فصل اوّل

نگاهی گذرا به وضعیت صنعت برق در ایران

۱-۱- انواع نیروگاه‌های تولید برق

در میان پرکاربردترین و مهم‌ترین نیروگاه‌های متداول در جهان و ایران، می‌توان از نیروگاه‌های حرارتی نام برد. این نوع نیروگاه‌ها، مبدل‌هایی هستند که انرژی نهفته در سوخت‌های جامد، مایع، گازی و یا سوخت‌های هسته‌ای را به انرژی برق تبدیل می‌کنند. نیروگاه‌های حرارتی، طیف وسیعی از نیروگاه‌ها را در بر می‌گیرند که از آن جمله می‌توان به نیروگاه‌های بخاری، گازی، چرخه‌ترکیبی، دیزلی، و هسته‌ای اشاره نمود. نوع بسیار متداول نیروگاه‌های حرارتی، نیروگاه بخاری می‌باشد. در این نوع نیروگاه، با مشتعل شدن سوخت‌های فسیلی، آب سیکل، تبدیل به بخار می‌شود. سپس انرژی بخار تولیدی، سبب چرخش توربین و در نهایت، تولید انرژی برق می‌گردد. تفاوت اساسی نیروگاه‌های گازی با بخاری در آن است که سیال سیکل توربین گازی، هوای محیط می‌باشد. اما نیروگاه‌های چرخه‌ترکیبی، متشکل از واحدهای گازی و بخاری می‌باشند که در آن‌ها، به‌منظور افزایش بازده‌ی کل حرارتی وبازیافت بخشی از انرژی باقی مانده در گازهای خروجی از توربین‌های گازی، این گازها را به یک دیگ‌بخار بازیاب هدایت می‌کنند. بخار حاصل از این طریق، توربین بخاری را به‌گردش درمی‌آورد.

از مهم‌ترین نیروگاه‌های حرارتی می‌توان به نیروگاه‌های هسته‌ای اشاره نمود. در این نوع

نیروگاه‌ها، معمولاً با استفاده از انرژی نهفته‌ی در سوخت‌های هسته‌ای (اورانیوم غنی‌شده، پلوتونیوم، ...) بخار با انرژی نهفته بسیار زیادی تولید می‌شود. به‌دلیل مقدار استعمال بسیار کم، ارزش انتقال سوخت هسته‌ای ناچیزاست. یک نیروگاه ۱GW هسته‌ای در حدود ۲٫۴۱ تن اورانیوم در هر هفته نیاز دارد؛ این در حالی است که در یک نیروگاه ذغال- سوختی در حالت ایده‌ال، ۵۰۰۰۰ تن سوخت در یک هفته سوزانده می‌شود. در حال حاضر، نیروگاه‌های هسته‌ای، آبِ خنک بیش‌تری در مقایسه با نیروگاه‌های ذغال- سوختی و نفت- سوختی که کارایی و بازده‌ی پایینی دارند، استفاده می‌کنند. با استفاده از انرژی بخار تولید شده، توربین بخاری به چرخش در می‌آید و در نهایت، انرژی الکتریکی تولید می‌شود.

در نیروگاه‌های برق آبی، عامل و سیال واسطه، جریان آب و یا انرژی پتانسیل آب پشت سدها و آب‌بندها است. همه‌ی طرح‌های برق- آبی به دو فاکتور اساسی وابسته هستند: یکی جریان آب و دیگری اختلاف ارتفاع سطح آب و محل قرارگیری نیروگاه. نیروگاه‌های جریان رودخانه‌ای[1] و نیروگاه‌های برق آبی[2] از این نوع نیروگاه‌ها هستند. از انرژی موجود در جریان آب رودخانه‌ها می‌توان در چرخاندن پره‌های یک توربین آبی برای تولید انرژی مکانیکی (و پس از آن تولید انرژی الکتریکی توسط ژنراتورها) بهره جست. همچنین با ایجاد سدها و ذخیره‌سازی آب رودخانه‌ها در پشت این سدها می‌توان از انرژی پتانسیل نهفته در آب پشت سد (برای به چرخش در آوردن توربین‌ها) نیز استفاده نمود.

در حال حاضر نیروگاه‌های حرارتی، بیش‌ترین سهم را در تولید و تأمین انرژی برق موردنیاز صنعت برق بر عهده دارند. البته کشورهایی وجود دارند که سهم تولید انرژی نیروگاه‌های برق آبی آن‌ها قابل‌توجه و یا حتی بیشتر از تولید نیروگاه‌های حرارتی است که در این میان، می‌توان از کشورهای نروژ، پرتغال، سوئیس، اتریش، آلبانی، کانادا، سوئد، لوکزامبورک، برزیل و برخی دیگر از کشورهای آمریکای جنوبی نام برد.

علاوه بر نیروگاه‌های بخاری، هسته‌ای، گازی، چرخه‌ترکیبی و آبی که کاربرد بیش‌تری دارند، می‌توان از انواع زیر نیز نام برد:

۱- نیروگاه دیزلی: در این نوع نیروگاه‌ها، نیروی محرکه‌ی ژنراتور، یک موتور درونسوز دیزلی است. امروزه از نیروگاه دیزلی به‌عنوان یک نیروگاه پایه، کم‌تر استفاده می‌شود و

---

[1]- Run of River Power Plants
[2]- Hydraulic Power Plants

بیش‌تر برای مواقع اضطراری و احتمالاً بار حداکثر شبکه استفاده می‌گردد.
در حال حاضر در مناطقی از ایران که به شبکه‌ی سراسری وصل نیستند، از نیروگاه‌های دیزلی هم که قدرت تولیدی آن‌ها معمولاً تا ۵۰۰۰kW می‌باشد، استفاده می‌شود.

۲- نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای: در بعضی از مناطق که شرایط جغرافیایی مناسبی وجود داشته باشد، از مبادله‌ی آب بین دو منبع در سطوح مختلف، می‌توان انرژی مورد نیاز را برای چرخاندن توربین‌ها ایجاد نمود. در این نوع نیروگاه‌ها، آب از منبع در سطح پایین (که می‌تواند یک دریاچه باشد) توسط پمپ‌هایی در ساعاتی از روز که مصرف انرژی الکتریکی پایین است، به منبع بالایی فرستاده می‌شود. سپس در مواقعی که به انرژی الکتریکی نیاز است، از منبع بالایی، آب را توسط لوله‌هایی به روی پره‌های یک توربین آبی هدایت می‌کنند و بدین ترتیب انرژی الکتریکی تولید می‌شود.

۳- نیروگاه خورشیدی: یکی از آرزوهای بزرگ بشر، کاربرد انرژی خورشیدی به‌عنوان یک منبع لایزال انرژی برای مصارف بزرگ بوده است. اشکال بزرگ در کاربرد انرژی خورشیدی، متمرکز نبودن، تناوبی بودن و ثابت نبودن مقدار انرژی و پایین بودن شدت تشعشع می‌باشد. به‌خاطر دانسیته‌ی پایین انرژی، سطح لازم برای کسب انرژی قابل توجه، بزرگ خواهد شد و به‌خاطر تناوبی بودن و ثابت نبودن مقدار آن، معمولاً برای انرژی خورشیدی، یک منبع برای ذخیره‌ی انرژی کسب شده مورد نیاز است. همچنین به‌دلیل متمرکز نبودن انرژی خورشیدی، احتیاج به تجهیزاتی برای متمرکز ساختن آن می‌باشد.

انرژی خورشیدی را می‌توان در این موارد استفاده نمود: تأمین انرژی‌های کم، مثل گرمایش و سرمایش ساختمان، گرم کردن آب، استرلیزه کردن وسایل بهداشتی، خشک کردن محصولات کشاورزی، شیرین کردن آب، تولید سوخت‌های شیمیایی، احتراق و تبخیر مواد آلی، تولید گاز هیدروژن، تولید الکتریسیته به روش فتوولتیک (باتری خورشیدی)، تولید بخار آب برای به‌چرخش در آوردن یک توربین بخار و تولید الکتریسیته و موارد دیگر.

۴- نیروگاه بادی: بادهای محلی و موسمی، حامل مقدار زیادی انرژی می‌باشند که مقدار آن، بستگی به سرعت باد دارد. به‌علاوه هر قدر سطح برخورد باد با یک جسم، بیش‌تر باشد، انرژی بیش‌تری را می‌توان به آن جسم منتقل نمود؛ بنابراین، کسب انرژی قابل توجه از باد، علاوه بر مناسب بودن سرعت باد، به سطح بزرگ تماس با باد نیز وابسته می‌باشد. استفاده از انرژی باد برای مصارف محدود و محلی مناسب است، ولی به دلایل محدود

بودن مقدار این انرژی، ثابت نبودن، مقدار تناوبی بودن آن و نیز محلی بودن، نمی‌توان از انرژی باد به‌عنوان یک منبع تولید عمده‌ی انرژی برای آینده یاد نمود. امروزه در مناطقی که یک متوسط وزش باد ثابت دارند و سرعت باد در آنجا مناسب است، با نصب توربین‌های بادی، انرژی الکتریکی تولید می‌شود. همچنین با تولید باد مصنوعی از طریق تابش خورشیدی بر روی سطح گسترده‌ی سیاه رنگ و متمرکز کردن باد ایجاد شده بر روی پره‌های توربین بادی نیز انرژی الکتریکی قابل تولید می‌باشد.

۵- نیروگاه زمین‌گرمایی[1]: یکی از منابع انرژی که به‌مقدار زیادی در دسترس می‌باشد، انرژی زمین‌گرمایی (یا ژئوترمال) است که به دو روش قابل بهره‌برداری می‌باشد:

الف) استفاده از بخار آب به‌صورت داغ و خشک که در زیر پوسته‌ی زمین وجود دارد؛

ب) ایجاد مصنوعی بخار، به‌وسیله‌ی عبور آب از روی سنگ‌های داغ زیرزمینی که دارای درجه حرارت زیاد و نزدیک به نقطه‌ی ذوب هستند (این موضوع با توجه به این نکته است که در بعضی از نقاط زیر پوسته‌ی زمین و در عمق ۵ تا ۶ کیلومتری می‌توان به درجه حرارت‌های تا ۳۰۰۰°C هم رسید).

هم‌اکنون نیروگاه‌های متعددی در هر دو روش (الف) و (ب) مورد استفاده قرار می‌گیرند.

۶- نیروگاه آبی با امواج دریا: امواج دریا به‌علت بالا و پایین رفتن مداوم و تحرک زیاد، و ایجاد اختلاف ارتفاع‌هایی که گاه به چندین متر هم می‌رسد، دارای مقدار زیادی انرژی هستند. البته این انرژی به‌صورت پراکنده در سرتاسر سطح آب به‌وجود می‌آید؛ بنابراین به‌وسیله‌ی تجهیزات بخصوصی (که سطح بزرگی از آب را می‌پوشانند)، می‌توان مقداری از این انرژی را کسب نمود و در تولید انرژی الکتریکی مورد استفاده قرار داد. البته استفاده از این انرژی، هنوز در مراحل تحقیقاتی و آزمایشی خود می‌باشد.

۷- نیروگاه آبی جذر و مدی[2]: در دریاها به‌خاطر چرخش ماه به دور زمین، روزانه دو بار جذر و دو بار مد به‌وجود می‌آید. اختلاف ارتفاع آب در حالت جذر و مد در هر نقطه بستگی به وضع قرار گرفتن ماه، زمین، و خورشید دارد و بزرگ‌ترین اختلاف ارتفاع آب در حالت جذر و مد، معمولاً در اوایل پاییز به‌وجود می‌آید. برای آن‌که بتوان از انرژی جذر و مد استفاده کرد، باید یک خلیج (یا یک دریاچه‌ی مصنوعی) را توسط سدی از دریا جدا

---

[1]- Geothermal

[2]- Tidal Power Plant

نمود و در هنگام جذر و مد از جریان آبی که متناوباً بین این دو منبع ایجاد می‌شود، برای چرخاندن پره‌های یک توربین (و نهایتاً تولید الکتریسیته) استفاده کرد. با توجه به محدودیت‌های جغرافیایی در رابطه با استفاده از نیروی جذر و مد، از این روش نمی‌توان به‌عنوان یک منبع عمده‌ی تولید انرژی در همه جا استفاده نمود.

۸- نیروگاه زباله‌سوز: در این نوع نیروگاه به‌جای استفاده از سوخت‌های فسیلی و یا گاز، از سوزاندن مواد قابل احتراقِ زباله‌ها برای تولید انرژی حرارتی مورد نیاز استفاده می‌شود. این نیروگاه‌های کوچک، علاوه بر این‌که به مشکلات دفع زباله کمک می‌کنند، نیاز به سوخت‌های گران را مرتفع می‌کنند.

۹- و چند نوع نیروگاه دیگر.

در فصل هفتم، خصوصیات برخی از نیروگاه‌های با انرژی نو را بیان خواهیم نمود. البته در کشور ما، بعضی از این نیروگاه‌ها متداول هستند که شامل نیروگاه‌های بخاری، گازی، چرخه‌ترکیبی، دیزلی، آبی، و بادی می‌باشند.

در این قسمت برآنیم تا برای آشنایی هرچه بیش‌تر با سیستم تولید انرژی در ایران، نگاه کوتاهی به وضعیت تولید انرژی نیروگاه‌ها و عرضه‌ی آن به مصرف‌کنندگان بیندازیم.

۱-۲- عرضه و تقاضای انرژی برق

سالانه میزان رشد تقاضای انرژی برق در کشور ما، رشد صعودی دارد. با توجه به تنوع مصرف‌کنندگان شبکه‌های برق از قبیل مصارف خانگی، صنعتی، کشاورزی، عمومی، و ... ، میزان رشد مصرف برق برای هر کدام، متفاوت می‌باشد. همچنین این نوع تقسیم‌بندی مصرف‌کنندگان را می‌توان از نظر تعداد مشترکان و درصد مصرف آن‌ها مورد بررسی قرار داد. در جدول (۱-۱)، این تقسیم‌بندی برای سال ۱۳۸۵، همراه با مقایسه‌ی وضعیت مصرف در سال ۱۳۸۴ مشخص شده است. در اکثر کشورهای جهان، مصرف کنندگان انرژی الکتریکی به ۶ بخش کلی خانگی، عمومی، سایر مصارف، صنعتی، کشاورزی و روشنایی معابر تقسیم‌بندی می‌شود. در پایان سال ۱۳۸۵ تعداد مشترکین و مصرف انرژی الکتریکی به ترتیب ۲۰۵۵۹ هزار مشترک و ۱۴۴۵۹۸ میلیون کیلووات ساعت بوده است که نسبت به سال قبل به‌ترتیب ۴٫۶ و ۸٫۸ درصد رشد داشته‌اند.

جدول (۱-۱): وضعیت مشترکین و مصرف انرژی برق برای انواع مصرف‌کنندگان کشور

گروه	فراوانی مشترکین				مصرف انرژی درسال ۸۵	
	سال ۱۳۸۵		سال ۱۳۸۴		سال ۱۳۸۵		
	مشترک (×۱۰۰۰)	درصد از کل	مشترک (×۱۰۰۰)	درصد از کل	مصرف*	درصد از کل
خانگی	۱۶۹۸۹	۸۲٫۶	۱۶۴۰۰	۸۳٫۴	۳٫۶	۴۸۰۸۵	۳۳٫۲
عمومی	۷۴۹	۳٫۶۴	۶۷۵	۳٫۴	۱۰٫۶	۱۸۳۲۹	۱۲٫۶
تجاری	۲۵۳۱	۱۲٫۳	۲۳۲۰	۱۱٫۸	۹٫۴	۹۳۲۰	۶٫۴
صنعتی	۱۵۲	۰٫۷۴	۱۳۱	۰٫۶۶	۱۵٫۲	۴۶۵۹۰	۳۲٫۲
کشاورزی	۱۳۸	۰٫۶۷	۱۲۷	۰٫۶۵	۸٫۷	۱۷۶۶۶	۱۲٫۲
روشنایی معابر	۴۷	۰٫۲۳	۳۷	۰٫۲	۲۷٫۰	۴۶۰۸	۳٫۲
جمع	۲۰۵۵۹	۱۰۰	۱۹۶۵۳	۱۰۰	۴٫۶	۱۴۴۵۹۸	۱۰۰٫۰

* بر حسب میلیون کیلووات ساعت

در این قسمت مصرف انرژی برق برای انواع مصرف کنندگان کشور را در سال ۱۳۸۵ به‌طور جداگانه مورد بررسی قرار می‌دهیم.

بخش خانگی: مصارف انرژی الکتریکی در این بخش عمدتاً جهت روشنایی و تأمین انرِی لوازم الکتریکی خانگی می‌باشد. در سال ۱۳۸۵ مصرف انرژی این بخش با ۳۳٫۲ درصد، بیش‌ترین سهم را نسبت به سایر بخش‌ها داشته است. تعداد مشترکین و مصرف انرژی به ترتیب ۱۶۹۸۹ هزار مشترک و ۴۸۰۸۵ میلیون کیلووات ساعت بوده است که نسبت به سال قبل به‌ترتیب رشدی معادل ۳٫۶ و ۹٫۰ درصد دارا بوده است. متوسط انرژی مصرف انرژی هر مشترک در این سال ۲۸۳۰٫۴ کیلووات ساعت بوده که نسبت به سال ۱۳۸۴ معادل ۵٫۲ درصد رشد داشته که نسبت به سایر بخش‌های مصرف بیش‌ترین رشد را داشته است.

بخش عمومی: درسال ۱۳۸۵ تعداد مشترکین در این بخش، با رشدی معادل ۱۰٫۶ درصد نسبت به سال قبل، به رقم ۷۴۹ هزار مشترک رسید. همچنین مصرف انرژی الکتریکی نیز با ۱۲٫۱ درصد رشد، به رقم ۱۸۳۲۹ میلیون کیلووات ساعت بوده است. در این سال، متوسط مصرف هر مشترک، ۲۴۴۷۱ کیلو وات ساعت بوده که نسبت به سال قبل، معادل ۱٫۳

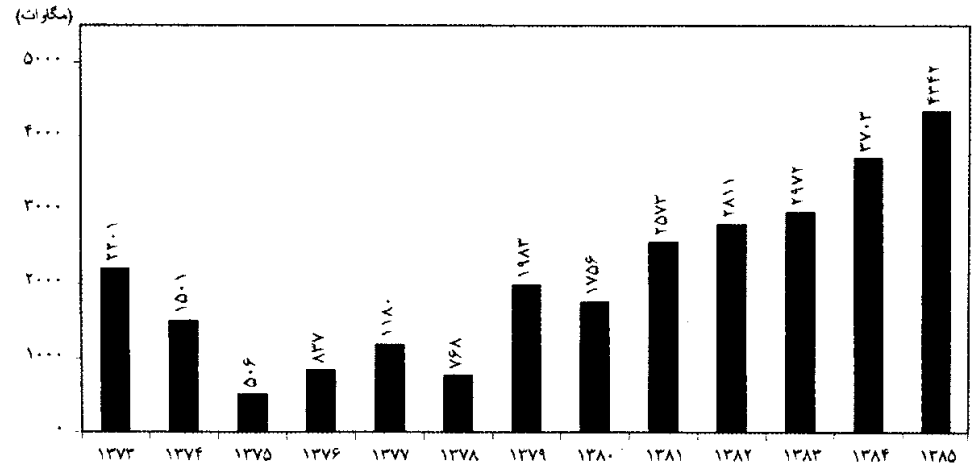
درصد رشد داشته است. به علاوه سهم انرژی مصرفی در این بخش حدود ۱۲٫۶ درصد از کل مصرف بوده است.

بخش کشاورزی: تعداد مشترکین بخش کشاورزی با رشدی معادل ۸٫۷ درصد نسبت به سال قبل به رقم ۱۳۸ هزار مشترک و مصرف انرژی با رشدی معادل ۷٫۳ درصد به ۱۷۶۶۶ میلیون کیلووات ساعت رسید. در سال ۱۳۸۵ متوسط مصرف هر مشترک در بخش کشاورزی ۱۲۸ هزار کیلووات ساعت بوده که نسبت به سال قبل حدود ۱٫۳ درصد کاهش داشته که این کاهش عمدتاً به علت افزایش نزولات جوی بوده است. سهم مصرف انرژی این بخش معادل ۱۲٫۲ درصد از کل مصرف بوده است.

بخش صنعتی: تعداد مشترکین بخش صنعتی نسبت به سال قبل با رشدی معادل ۱۵٫۲ درصد به ۱۵۲ هزار مشترک و مصرف انرژی با رشدی معادل ۸٫۰ درصد به ۴۶۵۹۰ میلیون کیلووات ساعت بالغ گردید. متوسط مصرف هر مشترک ۳۰۷ هزار کیلووات ساعت بوده که حدوداً ۶٫۲ درصد کاهش را نشان می‌دهد. سهم مصرف این بخش ۳۲٫۲ درصد از کل مصرف بوده است. با توجه به این که انتظار می‌رود کشور در حال توسعه‌ی اقتصادی باشد، متأسفانه چنین سهمی از مصرف امیدوار کننده نیست.

بخش سایر مصارف (بخش تجاری): در سال ۱۳۸۵ تعداد مشترکین این بخش با رشدی معادل ۹٫۴ درصد نسبت به سال قبل به رقم ۲۵۳۱ هزار مشترک و مصرف انرژی الکتریکی نیز با رشدی معادل ۹٫۱ درصد به رقم ۹۳۲۰ میلیون کیلووات ساعت بالغ گردید. متوسط مصرف هر مشترک ۳۶۸۲ کیلووات ساعت بوده که نسبت به سال ۱۳۸۴ تغییر محسوسی را نشان نمی‌دهد. سهم مصرف این بخش نیز حدود ۶٫۴ درصد از کل مصرف بوده است.

به تبع با رشد سالانه مصرف انرژی، باید تولید نیروگاه‌ها هم از رشد مطلوبی برخوردار باشند که این موضوع، بستگی به میزان قدرت تولیدی نیروگاه‌ها دارد. شکل (۱-۱) روند صعودی افزایش تولید انرژی برق را توسط نیروگاه‌های مختلف تحت پوشش وزارت نیرو نشان می‌دهد. از این شکل درمی‌یابیم که در سال ۱۳۸۵ تولید ناخالص انرژی توسط نیروگاه‌های کشور ۱۹۲۵۳۴ میلیون کیلووات ساعت بوده است که از این مقدار ۹۴ درصد توسط نیروگاه‌های وزارت نیرو و ۶ درصد باقی‌مانده توسط نیروگاه‌های غیر وزارت نیرو تولید شده است. تولید برق توسط نیروگاه‌های وزارت نیرو و غیر وزارت نیرو نسبت به



شکل (۱-۱): روند رو به رشد تولید انرژی برق وزارت نیرو تا سال ۱۳۸۵ [۲]

سال قبل به‌ترتیب معادل ۶٫۱ درصد و ۵۹ درصد رشد داشته‌اند. از مجموع ۱۹۲۵۳۵ میلیون کیلو وات ساعت انرژی ناخالص تولید شده، ۹۰٫۵ درصد سهم نیروگاه‌های حرارتی، ۹٫۴ درصد سهم نیروگاه‌های برق آبی و ۰٫۰۴ درصد سهم نیروگاه‌های برق بادی بوده است.

در جدول (۱-۲) میزان تولید و عرضه‌ی انرژی در شبکه‌ی ایران نشان داده شده است. از این جدول مشخص می‌گردد که در سال ۱۳۸۵، از مجموع ۱۹۲۴۷۶ میلیون کیلووات ساعت انرژی تولید شده در نیروگاه‌های ایران، معادل ۷۰۶۳ میلیون کیلووات ساعت آن، صرف مصارف داخلی نیروگاه‌ها می‌شود. این سهم قابل توجه (که در حدود ۳٫۹ درصد از کل تولید ناخالص نیروگاه‌های وزارت نیرو می‌باشد)، با در نظر گرفتن این‌که در جاهای معدود و مشخصی مانند نیروگاه‌ها از دست می‌رود، لازم است که در باره‌ی آن بیش‌تر بررسی شود تا در طراحی‌های آینده و در به‌سازی تأسیسات موجود، بتوان به ارتقاء بازده‌ی نیروگاه‌ها اقدام کرد. همچنین میزان تلفات در سیستم انتقال و فوق توزیع هم برابر ۷۹۵۰ میلیون کیلووات ساعت بوده است که حدود ۴٫۳۸ درصد از کل تولید ناخالص نیروگاه‌های وزارت نیرو را شامل می‌شود. به‌علاوه تلفات سیستم‌های توزیع به‌مقدار ۲۷۶۳۴ میلیون کیلووات ساعت است که حدود ۱۴٫۴٪ از کل تولید ناخالص نیروگاه‌ها را در برمی‌گیرد.

متوسط مصرف داخلی نیروگاه‌های کشور (نیروگاه‌های وزارت نیرو و صنایع) در سال ۱۳۸۵ حدود ۴٫۰ درصد از کل انرژی تولیدی این نیروگاه‌ها بوده است که معادل ۷۷۷۱ میلیون کیلووات ساعت است. مصرف داخلی نیروگاه‌های بخاری ۶٫۸ درصد، نیروگاه‌های گازی ۰٫۶ درصد، نیروگاه‌های چرخه ترکیبی ۱٫۷ درصد، نیروگاه‌های برق آبی ۰٫۶ درصد

و نیروگاه‌های دیزلی ۷٫۳ درصد از تولید ناخالص بوده است. در جدول (۱-۳) میزان مصرف داخلی نیروگاه‌های مختلف کشور با توجه به تولید ناخالص آن‌ها آورده شده است.

جدول (۱-۲): میزان تولید و عرضه‌ی انرژی در شبکه‌ی زیر پوشش وزارت نیرو (بر حسب میلیون کیلووات ساعت)

شرح		در شبکه‌ی سراسری	برون از شبکه‌ی سراسری	جمع*
تولید	وزارت نیرو	۱۸۱۰۸۰	۴۰۰	۱۸۱۴۸۰
	غیر وزارت نیرو	۱۰۹۹۶	--	۱۰۹۹۶
	جمع	۱۹۲۰۷۶	۴۰۰	۱۹۲۴۷۶
خرید برون مرزی		۲۴۹۹	--	۲۴۹۹
جمع تولید و خرید		**۱۹۴۵۷۵**	**۴۰۰**	**۱۹۴۹۷۵**
مصرف و فروش	مصرف داخلی نیروگاه‌ها	۷۰۵۵	۸	۷۰۶۳
	مصرف داخلی صنایع	۷۰۸	--	۷۰۸
	مصرف داخلی پست‌ها	۲۸۵	--	۲۸۵
	خود مصرفی صنایع	۳۹۶۵	--	۳۹۶۵
	تلفات انتقال و فوق‌توزیع	۷۹۵۰	--	۷۹۵۰
	تلفات توزیع	۲۷۶۱۶	۲۷	۲۷۶۴۳
	فروش برون مرزی	۲۷۶۳	--	۲۷۶۳
	فروش درون مرزی	۱۴۴۲۳۳	۳۶۵	۱۴۴۵۹۸
	جمع مصرف	**۱۹۴۵۷۵**	**۴۰۰**	**۱۹۴۹۷۵**

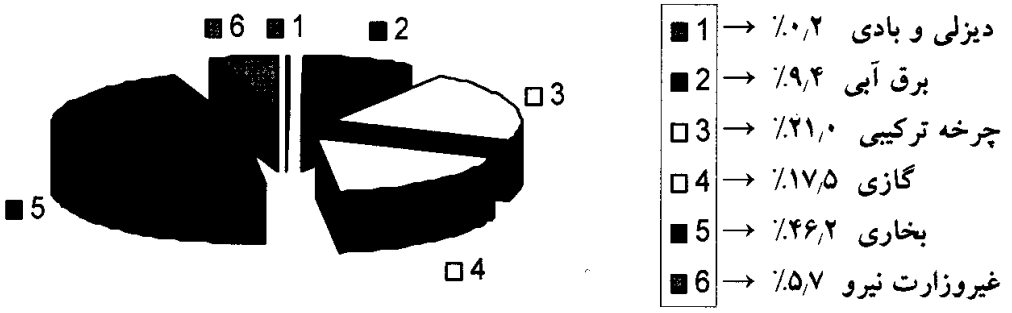
* : مقدار به میلیون کیلو وات ساعت می‌باشد

جدول (۱-۳): تولید و مصارف داخلی نیروگاه‌های کشور در سال ۱۳۸۵ (بر حسب میلیون کیلووات ساعت)

نوع نیروگاه	تولید ناخالص	مصرف داخلی	
		مطلق	درصد
برق آبی	۱۸۱۶۹	۱۱۸	۰٫۶
بخاری	۸۹۹۶۲	۶۰۳۲	۶٫۷
چرخه ترکیبی	۴۰۳۴۳	۶۹۱	۱٫۷
گازی	۳۳۷۵۹	۲۰۹	۰٫۶
دیزلی	۲۲۰	۱۶	۶٫۴
برق بادی	۸۶	--	--
جمع	**۱۸۱۵۳۹**	**۷۰۶۴**	**۳٫۹**

از آن‌جا که نیروگاه‌های دیزلی، کم‌ترین سهم را در تولید ناخالص انرژی برق داشته‌اند (حدود ۰٫۱۲ درصد از کل)، با وجود دارا بودن مصرف داخلی زیاد، سهم مطلق آن‌ها از مصارف داخلی ناچیز است؛ اما در نیروگاه‌های بخاری که بیش‌ترین سهم را در تولید دارند، بالا بودن درصد مصرف داخلی آن‌ها اثر تعیین کننده‌ای بر مجموع این مصارف دارد. در سال ۱۳۸۵، نزدیک به ۸۵٫۴ درصد از مصارف داخلی نیروگاه‌ها برای نیروگاه‌های بخاری بوده است؛ حال آن‌که فقط ۴۹٫۵۵ درصد از تولید ناخالص به‌وسیله‌ی این نیروگاه‌ها ایجاد شده است. لذا نتیجه گرفت که برای پژوهش در کاهش مصارف داخلی، واحدهای بخاری در اولویت مطلق قرار دارند. لازم به‌ذکراست که در سال ۸۵ ، نیروگاه‌های قم، یزد، شهید سلیمی، شریعتی، گیلان، منتظرقائم، شهید رجایی، نیشابور، فارس و خوی به‌صورت چرخه‌ترکیبی فعال بوده‌اند و در سایر نیروگاه‌های چرخه‌ترکیبی، فقط بخش توربین گازی آن‌ها تحت بهره‌برداری بوده است. با فعال شدن بخش بخاری این نوع نیروگاه‌ها، طبعاً شاهد افزایش مصرف داخلی و افزایش بازده‌ی حرارتی آن‌ها خواهیم بود.

شکل (۱-۲) به‌طور خلاصه، سهم نیروگاه‌های تحت پوشش وزارت نیرو را در تأمین انرژی برق مورد نیاز کشور را در سال ۱۳۸۵ نشان می‌دهد.



شکل (۱-۲): سهم نوع نیروگاه‌ها در تأمین انرژی شبکه‌ی سراسری توسط وزارت نیرو در سال ۱۳۸۵ [۲]

۱-۳- تولید نیروگاه‌های ایران

۱-۳-۱- قدرت نصب شده

در کشور ما، اکثر نیروگاه‌ها از نوع حرارتی هستند که با استفاده از سوخت‌های نفتی یا گازی به تولید انرژی می‌پردازند؛ به‌طوری که آن‌ها در سال ۱۳۸۵، بیش از ۸۴٫۴ درصد

ظرفیت نیروگاه‌های فعال کشور را تشکیل می‌دادند. در رده‌ی بعد از آن، نیروگاه‌های آبی هستند که در این سال، به تعداد ۲۹ نیروگاه آبی با کل ظرفیت ۶۵۵۶ مگاوات (معادل ۱۴٫۶ درصد از کل ظرفیت نیروگاه‌های کشور) رسید. برای صرفه‌جویی در مصرف سوخت و با توجه به مسائل زیست محیطی، چند سالی است که احداث نیروگاه‌های چرخه‌ترکیبی در دستور کار وزارت نیرو قرار گرفته است؛ به‌طوری که در پایان سال ۱۳۸۵، ظرفیت این نیروگاه‌ها معادل ۷۶۷۶ مگاوات (یا ۲۱ درصد از ظرفیت کل) شده است که سهم آن‌ها در مجموع نیروگاه‌های کشور به‌سرعت رو به افزایش است. در جدول (۱-۴) سهم تولید مذکور توسط نیروگاه‌های بخاری، چرخه‌ترکیبی، گازی، آبی و دیزلی بیان شده است. البته استفاده‌ی بیشتر از پتانسیل‌های آبی کشور در اولویت قرار دارد و پروژه‌های متعددی در حال اجرا است. با اتمام این پروژه‌ها می‌توان گفت که سهم نیروگاه‌های آبی در ظرفیت نیروگاهی کشور، به‌میزان قابل ملاحظه‌ای بالا خواهد رفت.

با توجه به مسائل متعددی از قبیل پیشرفت‌های فن‌آوری، افزایش تقاضا برای مصرف انرژی برق، حفظ محیط زیست و تجدید ناپذیر بودن سوخت‌های فسیلی، بهره‌گیری از انرژی‌های تجدیدپذیر (مانند انرژی باد، زمین‌گرمایی و خورشید) توجه برنامه‌ریزان را به خود جلب کرده است. لذا اقدامات عملی در راه استفاده‌ی گسترده از این انرژی‌های اولیه

جدول (۱-۴): قدرت نامی نیروگاه‌های زیر پوشش وزارت نیرو در سال ۱۳۸۵

(بر حسب مگاوات)

نوع نیروگاه	نیروگاه متعلق به وزارت نیرو			نیروگاه‌های اختصاصی	جمع کل
	در شبکه‌ی سراسری	برون از شبکه	جمع		
بخاری	۱۴۸۹۰	---	۱۴۸۹۰	۶۶۳	۱۵۵۵۳
چرخه‌ترکیبی	۷۶۷۶	---	۷۶۷۶	---	۷۶۷۶
گازی	۱۱۱۳۶	۱۴۶	۱۱۲۸۲	۳۵۷۹	۱۴۸۶۱
دیزلی	۳۸۸	۳۰	۴۱۸	---	۴۱۸
برق آبی	۶۵۵۵	۱	۶۵۵۶	---	۶۵۵۶
برق بادی	۴۷	---	۴۷	---	۴۷
جمع سال ۱۳۸۵	۴۰۶۹۲	۱۷۷	۴۰۸۶۹	۴۲۴۲	۴۵۱۱۱
جمع سال ۱۳۸۴	۳۸۰۳۸	۱۵۸	۳۸۱۹۶	۲۸۰۷	۴۱۰۰۳
رشد سالانه ٪	۷٫۰	۱۲	۷٫۰	۵۱٫۱	۱۰٫۰

(برای تولید برق) در دست بررسی و اجرا است. در این میان، استفاده از انرژی بادی در کشورهایی مانند ایران که مناطق بادخیز دارند، مورد توجه قرار گرفته است. تا پایان سال ۱۳۸۵، جمعاً حدود ۴۷٫۰MW نیروگاه بادی عمدتاً در مناطق منجیل، رودبار، یزد و بینالود خراسان نصب شده است. همچنین تعداد ۱۵ توربین ۵۵۰kW ، یک توربین ۵۰۰kW و ۱۵ توربین ۳۰۰kW در منطقه‌ی منجیل و تعداد ۲۲ توربین ۶۶۰kW در سایت پسکولان نصب شده است. در این میان، نیروگاه رودبار با یک واحد ۵۰۰kW و سه واحد ۵۵۰kW توسط سازمان انرژی اتمی نصب و راه‌اندازی گردیده است که توان بالقوه‌ی آن تا ۲۰۰۰MW پیش‌بینی شده است. به‌علاوه پروژه‌ی احداث نیروگاه‌های بینالود و دیزباد در استان خراسان با ظرفیت ۲۳MW و با توربین‌هایی با ظرفیت ۶۶۰kW در دست اجرا است که در سال ۸۵ حدود ۹٫۹MW (تعداد ۱۶ واحد ۶۶۰kW) از این ظرفیت نصب شده است. پروژه‌ی احداث نیروگاه بادی نیز در خواف و زابل به ظرفیت ۲۰MW و نیروگاه بادی ۲۵MW در منجیل در دست مطالعه است. در سال ۱۳۸۵، کل تولید انرژی این نیروگاه‌ها حدود ۱۲۵ میلیون کیلووات ساعت بود که در مقایسه با سال قبل، ۸٫۰ درصد کاهش را نشان می‌دهد.

از دیگر نیروگاه‌های با انرژی تجدیدپذیر در کشورمان که در حال اجرا می‌باشد، پروژه‌ی زمین‌گرمایی مشکین‌شهر با توان ۱۰۰MW است که میزان پیشرفت فیزیکی آن تا سال ۱۳۸۵ حدود ۳۸ درصد است. همچنین عملیات اجرایی پروژه‌ی نیروگاه خورشیدی ۲۵۰kW شیراز با نوع کلکتورهای سهمی خطی از سال ۱۳۷۸ آغاز شده است که پیشرفت فیزیکی آن تا سال ۱۳۸۵ برابر ۸۳٪ می‌باشد.

با احتساب نیروگاه‌های متعلق به صنایع بزرگ، متوسط و بخش خصوصی) که جمع ظرفیت آن‌ها بالغ بر ۲۳۳۲ مگاوات است) می‌توان قدرت کل نصب شده در کشور را برابر ۴۶۴۲۰ مگاوات دانست؛ از این رو، سهم وزارت نیرو از کل مقدار تولید نصب شده (معادل ۴۲۱۸۸ مگاوات) در کشور، ۹۰٫۹ درصد می‌باشد و سهم دیگر صنایع به مقدار ۹٫۱٪ است. از صنایع بزرگ کشور که دارای نیروگاه‌های برق هستند، می‌توان به مجتمع پتروشیمی مبین، مجتمع فولاد مبارکه، ذوب‌آهن اصفهان، مس سرچشمه، تراکتورسازی تبریز، و زرند ذغال‌شویی را نام برد. با توجه به افزایش قابلیت اطمینان شبکه‌ی زیر پوشش وزارت نیرو و اقتصادی‌تر بودن انرژی تولید شده در آن، انتظار می‌رود که در سال‌های آینده، رشد ظرفیت نامی تولید، اساساً مربوط به تأسیسات وزارت نیرو باشد. با وجود این،

آمار این نوع نیروگاه‌های اختصاصی در سال ۱۳۸۵، در جدول (۱-۵) مشخص شده است.

جدول (۱-۵): برآورد ظرفیت نیروگاه‌های اختصاصی کشور

نام نیروگاه	قدرت نصب شده (MW)		
	بخاری	گازی	جمع
پتروشیمی مبین	---	۷۳۸	۷۳۸
پتروشیمی فجر	---	۵۸۵	۵۸۵
فولاد مبارکه اصفهان	۲۱۰	۱۰۸	۳۱۸
پتروشیمی رازی	---	۲۵۲	۲۵۲
ذوب آهن اصفهان	۱۳۹	۲۶	۱۶۵
مس سرچشمه	۲۵	۱۱۹	۱۴۴
پتروشیمی تبریز	---	۷۰	۷۰
چادرملو کرمان	---	۴۰	۴۰
تراکتور سازی تبریز	---	۲۰	۲۰
جمع	**۳۷۴**	**۱۹۵۸**	**۲۳۳۲**

۱-۳-۲- قدرت عملی نیروگاه‌ها

قدرت‌های نامی که در بخش قبلی به آن‌ها اشاره شد، برای شرایط استاندارد ایزو (دمای ۱۵ درجه‌ی سانتیگراد و هم‌سطح دریا) می‌باشند. قدرت‌های نامی واحدها که بر روی پلاک مشخصات آن‌ها حک می‌شوند، بر پایه‌ی همین شرایط هستند؛ اما در نیروگاه‌ها نمی‌توان از این قدرت نامی استفاده نمود و قدرت عملی آن‌ها کم‌تر از قدرت نامی می‌باشد. دلایل این کاهش را می‌توان به‌صورت زیر بیان نمود:

الف) عدم انطباق شرایط واقعی محیط با شرایط فرضی ایزو: با توجه به اینکه اکثر نقاط کشور ما از سطح دریا بالاتر است، و با عنایت به اینکه دمای بیش‌تر روزهای سال از ۱۵ درجه‌ی سانتیگراد فراتر می‌رود، لذا قدرتی که عملاً از یک واحد نیروگاه حرارتی می‌توان گرفت، کمتر از مقدار نامی آن خواهد بود. البته افزایش دمای محیط و کاهش فشار هوا، تأثیری بر روی واحدهای آبی نخواهد داشت.

ب) سن واحدها، میزان و کمیت تعمیراتی که بر روی آن‌ها انجام می‌گیرد، در بازدهی حرارتی و مکانیکی واحدها تأثیر قابل ملاحظه‌ای دارد. هر چه واحدها قدیمی‌تر و نیاز

به تعمیرات اساسی در آن‌ها بیشتر باشد، به‌طور طبیعی در میزان قدرتی که می‌توان در عمل از آن‌ها گرفت، تأثیر بیش‌تری می‌گذارد.

این مسائل باعث می‌شود که بر حسب تعریفی که از قدرت عملی صورت می‌گیرد، مقادیر متفاوتی برای آن به‌دست آید که در یک نیروگاه در حال کار یا آماده به‌کار، بین یک حداقل و یک حداکثر در نوسان می‌باشد. لذا در برنامه‌ریزی‌های بهره‌برداری باید به این حدود توجه کافی داشت. جدول (۱-۶) وضعیت قدرت‌های انواع نیروگاه‌های تحت پوشش وزارت نیرو بیان شده است. همچنین در جدول (۱-۷) ارتباط و تغییرات قدرت‌های نامی و عملی در طول سال‌های مختلف (سال‌های ۸۰ تا ۸۵) نشان داده شده است. به‌علاوه در

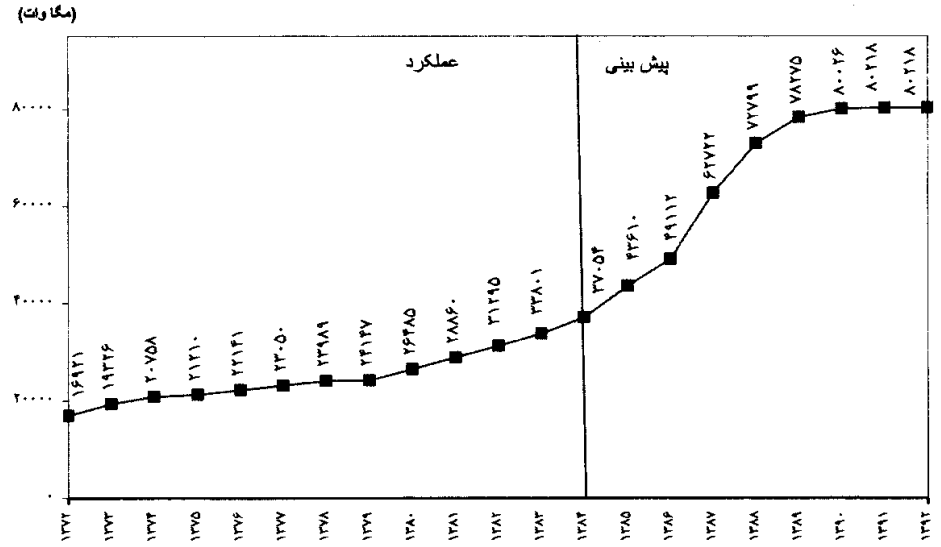
جدول (۱-۶): وضعیت قدرت تولیدی نیروگاه‌های زیر پوشش وزارت نیرو (بر حسب مگاوات)

گروه‌های نیروگاهی	قدرت نامی	قدرت‌های عملی		
		بیش‌ترین	کم‌ترین	میانگین
بخاری	۱۴۸۹۰	۱۴۵۹۲	۱۴۲۹۵	۱۴۵۲۳
چرخه‌ترکیبی	۷۶۷۶	۷۱۴۳٫۵	۶۴۰۰	۶۷۷۲
گازی	۱۲۲۴۷	۱۰۲۱۶	۹۱۲۳٫۴	۹۶۷۰
دیزلی	۴۷۴	۳۶۳٫۷	۳۲۶٫۳	۳۴۵
برق آبی	۶۸۵۶	۶۱۸۵٫۳	۵۹۹۳٫۷	۶۰۹۰
برق بادی	۴۷	۴۷	۴۷	۴۷
جمع	**۴۲۱۸۸**	**۳۸۵۴۸**	**۳۶۱۸۵**	**۳۷۴۴۷**

جدول (۱-۷): مقایسه‌ی قدرت نامی و عملی در سال‌های ۸۰ تا ۱۳۸۵

سال	قدرت نامی (مگاوات)		میانگین قدرت عملی (مگاوات)	
	وزارت نیرو	صنایع بزرگ	وزارت نیرو	صنایع بزرگ
۱۳۸۰	۲۸۰۳۲	۹۰۱	۲۵۶۴۵	۸۴۰
۱۳۸۱	۳۰۶۰۴٫۷	۹۰۱	۲۸۰۰۸٫۷	۸۴۰
۱۳۸۲	۳۳۴۱۵٫۴	۹۰۱	۳۰۴۳۹٫۷	۸۴۰
۱۳۸۳	۳۶۲۹۱٫۲	۱۰۰۹	۳۲۸۷۱٫۵	۹۳۰
۱۳۸۴	۳۸۲۱۳٫۱	۱۵۹۴	۳۴۶۲۴٫۲	۱۳۸۰
۱۳۸۵	۴۰۸۶۹	۲۳۴۲	۳۷۲۷۸	۱۹۰۸

شکل (۱-۳) قدرت عملی نیروگاه‌ها از سال ۱۳۷۲ تا ۱۳۸۴ و پیش‌بینی این مقدار برای سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۹۲ مشخص شده است.

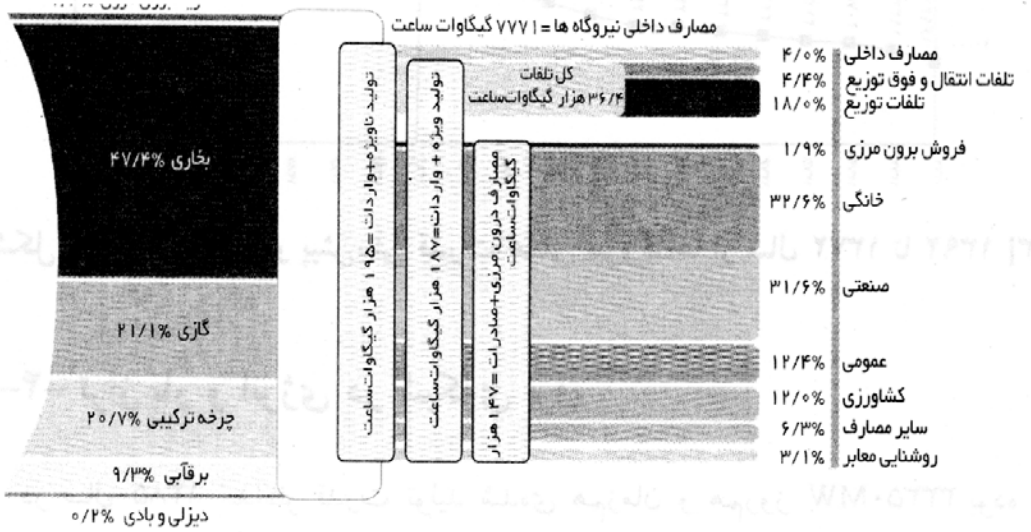


شکل (۱-۳): عملکرد و پیش‌بینی قدرت عملی نیروگاه‌ها از سال ۱۳۷۲ تا ۱۳۹۲ [۳]

۱-۴- تراز بار و انرژی در شبکه‌ی برق

در سال ۱۳۸۵ حداکثر قدرت تولید شده‌ی هم‌زمان و هم‌روز ۳۳۳۵۰MW بوده که ۳۱۷۳۹MW آن توسط نیروگاه‌های وزارت نیرو و ۱۶۱۱MW توسط نیروگاه‌های غیر وزارت نیرو تولید شده است. در همین سال، حداکثر قدرت ارسال شده و دریافت شده از کشورهای همسایه به‌ترتیب ۴۳۱ و ۸۳۷ مگاوات بوده است. لذا کل قدرت تزریقی به شبکه‌ی سراسری، اعم از تولید نیروگاه‌ها و واردات از کشورهای همسایه به ۳۴۵۹۴MW بالغ گردید و این مقدار، معادل حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده‌ی هم‌زمان کشور بوده است. همچنین حداکثر بار تأمین شده‌ی هم‌زمان با حداکثر مصرف نیز به ۳۴۰۶۹MW رسید. در این سال، حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده ۷٫۱ درصد و حداکثر نیاز مصرف نیز ۸٫۸ درصد رشد داشته‌اند. در سال ۱۳۸۵ تولید ناخالص کل نیروگاه‌های کشور معادل ۱۹۲۵۳۵ میلیون کیلووات ساعت بوده است. تولید خالص با کسر مصرف داخلی نیروگاه‌ها به‌میزان ۷۷۷۳ میلیون کیلووات ساعت از تولید ناخالص معادل ۱۸۴۷۶۲ میلیون کیلووات ساعت و میزان واردات و صادرات انرژی الکتریکی به‌ترتیب ۲۴۹۹ و ۲۷۶۳ میلیون کیلووات ساعت بوده است. حداکثر انرژی مورد نیاز، روزانه ۶۷۲ میلیون کیلووات ساعت

بوده که ۶۶۵ میلیون کیلووات ساعت از طریق تولید انرژی و مابقی از طریق تمهیدات خاص تأمین گردیده است. ضریب بار تولیدی و بهره‌برداری از نیروگاه‌ها در سال ۱۳۸۵ به ترتیب ۶۵٫۹ و ۴۸٫۷ درصد بوده است. تلفات انرژی در شبکه‌ی انتقال و فوق‌توزیع برابر ۴٫۳۶ درصد و در شبکه‌ی توزیع ۱۸ درصد و کل تلفات شبکه‌ی برق نیز ۱۹٫۷ درصد بوده است. آن‌چه از موارد فوق می‌توان نتیجه گرفت این است که در مجموع، وضعیت تأمین برق کشور روندی مثبت را طی کرده است؛ هرچند هنوز تا وضعیت مطلوب فاصله می‌باشد. شکل (۱-۴) تراز انرژی تولیدی و مصرفی کشور را به‌خوبی نشان می‌دهد.



شکل (۱-۴): تراز بار و انرژی در سال ۱۳۸۵ [۲]

منابع و مآخذ

۱- دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی: **آمار تفصیلی صنعت برق ایران سال ۱۳۸۴**، معاونت منابع اطلاعات مدیریت، مرکز اطلاع‌رسانی، وزارت نیرو، آذر ۱۳۸۵.

۲- دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی: **صنعت برق ایران در سال ۱۳۸۵**، معاونت منابع اطلاعات مدیریت، مرکز اطلاع‌رسانی، وزارت نیرو، بهمن ۱۳۸۶.

۳- دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی: **صنعت برق ایران در سال ۱۳۸۴**، معاونت منابع اطلاعات مدیریت، مرکز اطلاع‌رسانی، وزارت نیرو، بهمن ۱۳۸۵.

۴- دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی: **تراز نامه‌ی انرژی**، سال ۱۳۸۴، معاونت منابع اطلاعات مدیریت، مرکز اطلاع‌رسانی، وزارت نیرو، آذر ۱۳۸۵.

فصل دوّم

انتخاب نوع نیروگاه‌ها و موقعیت نصب آن‌ها

۲-۱- مقدمه

اولین مرحله در طراحی هر نیروگاهی، شرایط انرژی مورد نیاز شبکه می‌باشد. این شرایط را می‌توان به سه دسته، ۱) میزان حداکثر تقاضای شبکه، ۲) کل انرژی مورد نیاز، و ۳) نحوه‌ی توزیع انرژی تقاضا شده تقسیم نمود. برای رسیدن به این اهداف در هر شبکه‌ای، نیاز به مطالعه‌ی وسیع شبکه و رشد آن می‌باشد. یکی از این مطالعات، پیش‌بینی افزایش بار در سال‌های آتی است که متناسب با افزایش بار، بتوان میزان تولید مورد نیاز شبکه را افزایش داد تا استفاده‌ی بهینه‌تری از میزان تولید کنونی انجام پذیرد. در این قسمت، ابتدا به بیان بعضی از تعاریف اساسی در این زمینه خواهیم پرداخت؛ پس از آن، با توجه به نوع بار شبکه، انتخاب نوع نیروگاه مناسب برای نصب، از جهات مختلف بررسی می‌شود و سپس عوامل مختلفی که در موقعیت نصب نیروگاه‌ها دخیل هستند، بررسی و تحلیل می‌گردند. در نهایت، ساختار کلی نیروگاه‌های بخاری و گازی بیان می‌شود.

۲-۲- تعاریف اساسی

اولین تعریف در هر شبکه‌ای، میزان حداکثر تقاضا[1] می‌باشد؛ زیرا ظرفیت تولیدی یک

---

[1]- Maximum Demand

نیروگاه بستگی به میزان تقاضای مصرف‌کنندگان هر شبکه دارد. این مصرف‌کنندگان شبکه، عموماً از نوع روشنایی، خانگی، صنعتی، تجارتی، شهری، کشاورزی و ... می‌باشند.

هر مصرف‌کننده‌ی الکتریکی دارای ظرفیت حداکثری در جذب قدرت می‌باشد. البته وسایل مصرف‌کننده در هر گروه (به‌عنوان مثال در یک خانه یا یک شهر) مستقل از هم می‌باشد. حال اگر در هر گروهی همه‌ی وسایل الکتریکی به‌طور هم‌زمان انرژی الکتریکی دریافت کنند، آن‌گاه میزان حداکثر تقاضای مصرف‌کنندگان مساوی بارهای قابل اتصال[1] می‌باشد. امّا عموماً چنین اتفاقی نمی‌افتد، زیرا همیشه بارهایی که مصرف‌کنندگان در اختیار دارند (که می‌توانند آن‌ها را به شبکه وصل کنند) خیلی بیش‌تر از میزان حداکثر تقاضای آنان است. به‌همین خاطر رابطه‌ی بین حداکثر تقاضا و بارهای قابل اتصال را به‌صورت ضریب تقاضا و به‌شکل زیر بیان می‌کنند:

$$d = \text{ضریب تقاضا} = \frac{\text{میزان حداکثر تقاضا}}{\text{بارهای قابل اتصال}} \qquad (۲-۱)$$

مقدار این ضریب بستگی به نوع فعالیت مصرف‌کنندگان دارد که بین ۰٫۵ تا ۰٫۹ قابل تغییر است. به‌عنوان مثال، هتل‌ها کم‌ترین ضریب تقاضا را دارند؛ زیرا این ضریب بیانگر آن است که مصرف‌کننده چند درصد از کل قدرتی را که در اختیار دارد، استفاده می‌کند.

تجربه نشان داده است که تقاضای حداکثر از طرف مصرف‌کنندگان مجزا، به‌طور همزمان صورت نمی‌گیرد، بلکه در یک دوره‌ی زمانی انجام می‌شود. البته این موضوع برای مصرف‌کنندگانی که دارای فعالیت مشابهی هستند (از جمله مصارف خانگی، مصارف صنعتی و ...) صادق می‌باشد. نحوه‌ی توزیع زمانی میزان حداکثر تقاضای مصرف‌کنندگان مشابه را می‌توان با ضریب اختلاف[2] به‌صورت زیر بیان نمود:

$$D = \text{ضریب اختلاف یک گروه} = \frac{\text{مجموع حداکثر تقاضاهای منفرد}}{\text{میزان حداکثر تقاضای آن گروه}} \qquad (۲-۲)$$

همان‌گونه که مشخص است، این ضریب همیشه از عدد یک بزرگ‌تر است. معمولاً این ضریب برای مصارف مسکونی دارای بیش‌ترین مقدار (در حدود ۵)، و برای مصارف

---

[1]- Connected Load
[2]- Diversity Factor

صنعتی، دارای کم‌ترین مقدار (در حدود ۱٫۳) می‌باشد. با توجه به اختلافی که بین میزان حداکثر تقاضاهای منفرد وجود دارد، مقدار سهم هر مصرف‌کننده‌ی منفرد در تقاضای حداکثر سیستم، کم‌تر از میزان حداکثر تقاضای آن مصرف‌کننده می‌باشد.

مسأله‌ی دیگر، تقاضای حداکثر یک سیستم می‌باشد که بستگی به میزان مصرف‌کننده‌های شبکه در زمان مشخصی به‌نام زمان حداکثر بار شبکه دارد. در زمان تقاضای حداکثر یک سیستم، میزان تقاضای یک گروه مشخص از مصرف‌کننده‌های مشابه، به‌نُدرت برابر حداکثر تقاضای خود است؛ زیرا تقاضای حداکثر این گروه ممکن است در زمان‌های دیگری از سال صورت گیرد. این اختلاف را می‌توان به‌صورت ضریب اختلاف حداکثر[1] و به‌شکل زیر اندازه‌گیری نمود:

$$\text{ضریب اختلاف حداکثر} = r = \frac{\text{میزان حداکثر تقاضای گروه مصرف‌کننده}}{\text{میزان تقاضای گروه مصرف‌کننده در زمان تقاضای حداکثر}} \qquad (۳-۲)$$

روش تعیین تقاضای حداکثر یک سیستم، با در دسترس بودن داده‌های فوق به‌صورت زیر محاسبه می‌شود؛ فرض کنید که:

$C_{1}, C_{1'}, C_{1''}, ..., C_{1n}$: بارهای متصل منفرد در گروه ۱؛

$C_{2}, C_{2'}, C_{2''}, ..., C_{2n}$: بارهای متصل منفرد در گروه ۲؛

d_1 : ضریب تقاضای گروه ۱؛

d_2 : ضریب تقاضای گروه ۲؛

D_1 : ضریب اختلاف گروه در ارتباط با مصرف‌کنندگان گروه ۱؛

D_2 : ضریب اختلاف گروه در ارتباط با مصرف‌کنندگان گروه ۲؛

M_1 : تقاضای حداکثر گروه ۱؛

M_2 : تقاضای حداکثر گروه ۲؛

r_1 : ضریب اختلاف حداکثر برای گروه ۱؛

r_2 : ضریب اختلاف حداکثر برای گروه ۲؛

L_m : میزان تقاضای حداکثر سیستم؛

$L_1, L_2, ..., L_n$: تقاضای هر نوع از مصرف‌کننده در زمان تقاضای حداکثر سیستم؛

---

[1]- Peak Diversity Factor

بنابراین می‌توان نوشت:

$$M_1 = \frac{\Sigma C_1 \times d_1}{D_1} \quad ، \quad M_2 = \frac{\sum C_2 \times d_2}{D_2} \qquad (۴-۲)$$

$$L_1 = \frac{M_1}{r_1} \quad ، \quad L_2 = \frac{M_2}{r_2} \qquad (۵-۲)$$

$$L_m = L_1 + L_2 + ... + L_n \qquad (۶-۲)$$

مثال: یک مجتمع ساختمانی بزرگ از تعداد زیادی منزل مسکونی و فروشگاه‌ها و کارگاه‌های مورد نیاز تشکیل شده است. تعداد این منازل به ۱۰۰۰ واحد می‌رسد که هر واحد دارای بار قابل اتصال به‌مقدار ۴kW می‌باشد. همچنین مشخصات فروشگاه‌ها و کارگاه‌ها در جدول (۲-۱) ارائه شده است.

جدول (۲-۱): مشخصات مغازه‌ها و کارگاه‌های یک مجتمع ساختمانی

مغازه یا کارگاه		بار قابل اتصال kW	ضریب تقاضا برحسب درصد
خشک‌شویی‌ولباس‌شویی	۱ واحد	۲۰ kW	۶۸
نمازخانه	۲ واحد	هر کدام ۱۰ kW	۵۶
سالن غذاخوری	۱ واحد	۶۰ kW	۵۲
کتابفروشی	۱ واحد	۵ kW	۶۶
فروشگاه خشکبار	۱ واحد	۷ kW	۷۶
داروخانه	۲ واحد	هر کدام ۱۰ kW	۷۹
فروشگاه سبزی	۲ واحد	هر کدام ۵ kW	۷۳
فروشگاه کفش	۱ واحد	۲ kW	۶۷
فروشگاه لباس	۱ واحد	۴ kW	۵۳
سالن نمایش	۱ واحد	۱۰۰ kW	۴۹

ضریب تقاضای واحدهای مسکونی ۴۵٪ می‌باشد. ضریب اختلاف گروه بارهای مسکونی برای این سیستم به‌مقدار ۳٫۵ است و ضریب اختلاف حداکثر برابر ۱٫۴ می‌باشد. همچنین ضریب اختلاف گروه بارهای تجارتی برابر ۱٫۵ و ضریب اختلاف حداکثر برابر ۱٫۱ است. میزان افزایش در تقاضای حداکثر بار در کل سیستم را (که از شین اصلی دریافت

می‌کند) محاسبه نمایید. فرض کنید که تلفات خط به‌مقدار ۵٪ قدرت انتقالی خط باشد.

حل :

الف) تقاضای حداکثر برای هر کدام = ۴ × ۰٫۴۵ =۱٫۸ kW

ب) تقاضای حداکثر برای ۱۰۰۰ واحد = $\frac{۱٫۸ \times ۱۰۰۰}{۳٫۵}$ = ۵۱۴ kW

ج) میزان تقاضای ۱۰۰۰ واحد در زمان حداکثر = $\frac{۵۱۴}{۱٫۴}$ = ۳۶۷ kW

د) بارهای تجاری (همراه با عبادتگاه‌ها) در جدول (۲-۲) می‌باشد.

هـ) تقاضای حداکثر گروه تجاری = $\frac{۱۴۰٫۱}{۱٫۵}$ = ۹۳٫۴ kW

و) تقاضای تجاری در زمان حداکثر سیستم = $\frac{۹۳٫۴}{۱٫۱}$ = ۸۴٫۹ kW

ز) تقاضای مصرف‌کنندگان در زمان تقاضای حداکثر سیستم =۳۶۷+۸۴٫۹ =۴۵۲ kW

ح) افزایش کل در تقاضای حداکثر در شین ایستگاه = ۴۵۲×۱٫۰۵=۴۷۴٫۶ kW

جدول (۲-۲): میزان حداکثر تقاضای مغازه‌ها و کارگاه‌های یک مجتمع مسکونی

فروشگاه	تعداد	ضریب تقاضا (درصد)	بار قابل اتصال (kW)	تقاضای حداکثر (kW)
خشک‌شویی‌ولباس‌شویی	۱ واحد	٪۶۸	۲۰ kW	۱۳٫۶
عبادتگاه	۲ واحد	٪۵۶	۲۰ kW	۱۱٫۲
سالن غذا خوری	۱ واحد	٪۵۲	۶۰ kW	۳۱٫۲
کتابفروشی	۱ واحد	٪۶۶	۵ kW	۳٫۳
فروشگاه خشکبار	۱ واحد	٪۷۶	۷ kW	۵٫۳
داروخانه	۲ واحد	٪۷۹	۲۰ kW	۱۵٫۸
فروشگاه سبزی	۲ واحد	٪۷۳	۱۰ kW	۷٫۳
فروشگاه کفش	۱ واحد	٪۶۷	۲ kW	۱٫۳
فروشگاه لباس	۱ واحد	٪۵۳	۴ kW	۲٫۱
سالن نمایش	۱ واحد	٪۴۹	۱۰۰ kW	۴۹٫۰
کل تقاضای حداکثر تجاری =				**۱۴۰٫۱**

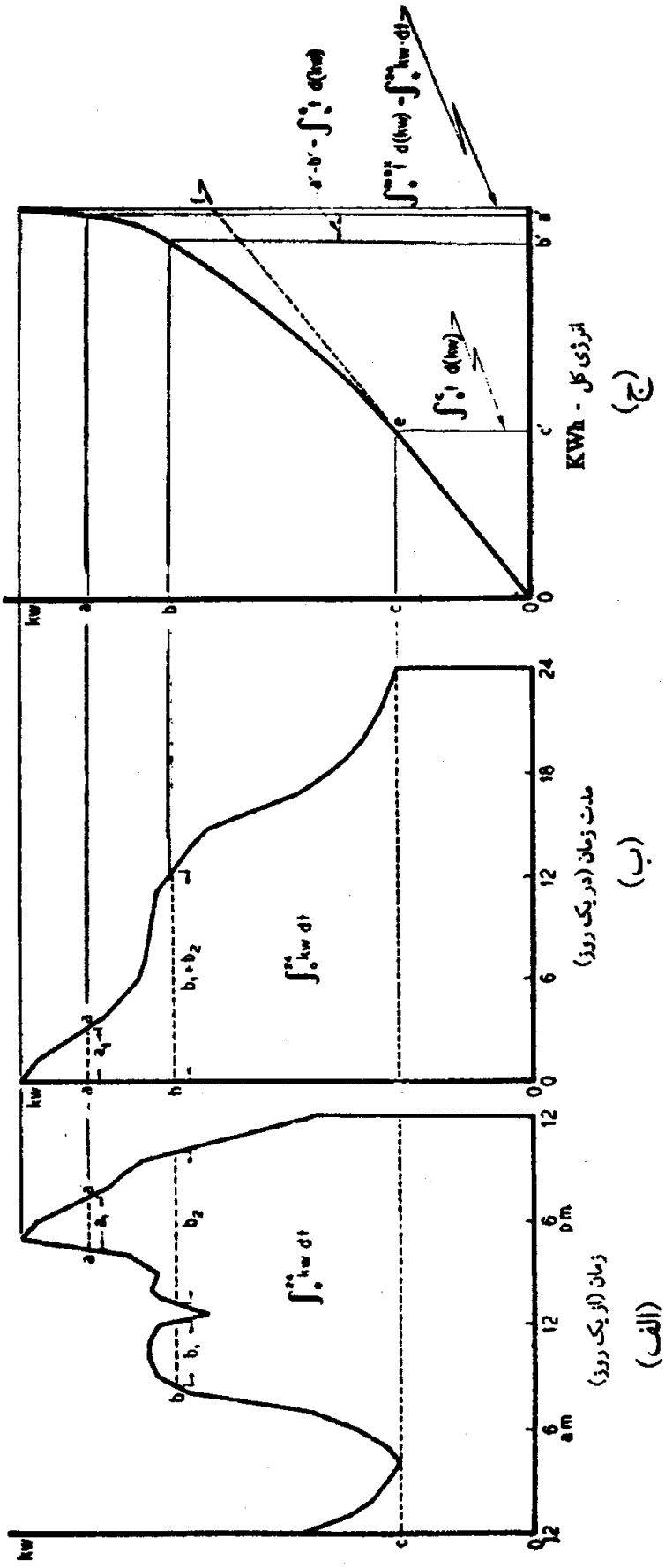
۲-۳- منحنی بار شبکه

هر شبکه‌ی قدرت دارای بارهای مختلفی از قبیل بارهای روشنایی، صنعتی، خانگی، شهری، کشاورزی و ... می‌باشد. نحوه‌ی تغییرات تقاضای بار برای یک دوره‌ی ۲۴ ساعته (در یک روز) به منحنی زمانی بار روزانه معروف است. این منحنی برای بارهای مختلف متفاوت می‌باشد. به‌عنوان مثال، بارهای تجاری در بین ساعت‌های ۸ صبح تا ۱۰ شب تقاضای مصرف زیادی دارند و از ساعت ۱۰ شب تا ۸ صبح تقاضا به حداقل خود می‌رسد. مصارف روشنایی خانگی از زمان غروب تا نیمه شب دارای حداکثر، و در دیگر زمان‌های روز بسیار کم می‌باشد. اما روشنایی معابر عکس روشنایی بارهای تجاری است. به‌عبارت دیگر، روشنایی معابر از غروب تا ابتدای صبح روز بعد دارای مقدار ثابتی است و در بقیه‌ی ساعات روز به صفر می‌رسد. همچنین تقاضای بار برای اکثر مصرف‌کننده‌ها در فصول مختلف سال مانند زمستان، تابستان، بهار و پاییز تغییر می‌کند. البته منحنی بار مصارف صنعتی در فصل‌های مختلف تقریباً یکسان است.

منحنی بار هر شبکه‌ای می‌تواند به‌صورت روزانه، هفتگی، ماهانه و یا سالیانه به‌دست آید. هر نوع از این منحنی‌ها برای مطالعات خاصی مفید هستند. به‌عنوان مثال، منحنی بار روزانه برای تصمیم‌گیری‌های کوتاه مدت، و منحنی بار سالیانه برای تصمیم‌گیری‌های دراز مدت به‌کار می‌رود. در واقع منحنی بار روزانه، میزان فعالیت شبکه را به‌صورت ساعتی نشان می‌دهد. شکل (۲-۱- الف) منحنی بار روزانه‌ی یک شبکه را نشان می‌دهد.

نظر به این‌که بار روزانه در دو روز متوالی با هم متفاوت است، لذا برای پیش‌بینی کوتاه مدت، مصرف روز بعد، از منحنی بار روز قبل استفاده نمی‌شود؛ بلکه با استفاده از میزان رشد بار سالیانه، از منحنی بار همین روز در سال قبل استفاده می‌شود. در نتیجه با داشتن منحنی بار روزانه‌ی سال قبل می‌توان تغییرات بار را تا حدودی برای سال جدید پیش‌بینی نمود. با این پیش‌بینی‌ها مقدار تولید اضافی شبکه مشخص می‌شود و می‌توان برنامه‌ریزی تولید برای نیروگاه‌ها و مقدار ذخیره‌ی چرخان شبکه را تعیین نمود.

استفاده‌ی دیگری که از منحنی بار صورت می‌گیرد، میزان انرژی مصرفی شبکه (مقدار کیلو وات ساعت شبکه) در دوره‌ی تناوب مورد نظر (روزانه، هفتگی، ...) می‌باشد که این میزان انرژی مصرفی برابر سطح زیر منحنی بار شبکه است. استفاده دیگر از این منحنی در ادامه بیان خواهد شد.



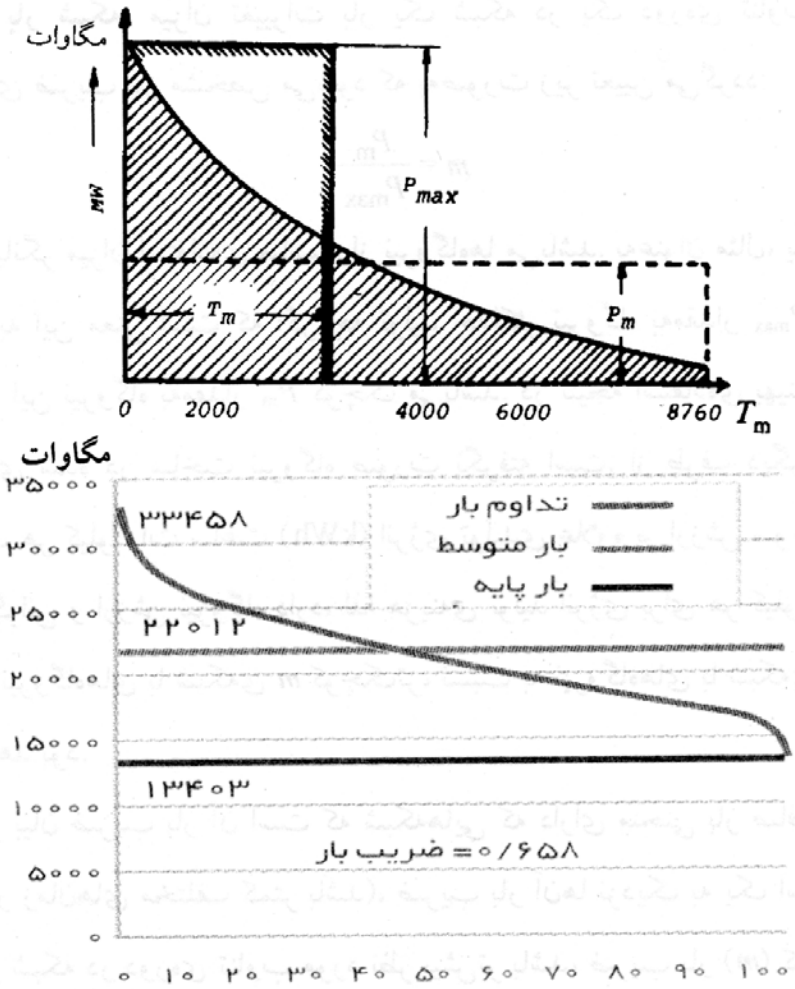
شکل (۲-۱): منحنی بار، الف) منحنی زمانی بار؛ ب) منحنی مرتب شده‌ی بار؛ ج) منحنی بار - انرژی [۵]

۲-۴- منحنی مرتب شده‌ی بار و منحنی انرژی مصرفی

در صورتی‌که منحنی بار در زمان خودش رسم شود، منحنی بار روزانه مطابق با شکل (۲-۱- الف) به‌دست می‌آید. امّا اگر بارهای مختلف را بر حسب مدت زمان بارگیری آن بار مرتب کنیم و سپس تغییرات آن را رسم نماییم، منحنی مرتب شده‌ی بار به‌دست می‌آید که این منحنی در شکل (۲-۱- ب) نشان داده شده است. این منحنی بیانگر آن است که مقدار مشخصی از قدرت تولیدی در چه مدت از زمان دوره‌ی تناوب توسط مصرف‌کننده‌ها جذب می‌شود.

نحوه‌ی به‌دست آوردن این منحنی بدین‌صورت است که حداکثر قدرت دریافتی در یک لحظه (t=۰) دریافت می‌شود و قدرت دریافتی به‌مقدار a کیلو وات در زمان a_1 می‌باشد که در شکل‌های (۲-۱- الف و ب) مشخص شده است. همچنین مدت زمانی که مصرف‌کننده‌ها قدرت b کیلووات را دریافت می‌کنند، به‌مقدار مجموع زمان‌های b_1 و b_2 می‌باشد. در نتیجه واضح است که حداقل قدرت مصرفی در ۲۴ ساعت توسط مصرف‌کننده‌ها دریافت می‌شود. در شکل (۲-۱- ج) منحنی انرژی مصرفی بر حسب مقدار بار مصرف‌کنندگان رسم شده است. از این منحنی درمی‌یابیم که برای هر مقدار کیلووات مصرفی، مقدار انرژی مصرفی شبکه (بر حسب کیلو وات ساعت) چقدر خواهد بود. در نتیجه برای قدرت حداکثر شبکه، مقدار کل انرژی شبکه برابر مقدار a' kWh است و آن مقدار انرژی را که بین قدرت‌های a تا b کیلو وات مصرف می‌شود، می‌توان از مقدار تفاضل a' kWh و b' kWh و (a'-b' kWh) به‌دست آورد. همان‌گونه که از شکل (۲-۱- ب) مشخص است، منحنی مرتب شده‌ی بار روزانه دارای تغییرات غیریکنواختی است که اگر این منحنی برای بار سالیانه مرتب شود، تغییرات آن یکنواخت‌تر خواهد شد که این موضوع در شکل (۲-۲- الف) نشان داده شده است. همچنین در شکل (۲-۲- ب)، منحنی مرتب شده‌ی بار شبکه‌ی سراسری ایران در سال ۱۳۸۵ ارائه شده است.

الف) بار حداقل (بار پایه) شبکه: باری است که تقریباً در تمام مدت دوره‌ی مورد نظر (روزانه، هفتگی، ...) توسط مصرف‌کنندگان شبکه دریافت می‌گردد. این بار را با P_{min} نشان می‌دهند. این مقدار در شکل (۲-۲- ب) نزدیک به ۱۳۴۰۳kW می‌باشد که معادل با ۴۰٫۰٪ پیک بار است.



شکل (۲-۲): منحنی مرتب شده‌ی بار برای یک سال، الف) منحنی مرتب شده‌ی نمونه؛ ب) منحنی مرتب شده‌ی شبکه‌ی سراسری ایران در سال ۱۳۸۵ [۲]

ب) **بار حداکثر شبکه:** حداکثر باری است که در مدت دوره‌ی تناوب مورد نظر توسط مصرف‌کنندگان شبکه دریافت می‌شود. این بار با P_{max} مشخص می‌شود. در شکل (۲-۲- ب)، حداکثر بار شبکه‌ی سراسری ایران در سال ۱۳۸۴، برابر ۳۲۱۶۷MW و در سال ۱۳۸۵ به‌مقدار ۳۳۴۵۸MW می‌باشد.

ج) **بار متوسط شبکه:** مقدار باری است که اگر در کل دوره‌ی تناوب مورد نظر به‌طور یکسان توسط مصرف‌کنندگان دریافت شود، انرژی دریافتی آن معادل انرژی منحنی بار مرتب شده باشد. این بار با P_m بیان می‌شود. این مقدار در شکل (۲-۲- ب) و در سال ۱۳۸۴ به‌مقدار ۲۰۳۷۴MW می‌باشد که در سال ۱۳۸۵ به‌مقدار ۲۲۰۱۲MW (معادل با ۶۶٫۰٪ پیک بار) رسیده است.

د) ضریب بار شبکه: میزان تغییرات بار یک شبکه در یک دوره‌ی تناوب مورد نظر به‌وسیله‌ی ضریب بار مشخص می‌شود که به‌صورت زیر تعیین می‌گردد:

$$m = \frac{P_{\mathrm{m}}}{P_{\max}} \qquad (۷-۲)$$

مقدار m ، بیانگر میزان استفاده‌ی مناسب از نیروگاه‌ها می‌باشد. به‌عنوان مثال، یک نیروگاه با m کوچک به این معنی است که اگر چه تولید حداکثر نیروگاه به‌مقدار $P_{\max}$ است، ولی تولید مداوم این نیروگاه به‌مقدار P_{m} کوچک می‌باشد. در نتیجه استفاده‌ی بهینه‌ای از مقدار سرمایه‌گذاری شده در ساخت نیروگاه صورت نگرفته است. از طرف دیگر با توجه به این‌که قیمت هر کیلو وات ساعت (kWh) انرژی تولیدی علاوه بر ارزش سوخت مصرفی، بستگی به گرانی و ارزش نیروگاه دارد، لذا هزینه‌ی تولید انرژی برای هر کیلو وات ساعت (kWh) در نیروگاه‌های با شبکه‌ی m کوچک‌تر، نسبت به نیروگاه‌های با شبکه‌ی m بزرگ‌تر بیش‌تر خواهد بود.

روش دیگر بیان ضریب بار آن است که شبکه‌هایی که دارای منحنی بار صاف‌تری هستند (تغییرات در زمان‌های مختلف کمتر باشد)، ضریب بار آن‌ها نزدیک به یک است و هر چه تغییرات بار شبکه در دوره‌ی تناوب مورد نظر بیش‌تر باشد، ضریب بار (m) کاهش می‌یابد. در این حالت، بار متوسط با بار حداکثر شبکه تفاوت زیادی دارد. به‌عبارت دیگر، هر چه بار متوسط به بار حداکثر شبکه نزدیک‌تر شود، ضریب بار به عدد یک نزدیک‌تر می‌شود. مقدار این ضریب در کشور ایران و در سال ۱۳۸۴، برابر ۶۶/۱٪ و در سال ۱۳۸۵ به‌مقدار ۶۵/۹٪ می‌باشد.

برای بالا بردن ضریب بار شبکه تدابیر بسیار زیادی اتخاذ می‌شود که از مهم‌ترین این تدابیر، می‌توان به ایجاد شبکه‌های سراسری و به‌هم پیوسته نام برد؛ زیرا با توجه به تنوع بارهای این نوع شبکه‌ها (از قبیل بارهای صنعتی، کشاورزی، روشنایی، تجاری و ...) و اختلاف زمانی طلوع و غروب خورشید در مناطق مختلف شبکه‌های سراسری، منحنی بار صاف‌تری حاصل می‌گردد.

راه دیگر بیان ضریب بار سالیانه بر روی منحنی مرتب شده‌ی بار، با استفاده از مقدار انرژی مصرفی سالیانه می‌باشد که به‌صورت زیر بیان می‌گردد:

$$m = \frac{P_{\mathrm{m}}}{P_{\max}} = \frac{F}{۸۷۶۰ \times P_{\max}} \qquad (۸-۲)$$

که،

$$P_{\mathrm{m}} = \frac{F(\mathrm{kWh})}{۸۷۶۰(\mathrm{h})} \qquad (۹-۲)$$

و F مقدار انرژی مصرفی سالیانه‌ی شبکه‌ی مورد نظر و ۸۷۶۰(h) ، مقدار ساعت برای دوره‌ی تناوب سالیانه است.

هـ) مدت زمان بهره‌برداری: همان‌گونه که قبلاً هم بیان نمودیم، سطح زیر منحنی مرتب شده‌ی بار سالیانه، معرف مقدار انرژی دریافتی مصرف‌کنندگان در طول یک سال می‌باشد که باید توسط نیروگاه‌های شبکه تولید شود. حال اگر تمام نیروگاه‌های شبکه با حداکثر قدرت خود، انرژی الکتریکی تولید کنند، آن‌گاه مدت زمانی‌که انرژی تولیدی نیروگاه‌ها برابر انرژی مصرفی سالیانه‌ی مصرف‌کنندگان شود، معرف مدت زمان بهره‌برداری خواهد بود. این زمان در شکل (۲-۲) نشان داده شده است؛ بنابراین،

$$T_{\mathrm{m}} = \frac{F}{P_{\max}} = m \times ۸۷۶۰ \qquad (۱۰-۲)$$

مشخص است که هر چه زمان بهره‌برداری شبکه‌ای بیش‌تر باشد، هزینه‌ی انرژی تولیدی توسط نیروگاه‌ها کاهش می‌یابد که طبعاً این موضوع باعث می‌شود تا هزینه‌ی انرژی الکتریکی مصرف‌کنندگان کم‌تر گردد.

و) ضریب استفاده‌ی (بهره) نیروگاه[1] : نسبت بار حداکثر نیروگاه (P_{Max}) به ظرفیت نامی آن (P_{e})، معرف ضریب استفاده‌ی نیروگاه می‌باشد.

$$\text{ضریب استفاده (بهره)} = \frac{\text{بار حداکثر نیروگاه}}{\text{ظرفیت نامی نیروگاه}} = \frac{P_{\mathrm{Max}}}{P_{\mathrm{e}}} \qquad (۱۱-۲)$$

که این ضریب بیانگر استفاده‌ای است که از نیروگاه به عمل می‌آید. مقدار کم این ضریب، بدین معنی است که یا نیروگاه به‌صورت ذخیره در شبکه مورد استفاده قرارمی‌گیرد، یا این‌که برای افزایش بار مصرفی شبکه در آینده برنامه‌ریزی شده است. برای یک نیروگاه در شبکه‌ی سراسری، بزرگ بودن ضریب بهره به‌معنای استفاده‌ی بهینه و حداکثر از نیروگاه با

[1]- Utilization Factor

بازده‌ی حداکثر خواهد بود. البته در شبکه‌های مجزا، بزرگ بودن این ضریب، به مفهوم طراحی مناسب نیروگاه برای شبکه‌ی مورد نظر، با ظرفیت اضافه بار مجاز می‌باشد.

ز) ضریب ظرفیت نیروگاه[1] : ضریب ظرفیت نیروگاه (که به‌طور اختصار به آن ضریب نیروگاه هم می‌گویند نسبت بار متوسط سالیانه‌ی نیروگاه (P_M) به ظرفیت تولید آن است که،

$$\text{ضریب نیروگاه} = \frac{\text{بار متوسط سالیانه‌ی نیروگاه}}{\text{ظرفیت نامی نیروگاه}} = \frac{P_M}{P_e} \qquad (۱۲-۲)$$

همچنین این ضریب را می‌توان از نسبت انرژی سالیانه‌ی تولیدی توسط نیروگاه به حداکثر انرژی تولیدی سالیانه در نیروگاه به‌دست آورد. حال اگر نیروگاه همیشه با ظرفیت نامی خود کار کند، مقدار این ضریب برابر واحد است. ضریب نیروگاه بیانگر حد استفاده از نیروگاه‌های برق می‌باشد. البته این ضریب از ضریب بار متفاوت است و آن به این علت است که ظرفیت نامی هر نیروگاه همیشه بزرگ‌تر از بار حداکثر قابل انتظار است. اغلب نیروگاه‌های قدرت، دارای مقداری ظرفیت ذخیره‌ی چرخان (برای در نظر گرفتن گسترش آینده‌ی شبکه) می‌باشند که در نتیجه:

$$\text{ضریب ظرفیت} = \frac{\text{بار حداکثر نیروگاه}}{\text{ظرفیت نامی نیروگاه}} \times \text{ضریب بار} = \text{ضریب بار} \times \text{ضریب بهره} \qquad (۱۳-۲)$$

البته عموماً در شبکه‌های سراسری که توسط چندین نیروگاه تغذیه می‌شوند، لازم نیست که هر نیروگاه دارای ظرفیت ذخیره‌ی چرخان باشد؛ بلکه اگر فقط چند نیروگاه محدود به‌صورت ذخیره‌ی چرخان قرار گیرند، کافی خواهد بود و بقیه‌ی نیروگاه‌ها با ظرفیت کامل خود تولید خواهند کرد.

۲-۵- مسائل اقتصادی نیروگاه‌ها

هزینه‌ی تولید نیروگاه‌ها بستگی به پارامترهای متعددی از قبیل هزینه‌ی تجهیزات، نصب، راه‌اندازی، بهره‌برداری، سوخت و ... دارد. این هزینه‌های سالیانه را می‌توان به دو

[1]- Capacity Factor

قسمت هزینه‌های ثابت و هزینه‌های متغیر تقسیم نمود. در این‌جا این دو هزینه را به اختصار بیان می‌کنیم.

۲-۵-۱- هزینه‌های ثابت سالیانه

هزینه‌های ثابت سالیانه، هزینه‌هایی هستند که تقریباً هیچ ارتباطی با میزان بار متصل به نیروگاه ندارند. به‌عبارت دیگر، مقدار تولید نیروگاه، تأثیری در این نوع هزینه‌ها نخواهد داشت. مواردی که هزینه‌های ثابت یک نیروگاه را تشکیل می‌دهند، عبارتند از:

الف) هزینه‌ی سرمایه‌گذاری تأسیسات: این هزینه شامل هزینه‌ی خرید زمین و تجهیزات، هزینه‌ی نصب و راه‌اندازی می‌باشد. البته این هزینه باید در کل طول عمر نیروگاه تقسیم شده و درصدی از این هزینه در هر سال برای نیروگاه در نظر گرفته شود تا در نهایت از مصرف‌کنندگان دریافت شود.

ب) هزینه‌های سالیانه‌ی بیمه، مالیات و بهره‌ی نیروگاه: با توجه به این‌که تقریباً هزینه‌های بیمه، مالیات و بهره‌ی نیروگاه به‌طور سالیانه برای هر نیروگاهی محاسبه می‌شود، در نتیجه این موارد را جزو هزینه‌های ثابت در نظر می‌گیرند.

ج) هزینه‌ی استهلاک ساختمان و ماشین‌آلات: همه‌ی تجهیزات نیروگاه بر اثر کارکرد، دچار فرسودگی، استهلاک و خرابی تدریجی می‌شوند و در نتیجه، در طول عمر نیروگاه بعضی از تجهیزات، نیاز به تعمیر و تعویض دارند. همچنین بر اثر این عوامل، کارکرد نیروگاه هم کاهش می‌یابد. با توجه به این‌که این موارد به‌مقدار تولید نیروگاه بستگی ندارد، در نتیجه هزینه‌ی استهلاک ساختمان و ماشین‌آلات را جزو هزینه‌های ثابت نیروگاه در نظر می‌گیرند.

د) هزینه‌های نگه‌داری و مدیریتی: بسیاری از هزینه‌های انجام شده در هر نیروگاه، ثابت است و هیچ ارتباطی با مقدار انرژی تولید شده ندارد. از جمله‌ی این هزینه‌ها، می‌توان به هزینه‌های نگه‌داری و مدیریتی نیروگاه‌ها اشاره نمود که حتی اگر تولید انرژی آن صفر باشد، این هزینه‌ها وجود خواهد داشت. البته مقدار این هزینه‌ها بستگی به ابعاد نیروگاه دارد که در نتیجه، جزو هزینه‌های ثابت در نظر گرفته می‌شود.

۲-۵-۲- رابطه‌ی هزینه‌ی ثابت سالیانه

در صورتی‌که قیمت تمام شده‌ی نیروگاه به‌ازای هر کیلو وات ظرفیت پس از تأسیس به‌مقدار a دلار باشد و تجهیزات نصب شده برای تولید قدرت P_e باشد، آن‌گاه کل هزینه‌ی نصب نیروگاه برابر $a \cdot P_e$ خواهد بود. اما با توجه به عمر یک نیروگاه، باید مقدار این هزینه با توجه به‌مقدار موارد ارائه شده در قسمت قبل (از قبیل مسائل استهلاک، هزینه‌های مدیریت و نگه‌داری، بهره، مالیات و بیمه) از مصرف‌کنندگان دریافت شود. در نتیجه برای به‌دست آوردن هزینه‌ی ثابت سالیانه[1]، باید هزینه‌ی کل نیروگاه را در ضریب هزینه‌ی ثابت سالیانه FCR[2] (که همیشه از ۱ کوچک‌تر است) ضرب نمود که در نتیجه هزینه‌ی ثابت سالیانه K_{AFC} به‌صورت زیر درمی‌آید:

$$K_{AFC} = P_e \cdot a \cdot \text{FCR} \qquad (۱۴-۲)$$

به‌مقدار a ، قیمت مخصوص نیروگاه (\$/kW) می‌گویند که بستگی به نوع نیروگاه دارد. این مقدار در نیروگاه‌های آبی و هسته‌ای بیش‌ترین مقدار و برای نیروگاه‌های گازی کم‌ترین مقدار را خواهد داشت.

۲-۵-۳- هزینه‌های متغیر سالیانه

هزینه‌های متغیر سالیانه، هزینه‌هایی هستند که ارتباط مستقیمی با مقدار انرژی تولیدی نیروگاه دارند. عوامل مؤثر در مقدار این هزینه را می‌توان به‌صورت موارد زیر بیان نمود:

الف) هزینه‌ی سوخت: این هزینه، بیش‌ترین و مهم‌ترین هزینه در نیروگاه‌های حرارتی (بخاری، گازی، چرخه‌ترکیبی، دیزلی) می‌باشد و در نیروگاه‌های آبی، هسته‌ای و نیروگاه‌های با انرژی‌های نو (از قبیل نیروگاه‌های خورشیدی، بادی، جذر و مد و ...) به حداقل خود می‌رسد. سوخت نیروگاه‌های حرارتی می‌تواند زغال سنگ، نفت، مازوت، یا گاز طبیعی باشد. هزینه‌ی سوخت وابسته به نوع سوخت، در دسترس بودن آن، و هزینه‌های حمل و نقل است. همچنین این مقدار بستگی به میزان تولید و بازده‌ی نیروگاه دارد. به‌عبارت دیگر، هر چه ظرفیت تولید یک نیروگاه بیش‌تر باشد، سوخت مصرفی آن بیش‌تر خواهد شد و برای نیروگاه‌های با بازده‌ی کمتر، انرژی مصرفی بیش‌تر می‌گردد.

---

[1]- Annual Fixed Cost
[2]- Fixed Charge Rate

ب) **هزینه‌ی عملکرد**[1] : عملکرد یک نیروگاه نیاز به کار و کارمند دارد. البته با به‌کار بردن تجهیزات اتوماتیک و افزایش ابعاد نیروگاه، تعداد افراد مورد نیاز برای عملکرد نیروگاه (برای یک مقدار تولید مشخص) کم می‌شود. در نیروگاه‌های آبی و دیزلی، نیروی کار و کارمند به‌مقدار زیادی کاهش می‌یابد.

ج) **هزینه‌ی نگه‌داری**: هر نیروگاهی نیاز به نگهداری‌های اضطراری (معاینه‌ی فنی، تعمیر و تمیز کردن، باز و بسته کردن تجهیزات[2]) دارد تا شرایط مطلوب بر نیروگاه حاکم گردد. هزینه‌های نگه‌داری را می‌توان به هزینه‌ی مورد نیاز برای نگه‌داری و هزینه‌ی نیروی کار تقسیم نمود.

د) **تدارکات و ملزومات**: این مورد در ارتباط با هزینه‌ی آب مورد نیاز نیروگاه (برای آب سیکل، آب خنک‌کنندگی، آب مصرف عمومی)، هزینه‌ی روغن مورد نیاز برای روغن‌کاری تجهیزات و دیگر مواد مصرفی می‌باشد.

۲-۵-۴- رابطه‌ی هزینه‌ی متغیر سالیانه

با توجه به این‌که هزینه‌ی متغیر سالیانه[3] هر نیروگاهی را اکثراً هزینه‌ی سوخت در برمی‌گیرد، در نتیجه برای نیروگاهی با قدرت P_e که در یک مدت اثر بهره‌برداری T_m مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد، هزینه‌ی متغیر را می‌توان به‌صورت زیر محاسبه نمود:

$$K_{AOC} = P_e \cdot T_m \cdot b \qquad (۱۵-۲)$$

که برای ایجاد هر کیلو وات ساعت (kWh) انرژی به‌مقدار b دلار سوخت مصرف می‌شود. به‌عبارت دیگر، هزینه‌ی سوخت برای تولید ۱ kWh برابر $b\frac{\$}{kWh}$ در نظرگرفته می‌شود.

۲-۵-۵- هزینه‌ی کل سالیانه‌ی نیروگاه

با توجه به تقسیم هزینه‌ی کل نیروگاه به هزینه‌ی متغیر و ثابت، هزینه‌ی کل سالیانه[4] را می‌توان به‌شکل زیر نمایش داد:

---

[1]- Operating Labour Cost
[2]- Overhauling
[3]- Annual Operating Cost
[4]- Annual Plant Cost

$$K_{APC} = K_{AFC} + K_{AOC} = a \cdot FCR \cdot P_e + P_e \cdot T_m \cdot b \qquad (۱۶-۲)$$

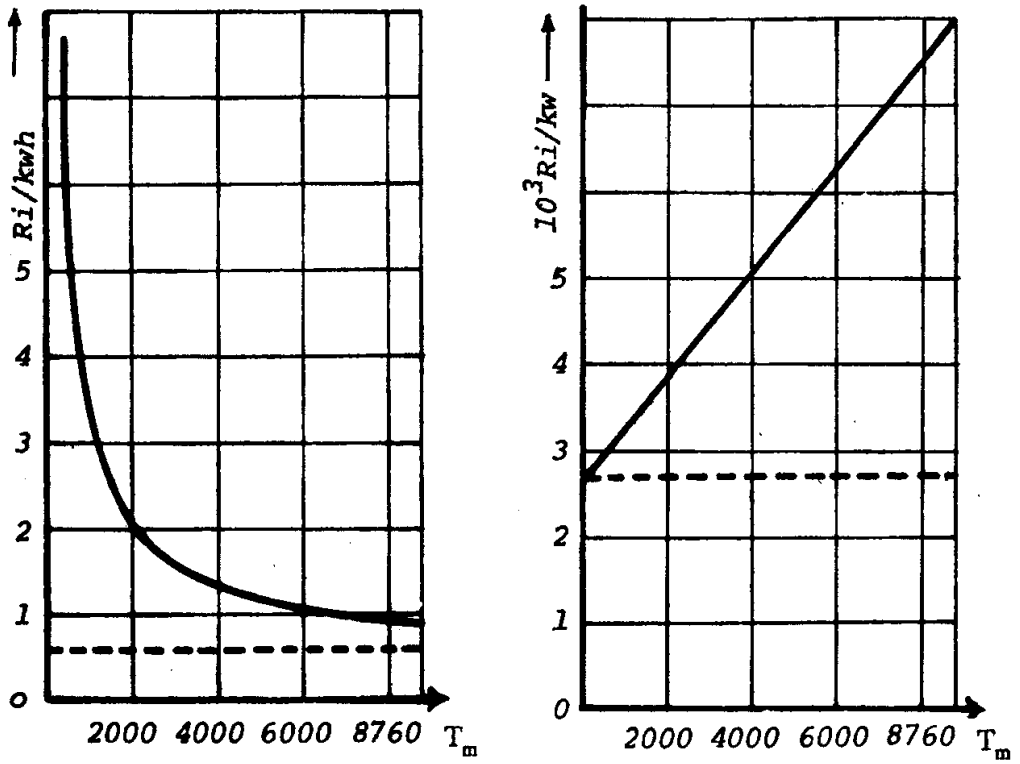
همچنین ارزش تولید یک کیلووات برابر است با،

$$\frac{K_{APC}}{P_e} = a \cdot FCR + T_m \cdot b \quad \$/kW \qquad (۱۷-۲)$$

با توجه به این‌که در طول سال به‌مقدار $P_e.T_m$ کیلووات ساعت انرژی تولید می‌شود، آنگاه هزینه‌ی تولید یک کیلووات ساعت به‌صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\frac{K_{APC}}{P_e \cdot T_m} = \frac{a \cdot FCR}{T_m} + b \quad \$/kWh \qquad (۱۸-۲)$$

نحوه‌ی تغییرات $\frac{K_{APC}}{P_e}$ و $\frac{K_{APC}}{P_e \cdot T_m}$ برای یک نیروگاه نمونه در شکل (۲-۳) نشان داده شده است. همان‌گونه که از شکل (۲-۳- الف) بر می‌آید، هر چه از نیروگاه بار کمتری دریافت شود، جزء مربوط به هزینه‌ی ثابت نیروگاه (FCR) نسبت به جزء مربوط به هزینه‌ی متغیر ($b.T_m$) اثر بیش‌تری در قیمت یک کیلووات تولیدی دارد؛ و بالعکس، هر چه



(ب) (الف)

شکل (۲-۳): تغییرات هزینه‌های تولیدی یک نیروگاه نمونه، الف) هزینه‌ی تولیدی برای هر کیلووات؛ ب) هزینه‌ی تولیدی برای هر کیلووات ساعت [۱]

تولید نیروگاه بیش‌تر شود اثر قیمت سوخت نسبت به قیمت تجهیزات بیش‌تر می‌گردد. در نتیجه اگر نیروگاه بخواهد برق ارزان‌تری تولید نماید، باید مدت اثر بهره‌برداری نیروگاه افزایش یابد؛ زیرا مطابق با شکل (۲-۳-ب) هرچه مدت اثر بهره‌برداری یک نیروگاه (T_m) زیادتر شود، هزینه‌ی تولید هر کیلووات ساعت انرژی هم کم‌تر می‌گردد و بالطبع، هزینه‌ی مربوط به مصرف‌کننده هم کاهش‌می‌یابد. پس نتیجه می‌گیریم که شبکه‌های با m بزرگ‌تر ($m = P_m / P_{max}$) برق ارزان‌تری را دریافت می‌کنند.

۲-۶- هزینه‌های ثابت و متغیر نیروگاه بخاری

همان‌گونه که قبلاً هم بیان گردید، هزینه‌های سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های بخاری شامل هزینه‌های زمین، طراحی، تجهیزات، نصب، ساختمان اصلی، تست نیروگاه و ... می‌باشد. در هزینه‌های ثابت علاوه بر هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های بیمه، مالیات، بهره، استهلاک، نگه‌داری و مدیریتی نیز وجود دارد.

هزینه‌های متغیر نیروگاه بخاری هم شامل هزینه‌ی سوخت، روغن، آب، تدارکات، تعمیرات، حقوق و دستمزد کارگران و کارمندان و ... می‌باشد. اثر هزینه‌ی سوخت در هزینه‌ی کل نیروگاه‌های بخاری قابل توجه می‌باشد. به‌عبارت دیگر به‌طور تقریبی می‌توان گفت که ۲۵٪ کاهش در هزینه‌ی سوخت، باعث کاهش تقریبی ۱۰٪ در کل هزینه برای هر کیلووات ساعت انرژی تولیدی توسط نیروگاه بخاری است. به‌علاوه، مقدار سوخت مصرفی هم بستگی به بازده و عمر نیروگاه دارد. هر چه بازده‌ی نیروگاه، کم و عمر آن زیاد باشد، مقدار سوخت مصرفی آن نسبت به نیروگاه‌های بخاری جدید برای تولید انرژی مشابه بیش‌تر خواهد شد و در نتیجه هزینه‌ی تولیدی نیز افزایش می‌یابد.

۲-۷- هزینه‌های ثابت و متغیر نیروگاه گازی

هزینه‌ی ثابت این نوع نیروگاه‌ها نسبت به نیروگاه بخاری بسیار کم‌تر است؛ زیرا تجهیزات مورد استفاده در سیکل گازی از نظر کمیت نسبت به تجهیزات سیکل بخاری قابل مقایسه نمی‌باشد. در عوض، هزینه‌ی متغیر نیروگاه‌های گازی نسبت به نیروگاه‌های

بخاری بیش‌تر است و آن هم به این علت است که بازده‌ی سیکل گازی کم‌تر از بازده‌ی سیکل بخاری می‌باشد. همچنین تلفات در این سیکل‌ها بیش‌تر از تلفات سیکل بخاری است. با مطالعه‌ی دقیق‌تر نیروگاه‌های بخاری و گازی در فصل‌های آینده، این موضوع بهتر مشخص خواهد شد.

۲-۸- هزینه‌های ثابت و متغیر نیروگاه آبی

هزینه‌ی سرمایه‌گذاری این نوع نیروگاه‌ها شامل هزینه‌های مربوط به بررسی و مطالعه اولیه، بررسی جزیی طرح، ایجاد سد، کارهای عمرانی جانبی، راه عبور تجهیزات، نصب پل‌های مورد نیاز، حفاری و گودبرداری و دیگر کارهای مهندسی عمران، تاوان زمین‌هایی است که توسط مخزن پشت سد زیر آب می‌روند و همچنین شامل زیرسازی و روسازی، طراحی و تعیین مشخصات تجهیزات، نصب، تست، راه‌اندازی و .... می‌باشد.

هزینه‌های متغیر نیروگاه‌های آبی شامل حقوق و دستمزد کارمندان و کارگران و تدارکات است که نسبت به هزینه‌های ثابت آن بسیار ناچیز می‌باشد. همچنین هزینه‌های ثابت این نیروگاه نسبت به نیروگاه‌های دیگر بسیار زیاد است؛ ولی در عوض، هزینه‌های متغیر آن نسبت به نیروگاه‌های حرارتی، بسیار کم می‌باشد.

۲-۹- هزینه‌های ثابت و متغیر نیروگاه هسته‌ای

عواملی که تشکیل دهنده‌ی هزینه‌ی سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های هسته‌ای هستند، کم و بیش مشابه همان عوامل نیروگاه‌های بخاری است. تکنولوژی پیشرفته به‌کار رفته در ساخت راکتورهای هسته‌ای و تجهیزات حفاظتی و ایمنی آن‌ها، باعث افزایش هزینه‌ی سرمایه‌گذاری می‌شود و در نتیجه، هزینه‌ی ثابت سالیانه‌ی آن‌ها در مقایسه با نیروگاه‌های بخاری، زیاد می‌باشد. بعلاوه، تجهیزات خنک‌کنندگی آب مورد نیاز این نیروگاه‌ها نسبت به همین تجهیزات در نیروگاه‌های بخاری با تولید مشابه، بزرگ‌تر است و در نتیجه، هزینه‌ی آن هم افزایش می‌یابد.

هزینه‌ی متغیر یک نیروگاه هسته‌ای شامل هزینه‌های سوخت، حقوق و دستمزد کارمندان و

کارگران، هزینه‌های نگه‌داری، روغن و آب مورد نیاز، و مواد مورد نیاز برای نگهداری و تعمیرات می‌باشد. البته مقدار سوخت مورد نیاز این نیروگاه‌ها (اورانیوم) بسیار کم است، ولی هزینه‌ی همین مقدار کم هم بسیار زیاد می‌شود. در نتیجه هزینه‌ی متغیر یک نیروگاه هسته‌ای خیلی بیش‌تر از نیروگاه‌های آبی، ولی بسیار کمتر از نیروگاه بخاری می‌باشد. در صورتی‌که ضریب بار این نیروگاه‌ها بالا باشد، تولید آن‌ها در بازده‌ی بالایی انجام می‌شود؛ بنابراین، همیشه این نیروگاه‌ها به‌عنوان یک نیروگاه پایه مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۲-۱۰- عوامل مؤثر در کاهش هزینه‌ی تولید نیروگاه‌ها

با توجه به افزایش روز افزون تقاضای انرژی در کشورهای مختلف، تعداد نیروگاه‌های نصب شده و خطوط انتقال روز به روز افزایش می‌یابد. در نتیجه بسیار مناسب است تا هر چه بیش‌تر، هزینه‌ی تولید نیروگاه‌ها کاهش یابد. از مهم‌ترین عوامل مؤثر در کاهش هزینه‌ی تولید نیروگاه‌ها می‌توان به‌صورت زیر اشاره نمود:

۱- **ساخت نیروگاه‌های با ابعاد و قدرت بزرگ:** در سال ۱۹۳۰ میلادی، بزرگ‌ترین واحد نصب شده به قدرت ۲۰۰MW بود، ولی هم اکنون، واحدهای نیروگاهی با قدرت‌های ۱۵۰۰MW تا ۲۰۰۰MW مورد استفاده‌ی وسیعی قرار می‌گیرند. با بزرگ شدن قدرت نیروگاه‌ها، هزینه‌ی سرمایه‌گذاری نسبت به قدرت نصب شده (در مقایسه با نیروگاه‌های کوچک) کم‌تر می‌شود و میزان سوخت مصرفی هم کاهش می‌یابد.

۲- **کاهش هزینه‌های طراحی نیروگاه:** یکی دیگر از عوامل مؤثر در کاهش هزینه‌ی نیروگاه، بهبود در طرح نیروگاه، نحوه‌ی قرار گرفتن تجهیزات دیگ‌بخار و توربین و هماهنگی مناسب در جایابی تجهیزات در طبقات مختلف آن می‌باشد که این موضوع، باعث کاهش هزینه‌ی سرمایه‌گذاری می‌شود.

۳- **بهبود بازده‌ی نیروگاه‌ها:** بازده‌ی نیروگاه‌ها در سال‌های حدود ۱۹۳۰ میلادی، تقریباً ۱۷٪ بود، ولی اکنون به بیش از ۴۰٪ رسیده است. این کار با ساخت دیگ‌های بخار و توربین در عملکرد با فشار و درجه حرارت‌های بالا، استفاده از تکنولوژی‌های پیش‌گرمکن و گرمکن‌های مجدد و .... می‌باشد که این موارد، باعث افزایش بازده‌ی

نیروگاه‌ها می‌گردد. در این حالت، مقدار کار انجام شده در نیروگاه‌ها با سوخت کم‌تری انجام می‌شود.

۴- **بهره‌برداری اقتصادی از نیروگاه‌ها:** برنامه‌ریزی مناسب در تولید نیروگاه‌ها عامل بسیار مؤثری در صرفه‌جویی سوخت و استفاده‌ی بهینه از آن است.

۵- **عملکرد سراسری سیستم‌های قدرت:** با به‌هم پیوستن نیروگاه‌ها به یکدیگر در قالب شبکه‌ی سراسری، مقدار ذخیره‌ی چرخان نیروگاه‌ها کاهش می‌یابد و استفاده‌ی بهینه‌ای از تسهیلات انتقال صورت می‌گیرد که در نهایت، کاهش هزینه‌های سیستم را به دنبال خواهد داشت.

۶- **کاهش تلفات سیستم‌های انتقال:** با گردش مصرف روزانه‌ی شبکه‌های قدرت، سیستم‌های انتقال و توزیع این‌گونه شبکه‌ها هم وسعت می‌یابند. با طراحی مناسب این سیستم‌ها، تلفات خطوط به‌مقدار زیادی کاهش می‌یابد. بالطبع با افزایش بازده‌ی انتقال قدرت، هزینه‌ی تولید انرژی برای تحویل دادن به مصرف‌کنندگان نیز کاهش پیدا می‌کند.

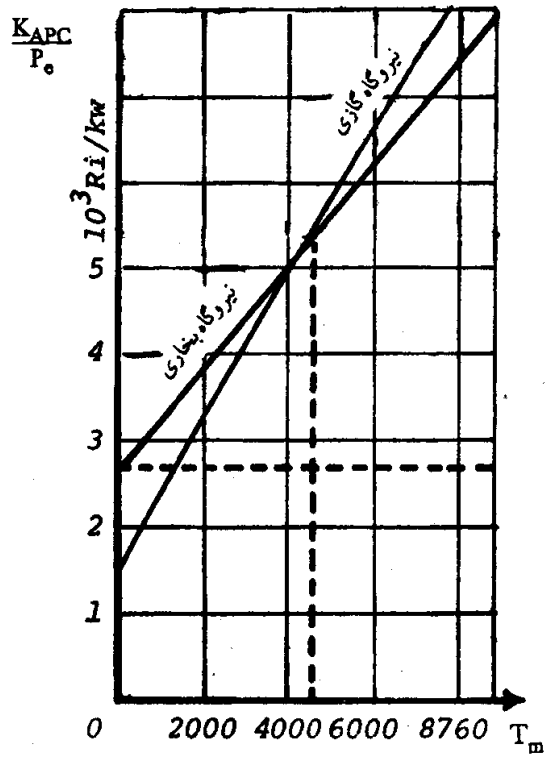
۲-۱۱- انتخاب نوع نیروگاه‌ها با توجه به هزینه‌ی آن‌ها

در انتخاب نوع نیروگاه به‌منظور تأمین قدرت مصرفی شبکه، عوامل متعدد و مختلفی وجود دارد. به‌عنوان مثال، برای نصب نیروگاه آبی علاوه بر هزینه‌ی کل، نیاز به رودخانه وجود دارد. در نصب نیروگاه‌های هسته‌ای، مسأله‌ی وجود تکنولوژی پیشرفته در ساخت آن، و در نصب نیروگاه‌های گازی عوامل زیست محیطی دخیل می‌باشد. این موارد در فصل‌های مربوط به نیروگاه‌های بخاری، گازی، آبی و هسته‌ای در این کتاب بیان می‌گردند. در این‌جا موضوع مذکور را فقط از جنبه‌ی هزینه‌ی کل نیروگاه، و بدون توجه به شرایط جانبی بیان می‌کنیم. بدین منظور فرض کنید که برای تغذیه‌ی منطقه‌ای که نیاز به قدرت P_{max} با مدت اثر بهره‌برداری T'_m دارد، می‌خواهیم از بین نیروگاه‌های بخاری یا گازی، یکی را انتخاب نماییم. فرض کنید که قیمت سوخت نیروگاه‌های بخاری و گازی بترتیب b_s و b_g دلار بر کیلووات ساعت، و قیمت تجهیزات برای هر کیلو وات این دو نیروگاه، بترتیب برابر a_s و a_g باشد؛ آن‌گاه ارزش تولید هر کیلو وات انرژی در این دو نیروگاه برابر است با:

$$K_s = a_s \cdot \mathrm{FCR}_s + T_{ms} \cdot b_s \quad \$/\mathrm{kW} \qquad (۱۹-۲)$$

$$K_g = a_g \cdot \mathrm{FCR}_g + T_{mg} \cdot b_g \quad \$/\mathrm{kW} \qquad (۲۰-۲)$$

همان‌گونه که قبلاً بیان کردیم، هزینه‌ی ثابت نیروگاه‌های گازی کم‌تر از نیروگاه‌های بخاری است؛ ولی بالعکس، هزینه‌ی متغیر نیروگاه‌های گازی بیش‌تر از نیروگاه‌های بخاری می‌باشد. در نتیجه، منحنی تقریبی ارزش تولید هر کیلو وات برای هر دو نیروگاه را می‌توان به‌صورت شکل (۲-۴) نشان داد.



شکل (۲-۴): منحنی تغییرات هزینه‌ی برای هر کیلووات تولیدی در نیروگاه‌های بخاری و گازی [۱]

برای تعیین مدت اثر بهره‌برداری T_m که هر دو نیروگاه با یک قیمت کار کنند، باید رابطه‌ی زیر برقرار باشد:

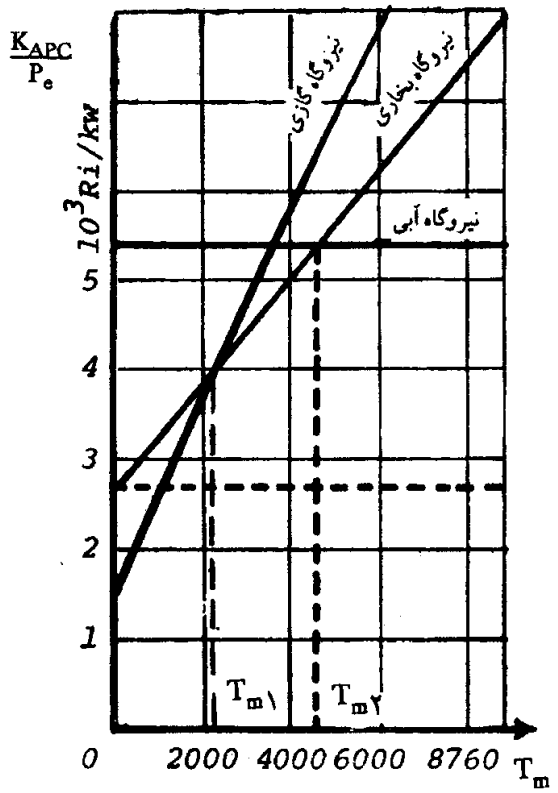
$$a_s \cdot \mathrm{FCR}_s + T_m \cdot b_s = a_g \cdot \mathrm{FCR}_g + T_m \cdot b_g \qquad (۲۱-۲)$$

در نتیجه،

$$T_m = \frac{a_s \cdot FCR_s - a_g \cdot FCR_g}{b_g - b_s} \qquad (۲۲-۲)$$

حال اگر مدت اثر بهره‌برداری منطقه (T'_m) از T_m کوچک‌تر باشد، استفاده از نیروگاه گازی مقرون به صرفه‌تر است؛ در غیر این‌صورت از نیروگاه بخاری استفاده می‌شود. این مقایسه را می‌توان برای نیروگاه‌های گازی، بخاری یا آبی با یکدیگر انجام داد. ارزش هر کیلو وات این سه نیروگاه در شکل (۲-۵) به‌طور تقریبی رسم شده است.

در این حالت، اگر مدت بهره‌برداری منطقه از T_{m1} کوچک‌تر باشد، از نیروگاه گازی استفاده می‌شود و اگر از T_{m2} کوچک‌تر باشد، از نیروگاه بخاری، و در صورت بزرگ‌تر بودن از T_{m2}، از نیروگاه آبی استفاده می‌گردد. البته لازم به‌ذکر است که این مقایسه فقط از نظر هزینه‌ی کلی نیروگاه است. برای انتخاب نیروگاه عوامل مؤثر دیگری نیز دخیل می‌باشد که در قسمت‌های مربوطه بیان خواهد شد.



شکل (۲-۵): منحنی تغییرات هزینه‌ی برای هر کیلووات تولیدی در نیروگاه‌های آبی، بخاری و گازی [۱]

فصل سوّم

نیروگاه‌های بخاری

۳-۱- مقدمه

نیروگاه‌های بخاری یکی از مهم‌ترین نیروگاه‌های حرارتی می‌باشند که در اکثر کشورها، از جمله ایران سهم بسیار زیادی را در تولید انرژی الکتریکی بر عهده دارند، به‌طوری که سهم تولید این نوع نیروگاه‌ها در سال ۱۳۸۵، حدود ۳۴٫۵ ٪ کل انرژی تولیدی کشورمان می‌باشد. از مهم‌ترین این نیروگاه‌ها در کشورمان می‌توان به نیروگاه‌های شهید سلیمی نکا، شهید رجایی قزوین، شهید محمد منتظری اصفهان، رامین اهواز، اسلام‌آباد اصفهان، طوس مشهد، بعثت تهران، شهید منتظرقائم کرج، تبریز، بیستون کرمانشاه، مفتح (غرب) همدان و بندرعباس اشاره نمود. مشخصات این نیروگاه‌ها به‌همراه دیگر نیروگاه‌های بخاری کشورمان در سال ۱۳۸۵، را می‌توان در جدول (۳-۱) مشاهده نمود.

در این نیروگاه‌ها، از منابع انرژی فسیلی از قبیل نفت، گاز طبیعی، مازوت و غیره استفاده می‌شود؛ به این ترتیب که از این سوخت‌ها جهت تبدیل به انرژی حرارتی استفاده شده، سپس این انرژی به انرژی مکانیکی، و در مرحله‌ی بعد به انرژی الکتریکی تبدیل می‌گردد. به‌عبارت دیگر در این نیروگاه سه نوع تبدیل انرژی صورت می‌گیرد. اولین نوع، تبدیل انرژی شیمیایی (انرژی نهفته در سوخت) به انرژی حرارتی است که این تحول در وسیله‌ای به‌نام دیگ‌بخار صورت می‌پذیرد.

جدول (۳-۱): مشخصات نیروگاه‌های بخاری ایران (در سال ۱۳۸۵)

نیروگاه	محل جغرافیایی	زمان بهره‌برداری	تعداد واحدها	قدرت نامی هرواحدMW	مجموع تولید MW
رامین	اهواز	۱۳۵۸-۷۸	۶	۳۱۵	۱۸۹۰
شهید سلیمی	نکا	۱۳۵۸-۶۰	۴	۴۴۰	۱۷۶۰
شهیدمنتظری	اصفهان	۱۳۶۳-۷۸	۸	۲۰۰	۱۶۰۰
شازند	اراک	۱۳۷۹-۸۰	۴	۳۲۵	۱۳۰۰
بندرعباس	بندرعباس	۱۳۵۹-۶۴	۴	۳۲۰	۱۲۸۰
شهیدرجایی	قزوین	۱۳۷۱	۴	۲۵۰	۱۰۰۰
مفتح غرب	همدان	۱۳۷۳	۴	۲۵۰	۱۰۰۰
اسلام آباد	اصفهان	۱۳۴۸-۶۷	۵	۲×۳۲۰ ۱×۱۲۰ ۲×۳۷٫۵	۸۳۵
تبریز	تبریز	۱۳۶۵-۶۸	۲	۳۶۸	۷۳۶
سهند	تبریز	۱۳۸۳-۸۴	۲	۳۲۵	۶۵۰
بیستون	کرمانشاه	۱۳۷۳	۲	۳۲۰	۶۴۰
شهیدمنتظرقائم	کرج	۱۳۵۰-۵۲	۴	۱۵۶٫۲۵	۶۲۵
طوس	مشهد	۱۳۶۵	۴	۱۵۰	۶۰۰
شهید مدحج	اهواز	۱۳۵۴	۲	۱۴۵	۲۹۰
ایرانشهر	ایرانشهر	۸۲-۸۱ و ۷۶-۷۵	۴	۶۴	۲۵۶
بعثت	تهران	۱۳۴۶-۴۷	۳	۸۲٫۵	۲۴۷٫۵
شهیدبهشتی	لوشان	۱۳۵۲	۲	۱۲۰	۲۴۰
مشهد	مشهد	۱۳۵۳	۳	۲×۶۰	۱۲۰
زرند	کرمان	۱۳۵۲	۲	۳۰	۶۰
شهید فیروزی	تهران	۱۳۳۸	۴	۱۲٫۵	۵

این تبدیل انرژی باعث می‌شود که آب ورودی به دیگ‌بخار تبدیل به بخار با دمای زیاد شود. دومین نوع، تبدیل انرژی حرارتی به انرژی مکانیکی است که این تحول در توربین نیروگاه صورت می‌گیرد و انرژی حرارتی نهفته در بخار ورودی به توربین، تبدیل به انرژی مکانیکی چرخشی محور توربین می‌شود. سومین و آخرین نوع از تبدیل انرژی در نیروگاه‌های بخاری، تبدیل انرژی مکانیکی روتور به انرژی الکتریکی می‌باشد که این تحول در ژنراتور نیروگاه‌ها صورت می‌گیرد. در نهایت، انرژی الکتریکی توسط خطوط انتقال به مصرف‌کنندگان منتقل می‌شود. در این فصل برآنیم تا تجهیزات این نوع نیروگاه‌ها را تشریح کنیم. بدین منظور ابتدا سیکل ترمودینامیکی بخاری معرفی و نحوه‌ی افزایش بازده‌ی این سیکل‌ها و بهبود عملکرد آن‌ها ارائه می‌گردد. پس از آشنایی با تجهیزات اصلی یک نیروگاه از قبیل توربین، دیگ‌بخار، کندانسور، و پمپ تغذیه، به‌طور مجزا، تجهیزات اصلی و جانبی این نیروگاه‌ها مطرح می‌شود. در مطالب این فصل سعی شده است تا پس از مطالعه‌ی آن، دید کلی و تقریباً کاملی از تجهیزات واحدهای بخاری، خصوصیات و مشخصات آن‌ها، وظایف و انواع آن‌ها، و دیگر مطالب تکمیلی حاصل گردد.

۳-۲- سیکل ترمودینامیکی نیروگاه بخاری

۳-۲-۱- مقدمه

تقریباً تمام سیستم‌هایی که انرژی ذخیره شده در سوخت را به انرژی مکانیکی تبدیل می‌کنند، دارای یک سیّال در گردش سیکل هستند. این سیستم‌ها را می‌توان بر اساس نوع سیّال در گردش به‌صورت زیر دسته‌بندی نمود:

الف) سیکل‌های قدرت گازی: سیستم‌های قدرتی هستند که در آن‌ها، سیّال در گردش به‌صورت گاز است و تغییر فازی در سیکل صورت نمی‌گیرد. از مهم‌ترین این سیستم‌ها می‌توان به توربین‌های گازی، موتورهای دیزلی و ... اشاره نمود. در این نوع سیکل‌ها معمولاً هوا و مواد سوختی در شرایط محیط و با نسبت معینی وارد سیستم می‌شود و پس از طی یک رشته تحول به‌صورت پس‌ماندهای احتراق از سیستم خارج می‌شوند. بدین ترتیب اگر چه این سیستم‌ها، یک سیکل مکانیکی را طی می‌کنند، ولی دارای یک سیکل کامل ترمودینامیکی نیستند و اصطلاحاً از نظر ترمودینامیکی به سیستم‌های باز مشهور هستند.

ب) سیکل‌های قدرت بخاری: سیستم‌های قدرتی هستند که در آن‌ها، سیّال در گردش ضمن طی کردن سیکل، تغییر فاز می‌دهد و بر خلاف سیکل‌های قدرت گازی، یک سیکل ترمودینامیکی را طی می‌کنند. این سیکل‌ها از نظر ترمودینامیکی یک سیکل بسته را تشکیل می‌دهند که سیّال در گردش، همواره در سیستم، جریان دارد. سیّالی که معمولاً مورد استفاده قرار می‌گیرد، آب است که به‌صورت دو فاز مایع و بخار در سیکل، جریان می‌یابد. سیکل قدرت بخاری که در نیروگاه‌های بخاری استفاده می‌شود، سیکل رانکین است. قبل از تشریح سیکل رانکین نیروگاه بخاری، باید سیکل ایده‌آل کارنو و دلایل عدم استفاده از آن را در این نیروگاه‌ها بررسی نماییم.

۳-۲-۲- سیکل کارنو با استفاده از بخار آب

همان‌طور که از مباحث ترمودینامیک می‌دانیم سیکل کارنو، یک سیکل ایده‌آل است که بازده‌ی آن فقط به درجه حرارت‌های منابع گرم و سرد بستگی دارد و به سیّال در گردش، ارتباطی ندارد. حال باید دید که چرا چنین سیکلی که دارای بالاترین بازده است، برای سیّال بخار آب قابل استفاده نمی‌باشد. بدین منظور، سیکل کارنو به همراه منحنی دما - آنتروپی را مطابق شکل (۳-۱) در نظر بگیرید.

سیکل کارنو از چهار مرحله‌ی اصلی تشکیل شده است:

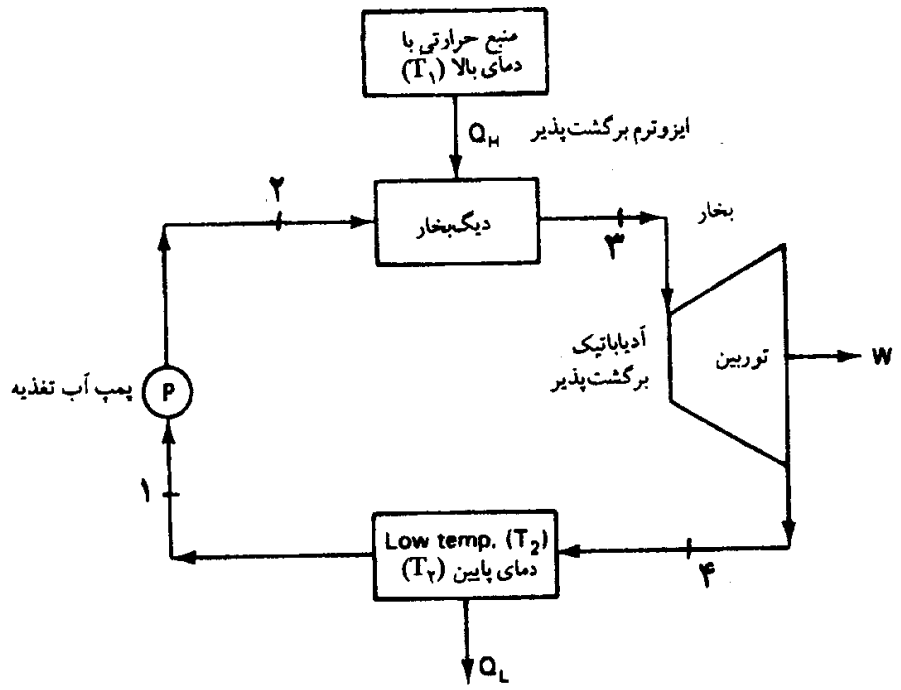
۱) یک فرآیند دما ثابت برگشت‌پذیر که گرما از یک منبع با دمای بالا به سیّال منتقل می‌شود (تحول ۳-۲).

۲) یک فرآیند آدیاباتیک برگشت‌پذیر انبساطی که با انجام کار در توربین، دمای سیّال از دمای منبع گرم به دمای منبع سرد کاهش می‌یابد (تحول ۴-۳).

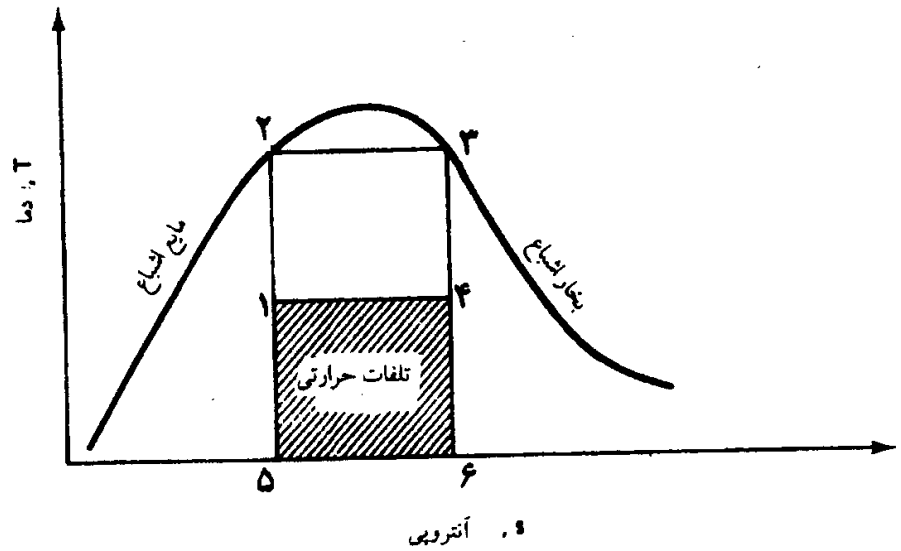
۳) یک فرآیند دما ثابت برگشت‌پذیر که گرما از سیّال، به منبع با دمای پایین منتقل می‌شود (تحول ۱-۴).

۴) یک فرآیند آدیاباتیک برگشت‌پذیر تراکمی که با انجام کار، دمای سیّال از دمای منبع سرد به دمای منبع گرم افزایش می‌یابد (تحول ۲-۱).

هر یک از فرآیندهای فوق، به‌طور جداگانه برگشت‌پذیر هستند و از این‌رو، سیکل به‌طور کامل برگشت‌پذیر است. اما کاربرد سیکل کارنو با استفاده از سیّال آب، عملی نمی‌باشد.



(الف)



(ب)

شکل (۳-۱): سیکل کارنو، الف) اجزای اصلی سیکل؛ ب) منحنی دما-آنتروپی [۶]

دلایل غیرعملی بودن سیکل کارنو آن است که اولاً تحول ۱-۴ یک تحول دما ثابت و فشار ثابت است که در کندانسور حاصل می‌گردد، اما نمی‌توان کیفیت نقطه‌ی (۱) را که سیّال ورودی به پمپ تغذیه است کنترل نمود؛ زیرا اگر نقطه‌ی (۱) در محل مطلوب و مورد نظر نباشد، فشردن بخار به‌طور آنتروپی ثابت در پمپ تغذیه غیر ممکن است. ثانیاً تراکم یک ماده در حالت دو فاز با شرط آنتروپی ثابت (مثل ترکیب مایع- بخار در نقطه‌ی (۱) از

سیکل کارنو) تحول مشکلی خواهد بود. ثالثاً امکان انتقال حرارت در دیگ‌بخار تحت یک تحول دما ثابت وجود ندارد؛ زیرا این کار مستلزم سطح انتقال حرارت بی‌نهایت می‌باشد. لذا همواره انتقال حرارت، فرآیندی برگشت‌ناپذیر تلقی می‌شود.

۳-۲-۳- سیکل رانکین

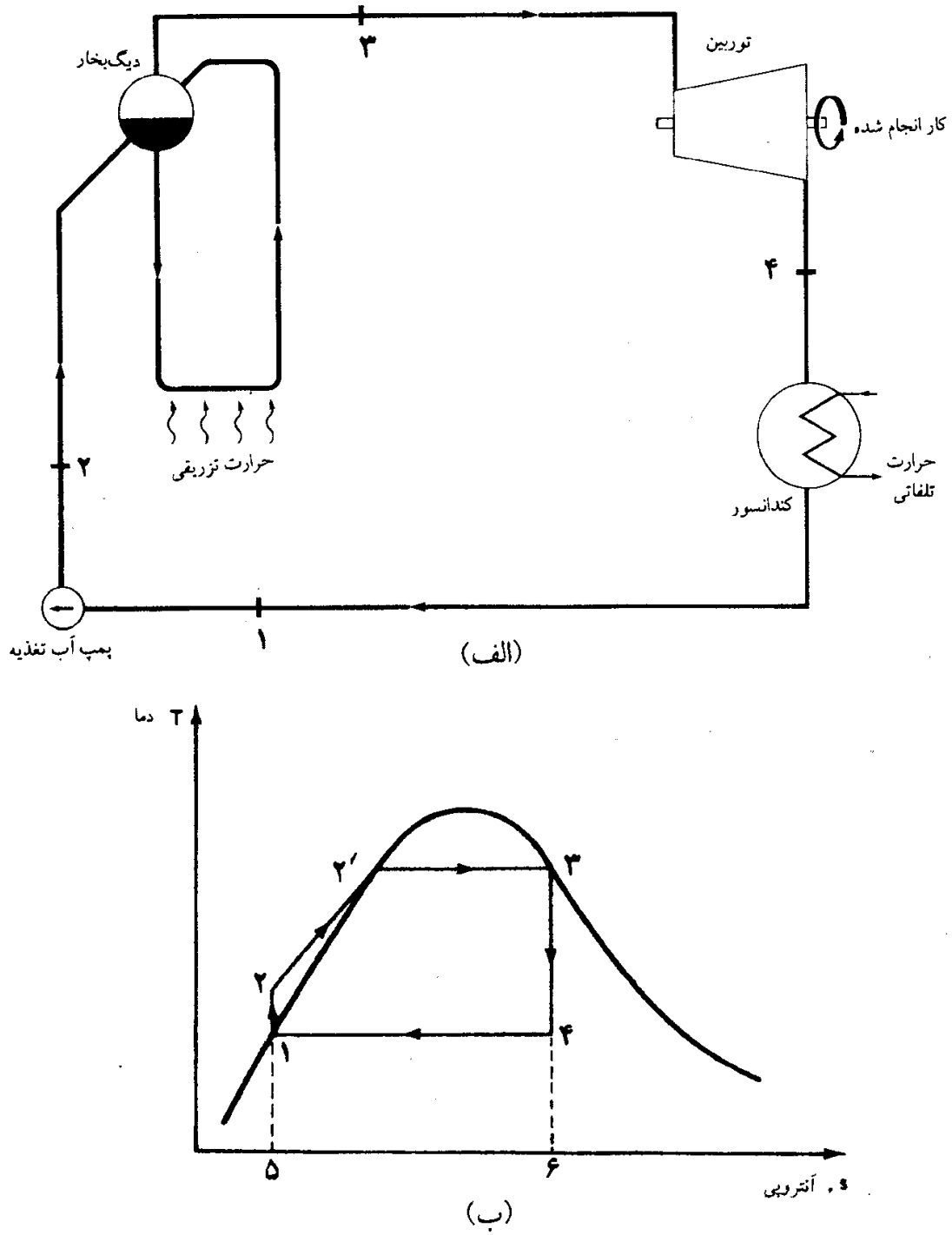
یک نمونه از سیکل ساده‌ی رانکین با سیّال بخار آب به‌همراه نمودار (T-S) را مطابق شکل (۳-۲) در نظر بگیرید.

در این سیکل، ابتدا آب با فشار کم توسط پمپ تغذیه[1] (BFP) به آب با فشار زیاد تبدیل می‌شود (تحول ۲-۱) و آب با فشار زیاد به سمت دیگ‌بخار منتقل می‌شود. در دیگ‌بخار با انتقال حرارت از منبع گرم بـه سیّال آب، دمای آب ورودی افزایش می‌یابد. این انتقال حرارت به حدی است که سیّال آب ورودی به دیگ‌بخار، تبدیل به بخار اشباع می‌شود (تحول ۳-۲). این تحول به‌صورت یک تحول با فشار ثابت است. بخار اشباع خارج شده از دیگ‌بخار، پس از عبور از پره‌های توربین منبسط می‌شود که این انبساط، باعث ایجاد کار در طول محور توربین می‌گردد (تحول ۴-۳). این تحول، یک تحول آدیاباتیک است که باعث می‌شود تا سیّال خروجی از توربین به‌صورت بخار مرطوب (بخار همراه مایع) درآید. حرارت موجود در این بخار مرطوب در وسیله‌ای به‌نام کندانسور جذب می‌شود (تحول ۱-۴). نهایتاً سیّال خروجی از کندانسور به‌صورت مایع اشباع وارد پمپ تغذیه می‌گردد.

در این سیکل، مقدار گرمای داده شده به سیّال در دیگ‌بخار معادل با سطح (۵-۶-۳-۲-۵) و مقدار کار انجام شده توسط توربین معادل با سطح (۱-۴-۳-۲-۱) در شکل (۳-۲- ب) است. در نتیجه می‌توان گفت که مقدارحرارت تلف شـده در کـندانسور، بـرابـر بـا سـطح (۵-۶-۴-۱-۵) می‌باشد. با توجه به سطح فوق می‌توان بازده‌ی سیکل مذکور را به‌صورت زیر به‌دست آورد:

$$\text{بازده} = \frac{\text{مقدار کار انجام شده}}{\text{مقدار گرمای داده شده به سیکل}} = \frac{\text{مساحت ۱-۴-۳-۲-۱}}{\text{مساحت ۵-۶-۳-۲-۵}} \qquad (۳-۱)$$

[1]- Boiler Feed Pump



شکل (۳-۲): سیکل ساده‌ی رانکین، الف) طرح کلی؛ ب) نمودار T-S [۶]

بازده‌ی سیکل رانکین در عملکرد بین دو دمای حداکثر و حداقلِ مشابه با سیکل کارنو، کم‌تر از بازده‌ی سیکل کارنو است؛ زیرا دمای متوسط در دیگ‌بخار سیکل رانکین، کم‌تر از دمای سیّال در دیگ‌بخار سیکل کارنو است. از مشکلات سیکل مذکور، کاهش بازده‌ی آن نسبت به سیکل کارنو، و وجود مایع در سیّال بخار خروجی از توربین می‌باشد. در

سیکل‌های عملی نیروگاه‌های بخاری، به‌منظور افزایش بازده‌ی سیکل رانکین و رفع مشکلات مربوطه، تمهیداتی صورت می‌گیرد که عبارتند از:

۱) افزایش دمای بخار ورودی به توربین به‌وسیله‌ی پس‌تافتن بخار؛

۲) افزایش فشار سیّال ورودی به توربین؛

۳) کاهش فشار سیّال خروجی از توربین؛

در ادامه به بیان این روش‌های افزایش بازده‌ی سیکل رانکین می‌پردازیم.

۳-۲-۴- سیکل رانکین با افزایش دمای سیّال ورودی به توربین

اولین توسعه‌ی عملی در سیکل رانکین ساده، بالا بردن درجه حرارت بخار ورودی به توربین می‌باشد. همان‌گونه که در شکل (۳-۳) مشخص است، قبل از این‌که بخار اشباع خارج شده از مخزن آب دیگ‌بخار[1] وارد توربین شود، از وسیله‌ای به‌نام سوپرهیتر[2] عبور می‌کند تا این بخار، با دریافت حرارت بیش‌تری (در یک تحول فشار ثابت) و افزایش درجه حرارت آن، به بخار پس‌تافته تبدیل شود. با این کار، درجه حرارت بخار ورودی به توربین از نقطه‌ی (۳) به (۳′) افزایش می‌یابد. در این حالت، مقدار کار اضافه شده به سیکل به اندازه‌ی سطح (۳′-۴′-۴-۳) است و حرارت انتقال یافته به بخار به اندازه‌ی سطح (b-b′-۳′-۳-b) افزایش می‌یابد. از آن‌جا که در عمل، نسبت این دو سطح، بیش‌تر از نسبت کار خالص به حرارت دریافتی برای بقیه‌ی سیکل است، لذا می‌توان نتیجه گرفت که با پس‌تافتن بخار ورودی به توربین، بازده‌ی سیکل افزایش می‌یابد. به‌عبارت دیگر می‌توان نوشت:

$$\text{بازده بدون پس تافتن بخار} = \frac{\text{سطح ۱۲۳۴′}}{\text{سطح a۲۳۴′b′a}} < \frac{\text{سطح ۱۲۳۳′۴۱}}{\text{سطح a۲۳۳′ba}} = \text{بازده با پس تافتن بخار}$$

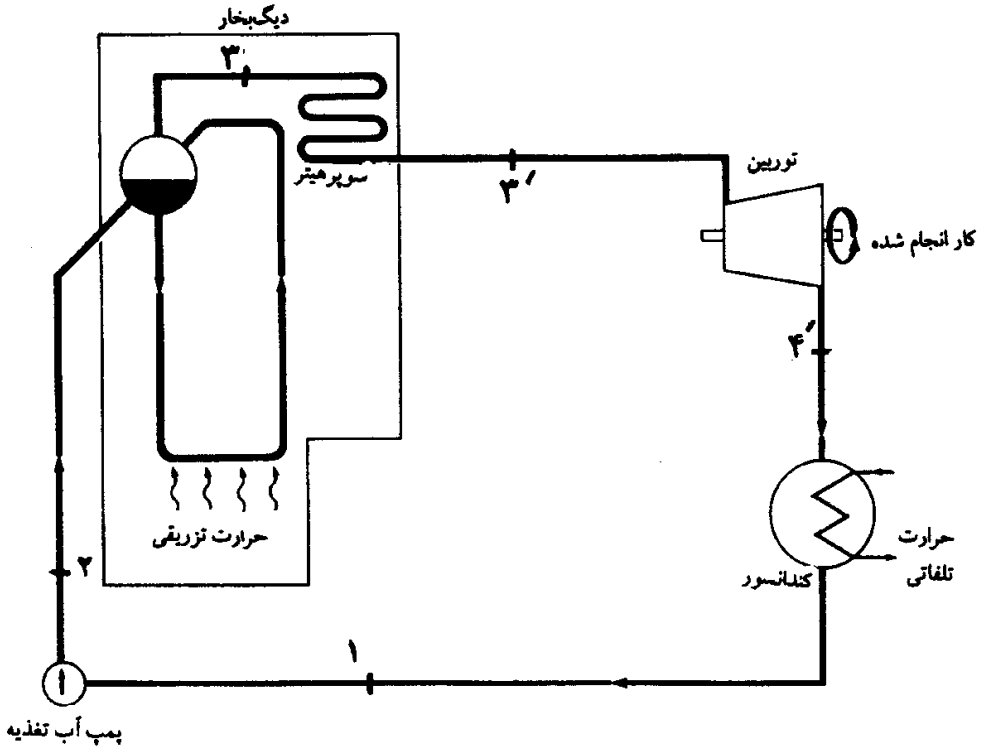
(۳-۲)

همچنین عمل پس‌تافتن بخار آب، سبب می‌گردد تا رطوبت بخار خروجی از توربین کم گردد که این موضوع موجب کاهش خوردگی پره‌های دهانه‌ی خروجی توربین می‌شود.

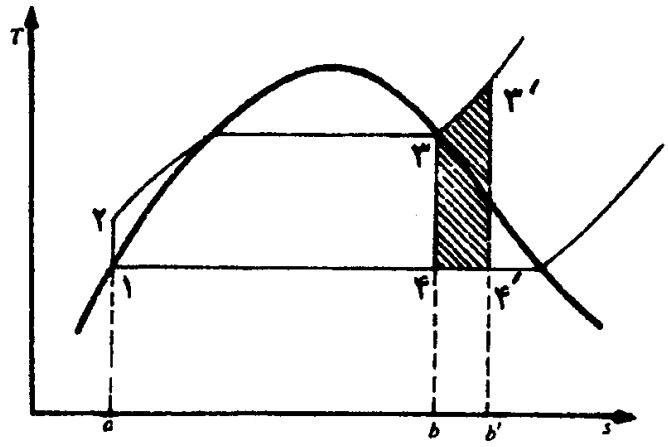
---

[1]- Drum

[2]- Superheater



(الف)

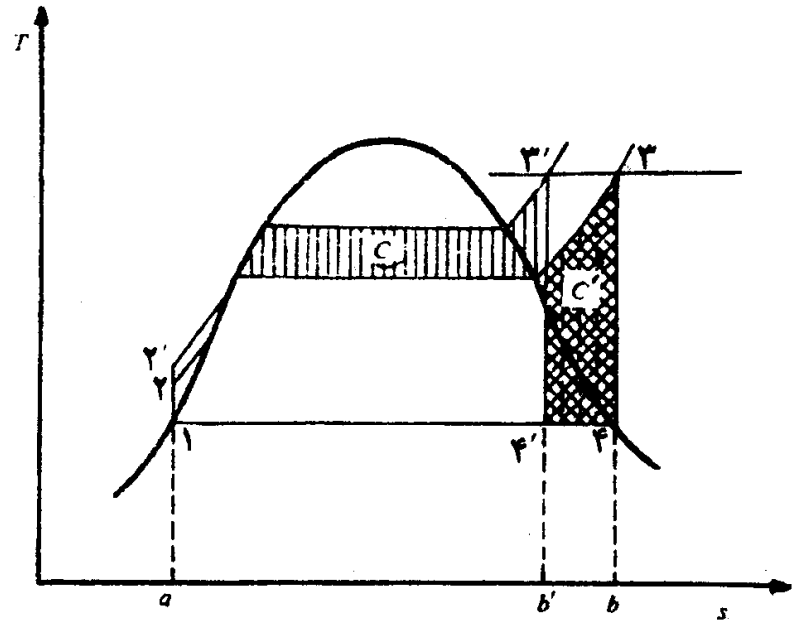


(ب)

شکل (۳-۳): سیکل رانکین با وجود سوپرهیتر (فوق‌گرمکن)،
الف) طرح کلی؛ ب) نمودار T-S [۴]

۳-۲-۵- سیکل رانکین با افزایش دما و فشار سیّال ورودی به توربین

یکی دیگر از راه‌های افزایش بازده‌ی سیکل رانکین، افزایش فشار بخار ورودی به توربین است. اگر فشار بخار ورودی به توربین با ثابت نگه داشتن فشار بخار خروجی از توربین و درجه حرارت ماکزیمم بخار ورودی به توربین همراه باشد، سیکل رانکین (۱-′۴-′۳-′۲-۱) مطابق با شکل (۳-۴) را خواهیم داشت.



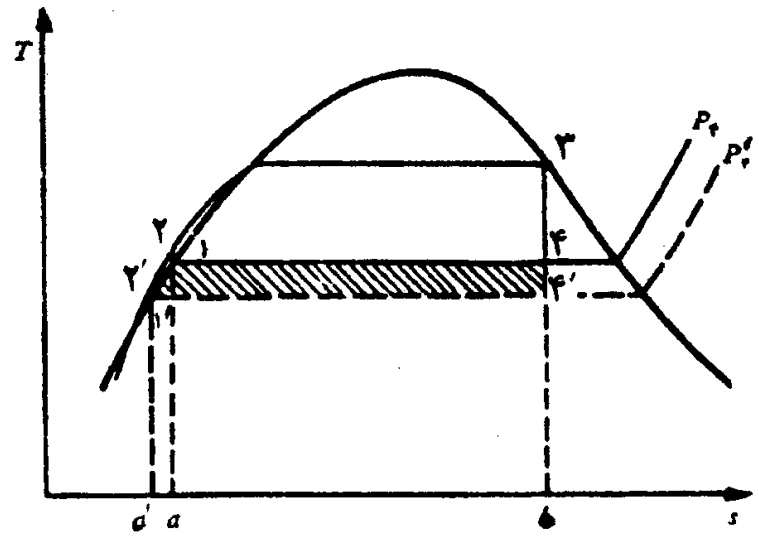
شکل (۳-۴): اثر فشار دیگ‌بخار روی بازده‌ی سیکل رانکین [۱]

در این حالت، حرارت تلفاتی خارج شده از سیکل به اندازه‌ی سطح b′-۴′-۴-b-b′ کم می‌شود. کار خالص سیکل هم به اندازه‌ی سطح هاشور خورده‌ی C زیاد و به اندازه‌ی سطح هاشور خورده‌ی C′ کم می‌شود. در سیکل‌های واقعی، مساحت این دو سطح تقریباً با هم برابر است؛ ولی چون حرارت تلفاتی خارج شده از سیکل کاهش می‌یابد، لذا می‌توان نتیجه گرفت که بازده‌ی سیکل افزایش می‌یابد. اما در این حالت، میزان رطوبت موجود در بخار خروجی از توربین افزایش می‌یابد (نقطه‌ی ۴′ در مقایسه با نقطه‌ی ۴). پس به‌طور خلاصه می‌توان گفت که با افزایش فشار بخار ورودی به توربین، بازده‌ی سیکل زیاد می‌شود؛ ولی میزان رطوبت موجود در سیّال خروجی از توربین افزایش می‌یابد که این موضوع، باعث خوردگی پره‌های توربین می‌شود. در قسمت‌های بعدی، روش رفع این مشکل بیان خواهد شد.

۳-۲-۶- سیکل رانکین با کاهش فشار سیّال خروجی از توربین

اثر کاهش فشار بخار خروجی از توربین در نمودار T-S سیکل رانکین در شکل (۳-۵) نشان داده شده است.

اگر فشار خروجی از توربین از $P_۴$ به $P'_۴$ کاهش یابد (که در نتیجه درجه حرارت آن نیز کاهش می‌یابد) کار خالص سیکل نسبت به حالت قبلی به‌مقدار سطح ۱-۲-۲′-۱′-۴′-۴-۱



شکل (۳-۵): اثر کاهش فشار خروجی توربین روی بازده‌ی سیکل رانکین [۱]

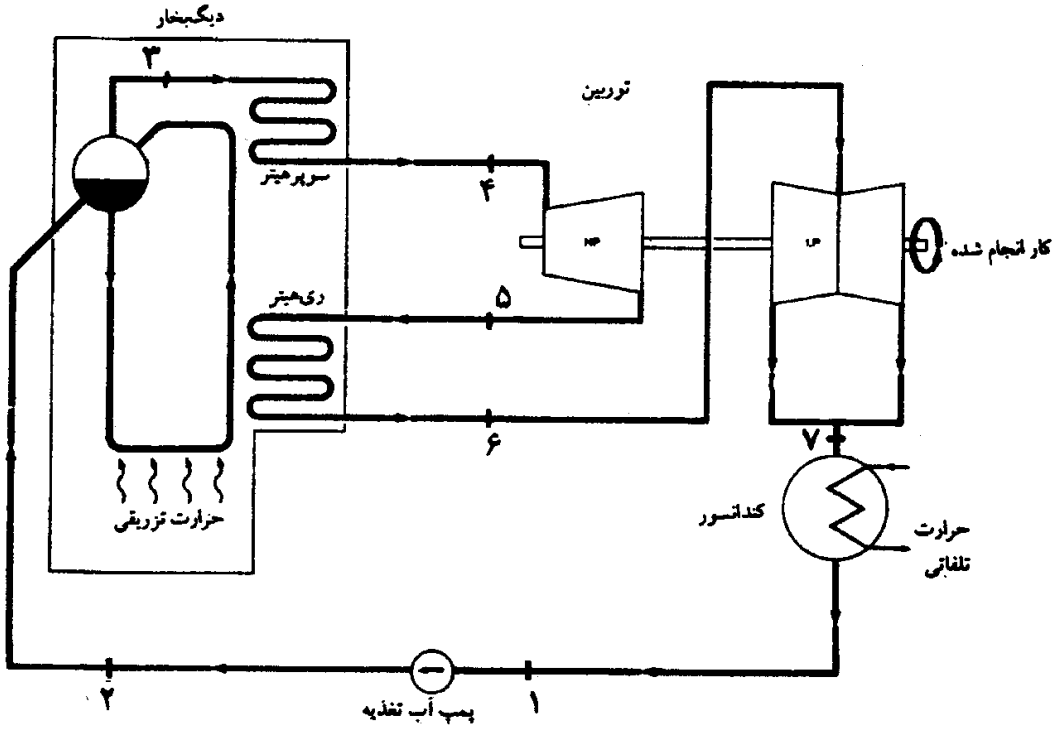
افزایش پیدا می‌کند. حرارت منتقل‌شده به سیکل نیز به اندازه‌ی سطح a′-۲′-۲-a-a′ افزایش می‌یابد. با توجه به این‌که در سیکل‌های عملی، مقدار این دو سطح (سطح کار اضافه شده و سطح حرارت اضافه شده به سیکل) تقریباً با هم برابر هستند، لذا بازده‌ی سیکل در اثر کاهش فشار سیّال خروجی از توربین افزایش می‌یابد. البته این کاهش فشار، باعث افزایش میزان رطوبت موجود در سیّال بخار خروجی از توربین می‌شود. اگر این رطوبت از حدود ۱۰٪ بیش‌تر شود، باعث خوردگی پره‌های توربین می‌گردد که باید از آن جلوگیری نمود. همچنین با کاهش فشار سیّال خروجی از توربین، عملکرد کندانسور با بازده‌ی بیش‌تری صورت می‌گیرد که در مبحث مربوط به کندانسور به این موضوع اشاره خواهد شد.

۳-۲-۷- سیکل رانکین با سوپرهیتر و ری‌هیتر

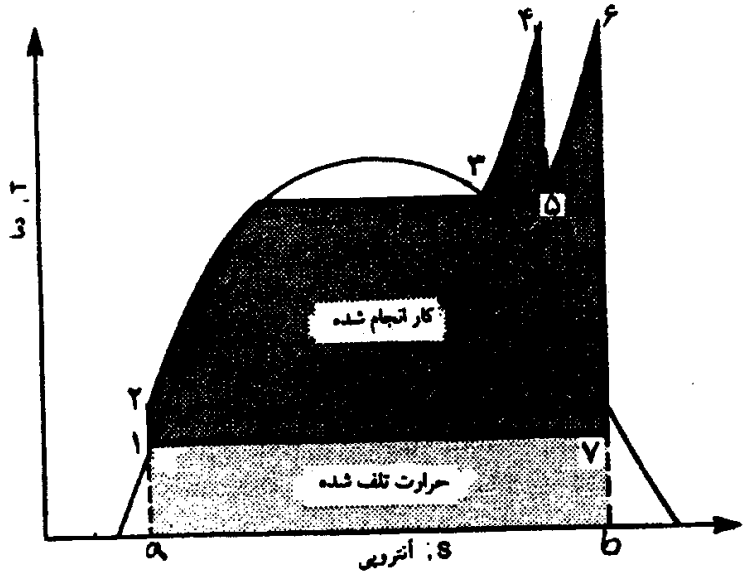
همان‌گونه که در قسمت‌های قبل دیدیم، افزایش فشار سیّال ورودی به توربین و کاهش فشار سیّال خروجی از توربین باعث افزایش بازده‌ی سیکل رانکین می‌شد، ولی مشکل افزایش رطوبت موجود در بخار خروجی از توربین ایجاد می‌گردید. یکی از راه‌های اساسی برای رفع این مشکل، آن است که بخار پس‌تافته خارج شده از سوپرهیتر پس از انبساط در توربین فشار قوی (روند ۵-۴) در وسیله‌ای به‌نام ری‌هیتر[1] تحت فشار ثابت

[1]- Reheater

دوباره گرم شود (روند ۶-۵) و سپس آن را جهت ادامه‌ی انبساط خود تا فشار کندانسور، به توربین فشار ضعیف برگشت دهیم. این سیکل به‌همراه منحنی (T-S) در شکل (۳-۶) نشان داده شده است.



(الف)



(ب)

شکل (۳-۶): سیکل پیشرفته‌ی رانکین، الف) سیکل رانکین با وجود سوپرهیتر و ری‌هیتر؛ ب) نمودار T-S سیکل مربوطه [۴]

نقطه‌ی (۷) در روی شکل، بیانگر سیّال خروجی از توربین با وجود ری‌هیتر است که میزان رطوبت موجود در سیّال بخار، بسیار کم‌تر از رطوبت در حالت بدون وجود ری‌هیتر می‌باشد. البته ازدیاد بازده‌ی حرارتی سیکل رانکین با اضافه کردن ری‌هیتر چندان قابل ملاحظه نیست و تنها مزیت آن، کاهش رطوبت موجود در بخار خروجی از توربین است.

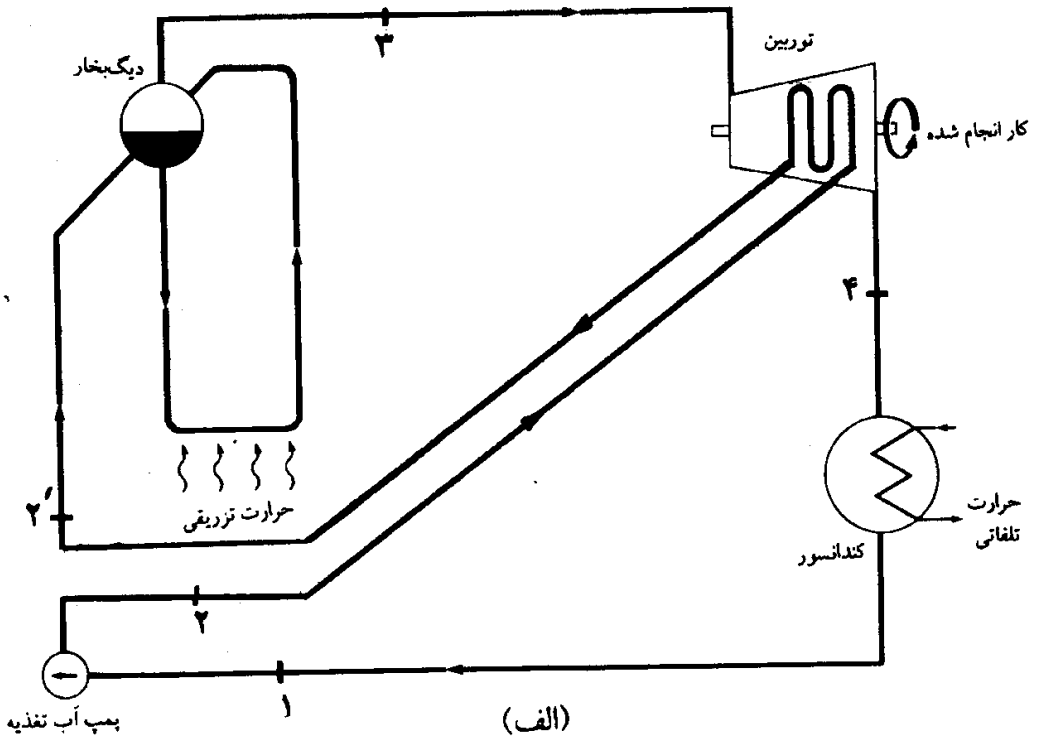
۳-۲-۸- سیکل رانکین با تحول بازیاب[1]

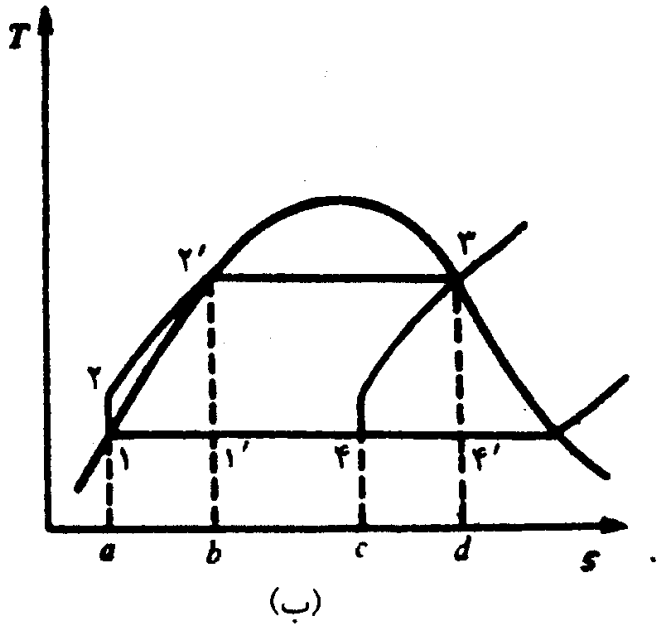
به‌منظور تکمیل مبحث پیشرفت‌های حاصل شده در ارتباط با سیکل رانکین ارائه شده در شکل (۳-۷- الف) اثر وجود پیش‌گرمکن‌ها را در مسیر آب ورودی به پمپ تغذیه مورد بحث قرار می‌دهیم.

در سیکل رانکین شکل (۳-۷) و در تحول (′۲-۲)، سیّال در دیگ‌بخار با دریافت گرما، افزایش درجه حرارت را احساس خواهد کرد. این موضوع از آنجا ناشی می‌گردد که سیّال ورودی دیگ‌بخار به‌صورت مایع اشباع نمی‌باشد. این مطلب باعث می‌شود که مقدار دمای معادل در منبع گرم سیکل رانکین (دیگ‌بخار)، کم‌تر از درجه حرارت منبع گرم سیکل کارنو (تحول ′۱-۴-۳-′۲-′۱) باشد و در نتیجه بازده‌ی سیکل رانکین کم‌تر از بازده‌ی سیکل کارنو خواهد بود. جهت ازدیاد این بازده باید روشی در پیش گرفت تا بتوان متوسط دمای حرارتی سیّال را در سیکل رانکین (که از دیگ‌بخار دریافت می‌کند) بالا برد. برای این منظور، باید (تحول ′۲-۲) در خارج از دیگ‌بخار صورت گیرد تا سیّال ورودی به دیگ‌بخار به‌صورت مایع اشباع باشد. برای این منظور از سیکل بازیاب ایده‌آل مطابق شکل (۳-۷) استفاده می‌شود.

در این سیکل، سیّال در گردش پس از عبور از پمپ تغذیه به محفظه‌ای که در جدار توربین تعبیه شده است، وارد می‌شود و جهت جریان سیّال بر خلاف جهت جریان بخار عبوری از توربین است. در نتیجه با توجه به اختلاف دمای این دو سیّال، حرارت از بخار عبوری از توربین به مایع خارج شده از پمپ تغذیه منتقل می‌شود و باعث افزایش دمای مایع مذکور می‌گردد. با فرض برگشت‌پذیر بودن این انتقال حرارت، مسیر ۴-۳ در نمودار (T-S) شکل (۳-۷) (که بیانگر حالت بخار عبوری از توربین است) دقیقاً موازی مسیر ′۲-۲-۱ است (مسیر ۲-۱ تحول تراکمی در پمپ تغذیه و مسیر ′۲-۲ تحول ایجاد شده

[1]- Regenerative or Preheater





شکل (۳-۷): سیکل رانکین با بازیاب ایده‌آل، الف) طرح کلی سیکل؛ ب) نمودار T-S سیکل مربوطه [۳]

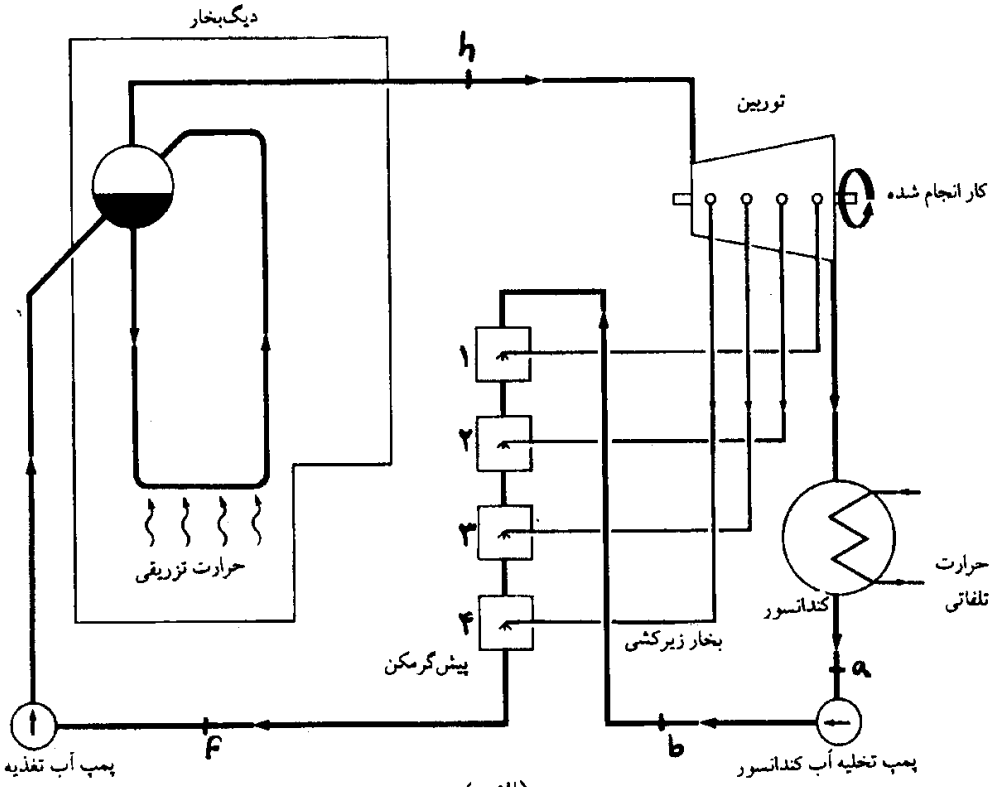
توسط عبور سیّال خروجی از پمپ تغذیه از توربین است)؛ بنابراین، سطح ۲-a-b-۲′-۲ (که بیانگر میزان حرارت دریافت شده از توربین است) با سطح ۴-۳-d-c-۴ (که بیانگر مقدار حرارت داده شده به سیّال در دیگ‌بخار است) برابر خواهد شد و در نتیجه خطوط ۱-۱′ و ۴-۴′ مساوی خواهند بود. با تساوی این دو خط سطح ۱-a-c-۴-۱ (که مقدار

حرارت خارج شده از سیکل رانکین با بازیاب ایده‌آل با تحول ۱-۴-۳-۲-۱ است) با سطح ´۱-d-b-´۴-´۱ (که مقدار حرارت خارج شده از سیکل کارنو با تحول‌های ´۱-´۴-۳-´۲-´۱ است) برابر خواهد بود. همچنین سطح ۱-۴-۳-´۲-۱ (که کار خالص سیکل رانکین با بازیاب ایده‌آل است) با سطح ´۱-´۴-۳-´۲-´۱ (که کار خالص سیکل کارنو است)، برابر می‌گردد. بنابراین نتیجه می‌گیریم که بازده‌ی سیکل رانکین با بازیاب ایده‌آل با بازده‌ی سیکل کارنو برابر است. البته این سیکل رانکین با بازیاب ایده‌آل، غیر عملی است؛ زیرا اولاً انتقال حرارت به‌صورت برگشت‌پذیر بین بخار عبوری از توربین و سیّال خروجی از پمپ تغذیه امکان پذیر نیست. ثانیاً با توجه به دریافت حرارت از بخار عبوری از توربین، میزان رطوبت موجود در بخار خروجی از توربین افزایش می‌یابد که از معایب این سیکل می‌باشند.

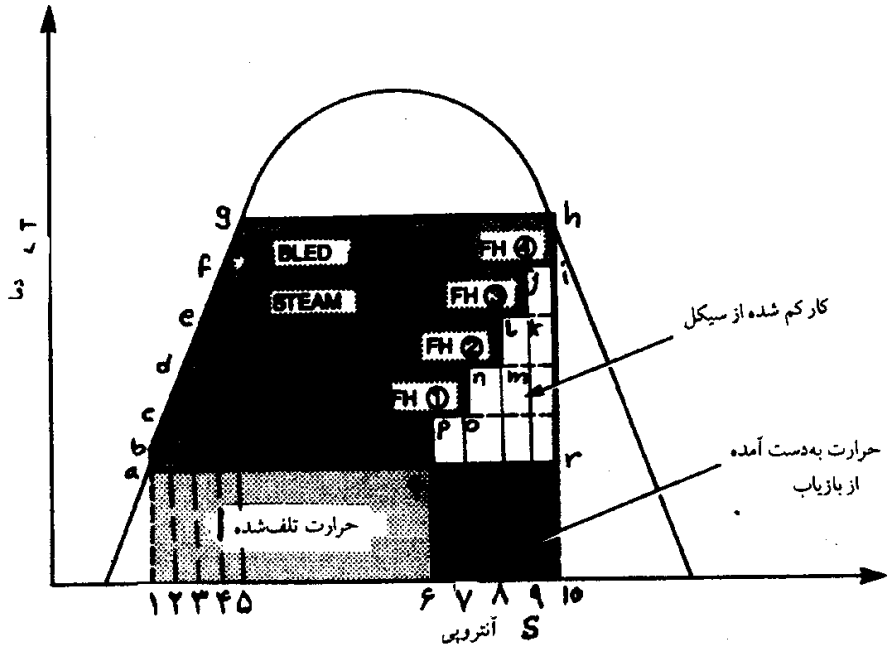
در یک سیکل رانکین با بازیاب عملی و چهار زیرکشی انجام شده، مطابق شکل (۳-۸) قسمتی از بخار عبوری از توربین، پس از انبساط از آن خارج می‌شود و وارد یک مبدل حرارتی (گرمکن آب تغذیه) می‌گردد تا در آن، انتقال حرارت بین بخار زیرکشی شده از توربین و سیّال خروجی از پمپ تغذیه صورت گیرد. همان‌گونه که در شکل (۳-۸) مشخص است، ابتدا بخار با فشار P_4 زیرکشی می‌شود و متناسب با حجم بخار زیرکشی شده، به اندازه‌ی سطح j-۹-۱۰-i-j کالری، انرژی حرارتی از توربین خارج می‌شود که این مقدار انرژی در مبدل حرارتی چهارم، باعث افزایش درجه حرارت آب تغذیه شده از نقطه‌ی e به f می‌گردد. به‌عبارت دیگر، در اثر این مقدار بخار زیرکشی شده، به اندازه‌ی سطح e-۴-۵-f-e انرژی حرارتی باز یافته شده است. به همین طریق، حرارت بخاری که در فشار P_3 از توربین زیرکشی می‌شود (معادل با سطح l-۸-۹-k-l) باعث پوشاندن حرارت مایع معادل با سطح d-۳-۴-e-d می‌گردد. همین موضوع در فشار P_2 ، مقدار حرارت بخار زیرکشی شده معادل با سطح n-۷-۸-m-n برای بالا بردن درجه حرارت آب با حرارت c-۲-۳-d-c به‌کار برده می‌شود. در نهایت، با انجام زیرکشی با فشار P_1 ، دمای آب تغذیه در گرمکن اول، از دمای b به دمای c افزایش می‌یابد.

نتیجه‌ی این چهار زیرکشی آن است که از مقدار کار انجام شده توسط سیکل بدون زیرکشی، به اندازه‌ی سطح i-j-k-l-m-n-o-p-q-r-i کم می‌شود؛ ولی درعوض، دیگر نیازی به تولید حرارت به‌مقدار سطح i-۶-۱۰-i-j-k-l-m-n-o-p نمی‌باشد، و از این حرارت

می‌توان در بالا بردن دمای سیال خروجی از پمپ تغذیه‌ی دیگ‌بخار از b تا f (به‌مقدار حرارت b–۱–۵–f–e–d–c–b) مورد استفاده قرار داد.



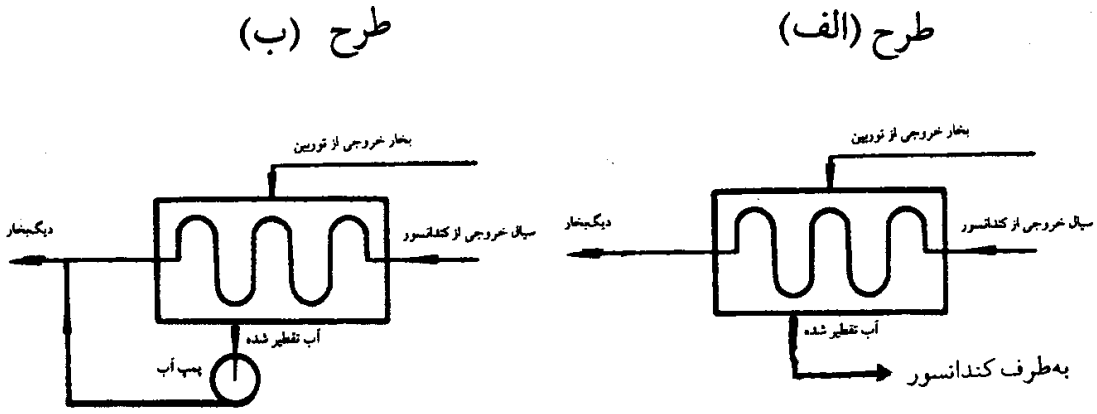
(الف)



(ب)

شکل (۳–۸): سیکل رانکین با بازیاب واقعی، الف) طرح کلی سیکل؛ ب) نمودار T-S سیکل مربوطه [۴]

مبدل‌های حرارتی به‌کار رفته در سیکل بازیاب به دو نوع باز و بسته تقسیم می‌شوند. در نوع باز، بخار زیرکشی شده از توربین با مایع خروجی از کندانسور (یا پمپ تغذیه) به‌طور مستقیم مخلوط می‌شود و سعی می‌شود تا سیّال خروجی از این مبدل حرارتی به‌صورت مایع اشباع باشد. پس باید مقدار بخار زیرکشی شده از توربین را به‌گونه‌ای تنظیم نمود تا سیّال خروجی از مبدل به‌صورت مایع اشباع در آید. در مبدل حرارتی از نوع بسته، بخار زیرکشی شده از توربین با مایع خروجی کندانسور (یا پمپ تغذیه) مخلوط نمی‌شود؛ بلکه تبادل حرارت توسط سطوح انتقال حرارت (لوله) در مبدل انجام می‌گیرد و بخار با برخورد به سطح لوله‌ها حرارت خود را به سیّال مایع عبوری از داخل لوله‌ها داده و خود به‌صورت قطرات آب از مبدل حرارتی‌خارج شده، به دیگ‌بخار رانده می‌شود. این نوع مبدل در شکل (۳-۹) نشان داده شده است. در این نوع مبدل، بخار زیرکشی شده پس از گرم کردن آب سیکل و انتقال حرارت، به‌صورت آب تقطیر شده در می‌آید. در نوع متداول از این نوع مبدل‌ها، آب تقطیر شده به سمت چاهک کندانسور منتقل می‌شود. بعلاوه آب تقطیر شده می‌تواند توسط پمپ تقویت به سمت دیگ‌بخار هدایت شود.



شکل (۳-۹): طرح کلی یک مبدل حرارتی بسته [۱]

معمولاً در نیروگاه‌های بخاری، تعداد زیرکشی‌های بخار در نقاط مختلف توربین فشار ضعیف به ۲ تا ۵ می‌رسد که هر چه تعداد زیرکشی‌ها (و بالطبع تعداد مبدل‌های حرارتی) افزایش یابد، سیکل رانکین به سیکل رانکین با بازیاب ایده‌آل نزدیک‌تر می‌شود؛ ولی مسائلی از جمله عوامل اقتصادی باعث محدود شدن تعداد زیرکشی‌های توربین فشار ضعیف به ۵ عدد و تعداد کل زیرکشی‌های توربین‌ها به ۸ عدد می‌گردد. به‌عنوان نمونه در واحدهای

۳۶۸ مگاواتی نیروگاه تبریز، تعداد زیرکشی‌ها ۸ عدد و در نیروگاه‌های شهید سلیمی نکا، بندر عباس، شهید محمد منتظری و واحد ۳۲۰ مگاواتی اسلام‌آباد اصفهان، ۷ عدد می‌باشد. البته در نیروگاه‌های بخاری طوس و ایرانشهر، تعداد این زیرکشی‌ها به ۵ عدد می‌رسد.

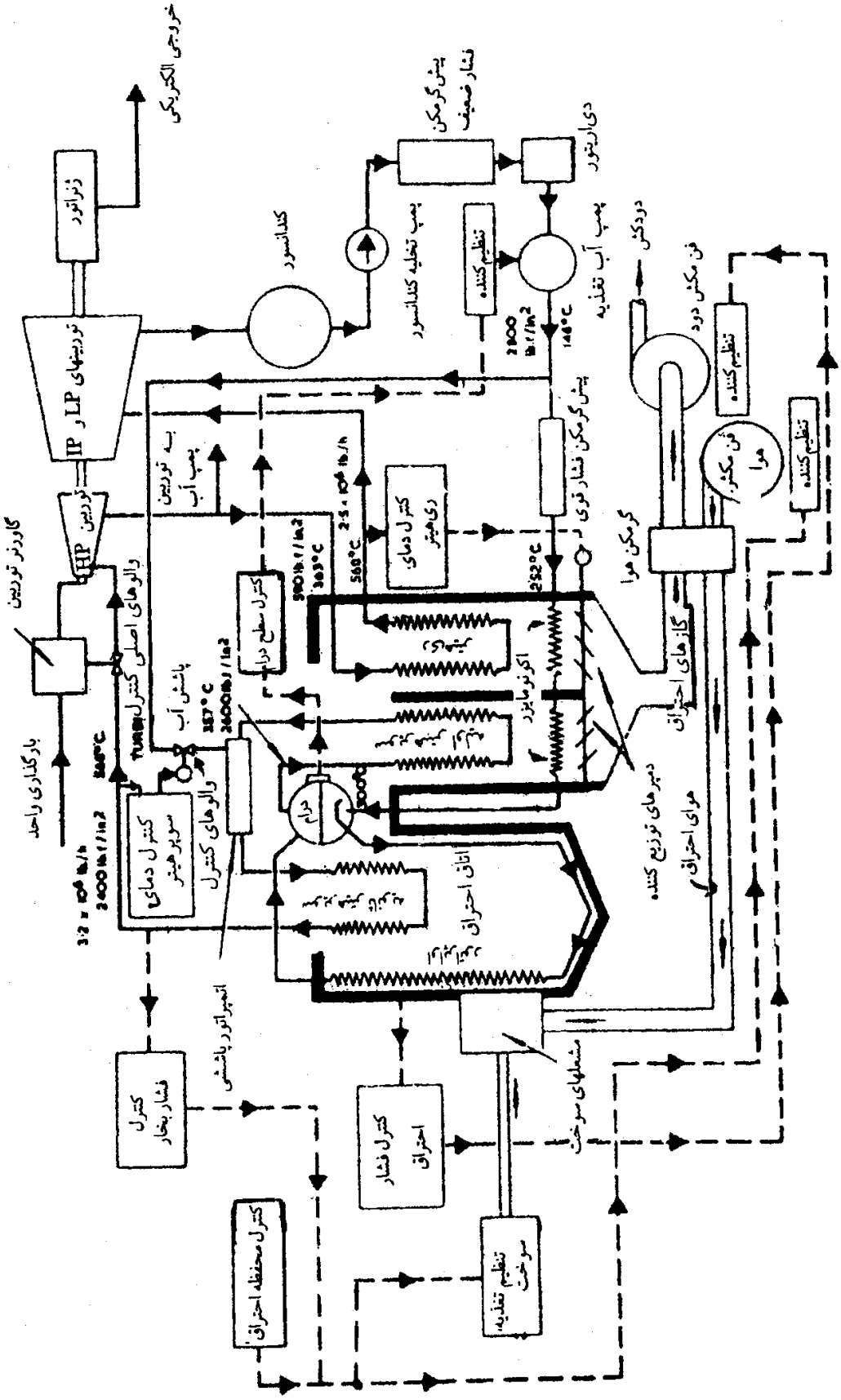
۳-۲-۹- سیکل عملی قدرت در نیروگاه‌های بخاری

نمای کلی سیکل ترمودینامیکی یک نیروگاه بخاری به همراه تجهیزات اساسی آن در شکل (۳-۱۰) نشان داده شده است. این شکل، یک روند کلی را نسبت به سیکل و تجهیزات نیروگاه به ما نشان می‌دهد. در این قسمت، روند تغییرات سیّال سیکل را با عبور از تجهیزات مورد نظر به‌طور خیلی خلاصه بررسی می‌کنیم و در بخش‌های بعدی، هر قسمت را به‌طور مفصل بیان خواهیم کرد.

مسیر سیّال سیکل را از خروجی توربین فشار ضعیف آغاز می‌کنیم. بخار خارج شده از توربین پس از عبور از کندانسور تبدیل به مایع می‌گردد که توسط پمپ تخلیه[1] به سمت پمپ تغذیه‌ی نیروگاه هدایت می‌شود. با استفاده از بخارهای زیرکشی شده از توربین در دو پیش‌گرمکن فشار ضعیف و فشار قوی، عملکرد بازیاب سیکل انجام می‌شود. با افزایش فشار سیّال مایع توسط پمپ تغذیه، سیّال وارد دیگ‌بخار نیروگاه می‌گردد. به‌منظور استفاده‌ی بهینه از حرارت موجود در دیگ‌بخار در انتهای آن، لوله‌هایی به‌نام اکونومایزر[2] قرار می‌دهند تا سیّال مایع پس از ورود به دیگ‌بخار از این لوله‌ها عبور کند و سپس وارد مخزن درام گردد. در این مخزن، سیّال آب به طرف لوله‌های اواپراتور[3] که در جداره‌ی اصلی دیگ‌بخار تعبیه شده‌اند، حرکت می‌کند و پس از جذب حرارت از مشعل‌های کوره به‌صورت بخار، دوباره وارد درام می‌شود. در این مخزن، بخار از مایع جدا می‌شود. بخار خارج شده از درام به‌منظور پس‌تافته شدن، از سوپرهیتر اولیه و ثانویه عبور داده می‌شود. علت تقسیم سوپرهیتر به دو قسمت در بخش‌های بعدی بیان می‌شود. بخار پس‌تافته در سوپرهیترها، بخار بافشار زیاد و دمای زیادی می‌باشد که دارای انرژی حرارتی بسیار فراوانی است که برای انجام کار به توربین فشار قوی منتقل می‌شود. پس از انبساط بخار در توربین فشار قوی، فشار و دمای سیّال کاهش می‌یابد. برای افزایش حرارت موجود در

---

[1]- Extraction Pump
[2]- Economizer
[3]- Evaporator



شکل (۳-۱۰): سیکل ترمودینامیکی کامل یک نیروگاه بخاری [۶]

سیّال، بخار خارج شده از توربین فشار قوی، دوباره وارد دیگ‌بخار می‌شود و در ری‌هیتر تحت فشار ثابت حرارت مطلوبی را دریافت می‌کند. در نهایت، بخار خارج شده از ری‌هیتر وارد توربین فشار متوسط و ضعیف می‌شود و پس از انجام باقیمانده‌ی کار در توربین، برای خنک شدن سیّال و تبدیل بخار به مایع، سیّال وارد کندانسور می‌گردد. با انجام کار در توربین‌های فشار قوی، متوسط و ضعیف، محور ژنراتور که متصل به محور توربین است، شروع به چرخش می‌کند که با چرخش آن، انرژی الکتریکی در استاتور ژنراتور ایجاد می‌شود.

لازم به ذکر است که حرارت ایجاد شده در کوره (که توسط مشعل‌ها ایجاد می‌شود) پس از انتقال حرارت با اواپراتور، سوپرهیتر ثانویه و اولیه، ری هیتر و اکونومایزر از دیگ‌بخار خارج می‌شود و توسط فن مکش گاز به سمت دودکش نیروگاه هدایت می‌گردد. با توجه به این‌که در مشعل‌های کوره، باید سوخت و هوا با دمای مناسب با هم ترکیب شوند تا حرارت مورد نیاز را تولید کنند، بدین منظور باید توسط فن مکش هوا، هوای مورد نیاز مکش شود. برای رساندن دمای هوا به دمای مناسب برای احتراق کامل، در وسیله‌ای به‌نام گرمکن هوا[1]، انتقال حرارتی بین دودهای خارج شده از دیگ‌بخار و هوای مورد نظر صورت می‌گیرد تا هوا با دمای مناسب به سمت مشعل‌های کوره هدایت و در آن‌جا با سوخت ترکیب شده و حرارت مطلوب را در کوره ایجاد نماید. این یک مرور بسیار سریع بر روی سیکل کامل ترمودینامیکی نیروگاه‌های بخاری بود. در بخش‌های بعدی به بیان مطالب بیش‌تری در مورد هر یک از تجهیزات نیروگاه و سیستم‌های کنترلی آنان خواهیم پرداخت.

۳-۳- دیگ‌بخار و تجهیزات جانبی آن

۳-۳-۱- مقدمه

یکی از مهم‌ترین تجهیزات در نیروگاه‌های بخاری، دیگ‌بخار می‌باشد که در آن، آب تغذیه شده توسط پمپ تغذیه با جذب حرارت، به بخار پس‌تافته تبدیل می‌گردد. دیگ‌بخار نیروگاه‌ها از نظر چگونگی گرم کردن آب ورودی به دو نوع تقسیم می‌شود:

---

[1]- Air Heater

الف) دیگ‌بخار درام‌دار: در این نوع دیگ‌بخار، آب ورودی به آن پس از عبور از لوله‌های اکونومایزر (که در انتهای مسیر دود و گازهای داغ حاصل از احتراق نصب شده‌اند) وارد مخزن درام می‌شود. آب موجود در درام از طریق لوله‌هایی به پایین دیگ‌بخار منتقل می‌گردد و سپس توسط لوله‌های دیواره‌ای به‌نام اواپراتور به سمت بالا انتقال می‌یابد. این لوله‌ها در معرض شعله‌های حاصل از احتراق در کوره‌ها هستند. بدین ترتیب، آب داخل لوله‌های اواپراتور به بخار تبدیل شده و مجدداً به درام برمی‌گردد. در این درام، قطرات آب از بخار خروجی اواپراتور جدا شده و بخار اشباع به سمت لوله‌هایی به‌نام سوپرهیتر هدایت می‌شود تا در آن‌جا به بخار پس‌تافته تبدیل شود. این نوع دیگ‌های بخار، از نظر سیرکولاسیون آب و بخار در اواپراتور به دو صورت سیرکولاسیون طبیعی و اجباری طراحی و ساخته می‌شوند. شکل‌های (۳-۱۱- الف و ب) طرحواره‌ی دیگ‌های بخار درام‌دار با گردش طبیعی و اجباری را نشان می‌دهد. اکثر نیروگاه‌های بخاری موجود در کشور، از دیگ‌های بخار درام‌دار استفاده می‌کنند که نمونه‌هایی از این نوع دیگ‌های بخاری را می‌توان در نیروگاه‌های اسلام‌آباد، شهید محمد منتظری، بندرعباس، تبریز و طوس مشاهده نمود. البته درنیروگاه تبریز، دیگ بخار آن از نوع سیرکولاسیون اجباری می‌باشد.

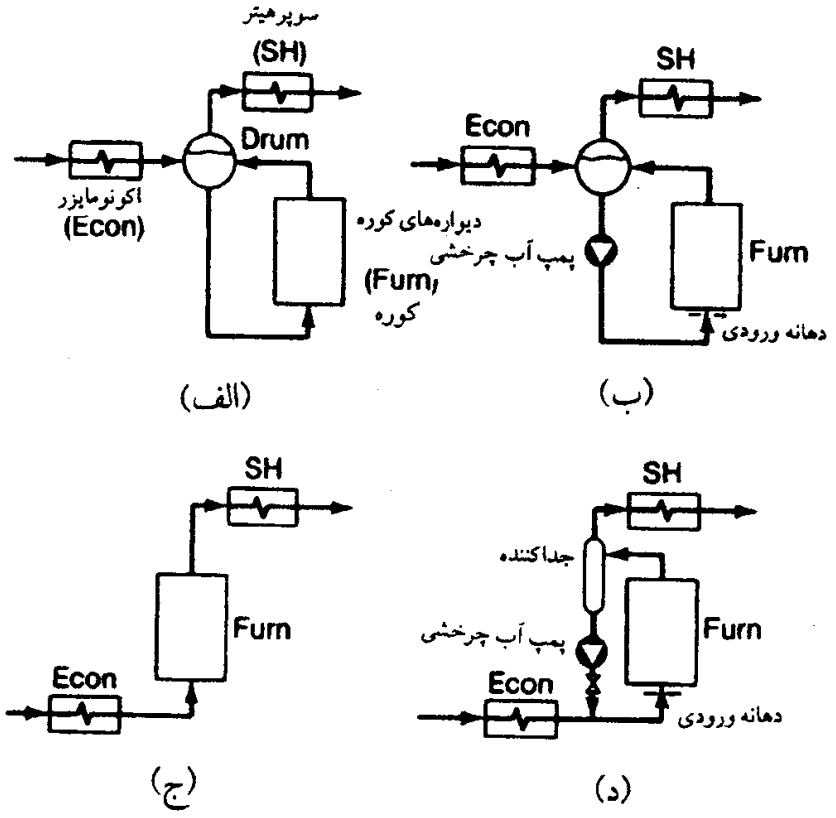
در دیگ‌های بخار درام‌دار با گردش اجباری، پمپ چرخش اجباری آب (BCP[1]) موجب گردش اجباری آب اشباع در لوله‌های اواپراتور می‌شود. نیروگاه‌های بخاری با قدرت زیاد و فشار بالا (نزدیک بحرانی) از این نوع دیگ‌بخار استفاده می‌کنند.

ب) دیگ‌های بخار یکبار گذر[2]: در این نوع دیگ‌های بخار، آب ورودی به آن، با یک بار عبور از داخل لوله‌های اواپراتور به بخار اشباع تبدیل می‌شود. سپس بخار اشباع با عبور از سوپرهیتر به‌صورت بخار پس‌تافته در می‌آید. این نوع دیگ‌های بخار از نظر نوع سیرکولاسیون، اجباری هستند. در نتیجه، در این نوع دیگ‌های بخار دیگر نیازی به استفاده از درام نمی‌باشد. البته به‌جای درام می‌توان از یک جدا کننده[3] استفاده نمود. طرح کلی این دیگ‌های بخار در شکل‌های (۳-۱۱- ج و د) آورده شده است. در این نوع دیگ‌ها، مجموعه‌ی محفظه‌ی احتراق (کوره) و لوله‌های اواپراتور به‌نحوی طراحی می‌شوند که

---

[1]- Boiler Circulation Pump
[2]- Once Through
[3]- Separator

کلیه‌ی آب‌های موجود در لوله‌های اواپراتور پس از طی محفظه‌ی احتراق، به بخار تبدیل شده، مستقیماً به سوپرهیترها هدایت شوند. این نوع دیگ‌بخار را می‌توان در نیروگاه نکا مشاهده نمود. در این نیروگاه، آب تغذیه کننده‌ی دیگ‌بخار، پس از عبور از اکونومایزر، وارد لوله‌های اواپراتور می‌شود و پس از آن به‌منظور جدا کردن قطرات مایع موجود در بخار (در شرایطی که بار تولیدی واحد، کم‌تر از ۳۵ ٪ بار نامی باشد) وارد یک جدا کننده می‌شود. در نهایت بخار خارج شده از جدا کننده پس از عبور از سوپرهیترها به سمت توربین هدایت می‌گردد. البته در هنگامی که بار واحد از ۳۵ ٪ تجاوز کند، خروجی اواپراتور تماماً بخار اشباع است که در این حالت، دیگ‌بخار به‌صورت یکبار گذر بنسون عمل می‌کند؛ به‌عبارت دیگر هر چه آب وارد آن می‌شود، تماماً به بخار تبدیل می‌گردد. لازم به‌ذکر است که در نیروگاه‌هایی که سیّال بخار با فشار فوق‌بحرانی به‌کار می‌رود، باید از این نوع دیگ‌های یکبار گذر استفاده شود؛ زیرا در صورتی‌که دیگ‌بخار در فشار فوق بحرانی کار کند، سیّال مایع به‌طور مستقیم به بخار تبدیل می‌شود و حالت اشباع مایع- بخار

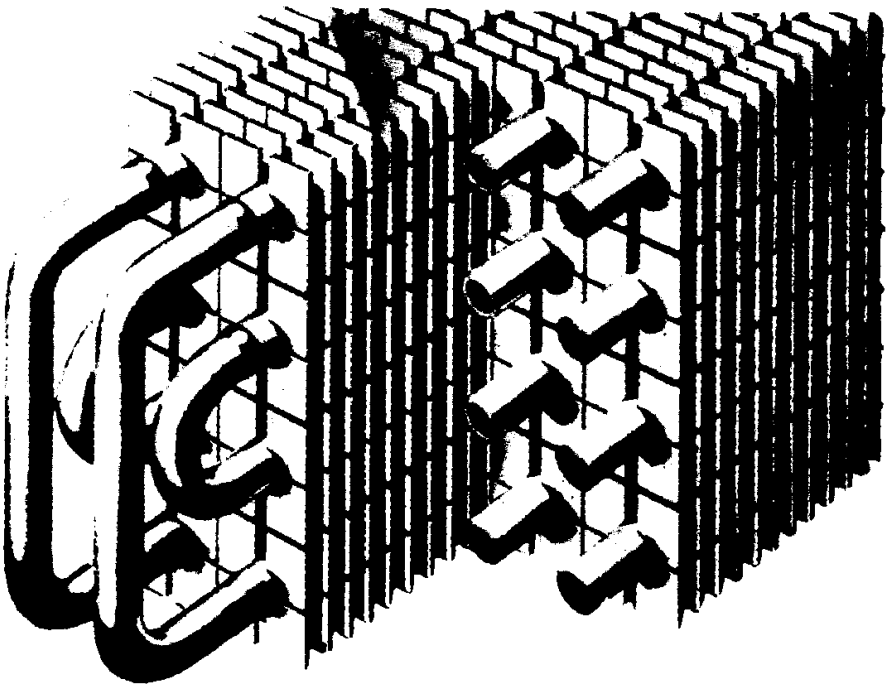


شکل (۳-۱۱): طرحواره‌ی دیگ‌های بخار، الف) درام‌دار با گردش طبیعی؛ ب) درام‌دار با گردش اجباری؛ ج) بنسون؛ د) بنسون با پمپ گردشی [۹]

وجود نخواهد داشت. نمونه‌ای از این نوع دیگ‌های بخار را می‌توان در واحدهای بخاری نیروگاه رامین مشاهده نمود. با این مقدمه تجهیزات موجود در دیگ‌های بخار را به‌طور جداگانه مورد بررسی قرار می‌دهیم.

۳-۳-۲- اکونومایزر

اکونومایزر از تعدادی لوله‌های سری تشکیل شده است که در آخرین مراحل مسیر عبور گازهای حاصل از احتراق در کوره قرار می‌گیرد. در شکل (۳-۱۲) لوله‌های جوش داده شده‌ی اکونومایزر نشان داده شده است که گازهای داغ کوره با برخورد به صفحات اکونومایزر، حرارت خود را به آب داخل لوله‌ها منتقل می‌کنند. آب تغذیه در ابتدای ورود خود به دیگ‌بخار از داخل این لوله‌ها عبور می‌کند و پس از گرم شدن ابتدایی وارد درام می‌شود. به‌عبارت دیگر، اکونومایزر را می‌توان به‌عنوان گرم‌کننده‌ی آب تغذیه (با استفاده از حرارت موجود در گازهای خروجی از دیگ‌بخار) نام برد. میزان افزایش درجه حرارت آب ورودی به اکونومایزر بستگی به طراحی دیگ‌بخار و حرارت موجود در گازهای خروجی از دیگ‌بخار دارد. به‌عنوان مثال در نیروگاه طوس، دمای آب ورودی به اکونومایزر ۲۴۲°C و دمای خروجی ۲۹۴°C می‌باشد و این در حالی است که در نیروگاه شهید محمد



شکل (۳-۱۲): لوله‌های آب و صفحات انتقال حرارت اکونومایزر [۹]

منتظری، دمای آب ورودی ۲۴۴°C و دمای آب خروجی از آن، ۳۶۶°C (با سوخت گاز در مشعل‌ها) می‌باشد. جایگاه این لوله‌ها پس از لوله‌های ری‌هیتر و سوپرهیتر و در انتهای دیگ‌بخار است تا از گازهای گرم خارج شده از دیگ‌بخار، نهایت استفاده صورت گیرد. باید توجه داشت که توزیع آب در این لوله‌ها باید یکنواخت باشد تا در قسمت‌هایی از لوله‌ها، مایع گرم، تبدیل به بخار نشود که در این صورت لوله‌ها صدمه خواهند دید.

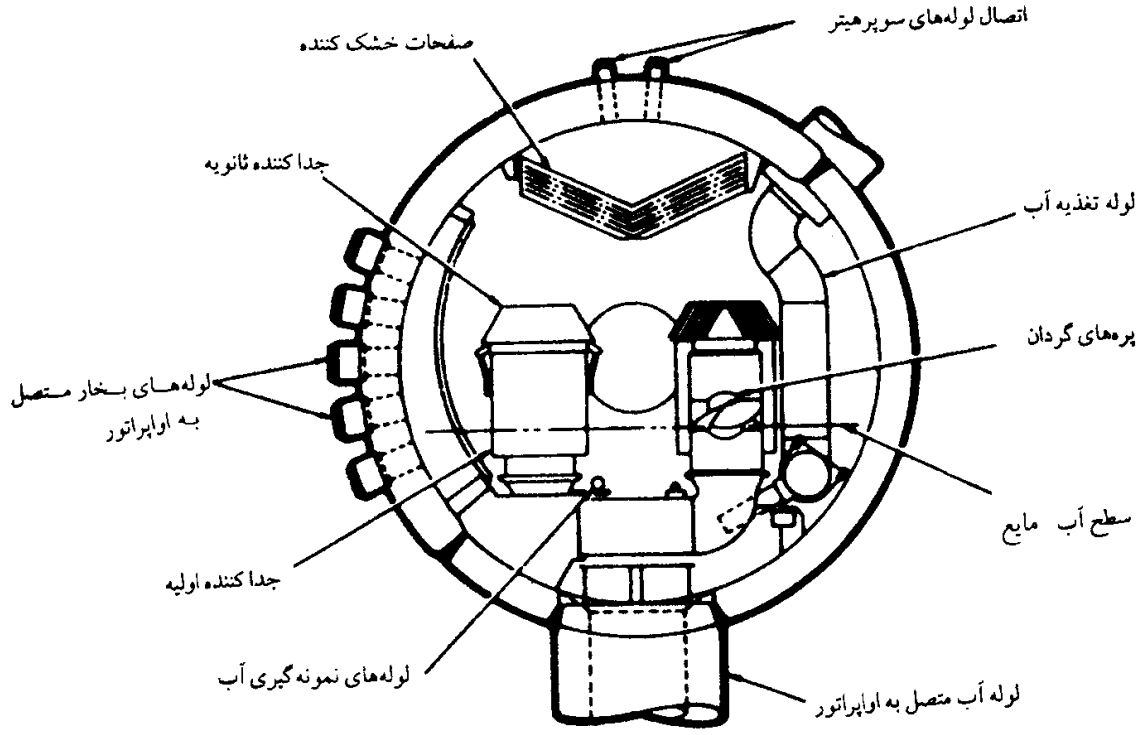
۳-۳-۳- درام

درام به‌عنوان مخزن در دیگ‌بخار عمل می‌کند که درصدی از آن را آب و درصد دیگری را بخار تشکیل می‌دهد. این درام، دارای وظایف زیر می‌باشد:

الف) جدا کردن قطرات آب از بخار: آب و بخار ایجاد شده در لوله‌های اواپراتور وارد درام می‌شود که باید قطرات آب از آن جدا شود و بخار اشباع از بالای درام به سمت سوپرهیترها جاری شود؛ بنابراین، توسط درام امکان عبور بخار بدون ذرات آب به‌طرف لوله‌های سوپرهیتر فراهم می‌شود. اساس کار جداسازی به این صورت است که مخلوط آب و بخار، داخل جداکننده‌های سیکلون[1] می‌شود و با حرکت چرخشی که در سیکلون به سیّال داده می‌شود و نیروی گریز از مرکزی که ایجاد می‌گردد، قطرات آب (به‌علت سنگینی) از بخار جدا می‌شوند. البته بخارهای خروجی از سیکلون کاملاً عاری از قطرات آب نیستند و باید از صفحاتی لایه لایه عبور کنند که در این لایه‌ها آخرین قطرات آب از بخار جدا شده و بخار اشباع خالص به سمت سوپرهیتر می‌رود. طرح کلی درام در شکل (۳-۱۳) نشان داده شده است. با توجه به این‌که سیّال موجود در درام، دارای فشاری تقریباً معادل با فشار سیّال خروجی از پمپ تغذیه است، پس باید درام، تحمل فشار بالای سیّال عبوری را داشته باشد. به‌عنوان نمونه، فشار درام در دیگ‌های بخار نیروگاه‌های شهید رجایی، طوس، شهید محمد منتظری و نکا، به‌ترتیب ۱۶۹٫۸ ، ۱۴۸٫۴۵ ، ۱۵۸ و ۲۱۰ اتمسفر می‌باشد. البته به‌خاطر افت فشار در لوله‌های اکونومایزر، اواپراتور و لوله‌های ارتباطی، فشار درام مقداری از فشار سیّال خروجی از پمپ تغذیه کم‌تر می‌باشد.

---

[1]- Cyclone Separators



شکل (۳-۱۳): قسمت‌های داخلی یک درام [۶]

ب) عمل نمودن به‌عنوان مخزن ذخیره‌ی آب: با آب و بخار ذخیره شده در درام، می‌توان در شرایط بحرانی، بهره‌برداری مطلوبی را از دیگ‌بخار انتظار داشت تا نیازهای ضروری آب و بخار را تأمین نماید.

ج) با استفاده از سطح آب درام می‌توان مقدار آب تغذیه به سیکل را کنترل نمود. این موضوع را در قسمت کنترل آب تغذیه بیش‌تر توضیح خواهیم داد.

۳-۳-۴- لوله‌های دیواره‌های محفظه‌ی احتراق یا اواپراتور

اطراف محفظه‌ی احتراق دیگ‌های بخار، از تعداد زیادی لوله‌های موازی نزدیک به هم که به لوله‌های اواپراتور موسوم هستند، پوشیده شده است. وظیفه‌ی این لوله‌ها از یک طرف آن است که بخشی از حرارت حاصل از احتراق را از طریق تشعشعی و جابجایی جذب نماید و از طرف دیگر، حرارت جذب شده را به‌وسیله‌ی هدایت به آب داخل خود منتقل کند؛ بنابراین در کوره، هر سه نوع انتقال حرارت با یک‌دیگر انجام می‌گیرند. حاصل این تبادل حرارت، جذب حرارت توسط آب داخل لوله‌ها و تبدیل آن به بخار است. به‌عبارت دیگر، کلیه‌ی بخار تولیدی دیگ‌بخار، در این لوله‌ها ایجاد می‌شود. از طرف دیگر،

جذب حرارت توسط لوله‌های دیواره‌ای، باعث خنک شدن فضای اطراف کوره می‌گردد، و لذا مشکلی از نظر عایق‌کاری دیواره‌های اطراف محفظه‌ی احتراق پیش نخواهد آمد. به‌عبارت دیگر، لوله‌های دیواره‌ای با جذب حرارت و انتقال آن به آب داخل خود، دیواره‌ی کوره را خنک می‌نمایند. لازم به ذکر است که جریان آب در داخل لوله‌های دیواره‌ای از پایین به بالا است. هر چه آب در طول کوره به طرف بالا حرکت نماید، حرارت بیش‌تری جذب می‌نماید و در نتیجه، بخار بیش‌تری تولید می‌گردد.

۳-۳-۵- سوپرهیتر

برای استفاده‌ی بیش‌تر از انرژی و حرارت بخار در نیروگاه‌ها، بخار اشباع شده را مجدداً توسط گازهای گرم کوره و در وسیله‌ای به‌نام سوپرهیتر حرارت می‌دهند تا بخار به‌صورت پس‌تافته (خشک یا داغ) تبدیل شود. سوپرهیترها از مجموعه لوله‌های موازی تشکیل شده‌اند که در تماس با حرارت گازهای کوره هستند و حرارت این گازها را به سیّال بخار عبوری از درون خود منتقل می‌کنند تا بخار عبوری از آن به‌صورت بخار پس‌تافته با دمای بسیار بالا در آید. معمولاً دمای بخار خروجی از سوپرهیترها بیش از ۵۰۰ درجه‌ی سانتیگراد می‌باشد. به‌عنوان نمونه، این دما در نیروگاه‌های شهید رجایی، تبریز، طوس، شهید محمد منتظری، نکا، بندرعباس، و ایرانشهر به‌ترتیب در حدود ۵۴۶ ، ۵۳۸ ، ۵۴۰ ، ۵۴۵ ، ۵۳۰ ، ۵۴۰ و ۵۴۰ درجه‌ی سانتیگراد می‌باشد. البته در این نیروگاه‌ها، سیّال خروجی از سوپرهیتر ثانویه، دارای فشار زیاد و به‌ترتیب برابر ۱۴۵ ، ۱۷۸٫۵ ، ۱۳۳ ، ۱۴۰ ، ۱۹۰ ، ۱۶۹ و ۱۳۷٫۶۷ کیلوگرم بر سانتیمتر مربع می‌باشد.

با توجه به حجم زیاد دیگ‌بخار، و به‌منظور: الف) استفاده‌ی هر چه بیش‌تر از گرمای خروجی از دیگ‌بخار، و ب) کنترل درجه حرارت بخار در سوپرهیتر، سوپرهیترها را به‌صورت یکپارچه نمی‌سازند.

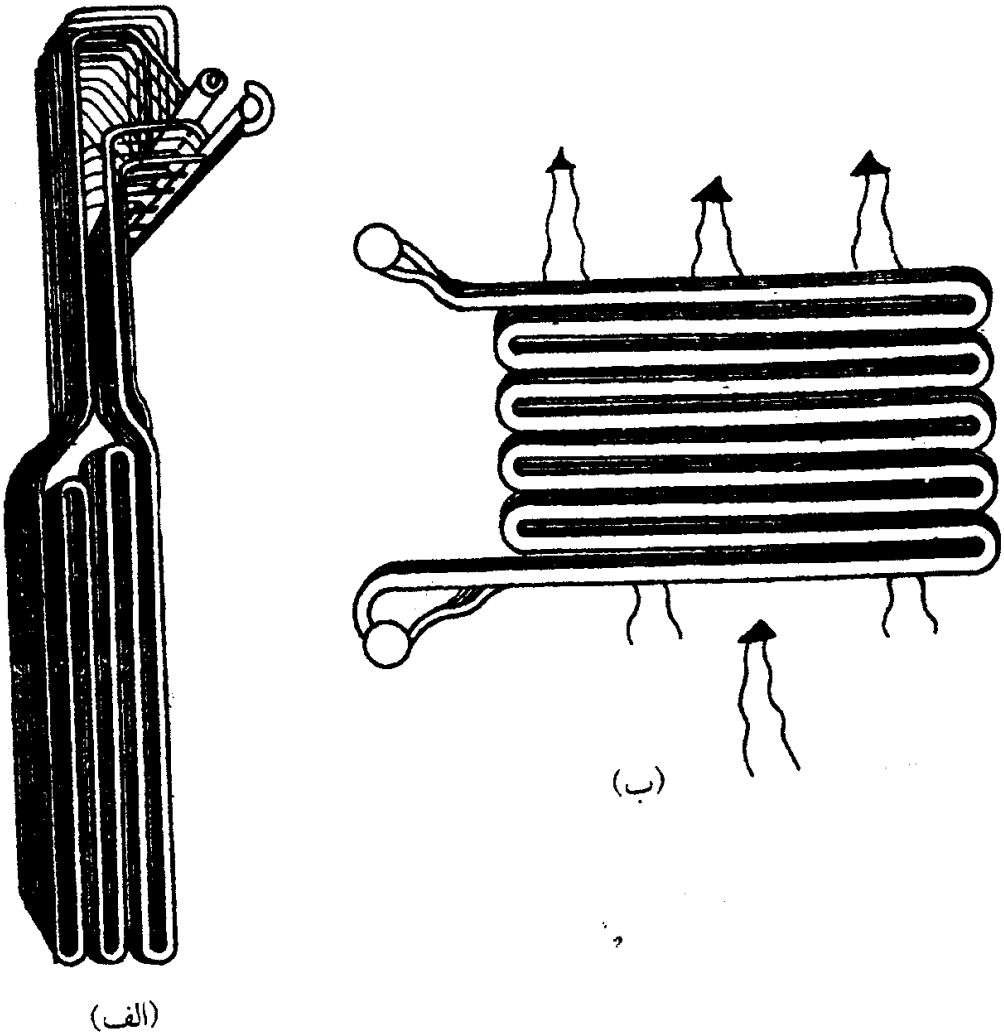
سوپرهیترها بر اساس تعداد زیاد لوله‌ها و محل هدرها به سه دسته تقسیم می‌شوند:

الف) سوپرهیترهای آویزان[1]: در این نوع سوپرهیترها، لوله‌ها از هدرها آویزان می‌شوند و توسط آن‌ها نگه‌داری می‌شوند.

---

[1]- Pendant Superheaters

ب و ج) سوپرهیترهای افقی و L شکل: در این نوع سوپرهیترها تخلیه‌ی بار به‌صورت طبیعی انجام می‌شود. در شکل (۳-۱۴) طرح کلی سوپرهیترهای آویزان و افقی نشان داده شده است.



شکل (۳-۱۴): انواع سوپرهیترها، الف) آویزان؛ ب) افقی [۹]

نوع دیگر تقسیم‌بندی سوپرهیترها براساس نوع جذب حرارت می‌باشد که عبارتند از:

الف) سوپرهیتر تشعشعی یا ثانویه[1]

در صورتی‌که لوله‌های سوپرهیتر مستقیماً در بالای محفظه‌ی احتراق قرار گرفته باشند، قسمت اعظم حرارت این محوطه به‌صورت تشعشعی (و درصدی هم به‌صورت جابجایی) به سیّال درون لوله‌ها منتقل می‌شود. به این نوع، سوپرهیتر تشعشعی یا سوپرهیتر ثانویه گویند.

[1]- Radiant or Secondary Superheater

ب) سوپرهیتر جابه‌جایی یا اولیه[1]

این نوع سوپرهیترها معمولاً در خارج از محفظه‌ی احتراق و در مسیر گازهای خروجی از کوره قرار می‌گیرند که قسمت اعظم حرارت خود را از طریق جابجایی گازهای سوخته شده دریافت می‌کنند. در بسیاری از دیگ‌های بخار، سوپرهیترها دارای چند مرحله هستند؛ به این ترتیب که ابتدا بخار وارد سوپرهیتر اولیه شده و پس از خروج از آن در دی‌سوپرهیتر از نظر درجه حرارت کنترل گردیده و سپس وارد سوپرهیتر ثانویه می‌شود. در نهایت، پس از خروج از آن به سمت توربین هدایت می‌گردد. در دیگ‌های بخار با ظرفیت بالا، تعداد مراحل سوپرهیتر به ۴ و یا ۵ هم می‌رسد. به‌عنوان مثال در نیروگاه شهید رجایی، سه سوپرهیتر مورد استفاده قرار می‌گیرد که سوپرهیتر اول، بخار با دمای ورودی $۳۴۸^{\circ}C$ را به $۴۰۵^{\circ}C$ تبدیل می‌کند و سوپرهیتر دوم، بخار $۴۱۰^{\circ}C$ را به $۴۹۵^{\circ}C$ ، و سوپرهیتر سوم، بخار $۴۹۵^{\circ}C$ را به $۵۴۶^{\circ}C$ تبدیل می‌کند. البته فشار بخار ورودی به سوپرهیتر اول، $۱۵۹kg/cm^{۲}$ و فشار بخارخروجی از سوپرهیتر سوم، $۱۴۵kg/cm^{۲}$ می‌باشد که این تفاوت فشار به‌خاطر افت فشار در لوله‌های سوپرهیتر است.

۳-۳-۶- دی‌سوپرهیتر یا اتمپراتور[2]

وظیفه‌ی دی‌سوپرهیتر، کنترل درجه حرارت بخاراست. بخار خروجی از دیگ‌بخار باید دارای درجه حرارت مشخصی باشد که در غیر این‌صورت، مشکلاتی را از قبیل آسیب رساندن به پره‌های توربین، کاهش بازده‌ی سیکل و ... را به‌همراه خواهد داشت. بدین منظور بین دو سوپرهیتر اولیه و ثانویه از وسیله‌ای به‌نام دی‌سوپرهیتر استفاده می‌شود که عموماً وظیفه‌ی آن، کاهش دمای بخار موجود در سوپرهیترها می‌باشد.

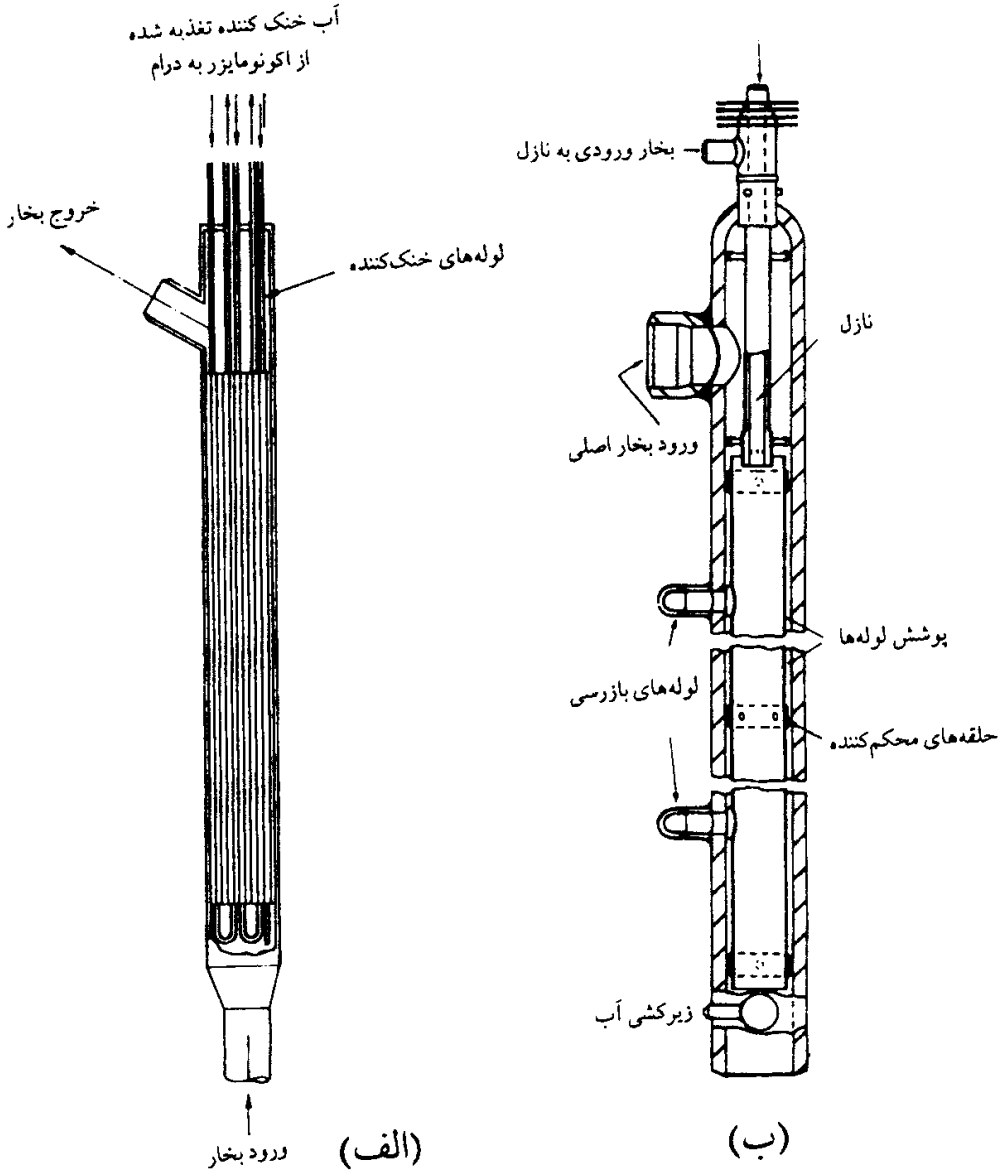
دی‌سوپرهیترها به دو شکل زیر ساخته می‌شوند:

الف) دی‌سوپرهیتر غیرتماسی: این نوع دی‌سوپرهیتر، شبیه یک مبدل حرارتی است که آب تغذیه (که متصل به آب موجود در مخزن درام است) در دور بدنه‌ی آن جریان پیدا می‌کند و بخاری را که از لوله‌های تعبیه شده عبور می‌کند، خنک می‌سازد. شیرهای کنترل

---

[1]- Convection or Primary Superheater
[2]- Attemporator or Desuperheater

موتوری، مقدار جریان (دبی) بخار به دی‌سوپرهیتر را طوری تنظیم می‌کند که درجه حرارت در خروجی سوپرهیتر ثانویه مطلوب باشد. با توجه به این‌که این انتقال حرارت با آب موجود در درام صورت می‌گیرد، در نتیجه اتلاف حرارتی در دی‌سوپرهیتر صورت نمی‌گیرد. شکل (۳-۱۵- الف) این نوع دی‌سوپرهیتر را نشان می‌دهد.



شکل (۳-۱۵): انواع دی‌سوپرهیتر، الف) غیرتماسی؛ ب) تماسی [۴]

ب) دی‌سوپرهیتر تماسی یا پاششی: در دی‌سوپرهیتر تماسی، آب تغذیه مستقیماً به داخل بخار موجود (بخار خارج شده از سوپرهیتر اولیه) پاشیده می‌شود و درجه حرارت بخار را به‌مقدار مطلوب کاهش می‌دهد. همچنین شیر کنترل موتوری در مسیر آب وجود دارد که

می‌تواند مقدار آب تزریقی را بسته به درجه حرارت، تنظیم کند. با توجه به این‌که این سوپرهیتر، قبل از سوپرهیتر ثانویه است، در نتیجه کلیه‌ی قطرات آبی که در داخل بخار پاشیده می‌شود، در ضمن گذشتن از سوپرهیتر ثانویه، فرصت بخار شدن را خواهند داشت. شکل (۳-۱۵- ب) این نوع دی‌سوپرهیتر را نشان می‌دهد. لازم به‌ذکر است که آب ورودی به این نوع دی‌سوپرهیتر باید کاملاً خالص باشد تا هیچ‌گونه مشکلی را برای توربین ایجاد نکند. در نیروگاه شهید محمد منتظرقائم کرج و شهید سلیمی نکا از این نوع دی‌سوپرهیتر برای کنترل دمای بخار پس‌تافته استفاده می‌شود.

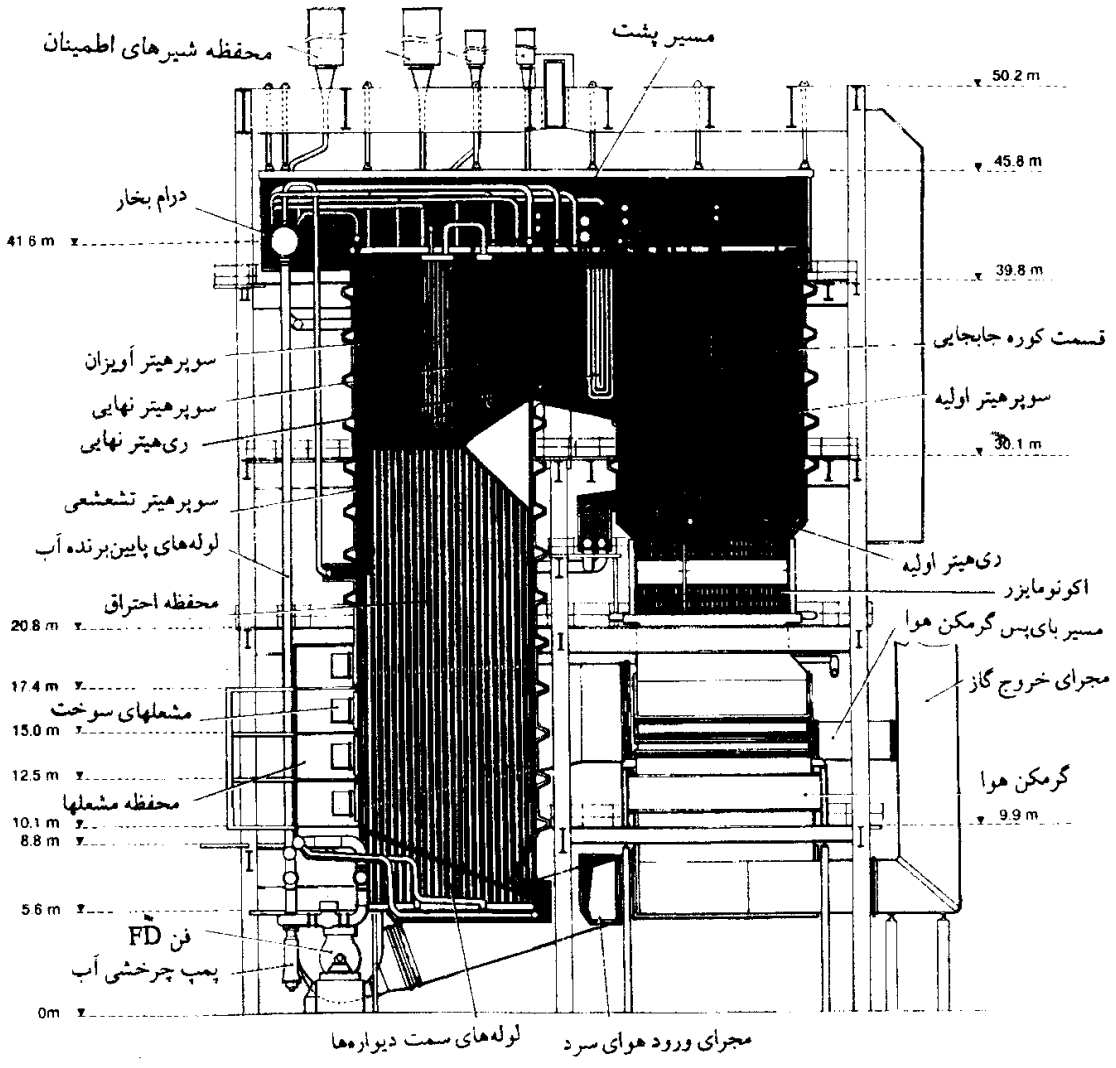
۳-۳-۷- ری‌هیترها

از نظر اقتصادی، مقرون به صرفه است تا جهت بالا بردن بازده‌ی سیکل از ری‌هیترهایی که در بین توربین‌های نیروگاه قرار دارد، استفاده شود. در ری‌هیترها درجه حرارت بخار خروجی از توربین فشار قوی را تا درجه حرارت اولیه بخار بالا می‌برند و سپس آن را به سمت توربین فشار متوسط هدایت می‌کنند. این عمل می‌تواند بین توربین‌های فشار متوسط و ضعیف هم صورت گیرد. ساختمان و طرز قرارگرفتن آن‌ها شبیه سوپرهیترها است و مشابه آن‌ها به دو بخش ری‌هیتر اولیه و ثانویه، و در بعضی موارد به چندین بخش تقسیم می‌شوند.

البته وجود ری‌هیتر در کلیه‌ی نیروگاه‌های بخاری الزامی نیست. معمولاً استفاده از ری‌هیتر در دیگ‌های بخار با ظرفیت پایین توجیه پذیر می‌باشد اما در دیگ‌های بخار با ظرفیت بالا، استفاده از آن‌ها اجتناب ناپذیر می‌گردد. علت این موضوع آن است که با استفاده از ری‌هیتر، بازده‌ی سیکل، افزایش یافته و مقدار رطوبت سیّال خروجی از توربین به‌مقدار قابل توجهی کاهش می‌یابد. به‌عنوان نمونه در نیروگاه بعثت به‌خاطر کوچک بودن واحدهای بخاری آن (سه واحد ۸۲/۵ مگاواتی) و به‌علت منفرد بودن توربین، نیازی به ری‌هیتر نمی‌باشد؛ (این موضوع را می‌توان در نیروگاه زرگان اهواز هم مشاهده نمود) ولی در نیروگاه شهید رجایی، هر واحد دارای دو ری‌هیتر است. در ری‌هیتر اول، دمای بخار ورودی و خروجی آن، بترتیب برابر ۳۵۶°C و ۳۷۵°C می‌باشد و در ری‌هیتر دوم، درجه حرارت بخار ورودی، ۳۷۵°C و درجه حرارت بخار خروجی نیز ۵۴۱°C است که

این بخار، مناسب برای توربین آن واحد بخاری می‌باشد. البته فشار بخار ورودی به ری‌هیتر اول برابر $۳۸٫۸kg/cm^۲$ و فشار بخار خروجی از ری‌هیتر دوم به‌مقدار $۳۷٫۱kg/cm^۲$ است که این کاهش فشار، ناشی از افت فشار در لوله‌های دو ری‌هیتر می‌باشد. همچنین در نیروگاه‌های شهید محمد منتظری و طوس مشهد هم دو ری‌هیتر وجود دارد که دماهای بخار ورودی به ری‌هیتر اول و بخار خروجی از ری‌هیتر دوم در این نیروگاه‌ها تقریباً مشابه نیروگاه شهید رجایی می‌باشد.

شکل (۳-۱۶) مکان تجهیزات اساسی موجود در دیگ‌بخار یک نیروگاه بخاری با توان تولیدی ۵۰۰MW را در دو قسمت تشعشعی و جابه‌جایی کوره به‌طور کلی نشان می‌دهد.

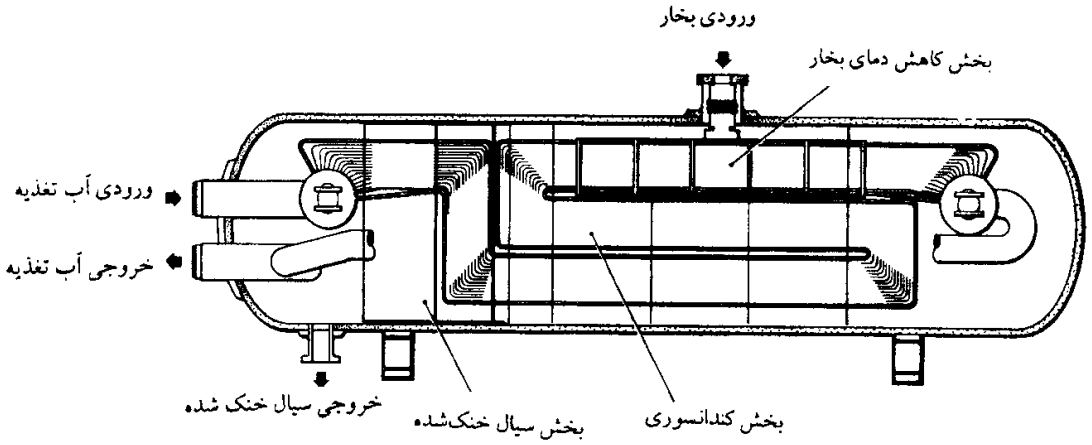


شکل (۳-۱۶): بخش‌های یک دیگ‌بخار نمونه‌ی ۵۰۰ مگاواتی [۳]

۳-۴- گرمکن‌های آب تغذیه[1] و دی‌اریتور[2]

۳-۴-۱- گرمکن‌های آب تغذیه

همان‌گونه که در سیکل بازیاب بیان نمودیم، به‌منظور افزایش بازده‌ی نیروگاه‌های بخاری باید آب ورودی به دیگ‌بخار گرم شود تا به‌صورت مایع اشباع وارد دیگ‌بخار شود. این کار، توسط مبدل‌های حرارتی یا پیش‌گرمکن‌های آب تغذیه انجام می‌شود. روش گرم کردن آب، از طریق زیرکشی‌های بخار گرفته شده از توربین می‌باشد. این گرمکن‌ها به دو نوع فشار ضعیف و فشار قوی تقسیم می‌شوند که نوع فشار ضعیف آن، قبل از پمپ تغذیه و نوع فشار قوی آن، پس از پمپ تغذیه قرار می‌گیرد. تعداد گرمکن‌های آب تغذیه و تقسیم‌بندی فشار ضعیف و قوی آن، بستگی به ظرفیت تولید نیروگاه و مشخصات ترمودینامیکی سیکل دارد. به‌عنوان مثال در نیروگاه طوس، ۲ گرمکن فشار ضعیف و ۲ گرمکن فشار قوی وجود دارد که این موضوع در مورد نیروگاه شهید محمد منتظری به‌صورت ۳ گرمکن فشار ضعیف و ۳ گرمکن فشار قوی و در نیروگاه شهید رجایی به‌صورت ۳ گرمکن فشار ضعیف و ۲ گرمکن فشار قوی می‌باشد. این نوع گرمکن‌ها از نوع مبدل‌های حرارتی بسته هستند (قبلاً انواع مبدل‌ها در بحث سیکل بازیاب بیان شده است). طرح کلی یک نوع گرمکن افقی فشار قوی (HP) در شکل (۳-۱۷) مشاهده می‌شود.



شکل (۳-۱۷): گرمکن آب تغذیه از نوع فشار قوی افقی [۳]

---

[1]- Feed Heater
[2]- Deaerator

نوع دیگر گرمکن‌ها از نوع مبدل‌های حرارتی باز است که در وسیله‌ای به‌نام دی‌اریتور به‌کار می‌روند. این وسیله، قبل از پمپ تغذیه و پس از گرمکن‌های فشار ضعیف قرار می‌گیرد و عموماً در تمام نیروگاه‌های بخاری هم به‌عنوان مبدل حرارتی باز و هم به‌صورت یک خالص‌کننده‌ی آب سیکل استفاده می‌شود که در ادامه معرفی می‌گردد. به‌عنوان نمونه در نیروگاه‌های طوس، شهید محمد منتظری و شهید رجایی، یک گرمکن به‌صورت دی‌اریتور وجود دارد. در جدول (۳-۲) مشخصات گرمکن‌های آب تغذیه و دی‌اریتور نیروگاه شهید رجایی ارائه شده است.

۳-۴-۲- دی‌اریتور

آب تغذیه‌ی دیگ‌های بخار باید دارای مشخصات خاصی باشد تا اثرات نامطلوبی بر روی دیگ‌بخار نداشته باشد. به‌عبارت دیگر آب تغذیه باید عاری از نمک‌های خورنده و گازهای محلول باشد؛ زیرا گازهای دی‌اکسید کربن (CO_2) و بخصوص گاز اکسیژن (O_2) باعث ایجاد خوردگی روی سطوح داخلی لوله‌های دیگ‌بخار و درام می‌شود. گاز زدایی از آب تغذیه را می‌توان به دو روش حرارتی و روش شیمیایی انجام داد. روش متداول در نیروگاه‌ها، روش حرارتی است که در وسیله‌ای به‌نام دی‌اریتور صورت می‌گیرد. روش کار بر این اصل پایدار است که حلالیت گازها در آب با افزایش درجه‌ی حرارت کاهش می‌یابد. بدین طریق که اگر آب به مدت کافی در درجه حرارت جوش قرار گیرد، تمام گازهای محلول در آن از آب، خارج شده و به اتمسفر می‌رود. دی‌اریتور باید قادر باشد تا علاوه بر آن‌که آب را تا درجه حرارت جوشش گرم کند، آن را به قطرات بسیار ریز تبدیل نماید. پس می‌بینیم که دی‌اریتور علاوه بر جدا سازی گازهای ناخالص از آب (به‌خاطر سبک‌تر بودن اکسیژن موجود در آب)، با پاشش مستقیم بخار زیرکشی شده به آب عبوری از گرمکن‌های فشار ضعیف، دمای آب سیکل را تا حد مطلوب افزایش می‌دهد. در طریقه‌ی گاز زدایی به روش شیمیایی، با استفاده از ماده‌ی هیدرازین (N_2H_4)، اکسیژن موجود در آب جذب می‌شود. در شکل (۳-۱۸) ساختمان یک دی‌اریتور نشان داده شده است.

جدول (۳-۲): مشخصات گرمکن‌های آب تغذیه و دی‌اریتور نیروگاه بخار شهید رجایی

در این جدول، دما بر حسب °C ، فشار بر حسب kg/cm^2، و میزان حداکثر مجاز کسیژن بر حسب cm^3/lit است.

گرمکن شماره‌ی ۱	
دمای بخار ورودی زیر کشی	۸۸٫۸۴
فشار بخار ورودی زیرکشی	۰٫۶۴
دمای آب خروجی زیرکشی	۷۱٫۲۱
فشار آب ورودی به گرمکن	۳۷
دمای آب ورودی به گرمکن	۶۵٫۶۱
دمای آب خروجی از گرمکن	۸۴٫۷۱

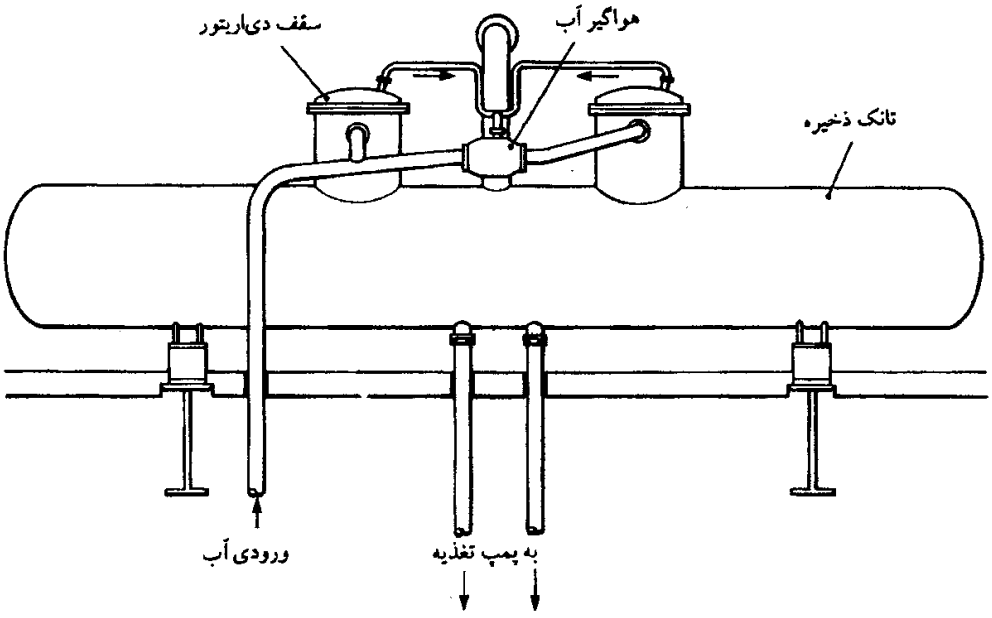
گرمکن شماره‌ی ۲	
دمای بخار ورودی زیر کشی	۱۶۹٫۳
فشار بخار ورودی زیرکشی	۱٫۵
دمای آب خروجی زیرکشی	۹۰٫۳۱
دمای آب ورودی به گرمکن	۸۴٫۷۱
دمای آب خروجی از گرمکن	۱۰۸٫۰

گرمکن شماره‌ی ۳	
دمای بخار ورودی زیر کشی	۲۰۸٫۶
فشار بخار ورودی زیرکشی	۲٫۸
دمای آب خروجی زیرکشی	۱۱۲٫۶
فشار آب خروجی از گرمکن	۳۷
دمای آب ورودی به گرمکن	۱۰۸٫۰
دمای آب خروجی از گرمکن	۱۲۷٫۸

دی‌اریتور	
فشار بخار وارد بر سطح	۷٫۴
میزان حداکثر مجاز اکسیژن	۰٫۰۰۳۵
دمای بخار ورودی زیر کشی	۳۱۷٫۷
ظرفیت دی‌اریتور	۸۴۰
دمای آب ورودی به دی‌اریتور	۱۲۵
دمای آب خروجی از دی‌اریتور	۱۶۴٫۳

گرمکن شماره‌ی ۵	
دمای بخار ورودی زیر کشی	۳۳۳٫۸
فشار بخار ورودی زیرکشی	۱۷٫۷
دمای آب خروجی زیرکشی	--
دمای آب ورودی به گرمکن	۱۷۰٫۹
دمای آب خروجی از گرمکن	۲۰۷٫۴

گرمکن شماره‌ی ۶	
دمای بخار ورودی زیر کشی	۳۵۳٫۸
فشار بخار ورودی زیرکشی	۳۸٫۴
دمای آب خروجی زیرکشی	۲۱۳٫۰
فشار آب ورودی به گرمکن	۲۳۲
دمای آب ورودی به گرمکن	۲۰۷٫۴
دمای آب خروجی از گرمکن	۲۴۷٫۷



شکل (۳-۱۸): ساختمان یک دی‌اریتور [۱۵]

۳-۵- کوره یا محفظه‌ی احتراق[1]

کوره یا محفظه‌ی احتراق فضایی است که احتراق در آن صورت می‌گیرد؛ لذا برای احتراق کامل، ضمن این‌که هوا و سوخت باید در تماس نزدیک با هم باشند، نسبت هوا به سوخت نیز باید به مقدار مشخصی باشد. برای رسیدن به این منظور سه شرط زیر در کوره لازم است:

الف) زمان کافی جهت انجام فعل و انفعالات شیمیایی؛

ب) تلاطم کافی برای حصول اطمینان از مخلوط شدن کامل سوخت و هوا؛

ج) درجه حرارت کافی برای آتش گرفتن سوخت و پایداری شعله.

۳-۵-۱- مشخصات سوخت مایع مصرفی در کوره

در بین تمام مشخصات سوخت‌های مایع، چهار ویژگی آن بیش‌تر مورد توجه است که عبارتند از:

الف) ویسکوزیته[2]: که مشخص کننده‌ی روان بودن سوخت است و بستگی زیادی به درجه حرارت آن دارد.

---

[1]- Furnace or Combustion Chamber

[2]- Viscosity

ب) **نقطه‌ی اشتعال**[1]: درجه حرارتی است که در آن، هوای بالای سوخت که دارای مقدار کافی بخار سوخت است، به‌وسیله‌ی یک شعله مشتعل می‌شود.

ج) **درصد گوگرد:** گوگرد موجود در سوخت بعد از احتراق به‌صورت SO_2 و SO_3 درمی‌آید که خاصیت خورندگی شیمیایی دارد. لذا مقدار آن از اهمیت خاصی برخوردار است.

د) **نقطه‌ی جاری شدن**[2]: درجه حرارتی است که در آن، سوخت بر اثر وزن خود جریان طبیعی پیدا می‌کند. در نیروگاه‌ها جهت ارسال سوخت از مخازن به سر مشعل‌ها، دمای سوخت را بالاتر از نقطه‌ی جاری شدن می‌رسانند تا عمل پمپ کردن آن، راحت‌تر صورت پذیرد.

۳-۵-۲- ساختمان مشعل‌ها و روش‌های پودر کردن سوخت در آن‌ها

تعداد مشعل‌های موجود در هر واحد بخاری بستگی به قدرت نیروگاه و دبی بخار تولید شده دارد. همچنین طریقه‌ی نصب این مشعل‌ها در محفظه‌ی احتراق در بین واحدهای بخاری متفاوت می‌باشد. در بعضی نیروگاه‌ها در یک طرف محفظه و در بعضی دیگر در هر چهار طرف نصب می‌شوند. به‌عنوان مثال در نیروگاه تبریز برای هر دیگ‌بخار، ۱۶ عدد مشعل با سوخت مایع وجود دارد که در دو طبقه و در چهار گوش محفظه‌ی احتراق نصب می‌شوند؛ ولی در نیروگاه شهید محمد منتظری، ۱۲ عدد مشعل در دو طبقه (ردیف) و در یک طرف محفظه به‌کار می‌رود. در نیروگاه رامین، تعداد مشعل‌ها ۱۶ عدد می‌باشد که در دو ردیف ۴ تایی در جلو و عقب کوره نصب شده‌اند. البته در نیروگاه شهید رجایی، تعداد مشعل‌ها برای هر دیگ‌بخار به ۲۰ عدد و در نیروگاه نکا به ۱۴ عدد می‌رسد.

مشعل‌های سوخت مایع در کوره از دو قسمت زیر تشکیل شده است:

الف) **اتومایزر**[3]: در این قسمت، سوخت وارد شده توسط بخار یا هوا و یا فشار خود سوخت به شکل پودر در می‌آید.

ب) **رجیستر هوا**[4]: در این قسمت، هوای لازم جهت احتراق سوخت تأمین می‌شود. رجیستر

1- Flash Point
2- Pour Point
3- Atomizer
4- Air Registor

هوا، در دور تا دور اتومایزر واقع شده است و دارای دمپرهایی است که میزان ورود هوا را تنظیم می‌کند. سوخت به‌وسیله‌ی پمپ‌هایی به سر مشعل‌ها جاری شده و در آن‌جا به‌صورت پودر در می‌آید.

پودر کردن سوخت توسط اتومایزر به روش‌های زیر صورت می‌گیرد:

۱) **اتومایزر با تزریق فشار**[1]: در این روش، سوخت در سر مشعل‌ها به علت عبور از نازل‌های خاص و در اثر فشار خود سوخت به شکل پودر در می‌آید. در نیروگاه شهید منتظر قائم و در شرایط استفاده از سوخت مازوت، پودر کردن سوخت به‌وسیله‌ی شکل خاص سر مشعل‌ها (به‌صورت نازل) و فشار خود سوخت انجام می‌شود. این روش را می‌توان در واحد چهارم ۳۲۰ مگاواتی نیروگاه اسلام آباد اصفهان هم مشاهده نمود.

۲) **اتومایزر با مسیر برگشتی**[2]: این روش، مانند روش اول است؛ با این تفاوت که یک مسیر برگشت سوخت در سر مشعل‌ها در نظر گرفته می‌شود تا سوخت اضافی از آن طریق به مخزن برگردد. این کار، موجب یکنواختی در پودر شدن سوخت در سر مشعل‌ها می‌شود.

۳) **اتومایزر با بخار**[3]: در این روش، مشعل‌ها از لوله‌ی دو جداره ساخته شده‌اند که از مسیر بیرونی، سوخت و از مسیر مرکزی، بخار با فشاری بیش‌تر از فشار سوخت جریان می‌یابند تا این‌که به سر مشعل‌ها می‌رسند. در سر مشعل‌ها، بخار با فشار زیاد وارد سوخت می‌شود و پس از پودر کردن آن، از نازل‌های سر مشعل به طرف کوره فرستاده می‌شود. به‌عنوان نمونه، در نیروگاه نکا و در واحد پنجم ۳۲۰ مگاواتی نیروگاه اسلام آباد اصفهان، از این نوع اتومایزر استفاده می‌شود.

۴) **اتومایزر با هوا**[4]: این روش، مانند روش سوم است؛ ولی به‌جای بخار از هوا (جهت پودر کردن سوخت) استفاده می‌شود. به‌عنوان مثال در نیروگاه شهید محمد منتظر قائم، سوخت سبک آن (مثل گازوئیل) به‌وسیله‌ی هوا اتومایزه می‌شود.

---

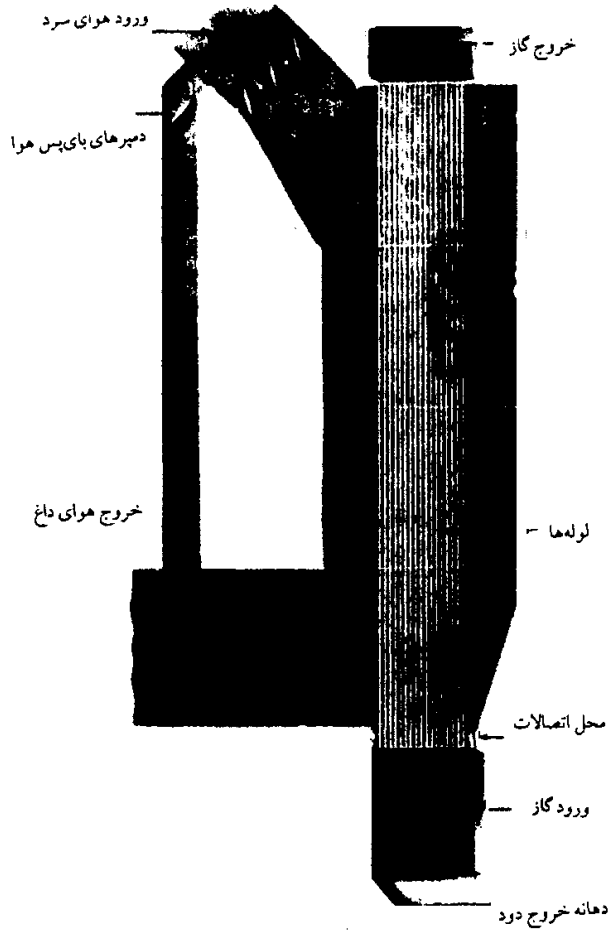
[1]- Press-Jet Atomizer
[2]- Spill Return Atomizer
[3]- Steam Atomizer
[4]- Air Atomizer

۳-۶- تجهیزات جانبی دیگ‌بخار

۳-۶-۱- گرمکن هوا

معمولاً گرمکن هوا بعد از اکونومایزر و در مسیر گازهای داغ حاصل از احتراقی که در حال خارج شدن از دیگ‌بخار هستند، قرار می‌گیرد. این گرمکن هوا، قسمتی از حرارت باقیمانده در گازها را جذب کرده و به هوای مورد نیاز کوره منتقل می‌کند. این‌گرمکن‌ها را می‌توان از نظر چگونگی طراحی در سیستم انتقال حرارت به دو دسته‌تقسیم کرد:

۱) **گرمکن‌های برگرداننده**[1]: در این طرح، گازهای گرم از یک طرف صفحه یا لوله، و هوای تغذیه‌ی کوره از طرف دیگر عبور می‌کند. به‌عبارت دیگر، واسطه‌ی انتقال حرارت، لوله یا صفحه می‌باشد. این نوع گرمکن‌ها دارای ساختمان ثابت هستند.

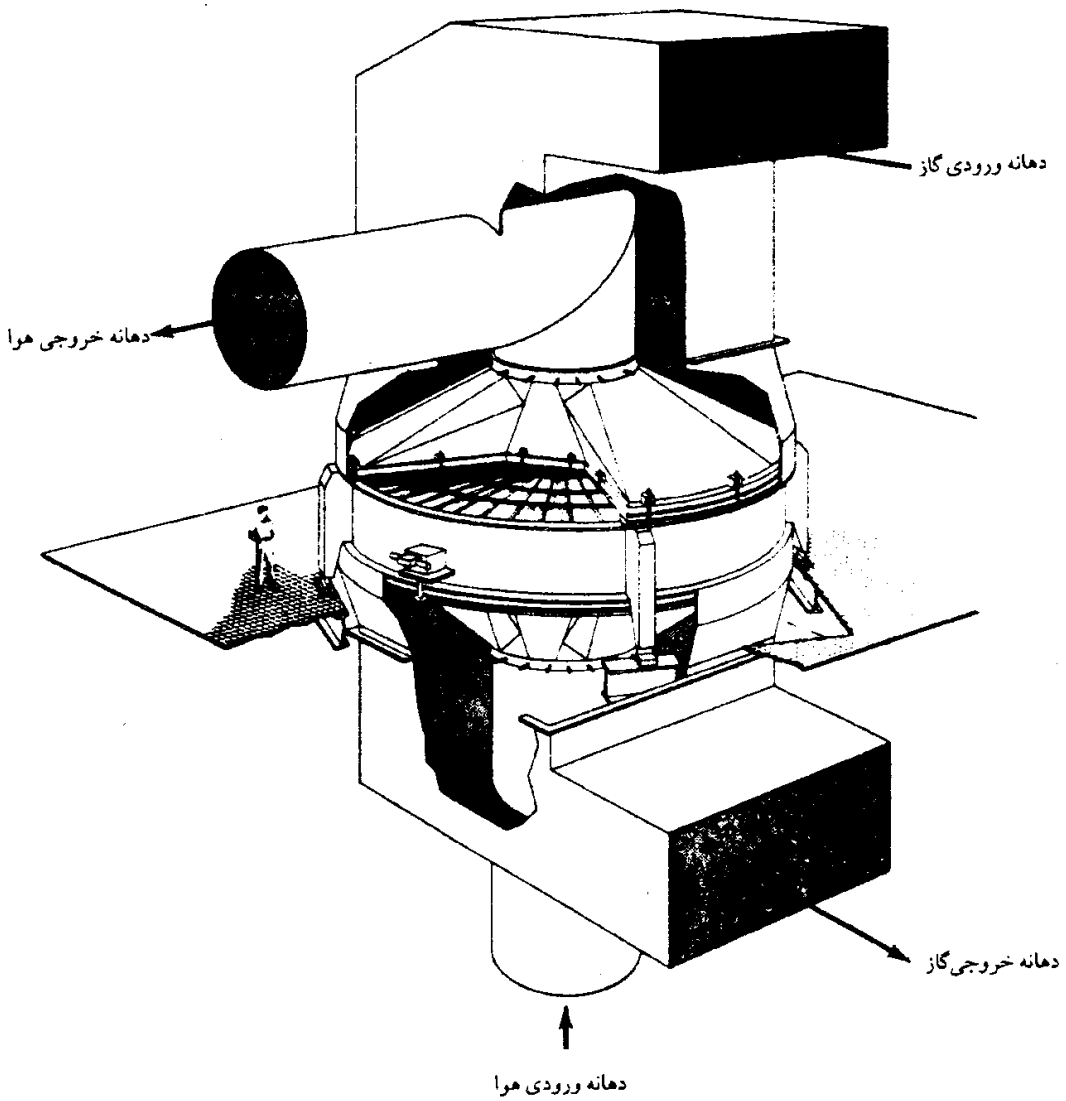


شکل (۳-۱۹): گرمکن‌های هوا از نوع برگرداننده (لوله‌ای) [۶]

[1]- Recuperative Air Heaters

گرمکن‌های هوا از نوع لوله‌ای و صفحه‌ای از این طرح استفاده می‌کنند. طرح این نوع گرمکن‌ها در شکل (۳-۱۹) قابل مشاهده است.

۲) **گرمکن‌های باز تولیدکننده**[1]: در این طرح از گرمکن‌ها، گازهای گرم از میان یک شبکه‌ی فلزی می‌گذرد و باعث گرم شدن شبکه می‌گردد. سپس هوا از میان همین شبکه می‌گذرد و گرما را از شبکه دریافت می‌کند و در نتیجه باعث گرم شدن هوا می‌شود. گرمکن‌های دورانی معروف به گرمکن‌های ژانگستروم از این نوع می‌باشند که در شکل (۳-۲۰) نشان داده شده است. از این نوع گرمکن‌ها در نیروگاه‌های شهید محمد منتظر قائم و بعثت کرج به‌کار رفته است.



شکل (۳-۲۰): گرمکن‌های هوا از نوع باز تولیدکننده [۶]

[1]- Regenerative Air Heaters

۳-۶-۲- دریچه‌های کنترل هوا یا دمپرها

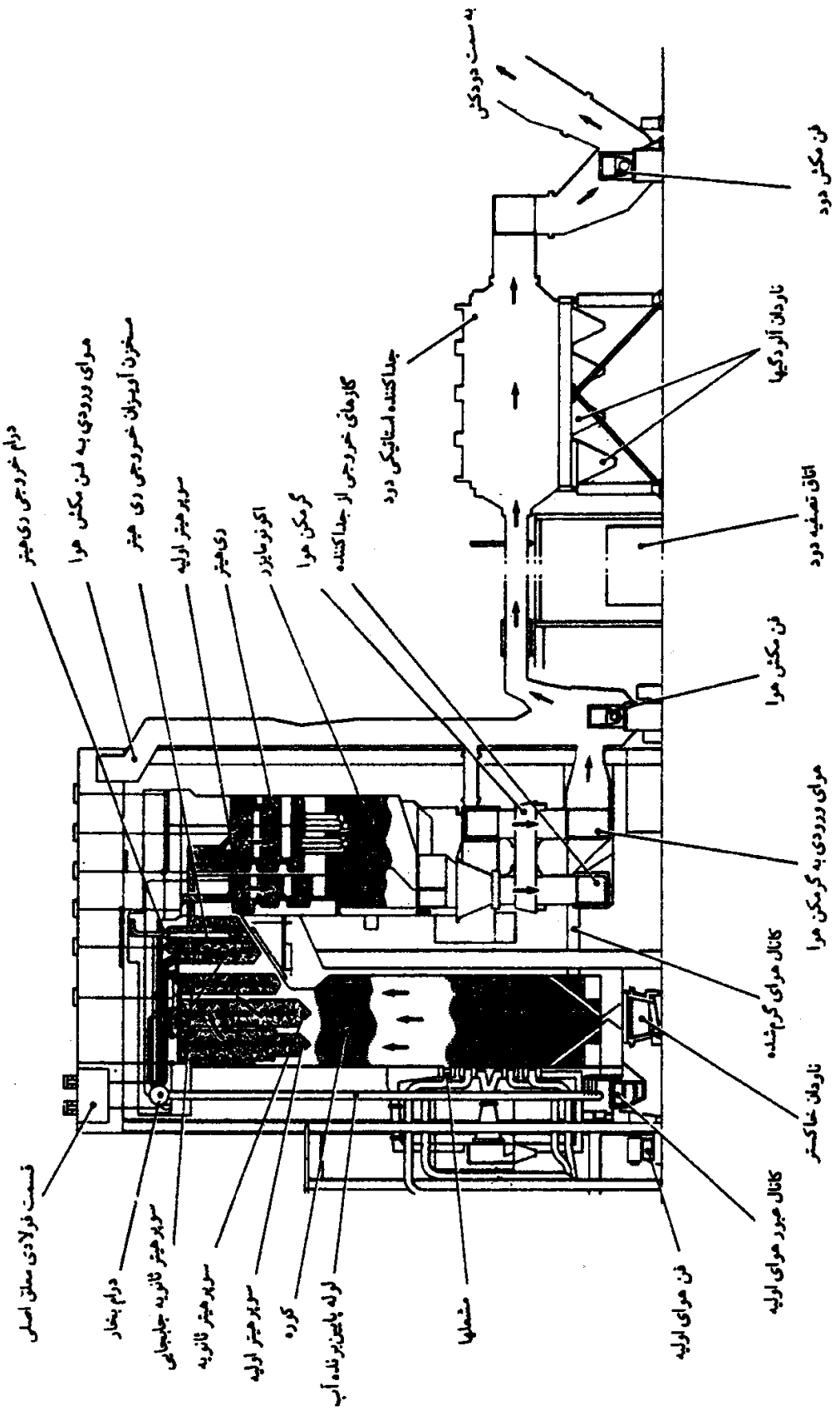
به‌منظور کنترل مقدار هوای ورودی به کوره (و به‌منظور تنظیم حرارت مشعل‌های دیگ‌بخار) از دریچه‌های کنترل هوا[1] استفاده می‌شود. این دریچه‌ها در ورودی فن مکش هوا[2] و یا خروجی آن، و همچنین در محل هوای ورودی به هر مشعل نصب می‌گردند. غالباً این دریچه‌ها به‌صورت اتوماتیک کنترل (باز یا بسته) می‌شوند، ولی با دست هم قابل کنترل هستند.

۳-۶-۳- دودکش[3]

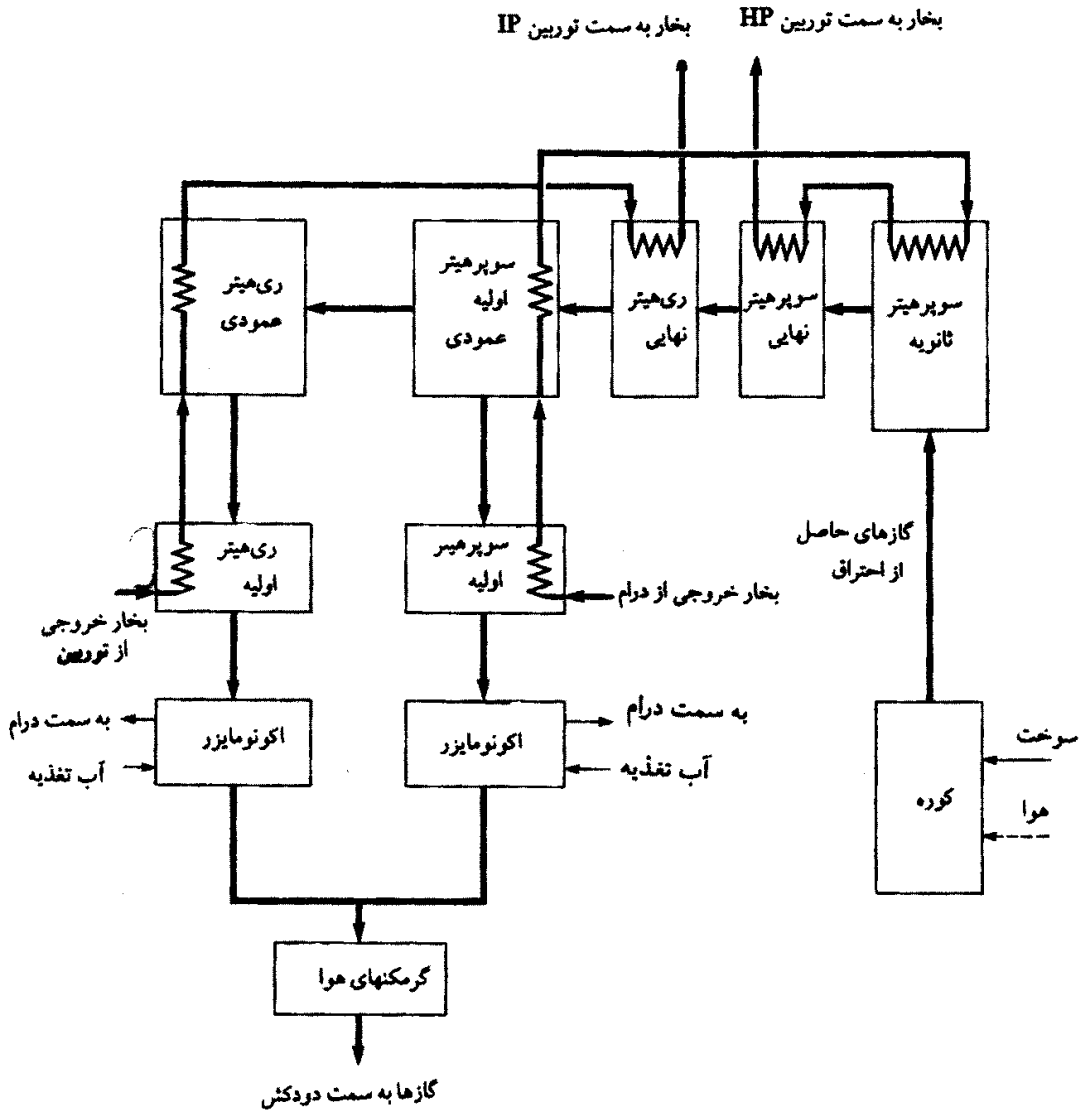
آخرین جزء در مسیر گازها، دودکش است که گازهای خروجی از دیگ‌بخار (دود) را به محیط بیرون هدایت می‌کند. ارتفاع دودکش بستگی به‌مقدار فشار گازهای موجود در دیگ‌بخار و همچنین شرایط زیست محیطی دارد. طبیعی است که ارتفاع بیش‌تر دودکش، نقش تعیین کننده‌ای در هدایت دود و بالطبع کاهش آلودگی محیط دارد. به‌عنوان مثال، ارتفاع دودکش در نیروگاه‌های شهید محمد منتظری و رامین اهواز، ۲۰۰ متر و در نیروگاه شهید رجایی، ۲۲۰ متر می‌باشد و این در حالی است که در واحدهای ۳۲۰ مگاواتی نیروگاه‌های اسلام‌آباد و بندر عباس، ۸۰ متر می‌باشد. البته همیشه به ازای هر واحد تولیدی، یک دودکش نصب نمی‌گردد؛ مثلاً در نیروگاه شهید محمد منتظری، هر دودکش مربوط به ۴ واحد تولیدی می‌باشد؛ ولی در نیروگاه بندر عباس به ازاء هر واحد، یک دودکش وجود دارد.

شکل (۳-۲۱) مسیر طی شده توسط گازهای حاصل از احتراق را از مشعل‌ها تا دودکش نشان می‌دهد. همچنین در شکل (۳-۲۲) مسیر گازهای حاصل از احتراق در دیگ‌بخار و مسیر سیّال آب و بخار در قسمت دیگ‌بخار به‌صورت شماتیک (طرحواره‌ای) نشان داده شده است.

1- Dampers
2- F.D. Fan
3- Stack



شکل (۳-۲۱): مسیر طی شده توسط گازهای داغ حاصل از احتراق در کوره [۸]



شکل (۳-۲۲): مسیر گازهای حاصل از احتراق و سیّال سیکل در قسمت دیگ‌بخار [۳]

۳-۷- فن‌های نیروگاه

از فن‌ها در دیگ‌بخار نیروگاه برای حمل هوای مورد نیاز مشعل‌ها یا گازهای گرم کوره استفاده می‌شود. این فن‌ها از نظر ساختمانی خود به دو دسته تقسیم می‌شوند.

الف) فن با جریان محوری[1]: در این نوع، هوا از یک طرف در امتداد محور به پره‌ها می‌رسد و در همان امتداد به طرف دیگر دمیده می‌شود. مزیت این فن‌ها، کوچکی و ارزان بودن آن نسبت به نوع دوم آن است.

[1]- Axial Fan

ب) فن با جریان شعاعی[1]: در این نوع فن‌ها، هوا از یک طرف و یا از دو طرف در امتداد محور به پره‌ها می‌رسد و سپس در جهت شعاعی جریان پیدا می‌کند. البته در بیش‌تر نیروگاه‌ها از این نوع فن استفاده می‌شود؛ ولی در هر حال نوع فن‌ها با نظر طراح دیگ‌بخار، طریقه‌ی بهره‌برداری و ملاحظات اقتصادی تعیین می‌گردد.

از طرف دیگر هر کدام از فن‌های مذکور که استفاده شوند، از نظر محل قرارگیری به دو دسته تقسیم‌بندی می‌شوند:

۱) فن دمنده‌ی هوا[2]: وظیفه‌ی اصلی این فن، تأمین هوای مورد نیاز احتراق است. این فن با توجه به مکشی که ایجاد می‌کند، هوای محیط را مکش نموده و در کانال‌هایی که نهایتاً به محفظه‌ی احتراق ختم می‌شود، به جریان می‌اندازد. در نیروگاه‌ها فن‌های دمنده‌ی هوا از هر دو نوع جریان محوری و جریان شعاعی مورد استفاده قرار می‌گیرند. همچنین با توجه به این‌که این نوع فن‌ها در محیط تمیزی کار می‌کنند، در نتیجه از بیش‌ترین بازده در بین فن‌های نیروگاه برخوردار می‌باشند. به‌علاوه با توجه به ارتباط این فن‌ها با هوای خنک و تمیز، طول عمر آن‌ها زیاد بوده و سرویس و نگه‌داری آن‌ها راحت‌تر صورت می‌گیرد. از این نوع فن، در تمام واحدهای بخاری استفاده می‌شود. البته به‌خاطر اهمیت این فن‌ها و به‌خاطر افزایش ضریب اطمینان عملکرد آن‌ها، عموماً از دو فن استفاده می‌شود. همچنین سرعت این فن‌ها وابسته به میزان دبی هوای مورد نیاز می‌باشد. به‌عنوان مثال سرعت این فن در نیروگاه‌های شهید رجایی، بندرعباس، شهید محمد منتظری، و نکا به‌ترتیب برابر ۹۸۵ ، ۹۸۰ ، ۹۸۵ و ۱۴۸۰ دور بر دقیقه می‌باشد. همچنین دبی هوای مکش شده توسط این فن‌ها در نیروگاه شهید رجایی به‌مقدار $5118300 m^3/h$ برای هر فن می‌باشد و قدرت نامی موتور این فن‌ها ۲۶۷۰kW است. لازم به ذکر است که به‌خاطر سرعت بالای فن‌های مذکور و برای کاهش صدای آن‌ها، این فن‌ها را در محفظه‌های مناسبی قرار می‌دهند. به‌علاوه در دهانه‌ی ورودی این فن‌ها به‌منظور جلوگیری از ورود کاغذ و اشیای اضافی، از صفحه‌های محافظ استفاده می‌کنند.

۲) فن مکش گاز (مکش دود از دیگ‌بخار[3]**)**: وظیفه‌ی این فن، مکش دود از دیگ‌بخار و

---

[1]- Centrifugal Fan
[2]- Forced Draught Fan or FD Fan
[3]- Induced Draught Fan or ID Fan

هدایت آن به سمت دودکش می‌باشد. البته انتخاب این فن، وابسته به ارتفاع دودکش و فشار گازهای حاصل از احتراق است. مثلاً در نیروگاه شهید محمد منتظری به‌خاطر ارتفاع زیاد دودکش (۲۰۰ متر)، دو فن مکش دود با قدرت هر کدام ۱۳۰۷kW به‌کار گرفته شده است؛ ولی در واحدهای ۳۲۰ مگاواتی نیروگاه اسلام‌آباد و بندرعباس و نیروگاه طوس، این فن به‌کار نرفته است.

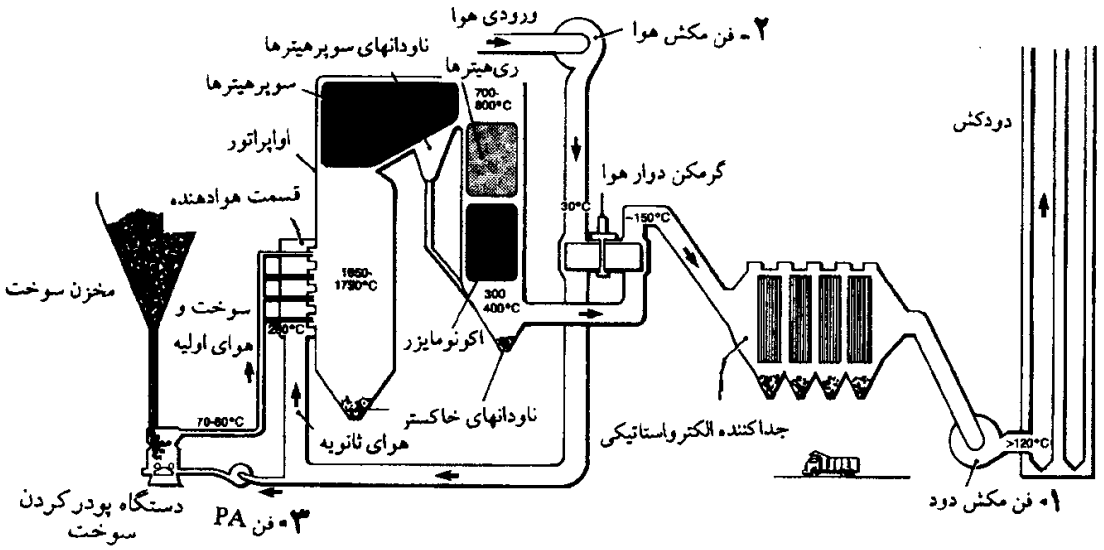
۳) فن گردش دهنده‌ی مجدد گاز[1]: این فن، مقداری از گازهای خروجی از دیگ‌بخار را (پس از اکونومایزر)گرفته و مجدداً در قسمت مشعل‌های کوره به جریان می‌اندازد. معمولاً این کار جهت کنترل مقدار تبادل حرارتی در کوره (در فضای بالای آن) وهمچنین برای کنترل درجه حرارت ری‌هیتر انجام می‌شود. از این نوع فن‌ها در دیگ‌های بخار با ظرفیت بالا و به تعداد ۲ عدد، استفاده می‌شود که از آن جمله می‌توان به کاربرد آن‌ها در نیروگاه‌های شهید رجایی، شهید منتظر قائم، بندر عباس، تبریز، طوس و اسلام‌آباد اشاره نمود. با توجه به این‌که گازهای مکش شده توسط این فن‌ها، از آلودگی بسیار زیادی برخوردار است، باید گازهای خارج شده از دهانه‌ی خروجی دیگ‌بخار، از میان فیلتر هوا عبور کنند تا ناخالصی‌های موجود در این گازها به حداقل خود کاهش یابد.

۴) فن هوای اولیه[2]: در نیروگاه‌هایی که از زغال سنگ به‌عنوان سوخت اصلی استفاده می‌شود، لازم است تا زغال سنگ توسط جریان زیاد هوا، خشک شود. بدین منظور از فن‌هایی به‌عنوان فن‌های هوای اولیه با فشار بالا استفاده می‌شود تا پس ازخشک شدن زغال سنگ، بتوان سوخت را از قسمت‌های آسیاب زغال سنگ به کوره (محفظه‌ی احتراق) یا به مخزن‌های ذخیره‌ی سوخت منتقل نمود. این فن‌ها، عموماً قبل یا بعد از تجهیزات انتقال سوخت مورد استفاده قرار می‌گیرند. معمولاً تعداد این فن‌ها در نیروگاه‌های با نوع سوخت زغالی، دو عدد می‌باشد که مشابه فن‌های مکش هوا، در محفظه‌هایی برای جلوگیری از انتقال صدا جاسازی می‌شوند.

در شکل (۳-۲۳) مکان فن‌های مکش هوا، مکش دود از دیگ‌بخار، هوای اولیه برای خشک کردن سوخت جامد، به‌همراه موقعیت گرمکن هوا و تصفیه‌کننده‌ی گازهای خروجی از دیگ‌بخار در یک نیروگاه بخاری نمونه با سوخت زغال سنگ نشـان داده شده

---

[1]- Gas Regulation Fan or GR Fan
[2]- Primary-Air Fan or PA Fan



شکل (۳-۲۳): مکان سه فن اساسی نیروگاه نسبت به یک‌دیگر [۴]

است. همچنین در این شکل، دمای تقریبی هوا و گازهای حاصل از احتراق در نقاط مختلف مسیر آن‌ها تعیین شده است. دمای هوای محیط ۳۰°C فرض شده است که پس از عبور از گرمکن هوا به ۲۸۰°C رسیده است. پس از ترکیب این هوا با سوخت با دمای تقریبی ۷۰ تا ۸۰ درجه‌ی سانتیگراد، حرارتی در مشعل‌ها ایجاد می‌شود که دمای آن در حدود ۱۶۵۰ تا ۱۷۵۰ درجه‌ی سانتیگراد است. پس از این‌که حرارت ایجاد شده در تجهیزات اواپراتور، سوپرهیترها، ری هیترها و اکونرمایزر جذب شد، دمای گازهای حاصل از احتراق خروجی از دیگ‌بخار به ۳۰۰ تا ۴۰۰ درجه‌ی سانتیگراد می‌رسد. در نهایت، دمای گاز ورودی به دودکش تقریباً ۱۲۰°C و یا کمی بیش‌تر می‌باشد. به‌عنوان مثال در نیروگاه نکا که از سوخت مازوت یا گاز در مشعل‌ها استفاده می‌شود، دمای گازهای خروجی از دودکش به‌مقدار ۱۲۰°C (در حالت گازسوز) و به‌مقدار ۱۶۰°C (در حالت مازوت‌سوز) می‌باشد و این در حالی است که دمای گازهای حاصل از احتراق قبل از عبور از گرمکن هوا به‌مقدار ۳۰۰°C خواهد بود. به‌عبارت دیگر این گاز با دمای زیاد، با عبور از گرمکن، هوای مکش شده از محیط را گرم می‌کند تا هوای مورد نیاز مشعل‌ها تهیه شود. این هوا (که به‌وسیله‌ی دمپرهایی بر سر مشعل‌ها تنظیم می‌شود) به‌همراه سوخت گرم با فشار زیاد بر سر مشعل‌ها تزریق می‌شود. در سر هر مشعل، سیستم جرقه‌زنی وجود دارد که در حضور عوامل ذکر شده، موجب تشکیل شعله و روشن شدن مشعل می‌شود. زمان جرقه‌زنی حداکثر ۲۰ ثانیه می‌باشد.

۳-۸- والوها[1]

انواع والوهای مورد استفاده در هر نیروگاهی عبارتند از:

الف) والوهای اطمینان[2]: این والوها، هنگامی‌که هیچ جریان بخاری به طرف توربین نباشد و دیگ‌بخار با تمام مشعل‌ها تولید بخار کند، تمام بخار را به بیرون می‌فرستد و موجب می‌شود که فشار دیگ‌بخار از حد معینی تجاوز نکند.

ب) والو اصلی قطع بخار[3]: این والو به‌منظور قطع جریان بخار ارسال شده از دیگ‌بخار به طرف توربین است که در خروجی سوپرهیتر نصب می‌شود. معمولاً برای والو اصلی، یک مسیر بای‌پاس با یک والو کوچک در نظر گرفته می‌شود تا در موقع باز کردن والو اصلی، ابتدا از طریق این مسیر، فشار دو طرف والو متعادل شود و سپس والو اصلی باز گردد.

ج) والوهای تخلیه[4]: این نوع والوها در درام دیگ‌بخار، هدرهای زیرین و نقاط مورد نیاز (به‌منظور خالی کردن مقداری آب که بر اثر تزریق مداوم مواد شیمیایی غلیظ شده است) نصب می‌شوند. همچنین برای تخلیه‌ی کامل آب از قسمت‌های مختلف دیگ‌بخار از قبیل واتر وال[5]، سوپرهیتر، ری هیتر، و اکونومایزر از والوهای درین[6] استفاده می‌شود.

د) والوهای هواگیر یا ونت‌ها[7]: در مواقعی که دیگ‌بخار جهت تعمیر از مدار خارج می‌شود، مقدار زیادی هوا در لوله‌ها و درام وجود دارد که در شروع راه‌اندازی توسط یک سری از والوهای هواگیر، به بیرون رانده می‌شود.

۳-۹- سیستم‌های کنترلی مرتبط با دیگ‌بخار

۳-۹-۱- مقدمه

در نیروگاه‌های بخاری به‌منظور کنترل فرآیندها و فراهم کردن یک سیستم منطقی و

1- Valves
2- Safety Valves
3- Main Steam Stop Valve
4- Blow Down and Drains Valves
5- Water Wall
6- drian Valves
7- Vents

برای کنترل و ارتباط محرک‌های اصلی و کمکی، از سیستم‌های کنترل مختلفی استفاده می‌شود که در ادامه، به اساسی‌ترین حلقه‌های کنترلی می‌پردازیم.

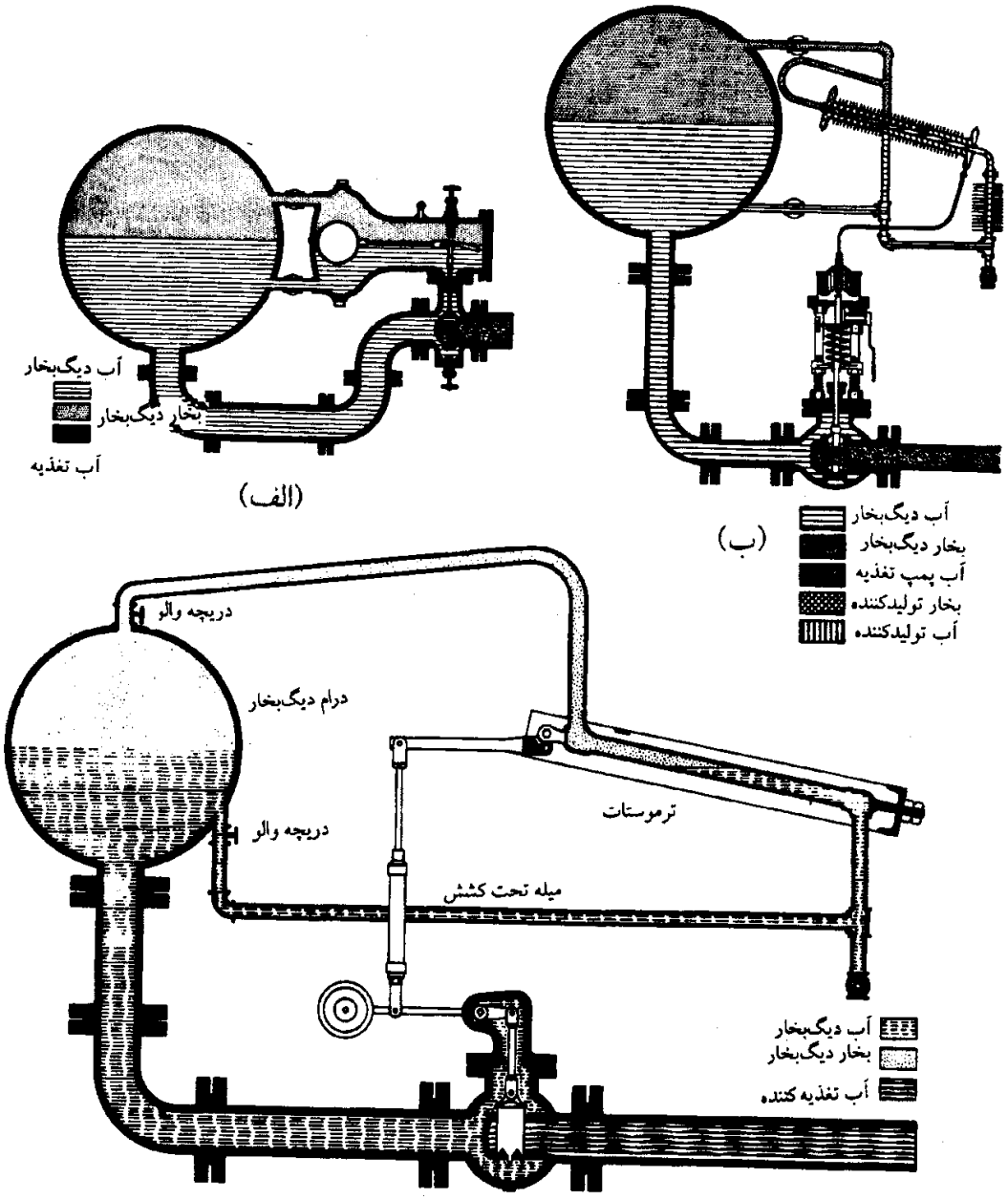
۳-۹-۲- سیستم کنترل آب تغذیه

سیستم تک‌عنصری: در سیستم کنترل تک‌عنصری، از سطح آب موجود در درام نمونه‌گیری می‌شود که با توجه به این سطح، میزان آب تغذیه‌ی سیکل کنترل می‌شود. در صورتی که تغییر نسبتاً آرامی در بار توربین ایجاد شود، میزان بخار مورد نیاز و بالطبع، سطح آب درام تغییر می‌کند که با حس کردن این سطح، می‌توان میزان آب ورودی به دیگ‌بخار را تغییر داد. با توجه به این‌که عامل کنترل کننده فقط سطح آب درام است، در نتیجه به آن سیستم کنترل تک عنصری می‌گویند. این نوع سیستم کنترلی بنا به دلایل زیر برای دیگ‌های بخار جدید مناسب نمی‌باشد:

الف) موقعی که بار توربین افزایش ناگهانی می‌یابد، ابتدا فشار دیگ‌بخار افت می‌کند. افت فشار، باعث جوشیدن اضافی آب درام (قبل از آن‌که میزان اشتعال جدید برقرار گردد) می‌شود؛ زیرا آب درام هنوز در حرارت اشباع، مطابق با فشار اولیه است. آب در این حالت، میل به تبخیر ناگهانی (یا تبدیل لحظه‌ای به بخار) دارد. افزایش جوشش آب باعث می‌شود تا بخار بیش‌تری در لوله‌های آب محبوس بماند که این مسأله باعث افزایش کاذب سطح آب درام می‌شود. در نتیجه سیستم کنترل، سوپاپ آب تغذیه را می‌بندد، در حالی‌که باید آن را باز کند.

ب) موقعی که یک کاهش ناگهانی در مقدار بار رخ می‌دهد، حباب‌های کمتری تولید می‌شود و سطح آب، پایین می‌آید که در این حالت، عکس حالت (الف) اتفاق می‌افتد.

برای رفع مشکلات فوق باید از سیستم دو عنصری استفاده نمود. در شکل (۳-۱۰) سیستم تک‌عنصری نشان داده شده است که سیگنال خروجی بلوک کنترلی به تنظیم‌کننده‌ی سرعت پمپ آب تغذیه ارسال گردیده است. همچنین در شکل (۳-۲۴) سیستم کنترل تک‌عنصری به سه روش مختلف نشان داده شده است. در طرح (الف)، کنترل بر اساس یک سطح شناور می‌باشد ولی در طرح (ب)، تنظیم آب تغذیه بر اساس خواص ترمودینامیکی انبساط و انقباض سیّالات می‌باشد. همچنین در طرح (ج)، کنترل آب تغذیه به‌وسیله‌ی انبساط و انقباض یک تیوپ لاستیکی مخصوص انجام می‌شود.

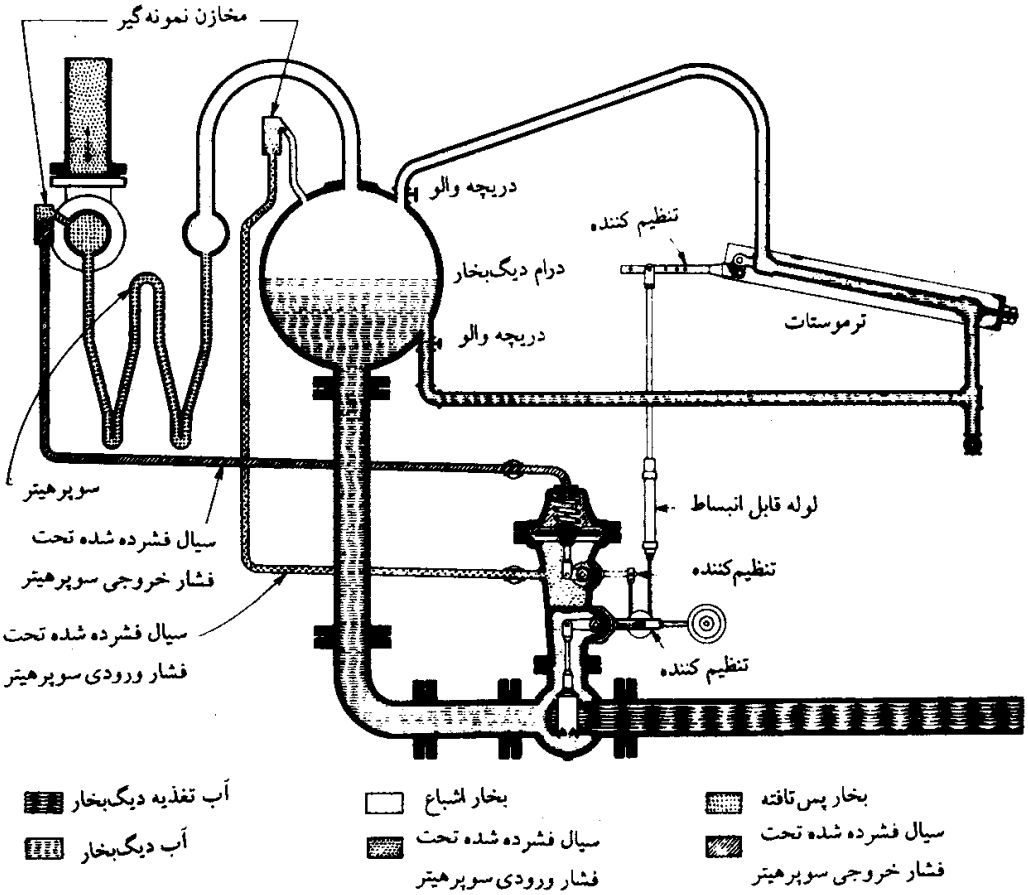


شکل (۳-۲۴): سیستم کنترل تک‌عنصری، الف) براساس یک سطح شناور؛ ب) براساس خواص ترمودینامیکی سیّالات؛ ج) براساس خواص ترمودینامیکی تیوپ لاستیکی [۳]

سیستم دو عنصری : در این سیستم، علاوه بر عنصر سطح آب درام، از عنصر ثانوی کنترلی دیگری که بر اساس جریان بخار دیگ است، استفاده می‌شود. شکل (۳-۲۵) این نوع سیستم کنترل دو عنصری را که به‌نام فلوماتیک کوپیس[1] است، نشان می‌دهد.

عنصر سطح آب درام شامل یک لوله‌ی شیب‌دار است که انتهای فوقانی آن به قسمت

[1]- Copes Flowmatic



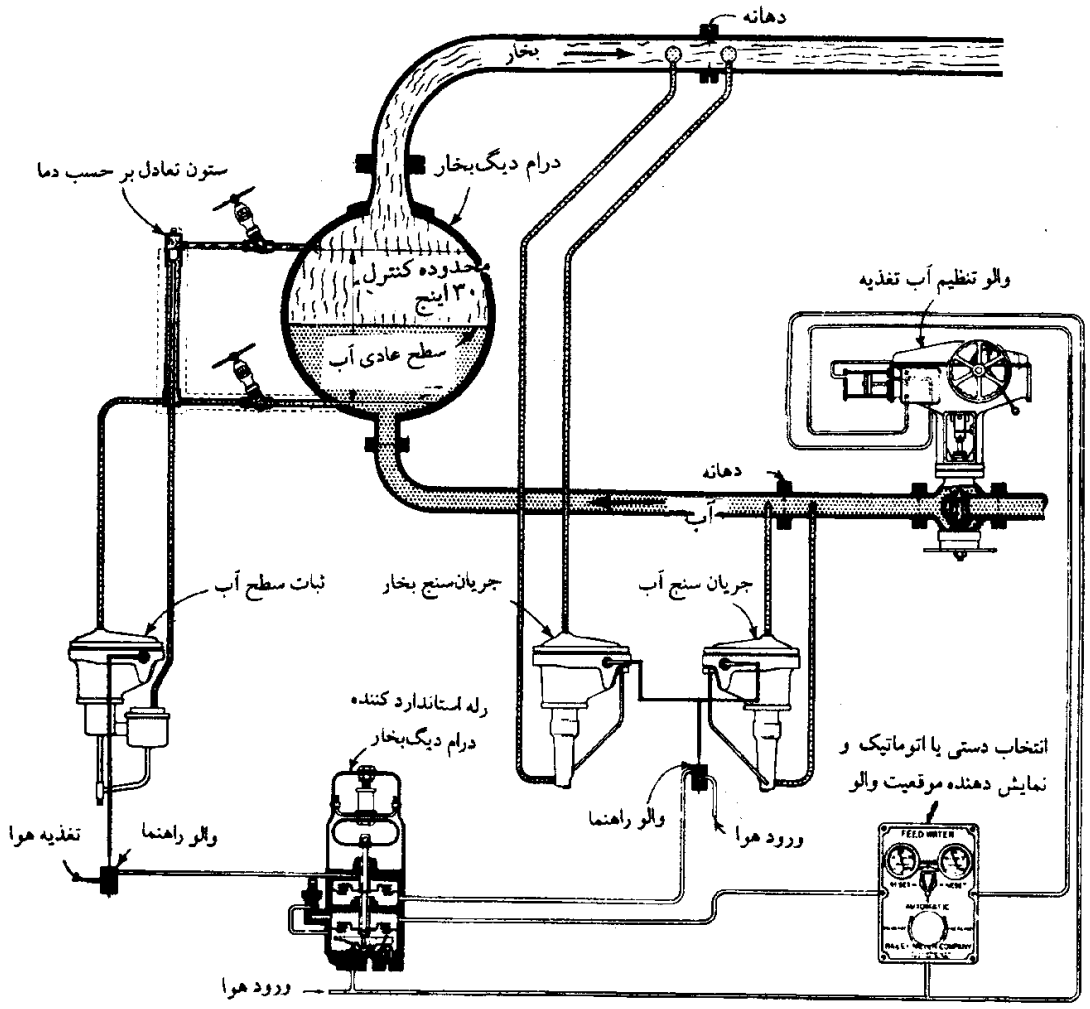
شکل (۳-۲۵): سیستم کنترل دو عنصری آب تغذیه‌ی دیگ‌بخار [۴]

بالای درام، و انتهای تحتانی آن به قسمت تحتانی درام متصل می‌شود (مانند لوله‌ی شیشه‌ای). لذا آب در لوله به پیروی از سطح آب درام بالا و پایین خواهد رفت. موقعی که سطح آب در لوله پایین می‌آید، مقدار بخار، زیادتر از آب شده و باعث می‌شود که لوله به‌علت حرارت زیاد، منبسط شود. موقعی که سطح آب در لوله بالا می‌رود، اثر خنک‌کنندگی آن باعث انقباض لوله می‌شود. حرکات این لوله به‌وسیله‌ی یک اهرم و میله به سوپاپ کنترل آب تغذیه منتقل می‌شود که بر اساس این حرکات، سوپاپ فوق باز و بسته می‌شود. لازم به‌ذکر است که لوله‌ی مایل و اجزای مرتبط با آن، باید در معرض هوای اتمسفر باشد تا هوای محیط آب، لوله را تا زیر درجه حرارت اشباع، خنک کند.

عنصر دوم کنترل، طوری طرح شده است که سوپاپ کنترل آب تغذیه را بر اساس بار دیگ‌بخار تنظیم می‌کند. لوله‌ها به هدرهای ورودی و خروجی سوپرهیتر متصل شده‌اند و اختلاف فشار دو سوپرهیتر بر یک دیافراگم وارد می‌شود که این فشار به‌نوبه‌ی خود از

دیافراگم به یک فنر اعمال می‌شود. کار این دیافراگم، کنترل بار دیگ‌بخار است. اختلاف فشار دو سوپرهیتر را (چنان‌چه بار افزایش یا کاهش یابد) می‌توان به‌وسیله‌ی یک اهرم و میله، بالا و پایین برد. حرکت دیافراگم تمایل به بستن یا باز کردن سوپاپ کنترل دارد و این حرکت وابسته به افزایش یا کاهش بار دیگ‌بخار است. بازوی سوپاپ تغذیه از طرف یک زنجیر و یک چرخک هرزگرد[1] به میله‌های دو عنصر کنترل مرتبط است. لذا موقعیت سوپاپ کنترل آب تغذیه، منتجه‌ی حرکات دو عنصر کنترل می‌باشد.

سیستم کنترل سه عنصری: در این نوع، علاوه بر دو عنصر کنترلی قبلی، جریان آب تغذیه به دیگ‌بخار نیز به‌عنوان عنصر سوم در نظر گرفته می‌شود. شکل (۳-۲۶) طرح سیستم کنترل سه عنصری را نشان می‌دهد.



شکل (۳-۲۶): سیستم کنترل سه عنصری آب تغذیه‌ی دیگ‌بخار [۴]

[1]- Idle Sprocket

جریان بخار، بر اساس اختلاف فشار دو طرف یک روزنه[1] و به‌وسیله‌ی یک جریان‌سنج بخار اندازه گرفته می‌شود. به‌طور مشابه، جریان آب نیز بر اساس اختلاف فشار دو طرف یک روزنه اندازه گرفته می‌شود و سطح آب به‌وسیله‌ی یک ثبّات سطح آب، کنترل می‌گردد. سپس از طریق یک سیستم هوای فشرده، فرمان‌های حاصل از سه عنصر کنترل فوق به‌وسیله‌ی یک رله‌ی استاندارد کننده، جمع می‌شود تا منتجّه‌ی حرکات به سوپاپ کنترل آب تغذیه داده شود. این نوع تنظیم کننده در عمل، خیلی سریع و حساس است و معمولاً بر روی دیگ‌های بخار با ظرفیت بالا نصب می‌شود.

۳-۹-۳- سیستم کنترل درجه حرارت بخار

درجه حرارت بخاری که امروزه در دیگ‌بخار نیروگاه‌ها به‌کار برده می‌شود، نزدیک به درجه حرارت ذوب فلزات لوله‌های سوپرهیتر، هدرها، لوله‌های اصلی بخار و پره‌های توربین فشار قوی است. افزایش بسیار زیاد درجه حرارت بخار بالای مقدار مطلوب، می‌تواند خطرناک باشد و باید درجه حرارت بخار به‌طور مطلوبی کنترل شود.

درجه حرارت سوپرهیتر بستگی به اندازه و موقعیت آن (نسبت به جریان گازهای حاصل از احتراق) دارد. همچنین به مقدار سطح جذب حرارت توسط سوپرهیتر نیز بستگی دارد. به‌منظور کنترل درجه حرارت سوپرهیتر از راه‌های زیراستفاده می‌شود:

الف) منحرف کردن یا بای‌پس[2] نمودن گازهای حاصل از احتراق: با ایجاد گذرگاه‌های فرعی گاز و نصب دمپرهای مناسب در دهانه‌ی خروجی دیگ‌بخار، می‌توان در موقعی‌که درجه حرارت بخار در سوپرهیتر خیلی بالاست، قسمتی از گازها را بای‌پاس نمود (از گذرگاه فرعی عبور داد) تا با سوپرهیتر برخورد نداشته باشد. با تنظیم این دمپرها به‌صورت دستی یا اتوماتیک می‌توان درجه حرارت را به‌خوبی کنترل نمود. این روش در شکل (۳-۱۰) در دهانه‌ی خروجی دیگ‌بخار نشان داده شده است.

ب) استفاده از دی‌سوپرهیتر غیر تماسی: با تقسیم سوپرهیترها به سوپرهیترهای اولیه و ثانویه، و نصب دی‌سوپرهیتر در میان آن‌ها می‌توان درجه حرارت بخار خروجی از آن‌ها را

---

[1]- Orifice
[2]- By Pass

کنترل نمود. این کار با کم و زیاد کردن بخار عبوری از دی‌سوپرهیتر امکان‌پذیر خواهد بود. با این کار، درجه‌ی دی‌سوپرهیت[1] کنترل می‌شود. شیرها و سوپاپ‌هایی که درجه‌ی دی‌سوپرهیت را تنظیم می‌کنند، ممکن است به‌صورت دستی یا اتوماتیک کنترل شوند.

ج) استفاده از دی‌سوپرهیتر تماسی[2]: این نوع دی‌سوپرهیتر، مقدار کنترل شده‌ای از آب تغذیه را به داخل بخار داغ (پس‌تافته) می‌پاشد و به این طریق، درجه حرارت آن را پایین می‌آورد. در شکل (۳-۱۰) از دی‌سوپرهیتر تماسی استفاده شده است که با کنترل آب تغذیه‌ی پاششی به بخار پس‌تافته ما بین دو سوپرهیتر (توسط یک بلوک کنترلی)، دمای بخار کنترل می‌شود. در نیروگاه‌های شهید محمد منتظر قائم و شهید سلیمی نکا از این نوع سیستم کنترلی استفاده می‌شود.

د) تغییر میزان جریان دادن مجدد گازهای حاصل از احتراق: این کار که توسط فن گردش گاز (فن GR) صورت می‌گیرد، قابلیت کنترل درجه حرارت بخار را ایجاد می‌کند. البته از این روش کنترلی در همه‌ی نیروگاه‌های بخاری استفاده نمی‌شود. همچنین معمولاً تعداد این فن‌ها دو عدد می‌باشد. به‌عنوان نمونه، کاربرد این روش کنترلی را می‌توان در نیروگاه‌های شهید محمد منتظر قائم، شهید رجایی و واحدهای ۳۲۰ مگاواتی نیروگاه اسلام آباد مشاهده نمود.

هـ) تغییرات زاویه‌ی مشعل‌ها: در صورتی‌که امکان تغییر زاویه‌ی مشعل‌ها وجود داشته باشد، می‌توان درجه حرارت بخار را کنترل نمود. این امر بدین صورت امکان‌پذیر است که با تغییر زاویه‌ی مشعل‌ها به سمت بالا، انتقال حرارت به لوله‌های اواپراتور و سوپرهیترها، بیش‌تر از نوع تشعشعی خواهد بود و با کاهش برخورد حرارت به دیواره‌ها، تلفات حرارتی کاهش یافته و دمای بخار، بالاتر می‌رود. بالطبع با تغییر زاویه‌ی مشعل‌ها به سمت پایین، امکان انتقال حرارت به‌صورت تشعشعی کاهش یافته و درصد انتقال حرارت به‌صورت جابه‌جایی افزایش می‌یابد؛ زیرا درصد زیادی از حرارت شعله‌ها به دیواره‌های پایین برخورد می‌نماید. در نتیجه با این کار، دمای سیّال بخار کاهش می‌یابد. البته این روش کنترلی، روش ظریف و دقیقی نمی‌باشد. عموماً در نیروگاه‌ها و در صورت استفاده از این روش کنترلی، حد تغییرات زاویه‌ی مشعل‌ها در حدود $\pm 30^\circ$ می‌باشد (زاویه‌ی مثبت،

---

[1]- Desuperheating
[2]- Spray Desuperheater

معرف تغییر زاویه‌ی مشعل‌ها به‌سمت بالا و زاویه‌ی منفی، برای تغییرات زاویه‌ی مشعل‌ها به طرف پایین است). در نیروگاه شهید منتظر قائم و واحدهای ۳۲۰ مگاواتی نیروگاه اسلام‌آباد از این روش کنترلی استفاده می‌شود.

و) خاموش و روشن کردن مشعل‌های ثانوی: یکی دیگر از راه‌های کنترل درجه حرارت بخار، خاموش و روشن کردن مشعل‌های ثانوی کوره می‌باشد. در صورتی‌که برای بخار سیکل به درجه حرارت بالاتری نیاز داشته باشیم، می‌توان با روشن کردن مشعل‌های اضافی به این هدف نایل شد؛ و بر عکس، با خاموش کردن مشعل‌های اضافی، می‌توان دمای بخار را پایین آورد. البته از این روش در کم‌تر نیروگاهی استفاده می‌شود.

ز) تقسیم کوره به دو قسمت مجزا: با تقسیم کوره به چند قسمت، امکان کنترل هر چه بیش‌تر گازهای حاصل از احتراق عبوری از تجهیزات داخل قسمت‌های کوره به‌وجود می‌آید. در نتیجه امکان هر چه بیش‌تر کنترل نمودن دمای بخار سیکل فراهم می‌گردد. البته در اکثر نیروگاه‌ها، حداکثر تقسیم‌بندی کوره به دو قسمت انجام می‌شود.

۳-۹-۴- کنترل فشار بخار

اگر فشار بخار در والو اصلی توربین پایین بیاید و کم‌تر از مقدار مورد نظر باشد، باعث افزایش در مصرف بخار توربین می‌شود. بنابراین برای حفظ بازده‌ی سیکل، باید فشار بخار را در مقدار طراحی شده ثابت نگه داشت. این کار با اندازه‌گیری فشار بخار توسط فشارسنج قابل انجام است. این فشارسنج در محوطه‌ی دیگ‌بخار نصب می‌شود. با تغییر فشار اندازه‌گیری شده نسبت به فشار مورد نظر، می‌توان میزان بخار خروجی از دیگ‌بخار را تنظیم نمود.

۳-۹-۵- کنترل سیستم احتراق

در این سیستم کنترلی، مقدار سوخت و هوای لازم برای احتراق به‌طور جداگانه کنترل و برای هر یک از مشعل‌ها فرستاده می‌شود. لازم به ذکر است که هوا و سوخت باید دارای نسبت معینی باشند که این نسبت به‌صورت یک منحنی توسط سازنده‌ی دیگ‌بخار داده می‌شود. این منحنی، میزان هوای لازم را برای سوخت‌های مختلف (جهت احتراق کامل)

نشان می‌دهد. بهترین حالت احتراق وقتی است که درصد اکسیژن در داخل کوره صفر باشد؛ یعنی تمام سوخت و هوا به‌طور کامل محترق شود. در نتیجه برای آن‌که منحنی مناسبی را جهت تعیین مقدار هوای لازم در بارهای مختلف داشته باشیم، از طریق تجربی منحنی مورد نظر به‌دست می‌آید تا حول این منحنی به اپراتور اجازه داده می‌شود که هوای اضافی را با توجه به شرایط دیگ‌بخار تغییر دهد. به‌منظور کنترل سیستم احتراق، باید کنترل‌های زیر صورت گیرد:

الف) کنترل هوای مشعل

تغییرات هوای ورودی به مشعل‌ها را می‌توان به دو روش کنترل نمود:

الف) تغییر سرعت فن مکش هوای مشعل‌ها (FD Fan)؛

ب) تغییر میزان باز شدگی دریچه‌های کنترل هوای مشعل‌ها؛

در این دو روش، میزان هوای مورد نیاز با مقدار دبی هوای اندازه‌گیری شده مقایسه می‌شود و اختلاف این دو، از طریق یک کنترل کننده موجب باز و بسته شدن دریچه‌های هوا[1] (به اندازه‌ی مورد لزوم)، و یا تغییر سرعت فن مکش هوای مشعل‌ها می‌شود. شکل (۳-۱۰) نحوه‌ی کنترل میزان هوای ورودی را با تنظیم کننده‌ی سرعت فن مکش هوای مشعل‌ها نشان می‌دهد.

ب) کنترل سوخت مشعل

وقتی تقاضای توربین برای بخار افزایش یابد، فشار سیّال موجود در دیگ‌بخار کم می‌شود؛ بنابر این برای غلبه بر کاهش فشار دیگ‌بخار و باز گرداندن فشار لازم به دیگ‌بخار، باید سوخت بیش‌تری به کوره برسد. به این منظور، همان‌گونه که در شکل (۳-۱۰) نشان داده شده است، با نمونه‌گیری از فشار سیّال بخار و ارسال آن به سیستم کنترل، میزان سوخت مورد نیاز برای مشعل‌ها تعیین می‌گردد.

ج) کنترل فشار محفظه‌ی احتراق

با تغییر و تنظیم دور فن مکش دود، می‌توان میزان فشار دیگ‌بخار را کنترل نمود. بدین منظور مطابق با شکل (۳-۱۰) با اندازه‌گیری فشار کوره و ارسال آن به بلوک کنترل فشار محفظه‌ی احتراق، سیگنال مناسب برای تغییر دور فن مکش دود مهیا می‌شود.

---

[1]- Air Damper

۳-۱۰- کندانسور

۳-۱۰-۱- مقدمه

بخار سیکل، پس از این‌که کارش را روی توربین انجام داد و حداکثر انرژی‌اش را به پره‌های توربین منتقل نمود، باید دوباره به دیگ‌بخار بر گردانده شود. مقدار بخار خروجی از توربین، بسیار زیاد است و اگر این بخار وارد فضای آزاد شود، از نظر اقتصادی ضرر بزرگی است؛ چرا که همین مقدار آب مقطر دوباره باید تولید شود تا توسط پمپ تغذیه فشار آن زیاد شده و در دیگ‌بخار به آن حرارت داده شود. به‌منظور استفاده‌ی مجدد از بخار خارج شده از توربین، آن را در وسیله‌ای به‌نام کندانسور، تبدیل به مایع اشباع می‌کنند. در واقع، کندانسور بزرگ‌ترین مبدل حرارتی در یک نیروگاه به شمار می‌رود که در آن، بخار خروجی از توربین به‌وسیله‌ی سیّال خنک‌کننده تقطیر می‌شود. در این قسمت، انواع کندانسور، وظایف آن و انواع سیستم‌های خنک‌کنندگی مورد بررسی قرار می‌گیرند.

۳-۱۰-۲- اصول کار و وظایف کندانسور

با توجه به حجم بسیار زیاد بخار خروجی از توربین، امکان این‌که این بخار را توسط پمپ تغذیه به سمت دیگ‌بخار هدایت کنیم، وجود ندارد. لذا لازم است تا بخار را در وسیله‌ای به‌نام کندانسور، تبدیل به مایع نمود تا حجم آن کاهش یابد که در این حالت، پمپاژ کردن آن هم راحت‌تر و با صرفه‌ی اقتصادی بیش‌تری صورت می‌گیرد.

قبلاً در بخش سیکل‌های نیروگاه بخاری، بیان شد که هر چه فشار سیّال خروجی توربین کم‌تر شود، بازده‌ی سیکل افزایش می‌یابد. در این‌گونه موارد، باید فشارخروجی توربین را حتی از فشار اتمسفر نیز کمتر کرد. در این حالت، کندانسور به‌عنوان مخزنی که خلأ در آن ایجاد می‌شود، وجودش لازم است تا هر چه میزان خلأ کندانسور بیش‌تر باشد، بازده‌ی توربین بیش‌تر می‌گردد. به علت تبدیل بخار به آب در کندانسور (که با کاهش حجم همراه است) خلأ ایجاد می‌شود. همچنین هرگونه گاز و حباب‌های هوایی که در سیّال بخار وجود دارد و وارد کندانسور شده است، در اثر عمل تقطیر، در کندانسور آزاد می‌شود و با توجه به مکش هوا در آن، از آب جدا می‌گردد.

۳-۱۰-۳- دستگاه‌های تخلیه‌ی هوا[1]

همان‌گونه که در بخش قبلی بیان نمودیم، به‌منظور عملکرد مناسب کندانسور، باید هوای موجود در داخل کندانسور، تخلیه شده تا فشار موجود در آن به فشار در حد خلأ باقی بماند. بدین منظور در کندانسور، تجهیزاتی به‌نام سیستم‌های تخلیه‌ی هوا منظور می‌شود. در این قسمت، تجهیزات مختلف در تخلیه‌ی هوای کندانسور را بیان می‌کنیم.

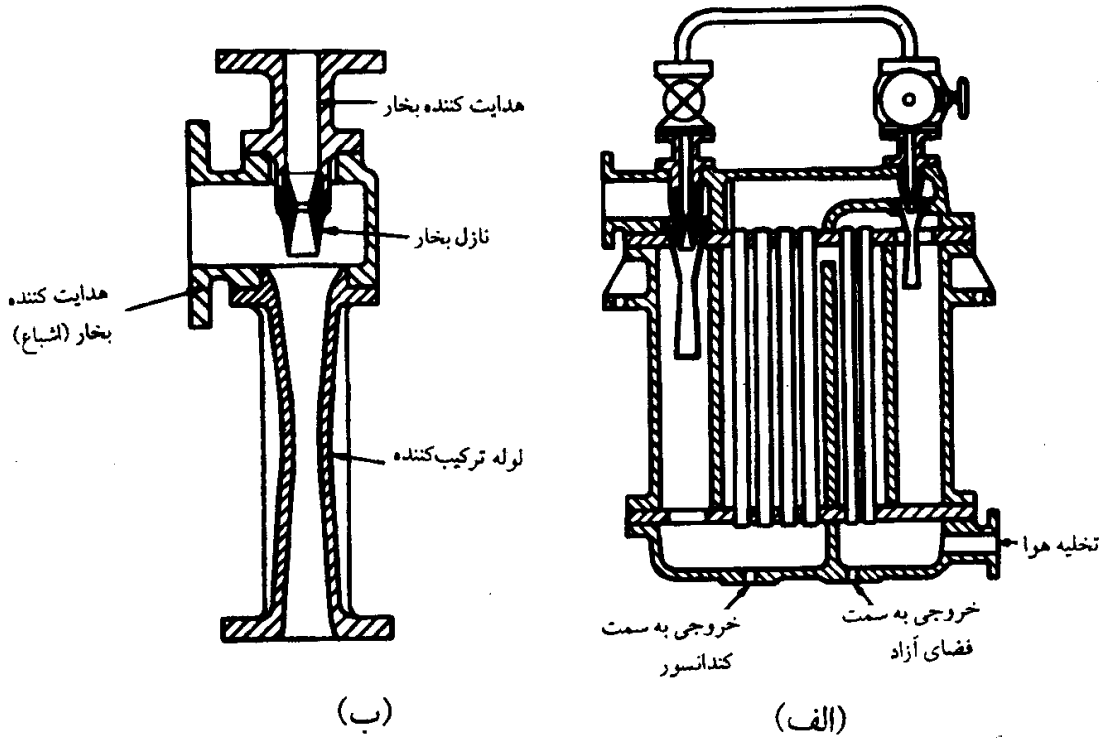
الف) اجکتور هوا[2] (خارج کننده‌ی هوا): در اجکتور هوا با استفاده از یک سیّال مایع یا یک گاز پر فشار (به‌عنوان عامل اصلی)، هوای کندانسور تخلیه می‌شود. ابتدا این عامل از میان یک شیپوره عبور می‌کند تا انرژی پتانسیل آن (انرژی فشاری) تبدیل به انرژی جنبشی (سرعت) شود. سپس این سیّال با سرعت زیاد، هوا و گازهای غیر قابل تقطیر را مکیده و به همراه خود از طریق یک لوله‌ی پخش‌کننده خارج می‌سازد. در لوله‌ی پخش‌کننده، مجدداً انرژی سرعت، تبدیل به انرژی فشاری می‌شود. به‌عنوان مثال در نیروگاه رامین برای تخلیه‌ی هوای کندانسور از سه اجکتور با سیّال آب (یا اجکتور آبی) استفاده می‌شود تا فشار کندانسور در $۰/۰۷۴kg/cm^۲$ باقی بماند.

عامل مناسب دیگری که در اجکتورهای هوا به‌کار می‌رود، سیّال بخار است. در این نوع اجکتورها نیز، بخار با فشار زیاد با عبور از یک یا چند شیپوره منبسط می‌شود و انرژی جنبشی آن افزایش می‌یابد. در اثر این انبساط، هوای داخل کندانسور (که توسط مجرایی به اجکتور مرتبط است) به داخل آن کشیده می‌شود. در خروجی شیپوره‌ها بخار مخلوط با هوا وارد قسمت مبدل اجکتور می‌گردد تا در آنجا، در اثر تماس غیرمستقیم با آب سیکل، بخار مذکور تقطیر شود؛ در نتیجه، هوای همراه با گازهای دیگر (که تقطیر نشدنی هستند) از دریچه‌های مربوطه به محیط خارج فرستاده می‌شود. شکل (۳-۲۷- الف) یک اجکتور اصلی هوا از نوع بخاری دو مرحله‌ای را نشان می‌دهد که هوا را در دو مرحله مجزا از بخار جدا می‌کند. همچنین برای شروع افزایش خلأ، یک اجکتور راه‌اندازی در نظر گرفته می‌شود. اجکتور راه‌انداز از جهت ساختمان و اصول کار، مشابه اجکتور معمولی است که میزان مصرف بخار این نوع اجکتورهای هوا زیاد است و بالطبع، میزان هوایی که

---

[1]- Air Extractian Systems
[2]- Air Ejector

قادر به تخلیه است، زیاد می‌باشد. در شکل (۳-۲۷- ب) یک نوع اجکتور راه‌انداز از نوع بخاری و تک مرحله‌ای نشان داده شده است. به‌عنوان نمونه در نیروگاه شهید رجایی از یک اجکتور راه‌انداز با سیّال بخار استفاده می‌شود که بخار با فشار $14kg/cm^2$ و درجه حرارت $345°C$ وظیفه‌ی تخلیه‌ی هوا را در زمان راه‌اندازی بر عهده دارد. در این نیروگاه، اجکتور اصلی هوا هم از نوع بخاری است که بخار با فشار $14kg/cm^2$ و درجه حرارت $475°C$، وظیفه‌ی خارج سازی هوا به‌مقدار $30,6\ kg/h$ را بر عهده دارد.



شکل (۳-۲۷): اجکتورهای هوا از نوع بخاری، الف) اجکتور اصلی؛ ب) اجکتور راه‌انداز [۳]

لازم به‌ذکر است که اجکتور اصلی برای کار عادی در نظر گرفته می‌شود و دارای یک واحد ذخیره نیز هست. با توجه به این‌که اجکتور اصلی به‌طور دائم در مدار است، لذا نباید بخار خروجی از آن را هدر داد؛ بلکه باید این بخار را توسط یک کندانسور کوچک تقطیر نمود و به کندانسور اصلی برگردانند.

ب) پمپ تخلیه‌ی هوا[1]: اجکتورهای هوا از نوع بخاری، برای واحدهای بزرگ (که با

[1]- Air Extraction Pump

شرایط فشار و درجه حرارت بالای بخار کار می‌کنند) ایده‌آل نیستند؛ زیرا از نظر اقتصادی به‌صرفه نیست که برای مصارف کمکی، بخار موجود در دیگ‌بخار اصلی را کاهش فشار و درجه‌ی حرارت داد. با شرایط معمول، بخار مورد استفاده در اکثر نیروگاه‌های بخاری (فشار در حدود ۱۰۰atm و دمای در حدود ۵۶۶°C)، صورت اقتصادی آن است که برای مصارف کمکی بخار، یک منبع جداگانه که شرایط بخار آن نسبتاً پایین باشد، تهیه شود. در این گونه موارد مناسب است تا برای خلأگیری، به‌جای اجکتور از نوع بخاری، از پمپ هوا استفاده شود. این پمپ‌ها به سه نوع گردشی[1]، رینگ مایع[2]، و هیدرولیک[3] تقسیم می‌شوند.

۳-۱۰-۴- انواع کندانسور از نظر ساختمان قرار گرفتن آن‌ها

کندانسور نیروگاه‌های بخاری را از نظر ساختمان قرار گرفتن آن‌ها به‌صورت زیر تقسیم‌بندی می‌کنند:

الف) کندانسورهای آویزان[4]: در کندانسورهای آویزان، وزن کندانسور توسط تعداد زیادی فنر (که بین پایه و ته کندانسور قرار می‌گیرند) تحمل می‌شود. این فنرها کمک می‌کنند تا کندانسور بتواند لرزش‌های ناشی از توربین و یا ورود بخار به کندانسور و تغییر طول احتمالی را تحمل کند.

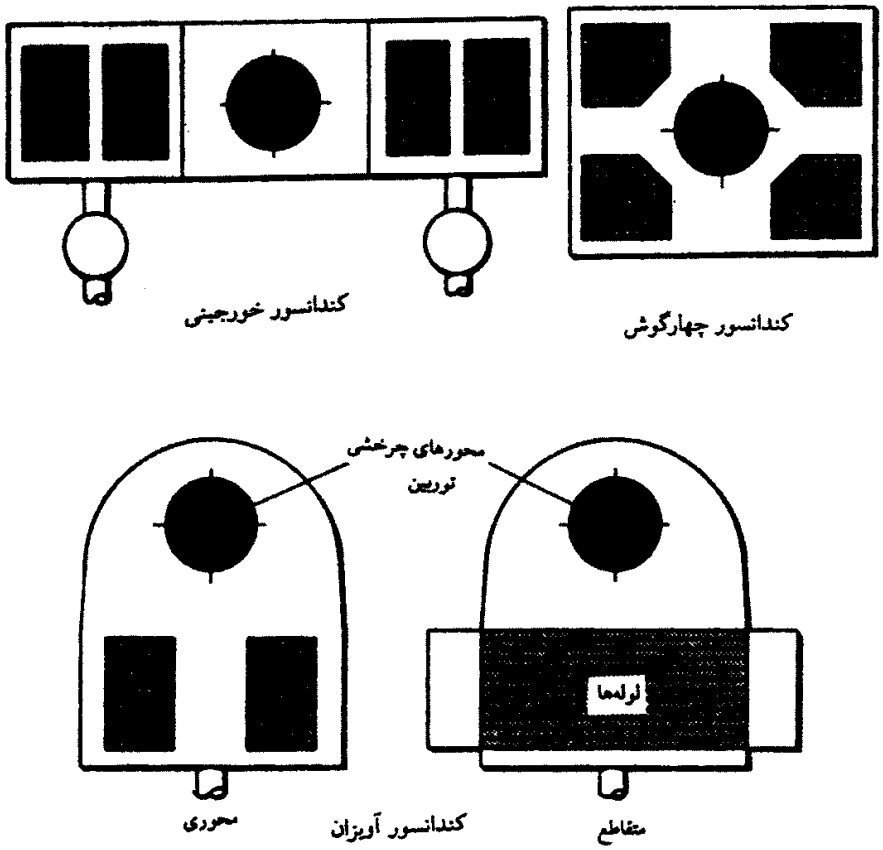
ب) کندانسورهای خورجینی: این نوع کندانسورها به‌صورت دو قسمت جدا از هم در دو طرف سیلندر توربین فشار ضعیف قرار می‌گیرند که به‌طور جداگانه روی پایه‌های خود نگه‌داری می‌شوند.

ج) کندانسورهای چهار کُنج: در این کندانسورها، قسمت‌های چهارگانه کندانسور بر روی اسکلت نگه‌دارنده‌ی توربین توسط پایه‌هایشان سوار شده‌اند.

در دو نوع (ب) و (ج)، چون بخار خروجی از توربین، بلافاصله وارد کندانسور می‌شود، افت فشار کم‌تری در کانال بخار پیش می‌آید. در نتیجه در یک خلأ معین، تبادل حرارتی بهتری صورت می‌گیرد. شکل (۳-۲۸) موقعیت کندانسورهای فوق را در اتصال با توربین فشار ضعیف نشان می‌دهد.

---

[1]- Rotary
[2]- Liquid Ring
[3]- Hydraulic
[4]- Under Slung Condensers



شکل (۳-۲۸): انواع کندانسور از نظر ساختمان قرار گرفتن آن‌ها [۹]

۳-۱۰-۵- انواع کندانسور از نظر خنک‌سازی بخار

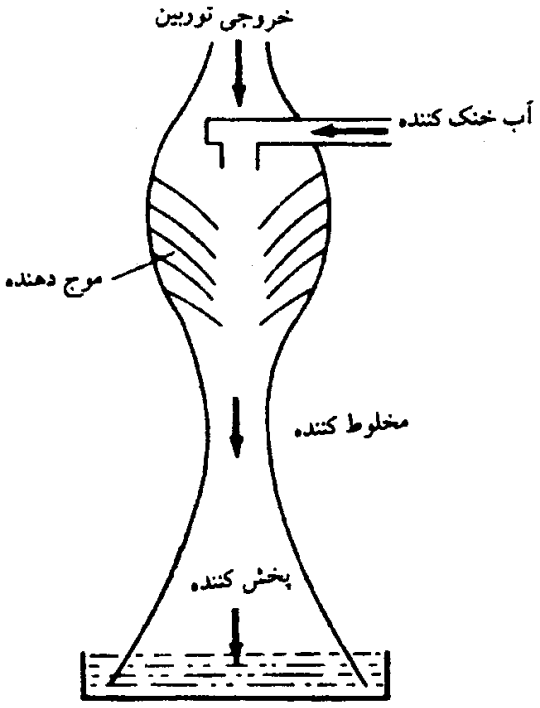
بخار را می‌توان با استفاده از انواع کندانسورهای زیر به آب تبدیل نمود:

الف) کندانسور پاششی[1] (فواره‌ای)

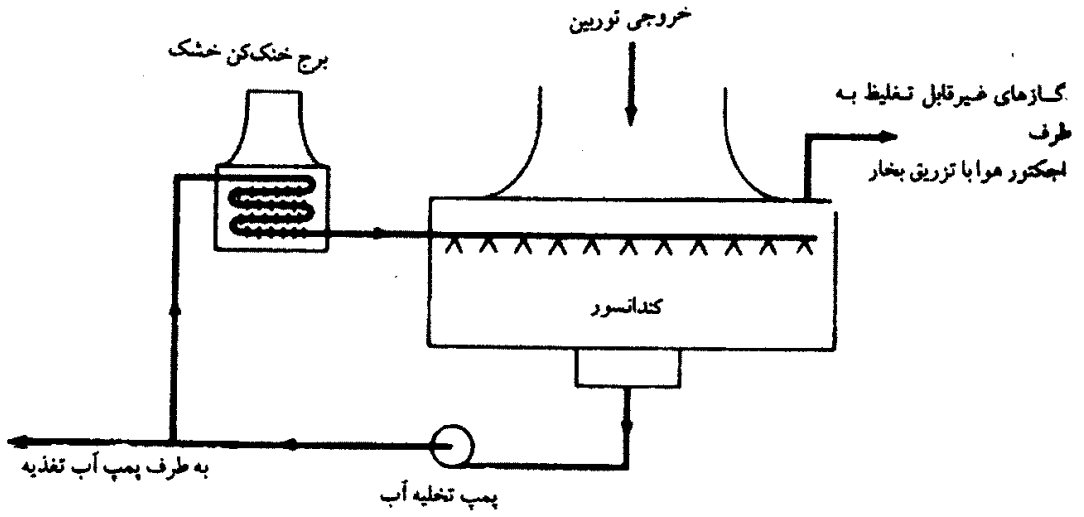
این نوع کندانسور مطابق شکل (۳-۲۹) می‌باشد که از پاشیده شدن مستقیم آب خنک‌کننده و بخار، به داخل یک‌دیگر تشکیل می‌گردد. بخار در این نوع کندانسور، در اثر تماس مستقیم با آب خنک‌کننده، حرارت خود را از دست داده و تقطیر می‌شود. بخاری که در کندانسور به آب تبدیل می‌شود، مجدداً وارد دیگ‌بخار می‌گردد. با توجه به مخلوط شدن مستقیم آب خنک‌کننده و بخار، آب مورد نظر باید از نوع آب مقطر خالص باشد. در نتیجه، مصرف آب مقطر نیروگاه‌های با این نوع کندانسور، بسیار زیاد است که مناسب نمی‌باشد. نمونه‌ای از این نوع کندانسور را می‌توان در نیروگاه‌های شهید محمد منتظری و شهید رجایی مشاهده نمود. بخار ورودی به کندانسور این دو نیروگاه به‌ترتیب ۴۲۰ و ۵۵۶ تن بر

[1]- Jet Type Condenser

ساعت (ton/h) می‌باشد که آب خنک‌کن با دبی‌های $25100 m^3/h$ و $26300 m^3/h$ باعث تبدیل بخار به آب اشباع می‌شود. با این انتقال حرارت، دمای آب ورودی به کندانسور نیروگاه شهید رجایی (که حدود ۴۸°C است) به ۵۹٫۲°C افزایش می‌یابد. در نمونه‌های جدید کندانسورهای پاششی (به‌نام کندانسورهای افشان) آن‌ها را به برج خنک‌کن خشک متصل می‌کنند که در این حالت، برج خنک‌کن به‌صورت یک مبدل حرارتی به‌جای کندانسور مورد استفاده قرار می‌گیرد. این نوع کندانسور در شکل (۳-۳۰) نشان داده شده است.



شکل (۳-۲۹): کندانسور پاششی (فواره‌ای) [۶]



شکل (۳-۳۰): کندانسور پاششی با سیستم خنک‌کنندگی خشک [۶]

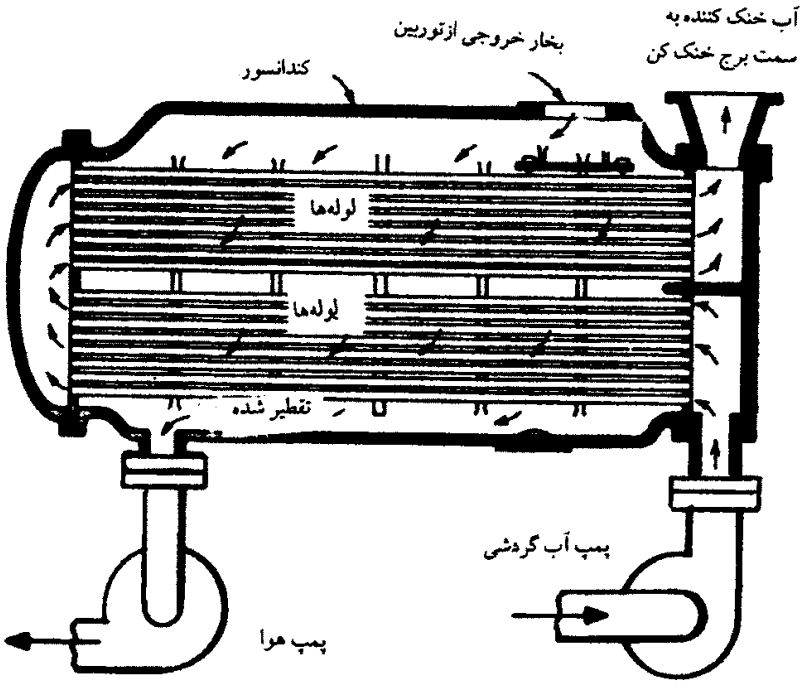
ب) کندانسور سطحی[1]

در این نوع کندانسورها، انتقال حرارت به‌صورت غیرمستقیم است. این بدان معنی است که آب خنک‌کننده از درون لوله‌های متعدد موجود در کندانسور عبور می‌کند و بخار ورودی به کندانسور با برخورد به این لوله‌ها حرارت خود را از دست داده و تبدیل به مایع می‌شود. در این کندانسور، پس از انتقال حرارت غیرمستقیم، بخار تقطیر شده به‌صورت آب مقطر در ته کندانسور جمع می‌شود و سپس توسط پمپ تخلیه به سمت پیش‌گرمکن‌ها هدایت می‌گردد. بیش‌تر کندانسورهای مدرن، از این نوع هستند. طرح این نوع کندانسورها را می‌توان در شکل (۳-۳۱) مشاهده نمود. به‌عنوان مثالی از این نوع کندانسورها، می‌توان به کندانسورهای سطحی نیروگاه اسلام آباد و تبریز اشاره نمود.

در طراحی لوله‌های این نوع کندانسورها باید سه شرط اساسی زیر تأمین شود:

الف) حداکثر سطح لوله‌ها برای تبادل حرارت مهیا شود؛

ب) باید قطر لوله‌ها به‌گونه‌ای طراحی شود که آب در داخل این لوله‌ها به‌طور یکنواخت گرم شود. اگر قطر لوله‌ها زیاد باشد، آب خنک‌کننده در مرکز لوله قادر به جذب حرارت نخواهد بود.



شکل (۳-۳۱): طرح کلی از کندانسور سطحی [۸]

[1]- Surface Condenser

ج) آب خنک‌کننده نباید خیلی گرم شود. این وضع در هنگامی پیش می‌آید که قطر لوله‌ها خیلی کوچک باشد. در این حالت، جریان آب در این لوله‌ها باعث اختلالاتی می‌شود که محدود شدن جریان آب در لوله‌ها را به همراه خواهد داشت.

۳-۱۰-۶- وسایل حفاظتی کندانسور

عموماً اشکال‌های اساسی ایجاد شده در کندانسور به‌صورت افزایش فشار مطلق و یا افزایش سطح آب ظاهر می‌شود، و با توجه به این‌که کندانسور به‌گونه‌ای طراحی می‌شود که قادر به تحمل فشار از داخل نیست، در نتیجه باید از این وضع جلوگیری نمود. همچنین افزایش سطح آب کندانسور، باعث بسته شدن راه خروجی هوا می‌شود و در نتیجه، فشار کندانسور زیاد می‌شود که نهایتاً باعث کاهش کار توربین می‌شود. بدین منظور، تجهیزات زیر جهت حفاظت کندانسور استفاده می‌شود.

۱- نشان دهنده‌ی ارتفاع آب[1]

این آب‌نما از یک لوله‌ی شیشه‌ای مخصوص تشکیل شده است که توسط شیرهایی با بالا و پایین سطح آب کندانسور در ارتباط است (در نتیجه تمام اتصالات آب‌نما، تحت خلأ کندانسور قرار دارد). بر اساس قانون ظروف مرتبط، آب در لوله‌ی شیشه‌ای، معادل سطح آب کندانسور است. البته سطح آب کندانسور را نیز می‌توان توسط دستگاه‌های الکتریکی تعیین نمود؛ ولی مطمئن‌ترین وسیله همان آب‌نمای شیشه‌ای است.

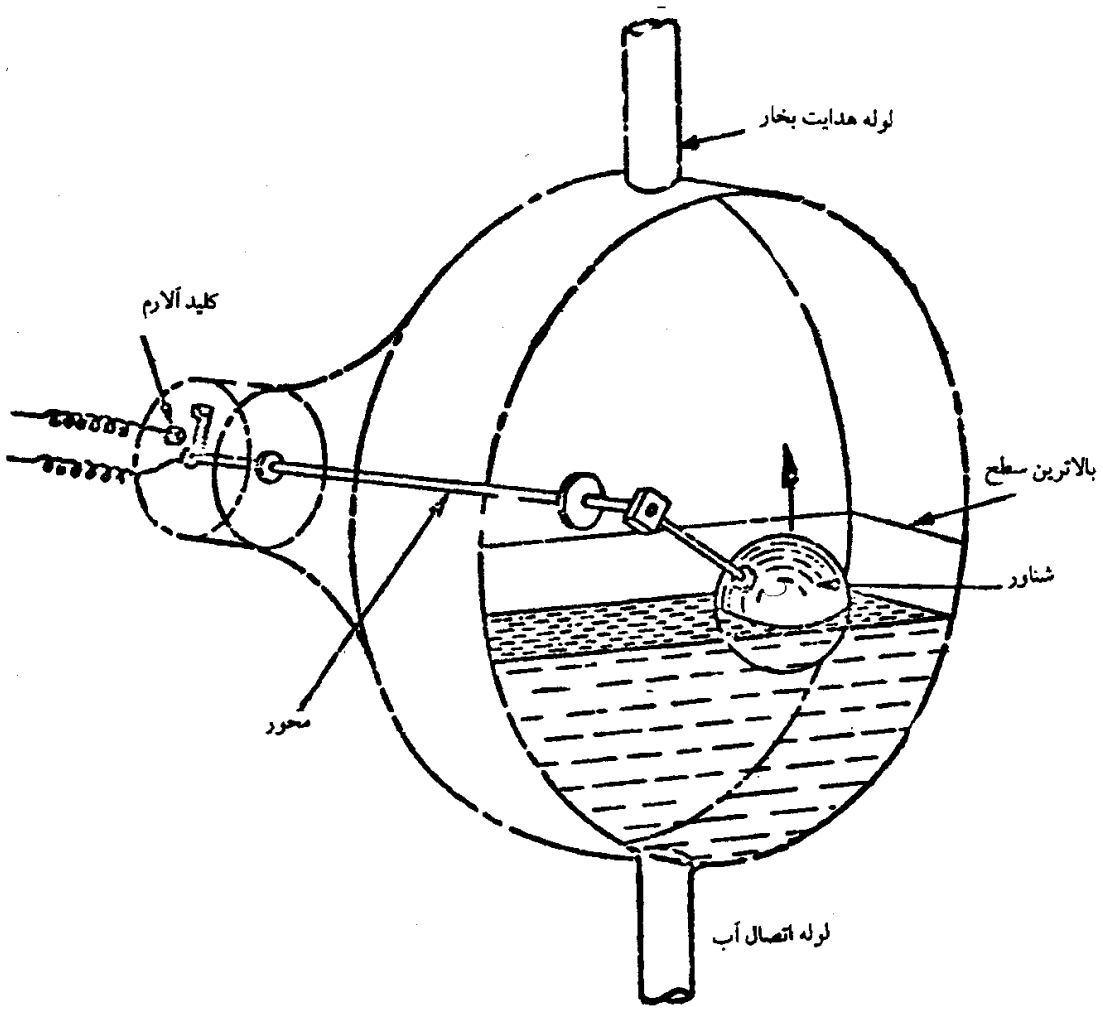
۲- اعلام خطر برای سطح بالا وپایین آب داخل کندانسور

سیستم آلارم سطح آب کندانسور در شکل (۳-۳۲) نشان داده شده است. این دستگاه از یک مخزن فلزی کوچک با دو لوله‌ی رابط (که به بالا و پایین سطح آب کندانسور متصل است) تشکیل شده است؛ به‌گونه‌ای که سطح آب مخزن، همان سطح آب کندانسور می‌باشد. در داخل مخزن، کره‌ی شناوری قرار دارد که به‌وسیله‌ی یک اهرم به یک اتصال الکتریکی مرتبط می‌شود. حال اگر سطح آب از حد مجاز بالاتر یا پایین‌تر رود، اتصال الکتریکی برقرار می‌شود تا زنگ خطری به صدا در آید. همچنین دستگاه دیگری در پایین

---

[1]- Water Level Guage

آمدن سطح آب کندانسور وجود دارد و آن چنین است که اگر سطح آب بسیار پایین آید، پمپ آب مقطر کندانسور[1] از کار بیفتد.



شکل (۳-۳۲): سیستم آلارم سطح آب کندانسور [۸]

۳- شیر اطمینان اتمسفری

این شیر اطمینان به‌گونه‌ای طراحی شده است که وقتی فشار در کندانسور، بالاتر از فشار مطلوب (فشار نزدیک خلأ) باشد، باز می‌شود تا مقدای از بخار موجود در کندانسور خارج شود و در نهایت، فشار داخل کندانسور معادل فشار اتمسفر گردد. معمولاً این حالت هنگامی اتفاق می‌افتد که فشار داخل کندانسور، حدود ۰/۵ اتمسفر بیش‌تر از هوای بیرون باشد.

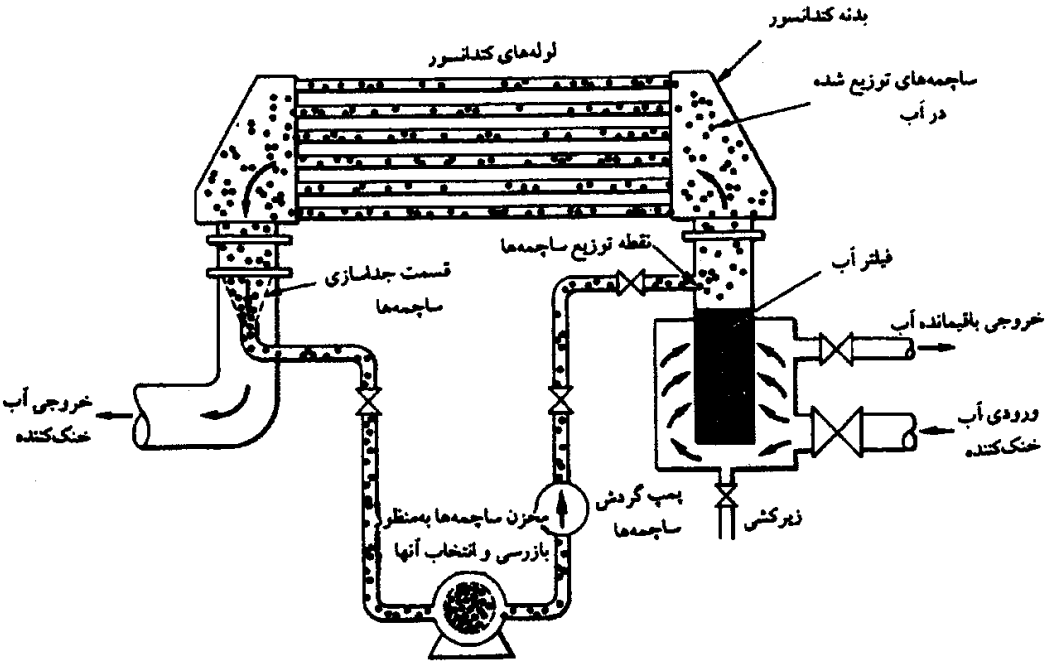
---

[1]- Condenser Pump

۳-۱۰-۷- تمیز کردن کندانسور

با توجه به این‌که آب خنک‌کن موجود در کندانسور، آب مقطر نیست و دارای املاح و ناخالصی‌ها می‌باشد، در نتیجه باید لوله‌های کندانسور را مرتباً تمیز نمود. یکی از راه‌های تمیز کردن لوله‌ها در حین کار کندانسور، تزریق کلر به آب خنک‌کن و در جایی قبل از ورود به کندانسور (معمولاً در تلمبه‌خانه[1]) می‌باشد. این کار باعث می‌شود تا موجودات زنده‌ی آلی که با چسبیدن به لوله، باعث کثیف شدن آن می‌شوند، از بین بروند. این کار معمولاً در هر شیفت کاری انجام می‌شود.

در بعضی از نیروگاه‌ها برای تمیز کردن، از سیستمی به‌نام تپروگ[2] استفاده می‌شود. در این روش، تعداد معینی گلوله‌های پلاستیکی ریز با سطح خارجی زبر، توسط یک پمپ مخصوص در محل قبل از ورود به کندانسور، وارد آب خنک‌کن می‌شود. این گلوله‌ها توسط جریان آب خنک‌کن به داخل لوله‌های کندانسور می‌روند تا کثافات لوله‌ها را پاک کنند. در نهایت، در خروجی لوله‌های کندانسور، این گلوله‌ها جمع می‌شوند. این روش در شکل (۳-۳۳) نشان داده شده است. البته در موقعی که کندانسور از سرویس خارج باشد، می‌توان با باز کردن درپوش‌های لوله‌های کندانسور، آن‌ها را به راحتی تمیز نمود.



شکل (۳-۳۳): سیستم تمیزکنندگی کندانسور در حین کار [۴]

---

[1]- Pump House
[2]- Taprogge

۳-۱۱- سیستم‌های آب گردشی خنک‌کننده‌ی کندانسور

۳-۱۱-۱- مقدمه

با توجه به اینکه دمای سیّال خنک‌کن در کندانسور، با دریافت حرارت از بخار ورودی به کندانسور بالا می‌رود، در نتیجه باید به‌گونه‌ای دمای این آب خنک‌کن پایین آید تا بتوان دوباره از این آب استفاده نمود. راه‌های متنوعی برای خنک کردن این آب وجود دارد. بدین منظور، خنک شدن آب بر دو اصل استوار است:

۱- خنک شدن در اثر اختلاف درجه حرارت؛

۲- خنک شدن در اثر تبخیر؛

اختلاف بین دمای آب خنک‌کن و هوا باعث می‌شود تا آب (که گرم‌تر از هوا است) انرژی حرارتی خود را از دست دهد. البته مقدار انتقال حرارت، بستگی به اختلاف این دو درجه حرارت و سطح تبادل حرارت دارد. مکانیزم خنک شدن در اثر تبخیر، آن است که وقتی آب در معرض جریان هوا قرار می‌گیرد، قسمتی از آن تبخیر می‌شود. البته برای تبخیر شدن آب، نیاز به‌مقداری انرژی است که این انرژی از آب گرفته می‌شود و در نتیجه سیّال آب، خنک می‌شود. میزان این نوع خنک‌کنندگی بستگی به درجه حرارت آب و هوا، میزان جابجایی هوا، تشعشع خورشید، و مهم‌تر از همه رطوبت هوای محیط دارد. هر چه رطوبت نسبی کمتر باشد، درصد تبخیر زیاد می‌شود. بنابراین، استفاده از این اصل در نیروگاه‌های کنار دریا (که رطوبت زیاد است) امکان‌پذیر نیست.

۳-۱۱-۲- انواع سیستم‌های خنک‌کن

سیستم‌های خنک‌کن بر اساس نوع طراحی و شرایط محیطی، اقسام مختلفی دارند که در شکل (۳-۳۴) نشان داده شده است. انواع این سیستم‌ها را می‌توان به‌صورت زیر نام برد:

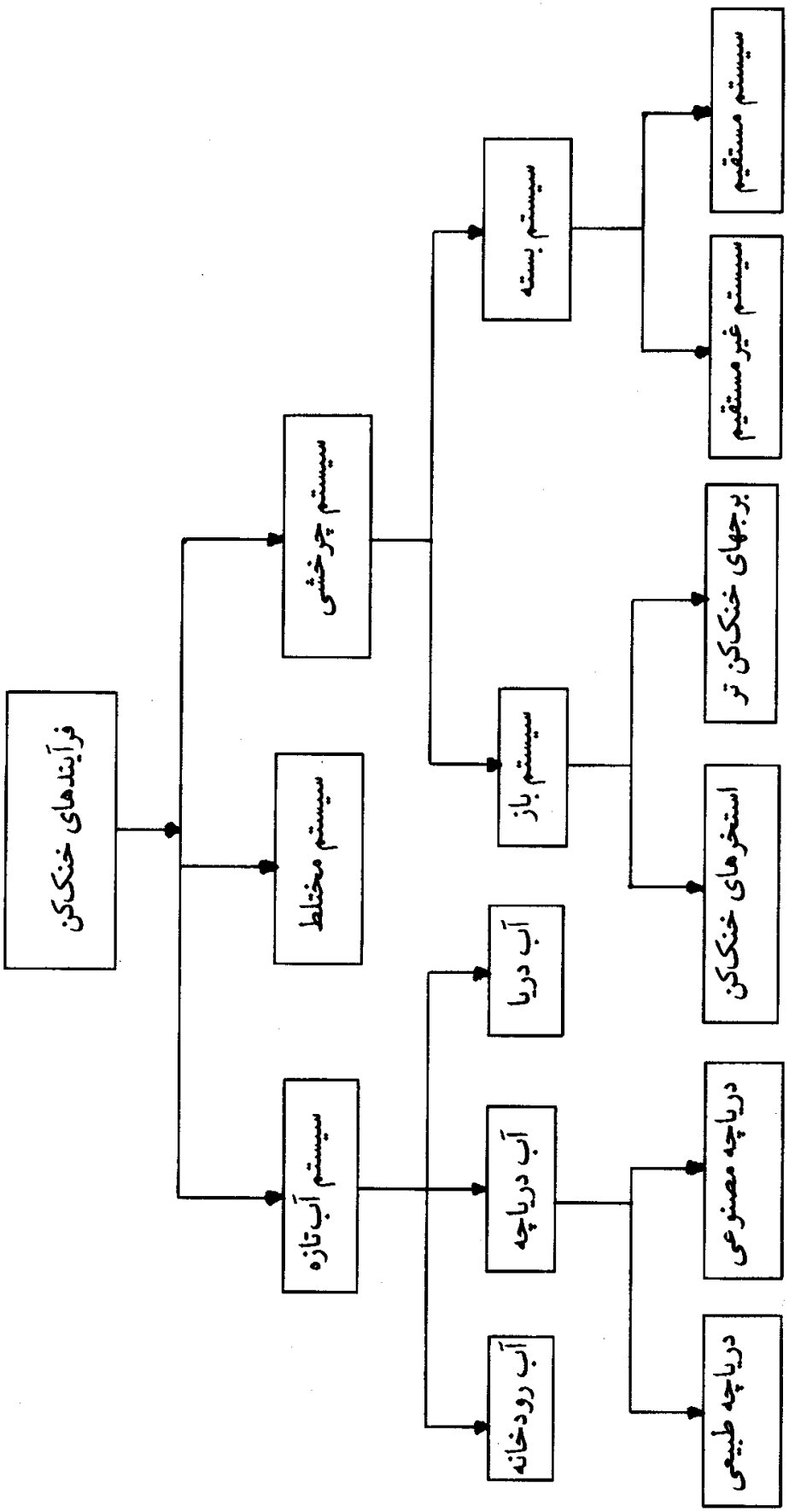
الف) سیستم آب تازه[1] یا یکبار گذر[2]؛

ب) سیستم چرخشی[3]؛

ج) سیستم ترکیبی[4]؛

---

[1]- Fresh Water System
[2]- Once Through
[3]- Recirculating System
[4]- Combined System

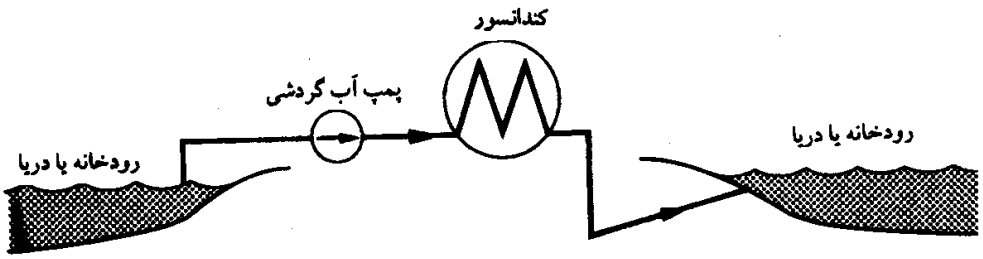


شکل (۳-۳۴): انواع مختلف سیستم‌های خنک کنندگی

اکنون به تشریح هر کدام از این سیستم‌ها خواهیم پرداخت.

۳-۱۱-۳- سیستم یکبار گذر

در این سیستم‌ها، آب خنک‌کن از یک منبع طبیعی آب، مثل دریا، دریاچه‌ی طبیعی یا مصنوعی، و یا رودخانه‌ها گرفته می‌شود و به‌وسیله‌ی پمپ‌های چرخش آب خنک‌کننده به درون لوله‌های کندانسور جریان می‌یابد. این آب، ضمن عبور از این لوله‌ها گرم شده و دوباره به همان منبع، تخلیه می‌شود. فاصله‌ی تخلیه‌ی آب از مکان برداشت آن باید زیاد باشد تا دمای آب بازگشتی به منبع، تأثیری بر دمای آب برداشتی از منبع نداشته باشد. همچنین طراحی سیستم خنک‌کن باید به‌گونه‌ای باشد که دمای آب برگشتی به منبع، مسائل زیست محیطی را برای آبزیان به همراه نداشته باشد. طراحی این سیستم‌ها در شکل (۳-۳۵) نشان داده شده است. به‌عنوان مثال در نیروگاه‌های نکا و بندرعباس که در کنار دریا قرار گرفته‌اند، از سیستم یکبار گذر استفاده می‌شود؛ زیرا آب دریا با دمای مناسب و به‌مقدار کافی در دسترس می‌باشد. در نیروگاه نکا، آب ورودی از دریا با دبی ۵۲۰۰۰ton/h و دمای حدود ۲۱°C وارد کندانسور می‌شود که با دریافت حرارت از بخار خروجی توربین، به آب با دمای ۳۱°C تبدیل می‌گردد.



شکل (۳-۳۵): سیستم یکبار گذر آب خنک‌کنندگی [۴]

۳-۱۱-۴- سیستم چرخشی

سیستم‌های چرخشی را می‌توان به دو نوع زیر تقسیم نمود:

الف) سیستم باز یا فرآیند خنک‌کن تر[1]؛

ب) سیستم بسته یا فرآیند خنک‌کن خشک[2]؛

---

[1]- Wet Cooling System

[2]- Dry Cooling System

اکنون به توضیح هر کدام از این دو سیستم می‌پردازیم.

الف) سیستم باز یا خنک‌کن تر: در این سیستم از دو روش برای خنک کردن سیّال آب استفاده می‌شود.

الف-۱- استخرهای خنک‌کن؛

الف-۲- برج‌های خنک‌کن تر؛

الف-۱- استخرهای خنک‌کن: در واحدهای تولیدی کوچک (که نیاز زیادی به آب خنک کن نیست) از استخرهای بزرگی استفاده می‌شود که آب خنک‌کن پس از عبور از لوله‌های کندانسور و گرم شدن، وارد این استخر می‌شود تا به‌طور طبیعی خنک شود. در صورتی‌که کاهش درجه حرارت به‌طور طبیعی امکان‌پذیر نباشد، از طریق اسپری کردن آب استخر، درجه حرارت آب را کاهش می‌دهند. در این حالت، با پاشش آب استخر به سمت بالای حوضچه و با پخش شدن آب در فضا و برخورد طبیعی آب با هوا، و ریزش دوباره به استخر، آب سریعتر خنک می‌شود.

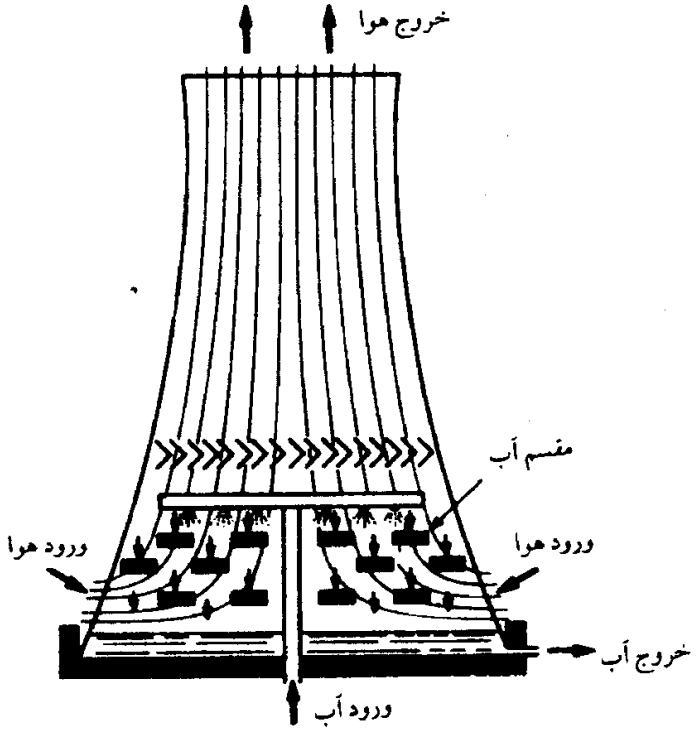
الف-۲- برج‌های خنک‌کن تر: یکی از راه‌های خنک کردن آب خنک‌کن کندانسور، استفاده از برج‌های خنک‌کن تر است. در این برج‌ها، آب پس از ورود به آن به‌وسیله‌ی اسپری شدن به قطرات ریزی تبدیل شده و به طرف پایین برج سرازیر می‌شود. آب اسپری شده با برخورد با هوا و تبخیر شدن خنک شده و به مخزن انتهای برج ریزش می‌کند. در این برج‌ها، درصدی از آب (حدود ۲ درصد) تبخیر می‌شود و مقداری هم با جریان هوا از برج خارج می‌گردد که باید به طریقی، این کمبود آب را جبران نمود. هوایی که در برج، با آب برخورد می‌کند، به دو طریق جریان می‌یابد:

۱- جریان هوا به‌طور طبیعی و با توجه به شکل برج خنک کن[1]: طرح کلی این نوع برج‌ها در شکل (۳-۳۶) قابل مشاهده است. این برج‌ها از چهار قسمت اساسی تشکیل شده‌اند: ۱) قسمت جمع‌آوری قطرات آب[2]؛ ۲) سیستم تقسیم‌کننده‌ی آب[3] (پخش‌کننده)؛ ۳) سیستم تقسیم‌کننده‌ی آب به قطرات ریز[4]؛ ۴) استخر زیر برج[5]. با توجه به آن‌که

---

[1]- Natural Draught Wet Cooling Tower
[2]- Drift Eliminators
[3]- Water Distribution System
[4]- Tricke Packing
[5]- Basin

مهم‌ترین طرح سازه‌ای قابل کاربرد (که در مقابل باد مقاوم باشد و مصالح کمتری هم مصرف کند)، طرح هیپربولیکی می‌باشد، لذا این نوع برج، به‌نام برج هیپربولیک[1] مشهور است. ارتفاع این نوع برج‌ها بسیار زیاد می‌باشد که معمولاً به ۱۲۵ متر، و قطر در پایه تا ۱۰۰ متر هم می‌رسد.



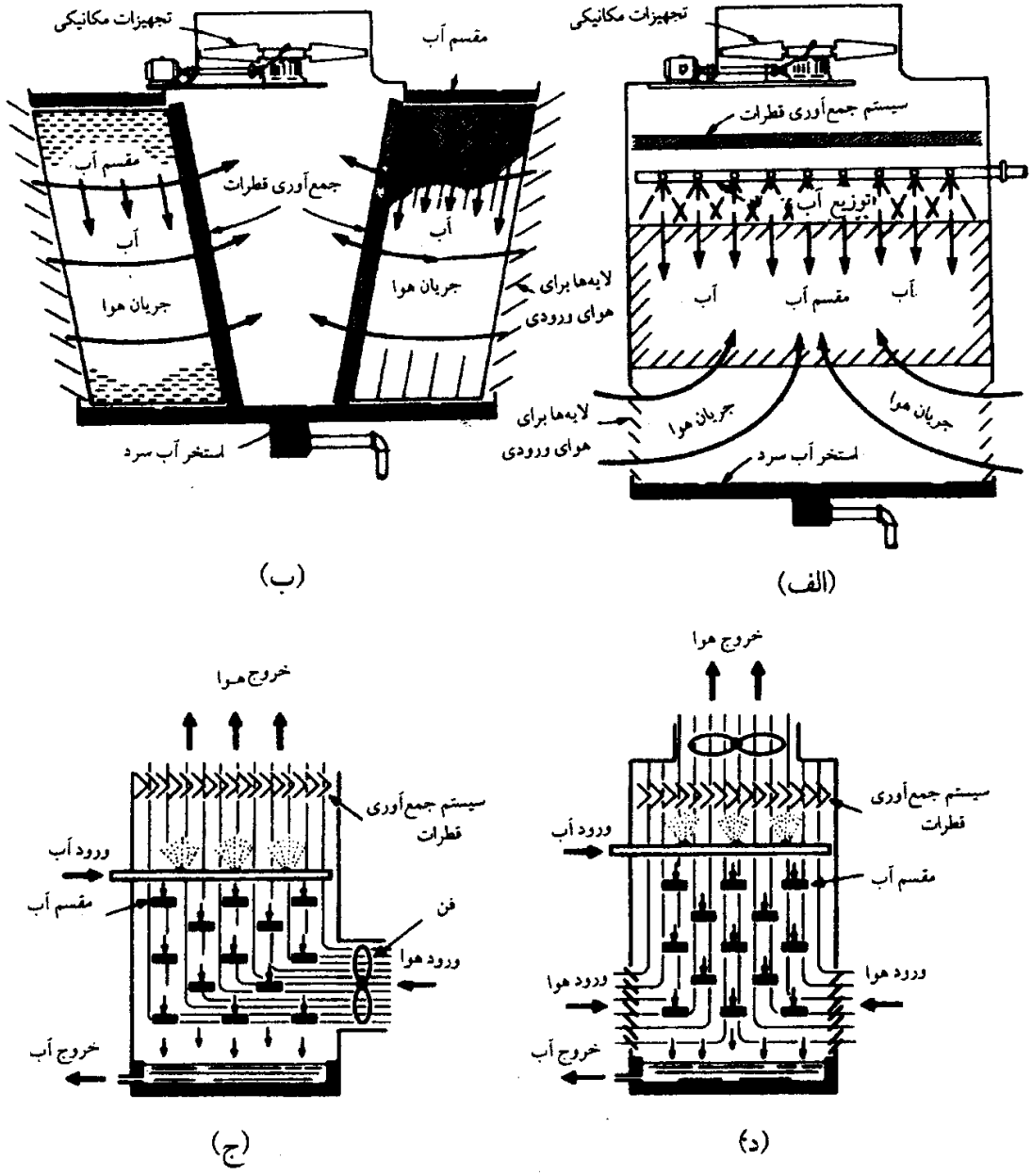
شکل (۳-۳۶): برج خنک‌کن تر با جریان هوای آزاد [۶]

۲- جریان هوا با استفاده از فن‌های نصب شده در بالا یا پایین برج[2]: این نوع برج خنک‌کن در شکل (۳-۳۷) نشان داده شده است. نمونه‌ای از این نوع برج‌های خنک‌کن تر با مسیر جریان هوای اجباری را می‌توان در نیروگاه‌های تبریز و رامین مشاهده نمود.

در شکل (۳-۳۷- الف)، جریان هوا فقط از قسمت پایین برج جریان می‌یابد[3] و در طرح شکل (۳-۳۷- ب)، هوا از تمام قسمت‌های برج به داخل آن جریان می‌یابد[4]. عموماً در نیروگاه‌ها، برج‌های تر از نوع هوای اجباری استفاده می‌شوند؛ زیرا عمل خنک کردن آب به نحو مطلوب‌تری صورت می‌گیرد و همچنین حجم برج خنک‌کن هم کم‌تر می‌شود. با

1- Hyperbolic
2- Mechanical Wet Cooling Tower
3- Counter Flow
4- Cross Flow

توجه به نحوه‌ی طراحی، موقعیت فن می‌تواند در پایین برج[1] و یا در بالای برج[2] باشد که این دو حالت در شکل‌های (۳-۳۷- ج و د) نشان داده شده است. به‌عنوان نمونه در نیروگاه بعثت، برج خنک‌کن تر به‌گونه‌ای است که هوا از قسمت پایین برج وارد می‌شود (مطابق با شکل (۳-۳۷- الف)) و با شش فنی که در بالای هر برج نصب می‌شود، فشار فضای برج کاهش می‌یابد تا عمل خنک‌کنندگی بهتر انجام شود. در این نیروگاه، برای هر



شکل (۳-۳۷): برج خنک‌کن تر با جریان هوای ایجاد شده توسط فن [۶]

[1]- Forced Draught
[2]- Induced Draught

واحد، یک برج خنک‌کن ایجاد شده است. با این تمهیدات، دمای آب ورودی به برج، ۳۷٫۲۲°C (۹۹°F) است که پس از خنک شدن، دمای آن به ۲۵°C (۷۷°F) می‌رسد. در نیروگاه شهید مدحج (زرگان اهواز)، برج خنک‌کن از نوع تر و با اسکلت چوبی می‌باشد که از ۹ قسمت با ۹ فن تشکیل شده است که موقعیت فن‌ها در بالای برج خنک‌کن می‌باشد.

ب) سیستم بسته با برج خنک کن خشک: در این نوع برج خنک‌کن، هوا با آب در تماس نیست؛ بلکه با یک سلسله مبدل‌های حرارتی (که حرارت آب یا بخار را به بیرون منتقل می‌کند) در تماس است. در نتیجه همه گرمای دفع شده از آب گردشی در کندانسور، به‌صورت گرمای محسوس به هوای خنک‌کن داده می‌شود. در سال‌های اخیر، با وجود پایین بودن بازده‌ی این نوع برج‌ها نسبت به برج‌های خنک‌کن تر، از آن‌ها استفاده‌ی زیادی می‌شود؛ زیرا دارای مزایای بسیار زیادی است. این مزایا عبارتند از:

۱- با استفاده از این برج‌ها محل نیروگاه را می‌توان بدون توجه به منابع بزرگ آب انتخاب نمود. این موضوع باعث کاهش هزینه‌ی نیروگاه‌ها می‌شود؛ زیرا در این حالت، می‌توان نیروگاه‌ها را نزدیک منابع سوخت (به‌منظور کاهش هزینه‌ی انتقال انرژی الکتریکی) ایجاد نمود.

۲- توسعه‌ی نیروگاه‌های احداث شده بدون توجه به منابع آب کافی؛

۳- هزینه‌ی نگه‌داری کم‌تر نسبت به برج‌های تر؛ به‌خاطر عدم نیاز به مواد شیمیایی و تمیز کننده‌های برج؛

۴- عدم آلودگی محیط زیست؛

برج‌های خنک‌کن خشک به دو دسته تقسیم می‌شوند:

ب-۱) برج خشک مستقیم[1]؛

ب-۲) برج خشک غیر مستقیم[2]؛

اکنون به توضیح و تشریح هر کدام از این برج‌ها می‌پردازیم.

ب-۱) برج خشک مستقیم

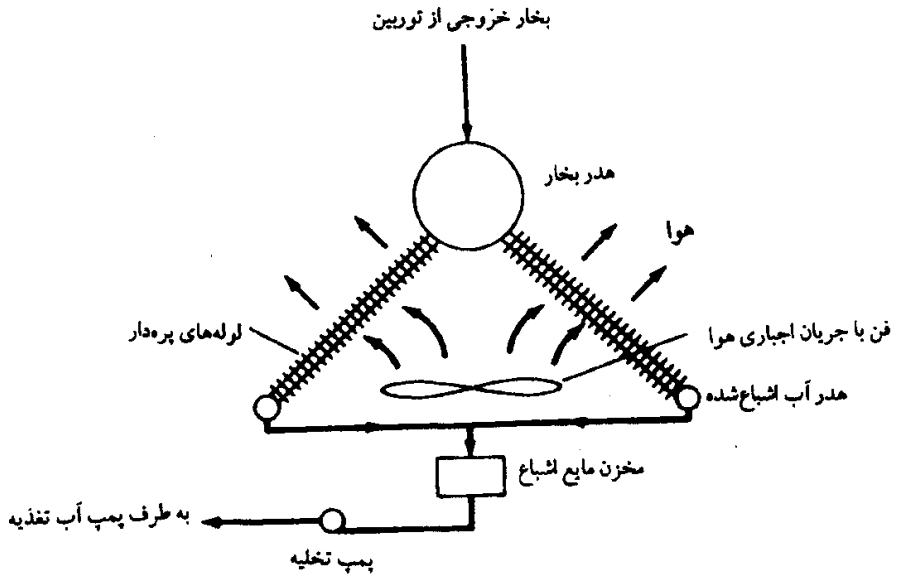
در این نوع سیستم، کندانسور و برج خنک‌کن در هم ادغام می‌شوند و به همین دلیل، به

---

[1]- Direct Dry Cooling Tower or Air Condenser

[2]- Indirect Dry Cooling Tower

این سیستم، کندانسور هوایی هم می‌گویند که در شکل (۳-۳۸) نشان داده شده است. بخار خروجی از توربین از طریق لوله‌های قطور، وارد یک مقسم می‌شود و از آن‌جا وارد تعداد زیادی لوله‌های پره‌دار (که در شکل مذکور، فقط دو سری از این لوله‌ها نشان داده شده است) می‌گردد. این لوله‌ها در برخورد با جریان هوا (به‌صورت طبیعی یا اجباری، که در شکل با استفاده از فن، جریان هوا به‌صورت اجباری است) حرارت موجود در بخار را به سیّال خنک‌کن هوا منتقل می‌کنند. در نتیجه در خروجی این لوله‌ها، بخار خروجی از توربین، تبدیل به مایع اشباع می‌گردد و پس از جمع‌آوری آب در مخزن پایین این لوله‌ها، توسط پمپ تخلیه به سمت پمپ تغذیه‌ی نیروگاه ارسال می‌شود. هزینه‌ی سرمایه‌گذاری سیستم خنک‌کن خشک، از سیستم خنک کن تر بیش‌تر است و فقط در جاهایی که آب به اندازه‌ی کافی در دسترس نیست، استفاده از این سیستم، مقرون به‌صرفه می‌باشد. به‌عنوان مثال، در کشور ایران و در نیروگاه طوس، به‌خاطر عدم دسترسی به آب کافی از کندانسور هوایی استفاده می‌شود که بخار با دبی ۳۶۱ تن در ساعت را با دمای ۹۰°C به مایع اشباع تبدیل می‌کند. در نیروگاه بخاری ایرانشهر هم به‌خاطر شرایط محیطی از این نوع کندانسور استفاده می‌شود.

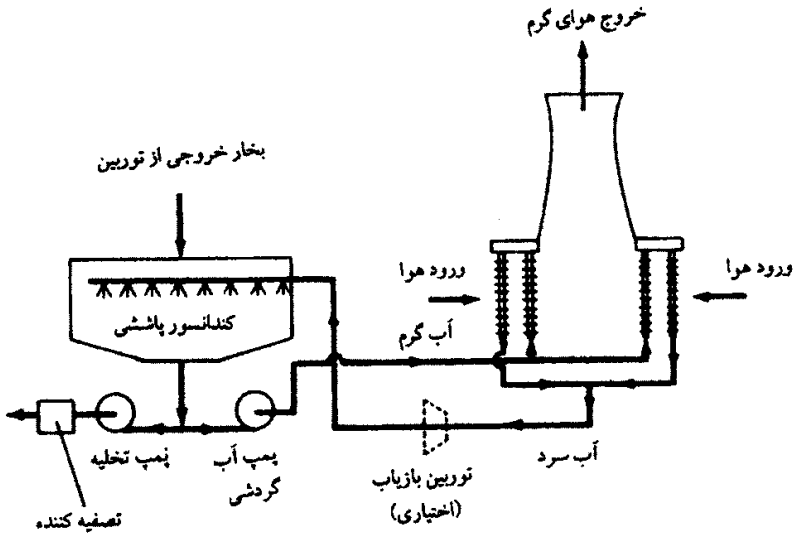


شکل (۳-۳۸): طرحواره‌ی یک برج خنک‌کن خشک مستقیم [۷]

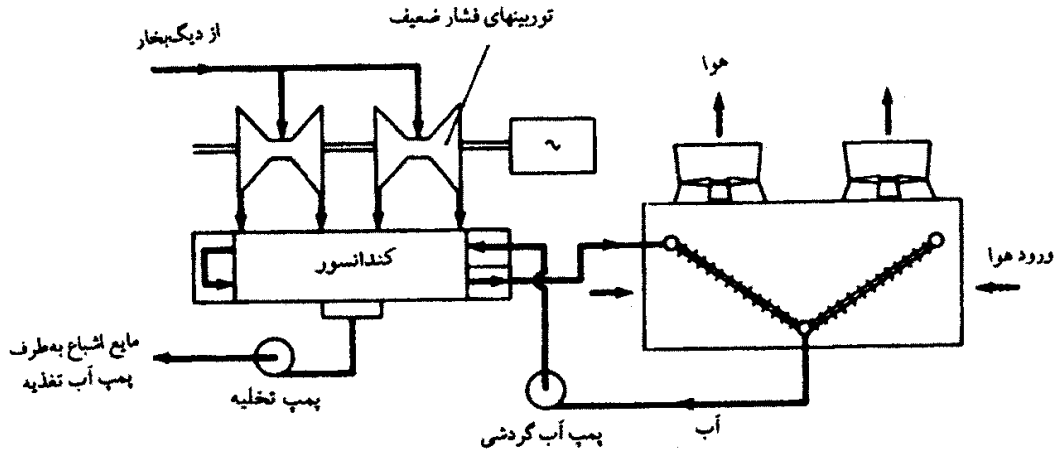
ب-۲) برج خشک غیر مستقیم

در این روش، آب خروجی از کندانسور به طرف برج‌های خنک‌کن می‌رود و در آن‌جا با عبور از لوله‌های پره‌دار به‌وسیله‌ی جریان هوا خنک می‌شود. این برج‌ها می‌توانند از نوع

جریان طبیعی هوا یا از نوع جریان مکشی هوا (با استفاده از فن‌های برج) باشند. سپس آب خنک‌کن خارج شده از برج خنک‌کن، به طرف کندانسور می‌رود. معمولاً در برج‌های خشک، کندانسور از نوع پاششی[1] می‌باشد که آب خنک شده مستقیماً روی بخار خروجی از توربین پاشیده می‌شود. طرح کلی این نوع برج در شکل (۳-۳۹) نشان داده شده است. نیروگاه‌های شهید محمد منتظری اصفهان و شهید رجایی قزوین دارای برج خشک غیر مستقیم با کندانسور پاششی هستند. در برج خشک غیر مستقیم نیروگاه شهید رجایی، آب



(الف)



(ب)

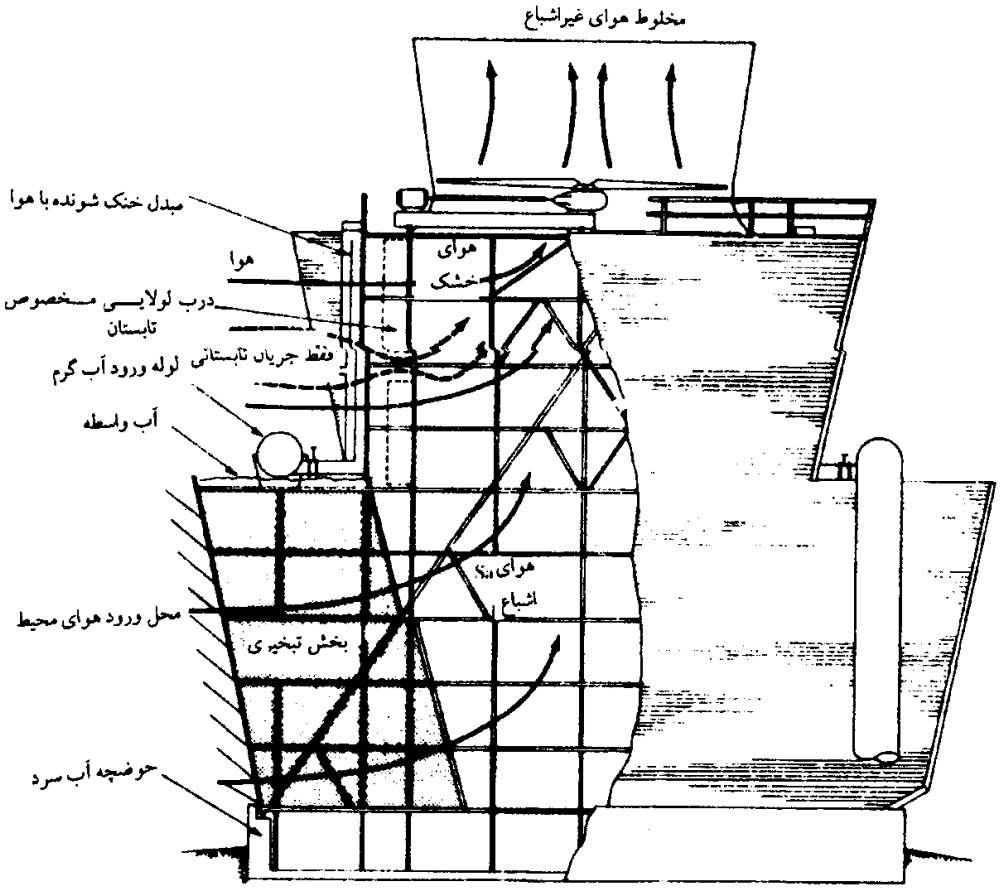
شکل (۳-۳۹): طرحی از برج خنک‌کن خشک غیر مستقیم با دو نوع کندانسور، الف) کندانسور پاششی؛ ب) کندانسور سطحی [۷]

[1]- Jet Condenser

گرم با دمای ۵۹°C و دبی ۲۶۳۰۰m^3/h وارد می‌شود و پس از انتقال حرارت با هوا، به آب با دمای ۴۸°C تبدیل می‌گردد. قطر پایه‌ی این برج برابر ۱۱۸/۲ متر و قطر دهانه‌ی خروجی، ۶۴ متر و ارتفاع برج، ۱۵۰ متر می‌باشد.

۳-۱۱-۵- سیستم ترکیبی

با توجه به نیاز به آب در برج‌های خنک‌کن تر، و به‌منظور افزایش بازده‌ی سیستم‌های خنک‌کن، استفاده از سیستم‌های ترکیبی خنک‌کن، کاربرد زیادی پیدا کرده است. یکی از مهم‌ترین سیستم‌های ترکیبی، سیستم برج خنک‌کن تر و خشک است. در برج‌های تر، مقداری از آب خنک‌کن تلف می‌شود (این موضوع ناشی از تبخیر، انتقال به همراه هوا، و تخلیه صورت می‌گیرد) و همچنین ستون بخار بالای برج ایجاد می‌شود. به‌علاوه در برج‌های خشک، عملکرد نیروگاه در هوای گرم، افت پیدا می‌کند. با استفاده از برج خنک‌کن تر و خشک، اثرات سوء مذکور کاهش می‌یابد. در این نوع برج، دو مسیر موازی برای جریان هوا و آب وجود دارد که در شکل (۳-۴۰) نشان داده شده است.



شکل (۳-۴۰): برج خنک‌کن تر و خشک با فن مکش هوا [۹]

فصل چهارم

نیروگاه‌های گازی و چرخه‌ترکیبی

۴-۱- مقدمه

همان‌گونه که قبلاً گفته شد، یکی دیگر از نیروگاه‌های کاربردی در شبکه‌های قدرت، نیروگاه‌های گازی می‌باشد که در کشور ما سهم کمی از تولید را (در حدود ۳۲٫۹٪ کل تولید در سال ۱۳۸۵) بر عهده دارند. سیال این نیروگاه‌ها که بر پایه‌ی یک سیکل باز است، هوای محیط می‌باشد. تجهیزات اساسی این سیکل، کمپرسور، محفظه‌ی احتراق، و توربین می‌باشد که نسبت به نیروگاه‌های بخاری بسیار کم است. این نوع نیروگاه‌ها بیش‌تر در بار پیک شبکه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند. تعداد نیروگاه‌های گازی موجود در کشور ما بسیار زیاد است که از مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به واحدهای گازی ری، سنندج، جنوب اصفهان، بوشهر، شیروان، شیراز، چابهار، شریعتی، مشهد و شهید سلیمی نکا اشاره نمود. در جدول (۴-۱) مشخصات تولیدی نیروگاه‌های گازی کشورمان در سال ۱۳۸۵ ارائه شده است. در این فصل مانند فصل قبل، ابتدا سیکل ترمودینامیکی گازی بیان می‌شود و سپس به بررسی تجهیزات اساسی و جانبی این نیروگاه‌ها می‌پردازیم.

با توجه به دو مشکل اساسی نیروگاه‌های گازی، یعنی بازده‌ی کم آن و تلفات حرارتی زیاد (ناشی از هوای داغ خارج شده از توربین گازی)، استفاده از نیروگاه‌های چرخه‌ترکیبی مفید

جدول (۴-۱): مشخصات نیروگاه‌های گازی کشور (در سال ۱۳۸۵)

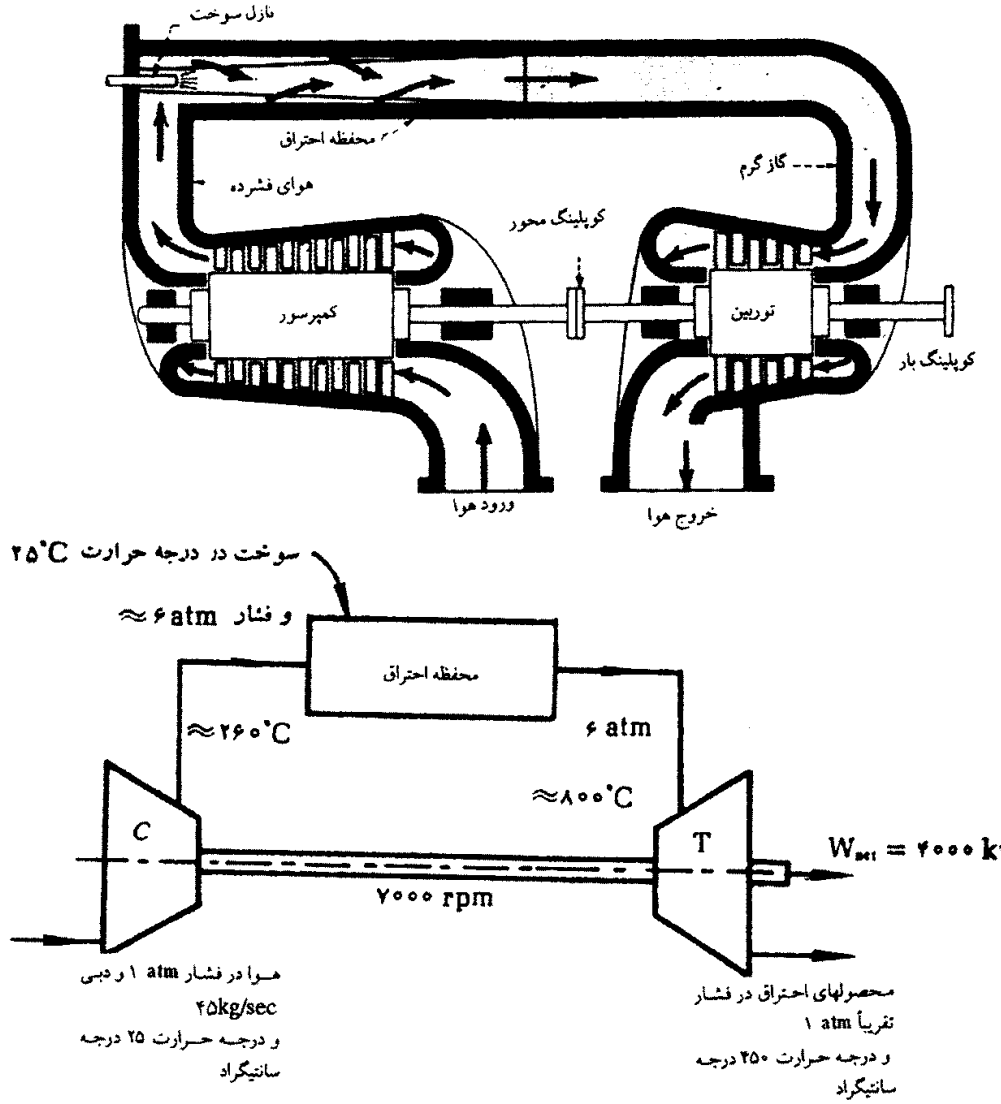
نیروگاه	محل جغرافیایی	زمان بهره‌برداری	تعداد واحدها	قدرت نامی هرواحد MW	مجموع تولید MW
ری	ری	۱۳۵۶-۵۷	۳۷	۷×۳۲ ۵×۲۴ ۳×۸۵ ۶×۳۲ ۱۶×۲۳/۷	۱۱۷۰/۲
جنوب اصفهان	اصفهان	۱۳۸۴	۵	۱۵۹	۷۹۵
سنندج	سنندج	۱۳۸۴-۸۵	۴	۱۵۹	۶۳۶
شیراز	شیراز	۱۳۴۶-۶۰	۸	۱×۶۰/۸ ۲×۲۶/۵ ۱×۲۵ ۱×۲۸/۵ ۱×۱۱/۸ ۲×۱۵	۲۰۹/۱
مشهد	مشهد	۱۳۵۳-۶۳ ۱۳۵۷	۴	۲×۱۸/۵ ۲×۷۹	۱۹۵
کنگان	کنگان	۱۳۷۴ ۱۳۷۴ ۱۳۷۴	۷	۶×۲۵ ۱×۱۴	۱۶۴
شیروان	شیروان	۱۳۶۱-۶۴	۶	۲۵	۱۵۰
شریعتی	مشهد	۱۳۶۳-۶۴	۶	۲۵	۱۵۰
کنارک (چابهار)	چابهار	۱۳۵۷	۶	۲۳/۷	۱۴۲/۲
شهید مدحج	اهواز	۱۳۵۴-۷۷	۴	۳۲	۱۲۸
زاهدان	زاهدان	۷۴و۱۳۶۶	۵	۱×۲۵ ۱×۲۴/۸ ۳×۲۴/۴۶	۱۲۳/۱۸
یزد	یزد	۱۳۷۷	۲	۶۰	۱۲۰
شهید بهشتی	لوشان	۱۳۵۶	۲	۶۰	۱۲۰
کیش	کیش	۱۳۷۰-۸۵	۲ ۱ ۲	۳۷/۵ ۲۴/۵ ۴۷	۱۴۶/۲۵
صوفیان	تبریز	۱۳۶۳-۶۴	۴	۲۵	۱۰۰
شهید زنبق	شمال یزد	۱۳۵۶-۵۸	۴	۲۴/۲۵	۹۷
هسا	شاهین شهر	۱۳۶۸-۷۰	۳	۲۹/۲	۸۷/۶
قاین	قاین	۱۳۶۷	۳	۲۵	۷۵
بوشهر	بوشهر	۱۳۵۴-۷۲	۳	۲۴/۵	۷۳/۵
تبریز	تبریز	۱۳۵۷	۲	۳۲	۶۴
دورود (باختر)	دورود	۱۳۵۶	۲	۳۰	۶۰
ارومیه	ارومیه	۱۳۶۰	۲	۳۰	۶۰
بندرعباس	بندرعباس	۱۳۸۱	۲	۲۵	۵۰
پرند	تهران	۱۳۸۵	۶	۱۵۹	۹۵۴
سمنان	سمنان	۱۳۷۸-۷۸	۲	۱۲/۵	۲۵
فرگ داراب	داراب	سیار	۳	۱/۴	۴/۲

به نظر می‌رسد. در واقع عموماً سیکل‌های نیروگاه‌های چرخه‌ترکیبی، از دو سیکل گازی و بخاری تشکیل شده‌اند تا با استفاده از انرژی حرارتی هوای خارج شده از توربین نیروگاه گازی در دیگ‌بخار بازیاب سیکل بخاری، بخار مناسبی برای به چرخش در آوردن توربین بخاری مهیا شود. در نتیجه، بازده‌ی این نوع نیروگاه‌ها و تلفات حرارتی آن‌ها نسبت به نیروگاه‌های گازی بهبود می‌یابد. از مهم‌ترین نیروگاه‌های چرخه‌ترکیبی کشورمان می‌توان به نیروگاه کازرون، گیلان، منتظر قائم کرج، قم، شهید رجایی قزوین، فارس، شریعتی مشهد و نیشابور اشاره نمود. در ادامه‌ی این فصل سعی می‌شود تا سیکل ترمودینامیکی و نحوه‌ی عملکرد این نیروگاه‌ها هم مطرح و بررسی شود.

۴-۲- سیکل قدرت گازی

۴-۲-۱- مقدمه

توربین‌های گازی از ساده‌ترین و ابتدائی‌ترین موتورهای مولد قدرت هستند. با پیشرفت فن و شناخت آلیاژهای مقاوم در مقابل درجه حرارت‌های بالا، بازده‌ی این نوع نیروگاه‌های گازی افزایش یافته است. طرز کار یک نیروگاه گازی به این صورت است که ابتدا هوا با دما و فشار محیط به‌طور پیوسته وارد کمپرسور می‌شود و پس از عمل تراکم تحت یک تحول آدیاباتیک، وارد محفظه‌ی احتراق می‌گردد. با پاشش سوخت و احتراق آن، هوای عبوری از محفظه‌ی احتراق تحت تحول فشار ثابت، گرم می‌شود. در نتیجه هوای خروجی از این محفظه، دارای فشار و درجه حرارت بالایی است که دارای انرژی جنبشی و پتانسیل بسیار زیادی می‌باشد. این هوا با عبور از پره‌های ثابت و متحرک توربین گازی، محور روتور توربین را به گردش در می‌آورد.در این حال، محور توربین علاوه بر این‌که محور کمپرسور را می‌چرخاند، قادر به انجام کار مفید بر روی محور روتور ژنراتور است. طرح کلی یک سیکل ساده‌ی توربین گازی به‌همراه مشخصات یک سیکل واقعی توربین گازی نمونه در شکل (۴-۱) نشان داده شده است. اعداد روی شکل با مقادیر واقعی آن‌ها تفاوت چندانی ندارند.

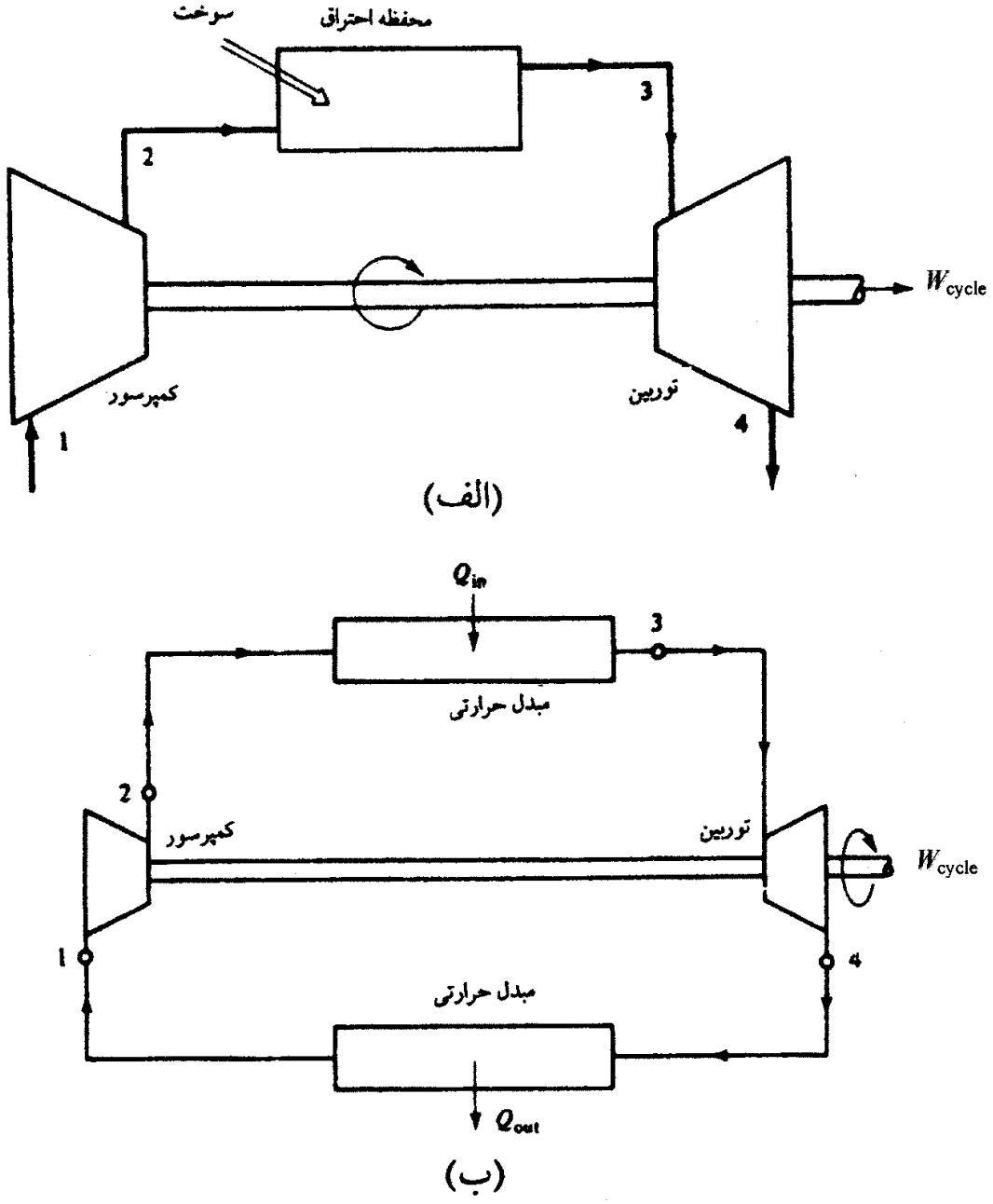


شکل (۴-۱): سیکل توربین گازی نمونه [۱]

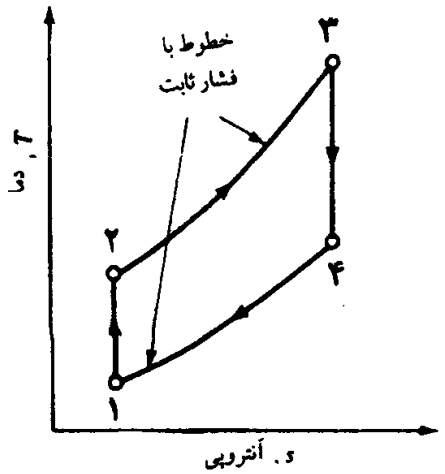
۴-۲-۲- سیکل استاندارد برایتون

در سیکل استاندارد برایتون، به‌جای تحول احتراق در محفظه‌ی احتراق، یک تحول انتقال حرارت در نظر گرفته می‌شود. همچنین با فرستادن گازهای خروجی از توربین به یک مبدل حرارتی فرضی، آن را به شرایط محیط می‌رسانند تا به این ترتیب، سیکل را بسته در نظر بگیریم. هوای این سیکل را گازی کامل (با گرمای ویژه‌ی ثابت و دبی جرمی ثابت) در نظر می‌گیریم و تحول‌های تراکم (در کمپرسور) و انبساط (در توربین) را برگشت‌پذیر و آدیاباتیک فرض می‌کنیم. با این شرایط، می‌توان گفت که سیال گاز هوا، یک سیکل

ترمودینامیکی بسته را طی می‌کند. ارزش این سیکل‌استاندارد آن است که می‌توان اثر بعضی از متغیرها را روی کارکرد سیکل به‌طور کمی و کیفی مورد مطالعه قرار داد؛ ولی به هر حال نتایج حاصل شده با یک سیکل واقعی متفاوت است. این سیکل استاندارد برایتون به همراه منحنی T-S آن در شکل‌های (۴-۲) و (۴-۳) رسم شده است. این سیکل از دو تحول آنتروپی ثابت (تحول‌های در کمپرسور و توربین) و دو تحول فشار ثابت (تحول در محفظه‌ی احتراق و سیستم خنک‌کن فرضی گاز) تشکیل شده است.



شکل (۴-۲): سیکل توربین گازی، الف) سیکل واقعی؛ ب) سیکل استاندارد برایتون[۲]



شکل (۴-۳): منحنی T-S سیکل استاندارد برایتون [۲]

۴-۲-۳- بازده سیکل برایتون

در سیکل ایده‌آل برایتون تحول تراکم و انبساط به‌صورت آیزنتروپیک (آنتروپی ثابت یا آدیاباتیک برگشت‌پذیر) است. همچنین تحول انتقال حرارت در محفظه‌ی احتراق و تحول دریافت حرارت در مبدل فرضی، تحت تحول فشار ثابت صورت می‌گیرد.

میزان حرارت داده شده به سیال هوا در محفظه‌ی احتراق با فرض ثابت بودن ضریب گرمای ویژه‌ی ثابت در فشار ثابت C_p ، ($C_p \equiv \left.\frac{\partial h}{\partial T}\right|_P$ که h معرف آنتالپی گاز و T دمای گاز می‌باشد) به‌مقدار زیر است (تحول ۳-۲):

$$Q_A = h_3 - h_2 = C_P \cdot (T_3 - T_2) \qquad (۱-۴)$$

همچنین حرارتی که در مبدل فرضی (تحول ۱-۴) از سیال هوا گرفته می‌شود، برابر است با:

$$Q_R = h_1 - h_4 = C_P \cdot (T_1 - T_4) \qquad (۲-۴)$$

با توجه به قانون اول ترمودینامیک که به‌صورت $\oint \delta Q = \oint \delta W$ است، آن‌گاه می‌توان نوشت که:

$$W_{net} = \Sigma Q = (h_3 - h_2) + h_1 - h_4 = C_P \cdot (T_3 + T_1 - T_2 - T_4) \qquad (۳-۴)$$

که W_{net} تفاضل کارهای توربین و کمپرسور است که سیستم، این مقدار کار را با خارج مبادله می‌کند. پس بازده‌ی حرارتی سیکل را می‌توان به‌صورت زیر نوشت:

$$\eta_t = \frac{W_{net}}{Q_A} = 1 - \frac{h_4 - h_1}{h_3 - h_2} = 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2} \qquad (۴-۴)$$

در صورتی که γ_P را نسبت فشار سیکل به‌صورت $\gamma_P = \frac{P_۲}{P_۱} = \frac{P_۳}{P_۴}$ تعریف کنیم، آن‌گاه با توجه به روابط فشار و دما در تحول ایزوآنتروپیک گاز کامل هوا می‌توان نوشت:

$$\frac{T_۲}{T_۱} = \left(\frac{P_۲}{P_۱}\right)^{(K-۱)/K} = \gamma_P^{(K-۱)/K} \qquad (۵-۴)$$

$$\frac{T_۳}{T_۴} = \left(\frac{P_۳}{P_۴}\right)^{(K-۱)/K} = \left(\frac{P_۲}{P_۱}\right)^{(K-۱)/K} = \gamma_P^{(K-۱)/K} \qquad (۶-۴)$$

که K ضریب ثابت گرمای ویژه‌ی گاز کامل هوا است و به‌صورت نسبت $\frac{C_P}{C_V}$ تعریف می‌شود. ضریب C_V بیانگر ضریب گرمای ویژه در حجم ثابت است که به‌صورت $C_V \equiv \left.\frac{\partial u}{\partial T}\right|_V$ تعریف می‌شود (u انرژی داخلی سیستم می‌باشد).

از دو رابطه‌ی اخیر نتیجه می‌شود که $\frac{T_۲}{T_۱} = \frac{T_۳}{T_۴}$ است؛ بنابراین:

$$\frac{T_۴ - T_۱}{T_۱} = \frac{T_۳ - T_۲}{T_۲} \qquad (۷-۴)$$

در نتیجه،

$$\frac{T_۴}{T_۱} - ۱ = \frac{T_۳}{T_۲} - ۱ \qquad (۸-۴)$$

$$\frac{T_۴ - T_۱}{T_۳ - T_۲} = \frac{T_۱}{T_۲} = \frac{T_۴}{T_۳} \qquad (۹-۴)$$

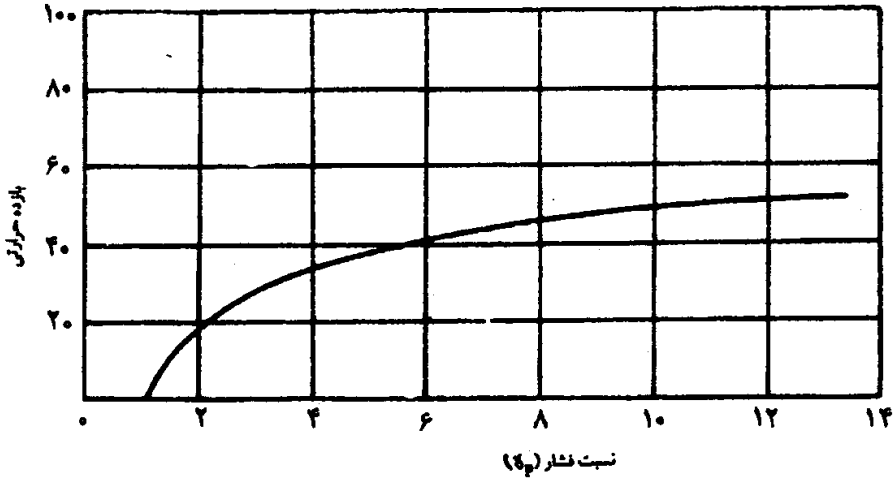
در نهایت، بازده‌ی حرارتی سیکل برایتون (ارائه شده در رابطه‌ی (۴-۴)) را می‌توان با استفاده از معادله‌ی (۴-۹) و به‌صورت زیر ساده نمود:

$$\eta_t = ۱ - \frac{T_۱}{T_۲} = ۱ - \gamma_P^{(۱-K)/K} \qquad (۱۰-۴)$$

در سیکل ایده‌آل برایتون، چهار درجه حرارت مختلف وجود دارد. این در حالی است که در سیکل ایده‌آل کارنو فقط دو درجه حرارت بالا و پایین وجود دارد و بازده‌ی آن به‌صورت،

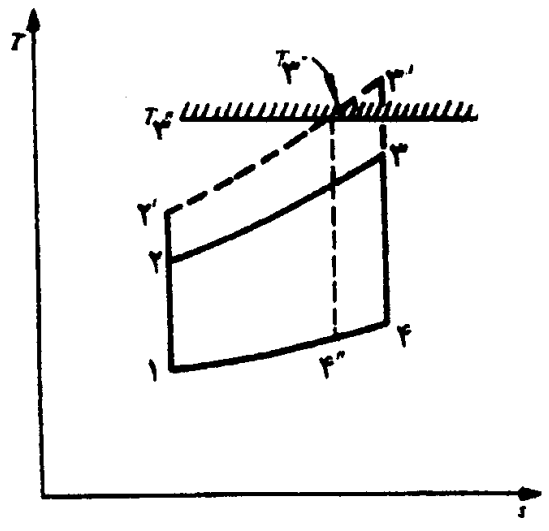
$$\eta_c = ۱ - \frac{T_۱}{T_۳} \qquad (۱۱-۴)$$

می‌باشد که $T_۱$ و $T_۳$ به ترتیب، پایین‌ترین و بالاترین درجه حرارت سیکل است. با توجه به این‌که $\frac{T_۱}{T_۳} < \frac{T_۱}{T_۲}$ است، لذا بازده‌ی سیکل کارنو بیش‌تر از بازده‌ی سیکل برایتون خواهد بود. تغییرات بازده‌ی حرارتی این سیکل بر حسب نسبت فشار γ_P در شکل (۴-۴) نشان داده شده است.



شکل (۴-۴): تغییرات بازده‌ی حرارتی یک سیکل برایتون بر حسب نسبت فشار [۳]

همان‌گونه که از شکل (۴-۴) مشخص است، بازده‌ی حرارتی سیکل با ازدیاد نسبت فشار، افزایش می‌یابد؛ ولی افزایش نسبت فشار، باعث بالا رفتن درجه حرارت سیال ورودی به توربین (درجه حرارت T_3) می‌شود. با توجه به این‌که با بالارفتن درجه حرارت سیال ورودی به توربین، مقاومت پره‌های توربین باید در مقابل درجه حرارت، بالا رود، در نتیجه نمی‌توان T_3 را به هر مقدار دلخواهی افزایش داد؛ بلکه محدوده‌ای برای افزایش دمای T_3 وجود دارد. به‌عنوان مثال اگر $T_{3''}$ حداکثر درجه حرارت قابل تحمل پره‌ها باشد، آنگاه مطابق با شکل (۴-۵) با افزایش نسبت فشار (از تحول ۲-۱ به ′۲-۱) باید در محفظه‌ی احتراق حرارت کمتری به هوا داده شود تا درجه حرارت هوا به $T_{3'}$ نرسد.



شکل (۴-۵): اثرات حداکثر درجه حرارت سیال ورودی به توربین بر روی بازده‌ی سیکل

در این حالت با وجود ازدیاد بازده‌ی حرارتی سیکل، کار تولید شده به ازای واحد جرم هوا که سیکل را طی می‌کند، کمتر خواهد بود. بدین منظور تحقیقات گسترده‌ای صورت گرفته است تا با روش‌های متنوعی از جمله خنک کردن پره‌های توربین، حداکثر درجه حرارت قابل تحمل پره‌ها افزایش داده شود تا کار توربین و بازده‌ی سیکل به‌مقدار قابل توجهی افزایش یابد.

برای بالا بردن بازده‌ی سیکل گازی برایتون، راه‌های مختلفی وجود دارد که عبارتند از:

۱- سیکل توربین گازی با عمل بازیاب؛

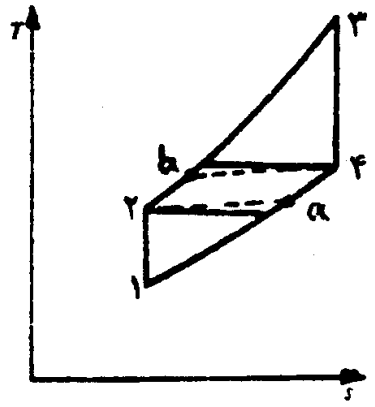
۲- سیکل توربین گازی با تراکم چند مرحله‌ای؛

۳- سیکل توربین گازی با انبساط چند مرحله‌ای؛

در ادامه، این روش‌ها را بیان خواهیم کرد.

۴-۲-۴- سیکل برایتون با عمل بازیاب[1]

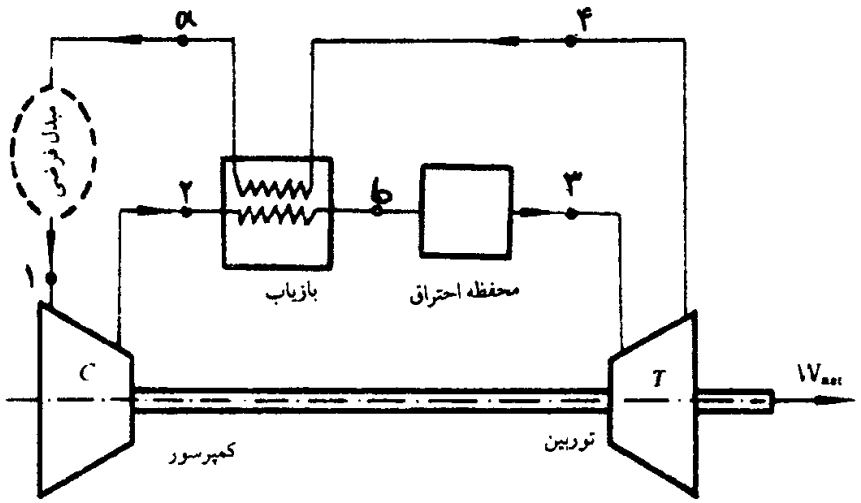
به‌منظور بالا بردن بازده‌ی حرارتی توربین گازی باید از هوای گرم خارج شده از توربین، استفاده مطلوبی نمود. براساس منحنی T-S یک نیروگاه گازی مطابق با شکل (۴-۶) درجه حرارت گاز در موقع خروج از توربین (دمای نقطه‌ی ۴) به مراتب، بیش‌تر از درجه حرارت در انتهای عمل تراکم (نقطه‌ی ۲) است. حال اگر از یک مبدل حرارتی (بازیاب) استفاده کنیم و گازهای خروجی از توربین از یک طرف، و هوای تخلیه شده از کمپرسور از طرف دیگر وارد این مبدل شوند، امکان تبادل حرارت بین این دو سیال وجود



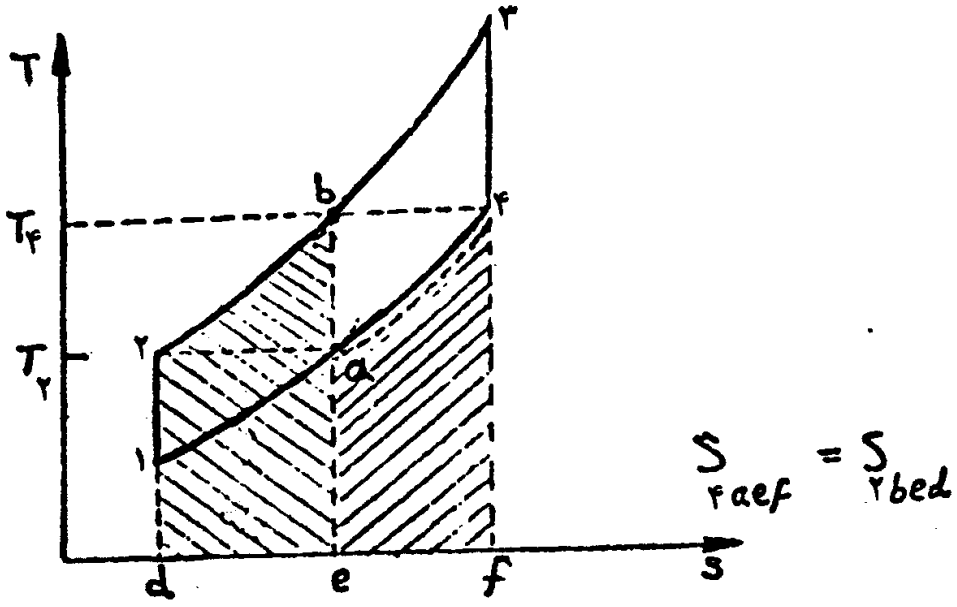
شکل (۴-۶): سیکل برایتون با عمل بازیاب

[1]- Regenerator

خواهد داشت. به‌عبارت دیگر، گازهای داغ سیال نقطه‌ی ۴ پس از وارد شدن به بازیاب، حرارت خود را به هوای خروجی از کمپرسور (نقطه‌ی ۲) می‌دهد. طرح سیکل برایتون با بازیاب ایده‌آل در شکل (۴-۷) و منحنی T-S آن در شکل (۴-۸) نشان داده شده است.



شکل (۴-۷): سیکل توربین گازی با عمل بازیاب



شکل (۴-۸): منحنی T-S سیکل برایتون با عمل بازیاب

از نظر تئوری، اگر مبدل حرارتی به اندازه‌ی کافی بزرگ باشد و جریان سیال به آرامی برقرار شود (به‌گونه‌ای که بتوان عمل انتقال حرارت را برگشت‌پذیر در نظر گرفت) آن‌گاه هوای خروجی از کمپرسور در یک تحول برگشت پذیر تا دمای $T_۴$ در حالت "b" گرم

می‌شود. در عوض، گازهای خروجی از توربین تا دمای T_2 در حالت a سرد می‌شود. در نتیجه مقداری از گرمای خارج شده‌ی قبلی (بدون بازیاب) یعنی h_4-h_a (حرارتی معادل با سطح e-a-4-f-e) در داخل مبدل حرارتی به هوای خروجی از کمپرسور (حرارتی معادل با سطحی d-2-b-e-d) منتقل می‌شود و فقط حرارتی معادل h_a-h_1 (حرارتی معادل با سطح d-1-a-e-d) به مبدل فرضی خنک‌کن منتقل‌می‌شود. علاوه بر این، به‌جای این‌که h_3-h_2 در محفظه‌ی احتراق در سیکل بدون بازیاب به سیال هوا منتقل گردد، حرارت کم‌تری به‌مقدار h_3-h_b نیاز می‌باشد و مابقی حرارت از طریق مبدل بازیاب مهیا می‌شود. در نتیجه سوخت کم‌تری در محفظه‌ی احتراق مصرف می‌گردد و با توجه به ثابت بودن کار سیکل، بازده‌ی سیکل برایتون با عمل بازیاب، به‌مقدار قابل توجهی افزایش می‌یابد.

بازده‌ی حرارتی سیکل بازیاب با فرض این‌که مبدل حرارتی دارای تحول برگشت‌پذیر باشد، برابر است با،

$$\eta_t = \frac{W_{net}}{Q_A} = \frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{h_3 - h_4} = 1 - \frac{T_2 - T_1}{T_3 - T_4} \qquad (۱۲-۴)$$

که با ساده سازی خواهیم داشت:

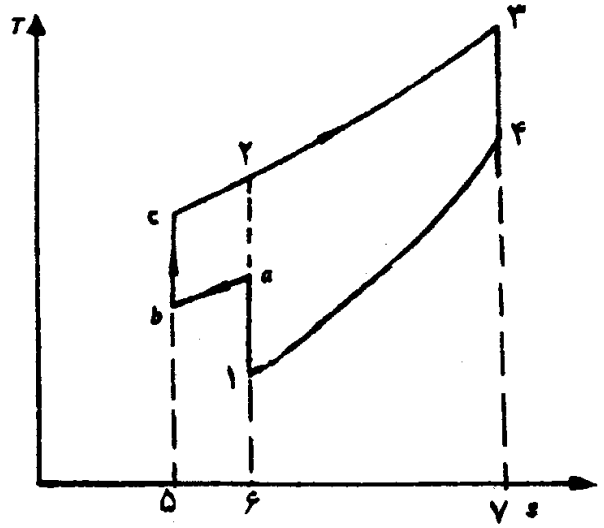
$$\eta_t = 1 - \frac{T_1}{T_3} \cdot \left[\frac{\left(T_2/T_1\right) - 1}{1 - \left(T_4/T_3\right)} \right] = 1 - \frac{T_1}{T_3} \cdot \gamma_P^{(K-1)/K} \qquad (۱۳-۴)$$

از رابطه‌ی اخیر در می‌یابیم که در صورت ثابت بودن درجه حرارت اولیه T_1 و با اضافه‌کردن مبدل بازیاب، بازده‌ی حرارتی با زیاد شدن درجه حرارت T_3 افزایش یافته و با اضافه شدن فشار، کاهش می‌یابد.

۴-۲-۵- سیکل برایتون با مبدل بازیاب و تراکم چند مرحله‌ای

به‌منظور صرفه‌جویی در کار کمپرسور، مناسب است تا عمل تراکم در آن به‌صورت چند مرحله‌ای انجام شود؛ به این معنی که ابتدا هوای محیط، وارد کمپرسور فشار ضعیف شود تا فشار هوا به‌مقدار مناسبی افزایش یابد. بالطبع، افزایش فشار، باعث افزایش دمای هوا خواهد شد. با توجه به این‌که افزایش دمای سیال هوا، عمل تراکم را در کمپرسور با مشکل روبه‌رو می‌سازد، مناسب است تا هوای خروجی از کمپرسور اول در مبدلی خنک

شود. سپس هوای خروجی از کمپرسور اول، پس از خنک شدن وارد کمپرسور با فشار زیاد می‌شود که در این کمپرسور، عمل تراکم نهایی صورت می‌گیرد. سرد کردن گاز مابین مراحل تراکم، کار لازم را جهت فشردن گاز به یک فشار معین کم خواهد کرد، در حالی که تغییری در کار توربین صورت نمی‌گیرد. بنابراین کار خالص سیکل افزایش می‌یابد. اما با توجه به منحنی T-S چنین سیکلی، (که در شکل (۴-۹) نشان داده شده است) درمی‌یابیم که هر چند کار خالص سیکل زیادتر شده است، ولی حرارت دریافتی سیکل هم بیش‌تر گردیده است؛ به‌گونه‌ای که بازده‌ی حرارتی سیکل در اثر سرد کردن گاز کمی پایین می‌آید. با توجه به شکل (۴-۹) سطح a-b-c-۲-a در اثر سرد کردن گاز مابین دو کمپرسور به سطح ۱-۴-۳-۲-۱ اضافه شده است؛ ولی در عوض به اندازه‌ی سطح زیر منحنی C-۲، باید حرارت بیش‌تری به سیکل داده شود. حال اگر عمل سرد کردن گاز بین مراحل تراکم در سیکل، به همراه عمل بازیاب باشد، آن‌گاه حرارت لازم برای تحول C-۲ را می‌توان از عملکرد بازیاب مهیا نمود؛ بنابراین عمل سرد کردن و اضافه شدن کار سیکل بدون هیچ گونه حرارت اضافی به سیکل صورت می‌گیرد؛ در نتیجه بازده سیکل افزایش می‌یابد.

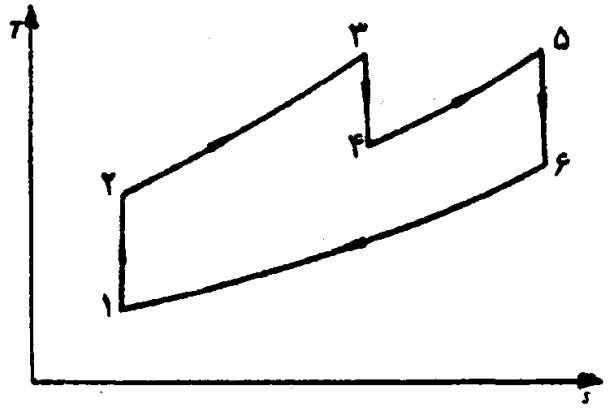


شکل (۴-۹): اثر سرد کردن گاز ما بین مراحل تراکم در سیکل توربین گازی

۴-۲-۶- سیکل برایتون با مبدل بازیاب و انبساط چند مرحله‌ای

یکی دیگر از تغییرات سیکل برایتون، استفاده از دو توربین به‌جای یک توربین است که در این حالت، یکی از توربین‌ها برای گرداندن کمپرسور و دیگری برای تولید کار مفید

خارجی می‌باشد. کار تولیدی این توربین‌ها و طبیعتاً کار خالص سیکل با گرم کردن گاز بین مراحل انبساط زیاد خواهد شد. به‌عبارت دیگر، بهتر است که انبساط گاز در توربین، در دو مرحله صورت بگیرد و بین آن‌ها گاز در یک فشار ثابت تا درجه حرارت اول خود قبل از انبساط ثانوی گرم شود. شکل (۴-۱۰) این موضوع را روشن می‌کند. در این شکل، تحول ۴-۳ ، انبساط اولیه و تحول ۶-۵ ، انبساط ثانوی است. تحول ۵-۴ ، تحول فشار ثابت در جهت ازدیاد درجه حرارت است که در یک محفظه‌ی احتراق دیگری مهیا می‌شود. در این حالت، گرم کردن گاز بین مراحل انبساط، کار خالص سیکل را افزایش می‌دهد؛ ولی بازده‌ی حرارتی را کم می‌کند. در صورتی‌که تحول فوق همراه با تحول بازیاب باشد، بازده‌ی سیکل افزایش می‌یابد. این مطلب وقتی مشخص‌تر می‌شود که عمل گرم کردن مجدد[1] باعث افزایش درجه حرارت گازهای خروجی از توربین می‌گردد تا در نتیجه، تحول بازیاب بهتر انجام شود.

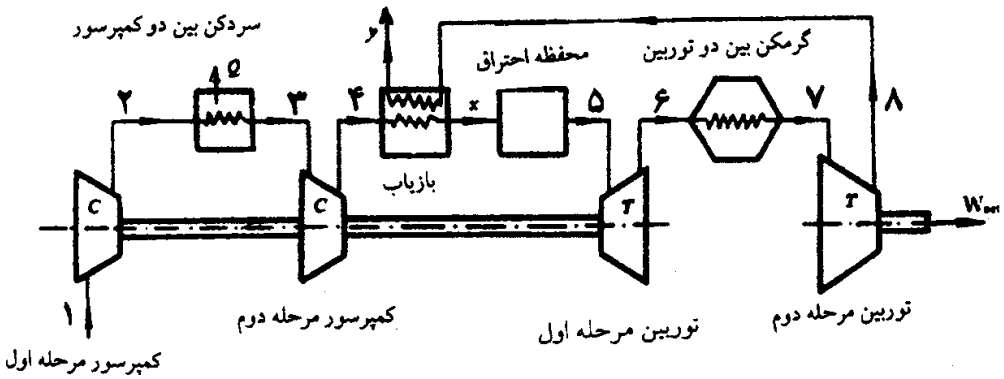


شکل (۴-۱۰): اثر گرم کردن گاز ما بین مراحل انبساط در سیکل توربین گازی

۴-۲-۷- سیکل برایتون توربین گازی با تراکم و انبساط چند مرحله‌ای و عمل بازیاب

شکل (۴-۱۱) سیکل ایده‌آل برایتون را با کمپرسور دو مرحله‌ای و توربین دو مرحله‌ای به‌همراه عملکرد گرم کردن مجدد و بازیاب و سرد کردن گاز بین مراحل تراکم نشان می‌دهد. در این سیکل، توربین اول، وظیفه‌ی گرداندن دو کمپرسور را بر عهده دارد و

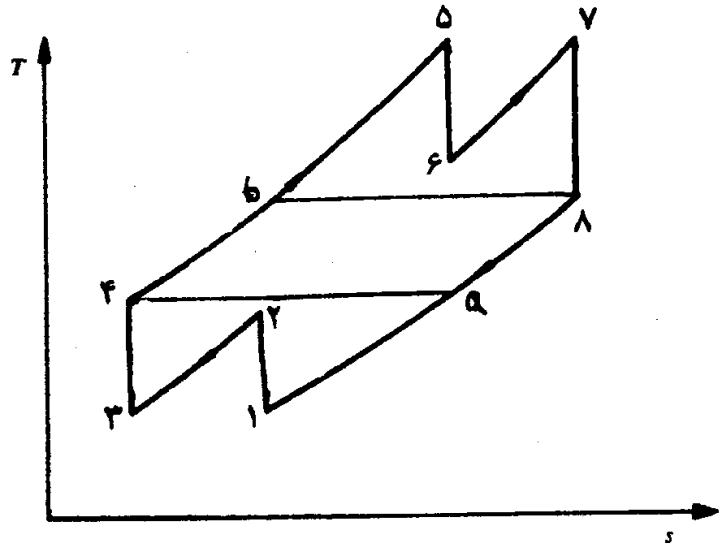
[1]- Reheating



شکل (۴-۱۱): سیکل برایتون با کمپرسور دو مرحله‌ای، توربین دو مرحله‌ای و عمل بازیاب [۳]

توربین دوم، کار خالص خروجی سیکل را مهیا می‌کند. همچنین منحنی T-S سیکل مذکور در شکل (۴-۱۲) نشان داده شده است. در این سیکل می‌توان نشان داد که حداکثر بازده‌ی این سیکل هنگامی است که نسبت فشارها در دو کمپرسورو در دو توربین یکی باشد. در این سیکل ایده‌آل فرض می‌شود که درجه حرارت $T_۱=T_۳$ و $T_۷=T_۵$ است. البته در صورت برگشت‌پذیر بودن تحول بازیاب $T_b=T_۸$ و $T_۴=T_a$ می‌باشد. لازم به ذکر است که در عمل، ممکن است تعداد توربین‌ها در یک نیروگاه گازی بزرگ، از دو دستگاه هم بیش‌تر شود.

حال پس از بررسی سیکل ترمودینامیکی نیروگاه گازی به بررسی تجهیزات اصلی این نیروگاه می‌پردازیم.



شکل (۴-۱۲): منحنی کامل سیکل برایتون (ارائه شده در شکل (۴-۱۱)) [۳]

فصل پنجم

نیروگاه‌های برق آبی

۵-۱- مقدمه

برای تأمین انرژی الکتریکی از روش‌های مختلفی می‌توان استفاده نمود که درحال حاضر نیروگاه‌های حرارتی و آبی، بیش‌ترین سهم را در تولید برق جهان دارند. بدلیل مشکلات و محدودیت‌های تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی (با سوخت فسیلی یا هسته‌ای) به‌لحاظ مسائل تکنولوژیک، رعایت ضوابط و معیارهای زیست محیطی، محدودیت منابع و ... ، در حال حاضر گرایش عمومی تولید برق در جهان، بیش‌تر متوجّه احداث نیروگاه‌های برق آبی است. البته در سال‌های اخیر، از میان نیروگاه‌های حرارتی، تنها نیروگاه‌های هسته‌ای مورد توجّه بوده‌اند. بر اساس آخرین اطلاعات موجود، در طی سال‌های ۱۹۸۵ تا ۱۹۹۶ ، رشد مصرف منابع انرژی در جهان برای انرژی‌های هسته‌ای، گاز طبیعی، برق آبی، نفت، و زغال سنگ، به‌ترتیب برابر ۵۶ ، ۲۶٫۴ ، ۲۵٫۴ ، ۱۵٫۱ و ۵٫۳ درصد بوده است. این امر نشان می‌دهد که نیروگاه‌های برق آبی به‌عنوان یکی از مهم‌ترین منابع تأمین انرژی، مورد توجّه جدی قرار گرفته‌اند.

همان‌گونه که از نام این نیروگاه مشخص است، برای تولید این نوع انرژی، نیاز به احداث سد بر روی رودخانه می‌باشد که در کشورها با توجّه به وجود رودخانه‌هایی با دبی آب

مختلف، امکان نصب این نوع نیروگاه‌ها بسیار زیاد است. مقدار درصد تولیدی برق آبی در کشور ما در سال ۱۳۸۵، به‌مقدار ۱۴٫۵٪ از کل انرژی تولیدی در آن سال می‌باشد. از مهم‌ترین این نوع نیروگاه‌ها می‌توان به نیروگاه سد دز (که بر روی رودخانه‌ی دز نصب گردیده است) و شهید عباسپور (که بر روی رودخانه‌ی کارون نصب شده است)، امیرکبیر، سفیدرود، کلان، لتیان، زاینده‌رود، و ارس اشاره نمود. از مزایای این نیروگاه‌ها می‌توان به‌موارد زیر اشاره کرد:

- عمر مفید این نیروگاه‌ها بیش از ۵۰ سال است و به ۱۰۰ سال هم می‌رسد که در مقایسه با عمر نیروگاه‌های بخاری (حدود ۲۵ تا ۳۰ سال) بسیار زیاد است.
- به‌منظور تولید انرژی چرخشی توربین، نیازی به سوخت نمی‌باشد. در نتیجه، هزینه‌ی بهره‌برداری (عملکرد) نیروگاه بسیار کم می‌شود. بعلاوه با توجّه به عدم نیاز به سوخت، به مخزن‌های ذخیره‌ی سوخت هم نیازی نمی‌باشد.
- در این نیروگاه‌ها هیچ‌گونه آلودگی ناشی از گازهای حاصل از احتراق وجود ندارد و از این نظر مشکلی برای محیط زیست ایجاد نمی‌کنند.
- هزینه‌ی تولید انرژی نیروگاه‌های بخاری با تغییر ضریب قدرت بار، متغیر است؛ اما این هزینه در نیروگاه‌های آبی تقریباً مستقل از ضریب قدرت بار می‌باشد.
- زمان راه‌اندازی این نیروگاه‌ها بسیار کوتاه است و در زمان کمی (حدود چند دقیقه) قادر به هماهنگی با شبکه (سنکرونیزم) و وصل به آن می‌باشد.
- پایداری این نیروگاه‌ها در مقایسه با نیروگاه‌های بخاری بسیار بالاست.
- هزینه‌ی بهره‌برداری (یا تعمیر و نگه‌داری) این نیروگاه‌ها بسیار پایین است.
- با گذشت زمان، بازده‌ی این نیروگاه‌ها تغییر نمی‌کند.
- تولید انرژی آبی باعث صرفه‌جویی در سوخت و ذخایر مربوطه می‌شود.
- پرسنل مورد نیاز نیروگاه‌های آبی نسبت به بقیه‌ی نیروگاه‌ها بسیار کم‌تر است.
- عموماً نیروگاه‌های آبی در جاهایی نصب می‌شوند که هزینه‌ی زمین مورد نیاز بسیار پایین است.

علاوه بر مزایای مذکور (که در مورد تولید برق آبی می‌باشد) مزایای مهم دیگری وجود دارد که عبارتند از:

۱- جلوگیری از سیل‌ها و سیلاب‌های فصلی (با ایجاد سد)؛
۲- با ایجاد مخزن آب در پشت سد، زمین‌های اطراف این مخزن به‌صورت زمین‌های حاصلخیز و کشاورزی در می‌آیند؛
۳- حفظ محیط زیست و عدم آلودگی فضای منطقه؛
۴- ایجاد فضای تفریحی مناسب در اطراف سد؛
۵- ایجاد منبع مناسب برای آب مصرفی شهرها.

اما نیروگاه‌های آبی با مشکلاتی نیز همراه هستند که عبارتند از:

۱- با توجّه به این‌که برای نصب نیروگاه‌های برق آبی نیاز به احداث سد می‌باشد در نتیجه، هزینه‌ی ثابت این نیروگاه‌ها بسیار زیاد است؛ زیرا برای ساخت سد، ابتدا باید مسیر آب منحرف شده، سپس سد مناسب ایجاد شود که هزینه‌ی عمرانی این سدها بسیار زیاد است.
۲- با توجّه به این‌که تولید این نیروگاه‌ها بستگی به میزان آب پشت سد دارد، در نتیجه در سال‌های کم آبی، تولید این نیروگاه‌ها با مشکل همراه خواهد بود.
۳- مدت زمان ساخت سد و نیروگاه آبی در مقایسه با نیروگاه‌های دیگر، بسیار زیاد است و برای برنامه‌ریزی‌های کوتاه مدت انرژی، مناسب نمی‌باشد.
۴- مخزن نیروگاه‌های آبی، زمین‌های بسیار زیادی را زیر آب می‌برد.
۵- قابلیت نصب نیروگاه‌های آبی در مکان‌های بسیار خاص می‌باشد.

۵-۲- پتانسیل‌های برق آبی رودخانه‌های ایران

۵-۲-۱- مقدمه

ظرفیت بالقوه و عملی تولید انرژی برق آبی در کشور، ۵۰ میلیارد کیلو وات ساعت در سال است که می‌تواند ۶۰ درصد برق مورد نیاز فعلی کشور را تأمین کند. بر اساس مطالعات انجام شده، حوضه‌ی آبریز رودخانه‌ی کارون با ۳۰ میلیارد کیلووات ساعت در سال، حوضه‌ی آبریز دز با ۹ میلیارد کیلو وات ساعت در سال، و حوضه‌ی آبریز کرخه با ۶ میلیارد کیلووات ساعت در سال، بیش‌ترین امکانات تولید برق آبی را دارا می‌باشند و ۵ میلیارد کیلووات ساعت بازمانده‌ی آن مربوط به سایر حوضه‌ها است. بدین ترتیب روشن

می‌گردد که سرمایه‌گذاری بر روی طرح‌های برق آبی و استفاده از این پتانسیل بالقوه، از جمله ضروریاتی است که باید مد نظر قرار گیرد و با توجّه به زمان به بهره‌برداری رسیدن این طرح‌ها، لازم است تا هر چه سریع‌تر اقدام‌های عملی انجام شود.

۵-۲-۲- حوضه‌ی کارون

رودخانه‌ی کارون با طول ۹۵۰ کیلومتر و حوضه‌ی آبریزی ۶۰۰۰۰ کیلومتر مربع به‌عنوان بزرگترین حوضه‌ی ایران است. متوسط دبی سالانه‌ی آن در حدود ۴۵۳ متر مکعب بر ثانیه است. سرچشمه‌ی اصلی این رودخانه، زردکوه بختیاری و رشته کوه‌های زاگرس است که از به هم پیوستن رودخانه‌های فرعی آب ونگ، بهشت‌آباد، دوآب، بازفت، خرسان و منج تشکیل می‌شود.

بر اساس مطالعات انجام شده، پتانسیل‌های موجود برای احداث نیروگاه‌های برق آبی بر روی این رودخانه، حداقل شامل ۱۱ مورد است که نیروگاه‌های شهید عباسپور (کارون ۱)، مسجد سلیمان و کارون ۳ از این موارد است که در حال بهره‌برداری می‌باشند. دو سد و نیروگاه آبی کارون ۴ و گتوند در حال عملیات اجرایی است و طرح سدهای کارون ۲ ، خرسان ۱، خرسان ۲، خرسان ۳، کارون ۵ ، بازفت و خرسان ۲ در دست مطالعه می‌باشد. در نهایت می‌توان گفت که مجموع پتانسیل قابل بهره‌برداری این رودخانه، ۱۵۰۰۰ مگاوات می‌باشد. در جدول (۵-۱) اطلاعات این سدها و نیروگاه‌های آن‌ها ارائه شده است.

۵-۲-۳- حوضه‌ی دز

رودخانه‌ی دز با طول حدود ۵۰۰ کیلومتر و حوضه‌ی آبریزی به‌وسعت ۲۴۰۰۰ کیلومتر مربع، دومین رودخانه‌ی پرآب ایران به‌حساب می‌آید. دبی متوسط رودخانه، در حدود ۲۴۱ متر مکعب بر ثانیه است. بر اساس مطالعات انجام شده، غیر از سد و نیروگاه دز (که در حال حاضر با ظرفیت ۵۲۰ مگاوات در حال بهره‌برداری است)، دیگر نیروگاه‌های برق آبی در دست مطالعه هستند. بدین ترتیب جمع پتانسیل قابل بهره‌برداری از این رودخانه به حدود ۵۰۰۰ مگاوات می‌رسد. اطلاعات این سدها و نیروگاه‌های بر روی آن‌ها در جدول (۵-۲) مشخص شده است.

جدول (۵-۱): مشخصات طرح‌های حوضه‌ی آبریز کارون

نام سد	نام رودخانه	مرحله‌ی اجرایی سد	نوع ساخت سد	ارتفاع از پی m	حجم مخزن $10^6 m^3$	ظرفیت تولید MW	انرژی سالانه GWh
کارون۱	کارون	در حال بهره‌برداری	بتنی قوسی	۲۰۰	۲۹۰۰	۲۰۰۰	۳۳۰۰
مسجد سلیمان	کارون	در حال بهره‌برداری	سنگریزه‌ای	۱۷۷	۲۳۰	۲۰۰۰	۳۷۰۰
کارون۳	کارون	در حال بهره‌برداری	بتنی دو قوسی	۲۰۵	۲۷۵۰	۲۰۰۰	۴۱۴۰
کارون۴	کارون	در حال اجرا	بتنی قوسی	۲۲۲	۲۱۹۰	۱۰۰۰	۲۱۷۰
گتوند	کارون	در حال اجرا	سنگریزه‌ای	۱۷۵	۴۵۳۰	۲۰۰۰	۴۳۰۰
کارون ۵	کارون	در دست مطالعه	بتنی قوسی	۱۸۸	۲۰۱۳	۴۲۲	۱۱۶۹
کارون ۲	کارون	در دست مطالعه	سنگریزه‌ای	۱۳۰	۱۹۷	۱۰۰۰	۱۹۵۰
خرسان۱	خرسان	در دست مطالعه	سنگریزه‌ای	۱۸۲	۱۲۹۱	۳۹۰	۱۲۲۱
خرسان۲	خرسان	در دست مطالعه	بتنی قوسی	۲۶۰	۲۳۰۴	۵۸۰	۱۶۸۹
خرسان ۳	خرسان	در دست مطالعه	بتنی قوسی	۱۵۵	۷۷۸	۳۰۰	۱۰۱۴
بازفت	بازفت	در دست مطالعه	بتنی قوسی	۲۰۷	۴۵۰	۲۴۰	۷۵۰

جمع کل برآورد توان نیروگاه‌های کارون، تقریباً ۱۵۰۰۰ مگاوات است.

جمع کل برآورد انرژی سالانه، تقریباً ۲۵۴۷۰ میلیون کیلووات ساعت است.

جدول (۵-۲): مشخصات طرح‌های حوضه‌ی آبریز دز

نام سد	نام رودخانه	مرحله‌ی اجرایی سد	نوع ساخت سد	ارتفاع از پی m	حجم مخزن $10^6 m^3$	ظرفیت تولید MW	انرژی سالانه GWh
دز	دز	در حال بهره‌برداری	بتنی قوسی	۲۰۳	۳۳۴۰	۵۲۰	۲۷۵۰
رودبار لرستان	رودبار	در حال بهره‌برداری	سنگریزه‌ای	۱۹۰	۵۱۰	۱۰۰۰	۱۰۵۰
بختیاری	بختیاری	در دست مطالعه	بتنی قوسی	۳۱۵	۴۸۴۴	۱۵۰۰	۲۹۸۴
لیرو	زالکی	در دست مطالعه	بتنی قوسی	۲۱۰	۵۲۰	۳۴۳	۱۰۲۵
زالکی	زالکی	در دست مطالعه	بتنی قوسی	۲۱۰	۱۵۱۷	۴۷۰	۱۳۳۳
سزار ۵	سزار	در دست مطالعه	---	۶۵	---	۱۰۳	۴۰۷
دز ۱	سزار	در دست مطالعه	---	۳۲	---	۱۷۵	۵۸۳
دز ۲	سزار	در دست مطالعه	---	۷۷	---	۴۵۷	۱۴۷۴
دز ۳	سزار	در دست مطالعه	---	۳۸	---	۲۱۶	۷۱۸

جمع کل برآورد توان نیروگاه‌های دز، حدود ۵۲۵۰ مگاوات است.

جمع کل برآورد انرژی سالانه، ۸۰۱۰ میلیون کیلووات ساعت است.

۵-۲-۴- حوضه‌ی کرخه

طول رودخانه‌ی کرخه در حدود ۹۰۰ کیلومتر است که وسعت حوضه‌ی آبریزی آن ۹۲۰۰۰ کیلومتر مربع و متوسط دبی سالانه‌ی آن در حدود ۱۷۷ متر مکعب بر ثانیه می‌باشد. براساس مطالعات انجام شده، پتانسیل‌های اصلی موجود برای احداث نیروگاه‌های برق آبی بر روی این رودخانه، شامل ۶ مورد است که از میان آن‌ها طرح سد کرخه به اجرا و مورد بهره‌برداری درآمده و دیگر طرح‌ها در دست مطالعه یا در مرحله‌ی شناخت می‌باشند. در مجموع می‌توان گفت که کل پتانسیل‌های قابل بهره‌برداری از این رودخانه، بیش از ۳۰۰۰ مگاوات می‌باشد. جدول (۵-۳) مشخصات این سدها و نیروگاه‌های آن‌ها را نشان می‌دهد.

جدول (۵-۳): مشخصات طرح‌های حوضه‌ی آبریز کرخه

نام سد	نام رودخانه	مرحله‌ی اجرایی سد	نوع ساختمان سد	ارتفاع از پی m	حجم مخزن $10^6 m^3$	ظرفیت تولید MW	انرژی سالانه GWh
کرخه	کرخه	درحال بهره‌برداری	خاکی	۱۲۷	۷۸۰۰	۴۰۰	۱۲۰۰
سازبن	سیمره	در حال اجرا	بتنی قوسی	۱۵۷	۱۶۰۹	۳۷۵	۵۷۲
سیمره	سیمره	در حال اجرا	بتنی دوقوسی	۱۷۸	۳۲۲۰	۶۴۰	۸۳۵
پاعلم	کرخه	در دست مطالعه	سنگریزه‌ای	۲۰۰	۳۱۲۷	۴۳۰	۱۱۹۴
تنگ معشوره	کشکان	در دست مطالعه	سنگریزه‌ای	۱۳۷	۱۶۳۹	۱۶۶٫۲	۳۹۷
کرخه ۲	کرخه	در دست مطالعه	بتنی دریچه‌ای	۳۳	۱۴	۲۰۰	۲۶۶
گرماب	سیمره	در مرحله‌ی شناخت	بتنی قوسی	۱۰۰	۷۰۰	۲۵۰	۴۸۰

جمع کل برآورد توان نیروگاه‌های کرخه، حدود ۳۱۶۵ مگاوات است.

جمع کل برآورد انرژی سالانه، حدود ۵۰۸۵ میلیون کیلووات ساعت است.

۵-۲-۵- سایر حوضه‌های ایران

در سایر حوضه‌های ایران، سدها و نیروگاه‌های متعددی نصب شده‌اند که ظرفیت تولید انرژی الکتریکی آن‌ها بسیار کم است. البته دو طرح نیروگاه آبی سردشت، گرژال و مشمپا با ظرفیت بهره‌برداری حدود ۴۰۰ مگاوات در دست مطالعه می‌باشند و در جدول (۵-۴) مشخصات این سه سد ارائه شده است. همچنین مشخصات دیگر نیروگاه‌های آبی که بر

روی حوضه‌های آبریز کوچکی نصب شده‌اند، درجدول (۵-۵) قابل مشاهده است. البته مشخصات چهار نیروگاه سد دز، مسجد سلیمان، کارون ۳ ، کرخه و سد شهید عباسپور به‌خاطر مقایسه آن آورده شده است.

جدول (۵-۴): مشخصات سایر طرح‌های دیگر حوضه‌های ایران

نام سد	نام رودخانه	مرحله‌ی اجرایی سد	نوع ساخت سد	ارتفاع از پی m	حجم مخزن $10^6 m^3$	ظرفیت تولید MW	انرژی سالانه GWh
سردشت	زاب	در دست مطالعه	بتنی غلطکی	۱۴۶	۶۱۰	۱۵۰	۲۱۹
گرژال	زاب	در دست مطالعه	سنگریزه‌ای	۱۴۲	۲۶۰	۱۴۵	۲۹۳
مشمپا	قزل اوزن	در دست مطالعه	----	۱۲۴	۷۰۰	۱۱۰	۱۷۰

جدول (۵-۵): مشخصات نیروگاه‌های آبی نصب شده بر روی حوضه‌های آبریز کوچک و بزرگ (در سال ۱۳۸۵)

نیروگاه	محل جغرافیایی	زمان بهره‌برداری	تعداد واحدها	قدرت نامی هر واحد MW	مجموع تولید MW
شهید عباسپور	مسجدسلیمان	۸۲-۸۱ ، ۱۳۵۶	۸	۲۵۰	۲۰۰۰
کارون ۳	مسجد سلیمان	۸۵-۱۳۸۱	۸	۲۵۰	۲۰۰۰
مسجدسلیمان	مسجدسلیمان	۸۲-۱۳۸۱	۴	۲۵۰	۱۰۰۰
دز	اندیمشک	۱۳۴۱	۸	۶۵	۵۲۰
کرخه	کرخه	۸۲-۱۳۸۱	۳	۱۳۳	۳۹۹
کلان	شرق‌تهران	۱۳۶۸	۳	۳۸٫۵	۱۱۵٫۵
امیرکبیر	چالوس	۱۳۴۱	۲	۴۵٫۵	۹۱
سفیدرود	منجیل	۴۶و۱۳۴۲	۵	۱۷٫۵	۸۷٫۵
مارون	بهبهان	۱۳۸۳	۱	۷۵	۷۵
زاینده‌رود	اصفهان	۱۳۴۹	۳	۱۸٫۵	۵۵٫۵
لتیان	لتیان	۱۳۴۶	۲	۲۲٫۵	۴۵
کوهرنگ	کوهرنگ	۸۴-۱۳۸۳	۳	۱۳	۳۹
جیرفت	جیرفت	۱۳۷۶	۲	۱۵	۳۰
ارس	قزل‌قشلاق	۱۳۴۹	۲	۱۱	۲۲
طالقان	طالقان	۱۳۸۵	۲	۸٫۹	۱۷٫۸
مغان	مغان	۱۳۸۱	۲	۶٫۵	۱۳
وفرقان	ساوه	۱۳۷۵	۲	۲×۵٫۲	۱۰٫۴

ادامه‌ی جدول (۵-۵)

نیروگاه	محل جغرافیایی	زمان بهره‌برداری	تعداد واحدها	قدرت نامی هر واحد MW	مجموع تولید MW
وفرقان	ساوه	۱۳۷۵	۲	۲×۵٫۲	۱۰٫۴
درودزن	شمال‌شیراز	۱۳۶۷	۲	۵	۱۰
مهاباد	مهاباد	۱۳۵۱	۲	۳	۶
ساوه	ساوه	۱۳۷۶	۲	۲×۲٫۶	۵٫۲
پل کلو	یاسوج	۱۳۸۳	۲	۲	۴
جنت رودبار	رودبار	۱۳۷۵	۱	۱	۱
دره تخت	دره تخت	۱۳۸۵	۲	۰٫۳۴	۰٫۶۸
کرنق	خلخال	۱۳۸۱	۱	۰٫۰۵	۰٫۰۵

۵-۳- منحنی دبی حجمی آب

یکی از مسائل بسیار مهم در احداث هر نیروگاهی، میزان دبی حجمی آب ورودی در زمان‌های مختلف از سال می‌باشد. با توجّه به منحنی دبی حجمی سالیانه‌ی آب می‌توان موارد زیر را تخمین زد:

۱- میزان انرژی متوسط سالیانه‌ی قابل دسترس؛

۲- حداقل انرژی سالیانه‌ی قابل دسترس و ظرفیت همیشگی؛

۳- میزان انرژی اضافی و افزایش ظرفیت ذخیره شده‌ی آب در پشت سد؛

۴- ظرفیت مخزن آب برای یکنواخت کردن جریان آب به حداقل مقدار خود؛

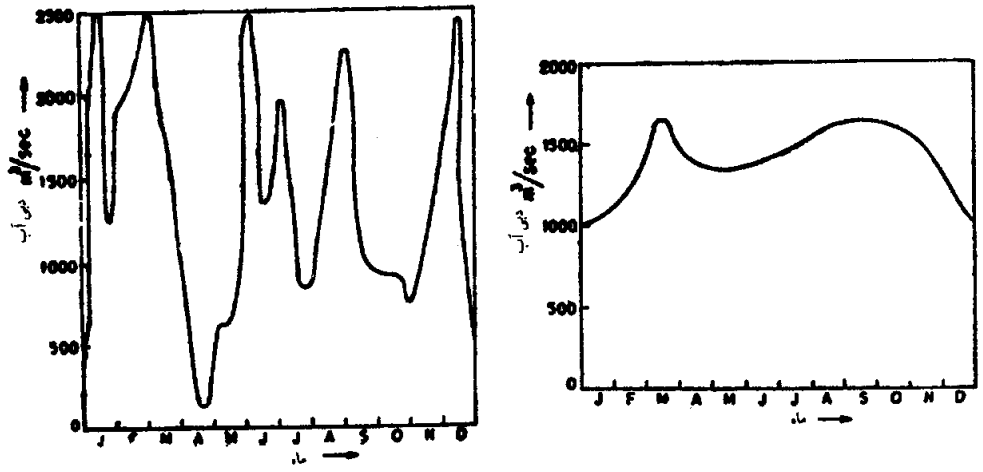
۵- میزان حداقل آب خروجی روزانه بدون ذخیره سازی؛

۶- ظرفیت[1]؛

۷- ظرفیت مخزن کنترل سیلاب‌ها.

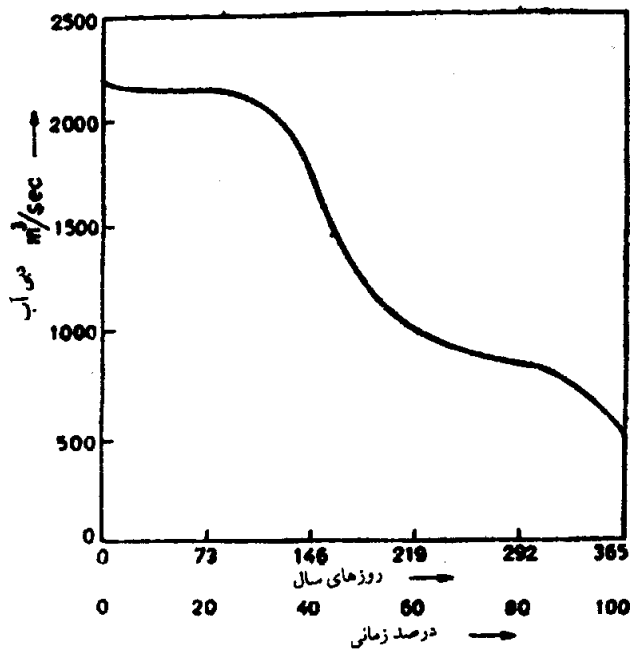
برای دستیابی به این اهداف باید بررسی دراز مدتی (حدود ۲۰ سال) بر روی رودخانه‌ی مورد نظر صورت گیرد تا شرایط حداقل و حداکثر دبی آب مشخص شود. بدین منظور، منحنی دبی آب ورودی بر حسب دوره‌های مختلف از قبیل ساعت، هفته، ماه و یا سال تهیه می‌شود. در شکل (۵-۱) نحوه‌ی تغییرات دبی آب رودخانه‌هایی با تغییرات آب بسیار زیاد و کم نشان داده شده است. از این منحنی، حداکثر و حداقل دبی حجمی آب در دوره‌های متناوب مورد نظر، مقدار متوسط دبی حجمی آب و میزان آب ورودی در هر

[1]- Spillway



شکل (۵-۱): منحنی تغییرات دبی آب رودخانه‌ها، الف) با دبی آب بسیار متغیر؛ ب) با دبی آب کم متغیر [۸]

لحظه مشخص می‌شود. اما این منحنی در مطالعه و طراحی نیروگاه کاربرد زیادی ندارد و بهتر است آن را به‌صورت منحنی مرتب شده‌ی دبی حجمی آب، مطابق با شکل (۵-۲) در آوریم. هر نقطه از این منحنی، بیانگر درصدی از زمان دوره‌ی تناوب است (در این شکل، دوره‌ی تناوب، برابر سال در نظر گرفته شده است) که دبی حجمی آب، حداقل مقدار مذکور می‌باشد.



شکل (۵-۲): منحنی مرتب شده‌ی دبی آب رودخانه [۸]

۵-۴- انتخاب مکان مناسب برای نیروگاه‌های آبی

یک نیروگاه برق آبی، قسمت کوچکی از کل تجهیزات نصب شده بر روی یک رودخانه را در برمی‌گیرد. به همین خاطر، در انتخاب مکان یک نیروگاه آبی، مسائل مهم مختلفی وجود دارند که مهم‌ترین آن‌ها عبارتند از:

۱- **دسترسی به آب:** به‌منظور نصب یک سد و نیروگاه، نیاز به جریان آب رودخانه می‌باشد. از این رودخانه اطلاعاتی از قبیل مقادیر حداقل، حداکثر، و متوسط دبی حجمی آب در دوره‌ی تناوب مورد نظر مورد نیاز است. در تخمین آب در دسترس باید میزان آب بخار شده و آب‌های نشتی هم به‌حساب آورد.

۲- **ذخیره‌ی آب:** با توجّه به تغییرات آب رودخانه باید مکان سد به‌گونه‌ای باشد که امکان ذخیره‌ی آب (برای استفاده در مواقعی که دبی حجمی آب کم می‌شود) وجود داشته باشد. این مخازن می‌تواند در کنار نیروگاه یا مقداری دورتر از آن قرار گرفته باشد.

۳- **ارتفاع آب در پشت سد احداث شده:** با توجّه به این‌که با افزایش ارتفاع مؤثر آب، توانایی تولید انرژی الکتریکی افزایش می‌یابد، در نتیجه، میزان آب ذخیره شده کاهش پیدا می‌کند. بدین منظور باید آب زیادی توسط مجاری آب و توربین جابه‌جا شود تا انرژی مورد نظر تأمین گردد. لازم به ذکر است که ارتفاع آب بستگی به نقشه‌برداری ناحیه دارد.

۴- **بررسی‌های زمین‌شناسی:** این بررسی‌ها به‌منظور یافتن پی‌های مناسب برای احداث سد و دیگر تجهیزات جانبی، ایجاد مخزن آب به اندازه‌ی کافی و ... لازم می‌باشد. همچنین زمین انتخاب شده نباید در مسیر گسل‌ها و زلزله‌ها باشد.

۵- **میزان آلودگی آب:** آلودگی آب باعث صدمه به تجهیزات فلزی در مسیر آب نیروگاه می‌شود. این مسأله می‌تواند عملکرد نیروگاه را غیر اقتصادی و نامطمئن سازد. در نتیجه بهتر است که در انتخاب مکان یک سد (برای احداث نیروگاه) به کیفیت آب رودخانه توجّه شود تا مشکلاتی را در عملکرد نیروگاه ایجاد ننماید.

۶- **میزان رسوب گذاری رود:** رسوبات ته نشین شده تدریجی آب رودخانه در پشت سد، ظرفیت مخزن آب را کاهش می‌دهد. این رسوبات می‌تواند مشکلاتی را برای پره‌های توربین ایجاد کند. البته رسوبات ناشی از مناطق جنگلی قابل صرف نظر کردن است.

به‌عبارت دیگر، در آن نواحی که در معرض طوفان‌های شدید هستند و توسط فضای سبز محافظت نشده‌اند، رسوبات بسیار زیادی در جریان رودخانه ایجادمی‌شود. در بیش‌تر حالات، این فاکتور جوابگو خواهد بود و در غیر این‌صورت، مکان در نظر گرفته شده مناسب نمی‌باشد.

۷- **تأثیرات زیست محیطی:** آب پشت سد، مقدار بسیار زیادی از زمین‌ها و بعضی دهکده‌ها را زیر آب می‌برد. لذا موقعیت مورد نظر باید محیطی امن و مناسب باشد تا مشکلاتی را از نظر بهداشتی ایجاد نکند و جنبه‌های فرهنگی و تاریخی منطقه را حفظ کند.

۸- **دسترسی به مکان مورد نظر:** در موقعیت انتخاب شده برای ایجاد سد و نصب نیروگاه باید تجهیزات بسیار زیادی به مکان مورد نظر انتقال یابد. به همین منظور باید امکان دسترسی به آن به‌وسیله‌ی ایجاد جاده‌ها یا خطوط راه آهن وجود داشته باشد.

۵-۵- دسته‌بندی نیروگاه‌های آبی

نیروگاه‌های آبی با توجّه به عوامل مختلفی دسته‌بندی می‌شوند. این عوامل‌عبارتند از:

۱- دسته‌بندی بر اساس دبی آب رودخانه

نیروگاه‌های آبی را می‌توان با توجّه به‌مقدار دبی آب آن به انواع زیر تقسیم نمود:

الف) نیروگاه‌های بر روی رودخانه‌های بدون ذخیره‌سازی آب: این نیروگاه‌ها بر روی رودخانه‌هایی نصب می‌شوند که آب ورودی را بدون ذخیره‌سازی مورد استفاده قرار می‌دهند. به‌عبارت دیگر، در این نیروگاه‌ها کنترلی بر روی دبی آب ورودی وجود ندارد و در نتیجه در زمان‌هایی که دبی آب زیاد بوده و بار هم کم باشد، مقداری از آب هدر می‌رود. هدف از این نیروگاه‌ها، استفاده‌ی حداکثر از آب است و با توجّه به دبی آب این رودخانه‌ها قدرت تولیدی این نیروگاه‌ها کم می‌باشد. نمونه‌ای از این نیروگاه‌ها به قدرت ۷۲MW، نیروگاهی بر روی رودخانه اوهایو در آمریکا است.

ب) نیروگاه‌های بر روی رودخانه‌های جاری با ذخیره‌سازی آب: این نوع نیروگاه‌ها که همراه با مخزن ذخیره‌سازی آب می‌باشند، تأمین کننده‌ی تغییرات ساعتی بار در پست‌ها هستند. این مخزن‌ها ظرفیت تولید قطعی نیروگاه‌ها را افزایش می‌دهند. با توجّه به میزان آب جاری شده از این نیروگاه‌ها می‌توان در بار پایه یا بار حداکثر (پیک) استفاده نمود.

وقتی فراوانی آب به‌مقدار بسیار زیادی باشد، به‌صورت بار پایه عمل می‌کند و وقتی میزان دبی آب کم شود، می‌تواند به‌صورت یک بار حداکثر (پیک) مورد استفاده قرار گیرد. نیروگاه آبی کاناوینگ[1] به قدرت ۲۵۲MW و نیروگاه بندری سیف[2] در آمریکا از این نوع هستند.

ج) نیروگاه مخزنی: اکثر نیروگاه‌های آبی دنیا از این نوع می‌باشند. در این نوع نیروگاه‌ها، آب به‌مقدار زیادی در پشت یک سد ذخیره می‌شود و در نتیجه این نیروگاه‌ها را می‌توان به‌عنوان بار پایه یا بار حداکثر شبکه مورد استفاده قرار داد. به‌عنوان مثال، دو نیروگاه دز و شهید عباسپور، از این نوع نیروگاه‌ها می‌باشند.

۲- دسته‌بندی بر اساس نوع بار

با توجّه به نوع بار، کاربرد نیروگاه‌های آبی را می‌توان به سه صورت نیروگاه بار پایه، بار حداکثر (پیک)، و نیروگاه تلمبه‌ذخیره‌ای تقسیم‌بندی نمود:

الف) نیروگاه بار پایه: این نیروگاه‌ها بار پایه‌ی شبکه را تأمین می‌کنند و در نتیجه، تقریباً یک بار ثابتی را تحت ضریب قدرت بالا تولید می‌کنند. این نوع نیروگاه‌ها دارای ظرفیت تولیدی بالایی هستند. نیروگاه‌هایی که بار پایه را تأمین می‌کنند، باید دارای هزینه‌ی انرژی تولیدی پایینی باشند. نیروگاه‌های احداثی بر روی سدهای بدون مخزن و آبگیر از نوع نیروگاه‌های بار پایه هستند.

ب) نیروگاه بار حداکثر (پیک): این نیروگاه‌ها به‌منظور تأمین بار حداکثر شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرند. نیروگاه‌های احداثی بر روی سدهایی با مخزن آبگیر، از این نوع نیروگاه‌ها هستند. البته نیروگاه‌های با سدهای مخزنی هم از این نوع می‌باشند. این نیروگاه‌ها دارای ذخیره‌های فصلی بسیار زیادی هستند. این نیروگاه‌ها در زمان غیر از بار حداکثر (پیک)، آب را در پشت سدها ذخیره می‌کنند و در مواقع بار حداکثر، از ذخیره‌ی آب استفاده می‌نمایند و بدین جهت، عملکرد نیروگاه با ضریب قدرت کم همراه است.

ج) نیروگاه تلمبه‌ذخیره‌ای: نیروگاه‌های تلمبه‌ذخیره‌ای، نوع خاصی از نیروگاه‌های بار حداکثر (پیک) می‌باشند. آب در این نیروگاه‌ها در زمان غیر از بار حداکثر (که شبکه دارای انرژی الکتریکی بیش‌تر از انرژی مصرفی است) توسط پمپ‌هایی از مخازن پایین به سمت

---

[1]- Conowing
[2]- Safe

مخازن بالا منتقل می‌شود. آن‌گاه در مواقع بار حداکثر شبکه، از انرژی پتانسیل موجود در آب‌های مخازن بالا، به‌عنوان آب ورودی به توربین‌های نیروگاه تلمبه‌ذخیره‌ای استفاده و انرژی الکتریکی حاصل می‌شود.

۳- دسته‌بندی بر اساس ارتفاع ریزش آب

الف) نیروگاه‌های با ارتفاع کم آب: این نوع نیروگاه‌ها، دارای ارتفاع ریزش آب کمتر از ۳۰ متر هستند. این ارتفاع بیانگر ارتفاع مابین سطح آب پشت سد و سطح آب خروجی از توربین است. این نیروگاه‌ها نزدیک سد هستند و نیازی به مخزن ذخیره ندارند. نیمی از سد دارای دریچه‌های تخلیه‌ی آب مازاد است و نیروگاه در جلوی نیمه‌ی دوم و یا در مسیر رودخانه قرار می‌گیرد. در این نوع نیروگاه‌ها، توربین‌های کاپلان[1] یا فرانسیس[2] جریان مختلط به‌کار می‌رود.

ب) نیروگاه‌های با ارتفاع متوسط آب: این نیروگاه‌ها برای ارتفاع ریزش آب ۳۰ تا ۳۰۰ متر به‌کار می‌روند. در این نیروگاه‌ها از یک کانال باز، آب پشت سد را از مخزن پشت سد و از طریق لوله‌های مجاری آب به سمت توربین هدایت می‌کنند. توربین فرانسیس جریان شعاعی یا کاپلان در این نوع نیروگاه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند.

ج) نیروگاه‌های با ارتفاع زیاد آب: این نیروگاه‌ها دارای ارتفاع ریزش آب بیش از ۳۰۰ متر هستند. کارهای عمرانی این نیروگاه‌ها در حجم بسیار زیادی صورت می‌گیرد که از جمله، ساخت سد، مخازن، تونل‌ها، تانک‌های ذخیره و مجاری آب است.

معمولاً در ارتفاع ریزش آب کم‌تر از ۲۰۰ متر، از توربین‌های فرانسیس و در ارتفاع ریزش آب بیش‌تر از ۲۰۰ متر، از توربین پلتون[3] استفاده می‌شود. با توجّه به این ارتفاع و دبی تخلیه‌ی آب، قدرت الکتریکی قابل نصب بر روی نیروگاه‌ها به‌صورت زیر تعیین می‌شود:

$$P = \frac{Q \cdot H \cdot \omega \cdot \eta}{۱۰۲} = ۹/۸ Q \cdot H \cdot \eta \qquad (۱-۵)$$

که Q دبی تخلیه‌ی آب بر حسب m^3/sec، H ارتفاع آب بر حسب m، η بازده‌ی توربین و ژنراتور، ω وزن آب (که در شرایط استاندارد برابر $۱۰۰۰ kg/m^3$ می‌باشد)، و P قدرت

---

[1]- Kaplan Turbines
[2]- Francis Turbines
[3]- Pelton Turbine

الکتریکی بر حسب kW می‌باشد.

۵-۶- توربین‌های آبی

۵-۶-۱- مقدمه

توربین‌های آبی وظیفه‌ی تبدیل انرژی موجود در آب را به انرژی مکانیکی (برای به‌چرخش در آوردن محور توربین) دارند. این توربین‌ها دارای بازده‌ی بسیار بالا (بالاتر از ۹۰٪ در بار کامل) و ساختمان ساده‌ای هستند و به‌راحتی قابل کنترل می‌باشند و در زمان بسیار کوتاهی راه‌اندازی می‌گردند. این توربین‌ها تا Mhp ۱ و در محدوده‌ی سرعت‌های ۱۰۰rpm (برای توربین‌های بزرگ) تا ۱۰۰۰rpm (برای توربین کوچک) ساخته می‌شوند.

توربین‌های آبی به دو نوع توربین‌های عکس‌العملی و ضربه‌ای تقسیم می‌شوند. همچون توربین‌های به‌کار رفته در نیروگاه‌های بخاری و گازی، پره‌های متحرک توربین‌های عکس‌العملی در نیروگاه‌های آبی به‌گونه‌ای هستند که سرعت و فشار آب در برخورد با آن‌ها کم می‌شود. توربین‌های فرانسیس و پروانه‌ای[1] از نوع توربین عکس‌العملی می‌باشند. توربین‌های فرانسیس برای ارتفاع ریزش آب متوسط و دبی آب جاری متوسط به‌کار می‌روند؛ ولی توربین‌های پروانه‌ای (ملخی) برای ارتفاع ریزش آب کم و دبی آب زیاد مورد استفاده قرار می‌گیرند. توربین‌های کاپلان نوع خاصی از توربین‌های پروانه‌ای هستند که دارای پره‌های قابل تنظیم می‌باشند.

اما توربین‌های ضربه‌ای دارای پره‌های متحرکی هستند که سرعت آب در برخورد با آن‌ها کم می‌شود، ولی فشار آب، ثابت می‌ماند. توربین‌های پلتون دارای این نوع پره‌ها هستند که برای نیروگاه‌های با ارتفاع ریزش آب زیاد و دبی آب جاری کم به‌کار می‌روند.

۵-۶-۲- سرعت دور مخصوص

سرعت دور مخصوص یک توربین، سرعت یک توربین مدلی است که قدرت ۱kW را در ازای ارتفاع ریزش آب ۱m، تولید می‌کند که به‌صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$N_s = \frac{N \cdot \sqrt{P_t}}{H^{1/25}} \qquad (۵-۲)$$

[1]- Propeller Turbines

که در این رابطه،

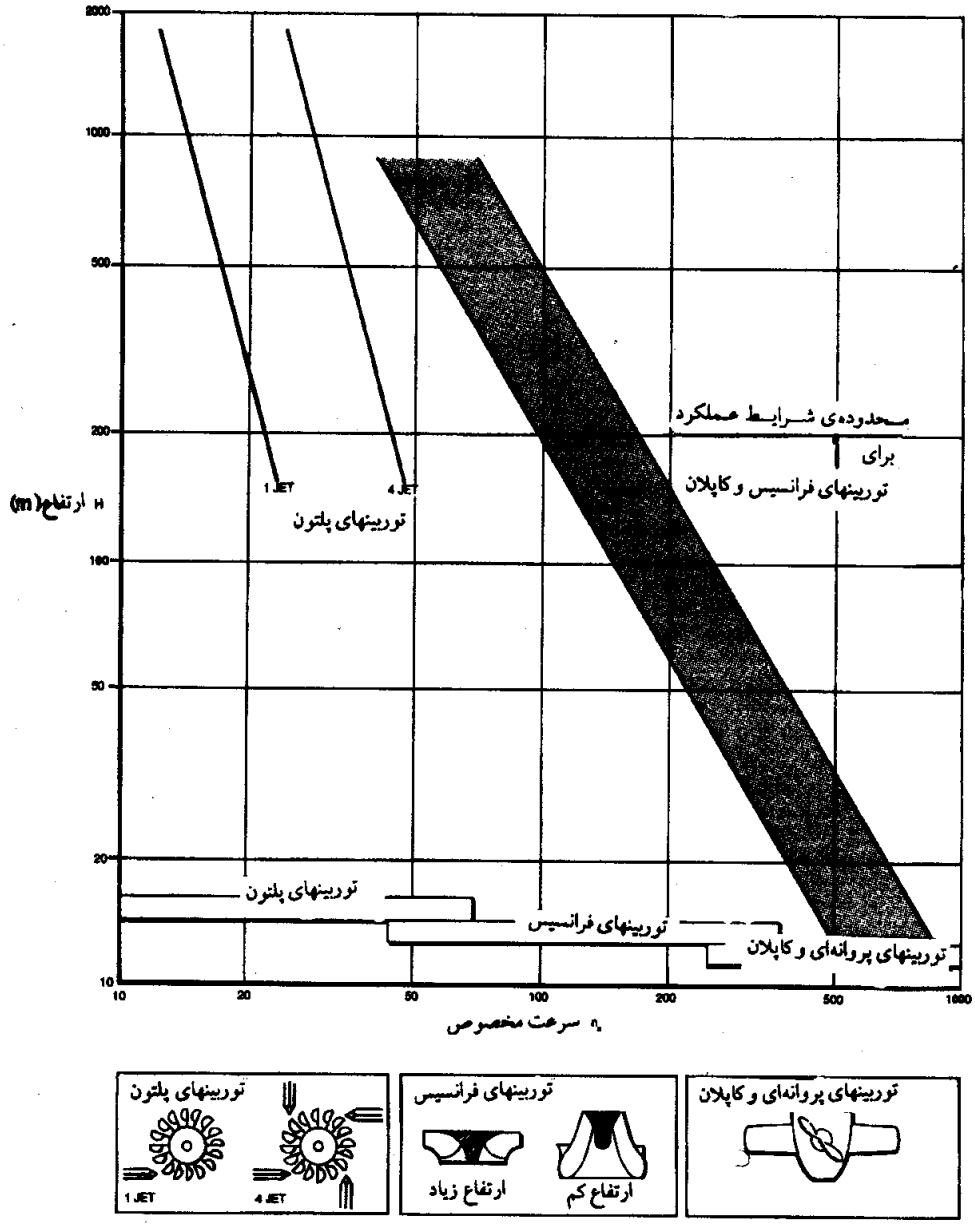
N_s = سرعت مخصوص بر حسب rpm

N = سرعت توربین بر حسب rpm

P_t = قدرت خروجی بر حسب kW

H = ارتفاع مؤثر ریزش آب بر حسب m

در جدول (۵-۵)، دسته‌بندی توربین‌ها بر اساس ارتفاع ریزش آب و سرعت مخصوص آن‌ها نشان داده شده است. این جدول را می‌توان در شکل (۵-۳) هم مشاهده نمود.



شکل (۵-۳): نحوه‌ی تغییرات سرعت مخصوص توربین‌ها براساس ارتفاع ریزش آب[۳]

جدول (۵-۵): دسته‌بندی توربین‌ها براساس ارتفاع ریزش آب و سرعت مخصوص آن‌ها

نوع توربین	ارتفاع ریزش آب	سرعت مخصوص
پلتون	بالای ۲۰۰m	۱۰-۶۰
فرانسیس	۳۰-۲۰۰m	۵۰-۴۰۰
پروانه‌ای	کم‌تر از ۳۰m	۳۰۰-۱۰۰۰

همان‌گونه که از شکل (۵-۳) و جدول (۵-۵) متوجّه می‌شویم، در ارتفاع ریزش آب کم، توربین‌های با دور مخصوص زیاد استفاده می‌شود؛ زیرا در غیر این صورت در اثر سرعت زیاد سیال، تلفات توربین، زیاد و بازده‌ی سیستم کم می‌گردد. این موضوع را می‌توان از رابطه‌ی (۵-۲) هم مشاهده نمود که با افزایش ارتفاع ریزش آب، سرعت مخصوص توربین کم می‌شود. همچنین با توجّه به این‌که در سدهای با ارتفاع ریزش آب زیاد، توربین خود بخود سریع می‌چرخد، لذا توربین‌های با سرعت ور مخصوص کم به‌کار برده می‌شود. گفتنی است که سرعت مخصوص اولیه‌ی یک توربین به‌کار رفته را می‌توان با استفاده از نتایج تجربی قبلی و بر اساس رابطه‌ی زیر تعیین نمود:

$$N_s = \frac{K}{\sqrt{H}} = \frac{K}{H^{0.5}} \qquad (۵-۳)$$

که ضریب K را می‌توان بر اساس تجربیات و نتایج به‌دست آمده از انواع توربین نصب‌شده قبلی که در جدول (۵-۶) آمده است، تعیین نمود. با تعیین تقریبی سرعت مخصوص توربین از رابطه‌ی (۵-۳)، می‌توان سرعت واقعی توربین را با استفاده از رابطه‌ی (۵-۲) تخمین زد.

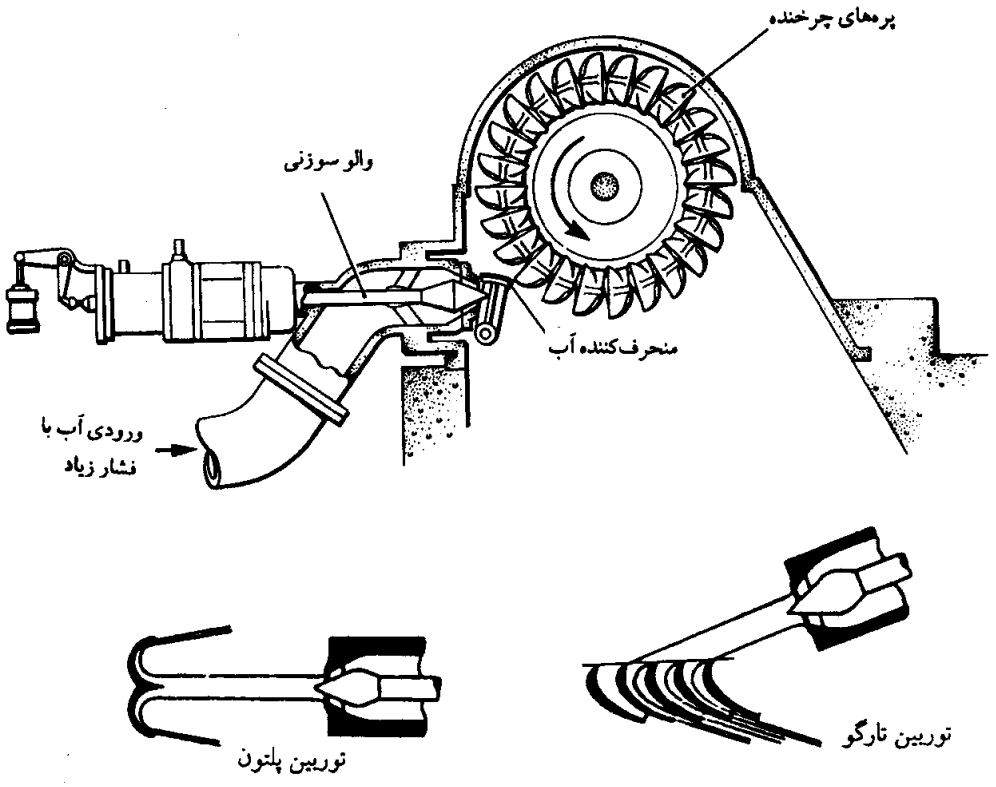
اکنون به بررسی انواع توربین‌های آبی می‌پردازیم.

جدول (۵-۶): مقدار ضریب K برای انواع توربین‌های آبی

نوع توربین	ضریب K
کاپلان و بالب	۲۶۲۵
پروانه‌ای و لوله‌ای	۲۴۱۵
فرانسیس	۲۲۰۵
پلتون	۴۲۰

۵-۶-۳- توربین پلتون

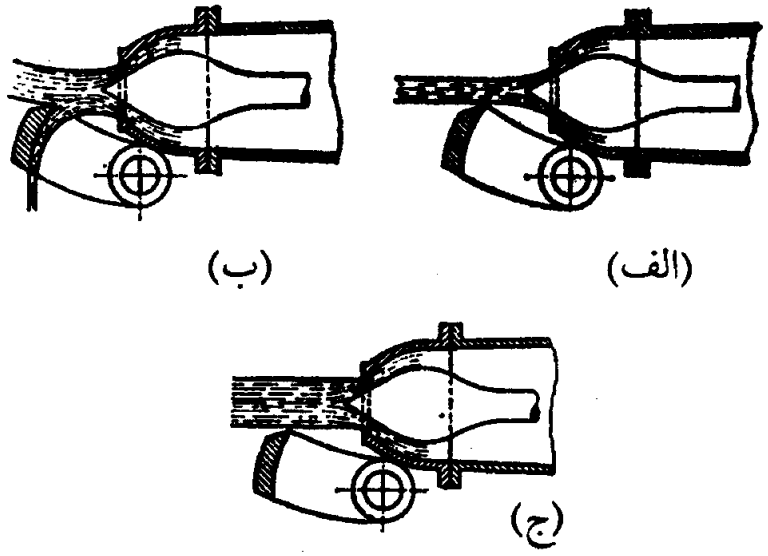
طرح کلی این توربین‌ها در شکل (۵-۴) نشان داده شده است. همان‌گونه که قبلاً هم بیان گردید، این توربین‌ها در سدهای با ارتفاع ریزش آب زیاد (معمولاً بیش‌تر از ۲۰۰ تا ۲۵۰ متر) و جریان آب کم به‌کار می‌روند. این نوع توربین‌ها از نوع ضربه‌ای می‌باشند که در یک یا چند نازل موازی، تمام فشار آب، تبدیل به سرعت می‌شود. سپس آب با سرعت زیاد از طریق انژکتور و والو سوزنی داخل آن، به سمت قاشقک توربین (که حکم پره‌های متحرک را دارند) هدایت می‌شود. با کنترل موقعیت والو سوزنی می‌توان دبی آب ورودی به قاشقک‌های توربین را تنظیم نمود. این عمل، توسط سیستم گاورنر نیروگاه صورت می‌گیرد. گفتنی است که در توربین پلتون، آب خروجی از نازل در هر لحظه، فقط به یک قاشقک برخورد می‌کند و در صورتی‌که آب خروجی در هر لحظه با چند قاشقک برخورد نماید، توربین تارگو[1] نامیده می‌شود. این موضوع در شکل (۵-۴) مشخص شده است.



شکل (۵-۴): طرح کلی توربین پلتون [۲]

[1]- Turgo Turbines

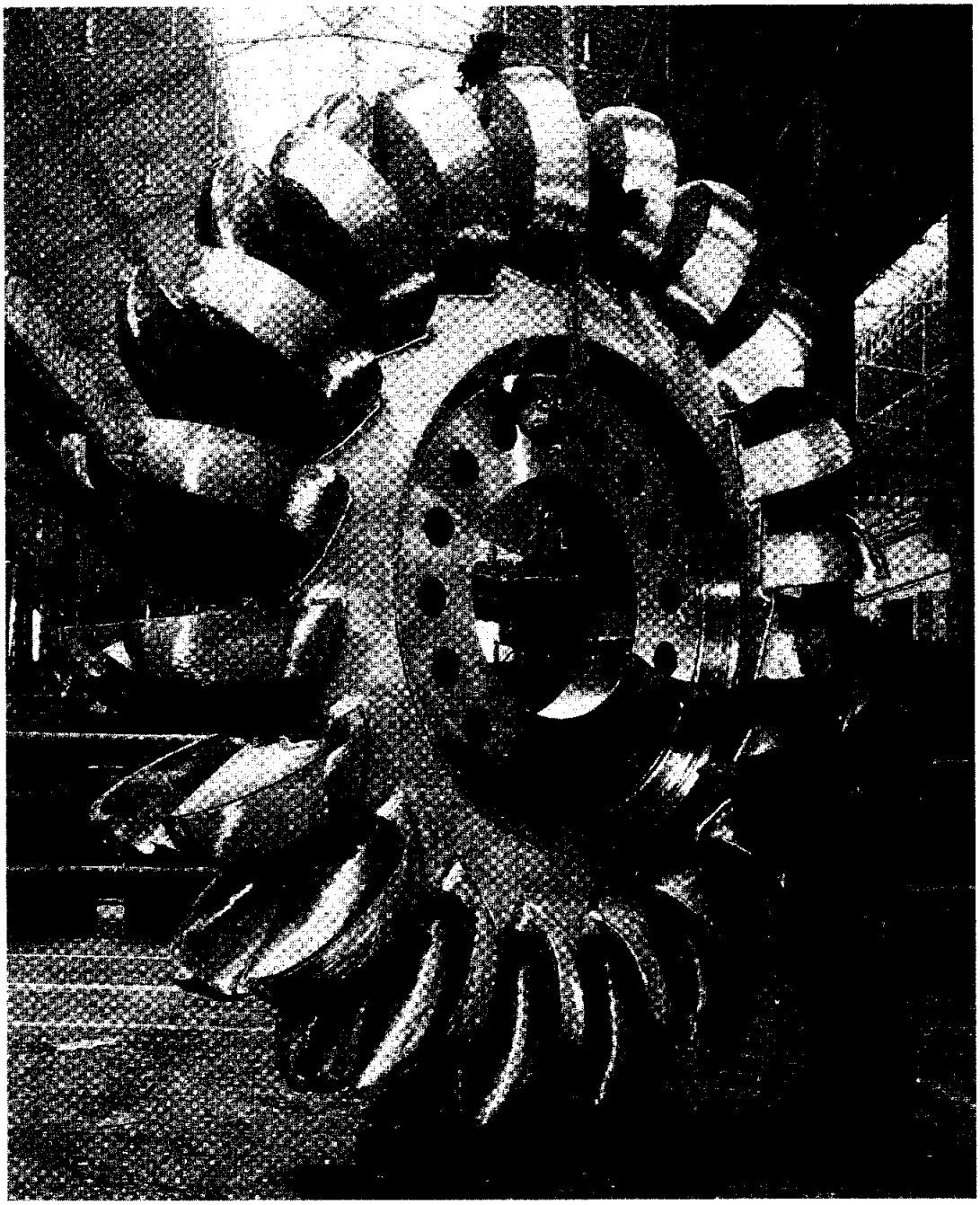
در مواقع کاهش سریع بار نیروگاه، باید آب ورودی توسط سوزن وسط انژکتور کم شود که این موضوع، توسط بسته شدن والو سوزنی انجام می‌پذیرد. اما این عمل، باعث ایجاد فشار شدید در لوله‌های منتهی به انژکتور می‌شود. برای جلوگیری از این مشکل، از وسیله‌ای به‌نام منحرف کننده[1] استفاده می‌شود. منحرف‌کننده (دفلکتور) در مواقع کاهش سریع بار به سرعت در مقابل آب خروجی از انژکتور قرار می‌گیرد و سپس با حرکت آرام والو سوزنی و تنظیم دبی آب مورد نیاز، مجدداً به محل خود بر می‌گردد. طرز کار این سیستم در شکل (۵-۵) نشان داده شده است.



شکل (۵-۵): نحوه‌ی عملکرد منحرف‌کننده (دفلکتور) [۱]

از نظر تئوری، حداکثر بازده‌ی توربین هنگامی اتفاق می‌افتد که سرعت محور توربین، نصف سرعت آب پاششی باشد و این موقعی است که پره‌های متحرک دقیقاً ۱۸۰ درجه آب ورودی را برگرداند. البته در این زمان، سرعت آب تخلیه، صفر است که در عمل، این موضوع امکان‌پذیر نمی‌باشد. در واقع نسبت سرعت چرخشی پره‌ها به سرعت آب پاششی بین ۰٫۴۶ تا ۰٫۴۷ می‌باشد. در نتیجه، بازده این نوع توربین حدود ۹۳٪ می‌باشد. در شکل (۵-۶) پره‌های متحرک یک توربین واقعی ضربه‌ای نشان داده شده است.

[1]- Deflector

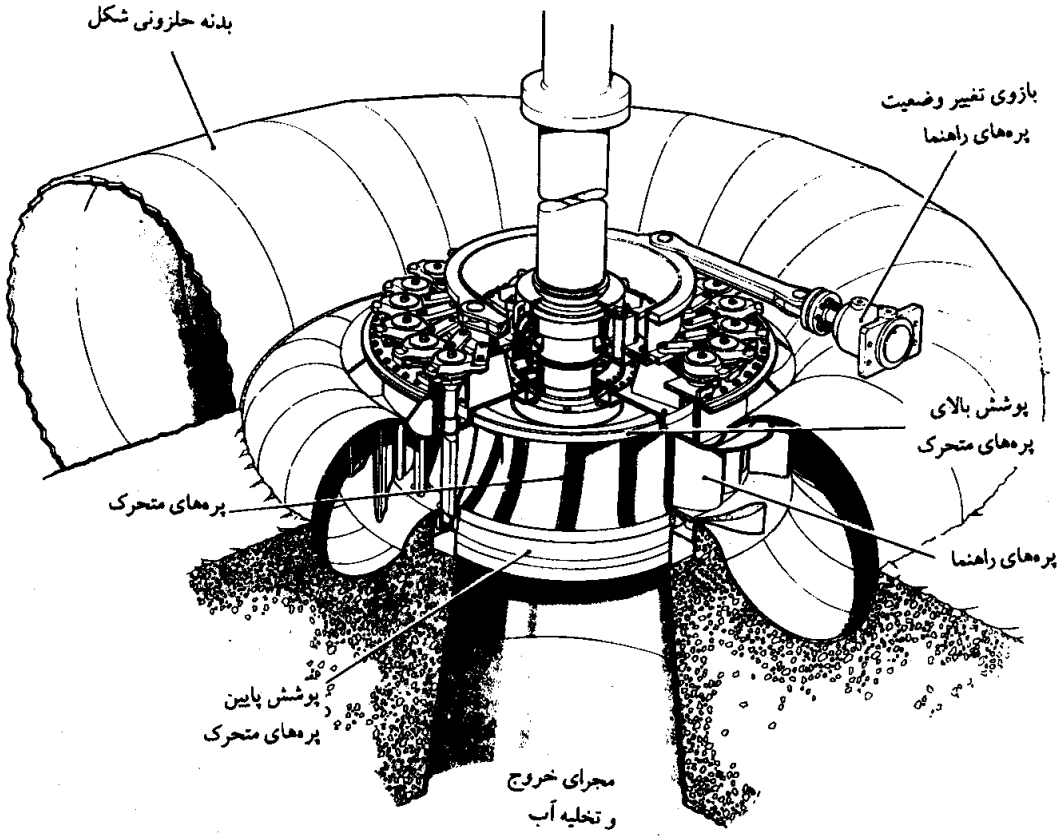


شکل (۵-۶): پره‌های متحرک یک توربین واقعی ضربه‌ای [۱۱]

۵-۶-۴- توربین فرانسیس

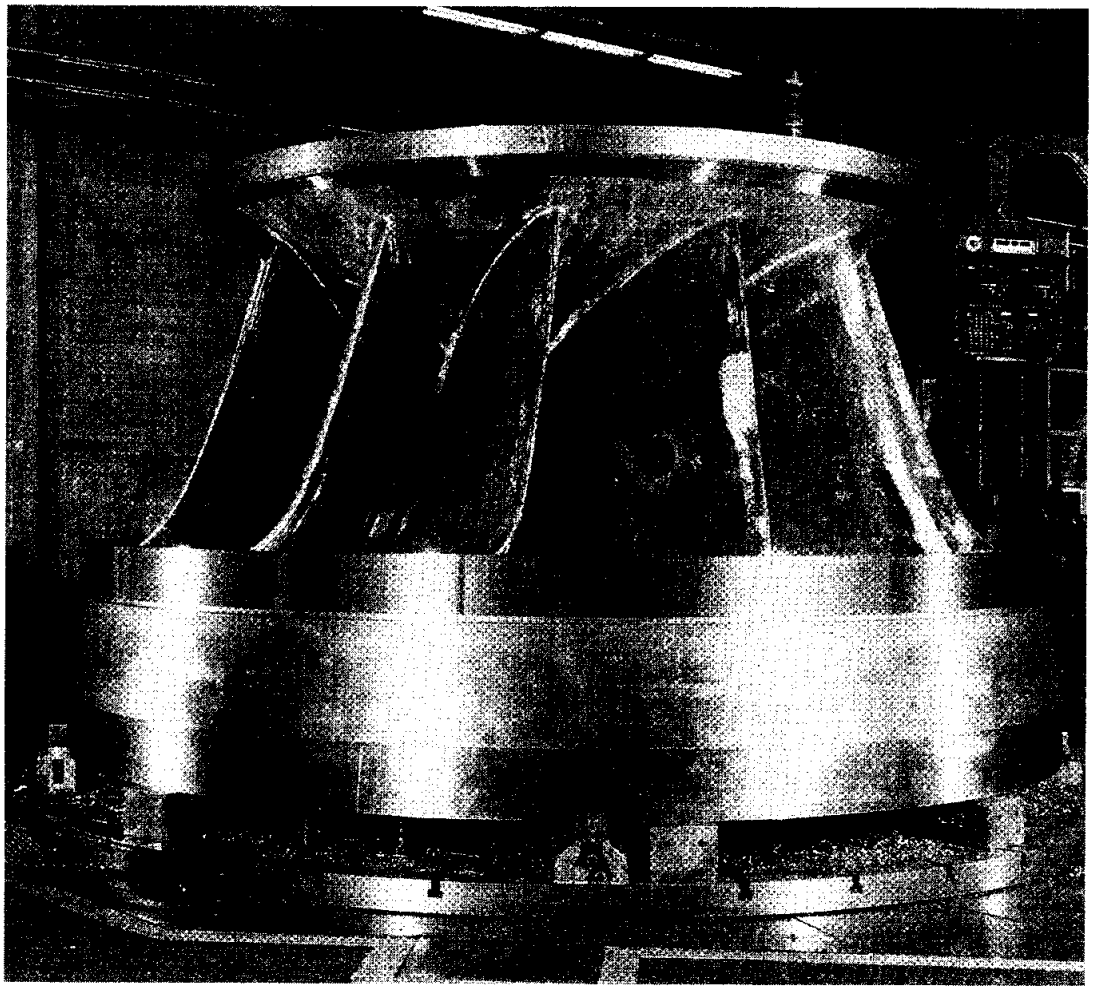
طرح این نوع توربین‌ها در شکل (۵-۷) مشخص شده است. همان‌گونه که قبلاً هم بیان گردید، این توربین‌ها برای نیروگاه‌های با ارتفاع متوسط ریزش آب، و دبی آب جاری متوسط به‌کار می‌رود. آب پشت سد توسط کانال‌هایی وارد لوله‌های حلزونی شکل می‌گردد. سطح مقطع این لوله‌های حلزونی، مرتباً کاهش می‌یابد تا سیال آب بتواند با سرعت

یکنواختی در تماس با پره‌های اصلی توربین قرار گیرد. آب با سرعت زیاد، پس از عبور از محفظه‌ی حلزونی شکل، توسط پره‌های راهنما[1] به پره‌های اصلی برخورد می‌کند. وظیفه‌ی پره‌های راهنما، افزایش نهایی سرعت آب و جهت دادن مناسب به آب برای برخورد با پره‌های اصلی (به‌طور شعاعی) می‌باشد. با تغییر زاویه‌ی پره‌های راهنما می‌توان شدت جریان آب را تغییر داد که بالطبع، تعداد دور مخصوص توربین هم تغییر می‌کند. به‌عبارت دیگر، با بسته شدن کامل این پره‌ها، لبه‌های پره‌های مجاور با هم مماس می‌شوند و این موضوع، باعث قطع جریان آب به پره‌های اصلی می‌گردد. درجه‌ی باز شدن این پره‌ها، کمیت و جهت آب جاری شده (و طبیعتاً قدرت توربین) را تغییر می‌دهد. در نتیجه با برخورد شعاعی آب با پره‌های اصلی متحرک، انرژی جنبشی به انرژی مکانیکی چرخشی تبدیل می‌شود. حداکثر بازده‌ی این نوع توربین‌ها بین ۹۴ تا ۹۵ درصد می‌باشد. در شکل (۵-۸) پره‌های متحرک یک توربین واقعی فرانسیس نشان داده شده است.



شکل (۵-۷): طرح کلی یک توربین فرانسیس [۳]

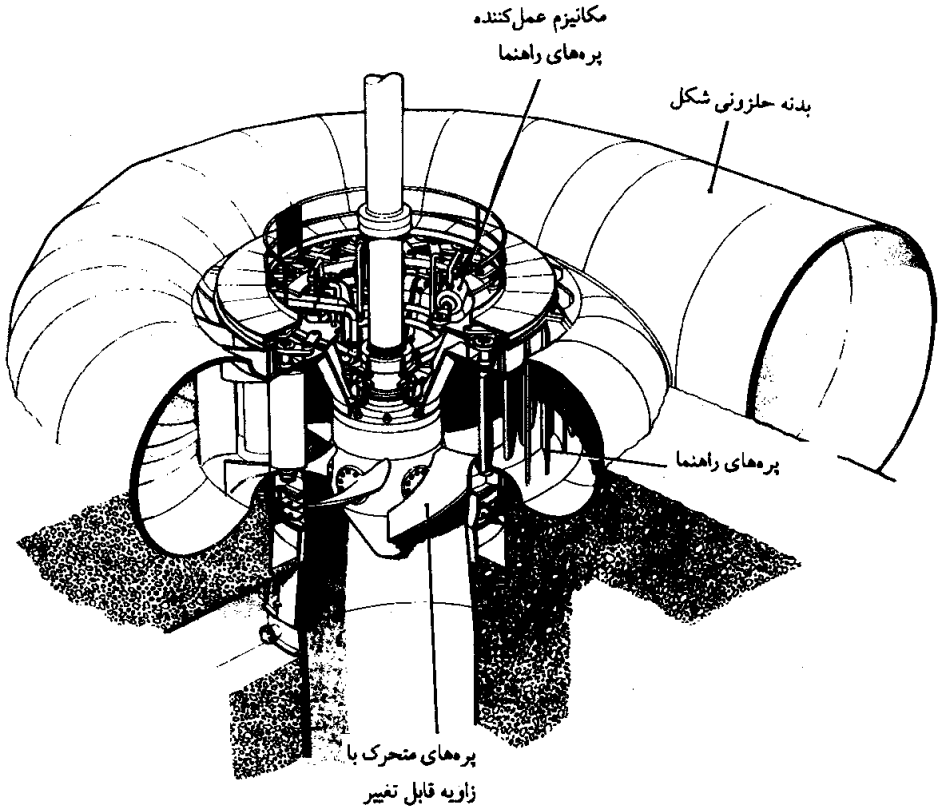
[1]- Guide Vanes



شکل (۵-۸): پره‌های متحرک یک نوع توربین واقعی فرانسیس [۱۱]

۵-۶-۵- توربین کاپلان

طرح اساسی این توربین‌ها را می‌توان در شکل (۵-۹) مشاهده نمود. خصوصیت اساسی این توربین‌ها آن است که جریان آب به‌طور محوری با پره‌های متحرک برخورد می‌کند. لوله‌ی حلزونی شکل و پره‌های راهنما دارای طرح و عملکردی شبیه توربین‌های فرانسیس هستند. آب با سرعت زیاد پس از عبور از پره‌های راهنما و قبل از برخورد به پره‌های متحرک، جهت محوری پیدا می‌کند تا حداکثر انرژی خود را به پره‌های متحرک منتقل نماید. معمولاً تعداد این پره‌های متحرک بین ۴ تا ۶ عدد می‌باشد که عموماً در نیروگاه‌ها قابل تنظیم می‌باشند. این موضوع، باعث بالا رفتن بازده‌ی این نوع توربین‌ها می‌شود، و در توربین‌های بزرگ تا مقدار ۹۴٪ هم می‌رسد. با تغییر زاویه‌ی پره‌های متحرک، میزان آب جاری شده تغییر می‌کند و نهایتاً قدرت مکانیکی محور تغییر می‌یابد.



شکل (۵-۹): طرح کلی یک توربین کاپلان [۳]

عموماً محور این نوع توربین‌ها به‌صورت عمودی نصب می‌شود که در این حالت، مزایای زیر را به همراه خواهند داشت:

۱- طرح سیستم روغنکاری و یاتاقان‌ها به سادگی انجام می‌شود.

۲- نصب و تعمیر ژنراتور به آسانی انجام می‌شود.

۳- حفاظت توربین و دیگر تجهیزات جانبی با انجام بتن‌ریزی‌های محکم انجام می‌شود.

۴- تجهیزات را می‌توان بر روی سطح بالای توربین نصب نمود که این موضوع، تعمیرات و نگه‌داری از تجهیزات را به‌آسانی مهیا می‌کند.

۵- غوطه‌ور نمودن پره‌های متحرک زیر دم آب خروجی به‌منظور از بین بردن کاویتاسیون، در مقایسه با غوطه‌ور نمودن مجموعه‌ی کامل با حداقل هزینه‌ی عمرانی همراه خواهد بود. موضوع کاویتاسیون و راه‌های کاهش آن در انتهای این فصل آورده شده است.

۵-۶-۶- توربین‌های لوله‌ای

توربین‌های کاپلان به‌طور وسیعی در رودخانه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند. در این

نوع رودخانه‌ها، ارتفاع آب، بسیار کم است. البته این طرح‌ها با مشکلاتی از جمله موارد زیر همراه است:

- غوطه‌ور کردن سیستم گردنده‌ی توربین در داخل آب (به‌منظور جلوگیری از کاویتاسیون) نیاز به حفاری دارد که این موضوع هزینه‌ی زیادی را به‌همراه دارد.
- تغییرات متعدد جهت آب در لوله‌های باریک اتفاق می‌افتد و این موضوع باعث طراحی سیستم تیوپ می‌شود که خود باعث افزایش تلفات هیدرولیکی می‌گردد.

این مشکلات باعث استفاده و گسترش توربین‌های لوله‌ای می‌شود که در آن‌ها سیستم چرخشی از نوع کاپلان با پره‌های ثابت یا متغیر است و محور آن کم و بیش به‌صورت افقی نصب می‌شود؛ بنابراین تا آن‌جا که ممکن است، جهت آب از جهت محوری منحرف می‌شود. بازده‌ی این توربین‌ها مشابه با توربین‌های کاپلان است. انواع این نوع توربین را می‌توان به‌صورت زیر بیان نمود:

۱- توربین بالب[1]

۲- توربین تیوب[2]

۳- توربین ریم‌ژنراتور[3]

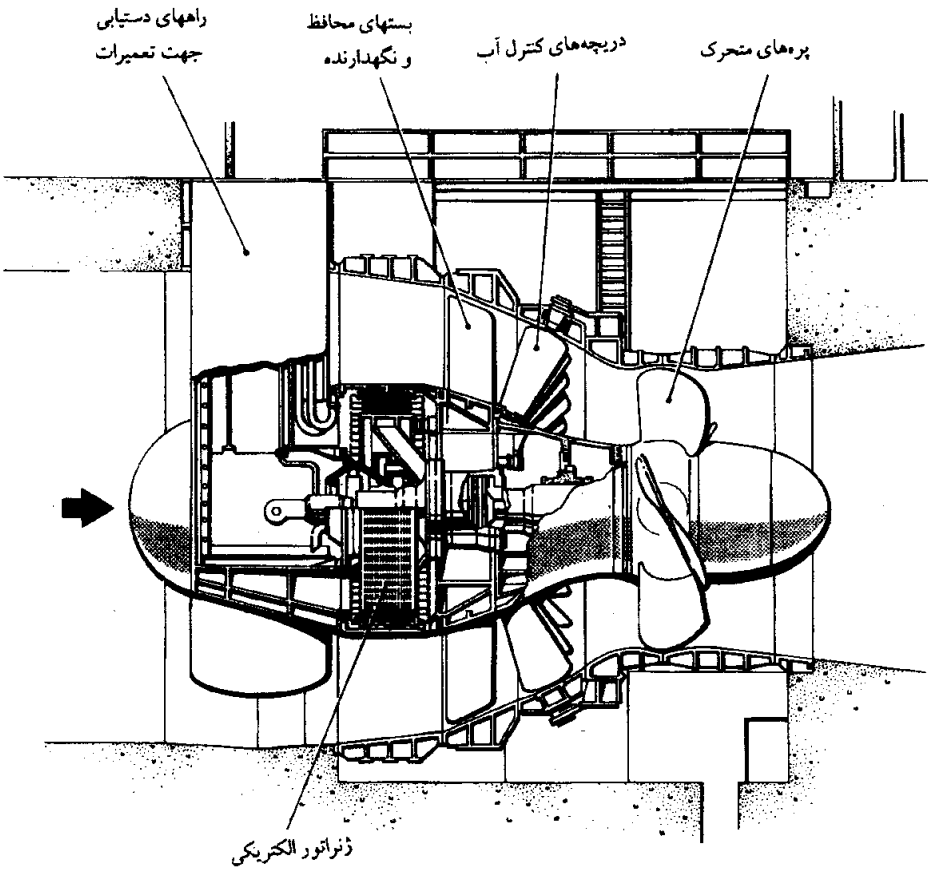
۱- توربین بالب

طرح جداره‌ی این توربین به همراه ژنراتور آن در شکل (۵-۱۰) مشخص شده است. پره‌های متحرک توربین در انتهای آن قرار گرفته‌اند و پره‌های راهنما قبل از توربین نصب می‌شوند. شکل بدنه‌ی این توربین‌ها باید به‌طور مناسبی طراحی شوند تا تلفات هیدرولیکی آب به حداقل خود کاهش یابد. انواع مختلف طرح‌های این نوع توربین‌ها به سه صورت است: نوع اول آن‌که پره‌های متحرک روتور و پره‌های راهنما قابل تنظیم باشند. نوع دوم دارای پره‌های راهنمای قابل تنظیم و پره‌های چرخنده ثابت می‌باشد. نوع سوم دربرگیرنده‌ی پره‌های راهنمای ثابت و پره‌های چرخنده‌ی متغیر است.

این نوع توربین‌ها بر روی رودخانه‌های کوچک نصب می‌شوند و در نتیجه، دارای قدرت بسیار کمی هستند. ژنراتور به همراه توربین در داخل محفظه‌ی اصلی توربین واقع می‌شوند و کل این محفظه در داخل آب قرار می‌گیرد.

---

[1]- Bulb Turbine
[2]- Tube Turbine
[3]- Rim generator Turbine



شکل (۵-۱۰): طرح کلی یک توربین بالب [۳]

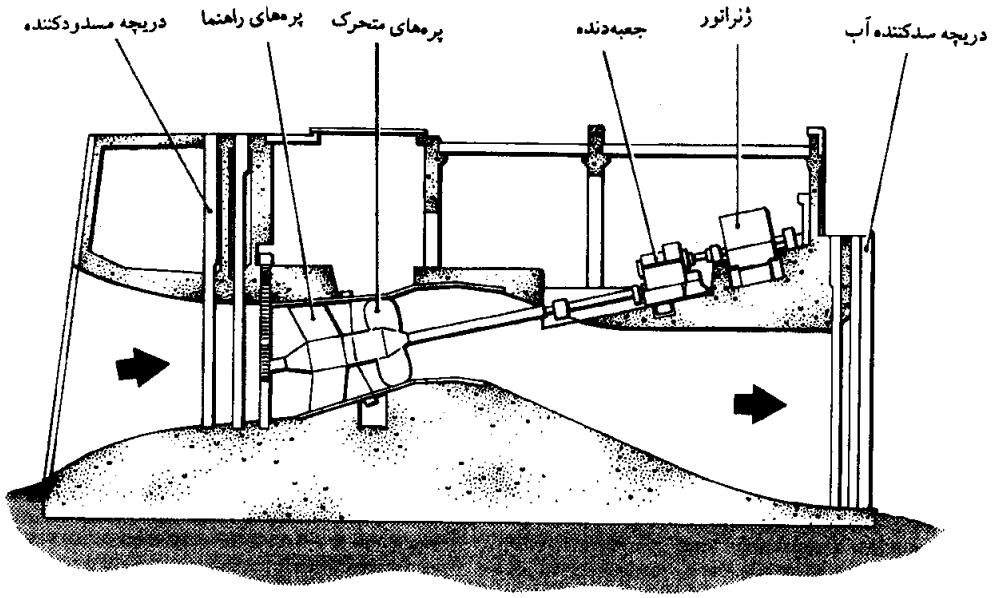
۲- توربین تیوب

دو عیب اساسی در توربین‌های بالب وجود دارد: اولاً به‌خاطر فضای کم محفظه‌ی توربوژنراتور، نگه‌داری از ژنراتور با مشکل همراه است. ثانیاً اینرسی بسیار کم قسمت‌های چرخشی (به‌خاطر فضای کم ژنراتور و قطر کم آن و سیستم چرخنده) در شبکه‌های تولیدی، ممکن است باعث ایجاد مسائل و مشکلاتی از قبیل عدم سنکرونیزم یا تغییرات فرکانس و سرعت ژنراتور شود.

با توجّه به این دلایل، توربین تیوب به‌گونه‌ای طراحی می‌شود که فاقد مشکلات فوق باشد؛ به این ترتیب که به‌منظور دسترسی بهتر به ژنراتور، آن را در خارج از مسیر آب قرار می‌دهند و انرژی چرخشی از طریق یک محور بلند و یک جعبه‌دنده[1] به محور ژنراتور منتقل می‌شود. در این حالت، کنترل فرکانس (و بالطبع کنترل سرعت) ژنراتور به راحتی امکان‌پذیر خواهد بود. البته در این توربین‌ها، مشکلات دیگری از قبیل دراز بودن محور

[1]- Gearbox

انتقالی و نیز ترتیب یاتاقان‌ها به‌وجود می‌آید. طرح کلی این نوع توربین‌ها را می‌توان در شکل (۵-۱۱) مشاهده نمود.



شکل (۵-۱۱): طرح کلی یک توربین تیوب [۳]

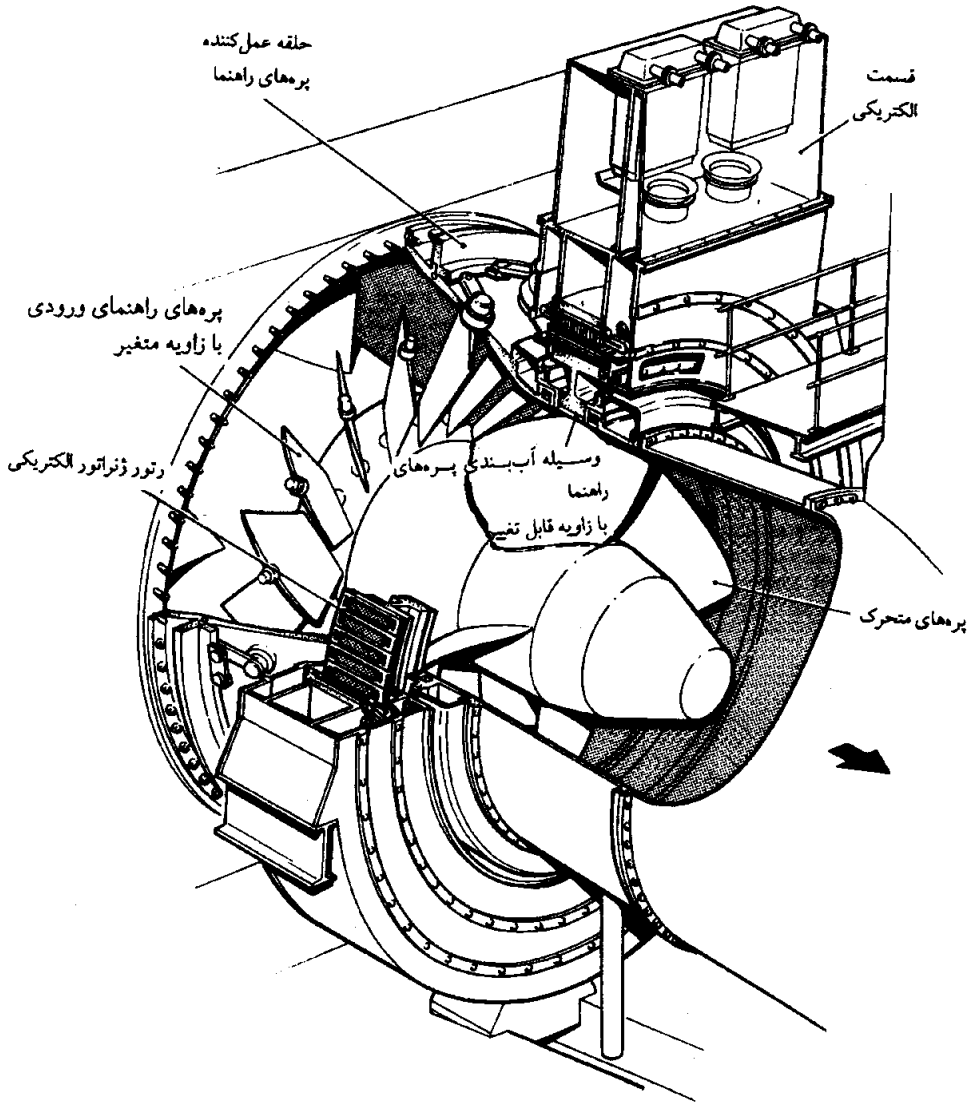
۳- توربین ریم‌ژنراتور

این نوع توربین که در آن، روتور توربین و ژنراتور یکی می‌شوند، در شکل (۵-۱۲) مشخص شده است. پره‌های گردنده‌ی توربین به‌وسیله‌ی یک حلقه‌ی محیطی پوشیده می‌شوند که قطب‌های الکتریکی ژنراتور، متصل به این حلقه می‌باشند و این حلقه هم توسط استاتور ژنراتور محصور می‌گردد. این طرح به‌نام استرافلو[1] می‌باشد که توسط آقای اسچرویس[2] طراحی شده است. بازده‌ی این نوع توربین‌ها قابل مقایسه با دیگر توربین‌های لوله‌ای است. از خصوصیات این توربوژنراتور می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

۱- دسترسی به ژنراتور بسیار راحت است و به‌خاطر قطر بزرگ سیستم چرخنده، اینرسی آن بسیار زیاد خواهد بود و در نتیجه مشکلی از نظر ناپایداری محور وجود ندارد. مسائل طراحی این نوع توربو ژنراتورها، بیش‌تر مربوط به توربین آن می‌باشد (تا قسمت‌های الکتریکی آن). همچنین در طراحی باید دقت نمود که با توجّه به قطرهای بسیار زیاد محور توربین، تعادل محور کنترل گردد.

---

[1]- Straflo
[2]- Escher Wyss



شکل (۵-۱۲): طرح کلی یک توربین ریم‌ژنراتور [۳]

۲- به‌منظور جلوگیری از نفوذ آب به قسمت الکتریکی ژنراتور، نیاز به لایه‌های پوششی می‌باشد تا بین حلقه‌ی چرخشی توربین و بدنه‌ی ثابت مجرای آب قرار گیرد.

۳- با استفاده از پره‌های متحرک غیر قابل تنظیم، هزینه‌ی این واحدها در مقایسه با دیگر توربین‌های لوله‌ای قابل رقابت می‌باشد. با توجّه به محدوده‌ی بسیار کم بالاترین بازده‌ی این نوع توربین‌ها، و برای استفاده‌ی بهینه از انرژی آب، باید در قسمت خروجی سیستم از تعداد زیادی توربو ژنراتور استفاده شود؛ و یا این‌که پره‌های چرخنده، قابل تنظیم باشند. استفاده از این نوع روش‌ها، مسائل رقابتی را در سرمایه‌گذاری توربین‌های مذکور کم می‌کند.

فصل هشتم

مصرف داخلی نیروگاه‌های تولید برق

۸-۱- مقدمه

عموماً در نیروگاه‌های برق، سیستم تولید انرژی به‌صورت خودکار انجام می‌شود و برای این منظور به تجهیزات کمکی نیاز است. با طراحی مناسب این تجهیزات، نه تنها راه‌اندازی قسمت‌های اصلی نیروگاه مهیا می‌شود، بلکه موجبات مکانیزه شدن سیکل نیروگاه نیز فراهم می‌گردد. این تجهیزات بسته به نوع نیروگاه‌ها متنوع است؛ البته بیش‌ترین تجهیزات کمکی در نیروگاه‌ها، مربوط به نیروگاه‌های بخاری می‌باشد. به‌طور خلاصه می‌توان به موارد اصلی این تجهیزات اشاره نمود:

- سیستم تخلیه و انتقال سوخت، پمپ‌های تزریق سوخت به مشعل‌های دیگ‌بخار، فن‌های تأمین کننده‌ی هوای مشعل‌های دیگ‌بخار (فن FD)، فن‌های مکش گازهای کوره (فن ID)، فن‌های گردش گاز کوره (فن GR)، گرمکن‌های هوای کوره، پمپ‌های تغذیه‌ی آب دیگ‌بخار (BFP)؛
- تجهیزات کمکی مورد نیاز توربو ژنراتور (شامل پمپ آب مقطر کندانسور، پمپ ایجاد خلأ کندانسور و پمپ‌های آب خنک کن کندانسور، سیستم تحریک ژنراتور، برج‌های

خنک‌کننده، ترانسفورماتورهای تغذیه‌ی داخلی، تابلوهای تقسیم برق، باطری‌های روشنایی و ...)؛

- تصفیه‌خانه‌ی آب، آتش‌نشانی، سیستم تهیه‌ی گاز هیدروژن.
- آزمایشگاه‌های مختلف، جرثقیل‌ها، پمپ‌های تخلیه، کمپرسورهای هوا، سیستم روغن رسانی و تصفیه‌ی روغن و ... .

تجهیزات کمکی در نیروگاه‌های بخاری با نیروگاه‌های گازی و آبی متفاوت است. البته بعضی از تجهیزات فوق در تمامی نیروگاه‌ها مشترک می‌باشند. این دستگاه‌های کمکی که تعداد آن‌ها در نیروگاه‌ها قابل توجه است، خود احتیاج به انرژی الکتریکی یا حرارتی دارند. اصولاً مصرف بخشی از انرژی تولیدی نیروگاه‌های برق جهت در مدار ماندن و ادامه‌ی کار واحدها لازم و ضروری است. از این جهت نیروگاه‌های برق با یک سری مصارف، به‌نام مصارف داخلی روبرو هستند. این مصارف داخلی درصدی از انرژی تولیدی نیروگاه‌ها را به خود اختصاص می‌دهند.

همان‌گونه که نوع و سیستم‌های تجهیزات کمکی در نیروگاه‌های مختلف، متفاوت است، از نظر میزان انرژی مصرفی هم اختلافات ناچیزی بین نیروگاه‌های مختلف وجود دارد. در بین نیروگاه‌های مختلف برق، مصارف داخلی نیروگاه‌های برق آبی، کم‌ترین و مصارف داخلی نیروگاه‌های بخاری بیش‌ترین مقدار را دارند. این مصارف را می‌توان به‌صورت تقریبی زیر بیان نمود:

۱) مصرف داخلی نیروگاه‌های برق آبی : ۰٫۲–۰٫۴ ٪

۲) مصرف داخلی نیروگاه‌های گازی : ۰٫۵–۰٫۷ ٪

۳) مصرف داخلی نیروگاه‌های دیزلی : ۲–۵ ٪

۴) مصرف داخلی نیروگاه‌های بخاری: ۴٫۵–۶٫۵ ٪ (با توجه به نوع سیستم خنک‌کنندگی)

۵) مصرف داخلی نیروگاه‌های چرخه‌ترکیبی: ۲٫۴–۳ ٪ (با سیستم خنک‌کن خشک)

در صورت استفاده از توربو پمپ تغذیه، می‌توان مصارف داخلی نیروگاه‌های بخاری را از مقدار ذکر شده در نیروگاه‌ها از ۳ تا ۳٫۵ درصد کاهش داد. علت کاهش مصرف داخلی در این حالت، آن است که پمپ تغذیه‌ی آب دیگ‌بخار (به‌جای آن‌که با یک موتور الکتریکی به‌گردش در آید) به‌وسیله‌ی یک توربین بخاری کوچک به گردش درمی‌آید و دیگر نیازی به صرف انرژی الکتریکی نمی‌باشد.

۸-۲- مصرف داخلی نیروگاه‌های بخاری

در نیروگاه‌های بخاری برای حفظ و نگه‌داری واحد در حال کار، مصرف مقداری از انرژی الکتریکی تولیدی و حرارتی برای دستگاه‌های کمکی اجتناب ناپذیر است. در هر نیروگاه حرارتی، از جمله نیروگاه‌های بخاری، مصارف الکتریکی مجموعه‌ای از پمپ‌های مختلف آب گرم و سرد، موتور پمپ‌های روغن، فن‌های هوا و مکش کوره، فن گردش گاز کوره، فن برج‌های خنک کن، کمپرسورها، پمپ‌های مواد شیمیایی، پمپ‌های سوخت، تحریک کننده و غیره مطرح است؛ زیرا که با راه‌اندازی این تجهیزات، امکان در مدار نگه‌داشتن دستگاه‌های اصلی و بهره‌برداری از آن‌ها فراهم می‌شود. این تجهیزات، مصرف‌کنندگان اصلی انرژی برق را در نیروگاه‌ها تشکیل می‌دهند که به نسبت قدرت و بازده‌ی هر یک از این تجهیزات، مقداری انرژی را از شبکه‌ی داخلی نیروگاه اخذ می‌کنند و مجموعاً مصرف داخلی را مشخص می‌سازند. همچنین تمام وسایلی که به‌منظور تأمین مصرف داخلی استفاده می‌شوند، (از قبیل ترانسفورماتورها، کلیدها، شین‌ها، کابل‌های مختلف و ...) تأسیسات مصرف داخلی را تشکیل می‌دهند.

با توجه به این‌که عدم تأمین انرژی مورد نیاز یکی از موتورها یا پمپ‌های اصلی نیروگاه از قبیل فن‌های تأمین هوای مورد نیاز، فن دودکش، موتورهای تأمین کننده‌ی سوخت، پمپ آب تغذیه و ... باعث از کار افتادن کل نیروگاه یا قسمتی از آن می‌شود، بنابراین باید تأسیسات مصرف داخلی از یک ضریب اطمینان بسیار خوبی برخوردار باشند. همچنین در صورتی‌که به دلائلی، سیکل قدرت از کار بیفتد و تولید انرژی الکتریکی نیروگاه متوقف شود، برای جلوگیری از صدمه خوردن تجهیزات نیروگاه، باید وسایل و تجهیزاتی از قبیل پمپ روغن توربین، ترنینگ‌گیر توربین، سیستم روشنایی اضطراری، مرکز کامپیوتر نیروگاه و ... در مدار بمانند تا زمینه‌ی جلوگیری از صدمات احتمالی به تجهیزات و همچنین راه‌اندازی نیروگاه پس از رفع عیب وجود داشته باشد. این موضوع، حساسیت مصرف داخلی نیروگاه و همچنین این نکته که تا چه حد این سیستم باید از ضریب اطمینان بالایی برخوردار باشد، را مشخص می‌سازد. بدین منظور روش‌های متنوعی در تأمین مصرف داخلی نیروگاه‌ها ارائه شده است که در این قسمت به روش‌های مذکور اشاره خواهیم کرد.

۸-۳- انتخاب ولتاژ مصرف داخلی

همان‌گونه که در بخش مربوط به نیروگاه‌های بخاری و تجهیزات آن بیان گردید، در سیکل ترمودینامیکی بخاری، بسیاری از تجهیزات برقی از قبیل موتورها، پمپ‌ها، فن‌ها و ... وجود دارند که با توجه به قدرت تولیدی نیروگاه و نوع وظیفه‌ی آن‌ها دارای قدرت‌های الکتریکی مختلفی از ۱۰kW تا ۱۰MW می‌باشند. با توجه به قدرت این تجهیزات، آن‌ها را می‌توان به دو دسته تجهیزات با قدرت زیاد (حدوداً بیش از ۱۰۰kW) و تجهیزات با قدرت کم تقسیم نمود. بدین منظور باید از دو سطح ولتاژ فشار قوی و فشار ضعیف (برای مصرف داخلی نیروگاه‌ها) استفاده نمود.

با توجه به این‌که شدت جریان و مقدار ولتاژ یک وسیله (با یک قدرت مشخص) با یکدیگر نسبت عکس دارند، در نتیجه باید در انتخاب سطح ولتاژ دقت زیادی به عمل آورد. به‌عبارت دیگر اگر تجهیزات با قدرت بالا (به‌عنوان مثال: پمپ تغذیه‌ی آب دیگ‌بخار، پمپ تخلیه‌ی کندانسور، فن‌های اصلی واحد و ...) را با ولتاژهای فشار ضعیف طرح نماییم، جریان این وسایل بسیار زیاد می‌شود که این موضوع، خود باعث افزایش قطر کابل‌ها و بالا رفتن هزینه‌های کابل کشی، افزایش جریان ثانویه‌ی ترانسفورماتورهای تغذیه کننده (که آن هم ممکن است باعث افزایش قدرت اتصال کوتاه ترانسفورماتور مذکور شود)، افزایش هزینه‌ی کلیدهای تجهیزات و ایجاد مشکلات دیگری می‌شود. از طرف دیگر، ساخت موتورهای با قدرت‌های زیاد در سطح ولتاژهای کم، افزایش بسیار زیاد هزینه‌ی ساخت موتورها را به همراه خواهد داشت.

بدین منظور بر اساس استانداردهای بین‌المللی IEC-۶۰۰۳۸ [1] ولتاژهای استانداردی برای تغذیه‌ی مصرف داخلی نیروگاه‌ها ارائه شده است که این ولتاژها عبارتند از:

۱۲۷/۲۲۰V ، ۲۲۰/۳۸۰ ، ۲۲۰ ، ۳۸۰ ، ۵۰۰ ، ۳۰۰۰ (۳۳۰۰)،

۱۵۰۰۰V ، (۱۱۰۰۰) ۱۰۰۰۰ ، (۶۶۰۰) ۶۰۰۰

از ولتاژهای قید شده بر اساس استاندارد IEC، عموماً ولتاژهای بین ۳۸۰V تا ۵۰۰V به‌عنوان ولتاژ فشار ضعیف، و ولتاژهای ما بین ۳۰۰۰V تا ۷۲۰۰V (و در بعضی مواقع ۱۰۰۰۰V) به‌عنوان ولتاژهای فشار قوی تأسیسات مصرف داخلی نیروگاه در نظر گرفته

---

[1]- International Electrotechnical Commission

می‌شود. بعلاوه، ولتاژهای تا ۲۲۰V برای راه‌اندازی مدارهای فرمان و تأسیسات روشنایی مطرح می‌گردد.

با توجه به مطالب فوق و کیفیت اجرای فنی، محدودیتی برای انتخاب ولتاژ موتورهای الکتریکی وجود دارد. بدین منظور برای موتورهای با قدرت حداکثر ۵۰kW تا ۸۰kW از سطح ولتاژ فشار ضعیف (۳۸۰V تا ۵۰۰V) استفاده می‌شود و ولتاژهای سطح فشار قوی (۳۰۰۰V تا ۷۲۰۰V) برای موتورهای با قدرت بیش از ۱۰۰kW قابل استفاده می‌باشد.

در کشور ما ایران، سطح ولتاژ فشار ضعیف ۳۸۰V سه فاز، و سطح ولتاژ فشار قوی عموماً یکی از مقادیر ۶kV و ۶٫۳kV ۶٫۶kV می‌باشد. به‌عنوان نمونه در نیروگاه شهید رجایی، سطح ولتاژ فشار قوی ۶٫۶kV ، در نیروگاه نکا ۶٫۳kV، و در نیروگاه رامین ۶kV می‌باشد. البته در بعضی نیروگاه‌های قدیمی، ولتاژهای فشار قوی دیگری نیز وجود دارند؛ مثلاً در نیروگاه بعثت، این ولتاژ به‌مقدار ۲٫۴kV و در نیروگاه شهید محمد منتظر قائم برابر ۴٫۱۶kV می‌باشد. تفاوت در سطح ولتاژ فشار قوی ناشی از تفاوت کشورهای سازنده و استانداردهای آنان می‌باشد. در این‌جا لازم است به این نکته اشاره شود که انتخاب بر اساس یک استاندارد بین‌المللی برای خرید تجهیزات نیروگاه‌ها و پست‌ها بسیار ضروری است تا از هر گونه مشکلی در زمینه‌ی تعمیرات و سفارش مجدد تجهیزات جلوگیری شود. نظر به این‌که جهت راه‌اندازی یک نیروگاه تعداد زیادی موتور، پمپ و فن‌های در اندازه‌های کوچک، متوسط و بزرگ به‌کار گرفته می‌شوند، لذا اغلب از دو ولتاژ مختلف یعنی ولتاژ فشار ضعیف و فشار قوی استفاده می‌شود. بعلاوه، تجهیزات بر حسب قدرتشان جهت ولتاژ بالا یا پایین طراحی و محاسبه می‌شوند.

البته این ولتاژهای استاندارد براساس استاندارد DIN ۴۰۰۰۲ کشور آلمان به‌صورت زیر است:

۱۵۰۰۰V ، ۱۰۰۰۰ ، (۶۰۰۰)۵۰۰۰ ، ۳۰۰۰ ، ۵۰۰ ، ۳۸۰ ، ۲۲۰ ، ۱۲۵V

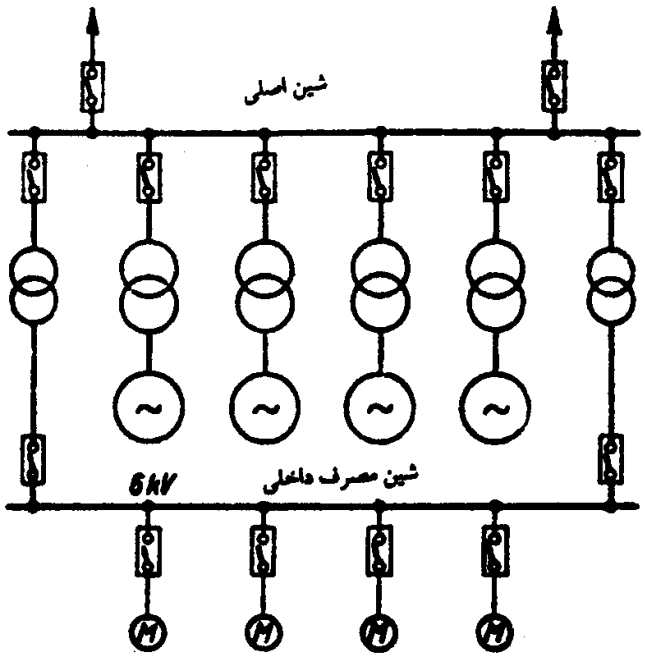
۸-۴- تغذیه‌ی مصرف داخلی نیروگاه

به‌منظور تغذیه‌ی مصرف داخلی نیروگاه‌ها، روش‌های متعددی توسط سازندگان ارائه شده است که از مهم‌ترین این روش‌ها می‌توان به تغذیه از شین اصلی نیروگاه، تغذیه از

پایانه‌ی ژنراتور و تغذیه‌ی گروهی اشاره نمود. در این قسمت هر یک را به‌طور مجزا توضیح خواهیم داد.

۸-۴-۱- تغذیه از شین اصلی نیروگاه

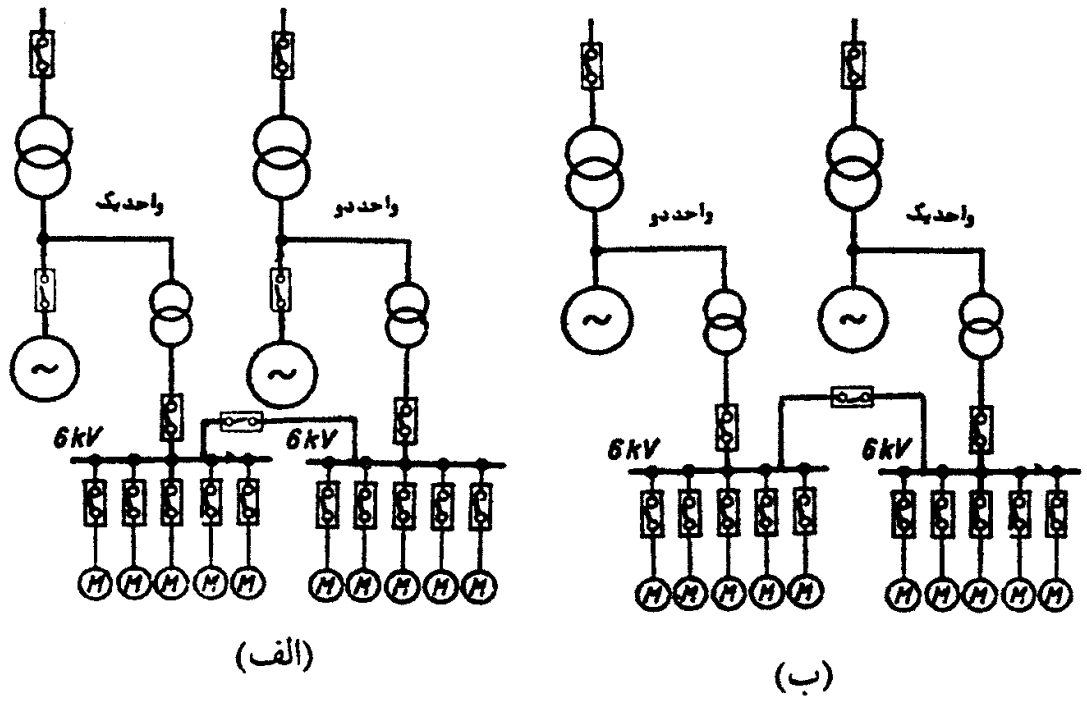
طرح کلی تغذیه‌ی مصرف داخلی از شین اصلی نیروگاه در شکل (۸-۱) نشان داده شده است. معمولاً در این روش، تغذیه‌ی مصرف داخلی با استفاده از دو ترانسفورماتور مصرف داخلی صورت می‌گیرد. این نوع تغذیه بسیار ساده است؛ اما در عین سادگی و قابل تغذیه بودن مصرف داخلی توسط دو ترانسفورماتور، از دو جهت اشکالاتی را به‌همراه دارد. یکی از این اشکالات آن است که با توجه به بالا بودن ولتاژ شین اصلی نیروگاه و پایین بودن سطح ولتاژ مصرف داخلی، ترانسفورماتورهای مصرف داخلی دارای اختلاف ولتاژ بسیار زیادی بین اولیه و ثانویه هستند که این موضوع باعث بالا رفتن هزینه‌ی ترانسفورماتورهای مصرف داخلی می‌شود. اشکال دوم آن است که در صورت ایجاد هر گونه خطایی در شبکه، بلافاصله اثر خود را در شبکه‌ی مصرف داخلی خواهد گذاشت و باعث کاهش ولتاژ در مصرف داخلی و احیاناً قطع آن خواهد شد. به‌عبارت دیگر در این روش تغذیه، ضریب اطمینان مصرف داخلی پایین است. همچنین قدرت اتصال کوتاه شین اصلی نیروگاه افزایش می‌یابد.



شکل (۸-۱): نحوه‌ی تغذیه‌ی مصرف داخلی از شین اصلی نیروگاه [۱]

۸-۴-۲- تغذیه از پایانه‌ی ژنراتور

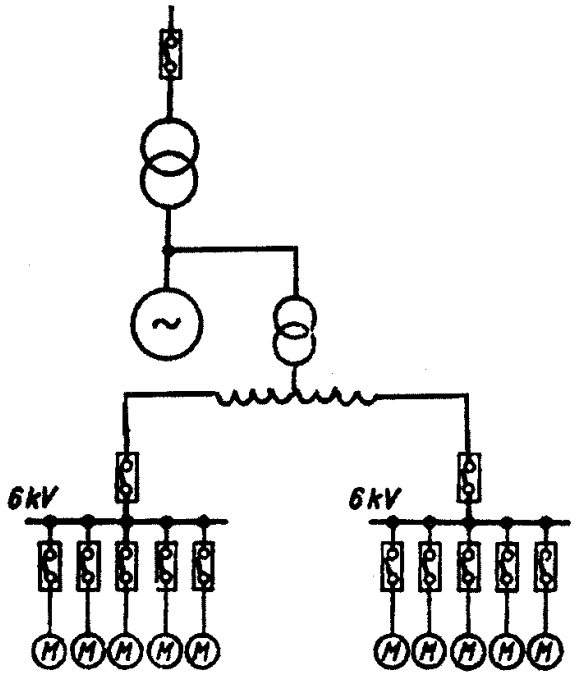
مشکلات مربوط به تغذیه‌ی مصرف داخلی از شین اصلی نیروگاه، کارشناسان را به این فکر انداخت که توربو ژنراتورهای هر واحد به‌همراه دیگر تجهیزات سیکل، از مصرف داخلی مستقلی برخوردار باشند. این مسائل موجبات طراحی تغذیه‌ی مصرف داخلی از پایانه‌ی ژنراتور را فراهم آورد. طرح کلی این نوع تغذیه در شکل (۸-۲) نشان داده شده است. در این حالت اگر خطایی در شین اصلی نیروگاه و شبکه اتفاق بیفتد، آن‌گاه فرکانس و ولتاژ تغییر خواهند کرد. البته تغییرات فرکانس بسیار جزیی است و توسط نیروگاه جبران می‌شود. اثرات ناشی از تغییرات شدید ولتاژ (به‌علت ایجاد اتصال کوتاه در شبکه) بر روی مصرف داخلی را می‌توان با عملکرد سریع سیستم‌های حفاظتی ترانسفورماتور اصلی نیروگاه در کوتاه‌ترین زمان، محدود نمود. به‌علاوه تغییرات ولتاژ اولیه‌ی ترانسفورماتور مصرف داخلی (که همان ولتاژ ژنراتور است) توسط سیستم تحریک ژنراتور (در زمان بروز خطا در شبکه و یا شین اصلی) کنترل می‌شود. مزیت اصلی این طرح آن است که تأسیسات مصرف داخلی هر واحد از هم مجزا می‌باشند؛ به‌طوری که با ایجاد اشکال در هر واحد، هیچ‌گونه اثری در واحدهای دیگر ایجاد نخواهد شد. لازم به‌ذکر است که تفاوت بین طرح (الف) و (ب) در شکل (۸-۲)، وجود کلیدهای قدرت در پایانه‌های خروجی ژنراتور و قبل از انشعاب برای ترانسفورماتور مصرف داخلی می‌باشد. در طرح (الف)، از این کلیدها می‌توان برای راه‌اندازی واحدهای بخاری استفاده نمود. در زمان راه‌اندازی با توجه به عدم تولید انرژی الکتریکی توسط ژنراتور، می‌توان با قطع کلید مزبور، و با استفاده از انرژی الکتریکی شبکه (از طریق ترانسفورماتور اصلی نیروگاه)، ترانسفورماتور مصرف داخلی را برق‌دار نمود و واحد را راه‌اندازی کرد. پس از راه‌اندازی دیگ‌بخار و توربین می‌توان با وصل کلید، ژنراتور را پس از سنکرونیزه شدن، با شبکه موازی نمود. اما با توجه به این‌که در خروجی ژنراتور معمولاً جریان بسیار زیادی حکم فرماست، لذا سعی می‌گردد که از نصب هر کلید قدرت بین ژنراتور و ترانسفورماتور واحد خودداری نمود. به همین جهت اغلب، خروجی ژنراتورها را مستقیماً به ترانسفورماتور واحد و ترانسفورماتور نیروگاه متصل می‌کنند. بدین منظور در نیروگاه‌های مدرن از طرح (ب) در تغذیه‌ی مصرف داخلی استفاده می‌شود.



شکل (۸-۲): نحوه‌ی تغذیه‌ی مصرف داخلی از پایانه‌ی ژنراتور [۱]

در تغذیه‌ی مصرف داخلی مطابق با شکل (۸-۲- ب) ترانسفورماتور واحد (که ولتاژ ژنراتور را به ولتاژ مورد نیاز جهت تأسیسات مصرف داخلی واحد تبدیل می‌کند) اثر خفیف کننده‌ی قابل توجهی (در صورت بروز اتصال کوتاه در شبکه یا ژنراتور) در میزان قدرت اتصال کوتاه خواهد داشت. اما مسأله‌ی دیگر، آن است که نگه‌داری مقدار افت ولتاژ در حد مجاز خود (هنگام وصل یا تعویض نمودن بار) ضروری است. به‌عبارت دیگر، در صورتی‌که راکتانس کافی به‌وسیله‌ی ترانسفورماتورهای واحد در مدار مصرف داخلی ایجاد شود، (به‌طوری که اثرات اتصال کوتاه در تأسیسات مصرف داخلی در مرزی بماند که آن‌ها را بتوان توسط کلیدهای قدرت معمولی کنترل نمود) آن‌گاه باید به این نکته توجه کرد که از طریق این راکتانس‌ها، افت ولتاژهایی در مدار به‌وجود می‌آید که با توجه به کار و راه‌اندازی موتورها، باید یک حد معینی را به خود اختصاص دهند.

در واحدهای بزرگ با قدرت بیش از ۲۰۰MVA به‌منظور ارضاء سطح اتصال کوتاه و افت ولتاژ، مناسب است تا شین‌های مصرف داخلی را تقسیم‌بندی نمود. بدین منظور دو طرح ارائه شده در شکل‌های (۸-۳) و (۸-۴) قابل استفاده می‌باشد. در شکل (۸-۳) مصرف داخلی به دو قسمت تقسیم می‌شود و ثانویه‌ی ترانسفورماتور واحد به یک راکتانس

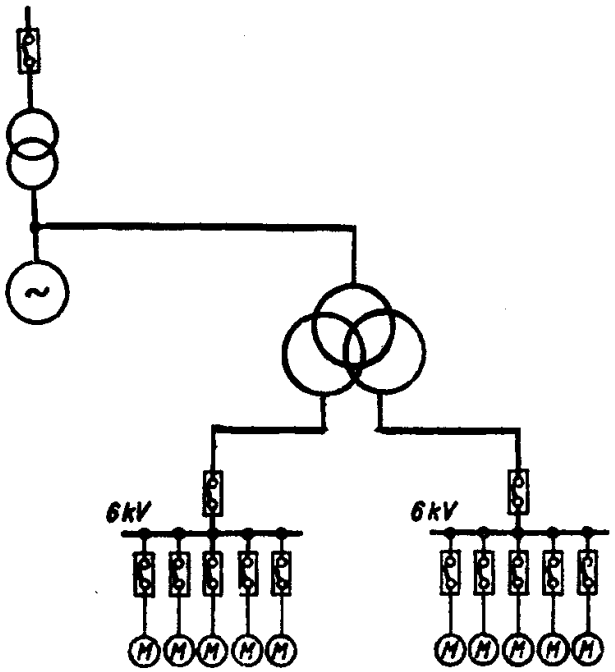


شکل (۸-۳): تغذیه‌ی مصرف داخلی از پایانه‌ی ژنراتور با بوبین سر وسط [۱]

سلفی اتصال می‌یابد. این راکتانس دارای پایانه‌ای در وسط است که ترانسفورماتور واحد به آن اتصال می‌یابد و طرفین انتهایی راکتانس مذکور برای تغذیه‌ی هر یک از شین‌های مصرف داخلی به این شین‌ها متصل می‌گردد. در حالت عادی جهت جریان در طرفین راکتانس سلفی، مخالف هم هستند؛ به‌طوری که حوزه‌ی مغناطیسی تولید شده بجز تلفات فوکوی موجود در سیم‌پیچ، همدیگر را خنثی می‌کنند؛ در نتیجه افت ولتاژ در این حالت، بسیار کم می‌باشد؛ اما درصورت وقوع اتصال کوتاه در هر یک از مصرف‌کننده‌های متصل به شین‌ها، راکتانس سلفی مربوط به آن قسمت، به‌طور کامل در مدار قرار می‌گیرد و در این حالت، کل راکتانس به‌علت یک جهت بودن جریان، از مجموع راکتانس‌های سیستم تحت اتصال کوتاه و راکتانس سلفی که به شین اتصال یافته، تشکیل می‌شود.

از طرح دوم ارائه شده در شکل (۸-۴) استفاده‌ی بیش‌تری می‌شود. در این طرح، شین مصرف داخلی به دو یا چندین قسمت تقسیم می‌شود و هر قسمت توسط یک سیم‌پیچ ثانویه‌ی ترانسفورماتور مصرف داخلی به‌طور جداگانه تغذیه می‌شود. البته به‌جای این‌که ترانسفورماتور با دو یا چندین سیم‌پیچ ثانویه استفاده شود، می‌توان برای هر یک از شین‌ها ترانسفورماتور کوچک‌تری در نظر گرفت و از آن طریق، شین مربوطه را تغذیه نمود. بدین ترتیب در هر قسمت، سهم شبکه بر روی مقدار قدرت اتصال کوتاه به نسبت تقسیم‌بندی

ترانسفورماتور کاسته می‌شود. بدین معنی که با تقسیم‌بندی شین مصرف داخلی به دو شین، سهم هر قسمت شبکه بر قدرت اتصال کوتاه تقریباً نصف می‌گردد.



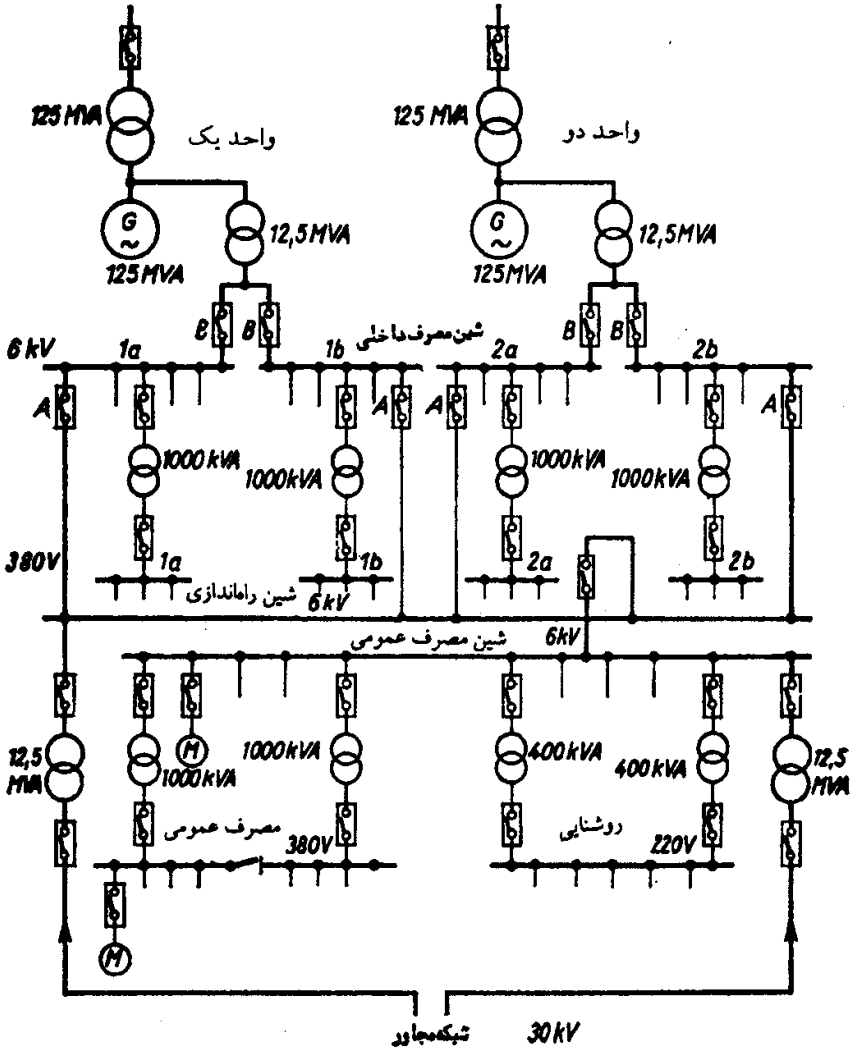
شکل (۸-۴): تغذیه‌ی مصرف داخلی از پایانه‌ی ژنراتور با ترانسفورماتور سه سیم‌پیچه

تقسیم بار مصرف داخلی هر واحد بر روی شین‌ها می‌تواند به‌طور متقارن انجام گیرد؛ بخصوص این‌که این نوع تقسیم‌بندی جهت دو شین بسیار مفید است؛ زیرا اغلب موتورهای مهم مانند پمپ‌های تخلیه‌ی کندانسور و پمپ تغذیه‌ی آب دیگ‌بخار و ... به‌صورت زوج در نظر گرفته می‌شوند. البته نوع دیگر تقسیم‌بندی به‌صورت نامتعادل است؛ به این معنی که یکی را با ترانسفورماتور تغذیه با سیم‌پیچ ثانویه‌ی بزرگ‌تر (برای موتورهای با قدرت بالا) و دیگری را با ترانسفورماتور کوچک‌تری (جهت موتورهای قدرت متوسط) در نظر گرفت. مثلاً یکی از شین‌ها، پمپ تغذیه‌ی آب نیروگاه را تغذیه کند و شین دیگر پمپ‌های تخلیه‌ی کندانسور و پمپ‌های آب برج خنک‌کننده و غیره را تغذیه نماید.

موضوع مهم دیگری که در تغذیه‌ی مصرف داخلی از پایانه‌ی ژنراتور وجود دارد، مسأله‌ی راه‌اندازی نیروگاه می‌باشد. با توجه به این‌که در این نوع تغذیه، ژنراتور قبل از راه‌اندازی قادر به تأمین مصرف داخلی نیست، لذا باید برای راه‌اندازی واحد، شین مصرف داخلی آن واحد را از طریق منبع دیگری تغذیه نمود. روش‌های راه‌اندازی را می‌توان به‌صورت زیر بیان کرد:

الف) تغذیه‌ی انرژی راه‌اندازی از طریق ترانسفورماتور ژنراتور نیروگاه: البته این روش در حالتی امکان‌پذیر است که قدرت اتصال کوتاه ژنراتور کم باشد و بتوان با نصب کلید قدرت در پایانه‌های ژنراتور و قبل از انشعاب ترانسفورماتور واحد، امکان راه‌اندازی را فراهم نمود.

ب) تغذیه‌ی انرژی راه‌اندازی از یک منبع جداگانه یا همان شبکه‌ی اصلی به‌وسیله‌ی ترانسفورماتور راه‌اندازی: این حالت راه‌اندازی برای تغذیه‌ی مصرف داخلی از پایانه‌ی ژنراتور در شکل (۸–۵) نشان داده شده است. در این سیستم، شینی به‌نام شین راه‌اندازی وجود دارد که در زمان راه‌اندازی، توسط ترانسفورماتورهای راه‌اندازی برق‌دار می‌شوند تا تجهیزات اصلی و ضروری نصب شده بر روی شین‌های فشار قوی و فشار ضعیف راه‌اندازی



شکل (۸–۵): نحوه‌ی راه‌اندازی در تغذیه‌ی مصرف داخلی از پایانه‌ی ژنراتور [۱]

شوند. در این طرح، کلیدهای B (مربوط به شین مصرف داخلی) با کلید A (مربوط به شین راه‌اندازی) طوری چفت و بست شده‌اند که با قطع کلید B ، و از بین رفتن برق هر نیم شین، انرژی از طریق شین راه‌اندازی تأمین گردد. در ضمن، این دو کلید طوری کوپل هستند که از موازی کارکردن چند ژنراتور روی شین مصرف داخلی (که ممکن است با هم سنکرون نباشند) جلوگیری شود.

ج) استفاده از دیزل ژنراتور یا نیروگاه گازی: چنانچه انشعاب انرژی راه‌اندازی واحد از شبکه‌ی اصلی یا از منبع جریان دیگر با قدرت کافی امکان‌پذیر نباشد، در این صورت می‌توان به‌طور مثال از یک دیزل ژنراتور استفاده نمود. در این حالت، باید توجه گردد که دیزل ژنراتور از نظر قدرت طوری طرح‌ریزی شود که انرژی لازم جهت موتورهای واحد را (که اغلب موتورهای با روتور قفسه‌ای و دارای جریان اولیه‌ی بالایی هستند)، تغذیه نماید. به‌علاوه باید تغذیه‌ی مصرف داخلی یک واحد را در هنگام راه‌اندازی، حداقل برای نیم تا یک ساعت تأمین کند. بر حسب تجربه، این مقدار قدرت مورد نیاز، حدوداً برابر نصف قدرتی است که واحد در حالت عادی برای مصارف داخلی خود نیاز دارد. در این حالت، در صورت امکان از یک پمپ کوچک با موتور راه‌اندازی مربوط استفاده می‌شود؛ به‌طوری‌که دیزل ژنراتور طراحی شده برای واحد، جریان اولیه‌ی آن را تغذیه نماید. بدین ترتیب می‌توان با استفاده از این پمپ، آب اولیه‌ی دیگ‌بخار را برای راه‌اندازی سیکل ترمودینامیکی مهیا نمود و پس از آن، پمپ تغذیه‌ی اصلی واحد را بعد از راه‌اندازی توربو ژنراتور اصلی و قبل از بار دادن واحد، استارت نمود. به‌عنوان نمونه در نیروگاه نکا، دو دیزل ژنراتور، هر یک به‌مقدار ۱٫۵MW برای مواقع اضطراری موجود می‌باشد. همچنین در نیروگاه شهید محمد منتظر قائم از دو دیزل ژنراتور اضطراری با قدرت‌های ۷۵۰kVA و ۱۲۵kVA برای مواقع اضطراری و قطع شبکه استفاده می‌شود. کاربرد این دیزل ژنراتورها در راه‌اندازی پمپ‌های روغن‌کاری توربین و ژنراتور، و نیز ترنینگ‌گیر توربین و سیستم روشنایی اضطراری می‌باشد. همچنین از یک دیگ‌بخار کمکی استفاده می‌شود تا در صورت توقف واحدها، بخار کمکی با قدرت ۳٫۱۳ton/h (معادل با ۶۹۰۰ پوند بر ساعت) و با فشار ۱۰٫۲۱atm (۱۵۰psi) را تولید نماید. از این بخار کمکی برای گرم نگه‌داشتن مخازن و خطوط انتقال سوخت سنگین، و نیز برای جلوگیری از یخ‌زدگی در گرمکن‌های

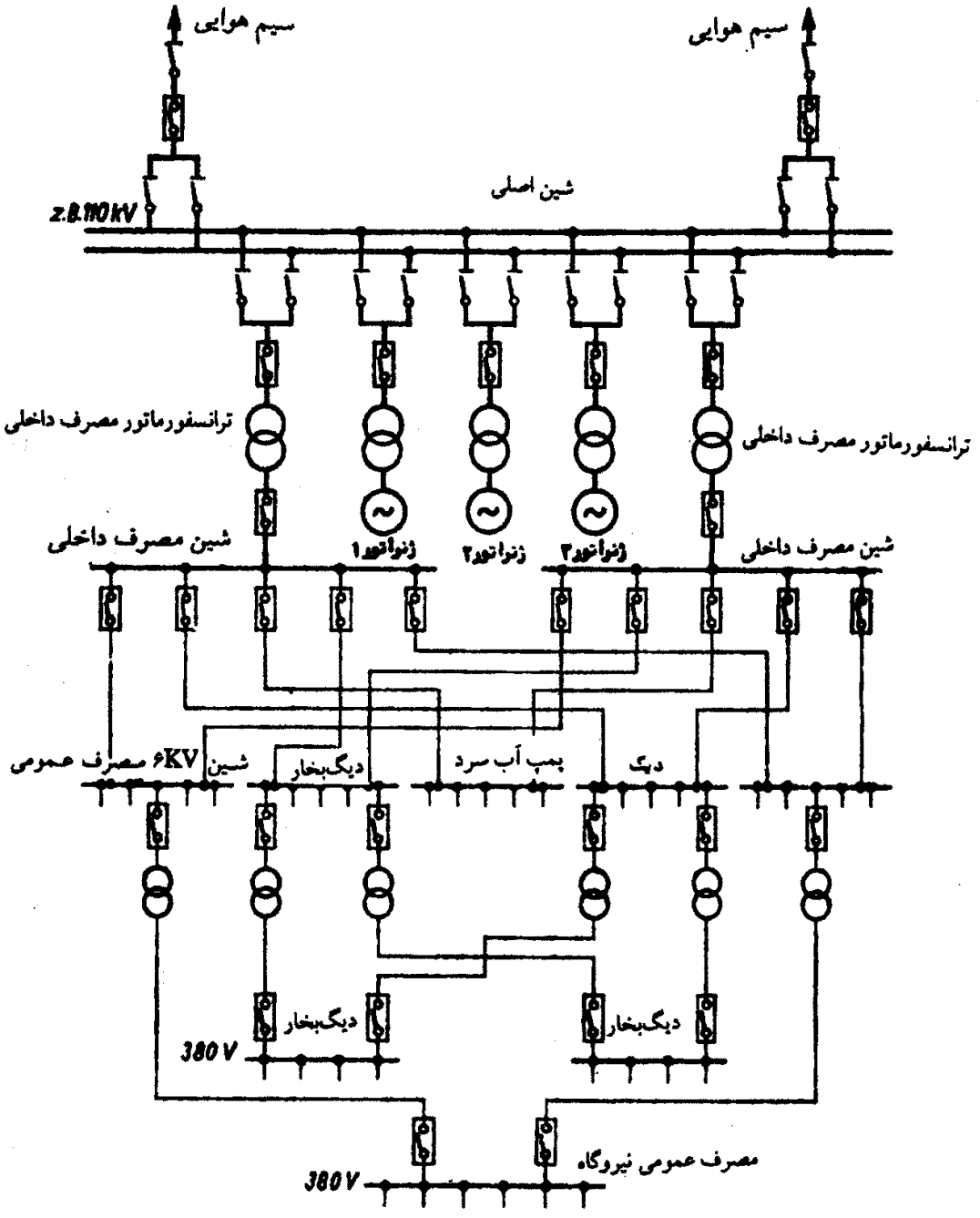
هوا استفاده می‌شود. این دیگ‌بخار از طریق دیزل مربوطه نیز قابل راه‌اندازی است. بعلاوه، دو دیزل دیگر نیز جهت تأمین آب آتش‌نشانی نیروگاه در مواقع قطع شبکه پیش‌بینی شده است.

در نیروگاه‌های بخاری با قدرت بالا، انرژی راه‌اندازی توسط واحدهای گازی تولید می‌شود. البته این واحدهای گازی را می‌توان به‌عنوان منبع ذخیره‌ی انرژی در نیروگاه در نظر گرفت. در این حالت، در صورتی‌که تغذیه‌ی مصرف داخلی از طریق ژنراتور دچار اشکال گردد، سریعاً می‌توان آن را به شین توربین گازی مربوط به خود متصل نمود. این واحد گازی به شین ۶kV مصرف داخلی متصل می‌شود. این موضوع را می‌توان در نیروگاه طوس مشاهده نمود.

۸-۴-۳- تغذیه‌ی مصرف داخلی با اتصال گروهی واحدها

این نوع تغذیه برای نیروگاه‌های با اتصال گروهی، تفاوت بسیار زیادی با تغذیه‌ی مصرفی داخلی با اتصال واحد دارد. در این حالت، تمام واحدهای نیروگاه، مشابه هم می‌باشند و دیگ‌بخار و توربین‌های همه واحدها در شرایط خاص نیستند. به‌عبارت دیگر از نظر وسایل فنی و اقتصادی و بهره‌برداری در شرایط یکسان به سر می‌برند. در چنین نیروگاهی مصرف داخلی تمام واحدها با هم و به‌طور مشترک تغذیه می‌شوند؛ ولی راه‌های تغذیه‌ی شین‌های فشار قوی و فشار ضعیف مصرف داخلی را متعدد در نظر می‌گیرند تا در صورت بروز اشکالی در هر مسیر، مسیر دیگری جواب‌گوی مصرف شین مربوطه باشد. شکل (۸-۶) این نوع تغذیه‌ی مصرف داخلی را برای نیروگاه با اتصال گروهی واحدها نشان می‌دهد. همان‌گونه که از این شکل مشخص است، از طریق دو ترانسفورماتور مصرف داخلی، دو شین ۶kV تغذیه می‌شود و از این دو شین، شین‌های ۶kV متعدد دیگری برق‌دار می‌شوند و تمام تجهیزات فشار قوی واحدها بر روی این شین‌ها متصل می‌شوند. تعداد این شین‌ها بستگی به تعداد واحدهای نیروگاه دارد. البته در اینجا شین‌های ۶kV به دو نوع شین ۶kV خصوصی و ۶kV عمومی تقسیم می‌شوند. مصارف خصوصی (که به شین‌های خصوصی متصل می‌شوند) مصارفی هستند که مختص به هر واحد می‌باشند؛ مثل پمپ تغذیه‌ی آب دیگ‌بخار، پمپ تخلیه‌ی کندانسور و ... . اما مصارف عمومی ۶kV، مصارفی هستند که برای کل نیروگاه به‌کار می‌روند؛ مثل پمپ‌های چاه، پمپ

آب خنک کن و ... . به‌منظور ایجاد شین‌های ۳۸۰V خصوصی و عمومی از طریق ترانسفورماتورهای تبدیل و با تغذیه از شین‌های ۶kV خصوصی و عمومی، شین‌های ۳۸۰V برق‌دار می‌شوند و امکان وصل تجهیزات فشار ضعیف به آن مهیا می‌گردد. در این روش تغذیه، امکان سرویس و تعمیرات تجهیزات روی شین، کابل‌ها، تابلوهای برق و شین‌ها به‌راحتی امکان پذیر خواهد بود.



شکل (۸-۶): نحوه‌ی تغذیه‌ی مصرف داخلی با اتصال گروهی واحدها [۱]

۸-۵- تغذیه‌ی برق اضطراری

در هر نیروگاهی مصرف‌کننده‌هایی وجود دارند که تحت هیچ شرایطی (حتی قطع مصرف داخلی) نباید بی‌برق شوند؛ زیرا در غیر این صورت خطرات جبران ناپذیری را برای نیروگاه به‌همراه خواهد داشت. از جمله‌ی این مصرف‌کننده‌ها می‌توان به چند مورد زیر اشاره کرد.

الف) عموماً در نیروگاه‌های بزرگ، سیم‌بندی روتور و استاتور ژنراتور توسط هیدروژن خنک می‌شوند (البته در بعضی از نیروگاه‌ها از سیال‌های خنک‌کننده‌ی آب و هوا هم استفاده می‌شود). با توجه به این‌که هیدروژن گازی قابل اشتعال است، پس هیچ‌گاه نباید به محیط بیرون راه یابد و در فضا پراکنده شود؛ زیرا منجر به آتش‌سوزی می‌شود. برای این‌که هیدروژن به محیط بیرون نشت نکند، پمپی وجود دارد که روغن (یا بخار) را به حلقه‌ی سیل (آب‌بندی) پمپاژ می‌کند. فشار روغن باید از فشار گاز هیدروژن بیش‌تر باشد تا روغن بتواند کلیه‌ی منفذها را مسدود نماید. پس این پمپ‌ها باید همواره در حال چرخش باشند و موتوری که این پمپ‌ها را به چرخش درمی‌آورد، نباید بی‌برق شود.

ب) محور ژنراتور و توربین به‌علت سنگینی بسیار زیادی که دارند، بر روی وسیله‌ای به‌نام جکینگ قرار دارند تا فشار زیادی به یاتاقان‌ها و بدنه‌ی داخلی یاتاقان‌ها (که از جنس نرم هستند) وارد نشود و ساییده نگردند. در ساخت یاتاقان‌ها، پس از این‌که مفتول اصلی یاتاقان ریخته شد، سطح داخلی یاتاقان با آلیاژ نرمی به‌نام بابیت پوشانده می‌شود. این آلیاژها با بنیان قلع یا سرب، فلزهایی نرم هستند که جهت کاهش اصطکاک در سطح داخلی یاتاقان‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند. حال با ساییده شدن این فلز، محور توربو ژنراتور (که از جنس سخت است) با سطح زیرین یاتاقان (که آن هم از جنس سخت است) درگیر می‌شوند و ممکن است به محور توربو ژنراتور آسیب وارد شود؛ بنابراین، موتوری که پمپی را می‌گرداند تا فشار روغن را برای استفاده در جکینگ‌ها ایجاد کند، باید همواره برق‌دار باشد تا محور توربین و ژنراتور (که در حال چرخش

هستند و توسط یاتاقان‌ها نگه‌داری می‌شوند) همواره بر روی جکینگ‌ها قرار داشته باشند.

ج) به‌منظور کاهش اصطکاک در یاتاقان‌ها، تا زمانی که محور توربو ژنراتور می‌چرخد، باید لایه‌ی نازکی از روغن توسط پمپی به درون یاتاقان‌ها تزریق شود. پس این پمپ‌ها جزو پمپ‌های اضطراری می‌باشند و در هر صورت پمپ‌های مذکور باید همیشه برق‌دار باشند.

د) در نیروگاه‌ها یک سری والوهای فشار قوی وجود دارند که توسط موتورهایی به چرخش در می‌آیند. از این نوع والوها می‌توان به والوهای راه‌اندازی، والوهای دریچه‌ی بخار سوپرهیتر، والوهای دریچه در قبل و بعد از ری‌هیترها اشاره نمود. این والوها را می‌توان به‌عنوان والوهای اضطراری نیروگاه نام برد که تحت هر شرایطی باید بتوان موتور آن‌ها را برق‌دار نمود.

هـ) روشنایی اضطراری نیروگاه، سیستم‌های خبری و حفاظتی: این‌ها وسایلی هستند که به دلایلی نمی‌توان آن‌ها را مستقیماً از جریان مستقیم تغذیه نمود (بلکه نیاز به تغذیه از طریق جریان متناوب است)؛ زیرا اکثر این موتورها و پمپ‌های اضطراری در نقاطی تعبیه شده‌اند که با درجه حرارت‌های بالایی در تماس هستند. بدین منظور موتورهای جریان متناوب با روتور قفسه‌ای بهتر از موتورهای جریان دائم، جوابگوی این نوع راه‌اندازی‌ها می‌باشند؛ بنابراین باید در نیروگاه‌های مدرن برای این نوع مصرف‌کننده‌ها یک شین اضطراری پیش‌بینی نمود تا تجهیزات اضطراری به این شین‌ها متصل گردند.

البته علاوه بر شین اضطراری نیروگاه، تجهیزات دیگری وجود دارند که فقط با ولتاژ dc کار می‌کنند. از این وسایل می‌توان به تغذیه‌ی رله‌های سیستم‌های حفاظتی ژنراتور و توربین، سیستم‌های فرمان، روشنایی اضطراری و علائم خبری اضطراری اشاره نمود. پس باید یک شین با ولتاژ dc در هر نیروگاهی وجود داشته باشد.

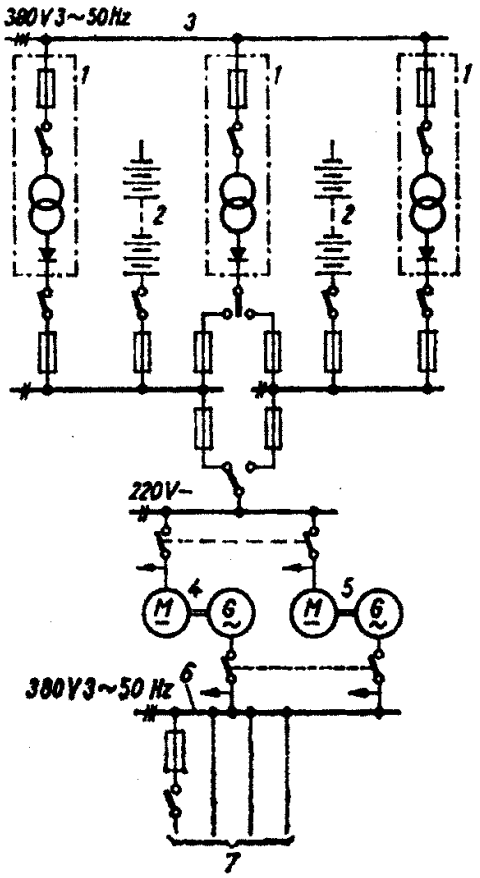
نظر به این‌که با بروز اشکالی در مصرف داخلی یا در شبکه، احتمال به صفر رسیدن ولتاژ در تأسیسات مصرف داخلی وجود دارد، لذا باید شین اضطراری و شین dc از منبع مطمئنی که تابع شبکه نباشد، تغذیه گردند. بدین منظور از باطری‌خانه استفاده می‌شود. در ادامه به توضیح بیش‌تری در مورد شین dc خواهیم پرداخت.

۸-۶- تغذیه‌ی شین dc

به‌طور کلی در طراحی شین dc باید توجه خاصی بر انتخاب مصرف‌کننده‌های جریان مستقیم مبذول داشت تا بتوان از ازدیاد باطری‌ها و در نتیجه، بزرگ شدن شبکه‌ی جریان مستقیم و هزینه‌ی زیاد حفاظت از آن جلوگیری نمود. با توجه به گسترش مکانی هر نیروگاه، و در نتیجه افت ولتاژهایی که به‌علت دور بودن وسایل از منبع تغذیه پیش می‌آید، معمولاً از ولتاژ ۲۲۰V dc برای تغذیه‌ی مصرف‌کننده‌های جریان مستقیم استفاده می‌شود. البته با استفاده از سیستم‌های کنترل رله‌ای یا کنترل الکترونیکی، در کنار ولتاژ ۲۲۰V، ولتاژهای دیگری از قبیل ۲۴V ، ۴۸V و ۶۰V هم پیش‌بینی می‌شود؛ به نحوی که این وسایل از باطری‌های جداگانه‌ای تغذیه می‌شوند. به‌عنوان مثال در نیروگاه نکا، ولتاژهای dc به‌مقدار ۲۴V ، ۴۸V و ۲۲۰V وجود دارد و این در حالی است که در نیروگاه شهید رجایی، ولتاژهای dc به‌مقدار ۲۲۰V ، ۱۱۰V و ۵۰V موجود می‌باشد. از ولتاژ ۲۲۰V برای موتورهای فن اینورترها و روشنایی اضطراری استفاده می‌شود و ولتاژ ۱۱۰V برای سیستم‌های کنترل و حفاظت، و ولتاژ ۵۰V به‌منظور استفاده در سیستم نشان دهنده‌ی خطا و سیستم کسب اطلاعات و مخابرات طراحی شده است. این موضوع در نیروگاه شهید محمد منتظر قائم به‌صورت یک ولتاژ ۱۲۵V dc برای مصارف روشنایی و بعضی سیستم‌های‌دیگر و یک ولتاژ ۴۸۰V dc برای سیستم تلفن، بلندگو و ارتباطات می‌باشد.

در هنگام طراحی تأسیسات جریان مستقیم، باید به این نکته توجه نمود که در موقع کارکرد نیروگاه تأسیسات dc نباید از مدار خارج شوند و در شرایط اضطراری و ساکن بودن توربو ژنراتور، باید مدارهای کنترل و تأسیسات روشنایی اضطراری آماده‌ی بهره‌برداری باشند. به‌علاوه باید به این مسأله هم توجه داشت که قرار گرفتن باطری‌ها به مدت طولانی در مدار، باعث دشارژ سریع آن‌ها خواهد شد. معمولاً جهت شارژ مجدد و سریع باطری‌ها، ولتاژ بالایی روی آن‌ها قرار می‌دهند که این موضوع می‌تواند برای مصرف‌کننده‌های متصل به شین dc (مثل رله‌ها، لامپ‌ها و موتورها) زیان‌آور باشد. پس برای شارژ این باطری‌ها، شین dc علاوه بر تغذیه از باطری‌خانه، باید از طریق ترانسفورماتور تبدیل و سیستم یکسوساز هم تغذیه شود. البته در حالت عادی که شبکه‌ی مصرف داخلی برق‌دار است، تغذیه‌ی شین dc از طریق ترانسفورماتور و سیستم یکسوساز

صورت می‌گیرد و در ضمن، شارژ باطری‌ها هم در این حالت انجام می‌شود. همچنین برای تأمین مطمئن شین dc در شرایط اضطراری از دو سری باطری‌خانه استفاده می‌شود که در شکل (۸-۷) نشان داده شده است. البته در نیروگاه‌هایی که منبع تغذیه‌ی جریان مستقیم خود را به‌عنوان مرکزیت در نظر می‌گیرند، از طرح ارائه شده در شکل (۸-۷) استفاده می‌کنند. در این حالت، امکان شارژ باطری‌ها از طریق یکسوکننده‌ها از سه جهت امکان‌پذیر خواهد بود.



شکل (۸-۷): سیستم تغذیه‌ی dc مصرف داخلی [۱]

۸-۷- سیستم برق اضطراری

همان‌گونه که قبلاً هم بیان شد، علاوه بر تجهیزات اضطراری قبلی که با ولتاژ dc کار می‌کردند، موتورهای اضطراری وجود دارند که به‌خاطر کار در قسمت‌های با درجه حرارت بالا، باید با ولتاژ متناوب تغذیه شوند. اکثر این تجهیزات، دریچه‌های والو مربوط به سوپرهیترها، ری‌هیترها و والوهای مرحله‌ی راه‌اندازی نیروگاه می‌باشد. برای تغذیه‌ی

شین اضطراری مطابق با شکل (۸-۷) از یک مبدل dc به ac (اینورتر) استفاده می‌شود که این اینورتر، برق باطری‌خانه (شین dc) را به ac تبدیل می‌کند تا شین اضطراری را برق‌دار نماید. با توجه به این‌که تغذیه‌ی شین اضطراری ac از طریق اینورتر و شین dc برای زمان‌های بسیار کم (در حدود ۱ تا ۲ ساعت) و آن هم در مواقع اضطراری و قطع برق سیستم مصرف داخلی و شبکه امکان‌پذیر می‌باشد، لذا برای تغذیه‌ی شین اضطراری در شرایط عادی سیستم مصرف داخلی، باید امکان تغذیه‌ی این شین، از شین ac فشار ضعیف مصرف داخلی وجود داشته باشد.

۸-۸- مصرف داخلی نیروگاه‌های گازی

در حال حاضر در کل صنعت برق ایران بیش از ۱۳۰ واحد توربین گازی صنعتی نسبتاً بزرگ (با قدرت‌های بین ۲۵ تا ۱۴۷٫۵MW) و بیش از ۲۰ دستگاه توربین گازی سبک (با قدرت‌های بین ۱ تا ۷٫۵MW) در حال کار هستند. همچنین تعداد زیادی نیروگاه گازی به‌صورت منفرد و یا کاربرد در نیروگاه‌های چرخه‌ترکیبی در دست راه‌اندازی و نصب است. همان‌طور که گفته شد، مصرف داخلی توربین‌های گازی بعد از واحدهای نیروگاه‌های برق آبی، کم‌ترین مقدار را دارد. مصارف داخلی (تلفات نسبی) این واحدها حدود ۰٫۷-۰٫۵ ٪ می‌باشد (بدون تلفات ترانسفورماتورها). لازم به ذکر است که به غیر از کم بودن مصارف و تلفات این نیروگاه‌ها به‌همراه قیمت کم این تجهیزات نسبت به نیروگاه‌های بخاری، هیچ دلیلی بر استفاده از این نیروگاه‌ها به‌طور وسیع در شبکه‌های قدرت وجود ندارد. علت آن است که هر چند تلفات الکتریکی واحدهای توربین گازی کم است، ولی در عمل مقداری از نیازهای مصارف داخلی و نگه‌داری واحد، به‌شکل نیروی مکانیکی توسط توربین تولید، و توسط کمپرسور، جذب می‌گردد. در واقع کمپرسور اصلی واحد، بخشی از نیازهای خود را مستقیماً از طریق توربین گازی تأمین می‌کند و بقیه‌ی تلفات داخلی الکتریکی، به مصرف تجهیزات کمکی (تأمین کننده‌های نیازهای سوختی، روغن و سیستم خنک‌کن و غیره) می‌رسد. به‌عبارت روشن‌تر، بازده‌ی نیروگاه‌های گازی بسیار کم است و نمی‌توان به مزایای کم بودن تلفات داخلی و ارزان بودن آن زیاد توجه نمود. بازده‌ی این واحدها در حال حاضر برای واحدهای با قدرت

بیش از ۱۰۰MW و در بار کامل حدود ۰٫۳۲ می‌باشد؛ در حالی که بازده‌ی واحدهای نصب شده در ایران (که با قدرت‌های کم‌تر از ۳۰MW می‌باشد) حداکثر ۲۷ ٪ است و متوسط بازده‌ی سالیانه کمتر از ۲۳ ٪ است؛ که مقدار این بازده هم با کثیف شدن فیلتر هوای کمپرسور و پره‌های توربین، کاهش می‌یابد. به‌عبارت دیگر، افت بازده‌ی واحدهای گازی در شرایط محیطی بیش‌تر از افت بازده‌ی واحدهای بخاری است.

از تجهیزات کمکی نیروگاه‌های گازی می‌توان به تجهیزات راه‌انداز نیروگاه، پمپ‌های انتقال سوخت، پمپ‌های فشار قوی سوخت، پمپ‌های روغن هیدرولیک و روغن‌کاری، فن‌های خنک‌کننده‌ی آب، پمپ گردش آب و بعضی مصارف دیگر نام برد. البته در تعدادی از این نوع نیروگاه‌ها، بعضی از این مصارف نیز توسط اتصال مکانیکی جعبه‌دنده، نیروهای خود را مستقیماً از محور توربین گازی دریافت می‌کنند که در این صورت، جزو مصارف الکتریکی محسوب نمی‌شوند. همچنین در بعضی از واحدهای گازی که از سیستم تحریک استفاده می‌کنند، قدرت مصرفی تحریک را نیز باید جزو مصرف داخلی منظور نمود که در این حالت، با افزایش ۰٫۵ ٪ در مصارف داخلی مواجه خواهیم بود. از توربین‌های گازی موجود در کشور می‌توان به توربین‌های گازی نیروگاه صوفیان ارومیه، تبریز، رشت، توربین‌های گازی نیروگاه شهید بهشتی، نیروگاه گازی ری، یزد، سرچشمه، درود، اصفهان، زاهدان، مشهد، قوچان، شریعتی و نیروگاه گازی نکا و ... اشاره کرد که تلفات این نیروگاه‌ها در حد ۱٫۵-۱٫۱ ٪ می‌باشد.

۸-۹- اثر ارتفاع نصب در نیروگاه‌های گازی و مصرف داخلی آن‌ها

با توجه به این‌که وزن هوا در واحد حجم، در ایجاد قدرت بیش‌تر در توربین گازی مؤثر است، بنابراین، محل نیروگاه از نقطه نظر ارتفاع از سطح دریا و سردی و گرمی هوا در قابلیت باردهی نیروگاه (به‌علت تغییرات وزن مخصوص هوا) تأثیر می‌گذارد، به نحوی که قدرت اسمی توربین گازی در مناطق کوهستانی به‌علت رقیق بودن هوا، از مناطق کم ارتفاع‌تر کم‌تر می‌باشد. بر این اساس، حداکثر قدرت توربین‌های گازی از نظر تأثیر ارتفاع، در شهرهای کنار دریا قرار دارد. همچنین افزایش درجه حرارت (که باعث رقیق شدن هوا و افت وزن مخصوص آن می‌گردد) اثری مشابه با اثر ارتفاع مناطق کوهستانی در کاهش

قدرت واحدهای گازی دارد. از طرفی چون قدرت اسمی توربین گازی بر اساس استاندارد بین‌المللی (ISO) برای کنار دریا و درجه حرارت هوای محیط ۱۵ درجه‌ی سانتیگراد مشخص و اعلام می‌گردد، باید قدرت اسمی توربین گازی در هر منطقه را برای شرایط محیطی آن منطقه محاسبه و مشخص کرد. از نسبت بین فشار هوای محیط به فشار هوای استاندارد در کنار دریا، ضریب اصلاح قدرت برای ارتفاع محل نصب حاصل می‌شود. به‌عنوان مثال، قدرت واحدهای توربین گازی نصب شده در تهران را می‌توان به‌صورت زیر به‌دست آورد:

$$F_1 = \frac{P_1}{P_0} = \frac{۶۶۵\,\text{mmHg}}{۷۶۰\,\text{mmHg}} = ۰/۸۷۵ \quad (۱-۸)$$ = ضریب اصلاح قدرت برای فشار هوای تهران

که در این رابطه،

P_1 = فشار هوای تهران به‌طور متوسط ۶۶۵mmHg

P_0 = فشار استاندارد، فشار هوا در کنار دریای آزاد که ۷۶۰mmHg می‌باشد.

برای به‌دست آوردن ضریب اصلاح قدرت در اثر تغییر درجه حرارت هوای محیط از منحنی‌های خاصی همراه مشخصات فنی واحد استفاده می‌شود؛ ولی به‌طور متوسط، می‌توان ۰/۷ درصد را به ازای افزایش هر درجه‌ی سانتیگراد از مبنای مقایسه (درجه حرارت ۱۵ سانتیگراد) در نظر گرفت. به‌عنوان مثال، ضریب اصلاح قدرت برای دمای ۳۵ درجه‌ی سانتیگراد به‌شکل زیر محاسبه می‌شود:

$$\text{افت قدرت} = \left(\frac{۳۵-۱۵}{۱۰۰}\right)\times ۰/۷ = ۰/۱۴ \quad (۲-۸)$$

$$F_2 = ۱ - ۰/۱۴ = ۰/۸۶ \quad (۳-۸)$$ = ضریب اصلاح قدرت برای درجه حرارت

با توجه به ارقام فوق، قدرت یک واحد توربین گازی با قدرت اسمی ۱۴۵MW در تهران و با حرارت هوای ۳۵ درجه‌ی سانتیگراد به‌صورت زیر به‌دست می‌آید:

$$N_1 = F_1 \times F_2 \times N_0 \quad (۴-۸)$$

که،

$$N_1 = ۰/۸۷۵ \times ۰/۸۶ \times ۱۴۵ = ۱۰۹\ \text{MW} \quad (۵-۸)$$

هر چند برای اصلاح افت‌های فوق (تغییر شرایط محیط) کار عمده‌ای نمی‌توان کرد، ولی به هر حال، دانستن نقاط ضعف و قدرت دستگاه‌ها می‌تواند راهنمای خوبی برای بررسی‌ها و انتخاب راه‌حل‌های مناسب در آینده و برای صنعت برق باشد.

۸-۱۰- مصرف داخلی نیروگاه چرخه‌ترکیبی

همان‌گونه که از اسم این نیروگاه مشخص است، این نیروگاه‌ها از دو سیکل ترمودینامیکی گازی و بخاری تشکیل شده است. در صورتی‌که مصارف داخلی واحدهای گازی را در حدود ۰٫۵ تا ۰٫۷ درصد، و مصارف داخلی واحدهای بخاری را در حدود ۴٫۵ تا ۶٫۵ درصد در نظر بگیریم، آن‌گاه کل مصرف داخلی نیروگاه‌های چرخه‌ترکیبی به‌صورت زیر محاسبه می‌شود:

(۸-۶) درصد مصرف داخلی = ۰٫۶۵ × (۰٫۵ تا ۰٫۷) + ۰٫۳۵ × (۴٫۵ تا ۶٫۵) = ۲٫۷۳ تا ۱٫۹

البته فرض شده است که ۶۵٪ سهم کل تولید نیروگاه چرخه‌ترکیبی توسط واحدهای گازی و ۳۵٪ آن به‌وسیله‌ی واحدهای بخاری ایجاد شود.

برای این‌که با مقدار و نوع مصرف داخلی نیروگاه چرخه‌ترکیبی بیش‌تر آشنا شویم، بررسی اجمالی مصارف دستگاه‌های کمکی دیگ‌بخار بدون مشعل (یا به‌طور اختصار HRB)، و توربین بخار، و بقیه‌ی تجهیزات کمکی نیروگاه چرخه‌ترکیبی گیلان ضروری است. این نیروگاه دارای سه بلوک مستقل است که هر بلوک، شامل دو واحد توربین گازی و یک واحد توربین بخاری می‌باشد. قابلیت تولید سیستم برای درجه حرارت هوای محیط ۳۳ درجه‌ی سانتیگراد و ارتفاع محل صفر داده شده است. قدرت اسمی کل نیروگاه (برای سه بلوک) حدود ۱۵۰۸MVA در پایانه‌ی خروجی ژنراتور و ۱۴۶۳MVA در پایانه‌ی خروجی ترانسفورماتور قدرت می‌باشد. با توجه به ضریب قدرت اسمی واحد به میزان ۰٫۸، قدرت اکتیو تولیدی در پایانه‌ی ژنراتور ۱۲۰۶٫۴MW و در خروجی ترانسفورماتور قدرت ۱۱۷۰٫۴MW اندازه‌گیری می‌گردد.

تفاوت میان قدرت تولیدی و خالص خروجی، میزان مصارف و تلفات را حدود ۳۶MW مشخص می‌نماید. بر این اساس، مصرف داخلی هر بلوک (شامل دو واحد توربین گازی و یک واحد بخاری) حدود ۱۲MW می‌باشد. از طرف دیگر، قدرت اکتیو هر یک از توربین‌های بخاری در شرایط محل و در ورودی پایانه‌ی ژنراتور، ۱۴۸٫۲MW و در پایانه‌ی خروجی ترانسفورماتور، ۱۳۸٫۹۲MW می‌باشد. به این ترتیب، تفاوت قدرت اکتیو در پایانه‌ی خروجی ژنراتور و ترانسفورماتور به میزان ۹٫۲۸MW خواهد بود که این امر به مصارف داخلی واحد بخاری مربوط می‌شود. این مصارف به‌طور کلی متعلق به دستگاه‌های

کمکی است. این دستگاه‌ها به‌همراه توان تقریبی آن‌ها به‌شرح زیر می‌باشد:

- موتور پمپ تغذیه‌ی آب دیگ‌بخار ۲۲۰۰kW
- تلفات ترانسفورماتور اصلی و فن‌ها ۷۸۴kW
- موتور پمپ تغذیه‌ی فشار ضعیف ۶۶kW
- فن‌های تخلیه‌ی بخار آب و دود از مخزن روغن ۲kW
- موتور پمپ گردش آب دیگ ۱۵۵kW
- دستگاه تصفیه‌ی روغن ۱۵kW
- موتور پمپ فشار ضعیف گردش آب ۳۶kW
- سیستم روغنکاری و کنترل ۲۰kW
- دستگاه نرم‌کننده‌ی آب مقطر کندانسور، ..... کار متناوب
- پمپ‌های خنک‌کن مدار بسته‌ی واحد ۱۳۶kW
- تلفات ترانسفورماتور داخلی ۶۴kW
- فن‌های سیستم خنک‌کننده‌ی سیستم مدار بسته . ۱۲۴kW
- موتور پمپ آب مقطر کندانسور ۱۹۷kW
- فن‌های کندانسور هوایی ۵۲۳۶kW
- سیستم سرویس روغن هوا و تلفات الکتریکی .. ۲۳۵kW
- سایر مصارف ۱۰kW
- **جمع کل مصرف:** **۹۲۸۰kW**

تفاوت مصرف داخلی واحد بخاری از کل مصرف داخلی هر بلوک (در حدود ۱۲MW)، تلفات داخلی واحد گازی و ترانسفورماتورهای قدرت را شامل می‌شود:

$$\text{تلفات واحدهای گازی} = ۱۲۰۰۰ - ۹۲۸۰ = ۲۷۲۰\ \text{kW} \qquad (۷-۸)$$

اکنون با توجه به تلفات ترانسفورماتورهای قدرت واحد گازی به میزان ۷۲۰kW برای هر دستگاه و مصرف خالص هر واحد گازی حدود ۶۴۰kW، خواهیم داشت:

$$\text{مصارف واحدهای گازی} = ۲۷۲۰ - (۲ \times ۷۲۰) = ۱۲۸۰\ \text{kW} \qquad (۸-۸)$$

$$\text{مصارف هر واحد گازی} = {}^{۱۲۸۰}/_{۲}\ \text{kW} = ۶۴۰\ \text{kW} \qquad (۹-۸)$$

$$\text{مصارف کل هر واحد گازی} = ۶۴۰\ \text{kW} + ۷۲۰\ \text{kW} = ۱۳۶۰\ \text{kW} \qquad (۱۰-۸)$$

که درصد نسبی این تلفات را می‌توان برای شرایط محلی، به‌طور مجزا برای واحدهای گازی و بخاری به‌صورت زیر محاسبه نمود:

$$\text{درصد کل مصرف واحد گازی} = \left(\frac{۱۳۶۰}{۱۲۶۶۰۰}\right)\times ۱۰۰ = ۱/۱\% \qquad (۱۱-۸)$$

$$\text{درصد کل مصرف واحد بخاری} = \left(\frac{۹۲۸۰}{۱۲۶۶۰۰}\right)\times ۱۰۰ = ۶/۲۵\% \qquad (۱۲-۸)$$

و درصد نسبی تلفات کل هر بلوک به شکل زیر به‌دست می‌آید:

$$\text{تلفات کل} = ۰/۶۵\times ۱/۱ + ۰/۳۵\times ۶/۲۵ = ۲/۹\% \qquad (۱۳-۸)$$

بدیهی است، همان‌گونه که در بخش توربین‌های گازی گفته شد، مسائل عمده در نیروگاه‌های چرخه‌ترکیبی از نظر کاهش کل قدرت نیروگاه، بستگی به قدرت توربین‌های گازی با شرایط محل نیروگاه (ارتفاع محل و درجه حرارت هوای محیط) دارد. خوشبختانه در مورد نیروگاه چرخه‌ترکیبی گیلان (به‌علت ارتفاع تقریباً ناچیز محل از سطح دریا)، اثر کاهش قدرت با ارتفاع محل، برابر صفر می‌باشد و فقط باید اثرات تغییر درجه حرارت هوای محیط را در نظر گرفت. البته این موضوع هم درمورد مناطق شمالی کشور، (خصوصاً مناطق نزدیک سواحل دریای خزر به‌علت معتدل بودن) تغییرات درجه حرارت هوا زیاد نخواهد بود؛ ضمن این‌که تابستان آن نیز زیاد طولانی نمی‌باشد.

تذکر این نکته ضروری است که هر چند، افزایش درجه حرارت از مبنای مقایسه‌ی ۱۵ درجه‌ی سانتیگراد موجب افت قدرت و افزایش مصرف سوخت در توربین‌های گازی می‌گردد، ولی کاهش درجه حرارت هوای محیط بر عکس، باعث افزایش قدرت وکاهش مصرف سوخت می‌شود؛ لذا چه بسا اتفاق می‌افتد که تغییرات حرارت هوای محیط در طول سال، اثرات خود را جبران و خنثی می‌کند.

۸-۱۱- مصرف داخلی نیروگاه‌های دیزلی

در حال حاضر فقط در پنج استان کشور (خراسان، اصفهان، فارس، آذربایجان و سیستان و بلوچستان) از نیروگاه‌های دیزلی استفاده می‌شود و در بعضی دیگر از استان‌ها، به‌طور متناوب و در صورت نیاز شبکه‌ی سراسری (در مواقع حداکثر بار)، از نیروگاه‌های دیزلی بهره‌گیری می‌شود. البته در نظر است که با گسترش شبکه‌های فوق‌توزیع و انتقال در شبکه‌های سراسری و شبکه‌های خراسان و سیستان و بلوچستان، از اهمیت نیروگاه‌های

دیزلی کاسته شود. گفتنی است که کل تولید انرژی توسط نیروگاه‌های دیزلی از سال ۷۰ به بعد به کمتر از ۲٪ انرژی الکتریکی مورد نیاز کشور کاهش یافته است. مصارف داخلی این نیروگاه‌ها با برج خنک‌کن تر در حدود ۲ تا ۳٪ و با سیستم خنک‌کن رادیاتوری به‌مقدار ۳ تا ۵٪ می‌باشد که مصرف داخلی نیروگاه با برج خنک‌کن تر، کمتر از سیستم با خنک‌کن رادیاتوری است. متأسفانه به‌علت آب و هوای خشک کشور ایران، چاره‌ای جز استفاده از نیروگاه‌های دیزلی با سیستم خنک‌کن رادیاتوری نمی‌باشد. از این جهت، مصرف داخلی نیروگاه‌های دیزلی ایران حدوداً بین ۳ تا ۵/۵٪ می‌باشد؛ ولی به‌علت وجود سختی در آب مصرفی برای سیستم خنک‌کن مدار بسته‌ی دیزل و رسوب‌بندی داخل لوله‌ها، تلفات نیروگاه‌های دیزلی ایران گاهی به ۶/۵٪ هم می‌رسد؛ از این جهت توجه به مشخصات آب و استفاده از دستگاه‌های تصفیه‌ی آب و همچنین استفاده از خدمات مهندسان شیمی در نیروگاه‌های دیزلی (جهت کنترل سختی آب و رسوب‌زدایی از رادیاتور و مدار خنک‌کن) کاملاً ضروری است. البته با توجه به این‌که تولید انرژی سالیانه‌ی نیروگاه‌های دیزلی رو به کاهش است، صرفه‌جویی در مصرف داخلی آن‌ها تأثیر چندانی در صرفه‌جویی کلی ندارد؛ مضافاً این‌که نیروگاه‌های دیزلی بتدریج جمع‌آوری می‌شوند و فقط نقش واحدهای کمکی و اضطراری را در آینده به عهده خواهند داشت.

باید گفت با توجه به این‌که فشار و درجه حرارت هوای محیط در بازدهی دیزل‌ها مؤثر است، قدرت دیزل ژنراتورها با افزایش ارتفاع محل و درجه حرارت کاهش‌می‌یابد. اثرات این کاهش، مشابه اثرات کاهش قدرت در توربین‌های گازی می‌باشد و باید قدرت مورد نیاز را برای هر منطقه، با توجه به شرایط محلی در اسناد مناقصه و سفارش‌ها مشخص کرد.

۸-۱۲- مصرف داخلی نیروگاه‌های برق آبی

۸-۱۲-۱- مقدمه

مصرف داخلی نیروگاه‌های آبی در مقایسه با قدرت تولیدی واحدهای آبی، بسیار کم و در حدود مصرف داخلی نیروگاه‌های گازی می‌باشد. همچنین این مصرف داخلی از مصرف داخلی نیروگاه‌های بخاری بسیار کم‌تر است. به‌علاوه تعداد تجهیزاتی که در قبل از راه‌اندازی و پس از آن و حتی پس از قطع توربو ژنراتور باید به کار خود ادامه دهند، به

مراتب کم‌تر از نیروگاه بخاری می‌باشد. پس تجهیزات مصرف داخلی نیروگاه آبی از نظر کمیت بسیار کمتر از نیروگاه‌های حرارتی است؛ ولی از نظر کیفیت تغذیه‌ی مصرف داخلی، هیچ فرقی با نیروگاه‌های بخاری ندارد. تأمین مصرف داخلی نیروگاه‌های آبی باید از ضریب اطمینان بالایی برخوردار باشد؛ به‌خصوص آن‌که در این نیروگاه‌ها باید همیشه و در هر حال، یک وسیله‌ی مطمئن برای باز و بسته نمودن دریچه‌های سر ریز آب وجود داشته باشد تا در شرایط بالا آمدن آب پشت سد، سریعاً بتوان سطح آب پشت سد را کنترل نمود؛ به‌گونه‌ای که به تجهیزات سد لطمه وارد نشود.

مصرف و تلفات داخلی نیروگاه‌های آبی به دو قسمت عمده تقسیم می‌گردد:

الف) وسایل کمکی اصلی واحد شامل:

۱- الکتروپمپ برای تأمین سیستم روغن‌کاری واحد؛

۲- الکتروپمپ برای تأمین سیستم روغن هیدرولیک فرمان‌ها و غیره؛

۳- موتور پمپ برای تأمین سیستم خنک‌کن روغن هیدرو ژنراتور؛

۴- سیستم خنک‌کن هوای ژنراتور؛

۵- کمپرسور هوا و سیستم تأمین هوای فشرده برای هوادهی در خلاء به‌وجود آمده در پشت پره‌های متحرک توربین؛

۶- سیستم تصفیه و تأمین روغن ترانسفورماتورها؛

۷- سیستم تحریک ژنراتور واحد که شامل اکسایتر اصلی و سیستم آمپلی‌دین و یا پایلوت اکسایتر می‌باشد؛

۸- سیستم گاورنر الکتریکی واحد.

ب) وسایل کمکی فرعی نیروگاه شامل:

۱- موتورپمپ‌های تخلیه‌ی آب‌های نشتی بدنه‌ی سد؛

۲- دستگاه‌های باز و بسته کردن دریچه‌ها؛

۳- دستگاه شست و شوی توری‌ها؛

۴- جرثقیل‌های مختلف؛

۵- تهویه‌ی مطبوع و گرمایش‌های مختلف؛

۶- روشنایی مختلف در داخل و خارج از ساختمان نیروگاه.

مصارف داخلی و تلفات بند (الف)، حدود ۰٫۲ تا ۰٫۴ ٪ ، و مجموع مصرف داخلی وسایل کمکی اصلی و کمکی فرعی نیروگاه (وسایل بندهای الف و ب)، حدود ۰٫۵ تا ۰٫۸۵ ٪ (بدون تلفات داخلی ترانسفورماتورهای قدرت) می‌باشد.

لازم به یادآوری است که در ایران سدهای کوچکی موجود است که نقش آب‌بند را جهت کنترل سیلاب و ذخیره‌سازی آب کشاورزی و همچنین تقسیم آب زراعی بر عهده دارند. به‌علاوه، در کنار این سدها، نیروگاه‌های کوچکی احداث شده که قدرت واحدهای آن بین ۳ تا ۵MW می‌باشد.

آن‌چه که در مورد بازده‌ی توربین و ژنراتور نیروگاه‌های برق آبی باید گفته شود، کمتر بودن بازده آن‌ها در مقایسه با بازده‌ی توربو ژنراتور نیروگاه‌های بخاری است که آن هم به‌علت پایین بودن دور واحدهای برق آبی و سنگین بودن ژنراتور آن‌ها می‌باشد. در حالت کلی، برای نیروگاه‌های آبی می‌توان بازده‌های زیر را مشاهده نمود:

۰٫۹۲ = بازده‌ی توربین

۰٫۹۶ = بازده‌ی ژنراتور

۰٫۹۹ = بازده‌ی تلفات نشتی آب

بازده‌ی کل واحد آبی = ۰٫۹۲ × ۰٫۹۶ × ۰٫۹۹ = ۰٫۸۷۵ (۱۴-۸)

۸-۱۲-۲- نحوه‌ی تأمین مصرف داخلی

با توجه به این‌که مصرف داخلی نیروگاه آبی از نظر کیفیت نباید تفاوتی با مصرف داخلی نیروگاه بخاری داشته باشد، لذا نحوه‌ی تغذیه‌ی مصرف داخلی از نظر اصول، مشابه نیروگاه‌های بخاری می‌باشد. در این نیروگاه‌ها تغذیه‌ی مصرف داخلی می‌تواند از شین اصلی نیروگاه یا پایانه‌ی ژنراتور انجام پذیرد. در این سیستم عموماً از سطح ولتاژ ۶kV و یا ۱۸kW برای شین‌های فشار قوی و ۳۸۰V برای شین‌های فشار ضعیف استفاده می‌شود. همچنین مصرف داخلی جریان دائم به کمک باطری‌خانه و استفاده از یکسوکننده‌ها (برای تبدیل ac به dc) امکان‌پذیر می‌گردد.

در نیروگاه‌های آبی مثل نیروگاه شهید عباسپور کل مصرف داخلی نیروگاه از دو واحد تأمین می‌شود تا در مواقعی که به یکی از واحدها فرمان تریپ داده شد، دیگری مصرف داخلی را تأمین کند. همچنین یک دیزل ژنراتور هم در کنار نیروگاه وجود دارد که در تمام

مدت شبانه‌روز آماده‌ی راه‌اندازی می‌باشد تا اگر دو واحد با هم تریپ داده شدند، توسط مدار فرمان اتوماتیک، خیلی سریع وارد مدار گردد؛ به‌گونه‌ای که خللی در تأمین مصرف داخلی نیروگاه به‌وجود نیاید.

۸-۱۳- مصرف داخلی نیروگاه‌های تلمبه‌ذخیره‌ای

۸-۱۳-۱- مقدمه

نیروگاه‌های تلمبه‌ذخیره‌ای که به‌عنوان واحدهای تولید انرژی در مواقع حداکثر بار شبکه معروف هستند، در سیستم برق بسیاری از کشورهای پیشرفته‌ی جهان وجود دارند. اولین نوع از این نیروگاه در ایران، در منطقه‌ی سیاه‌بیشه احداث شده است. با توجه به عملکرد دوگانه این واحدها به‌شکل مولد برق (توربو ژنراتور) و مصرف‌کننده‌ی انرژی برق (موتور پمپ)، توجه به کاهش مصرف و تلفات از اهمیت بالایی برخوردار است. هنگامی که واحد به‌شکل نیروگاه آبی بهره‌برداری می‌شود (هنگام بار حداکثر شبکه)، مصرف داخلی این واحدها مشابه نیروگاه‌های آبی و حدود ۰٫۳ تا ۰٫۴ ٪ می‌باشد. در اواخر شب و هنگام کم شدن مصارف شبکه (و به‌عبارت دیگر در زمان دسترسی به انرژی ارزان سیستم) این واحدها به‌شکل تلمبه کار می‌کنند تا آب مصرف شده را به مخزن بالا دست پمپاژ کنند. در این حالت، میزان مصرف داخلی این واحدها بیش‌تر از مقدار انرژی تولید شده در ساعات حداکثر بار شبکه می‌گردد. این اختلاف (بین دستگاه‌های مصرف و تولید) رابطه‌ی مستقیمی با بازده‌ی دستگاه‌ها دارد. در زیر، به‌عنوان نمونه، بازده‌ی کلی تجهیزات یک نیروگاه تلمبه‌ذخیره‌ای مطرح شده است.

در حالت پمپاژ آب	بازده تجهیزات	بازده کل مجموعه
ترانسفورماتور	٪ ۹۹٫۶	٪ ۹۹٫۶
موتور الکتریکی	٪ ۹۶	٪ ۹۵٫۶۲
تلمبه	٪ ۸۹	٪ ۸۵٫۱
خط لوله	٪ ۹۸	٪ ۸۳٫۴

در حالت تولید انرژی	بازده تجهیزات	بازده کل مجموعه
خط لوله	٪ ۹۶	٪ ۸۰٫۱
توربین	٪ ۹۲	٪ ۷۳٫۷
ژنراتور	٪ ۹۶	٪ ۷۰٫۷۵
ترانسفورماتور	٪ ۹۹٫۶	٪ ۷۰٫۵

با توجه به بازده‌ی کل نیروگاه تلمبه‌ذخیره‌ای فوق که ۷۰٫۵ ٪ می‌باشد، مشخص می‌گردد که انرژی مصرفی و تلف شده حدود ۴۰ ٪ بیش‌تر از انرژی تولید شده توسط نیروگاه است:

$$\frac{۱\times۱۰۰}{۷۰٫۵} = ۱٫۴ = \text{نسبت انرژی مصرفی در حالت پمپاژ به انرژی تولیدی درحالت مولد}$$

این بدان معنی است که در مقابل هر کیلو وات ساعت انرژی تولیدی، نیروگاه در حالت پمپاژ آب به ۱٫۴kW انرژی نیاز دارد. در مورد نیروگاه تلمبه‌ذخیره‌ای سیاه‌بیشه که ۱۰۰۰MW قدرت دارد، ۴ ساعت به‌شکل مولد کار می‌کند تا ۴۰۰۰MWh در بار حداکثر شبکه، انرژی تولید کند. در ساعت کم باری ۵٫۶ ساعت به‌شکل تلمبه کار می‌کند و در نتیجه، ۵۶۰۰MWh انرژی مصرف می‌کند. بدین ترتیب با توجه به مصرف باری نیروگاه‌های تلمبه‌ذخیره‌ای، دقت در طراحی و انتخاب تجهیزات و همچنین نظارت در ساخت آن از نظر کنترل کیفیت و بالا بردن بازده‌ی تک تک آن‌ها ضرورت تام دارد.

البته نباید فراموش کرد که چون قیمت انرژی ساعات بار حداکثر شبکه، بسیار گران‌تر از انرژی ساعات کم باری واحدها می‌باشد و با توجه به این نکته که با ایجاد مصرف در ساعات کم باری برای نیروگاه‌ها، بازده‌ی واحدهای تولید انرژی افزایش می‌یابد؛ بنابراین در بسیاری از موارد، با وجود مصارف بالای نیروگاه‌های تلمبه‌ذخیره‌ای ایجاد و بهره‌برداری از آن‌ها از نظر اقتصادی قابل توجیه می‌باشد.

۸-۱۳-۲- تأمین مصرف داخلی

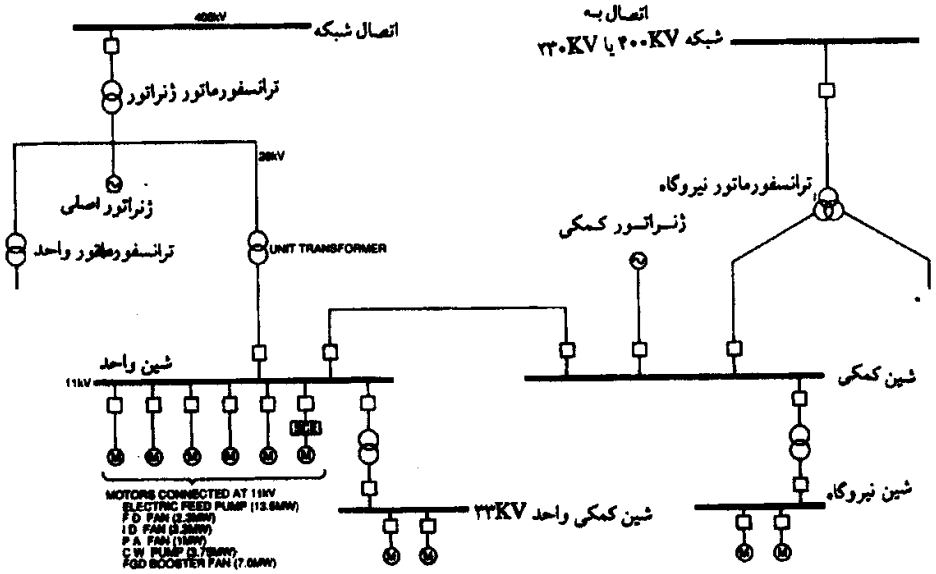
با توجه به این‌که نیروگاه تلمبه‌ذخیره‌ای باید قادر به وصل سریع به شبکه باشد، تغذیه‌ی مصرف داخلی باید به‌گونه‌ای باشد که بتوان در کم‌ترین زمان ممکن، نیروگاه مورد نظر را راه‌اندازی نمود. پس باید تأسیسات مصرف داخلی دارای نیروی الکتریکی ذخیره‌ی کافی و کاملاً مجزا باشد تا بتواند برای مدت کوتاهی به‌عنوان راه‌انداز نیروگاه مورد استفاده قرار گیرد؛ بنابراین، استفاده از دستگاه دیزل ژنراتور برای تأمین برق مصرف داخلی این

نیروگاه در موقع قطع برق ژنراتور، بسیار مناسب است؛ زیرا در مواقع ضروری و قطع برق ژنراتور و شبکه، می‌توان برق مطمئنی را برای باز کردن دریچه‌ها، سرریز سد، و دیگر تجهیزات اضطراری نیروگاه مهیا نمود. البته لازم به‌ذکر است که تغذیه‌ی مصرف داخلی نیروگاه مذکور در شرایط عادی، مشابه نیروگاه‌های آبی می‌باشد و هیچ تفاوتی از نظر نحوه‌ی تأمین مصرف داخلی وجود ندارد.

۸-۱۴- محاسبات دستی سیستم مصرف داخلی

۸-۱۴-۱- مقدمه

برای طراحی مصرف داخلی سیستم با در نظر گرفتن مشخصات شبکه‌ی متصل، باید با استفاده از کامپیوتر، محاسبات دقیق سیستم انجام شود. این محاسبات نیاز به اطلاعات ورودی دقیق و زیادی دارد؛ بنابراین، طراح باید سیستم طراحی شده خود را با استفاده از محاسبات دستی مورد ارزیابی سریع و تقریبی قرار دهد. به این منظور و برای ارائه‌ی محاسبات دستی مورد نظر، سیستم ارائه شده در شکل (۸-۸) را در نظر بگیرید. در این طرح،



قدرت اتصال کوتاه در کلید ۴۰۰kV = ۳۵۰۰۰MVA
راکتانس گذرای ژنراتور = ۰/۳۳p.u. در توان نامی ۹۲۴MW و ضریب قدرت ۰/۸۵
امپدانس ترانسفورماتور ژنراتور = ۱۶٪ در توان نامی ۱۱۴۵MVA
امپدانس ترانسفورماتور واحد = ۱۷/۵٪ در توان نامی ۶۰MVA
امپدانس ترانسفورماتور نیروگاه = ۱۸٪ در توان نامی ۶۰MVA
امپدانس ترانسفورماتور کمکی واحد = ۱۲٪ در توان نامی ۱۲/۵MVA

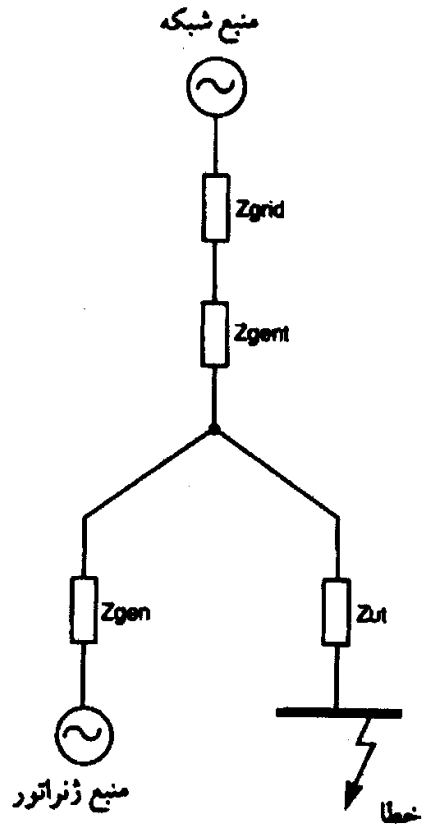
شکل (۸-۸): نحوه‌ی تغذیه‌ی مصرف داخلی یک سیستم نمونه [۳]

سیستم واحد[1] و سیستم نیروگاه[2] به‌صورت دو سیستم مجزا در نظر گرفته شده است.

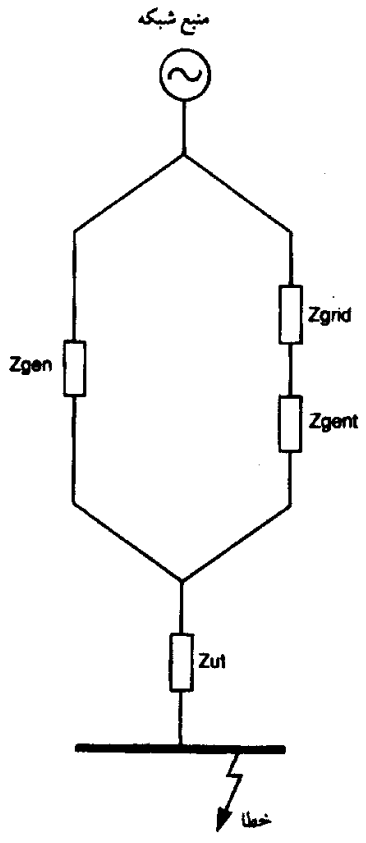
۸-۱۴-۲- سیستم واحد

در ابتدا فرض می‌کنیم که در شین اصلی مصرف داخلی، اتصال کوتاه سه فاز متقارن صورت گیرد. نمودار ساده‌ی امپدانسی این سیستم در شکل (۸-۹) نشان داده شده است. در این شکل، ژنراتور و شبکه به‌صورت دو منبع مجزا در نظر گرفته شده است. این مدار، معادل با نمودار امپدانسی ارائه شده در شکل (۸-۱۰) می‌باشد. برای انجام محاسبات، ابتدا باید مقادیر پریونیت امپدانس تجهیزات را به یک مبنای جدید ۱۰۰MVA منتقل نمود.

Z_{grid} (امپدانس شبکه): با توجه به این‌که اگر حداکثر قدرت اتصال کوتاه تزریقی به شین ۴۰۰kV برابر ۳۵۰۰۰MVA باشد، آنگاه امپدانس شبکه بر مبنای ۱۰۰MVA برابر است با،



شکل (۸-۹): نمودار ساده‌ی امپدانسی در حالت اتصال کوتاه در شین اصلی مصرف داخلی



شکل (۸-۱۰): نمودار ساده شده‌ی امپدانسی برای شکل (۸-۹)

---

[1]- Unit System
[2]- Station System

$$Z_{grid} = \frac{V_n^2}{S_{sc}} = \frac{۱۰۰}{۳۵۰۰۰} = ۰/۰۰۲۹ \text{ p.u.} \quad (۱۵-۸)$$

Z_{gen} (امپدانس ژنراتور): با فرض این‌که راکتانس فوق گذرای ژنراتور برابر ۰/۲p.u در مبنای ۶۶۰MW باشد، آن‌گاه قدرت ژنراتور در $\cos\phi = ۰/۸۵$ برابر است با:

$$S_G = \frac{۶۶۰}{۰/۸۵} = ۷۷۶ \text{ MVA} \quad (۱۶-۸)$$

$$Z_{gen} = ۰/۲ \times \frac{۱۰۰}{۷۷۶} \times ۰/۹۵ = ۰/۰۲۴ \text{ p.u.} \quad (۱۷-۸)$$

در رابطه‌ی اخیر، ضریب ۰/۹۵ به‌خاطر ۵ ٪ تلرانس منفی برای مقدار امپدانس ژنراتور می‌باشد.

Z_{gent} (امپدانس ترانسفورماتور ژنراتور): اگر امپدانس ترانسفورماتور ژنراتور برابر ۱۶ ٪ در مبنای ۸۰۰MVA باشد، در نتیجه:

$$Z_{gent} = ۰/۱۶ \times \frac{۱۰۰}{۸۰۰} \times ۰/۹ = ۰/۰۱۸ \text{ p.u.} \quad (۱۸-۸)$$

که ضریب ۱۰٪ به‌خاطر تلرانس منفی امپدانس مذکور است.

Z_{ut} (امپدانس ترانسفورماتور واحد): در صورتی‌که امپدانس این ترانسفورماتور برابر ۱۷/۵ ٪ در مبنای ۶۰MVA باشد، آنگاه:

$$Z_{ut} = ۰/۱۷۵ \times \frac{۱۰۰}{۶۰} \times ۰/۹ = ۰/۲۶۳ \text{ p.u.} \quad (۱۹-۸)$$

که ضریب ۱۰ ٪ معرف تلرانس منفی امپدانس است.

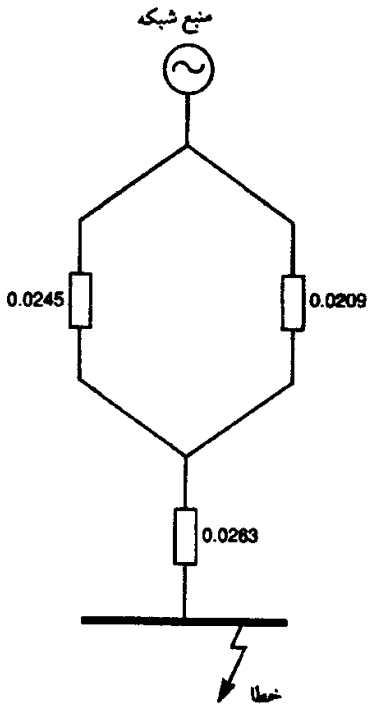
با جای‌گذاری مقادیر به‌دست آمده در شکل (۸-۱۰) و پس از خلاصه کردن امپدانس‌ها، شکل (۸-۱۱) ایجاد می‌شود. در این شکل، امپدانس معادل شاخه‌های موازی برابر است با:

$$Z_{eq} = \frac{۰/۰۲۴۵ \times ۰/۰۲۰۹}{۰/۰۲۴۵ + ۰/۰۲۰۹} = ۰/۰۱۱۲۷ \text{ p.u.} \quad (۲۰-۸)$$

$$Z_{total} = ۰/۰۱۱۲۷ + ۰/۲۶۳ = ۰/۲۷۴ \text{ p.u.} \quad (۲۱-۸)$$

بنابراین قدرت اتصال کوتاه تزریقی به شین 11kV از طریق ترانسفورماتور مصرف داخلی (که باید کلیدهای قدرت این شین، توانایی تحمل این قدرت اتصال کوتاه را داشته باشند) برابر است با:

$$S_{s.c} = \frac{V^2}{Z_{total}} = \frac{۱}{۰/۲۷۴} = ۳/۶۴۹ \text{ p.u.} = ۳/۶۴۹ \times ۱۰۰ \text{ MVA} = ۳۶۵ \text{ MVA} \quad (۲۲-۸)$$



شکل (۸-۱۱): نمودار ساده شده‌ی امپدانسی برای شکل (۸-۱۰)

سهم موتورهای ۱۱kV در قدرت اتصال کوتاه: در محاسبات دستی، قدرت اتصال کوتاه یک موتور برابر با نسبت قدرت راه‌اندازی موتور به قدرت مبنا در نظر می‌گیرند. همچنین قدرت راه‌اندازی موتور را می‌توان به‌صورت ضریبی از قدرت نامی موتور در نظر گرفت. بدین منظور می‌توان قدرت اتصال کوتاه موتورهای بالای ۱۰kW را به‌صورت ۵ برابر قدرت نامی، و برای موتورهای زیر ۱۰kW را به‌صورت ۵/۵ برابر قدرت نامی در نظر بگیریم. در نتیجه در یک نیروگاه ۶۶۰MW بخاری داریم:

$$\text{سهم فن FD} = ۲/۳ \times ۵/۵ = ۱۲/۷ \text{ MVA} \quad (۲۳-۸)$$

$$\text{سهم فن ID} = ۳/۳ \times ۵/۵ = ۱۸/۱۵ \text{ MVA} \quad (۲۴-۸)$$

$$\text{سهم فن PA} = ۱ \times ۵/۵ = ۵/۵ \text{ MVA} \quad (۲۵-۸)$$

$$\text{سهم پمپ CW} = ۳/۷۵ \times ۵/۵ = ۲۰/۶ \text{ MVA} \quad (۲۶-۸)$$

$$\text{سهم پمپ BFP} = ۹ \times ۵/۵ = ۴۹/۵ \text{ MVA} \quad (۲۷-۸)$$

بنابراین، کل قدرت اتصال کوتاه تزریقی از سوی موتورهای ۱۱kV به شین ۱۱kV سیستم واحد برابر است با،

$$S_{m\,11kV} = ۲\times۱۸/۱۵ + ۲\times۱۲/۷ + ۲۰/۶ + ۴۹/۵ + ۵/۵ = ۱۳۷/۳ \text{ MVA} \quad (۲۸-۸)$$

سهم موتورهای ۳٫۳kV در قدرت اتصال کوتاه شین۱۱kV: در این قسمت فرض می‌شود که یک ترانسفورماتور با مشخصات نامی ۱۲ ٪ و ۱۱/۳٫۳kV و ۱۲٫۵MVA، قدرت ۶MW را برای موتورهای با ولتاژ ۳٫۳kV تأمین می‌کند؛ بنابراین،

$$\text{قدرت MVA در زمان راه‌اندازی} = ۶ \times ۵٫۵ = ۳۳\ \text{MVA} \qquad (۲۹-۸)$$

با توجه به مبنای ۱۰۰MVA ، امپدانس معادل موتورهای مذکور برابر است با،

$$Z_{\text{m}} = \frac{۱۰۰}{۳۳} = ۳٫۰۳\ \text{p.u.} \qquad (۳۰-۸)$$

همچنین امپدانس ترانسفورماتور موتورهای مذکور به‌صورت زیر تعیین می‌شود:

$$Z_{\text{Tm}} = ۰٫۱۲ \times \frac{۱۰۰}{۱۲٫۵} = ۰٫۹۶۹\ \text{p.u.} \qquad (۳۱-۸)$$

بنابراین، امپدانس کل ترانسفورماتور و موتورهای آن برابر است با،

$$Z_{\text{Totalm}} = ۳٫۰۳ + ۰٫۹۶ = ۳٫۹۹\ \text{p.u.} \qquad (۳۲-۸)$$

در نتیجه،

$$S_{\text{m۳٫۳kV}} = \frac{۱}{۳٫۹۹}\ \text{p.u.} = ۰٫۲۵\ \text{p.u.} = ۰٫۲۵ \times ۱۰۰\ \text{MVA} = ۲۵\ \text{MVA} \qquad (۳۳-۸)$$

اکنون می‌توان کل قدرت اتصال کوتاه شین ۱۱kV را به‌صورت زیر محاسبه نمود:

$$S_{\text{scT۱۱kV}} = ۳۶۷ + ۱۳۷٫۳ + ۲۵ = ۵۲۹٫۳\ \text{MVA} \qquad (۳۴-۸)$$

بر اساس این قدرت اتصال کوتاه، باید کلیدهای قدرت انتخاب شوند. بدین منظور باید حداکثر جریان قابل تحمل در اولین نوسان را برای کلید در نظر بگیریم. فرض کنید که این مقدار برابر ۱۲۱kA باشد؛ بنابراین با توجه به تقارن شکل سیستم، مقدار مؤثر جریان کلیدها برابر $\frac{۱۲۱}{۲\sqrt{۲}}\text{rmskA}$ است. اما برای در نظر گرفتن مقدار حداکثر جریان در زمان اولین نوسان اتصال کوتاه، از یک ضریب تصحیح ۰٫۹ استفاده می‌شود که در نتیجه،

$$I_{\text{rms}} = \frac{۱۲۱}{۲\sqrt{۲}} \times \frac{۱}{۰٫۹} = ۴۷٫۵۴\ \text{kA} \qquad (۳۵-۸)$$

بنابراین، قدرت قطع کلید برابر است با:

$$S_{\text{MVA}} = \sqrt{۳} \times ۱۱ \times ۱۰^{۳} \times ۴۷٫۵۴ \times ۱۰^{۳} = ۹۰۵\ \text{MVA} \qquad (۳۶-۸)$$

پس مقدار ۹۰۰MVA برای محاسبات استفاده می‌شود. البته این موضوع از نظر واقعی کمی متفاوت است؛ زیرا در عمل، کلیدهای قدرت با تأخیر زمانی عمل می‌کنند و در نتیجه، در زمان عملکرد کلید، جریان اتصال کوتاه هم مقداری کاهش می‌یابد. همچنین ولتاژ در شین

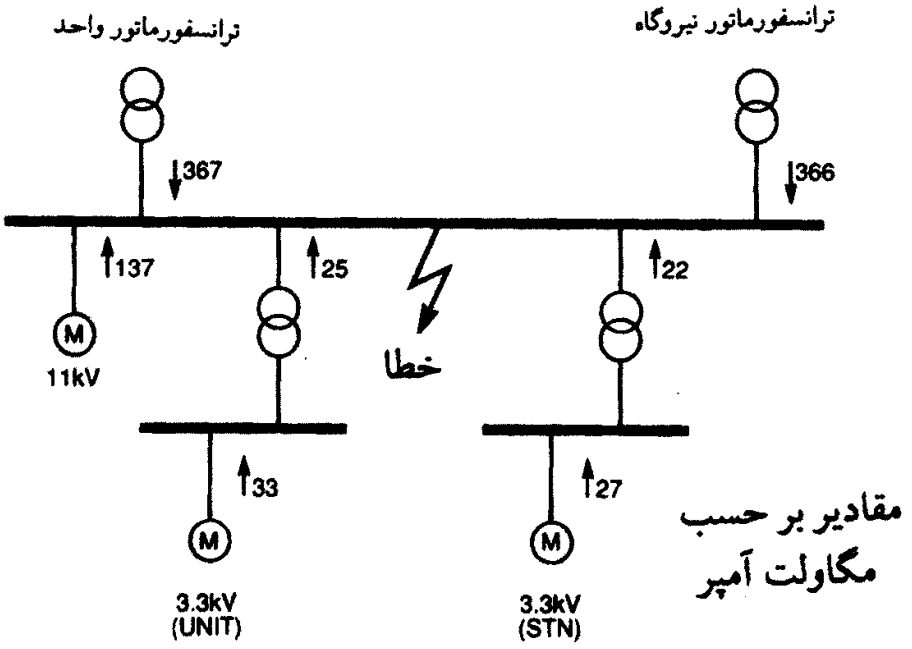
مورد نظر در زمان اتصال کوتاه کاهش می‌یابد که در نتیجه، این مقدار هم در زمان اتصال کوتاه کاهش می‌یابد و طبعاً، مقدار مورد نظر قابل حصول می‌باشد.

۸-۱۴-۳- سیستم ترانسفورماتور نیروگاه[1]

سهم قدرت اتصال کوتاه تزریقی از شبکه و ترانسفورماتور نیروگاه، مشابه قسمت قبلی است که مدار معادل آن در شکل (۸-۱۲) نشان داده شده است.

محاسبه‌ی Z_{grid}: مقدار این امپدانس را مشابه با امپدانس شبکه در قسمت قبل؛ یعنی ۰٫۰۰۲۹p.u در نظر می‌گیریم. در این حالت فرض می‌شود که این ترانسفورماتور به سطح ولتاژ ۴۰۰kV شبکه متصل شده است. البته در صورتی‌که سطح ولتاژ شبکه‌ی این قسمت ۱۳۲kV باشد، سطح قدرت اتصال کوتاه از شبکه، کم‌تر می‌شود. پس با در نظر گرفتن ولتاژ ۴۰۰kV بدترین حالت در نظر گرفته شده است.

Z_{st} (امپدانس ترانسفورماتور نیروگاه): در صورتی‌که امپدانس این ترانسفورماتور در مبنای ۶۰MVA ، به‌مقدار ۱۸ ٪ باشد، آنگاه این امپدانس در مبنای ۱۰۰MVA برابر است با،



شکل (۸-۱۲): تغذیه‌ی اتصال کوتاه در زمان شرایط خاص راه‌اندازی [۳]

[1]- Station Transformer

$$Z_{st} = ۰/۱۸ \times \frac{۱۰۰}{۶۰} \times ۰/۹ \text{ (با فرض تلرانس ۱۰ ٪)} = ۰/۲۷ \text{ p.u.} \quad (۳۷-۸)$$

$$\text{کل امپدانس} = ۰/۲۷ + ۰/۰۰۲۹ = ۰/۲۷۳ \text{ p.u.} \quad (۳۸-۸)$$

در نتیجه سهم قدرت اتصال کوتاه تزریقی از شبکه و از طریق ترانسفورماتور نیروگاه به‌صورت زیر است:

$$\text{کل امپدانس} = \frac{۱}{۰/۲۷۳} = ۳/۶۶ \text{ p.u.} = ۳۶۶ \text{ MVA} \quad (۳۹-۸)$$

سهم موتورهای ۳/۳kV در قدرت اتصال کوتاه: فرض کنید که بار نیروگاه در شین ۳/۳kV برابر ۵MVA باشد. در نتیجه قدرت راه‌اندازی (با فرض ضریب ۵/۵) برابر ۵/۵×۵=۲۷/۵MVA می‌شود. همچنین اگر فرض کنیم که یک ترانسفورماتور کمکی واحد با قدرت ۱۲/۵MVA و راکتانس ۱۲ ٪ در مبنای نامی، بار کمکی نیروگاه را تأمین کند، در نتیجه امپدانس کل مسیر تغذیه‌ی موتورهای ۳/۳kV برابر است با،

$$۰/۱۲ \times \frac{۱۰۰^۲}{۱۲/۵/۱۰۰} + \frac{۱^۲}{۲۷/۵/۱۰۰} = ۴/۵۹ \text{ p.u.} \quad (۴۰-۸)$$

در نتیجه، سهم قدرت اتصال کوتاه تزریقی توسط موتورهای ۳/۳kV برابر است با،

$$\frac{۱}{۴/۵۹۶} = ۰/۲۱۷۶ \text{ p.u.} = ۲۱۷۶ \text{ MVA} \quad (۴۱-۸)$$

در نهایت می‌توان گفت که کل سطح قدرت اتصال کوتاه در شین ۱۱kV نیروگاه به‌مقدار زیر به‌دست می‌آید:

$$۳۶۶ + ۲۱/۷ = ۳۸۷/۷۷ \text{ MVA} \quad (۴۲-۸)$$

۸-۱۴-۴- محاسبات تغذیه‌ی اتصال کوتاه برای شرایط مختلف

حداکثر سطح قدرت اتصال کوتاه متقارن در کلیدهای ۱۱kV این سیستم برابر ۳۹/۴kA می‌باشد که ظرفیت این کلید در دامنه‌ی نوسان اول برابر ۱۲۱kA است. این کلید دارای قدرت قطع[1] ۷۵۰MVA و قدرت وصل[2] ۹۰۰MVA است؛ اما این مقادیر باید در بهترین شرایط هم مورد ارزیابی قرار گیرند؛ یعنی در شرایطی که شین ۱۱kV از راه‌های مختلفی تغذیه می‌شود. به‌عنوان مثال، یکی از بدترین شرایط عملکرد سیستم وقتی است که در

[1]- Break Power
[2]- Make Power

زمان راه‌اندازی، شین واحد[1] با شین نیروگاه[2] به‌صورت موازی باشد و در همین لحظه اتصال کوتاهی رخ دهد. این نوع اتصال در شکل (۸-۱۲) نشان داده شده است که،

$$\text{قدرت اتصال کوتاه قطع} = ۳۶۷ + ۳۶۶ = ۷۳۳ \text{ MVA} \quad (۴۳-۸)$$

$$\text{قدرت اتصال کوتاه وصل} = ۷۳۳ + ۱۳۷ + ۲۵ + ۲۲ = ۹۱۷ \text{ MVA} \quad (۴۴-۸)$$

قدرت اتصال کوتاه وصل، از سطح اتصال کوتاه متقارن (۹۰۰MVA) بیش‌تر است. البته این مقدار بیش‌تر بودن، ناشی از نگاه بدبینانه به تغذیه‌ی موتورها در زمان اتصال کوتاه است. در حقیقت، مقادیر مورد استفاده بدون در نظر گرفتن مقدار کاهش اولیه در نسبت $\frac{X}{R}$ در اولین نیم سیکل می‌باشد. بدین منظور برای در نظر گرفتن کاهش $\frac{X}{R}$ در نیم سیکل اول، از ضریب ۰٫۹ در قدرت اتصال کوتاه موتورها استفاده می‌شود. همچنین با توجه به این‌که این موتورها با کابل‌هایی به شین‌های مورد نظر وصل می‌شوند، پس به‌خاطر امپدانس اضافی کابل‌ها، قدرت اتصال کوتاه موتورها را در ضریب ۰٫۹۵ ضرب می‌کنیم. بنابراین، کل قدرت اتصال کوتاه تغذیه شده از طرف موتورها برابر است با،

$$(۱۳۷ + ۲۵ + ۲۲) \times ۰٫۹ \times ۰٫۹۵ = ۱۵۷ \text{ MVA} \quad (۴۵-۸)$$

و در نتیجه،

$$\text{قدرت اتصال کوتاه وصل} = ۱۵۷ + ۷۳۳ = ۸۹۰ \text{ MVA} \quad (۴۶-۸)$$

که این مقدار به‌مقدار حداکثر قدرت کلید (۹۰۰MVA) نزدیک می‌باشد.

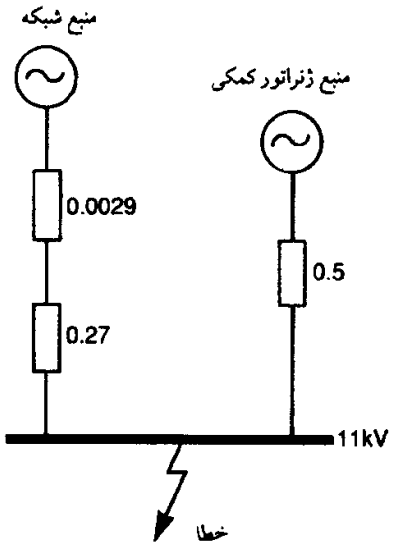
در صورتی‌که مشاهده شود در محاسبات دستی اولیه، قدرت‌های اتصال کوتاه بزرگ‌تر از توانایی تجهیزات سیستم باشد، باید دوباره پارامترهای مؤثر را ارزیابی نمود. از جمله‌ی این پارامترها، امپدانس‌های ترانسفورماتورها و تلرانس‌های مربوطه می‌باشد.

۸-۱۴-۵- تولید کمکی

کاربرد و استفاده‌ی تولید کمکی در مصرف داخلی نیروگاه‌ها را می‌توان به‌عنوان مثال، در راه‌اندازی نیروگاه‌ها بدون دسترسی به منابع خارجی (شبکه) نام برد. دراین حالت فرض می‌شود که یک ژنراتور کمکی به شین ۱۱kV نیروگاه وصل شود. نمودار امپدانسی این حالت در شکل (۸-۱۳) نشان داده شده است.

---

[1]- Unit Board
[2]- Station Board



شکل (۸-۱۳): نمودار امپدانسی سیستم با وجود منبع تولید کمکی در زمان راه‌اندازی

با فرض این‌که ژنراتور کمکی (GT) دارای مشخصات نامی ۳۰MVA و راکتانس فوق‌گذرای ۱۵ ٪ باشد، آن‌گاه،

$$Z_{GT} = ۰/۱۵ \times \frac{۱۰۰}{۳۰} = ۰/۵ \text{ p.u.} \qquad (۴۷-۸)$$

$$Z_{grid} = ۰/۰۰۲۹ \text{ (قبلاً داشتیم)} \qquad (۴۸-۸)$$

$$Z_{st} = ۰/۲۷ \text{ (قبلاً داشتیم)} \qquad (۴۹-۸)$$

که در نتیجه داریم:

$$\text{کل امپدانس} = \frac{۰/۲۷۲۹ \times ۰/۵}{۰/۲۷۲۹ + ۰/۵} = ۰/۱۷۶ \text{ p.u.} \qquad (۵۰-۸)$$

سهم قدرت اتصال کوتاه از طریق این سیستم به اتصال کوتاه در شین ۱۱kV برابر است با،

$$\frac{۱}{۰/۱۷۶} = ۵/۶۶ \text{ p.u.} = ۵۶۶ \text{ MVA} \qquad (۵۱-۸)$$

بنابراین، هیچ مشکلی در موازی شدن ژنراتور کمکی با شبکه ایجاد نمی‌شود. به‌عبارت دیگر، در حالتی که سیستم مصرف داخلی به‌وسیله‌ی ترانسفورماتور نیروگاه از شبکه تغذیه می‌شود، هیچ مشکلی در موازی شدن ژنراتور کمکی با شبکه وجود ندارد.

۸-۱۵- سؤالات مروری

۱- دلایل بالا بودن ضریب اطمینان مصرف داخلی نیروگاه‌ها را بیان نمایید.

۲- چرا در مصرف داخلی نیروگاه‌ها باید از سطح ولتاژهای مختلفی (هم از نوع dc و هم ac در ولتاژهای مختلف) استفاده نمود؟

۳- نحوه‌ی انواع تغذیه‌ی مصرف داخلی را تشریح نموده و مزایا و معایب هر کدام را نسبت به دیگری بیان نمایید. چه ارتباطی در انتخاب نوع تغذیه‌ی مصرف داخلی با ظرفیت تولیدی نیروگاه‌ها وجود دارد؟

۴- اهمیت تغذیه‌ی برق اضطراری نیروگاه‌ها را بیان نموده، نحوه‌ی تغذیه‌ی آن‌ها را تشریح و ترسیم کنید.

۵- میزان مصرف داخلی نیروگاه‌های گازی چه ارتباطی با ارتفاع محل نصب آن نیروگاه دارد؟

۶- چه نکات مهمی در تغذیه‌ی مصرف داخلی نیروگاه‌های آبی وجود دارد؟

منابع و مآخذ

۱- سلطانی، مسعود: تولید الکتریسیته و بهره‌برداری، چاپ چهارم، انتشارات دانشگاه تهران، ۱۳۶۸.

2- C.E.G.B., *Modern Power Station Practice*, Vol. A, B, C, D, F, G, J, 3th Edition, Pergaman Press, England, 1990.

3- F. Beach, *Modern Power Station Practice: Electrical Systems and Equipment*, Pergamon Press Inc, 3th Edition, 1993.

4- D. G. Fink, and H. W. Beaty, *Standard Handbook for Electrical Engineers*, 15th Edition, McGraw-Hill Book Company, 2006.

5- T. G. Hicks, and A. Seidman, *Handbook of Electric Power Calculations*, McGraw-Hill Book Company, 1984.

6- P. Kiameh, *Power Generation Handbook : Selection, Applications, Operation, Maintenance,* 1st Edition, McGraw-Hill Professional, 2002.

7- A. J. Wood, *Solutions Manual for Power Generation, Operation, Control*, John Wiley & Sons Inc, March 25, 1998.

فصل دهم

سیستم کنترل ولتاژ و فرکانس نیروگاه‌ها

۱۰-۱- سیستم کنترل ولتاژ

۱۰-۱-۱- مقدمه

در عمل، تمام تجهیزات مورد استفاده در یک سیستم قدرت برای سطح ولتاژ معینی (که به آن، ولتاژ نامی گفته می‌شود) طراحی می‌شوند. اگر ولتاژ سیستم از مقدار نامی، کم‌تر یا بیش‌تر شود، کارآیی تجهیزات سیستم و احتمالاً عمر آن‌ها کاهش می‌یابد؛ مثلاً گشتاور یک موتور القایی متناسب با مجذور ولتاژ پایانه‌ی آن است. شار نوری لامپ‌ها شدیداً وابسته به ولتاژ می‌باشد. در سیستم‌های قدرت، موارد مشابه این امر، بسیار است. علاوه بر بارها، اغلب عناصر یک شبکه‌ی قدرت، مصرف‌کننده‌ی توان راکتیو هستند؛ بنابراین باید توان راکتیو در بعضی نقاط شبکه، تولید و سپس به محل‌های مورد نیاز منتقل شود.

با تزریق توان راکتیو به بعضی نقاط شبکه و انجام پخش‌بار شبکه مشخص می‌شود که ولتاژ تمام شین‌ها بالا می‌رود که بیش از همه، روی ولتاژ همان شین تزریقی تأثیر می‌گذارد. البته این تزریق توان راکتیو، تأثیر چندانی بر روی فرکانس شبکه ندارد؛ بنابراین می‌توان گفت که توان راکتیو و ولتاژ شبکه دارای تغییراتی در جهت یکسان هستند که آن را کانال کنترل Q-V (توان راکتیو- ولتاژ یا مگاوار- ولتاژ) می‌نامیم.

با توجه به این‌که توان راکتیو مصرفی بارهای شبکه در ساعات مختلف در حال تغییر است، لذا ولتاژ و توان راکتیو باید دائماً کنترل شوند. در ساعات حداکثر بار، توان راکتیو مورد نیاز شبکه بیش‌تر می‌شود و در نتیجه نیاز به تولید توان راکتیو زیادی در شبکه می‌باشد. اگر توان راکتیو مورد نظر تأمین نشود، اجباراً ولتاژ نقاط مختلف شبکه کاهش یافته، ممکن است از محدوده‌ی مجاز خود خارج شود. بدین منظور نیروگاه‌ها دارای سیستم کنترل ولتاژ هستند که این سیستم‌ها، کاهش ولتاژ پایانه‌ی ژنراتور را حس می‌کنند تا فرمان‌های کنترل لازم را برای بالا بردن جریان تحریک ژنراتور (و در نتیجه افزایش ولتاژ تا سطح ولتاژ نامی)، صادر نمایند. با افزایش جریان تحریک (حالت فوق‌تحریک) توان راکتیو توسط ژنراتور تولید می‌شود؛ لیکن توان راکتیو تولیدی آن‌ها به‌خاطر مسائل حرارتی سیم‌پیچ‌ها محدود است و ژنراتورها به تنهایی نمی‌توانند در ساعات حداکثر بار، تمام توان راکتیو مورد نیاز سیستم را تأمین کنند. لذا در این ساعات به وسائل دیگری نیاز است که بتوانند توان راکتیو به شبکه تزریق نمایند تا سطوح ولتاژ در محدوده‌ی مجاز قرار گیرند.

در بعضی شرایط و ساعات کم‌بار شبکه، بارها و عناصر آن، توان راکتیو کمی مصرف می‌کنند و ظرفیت خازنی خطوط طویل سیستم انتقال می‌تواند باعث افزایش توان راکتیو تولیدی در شبکه گردد. در این گونه مواقع، ممکن است ژنراتورها به‌صورت زیرتحریک کار کنند تا مقداری از توان راکتیو شبکه را جذب نمایند و از بالا رفتن بیش از حد ولتاژ شبکه جلوگیری نمایند. البته دریافت توان راکتیو توسط ژنراتورها با محدودیت‌هایی همراه است که در بعضی شبکه‌ها علاوه بر ژنراتورها به وسایل‌دیگری برای کنترل ولتاژ (به‌صورت راکتور) نیاز می‌باشد. در نهایت می‌توان گفت که توازن توان راکتیو شبکه، تضمینی بر ثابت بودن ولتاژ (و کنترل توان راکتیو به‌منزله‌ی کنترل ولتاژ شبکه) می‌باشد.

پس به‌طور کلی، کنترل توان راکتیو و ولتاژ شبکه به‌صورت زیر انجام می‌شود:

۱- کنترل تحریک ژنراتورها؛

۲- تزریق توان راکتیو به شبکه‌ی قدرت توسط جبران‌کننده‌هایی که به‌صورت موازی وصل می‌شوند؛ مثل خازن، راکتیو، کندانسور سنکرون و جبران‌کننده‌های استاتیک؛

۳- جابه‌جا کردن توان راکتیو در شبکه توسط تغییر تپ ترانسفورماتورهای قدرت؛

۴- کم کردن راکتانس القایی خطوط انتقال با نصب خازن‌های سری.

در این بخش از کتاب، تکیه‌ی اساسی بر روی روش‌های مختلف کنترل ولتاژ ژنراتورها

توسط تغییر در جریان تحریک آن‌ها می‌باشد. در ادامه‌ی مطلب، به این موضوع خواهیم پرداخت.

۱۰-۱-۲- اصول عملکرد سیستم تحریک

وظیفه‌ی اصلی سیستم تحریک آن است که با تغییر جریان dc سیم‌پیچ تحریک واقع بر روی روتور، نیروی محرکه‌ی تولید شده‌ی ژنراتور را کنترل نماید. با تغییر نیروی محرکه‌ی ژنراتور، نه تنها ولتاژ خروجی قابل تنظیم است؛ بلکه ضریب قدرت و دامنه‌ی جریان نیز کنترل می‌شود. این موضوع را بر روی مدار معادل ماشین سنکرون بیان می‌کنیم.

شکل (۱۰-۱-الف) نمایش سیستماتیک یک ماشین سنکرون را در حالت پایدار نشان می‌دهد که به ساده‌ترین شکل، و به‌صورت یک نیروی محرکه‌ی E_{af} سری شده با یک راکتانس سنکرون است. همچنین در شکل (۱۰-۱- ب)، نمودار فازوری تحت شرایط اولیه نشان داده شده است. توان خروجی ژنراتور را می‌توان به دو صورت زیر محاسبه نمود:

$$P = V_{ta} \cdot I_a \cdot \cos\phi = \frac{E_{af} \cdot V_{ta}}{X_d} \cdot \sin\delta \qquad (۱-۱۰)$$

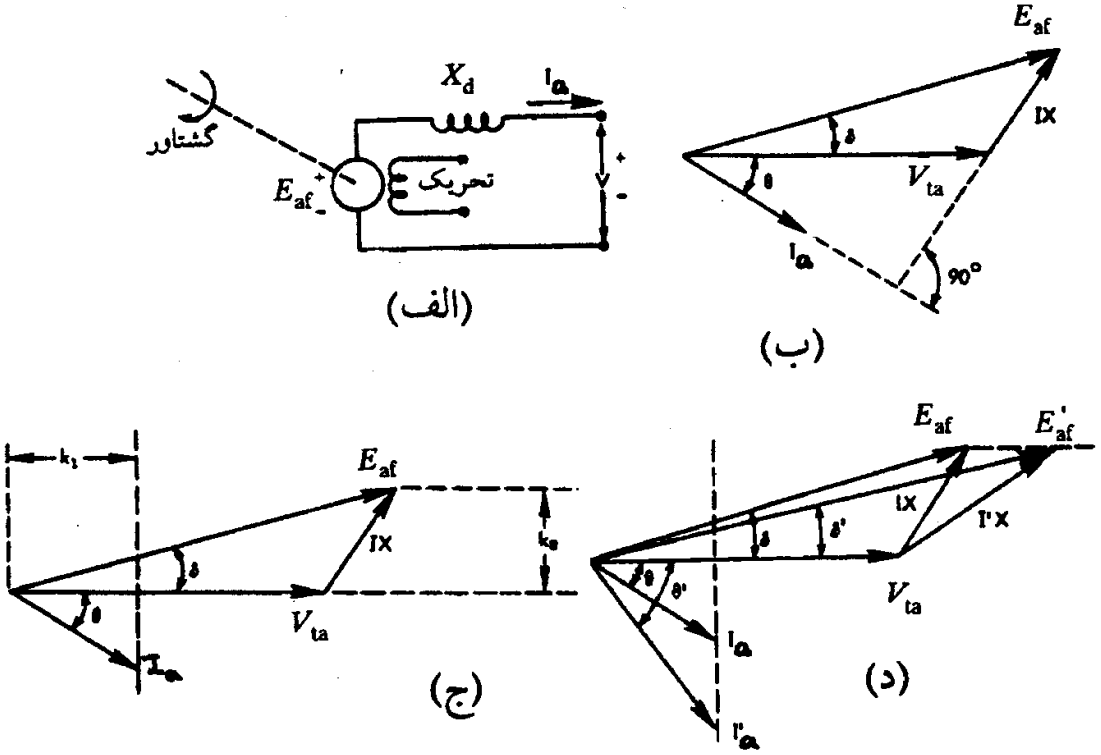
حال می‌خواهیم در شرایطی که توان اکتیو تولیدی ژنراتور ثابت باشد، اثر تغییر جریان تحریک را در نمودار فازوری ژنراتور بیابیم. شرط این‌که توان اکتیو تولیدی ثابت باشد، آن است که نقطه‌ی عملکرد ژنراتور در نمودار فازوری به‌گونه‌ای تغییر کند که $E_{af}.\sin\delta$ ثابت باشد (این موضوع را قبلاً در فصل مربوط به ژنراتور سنکرون نیز بیان نمودیم.) این موضوع را می‌توان در شکل (۱۰-۱- ج) مشاهده نمود. در این حالت، هنگامی که جریان تحریک افزایش یابد، انتهای بردار $\vec{E}_{af}$ در امتداد خط‌چین افقی با k_2=cte حرکت می‌کند و مشابه آن، انتهای بردار $\vec{I}_a$ نیز در امتداد خط‌چین عمودی (خطی که با k_1=cte می‌باشد) خواهد کرد. شکل (۱۰-۱- د) روند افزایش‌تحریک در توان و ولتاژ ثابت را نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود که با افزایش جریان تحریک، شرایط تعادل جدیدی ایجاد می‌شود که دارای خصوصیات زیر می‌باشد:

۱- زاویه‌ی گشتاور کاهش یافته است؛

۲- دامنه‌ی جریان افزایش یافته است؛

۳- ضریب قدرت، پس‌فازتر شده است؛

۴- قدرت خروجی و ولتاژ پایانه، ثابت هستند.



شکل (۱۰-۱): نمودار ماشین سنکرون، الف) مدار معادل یک ماشین سنکرون؛ ب) نمودار فازوری تحت شرایط اولیه؛ ج) مکان‌های مربوط به مسیرهای افزایش تحریک؛ د) روند افزایش تحریک در توان و ولتاژ ثابت [۲]

۱۰-۱-۳- اجزای سیستم تحریک

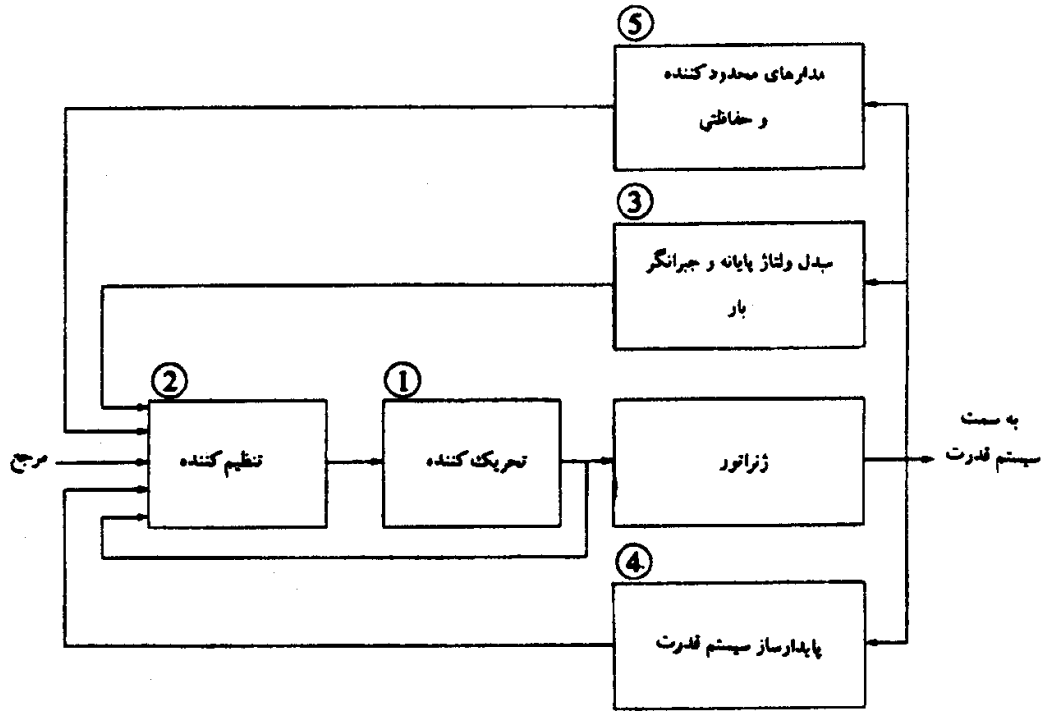
شکل (۱۰-۲) نمودار بلوکی یک نمونه‌ی سیستم کنترل تحریک را برای ژنراتورهای سنکرون بزرگ نشان می‌دهد. بلوک‌های ارائه شده در این شکل را می‌توان به‌صورت زیر معرفی نمود:

۱- **تحریک کننده (اکسایتر[1])**: این بلوک وظیفه‌ی تأمین جریان مستقیم مورد نیاز در سیم‌پیچ تحریک را بر عهده دارد.

۲- **تنظیم کننده (رگولاتور[2])**: این بلوک کنترلی، وظیفه‌ی تقویت و پردازش سیگنال‌های کنترل ورودی را (به سطح و شکلی که برای کنترل تحریک‌کننده، مناسب باشد) بر عهده دارد.

---

[1]- Exciter
[2]- Regulator



شکل (۱۰-۲): نمونه‌ای از نمودار بلوکی یک سیستم کنترل تحریک [۱]

۳- **مبدل ولتاژ پایانه[1] و جبران‌کننده‌ی بار[2]**: این بلوک، ولتاژ پایانه‌ی ژنراتور را اندازه‌گیری می‌نماید و پس از یکسوسازی، آن را به یک ولتاژ جریان مستقیم تبدیل می‌کند. سپس این ولتاژ با یک ولتاژ مرجع (که بیانگر ولتاژ مطلوب پایانه‌ی ژنراتور سنکرون است) مقایسه می‌شود. همچنین اگر بخواهیم ولتاژ را در نقطه‌ای که از نظر الکتریکی از ژنراتور دور باشد (مثل ترانسفورماتور افزاینده) ثابت نگه داریم، این بلوک مجهز به سیستم جبران‌کننده‌ی بار خواهد بود.

۴- **پایدارساز سیستم قدرت[3]**: این بلوک، به‌منظور میرا کردن نوسانات سیستم‌های قدرت، سیگنال ورودی اضافی به تنظیم‌کننده‌ی ولتاژ را ایجاد می‌کند. سیگنال‌های ورودی مورد نظر، معمولاً انحراف سرعت روتور، توان شتاب دهنده و انحراف فرکانس می‌باشد.

۵- **مدارهای محدود کننده و حفاظتی**: این بلوک شامل مجموعه‌ی وسیعی از توابع کنترلی و حفاظتی است. این بلوک برای اطمینان از این موضوع طراحی می‌شود که از حدود

---

[1]- Transducer
[2]- Load Compensator
[3]- Power System Stabilizer

توانایی تحریک کننده و ژنراتور خارج نشود. بعضی از توابع مرسوم، شامل محدودکننده‌ی جریان تحریک و محدود کننده‌ی زیر تحریک است. معمولاً این توابع شامل مدارهای مشخصی هستند و سیگنال‌های خروجی آن‌ها را می‌توان در محل‌های مختلف به‌صورت جمع‌کننده به سیستم تحریک اعمال کرد.

۱۰-۱-۴- انواع سیستم تحریک

سیستم‌های تحریک ژنراتورها بر اساس منبع توان تحریک به سه نوع عمده تقسیم می‌شوند:

الف) سیستم‌های تحریک جریان مستقیم؛

ب) سیستم‌های تحریک جریان متناوب؛

ج) سیستم‌های تحریک جریان استاتیکی.

در این بخش برآنیم تا این سیستم‌ها را در حالت کلی مورد بررسی و ارزیابی قرار دهیم.

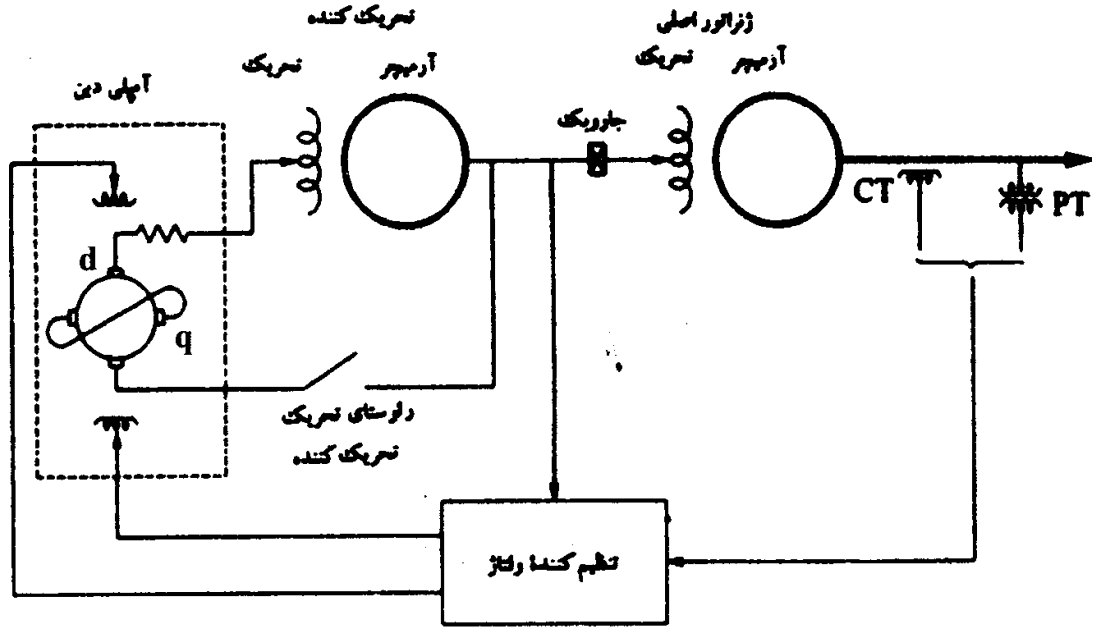
۱۰-۱-۴-۱- سیستم‌های تحریک جریان مستقیم

در این نوع سیستم‌های تحریک، از ژنراتورهای جریان مستقیم به‌عنوان منبع توان تحریک استفاده می‌کنند که از طریق جاروبک‌ها، جریان مورد نیاز تحریک ژنراتور را فراهم می‌کنند. تحریک‌کننده ممکن است به‌وسیله‌ی یک موتور و یا محور ژنراتور چرخانده شود و یا این‌که از نوع خودتحریک یا تحریک مستقل باشد. در حالت تحریک مستقل، تحریک آن از طریق یک تحریک‌کننده‌ی کمکی[1] که دارای میدان مغناطیسی دائم[2] است، تأمین می‌شود. البته این نوع سیستم‌ها قدیمی هستند وجای خود را به سیستم‌های تحریک جریان متناوب و استاتیکی داده‌اند. طرح ساده‌ای از این نوع سیستم‌ها که از تنظیم‌کننده‌ی ولتاژ آمپلی‌دین[3] استفاده می‌کند، در شکل (۱۰-۳) نشان داده شده است. آمپلی‌دین نوعی ماشین جریان مستقیم است که دارای دو مجموعه ذغال می‌باشد که با یکدیگر، ۹۰ درجه‌ی الکتریکی اختلاف موقعیت دارند. یک مجموعه از زغال‌ها روی محور طولی ماشین و

---

[1]- Pilot Exciter
[2]- Permanent Magnet
[3]- Amplidyne

مجموعه‌ی دیگر روی محور عرضی قرار دارند. همچنین سیم‌پیچ‌های کنترل تحریک هم روی محور d واقع هستند. به‌علاوه یک سیم‌پیچ جبرانگر به‌طور سری با بار محور طولی قرار دارد که شاری مساوی و مخالف با شار جریان آرمیچر(شار محور طولی) ایجاد می‌کند تا به‌صورت یک فیدبک منفی، عکس‌العمل آرمیچر را خنثی نماید. زغال‌های موجود روی محور q اتصال کوتاه می‌شوند و طبعاً با توان تحریک بسیار اندک، جریان بسیار زیادی در آرمیچر محور q ایجاد می‌شود. میدان مغناطیسی اصلی به‌وسیله‌ی جریان محور q ایجاد می‌گردد و توان مورد نیاز برای حفظ جریان محور q به‌طور مکانیکی از طریق موتوری که آن را می‌چرخاند، تأمین می‌شود. در نتیجه آمپلی‌دین، تقویت‌کننده‌ای با تقویت توان در حدود 10^4 تا 10^5 و ثابت زمانی در حدود ۰٫۰۲ تا ۰٫۲۵ ثانیه است.



شکل (۱۰-۳): سیستم تحریک جریان مستقیم با تنظیم‌کننده‌ی ولتاژ آمپلی‌دین [۱]

آمپلی‌دین در سیستم شکل (۱۰-۳)، به‌صورت یک طرح تقویتی، وظیفه‌ی تأمین تغییرات افزایشی تحریک‌کننده (اکسایتر) را بر عهده دارد. بقیه‌ی تحریک مورد نیاز اکسایتر با استفاده از خروجی آن و به‌صورت خودتحریک تأمین می‌شود. با خارج شدن آمپلی‌دین از مدار، تحریک اکسایتر را می‌توان به‌صورت دستی انجام داد.

نمونه‌هایی از سیستم‌های تحریک جریان مستقیم را می‌توان در نیروگاه ۲۵ مگاواتی سد لتیان و نیروگاه بخاری بعثت مشاهده نمود. در سیستم تحریک نیروگاه لتیان از یک ژنراتور

تحریک نوع جریان مستقیم استفاده می‌شود که تحریک این ژنراتور به‌وسیله‌ی یک ژنراتور دیگری با تحریک خودی تأمین می‌گردد. در نیروگاه بخاری بعثت، میدان تحریک ژنراتور سنکرون به‌وسیله‌ی یک ژنراتور جریان مستقیم (که محور آن به محور ژنراتور اصلی متصل شده است) تغذیه می‌شود. برای کنترل توان خروجی ژنراتور dc (و در نهایت کنترل توان میدان سیم‌پیچ تحریک) باید میدان ژنراتور تحریک‌کننده را تغییر داد. عمل تغذیه و کنترل میدان ژنراتور تحریک‌کننده‌ی dc به‌وسیله‌ی یک ماشین آمپلی‌دین با ضریب تقویت (نسبت بین خروجی ژنراتور و تغذیه‌ی میدان) بالا انجام می‌شود.

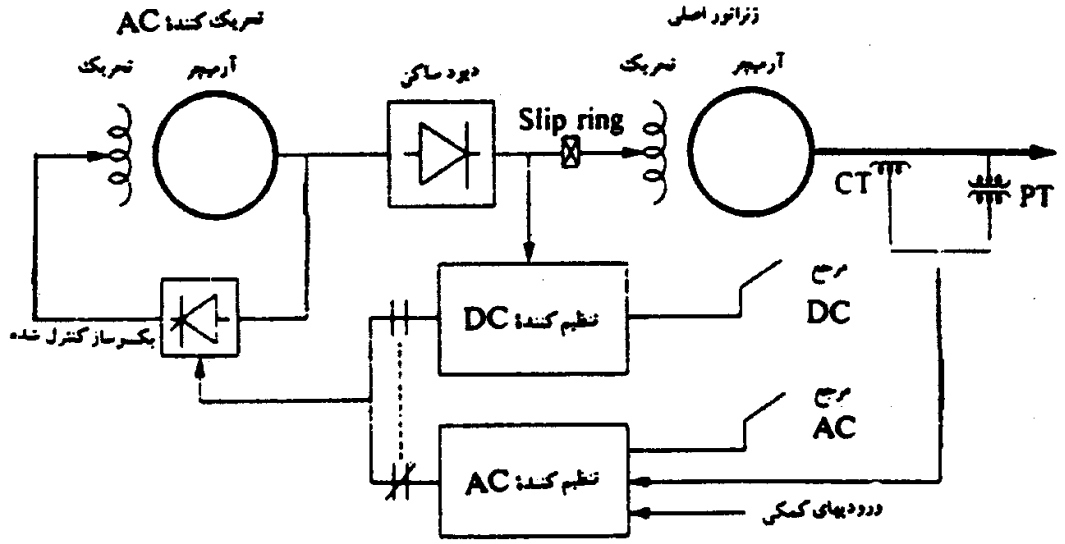
۱۰-۱-۴-۲- سیستم‌های تحریک جریان متناوب

در این نوع سیستم‌های تحریک از ژنراتورهای جریان متناوب برای تأمین جریان‌تحریک مورد نیاز در سیم‌پیچ تحریک ژنراتور اصلی استفاده می‌کنند. معمولاً اکسایتر (تحریک‌کننده) روی همان محور اصلی توربوژنراتور قرار دارد. سپس خروجی جریان متناوب اکسایترهای با (و یا بدون) سیستم کنترل، یکسوسازی می‌شود تا جریان مستقیم تولید شده به سیم‌پیچ تحریک منتقل شود. سیستم یکسوکننده هم می‌تواند به دو صورت ساکن یا چرخان باشد. سیستم‌های اولیه‌ی تحریک جریان متناوب، ترکیبی از سیستم تقویت‌کننده‌های مغناطیسی و چرخان را (به‌عنوان تنظیم کننده) مورد استفاده قرار می‌دادند؛ اما اغلب سیستم‌های جدید، از تقویت‌کننده‌های الکترونیکی استفاده می‌کردند. پس مشاهده می‌شود که با توجه به ترکیب یکسوکننده‌ها و روش‌های کنترل خروجی اکسایتر و نیز منبع اکسایتر، سیستم‌های تحریک جریان متناوب حالت‌های مختلفی را به خود می‌گیرند که در اینجا به‌طور مختصر توضیح خواهیم داد.

الف) سیستم‌های با یکسوساز ساکن: اگر سیستم یکسوکننده، ساکن باشد، خروجی جریان مستقیم آن‌ها باید از طریق جاروبک‌هایی به سیم‌پیچ تحریک ژنراتور اصلی تزریق گردد. در صورتی که از یکسوکننده‌های دیودی (بدون کنترل) استفاده شود تنظیم‌کننده، تحریک اکسایتر جریان متناوب را کنترل می‌کند که آن نیز به نوبه‌ی خود، وظیفه‌ی کنترل ولتاژ خروجی اکسایتر را بر عهده دارد. شکل (۱۰-۴) طرح کلی این نوع سیستم‌ها را نشان می‌دهد. در این سیستم (که معروف به سیستم‌های‌تحریک آلترکس[1] از شرکت جنرال

[1]- Alterex Excitation Systems

الکتریک است) اکسایتر به‌وسیله‌ی روتور محور اصلی چرخیده می‌شود. در این‌جا اکسایتر به‌صورت خودتحریک عمل می‌کند و توان تحریک را از طریق یکسوسازهای تریستوری تأمین می‌کند. همچنین تنظیم‌کننده‌ی ولتاژ، توان مورد نیاز خود را از طریق ولتاژ خروجی اکسایتر تأمین می‌نماید. در نوع دیگری از این سیستم‌ها، از یک اکسایتر کمکی برای تأمین توان اکسایتر اصلی استفاده می‌شود.



شکل (۱۰-۴): سیستم تحریک از نوع یکسوساز آلترناتوری با تحریک کنترل شده [۱]

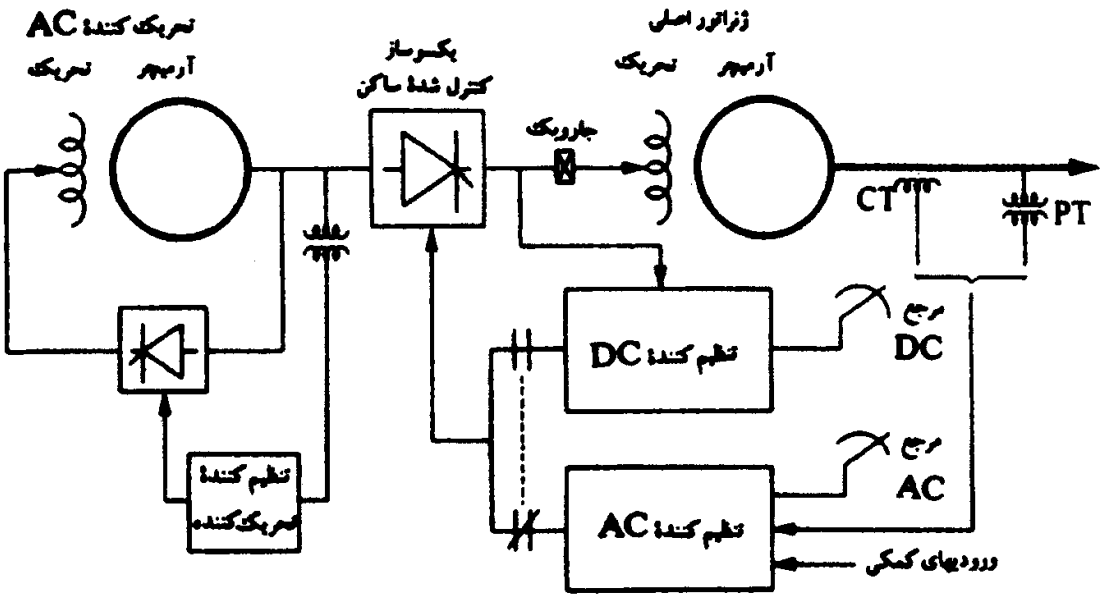
در صورتی‌که از یکسوکننده‌های قابل کنترل (تریستوری) استفاده شود، تنظیم‌کننده به‌طور مستقیم، کنترل ولتاژ مستقیم خروجی اکسایتر را بر عهده دارد. شکل (۱۰-۵) طرحی از این نوع سیستم را (که معروف به نوع آلتی‌رکس[1] از شرکت جنرال الکتریک است) نشان می‌دهد. در این نوع، تنظیم‌کننده‌ی ولتاژ، نقطه‌ی آتش تریستورها را کنترل می‌کند. اکسایتر هم از نوع خودتحریک است که برای حفظ ولتاژ خروجی از یک تنظیم‌کننده‌ی استاتیکی و مستقل ولتاژ استفاده می‌کند. از آنجا که تریستورها به‌طور مستقیم، خروجی اکسایتر را کنترل می‌کنند، عملاً این سیستم، عکس‌العمل اولیه‌ی سریعی (پاسخ زمانی کوتاهی) دارد.

در هر دو نوع ارائه شده در شکل‌های (۱۰-۴) و (۱۰-۵)، دو مد تنظیم‌کننده وجوددارد:

۱) تنظیم‌کننده‌ی جریان متناوب که به‌طور خودکار، ولتاژ پایانه‌ی استاتور ژنراتور اصلی را در مقدار مطلوب (که همان مقدار مبنای جریان متناوب است) حفظ می‌کند.

---

[1]- Althyrex Excitation System



شکل (۱۰-۵): سیستم تحریک تغذیه‌ی آلترناتوری با یکسوساز کنترل شده [۱]

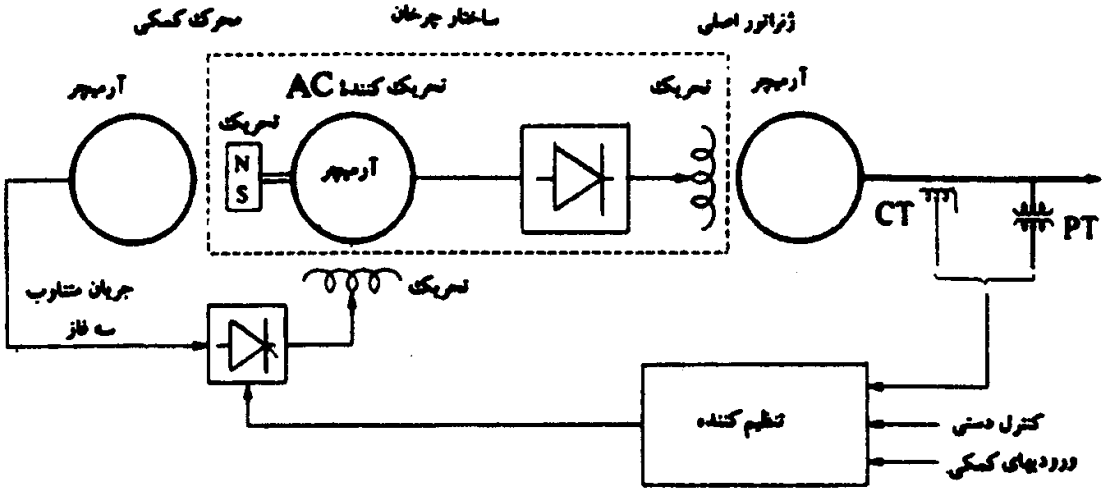
۲) تنظیم‌کننده‌ی جریان مستقیم که ولتاژ تحریک ژنراتور را در مقدار مطلوب (که همان مقدار مبنای جریان مستقیم است) حفظ می‌نماید.

تنظیم‌کننده‌ی جریان مستقیم یا حالت کنترل دستی در مواقعی استفاده می‌شود که تنظیم‌کننده‌ی جریان متناوب خراب باشد و یا این‌که لازم باشد که این قسمت از سیستم کنترلی از مدار خارج گردد. همچنین تنظیم‌کننده‌ی جریان متناوب، امکان اعمال سیگنال‌های اضافی را فراهم می‌سازد تا بتواند وظایف کنترلی و حفاظتی را به خوبی انجام دهد.

ب) سیستم‌های با یکسوساز چرخان: در این نوع سیستم‌ها، به‌دلیل چرخان بودن یکسوکننده‌ها، نیاز به استفاده از جاروبک یا زغال بر طرف می‌شود و خروجی جریان مستقیم اکسایتر به‌طور مستقیم به تحریک ژنراتور اصلی اعمال می‌گردد. طرح کلی این نوع سیستم‌ها که به سیستم تحریک بدون جاروبک[1] معروف است، در شکل (۱۰-۶) نشان داده شده است. در این سیستم، آرمیچر مربوط به اکسایتر جریان متناوب و یکسوکننده‌های دیودی به همراه تحریک ژنراتور اصلی با یک محور مشترک می‌چرخند. همچنین یک اکسایتر کمکی جریان متناوب که دارای روتور مغناطیس دائم آهنربای N-S است، به همراه آرمیچر اکسایتر اصلی و یکسوسازهای دیودی می‌چرخد. خروجی یکسوسازی شده‌ی

[1]- Brushless Excitation System

استاتور اکسایتر کمکی، تحریک ساکن اکسایتر جریان متناوب (اصلی) را تغذیه می‌کند. به‌علاوه تنظیم‌کننده‌ی ولتاژ، تحریک اکسایتر جریان متناوب را کنترل می‌کند که آن نیز به‌نوبه‌ی خود، تحریک ژنراتور اصلی را کنترل می‌نماید.



شکل (۱۰-۶): سیستم تحریک بدون جاروبک [۱]

در این نوع سیستم‌ها به‌خاطر عدم استفاده از جاروبک، مشکل عدم انتقال جریان‌های زیاد به سیم‌پیچ تحریک ژنراتورهای بزرگ مرتفع می‌شود. البته در صورتی‌که جاروبک‌ها و زغال‌ها به‌طور صحیح و مرتب تعمیر و نگه‌داری شوند، امکان استفاده وسیع از سیستم‌های تحریک جریان متناوب با (و یا بدون) وجود زغال در هر محدوده‌ی قدرت ژنراتورها وجود خواهد داشت. لازم به‌ذکر است که در سیستم‌های تحریک بدون جاروبک، امکان اندازه‌گیری مستقیم ولتاژ و جریان تحریک ژنراتور وجود ندارد. همچنین با تنظیم ورودی جریان مستقیم به مدارهای کنترل تریستور، امکان اعمال کنترل دستی ولتاژ ژنراتور اصلی فراهم می‌شود.

نمونه‌ای از این نوع سیستم‌های تحریک بدون جاروبک را می‌توان در واحدهای ۱۵۰ مگاواتی نیروگاه بخاری طوس مشاهده نمود. در این واحدها، یکسوساز دیودی گردان، روتور ژنراتور تحریک‌کننده‌ی اصلی و روتور ژنراتور تحریک کننده‌ی کمکی، با روتور ژنراتور اصلی کوپل شده‌اند. قدرت مورد نیاز سیم‌پیچ تحریک ژنراتور اصلی، در تحریک‌کننده‌ی اصلی ac تولید می‌شود تا از طریق یکسوساز گردان به سیم‌پیچی روتور

منتقل شود. در این واحدها، ژنراتور تحریک اصلی ac، با ولتاژ ۲۵۰ ولت متناوب و ژنراتور تحریک کمکی با قطب مغناطیس دایم و ولتاژ ۴۴۰ ولت می‌باشد.

۱۰-۱-۴-۳- سیستم‌های تحریک استاتیکی

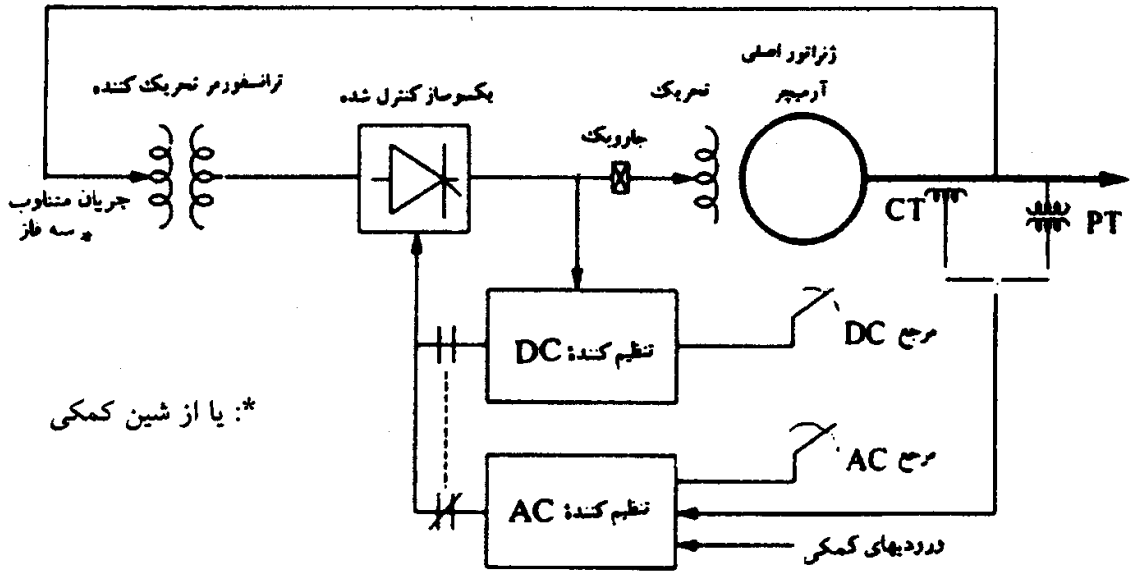
در این نوع سیستم‌های تحریک استاتیکی، تمام اجزای مدار، ثابت هستند. یکسوکننده‌های استاتیکی (با وجود کنترل یا بدون آن) مستقیماً تحریک ژنراتور اصلی را از طریق جاروبک‌ها تغذیه می‌کنند. توان مورد نیاز یکسوکننده‌ها از ژنراتور اصلی (یا شین اضافی پست) و از طریق یک ترانسفورماتور کاهنده (که ولتاژ را به سطح مطلوب می‌رساند) تأمین می‌شود. در بعضی حالات، این توان از طریق سیم‌پیچ‌های اضافی در ژنراتور تأمین می‌گردد. در این‌جا سه نوع از پرکاربردترین این نوع تحریک‌ها بیان می‌شود.

الف) سیستم‌های با یکسوساز قابل کنترل و منبع ولتاژ[1]: در این سیستم، مطابق با شکل (۱۰-۷) توان سیستم تحریک از طریق یک ترانسفورماتور و از طریق پایانه‌های ژنراتور یا شین اضافی پست تأمین می‌شود و سیستم از طریق یک یکسوساز قابل کنترل، تنظیم می‌گردد. البته این نوع سیستم، به سیستم استاتیکی با تغذیه‌ی شین[2] یا تغذیه‌ی ترانسفورماتوری[3] موسوم است. مزیت این سیستم‌ها، ثابت زمانی بسیار کم آن‌ها می‌باشد که حداکثر ولتاژ خروجی اکسایتر (ولتاژ سقف[4]) آن به ولتاژ ورودی جریان متناوب بستگی دارد؛ بنابراین در حالتی که خطا در سیستم باعث افت ولتاژ پایانه‌ی ژنراتور می‌شود، ولتاژ سقف اکسایتر کاهش می‌یابد. این محدودیت تا حد زیادی به‌وسیله‌ی واکنش عملاً لحظه‌ای و توانایی بالای تحریک اجباری آن بعد از اغتشاش‌ها جبران می‌شود. از طرف دیگر، هزینه‌ی این سیستم‌ها کم است و به‌راحتی قابل تعمیر و نگه‌داری هستند. همچنین این سیستم‌های تحریک در سیستم‌های قدرت بزرگ، عملکرد مطلوبی را از خود نشان می‌دهند.

نمونه‌ای از این نوع سیستم تحریک را می‌توان در نیروگاه‌های بخاری نکا و بندرعباس و واحدهای گازی ۲۳۸ مگاواتی نیروگاه ری (ساخت شرکت هیتاچی) مشاهده نمود. در

---

[1]- Potential Source Controlled_Rectifier System
[2]- Bus-Fed
[3]- Transformer-Fed
[4]- Celling Voltage



شکل (۱۰-۷): سیستم تحریک منبع ولتاژ با یکسوساز کنترل شده [۱]

واحدهای ۳۲۰ مگاواتی نیروگاه بندرعباس، برای تغذیه‌ی مدار پل یکسوساز تریستوری، ابتدا خروجی ژنراتور (با ولتاژ ۲۰kV) توسط یک ترانسفورماتور به ۶kV تبدیل می‌شود و در مرحله‌ی بعدی به‌وسیله‌ی ترانسفورماتور دیگری، این ولتاژ ۶kV به ۶۲۵ ولت کاهش می‌یابد. با استفاده از یکسوساز تریستوری، ولتاژ ۶۲۵V سه فاز به یک ولتاژ مستقیم ۳۲V تبدیل می‌شود و سپس توسط جاروبک‌ها به سیم‌پیچ تحریک ژنراتور منتقل می‌گردد.

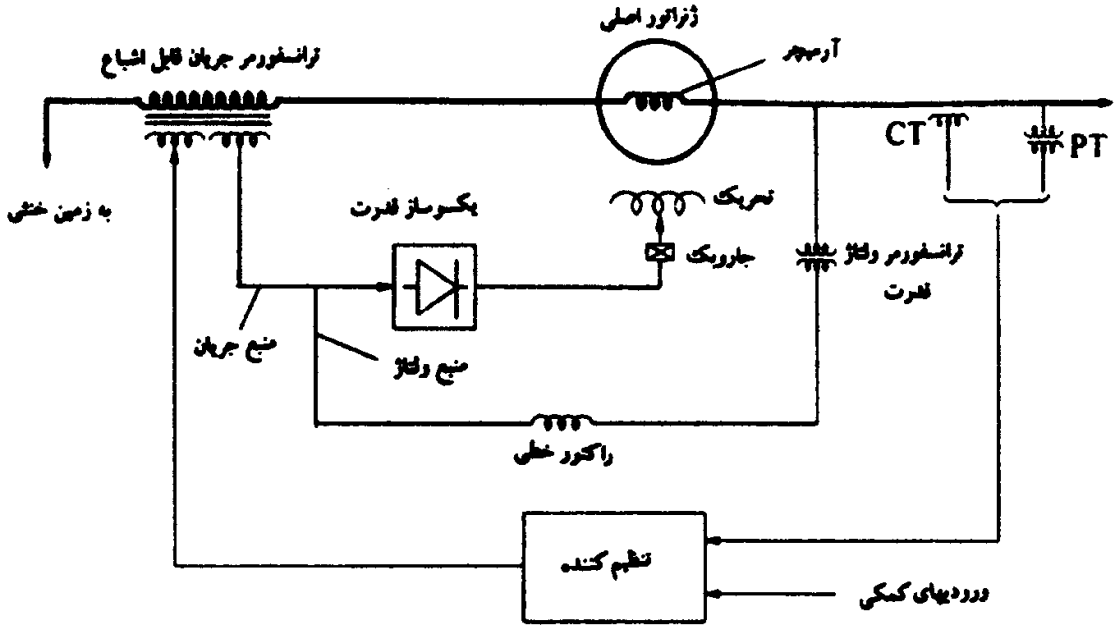
در واحدهای ۴۴۰ مگاواتی نیروگاه شهید سلیمی نکا (که یکی از بزرگ‌ترین نیروگاه‌های بخاری کشور به حساب می‌آید)، برای تغذیه‌ی تحریک ژنراتور، ابتدا ولتاژ خروجی ژنراتور (که با ولتاژ ۲۱ کیلو ولت می‌باشد) به‌وسیله‌ی ترانسفورماتور اصلی تحریک به یک ولتاژ ۵۸۰ ولت تبدیل می‌شود، سپس این ولتاژ به‌وسیله‌ی پل یکسوساز تریستوری به ولتاژ ۴۴۰V تبدیل می‌گردد تا در نهایت توسط جاروبک‌ها به سیم‌پیچ تحریک ژنراتور منتقل شود.

ب) سیستم‌های با یکسوساز و منبع ترکیبی[1]: در این نوع سیستم‌ها، توان مورد نیاز سیستم تحریک به‌وسیله‌ی ولتاژ و جریان ژنراتور اصلی تأمین می‌شود که این کار با استفاده از یک ترانسفورماتور ولتاژ قدرت PPT[2] و یک ترانسفورماتور جریان قابل اشباع SCT[3]

---

[1]- Compound-Source Rectifier System
[2]- Power Potential Transformer
[3]- Saturable Current Transformer

تأمین می‌گردد. طرح کلی این سیستم‌ها را می‌توان در شکل (۱۰-۸) مشاهده نمود. راه دیگر تأمین توان سیستم تحریک آن است که دو وظیفه‌ی مذکور را در یک ترانسفورماتور تحریک به‌نام ترانسفورماتور ولتاژ و جریان قابل اشباع (SCPT) ادغام کرد.

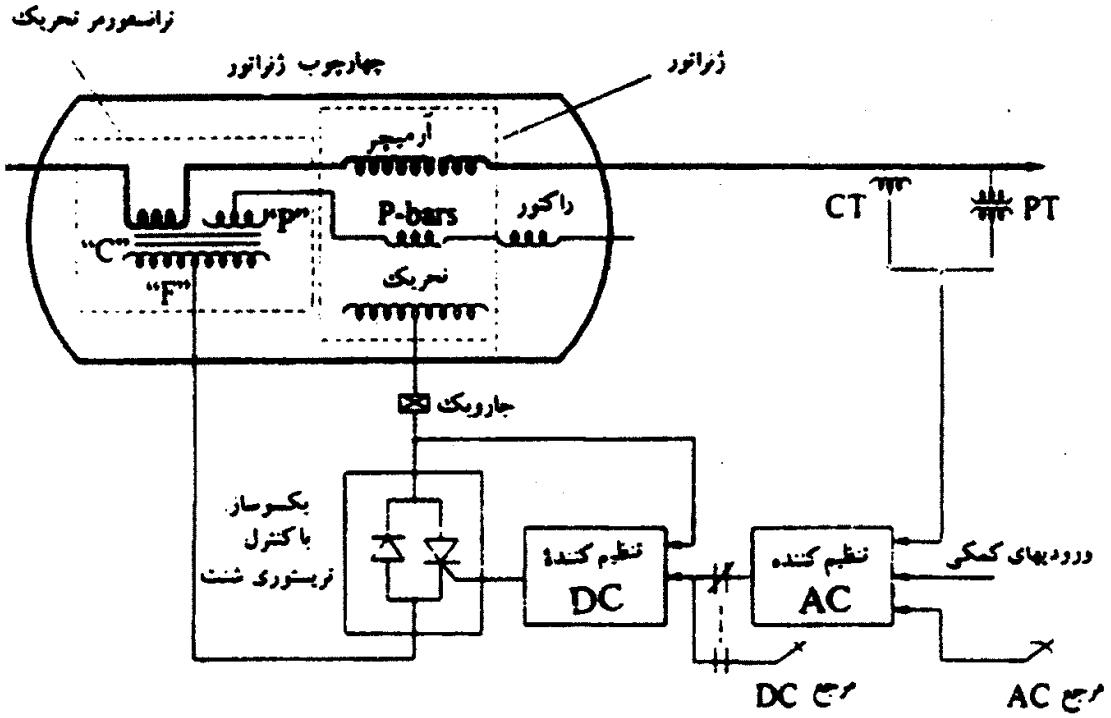


شکل (۱۰-۸): سیستم تحریک با یکسوساز و منبع ترکیبی [۱]

همان‌گونه که از شکل (۱۰-۸) مشخص است، خروجی اکسایتر (تحریک کننده) ازطریق اشباع کنترل ترانسفوماتور تحریک به‌وسیله‌ی تنظیم‌کننده، کنترل می‌شود. زمانی که ژنراتور در حالت بی باری است، جریان آرمیچر، صفر است و منبع ولتاژ، تمام توان مورد نیاز سیستم تحریک را تأمین می‌کند؛ اما در حالتی‌که ژنراتور در شرایط بارداری است، بخشی از توان مزبور به‌وسیله‌ی جریان ژنراتور تأمین می‌شود. همچنین در شرایطی که در سیستم، خطایی رخ دهد و ولتاژ پایانه‌ی ژنراتور به‌شدت کاهش یابد، سیگنال ورودی جریان، سیستم تحریک را قادر می‌سازد تا به خوبی به وظیفه‌ی خود عمل کند.

نمونه‌ای از این نوع سیستم‌های تحریک را می‌توان در واحدهای ۲۰۰ مگاواتی نیروگاه شهید محمد منتظری مشاهده نمود. در این واحدهای نیروگاهی، برای تغذیه‌ی یکسوساز تریستوری هم از ولتاژ خروجی ژنراتور و هم از جریان نقطه‌ی صفر ژنراتور که به‌وسیله‌ی ترانسفورماتور واسطه با ترانسفورماتور ولتاژ، سری شده است، استفاده می‌گردد.

ج) سیستم‌های تحریک با یکسوساز و منبع ترکیبی قابل کنترل[1]: در این سیستم از یکسوسازهای قابل کنترل در مدارهای خروجی اکسایتر و ترکیبی از منابع ولتاژ و جریان در استاتور ژنراتور (به‌منظور تأمین توان مورد نیاز تحریک) استفاده‌می‌شود. به‌همین علت، این سیستم تحریک، بسیار سریع است و هنگام بروز خطا، توانایی بسیار بالایی دارد. شکل (۱۰-۹) طرح کلی این نوع سیستم‌ها را نشان می‌دهد. در این سیستم، منبع ولتاژ از یک مجموعه‌ی سیم‌پیچ سه فاز واقع بر سه شکاف استاتور ژنراتور، و یک راکتور خطی سری، تشکیل شده است. منبع جریان از طریق ترانسفورماتورهای جریان (که در نقطه‌ی خنثای سیم‌پیچ‌های استاتور قرار گرفته‌اند) تأمین می‌شود. خروجی این منابع از طریق عمل ترانسفورماتوری با هم ترکیب می‌شوند و خروجی جریان متناوب حاصل شده، به کمک نیمه رساناهای توان بالای ساکن، یکسو می‌گردد. ابزار کنترلی با استفاده از ترکیب دیودها و تریستورها (که به‌هم متصل شده‌اند و تشکیل پل موازی را داده‌اند) تأمین می‌شود. یک تنظیم‌کننده‌ی ولتاژ استاتیکی و جریان متناوب، مدارهای آتش تریستورها را کنترل می‌کند تا در نهایت، تحریک مورد نیاز ژنراتور اصلی تنظیم شود.



شکل (۱۰-۹): سیستم تحریک با یکسوساز کنترل ترکیبی جنرکس[2] **[۱]**

[1]- Compound-Controlled Rectifier System
[2]- Generrex

در این طرح، ترانسفورماتور تحریک از سه ترانسفوماتور تک فاز با سه سیم‌پیچی‌تشکیل شده است: سیم‌پیچ‌های اولیه‌ی جریان (C)، ولتاژ (P)، و یک سیم‌پیچ خروجی ثانویه (F). در هنگام بروز خطا، جریان خطایی که از ترانسفورماتور C می‌گذرد (و در هنگام افت ولتاژ ژنراتور) تحریک اجباری سیستم تحریک را تأمین می‌کند.

همچنین راکتور موجود دو وظیفه‌ی را به عهده دارد: یکی کمک به مشخصه‌ی مطلوب ترکیبی سیستم تحریک است و دیگری کاهش جریان‌های خطا (در مورد خطاهایی که در سیستم تحریک یا ژنراتور اتفاق می‌افتد) می‌باشد. ترانسفوماتورهای تحریک و راکتورها درون محفظه‌ای در بالای بدنه‌ی ژنراتور واقع شده‌اند و در حقیقت، بخشی از بدنه را تشکیل می‌دهند.

لازم به‌ذکر است که از آن‌جا که منبع توان سیستم تحریکی استاتیکی، ژنراتور اصلی می‌باشد، لذا در عمل، سیستم مذکور را می‌توان یک سیستم خودتحریک دانست. حال با توجه به این‌که بدون جریان تحریک، ژنراتور قادر به تولید ولتاژ خروجی نخواهد بود، لذا برای تأمین جریان تحریک و انرژی‌دار نمودن ژنراتور، لازم است تا برای چند ثانیه منبع توان دیگری در دسترس باشد. فرآیند ایجاد و افزایش شار تحریک ژنراتور، به شعله‌وری تحریک[1] موسوم است. معمولاً منبع مورد نیاز برای شعله‌وری، باطری‌های پست است.

۱۰-۲- سیستم کنترل فرکانس

۱۰-۲-۱- مقدمه

با توجه به تغییر مصرف بار شبکه در ساعات مختلف شبانه‌روز، و لزوم تأمین مصرف شبکه توسط ژنراتورهای قدرت، لازم است تا قدرت تولیدی ژنراتورها به‌طور منظم کنترل شود. قدرت خروجی یک ژنراتور با تغییر دادن توان مکانیکی ورودی آن کنترل می‌شود. برای این کار، با باز کردن یا بستن شیر بخار (و یا دریچه‌ی آب)، جریان بخار (و یا آب) ورودی به توربین‌های بخاری (یا آبی) تنظیم می‌شود و باعث کنترل قدرت مکانیکی (و در نتیجه قدرت اکتیو خروجی ژنراتور) می‌گردد.

---

[1]- Field Flashing