امکان سنجی فنی – اقتصادی پروژه های نیروگاهی؛ دیدگاهها و راهکارها

حمیدرضا صدری اکبر ادیب فر پرتو حمیدی جهانگیر صیاد

Sadri@mapna.org

شرکت مدیریت پروژه های نیروگاهی ایران - مپنا

واژه های کلیدی: امکان سنجی- نیروگاه – فنی، اقتصادی – مدل مالی

خلاصه

در این مقاله روش تهیه گزارش امکان سنجی فنی – اقتصادی احداث یک نیروگاه ارائه می گردد. این روش که براساس تجربیات مولفین در پروژه های نیروگاهی و نیز نمونه های مشابه در سایر کشورها تهیه شده است، دو دیدگاه مالی و فنی را پیش از ساخت یک نیروگاه مورد ارزیابی قرار می دهد. در این راستا ابتدا ضرورت نیاز به پروژه بررسی شده و بر این اساس ویژگیهای مورد نیاز جهت مکان احداث نیروگاه مورد توجه قرار می گیرد. پس از این مرحله سیستم های مکانیکی و الکتریکی نیروگاه مورد نظر با توجه به داده های موجود و تجربیات حاصل از پروژه های قبلی بررسی و انتخاب می گردد. سپس براساس نتایج حاصل از برآورد سیستم های مکانیکی و الکتریکی، احجام ساختمانی مورد نیاز پروژه مورد محاسبه قرار می گیرد. نتایج حاصله به عنوان بخشی از ورودی های مدل مالی تهیه شده ، مورد پردازش قرار می گیرد. مدل مالی پروژه با توجه به شرایط پروژه و ویژگیهای آن از لحاظ مالی و نیز با توجه به هزینه های مربوط به تجهیزات فنی و نیز دیگر موارد قابل توجه، هزینه تمام شده پروژه، هزینه تولید بصورت Euro/kW و نیز سناریوهای مختلف تعرفه فروش برق را مورد محاسبه قرار می دهد.

مقدمه

امروزه در اغلب شرکتهای بزرگ جهان با توجه به بالا بودن حجم پروژه ها و نیز محدود بودن تواناییهای فنی و سرمایه‌ای شرکتهای مجری و سرمایه گذار، بمنظور اخذ تصمیم در اجرای پروژه های نیروگاهی، از روشهای امکان‌سنجی فنی- اقتصادی نوین و مبتنی بر دانش روز استفاده می گردد.

در یک گزارش امکان سنجی فنی–اقتصادی (Techno Economic Feasibility Report) یا TEFR برای پروژه‌های نیروگاهی، موارد مختلفی میبایستی بطور منظم مد نظر قرار گرفته و بکار بسته شود تا اهداف زیر را پوشش دهد:

- بررسی و تعیین مفاهیم اولیه نیروگاه و پروژه
- نیل به برآورد هزینه واقعی و هزینه تمام شده تولید
- کنترل امکان پذیر بودن اجرای پروژه با استفاده از تحلیل مالی و اقتصادی
- کسب مجوزهای قانونی مورد نیاز

- کسب مجوزهای محیطی مورد نیاز
- یافتن موسسات مالی برای جذب سرمایه مورد نیاز

بمنظور نیل به اهداف بالا، یک گزارش امکان سنجی فنی – اقتصادی با عناوین زیر تهیه و در اختیار مدیریت سازمان تصمیم گیرنده قرار داده می شود تا بعنوان ابزار تصمیم به مدیریت شرکت در اخذ تصمیم مناسب برای شرکت یا عدم شرکت در اجرای انواع مختلف پروژه های مطرح در سطح صنعت برق مانند EPC[1]، BOT[2] و BOO[3] یاری رساند.

از مزایای انجام امکان سنجی فنی–اقتصادی TEFR برای پروژه های نیروگاهی موارد زیر را میتوان برشمرد:

- ایجاد دیدگاه روشن و علمی از کاری که قرار است انجام شود
- ایجاد دیدگاه روشن و علمی با ذکر کلیه جزئیات تا حد انجام امکان سنجی برای سرمایه گذار
- ایجاد دانش فنی در داخل کشور برای انجام امکان سنجی فنی–اقتصادی پروژه ها (ارزیابی فنی، مالی، حقوقی پروژه ها)

امکان سنجی فنی–اقتصادی پروژه ها، در زمانهای مختلف زیر میتواند صورت پذیرد:

- در پروژه های EPC، قبل از شرکت در مناقصه جهت ارائه دیدگاه روشن به مدیریت برای مشارکت یا عدم مشارکت در مناقصه
- در پروژه های BOT و BOO، قبل از اخذ تصمیم برای انجام اینگونه پروژه ها و بمنظور ارائه دیدگاه روشن به سرمایه گذار

توجیه و نیاز پذیری پروژه

نیروگاه یک پروژه زیربنایی است که نیازمند سرمایه گذاری عظیمی می باشد. لذا تصمیم به این سرمایه گذاری می بایست توجیه پذیر باشد.

اگر توان طرح ریزی شده برای آینده و نیاز به انرژی با توجه به ظرفیت موجود، بیانگر کمبود ظرفیت برای غلبه بر بارهای پیک و نیز نیازمندیهای انرژی باشد، می توان گفت که نصب نیروگاه توجیه پذیر است.

عموماً برنامه ریزی ها با ملاحظهٔ طرح های صنعتی، رشد اقتصادی، قدرت خرید، رشد جمعیت و نیز بسته به سیاست کشور و سازمان ، برای دوره های ۵، ۱۰ و ۲۰ ساله طرح ریزی می شوند و توسعه ظرفیت تولید انرژی و خطوط انتقال نیز شامل این مورد می گردد.

لذا در اولین گام لازمست تا نیاز به توان پیک و انرژی مورد نیاز را برای یک دوره ۵ ساله با لحاظ کردن میانگین رشد مصرف بدست آوریم.

سپس به منظور بررسی قابلیت ظرفیت موجود برای تأمین نیازهای پیک، ظرفیت نصب شده و نیز در دست احداث را با لحاظ کردن فاکتورهای ذیل که موجب کاهش امکان دسترسی به حداکثر ظرفیت می گردند را در نظر می گیریم:

- § قطع اجباری برق
- § ضریب رزرو
- § مصرف داخلی نیروگاهها
- § دیگر فاکتورهای مرتبط

معمولاً قابلیت دسترسی نیروگاهها بصورت ذیل در نظر گرفته می شود:

- § نیروگاههای بخار بین ۸۰ تا ۸۵ درصد
- § نیروگاههای سیکل ترکیبی و دیزلی بین ۸۵ تا ۹۰ درصد
- § نیروگاههای گازی و آبی ۹۰ درصد

با لحاظ کردن ضرایب فوق در طرحهای آتی و محاسبه ظرفیت تولید در طول یک دورهٔ ۵ ساله از یک سو و مقایسه آن با میزان نیاز مصرف در ۵ سال آتی (با در نظر گرفتن نرخ رشد سالیانه مصرف) میزان مازاد/نقصان انرژی در دورهٔ فوق بدست می آید.

همچنین به منظور تعیین میزان نیاز به انرژی می بایست محاسبات مشابهی انجام پذیرد. از طرفی به منظور محاسبه انرژی در دسترس می بایست میزان مصرف داخلی را از آن کسر نمود. برای محاسبه میزان دسترسی به انرژی حاصل از نیروگاههای موجود، میانگین انرژی حاصل از این نیروگاهها در دو سال گذشته را در نظر می گیریم. اما برای نیروگاههای

[1] - Engineering, Procurement, Construction
[2] - Build, Operate, Transfer
[3] - Build, Operate, Ownership

جدید و یا نیروگاههایی که در دست احداث می باشند، ضریب بار نیروگاه (PLF[1]) می بایست مورد محاسبه قرار گیرد. این ضریب برای نیروگاههای مختلف بصورت زیر در نظر گرفته می شود:

- § نیروگاههای بخار و یا سیکل ترکیبی ۸۰ درصد
- § نیروگاههای گازی و یا دیزلی بسته به اینکه به عنوان بار پایه (Base Load) و یا بار پیک (Peak Load) استفاده شوند، متفاوت است.
- § نیروگاههای آبی نیز به هیدرولوژی بستگی دارد

در قسمت بعد ویژگیهای سایت مورد نظر مورد بررسی قرار می گیرد.

ویژگیهای سایت

- **مکان سایت:**

موقعیت سایت در کشور مورد نظر به ترتیب: استان، مشخص کردن فاصله و موقعیت جغرافیایی از نزدیکترین شهر بزرگ و مشخص کردن فاصله از نزدیکترین شهر کوچک در صورت نیاز مطرح می گردد.

- **مباحث مربوط به ویژگیهای سایت**

ملاحظات ذیل جهت نصب یک نیروگاه مورد بررسی قرار می گیرد:

الف) در دسترس بودن فضا جهت بخش اصلی نیروگاه، محوطه مربوط به ترانسفورماتورها، محوطه مربوط به پست و محوطه مربوط به نیازمندیهای BOP[2]

ب) در دسترس بودن فضای کافی برای کلیه فعالیتهای اجرایی

ج) فراهم بودن راه مناسب جهت دسترسی به محوطه نیروگاه جهت حمل تجهیزات، ابزارهای نصب، مواد شیمیایی و .... ارتباط سایت با جاده جهت حمل تجهیزات، مصالح مورد نیاز دورهٔ ساخت و مواد شیمیایی و سوخت مایع نیز می بایست به سهولت برقرار باشد.

د) امکان تهیه سوخت و دسترسی به آن

ه) فراهم بودن منابع قابل اطمینان آب خام جهت نیازمندیهای نیروگاه

و) مناسب بودن زمین از دید ملاحظات جغرافیایی و توپوگرافیکی و خصوصیات ژئوتکنیکی

ز) سهولت اتصال به شبکه سراسری جهت انتقال توان تولیدی

ح) ملاحظات زیست محیطی و ایجاد کمربند سبز

- **تامین سوخت نیروگاه**

گاز طبیعی مورد نیاز نیروگاه در ایران از نزدیکترین شبکه لوله گاز توسط شرکت ملی گاز ایران (NIGC) تأمین شده و یک ایستگاه اندازه‌گیری گاز مجزا برای هرنیروگاه در نظر گرفته می شود.

سوخت مایع در ایران توسط شرکت ملی نفت ایران (NIOC) از طریق تانکرهای حمل سوخت تأمین شده و در مخازن سوخت تعبیه شده در نیروگاه ذخیره می گردد.

با در نظر گرفتن ظرفیت نیروگاه و ضریب PLF، مقدار مصرف سالیانه سوخت اصلی مورد نیاز نیروگاه محاسبه و ارائه می گردد.

- **سیستم انتقال توان تولیدی**

انتقال توان تولیدی در سطح ولتاژ مورد نیاز در منطقه(۴۰۰، ۲۳۰ یا ۱۳۲ کیلو ولت) صورت می‌پذیرد و برای هر نیروگاه یک پست متناسب با سطح ولتاژ مورد نیاز در نظر گرفته می‌شود.

- **توپوگرافی سایت و مشخصات ژئوتکنیک خاک منطقه**

در این بخش شیب عمومی سایت نیروگاه و حداقل تراز و حداکثر تراز سایت مطرح می‌گردد. مشخصات لایه های خاک و کلیه مشخصات مکانیکی هرلایه می بایست مشخص گردد.

بعد از بررسی خاک منطقه پیشنهادات لازم در مورد تغییر و تحول خاک و تعیین حدود ابعاد زمین نیروگاه ارائه می شود.

در نهایت با در نظر گرفتن کلیه ملاحظات فنی و بهینه سازی کلیه احجام خاکی، تراز نهایی برای هر قسمت از نیروگاه مشخص می گردد.

---

[1] -Plant Load Factor

[2] - Balance Of Plant

اطلاعات مربوط به سایت و هواشناسی منطقه، در پیوست گزارش آورده می شود.

- **دسترسی به آب**

نزدیکترین منابع آب مورد نیاز برای نیروگاه پیشنهادی نیز می‌بایست شناسایی شود. این منابع باید ظرفیت نیروگاه را جوابگو بوده و دسترسی و انتقال آب از آنها به نیروگاه بسهولت انجام پذیرد.

- **Lay out نیروگاه**

Plot plan پیشنهادی نیروگاه در پیوست گزارش ارائه می شود. در جانمایی ساختمانها، ملاحظات عمومی ذیل می‌بایست لحاظ گردد:

جهت وزش باد غالب از دید کاهش آلودگی، انتقال انرژی جهت اتصال به شبکه سراسری کشور، دسترسی به آب خام، دسترسی به سوخت‌های گاز و گازوییل، جاده دسترسی نیروگاه به جاده اصلی، سهولت در جابجایی افراد و تجهیزات چه در طی زمان ساخت و چه در مراحل بعدی (از جمله تعمیر و نگهداری)، دسترسی به فضای مناسب جهت مونتاژ و جاگذاری تجهیزات ساخت

سیستمهای مکانیکی

پس از انتخاب نوع نیروگاه، نوع و ظرفیت توربین مربوطه در این بخش آورده می شود و در صورتی که نیروگاه از نوع گازی باشد میبایست با توجه به شرایط محیطی (که ذکر آن الزامی می باشد) ، خروجی توربین در شرایط سایت محاسبه شده و با شرایط ISO[1] مقایسه گردد. همچنین دیاگرام مربوط به بالانس حرارتی نیروگاه نیز می بایست تهیه شده و در پیوست گزارش آورده شود.

- **توربین**

در این قسمت تجهیزات اصلی توربین معرفی گشته و نوع تجهیزات معرفی شده مختصراً شرح داده می شود.

ارتفاع دودکش نیروگاه با در نظر گرفتن نوع سوخت (از نوع سولفور دار یا بدون سولفور) و نیز نوع نیروگاه، مشخص می شود.

- **بویلرحرارتی یا بویلر بازیافت حرارتی**

در نیروگاه حرارتی از بویلر حرارتی استفاده می شود که می بایست مشخصات اصلی بویلر از جمله ظرفیت بویلر، فشار و دمای بخار خروجی بویلر مشخص شود. در بویلر حرارتی مشعل ها داخل کوره بویلر قرار داشته و شامل سیستم FDFan و IDFan می باشند و بعلت افت فشار زیاد داخل بویلر، دودکش این نوع بویلرها از ارتفاع زیادی برخوردار می باشد.

در نیروگاه سیکل ترکیبی از بویلر بازیافت حرارتی استفاده می گردد. این نوع بویلر، انرژی گرمایشی خود را از دود خروجی توربین گاز دریافت می کند. برای کنترل دود ورودی به بویلر از دمپر های متفاوت استفاده می کنند. ذکر مشخصات دبی، فشار و دما برای این تجهیز الزامی میباشد. در موارد خاص ، برای افزایش بخار خروجی از مشعل درون داکت(Duct Burner) استفاده می شود. این دستگاه دارای دو دودکش اصلی و بای پس است.

- **سیستم خنک کننده اصلی**

در نیروگاههای بخاری و سیکل ترکیبی بواسطه داشتن توربین بخار و کندانسور می بایست سیستم خنک کننده کندانسور نیز وجود داشته باشد. سیستم خنک کننده کندانسور در ایران معمولا بصورت خشک بوده و در اغلب نیروگاه های ایران بواسطه موقعیت جغرافیایی و شرایط آب و هوایی از یکی از سیستم های زیر استفاده می‌گردد:

۱- سیستم برج خشک (Heller)

۲- سیستم یک بار گذر مناسب برای نیروگاههای در کنار دریا و یا رود خانه (Once through)

۳- سیستم خنک کننده هوای کندانسور (ACC[2])

[1] - International Standard Organization

[2] - Air Cooled Condenser

- **سیستم سوخت**
  - **سوخت گاز**

معمولاً در ایران ،گاز طبیعی، سوخت اصلی نیروگاه می باشد که این سوخت از شبکه سوخت گاز کشور و یا از نزدیکترین پالایشگاه گاز تامین می گردد. فشار سوخت در منابع ذکر شده معمولاً بین ۳۰ الی ۶۰ بار بوده و فشار مورد نیاز برای نیروگاه حدود ۲۰ بار و یا کمتر می باشد. در نتیجه برای استفاده از گاز شبکه به ایستگاه تقلیل فشار نیاز می باشد. ایستگاه تقلیل فشار می‌بایست توسط شرکت ملی گاز ایران احداث گشته و مقدار مصرف آن اندازه گیری شود. یک ایستگاه تقلیل فشار نیز برای استفاده داخل سایت در نظر گرفته میشود. توربین گاز می بایست شامل فیلتر گاز و شیر های کنترلی باشد.

  - **سوخت گازوئیل**

معمولاً در ایران، گازوئیل به عنوان سوخت کمکی بوده و در زمانی که گاز طبیعی در دسترس نباشد، از گازوئیل استفاده می شود. گازوئیل می‌بایست از پالایشگاه بوسیله تانکرهای سوخت تامین گردد. حداکثر روزهای سال که به این سوخت نیاز می باشد نیز می بایست محاسبه گردد. مصرف گازوئیل برای کل نیروگاه در ۱۰۰درصد بار می‌بایست ارائه شود. بنابراین برای ذخیره این حجم سوخت، تعداد تانک های ذخیره سوخت مایع باید محاسبه گردد. این سوخت بنا به موقعیت نیروگاه می بایست از یک هفته الی یک ماه در حالت بار کامل بصورت مصرف مستمر تامین شده باشد. مخازن در صورت نیاز (در اثرسرمای هوا)می‌بایست از امکانات گرمائی برخوردار باشند. سیستم گرمایش لوله های سوخت می‌بایست از نوع گرمایش الکتریکی یا بخاری باشد. ایستگاه بارگیری و پمپ های متناسب با این سیستم نیز می بایست در نظر گرفته شوند.

- **سیستم های جانبی**

یک جرثقیل سقفی برقی (EOT[1]) سنگین و یک جرثقیل سبک برای ساختمان توربین گاز در نظر گرفته می‌شود. در ضمن چندین جرثقیل کوچک تک ریله برای کارگاه، پمپخانه ها، ایستگاه آتش نشانی، بویلر کمکی و دیزل ژنراتور استفاده می شود.

کمپرسور هوا، سیستم بخار کمکی، سیستم تهویه مطبوع، سیستم تهویه و سیستم گرمایش از جمله سیستم های جانبی هستند که متناسب با نوع پروژه مختصراً توضیح داده می شود.

  - **سیستم آب**

در تشریح سیستم آب، ابتدا منبع تامین آب مشخص می گردد. آب خام تهیه شده معمولاً در یک مخزن بتونی یا فلزی نگهداری می شود. در ضمن این مخزن بعنوان مخزن آب آتش نشانی نیز مورد استفاده قرار می‌گیرد. مقدار آب مصرفی نیروگاه به تفکیک آب DM^2 و آب غیر DM محاسبه و در یک جدول بطور جداگانه ارائه می گردد.(پیوست ۲)

  - **سیستم آب خنک کاری کمکی**

تمام سیستم های جانبی توربین گاز می‌بایست توسط آب خنک شود. آب داخل لوله های فین دار توسط فن هوا خنک می‌شود (fin fan cooler).

  - **آب DM**

مصرف آب DM در نیروگاههای گازی بسیار کم بوده و مصرف مداوم در نیروگاه وجود ندارد . ولی آب DM در نیروگاههای سیکل ترکیبی و بخار از حجم زیادی برخوردار می باشد. این حجم آب مورد نیاز می بایست توسط خود نیروگاه تولید شود. بنابراین این نوع نیروگاهها به تجهیزات تصفیه آب مجهز هستند. کیفیت آب خام، استفاده از تجهیزات پیش تصفیه را مشخص خواهد کرد.

  - **سیستم آب سرویس و آب شرب**

آب خامی که توسط پمپ انتقال می‌یابد می‌بایست کلر زنی و فیلتر شود و در یک تانک هوایی ذخیره گردد.

  - **سیستم محافظت از آتش سوزی**

سیستم محافظت از آتش سوزی از اجزاء مختلف تشکیل شده تا نیروگاه را از خطر آتش سوزی محافظت کند. موارد و نوع استفاده این سیستم در موقعیت های مختلف سایت نیز بایستی در گزارش بیان شود. علاوه بر موارد فوق، تجهیزات آزمایشگاه

[1] -Electric Overhead Transfer

[2] - Deminalized Water

شیمیایی و تجهیزات و ابزارآلات کارگاه نیز متناسب با نوع نیروگاه می بایست انتخاب شود.

موارد جا نمایی ساختمان توربین گاز:

معمولاً توربین گاز در نظر گرفته شده، در داخل ساختمان نصب می گردد (Indoor). جهت و طرز قرارگیری توربین گاز با استفاده از مدل خروجی گاز تعیین می‌گردد. در یک ماشین تخلیه محوری ، محور خروجی گازها از سمت توربین گاز می‌باشد و در نتیجه ژنراتور در سمتی قرار می‌گیرد که کمپرسور (طرف سرد ماشین) قرار دارد.

توربین گاز تخلیه محوری به صورت مورب قرار می‌گیرد، بطوریکه طول توربین گاز، کمپرسور و ژنراتور در پهنای ساختمان توربین گاز قرار گیرد. در جانمایی ساختمان، توربین گاز و ژنراتور به دو قسمت تقسیم شده است. یک قسمت برای توربین گاز، کمپرسور و محفظه احتراق و قسمت دیگر برای ژنراتور در نظر گرفته می‌شود. سقف سالن توربین گاز به جهت قرارگیری یک جرثقیل سقفی برای تعمیرات بلندتر می‌باشد. لیکن قسمت ژنراتور از سقف کوتاهتری برخوردار می‌باشد.

در سالن توربین گاز یک اطاق کنترل محلی تعبیه شده است . سیستم های جانبی توربین گاز مانند پمپ روغنکاری و پمپ کنترل روغن به صورت جداگانه به همراه موتور پمپ ها بر روی یک شاسی در نزدیکی شاسی توربین گاز نصب می شوند. فیلتر های هوای ورودی و دودکش خروجی در دو طرف سالن توربین قرار داده شده اند تا از تاثیر گردش هوا جلوگیری به عمل آید.

پارامترهای اصلی نیروگاه با اشاره به توضیحات فوق، جهت انجام امکان سنجی فنی نیروگاه در جدول ۱ آورده شده است. مشابه این جدول بعنوان اطلاعات اولیه مورد نیاز برای شروع ارزیابی میبایست تهیه گردد.

جدول ۱- پارامترهای اصلی نیروگاه

شماره	تجهیزات	واحد	مشخصات
۱	توربین گاز		
۱-۱	تعداد توربین گاز	دستگاه	
۱-۲	مدل توربین گاز	-	
۱-۳	خروجی در شرایط ISO	MW	
۱-٤	خروجی در شرایط سایت(١٦/٥ °C)	MW	
۱-٥	نرخ حرارتی (گاز طبیعی)	KJ/KWH	
۱-٦	مصرف گاز طبیعی برای کل نیروگاه	KG/S	
۲	توربین بخار		
۲-۱	تعداد توربین بخار	دستگاه	
۲-۲	مدل توربین بخار	-	
۲-۳	خروجی توربین بخار	MW	
۲-٤	فشار ورودی توربین بخار	BAR	
۲-٥	فشار خروجی توربین بخار	BAR	
۲-٦	دمای بخار ورودی توربین بخار	C	
۳	بویلر		
۳-۱	فشار خروجی بویلر	BAR	
۳-۲	دبی بخار خروجی بویلر	TON/H	

سیستمهای الکتریکی

در بخش سیستم های الکتریکی، موارد ذیل مورد بررسی و تحلیل قرار می گیرد که به ترتیب زیر ارائه می گردد.

- **ژنراتور**

در این بخش ظرفیت ژنراتور (به مگاوات)، سطح ولتاژ، ضریب قدرت، روش خنک کاری، نوع سیستم تحریک و توضیحات دیگر بیان می شود.

برای توربین بخار، ظرفیت ژنراتور می بایست با مقدار MCR توربین بخار برابر باشد. برای توربین های گازی نیز ظرفیت ژنراتور بر طبق خروجی توربین گاز انتخاب می گردد. ضریب قدرت نیز عموماً برای ژنراتورهای تا ۱۵۰ مگاوات در حدود ۰٫۸ و برای ظرفیت های بالاتر ۰٫۸۵ در نظر گرفته می شود. سیستم خنک کاری نیز بسته به ظرفیت ژنراتور از میان یکی از روشهای خنک کاری با هوا، هیدروژن و یا آب (برای استاتور) انتخاب می گردد. سیستم تحریک نیز بصورت استاتیک و یا بدون جاروبک در نظر گرفته می شود.

- **باس داکت**

در این بخش پارامترهای اصلی باس داکت شامل کلاس ولتاژ، مقدار جریان، حد جریان اتصال کوتاه، جنس هادی باس داکت و محفظه آن و نیز نوع سیستم خنک کنندگی آن مشخص می گردد.

سطح ولتاژ باس داکت بسته به سطح ولتاژ ژنراتور انتخاب می گردد. سطح جریان اتصال کوتاه نیز با انتخاب فرضیات مناسب برای راکتانس زیرگذر ژنراتور و ترانسفورماتور مورد محاسبه قرار میگیرد.

- **ترانسفورماتور**

در این قسمت ظرفیت، شیوه خنک کنندگی، نسبت ولتاژ، گروه برداری و نوع تپ چنجر مشخص می گردد. ظرفیت ترانسفورماتور متناسب با خروجی ژنراتور در شرایط ISO در نظر گرفته می شود. به منظور غلبه بر افت ولتاژ در امپدانس ترانسفورماتور، سطح ولتاژ ثانویهٔ ترانسفورماتور ٪۵ بیشتر در نظر گرفته می شود.

- **کلید ژنراتور یا GCB**

(Generator Circuit Breaker)

یک انتخاب برای تأمین انرژی مورد نیاز نیروگاه استفاده از GCB می باشد که در صورت استفاده از آن دیگر نیازی به استفاده از ترانس Station نمی باشد. لذا یکی از مهمترین مواردی که می بایست برای احداث یک نیروگاه در مورد آن تصمیم گیری شود، بکارگیری یا عدم بکارگیری GCB می باشد. برای این منظور می بایست مقایسه ای از لحاظ فنی و اقتصادی برای دو گزینه فوق انجام شود تا گزینه مناسب انتخاب گردد.

در نیروگاههای سیکل ترکیبی به علت وجود واحدهای گازی امکان تأمین انرژی مورد نیاز از واحدهای موجود گازی برای راه اندازی واحدهای بخار فراهم است و لذا در نیروگاههای سیکل ترکیبی برای واحدهای بخار نیازی به استفاده از GCB و نیز ترانس Station نمی باشد.

همچنین لازم به ذکر است که در شرایطی که ولتاژ پست در سطح ٤۰۰ کیلو ولت باشد هزینه تأمین ترانس Station بالا رفته و در این شرایط استفاده از GCB مقرون به صرفه می باشد.

- **سیستم انتقال توان و پست فشارقوی**

در این بخش سطح ولتاژ خط انتقال مورد نظر (بسته به خط انتقال موجود در منطقه)، تعداد فیدرهای خروجی، نحوه شینه بندی پست، سطح جریان شینه و نیز سطح جریان اتصال کوتاه مورد بررسی قرار می گیرد.

برای شینه بندی پست معمولاً از یکی از حالتهای دوبل یا یک و نیم کلیده استفاده می گردد. در محاسبه سطح جریان شینه و سطح اتصال کوتاه نیز لازمست تا طرح توسعه نیروگاه لحاظ گردد که برای سطح جریان اتصال کوتاه عموماً جریان اتصال کوتاه ٤۰ یا ۵۰ کیلوآمپر به مدت یک ثانیه انتخاب می گردد. به منظور تعیین میزان جریان خزشی لازمست تا میزان آلودگی محیط مشخص گردد. همچنین در صورت لزوم می توان از

سیستم GIS به جای سیستم های سنتی برای پست فشارقوی استفاده نمود که این امر باعث می شود هزینه احداث پست در حدود ۵ برابر افزایش یابد.

- **سیستم تغذیه کمکی**

ابتدا سطوح مختلف ولتاژی انتخاب می گردد. برای سیستم فشار متوسط عموماً سطوح ولتاژ ٦ ، ٦,٦ و یا ١١ کیلو ولت انتخاب می گردد. از آنجا که هزینه های مربوط به تجهیزات ١١ کیلوولت بسیار زیاد می باشد عموماً از سطح ولتاژ ٦,٦ کیلوولت استفاده می گردد.

برای سیستم فشار ضعیف نیز مطابق استاندارد از سیستم ٤٠٠ ولت استفاده می گردد. ولتاژ مورد نیاز برای سطح فشار متوسط از طریق ترانس واحد و ولتاژ مورد نیاز برای سیستم فشار ضعیف از طریق ترانسهای کمکی تأمین می گردد. در شرایطی که از GCB استفاده نمی شود لازمست تا از ترانس Station به منظور تأمین انرژی مورد نیاز برای راه اندازی استفاده شود. در این حالت به منظور تأمین افزونگی مورد نیاز از دو ترانس Station استفاده می گردد. همچنین اتصالات مورد نیاز میان واحدهای مختلف برای تأمین انرژی مورد نیاز یک واحد از طریق واحد دیگر نیز در طراحی لحاظ می گردد.

- **ترانس های سرویس ، واحد و Station**

برای محاسبه ظرفیت ترانسهای سرویس ابتدا بر اساس Load List های اولیه، مجموع بارهای متصل به Switchgear ها مورد محاسبه قرار می گیرد. از آنجا که در مراحل تهیه این گزارش Load List مشخص نمی باشد، از مدارک و اطلاعات پروژه های مشابه به عنوان منابع اطلاعاتی جهت محاسبات فوق استفاده می شود. در این محاسبات ضریب قدرت ٠,٨ یا ٠,٨٥ در نظر گرفته می شود تا از طریق آن ظرفیت ترانس برحسب ولت آمپر بدست آید. ٪٢٠ به عنوان حاشیه اطمینان افزون بر ظرفیت بارهای متصل و نیز ٪٥ به عنوان تلفات ترانس در نظر گرفته می شود. در محاسبات مربوط به تعیین ظرفیت ترانس مبنای محاسبه ظرفیت را بدترین شرایط محتمل و عملی (برای کلیه ترانسها) در نظر می گیریم. ظرفیت ترانس واحد نیز بر مبنای بارهای فشار متوسط متصل به آن محاسبه می گردد. یک حاشیه اطمینان ٪١٠ به منظور بارهای احتمالی و نامعلوم و ٪٥ نیز برای تلفات در نظر گرفته می شود.

در حالت وجود ترانس Station و برای محاسبه ظرفیت آن ملاحظات ذیل را در نظر می گیریم:

١- بروز خطا در یکی از ترانسهای Station ٢- یک واحد در شرایط راه اندازی ٣- یک واحد در شرایط تریپ ٤- کلیه بارها متصل و آماده دریافت توان

در انتهای محاسبات نیز ١٠ تا ١٥ درصد به عنوان حاشیه اطمینان برای ترانس فوق در نظر می گیریم.

- **سیستم های DC**

در این قسمت بسته به ظرفیت نیروگاه و نوع آن، تعداد و ظرفیت باطریها و باطری شارژرهای نیروگاه برای مصارف مربوط به واحدها و مشترکات و نیز سیستم کنترل و ابزار دقیق مشخص می گردد.

- **منابع تغذیه بدون وقفه**

در این قسمت تعداد و ظرفیت UPS های مورد نیاز برای تجهیزات کنترلی و تحلیلگرها و دیگر بارهای مورد نیاز مشخص می گردد.

- **سیستم تغذیه اضطراری**

در زمانی که امکان تهیه تغذیه AC مورد نیاز جهت Safe Shut down میسر نباشد، به منظور تهیه انرژی مورد نیاز لازمست که از دیزل ژنراتور استفاده گردد. لذا در این مرحله تعداد و ظرفیت دیزل ژنراتورهای مورد نیاز بسته به ظرفیت و تعداد واحدها و میزان بارهای ضروری مورد نیاز جهت تغذیه توسط دیزل صورت می پذیرد. در این مرحله همچنین کلیه تجهیزات مرتبط جهت تأمین و انتقال انرژی مذکور لحاظ می گردد.

- **سیستم Black Start**

در نیروگاههای گازی (یا سیکل ترکیبی) در مواردی که به علت قطع برق در شبکه لازمست تا نیروگاه به سرعت راه

اندازی شده و خود شبکه را برقدار نماید (در انتظار برقدار شدن شبکه نباشد) لازمست تا از دیزل های با ظرفیت مخصوص این حالت استفاده شود. بدیهی است که وجود یا عدم وجود شرایط فوق تنها در صورت نیاز و تأکید کارفرما در نظر گرفته می شود.

- **سیستم زمین و برق گیر (حفاظت در برابر صاعقه)**

در این قسمت مشخصات سیستم زمین مربوط به ژنراتور، پست فشار قوی، سیستم های فشار متوسط، سیستم فشار ضعیف و سیستم های DC مربوط به بخش کنترل و ابزار دقیق، سیستم روشنایی و نیز همچنین سیستم های برق گیر معرفی و تعیین می گردد.

- **سیستم Cabling**

کابل های موجود در نیروگاه به سه بخش فشار متوسط، فشار ضعیف و نیز کابل های کنترل و ابزاردقیق تقسیم می گردند. در این قسمت برآورد مربوط به میزان حجم کابل های مورد نیاز جهت احداث نیروگاه، بر اساس اطلاعات حاصل از پروژه های قبلی و مشابه، به تفکیک انواع کابل ارائه می گردد.

- **سیستم های روشنایی**

سیستم های روشنایی به سه قسمت روشنایی نرمال، روشنایی ضروری و روشنایی اضطراری تقسیم بندی می شود که برآورد تجهیزات مورد نیاز و خصوصیات مربوط به هر قسمت مشخص و ارائه می گردد.

- **سیستم های ارتباطی**

بسته به درخواستهای کارفرما، مساحت پروژه و نیز براساس اطلاعات حاصل از تجربه های قبلی، تجهیزات مربوط به سیستم ارتباطی داخل نیروگاه مشخص و ارائه می گردد.

- **سیستم های تشخیص و اعلان حریق**

در این قسمت بسته به میزان حساسیت و خطرناک بودن منطقه پروژه مورد نظر و نیز درخواستهای کارفرما و نیز براساس تجربیات و اطلاعات حاصل از پروژه های قبلی، مشخصات و تعداد تقریبی تجهیزات مربوط به سیستم تشخیص و اعلان حریق مشخص و ارائه می گردد.

بخش کنترل و ابزار دقیق

در بخش کنترل و ابزار دقیق از آنجا که عموماً سیستم های کنترل مربوط به توربین های گازی و بخاری در مجموعه توربین و ژنراتور در نظر گرفته می شوند و در صورت انتخاب توربین، کارفرما ملزم به انتخاب سیستم کنترل همان سازنده می باشد لذا بخش مهم مشخصات مربوط به سیستم کنترل و ابزاردقیق با انتخاب نوع توربین مشخص می گردد. در پروژه های اجرا شده در کشور، عموماً به علت سهولت ارتباطات و نیازهای کنترلی، پیمانکار سستم کنترل توربین به عنوان پیمانکار اصلی سیستم DCS انتخاب می گردد. لذا پس از انتخاب توربین و در نتیجه سیستم کنترل آن، سیستم های کنترل مربوط به دیگر تجهیزات و سیستم ها و نحوهٔ ارتباط این سیستم ها با سیستم DCS اصلی مشخص می گردد و در این راستا لیست تجهیزات و عملیات مورد نیاز معرفی و اعلام می گردد.

برآورد عملیات ساختمانی

پس از نهایی شدن مشخصات فنی مربوط به سیستمهای مکانیکی و الکتریکی و نیز وزن و احجام تجهیزات، همچنین با توجه به نیازهای کارفرما در طرح مذکور، کلیه احجام ساختمانی با در نظر گرفتن نکات فنی و با استفاده از تجربه های اجرایی قبلی، برآورد می گردد.

شرایط زیست محیطی

برای احداث نیروگاه می بایست شرایط زیست محیطی ذیل مدنظر قرار گیرد:

- خصوصیات سایت
- میزان آلودگی هوا
- میزان آلودگی آب

- میزان الودگی صوتی

۱. خصوصیات سایت:

در این بخش با توجه به نوع نیروگاه، موقعیت جغرافیایی آن و فاصله آن از مناطق مسکونی بررسی می گردد.

۲. میزان آلودگی هوا:

از آنجا کـه پـس از انتخـاب نـوع نیروگـاه، نـوع سـوخت نیـز مشخص می گردد لذا متناسب با سوخت انتخابی میزان آلودگی ایجاد شده نیز میبایست مورد بررسی قرار گیرد.

میزان آلودگی سوخت ها به شرح ذیل می باشد:

سوخت گاز	Nox, CO
سوخت مایع	Nox, CO, Sox

میزان آلودگی ایجاد شده میبایست در محـدوده تعیـین شـده از سوی سازمان محیط زیست باشد.

۳. میزان آلودگی آب:

در این بخش منبع تأمین آب مشخص می گردد و بسته به نـوع نیروگاه نـوع آلاینـده هـای آب معرفـی مـی گردنـد. همچنـین پـسابهایی کـه بـه محوطـه تخلیـه مـی شـوند میبایـست بـا استانداردهای محیط زیست مطابق باشد.

٤. میزان آلودگی صوتی:

میزان آلودگی صوتی بسته به فاصله نیروگاه از مناطق مـسکونی تعیین می گردد که این مقدار در شبانه روز متغیر می باشد.

برای تمامی آلـوده کننـده هـای زیـست محیطـی مـی بایـست دستگاههای مانیتورینگ اندازه گیری آلـودگی نـصب گـردد تـا میزان آلاینده های فوق الذکر مشخص گردد.

پارامترهای فنی- اقتصادی

به منظور آشنایی بیشتر با پارامترهـای مربـوط بـه بـرآورد فنـی اقتصادی نیروگاه، پارامترهای برآوردی فنـی مربـوط بـه مرجـع {۱} در پیوستهای ۱ و ۲ آمده است.

برآورد مالی

امروزه تهیه مدل مالی یکی از بازوهای قدرتمند برای پروژه هایی که قرار است امکان سنجی فنی- اقتصادی بر روی آنها صورت پذیرد، می باشد.

این مدلها دربرگیرنده کلیه مفروضات و مراحلی که میبایستی از دیدگاه مالی در پروژه در نظر گرفته شود بوده و بکمک آنها میتوان نحوهٔ تعیین و برخورد با ذینفعان پروژه ها را مشخص نمود.

اهدافی را که تهیه مدل مالی در پی آن است، عبارتند از:

- توسعه تجربه های داخل کشور بمنظور ارزیابی امکان سنجی پروژه ها از دیدگاههای مالی و حقوقی و همچنین تحلیل موارد قانونی و تجاری.
- شناسایی و درک ارتباط متقابل بین جنبه های فنی، تجاری، اقتصادی، مدیریتی، زیست محیطی و اجتماعی پروژه
- تعیین امکان پذیری اجرای پروژه.
- کمک به تغییر ماهوی در پروژه به منظور بهبود امکان اجرای آن.

- **مشخصه های پروژه های زیربنایی**

از آنجا که امکان سنجی فنی – اقتصادی غالباً برای پروژه های زیربنایی انجام می شود، لذا برای شناخت بیشتر چنین پروژه هایی، در زیر به بیان مشخصه های شاخص آنها پرداخته می شود:

- هزینه سرمایه گذاری در پروژه بسیار بالاتر از المانهای فاینانس و بدهی مورد نیاز در آن است.
- نیاز به منابع مالی برای دوره های طولانی در پروژه می باشد.
- طول دوران ساخت و به بهره‌برداری رسیدن پروژه بسیار طولانی است.
- احتمال از دست دادن نقدینگی در سالهای ابتدایی پروژه وجود دارد.
- راه اندازی و اجرای پروژه از طریق ثبت یک یا چند شرکت خاص صورت می گیرد بطوریکه این شرکتها از نظر مالی مستقل از حامیان و بانیان آن باشند. به شرکتهای ثبت شده شرکت مدیریت پروژه نیز گفته می‌شود.

- **رویکرد به سوی امکان سنجی اقتصادی**

هدف از این قسمت، اتخاذ فرایندی جهت توانمند سازی ارزیابی مستقل و هدفمند جنبه های مختلف سرمایه گذاری برای نیل به یک تصمیم اقتصادی می باشد. در این راستا میبایستی میزان دقت برآوردهای هزینه، تناسب الگوی مورد انتظار مالی و درستی کلی ساختار سرمایه را بتوان تعیین نمود. در این رابطه باید جنبه های زیر را تحلیل نمود:

هزینه بخشهای مختلف پروژه، ابزارها و تواناییهای مالی و نیازهای سرمایه جاری و در گردش.

برای ارزیابی مالی پروژه، موارد زیر را باید بعنوان اطلاعات اولیه از بخش فنی پروژه دریافت نمود(جدول شماره ۲). ضمناً اطلاعات بیشتر در مورد پارامترهای مالی و نحوهٔ محاسبه آنها برای یکی از پروژه های برآورد شده {۱}در پیوستهای ۳ تا ۶ آمده است.

جدول شماره۲ – لیست مشخصات مورد نیاز جهت تهیه مدل مالی

مشخصات فنی مورد نیاز برای ارزیابی مالی	RLS	Fx	FxC	Total
زمین (شامل توسعه سایت)				
ساختمان				
تاسیسات و ماشین آلات: – موارد داخلی – قیمت CIF – حق گمرکی اقلام وارداتی – سایر حقوق گمرکی – هزینه های ترخیص و حمل – هزینه های محلی و بومی هزینه های داخلی – قیمت Invoice شامل مالیات لازم برای فروش – مالیاتهای درنظر گرفته شده – هزینه حمل – سایر هزینه ها				
هزینه های نصب و راه اندازی				
هزینه های مربوط به دانش فنی، مهندسی و مشاوره				
هزینه متخصصین خارجی و آموزش خارج از کشور متخصصین داخلی				
سرمایه های ثابت متفرقه				
موارد مربوط به سرمایه اولیه و هزینه های قبل از بهره برداری				
تهیه موارد پیش بینی نشده (Contingencies)				
هزینه سرمایه پروژه (Capital cost of the project)				
حاشیه سرمایه جاری (Working capital margin)				
کل هزینه پروژه				

- **موارد حقوقی**
  - تعیین محدوده سودآوری پروژه و تناسب آن در رابطه با التزام بازپرداخت وام و بهرهٔ ناشی از مشارکت حامیان

(Sponsor) پروژه از جمله موارد حقوقی است که بایستی راهکاری برای آن اندیشید. جنبه هایی که اثرگذار بر امکان سنجی پروژه بوده و میبایستی تحلیل شوند، عبارتند از:

- طرح سودآوری پروژه
- تحلیل نقطه سربه‌سری
- تحلیل حساسیت
- نسبت پوشش خدمات وام (Debt Service Coverage Ratio)
- دوره زمانی بازپرداخت
- نرخ برگشت اصل و فرع
- ارزش خالص فعلی (Net Present Value)
- نرخ برگشت داخلی (Internal Rate of Return)
- تحلیل سناریو

- **موارد مدیریتی**

جهت حصول اطمینان از موفقیت پروژه در اجرا و مدیریت کارایی آن پس از آغاز تجاری آن، بایستی به ارزیابی و بررسی افراد شایسته ای که پروژه را راهبری می کنند پرداخت. جنبه هایی که بر این موضوع اثر می گذارند، عبارتند از:

- ساختار سازمانی
- کیفیت افراد کلیدی درگیر اجرای پروژه
- تجربه اجرایی افراد درگیر عملیات بازرگانی پروژه
- الگوی سهامداران

- **موارد محیطی**

در خصوص مسائلی که در ارتباط با موارد محیطی در پروژه های احداث نیروگاه بایستی مد نظر قرار گیرند، موضوعات زیر را میتوان برشمرد:

- حصول اطمینان از تطبیق پذیری پروژه با نگرشها و ملاحظات محیطی درگیر با پروژه و اثر موارد محیطی بر هزینه های ساخت و بهره برداری پروژه
- جنبه های لازم جهت تحلیل اثر مجوزهای لازم از منابع و ارگانهای ذیربط مرتبط با مسائل محیطی بر پیشبرد و اجرای پروژه
- ارائه طرح مدیریت بحران و انجام مطالعات تاثیر این عوامل بر پروژه
- اندازه گیری و تحلیل آلودگیها و روشهای کنترلی لازم

- **اثرات اجتماعی**

در خصوص جنبه اجتماعی ساخت نیروگاه در کشور، موارد زیر میبایستی بررسی و در نظر گرفته شوند:

- ارزیابی ارزش اجتماعی پروژه و تعیین ارتباط نسبی با بازدهی و کارآیی از جنبه های مثبت و منفی آن
- تحلیل جنبه هایی که بر مسائل اجتماعی اثر می گذارد، مثل:
  - § ارزش پروژه با توجه به موارد استراتژیک، سیاسی و اجتماعی
  - § مقایسه ارزش اجتماعی با ارزش اقتصادی پروژه
  - § انجام تغییرات قابل توجه در ارزیابی و بررسی پروژه بطوریکه حتی ممکن است میزان ارزش اجتماعی پروژه در مقابل ارزش اقتصادی آن بسیار با اهمیت تر ارزیابی گردد.

نتیجه گیری

با توجه به تجربه مؤلفین مقاله و دیگر کارشناسان شرکت مپنا در انجام امکان سنجی فنی – اقتصادی پروژه های EPC، BOO و BOT در سطح کشور و استفاده از روشهای انتقال تکنولوژی از منابع معتبر بین المللی، میتوان نتیجه گرفت که امکان سنجی فنی– اقتصادی پروژه و بویژه پروژه های نیروگاهی از درجه اهمیت بالایی در احداث نیروگاهها از دیدگاههای فنی و اقتصادی برخوردار است و در این راستا هنوز دانش موجود در کشور نوپا بوده و نیاز به تلاش بیشتر، اطلاعات کاملتر و دقیقتر و برخورد علمی با موضوع مورد اشاره را نمایان می باشد. یکی از مواردی که میزان امکان سنجی فنی – اقتصادی پروژه ها را تهدید می‌کند، عدم وجود قوانین مشخص و مدون در سرمایه گذاریهای خارجی است که خطر بزرگی در جامه عمل نپوشاندن به اجرای پروژه های نیروگاهی خصوصاً از انواع BOO و BOT است. همچنین عدم شفافیت مطلب

مورد اشاره برای کارفرمای نیروگاه و مجری آن از سوی دیگر در ارائه تضمینهای لازم به شرکت پروژه برای اجر ی بی دغدغه پروژه و به سلامت به مقصد رساندن آن نیز تهدید دیگری بشمار می رود.

مراجع

۱. گزارش امکان سنجی فنی- اقتصادی (TEFR) پروژه احداث ۶ واحد گازی نیروگاه فارس بصورت BOT / BOO، تیر ماه ۱۳۸۲، شرکت مپنا، معاونت برنامه ریزی
۲. گزارش امکان سنجی فنی- اقتصادی (TEFR) پروژه احداث ۶ واحد گازی نیروگاه علی آباد بصورت BOO، آذر ماه ۱۳۸۲، شرکت مپنا، معاونت برنامه ریزی
۳. گزارش امکان سنجی فنی- اقتصادی (TEFR) پروژه احداث نیروگاه سیکل ترکیبی کرمان بصورت BOT، خرداد ماه ۱۳۸۲، شرکت مپنا، معاونت برنامه ریزی
۴. دوره انتقال تکنولوژی TEFR، شرکت TCE، اردیبهشت ۱۳۸۲، شرکت مپنا، ایران
۵. دوره مدل مالی جهت ارزیابی طرحهای نیروگاهی، شرکت SBI CAP، خرداد ماه ۱۳۸۲، شرکت مپنا، ایران

پیوست ۱- پارامترهای برآوردی نیروگاه شش واحدی گازی

شماره	تجهیزات	واحد	مشخصات
۱	توربین گاز		
۱-۱	تعداد توربین گاز	دستگاه	٦
۱-۲	مدل توربین گاز	-	زیمنس V94.2
۱-۳	خروجی در شرایط ISO	MW	۱۵۹
۱-٤	خروجی در شرایط سایت(١٦/٥ °C)	MW	۱۲۷
۱-٥	نرخ حرارتی (گاز طبیعی)	KJ/KWH	۱۰۵۸٤/۳
۲	ژنراتور		
۲-۱	ظرفیت	MW	۱۲۷
۲-۲	سطح ولتاژ	kV	۱۵/۷۵
۲-۳	ضریب قدرت نامی		۰٫۸ پس فاز
۲-٤	فرکانس نامی	Hz	۵۰
۲-٥	سرعت نامی	RPM	۳۰۰۰
۲-٦	حداکثر راکتانس زیر گذر	P.U.	٪۱۵
۳	باس داکت		
۳-۱	نوع باس داکت		IPBD / سیستم خنک کن از نوع هوای طبیعی / از نوع پیوسته
۳-۲	ولتاژ نامی	kV	۲٤
۳-۳	جریان نامی	A	۸۰۰۰
۳-٤	سطح عایقی در برابر ولتاژ ضربه (۱٫۲/۵۰ میکرو ثانیه)	kVP	۱۲۵
٤	ترانسفورماتور		
٤-۱	سیستم خنک کنندگی		ONAN/ONAF/OFAF
٤-۲	ظرفیت در حالت OFAF به مگا ولت آمپر		۲۰۰
٤-۳	نسبت ولتاژ kv/ kv		۱۵,۷۵ /۲٤٥
٤-٤	گروه برداری		Ynd11
٤-٥	امپدانس به پر یونیت		٪۱۴
٥	ترانسفورماتورهای کمکی		
٥-۱	ظرفیت	مگا ولت آمپر	۲ / ۱۰/ ۳,٥
٥-۲	تعداد	عدد	۸ / ۲ / ٦
٦	پست فشارقوی		
٦-۱	ولتاژ نامی	kV	۲۳۰
٦-۲	سطح جریان خطا	kA	٥۰ کیلو آمپر rms برای مدت ۱ ثانیه
٦-۳	تعداد مدار		۱٤

شماره	تجهیزات	واحد	مشخصات
۷	توربین بخار		
۷-۱	تعداد توربین بخار	دستگاه	در نیروگاه گازی وجود ندارد
۷-۲	مدل توربین بخار	-	"
۷-۳	خروجی توربین بخار	MW	"
۷-٤	فشار ورودی توربین بخار	BAR	"
۷-٥	فشار خروجی توربین بخار	BAR	"
۷-٦	دمای بخار ورودی توربین بخار	C	"
۸	بویلر		در نیروگاه گازی وجود ندارد
۸-۱	فشار خروجی بویلر	BAR	"
۸-۲	دبی بخار خروجی بویلر	TON/H	"

پیوست۲- میزان برآوردی مصارف سوخت و آب مصرفی نیروگاه {۱}

شماره	ماده مصرفی	واحد	مشخصات
۱	سوخت		
۱-۱	سوخت گاز طبیعی	KG/S	٤٦/۲
۲	آب خام		
۲-۱	آب جبرانی بویلرهای کمکی	متر مکعب در روز	٤
۲-۲	آب شرب و مصرف سرویس نیروگاه	متر مکعب در روز	۱۰

پیوست ۳ : هزینه های ساخت در پروژه از نوع BOT

موضوع	هزینه های ریالی	تبدیل هزینه‌های ریالی به یورو	هزینه های ارزی	جمع کل	جمع کل به درصد
	(RLS Mn)	(€ Mn)	(€ Mn)	(€ Mn)	%
زمین					
هزینه های EPC					
هزینه های غیر EPC					
دارایی های ثابت					
مخارج اولیه					
مخارج قبل از بهره برداری					
میزان بهره پرداختی در طول دوران ساخت (IDC)					
هزینه های مالی					
بالاسری					

موضوع	هزینه های ریالی	تبدیل هزینه‌های ریالی به یورو	هزینه های ارزی	جمع کل	جمع کل به درصد
	(RLS Mn)	(€ Mn)	(€ Mn)	(€ Mn)	%
جمع هزینه های فوق					
حاشیه اطمینان سرمایه در گردش (Margin Money for WC)					
جمع کل					

پیوست ۴: موارد مالی پروژه (سرمایه گذاری و استقراض)

موضوع	بخش ریالی	تبدیل بخش ریالی به یورو	بخش ارزی	جمع کل به یورو	جمع کل به درصد
	(RLS Mn)	(€Mn)	(€Mn)	(€Mn)	%
بخش سرمایه گذاری					
سهم شرکت و سرمایه‌گذاران داخلی (٪۵۱)					
سهم سرمایه‌گذاران خارجی (49%)					
جمع کل بخش سرمایه گذاری					
بخش استقراض (وام)					
بخش ریالی (50%)					
بخش ارزی (50%)					
جمع کل بخش استقراض					
جمع کل					

پیوست ۵: شاخص های مبالغ پیشنهادی برای استقراض

موضوع	استقراض داخلی	استقراض خارجی
مدت تصرف وام		
بازپرداخت		
نرخ بهره		
هزینه Up-Front		

موضوع	استقراض داخلی	استقراض خارجی
هزینه های نگهداری وام نزد وام دهنده		
پیش پرداخت		
میزان بهره جریمه		
تضمین		

پیوست ۶: مبنای مقایسه تعرفه های برق

نام پروژه	تعداد سال بهره برداری	تعرفه فروش برق (RLS / kWh)
ری	۳۰	۲۳۰

توجه: در زمان تهیه این گزارش اطلاعات دیگری جهت مقایسه و بعنوان مبنا در دسترس نبود و صرفاً به اطلاعات ری اکتفا گردیده است.

پیوست ۷: طرح سودآوری پروژه

سال منتهی به ۳۱ دسامبر	۲۰۰۷	۲۰۰۸	۲۰۰۹
	به میلیون یورو (مگر آنکه ذکر شده باشد)		
ظرفیت پروژه (مگاوات)			
ضریب بار نیروگاه(%) (PLF)			
میزان واحدهای تولید شده قابل فروش(Mn kWh)			
تعرفه فروش (€ / kWh) یا (Rls/Kwh)			
میزان فروش			
PBDIT			
هزینه های ناشی از بهره پول و شارژهای مالی دیگر			
تورم			
PBT			
PAT			
میزان سرمایه (Equity)			
میزان ذخیره و مازاد			
ارزش خالص			
قرض بلند مدت			
نسبت بدهی به ارزش خالص			
DSCR- حداقل			
DSCR- میانگین			
نرخ بهره داخلی پروژه			

سال منتهی به ۳۱ دسامبر	۲۰۰۷	۲۰۰۸	۲۰۰۹
	به میلیون یورو (مگر آنکه ذکر شده باشد)		
(Project IRR)			
نرخ بهره داخلی سرمایه (Equity IRR)			

پیوست ۸ : تحلیل سناریوهای مختلف تعرفه های فروش برق

ردیف	*شرح سناریو*	دلیل انتخاب
A	کاهش طرفیت تا ۵٪ در سال	جهت مطالعه اثر کمبود در ظرفیت آزمایش شده روی DSCR و بازگشت سرمایه حامی پروژه
B	کاهش PLF تا ۵٪	جهت مطالعه اثر این کاهش روی تعرفه
C	کاهش بازدهی نیروگاه تا ۱٪	جهت مطالعه اثر افزایش نرخ حرارتی روی DSCR و بازگشت سرمایه حامی پروژه را در زمانیکه خریدار امکان جبران خسارت هزینه های ناشی از سوخت در اثر زیاد شدن نرخ حرارتی را نداشته باشد.
D	تغییر نسبت بدهی های ریالی به بدهی های خارجی از ۵۰:۵۰ به ۳۰:۷۰	جهت مطالعه اثر ناشی از بدهی ارزی خارجی برای تطبیق تقریبی نرخ تبدیل ارز در هزینه های پروژه با منبع مالی مشابه (ارز مشابه)
E	افزایش تغییرات نرخ ارز تا ۳٪	جهت مطالعه اثر ناشی از بالا رفتن نرخ ارز برای تطبیق تقریبی تورم و پوشش دادن افزایش نرخ تنزیل پول بطوریکه از ایجاد اختلال در اقتصاد پروژه جلوگیری نماید.

نام سناریو	نرخ بازگشت داخلی پروژه (Project IRR)	*نرخ بازگشت داخلی سرمایه (Equity IRR)*	نسبت پوشش خدمات وام (DSCR)		میزان تعرفه تسطیح شده (Levelized Tariff)
			حداقل	متوسط	**(€/Unit)**
شرایط پایه					
A					
B					
C					
D					
E					