵۳,۵۰۱	۲۲۶,۳۶۵
سود سهام پرداختی	-	-	۴۵,۰۲۸	۸۳,۱۰۹	۱۹۴,۸۶۴
<b>جمع بدهی‌های جاری</b>	<b>۳,۱۶۹</b>	<b>۱,۸۶۳,۸۲۱</b>	<b>۲,۹۶۱,۵۹۴</b>	<b>۲,۵۹۷,۸۸۳</b>	<b>۳,۵۷۳,۳۵۴</b>
<b>جمع بدهی‌ها</b>	<b>۳,۱۶۹</b>	<b>۱,۸۶۳,۸۲۱</b>	<b>۲,۹۶۱,۵۹۴</b>	<b>۲,۵۹۷,۸۸۳</b>	<b>۳,۵۷۳,۳۵۴</b>
<b>حقوق صاحبان سهام</b>					
سرمایه	۳۵	۱۰۰	۴,۳۹۶,۳۳۷	۴,۳۹۶,۳۳۷	۸,۸۹۶,۳۳۷
علی‌الحساب افزایش سرمایه	-	۴,۳۹۶,۲۳۷	-	-	-
اندوخته قانونی	-	۱۰	۱۹,۱۳۱	۷۵,۰۰۶	۹۵,۶۱۶
سود (زیان) انباشته	(۳۷۴)	۴۴۹,۸۹۲	۷۶۸,۱۶۳	۱,۷۷۹,۸۵۰	۲,۰۵۹,۶۸۶
<b>جمع حقوق صاحبان سهام</b>	<b>(۳۳۹)</b>	<b>۴,۸۴۶,۲۳۹</b>	<b>۵,۱۸۳,۶۳۱</b>	<b>۶,۲۵۱,۱۹۳</b>	<b>۱۱,۰۵۱,۶۳۹</b>
<b>جمع بدهی‌ها و حقوق صاحبان سهام</b>	<b>۲,۸۳۰</b>	<b>۶,۷۱۰,۰۶۰</b>	<b>۸,۱۴۵,۲۲۵</b>	<b>۸,۸۴۹,۰۷۶</b>	<b>۱۴,۶۲۴,۹۹۳</b>

جدول ۱: ترازنامه ۵ سال مقایسه‌ای

صورت سود و زیان (ارقام به میلیون ریال)

سال مالی	۱۳۹۱	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵
فروش انرژی خالص	-	۱,۳۴۶,۸۵۴	۱,۶۸۹,۳۲۰	۱,۶۸۴,۰۶۴	۱,۳۹۶,۳۷۸
بهای تمام شده انرژی فروش رفته	-	(۷۴۴,۳۲۸)	(۱,۱۷۴,۴۰۹)	(۳۰۸,۷۰۸)	(۸۴۹,۷۹۷)
سود (زیان) ناخالص	-	۶۰۲,۵۲۶	۵۱۴,۹۱۱	۱,۳۷۵,۳۵۶	۵۴۶,۵۸۱
هزینه‌های فروش، اداری و عمومی	(۴۳۳)	(۲,۹۶۶)	(۱۳,۵۳۲)	(۸,۱۷۴)	(۸,۲۹۹)
سود (زیان) عملیاتی	(۴۳۳)	۵۹۹,۵۶۰	۵۰۱,۳۷۹	۱,۳۶۷,۱۸۲	۵۳۸,۲۸۲
خالص سایر درآمدها و هزینه‌های غیرعملیاتی	۵۹	۶۰۶	۶,۳۸۶	۹۲,۱۲۹	۸,۴۸۷
سود (زیان) قبل از مالیات	(۳۷۴)	۶۰۰,۱۶۶	۵۰۷,۷۶۵	۱,۴۵۹,۳۱۱	۵۴۶,۷۶۹
مالیات	-	(۱۴۹,۸۹۰)	(۱۲۵,۳۴۵)	(۳۴۱,۷۹۶)	(۱۳۴,۵۷۰)
سود (زیان) خالص	(۳۷۴)	۴۵۰,۲۷۶	۳۸۲,۴۲۰	۱,۱۱۷,۵۱۵	۴۱۲,۱۹۹

جدول ۲: صورت سود و زیان ۵ سال مقایسه‌ای

مروری بر صورت‌های مالی

شرکت در تاریخ ۱۳۹۱/۰۶/۰۶ توسط گروه مپنا تأسیس شد اما تا تاریخ ۱۳۹۱/۱۲/۳۰ در زمینه آن چه که در اساسنامه به‌عنوان موضوع فعالیت ذکر شده است، فعالیت خود را آغاز نکرده و لذا در حساب‌های خود مبلغ ۳۷۴ میلیون ریال زیان شناسایی کرده است. در سال ۱۳۹۲، گروه مپنا با انتقال زمین، ساختمان و تجهیزات نیروگاه تولید برق پرند (آورده غیرنقد) در شرکت تولید برق پرند مپنا به مبلغ ۴,۳۹۶,۲۳۷ میلیون ریال افزایش سرمایه داده است. با توجه به عدم ثبت سرمایه جدید و انتقال نیروگاه تا پایان سال ۱۳۹۱، درآمد حاصل از فروش برق نیروگاه در طی سال‌های ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ به‌عنوان بدهی به شرکت گروه مپنا در حساب‌ها شناسایی شده است. میزان طلب فروش برق سال‌های ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ از شرکت مدیریت شبکه برق ایران مبلغ ۹۸۹,۹۸۴ میلیون ریال بوده است.

روند فروش برق شرکت تولید برق پرند مپنا در طی چهار سال گذشته در جدول ۳ ارائه شده است:

سال	۱۳۹۲		۱۳۹۳		۱۳۹۴		۱۳۹۵	
	مقدار (مگاوات ساعت)	درصد	مقدار (مگاوات ساعت)	درصد	مقدار (مگاوات ساعت)	درصد	مقدار (مگاوات ساعت)	درصد
شرکت مدیریت شبکه برق ایران	۳,۱۳۲,۳۷۰	٪۱۰۰	۲,۵۰۸,۵۰۰	٪۸۱,۷	۱,۳۷۵,۷۰۶	٪۴۳,۸	۲,۱۰۹,۲۰۸	٪۶۴,۳۳
بورس انرژی	۰	۰	۰	٪۰	۱,۷۶۲,۸۳۰	٪۵۶,۲	۱,۱۶۹,۵۸۰	٪۳۵,۶۷
کل	۳,۱۳۲,۳۷۰	٪۱۰۰	۳,۰۶۸,۹۲۸	٪۱۰۰	۳,۱۳۸,۵۳۶	٪۱۰۰	۳,۲۷۸,۷۸۸	٪۱۰۰

جدول ۳: روند فروش برق شرکت در طی چهار سال



آنالیز طلب از شرکت مدیریت شبکه برق ایران به شرح زیر است:

شرح (ارقام به میلیون ریال)	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵
مانده اول سال	۰	۲.۲۴۱.۵۱۶	۳.۳۷۹.۵۴۶	۳.۱۲۵.۳۰۱
طلب فروش برق سال‌های ۹۰ و ۹۱	۹۸۹.۹۸۴	۰	۰	۰
فروش برق طی سال جاری	۱.۳۴۶.۰۳۳	۱.۴۷۸.۵۳۰	۹۷۴.۱۸۸	۹۸۹.۹۷۲
دریافت از مدیریت شبکه	(۹۴.۵۰۰)	(۳۴۰.۵۰۰)	(۱.۲۲۱.۰۰۰)	(۱.۰۰۸.۰۰۸)
اصلاحیه سال قبل	(۱)	۰	(۷.۴۳۳)	۳.۳۰۴
جمع کل	۲.۲۴۱.۵۱۶	۳.۳۷۹.۵۴۶	۳.۱۲۵.۳۰۱	۳.۱۱۰.۵۶۹

جدول ۴: آنالیز طلب از شرکت مدیریت شبکه

تأخیر در دریافت و وصول مطالبات شرکت از شرکت مدیریت شبکه برق ایران امری غیر قابل انکار است. با نگاهی به صورت‌های مالی شرکت‌های تولید برق، می‌توان به واقعیت تأخیر دریافت طلب شرکت‌های تولید برق رسید. لذا شرکت تولید برق پرند مینا قصد دارد به‌منظور تأمین نقدینگی، توسعه بازار و کاهش میزان اتکا به خریدار یاد شده، سهم بیشتری از فروش خود را به بورس انرژی اختصاص دهد. سیاستی که اخذ آن در طی چهار سال گذشته (جدول ۳) لحاظ شده است.

البته لازم به ذکر است در سال گذشته، مشکل نقدینگی حاصل از عدم دریافت مطالبات شرکت‌های تولید برق از دولت در قالب اختصاص اسناد خزانه تا حدودی مرتفع شده است. به‌عنوان مثال شرکت تولید برق پرند مینا در سال ۱۳۹۴، تعداد ۸۴۰،۰۰۰ ورق اسناد خزانه هر کدام به ارزش ۱،۰۰۰،۰۰۰ ریال به سررسید ۱۳۹۵/۰۹/۰۹ دریافت کرده است که باعث تسویه ۷۰۰،۰۰۰ میلیون ریال از مطالبات شرکت تولید برق پرند مینا شد.

## مطالعات فنی

در این بخش ماهیت نیروگاه‌های گازی، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و چگونگی تبدیل گازی به سیکل ترکیبی و فواید آن معرفی می‌شود.

### نیروگاه‌های گازی

نیروگاه گازی به نیروگاهی می‌گویند که بر مبنای سیکل گاز (سیکل برایتون) که از سیکل‌های حرارتی است کار می‌کند، یعنی سیال عامل کار و انتقال و تبدیل انرژی یک گاز است (مثلاً هوا) در حالی که در نیروگاه‌های بخار عامل انتقال بخار مایع است. نیروگاه گازی دارای توربین گازی است که با سیکل برایتون کار می‌کند. طول نیروگاه‌های گازی (از ژنراتور تا اگزوز) ممکن است به ۲۰ متر برسد. قدرت نیروگاه‌های گازی از یک مگاوات تا بالای صد مگاوات است. سوخت نیروگاه گازی الزاماً گاز نیست، بلکه توربین آن گازی است و سوخت آن می‌تواند مایع (مثل گازوئیل) باشد. بالاترین راندمان نیروگاه‌های گازی در حدود ۳۵٪ است.

از مزایای مهم نیروگاه‌های گازی سرعت راه‌اندازی آن‌هاست. زمانی نیروگاه گازی خاموش است که در اتاق احتراق سوخت نباشد. زمان سنکرون کردن نیروگاه گازی در مقایسه با دیگر انواع نیروگاه‌ها بسیار پایین‌تر است و به همین دلیل برای تأمین بار پیک در طول شبانه‌روز بسیار مناسب است. از نیروگاه بخار معمولاً برای تأمین بار پایه استفاده می‌شود، زیرا یک بار که سنکرون و وارد مدار شد، برای مدت طولانی باید در همان حالت بماند.

از آنجایی که در کشور ما بر طبق آخرین آمار منتشره، حدود ۴۹٫۸٪ مصرف برق در مصارف خانگی، روشنایی معابر و عمومی رقم خورده و ۵۰٫۲٪ آن در صنعت مصرف می‌شود<sup>۱</sup>، در نتیجه حدود ۵۰٪ ظرفیت نیروگاهی کشور باید هر شب روشن باشد؛ بنابراین قسمت عمده برق تولیدی کشور باید از نوع نیروگاه گازی باشد. نیروگاه گازی را به دلیل ارزانی در کارخانجات نیز می‌توان به کار برد.

در یک دسته بندی خاص می‌توان توربین‌های گازی را در دو دسته زیر طبقه بندی کرد:

- توربین گازی با چرخه ساده (simple cycle gas turbine) که دارای اجزای زیر است:

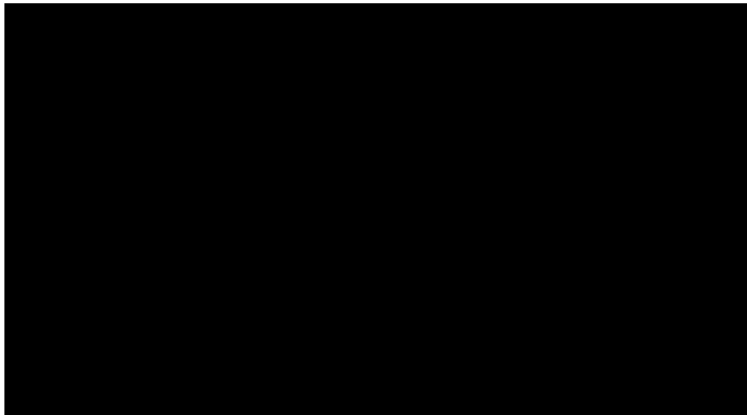
○ کمپرسور: وظیفه فشردن هوا

○ محفظه احتراق: وظیفه سوزاندن سوخت در محفظه

○ توربین: وظیفه گرداندن ژنراتور

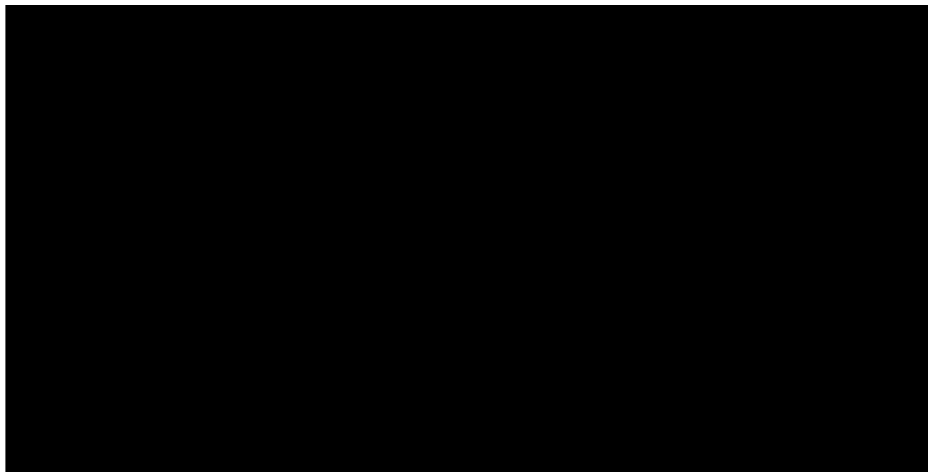
<sup>۱</sup> - آمار تفصیلی صنعت برق ایران، ویژه مدیریت راهبردی، ۱۳۹۳، شرکت توانیر





شکل ۱: نمایی از عملکرد توربین گازی با چرخه ساده

- توربین گازی با چرخه پیچیده که علاوه بر اجزای فوق دارای اجزای زیر نیز است:
  - سرد کننده میانی جهت کاهش انرژی مصرفی در هنگام فشرده سازی در کمپرسور
  - دوباره گرم کن جهت افزایش توان خروجی توربین
  - مبدل گرمایی جهت تبادل گرمای توربین با محیط و ثابت نگه داشتن دمای سیستم



شکل ۲: نمایی از عملکرد توربین گازی با چرخه پیچیده

#### نحوه عملکرد ژنراتور گازی با چرخه ساده:

کمپرسور به کار رفته در نیروگاه‌های گازی شبیه توربین است. این کمپرسور دارای روتور و استاتور است و هوا با حرکت میان پره‌های متحرک روتور و پره‌های ثابت استاتور، فشرده می‌شود. کمپرسور انرژی زیادی مصرف می‌کند تا هوای فشرده گرم تولید کند. هوای فشرده کمپرسور وارد اتاق احتراق که دارای سوخت است، می‌شود. چون هوا فشرده شده و گرم است و در اتاق احتراق سوخت وجود دارد، سوخت آتش گرفته و هوای فشرده داغ‌تر می‌شود. هوای داغ فشرده کار بخار



داغ فشرده در توربین‌های بخار را انجام می‌دهد. توربین دارای پره‌های متحرک و ساکن است. پره‌های ثابت چسبیده به استاتور و پره‌های متحرک چسبیده به رتور است. حال ژنراتور را می‌توان به محور وصل کرده و از ترمینال‌های ژنراتور برق گرفت.

انرژی خروجی از توربین گازی به بازده اجزای سیستم (کمپرسور، محفظه احتراق، توربین) بستگی دارد. هر چه این اجزا بازده بالاتری داشته باشند، توربین بازده گرمایی بالاتری داشته و انرژی بیشتری تولید خواهد کرد.

از مزایای نیروگاه گازی با سیکل ساده می‌توان به ساده و ارزان بودن، سریع‌النصب بودن، کوچکی و عدم نیاز به آب و پرسنل فراوان اشاره کرد. از جمله معایب آن نیز می‌توان به آلودگی محیط زیست، استهلاک بالای کمپرسور و توربین، راندمان پایین و لزوم تأمین سوخت مایع یا گاز (عدم امکان استفاده از ذغال سنگ) اشاره کرد.

### توربین گازی با چرخه پیچیده (سیکل بسته):

در کشورهای اروپایی به دلیل فراوانی سوخت جامد، نیروگاه گازی به نحو دیگری طراحی شده که با سوخت جامد کار کند. به این نیروگاه‌ها، نیروگاه گازی سیکل بسته می‌گویند. هوای داغ ناشی از احتراق داخل گرم‌کن چرخیده و داخل توربین می‌شود. لذا می‌توان از سوخت جامد استفاده کرد و پره‌های توربین پر از دوده نخواهد شد. این نوع ساده‌ترین نوع نیروگاه گازی سیکل بسته است.

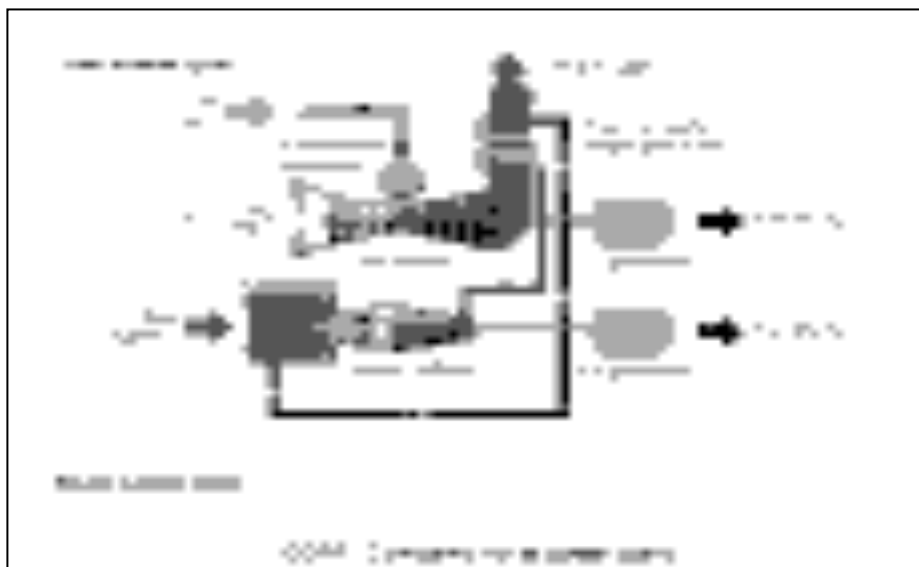
می‌توان سیکل فوق را کامل‌تر کرد. اگر هوای ورودی به کمپرسور تصفیه شده باشد، پره‌های توربین دارای عمر زیادی خواهد بود. مسأله این است که هوای خارج شده از توربین به دلیل تصفیه‌بودن باید استفاده شود. بنابراین هوای خروجی از توربین را استفاده می‌کنند. اما این هوا داغ است و اگر وارد کمپرسور شود راندمان افت می‌کند. بنابراین از کولر استفاده می‌شود و هوا را سرد می‌کنند. در نیروگاه گازی هرچه هوای ورودی به کمپرسور سردتر باشد، راندمان افزایش می‌یابد. لذا نیروگاه‌های گازی در زمستان راندمان بهتری دارند.

از محاسن نیروگاه‌های گازی سیکل بسته می‌توان به امکان استفاده از سوخت جامد، عمر زیادتر، کوچک‌تر بودن حجم توربین و کمپرسور (چون فشارهای خروجی توربین بالاتر است) اشاره کرد. معایب آن نیز راندمان کمتر نسبت به سیکل باز (۴ الی ۵ درصد پایین‌تر) و هزینه زیاد سرمایه‌گذاری هوا است.

### نیروگاه‌های سیکل ترکیبی

در توربین گاز، جهت کنترل درجه حرارت اتاق احتراق لازم است که احتراق با هوای بسیار زیاد صورت پذیرد. دود خروجی از آگزوز توربین گاز، علاوه بر اینکه دارای درجه حرارت بالایی است، اکسیژن کافی نیز جهت احتراق دارد، ولی بطور کامل به هدر می‌رود. در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی از انرژی گاز خروجی از آگزوز به روش‌های مختلفی جهت تولید بخار استفاده

می‌شود که در بخش‌های آبی به آن اشاره خواهیم کرد. راندمان این قبیل نیروگاه‌ها تا حدود ۵۰٪ افزایش می‌یابد. بر اساس نحوه استفاده از گاز خروجی، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی به سه دسته تقسیم بندی می‌شوند:



شکل ۳: نمایی از عملکرد سیکل ترکیبی

#### ۱- نیروگاه‌های سیکل ترکیبی بدون مشعل:

در این نوع، دود خروجی از آگروز توربین گاز که حجم بالا و دمای زیادی دارد به بویلری هدایت می‌شود و به جای مشعل و سوخت در واحدهای بخاری، جهت تولید حرارت به کار می‌رود. بخار تولید شده نیز توربین بخار را به چرخش در می‌آورد. این امر باعث بالا رفتن راندمان مجموعه نیروگاهی می‌گردد، ضمن آنکه هزینه‌های سرمایه‌گذاری به ازای هر کیلووات تا حد قابل ملاحظه‌ای کاهش پیدا می‌کند. این مجموعه برای تولید برق پایه استفاده می‌شود و کارایی آن در صورتی که فقط برای تولید برق به کار رود تا ۵۰ درصد هم بالا می‌رود.

در مناطق سردسیر با به‌کارگیری توربین بخار با فشارخروجی زیاد به جای کندانسور و برج خنک‌کن، آب گرم و بخار مصرفی گرمایش مناطق شهری و صنعتی نیز به دست آمده و استفاده می‌شود که به این نوع نیروگاه، CHP گفته می‌شود و در این صورت راندمان تا ۸۰ درصد هم افزایش می‌یابد.

#### ۲- نیروگاه‌های سیکل ترکیبی با سوخت اضافی (مشعل):

در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی بدون مشعل، کارکرد بخش بخار وابستگی کامل به کارکرد توربین گاز دارد. در مواردی که نیاز به کارکرد دائمی بخش بخار وجود دارد با تعبیه مشعل در بویلر، به گونه‌ای که در صورت توقف بخش گاز کارکرد قسمت بخار با اشکال مواجه نگردد، عملکرد مستقل این دو بخش تأمین می‌شود و بدین ترتیب، این نوع نیروگاه‌های سیکل ترکیبی شکل گرفته‌اند.

این نوع سیکل ترکیبی عموماً به منظور بالا بردن قدرت و جلوگیری از نوسانات قدرت توربین بخار با تغییر بار توربین گاز به کار گرفته می‌شود. امکان کارکرد واحد بخار در نقطه کار مناسب تر با تعبیه مشعل ساده، به کارگیری سوخت مناسب و استفاده از گاز داغ خروجی توربین گاز به عنوان هوای دم عملی است. قدرت واحد گاز و واحد بخار در حداکثر بار سیستم مساوی است. راندمان این نوع سیکل ترکیبی از واحد بخاری ساده بیشتر و از سیکل ترکیبی بدون مشعل کمتر می‌باشد. این نوع واحدها غالباً در مواردی که علاوه بر تأمین انرژی الکتریکی، تأمین آب مصرفی و یا بخار مورد نیاز واحدهای صنعتی نیز مد نظر باشد، به کار می‌رود.

### ۳- نیروگاه‌های سیکل ترکیبی جهت تأمین هوای دم کوره بویلر:

این نوع سیکل ترکیبی مشابهت زیادی با توربین بخار معمولی دارد با این تفاوت که در نیروگاه بخاری ساده از سیستم پیش گرم کن هوا و فن تأمین‌کننده هوای دم که خود مصرف‌کننده انرژی است استفاده می‌گردد. لیکن در این گونه سیکل ترکیبی، سیستم گرمایش و فن دمنده هوای احتراق کوره را توربین گاز بر عهده گرفته است. به این ترتیب راندمان واحد بخاری ساده با جانشین کردن سیستم تأمین هوای دم با توربین گاز، بطور نسبی بهبود می‌یابد. معمولاً این نوع سیکل ترکیبی در نیروگاه‌های بخاری بزرگ که سوخت آن ذغال سنگ و یا مازوت می‌باشد به کار می‌رود. قدرت تولیدی توربین گاز در این نوع سیکل حداکثر ۲۰ درصد قدرت تولید کل نیروگاه است.

کاربرد گونه‌های مختلف سیکل‌های ترکیبی متفاوت می‌باشد ولی به دلایلی چون هزینه سرمایه‌گذاری کمتر، مدت زمان نصب و راه‌اندازی کمتر، راندمان بالاتر و قابلیت انعطاف بیشتر، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی بدون مشعل در تأمین بار پایه و میان‌باری اهمیت بیشتری دارند و لذا در اکثر موارد تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی بر اساس این فناوری صورت می‌گیرد. در طرح حاضر نیز فرایند مد نظر، سیکل ترکیبی بدون مشعل است.

### وضعیت فعلی نیروگاه گازی پرند

نیروگاه پرند مشتمل بر ۵ واحد توربین گازی از نوع ۷۹۴،۲ شرکت آنسالدو (آنسالدو انرژی ایتالیا) و یک واحد MAP۲+ شرکت مپنا است. نیروگاه در زمینی به مساحت ۱۰۰ هکتار واقع در جنوب غرب استان تهران روبروی عوارضی دوم اتوبان تهران ساوه بنا شده است.



شکل ۴: موقعیت جغرافیایی نیروگاه

در جدول ۵، مشخصات فنی پایه نیروگاه گازی ۹۵۴ مگاواتی پرند را نمایش داده شده است. سایر جزئیات فنی نیروگاه گازی پرند در پیوست شماره ۰۱ ذکر شده است.

مشخصات	عنوان	
کیلومتر ۳۰ اتوبان ساوه، روبروی پلیس راه	موقعیت مکانی	مشخصات محیطی
۶۵ هکتار	مساحت	
۱۱۹۰ (m)	ارتفاع از سطح دریا	
۲۲ (°C) ۷،۰	متوسط حداکثر دما	
۱۰- (°C)	حداقل دما	
۴۰ (%)	حداکثر رطوبت	
۱۰۰ (km/hr)	حداکثر سرعت وزش باد و جهت آن	
گاز - ۳۰۰۰۰۰ Nm <sup>۳</sup> /hr	سوخت اصلی و نحوه تأمین و مقدار مورد نیاز	
گازوئیل - ۳۰۰ t/hr	سوخت جایگزین و نحوه تأمین و مقدار مورد نیاز	
۳ مخزن ۲۰۰۰۰۰۰ لیتری	تعداد مخازن جهت ذخیره سوخت دوم و ظرفیت آنها	
گازی	نوع نیروگاه	مشخصات فنی اجزای اصلی
آنسالدو	سازنده توربین	
۷۹۴،۲	نوع توربین	
۴	تعداد ردیفهای پره توربین	
۱۵۷ (MW)، در شرایط ایزو و سوخت گاز	توان نامی	
۶	تعداد واحدها	
۰۰۰ Nm <sup>۳</sup> /hr.۵۰	دبی مصرف سوخت گاز هر واحد در بار پایه	
جریان محوری	نوع کمپرسور	
۱۶	تعداد ردیفهای پره کمپرسور	

دارد	سیستم بخار کمکی	سیستمهای جانبی
دارد	سیستم تصفیه آب و فاضلاب	
دیزل ژنراتور ۱۲۵۰ kVA	سیستم برق اضطراری	
آب شهری + چاه	روش تأمین آب	میزان انرژی قابل استحصال
۶ ۸۸۸.۸۳۷.MWh/year	با سوخت گاز	
۶ ۲۷۲.۶۱۹.MWh/year	با سوخت گازوئیل	

جدول ۵: مشخصات فنی کلی نیروگاه گازی پرند

## تحلیل بازار صنعت برق

### مقدمه

در جهان امروز، مسائلی عمده در حوزه تولید و مصرف انرژی خودنمایی می‌کند از جمله محدودیت ذخایر فسیلی، نگرانی‌های زیست محیطی، ازدحام جمعیت و رشد مصرف انرژی. اندیشمندان برای یافتن راهکارهای مناسب جهت حل معضلات انرژی جهان، به خصوص بحران‌های زیست محیطی همواره تلاش می‌نمایند. تهی شدن منابع فسیلی تهدیدی برای اقتصاد کشورهای صادرکننده و واردکننده هر دو محسوب می‌شود. برداشت امروز از ذخایر فسیلی مستلزم بهره‌وری کمتر فردا و در نهایت تهی شدن منابع در مدت زمانی کمتر خواهد بود.

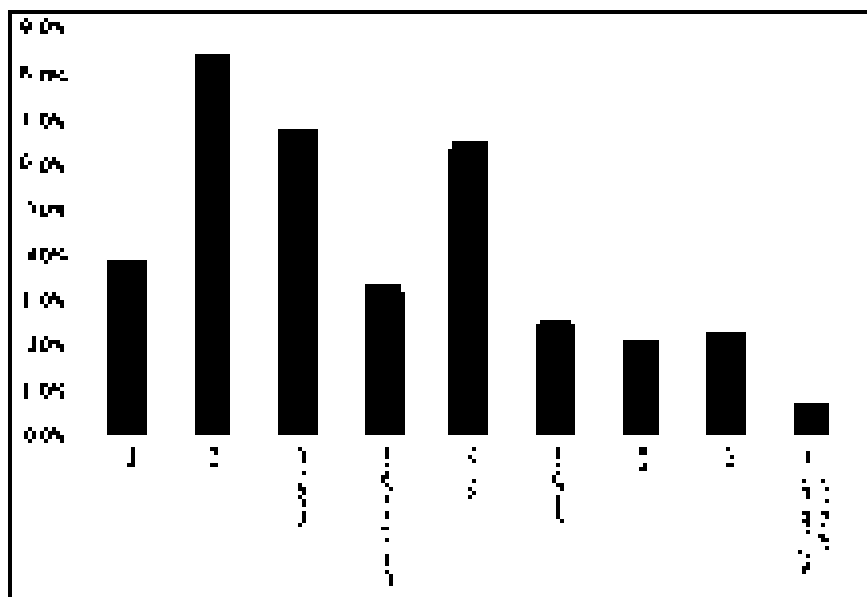
راه حل نخست تأمین انرژی جهان، استفاده از منابع تجدیدپذیر است. بیشتر کشورهای جهان به اهمیت منابع مختلف انرژی به ویژه انرژی‌های تجدیدپذیر پی برده‌اند و به طور گسترده در توسعه بهره‌برداری از این منابع، تحقیقات وسیع و سرمایه‌گذاری‌های اصولی انجام می‌دهند. سهم انواع انرژی‌های تجدیدپذیر در تأمین انرژی جهان روز به روز بیشتر می‌شود. از این رو در برنامه و سیاست‌های بین‌المللی از جمله در برنامه‌های سازمان ملل متحد در راستای توسعه پایدار جهانی نقش ویژه‌ای به منابع تجدیدپذیر انرژی محول شده است.

اما واقعیت این است که در میان مدت، استفاده از منابع فسیلی جایگزین دیگری ندارد و به دلایل اقتصادی و تکنولوژیک، بسیاری از کشورها قادر به روی آوردن به سوخت غیرفسیلی نیستند. بنابراین راه حل دوم بالا بردن راندمان تولید در نیروگاه‌های سوخت فسیلی است و افزایش راندمان در این نیروگاه‌ها نیز محور دیگر تحقیقات در میان مدت است. در همه کشورهای جهان که در زمینه استفاده از منابع تجدیدپذیر فعالیت می‌کنند، یک محور تحقیقات و سرمایه‌گذاری نیز افزایش راندمان است و احداث نیروگاه‌های سیکل ترکیبی واضح‌ترین نمونه استفاده بهینه از منابع فسیلی است. در کشوری مانند ایران که به علل فنی و جغرافیایی، عمده برق تولیدی از ناحیه نیروگاه‌های گازی است، تبدیل آن‌ها به سیکل ترکیبی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار می‌شود.

## صنعت برق در دنیا

در ۲۰ سال آینده نیاز انرژی جهان حدود ۶۰ درصد افزایش می‌یابد<sup>۱</sup>. این در حالی است که در قرن ۲۱ میلادی منابع انرژی‌های فسیلی، یعنی سوخت‌های زغال سنگ، نفت و گاز رو به اتمام است. آینده انرژی جهان به پیشرفت علم و فناوری در تولید و مصرف انرژی، وضع قیمت‌ها و تصمیم‌گیری سیاست‌مداران در عرصه انرژی بستگی دارد.

کل ظرفیت نصب‌شده تولید برق در دنیا در پایان سال ۲۰۱۰ میلادی به حدود ۵۰۶۶ هزار مگاوات رسیده است. از این میان، بیشترین سهم متعلق به آسیا و اقیانوسیه (۱۸۹۲ هزار مگاوات) و آمریکای شمالی (۱۲۳۸ هزار مگاوات) بوده است. تولید سرانیه جهان برابر ۲۹۵۱ و مصرف سرانه نیز برابر ۲۶۹۵ کیلووات ساعت بوده است (۲۵۶ کیلووات ساعت تلفات). متوسط رشد ظرفیت نصب‌شده، تولید، مصرف انرژی الکتریکی برای ۱۰ سال گذشته در مناطق مختلف جهان در نمودار ۱ زیر نشان داده شده است<sup>۲</sup>.

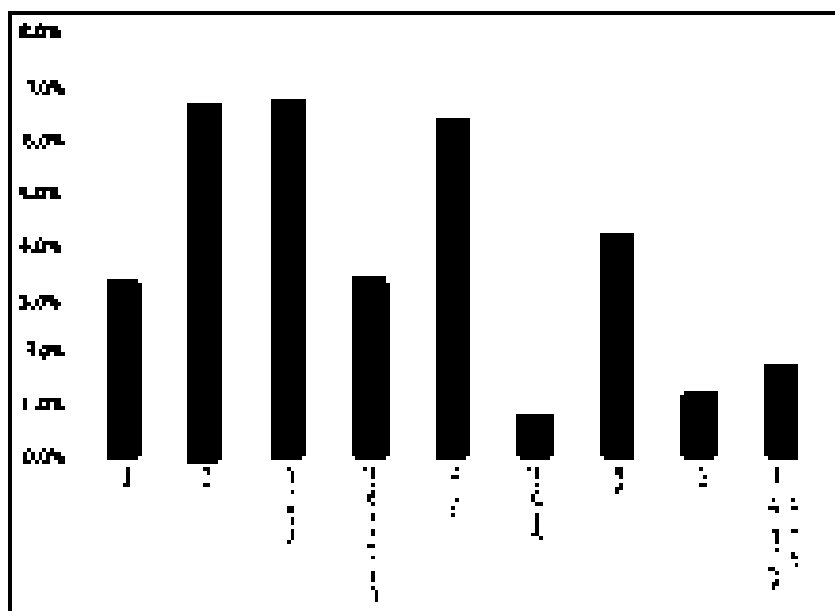


نمودار ۱: متوسط درصد رشد ظرفیت نصب شده طی ۱۰ سال گذشته

<sup>۱</sup> - گزارش چشم‌انداز بین‌المللی انرژی، وزارت انرژی آمریکا، ۲۰۱۳

<sup>۲</sup> - سالنامه آماری صنعت برق ایران، شرکت توانیر، ۱۳۹۲





نمودار ۲: متوسط درصد رشد تولید انرژی الکتریکی طی ۱۰ سال گذشته

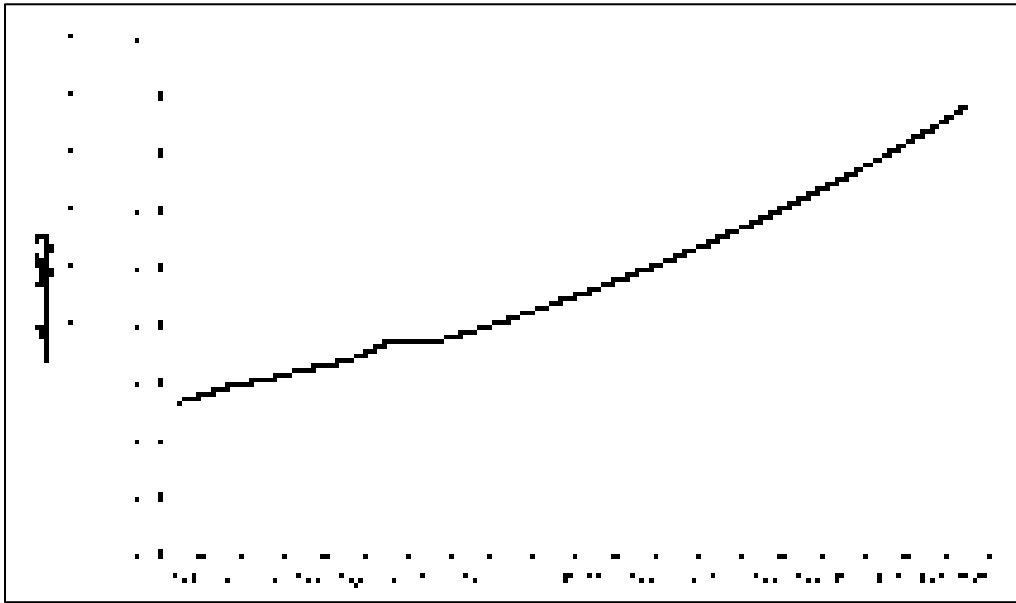
همانطور که در نمودار بالا نمایان است متوسط رشد ۱۰ ساله ظرفیت نصب انرژی الکتریکی در جهان در حدود ۳٫۹ درصد بوده است، در حالی که رشد ظرفیت نصب شده در ایران بیش از دو برابر متوسط جهانی بوده و به ۸/۵٪ رسیده است. همچنین متوسط رشد تولید انرژی الکتریکی در جهان طی ۱۰ سال گذشته در حدود ۳٫۳ درصد افزایش پیدا کرده، در حالی که کشور ایران در این زمینه رشد ۶٫۶ درصدی را کسب کرده است. این امر نشان دهنده نیاز وافر به انرژی الکتریکی در کل دنیا و همچنین ایران می باشد. نرخ رشد تولید و ظرفیت نصب شده هم در دنیا و هم در ایران از نرخ رشد متوسط جمعیت بالاتر بوده است. باید در نظر داشت که برق انبارکردنی نیست و در نتیجه با صرف نظر از مختصر صادرات و واردات برق، آمار تولید آن برابر با آمار مصرف آن است و باید به یکسان تفسیر گردد.

### صنعت برق در ایران

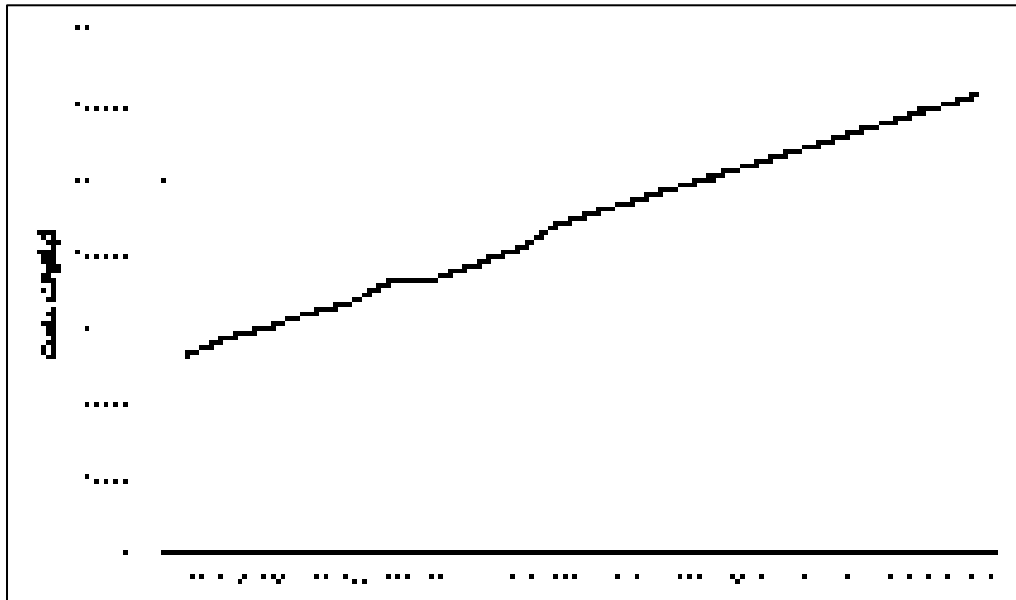
صنعت برق زیربنای توسعه کشور تلقی شده و تأمین کافی آن برای ۱۲ سال آینده کشور، شرط لازم تحقق برنامه های توسعه ۵ ساله و سند چشم انداز بیست ساله خواهد بود. بنابراین در یک نگاه کلی باید گفت که علیرغم توسعه شدید ظرفیت نصب شده در کشور در سال های اخیر - که ۲ برابر میانگین جهانی رشد داشته است - هنوز هم به افزایش ظرفیت نیاز بوده و مشوق های متعدد برای سرمایه گذاری در این بخش خود حاکی از همین واقعیت است. همچنین سابا (سازمان بهره وری انرژی ایران) در گزارشی، تقاضای برق بر اساس افق ۱۴۰۴ بر دو مبنا ارائه کرده است<sup>۱</sup>:

<sup>۱</sup> گزیده ای از آمار و شاخص های انرژی در ایران و جهان، تابستان ۱۳۹۴

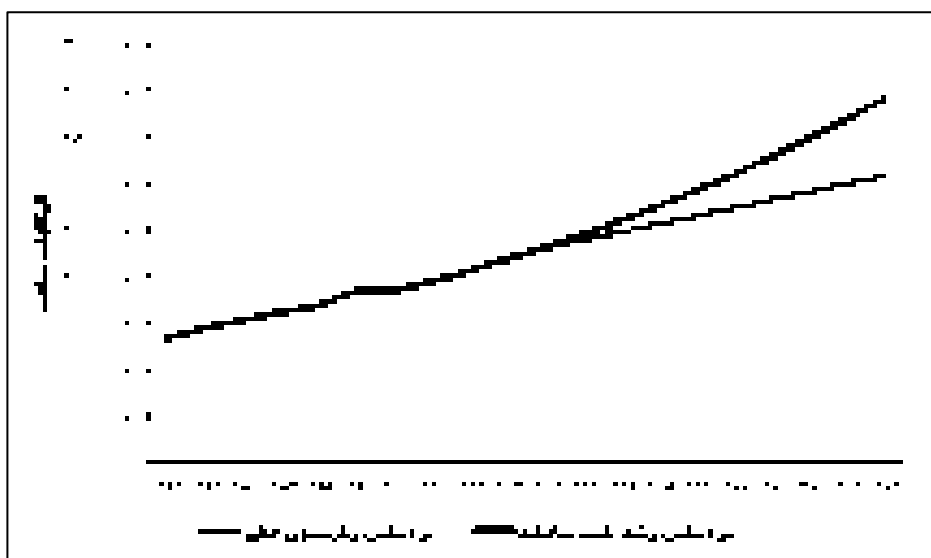




نمودار ۳: پیش‌بینی تقاضای برق بر اساس افق ۱۴۰۴ بر مبنای متوسط رشد ثابت ۶ درصد



نمودار ۴: پیش‌بینی تقاضای برق (بر اساس رگرسیون خطی و داده‌های سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۹۱)



نمودار ۵: مقایسه دو پیش‌بینی تقاضای برق

طبق آمار منتشره در گزارش تفصیلی صنعت برق در سال ۱۳۹۴، کل ظرفیت نصب‌شده تولید برق کشور در پایان سال ۱۳۹۴ برابر ۷۴۰۹۵ مگاوات و کل تولید برق کشور برابر ۲۸۱۹۲۸ میلیون کیلووات ساعت بوده است. حداکثر نیاز مصرفی کشور در ایام پیک مصرف برابر ۵۰۳۲۱ مگاوات بوده که تقریباً به همین میزان بار تأمین شده است.

#### تولید و مصرف نیروی برق کشور

به طور کلی توسعه صنعت برق با توجه به مسائل حفاظتی محیط زیست همسو با کشورهای در حال توسعه از اهداف کوتاه مدت صنعت برق کشور است. طبق بررسی‌های کارشناسی تا ۲۵ سال آینده نیاز جهانی انرژی حدود ۶۰ درصد افزایش می‌یابد و منابع انرژی‌های فسیلی تا پایان قرن ۲۱ میلادی به اتمام می‌رسد. از این رو با رویکرد به جدیدترین فناوری‌ها باید ایده، طرح، برنامه و اجرای کار به گونه‌ای انجام شود که همواره انرژی برق به صورت مطمئن و پایدار و هماهنگ با محیط زیست تولید شود. در این راستا برنامه‌ریزی‌های کوتاه مدت و بلندمدت در بخش‌های تولید، انتقال و توزیع و تأمین سوخت انجام شده که وزارتخانه‌های نیرو و نفت را با یکدیگر مرتبط می‌سازد.

همچنین اجرای طرح‌های بهینه‌سازی نیروگاه‌های موجود به ویژه افزایش توان و راندمان تولیدی نیروگاه‌های موجود، با توجه به حجم عظیم سوخت مصرفی این نیروگاه‌ها، از اهداف صنعت برق است. در مجموع صنعت برق کشور از یک سو دست به هدف‌گذاری‌های کمی برای رسیدن به سطوح بالاتر تولید نموده و از طرف دیگر در هماهنگی با سازمان محیط زیست، به بهینه‌سازی فرایندهای تولیدی خود مشغول است. در برنامه پنجم توسعه احداث ۵۰۰۰ مگاوات نیروگاه تجدیدپذیر هدف‌گذاری شده است.

مقایسه ایران با برخی از دیگر کشورها می‌تواند نتایج جالبی به همراه داشته باشد. بنا بر آمار منتشر از وزارت انرژی ایالات متحده، در پایان سال ۲۰۱۰ ایران به لحاظ جمعیتی در رتبه ۱۳ دنیا قرار داشته است. همین رتبه نیز متعلق به ظرفیت نصب شده تولید برق کشور بوده است و البته رتبه تولید خالص آن ۱۸ بوده که نشان‌دهنده ضریب بهره‌برداری پایین‌تر نسبت به متوسط جهانی است. اما ظرفیت سرانه کشور در همان سال در رتبه ۳۰ و تولید سرانه کشور در رتبه ۳۱ قرار داشته است. این نشان می‌دهد که علیرغم تلاش‌های صورت‌گرفته در بخش تولید و افزایش شدید ظرفیت تولیدی، همچنان باید متناسب با رشد جمعیت کشور در بخش تولید برق (یا کاهش تلفات و افزایش راندمان) سرمایه‌گذاری شود.

نگاهی به طرف تقاضا نشان می‌دهد که به رغم افزایش قابل‌ملاحظه عرضه انرژی الکتریکی، پاسخگویی به تقاضا همچنان دشوار و نیازمند سرمایه‌گذاری‌های بیشتر است. رشد مصرف برق در ایران در ۱۰ سال گذشته بطور متوسط برابر ۶/۶ درصد بوده است، اما با پیش‌بینی صنعتی‌تر شدن کشور و استفاده بیشتر از انرژی الکتریکی از یک طرف و افزایش جمعیت (با نرخ بیشتر از گذشته) از طرف دیگر، تخمین زده می‌شود که در ۱۰ سال آینده رشد سالیانه مصرف حدود ۷/۸ درصد باشد. پیش‌بینی شرکت توانیر از حداکثر نیاز مصرف در پایان سال ۱۳۹۴ برابر ۵۰۸۵۵ مگاوات (۱۷٪ بالاتر از سال ۱۳۹۱) است که در نتیجه باید ظرفیت نامی کشور به حدود ۸۴ هزار مگاوات و تولید انرژی کشور به ۳۰۰ میلیارد کیلووات ساعت برسد<sup>۱</sup>.

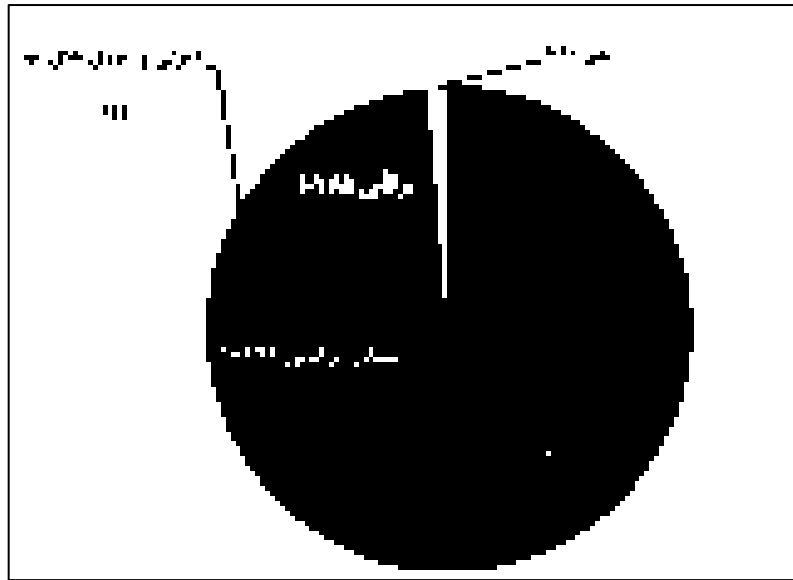
برای مقایسه تولید و مصرف برق کشور، باید به یک پارامتر مهم توجه شود و آن تراز تولید و مصرف کشور است. در سال ۱۳۹۴ حداکثر توان تولید شده پیک شب کشور برابر ۴۹۳۵۱ مگاوات بوده که ۹۸٪ حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده همزمان کشور بوده است. این به معنای احتمال بروز خاموشی برای مشترکین برق است و تا زمانی که ذخیره کافی (فاصله مناسب بین حداکثر توان تولیدی و حداکثر نیاز مصرف) وجود نداشته باشد، احتمال خاموشی وجود دارد.

اگرچه عوامل دیگری همچون ظرفیت خطوط و پست‌های انتقال و توزیع و تلفات انتقال و توزیع نیز در تأمین بار حداکثری کشور نقش ایفا می‌کنند، اما عوامل زیر را باید عوامل اصلی کاهش خاموشی‌ها دانست:

- اصلاح الگوی مصرف
- افزایش ظرفیت نصب‌شده
- افزایش ضریب آمادگی (Availability factor) نیروگاه‌ها که به سن و تکنولوژی و سرمایه‌گذاری در تعمیرات دوره‌ای بستگی دارد

## • افزایش راندمان

در نتیجه ضرورت سرمایه‌گذاری ملی در توسعه نیروگاه‌های جدید با راندمان بالاتر و ترجیحاً استفاده از سوخت‌های تجدیدپذیر یک بار دیگر خود را نشان می‌دهد. نمودار زیر، ترکیب ظرفیت نامی نیروگاه‌های کشور در پایان سال ۱۳۹۳ را نشان می‌دهد (ارقام به مگاوات هستند):

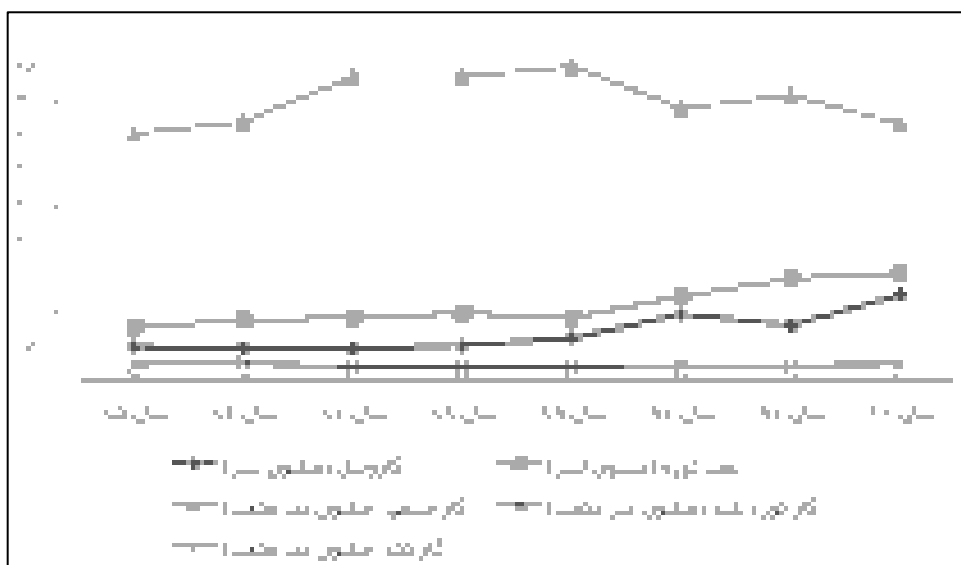


نمودار ۶: سهم ظرفیت نامی انواع نیروگاه‌های کشور در سال ۱۳۹۳

## سوخت مصرفی نیروگاه‌ها

سوخت اصلی که در بیشتر نیروگاه‌های کشور مصرف می‌شود، گاز طبیعی است و سوخت جایگزین آن برای نیروگاه‌های بخاری، نفت کوره و برای نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی، گازوئیل است. نیروگاه‌های بخاری ایران‌شهر و زرنند و همچنین نیروگاه‌های گازی کهنوج، کنارک، چابهار، زاهدان، شاهرود، شیرکوه و گناوه به علت متصل نبودن به شبکه گاز کشور، فقط سوخت مایع مصرف کرده‌اند.

جمع مصرف سوخت در سال ۱۳۹۴ مقدار ۵۷،۲۹۸ میلیون مترمکعب گاز و ۱۳،۸۶۷ میلیون لیتر سوخت مایع بوده است. مصرف سوخت گاز به دلایل مختلف نسبت به سوخت مایع برتری دارد؛ از جمله می‌توان به کاهش اثرات سوء زیست محیطی، سهولت بهره‌رداری و هزینه‌های کمتر تعمیر و نگهداری اشاره کرد. بنابراین اقدامات گسترده‌ای برای ایجاد امکانات گازرسانی به نیروگاه‌ها صورت گرفته است. در نمودار زیر میزان مصرف هر یک از سوخت‌ها در نیروگاه‌های وزارت نیرو منعکس گردیده است.



نمودار ۷: سهم مصارف سوخت در نیروگاه‌های کشور

در سال ۱۳۹۴ سه واحد نیروگاه گازی به ظرفیت ۳۴۹ مگاوات، واحدهای گازی تولید پراکنده به ظرفیت ۱۰۱ مگاوات و ۸ واحد نیروگاه برق آبی به ظرفیت ۴۹۳ مگاوات به بهره‌برداری رسیدند.

### فروش برق در ایران

تا قبل از تجدیدساختار صنعت برق در ایران، نظام تولید و توزیع و فروش برق در ایران نیز مانند سنت بسیاری از دیگر کشورها به شکل دولتی و یکپارچه بوده است. دولت مالک نیروگاه‌ها، خطوط انتقال و توزیع بوده و برق را تولید، منتقل و توزیع می‌کرده است. شرکت‌های برق منطقه‌ای به تفکیک جغرافیای کشور این وظایف را بر عهده داشته‌اند و نهایتاً برق را قیمت تعیین شده توسط دولت به دست مصرف‌کننده نهایی می‌رسانید. در این نظام، با برق به مثابه کالایی عمومی (public good) و موضوع سبب حمایتی دولت برخورد می‌شود.

از ابتدای دهه ۸۰ شمسی و با شروع تجدیدساختار صنعت برق در کشور، که با استفاده از تجربیات و مفاهیم توسعه یافته در دیگر مناطق دنیا اجرا شد، اقداماتی در جهت آزادسازی و خصوصی‌سازی این صنعت آغاز شد. صنعت برق ایران نیاز به سرمایه‌گذاری بخش خصوصی دارد و بخش خصوصی باید بتواند برق تولیدی خود را با مکانیزم بازار به فروش برساند. بنابراین برق باید به کالایی قابل مبادله تبدیل شود، ولو این که تماماً متعلق به دولت باشد.

در این راستا، تفکیک بخش‌های تولید و انتقال و توزیع، تجاری‌سازی کلیه بخش‌ها و محاسبه بهای تمام شده هر بخش، ایجاد "بازار برق ایران" و تصویب مشوق‌هایی برای جذب سرمایه خصوصی در طول ۱۰ سال گذشته اقدامات انجام شده را تشکیل می‌دهند. از سال ۱۳۸۲ و با تشکیل بازار برق ایران، برق قابل فروش شده است. البته این فروش در سطح

عمده صورت می‌گیرد و هنوز فروش خرد به مصرف‌کنندگان توسط شرکت‌های توزیع دولتی و با نرخ معلوم انجام می‌شود. نیروگاه‌های متصل به شبکه در ایران فروش برق خود را در این بازار انجام می‌دهند.

هدف از راه‌اندازی این بازار کسب تجربه و نهایتاً راه‌اندازی بورس برق (power exchange) نظیر دیگر بورس‌های برق دنیا بوده است. لیکن به برخی علل فنی، با وجود راه‌افتادن بورس انرژی ایران در سال ۹۱، بازار برق همچنان به فعالیت خود ادامه می‌دهد. بنابراین در حال حاضر عمده‌فروشی برق در ایران در دو بازارگاه انجام می‌شود:

۱. بازار برق ایران (تحت مدیریت شرکت مدیریت شبکه برق ایران و رگولاتوری هیأت تنظیم بازار برق ایران

از زیرمجموعه‌های حاکمیتی وزارت نیرو)

۲. بورس انرژی ایران (تحت مدیریت شرکت بورس انرژی ایران و رگولاتوری سازمان بورس و اوراق بهادار)

### بازار برق ایران

بازار برق ایران که عملاً از سال ۱۳۸۲ آغاز به کار کرده بر پایه آیین‌نامه اجرایی بند "ب" ماده ۲۵ قانون برنامه چهارم توسعه کشور اجرا می‌شود. در تأسیس و توسعه این بازار از مطالعه مدل‌های بازار برق در بسیاری از کشورهای دنیا استفاده شده و نهایتاً ساختاری متناسب با شرایط داخلی ایران به وجود آمده است. آیین‌نامه مزبور در پیوست شماره ۳ این گزارش جهت مطالعه ضمیمه شده است.

آیین‌نامه مزبور ۳ گونه فروش برق توسط تولیدکنندگان را به تصویر کشیده است:

۱. فروش تضمینی به دولت (همه برق تولیدی با نرخ معلوم به توانیر فروخته می‌شود).

۲. قراردادهای دوجانبه بلندمدت (بین توانیر و تولیدکننده یا بین تولیدکننده و مصرف‌کننده بزرگ متصل به شبکه

انتقال)

۳. فروش در بازار ساعتی

بازار برق ایران که توسط شرکت دولتی "مدیریت شبکه برق ایران" اجرا و اداره می‌شود، اساساً برای تحقق مفاد این آیین‌نامه توسعه یافته است. اپراتور این بازار شرکت نامبرده و ناظر آن نهاد دولتی "هیأت تنظیم بازار برق" از زیرمجموعه‌های وزارت نیرو است. ساختار بازار برق ایران مدل آژانس خرید است و تا قبل از راه‌اندازی بورس انرژی، حضور کلیه خریداران و فروشندگان برق کشور در آن الزامی بود. هم‌اکنون نیز نیروگاه‌های کشور در این بازار و بطور مشخص در بازار ساعتی آن برق خود را می‌فروشند. از بارزترین مشخصه‌های بازار برق ایران می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

- مدل بازار در بازار برق ایران روز قبل (Day-ahead) است. پیشنهادات خرید و فروش برای ۲۴ ساعت روز معین، در روز قبل تا قبل از ساعت ۱۱ جمع‌آوری و ثبت می‌شود.

- مدل حراج در بازار برق ایران حراج یکطرفه است. فقط در طرف عرضه حراج و رقابت وجود دارد. البته رقابت در چارچوب حدود قیمتی معین شده توسط هیأت تنظیم بازار انجام می‌شود.
- پرداخت به فروشندگان بر مبنای روش پرداخت بر مبنای پیشنهاد (pay as bid) است.
- بازار منحصر به معاملات عمده است و خرده‌فروشی برق به مصرف کنندگان نهایی در آن جایی ندارد.
- این بازار معاملات ثانویه ندارد.
- تولیدکنندگان بابت انرژی تولیدی و ظرفیت آماده به تولید (آمدگی) خود منهای هزینه سوخت مصرفی پول دریافت می‌کنند، خریداران جمع این مبالغ به علاوه خدمات انتقال و توزیع و نرخ دسترسی به شبکه را پرداخت می‌کنند.
- شرکت مدیریت شبکه برق ایران به عنوان عامل بازار (Market operator) مسئول تسویه معاملات و اعلام برندگان حراج‌های ساعتی هر روز است. این نهاد مبالغ انرژی + آمدگی منهای هزینه سوخت را به تولیدکنندگان پرداخت کرده و هزینه سوخت را به شرکت گاز یا ملی پالایش و پخش فرآورده های نفتی پرداخت کرده و مبالغ لازم را از خریداران دریافت می‌کند. مدل عملیاتی این نهاد به گونه‌ای است که سرجمع پرداختی و دریافتی آن صفر است.

فروشندگان بازار برق ایران مجاز هستند منحنی‌های عرضه انرژی را در پله های صعودی و حداکثر در ۱۰ پله به بازار برق ارائه نمایند. در صورت پذیرش این قیمت‌ها در بازار برق بر مبنای قیمت پیشنهادی به واحدها پول پرداخت خواهد شد و نه بر مبنای حداکثر قیمت پذیرفته شده در بازار.

پرداخت بابت آمدگی ثابت است. در بازار برق بر اساس ظرفیت آماده تولید واحدهای نیروگاهی، مبلغی بابت آمدگی به ازای هر مگاوات آماده پرداخت می‌شود. نرخ آمدگی مطابق با آیین نامه سال ۹۳ برابر با ۱۸۵ ریال بر کیلووات بوده که در ضرایب مختلفی که تابع ساعات روز، ایام هفته و ماه‌های سال می‌باشد، ضرب می‌گردد. این مبلغ صرف نظر از اینکه نیروگاه تولید نماید و یا تولید ننماید پرداخت می‌شود. نرخ آمدگی برای تمام نیروگاه‌های کشور ثابت تعریف شده است. نرخ فروش انرژی به خریداران ثابت است، بدین معنی که همه خریداران نهایتاً بابت انرژی خریداری شده نرخ یکسانی به ازای هر کیلووات ساعت می‌پردازند. متوسط مبلغ پرداختی در کل کشور به ازای تمام نیروگاه‌ها محاسبه شده و تقسیم بر کل انرژی خریداری شده می‌گردد تا نرخ انرژی معین شود. این نرخ در کل کشور ثابت بوده و هر یک از خریداران بر اساس این نرخ بایستی به بازار برق پول پرداخت نمایند. بازار برق همانند بورس، واسطه تسویه معاملات بین خریداران و فروشندگان است و counter-party همه معاملات محسوب می‌شود.

پرداخت بابت خدمات انتقال بر مبنای آمادگی مالک خطوط انتقال تعریف شده است. در واقع می‌توان گفت مبلغ پرداختی بابت خدمات انتقال وابسته به ظرفیت آماده تجهیزات انتقال و فوق توزیع است و ارتباطی به میزان انرژی جابجا شده توسط این تجهیزات ندارد. علت این است که در حال حاضر تجهیزات اندازه‌گیری که بتواند انرژی جابجا شده را اندازه‌گیری نماید در سراسر کشور و در تمام تجهیزات نصب نشده است.

در حال حاضر فروشندگان برق شامل شرکت‌های برق/آب منطقه‌ای (شرکت‌های برق/آب منطقه‌ای به نمایندگی از نیروگاه‌های واقع در حوزه خود در بازار برق نقش فروشنده را ایفا می‌کنند)، شرکت توانیر و نیروگاه‌های خصوصی می‌باشند. از سوی دیگر شرکت‌های برق منطقه‌ای در بازار برق همزمان نقش خریدار را نیز ایفا می‌کنند که به نمایندگی از شرکت‌های توزیع منطقه آنان است. لازم به ذکر است با توجه به تصویب ماده واحده استقلال شرکت‌های توزیع استانی توسط مجلس شورای اسلامی در سال ۸۴، قرار است شرکت‌های توزیع در بازار برق بعنوان خریدار برق حضور مستقیم داشته باشند. شرکت‌های برق منطقه‌ای بعنوان مالک تجهیزات انتقال در بازار برق ایران نقش ارائه‌دهنده خدمات انتقال را نیز بر عهده دارند.

همانطور که ذکر شد، چند نوع قرارداد فروش برق در بازار فعلی برق ایران تعریف شده است. در حال حاضر شرکت تولید برق پرند مینا بر اساس قراردادهای ساعتی و با حضور در بازار یک روز قبل برق خود را به فروش می‌رساند. این نوع قراردادها، نسبت به قراردادهای دیگر این مزیت را دارند که قیمت تعیین‌شده دولتی برای انرژی تولیدی وجود ندارد (اگر چه سقف نرخ پیشنهادی مشخص است)، بلکه در هر ساعت که نیروگاه توانسته باشد در آرایش بازار جا بگیرد و به عبارت دیگر در حراج مربوط به آن ساعت برنده شود، پول خود را بصورت (pay as bid) با پرداخت بر مبنای پیشنهاد دریافت خواهد کرد، بدین معنی که قیمت پیشنهادی تولیدکننده ملاک تسویه حساب مدیر بازار با وی خواهد بود، نه قیمت تعادلی سیستم که از برخورد منحنی‌های عرضه و تقاضا حاصل می‌شود و ممکن است پایین یا بالاتر از قیمت پیشنهادی باشد.

نیروگاه پرند از این مزیت نیز برخوردار است که در مجاورت بزرگ‌ترین مرکز مصرف برق کشور یعنی تهران قرار گرفته است و خوراک آن نیز گازی است، بنابراین اصولاً در اولویت قرار گرفتن در آرایش بازار جا می‌گیرد و در اکثر ساعات سال باید دستور تولید دریافت می‌کند. در ساعاتی که دستور تولید نداشته باشد نیز بعلت برنده بودن در حراج، خسارت (درآمد سلب فرصت) دریافت می‌کند.

### بورس انرژی

بورس انرژی ایران بازاری است که در آن معاملات برق و حامل‌های انرژی انجام می‌گیرد. بورس انرژی زیرمجموعه‌ای از بازار سرمایه ایران و تحت نظارت سازمان بورس و اوراق بهادار فعالیت می‌کند و مستقل از وزارت نیرو است. این بورس



در سال ۱۳۹۱ راه‌اندازی شده و در حال حاضر ۳۷ شرکت از ۳۹ شرکت توزیع برق عضو بورس انرژی هستند و بر پایه برنامه‌ریزی‌های انجام‌شده، تا پایان برنامه پنجم توسعه باید ۵۰٪ از برق تولیدی کشور در بورس انرژی معامله شود. مانع عمده در حال حاضر ظرفیت انتقال خطوط است که مانع تحویل فیزیکی همه طرفیتی می‌شود که ممکن است در بورس انرژی مورد معاملات ثانویه چندین باره قرار گرفته باشد می‌گردد. این بازار دارای مشخصات زیر است:

- معاملات بازار دو جانبه به صورت متمرکز و حراج دو طرفه انجام می‌شود.
- بازیگران این بازار در ابتدا دو گروه عمده شرکت‌های توزیع به عنوان خریدار و شرکت‌های برق منطقه‌ای به عنوان عرضه‌کننده هستند، اما حضور دیگران از جمله خرده‌فروشان و مصرف‌کنندگان بزرگ صنعتی نیز منعی ندارد.
- کالاهای قابل معامله در این بازار به صورت بسته‌های تحویل برق روزانه، هفتگی، ماهانه و فصلی تعریف شده است.
- انجام معاملات کلیه بسته‌های معاملاتی تا سه روز قبل از تحویل امکان‌پذیر است.
- قیمت بسته‌های معامله‌شده در این بازار با توافق و قبول طرفین تعیین و مبنای صدور صورتحساب و تسویه حساب قرار می‌گیرد.
- محصول مورد معامله اوراق سلف موازی استاندارد برق است.

قرارداد سلف یا عقد سلف قراردادی است که در آن عرضه‌کننده بخشی از دارایی پایه را به ازای بهای نقد و مطابق قرارداد سلف به فروش می‌رساند تا در دوره تحویل به خریدار تسلیم کند. خریدار می‌تواند معادل دارایی پایه خریداری شده را در یک قرارداد سلف استاندارد دوم، به شخص دیگری به فروش رساند که به این قرارداد دوم سلف موازی گفته می‌شود.

فروشنندگان و خریداران سلف می‌توانند در کنار سلف اولیه، به معامله سلف مستقل دیگری با همان فرد یا افراد دیگر اقدام کنند. چنین معامله‌ای در عرف بازار متداول است. کسی که مقداری از کالایی را پیش‌خرید کرده است، می‌تواند به منظور برخورداری از سود، با انعقاد معامله سلف دیگری، کل یا مقداری از آن کالا را به افراد دیگری به قیمت بیشتر بفروشد. طبیعی است که سررسید سلف دوم باید همزمان یا متأخر از سلف اول باشد. چنین معاملاتی به قراردادهای سلف موازی معروف هستند. هریک از این معاملات، مستقل از دیگری است. به همین جهت اگر یکی از قراردادهای سلف مشکل پیدا کند، به سلف دیگر تعدی نمی‌یابد. دلیل استفاده از مفهوم این عقد در طراحی قراردادهای فروش برق در بورس انرژی ایران، حل مشکل معاملات ثانویه آن بوده است.

## مدل مالی و ارزیابی

مفروضات کلی به کار رفته در تهیه مدل مالی طرح شامل برنامه زمان بندی اجرا، نحوه بهره برداری و اجزای درآمد و هزینه به شکل زیر است:

- سرمایه گذاری اولیه این پروژه شامل آوردن نیروگاه موجود پرند (بخش گاز) و تجهیزات بخار (آورده سهامدار عمده) و احداث بخش بخار به عنوان یک "طرح توسعه نیروگاه موجود" است. بنابراین ارزش نیروگاه موجود و تجهیزات بخار نیز در شروع دوره احداث و به صورت یک جا بخشی از سرمایه گذاری ثابت پروژه محسوب می شود.
  - توسعه بخش بخار نیروگاه پرند می تواند در چارچوب قرارداد "بیع مقابل" منعقد به تاریخ ۱۳۹۲/۱۰/۱۴ بین شرکت مادر تخصصی توانیر و شرکت تولید برق پرند مینا دیده شود. اجرایی شدن این قرارداد به جذابیت سرمایه گذاری در این طرح افزوده خواهد کرد. زیرا طی این قرارداد، توانیر متعهد می شود برای جبران مخارج سرمایه گذاری در بخش بخار، معادل ریالی یا کالایی ۵۵۴،۱۲۱،۰۶۶ لیتر گازوئیل را به عنوان "سوخت صرفه جویی شده" ناشی از توسعه بخش بخار و افزایش راندمان نیروگاه، به شرکت تولید برق پرند مینا به عنوان مالک نیروگاه پرداخت نماید.
  - بر اساس استانداردهای موجود در صنعت، دوره ساخت بخش بخار ۳۷ ماه برآورد شده است که با توجه به نبود منابع این دوره افزایش پیدا کرده است. همچنین بر اساس پیشرفت پروژه تاکنون، برآورد شده است که ۱۰ ماه تا زمان بهره برداری کامل از سه واحد بخار باقی مانده است.
  - فعالیت صندوق از شهریور ۹۶ آغاز می شود.
  - بخش گاز (نیروگاه موجود) از همان تاریخ خرید مشغول فعالیت و در نتیجه درآمدزا است. با توجه به افق پیش بینی ها برای بخش بخار، دوره بهره برداری این بخش تا پایان ۱۴۰۷ منظور شده است.
  - در دوره بهره برداری، نرخ تورم ۱۵٪ سالانه برای هزینه های جاری ریالی منظور شده است.
  - در دوره ساخت و بهره برداری، نرخ ارز در کشور به صورت سالانه ۱۰٪ رشد خواهد داشت.
- پروژه در حالت ذاتی و بدون تأمین مالی (با فرض ۱۰۰٪ آورده سرمایه گذاران) مدلسازی و ارزیابی می شود. نرخ بازده مورد انتظار سرمایه گذاران برابر ۲۴٪ منظور شده است.

## سرمایه‌گذاری ثابت طرح

سرمایه‌گذاری ثابت طرح چنانچه گفته شد مشتمل بر انتقال نیروگاه موجود و احداث بخش بخار است:

### خرید بخش گازی موجود

چنانچه گفته شد، نیروگاه موجود پرنده در سال ۱۳۹۰ به مبلغ حدود ۵,۰۰۰ میلیارد ریال به شرکت پروژه مپنا واگذار شده است. بهره‌برداری از این نیروگاه اگرچه از همان زمان آغاز شده، اما انتقال آن به نام شرکت تولید برق پرنده مپنا در زمستان ۱۳۹۲ انجام شده و این انتقال به بهای تمام‌شده برای مپنا به ثبت رسیده است. بهای تمام‌شده تجهیزات نیروگاه بر اساس صورت‌های مالی حسابرسی‌شده سال ۱۳۹۳ شرکت تولید برق پرنده مپنا، برابر ۴,۱۴۵,۷۲۲ میلیون ریال می‌باشد. انتقال این دارایی در قالب افزایش سرمایه و به‌عنوان آورده غیرنقدی سهامدار (گروه مپنا) انجام شده است.

تجهیزات تولید برق این نیروگاه در سال ۱۳۸۳ تا ۱۳۸۵ و با نرخ ارز حدود ۱۰,۰۰۰ الی ۱۰,۸۰۰ ریال به ازای هر دلار آمریکا احداث شده است. بنابراین قطعاً در تاریخ تهیه این گزارش، ارزش جایگزینی آن با ارزش دفتری متفاوت است. در این مدل ارزش روز خالص دارایی‌های شرکت تولید برق پرنده مپنا (منهای ارزش تجهیزات واحد بخار) بر اساس گزارش کارشناس رسمی دادگستری برابر ۱۳,۳۴۷,۶۷۵ میلیون ریال در نظر گرفته شده است.

### توسعه بخش بخار

احداث بخش بخار بر اساس قرارداد EPC مابین شرکت تولید برق پرنده و کنسرسیوم متشکل از شرکت‌های زیر انجام خواهد شد:

- مپنا (شرکت مادر)
- شرکت احداث و توسعه نیروگاه‌های مپنا (توسعه ۱)
- شرکت احداث و توسعه نیروگاه‌های سیکل ترکیبی مپنا (توسعه ۲)

لازم به ذکر است که مبلغ برآوردی ساخت بخش بخار نیروگاه به‌صورت ۱۰۰٪ ارزی و جمعاً بالغ بر ۴۰۷,۶۲۰,۰۰۰ یورو به شرحی که خواهد آمد تخمین زده شده است. پیشنهاد قیمت پیمانکار ساخت بر اساس استاندارد بین‌المللی نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و مبتنی بر تجارب موجود مپنا در توسعه بخش بخار در دیگر مناطق کشور است.

مخارج ارزی کلی احداث بر اساس قرارداد پیمانکاری برابر ۴۰۷,۶۲۰,۰۰۰ یورو و به‌شرح زیر اعلام شده است:

خرید تجهیزات و مهندسی و ساخت. از این میزان شرکت گروه مپنا به‌عنوان سهام‌دار عمده تجهیزات بخش بخار را به‌عنوان آورده غیرنقد وارد پروژه خواهد کرد. ارزش این تجهیزات به گزارش کارشناس رسمی دادگستری در زمستان ۱۳۹۵، ۱۲,۲۵۱ میلیارد ریال برآورد شده است. زمان‌بندی اجرا و مخارج احداث پروژه به‌شرح زیر ارائه شده است:



		فروردین	اردیبهشت	خرداد	تیر	مرداد	شهریور	مهر	آبان	آذر	دی	بهمن	اسفند
۱۳۹۳	پیشرفت هر ماه	-	-	%۱,۱۰	%۰,۷۰	%۰,۲۰	%۰,۳۰	%۰,۶۰	%۰,۵۰	%۰,۹۰	%۱,۲۰	%۱,۲۰	%۱,۴۰
	درصد پیشرفت تجمعی	-	-	%۱,۱۰	%۱,۸۰	%۲,۰۰	%۲,۳۰	%۲,۹۰	%۳,۴۰	%۴,۳۰	%۵,۵۰	%۶,۷۰	%۸,۱۰
۱۳۹۴	پیشرفت هر ماه	%۱,۴۰	%۱,۶۰	%۲,۱۰	%۱,۹۰	%۲,۵۰	%۲,۵۰	%۱,۱۰	%۲,۷۰	%۲,۲۰	%۳,۱۰	%۴,۰۰	%۲,۴۰
	درصد پیشرفت تجمعی	%۹,۵۰	%۱۱,۱۰	%۱۳,۲۰	%۱۵,۱۰	%۱۷,۶۰	%۲۰,۱۰	%۲۱,۲۰	%۲۳,۹۰	%۲۶,۱۰	%۲۹,۲۰	%۳۳,۲۰	%۳۵,۶۰
۱۳۹۵	پیشرفت هر ماه	%۳,۲۰	%۳,۷۰	%۲,۶۰	%۲,۶۰	%۹,۸۰	%۰,۰۱	%۰,۰۱	%۰,۰۱	%۱,۵۰	%۱,۴۰	%۱,۸۰	%۱,۳۷
	درصد پیشرفت تجمعی	%۳۸,۸۰	%۴۲,۵۰	%۴۵,۱۰	%۴۷,۷۰	%۵۷,۵۰	%۵۷,۵۱	%۵۷,۵۲	%۵۷,۵۳	%۵۹,۰۳	%۶۰,۴۳	%۶۲,۲۳	%۶۳,۶۰
۱۳۹۶	پیشرفت هر ماه	%۲,۶۰	%۲,۹۰	%۲,۷۰	%۲,۳۵	%۲,۳۵	%۲,۳۵	%۲,۳۵	%۲,۳۵	%۲,۳۵	%۲,۳۵	%۲,۳۵	%۲,۳۵
	درصد پیشرفت تجمعی	%۶۶,۲۰	%۶۹,۱۰	%۷۱,۸۰	%۷۴,۱۵	%۷۶,۵۰	%۷۸,۸۵	%۸۱,۲۰	%۸۳,۵۵	%۸۵,۹۰	%۸۸,۲۵	%۹۰,۶۰	%۹۲,۹۵
۱۳۹۷	پیشرفت هر ماه	%۲,۳۵	%۲,۳۵	%۲,۳۵	.	.	.	.	.	.	.	.	.
	درصد پیشرفت تجمعی	%۹۵,۳۰	%۹۷,۶۵	%۱۰۰,۰۰	.	.	.	.	.	.	.	.	.

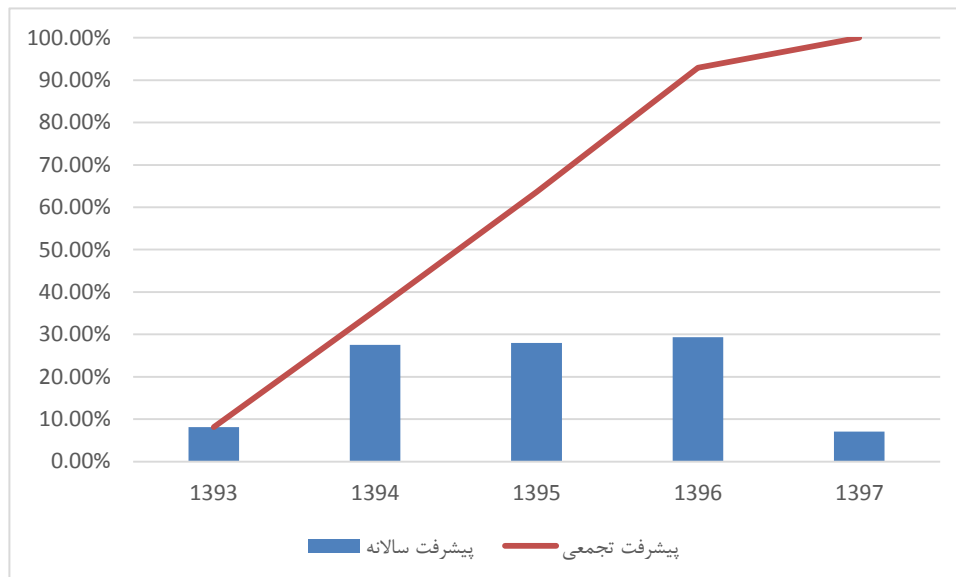
جدول ۶: پیشرفت فیزیکی پروژه به تفکیک ماه

	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵	۱۳۹۶	۱۳۹۷
پیشرفت فیزیکی پروژه	%۸,۱۰	%۲۷,۵۰	%۲۸	%۲۹,۳۵	%۷,۰۵
تجمعی	%۸,۱۰	%۳۵,۶۰	%۶۳,۶۰	%۹۲,۹۵	%۱۰۰,۰۰

جدول ۷: خلاصه پیشرفت فیزیکی پروژه

بر اساس اطلاعات ارائه شده تا مرداد ۱۳۹۶، پروژه ۷۶,۵ درصد پیشرفت فیزیکی داشته است.

نمودار زیر نیز جریان پیشرفت فیزیکی را به صورت تجمعی نمایش می دهد:



نمودار ۸: پیشرفت فیزیکی تجمعی احداث بخش بخار در طول زمان

پیشرفت مالی پروژه به شرح جداول زیر است. در جداول آتی، نرخ تسعیر ارز یورو به ریال به صورت آزاد و با افزایش سالانه ۱۰ درصدی منظور شده است. نرخ تسعیر یورو در مرداد ۱۳۹۶ برابر ۴۰,۰۳۴ ریال منظور شده است. برای مابقی ماهها نیز به شکلی رفتار شده است که نرخ برابری دلار به ریال سالانه ۱۰٪ افزایش داشته و نرخ برابری یورو به دلار نیز از آذر ۱۳۹۵، ۱,۰۵ پیش بینی شده و تا انتها ثابت باشد.

		تجمعی تا	مهر	آبان	آذر	دی	بهمن	اسفند
		شهریور ۱۳۹۶	۱۳۹۶					
تأمین تجهیزات	درصد	%۱۰۰,۰۰	%۰,۰۰	%۰,۰۰	%۰,۰۰	%۰,۰۰	%۰,۰۰	%۰,۰۰
	Euro	۲۹۵,۰۰۰,۰۰۰	-	-	-	-	-	-
	میلیون ریال	۱۲,۲۵۱,۰۰۰	-	-	-	-	-	-
ساخت	درصد	%۳۲,۴۵	%۱۱,۵۵	%۱۱,۵۵	%۱۱,۵۵	%۱۱,۱۰	%۱۱,۱۰	%۱۰,۷۰
	Euro	۳۶,۵۴۵,۱۹۰	۱۳,۰۰۷,۶۱۰	۱۳,۰۰۷,۶۱۰	۱۳,۰۰۷,۶۱۰	۱۲,۵۰۰,۸۲۰	۱۲,۵۰۰,۸۲۰	۱۲,۰۵۰,۳۴۰
	میلیون ریال	۱,۴۷۵,۲۴۲	۵۲۹,۴۶۲	۵۳۳,۸۷۴	۵۳۸,۳۲۳	۵۲۱,۶۶۰	۵۲۶,۰۰۸	۵۱۱,۲۷۸
جمع کل (هزینه ساخت)	Euro	۳۳۱,۵۴۵,۱۹۰	۱۳,۰۰۷,۶۱۰	۱۳,۰۰۷,۶۱۰	۱۳,۰۰۷,۶۱۰	۱۲,۵۰۰,۸۲۰	۱۲,۵۰۰,۸۲۰	۱۲,۰۵۰,۳۴۰
	میلیون ریال	۱۳,۷۲۶,۲۴۲	۵۲۹,۴۶۲	۵۳۳,۸۷۴	۵۳۸,۳۲۳	۵۲۱,۶۶۰	۵۲۶,۰۰۸	۵۱۱,۲۷۸

جدول ۸: ساختار شکست هزینه‌های پروژه

در جدول زیر، توزیع مخارج و جریان پیشرفت بالا به همراه سایر مخارج جانبی طرح برای نشان داده شده است:

	نرخ		
	سال	۱۳۹۶	۱۳۹۷
تأمین تجهیزات اصلی واحد بخار	یورو	۲۹۵,۰۰۰,۰۰۰	-
	میلیون ریال	۱۲,۲۵۱,۰۰۰	-
ساخت و تجهیزات جانبی	یورو	۱۱۲,۶۲۰,۰۰۰	-
	میلیون ریال	۴۶۳۵,۸۴۶	-
مشاور پروژه	میلیون ریال	۵۷,۰۰۰	
سایر هزینه‌های جانبی پروژه	میلیون ریال	۳۷۱,۵۰۳	۳۸۲,۵۹۰
جمع کل	میلیون ریال	۱۷,۳۱۵,۳۴۹	۳۸۲,۵۹۰

جدول ۹: خلاصه ساختار شکست هزینه‌های پروژه

کل مخارج سرمایه‌گذاری ثابت طرح با مفروضات ارزی بیان‌شده (ارز آزاد و افزایش ۱۰٪ سالانه و نسبت ثابت ۱,۰۵ برای یورو به دلار) برابر ۱۶,۸۸۷ میلیارد ریال به دست می‌آید. سایر هزینه‌های جانبی طرح نیز شامل هزینه‌های مربوط به خط انتقال آب و عوارض آب و فاضلاب، تصفیه‌خانه، زمین بخش بخار، عوارض شهرداری و هزینه مشاور بوده که هزینه پروژه را به ۱۷,۶۹۸ میلیارد ریال رسانده است.

## درآمدها

درآمدهای این طرح، شامل دو بخش است:

- درآمدهای حاصل از بخش بخار نیروگاه
- درآمدهای حاصل از بخش گاز نیروگاه

### درآمدهای بخش بخار

همانطور که گفته شد، بر اساس قرارداد بیع متقابل منعقد شده با توانیر، درآمدهای بخش بخار مشتمل بر دو قلم زیر خواهد بود:

۱. سوخت صرفه‌جویی‌شده: طبق قرارداد، دوره‌ی احداث طرح برابر ۳۷ ماه بطول می‌انجامد. پس از اتمام ساخت، یک دوره‌ی بهره‌برداری اولیه به مدت ۸ ماه و ۲۳ روز تعریف شده که طی آن دوره شرکت توانیر متعهد شده است در قبال مخارجی که سرمایه‌گذار برای احداث بخش بخار متحمل شده، میزان گازوئیل صرفه‌جویی‌شده در خلال تولید برق در این دوره را محاسبه و به‌صورت کالایی یا ریالی به وی پرداخت نماید. این امر بر پایه‌ی آیین‌نامه‌ی اجرایی بند ۱۹ قانون بودجه‌ی سال ۱۳۹۲ کل کشور، مصوب ۱۳۹۲/۸/۱۲ هیأت وزیران، انجام می‌شود. طی دوره‌ی ۸ ماه و ۲۳ روزه، برق تولیدی واحدهای بخاری متعلق به توانیر بوده و سرمایه‌گذار هیچ‌گونه حقی نسبت به منافع حاصل از تولید و فروش آن نخواهد داشت. با توجه به گذشت زمان از انعقاد قرارداد بیع متقابل، مصوبات دیگر با این مضمون در بودجه‌ی ۱۳۹۲ و ۱۳۹۳، اجرایی شدن این قانون را در حاله‌ای از ابهام قرار داده است. در ادامه طرح، در درآمد حاصل از ایم قسمت، سه سناریو پیش‌بینی شده است.
۲. فروش برق: پس از اتمام دوره‌ی بهره‌برداری اولیه برق تولیدی واحدهای بخاری متعلق به سرمایه‌گذار (مالک نیروگاه) بوده و می‌تواند آن را در چارچوب مقررات جاری کشور در بازار برق یا بورس انرژی کشور به فروش برساند. در این گزارش، فرض شده است که نیروگاه پرند که اینک تقریباً ۵۶٪ ظرفیت تولیدی خود را در بورس انرژی و مابقی را در بازار برق ایران می‌فروشد، به تدریج سهم بورس انرژی را بالا برده و از سهم بازار برق بکاهد، به شکلی که تا سال ۱۴۰۴، سهم فروش در بازار برق ۱۰٪ و در بورس انرژی ۹۰٪ گردد.

### سوخت صرفه‌جویی‌شده

توسعه‌ی نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر، در رأس برنامه‌های دولت برای افزایش راندمان تولید و مصرف انرژی در کشور قرار دارد. به همین دلیل در قوانین بودجه‌ی سنواتی کشور تشویق‌هایی جهت سرمایه‌گذاری



بخش خصوصی در احداث این گونه نیروگاه‌ها دیده شده است. از آن جمله می‌توان به بند (۱۹) قانون بودجه سال ۱۳۹۲ کل کشور اشاره نمود. طبق مفاد این بند:

"به منظور اجرای طرح‌های افزایش بازدهی نیروگاه‌ها با اولویت نصب بخش بخار در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، توسعه استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر، کاهش تلفات، بهینه‌سازی مصرف، صرفه‌جویی در مصرف سوخت مایع و افزایش سهم صادرات سوخت، به وزارت نیرو اجازه داده می‌شود تا سقف یکصد و بیست هزار میلیارد (۱۲۰,۰۰۰,۰۰۰,۰۰۰) ریال به روش بیع متقابل با سرمایه‌گذاران بخش‌های خصوصی و عمومی قرارداد اجرای طرح‌های افزایش بازدهی و تولید نیروگاه‌های بخش دولتی و خصوصی، توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر، کاهش تلفات و بهینه‌سازی مصرف انرژی با اولویت استفاده از تجهیزات ساخت داخل منعقد نماید.

دولت مکلف است در قبال این تعهد، سوخت مایع (نفت گاز) صرفه‌جویی شده یا معادل آن نفت خام را با محاسبه میزان صرفه‌جویی حاصله در مدت حداکثر دو سال به سرمایه‌گذاران تحویل نماید. آیین‌نامه اجرایی این بند توسط وزارتخانه‌های نیرو و نفت حداکثر دوماه پس تصویب این قانون با تأیید معاونت به تصویب هیأت وزیران می‌رسد."

با استناد به این بند، هیأت وزیران در تاریخ ۱۳۹۲/۸/۱۲ آیین‌نامه اجرایی این بند را تصویب و به وزارتخانه‌های مربوطه ارسال نموده است. این آیین‌نامه، چگونگی عقد قرارداد بیع متقابل با سرمایه‌گذاران در طرح‌های افزایش بازدهی و سقف آن و نحوه تضمین بازگشت سرمایه را تعیین می‌کند. بر اساس ماده ۴ این آیین‌نامه، سقف مناقصه و قرارداد در طرح‌های افزایش راندمان در نیروگاه‌های حرارتی و نصب بخش بخار در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، بر اساس رابطه زیر تعیین می‌شود:

$$F=(C*8760*B^2)/(R*10)$$

F: حداکثر میزان سوخت صرفه‌جویی شده قابل پرداخت به سرمایه‌گذار غیردولتی برای دو سال (واحد لیتر)

R: متوسط راندمان نیروگاه‌های گازی کشور در سال ۱۳۹۱

C: قدرت عملی واحد بخار احداث شده (واحد کیلووات)

B: متوسط ضریب بهره‌برداری از نیروگاه‌های سیکل ترکیبی کشور در سال ۱۳۹۱

رابطه بالا، سقف تعهدات توانیر برای پرداخت سوخت صرفه‌جویی شده به سرمایه‌گذار را در پروژه‌های مشابه بیان می‌کند.

طبق بند (۲) ماده (۴) قرارداد بیع متقابل، وزارت نفت متعهد است که میزان سوخت صرفه‌جویی شده یا معادل ارزش روز آن در زمان تحویل را بصورت نفت خام به سرمایه‌گذار تحویل دهد. با توجه به سیاست وزارت نفت، احتمالاً معادل

ارزش ریالی این مقدار به سرمایه‌گذار پرداخت خواهد شد. در تاریخ انعقاد قرارداد، نرخ نفت گاز به قیمت FOB خلیج فارس برابر ۲,۷۵ دلار آمریکا در هر گالن بوده که با احتساب نرخ برابری ۳۲,۱۸۱ ریال برای هر دلار، معادل ریالی سوخت صرفه‌جویی‌شده برابر ۱۰,۷۸۷,۱۹۱,۱۵۷,۲۴۶ ریال (۱۰,۷۸۷,۱۹۱ میلیون ریال) محاسبه شده و در بند (۱) ماده (۳) تصریح شده است.

مبلغ فوق طبق بند (۱) ماده (۴) قرارداد، سوخت صرفه‌جویی‌شده در مقاطع ۳ ماهه و احتمالاً با تأخیر یک ماهه نسبت به ارسال صورت‌وضعیت تولید برق، در طول دوره ۸ ماه و ۲۳ روزه تحویل سرمایه‌گذار داده خواهد شد. لیکن آنچه که اهمیت دارد معادل ریالی آن است که در شرایط فعلی مخارج سرمایه‌گذاری‌شده در نیروگاه را پوشش نمی‌دهد.

بند (۲) ماده (۳) قرارداد بیع‌متقابل، اظهار می‌دارد که هرگونه تغییر در نرخ فوب خلیج فارس یا نرخ تسعیر ارز، مقدار سوخت صرفه‌جویی‌شده را تغییر نخواهد داد. بنابراین رقم ۵۵۴,۱۲۱,۰۶۶ لیتر نفت گاز در طول ۸ ماه و ۲۳ روز ثابت باقی خواهد ماند. اینک سه سناریو محطاتانه، خوشبینانه و بدبینانه زیر متصور است:

۱. ملاک میزان سوخت صرفه‌جویی‌شده در قرارداد بوده و با در نظر گرفتن نرخ فوب خلیج فارس ۵۰ دلار در سال‌های ۱۳۹۶ و ۱۳۹۷، از ۱۰,۷۸۷ ریال به حدود ۷,۷۱۳ میلیارد ریال تغییر یابد.

۲. معادل ریالی سوخت صرفه‌جویی‌شده ملاک عمل قرار گیرد (با توجه به این که در آیین‌نامه مذکور اعلام شده میزان ریالی سوخت صرفه‌جویی‌شده بتواند هزینه‌های ساخت را پوشش دهد). در نتیجه در دوره قرارداد ۸ ماه و ۲۳ روز صرف نظر از تغییر نرخ فوب خلیج فارس، معادل ریالی سوخت صرفه‌جویی‌شده برابر ۱۰,۷۸۷ میلیارد ریال، دریافت شود.

۳. از بابت سوخت صرفه‌جویی‌شده مبلغی دریافت نشود و شرکت توانیر به تعهدات خود عمل نکند. در این حالت برق حاصل از بخش بخار به میزان برق فروخته شده، اضافه خواهد شد.

در مدل ارائه شده درآمد سوخت صرفه‌جویی‌شده در هر سه سناریو در نظر گرفته شده است.

### فروش آزاد برق

چنان چه ذکر شد، مالک نیروگاه می‌تواند برق تولیدی خود را در بازار برق یا بورس انرژی به فروش برساند. در این شرایط تخمین درآمدهای ناشی از فروش برق تابعی از مسائل زیر خواهد بود:

#### ۱. فروش در بازار برق انجام خواهد شد یا در بورس انرژی؟

فروشنندگان برق در بازار برق ایران، در شکل فعلی آن که تحت نظر شرکت مدیریت شبکه برق ایران (IGMC) برگزار می‌شود، عمده ظرفیت تولیدی خود را در بازار یک روز قبل (day-ahead) و در حراج‌های ساعتی یا



بلوکی به فروش رسانده و صورت وضعیت خود را بصورت ماهانه به مدیریت شبکه ارسال می نمایند. با توجه به این که بخش بزرگی از خریدها در بازار توسط شرکت توانیر (به نمایندگی از شرکت های برق منطقه ای و توزیع) انجام می شود و قانون استقلال شرکت های توزیع مصوب ۱۳۸۴ هنوز به درستی و کمال انجام نمی شود، لذا کمبود منابع نقدی توانیر اجازه پرداخت سریع مطالبات فروشندگان را نمی دهد و معمولاً فروشندگان برق در این بازار وجوه حاصل از فروش را با تأخیری از ۶۰ روز تا بیش از ۳۰۰ روز دریافت می کنند.

در بورس انرژی وضعیت به گونه ای دیگر است. طبق دستورالعمل معاملات این بورس، تسویه وجوه حاصل از خرید و فروش قراردادهای سلف موازی برق، حداکثر ظرف مدت ۳ روز انجام می پذیرد.

مکانیزم کشف قیمت در این دو بازار نیز متفاوت است. در بازار برق، سمت خرید رقابتی نیست و خریداران صرفاً اعلام نیاز می کنند (بر حسب مگاوات ساعت). فروشندگان برق در محدوده قیمتی اعلام شده توسط هیأت تنظیم بازار پیشنهادهای فروش خود را ثبت می کنند و نهایتاً از برخورد منحنی عرضه و تقاضا حجم تعادلی کشف شده و اعلام می شود تا مبنای تسویه قرار گیرد. آنچه که فروشندگان می گیرند ترکیبی از "قیمت انرژی تولیدی"، "بهای آمادگی"، "مبالغ خسارت" و "جرایم عدم همکاری" است که بجز مورد اول، مابقی طی مصوبات سالانه هیأت تنظیم بازار معین می شود و مورد اول نیز دامنه نوسان محدودی در بازه تعیین شده دارد و از سال ۸۵ تا ۹۲ برابر ۳۸۳ ریال ثابت اعمال می شده است. جمع مبالغ پرداختی به فروشندگان با هزینه انتقال و توزیع جمع شده و از خریداران گرفته می شود.

در بورس انرژی فرایند کشف قیمت بصورت حراج دو طرفه ولی مجدداً در بازه های قیمتی معینی که اندکی پایین تر از نرخها در بازار برق است انجام می شود. طرف خرید و فروش هر دو قیمت را برای قراردادهای سلف موازی (برای تحویل ماهانه بار پایه، کمباری، پرباری) وارد می کنند. با توجه به سابقه اندکی معاملات در بورس انرژی و حجم پایین معاملات، نمی توان روند قیمت معینی را در بورس کشف کرد، اما آنچه که مشخص است، قیمت ها به تقریب برابر قیمت های بازار برق است.

نهایتاً فرض این گزارش بر فروش در هر دو بازار است. سهم عرضه در بورس انرژی بتدریج بیشتر شده و از ۵۶٪ فعلی به ۹۰٪ (طی ۱۰ سال) افزایش می یابد. قیمت های بورس انرژی نیز که اینک حدوداً ۳۰٪ پایین تر از بازار برق است، طی این مدت اصلاح شده و به قیمت های بازار نزدیک شده و نهایتاً مساوی خواهد شد.

<sup>۱</sup> - منظور از خسارت، سلب فرصت تولید از یک نیروگاه در یک بازه یک ساعتی معین از شبانه روز است که نیروگاه مزبور علی رغم برنده شدن در رقابت قیمتی و آمادگی تولید، به علل فنی از مدیریت شبکه دستور تولید نمی گیرد. این مبالغ را "درآمدهای سلب فرصت" نیز می نامند و بعضاً می تواند با درآمد حاصل از فروش انرژی برابری کند.

## ۲. قیمت‌ها چگونه تخمین زده می‌شود؟

همان‌طور که ذکر شد، متوسط بهای برق در بازار برق ایران در طول چند سال به شکلی مصنوعی حدود ۴۰۰ ریال بر کیلووات ساعت نگاه داشته شده بود و تسویه معاملات نیز بر همین اساس صورت می‌گرفت. برای تخمین قیمت‌های فروش برق در آینده، به این شکل عمل شده است که قیمت تمام‌شده برق تولیدی یک نیروگاه گازی (یا سیکل ترکیبی) تابع قیمت عوامل تولید آن است و موارد زیر را شامل می‌شود:

- گاز سوخت نیروگاه
- نیروی انسانی و عوامل سربار
- مواد مصرفی (آب و اسید و ...)
- هزینه‌های تعمیرات و نگهداری

در این میان، مهم‌ترین عاملی که در تعیین بهای تمام‌شده نقش ایفا می‌کند گاز سوخت است. ممکن است بهای گاز سوخت بیشترین سهم را در قیمت تمام شده یک کیلووات ساعت انرژی تولیدی نداشته باشد، اما به علت یارانه‌ای بودن این عامل است که نهایتاً قیمت‌ها در بازار برق ایران کنترل شده و مصنوعی می‌شود.

هیأت تنظیم بازار برق ایران، دامنه مجاز ثبت سفارش برای فروش برق را بر اساس بهای گاز نیروگاه‌ها، راندمان متوسط، هزینه متغیر تولید (AVC) و چند عامل دیگر تعیین می‌کند. بنابراین تا زمانی که قیمت گاز نیروگاه غیرواقعی و یارانه‌ای است، دامنه قیمت قابل فروش در بازار برق نیز بگونه‌ای است که بهای تمام‌شده واقعی آن را پوشش نمی‌دهد. بنابراین گام نخست در تخمین قیمت برق، تخمین قیمت گاز است.

قیمت گاز طبیعی در ایران واقعی نیست و بسیار پایین‌تر از قیمت صادراتی آن و قیمت معاملات آن در بازارهای بین‌المللی است.

در سال ۱۳۹۴ این گاز با نرخ ۷۰۴ ریال بر مترمکعب و در سال گذشته با نرخ ۶۰۷ ریال بر مترمکعب در اختیار نیروگاه پرند قرار گرفته است. در این مدل رشد نرخ گاز طبیعی سوخت نیروگاه ۱۵٪ در نظر گرفته شده است. بنابراین جدول زیر پیش‌بینی قیمت گاز نیروگاه‌ها را در سال‌های آینده نمایش می‌دهد:

	۹۵	۹۶	۹۷	۹۸	۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷
بهای گاز نیروگاه‌ها	۶۰۷	۶۹۸	۸۰۳	۹۲۳	۱۰۰۶۲	۱۰۲۲۱	۱۰۴۰۴	۱۰۶۱۵	۱۰۸۵۷	۲۰۱۳۵	۲۰۴۵۶	۲۰۸۲۴	۳۰۲۴۸

جدول ۱۰: بهای گاز نیروگاه‌های داخلی

قانون هدفمندسازی یارانه‌ها همچنین بیان می‌کند که "میانگین قیمت فروش داخلی برق به گونه‌ای تعیین شود که به تدریج تا پایان برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران معادل قیمت تمام شده آن باشد. قیمت تمام شده برق، مجموع هزینه‌های تبدیل انرژی، انتقال و توزیع و هزینه

سوخت با بازده حداقل سی و هشت درصد (۳۸٪) نیروگاههای کشور و رعایت استانداردها محاسبه می شود و هر ساله حداقل یک درصد (۱٪) به بازده نیروگاههای کشور افزوده شود به طوری که تا پنج سال از زمان اجراء این قانون به بازده چهل و پنج درصد (۴۵٪) برسد."

بنابراین فرض می شود که تا سال ۱۴۰۴، فروش داخلی برق نیز به قیمت تمام شده آن خواهد بود، اما چون فروشنده نهایی برق به مصرف کنندگان شرکت های توزیع هستند، در نتیجه پیش بینی آن موضوع این مطالعه نخواهد بود. در این گزارش، به قیمت فروش انرژی و سایر درآمدهایی می پردازیم که نصیب نیروگاه حاضر در بازار برق ایران می شود.

همانطور که ذکر شد، دریافتی نیروگاهها از شرکت در بازار برق ایران شامل اجزای زیر است:

بهای سوخت - درآمد آمدگی + درآمدهای سلب فرصت و خدمات جانبی + درآمد انرژی = دریافتی نیروگاه از بازار برق

درآمد انرژی نیروگاه بر پایه نرخ انرژی و نرخ دسترسی به شبکه محاسبه می شود، بدین معنی که نیروگاه نرخ پیشنهادی فروش انرژی را با نرخ دسترسی به شبکه، هر دو تعیین شده توسط هیأت تنظیم بازار اعلام می کند و بر اساس میزان تولید خود در ساعاتی که برنده شده است، این مبلغ را دریافت می نماید. هیأت تنظیم بازار برق، سقف نرخ پیشنهادی فروش انرژی را سالانه تعیین می کند و نیروگاهها از صفر تا آن سقف می توانند پیشنهاد فروش خود را به ثبت برسانند. نرخ دسترسی به شبکه نیز ثابت است. بنابراین درآمد نیروگاه الزاماً مطابق با سقف نرخ حاصل نمی شود و چه بسا نیروگاهی ناچار باشد با نرخهای بسیار پایین در بازار شرکت کند تا برنده شود.

برای سال ۱۳۹۳ و همچنین سال ۱۳۹۴، سقف نرخ پیشنهادی فروش انرژی برابر ۴۱۷ ریال و نرخ دسترسی به شبکه نیز برابر ۲۷ ریال بر هر کیلووات ساعت معین شده است. بر اساس صورتجلسه هیأت تنظیم بازار برق در تاریخ ۱۳۹۵/۰۹/۰۳، از ابتدای آذرماه سال ۱۳۹۵، سقف نرخ انرژی در بازار برق معادل ۳۸۹ ریال و نرخ دسترسی به شبکه نیز برابر ۲۷ ریال به ازای هر کیلووات اعلام شده است.<sup>۱</sup> با توجه به ویژگی های نیروگاه پرنده، این نیروگاه از مزیت اعلام قیمت های بالا برخوردار است و توانسته تا کنون تا ۱۰۰٪ سقف نرخ پیشنهادی انرژی

<sup>۱</sup> - مصوبه هیأت تنظیم بازار برق برای سال های ۹۳، ۹۴ و ۹۵ به پیوست ارائه شده است.

را به بازار اعلام کرده و برنده شود. این ویژگی‌ها شامل موارد زیر است و در برنده‌شدن این نیروگاه در حراج‌های ساعتی بازار مؤثر بوده است:

- **نزدیکی به تهران:** می‌دانیم که در شبکه انتقال کشور مسأله تلفات و همچنین تزام (congestion) از جمله مسائلی هستند که انتقال انرژی از نقاط تولید به نقاط پرمصرف را دچار مشکل می‌کنند. در نتیجه نیروگاه‌های نزدیک به نقاط پرمصرف، از این امتیاز برخوردارند که یا آن‌ها رفتار جانبدارانه‌ای می‌شود و می‌توانند نرخ‌های فروش پیشنهادی بالاتری را به بازار ارائه کنند. یکی از این نیروگاه‌ها نیروگاه گازی پرند است.
- **سرعت سنکرون بالا:** سرعت سنکرون بالای این نیروگاه باعث می‌شود که در فصول یا ساعات پرمصرف، مدیریت شبکه خرید برق از این نیروگاه را حتی با قیمت بالاتر ترجیح دهد، زیرا هدف نهایی مدیریت شبکه رساندن انرژی الکتریکی به مصرف‌کنندگان و جلوگیری از خاموشی است.
- **مدیریت حرفه‌ای:** حضور در بازار برق، نیازمند تخصص و دانش است. این تخصص خود را در ثبت پله‌های قیمتی در هر ساعت، چگونگی آماده نگاه داشتن نیروگاه برای ساعات مختلف و ایفای تعهدات تولید نشان می‌دهد و نهایتاً نیروگاه‌هایی که مدیریت حرفه‌ای‌تری داشته باشند، می‌توانند درآمد فروش انرژی، سلب فرصت و آمادگی بالاتری کسب نمایند. به علت وجود تخصص در مجموعه مپنا در امر مدیریت و بهره‌برداری نیروگاه‌ها، اکثر واحدهای تولیدی متعلق به مپنا حضور موفقی در بازار برق دارند و برق خود را در رقابت ساعتی یا بشکل خرید تضمینی با نرخ مناسب به فروش می‌رسانند. اینک فرض می‌شود که سقف نرخ پیشنهادی انرژی، تقریباً متناسب با افزایش نرخ گاز طبیعی سوخت نیروگاه‌ها که قبلاً تخمین زده شد (برابر با نرخ رشد در سال ۱۳۹۳)، سالانه افزایش یابد. همچنین نرخ دسترسی به شبکه و نرخ آمادگی نیز با افزایش سالانه ۱۳ درصدی مواجه شوند. در نتیجه جدول زیر نشان‌دهنده تخمین نرخ‌های مؤثر بر درآمد نیروگاه در سال‌های بهره‌برداری است (نرخ‌ها به ازای هر کیلووات ساعت):

هر Kwh-ریال	۹۵	۹۶	۹۷	۹۸	۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷
بهای گاز سوخت نیروگاه	۲۰۲	۱۴۰	۱۶۱	۱۸۵	۲۱۲	۲۴۴	۲۸۱	۳۲۳	۳۷۱	۴۲۷	۴۹۱	۵۶۵	۶۵۰
نرخ آمادگی پایه	۱۸۵	۲۱۳	۲۴۵	۲۸۱	۳۲۴	۳۷۲	۴۲۸	۴۹۲	۵۶۶	۶۵۱	۷۴۸	۸۶۱	۹۹۰
سقف نرخ پیشنهادی انرژی	۳۸۹	۴۴۷	۵۱۴	۵۹۲	۶۸۰	۷۸۲	۹۰۰	۱۰۰۳۵	۱۰۱۹۰	۱۰۳۶۸	۱۰۵۷۴	۱۰۸۱۰	۲۰۰۸۱
نرخ دسترسی به شبکه	۲۷	۳۱	۳۶	۴۱	۴۷	۵۴	۶۲	۷۲	۸۳	۹۵	۱۰۹	۱۲۶	۱۴۴
قیمت پیشنهادی فروش در بازار برق	۴۱۶	۴۴۳	۵۰۹	۵۸۵	۶۷۳	۷۷۴	۸۹۰	۱۰۰۲۴	۱۰۱۷۷	۱۰۳۵۴	۱۰۵۵۷	۱۰۷۹۱	۲۰۰۵۹
قیمت فروش برق در بورس انرژی	۳۳۵	۳۴۷	۴۱۳	۴۹۱	۵۸۳	۶۹۱	۸۱۸	۹۶۹	۱۰۱۴۶	۱۰۳۵۴	۱۰۵۵۷	۱۰۷۹۱	۲۰۰۵۹

جدول ۱۱: پیش‌بینی چگونگی رشد نرخ‌های فروش و آمادگی و ... در سال‌های آتی

در جدول بالا، "قیمت پیشنهادی فروش برق" از رابطه زیر به دست می‌آید:

سقف نرخ پیشنهادی انرژی \* ۹۲٪ + نرخ دسترسی به شبکه = قیمت پیشنهادی فروش برق در بازار برق  
(از سال ۹۶ تا انتها)

همچنین لازم به ذکر است که سطر اول بهای گاز سوخت نیروگاه را به ازای Kwh نشان می‌دهد. هر متر مکعب گاز طبیعی در نیروگاه گازی، منجر به تولید ۳ Kwh انرژی الکتریکی می‌شود. در نتیجه در سطر اول تا سال ۹۵ که نیروگاه گازی است، بهای گاز سوخت برابر  $\frac{1}{3}$  بهای گاز سوخت نیروگاه‌ها در جدول ۱۱ منظور شده است. این نسبت در صورت تبدیل گازی به سیکل ترکیبی، به  $\frac{1}{5}$  کاهش می‌یابد، زیرا در سیکل ترکیبی، از هر مترمکعب گاز ورودی، ۵ Kwh برق به دست می‌آید.

با توجه به تخمین شرایط فروش برق در سال‌های آتی، پیش‌بینی می‌شود سهم فروش برق نیروگاه در بورس انرژی بیشتر شده و تا سال ۱۴۰۴ به نسبت ۹۰٪ در بازار بورس انرژی و ۱۰٪ در بازار برق فروخته شود. همچنین تا سال ۱۴۰۴ قیمت برق در بورس انرژی با قیمت فروش برق در بازار برابر خواهد شد.

۳. روند تولید برق:

ظرفیت عملی واحدهای گاز پرنده برابر ۷۵۴ مگاوات و ظرفیت عملی واحدهای بخار برابر ۴۰۰ مگاوات تخمین زده می‌شود. میزان آمادگی و میزان تولید برق هر دو باید برای سال‌های آتی محاسبه شود. میزان برق تولیدی

در هر سال به پیش‌بینی ضریب بهره‌برداری عملیاتی آن سال و ظرفیت عملی بستگی دارد. میزان آمادگی با رابطه زیر محاسبه شده است:

ظرفیت اسمی \* ضریب آمادگی \* ۳۵۰ (روز) \* ۲۴ (ساعت) = میزان آمادگی قابل‌اعلام به بازار

ضریب آمادگی عاملی است فنی که به وضعیت سن و تکنولوژی و شیوه مدیریت تجهیزات نیروگاه بستگی دارد و برای بخش‌های گازی و بخار نیروگاه پرنده برابر ۸۰٪ اعلام شده است.

ضریب بهره‌برداری درصد تولید عملی به ظرفیت عملی است که تا کنون برای نیروگاه پرنده حدود ۴۰٪ الی ۵۰٪ بوده است. این ضریب به شیوه حضور در بازار و برنده شدن در حراج‌های ساعتی در ۸۷۶۰ ساعت طول سال بستگی دارد. در صورت تبدیل شدن به سیکل ترکیبی، این نیروگاه در زمره نیروگاه‌های Must Run یا "همیشه در مدار" قرار خواهد گرفت و از آن برای تأمین بار پایه کشور استفاده خواهد شد. این امر باعث افزایش شدید ضریب بهره‌برداری تا حدود ۹۰٪ می‌شود که برای هر دو بخش بخار و گاز مورد استفاده قرار می‌گیرد.

#### ۴. سایر هزینه‌ها و درآمدها:

فروش انرژی نیروگاه‌ها در بازار برق با کسر بهای سوخت انجام می‌شود، بدین صورت که مدیریت بازار خود رأساً در هماهنگی با شرکت ملی گاز، میزان گاز سوخت مصرفی هر واحد را محاسبه کرده و بهای آن را از درآمد انرژی نیروگاه کسر می‌کند و در نهایت خالص درآمدها و هزینه‌ها را به وی پرداخت می‌کند. بنابراین با ملاحظه بهای گاز مصرفی و ضرایب مصرف  $\frac{1}{3}$  و  $\frac{1}{5}$  ذکرشده در قبل، می‌توان بهای گاز مصرفی را محاسبه نمود. همچنین سایر درآمدها به‌قرار زیر است:

- آمادگی: درآمد آمادگی از ضرب میزان آمادگی اعلام شده در هر ساعت در یک ضریب معین فنی و ضرب آن در نرخ پایه آمادگی به دست می‌آید. جدول ضرایب برای کل ساعات در طول سال توسط هیأت تنظیم بازار اعلام می‌شود و جمع سالانه ضرایب برابر یک است. بنابراین با تقریب مناسب می‌توان درآمد آمادگی را به شیوه زیر محاسبه نمود:

میزان آمادگی قابل‌اعلام به بازار \* نرخ پایه آمادگی = درآمد سالانه آمادگی

- سلب فرصت: درآمد سلب فرصت به شیوه مستقل قابل تخمین نیست، زیرا به آرایش تولید ساعتی بازار در ۸۷۶۰ ساعت در سال‌های آتی بستگی دارد که قابل پیش‌بینی نیست. یک قاعده برای تخمین این درآمد می‌تواند این باشد که میزان آن در سال ۹۴ را در نظر گرفته و متناسب با درآمدهای آمادگی رشد دهیم. باید توجه داشت که این درآمد عمدتاً به آمادگی و نه به تولید بستگی دارد. رشد این درآمد در سال‌های ۱۳۹۵، ۱۳۹۶ متناسب با درآمدهای آمادگی در نظر گرفته شده است. در حالت تبدیل به سیکل ترکیبی، این درآمد برابر با صفر در نظر گرفته شده است.





- هزینه آزمون ناموفق ظرفیت: با توجه به قرارداد فروش برق شرکت تولید برق پرند مینا، برنامه تولید باید از تقریباً ۷۲ ساعت قبل اعلام شود. حال اگر به دلایلی شرکت نتواند در زمان تعیین شده میزان برق اعلامی خود را برآورده کند، هزینه‌ای از این بابت متحمل خواهد شد که از درآمد فروش شرکت کسر می‌شود. روند ایین هزینه در سه سال گذشته به شرح زیر است:

شرح (ارقام به میلیون ریال)	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴
هزینه آزمون ناموفق ظرفیت	۲۱,۴۶۶	۳۱,۲۱۰	۳,۰۲۷

جدول ۱۲: هزینه آزمون ناموفق ظرفیت در سال‌های اخیر

- با توجه به مدیریت حرفه‌ای نیروگاه و در راستای افزایش پایداری واحدها و بهینه‌سازی، این هزینه در سال ۹۴ بسیار کاهش یافته و در سال‌های آتی صفر در نظر گرفته شده است.
- خروج اضطراری: گاهی اوقات نیروگاه به دلیل مسائل فنی مجبور می‌شود بدون برنامه‌ریزی خارج شده و نتواند آمادگی و تولید را انجام دهد. سابقه خروج اضطراری در سه سال گذشته به شرح زیر است:

شرح (ارقام به میلیون ریال)	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴
تعداد خروج اضطراری	۱۸	۱۲	۷

جدول ۱۳: تعداد خروج اضطراری در سه سال گذشته

- همانند آزمون ناموفق ظرفیت، این هزینه نیز با استراتژی تأمین قطعات و تعمیرات واحدها در حال کاهش بوده و پیش‌بینی می‌شود در سال‌های آتی به صفر برسد.
- دوره اورهال واحدها: بر اساس برنامه‌ریزی انجام شده در سال ۱۳۹۵، دو واحد و هر واحد به مدت یک ماه برای تعمیرات اساسی متوقف می‌شود. در سال‌های ۱۳۹۶ و ۱۳۹۷ نیز در هر سال یک واحد به مدت یک ماه برای تعمیرات اساسی تولیدی نخواهد داشت. برای سال‌های آتی نیز هر چهار سال یک بار دوره اورهال یک ماهه دیده شده است.
- نهایتاً با کنار هم قرار دادن کلیه مفروضات بالا، جداول زیر برای محاسبه درآمدهای بخش گاز و بخار (سه سناریو درآمد بیه متقابل) بدست می‌آید (میلیون ریال):

درآمدهای بخش بخار - میلیون ریال - سناریو ۱: دریافت وجه سوخت صرفه جویی شده در ۸ ماه و ۲۳ روز - حجم ثابت در قرارداد

	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷
آمادگی ابرازی (MWh)	۲۹,۸۶۷	۲,۴۸۵,۶۷۷	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۲,۹۴۹,۱۲۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۲,۹۴۹,۱۲۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰
ضریب بهره برداری	۰,۰۰٪	۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪
تولید برق بخش بخار (MWh)	۱,۳۸۷,۰۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۲,۸۹۴,۴۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۲,۸۹۴,۴۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰
تولید برق قابل فروش (MWh)	۲۹,۲۰۰	۲,۴۳۰,۱۹۴	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۲,۸۹۴,۴۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۲,۸۹۴,۴۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰
درصد ظرفیت عرضه در بازار	۶۱٪	۵۷٪	۵۴٪	۵۰٪	۴۷٪	۴۴٪	۴۰٪	۳۷٪	۱۰٪	۱۰٪	۱۰٪	۱۰٪
درصد ظرفیت عرضه در بورس	۳۹٪	۴۳٪	۴۶٪	۵۰٪	۵۳٪	۵۶٪	۶۰٪	۶۳٪	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪
قیمت متوسط فروش در بازار برق (ریال بر kwh)	۴۴۳	۵۰۹	۵۸۵	۶۷۳	۷۷۴	۸۹۰	۱,۰۲۴	۱,۱۷۷	۱,۳۵۴	۱,۵۵۷	۱,۷۹۱	۲,۰۵۹
قیمت متوسط فروش در بورس انرژی (ریال بر kwh)	۳۴۷	۴۱۳	۴۹۱	۵۸۳	۶۹۱	۸۱۸	۹۶۹	۱,۱۴۶	۱,۳۵۴	۱,۵۵۷	۱,۷۹۱	۲,۰۵۹
درآمد ناخالص فروش انرژی در بازار	۷,۸۳۴	۷,۰۷,۹۶۵	۹۹۴,۰۶۰	۱,۰۷۱,۳۴۷	۱,۱۴۹,۴۵۳	۱,۱۲۶,۰۴۶	۱,۳۰۱,۶۸۵	۱,۳۷۱,۳۲۰	۴۲۶,۹۸۵	۴۵۰,۶۷۴	۵۶۴,۶۸۸	۶۴۹,۲۹۱
درآمد ناخالص فروش انرژی در بورس	۳,۹۹۶	۴۲۹,۵۲۷	۷۱۴,۵۹۰	۹۱۰,۲۷۴	۱,۱۵۳,۰۲۲	۱,۳۳۳,۷۷۵	۱,۸۲۳,۳۹۷	۲,۲۷۸,۶۸۴	۳,۸۴۲,۸۶۴	۴,۰۵۶,۰۶۴	۵,۰۸۲,۱۸۸	۵,۸۴۴,۵۱۶
درآمد حاصل از سوخت صرفه جویی شده	۲,۵۸۲,۸۱۶	۵,۱۳۰,۴۹۴	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
درآمد سلب فرصت و خدمات جانبی	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
درآمد آمادگی	۶,۳۵۴	۶۰۸,۱۵۲	۹۰۷,۵۶۱	۱,۰۰۴,۶۹۵	۱,۲۰۰,۲۴۹	۱,۲۶۱,۹۷۶	۱,۵۸۷,۲۳۰	۱,۸۲۵,۴۲۹	۲,۰۹۹,۲۴۳	۲,۲۰۷,۲۰۵	۲,۷۷۶,۲۴۹	۳,۱۹۲,۶۸۷
درآمد کل بخش بخار	۲,۶۰۱,۰۰۰	۶,۸۷۶,۱۳۸	۲,۶۱۶,۲۱۱	۳,۰۲۵,۳۱۵	۳,۵۰۲,۷۲۴	۳,۷۲۱,۷۹۷	۴,۷۱۲,۴۱۲	۵,۴۷۵,۴۳۳	۶,۳۶۹,۰۹۲	۶,۷۱۳,۹۴۲	۸,۴۲۳,۱۲۵	۹,۶۸۶,۵۹۳

جدول ۱۴: خلاصه درآمد بخش بخار نیروگاه - سناریو ۱

\* چون بخش بخار سوخت ورودی خود را از گاز خروجی بخش گازی می‌گیرد، بنابراین هزینه سوخت ندارد و درآمد انرژی آن خالص است.

درآمدهای بخش بخار - میلیون ریال - سناریو ۲: دریافت وجه سوخت صرفه جویی شده در ۸ ماه و ۲۳ روز - ریال ثابت در قرارداد

	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷
آمدگی ابرازی (MWh)	۲۹,۸۶۷	۲,۴۸۵,۶۷۷	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۲,۹۴۹,۱۲۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۲,۹۴۹,۱۲۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰
ضریب بهره برداری	۰,۰۰٪	۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪
تولید برق بخش بخار (MWh)	۱,۳۸۷,۰۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۲,۸۹۴,۴۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۲,۸۹۴,۴۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰
تولید برق قابل فروش (MWh)	۲۹,۲۰۰	۲,۴۳۰,۱۹۴	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۲,۸۹۴,۴۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۲,۸۹۴,۴۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰
درصد ظرفیت عرضه در بازار	۶۱٪	۵۷٪	۵۴٪	۵۰٪	۴۷٪	۴۴٪	۴۰٪	۳۷٪	۱۰٪	۱۰٪	۱۰٪	۱۰٪
درصد ظرفیت عرضه در بورس	۳۹٪	۴۳٪	۴۶٪	۵۰٪	۵۳٪	۵۶٪	۶۰٪	۶۳٪	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪
قیمت متوسط فروش در بازار برق (ریال بر kwh)	۴۴۳	۵۰۹	۵۸۵	۶۷۳	۷۷۴	۸۹۰	۱,۰۲۴	۱,۱۷۷	۱,۳۵۴	۱,۵۵۷	۱,۷۹۱	۲,۰۵۹
قیمت متوسط فروش در بورس انرژی (ریال بر kwh)	۳۴۷	۴۱۳	۴۹۱	۵۸۳	۶۹۱	۸۱۸	۹۶۹	۱,۱۴۶	۱,۳۵۴	۱,۵۵۷	۱,۷۹۱	۲,۰۵۹
درآمد ناخالص فروش انرژی در بازار	۷,۸۳۴	۷,۰۷,۹۶۵	۹۹۴,۰۶۰	۱,۰۷۱,۳۴۷	۱,۱۴۹,۴۵۳	۱,۱۲۶,۰۴۶	۱,۳۰۱,۶۸۵	۱,۳۷۱,۳۲۰	۴۲۶,۹۸۵	۴۵۰,۶۷۴	۵۶۴,۶۸۸	۶۴۹,۳۹۱
درآمد ناخالص فروش انرژی در بورس	۳,۹۹۶	۴۲۹,۵۲۷	۷۱۴,۵۹۰	۹۱۰,۲۷۴	۱,۱۵۳,۰۲۲	۱,۳۳۳,۷۷۵	۱,۸۲۳,۳۹۷	۲,۲۷۸,۶۸۴	۳,۸۴۲,۸۶۴	۴,۰۵۶,۰۶۴	۵,۰۸۲,۱۸۸	۵,۸۴۴,۵۱۶
درآمد حاصل از سوخت صرفه جویی شده	۳,۷۳۲,۴۵۰	۷,۰۵۴,۷۴۱	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
درآمد سلب فرصت و خدمات جانبی	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
درآمد آمادگی	۶,۳۵۴	۶۰۸,۱۵۲	۹۰۷,۵۶۱	۱,۰۴۳,۶۹۵	۱,۲۰۰,۲۴۹	۱,۲۶۱,۹۷۶	۱,۵۸۷,۳۳۰	۱,۸۲۵,۴۲۹	۲,۰۹۹,۲۴۳	۲,۲۰۷,۲۰۵	۲,۷۷۶,۲۴۹	۳,۱۹۲,۶۸۷
درآمد کل بخش بخار	۳,۷۵۰,۶۳۵	۸,۸۰۰,۳۸۵	۲,۶۱۶,۲۱۱	۳,۰۲۵,۳۱۵	۳,۵۰۲,۷۲۴	۳,۷۲۱,۷۹۷	۴,۷۱۲,۴۱۲	۵,۴۷۵,۴۳۳	۶,۳۶۹,۰۹۲	۶,۷۱۳,۹۴۲	۸,۴۲۳,۱۲۵	۹,۶۸۶,۵۹۳

جدول ۱۵: خلاصه درآمد بخش بخار نیروگاه - سناریو ۲

درآمدهای بخش بخار - میلیون ریال - سناریو ۳: عدم دریافت وجه سوخت صرفه جویی شده

	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷
آمادگی ابرازی (MWh)	۱,۶۱۲,۸۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۲,۹۴۹,۱۲۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۲,۹۴۹,۱۲۰	۳,۲۲۵,۶۰۰	۳,۲۲۵,۶۰۰
ضریب بهره برداری	۰,۰۰٪	۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪	۹۰,۰۰٪
تولید برق بخش بخار (MWh)	۱,۳۸۷,۰۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۲,۸۹۴,۴۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۲,۸۹۴,۴۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰
تولید برق قابل فروش (MWh)	۱,۳۸۷,۰۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۲,۸۹۴,۴۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۲,۸۹۴,۴۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰	۳,۱۵۳,۶۰۰
درصد ظرفیت عرضه در بازار	۶۱٪	۵۷٪	۵۴٪	۵۰٪	۴۷٪	۴۴٪	۴۰٪	۳۷٪	۱۰٪	۱۰٪	۱۰٪	۱۰٪
درصد ظرفیت عرضه در بورس	۳۹٪	۴۳٪	۴۶٪	۵۰٪	۵۳٪	۵۶٪	۶۰٪	۶۳٪	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪
قیمت متوسط فروش در بازار برق (ریال بر kwh)	۴۴۳	۵۰۹	۵۸۵	۶۷۳	۷۷۴	۸۹۰	۱,۰۲۴	۱,۱۷۷	۱,۳۵۴	۱,۵۵۷	۱,۷۹۱	۲,۰۵۹
قیمت متوسط فروش در بورس انرژی (ریال بر kwh)	۳۴۷	۴۱۳	۴۹۱	۵۸۳	۶۹۱	۸۱۸	۹۶۹	۱,۱۴۶	۱,۳۵۴	۱,۵۵۷	۱,۷۹۱	۲,۰۵۹
درآمد ناخالص فروش انرژی در بازار	۳۷۲,۱۲۸	۹۱۸,۷۰۸	۹۹۴,۰۶۰	۱,۰۷۱,۳۴۷	۱,۱۴۹,۴۵۳	۱,۱۲۶,۰۴۶	۱,۳۰۱,۶۸۵	۱,۳۷۱,۳۲۰	۴۲۶,۹۸۵	۴۵۰,۶۷۴	۵۶۴,۶۸۸	۶۴۹,۳۹۱
درآمد ناخالص فروش انرژی در بورس	۱۸۹,۸۱۱	۵۵۷,۳۸۶	۷۱۴,۵۹۰	۹۱۰,۲۷۴	۱,۱۵۳,۰۲۲	۱,۳۳۳,۷۷۵	۱,۸۲۳,۳۹۷	۲,۲۷۸,۶۸۴	۳,۸۴۲,۸۶۴	۴,۰۵۶,۰۶۴	۵,۰۸۲,۱۸۸	۵,۸۴۴,۵۱۶
درآمد حاصل از سوخت صرفه جویی شده	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
درآمد سلب فرصت و خدمات جانبی	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
درآمد آمادگی	۳۴۳,۱۲۳	۷۸۹,۱۸۳	۹۰۷,۵۶۱	۱,۰۴۳,۶۹۵	۱,۲۰۰,۲۴۹	۱,۲۶۱,۹۷۶	۱,۵۸۷,۳۳۰	۱,۸۲۵,۴۲۹	۲,۰۹۹,۲۴۳	۲,۲۰۷,۲۰۵	۲,۷۷۶,۲۴۹	۳,۱۹۲,۶۸۷
درآمد کل بخش بخار	۹۰۵,۰۶۲	۲,۲۶۵,۲۷۷	۲,۶۱۶,۲۱۱	۳,۰۲۵,۳۱۵	۳,۵۰۲,۷۲۴	۳,۷۲۱,۷۹۷	۴,۷۱۲,۴۱۲	۵,۴۷۵,۴۳۳	۶,۳۶۹,۰۹۲	۶,۷۱۳,۹۴۲	۸,۴۲۳,۱۲۵	۹,۶۸۶,۵۹۳

جدول ۱۶: خلاصه درآمد بخش بخار نیروگاه - سناریو ۳

	درآمدهای بخش گاز - میلیون ریال						
	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲
آمدگی ابرازی (MWh)	۶.۳۱۹.۲۹۶	۶.۳۱۹.۲۹۶	۶.۴۱۰.۸۸۰	۶.۴۱۰.۸۸۰	۶.۴۱۰.۸۸۰	۵.۸۶۱.۳۷۶	۶.۴۱۰.۸۸۰
ضریب بهره‌برداری	۵۸٪	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪
تولید برق (Mwh)	۳.۸۳۹.۱۸۰	۵.۸۶۳.۱۰۴	۵.۹۴۴.۵۳۶	۵.۹۴۴.۵۳۶	۵.۹۴۴.۵۳۶	۵.۴۵۵.۹۴۴	۵.۹۴۴.۵۳۶
درصد ظرفیت عرضه در بازار	۶۱٪	۵۷٪	۵۴٪	۵۰٪	۴۷٪	۴۴٪	۴۰٪
درصد ظرفیت عرضه در بورس	۳۹٪	۴۳٪	۴۶٪	۵۰٪	۵۳٪	۵۶٪	۶۰٪
قیمت متوسط فروش در بازار برق (ریال بر kwh)	۴۴۳	۵۰۹	۵۸۵	۶۷۳	۷۷۴	۸۹۰	۱.۰۲۴
قیمت متوسط فروش در بورس انرژی (ریال بر kwh)	۳۴۷	۴۱۳	۴۹۱	۵۸۳	۶۹۱	۸۱۸	۹۶۹
درآمد ناخالص فروش انرژی در بازار	۱.۰۳۰.۰۴۰	۱.۷۰۸.۰۴۲	۱.۸۷۳.۸۰۳	۲.۰۱۹.۴۸۸	۲.۱۶۶.۷۱۹	۲.۱۲۲.۵۹۶	۲.۴۵۳.۶۷۷
درآمد ناخالص فروش انرژی در بورس	۵۲۵.۳۹۳	۱.۰۳۶.۲۷۹	۱.۳۴۷.۰۰۲	۱.۷۱۵.۸۶۶	۲.۱۷۳.۴۴۶	۲.۵۱۴.۱۶۵	۳.۴۳۷.۱۰۴
کسر می‌شود: بهای سوخت	(۸۶۵.۰۶۲)	(۱.۴۴۷.۶۴۵)	(۱.۶۷۹.۸۲۷)	(۱.۹۳۱.۸۰۱)	(۲.۲۲۱.۵۷۲)	(۲.۳۴۴.۸۲۳)	(۲.۹۳۸.۰۲۸)
درآمد سلب فرصت	۱۳۱.۶۶۷	-	-	-	-	-	-
درآمد آمادگی	۱.۳۴۴.۴۳۰	۱.۵۴۶.۰۹۵	۱.۸۰۳.۷۷۷	۲.۰۷۴.۳۴۴	۲.۳۸۵.۴۹۵	۲.۵۰۸.۱۷۸	۳.۱۵۴.۸۱۸
درآمد کل بخش گاز	۲.۱۶۶.۴۶۸	۲.۸۴۲.۷۷۱	۳.۳۴۴.۷۵۶	۳.۸۷۷.۸۹۷	۴.۵۰۴.۰۸۸	۴.۸۰۰.۱۱۶	۶.۱۰۷.۵۷۰

جدول ۱۷: خلاصه درآمد بخش گاز- از سال ۱۳۹۵ تا سال ۱۴۰۲

	درآمدهای بخش گاز (ادامه) - میلیون ریال				
	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷
آمدگی ابرازی (MWh)	۶,۴۱۰,۸۸۰	۶,۴۱۰,۸۸۰	۵,۸۶۱,۳۷۶	۶,۴۱۰,۸۸۰	۶,۴۱۰,۸۸۰
ضریب بهره برداری	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪
تولید برق (MWh)	۵,۹۴۴,۵۳۶	۵,۹۴۴,۵۳۶	۵,۴۵۵,۹۴۴	۵,۹۴۴,۵۳۶	۵,۹۴۴,۵۳۶
درصد ظرفیت عرضه در بازار	۳۷٪	۱۰٪	۱۰٪	۱۰٪	۱۰٪
درصد ظرفیت عرضه در بورس	۶۳٪	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪	۹۰٪
قیمت متوسط فروش در بازار برق (ریال بر kwh)	۱,۱۷۷	۱,۳۵۴	۱,۵۵۷	۱,۷۹۱	۲,۰۵۹
قیمت متوسط فروش در بورس انرژی (ریال بر kwh)	۱,۱۴۶	۱,۳۵۴	۱,۵۵۷	۱,۷۹۱	۲,۰۵۹
درآمد ناخالص فروش انرژی در بازار	۲,۵۸۴,۹۳۸	۸۰۴,۸۶۷	۸۴۹,۵۲۰	۱,۰۶۴,۴۳۶	۱,۲۲۴,۱۰۱
درآمد ناخالص فروش انرژی در بورس	۴,۲۹۵,۳۱۹	۷,۲۴۳,۷۹۹	۷,۶۴۵,۶۸۱	۹,۵۷۹,۹۲۴	۱۱,۰۱۶,۹۱۲
کسر می‌شود: بهای سوخت	(۳,۳۷۸,۷۳۳)	(۳,۸۸۵,۵۴۳)	(۴,۱۰۱,۱۱۰)	(۵,۱۳۸,۶۳۰)	(۵,۹۰۹,۴۲۵)
درآمد سلب فرصت	-	-	-	-	-
درآمد آمادگی	۳,۶۲۸,۰۴۰	۴,۱۷۲,۲۴۶	۴,۳۸۶,۸۱۹	۵,۵۱۷,۷۹۶	۶,۳۴۵,۴۶۵
<b>درآمد کل خالص</b>	<b>۷,۱۲۹,۵۶۵</b>	<b>۸,۳۳۵,۳۶۹</b>	<b>۸,۷۸۰,۹۰۹</b>	<b>۱۱,۰۲۳,۵۲۶</b>	<b>۱۲,۶۷۷,۰۵۴</b>

جدول ۱۸: خلاصه درآمد بخش گاز- از سال ۱۴۰۳ تا سال ۱۴۰۷

## هزینه‌ها

برای تخمین هزینه‌های عملیاتی یک نیروگاه سیکل ترکیبی یا بخش بخار آن، معمولاً به استانداردهای معمول و جافتاده صنعت نیروگاهی در دنیا و کشور رجوع می‌شود. در مورد نیروگاه‌های متعلق به گروه مینا، بهره‌برداری و نگهداری و تعمیرات نیروگاه‌ها طی قراردادی به یکی از شرکت‌های گروه به نام "شرکت بهره‌برداری و تعمیراتی مینا (O&M)" واگذار می‌شود و این شرکت ضمن اداره نیروگاه و تأمین هزینه‌های جاری آن، صورت وضعیت هزینه‌ها را به صورت ادواری برای مالک نیروگاه ارسال می‌کند. برای تخمین هزینه‌های بهره‌برداری از بخش بخار پرنده نیز کارشناسان شرکت تولید برق پرنده از شرکت O&M استعلام گرفته‌اند و مبنای و مفروضات بکاررفته در این گزارش مطابق با استعلام یادشده بکار رفته است. هزینه‌های بهره‌برداری بخش گازی نیز مطابق با واقعیت سال گذشته و رشد هزینه‌ها تخمین زده شده است.

هزینه‌های بهره‌برداری نیروگاه سیکل پرنده که توسط شرکت پیمانکار بهره‌برداری مطالبه خواهد شد شامل موارد زیر است:

### LTSA

مهم‌ترین جزء هزینه‌های عملیاتی نیروگاه به‌غیر از سوخت، هزینه موسوم به LTSA یا "قرارداد سرویس بلندمدت" است. هر واحد نیروگاهی اعم از گازی یا بخار، معمولاً نیاز به تعمیراتی اساسی (overhaul) در بازه‌های ۱۰ ساله دارد که در بخش بخار هزینه آن برای هر واحد برابر ۳/۳ میلیون یورو تخمین زده می‌شود. این هزینه می‌تواند به صورت سالانه پرداخت شود، بدین صورت که شرکت پیمانکار بهره‌برداری در طول دوره ۱۰ ساله به تدریج بسیاری از اقلام تجهیزات موردنیاز در overhaul را خریداری و انبار می‌کند و همچنین برخی تعمیرات جزئی را در طول دوره انجام می‌دهد. در این شرایط، می‌توان هزینه overhaul در سال دهم را تا حد صفر کاهش داد و بجای آن، هزینه‌های تعمیراتی سالانه در نظر گرفت.

برای بخش بخار نیروگاه پرنده، مطابق استعلام صورت‌گرفته هزینه LTSA سالانه برای ۳ واحد بخار برابر ۱۰,۰۰۰,۰۰۰ یورو به دست می‌آید. این مبلغ بر اساس نرخ یوروی مبادله‌ای در هر سال از دوره بهره‌برداری به ریال تبدیل شده و به شرکت O&M پرداخت خواهد شد.

برای بخش گاز نیروگاه پرنده این هزینه در سال ۹۳، ۹۰۰,۰۰۰ میلیون ریال شناسایی شده است. این هزینه در سال ۱۳۹۴ صفر و در سال ۱۳۹۵، ۴۰۷,۲۲۰ میلیون ریال اعلام شده است. برای سال‌های آتی این هزینه به صورت یک سال در میان و با نرخ ۱۵٪ سالانه رشد داده می‌شود. علت تفاوت سیاست تخمین هزینه LTSA در بخش بخار و گاز، این است که قراردادهای بخش گاز ریالی مطالبه می‌شود و قابل پیش‌بینی است که عوامل بهای تمام‌شده آن برای پیمانکار خدمات،



با تورم عمومی کشور رشد می کنند، اما برای بخش بخار هنوز قراردادی وجود ندارد و لذا متکی به استعلام از شرکت O&M مپنا هستیم که هزینه را به صورت ارزی اعلام کرده است.

### هزینه پرسنلی

هزینه پرسنلی اداره این واحدهای بخار مطابق استعلام صورت گرفته برای ۵۰ نفر پرسنل در هر شیفت، ۳ شیفت کاری (واحدها در تأمین بار پایه کشور فعالیت می کنند و لذا فعالیت آن ها شبانه روزی است، مگر در اثر ممانعت مدیریت شبکه)، دستمزد متوسط ماهانه ۱۵ میلیون ریال، ضریب ۴۰٪ برای بیمه و عیدی و پاداش و ضریب ۲۰٪ برای سایر هزینه های سربار اداری مرتبط با پرسنل بیان شده است. در نتیجه هزینه پرسنلی به قیمت سال ۱۳۹۵ برابر ۱۰،۸۲۱ میلیون ریال سالانه منظور می شود که با نرخ تورم ۱۵٪ سالانه افزایش خواهد داشت.

برای بخش گاز هزینه پرسنلی در بخش تولید وجود ندارد و پرسنل تولیدی آن توسط پیمانکار تأمین می شود. هزینه های پرسنلی بخش گاز تماماً در هزینه های عمومی و اداری منظور شده است.

### مواد مصرفی

بخش بخار هر نیروگاه سیکل ترکیبی از دود خروجی بخش گاز به عنوان نوعی خوراک استفاده می کند که این دود خروجی قیمت گذاری نشده و بهای آن صفر در نظر گرفته می شود. این تفاوت بزرگ و اصلی بین تولید برق در بخش بخاری و گازی سیکل ترکیبی است که هزینه خوراک وجود ندارد. بجز دود، مواد مصرفی بخش بخار شامل آب و برخی مواد شیمیایی نظیر اسیدها است که میزان مصرف آن یک استاندارد بین المللی دارد و آن ۰/۰۰۲۳۳۹۷۸۲ یوروست بر کیلووات ساعت (۱/۰۳۹ ریال بر کیلووات ساعت) برای سال ۹۵ است. این هزینه نیز بر اساس افزایش نرخ ارز سالانه مفروض در مدل متورم خواهد شد.

برای بخش گاز، مواد مصرفی خاصی وجود ندارد و بهای سوخت نیز بصورت خودکار توسط مدیریت بازار از فروش انرژی کسر می شود. مواد مصرفی احتمالی بخش گاز مربوط به تعمیرات و قطعات یدکی است که در سرفصل جداگانه ای بررسی می شود.

### بیمه تجهیزات

هزینه بیمه تجهیزات از جمله هزینه های عملیاتی کلیه نیروگاهها است که به جهت احتمال بروز خسارت های پیش بینی نشده برای تجهیزات اساسی نظیر توربین و کمپرسور و ... ضروری است. هزینه بیمه بخش بخار طبق استعلام صورت گرفته برابر ۰/۱ درصد (یک در هزار) بهای تمام شده تجهیزات برای یک سال است. با توجه به بهای تمام شده ۲۸۵ میلیون





یورویی تجهیزات بخش بخار، هزینه بیمه سالانه برابر ۲۸۵ هزار یورو برآورد می‌شود که در هر ماه با توجه به نرخ ارز پیش‌بینی شده تسعیر شده و به ریال تبدیل خواهد شد.

هزینه بیمه بخش گاز در سال ۹۵ برابر ۹،۲۸۴ میلیون ریال شناسایی شده است که برای سال‌های بعد با نرخ رشد ۱۵٪ افزایش داده می‌شود.

#### تعمیرات دوره‌ای

هزینه‌ای است که در مواعید زمانی کوتاه توسط خود مالک نیروگاه پرداخت می‌شود و به منظور سرویس کوتاه‌مدت برخی اقلام تجهیزات ضروری است. برای بخش گاز در سال ۹۵ برابر ۱۷۵،۷۵۴ میلیون ریال شناسایی شده که برای سال‌های بعد با نرخ ۱۵٪ سالانه افزایش داده می‌شود.

#### تأمین قطعات یدکی

در بخش گاز هزینه‌های موردی تأمین قطعات یدکی پیش آمده است که در سال ۹۵ برابر ۱۷،۶۷۴ میلیون ریال بوده و برای سال‌های بعد با نرخ رشد ۱۵٪ سالانه افزایش داده می‌شود. برای بخش بخار هزینه جداگانه‌ای برای تأمین قطعات یدکی منظور نشده است.

#### لوازم مصرفی

در سال ۹۵ هزینه ۱۷،۷۵۲ میلیون ریال بابت خرید فیلتر هر شش واحد نیروگاه پرنده مصرف شده است. که برای سال‌های بعد با نرخ ۱۵٪ سالانه افزایش داده می‌شود.

#### استهلاک

هزینه استهلاک دارایی‌های ثابت بر اساس قواعد زیر و در تطابق با ماده ۵۱ قانون مالیات‌های مستقیم محاسبه و منظور شده است:

- توربین و تجهیزات: ۳۰ ساله مستقیم با ارزش اسقاطی صفر
- ساختمان‌ها: ۳۰ ساله مستقیم با ارزش اسقاطی صفر
- سایر دارایی‌ها: ۹ ساله مستقیم با ارزش اسقاطی صفر

#### هزینه‌های عمومی و اداری

با توجه به سهم بسیار بزرگ هزینه‌های عملیاتی در کل هزینه‌های هر نیروگاه، بخش بسیار کوچکی از هزینه‌ها به عمومی و اداری اختصاص دارد که ایاب و ذهاب و اینترنت و تلفن و ... از جمله آن است. برای بخش بخار در این گزارش در هر



ماه برابر ۱٪ هزینه‌های پرسنلی برای عمومی و اداری منظور شده است. برای بخش گاز، هزینه‌های عمومی و اداری در سال ۹۵ برابر ۸،۲۹۹ میلیون ریال شناسایی شده است که هزینه دستمزد کارکنان واحد گاز در این قسمت محاسبه شده است. این رقم با نرخ ۱۵٪ سالانه برای سال‌های بعد افزایش داده می‌شود.

#### سایر هزینه‌ها و درآمدهای عملیاتی و غیرعملیاتی

هرگونه درآمد یا هزینه دیگر اعم از عملیاتی یا غیرعملیاتی برای این نیروگاه برابر صفر منظور شده است.



با توجه به مفروضات ارائه شده، هزینه‌های عملیاتی برای دو بخش بخار و گاز به شرح زیر می‌باشد:

هزینه‌های عملیاتی بخش بخار- میلیون ریال												
	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷
تأمین قطعات یدکی و نگهداری	-	۴۴۷.۹۸۴	-	۵۴۶.۷۱۶	-	۶۶۷.۲۰۷	-	۸۱۴.۲۵۴	-	۹۹۳.۷۰۸	-	۱.۲۱۲.۷۱۲
هزینه های پرسنلی	۱۰.۲۸۲	۱۵.۶۲۵	۱۸.۱۳۷	۲۱.۰۵۲	۲۴.۴۳۷	۲۸.۳۶۵	۳۲.۹۲۵	۳۸.۲۱۸	۴۴.۳۶۱	۵۱.۴۹۲	۵۹.۷۷۰	۶۹.۳۷۸
بیمه تجهیزات نیروگاه	۹۰.۸۳	۱۳.۲۱۶	۱۴.۵۹۹	۱۶.۱۲۸	۱۷.۸۱۷	۱۹.۶۸۳	۲۱.۷۴۴	۲۴.۰۲۰	۲۶.۵۳۶	۲۹.۳۱۴	۳۲.۳۸۴	۳۵.۷۷۵
مواد مصرفی بر هر کیلووات ساعت	۱.۷۹۲	۴.۳۹۵	۴.۸۵۶	۵.۳۶۴	۵.۹۲۶	۶.۰۰۸	۷.۲۳۲	۷.۹۸۹	۸.۸۲۶	۸.۹۴۹	۱۰.۷۷۱	۱۱.۸۹۹
هزینه استهلاک	۶۲۱.۹۹۹	۸۲۹.۳۳۲	۸۲۹.۳۳۲	۸۲۹.۳۳۲	۸۲۹.۳۳۲	۸۲۹.۳۳۲	۸۲۹.۳۳۲	۸۲۹.۳۳۲	۸۲۹.۳۳۲	۸۱۵.۲۵۹	۸۱۰.۵۶۹	۸۱۰.۵۶۹
<b>جمع بهای تمام شده</b>	<b>۶۴۳.۱۵۵</b>	<b>۱.۳۱۰.۵۵۲</b>	<b>۸۶۶.۹۲۴</b>	<b>۱.۴۱۸.۵۹۲</b>	<b>۸۷۷.۵۱۱</b>	<b>۱.۵۵۰.۵۹۵</b>	<b>۸۹۱.۲۳۲</b>	<b>۱.۷۱۳.۸۱۲</b>	<b>۹۰۹.۰۵۴</b>	<b>۱.۸۹۸.۷۲۲</b>	<b>۹۱۳.۴۹۴</b>	<b>۲.۱۴۰.۳۳۳</b>
هزینه های عمومی و اداری	۱۰۳	۱۵۶	۱۸۱	۲۱۱	۲۴۴	۲۸۴	۳۲۹	۳۸۲	۴۴۴	۵۱۵	۵۹۸	۶۹۴

جدول ۱۹: خلاصه هزینه بخش بخار

هزینه‌های عملیاتی بخش گاز- میلیون ریال												
	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷
LTSA	-	۵۳۸.۵۴۸	-	۷۱۲.۲۳۰	-	۹۴۱.۹۲۵	-	۱.۲۴۵.۶۹۵	-	۱.۶۴۷.۴۳۲	-	۲.۱۷۸.۷۲۹
تعمیرات دوره‌ای	۲۰۲.۱۱۷	۲۳۲.۴۳۵	۲۶۷.۳۰۰	۳۰۷.۳۹۵	۳۵۳.۵۰۴	۴۰۶.۵۳۰	۴۶۷.۵۰۹	۵۳۷.۶۳۶	۶۱۸.۲۸۱	۷۱۱.۰۲۳	۸۱۷.۶۷۶	۹۴۰.۳۲۸
بیمه	۱۰.۶۷۷	۱۲.۲۷۸	۱۴.۱۲۰	۱۶.۲۳۸	۱۸.۶۷۳	۲۱.۴۷۴	۲۴.۶۹۶	۲۸.۴۰۰	۳۲.۶۶۰	۳۷.۵۵۹	۴۳.۱۹۳	۴۹.۶۷۲
تأمین قطعات یدکی	۲۰.۳۲۵	۲۳.۳۷۴	۲۶.۸۸۰	۳۰.۹۱۲	۳۵.۵۴۹	۴۰.۸۸۱	۴۷.۰۱۳	۵۴.۰۶۵	۶۲.۱۷۵	۷۱.۵۰۱	۸۲.۲۲۶	۹۴.۵۶۰
لوازم مصرفی	۲۰.۴۱۵	۲۳.۴۷۷	۲۶.۹۹۹	۳۱.۰۴۸	۳۵.۷۰۶	۴۱.۰۶۱	۴۷.۲۲۱	۵۴.۳۰۴	۶۲.۴۴۹	۷۱.۸۱۷	۸۲.۵۸۹	۹۴.۹۷۸
هزینه استهلاک	۱۴۱.۱۸۴	۱۴۱.۱۸۴	۱۴۱.۱۸۴	۱۴۱.۱۸۴	۱۴۱.۱۸۴	۱۴۱.۱۸۴	۱۴۱.۱۸۴	۱۴۰.۵۵۴	۱۴۰.۵۵۴	۱۴۰.۵۵۴	۱۴۰.۵۵۴	۱۴۰.۵۵۴
<b>کل بهای تمام شده بخش گاز</b>	<b>۳۹۴.۷۱۸</b>	<b>۹۷۱.۲۹۶</b>	<b>۴۷۶.۴۸۲</b>	<b>۱.۲۳۹.۰۰۷</b>	<b>۵۸۴.۶۱۶</b>	<b>۱.۵۹۳.۰۵۵</b>	<b>۷۲۷.۶۲۳</b>	<b>۲.۰۶۰.۶۵۳</b>	<b>۹۱۶.۱۱۹</b>	<b>۲.۶۷۹.۸۸۶</b>	<b>۱.۱۶۶.۲۳۹</b>	<b>۳.۴۹۸.۸۲۰</b>
هزینه‌های عمومی-اداری	۹.۵۴۴	۱۰.۹۷۵	۱۲.۶۲۲	۱۴.۵۱۵	۱۶.۶۹۲	۱۹.۱۹۶	۲۲.۰۷۶	۲۵.۳۸۷	۲۹.۱۹۵	۳۳.۵۷۴	۳۸.۶۱۰	۴۴.۴۰۲

جدول ۲۰: خلاصه هزینه بخش گاز- از سال ۱۳۹۵ تا سال ۱۴۰۲

## سرمایه در گردش

مفروضات سرمایه در گردش نیروگاه پرند به تفکیک اجزا شامل موارد زیر است:

- حساب‌های پرداختی: برای هر یک از اقلام هزینه‌های عملیاتی، مدت زمان تأخیر در پرداخت هزینه بر حسب روز به شکل زیر فرض شده است:

روز	آیتم هزینه پرداختی
۹۰	تعمیرات دوره‌ای
۱۵	هزینه‌های پرسنلی
۰	بیمه تجهیزات نیروگاه
۹۰	مواد مصرفی بر هر کیلووات ساعت
۹۰	تأمین قطعات یدکی
۳۰	هزینه‌های عمومی و اداری

جدول ۲۱: دوره تأخیر در پرداخت بدهی‌های جاری پروژه

- وجه نقد مورد نیاز: در ابتدای دوره برابر صفر منظور شده است.
- موجودی مواد و کالا: مواد و کالای مورد نیاز تنها آب و اسید در بخش بخار است که موجودی آن به لحاظ ریالی در برابر دیگر مخارج اهمیتی ندارد و لذا برابر صفر منظور شده است.
- حساب‌های دریافتی: با توجه به فرض فروش برق در بازار برق، نمی‌توان واقعیت دریافت دیر هنگام وجوه را نادیده گرفت. با توجه به وجه نقد دریافت شده در سال ۱۳۹۵ و آنچه در جدول ۴ توضیح داده شد به نظر می‌رسد در سال‌های آتی با بهبود مکانیزم تسویه بازار و نزدیک شدن آن به بورس انرژی، به تدریج از این تعداد روز دوره وصول مطالبات کاسته شود بنابراین فرض شده است در هر دوره به شرح جدول زیر، مطالبات حاصل از فروش برق به مدیریت شبکه تسویه شود:

	۱۳۹۴	۱۳۹۵	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷
درصد وصول مطالبات	٪۲۸	٪۳۵	۴۲٪	۴۸٪	۵۳٪	۵۸٪	۶۲٪	۶۶٪	۶۹٪	۷۲٪	۷۵٪	۷۷٪	۸۰٪	۸۲٪

جدول ۲۲: درصد وصول مطالبات در هر سال

- مطالبات و بدهی‌های فعلی: در پایان سال مالی ۹۵ شرکت پرند مبلغ ۳،۱۰۷،۲۶۵ میلیون ریال مطالبه از شرکت مدیریت شبکه برق دارد که فرض شده است در سال‌های آتی هر سال ۱۰ درصد پرداخت شود. همچنین مبلغ



۳،۱۵۲،۱۲۵ میلیون ریال بدهی جاری این شرکت در قبال قرارداد تأمین تجهیزات و فروش برق سال‌های ۹۰ و ۹۱ به گروه مپنا بوده است که فرض می‌شود به منظور اجتناب از خروج منابع از شرکت تا پایان دوره ساخت، این مبالغ پرداخت نگردند و از سال ۱۳۹۷ سالانه ۵ درصد از این مبلغ تسویه گردد.

### ارزش اختتامی

برای محاسبه ارزش اختتامی طرح، از جریان نقد خالص سال ۱۴۰۷ استفاده شده است. نرخ رشد این جریان برای سال‌های آتی ۱۰ درصد در نظر گرفته شده است.

### مالیات

نرخ مالیت بر درآمد برای نیروگاه در هر دو حالت ساده و سیکل ترکیبی برابر ۲۵٪ سالانه منظور می‌شود. با توجه به این که فرضی مبنی بر سرمایه‌گذاری وجوه مازاد در سپرده بانکی یا سهام قابل معامله یا ... منظور نشده است، در نتیجه نیروگاه درآمد معاف از مالیات نخواهد داشت. مالیات بر درآمد هر سال در سال بعد پرداخت می‌شود.

### نرخ تنزیل

نرخ بازده موردانتظار سرمایه‌گذاران در این پروژه برای بازه ۱۲ ساله منتهی به ۱۴۰۷ برابر ثابت ۲۴٪ سالانه در نظر گرفته شده است.

## جریان نقدی خالص کل طرح

اینک می‌توان جریان نقدی خالص طرح را با در اختیار داشتن مخارج سرمایه‌گذاری ثابت، درآمدها و هزینه‌های عملیاتی، تغییر در سرمایه در گردش و ارزش احتمالی (اسقاط) را در سه سناریو مربوط به بیع متقابل محاسبه نمود.

سناریو ۱: دریافت وجه حاصل از سوخت صرفه‌جویی شده در ۸ ماه و ۲۳ روز - حجم ثابت

بر اساس جریان نقدی خالص طرح (سالانه) نتایج زیر بر پایه این سناریو بدست آمده است (ارقام به میلیون ریال):

پیش‌بینی جریان نقدی خالص پروژه-سناریو ۱- میلیون ریال		۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲
سرمایه‌گذاری ثابت	نیروگاه موجود	(۱۳,۳۴۷,۶۷۵)	-	-	-	-	-	-
	بخش بخار	(۱۶,۸۸۶,۸۴۶)	-	-	-	-	-	-
	جمع	(۳۰,۲۳۴,۵۲۱)	-	-	-	-	-	-
	مشاور	(۵۷,۰۰۰)	-	-	-	-	-	-
	سایر هزینه‌ها	(۳۷۱,۵۰۳)	(۳۸۲,۵۹۰)	-	-	-	-	-
درآمدها		۴,۸۷۳,۴۶۰	۹,۷۱۸,۹۰۹	۵,۹۶۰,۹۶۷	۶,۹۰۳,۲۱۲	۸,۰۰۶,۸۱۲	۸,۵۲۱,۹۱۲	۱۰,۸۱۹,۹۸۲
هزینه‌های عملیاتی		(۱,۰۴۷,۵۱۹)	(۲,۲۹۲,۹۸۰)	(۱,۳۵۶,۲۰۹)	(۲,۶۷۲,۳۲۵)	(۱,۴۷۹,۰۶۴)	(۳,۱۶۳,۱۳۰)	(۱,۶۴۱,۲۶۰)
تغییر در سرمایه در گردش		(۸۳۱,۵۳۷)	(۱,۰۵۷,۹۶۸)	(۱,۰۱۳,۱۸۴)	۱۶۲,۲۴۸	(۱۳۰,۸۷۱)	۹۰۸,۱۹۶	(۱۸۵,۱۰۹)
استهلاک		۷۶۳,۱۸۳	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶
مالیات بر درآمد		(۱۷۴,۴۴۳)	(۹۱۸,۸۱۶)	(۱,۷۷۷,۰۸۷)	(۱,۰۹۸,۰۶۲)	(۱,۰۰۵,۳۲۹)	(۱,۵۴۵,۵۸۱)	(۱,۲۶۴,۲۷۱)
ارزش احتمالی		-	-	-	-	-	-	-
جریان نقدی خالص طرح		(۲۷,۰۷۹,۸۸۰)	۶,۰۳۷,۰۷۱	۲,۷۸۵,۰۰۲	۴,۲۶۵,۵۸۸	۶,۳۶۲,۰۶۴	۵,۶۹۱,۹۱۴	۸,۶۹۹,۸۵۸
جریان نقدی تجمعی ساده		(۲۷,۰۷۹,۸۸۰)	(۲۱,۰۴۲,۸۰۹)	(۱۸,۲۵۷,۸۰۶)	(۱۳,۹۹۲,۲۱۸)	(۷,۶۳۰,۱۵۴)	(۱,۹۳۸,۲۴۰)	۶,۷۶۱,۶۱۸

جدول ۲۳: خلاصه جریان وجه نقد- از سال ۱۳۹۵ تا سال ۱۴۰۲- سناریو ۱

پیش‌بینی جریان نقدی خالص پروژه-سناریو ۱- میلیون ریال						
		۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷
سرمایه گذاری ثابت	نیروگاه موجود	-	-	-	-	-
	بخش بخار	-	-	-	-	-
	جمع	-	-	-	-	-
	مشاور	-	-	-	-	-
	سایر هزینه‌ها	-	-	-	-	-
درآمدها		۱۲,۶۰۴,۹۹۷	۱۴,۷۰۴,۴۶۱	۱۵,۴۹۴,۸۵۲	۱۹,۴۴۶,۶۵۰	۲۲,۳۶۳,۶۴۸
هزینه‌های عملیاتی		(۳,۸۰۰,۲۳۵)	(۱,۸۵۴,۸۱۲)	(۴,۶۱۲,۶۹۷)	(۲,۱۱۸,۹۴۰)	(۵,۶۸۴,۲۴۸)
تغییر در سرمایه در گردش		۷۹۸,۵۹۶	۳۱۹,۰۸۸	۱,۱۷۳,۲۵۹	(۸۷۱,۳۵۶)	۶۷۷,۰۵۰
استهلاک		۹۶۹,۸۸۶	۹۶۹,۸۸۶	۹۵۵,۸۱۳	۹۵۱,۱۲۲	۹۵۱,۱۲۲
مالیات بر درآمد		(۲,۱۵۷,۷۲۷)	(۲,۰۶۲,۳۷۰)	(۲,۹۲۳,۲۹۵)	(۲,۴۷۵,۶۹۰)	(۳,۹۴۲,۰۵۴)
ارزش اختتامی		-	-	-	-	۱۰۲,۶۱۰,۸۴۲
جریان نقدی خالص طرح		۸,۴۱۵,۵۱۷	۱۲,۰۷۶,۲۵۳	۱۰,۰۸۷,۹۳۲	۱۴,۹۳۱,۷۸۷	۱۱۶,۹۷۶,۳۶۰
جریان نقدی تجمعی ساده		۱۵,۱۷۷,۱۳۵	۲۷,۲۵۳,۳۸۸	۳۷,۳۴۱,۳۲۰	۵۲,۲۷۳,۱۰۷	۶۶,۶۳۸,۶۲۵

جدول ۲۴: خلاصه جریان وجه نقد- از سال ۱۴۰۳ تا سال ۱۴۰۷- سناریو ۱

IRR	٪۲۸,۵	دوره بازگشت سرمایه ساده	۶ سال و ۲ ماه
NPV- میلیون ریال	۵,۶۹۳,۳۱۲	PI (شاخص سودآوری)	۱,۱۸۴

جدول ۲۵: شاخص‌های ارزیابی پروژه- سناریو ۱

- نرخ بازده داخلی طرح در قیاس با نرخ تنزیل (نرخ بازده مورد انتظار سرمایه‌گذاران) مطلوب است.

آورده نقدی لازم برای اجرای پروژه (با احتساب جریان نقدی حاصل از درآمدهای دوره ساخت) و تا رسیدن به زمانی که طرح بتواند مصارف خود را از محل منابع داخلی تأمین کند و با احتساب این که ارزش سرمایه‌گذاری در نیروگاه موجود به عنوان آورده غیرنقدی مینا محسوب شده و نیاز به تأمین نقدی ندارد، برابر ۳۵۰۰ میلیارد ریال است.

سناریو ۲: دریافت وجه حاصل از سوخت صرفه‌جویی شده در ۸ ماه و ۲۳ روز - ریال ثابت

بر اساس جریان نقدی خالص طرح (سالانه) نتایج زیر بر پایه این سناریو بدست آمده است (ارقام به میلیون ریال):

پیش‌بینی جریان نقدی خالص پروژه-سناریو ۲- میلیون ریال		۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲
سرمایه‌گذاری ثابت	نیروگاه موجود	(۱۳,۳۴۷,۶۷۵)	-	-	-	-	-	-
	بخش بخار	(۱۶,۸۸۶,۸۴۶)	-	-	-	-	-	-
	جمع	(۳۰,۲۳۴,۵۲۱)	-	-	-	-	-	-
	مشاور	(۵۷,۰۰۰)	-	-	-	-	-	-
	سایر هزینه‌ها	(۳۷۱,۵۰۳)	(۳۸۲,۵۹۰)	-	-	-	-	-
درآمدها		۶,۰۲۳,۰۹۵	۱۱,۶۴۳,۱۵۶	۵,۹۶۰,۹۶۷	۶,۹۰۳,۲۱۲	۸,۰۰۶,۸۱۲	۸,۵۲۱,۹۱۲	۱۰,۸۱۹,۹۸۲
هزینه‌های عملیاتی		(۱,۰۴۷,۵۱۹)	(۲,۲۹۲,۹۸۰)	(۱,۳۵۶,۲۰۹)	(۲,۶۷۲,۳۲۵)	(۱,۴۷۹,۰۶۴)	(۳,۱۶۳,۱۳۰)	(۱,۶۴۱,۲۶۰)
تغییر در سرمایه در گردش		(۸۳۱,۵۳۷)	(۱,۰۵۷,۹۶۸)	(۱,۰۱۳,۱۸۴)	۱۶۲,۲۴۸	(۱۳۰,۸۷۱)	۹۰۸,۱۹۶	(۱۸۵,۱۰۹)
استهلاک		۷۶۳,۱۸۳	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶
مالیات بر درآمد		(۱۷۴,۴۴۳)	(۱,۱۹۴,۹۰۵)	(۲,۲۳۷,۵۷۵)	(۱,۰۹۸,۰۶۲)	(۱,۰۰۵,۳۲۹)	(۱,۵۴۵,۵۸۱)	(۱,۲۶۴,۲۷۱)
ارزش احتمالی		-	-	-	-	-	-	-
جریان نقدی خالص طرح		(۲۵,۹۳۰,۲۴۵)	۷,۶۸۵,۲۲۸	۲,۳۲۴,۵۱۴	۴,۲۶۵,۵۸۸	۶,۳۶۲,۰۶۴	۵,۶۹۱,۹۱۴	۸,۶۹۹,۸۵۸
جریان نقدی تجمعی ساده		(۲۵,۹۳۰,۲۴۵)	(۱۸,۲۴۵,۰۱۷)	(۱۵,۹۲۰,۵۰۳)	(۱۱,۶۵۴,۹۱۵)	(۵,۲۹۲,۸۵۱)	۳۹۹,۰۶۳	۹,۰۹۸,۹۲۱

جدول ۲۶: خلاصه جریان وجه نقد- از سال ۱۳۹۵ تا سال ۱۴۰۲- سناریو ۲



پیش‌بینی جریان نقدی خالص پروژه- سناریو ۲- میلیون ریال						
		۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷
سرمایه گذاری ثابت	نیروگاه موجود	-	-	-	-	-
	بخش بخار	-	-	-	-	-
	جمع	-	-	-	-	-
	مشاور	-	-	-	-	-
	سایر هزینه‌ها	-	-	-	-	-
درآمدها		۱۲,۶۰۴,۹۹۷	۱۴,۷۰۴,۴۶۱	۱۵,۴۹۴,۸۵۲	۱۹,۴۴۶,۶۵۰	۲۲,۳۶۳,۶۴۸
هزینه‌های عملیاتی		(۳,۸۰۰,۲۳۵)	(۱,۸۵۴,۸۱۲)	(۴,۶۱۲,۶۹۷)	(۲,۱۱۸,۹۴۰)	(۵,۶۸۴,۲۴۸)
تغییر در سرمایه در گردش		۷۹۸,۵۹۶	۳۱۹,۰۸۸	۱,۱۷۳,۲۵۹	(۸۷۱,۳۵۶)	۶۷۷,۰۵۰
استهلاک		۹۶۹,۸۸۶	۹۶۹,۸۸۶	۹۵۵,۸۱۳	۹۵۱,۱۲۲	۹۵۱,۱۲۲
مالیات بر درآمد		(۲,۱۵۷,۷۲۷)	(۲,۰۶۲,۳۷۰)	(۲,۹۲۳,۲۹۵)	(۲,۴۷۵,۶۹۰)	(۳,۹۴۲,۰۵۴)
ارزش اختتامی		-	-	-	-	۱۰۲,۶۱۰,۸۴۲
جریان نقدی خالص طرح		۸,۴۱۵,۵۱۷	۱۲,۰۷۶,۲۵۳	۱۰,۰۸۷,۹۳۲	۱۴,۹۳۱,۷۸۷	۱۱۶,۹۷۶,۳۶۰
جریان نقدی تجمعی ساده		۱۷,۵۱۴,۴۳۸	۲۹,۵۹۰,۶۹۱	۳۹,۶۷۸,۶۲۳	۵۴,۶۱۰,۴۱۰	۶۸,۹۷۵,۹۲۸

جدول ۲۷: خلاصه جریان وجه نقد- از سال ۱۴۰۳ تا سال ۱۴۰۷- سناریو ۲

IRR	۳۰,۲٪	دوره بازگشت سرمایه ساده	۴ سال و ۹ ماه
NPV- میلیون ریال	۷,۴۵۰,۸۱۸	PI (شاخص سودآوری)	۱,۲۴

جدول ۲۸: شاخص‌های ارزیابی پروژه- سناریو ۲

- نرخ بازده داخلی طرح در قیاس با نرخ تنزیل (نرخ بازده مورد انتظار سرمایه‌گذاران) مطلوب است.

آورده نقدی لازم برای اجرای پروژه (با احتساب جریان نقدی حاصل از درآمدهای دوره ساخت) و تا رسیدن به زمانی که طرح بتواند مصارف خود را از محل منابع داخلی تأمین کند و با احتساب این که ارزش سرمایه‌گذاری در نیروگاه موجود به عنوان آورده غیرنقدی مینا محسوب شده و نیاز به تأمین نقدی ندارد، برابر ۳,۵۰۰ میلیارد ریال است.

سناریو ۳: عدم دریافت وجه سوخت صرفه‌جویی شده

بر اساس جریان نقدی خالص طرح (سالانه) نتایج زیر بر پایه این سناریو بدست آمده است (ارقام به میلیون ریال):

پیش‌بینی جریان نقدی خالص پروژه-سناریو ۳- میلیون ریال								
		۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲
سرمایه‌گذاری ثابت	نیروگاه موجود	(۱۳,۳۴۷,۶۷۵)	-	-	-	-	-	-
	بخش بخار	(۱۶,۸۸۶,۸۴۶)	-	-	-	-	-	-
	جمع	(۳۰,۲۳۴,۵۲۱)	-	-	-	-	-	-
	مشاور	(۵۷,۰۰۰)	-	-	-	-	-	-
	سایر هزینه‌ها	(۳۷۱,۵۰۳)	(۳۸۲,۵۹۰)	-	-	-	-	-
درآمدها		۳۰,۰۷۱,۵۳۱	۵,۱۰۸,۰۴۸	۵,۹۶۰,۹۶۷	۶,۹۰۳,۲۱۲	۸,۰۰۶,۸۱۲	۸,۵۲۱,۹۱۲	۱۰,۸۱۹,۹۸۲
هزینه‌های عملیاتی		(۱,۰۴۷,۵۱۹)	(۲,۲۹۲,۹۸۰)	(۱,۳۵۶,۲۰۹)	(۲,۶۷۲,۳۲۵)	(۱,۴۷۹,۰۶۴)	(۳,۱۶۳,۱۳۰)	(۱,۶۴۱,۲۶۰)
تغییر در سرمایه در گردش		(۱,۲۴۷,۰۸۶)	(۱,۱۱۳,۹۸۹)	(۷۸۹,۴۰۱)	۲۹۲,۹۰۵	(۶۳,۵۵۳)	۹۳۸,۹۴۹	(۱۷۲,۶۱۱)
استهلاک		۷۶۳,۱۸۳	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶	۹۷۰,۵۱۶
مالیات بر درآمد		(۱۷۴,۴۴۳)	(۴۸۶,۰۷۵)	(۶۷۳,۶۶۹)	(۱,۰۹۸,۰۶۲)	(۱,۰۰۵,۳۲۹)	(۱,۵۴۵,۵۸۱)	(۱,۲۶۴,۲۷۱)
ارزش اختتامی		-	-	-	-	-	-	-
جریان نقدی خالص طرح		(۲۹,۲۹۷,۳۵۹)	۱,۸۰۲,۹۳۱	۴,۱۱۲,۲۰۳	۴,۳۹۶,۲۴۵	۶,۴۲۹,۳۸۲	۵,۷۲۲,۶۶۷	۸,۷۱۲,۳۵۶
جریان نقدی تجمعی ساده		(۲۹,۲۹۷,۳۵۹)	(۲۷,۴۹۴,۴۲۸)	(۲۳,۳۸۲,۲۲۵)	(۱۸,۹۸۵,۹۸۰)	(۱۲,۵۵۶,۵۹۸)	(۶,۸۳۳,۹۳۱)	۱,۸۷۸,۴۲۵

جدول ۲۹: خلاصه جریان وجه نقد- از سال ۱۳۹۵ تا سال ۱۴۰۲- سناریو ۳

پیش‌بینی جریان نقدی خالص پروژه- سناریو ۳- میلیون ریال						
		۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷
سرمایه گذاری ثابت	نیروگاه موجود	-	-	-	-	-
	بخش بخار	-	-	-	-	-
	جمع	-	-	-	-	-
	مشاور	-	-	-	-	-
	سایر هزینه‌ها	-	-	-	-	-
درآمدها		۱۲,۶۰۴,۹۹۷	۱۴,۷۰۴,۴۶۱	۱۵,۴۹۴,۸۵۲	۱۹,۴۴۶,۶۵۰	۲۲,۳۶۳,۶۴۸
هزینه‌های عملیاتی		(۳,۸۰۰,۲۳۵)	(۱,۸۵۴,۸۱۲)	(۴,۶۱۲,۶۹۷)	(۲,۱۱۸,۹۴۰)	(۵,۶۸۴,۲۴۸)
تغییر در سرمایه در گردش		۸۰۳,۱۲۵	۳۲۰,۵۵۴	۱,۱۷۳,۶۸۴	(۸۷۱,۲۴۶)	۶۷۷,۰۷۶
استهلاک		۹۶۹,۸۸۶	۹۶۹,۸۸۶	۹۵۵,۸۱۳	۹۵۱,۱۲۲	۹۵۱,۱۲۲
مالیات بر درآمد		(۲,۱۵۷,۷۲۷)	(۲,۰۶۲,۳۷۰)	(۲,۹۲۳,۲۹۵)	(۲,۴۷۵,۶۹۰)	(۳,۹۴۲,۰۵۴)
ارزش اختتامی		-	-	-	-	۱۰۲,۶۱۱,۰۲۴
جریان نقدی خالص طرح		۸,۴۲۰,۰۴۵	۱۲,۰۷۷,۷۱۹	۱۰,۰۸۸,۳۵۶	۱۴,۹۳۱,۸۹۷	۱۱۶,۹۷۶,۵۶۸
جریان نقدی تجمعی ساده		۱۰,۲۹۸,۴۷۱	۲۲,۳۷۶,۱۹۰	۳۲,۴۶۴,۵۴۶	۴۷,۳۹۶,۴۴۳	۶۱,۷۶۱,۹۸۶

جدول ۳۰: خلاصه جریان وجه نقد- از سال ۱۴۰۳ تا سال ۱۴۰۷- سناریو ۳

IRR	%۲۵,۴	دوره بازگشت سرمایه ساده	۶ سال و ۹ ماه
NPV- میلیون ریال	۱,۹۳۷,۹۴۵	PI (شاخص سودآوری)	۱,۰۶

جدول ۳۱: شاخص‌های ارزیابی پروژه- سناریو ۳

- نرخ بازده داخلی طرح در قیاس با نرخ تنزیل (نرخ بازده مورد انتظار سرمایه‌گذاران) مطلوب است.

آورده نقدی لازم برای اجرای پروژه (با احتساب جریان نقدی حاصل از درآمدهای دوره ساخت) و تا رسیدن به زمانی که طرح بتواند مصارف خود را از محل منابع داخلی تأمین کند و با احتساب این که ارزش سرمایه‌گذاری در نیروگاه موجود به عنوان آورده غیرنقدی مپنا محسوب شده و نیاز به تأمین نقدی ندارد، برابر ۳،۵۰۰ میلیارد ریال است.



## تأمین مالی طرح از طریق تأسیس صندوق پروژه

طبیعتاً مدل بالا خود با فرض آورده ۱۰۰ درصدی سرمایه‌گذاران ایجاد شده و نرخ بازده داخلی و ارزش خالص روز را برای آنان محاسبه نموده است، اما اگر در نظر بگیریم که برای تأمین مالی این پروژه، یک صندوق پروژه (project fund) تأسیس شده و اقدام به پذیره‌نویسی عمومی نماید، جمعی از سرمایه‌گذاران در آن صندوق نیز مالک بخشی از این طرح خواهند بود. اگر مقداری از طریق پذیره‌نویسی عمومی برای صندوق پروژه جمع‌آوری شده و مابقی را نیز شرکت گروه مپنا تأمین نماید، (پروژه و دارایی‌های آن متعلق به صندوق سرمایه‌گذاری پروژه‌ای به نام "آرمان پرنده مپنا" باشد)، آن‌گاه می‌توان جریان نقدی خالص این دسته از سرمایه‌گذاران را محاسبه کرد.

تأسیس صندوق با اتکا به یک فرضیه اساسی صورت می‌گیرد و آن این است که مپنا می‌تواند دارایی‌های زیر را به عنوان آورده غیرنقدی تحویل صندوق (پروژه) دهد:

- نیروگاه گازی موجود (در بدو تأسیس صندوق)
- تجهیزات بخار که به‌عنوان آورده مپنا در محل پروژه قرار دارد.

بنابراین مراحل اجرایی تأسیس صندوق به‌شکل زیر خواهد بود:

۱. صندوق مجوز تأسیس می‌گیرد و توسط گروه مپنا و شرکت مشاور سرمایه‌گذاری آرمان آتی با سرمایه ۵,۰۰۰ میلیون ریال تأسیس می‌شود.

۲. با انتقال سهام شرکت تولید برق پرنده (سهام شرکت پرنده با سرمایه فعلی ۸,۸۹۶ میلیارد ریال شامل نیروگاه گازی و تجهیزات اصلی سه واحد بخار) صندوق افزایش سرمایه خواهد داد.

فرض می‌شود که در سال ۹۶ صندوق مورد اشاره شروع به فعالیت کرده و در طول سال ۹۶ در سه مرحله به‌صورت نقدی افزایش سرمایه دهد. افزایش سرمایه نقدی از محل پذیره‌نویسی خواهد بود. با توجه به کل مخارج سرمایه‌گذاری پروژه، سهم پذیره‌نویسان از کل مالکیت صندوق معین می‌شود. حجم پذیره‌نویسی در هر دوره باید به‌گونه‌ای تنظیم شود که منابع و مصارف نقدی و غیرنقدی پروژه برابر شود.

صندوق یا شرکت در سال ۹۶ سود تقسیم نمی‌کند و از سال ۹۷ و در سال‌های بعد از آن ۱۰٪ سود خالص سالانه را طبق الزام قانون تجارت تقسیم خواهد کرد (برای حفظ منابع نقدی).

## هزینه‌های صندوق

بر اساس اساسنامه صندوق‌های سرمایه‌گذاری پروژه، هزینه‌های قابل قبول صندوق به شرح است:

- ۱- هزینه‌های تأسیس صندوق؛
- ۲- کارمزد ارکان صندوق که میزان و نحوه محاسبه آن در امیدنامه قید شده است؛
- ۳- هزینه‌های طراحی‌های مجدد نحوه ساخت پروژه در صورت نیاز طبق تشریفات اساسنامه؛
- ۴- هزینه‌های اخذ مجوزهای پیش‌بینی شده لازم برای اجرای پروژه که ممکن است در طول فعالیت پروژه اتفاق بیافتد؛
- ۵- هزینه اجرای پروژه و بهره‌برداری از آن براساس مبالغ پیش‌بینی شده در طرح توجیهی پروژه که پوشش دهنده کلیه هزینه‌های ساخت پروژه اعم از دستمزد نیروی انسانی، مصالح، تجهیزات و تأسیسات مکانیکی و برقی، ماشین آلات و اقلام مورد نیاز و هزینه قرارداد با پیمانکاران، مالیات و هزینه‌های نقل و انتقال دارایی‌ها به نام شرکت پروژه است؛
- ۶- هزینه‌های مربوط به حق بهره‌برداری و نظایر آن؛
- ۷- هزینه بیمه دارایی‌های پروژه؛
- ۸- هزینه تبدیل شرکت پروژه به شرکت سهامی عام و هزینه عرضه عمومی سهام شرکت پروژه و هزینه‌های جاری شرکت پروژه و علی‌الحساب پرداختنی بابت هزینه‌های مذکور؛
- ۹- حق الزحمه کارشناسان رسمی برای ارزیابی دارایی‌های صندوق و شرکت پروژه در صورت لزوم؛
- ۱۰- مالیات و هزینه نقل و انتقال اوراق بهادار صندوق مطابق مقررات؛
- ۱۱- کارمزد یا حق الزحمه تصفیه صندوق که میزان و نحوه محاسبه آن در امیدنامه صندوق قید شده است؛
- ۱۲- هزینه‌های مالی تسهیلات اخذ شده برای صندوق و شرکت پروژه؛
- ۱۳- هزینه‌های بانکی برای نقل و انتقالات وجوه صندوق؛
- ۱۴- هزینه‌های نگهداری اوراق بهادار بی‌نام صندوق توسط بانک‌ها؛
- ۱۵- هزینه‌های طرح دعاوی توسط متولی علیه هر یک از ارکان صندوق در مراجع ذی صلاح؛
- ۱۶- هزینه‌های طرح دعاوی به نفع صندوق یا دفاع در برابر دعاوی علیه صندوق؛
- ۱۷- سایر هزینه‌ها به تصویب هیأت مدیره مشروط به این که به تایید متولی در اجرای اهداف و موضوع فعالیت صندوق ضروری باشد و پرداخت آنها به عهده هیچ‌یک از ارکان صندوق نباشد.

با توجه به مذاکرات صورت گرفته و با فرض طول عمر صندوق تا پایان آذر ۱۳۹۷، هزینه‌های پیش‌بینی شده صندوق مطابق امیدنامه محاسبه شده و به شرح جدول ۳۲ است.

شرح	۱۳۹۶	۱۳۹۷
مدیر صندوق	۱۶،۵۰۰	۳،۵۰۰
متولی	۵۰۰	۲۵۰
متعهد پذیرهنویس	۱۷،۵۰۰	۰
بازارگردان	۱۱۶۶۷	۸،۷۵۰
ناظر فنی	۳،۵۰۰	۰
حسابرس	۳۲۰	۸۰
هزینه تاسیس	۱،۵۰۰	۰
هزینه تصفیه	۰	۹۰۰
هزینه نرم افزار	۴۵۰	۵۱۸
سایر هزینه ها	۵۰۰	۵۷۵
<b>مجموع هزینه‌های صندوق</b>	<b>۵۲،۴۳۷</b>	<b>۱۴،۵۷۳</b>

جدول ۳۲: خلاصه هزینه ارکان

جدول زیر توازن منابع و مصارف پروژه (با فرض عدم پرداخت مالیات بر ارزش افزوده انتقال تجهیزات) تا سال ۱۳۹۷ را با مفروضات ذکر شده در بخش‌های قبل و پذیرهنویسی طی ۳ مرحله به شرح زیر است:

شرح	۱۳۹۶ - سناریو اول		۱۳۹۶ - سناریو دوم		۱۳۹۶ - سناریو سوم	
	شش ماهه اول	شش ماهه دوم	شش ماهه اول	شش ماهه دوم	شش ماهه اول	شش ماهه دوم
سرمایه گذاری ثابت احداث بخش بخار	(۱۳.۷۲۶.۲۴۲)	(۳.۱۶۰.۶۰۴)	(۱۳.۷۲۶.۲۴۲)	(۳.۱۶۰.۶۰۴)	(۱۳.۷۲۶.۲۴۲)	(۳.۱۶۰.۶۰۴)
مشاور ساخت	(۲۸.۵۰۰)	(۲۸.۵۰۰)	(۲۸.۵۰۰)	(۲۸.۵۰۰)	(۲۸.۵۰۰)	(۲۸.۵۰۰)
نیروگاه گازی موجود	(۳۷۱.۵۰۳)	-	(۳۷۱.۵۰۳)	-	(۳۷۱.۵۰۳)	-
سایر هزینه‌ها	(۱۳.۳۴۷.۶۷۵)	-	(۱۳.۳۴۷.۶۷۵)	-	(۱۳.۳۴۷.۶۷۵)	-
<b>جمع سرمایه گذاری ثابت</b>	<b>(۲۷.۴۷۳.۹۲۰)</b>	<b>(۳.۱۸۹.۱۰۴)</b>	<b>(۲۷.۴۷۳.۹۲۰)</b>	<b>(۳.۱۸۹.۱۰۴)</b>	<b>(۲۷.۴۷۳.۹۲۰)</b>	<b>(۳.۱۸۹.۱۰۴)</b>
مالیات بر درآمد	(۱۷۴.۴۴۳)	-	(۱۷۴.۴۴۳)	-	(۱۷۴.۴۴۳)	-
سود تقسیم شده	-	-	-	-	-	-
هزینه های ارکان صندوق	(۸.۶۹۳)	(۴۳.۷۴۳)	(۸.۶۹۳)	(۴۳.۷۴۳)	(۸.۶۹۳)	(۴۳.۷۴۳)
<b>جمع مصارف</b>	<b>(۲۷.۶۵۷.۰۵۶)</b>	<b>(۳.۲۳۲.۸۴۸)</b>	<b>(۲۷.۶۵۷.۰۵۶)</b>	<b>(۳.۲۳۲.۸۴۸)</b>	<b>(۲۷.۶۵۷.۰۵۶)</b>	<b>(۳.۲۳۲.۸۴۸)</b>
درآمد فروش برق	۱.۰۳۰.۵۳۷	۱.۲۶۰.۱۰۸	۱.۰۳۰.۵۳۷	۱.۲۶۰.۱۰۸	۱.۱۵۲.۷۹۱	۱.۹۱۸.۷۴۰
هزینه های عملیاتی	(۲۰۲.۱۳۱)	(۸۴۵.۳۸۸)	(۲۰۲.۱۳۱)	(۸۴۵.۳۸۸)	(۲۰۲.۱۳۱)	(۸۴۵.۳۸۸)
تغییر در سرمایه در گردش	(۴۱۵.۷۶۸)	(۴۱۵.۷۶۸)	(۴۱۵.۷۶۸)	(۴۱۵.۷۶۸)	(۶۲۳.۵۴۳)	(۶۲۳.۵۴۳)
استهلاک	۷۰.۵۹۲	۶۹۲.۵۹۱	۷۰.۵۹۲	۶۹۲.۵۹۱	۷۰.۵۹۲	۶۹۲.۵۹۱
آورده نقدی سهامداران	۱.۰۰۰.۰۰۰	۲.۵۰۰.۰۰۰	۱.۰۰۰.۰۰۰	۲.۵۰۰.۰۰۰	۱.۰۰۰.۰۰۰	۲.۵۰۰.۰۰۰
آورده نقدی مپنا	۵.۰۰۰	-	۵.۰۰۰	-	۵.۰۰۰	-
هزینه‌های انجام شده تاکنون	۶۵۱.۸۱۳	-	۶۵۱.۸۱۳	-	۶۵۱.۸۱۳	-
آورده غیرنقدی مپنا (تجهیزات بخار)	۱۲.۲۵۱.۰۰۰	-	۱۲.۲۵۱.۰۰۰	-	۱۲.۲۵۱.۰۰۰	-
آورده غیرنقدی مپنا (گازی موجود)	۱۳.۳۴۷.۶۷۵	-	۱۳.۳۴۷.۶۷۵	-	۱۳.۳۴۷.۶۷۵	-
<b>جمع منابع</b>	<b>۲۷.۷۳۸.۷۱۷</b>	<b>۳.۱۹۱.۵۴۲</b>	<b>۲۷.۷۳۸.۷۱۷</b>	<b>۳.۱۹۱.۵۴۲</b>	<b>۲۷.۶۵۳.۱۹۶</b>	<b>۳.۶۴۲.۳۹۹</b>

جدول ۳۳: جدول منابع و مصارف در سه سناریو (بدون لحاظ وجه ببع متقابل در دو سناریو اول)



ملاحظه می‌شود که تأمین مالی تا سال ۹۶ مورد نیاز است و از سال ۹۷ با توجه به درآمدزایی و منابع داخلی طرح، نیاز به آورده نقدی یا غیرنقدی نیست. در جدول بالا در مجموع در سه سناریو جمعاً ۳,۵۰۰,۰۰۰ میلیون ریال پذیرهنویسی عمومی صورت گرفته توسط سرمایه‌گذاران تأمین می‌شود. همچنین ۲۵,۵۹۸,۶۷۵ میلیون ریال نیز آورده غیرنقدی مپنا است که به سرمایه صندوق افزوده خواهد شد (شامل ۱۳,۳۴۷,۶۷۵ میلیون ریال نیروگاه گازی موجود و ۱۲,۲۵۱,۰۰۰ میلیون ریال تجهیزات بخار). البته شرکت تولید برق پرنده مپنا به قیمت سرمایه ثبت شده (۸,۸۹۶,۳۳۷ میلیون ریال) به صندوق منتقل می‌شود و لذا سرمایه صندوق بعد از انتقال کمتر از ارزش واقعی دارایی‌های صندوق خواهد بود.

با توجه به حجم بالای منابع مورد نیاز در سال ۱۳۹۶، پذیرهنویسی در این سال در سه مرحله صورت می‌پذیرد. برنامه پذیرهنویسی به شرح زیر می‌باشد:

مرحله سوم - فصل زمستان	مرحله دوم - فصل پاییز	مرحله اول - شهریور ماه	حجم پذیرهنویسی
۱,۰۰۰,۰۰۰	۱,۵۰۰,۰۰۰	۱,۰۰۰,۰۰۰	هر سه سناریو

جدول ۳۴: مراحل پذیرهنویسی در هر سناریو

لازم به ذکر است نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاران در هر سناریو با توجه به نگهداشتن واحدها و تبدیل آن‌ها به سهام شرکت پروژه قابل تعریف خواهد بود. بدیهی است در صورتی که تحت نظر بازارگردان صندوق، اختیار فروش تبعی و یا مظنه‌های بازارگردانی تعریف شود، در صورت اعمال، نرخ سودآوری سرمایه‌گذاران برابر با نرخ اختیار فروش تبعی و مظنه خرید بازارگردان خواهد بود.

## تحلیل ریسک

ریسک‌های مترتب بر این پروژه را به تفکیک ماهیت می‌توان چنین دسته‌بندی کرد:

### ریسک‌های تجاری:

۱- ریسک قیمت گاز و برق: محصول این پروژه برق است و در بازار برق ایران با شرایط معین و پیش‌گفته و با وجود همه نقایص آن به لحاظ ساختار معاملات و تسویه فروخته خواهد شد. قیمت‌گذاری برق در این بازار در دست هیأتی دولتی است که پیش‌بینی رفتار آن با عدم قطعیت همراه است. طبیعتاً چنانچه روند رشد قیمت برق در این بازار بر اثر تصمیمات این هیأت به شکل مدل‌شده در این گزارش نباشد و مثلاً روند رشد کندتری را در پیش بگیرد، نرخ بازده داخلی این طرح را تحت تأثیر قرار خواهد داد.

جدول زیر حساسیت نرخ بازده داخلی در سه سناریو را به نرخ رشد قیمت گاز در نظر گرفته شده نشان می‌دهد:

مقدار پایه	نرخ رشد سالانه قیمت گاز سوخت نیروگاه												
	%۱۵,۰	%۵,۰	%۸,۰	%۱۱,۰	%۱۴,۰	%۱۷,۰	%۲۰,۰	%۲۳,۰	%۲۶,۰	%۲۹,۰	%۳۲,۰	%۳۵,۰	%۳۸,۰
۱-IRR	%۲۸,۵	%۳۰,۹	%۳۰,۴	%۲۹,۷	%۲۸,۸	%۲۷,۷	%۲۶,۲	%۲۴,۱	%۲۰,۹	>	>	>	>
۲-IRR	%۳۰,۲	%۳۲,۷	%۳۲,۱	%۳۱,۴	%۳۰,۶	%۲۹,۴	%۲۷,۹	%۲۵,۸	%۲۲,۷	>	>	>	>
۳-IRR	%۲۵,۴	%۲۷,۷	%۲۷,۲	%۲۶,۵	%۲۵,۷	%۲۴,۶	%۲۳,۱	%۲۱,۰	%۱۷,۸	>	>	>	>

جدول ۳۵: تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی در سه سناریو به نرخ رشد قیمت گاز

ملاحظه می‌شود که افزایش نرخ رشد گاز می‌تواند نرخ بازده داخلی را تا ۱۸٪ کاهش دهد و پروژه را به‌طور کامل از توجیه‌پذیری اقتصادی خارج نماید و از طرف دیگر کاهش نرخ رشد گاز مثلاً به ۵ درصد می‌تواند آن را تا ۳۰٪ افزایش دهد.

جدول زیر حساسیت نرخ بازده داخلی در سه سناریو را به نرخ رشد قیمت برق در نظر گرفته شده نشان می‌دهد:

مقدار پایه	نرخ رشد سالانه قیمت برق سوخت نیروگاه												
	%۱۵	%۵,۰	%۸,۰	%۱۱,۰	%۱۴,۰	%۱۷,۰	%۲۰,۰	%۲۳,۰	%۲۶,۰	%۲۹,۰	%۳۲,۰	%۳۵,۰	%۳۸,۰
۱-IRR	%۲۵,۴	<	%۱۲,۹	%۲۰,۵	%۲۶,۶	%۳۲,۰	%۳۷,۱	%۴۱,۹	%۴۶,۶	%۵۱,۱	%۵۵,۷	%۶۰,۱	%۶۴,۶
۲-IRR	%۳۰,۲	%۰,۷	%۱۴,۵	%۲۲,۲	%۲۸,۳	%۳۳,۸	%۳۸,۹	%۴۳,۸	%۴۸,۵	%۵۳,۱	%۵۷,۷	%۶۲,۲	%۶۶,۷
۳-IRR	%۲۸,۵	<	%۹,۸	%۱۷,۵	%۲۳,۵	%۲۸,۹	%۳۳,۸	%۳۸,۶	%۴۳,۱	%۴۷,۶	%۵۲,۱	%۵۶,۴	%۶۰,۸

جدول ۳۶: تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی در سه سناریو به نرخ رشد قیمت برق

ملاحظه می‌شود که افزایش نرخ رشد برق می‌تواند نرخ بازده داخلی را تا ۶۷٪ افزایش دهد و از طرف دیگر کاهش نرخ رشد برق مثلاً به ۵ درصد می‌تواند آن را منفی کرده و پروژه را به‌طور کامل از توجیه‌پذیری اقتصادی خارج نماید.

**۲- ریسک بهره‌برداری (رقبا و ...)** : با توجه به فروش برق در بازار برق و اداره این بازار در ارتباط تنگاتنگ با دیسپاچینگ ملی ایران، همیشه امکان تولید نکردن و قرار نگرفتن در آرایش ساعتی در هر ساعت از شبانه‌روز وجود دارد. ضریب بهره‌برداری ۹۰٪ منظور شده برای سیکل ترکیبی با احتمال اندکی ممکن است بالا یا پایین رود. جدول زیر با فرض عدم دریافت خسارت سلب فرصت، حساسیت نرخ بازده داخلی را به ضریب بهره‌برداری مفروض در دوره سیکل ترکیبی نشان می‌دهد:

مقدار پایه	ضریب بهره‌برداری سیکل ترکیبی												
	۹۰٪	۵۰٪	۵۴٪	۵۸٪	۶۲٪	۶۶٪	۷۰٪	۷۴٪	۷۸٪	۸۲٪	۸۶٪	۹۰٪	۹۴٪
۱-IRR	۲۸,۵٪	۲۲,۵٪	۲۳,۱٪	۲۳,۸٪	۲۴,۴٪	۲۵,۰٪	۲۵,۶٪	۲۶,۲٪	۲۶,۸٪	۲۷,۴٪	۲۷,۹٪	۲۸,۵٪	۲۹,۱٪
۲-IRR	۳۰,۲٪	۲۴,۰٪	۲۴,۷٪	۲۵,۴٪	۲۶,۰٪	۲۶,۷٪	۲۷,۳٪	۲۷,۹٪	۲۸,۵٪	۲۹,۱٪	۲۹,۷٪	۳۰,۲٪	۳۰,۹٪
۳-IRR	۲۵,۴٪	۱۹,۶٪	۲۰,۳٪	۲۰,۹٪	۲۱,۵٪	۲۲,۱٪	۲۲,۷٪	۲۳,۲٪	۲۳,۸٪	۲۴,۳٪	۲۴,۹٪	۲۵,۴٪	۲۶,۰٪

جدول ۳۷: تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی در سه سناریو به ضریب بهره‌برداری سیکل ترکیبی

ملاحظه می‌شود که کاهش ضریب بهره‌برداری تا ۵۰٪ (امر بسیار نامحتمل)، می‌تواند نرخ بازده داخلی طرح را تا ۲۰٪ کاهش دهد و پروژه را از توجیه‌پذیری اقتصادی خارج نماید. چنین افت شاخصی در ضریب بهره‌برداری می‌تواند از جمله به علت احداث نیروگاه‌های جدید (رقبا) در مجاورت تهران باشد. بنابراین ریسک احداث نیروگاه‌های جدید در اطراف تهران با راندمان بالا را نباید از نظر دور داشت.

**۳- ریسک نرخ ارز:** بهای تمام‌شده احداث بخش بخار نیروگاه و همچنین معادل ریالی بهای گاز صادراتی ایران که مبنای عمل قیمت‌گذاری برق در بازار برق کشور قرار می‌گیرد، هر دو به نرخ تسعیر ارز و افزایش سالانه آن بستگی خواهند داشت. از طرف دیگر بخشی از هزینه‌های عملیاتی بخش بخار نیروگاه نیز ارزی است و می‌تواند سود و زیان نیروگاه را تحت تأثیر قرار دهد. در شرایط فعلی فرض شده است نرخ تسعیر آزاد دلار آمریکا در مرداد ۹۵ برابر ۴۰۰۳۴ ریال بوده و سالانه ۱۰٪ افزایش یابد. جدول زیر نشان می‌دهد که اگر افزایش نرخ سالانه تغییر کند، چه تأثیری بر نرخ بازده داخلی طرح خواهد گذاشت:

افزایش سالانه نرخ ارز													
مقدار پایه	%۱۰	%۰	%۱,۵	%۳,۰	%۴,۵	%۶,۰	%۷,۵	%۹,۰	%۱۰,۵	%۱۲,۰	%۱۳,۵	%۱۵,۰	%۱۶,۵
۱-IRR	%۲۸,۵	%۲۸,۶	%۲۸,۶	%۲۸,۶	%۲۸,۶	%۲۸,۶	%۲۸,۶	%۲۸,۵	%۲۸,۵	%۲۸,۴	%۲۸,۳	%۲۸,۲	%۲۸,۱
۲-IRR	%۳۰,۲	%۳۰,۸	%۳۰,۸	%۳۰,۷	%۳۰,۶	%۳۰,۵	%۳۰,۴	%۳۰,۳	%۳۰,۲	%۳۰,۰	%۲۹,۹	%۲۹,۷	%۲۹,۵
۳-IRR	%۲۵,۴	%۲۵,۹	%۲۵,۹	%۲۵,۸	%۲۵,۷	%۲۵,۶	%۲۵,۶	%۲۵,۴	%۲۵,۳	%۲۵,۲	%۲۵,۱	%۲۴,۹	%۲۴,۷

جدول ۳۸: تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی در سه سناریو به نرخ ارز

ملاحظه می‌شود که افزایش نرخ ارز با توجه به وابستگی هزینه ساخت به نرخ ارز باعث کاهش IRR طرح می‌شود. البته با توجه به سیاست‌های دولت و پیش‌بینی از نرخ ارز سال‌های آتی، رشد بیش از ۱۰ درصد بسیار غیر محتمل خواهد بود.

۴- نرخ رشد مورد استفاده در ارزش نهایی: بر اساس تئوری‌های مالی، ارزش نهایی<sup>۱</sup> یک پروژه از مهمترین فاکتورهای ارزش‌گذاری و بررسی جریان‌های نقدی آتی است. یک روش برآورد نرخ رشد استفاده از نسبت سود تقسیمی و بازده حقوق صاحبان سهام است. نرخ بازده حقوق صاحبان سهام با توجه به صورت‌های مالی سال ۱۳۹۴ برابر با ۱۸ درصد است. با فرض ثبات این نسبت (با توجه به افزایش درآمد فروش در حالت سیکل ترکیبی و به تبع افزایش سود خالص، این نسبت در سال‌های آتی افزایش می‌یابد) و سود تقسیمی ۱۰ درصدی، نرخ رشد برابر با ۱۶ درصد به‌دست خواهد آمد. به‌منظور برآورد محتاطانه‌تر نرخ رشد جریان‌های نقد آتی برابر با ۱۰ درصد مدنظر گرفته شده است. جدول ۳۹ حساسیت نرخ بازدهی داخلی را نسبت به این نرخ نشان می‌دهد:

نرخ رشد آتی													
مقدار پایه	%۱۰,۰	%۰,۰	%۲,۰	%۴,۰	%۶,۰	%۸,۰	%۱۰,۰	%۱۲,۰	%۱۴,۰	%۱۶,۰	%۱۸,۰	%۲۰,۰	%۲۲
۱-IRR	%۲۸,۵	%۲۶,۲	%۲۶,۵	%۲۶,۹	%۲۷,۳	%۲۷,۹	%۲۸,۵	%۲۹,۳	%۳۰,۳	%۳۱,۷	%۳۳,۶	%۳۶,۷	%۴۳,۰
۲-IRR	%۳۰,۲	%۲۸,۰	%۲۸,۳	%۲۸,۷	%۲۹,۱	%۲۹,۶	%۳۰,۲	%۳۱,۰	%۳۲,۰	%۳۳,۳	%۳۵,۲	%۳۸,۳	%۴۴,۵
۳-IRR	%۲۵,۴	%۲۳,۰	%۲۳,۳	%۲۳,۷	%۲۴,۲	%۲۴,۷	%۲۵,۴	%۲۶,۲	%۲۷,۲	%۲۸,۶	%۳۰,۷	%۳۳,۸	%۴۰,۲

جدول ۳۹: تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی در سه سناریو به نرخ رشد آتی

ملاحظه می‌شود که افزایش نرخ رشد می‌تواند نرخ بازده داخلی را تا ۴۴٪ افزایش دهد و از طرف دیگر در صورت در نظر گرفتن نرخ رشد صفر، نرخ بازدهی داخلی تا ۲۳٪ کاهش یابد.

<sup>۱</sup> Terminal Value



۵- تغییر نرخ فوب خلیج فارس: همان‌طور که پیش‌تر اشاره شد با وجود ابهام موجود در قرارداد بیع متقابل نمی‌توان یک پیش‌بینی قطعی از درآمد حاصل از این قرارداد متصور شد. با این وجود با توجه به فرض حجم ثابت در سناریو ۱، قیمت نفت خام به فوب خلیج فارس در برآورد درآمد اهمیت پیدا می‌کند. حساسیت نرخ بازدهی داخلی سناریو ۱ را به تغییرات نرخ فوب خلیج فارس در سال ۱۳۹۶ را نشان می‌دهد:

نرخ فوب خلیج فارس													
مقدار پایه	۵۰	۳۵	۴۰	۴۵	۵۰	۵۵	۶۰	۶۵	۷۰	۷۵	۸۰	۸۵	۹۰
۱-IRR	%۲۸,۵	%۲۷,۳	%۲۷,۷	%۲۸,۱	%۲۸,۵	%۲۸,۹	%۲۹,۳	%۲۹,۸	%۳۰,۲	%۳۰,۷	%۳۱,۱	%۳۱,۶	%۳۲,۱

جدول ۴۰: تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی در سناریو ۱ به تغییر نرخ فوب خلیج فارس

ملاحظه می‌شود که افزایش قیمت نفت فوب خلیج فارس در سناریو ۱ می‌تواند نرخ بازدهی پروژه را تا ۳۲ درصد افزایش دهد. بدیهی است که این تغییر در سناریو ۲ و ۳ تأثیری در نرخ بازدهی داخلی نخواهد داشت.

### ریسک‌های قانونی و مقرراتی

محیط قانونی و مقرراتی فعالیت این نیروگاه مشتمل بر موارد زیر است:

- قانون برنامه پنجم توسعه
  - قانون هدفمندسازی یارانه‌ها
  - قانون تجارت
  - قراردادهای بیع متقابل و پیمانکاری EPC بخش بخار
  - قانون بودجه سال ۱۳۹۴ و سال‌های آتی
  - آیین‌نامه اجرایی شرایط و خرید تضمینی برق
  - مصوبات هیأت تنظیم بازار برق ایران
  - مصوبات احتمالی هیأت دولت و مجلس در خصوص قیمت‌گذاری حامل‌های انرژی و نظام ارزی کشور
- بنابراین تغییرات احتمالی در محیط قانونی فوق می‌تواند تأثیر بسزایی در اجرا و بهره‌برداری این طرح داشته باشد

## پیوست شماره ۱- مشخصات فنی نیروگاه گازی پرند

نیروگاه پرند مجهز به نرم افزار پایش و کنترل Tenore Ver.۲,۰ با قابلیت نصب روی سیستم عامل Windows ۲۰۰۰ می باشد. همچنین شبکه کنترلی مجهز به نرم افزار پایش و کنترل Composer Ver.۴,۳ نیز می باشد. این نرم افزار قابلیت دریافت و ارسال اطلاعات به صورت Online از طریق کارت های MFP را نیز دارد. شبکه کنترلی نیروگاه پرند از دو حلقه کاملا مشابه جهت بالا بردن ایمنی تشکیل شده است که ۱۳ ایستگاه اپراتوری، ۱۳ ایستگاه کنترل و پردازش و یک ایستگاه Composer را به هم وصل می نماید

جدول ۱- مشخصات سایت پرند

عرض جغرافیایی	۸/۳۵ درجه
ارتفاع از سطح دریا	۴۰۰۰ فوت
دمای خشک محیط در تابستان	۹۷ (۱/۳۶) °C
دمای مرطوب محیط در تابستان	۷۱ (۶/۲۱) °C
میزان رطوبت نسبی در ساعت ۱۲:۳۰	۳۵٪
تغییرات روزانه	۲۰ (۶/۶-) °C
دمای خشک محیط در زمستان	۲۳ (۵-) °C
میزان رطوبت نسبی در ساعت ۶ صبح	۸۰٪

جدول ۲- اطلاعات عملکردی توربین گاز نیروگاه پرند

سوخت: گاز طبیعی						عنوان
بار پایه	بار پیک	بار ۷۵٪	بار ۵۰٪	بار ۲۵٪	واحد	
۴۵۵۳۶	۴۵۵۳۶	۴۵۵۳۶	۴۵۵۳۶	۴۵۵۳۶	KJ/Kg	ارزش حرارتی پایین
۱۳۲۸۰۰	۱۳۹۳۷۰	۹۹۶۰۰	۶۶۴۰۰	۳۳۲۰۰	KW	توان خروجی
۴۳,۳۳	۵۹,۳۳	۹۵,۳۰	۶۹,۲۶	۴۰,۲۰	%	راندمان راحتی
۱۰۷۶۹,۵	۱۰۷۱۸,۵	۱۱۶۳۰,۵	۱۳۴۸۶	۱۷۶۵۱	KJ/kWh	نرخ حرارتی
۱۰۶۰±۱۰	۱۰۹۰±۱۰	۱۰۱۳,۶	۹۴۷,۹	۷۲۲,۲	C	دمای ورودی توربین
۴۴۲,۳	۴۴۲,۷	۳۷۲,۶	۳۱۰,۵	۳۰۸,۷	Kg/sec	دبی دود در خروجی توربین
۵۴۶,۷	۵۶۶,۳	۵۴۶,۷	۵۴۰,۹	۴۰۰,۷	C	متوسط دمای دود خروجی توربین

سوخت: گازوئیل						
عنوان	واحد	بار پایه	بار پیک	بار ۷۵٪	بار ۵۰٪	بار ۲۵٪
ارزش حرارتی پایین	KJ/Kg	۴۲۹۹۶	۴۲۹۹۶	۴۲۹۹۶	۴۲۹۹۶	۴۲۹۹۶
توان خروجی	KW	۱۲۹۳۸۰	۱۳۵۷۸۰	۹۷۰۳۵	۶۴۶۹۰	۳۲۳۴۵
راندمان راحتی	%	۱۰۳۳	۲۸۰۳۳	۶۰۳۰	۳۳۰۲۶	۰۲۰۲۰
نرخ حرارتی	KJ/kWh	۱۰۸۷۶	۱۰۸۱۸	۱۱۷۶۶٫۵	۱۳۶۷۳٫۵	۱۷۹۸۳
دمای ورودی توربین	C	۱۰۶۰±۱۰	۱۰۹۰±۱۰	۱۰۱۳٫۳	۹۴۹٫۲	۷۲۳٫۳
دبی دود در خروجی توربین	Kg/sec	۴۴۲٫۷	۴۴۳٫۱	۳۷۳٫۷	۳۱۰٫۷	۳۰۸٫۸
متوسط دمای دود خروجی توربین	C	۵۴۷٫۶	۵۶۶٫۹	۵۴۷٫۵	۵۴۳٫۱	۴۰۲٫۵

جدول ۳- آنالیز سوخت گاز طبیعی نیروگاه پرند

عنوان	نماد	واحد	مقدار
متان	CH <sub>4</sub>	% حجمی	۵۹٫۸۸
اتان	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	"	۱۶٫۴
پروپان	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	"	۱۸٫۱
ایزوبوتان	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	"	۲۲٫۰
بوتان طبیعی	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	"	۲۹٫۰
ایزوپنتان	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	"	۰٫۶۰
پنتان نرمال	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	"	۰٫۶۰
هگزان	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	"	۰٫۹۰
نیتروژن	N <sub>2</sub>	% حجمی	۳۴٫۵
سولفید هیدروژن	H <sub>2</sub> S	ppm	۱۰
دی اکسید کربن	CO <sub>2</sub>	% حجمی	۰
جرم مخصوص	ρ	kg/Nm <sup>3</sup>	۶۱۸٫۰
ارزش حرارتی پایین	LHV	kcal/Nm <sup>3</sup>	۸۶۹۰

جدول ۴- مشخصات سوخت گازوئیل نیروگاه پرند

عنوان	نماد	واحد	مقدار
وزن مخصوص	ρ	kg/m <sup>3</sup>	۸۱۸٫۴۳
ارزش حرارتی پایین	LHV	kJ/ lit	۳۶۲۸۰
گوگرد	S	% وزنی	۱

جدول ۵- آنالیز دود خروجی توربین گاز نیروگاه پرند

SO <sub>2</sub> (ppm)	Nox (ppm)	NO <sub>2</sub> (ppm)	CO (ppm)	CO (ppm)	CO <sub>2</sub> %	O <sub>2</sub> %	FT(°C)	مگاوات تولیدی	سوخت	محل نمونه برداری
-	۲۵	-	-	۱۰	-	۱۵	۵۴۶,۷	۱۳۲,۸	گاز	خروجی توربین گاز
-	۴۰	-	-	-	-	۱۵	۵۶۶,۳	۱۳۹,۳۷	گاز	خروجی توربین گاز
-	۴۰۵	-	-	۱۰	-	۱۵	۵۴۷,۵	۱۲۹,۳۸	گازوئیل	خروجی توربین گاز
۱۹۰	۴۶۰	-	-	-	-	۱۵	۵۶۶,۹	۱۳۰,۷۸	گازوئیل	خروجی توربین گاز

جدول ۶- مشخصات فنی ژنراتور نیروگاه پرند

ANSALDO Ansaldo Energia s.p.a.			
IEC-۳۴,۱(۱۹۹۶) IEC-۳۴,۳(۱۹۸۸)	۳ PHASE SYNCHRONOUS GENERATOR TYPE: TY۱۰۵۴۶ n* ۲۰۰۳ ITALY		
Rate Power	۲۰۰ MVA	Conn.	Y
Rate/over speed	۳۰۰۰/۳۶۰۰ r.p.m	Exc. Vol.	۲۹۶
Rate voltage	۱۵,۷۵ Kv	Exc. Current	۱۴۱۷
Rate Power factor	۰,۸	Ins.Cl. F	F
Rate Frq.	۵۰ HZ	Inertia moment(J)	۵۴۶۲ Kgm <sup>۲</sup>
Rate Current	۷۳۳۱ A	Degree Protect	IP۵۴

جدول ۷- مشخصات فنی ترانس اصلی نیروگاه پرند

ANSALDO Ansaldo Energia s.p.a.			
STEP UP ۲۲۰-KV GRID			
Rate Power	۲۰۰ MVA ONAF	Vectorial Group	Ynd۱۱
Primary Rate vol.	۲۴۵ kv	Impedance	۱۳٪
Secondary Rate vol.	۱۵,۷۵ kv	Tap changer type	OLTC
KKS CODE		++BAT۰۱	



پیوست شماره ۲- مصوبه هیأت تنظیم بازار برق ایران برای نرخ‌های سال ۹۳

شماره: ۱۳۹۳  
تاریخ: ۱۳۹۳/۰۵/۰۱  
موضوع: ...



جمهوری اسلامی ایران  
وزارت انرژی  
تاریخ: ۱۳۹۳/۰۵/۰۱

**تعمیرات**

اعضای محترم هیأت تنظیم بازار برق ایران  
احتراماً به استحضار می‌رساند که هیأت تنظیم بازار برق ایران در جلسه مورخ ۱۳۹۳/۰۵/۰۱  
موضوع: ...

**تعمیرات و اصلاحات**

۱- گزارش قیمت تمام شده برق در سال ۱۳۹۲ و همچنین گزارش قیمت تمام شده برق در سال ۱۳۹۳  
موضوع: ...  
شماره: ...  
تاریخ: ...

۲- ...  
موضوع: ...  
شماره: ...  
تاریخ: ...

۳- ...  
موضوع: ...  
شماره: ...  
تاریخ: ...

۴- ...  
موضوع: ...  
شماره: ...  
تاریخ: ...





گروه ... در ...  
 ...  
 ...  
 ...  
 ...

مستند ملی ...  
 شماره ثبت: ...

مستند ملی ...  
 شماره ثبت: ...

مستند ملی ...

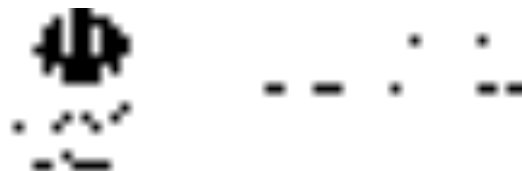
مستند ملی ...  
 شماره ثبت: ...

...





پیوست شماره ۴- مصوبه هیأت تنظیم بازار برق ایران برای نرخ‌های سال ۹۵



جمهوری اسلامی ایران  
شرکت ملی برق ایران  
تهران - خیابان ولیعصر - پلاک ۱۰۰

موضوع: مصوبه هیأت تنظیم بازار برق ایران در خصوص نرخ‌های برق برای سال ۹۵

موضوع: مصوبه هیأت تنظیم بازار برق ایران در خصوص نرخ‌های برق برای سال ۹۵

موضوع: مصوبه هیأت تنظیم بازار برق ایران در خصوص نرخ‌های برق برای سال ۹۵

موضوع: مصوبه هیأت تنظیم بازار برق ایران در خصوص نرخ‌های برق برای سال ۹۵



