

به نام خدا



دانشکده مهندسی برق و رباتیک
گروه مهندسی برق قدرت

ارزیابی هزینه‌ی محدودیت انتقال توان به شبکه برای توسعه‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد

نگارش:

هادی اکبری

استاد راهنما:

دکتر محسن اصیلی

ارائه شده جهت اخذ درجه کارشناسی ارشد مهندسی برق قدرت

بهمن ماه ۱۳۹۱

چکیده

نیروگاه مشهد به عنوان اولین واحد نیروگاهی استان خراسان، در زمینی به وسعت ۳۵ هکتار، در شرق مشهد، در ابتدای بلوار سرخس واقع شده است که در حال حاضر با توسعه‌ی شهر مشهد در محدوده‌ی شهری قرار گرفته است. قدمت نیروگاه و راندمان پایین آن به علت عدم بهره‌گیری از حداکثر ظرفیت تولید خود(ناشی از عدم تناسب میان افزایش بار شبکه ۶۳ کیلوولت خراسان و افزایش ظرفیت خطوط انتقال اطراف نیروگاه مشهد با توجه به موقعیت شهری کنونی آن) سبب شده که در چند سال اخیر همواره موضوع بازنشسته شدن آن مطرح باشد. اما با وجود هزینه‌های تحمیلی ناشی از محدودیت انتقال توان و راندمان پایین نیروگاه مشهد طرح مسائلی مانند واگذاری نیروگاه به بخش خصوصی، تولید پراکنده، طرح CHP برای انتقال حرارت به حرم مطهر، همچنین نقشی که این نیروگاه در کاهش تلفات شبکه به علت نزدیکی به کانون بار مشهد دارد، گزینه‌ی ابقا، بهسازی و یا نوسازی آن را پیش روی قرار داده است. در این گزارش با ارائه‌ی دو الگوریتم برای محاسبه‌ی میزان هزینه‌ی تحمیلی محدودیت انتقال توان ناشی از تلفات و انرژی محبوس شده به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد، دو سناریوی فعلی و آتی بهره‌برداری از نیروگاه در نرم‌افزار Digsilent شبیه‌سازی شده و نقطه‌ی بهینه‌ای برای تولید نیروگاه مشهد برای هر سناریوی بهره‌برداری حاصل شده است و در نهایت سناریوی مناسب برای افزایش راندمان نیروگاه پیشنهاد شده است.

کلید واژه : نیروگاه مشهد، الگوریتم محاسبه‌ی انرژی محبوس شده، الگوریتم محاسبه‌ی تلفات،

سناریوهای فعلی و آتی

فصل اول : مقدمه

۱-۱	پیش گفتار.....	۱
۲-۱	پارامترهای مؤثر در برنامه ریزی شبکه.....	۳
۳-۱	قابلیت اطمینان.....	۴
۱-۳-۱	پارامترهای مؤثر در ارزیابی قابلیت اطمینان.....	۶
۲-۳-۱	مدلسازی سیستم قدرت بر اساس پارامترهای ارزیابی قابلیت اطمینان.....	۶
۳-۳-۱	روش آنالیز وضعیت اضطرار در سیستم قدرت.....	۱۰
۴-۱	تلفات سیستم و روش‌های محاسبه‌ی آن.....	۱۳

فصل دوم : الگوریتم محاسبه‌ی پارامترهای مؤثر در محدودیت انتقال توان

۱-۲	مقدمه.....	۱۶
۲-۲	الگوریتم محاسبه‌ی تلفات.....	۱۶
۱-۲-۲	تعیین وضعیت بارگذاری شبکه‌ی خراسان در طول یکسال.....	۱۷
۲-۲-۲	محاسبه‌ی ضریب مشارکت واحدهای تولیدی.....	۱۸
۳-۲-۲	پیش‌بینی تابع هزینه‌ی تحمیلی تغییر تلفات بر روی نیروگاه مشهد.....	۲۰
۳-۲	الگوریتم محاسبه‌ی توان محبوس شده.....	۲۱
۱-۳-۲	تعیین وضعیت بارگذاری شبکه‌ی خراسان در طول یکسال.....	۲۲
۲-۳-۲	یافتن خطوط حساس به افزایش تولید نیروگاه مشهد.....	۲۴
۳-۳-۲	بررسی میزان بارگذاری سایر خطوط با خروج خطوط حساس.....	۲۷
۴-۳-۲	تعیین نقطه‌ی ماکزیمم تولید نیروگاه مشهد و محاسبه‌ی انرژی محبوس شده.....	۳۰
۴-۲	محاسبه‌ی هزینه‌ی محدودیت انتقال توان.....	۳۳

فصل سوم : سناریوهای مورد مطالعه

۱-۳	مقدمه.....	۳۵
۲-۳	توصیف شبکه برق خراسان.....	۳۵
۳-۳	سناریوی اول.....	۳۶
۴-۳	سناریوی دوم.....	۳۸

فصل چهارم : شبیه‌سازی سناریوها و محاسبه‌ی هزینه‌ی محدودیت انتقال توان

۱-۴	مقدمه.....	۴۱
۲-۴	معرفی نرم‌افزار Digsilent و قابلیت‌های آن.....	۴۱
۱-۲-۴	محاسبات اضطرار.....	۴۳
۲-۲-۴	محاسبات افت ولتاژ.....	۴۳
۳-۲-۴	محاسبات قابلیت اطمینان بر اساس احتمال.....	۴۴
۳-۴	شبیه‌سازی سناریوی اول.....	۴۴
۴-۴	شبیه‌سازی سناریوی دوم.....	۴۷
۵-۴	محاسبه‌ی هزینه‌ی محدودیت انتقال توان.....	۴۷
۱-۵-۴	مراحل مشترک دو الگوریتم.....	۴۸
۱-۱-۵-۴	تقسیم‌بندی وضعیت‌های بارگذاری.....	۴۸
۲-۱-۵-۴	تعیین ضریب مشارکت واحدها.....	۵۰
۳-۱-۵-۴	افزایش مرحله به مرحله‌ی توان تولیدی نیروگاه مشهد.....	۵۰
۲-۵-۴	محاسبه‌ی تلفات و نتایج.....	۵۱
۳-۵-۴	محاسبه‌ی انرژی محبوس شده.....	۵۶
۴-۵-۴	هزینه‌ی محدودیت انتقال توان.....	۶۵

فصل پنجم : نتایج و پیشنهادات

۱-۵	نتایج.....	۶۹
-----	------------	----

۲-۵ پیشنهادات..... ۷۲

پیوست

پیوست الف : تعریف و بررسی صورت اجرایی سوم برای سناریوی آتی..... ۷۴

پیوست ب : تعیین خطوط نیازمند تقویت..... ۷۷

مراجع..... ۸۱

فهرست شکل‌ها

- شکل (۱-۱). سیستم توزیع استاندارد RBTS-BUS2..... ۹
- شکل (۲-۱). مدل سیستم توزیع RBTS-BUS2 برای ارزیابی قابلیت اطمینان..... ۱۰
- شکل (۱-۲). منحنی LDC یک سیستم قدرت فرضی..... ۱۷
- شکل (۲-۲). شمای کلی الگوریتم پیشنهادی برای محاسبه‌ی انرژی محبوس شده..... ۲۳
- شکل (۳-۲). سیستم نمونه برای بیان الگوریتم محاسبه‌ی انرژی محبوس شده..... ۲۴
- شکل (۴-۲). الگوریتم بررسی وضعیت خطوط از نظر بارگذاری..... ۲۹
- شکل (۱-۳). شبکه برق خراسان..... ۳۷
- شکل (۲-۳). موقعیت فعلی نیروگاه مشهد و ساختار کنونی شبکه ۶۳ کیلوولت خراسان..... ۳۸
- شکل (۳-۳). نمای بسته‌ی ای از محل نیروگاه مشهد و شبکه ۶۳ کیلوولت خراسان..... ۴۰
- شکل (۱-۴). مدل شبیه‌سازی شده‌ی نیروگاه‌های شبکه‌ی خراسان در شیت تولید..... ۴۶
- شکل (۲-۴). شیت مربوط به شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت..... ۴۶
- شکل (۳-۴). منحنی LDC شبکه‌ی خراسان در سال ۱۳۹۰..... ۴۹
- شکل (۴-۴). میزان تلفات سالیانه شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت (راست) و شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع خراسان (چپ) برای سناریوی فعلی..... ۵۲
- شکل (۵-۴). میزان تلفات سالیانه شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت (راست) و شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع خراسان (چپ) برای سناریوی آتی (حالت اول)..... ۵۳
- شکل (۶-۴). میزان تلفات سالیانه شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت (راست) و شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع خراسان (چپ) برای سناریوی آتی (حالت دوم)..... ۵۴
- شکل (۷-۴). موقعیت برخی از خطوط حساس به تولید نیروگاه مشهد در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت..... ۵۷
- شکل (پ-۱). الگوریتم مربوط به تعیین خطوط ضعیف..... ۷۹

فهرست جداول

- جدول (۱-۲). نتایج حاصل از پخش بار بعد از خروج خطوط حساس برای سیستم شکل (۲-۳)..... ۳۰
- جدول (۲-۲). احتمال خروج محاسبه شده به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید (P_{G_1}) برای سیستم شکل (۲-۳)..... ۳۲
- جدول (۱-۳). تعداد واحدها و ظرفیت اسمی نیروگاه‌های شبکه‌ی خراسان..... ۳۶
- جدول (۱-۴). جریان‌های مجاز عبوری از خطوط استفاده شده در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت..... ۴۵
- جدول (۲-۴). میزان بار شبکه‌ی خراسان برای سه وضعیت بارگذاری در سال ۱۳۹۰..... ۴۹
- جدول (۳-۴). ضرایب مشارکت نیروگاه‌ها در وضعیت پرباری شبکه‌ی خراسان..... ۵۰
- جدول (۴-۴). میزان تلفات به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد در سناریوی فعلی شبکه خراسان..... ۵۱
- جدول (۵-۴). میزان تلفات به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد در سناریوی آتی (حالت اول) شبکه خراسان..... ۵۲
- جدول (۶-۴). میزان تلفات به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد در سناریوی آتی (حالت دوم) شبکه خراسان..... ۵۳
- جدول (۷-۴). خطوط حساس به تولید نیروگاه مشهد در سناریوی فعلی..... ۵۷
- جدول (۸-۴). خطوط حساس به تولید نیروگاه مشهد در سناریوی آتی..... ۵۸
- جدول (۹-۴). نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی فعلی در وضعیت پرباری شبکه‌ی خراسان..... ۵۹
- جدول (۱۰-۴). نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی فعلی در وضعیت میان‌باری شبکه‌ی خراسان..... ۵۹
- جدول (۱۱-۴). نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی فعلی در وضعیت کم‌باری شبکه‌ی خراسان..... ۶۰
- جدول (۱۲-۴). نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی آتی (حالت اول) در وضعیت پرباری شبکه‌ی خراسان..... ۶۲
- جدول (۱۳-۴). نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی آتی (حالت اول) در وضعیت میان‌باری شبکه‌ی خراسان..... ۶۲
- جدول (۱۴-۴). نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی آتی (حالت اول) در وضعیت کم‌باری شبکه‌ی خراسان..... ۶۳
- جدول (۱۵-۴). نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی آتی (حالت دوم) در وضعیت پرباری شبکه‌ی خراسان..... ۶۳
- جدول (۱۶-۴). نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی آتی (حالت دوم) در وضعیت میان‌باری شبکه‌ی خراسان..... ۶۴
- جدول (۱۷-۴). نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی آتی (حالت دوم) در وضعیت کم‌باری شبکه‌ی خراسان..... ۶۴
- جدول (۱۸-۴). انرژی محبوس شده در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت برای هر سناریو به ازای توان‌های مختلف تولیدی نیروگاه مشهد..... ۶۶
- جدول (۱۹-۴). هزینه‌ی تحمیلی محدودیت انتقال توان سالیانه بر روی نیروگاه مشهد..... ۶۷
- جدول (۱-۵). میزان تولید نیروگاه مشهد برای ایجاد تلفات سالیانه مینیمم و مقدار مینیمم تلفات برای هر دو سناریو..... ۶۹
- جدول (۲-۵). ماکزیمم توان تولیدی نیروگاه مشهد بدون ایجاد حبس توان برای هر دو سناریو..... ۶۹

- جدول (پ-۱). میزان تلفات به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد در سناریوی جدید..... ۷۴
- جدول (پ-۲). نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در وضعیت پرباری سناریوی جدید..... ۷۵
- جدول (پ-۳). نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در وضعیت میان‌باری سناریوی جدید..... ۷۵
- جدول (پ-۴). نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در وضعیت کم‌باری سناریوی جدید..... ۷۶
- جدول (پ-۵). نتایج حاصل از خروج خطوط حساس برای تشخیص خطوط ضعیف..... ۸۰
- جدول (پ-۶). رتبه‌بندی خطوط ضعیف را از حداکثر به حداقل (از راست به چپ)..... ۸۰

فصل اول

مقدمه

۱-۱ پیش گفتار

نیروگاه مشهد به عنوان اولین واحد نیروگاهی استان خراسان، در زمینی به وسعت ۳۵ هکتار، در شرق مشهد، در ابتدای بلوار سرخس واقع شده است که در حال حاضر با توسعه‌ی شهر مشهد در محدوده‌ی شهری قرار گرفته است. این نیروگاه در سال ۱۳۴۳ تاسیس گردید و از سال ۱۳۴۷ با افتتاح دو واحد الین، هر کدام به ظرفیت ۱۲/۵ مگاوات آغاز به کار نمود. همچنین در طی سال‌های بعد با اجرای طرح‌های توسعه در این نیروگاه، حداکثر ظرفیت تولید در سال ۱۳۶۳ به ۳۹۴ مگاوات رسید.

در حال حاضر این نیروگاه دارای هشت واحد تولید برق با قدرت نامی معادل ۳۷۶ مگاوات، شامل دو واحد بخاری الین، دو واحد بخاری اشکودا، دو واحد گازی بی بی سی و دو واحد گازی آلستوم می‌باشد. در سال ۱۳۶۱ در اثر حادثه‌ای، واحد شماره‌ی یک الین از مدار خارج و توربین و ژنراتور آن خسارت عمده‌ای دید که عملاً بهره‌برداری از آن غیرممکن گردید. اما واحد شماره‌ی دو الین تا سال ۱۳۷۵ در مدار بهره‌برداری قرار داشت تا بر اساس بعضی ملاحظات این واحد از مدار تولید خارج گشت.

اخیرا واحد شماره ۲ الین مجددا راه‌اندازی گردید و برق تولیدی مستقیما به شبکه‌ی توزیع ۲۰ کیلوولت مجاور نیروگاه تزریق می‌شود.

شرکت مدیریت تولید برق مشهد در حال حاضر وظیفه‌ی بهره‌برداری از این نیروگاه و تا سال ۱۳۸۹ شرکت مادر تخصصی توانیر مالکیت آن را به عهده داشت.

قدمت نیروگاه و موقعیت شهری کنونی آن سبب شده که در چند سال اخیر همواره موضوع بازنشسته شدن آن مطرح باشد. اما طرح مسائلی در سال‌های اخیر مانند واگذاری نیروگاه به بخش خصوصی، تولید پراکنده، طرح CHP برای انتقال حرارت به حرم مطهر، همچنین نقشی که این نیروگاه در کاهش تلفات شبکه به علت نزدیکی به کانون بار مشهد دارد، گزینه‌ی ابقا، بهسازی و یا نوسازی آن را پیش روی قرار داده است.

در این میان از مهمترین سؤالاتی که مطرح است، تعیین نقطه‌ی بهینه‌ی توسعه‌ی تولید در نیروگاه می‌باشد. به عبارت دیگر با توجه به مسائل جدید و محدودیت‌های موجود چه میزان تولید در نیروگاه مشهد، بیشترین بازدهی اقتصادی را به دنبال خواهد داشت. این میزان توان، ممکن است از توان تولیدی فعلی نیروگاه کمتر (جمع‌آوری بخش‌هایی از نیروگاه و یا جایگزینی با واحدهای کوچکتر) و یا بیشتر (توسعه‌ی نیروگاه) باشد.

برای تحلیل سیستماتیک مسئله، مناسب است تا تحلیل‌های اقتصادی در قالب سناریوهای مختلف صورت پذیرد. برای این منظور باید سناریوهای ممکن در توسعه‌ی آینده‌ی نیروگاه در نظر گرفته شود. قبل از اینکه تقسیم‌بندی سناریوها مورد بررسی قرار گیرد بهتر است در ابتدا مشخص کنیم که تحلیل اقتصادی از چه دیدگاهی باید انجام شود. اینکه از چه دیدگاهی به موضوع نگاه شود تاثیر مستقیمی در نوع تحلیل و محاسبات آن خواهد داشت.

برای تحلیل اقتصادی مسئله دو دیدگاه تحلیل وجود دارد:

۱- دیدگاه شرکتی (شرکت مدیریت تولید نیروگاه مشهد)

۲- دیدگاه ملی

در دیدگاه اول باید سود حاصله برای شرکت در یک دوره‌ی زمانی بیشینه شود. برای این منظور سناریوهایی در نظر گرفته می‌شوند که بیشترین سود را عاید شرکت کنند. پس تنها مواردی در محاسبات شرکت داده می‌شوند که تأثیر مستقیمی در مخارج و درآمدهای شرکت داشته باشند.

اما در دیدگاه دوم هدف تأمین یک سری خدمات عمومی با در نظر گرفتن محدودیت‌ها می‌باشد که باید با کمترین هزینه و بیشترین صرفه‌جویی انجام شود. البته در این تحلیل سعی خواهد شد از دیدگاه شرکتی به بررسی سناریوهای مختلف پرداخته شود، چرا که بیشتر عوامل تحت بررسی ارتباط مستقیمی با ساختار و موقعیت ونحوه‌ی اتصال نیروگاه به شبکه دارد.

۲-۱ پارامترهای مؤثر در برنامه‌ریزی شبکه

برنامه‌ریزی توسعه‌ی سیستم‌های قدرت یکی از مهمترین و حساس‌ترین بخش‌هایی است که مهندسين این رشته با آن مواجه می‌باشند. به دلیل هزینه‌ی بسیار زیاد طرح‌های توسعه در بخش‌های تولید و انتقال دقت در این طرح‌ها می‌تواند از نظر اقتصادی نیز بسیار مقرون به صرفه باشد. در سال‌های اخیر، با گسترش روزافزون سیستم‌های قدرت بحث قابلیت‌اطمینان شبکه از اهمیت خاصی برخوردار شده است [۴-۱]. شاخص‌های زیادی برای ارزیابی قابلیت‌اطمینان شبکه معرفی شده است که یکی از مهمترین آن‌ها شاخص EENS^۱ است [۵-۹]. تحقیقات انجام گرفته بر روی تعیین میزان رزرو شبکه و ایجاد بازارهای جداگانه برای توان تولیدی رزرو واحدها، بر اهمیت این شاخص افزوده است. تا به امروز، غالب تلاش‌های انجام گرفته در این حوزه، بر روی تعیین میزان رزرو واحدهای تولیدی با در نظر گرفتن میزان EENS کل سیستم و با هدف مینیمم کردن هزینه‌های ناشی از مجموع تولید و عدم تغذیه‌ی بار، معطوف شده است [۱۰-۱۲].

روش‌های مختلفی برای تعیین سطح قابل قبولی از قابلیت اطمینان (با در نظر گرفتن برخی یا تمام محدودیت‌های موجود) جهت برنامه‌ریزی آتی شبکه ارائه شده است [۳]، [۴]، [۱۳]. با دقت در تحقیقات

^۱ انرژی تغذیه نشده‌ی مورد انتظار

انجام گرفته، این نکته دریافت می‌شود که دیدگاه موردنظر در آن‌ها، تأمین منافع کل سیستم است [۱۰-۱۲]. این در حالی است که شرکت‌های تولیدکننده‌ی برق به سمت خصوصی شدن پیش می‌روند. پس لازم به نظر می‌رسد که این موضوع از دیدگاه شرکت‌های تولیدکننده‌ی توان بررسی شده و هزینه‌ی تحمیلی ناشی از عدم تأمین بار به این شرکت‌ها محاسبه شده و اقدامات لازم برای کاهش این هزینه‌ها صورت گیرد. تلفات سیستم پارامتر دیگری است که در برنامه‌ریزی شبکه حائز اهمیت می‌باشد. با توجه به اینکه به نظر می‌رسد محدودیت انتقال توان نیروگاه مشهد در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت ارتباط مستقیمی با این دو پارامتر خواهد داشت، به همین منظور برخی روش‌های محاسبه‌ی تلفات و ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم بررسی خواهند شد.

۱-۳ قابلیت اطمینان

قابلیت اطمینان یک سیستم، احتمال عملکرد صحیح و مطلوب و مطابق با معیارهای از پیش تعیین شده‌ی آن سیستم، در یک دوره‌ی زمانی، در شرایط مشخص و تعیین شده‌ی کار آن می‌باشد. براساس همین تعریف، قابلیت اطمینان سیستم قدرت، احتمال عملکرد صحیح سیستم و پاسخگویی مطلوب و پیوسته‌ی آن، در سرویس‌دهی به مشترکین و انجام وظیفه‌ی از پیش تعیین شده‌ی آن در شرایط کار معین سیستم مورد نظر می‌باشد [۱]، [۲]. موضوع حبس توان نیز ارتباط مستقیمی با بحث قابلیت اطمینان شبکه دارد، بدین معنی که نیروگاه قابلیت تولید توان خاصی را داراست ولی به علت خطاهای رخ داده در سیستم قدرت قادر به تغذیه‌ی بار مورد نظر نیست.

با توجه به تعریف فوق، مفهوم قابلیت اطمینان سیستم به طور کلی، یک مفهوم احتمالاتی بوده و این به دلیل طبیعت و رفتار احتمالاتی و نامعین سیستم از نقطه‌نظر وقوع خطا در عملکرد تک تک اجزای تشکیل‌دهنده‌ی آن است. به عبارت بهتر، پیشامد وقوع خطا برای هر یک از اجزای سیستم، یک پیشامد نامعین و تصادفی می‌باشد. بنابراین محاسبه‌ی پارامترهای متناظر قابلیت اطمینان، برای هر کدام از اجزا و

المان‌های سیستم، با تکیه بر روش‌های معین^۲ امکان‌پذیر نبوده و بایستی از طریق پردازش اطلاعات آماری مستند که از تکرار پیشامد وقوع خطا، در یک فضای نمونه‌ای مناسب ثبت شده‌اند تخمین زده شوند [۲]. بنابراین مطالعات قابلیت‌اطمینان در سیستم‌های قدرت یکی از مهمترین وظایف تعریف شده در برنامه‌ریزی توسعه‌ی این سیستم‌ها می‌باشد. این مطالعات به دو دسته‌ی اصلی به شرح زیر تقسیم می‌گردند:

الف) مطالعات قابلیت اطمینان در خصوص کفایت سیستم^۳

ب) مطالعات قابلیت اطمینان در خصوص امنیت سیستم^۴

در مطالعات دسته‌ی اول به بررسی کفایت تجهیزات و ساختار شبکه جهت تأمین سطح مشخصی از قابلیت‌اطمینان در سیستم پرداخته شده و بستگی به وجود میزان کافی امکانات در سیستم جهت تأمین بار مورد تقاضای مشترکین و یا تأمین اهداف بهره‌برداری سیستم دارد و معمولاً در برنامه‌ریزی شبکه‌های تولید و انتقال هر سیستم برای سالیان آینده از نتایج این نوع مطالعات استفاده می‌شود. این امکانات شامل تجهیزات لازم برای تولید انرژی الکتریکی به مقدار کافی و تجهیزات مناسب و کافی در بخش‌های انتقال و توزیع به منظور منتقل کردن انرژی الکتریکی، از محل تولید به نقاط بار می‌شود [۱]، [۲].

در مطالعات دسته‌ی دوم، قابلیت‌اطمینان سیستم برای بهره‌برداری از آن مورد توجه قرار گرفته و بیشتر به وضعیت قابلیت‌اطمینان سیستم برای بهره‌برداری از آن پرداخته می‌شود. جهت مقایسه‌ی طرح‌های مختلف با یکدیگر از دو نوع شاخص قابلیت‌اطمینان استفاده می‌شود. نوع اول شاخص‌های قابلیت‌اطمینان کل سیستم می‌باشند که نشان‌دهنده‌ی وضعیت کلی شبکه بوده و بیشتر در تصمیم‌گیری‌های کلان شبکه به کار می‌روند. نوع دوم شاخص‌های نقاط بار می‌باشند که حساسیت زیادی به طرح‌های اجرا شده دارد [۱]، [۲].

Deterministic^۲
Adequacy^۳
Security^۴

۱-۳-۱ پارامترهای مؤثر در ارزیابی قابلیت اطمینان

مفهوم قابلیت اطمینان طبیعت احتمالاتی داشته و پارامترهای دخیل در آن، متغیرهای تصادفی می‌باشند. به همین دلیل، محاسبات قابلیت اطمینان شدیداً وابسته به اطلاعات آماری بوده و انجام چنین محاسباتی نیازمند داشتن اطلاعات گذشته‌ی سیستم می‌باشد. این اطلاعات آمار حوادث و اتفاقات شبکه را شامل شده و می‌بایست در پریود زمانی قابل قبولی جمع‌آوری شده باشند.

به طور کلی پارامترهایی که در آنالیز قابلیت اطمینان مورد استفاده قرار می‌گیرند عبارتند از :

۱- نرخ وقوع خطا (λ): متوسط تعداد خطای به وقوع پیوسته بر واحد زمان روی المان

۲- زمان تعمیر یا تعویض (t_r): فاصله‌ی زمانی از لحظه‌ی وقوع خطا تا وصل مجدد المان قطع شده از

طریق تعمیر یا تعویض این المان

۳- زمان سوئیچینگ (t_s): فاصله‌ی زمانی از لحظه‌ی وقوع خطای منجر به عملکرد المان قطع‌کننده

تا لحظه‌ی وصل مجدد آن المان (پس از ایزوله کردن بخش دچار خطا شده) [۱]، [۵].

جهت جمع‌آوری این اطلاعات، می‌بایست فرم‌های خاصی در شرکت‌های توزیع وجود داشته باشد. به طوری که در موقع بروز هر حادثه‌ای، اطلاعات مربوط به آن ثبت شود. به همین منظور و با توجه به نیازهای قابلیت اطمینان در شبکه‌های توزیع، فرم‌های جمع‌آوری داده‌ها آماده گردیده و در شرکت‌های توزیع استفاده می‌شود [۲].

۱-۳-۲ مدل‌سازی سیستم قدرت بر اساس پارامترهای ارزیابی قابلیت اطمینان

سیستم قدرت از نقطه نظر مطالعات قابلیت اطمینان به سه بخش کلی تولید، انتقال و توزیع

تقسیم‌بندی می‌شود. مبنای انتخاب چنین تقسیم‌بندی، متفاوت بودن روش‌های مدل‌سازی و محاسباتی

قابلیت اطمینان در هر یک از بخش‌های یاد شده می‌باشد. به علاوه نظر به اینکه معمولاً سیستم قدرت از

نقطه نظر مدیریت، طراحی و بهره‌برداری نیز به همین ترتیب تقسیم‌بندی می‌شود، این روش تقسیم‌بندی مناسب به نظر می‌رسد [۲].

به همین دلیل و به علت گستردگی و وسعت شبکه‌ی توزیع، معمولاً در سیستم‌های قدرت عدم قابلیت‌اطمینان در نقطه‌ی بار، به طور عمده، متأثر از بخش توزیع می‌باشد. اگرچه تأثیر مکانی خطاهایی که در بخش توزیع اتفاق می‌افتند در مقایسه با خطاهای بخش تولید و انتقال به مراتب محدودتر بوده و تعداد کمتری از مشترکین را تحت تأثیر قطعی و خاموشی منتجه قرار می‌دهند، لیکن به دلیل فرکانس بیشتر وقوع خطا و تعداد بیشتر وقفه‌های ناشی از خطاهای به وقوع پیوسته در این بخش، مطالعات بخش توزیع از اهمیت ویژه‌ای برخوردارند [۱]، [۲].

روش علمی محاسبات قابلیت‌اطمینان چندان تازه نمی‌باشد به طوری که از سال ۱۹۳۰ مقالاتی توسط IEE ارائه و سلسله کنفرانس‌های بین‌المللی در این زمینه برگزار گردید که اولین آن در سال ۱۹۶۷ بوده است. مهمترین تفاوت این روش‌ها در نحوه‌ی مدل‌سازی سیستم مورد مطالعه می‌باشد [۲].

به‌همین دلیل نمونه‌ای از مراحل محاسبه‌ی پارامترهای قابلیت‌اطمینان و نحوه‌ی مدل‌سازی یک سیستم قدرت در ادامه بررسی خواهد شد.

مراحل محاسبه‌ی پارامترهای قابلیت‌اطمینان عبارتند از:

۱- تفکیک عوامل ایجادکننده‌ی خطا در شبکه و معرفی معیارهایی برای ارزیابی قابلیت‌اطمینان

عوامل متعددی در سیستم قدرت می‌توانند باعث وقوع خطا در سیستم قدرت شوند که به صورت زیر قابل تقسیم‌بندی هستند: اضافه‌بار خطوط، افت ولتاژ، از دست دادن بار به علت قطع تغذیه، خروج از محدوده‌های ولتاژ و خروج تجهیزات به علت تعمیرات. تمامی این عوامل می‌تواند بخش یا بخش‌هایی از سیستم قدرت را دچار خطا کند که نهایتاً به عدم تغذیه‌ی بار منجر خواهد شد. همچنین برای هر یک از این عوامل ملاک‌ها و محدوده‌ی خاصی باید در نظر گرفته شود تا بر اساس آن‌ها بتوان فراوانی و مدت زمان خطاهای ناشی از این عوامل را محاسبه نمود. در خصوص اضافه‌بار خطوط ملاک ارزیابی همان حداکثر توان مجاز عبوری از خطوط است که اگر توان عبوری از این خطوط بیش از حد مجاز باشد

رله‌های اضافه‌بار، خط را از مسیر خارج خواهند کرد. همین‌طور برای افت ولتاژ روی باس‌ها ملاک ارزیابی، به طور مثال، افت ولتاژ به کمتر از ۰.۹ پریونیت است. در مورد قطع تغذیه و سایر قطعی‌های المان‌ها از یک روش احتمالی استفاده شده و نرخ خروج آنها محاسبه خواهد شد [۱۴]، [۱۵].

۲- جداسازی المان‌های سیستم قدرت (نظیر ژنراتورها، بریکرها، باس‌بارها و فیدهای تغذیه) با توجه به عوامل ایجادکننده خط

همان‌طور که ذکر شد عوامل مختلفی در وقوع خطا مؤثر خواهند بود که هر یک از عوامل المان‌های خاصی از سیستم قدرت را درگیر خواهد کرد. پس لازم است با توجه به هر یک از عوامل، المان‌های مرتبط با آن تفکیک شده و مدت زمان خروج آنها با وقوع خطای مرتبط با آنها محاسبه گردد. به طور مثال رله‌های اضافه‌بار در هنگام وقوع اضافه‌بار، خط مورد نظر را خارج خواهند کرد. پس از این جداسازی باید فراوانی این خروج‌ها و مدت زمان خروج هر یک از المان‌ها را محاسبه کرد. با توجه به این که برخی از این خروج‌ها از نقطه نظر فنی خواهد بود با استفاده از یک پخش بار ac روی سیستم قدرت می‌توان تعداد وقوع این رخدادها را شمارش کرد. به علت اینکه مباحث قابلیت اطمینان دارای ماهیت احتمالی است برای دستیابی به مقادیری که نزدیک به واقعیت باشد ناگزیر باید با در نظر گرفتن چندین سال متوالی و میانگین‌گیری از فراوانی خروج و مدت زمان خروج هر یک از المان‌ها، پارامترهای قابلیت اطمینان را به دست آورد [۱۴-۱۶].

شکل (۱-۱) سیستم توزیع استاندارد RBTS-BUS2 که به RTS باس شش متصل شده را نشان می‌دهد [۱۴]. همان‌طور که دیده می‌شود مدل قابلیت اطمینان سیستم زیرانتقال توسط پارامترهای U_6 و λ_6 و r_6 بیان شده است که عبارتند از:

$$\begin{cases} U_6 = 8760 \text{ LOLP} \\ \lambda_6 = \text{LOLF} \end{cases} \rightarrow r_6 = \frac{U_6}{\lambda_6} \quad (1-1)$$

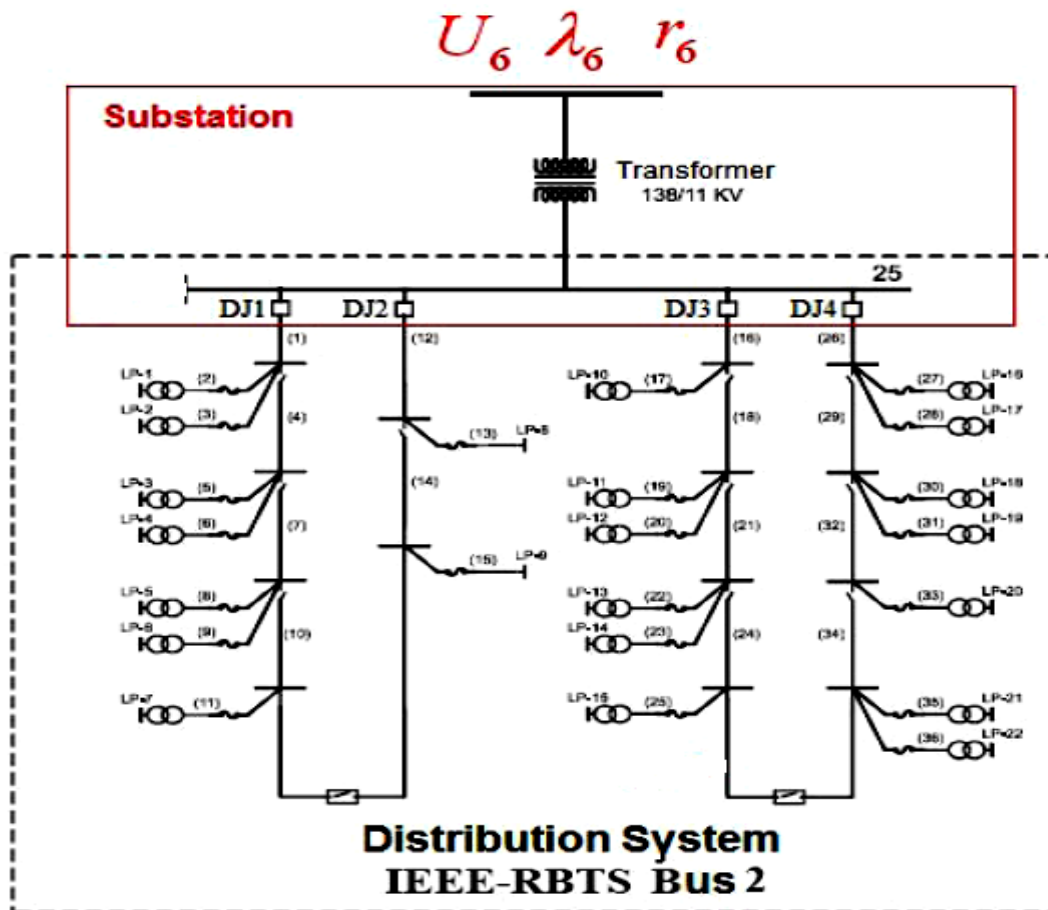
به طوری که:

LOLP^۵: احتمال از دست دادن بار (ساعت بر سال)

^۵ Loss of load probability

LOLF: فراوانی از دست دادن بار (تعداد وقوع بر سال)

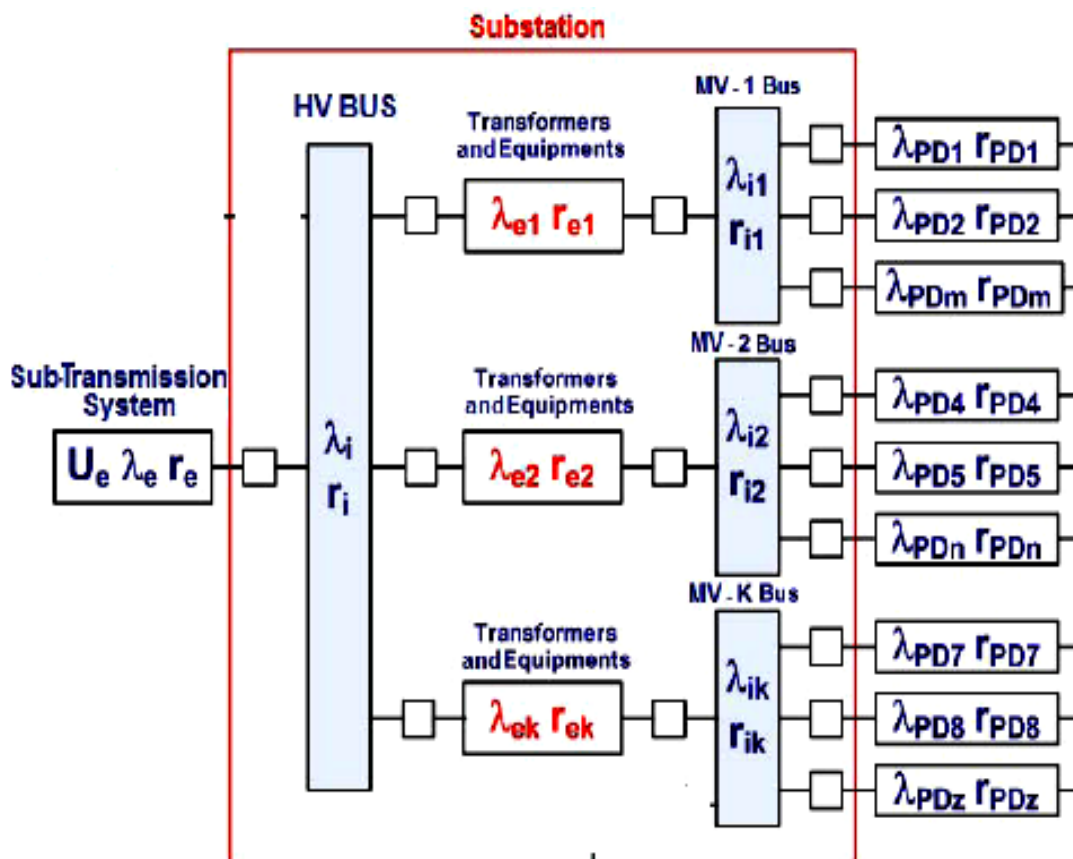
تجهیزات، فیدرها و باس‌ها و ترانس‌ها با یک مدل دو حالتی بیان می‌شود (λ_k, r_k) . پست‌های توزیع با دو گروه پارامتری (λ_i, r_i) ، (λ_e, r_e) بیان می‌شوند. برای باس‌های HV، (λ_e, r_e) خطای شبکه‌ی زیرانتقال و (λ_i, r_i) خطای خود باس HV است و برای باس‌های MV، (λ_e, r_e) خطای تجهیزات متصل بین HV و MV و (λ_i, r_i) خطای خود باس MV است. پارامترهای (λ_{PD}, r_{PD}) وابسته به فیدرها بوده تا تقدم‌های جداسازی به خاطر کمبود ظرفیت انتقال را بیان کند. مدل بار مصرف‌کننده‌های MV و LV توسط منحنی بار سالیانه مدل می‌شود. ضمناً از پخش بار برای حفظ ولتاژ و ظرفیت انتقال مجاز خطوط استفاده می‌شود.



شکل (۱-۱) سیستم توزیع استاندارد RBTS-BUS2 [۱۴]

Loss of load frequency ¹

شکل (۲-۱) مدل سیستم توزیع RBTS-BUS2 برای ارزیابی قابلیت اطمینان را نشان می‌دهد [۱۴].



شکل (۲-۱) مدل سیستم توزیع RBTS-BUS2 برای ارزیابی قابلیت اطمینان [۱۴]

با توجه به مدل به دست آمده از سیستم قدرت ارزیابی قابلیت اطمینان آن امکان پذیر خواهد بود و همانطور که ذکر شد، می‌توان شاخص‌های مربوط به قابلیت اطمینان کل سیستم و شاخص‌های مربوط به قابلیت اطمینان نقاط بار را محاسبه و ارزیابی کرد.

۳-۳-۱ روش آنالیز وضعیت اضطرار^۷ در سیستم قدرت

آنالیز وضعیت اضطرار برای عملکرد مطمئن سیستم قدرت امری ضروری است. این مسئله، در راستای مدیریت و برنامه‌ریزی برای آینده‌ی یک سیستم قدرت نیز از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. با

^۷ Contingency Analysis

استفاده از نتایج آنالیز وضعیت اضطرار (خروج تجهیزات و تغییرات ناگهانی در بار یا تولید) بر روی یک سیستم قدرت، قادر خواهیم بود محدودیت‌های موجود در سیستم مورد مطالعه را شناسایی کرده و تغییرات و اصلاحات لازم را برای حفظ امنیت سیستم و تأمین مستمر انرژی برای بارهای موجود در آن انجام داد [۱۷-۲۳].

با انجام آنالیز وضعیت اضطرار بررسی می‌کنیم با وقوع یک پیشامد، عملکرد سیستم دچار چه تغییراتی خواهد شد. میزان تغییر در بارگذاری المان‌ها و سطوح ولتاژ باس‌های سیستم، تغییراتی است که با وقوع یک پیشامد بررسی می‌شود [۱۷]، [۱۹].

بعد از انتخاب پیشامد برای آنالیز، انتخاب محل وقوع پیشامد است که بستگی به ساختار سیستم و المان‌های موجود در آن دارد و در نقاط و باس‌های بحرانی حادث می‌شود، یعنی جایی که دارای احتمال وقوع بیشتری بوده و همچنین تأثیر بیشتری بر روی عملکرد کل سیستم و یا قسمتی از آن خواهد گذاشت. دستیابی به چنین محل‌هایی نیاز به داده‌هایی دارد که از سیستم واقعی در نقطه‌ی کار مشخص حاصل شده است. این نقطه‌ی کار بهتر است زمانی باشد که سیستم و المان‌های موجود در آن، در ریسک بیشتری (از لحاظ وقوع پیشامد) باشند و می‌تواند در زمان پیک بار سیستم باشد [۱۷]، [۱۹].

آنالیز وضعیت اضطرار روشی قطعی برای ارزیابی عملکرد سیستم قدرت است به این معنی که، بررسی می‌کنیم با وقوع قطعی یک پیشامد چه تغییری در عملکرد سیستم رخ خواهد داد که بر خلاف روش‌های احتمالی (که میزان کفایت سیستم را ارزیابی میکند)، به بررسی امنیت سیستم برای بهره‌برداری از آن می‌پردازد. این روش به دو صورت کلی قابل اجرا خواهد بود:

۱- روش Off-line

این روش نحوه‌ی عملکرد سیستم قدرت را در میان مدت و طولانی مدت ارزیابی خواهد کرد به این ترتیب که با بررسی سناریوهای مختلف بهره‌برداری نقاط آسیب پذیر موجود در سیستم را شناسایی می‌کند. با استفاده از نتایج حاصل از این روش می‌توان برای اصلاح و تقویت نقاط آسیب‌پذیر برنامه‌ریزی

مناسب را انجام داد. از آنجا که این روش با محدودیت زمانی مواجه نخواهد بود استفاده از روش‌های دقیق که ممکن است زمان زیادی را صرف محاسبات نماید بلامانع خواهد بود [۲۲].

۲- روش On-line

این روش نحوه‌ی عملکرد سیستم قدرت را در کوتاه مدت (برای ۲۴ ساعت آینده) ارزیابی خواهد کرد. به همین دلیل روش‌های آنالیز استفاده شده دارای نتایج تقریبی ولی با سرعت محاسباتی بالا خواهند بود. داده‌های ورودی در این روش داده‌هایی است که کاملاً به روز رسانی شده و عملکرد فعلی سیستم را بیان می‌کنند. نتایج حاصل از این روش در اختیار اپراتورهای سیستم قرار خواهد گرفت تا در هنگام وقوع حوادث غیرقابل پیش‌بینی، عکس‌العمل مناسبی را نشان داده و ریسک سیستم را پایین آورده و بارهای موجود در سیستم را به طور مستمر تغذیه نمایند [۲۳].

روش‌های مختلفی برای آنالیز وضعیت اضطرار ارائه شده است که هر یک اهداف خاصی را دنبال می‌کنند. در غالب روش‌های ارائه شده آنالیز وضعیت اضطرار خروج تجهیزات مبنای کار قرار گرفته که به آنالیز وضعیت اضطرار N-1 معروف است [۱۷-۲۱].

برخی از مقالات پایداری ولتاژ را با استفاده از آنالیز وضعیت اضطرار خروج خطوط، ارزیابی و پیشامدهای احتمالی را با توجه به شدت و میزان تأثیرشان بر روی سطوح ولتاژ رتبه‌بندی کرده‌اند [۱۹]، [۲۱]، [۲۳]. در مرجع [۱۸] اثر خروج خطوط بر روی بارگذاری سایر خطوط (با استفاده از روابط پخش بار DC) به طور کامل فرمول‌بندی شده است. در مرجع [۲۰] آنالیز وضعیت اضطرار N-1 به همراه تغییرات ناگهانی در تولید بر روی یک سیستم انجام گرفته است.

در این گزارش الگوریتمی پیشنهاد شده است که با استفاده از روش آنالیز وضعیت اضطرار N-1 یک سیستم قدرت (به صورت Off-line نه به صورت On-line) و در نظر گرفتن احتمال وقوع پیشامد، به طور خاص، توان محبوس شده در سیستم قدرت ناشی از ظرفیت‌های مختلف تولید یک واحد تولیدی (توانی که واحد تولیدی قادر به تولید آن بوده و به علل متفاوت نظیر خروج خطوط، امکان انتقال آن وجود ندارد) را محاسبه می‌کند. البته در مراجع [۲۴] و [۲۵] به گونه‌ای از ترکیب دو روش قطعی و احتمالی برای

ارزیابی قابلیت اطمینان کل سیستم و هزینه‌های ناشی از آن به منظور برنامه‌ریزی و اجرای طرح‌های آتی استفاده شده است.

۴-۱ تلفات سیستم و روش‌های محاسبه‌ی آن

یکی از مسائل پیش‌رو در برنامه‌ریزی نحوه‌ی بهره‌برداری از نیروگاه مشهد جهت کاهش هزینه‌های محدودیت انتقال توان، ممکن است میزان تلفات در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت خراسان باشد. یعنی با توجه به مقدار تولید نیروگاه مشهد ممکن است تلفات در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت کاهش یا افزایش یابد. به همین منظور، باید برای میزان تلفات در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت خراسان به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد محاسبه گردد. محاسبه‌ی تلفات کلی در سیستم چندان مشکل نیست و تفاوت میان تولید و میزان بار تلفات سیستم را نشان خواهد داد. رابطه‌ی

(۲-۱) این مطلب را نشان می‌دهد:

$$P_L = \sum P_G - \sum P_D \quad (۲-۱)$$

یکی از روش‌های محاسبه‌ی تلفات سیستم، استفاده از ماتریس تلفات مربوط به سیستم است. رابطه‌ی (۳-۱) معادله‌ی تلفات مربوط به یک سیستم با دو واحد را، که از ماتریس تلفات سیستم به دست آمده است، نشان می‌دهد.

$$P_L = B_{11}P_{G_1}^2 + 2B_{12}P_{G_1}P_{G_2} + B_{22}P_{G_2}^2 \quad (۳-۱)$$

که B_{22}, B_{11} درایه‌های قطری و B_{12} درایه غیرقطری ماتریس تلفات سیستم را تشکیل می‌دهد. اما تلفات کلی سیستم ناشی از حضور تمام واحدهای تولیدی است و تأثیر میزان تولید یک واحد را بر روی تلفات سیستم مشخص نخواهد کرد. این مسئله در اجرای پخش بار اقتصادی با هدف مینیمم کردن میزان تلفات سیستم اهمیت بیشتری پیدا می‌کند [۲۶]. با توجه به حضور چندین نیروگاه در یک سیستم

قدرت جداسازی تلفات ناشی از تولید هر واحد بسیار مشکل خواهد بود. روش‌های مختلفی برای تفکیک هزینه‌های انتقال توان و تعیین مشارکت هر واحد تولیدی ارائه شده است. روش‌های تخصیص هزینه انتقال بر مبنای معاملات و قراردادها، مانند روش تمبر پستی، روش مسیر قراردادی، روش توان-فاصله و غیره [۲۷]، روش‌های ردیابی پخش توان [۲۸-۳۱] برای اختصاص هزینه‌ی انتقال به هر واحد تولیدی ارائه شده است که هر کدام دارای مزایا و معایبی هستند. هزینه‌ی انتقال توان، تلفات سیستم انتقال را نیز شامل خواهد شد. اما نکته‌ی مورد توجه در این روش‌ها تعیین قلمرو برای هر واحد تولیدی (در روش‌های ردیابی پخش توان [۲۸-۳۱]) و مسیر و جهت انتقال توان امری ضروری است. روش مورد توجه برای تعیین میزان تأثیر هر واحد بر روی تلفات سیستم استفاده از ضریب پنالتهی \hat{A} آن واحد است. این ضریب نشان می‌دهد با تغییر میزان تولید هر واحد به چه اندازه‌ی تلفات سیستم تغییر خواهد کرد.

رابطه‌ی (۴-۱) ضریب پنالتهی را برای واحد G_1 نشان می‌دهد:

$$L_1 = \frac{1}{1 - \frac{\partial PL}{\partial P_{G_1}}} \quad (4-1)$$

دو روش برای محاسبه‌ی ضریب پنالتهی قابل اجراست: در روش اول استفاده از ماتریس تلفات سیستم خواهد بود. رابطه‌ی (۵-۱) ضریب پنالتهی را برای واحد G_1 با توجه به رابطه‌ی (۴-۱) نشان می‌دهد:

$$L_1 = \frac{1}{1 - 2B_{11}P_{G_1} + 2B_{12}P_{G_2}} \quad (5-1)$$

در روش دوم برای محاسبه‌ی ضریب پنالتهی هر واحد، ابتدا یک باس مرجع، که شامل یک ژنراتور است، در نظر گرفته می‌شود به طوری که هر تغییری در توان تولیدی واحد موردنظر موجب تغییر در میزان تولید این باس شود. البته این درحالی است که سایر باس‌های تولید بدون تغییر باقی بمانند [۲۶]. نکته‌ی قابل توجه در این مسئله این است که ضرایب پنالتهی مستقیماً به محل باس مرجع وابسته است و با تغییر محل باس مرجع در سیستم تمامی ضرایب پنالتهی تغییر خواهد کرد. در این روش با استفاده از پخش بار ac و محاسبه‌ی ماتریس ژاکوبین ضریب پنالتهی هر واحد محاسبه می‌شود. رابطه‌ی (۶-۱) نحوه‌ی محاسبه ضرایب پنالتهی توسط این روش را نشان می‌دهد:

Penalty factor \hat{A}

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_{npv+1}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_{n_b}}{\partial \delta_2} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{n_b}} & \dots & \frac{\partial P_{npv+1}}{\partial \delta_{n_b}} & \dots & \frac{\partial P_{n_b}}{\partial \delta_{n_b}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{1}{L_2} \\ \vdots \\ 1 \\ L_{npv+1} \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ref}}{\partial \delta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial \delta_{npv+1}} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial \delta_{n_b}} \end{bmatrix} \quad (6-1)$$

جایی که n_b تعداد باس‌های سیستم و npv تعداد باس‌های کنترل ولتاژ سیستم هستند. این ضرایب به بهره‌بردار شبکه کمک خواهد کرد که برای انجام پخش بار اقتصادی تأثیر تولید هر واحد را بر روی تلفات سیستم در نظر بگیرد. در این گزارش روشی تقریبی برای محاسبه‌ی تغییر تلفات ناشی از ظرفیت‌های مختلف تولید یک واحد ارائه خواهد شد که از آن برای محاسبه‌ی هزینه‌ی تحمیلی تلفات ناشی از ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد بر روی هزینه‌ی تمام شده‌ی تولید آن استفاده خواهد شد [۲۶]. این گزارش شامل فصل‌های زیر است:

در فصل دوم دو روش برای محاسبه‌ی انرژی محبوس شده و تلفات برای یک واحد تولیدی در سیستم قدرت (که دارای صورتی کلی است) به صورت یک الگوریتم بیان شده و با ارائه‌ی یک سیستم قدرت نمونه، تمامی مراحل الگوریتم به تفصیل بر روی آن توضیح داده شده است. در فصل سوم برخی سناریوهای قابل اجرا در نیروگاه مشهد و شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت به منظور افزایش راندمان تولید نیروگاه مشهد و کاهش محدودیت انتقال توان، مطرح و جزئیات هر سناریو بیان خواهد شد. در فصل چهارم سناریوهای ذکر شده برای نیروگاه مشهد و شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت خراسان به صورت جداگانه در نرم‌افزار Digsilent شبیه‌سازی شده و طبق روش‌ها و الگوریتم‌های ذکر شده، هزینه‌ی محدودیت انتقال توان برای هر سناریو محاسبه شده و نتایج آن ارائه خواهد شد. نهایتاً در پیوست این گزارش سناریوی دیگری برای ارزیابی عملکرد نیروگاه مشهد بیان شده و نتایج آن ارائه می‌شود. به علاوه روشی برای تعیین خطوط ضعیف سیستم ذکر شده که در نوع خود و از دیدگاه یک واحد تولیدی خاص (نه از دید کلی سیستم) کاربردی است.

فصل دوم

الگوریتم محاسبه‌ی پارامترهای مؤثر در محدودیت انتقال توان

۲-۱ مقدمه

همان‌طور که در فصل قبل ذکر شد، یکی از عوامل مؤثر در محدودیت انتقال توان نیروگاه مشهد میزان تلفات ناشی از این نیروگاه در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت خراسان است. با توجه به اینکه شبکه‌ی خراسان شامل چندین نیروگاه می‌باشد و هدف تنها محاسبه‌ی تلفات ناشی از ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد است الگوریتمی که در ادامه بیان خواهد شد به طور تقریبی میزان تلفات موردنظر را برآورد خواهد کرد. با محاسبه‌ی این تلفات برای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد، تابع هزینه‌ی تغییر تلفات به دست خواهد آمد. همچنین حبس توان نیز یکی دیگر از عوامل مؤثر در محدودیت انتقال توان نیروگاه مشهد به شمار می‌رود که در این فصل الگوریتم دیگری برای محاسبه‌ی آن نیز پیشنهاد خواهد شد. لازم به ذکر است الگوریتم‌های پیشنهادی منحصر به این سیستم نخواهد بود و برای هر سیستمی قابل اجراست.

۲-۲ الگوریتم محاسبه‌ی تلفات

الگوریتم پیشنهادی شامل مراحل زیر است:

(۱) تعیین وضعیت بارگذاری شبکه خراسان در بازه‌های زمانی مشخص در طول یکسال

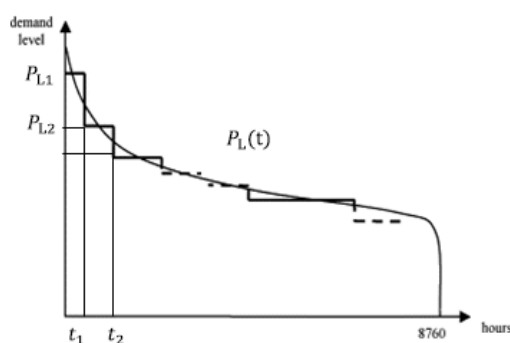
۲) محاسبه‌ی ضریب مشارکت واحدهای تولیدی در تأمین بار شبکه‌ی خراسان در هر وضعیت بارگذاری و محاسبه‌ی تلفات

۳) محاسبه‌ی تابع تغییر تلفات به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت خراسان در طول یکسال

۲-۲-۱ تعیین وضعیت بارگذاری شبکه‌ی خراسان در طول یکسال

شبکه‌ی خراسان در طول یکسال و طی فصول مختلف و همین‌طور در زمان‌های متفاوتی از روز بارگذاری‌های متفاوتی را تجربه خواهد کرد. به همین دلیل باید یک تقسیم‌بندی مناسب برای میزان بارگذاری آن در نظر گرفت.

در این میان شاید بهترین روش، استفاده از منحنی LDC شبکه‌ی خراسان در طول یکسال است. منحنی LDC ساختاری بسیار ساده دارد، به این صورت که میزان بارگذاری سیستم با توجه به زمان بارگذاری از بیشترین به کمترین مقدار مرتب شده است. به طور مثال، منحنی LDC یک سیستم قدرت فرضی در شکل (۱-۲) نشان داده شده است. همان‌طور که دیده می‌شود یک سال معادل ۸۷۶۰ است که محور زمان منحنی را نشان می‌دهد و محور دیگر، میزان بارگذاری سیستم است که نشان می‌دهد در طول یکسال سیستم به چه میزانی بارگذاری شده است.



شکل (۱-۲) منحنی LDC یک سیستم قدرت فرضی

حال با استفاده از این منحنی می‌توان میزان بارگذاری سیستم را، در طول یکسال، به هر تعداد بازه تقسیم نمود. هر چه تعداد این بازه‌ها بیشتر باشد دقت نتایج به دست آمده بالاتر خواهد بود. بعد از

مشخص شدن تعداد بازه‌ها، میزان بار مربوط به هر بازه طبق روابط زیر محاسبه خواهد شد (به طور مثال برای بازه اول):

$$P_{L1} \cdot t_1 = \int_0^{t_1} P_L(t) \cdot dt \quad (1-2)$$

$$P_{L1} = (\int_0^{t_1} P_L(t) \cdot dt) / t_1 \quad (2-2)$$

به طوری که:

P_{L1} : میزان بارگذاری سیستم در بازه‌ی اول (MW)

t_1 : مدت زمان بازه اول (hour)

$P_L(t)$: معادله منحنی LDC

۲-۲-۲ محاسبه‌ی ضریب مشارکت واحدهای تولیدی

همان‌طور که در مقدمه ذکر شد ضریب پنالتی یک واحد نشان می‌دهد با تغییر در تولید آن واحد تلفات کلی سیستم چقدر تغییر خواهد کرد. برای محاسبه‌ی ضریب پنالتی هر ژنراتور یک باس تولید به عنوان باس مرجع در نظر گرفته می‌شود و تغییر در تولید باس ژنراتور و تلفات سیستم توسط باس مرجع جبران خواهد شد. ولی مقدار این ضریب کاملاً وابسته به محل باس مرجع است و با تغییر محل باس مرجع مقدار ضریب پنالتی هر ژنراتور تغییر خواهد کرد. به همین دلیل برای تقلیل اثر محل باس مرجع، با ایجاد هر تغییر (کاهش یا افزایش) در میزان تولید نیروگاه مشهد، میزان تولید سایر نیروگاه‌ها نیز متناسب با این تغییرات، تغییر کرده تا تمام تغییرات در تولید و تلفات را باس مرجع متحمل نشود. با توجه به اینکه هدف محاسبه‌ی تلفات ناشی از نیروگاه مشهد است باید این نکته را در نظر گرفت که قسمتی از بار سیستم توسط تمام ظرفیت تولید در نظر گرفته شده برای نیروگاه مشهد (در هر مرحله‌ی افزایش) تأمین شده، و مابقی را واحدهای دیگر تأمین می‌کنند، مشروط بر اینکه تعادل میان تولید و بار حفظ شود (که این قسمت به عهده‌ی باس مرجع خواهد بود) یعنی:

$$P_{GM} + \sum_{i=1}^n P_{Gi} = \sum_{t=1}^m P_{Lt} + P_{Loss} = P_{Ltotal} + P_{Loss} \quad (۳ - ۲)$$

به طوری که:

P_{GM} : تولید نیروگاه مشهد

P_{Gi} : تولید سایر نیروگاه‌های شبکه خراسان

P_{Ltotal} : مجموع توان بار شبکه‌ی خراسان

P_{Loss} : کل تلفات شبکه‌ی خراسان

P_{Lt} : توان مورد نیاز یک بار موجود در شبکه‌ی خراسان

m : تعداد بارهای موجود در شبکه‌ی خراسان

n : تعداد نیروگاه‌های موجود در شبکه‌ی خراسان به جز نیروگاه مشهد

پس لازم است میزان مشارکت هر یک از نیروگاه‌ها در تأمین بار (برای هر وضعیت بارگذاری) سیستم مشخص شود و با هر تغییر در میزان تولید نیروگاه مشهد، میزان تولید سایر واحدها متناسب با ضریب مشارکتشان در تأمین بار سیستم تغییر کند. برای محاسبه‌ی میزان مشارکت واحدها روش زیر پیشنهاد می‌شود:

الف) محاسبه درصد توان تولیدی نیروگاه مشهد (در هر مرحله افزایش) نسبت به توان بار سیستم و

کاهش میزان تمام بارهای موجود در سیستم به اندازه‌ی درصد به دست آمده

ب) انجام پخش بار ac بدون حضور نیروگاه مشهد و محاسبه توان تولیدی سایر واحدها

برای شبکه‌ی خراسان، در مرحله‌ی j ام افزایش تولید نیروگاه مشهد (ΔP_j) داریم:

$$P_{GMNew(j)} = P_{GM(j-1)} + \Delta P_{GMj} \quad (۴ - ۲)$$

$$P_{Lreduced(j)} = \sum_{t=1}^m \left[1 - \left(\frac{P_{GMNew(j)}}{P_{Ltotal}} \right) \right] \cdot P_{Lt} \quad (۵ - ۲)$$

حالا پخش بار ac را بدون حضور نیروگاه مشهد انجام می‌دهیم و میزان تولید سایر واحدها به صورت زیر درخواهد آمد:

$$\sum_{i=1}^n P_{GiNew(j)} = P_{Lreduced(j)} \quad (۶-۲)$$

با داشتن تولید واحدها در مرحله‌ی j ام حال با انجام پخش بار ac تلفات محاسبه می‌شود:

$$P_{GMNew(j)} + \sum_{i=1}^n P_{GiNew(j)} = \sum_{t=1}^m P_{Lt} + P_{Loss} \quad (۷-۲)$$

۳-۲-۲ محاسبه‌ی تابع هزینه‌ی تحمیلی تغییر تلفات بر روی نیروگاه مشهد

با محاسبه‌ی تلفات ناشی از ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد، هزینه‌ی تحمیلی تغییر در تلفات بر روی نیروگاه مشهد به صورت زیر محاسبه خواهد شد:

الف) برای هر وضعیت بارگذاری مینیمم مقدار تلفات و توانی که باید نیروگاه مشهد تولید کند تا تلفات شبکه مینیمم گردد را مشخص می‌کنیم

ب) مقدار مینیمم تلفات را از تمامی تلفات به دست آمده کم می‌کنیم تا میزان تغییر تلفات حاصل شود
ج) با توجه به اینکه رابطه‌ی میان تلفات و توان تولیدی یک واحد تولیدی عموماً از یک رابطه‌ی درجه‌ی دوم پیروی می‌کند، با برازش نقاط به دست آمده از قسمت قبل حول یک تابع درجه‌ی دوم، برای هر وضعیت بارگذاری رابطه‌ی برای تغییر تلفات شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت خراسان همانند رابطه‌ی (۲-۸) حاصل خواهد شد:

$$\Delta P_{loss_i} = a_i P_{GM}^2 + b_i P_{GM} + c_i \quad (۸-۲)$$

به طوری که:

ΔP_{loss_i} : تغییر تلفات شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت در وضعیت بارگذاری i ام

a_i و b_i و c_i : ضرایب حاصل از برازش نقاط در وضعیت بارگذاری i ام

حال با داشتن تابع تغییر تلفات نیروگاه مشهد برای تمامی وضعیت‌های بارگذاری شبکه‌ی خراسان، در طول یکسال، تابع تغییر تلفات سالیانه‌ی نیروگاه مشهد به شکل زیر محاسبه خواهد شد:

$$\Delta P_{loss_t} = \sum_{i=1}^k \Delta P_{loss_i} \cdot t_i \quad (9-2)$$

ΔP_{loss_t} : تلفات شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت در طول یکسال

t_i : نسبت زمان وضعیت بارگذاری i ام به کل سال

k : تعداد وضعیت‌های بارگذاری در طول یکسال

لازم به ذکر است، زمانی هزینه‌ای ناشی از تغییر تلفات به نیروگاه مشهد تحمیل خواهد شد که میزان تولید نیروگاه مشهد بیش از توانی که باید این نیروگاه تولید کند تا تلفات شبکه مینیمم گردد، باشد.

۳-۲ الگوریتم محاسبه‌ی توان محبوس شده

در یک سیستم قدرت، ممکن است تجهیزات انتقال توان و به طور خاص خطوط و باس‌های بار در موارد متعدد و به علل متفاوت از مدار خارج شده و نتوانند بارهای مربوطه را تغذیه کنند و این در حالی است که واحدهای تولیدکننده‌ی موجود، توانایی تولید توان مورد نیاز بار را دارند. وجود این توان محبوس شده موجب تحمیل هزینه‌هایی برای واحدهای تولیدی خواهد شد. پس لازم است این هزینه‌ها به طریقی محاسبه شده و درصدد کاهش آن‌ها برآمد.

هدف از الگوریتم پیشنهادی یافتن انرژی محبوس شده‌ی نیروگاه مشهد برای ظرفیت‌های مختلف تولیدی آن واحد در یک دوره‌ی زمانی است. روش پیشنهادی دارای ساختاری ساده بوده که با ترکیب هر دو صورت ارزیابی قابلیت اطمینان (کفایت و امنیت سیستم) و در نظر گرفتن یک آنالیز احتمالی مبتنی بر خروج خطوط، می‌تواند روشی مناسب و کاربردی به حساب آید. اساس کار الگوریتم، یافتن نقطه‌ای از تولید یک نیروگاه مشهد است که در این نقطه با خروج‌های غیرقابل پیش‌بینی خطوط هیچ‌گونه توانی

در سیستم محبوس نشود و در نهایت با توجه به نقطه‌ی ماکزیمم تولید واحد و احتمال خروج خطوط، به ازای ظرفیت‌های تولیدی مختلف نیروگاه مشهد، انرژی محبوس شده محاسبه خواهد شد.

الگوریتم پیشنهادی از مراحل زیر تشکیل شده است :

۱) تقسیم بندی میزان بارگذاری سیستم در بازه‌های زمانی مشخص در طول یکسال

۲) یافتن خطوطی که حساسیت بیشتری به افزایش تولید نیروگاه مشهد (از نظر بارگذاری) نشان می‌دهند

۳) خارج کردن یک به یک خطوط مشخص شده و بررسی میزان بارگذاری سایر خطوط به ازای افزایش تولید نیروگاه مشهد

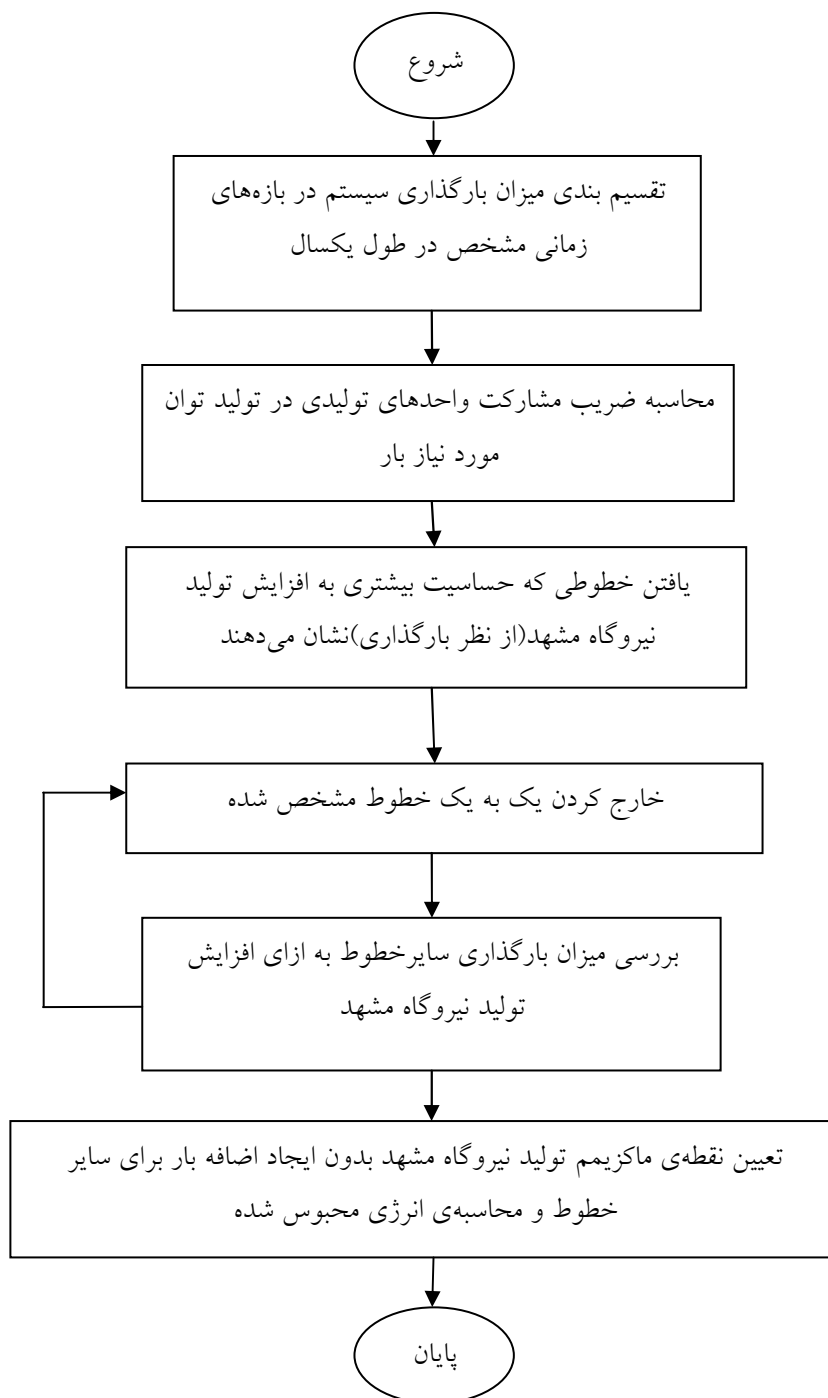
۴) تعیین نقطه‌ی ماکزیمم تولید نیروگاه مشهد بدون ایجاد اضافه‌بار برای سایر خطوط و محاسبه‌ی انرژی محبوس شده .

شمای کلی الگوریتم در شکل (۲-۲) نشان داده شده است. برای بیان بهتر روش پیشنهادی یک سیستم فرضی مطابق شکل (۳-۲) ارائه شده و مراحل الگوریتم بر اساس المان‌های موجود در آن تشریح می‌شود.

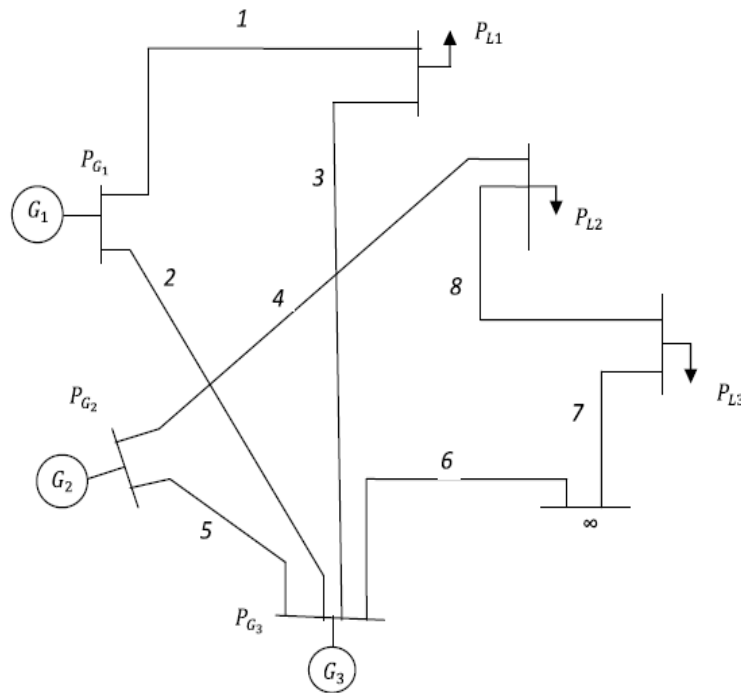
همان‌طور که در شکل (۳-۲) دیده می‌شود سیستم دارای یک باس بی‌نهایت است که تعادل میان تولید و مصرف را به وجود می‌آورد. فرض می‌کنیم منظور محاسبه‌ی میزان انرژی محبوس شده برای واحد اول (G_1)، با توجه به میزان تولیدش، می‌باشد. در ادامه، مراحل ذکر شده برای الگوریتم پیشنهادی، روی سیستم شکل (۳-۲) به طور کامل توضیح داده خواهد شد.

۱-۳-۲ تعیین وضعیت بارگذاری شبکه‌ی خراسان در طول یکسال

این مرحله از الگوریتم همانند بخش (۲-۲-۱) که برای الگوریتم محاسبه‌ی تلفات توضیح داده شد، انجام خواهد شد.



شکل (۲-۲) شمای کلی الگوریتم پیشنهادی برای محاسبه‌ی انرژی محبوس شده



شکل (۳-۲) سیستم نمونه برای بیان الگوریتم محاسبه‌ی انرژی محبوس شده

۲-۳-۲ یافتن خطوط حساس به افزایش تولید نیروگاه مشهد

حال باید خطوطی را مشخص کرد که به میزان تولید نیروگاه مشهد حساسیت بیشتری دارند. مراحل

تشخیص خطوط عبارتند از :

الف) انجام پخش بار ac و به دست آوردن جریان خطوط زمانی که تولید نیروگاه مشهد صفر است. برای

سیستم شکل (۳-۲) داریم :

$$\begin{cases} P_{G_1} = 0 \\ \sum_{i=1}^3 P_{G_i} = \sum_{t=1}^3 P_{L_t} + P_{Loss} = P_{L_{total}} + P_{Loss} \end{cases} \quad (۱۰-۲)$$

پس از انجام پخش بار جریان خطوط محاسبه خواهد شد .

calculate I_{Line_i} $i = 1, 2, \dots, 8$

ب) افزایش توان نیروگاه مشهد به اندازه‌ی ΔP و محاسبه جریان‌های خطوط.

با توجه به اینکه هدف تعیین نقطه‌ای از تولید است که هیچ‌گونه محدودیتی در انتقال آن وجود نداشته باشد، ناگزیر باید تولید نیروگاه مشهد را از کمترین مقدار، گام به گام افزایش دهیم. دو حالت در یک سیستم می‌تواند رخ دهد: (۱) سیستم تنها از یک واحد تولیدکننده تشکیل شده باشد (۲) سیستم بیش از یک واحد تولیدی دارد و چندین واحد در آن، وظیفه‌ی تأمین توان مورد نیاز بار را به عهده دارند. در حالت اول روال کار پیچیدگی خاصی ندارد ولی در حالت دوم، با توجه به اینکه هدف محاسبه‌ی توان محبوس شده ناشی از واحد اول (G_1) است، باید این نکته را در نظر گرفت که قسمتی از بار سیستم توسط تمام ظرفیت تولید در نظر گرفته شده برای نیروگاه مشهد (در هر مرحله‌ی افزایش) تأمین شده، و مابقی را واحدهای دیگر تأمین می‌کنند، مشروط بر اینکه تعادل میان تولید و بار حفظ شود یعنی:

$$\sum_{i=1}^n P_{G_i} = \sum_{t=1}^m P_{L_t} + P_{Loss} = P_{L_{total}} + P_{Loss} \quad (11-2)$$

پس لازم است میزان مشارکت هر یک از نیروگاه‌ها در تأمین بار (برای هر وضعیت بارگذاری) سیستم مشخص شود. برای محاسبه‌ی میزان مشارکت نیروگاه‌ها روش زیر پیشنهاد می‌شود:

- محاسبه‌ی درصد توان تولیدی نیروگاه مشهد (در هر مرحله‌ی افزایش) نسبت به توان بار سیستم و کاهش میزان تمام بارهای موجود در سیستم به اندازه‌ی درصد به دست آمده

- انجام پخش بار ac بدون حضور نیروگاه مشهد و محاسبه‌ی توان تولیدی سایر نیروگاه‌ها

برای سیستم شکل (۲-۳) در مرحله‌ی j ام افزایش تولید نیروگاه مشهد (ΔP_j) داریم:

$$P_{G_{1New(j)}} = P_{G_{1(j-1)}} + \Delta P_{G_{1j}} \quad (12-2)$$

$$P_{L_{reduced(j)}} = \sum_{t=1}^3 \left[1 - \left(\frac{P_{G_{1New(j)}}}{P_{L_{total}}} \right) \right] \cdot P_{L_t} \quad (13-2)$$

حالا پخش بار ac را بدون حضور نیروگاه مشهد انجام می‌دهیم و میزان تولید سایر نیروگاه‌ها به

صورت زیر در خواهد آمد:

$$P_{G_{2New(j)}} + P_{G_{3New(j)}} = P_{L_{reduced(j)}} \quad (۲-۱۴)$$

با داشتن تولید نیروگاه مشهد در مرحله ی زام حال با انجام پخش بار ac جریان خطوط محاسبه می شود:

$$\sum_{i=1}^3 P_{G_{iNew(j)}} = \sum_{t=1}^3 P_{L_t} + P_{Loss} \quad (۲-۱۵)$$

calculate : $I_{Line_i(j)}$ $i = 1, 2, \dots, 8$

ج) محاسبه ی ضریب حساسیت ($\frac{\Delta I_{Line_i(j)}}{\Delta P_j}$) برای تمامی خطوط. (برای کاهش زمان محاسبات می توان

تنها خطوط اصلی انتقال توان از پست متصل به واحد و برخی خطوط مرتبط به پست هایی که مستقیما

به پست اصلی واحد مرتبط هستند را در نظر گرفت) برای سیستم شکل (۲-۳) داریم:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta I_{Line_i(j)} = I_{Line_i(j)} - I_{Line_i(j-1)} \\ \text{ضریب حساسیت خط } i \text{ در مرحله ی } j = \frac{\Delta I_{Line_i(j)}}{\Delta P_j} \quad (i = 1, 2, \dots, 8) \end{array} \right. \quad (۲-۱۶)$$

در مراجع [۱۸] و [۳۲] این ضریب حساسیت به عنوان فاکتور توزیع به روشی دیگر معرفی و محاسبه شده و مورد استفاده قرار گرفته است.

د) مشخص کردن درصدی از کل خطوط که ضریب حساسیت بیشتری دارند (به طور مثال ده درصد)

ه) انجام مراحل "ب" تا "د" تا زمانی که افزایش توان نیروگاه مشهد باعث اضافه بار هر یک از خطوط شود

و) بررسی خطوط مشخص شده در هر مرحله و جداسازی خطوطی که در تمامی مراحل بیشتر انتخاب

شده اند

خطوطی که در مرحله "و" مشخص می شوند همان خطوط مورد نظر هستند. برای سیستم شکل (۲-۳)،

فرض می کنیم خطوط یک و دو و چهار در بیشتر مراحل ضریب حساسیت بالاتری نسبت به سایر خطوط

دارند.

۳-۳-۲ بررسی میزان بارگذاری سایر خطوط با خروج خطوط حساس

پیش از تعیین وضعیت بارگذاری خطوط، لازم است که حد مجاز انتقال توان خطوط مشخص شود. حد مجاز انتقال توان خطوط به دو صورت تعیین می‌شود: (۱) حد حرارتی (۲) حد پایداری. حد حرارتی انتقال توان خطوط عبارتست از میزان توانی که عبور آن از خط، موجب جاری شدن حداکثر جریان قابل تحمل روی آن خط می‌شود. حد پایداری انتقال توان خطوط، میزان توانی است که اگر بیش از آن از خط عبور کند، با خروج خط (به هر علتی)، سیستم را ناپایدار خواهد کرد. با توجه به اینکه خطوط حساسی که با خروجشان عملکرد سیستم ارزیابی خواهد شد، خطوط فوق توزیع هستند و توانی که می‌توانند از خود عبور دهند در حدی نیست که خروجشان باعث ناپایداری سیستم شود، به همین دلیل حد حرارتی خطوط به عنوان حد مجاز انتقال توان خطوط در نظر گرفته می‌شود. بعد از شناسایی خطوط در مرحله‌ی قبلی، حالا خطوط مشخص شده را یکی یکی از مدار خارج کرده و با افزایش گام به گام تولید نیروگاه مشهود و انجام پخش بار برای هر مرحله، وضعیت سایر خطوط را از لحاظ بارگذاری بررسی می‌کنیم.

دو وضعیت برای خطوط ممکن است اتفاق بیفتد :

(۱) خروج خط باعث اضافه بار سایر خطوط نشده باشد

(۲) خروج خط باعث اضافه بار سایر خطوط شده باشد

در وضعیت اول اگر خطوط دیگری باقیمانده باشد، نام خط و توان تولیدی نیروگاه مشهود را ذخیره کرده و خط بعدی خارج شده و میزان بارگذاری سایر خطوط بررسی می‌شود. اگر وضعیت دوم برای خط اتفاق بیفتد، دو حالت ممکن است رخ دهد :

الف) خروج خط در تمامی تکرارهای قبلی باعث اضافه بار سایر خطوط شده باشد

با توجه به اینکه خروج این خط از همان ابتدا باعث اضافه بار سایر خطوط شده است و افزایش تولید نیروگاه مشهد هیچ اثری در اضافه بار خطوط ندارد مانند وضعیت اول (که خروج خط باعث اضافه بار سایر خطوط نشده باشد) با این خط برخورد می کنیم.

(ب) خروج خط در تمامی تکرارهای قبلی باعث اضافه بار سایر خطوط نشده باشد

در این حالت افزایش تولید نیروگاه مشهد نقش اصلی را در اضافه بار سایر خطوط خواهد داشت. بنابراین افزایش توان نیروگاه مشهد متوقف شده و بیشترین توان تولیدی ذخیره شده (که همان توان تولیدی نیروگاه مشهد در تکرار قبلی است) را به عنوان ماکزیمم مقدار تولید نیروگاه مشهد، در حالتی که با خروج هر خطی سایر خطوط دچار اضافه بار نشده باشند، تعیین می کنیم. الگوریتم شکل (۲-۴) مراحل کار را به خوبی نشان می دهد.

برای سیستم شکل (۲-۳)، فرض می کنیم جدول (۲-۱) نتایج حاصل از پخش بار را برای بازه ی اول بارگذاری نشان می دهد.

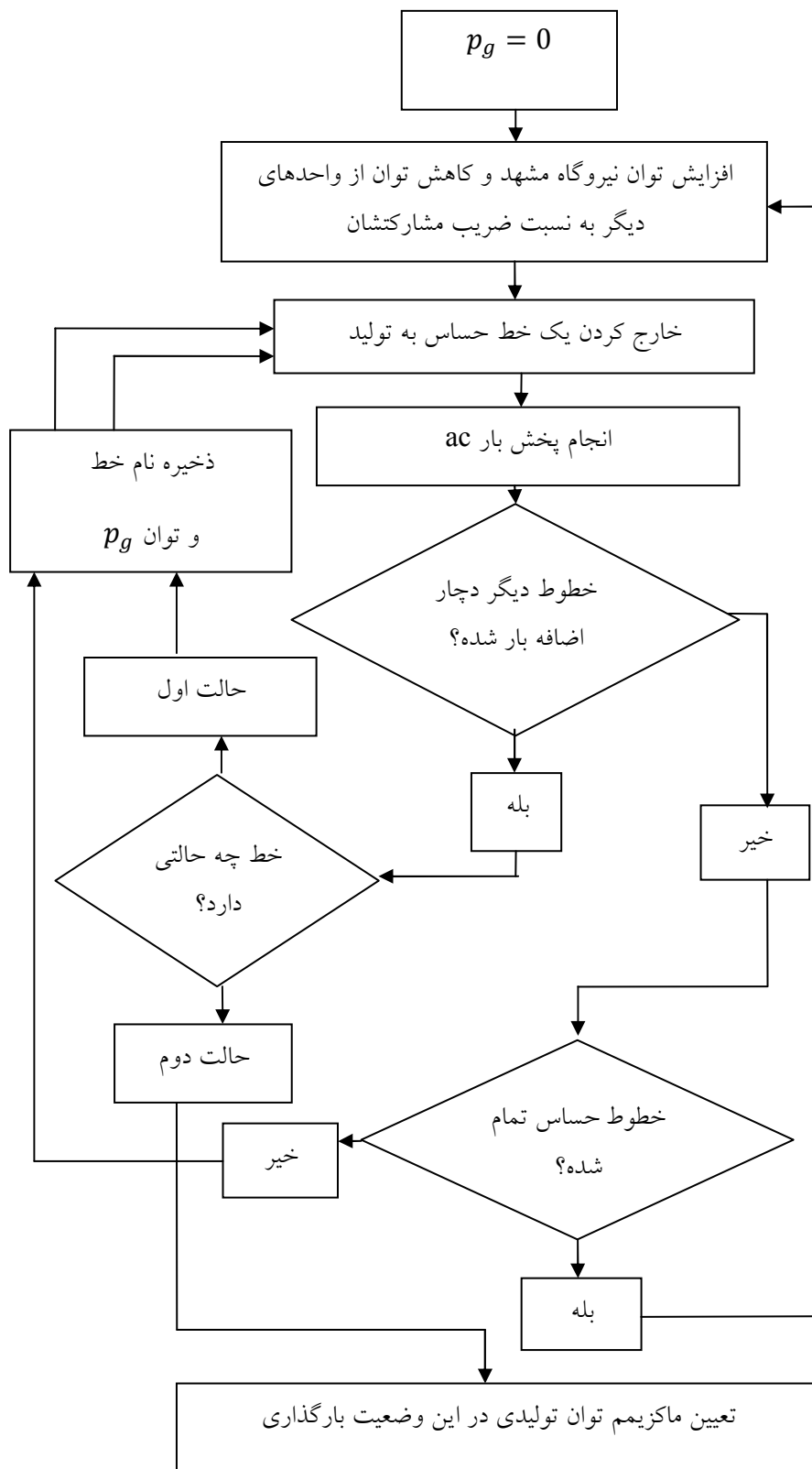
با توجه به جدول، وضعیت خطوط به صورت زیر خواهد بود:

- خط یک: خروج این خط در مرحله ی سوم افزایش تولید باعث اضافه بار سایر خطوط شده که با توجه به مراحل قبلی دارای حالت دوم از وضعیت دوم است و تعیین کننده ی نقطه ی ماکزیمم تولید است.

- خط دو: خروج این خط در تمامی مراحل افزایش تولید باعث اضافه بار سایر خطوط شده که دارای حالت اول از وضعیت دوم است.

- خط چهار: خروج این خط در مرحله ی پنجم افزایش تولید باعث اضافه بار سایر خطوط شده که با توجه به مراحل قبلی دارای حالت دوم از وضعیت دوم است ولی تعیین کننده ی نقطه ماکزیمم تولید نیست.

افزایش توان نیروگاه مشهد تا زمانی ادامه پیدا می کند که با انجام پخش بار ac (بدون خروج هیچ خطی) خط یا خطوطی دچار اضافه بار شوند و احتمال خروج خطوط در این وضعیت برابر یک می شود.



شکل (۲-۴) الگوریتم بررسی وضعیت خطوط از نظر بارگذاری

جدول (۱-۲) نتایج حاصل از پخش بار بعد از خروج خطوط حساس برای سیستم شکل (۳-۲)

اضافه بار با خروج خط چهار	اضافه بار با خروج خط دو	اضافه بار با خروج خط یک	P_{G_1}
خیر	بله	خیر	.
خیر	بله	خیر	ΔP_1
خیر	بله	خیر	$\sum_{i=1}^2 \Delta P_i$
خیر	بله	بله	$\sum_{i=1}^3 \Delta P_i$
خیر	بله	بله	$\sum_{i=1}^4 \Delta P_i$
بله	بله	بله	$\sum_{i=1}^5 \Delta P_i$

۴-۳-۲ تعیین نقطه‌ی ماکزیمم تولید نیروگاه مشهد و محاسبه‌ی انرژی محبوس شده

همان‌طور که در قسمت قبل بیان شد ماکزیمم مقدار تولید نیروگاه مشهد در حالتی که با خروج هر خطی، سایر خطوط دچار اضافه‌بار نشده باشند محاسبه خواهد شد. در سیستم شکل (۳-۲) نقطه‌ی ماکزیمم تولید برای بازه‌ی اول بارگذاری برابر است با:

$$P_{G_{1max}} = \sum_{i=1}^2 \Delta P_i \quad (۱۷-۲)$$

بعد از اینکه ماکزیمم توان تولیدی در تمام وضعیت‌های بارگذاری شبکه مشخص شد، می‌توان انرژی محبوس شده در نیروگاه مشهد را به ازای توان‌های تولیدی مختلف آن برای وضعیت بارگذاری k ام به دست آورد:

$$EENS_k = \left[\sum_{i=1}^n (P_i - P_{Gk_{max}}) \cdot p_i \right] \cdot t_k \quad (18-2)$$

جایی که :

$EENS_k$: انرژی محبوس شده در وضعیت بارگذاری k ام

n : تعداد مراحل افزایش توان نیروگاه مشهد

P_i : توان تولیدی نیروگاه مشهد (که از نقطه‌ی ماکزیمم تولید بیشتر است)

$P_{Gk_{max}}$: ماکزیمم توان تولیدی مجاز نیروگاه مشهد در وضعیت بارگذاری k ام

t_k : بازه‌ی زمانی وضعیت بارگذاری k ام در طول یکسال

p_i : مجموع احتمال خروج خطوط با توجه به میزان تولید نیروگاه مشهد (P_i)

با توجه به رابطه‌ی (۱۸-۲) تنها پارامتر p_i نامشخص بوده و باید محاسبه گردد. مقدار این پارامتر به

دو عامل بستگی دارد :

الف) میزان توان تولیدی نیروگاه مشهد

ب) تعداد خطوطی که خروجشان باعث حبس توان در نیروگاه مشهد خواهد شد

یعنی، زمانی که میزان توان تولیدی نیروگاه مشهد برابر P_1 باشد، خطوطی را که خروجشان منجر به

حبس توان شده را بررسی کرده و احتمال خروج خطوط (p_1) طبق رابطه‌ی (۱۹-۲) محاسبه می‌شود:

$$p_i = \sum_{m=1}^{l_i} p_{line_m} \cdot \prod_{n=1}^{l_r-l_i} (1 - p_{line_n}) \quad (19-2)$$

l_i : تعداد خطوط حساسی که خروجشان باعث حبس توان در نیروگاه مشهد خواهد شد. (زمانی که توان

تولیدی نیروگاه مشهد برابر P_i است)

l_r : تمام خطوط حساس به تولید نیروگاه مشهد

در رابطه‌ی بالا فرض شده است احتمال خروج همزمان دو خط برابر صفر است و احتمال خروج خطوط

یکسان است .

با قرار دادن رابطه‌ی (۱۹-۲) در رابطه‌ی (۱۸-۲) خواهیم داشت :

$$EENS_k = \left[\sum_{i=1}^n [(P_i - P_{Gk_{max}}) \cdot \sum_{m=1}^{l_i} p_{line_m} \cdot \prod_{n=1}^{l_r-l_i} (1 - p_{line_n})] \right] \cdot t_k \quad (20-2)$$

و در نهایت مجموع انرژی محبوس شده در طول یکسال به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد به صورت زیر محاسبه خواهد شد :

$$EENS_{total} = \sum_{k=1}^m EENS_k \quad (21-2)$$

m : تعداد وضعیت‌های بارگذاری

با در نظر گرفتن سیستم شکل (۳-۲)، جدول (۲-۲) احتمال خروج محاسبه شده به ازای ظرفیت‌های

مختلف تولید نیروگاه مشهد (P_{G_1}) را نشان می‌دهد.

جدول (۲-۲). احتمال خروج محاسبه شده به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید (P_{G_1}) برای سیستم شکل (۳-۲)

p_i	
.	.
.	
.	

با توجه به تعدد حالات و گستردگی شبکه برای انجام الگوریتم باید یکسری مفروضات را در نظر گرفت :

(۱) احتمال خروج همزمان بیش از یک خط برابر صفر در نظر گرفته می‌شود.

این فرض تا حدود زیادی دور از واقعیت نخواهد بود چرا که احتمال وقوع این رویداد آن هم برای خطوطی که در یک بخش کوچکی از یک سیستم واقع شده‌اند بسیار ضعیف است.

(۲) احتمال خروج تمامی خطوط یکسان در نظر گرفته می‌شود.

این فرض تنها برای سهولت در انجام محاسبات و استفاده از یک نرخ خروج استاندارد خواهد بود و این درحالی است که می‌توان با استفاده از داده‌های آماری به دست آمده از رخدادهای پیش‌آمده بر روی خطوط موردنظر در چندین سال متوالی، احتمال خروج هر یک از آن‌ها را به طور متوسط پیش‌بینی کرد. ذکر این نکته حائز اهمیت است که در محاسبه‌ی انرژی محبوس شده خروج باس‌بارها و تأثیر آن‌ها بر روی اضافه بار خطوط در نظر گرفته نشده است. با توجه به اینکه احتمال خروج باس‌بارها در مقایسه با احتمال خروج خطوط در طول یکسال بسیار پایین‌تر است تأثیر خروج باس‌بارها روی اضافه بار خطوط در نظر گرفته نشده است. ولی می‌توان برای برآورد دقیق‌تر هزینه‌ی حبس توان، باس‌بارهای حساس به تولید نیروگاه مشهد را شناسایی و اضافه‌بار خطوط با خروج هریک از باس‌بارهای حساس بررسی کرد.

۴-۲ محاسبه‌ی هزینه‌ی محدودیت انتقال توان

بعد از محاسبه‌ی تابع تغییر تلفات و میزان انرژی محبوس شده در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد هزینه‌ی محدودیت انتقال توان به راحتی قابل محاسبه است. فرض می‌کنیم هزینه‌ی تولید یک کیلووات ساعت برق در نیروگاه مشهد، به طور متوسط برابر با K ریال باشد. با انتخاب ظرفیتی برای تولید نیروگاه مشهد و با این فرض که نیروگاه مشهد در تمام طول سال ماکزیمم ظرفیت توان خود را تولید می‌کند، ابتدا میزان افزایش تلفات و انرژی اتلافی ناشی از آن و همین‌طور انرژی‌ای که در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت محبوس می‌شود در طول یکسال، محاسبه شده، سپس

این دو انرژی به دست آمده با یکدیگر جمع شده و در هزینه‌ی تولید یک کیلووات ساعت برق ضرب خواهد شد، که در نهایت هزینه‌ی تحمیلی محدودیت انتقال توان در طول یکسال روی نیروگاه مشهود حاصل خواهد شد. روابط (۲۲-۲) تا (۲۴-۲) نحوه‌ی محاسبه‌ی این هزینه‌ی تحمیلی را نشان می‌دهد:

$$C_{loss_t} = K \left(\sum_{i=1}^k \Delta P_{loss_i} \cdot t_i \right) \cdot 8760 \quad (22-2)$$

$$C_{EENS} = K \cdot EENS_{total} \quad (23-2)$$

$$C_{total} = K \left(\sum_{i=1}^k \Delta P_{loss_i} \cdot t_i \right) \cdot 8760 + K \cdot EENS_{total} \quad (24-2)$$

فصل سوم

سناریوهای مورد مطالعه

۱-۳ مقدمه

محدودیت انتقال توان نیروگاه مشهد در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت مسئله‌ای است که موجب شده است تولید نیروگاه مشهد نسبت به ظرفیت نصب شده بسیار کمتر باشد. به همین دلیل تعریف چند سناریو برای ارزیابی عملکرد نیروگاه و مقایسه‌ی نتایج و در نهایت تعیین یک سناریوی مناسب برای افزایش راندمان در بهره‌برداری از نیروگاه ضروری به نظر می‌رسد. در این فصل ابتدا توصیفی از شبکه‌ی خراسان بیان شده و در ادامه دو سناریو برای بهره‌برداری از نیروگاه ارائه شده است. این سناریوها طوری طراحی و پیشنهاد شده است که به طور عملیاتی قابل اجراست و با توجه به شرایط نیروگاه طراحی شده است.

۲-۳ توصیف شبکه برق خراسان

شبکه‌ی برق خراسان به عنوان یک شبکه‌ی قدرتمند در شبکه‌ی برق سراسری ایران به شمار می‌رود. این شبکه از شش نقطه به شبکه‌های مجاور خود متصل شده و تبادل توان دارد. با توجه به اینکه ظرفیت نصب شده‌ی تولید بیش از ظرفیت بار موجود در این شبکه است، قابلیت تغذیه‌ی بارهای شبکه‌های مجاور خود را داراست. شبکه‌ی خراسان شامل ده نیروگاه است که ظرفیت مجموع آن برابر با ۴۴۵۶

مگاوات آمپر است و این در حالی است که پیک بار شبکه‌ی خراسان در سال ۹۰ حدود ۳۰ درصد از ظرفیت نصب شده کمتر بوده است. جدول (۱-۳) نیروگاه‌های شبکه‌ی خراسان و تعداد واحدها و ظرفیت اسمی هر یک را نشان می‌دهد.

وجود شبکه‌های انتقال ۲۳۰،۴۰۰ و ۱۳۲ کیلوولت و شبکه‌ی فوق توزیع ۶۳ کیلوولت نشان از گستردگی شبکه‌ی خراسان و ظرفیت بالای تولید و انتقال شبکه‌ی خراسان دارد.

جدول (۱-۳) تعداد واحدها و ظرفیت اسمی نیروگاه‌های شبکه‌ی خراسان

نیروگاه	نیشابور	فردوسی	شیروان	توس	مشهد	شهید کاوه	شریعتی	قاین	بینالود	دیزل جنوب
تعداد واحد	۹	۶	۶	۴	۷	۴	۹	۳	۱	۱
ظرفیت نصب شده (مگاوات)	۱۰۳۸	۹۵۴	۹۵۴	۶۰۰	۳۲۵	۶۳۶	۴۹۶	۷۵	۲۸	۲۰

گستردگی سیستم و وجود نیروگاه‌های متعدد جداسازی سیستم تولید، انتقال و توزیع را کمی دشوار کرده است. همین‌طور وجود صنایع کوچک و بزرگ در این شبکه و تمرکز بیشتر این بارها در استان خراسان رضوی موجب شده است ساختار سیستم کمی پیچیده گردد. شکل (۱-۳) شبکه برق خراسان را نشان می‌دهد.

۳-۳ سناریوی اول

همان‌طور که در قسمت قبل ذکر شد در حال حاضر، نیروگاه مشهد شامل هفت واحد تولیدی است که به جز یک واحد تمامی واحدهای آن به باسبار ۶۳ کیلوولت متصل شده است و واحد دیگر مستقیماً به باسبار ۲۰ کیلوولت توزیع متصل شده است. ساختار نیروگاه مشهد برای تزریق توان تولیدی خود به شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت و همین‌طور عدم توسعه‌ی خطوط منتهی به باسبار نیروگاه مشهد متناسب با رشد بار، موجب شده است تولید نیروگاه مشهد نسبت به ظرفیت نصب شده بسیار کمتر باشد. به همین دلیل

بررسی وضعیت فعلی نیروگاه مشهد در شبکه‌ی خراسان و به طور خاص، در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت یکی از سناریوهایی است که باید ارزیابی شده و مبنای مقایسه با سایر سناریوها گردد.



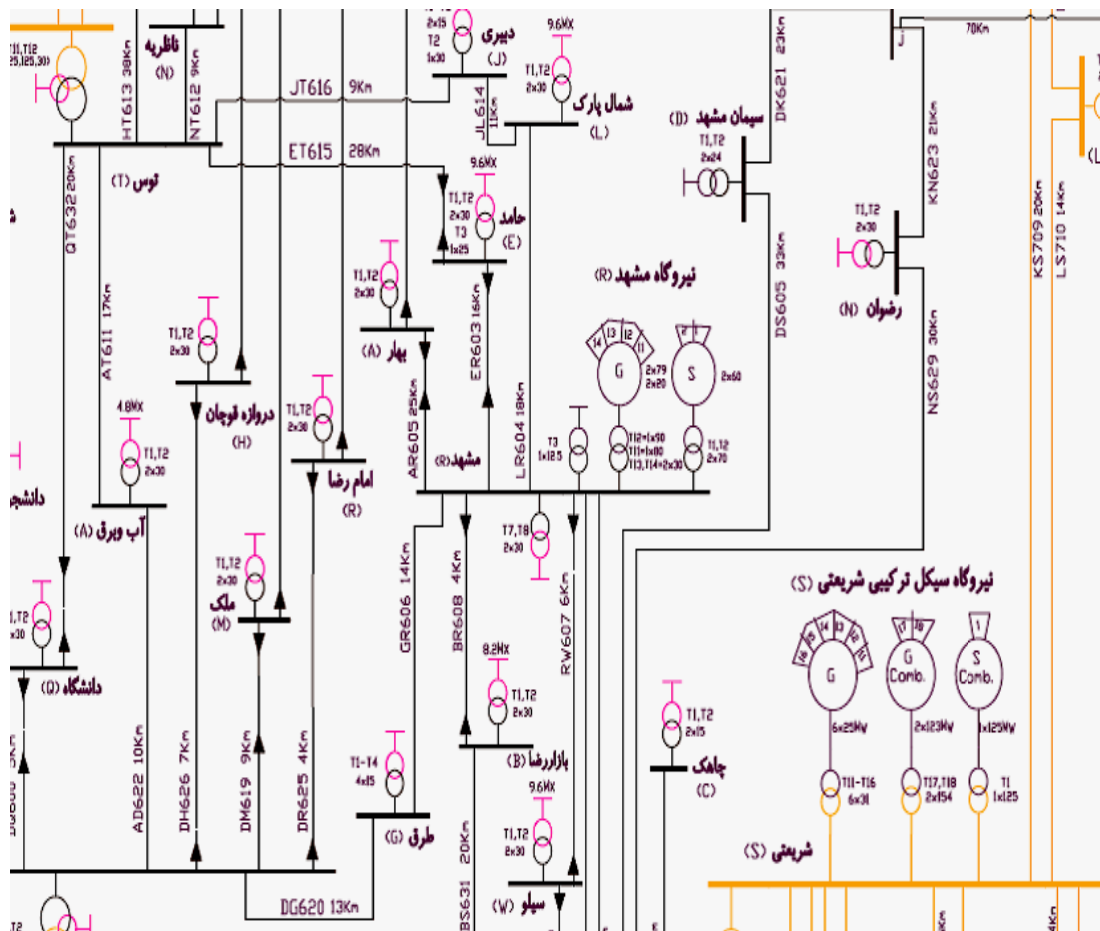
شکل (۳-۱) شبکه برق خراسان

ساختار فعلی واحدهای نیروگاه مشهد در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت همراه با ترانسفورماتورهای توزیع ۶۳ به ۲۰ کیلوولت و مجموع بارهایی که این ترانسفورماتورها تغذیه می‌کنند و برخی صنایع بزرگ که به طور مستقیم از خطوط ۶۳ کیلوولت تغذیه می‌شوند و به طور کلی مجموعه‌ی شبکه‌ی خراسان که در حال حاضر مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد سناریوی اول را شامل خواهد شد.

شکل (۳-۲) موقعیت فعلی نیروگاه مشهد و ساختار کنونی شبکه ۶۳ کیلوولت را نشان می‌دهد.

۴-۳ سناریوی دوم

تمرکز زیاد خطوط و قرار گرفتن نیروگاه مشهد در محدوده‌ی شهری، موجب شده است فضای مناسب برای احداث خطوط جدید جهت افزایش ظرفیت انتقال توان از نیروگاه به شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت وجود نداشته باشد. به همین دلیل افزایش ظرفیت انتقال توان با احداث خطوط جدید، سناریوی مناسب و قابل اجرا به شمار نمی‌آید. با توجه به این موضوع، سناریوهای اجرایی، سناریوهایی است که در آن‌ها غالب اصلاحات و توسعه‌ها در محل نیروگاه و مجاورت آن صورت پذیرد. یکی از این سناریوها ایجاد تغییر در نحوه‌ی تزریق توان تولیدی نیروگاه به شبکه‌ی خراسان است. ایجاد پست ۱۳۲ کیلوولت در محل نیروگاه و اتصال چند واحد نیروگاه به این پست می‌تواند یک سناریوی قابل اجرا در شرایط فعلی نیروگاه باشد.

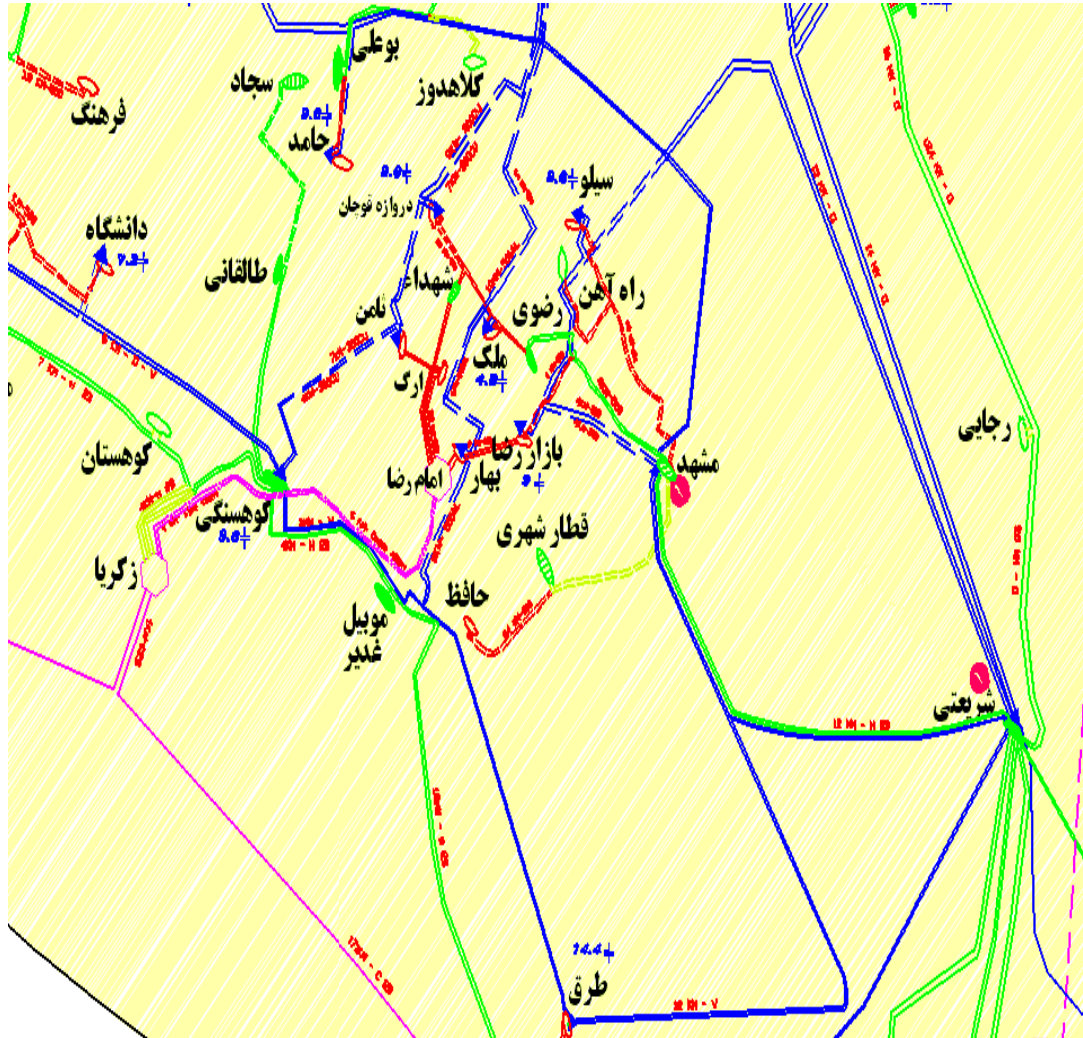


شکل (۲-۳) موقعیت فعلی نیروگاه مشهد و ساختار کنونی شبکه ۶۳ کیلوولت خراسان

در حال حاضر یک پست ۱۳۲ کیلوولت در نزدیکی نیروگاه مشهد واقع شده است که توسط خط دو مداره‌ی ۱۳۲ کیلوولت به پست ۱۳۲ کیلوولت نیروگاه شریعتی متصل است که می‌توان با اتصال چند واحد نیروگاه مشهد سناریوی مورد نظر را اجرایی نمود. با اتصال این واحدها به باسبار ۱۳۲ کیلوولت یک پل ارتباطی جدید میان نیروگاه‌های مشهد و شریعتی برای تزریق توان تولیدی نیروگاه مشهد به وجود خواهد آمد. شکل (۳-۳) نمای بسته‌ای از محل نیروگاه مشهد و شبکه ۶۳ کیلوولت را در طرح آتی نمایش می‌دهد. خطوط سبز رنگ خطوط ۱۳۲ کیلوولت و خطوط آبی رنگ خطوط ۶۳ کیلوولت هستند. همان‌طور که پیداست با اتصال چند واحد نیروگاه مشهد به باسبار ۱۳۲ کیلوولت مسیرجدیدی برای انتقال توان نیروگاه مشهد از طریق خط ۱۳۲ کیلوولت به سمت نیروگاه شریعتی به وجود می‌آید.

با دقت در شکل (۳-۳) مشاهده می‌شود که در طرح‌های آتی برخی بارهای موجود شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت توسط پست‌های ۱۳۲ کیلوولت مجاورشان تغذیه خواهند شد. به همین دلیل برای نزدیک‌تر شدن به نتایج واقعی‌تر، این طرح‌ها در سناریوی دوم در نظر گرفته می‌شوند. نکته‌ای که لازم به یادآوری است نحوه‌ی اتصال واحدهای نیروگاه به باسبار ۱۳۲ کیلوولت است. دو حالت برای این موضوع قابل اجراست: (۱) اتصال باسبار ۶۳ کیلوولت فعلی به باسبار ۱۳۲ کیلوولت بوسیله‌ی یک ترانسفورماتور ۶۳ به ۱۳۲ کیلوولت (۲) اتصال مستقیم خروجی واحدهای مورد نظر از طریق یک ترانسفورماتور به باسبار ۱۳۲ کیلوولت

برای بررسی تفاوت‌های این دو حالت، سناریوی دوم به دو صورت در نظر گرفته شده و شبیه‌سازی خواهد شد.



شکل (۳-۳) نمای بسته ای از محل نیروگاه مشهد و شبکه ۶۳ کیلوولت خراسان در طرح آتی

فصل چهارم

شبیه‌سازی سناریوها و محاسبه‌ی هزینه‌ی

محدودیت انتقال توان

۴-۱ مقدمه

در بخش‌های قبلی الگوریتم‌های محاسبه‌ی تلفات و انرژی محبوس شده بیان شد و تشریح گردید. همچنین دو سناریوی فعلی و آتی برای ارزیابی عملکرد نیروگاه مشهد در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت به تفصیل توضیح داده شد. در این فصل ابتدا برخی قابلیت‌های نرم افزار Digsilent بیان می‌شود، سپس نحوه‌ی شبیه‌سازی سناریوهای تعریف شده بیان خواهد شد. در قسمت بعد، الگوریتم‌های پیشنهادی برای محاسبه‌ی تلفات و انرژی محبوس شده روی هر دو سناریوی شبیه‌سازی شده، پیاده سازی شده و نتایج آن ارائه می‌شود.

۴-۲ معرفی نرم افزار Digsilent و قابلیت‌های آن

استفاده از رایانه و نرم‌افزارهای کاربردی سال‌های متمادی است که همگام با کشورهای بزرگ صنعتی جهان در شبکه‌ی قدرت و صنعت برق کشور ما نیز گسترش ویژه‌ای داشته است. استفاده از این نرم‌افزارها به منظور طراحی، تحلیل و بهره‌برداری سیستم قدرت، جایگاه خاصی در بین مهندسين و متخصصين سیستم قدرت دارد. امروزه بسیاری از تحلیل‌ها و بررسی‌های شبکه از دیدگاه‌های مختلف

برنامه‌ریزی، کنترل، حفاظت، بهره‌برداری اقتصادی، قابلیت‌اطمینان و کیفیت توان با استفاده از نرم‌افزارهای جامع تخصصی قدرت به سادگی و با قدرت بالاتری قابل انجام هستند. همچنین بسیاری از اتفاقات مشکل‌آفرین در سیستم قدرت به مدد استفاده از رایانه در شبیه‌سازی و تحلیل‌های شبکه‌ی موجود قابل پیش‌بینی و جلوگیری می‌باشند. مجموعه نرم‌افزارهای power Factory متعلق به شرکت Digsilent از سال ۱۹۶۷ تهیه و ارتقا یافته است [۲].

نرم‌افزار مذکور دارای قابلیت‌های محاسباتی و گرافیکی متعددی می‌باشد که در یک شبکه‌ی قدرت بزرگ قطعا هر دوی این ویژگی‌ها از اهمیت ویژه‌ای برخوردار می‌باشد. قابلیت‌های محاسباتی نرم‌افزار نظیر محاسبات پخش بار، اتصال کوتاه، خازن‌گذاری، هارمونیک‌ها، قابلیت‌اطمینان و ... از یک سو و از سوی دیگر قابلیت‌های گرافیکی و امکان گزارش‌گیری نیز در نرم‌افزار وجود داشته و قابلیت‌هایی نظیر تعیین لایه‌های مختلف، رنگ‌پذیری اجزای شبکه به تفکیک ولتاژ، حد بارگذاری و ... نیز وجود دارد. از طرف دیگر امکان شیت‌بندی نواحی مختلف در یک سیستم بزرگ وجود دارد بدین نحو که، در صورتی که در یک شبکه‌ی بزرگ امکان بزرگ‌نمایی زیاد نیاز باشد باید سیستم مزبور به چندین شیت تقسیم شده و در نرم‌افزار پیاده‌سازی شود. در این زمان کلیه شیت‌ها با یکدیگر ارتباط داشته و مثلا با انجام محاسبات پخش بار کلیه شیت‌ها فعال خواهند بود. اما شیت جاری تنها یک شیت خواهد بود و کاربر قادر خواهد بود یک شیت را اصلاح کند [۲].

از آنجایی که بررسی و تجزیه و تحلیل قابلیت‌اطمینان در شبکه‌های قدرت با پارامترها، احتمالات و نهایتا حجم بسیار زیاد محاسبات روبه‌رو است، لزوم استفاده و به کارگیری نرم‌افزارهایی برای این قبیل محاسبات ضروری به نظر می‌رسد. اما از طرفی همین حجم زیاد محاسبات، به همراه به کارگیری روش‌های گوناگون محاسباتی صورت می‌پذیرد که همگی بر اساس اهدافی نظیر بالا رفتن دقت محاسبات، کم شدن محاسبات، افزایش سرعت پاسخگویی الگوریتم و نهایتا بهینه کردن آن با هم بیان می‌شوند.

از این میان نرم‌افزار Digsilent به عنوان یکی از نرم‌افزارهایی است که دارای تابع محاسبات قابلیت‌اطمینان می‌باشد. بنابراین از آنجا که صحت و سقم انجام محاسبات قابلیت‌اطمینان در شبکه‌ی

قدرت از اهمیت ویژه‌ای برخوردار بوده و تصمیم‌گیری در محیطی با اطلاعات غیردقیق می‌تواند باعث ناکارآمدی سیستم و یا افزایش هزینه‌ی سرمایه‌گذاری و سایر هزینه‌های بهره‌برداری گردد، نیاز به بررسی دقت در پاسخگویی نرم‌افزار برای بهره‌برداری و برنامه‌ریزی در سیستم قدرت بوده و عدم وجود خطا در نرم‌افزار راهکار اطمینان‌بخشی جهت استفاده‌ی کاربردی از نرم‌افزار می‌باشد. محاسبات قابلیت‌اطمینان در شبکه‌ی قدرت توسط نرم‌افزار به سه دسته‌ی کلی طبقه‌بندی می‌گردد که از این میان دسته‌ی اول شامل محاسبات قطعی^۹ و دسته‌های دوم و سوم از نوع محاسبات احتمالی می‌باشند. هر کدام از این محاسبات کاربردهای خاص خود را داشته و در مواردی کاربرد پیدا خواهد کرد. در ادامه این سه دسته معرفی شده‌اند [۲].

۴-۲-۱ محاسبات اضطرار

بررسی تأثیر خرابی‌های قابل اتفاق روی عملکرد سیستم بوده و از آنجایی که جزو محاسبات قطعی می‌باشد به اطلاعات نسبتاً کمتری احتیاج دارد. محاسبات اضطرار همزمان با انجام محاسبات پخش بار انجام می‌شود بدین نحو که خروج واحدها یا تجهیزات تعریف گردیده توسط کاربر، در نظر گرفته می‌شود. هر خرابی شامل خروج یک یا چند تجهیز از سیستم می‌باشد و در هر مرحله می‌توان تأثیر خروج تجهیز در شبکه را مشاهده نمود [۲].

۴-۲-۲ محاسبات افت ولتاژ^{۱۰}

این قسمت از محاسبات مانند محاسبات احتمالی قابلیت‌اطمینان از اطلاعات آماری استفاده می‌نماید و در هر دوی آنها میزان خروج تجهیزات و فراوانی خروج براساس آمار و اطلاعات گذشته‌ی تجهیز به دست می‌آید. اما از آنجایی که محاسبات قابلیت‌اطمینان تا زمان وقفه‌ی انرژی الکتریکی ادامه پیدا می‌کند و در حقیقت از دید عرضه یا تولید به مسئله می‌نگرد، دیگر مسئله‌ی افت ولتاژ در زمان بروز

Deterministic^۹
Voltage sag^{۱۰}

خطا در آن بررسی نمی‌شود، اینگونه محاسبات در این بخش مورد بررسی قرار گرفته و افت ولتاژ تا زمان بروز خطا تا وقتی که سیستم حفاظتی بخش معیوب را از شبکه جدا کند، ادامه خواهد داشت [۲].

۳-۲-۴ محاسبات قابلیت اطمینان بر اساس احتمال

در این روش قادریم تا با استفاده از تئوری احتمالات میزان در دسترس بودن شبکه و تجهیزات را بررسی نماییم و احتمال خرابی و فراوانی آن را به دست آوریم. همچنین با این روش می‌توان هزینه‌ها را مقایسه نمود تا در قبال ارزش آن به افزایش قابلیت اطمینان سیستم بپردازیم. در این قسمت نرم افزار، بر خلاف روش اضطرار، طراح به خروج تجهیزات اشاره نمی‌کند بلکه همه‌ی خرابی‌های ممکن بررسی می‌شود و احتمال این خرابی‌ها بر اساس آمار عملکرد گذشته آنها معرفی می‌گردد. از سوی دیگر نرم‌افزار قادر به شبیه‌سازی عملکرد سیستم حفاظتی و عملکرد اپراتور برای برق‌رسانی مجدد شبکه می‌باشد [۲].

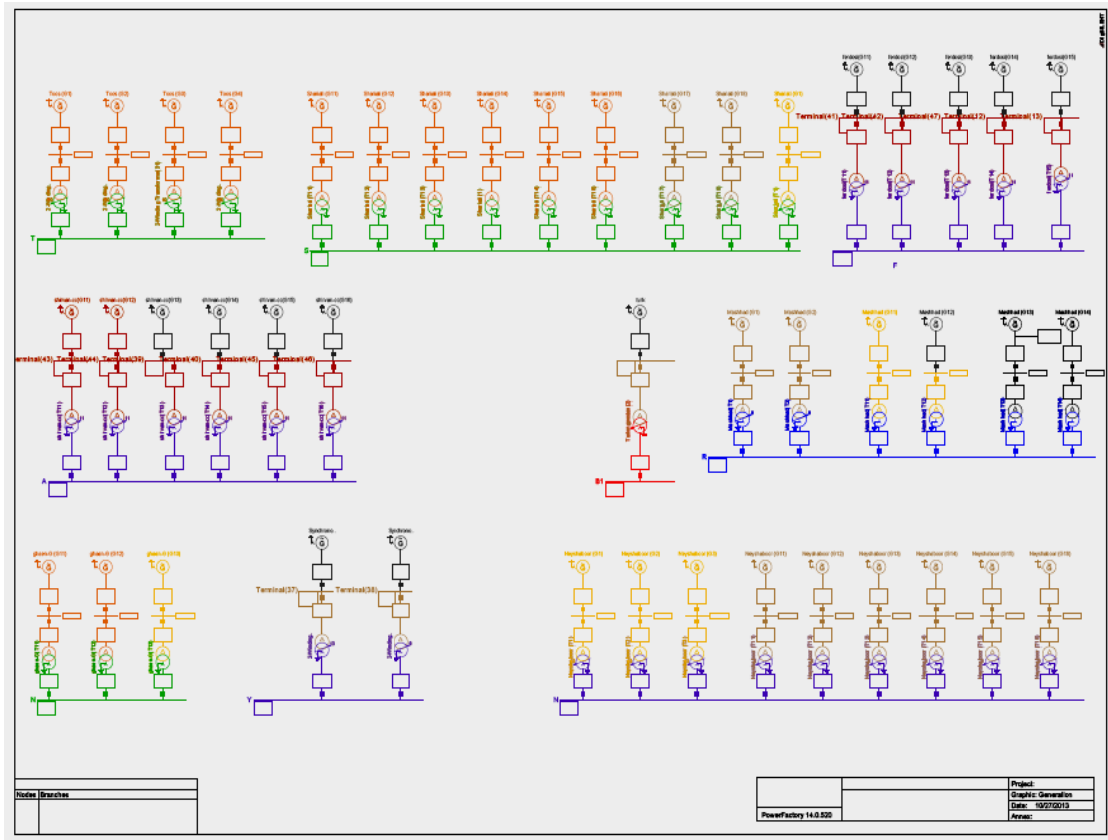
۳-۴ شبیه‌سازی سناریوی اول

در فصل سوم سناریوهای مورد مطالعه به طور کامل توضیح داده شد. یکی از این سناریوها ساختار فعلی نیروگاه مشهد و اتصال آن به شبکه‌ی خراسان است که در این بخش شبیه‌سازی خواهد شد. با توجه به گستردگی سیستم قدرت خراسان این سیستم برای شبیه‌سازی به بخش‌های زیر تقسیم شده است: تولید، ۴۰۰ کیلوولت، ۶۳ کیلوولت، مشهد، نیشابور، اسفراین، شادمهر، قائنات، شیروان، تربت جام و سربرداران. هر کدام از این بخش‌ها در یک شیت شبیه‌سازی شده و در نهایت به یکدیگر متصل شده‌اند. بخش تولید شامل تمام نیروگاه‌ها و واحدهای مربوط به هر کدام می‌شود که هر واحد توسط یک ترانسفورماتور به باس بار مربوطه متصل شده‌اند. پارامترهای هر ژنراتور مطابق با پارامترهای واقعی آن مقاداری شده است. ترانسفورماتورها با توجه به ظرفیت نامی ژنراتور و سطوح ولتاژ خروجی ژنراتور و باس بار مشترک واحدها مطابق با مقادیر واقعی موجود مقاداری شده‌اند. شکل (۴-۱) مدل شبیه‌سازی

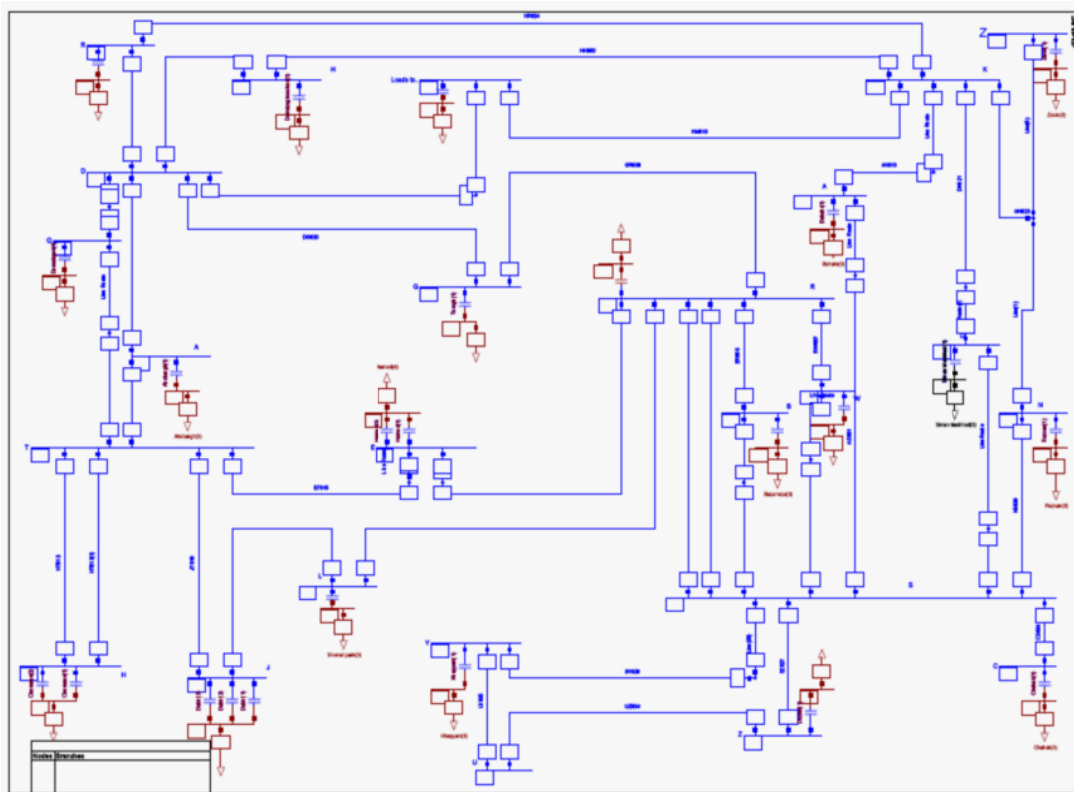
شده‌ی نیروگاه‌های شبکه‌ی خراسان را در شیت تولید نشان می‌دهد. نیروگاه مشهد نیز با شش واحد که به باسبار ۶۳ کیلوولت متصل شده و یک واحد که به باسبار ۲۰ کیلوولت توزیع متصل می‌شود، نشان داده شده است. سایر بخش‌ها نیز با توجه به سیستم واقعی والمان‌های موجود و پارامترهای مربوط به هر یک، در یک شیت جداگانه شبیه‌سازی شده است. در شیت ۴۰۰ کیلوولت دو بلوک شبکه‌ی خارجی در نظر گرفته شده است که نشان دهنده‌ی ارتباط شبکه‌ی خراسان با شبکه سراسری ایران است. یکی از آنها تبادل توان با سمنان و دیگری تبادل توان با گلستان را نشان می‌دهد. شبکه ۶۳ کیلوولت که تمرکز اصلی کار بر روی این بخش است در یک شیت شبیه‌سازی شده است. شکل (۲-۴) شیت مربوط به شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت را نشان می‌دهد. همان‌طور که از شکل (۲-۴) دیده می‌شود سه باس‌بار اصلی ۶۳ کیلوولت وجود دارد که مربوط به سه نیروگاه مشهد، شریعتی و توس است و وظیفه‌ی اصلی تغذیه‌ی بارهای شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت را به عهده دارند. جدول (۱-۴) نوع هادی‌های استفاده شده در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت و جریان‌های مجاز عبوری از آنها را نشان می‌دهد. این جریان‌ها، همان جریان‌هایی است که به عنوان آستانه‌ی اضافه‌بار خطوط در نظر گرفته خواهد شد. البته ممکن است برخی شرایط در سیستم واقعی جریان‌های مجاز عبوری از خطوط کمتر از حد حرارتی آنها در نظر گرفته شود ولی با توجه به اینکه خروج این خطوط (با در نظر گرفتن حد حرارتی) باعث عدم پایداری سیستم نخواهد شد، استفاده از حد حرارتی به عنوان مبنای اضافه‌بار خطوط امکان‌پذیر است. در برخی باس‌های بار نیز خازن جبران‌ساز توان راکتیو در نظر گرفته شده است و به طور خودکار وارد مدار خواهند شد.

جدول (۱-۴) جریان‌های مجاز عبوری از خطوط استفاده شده در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت

نوع هادی	Oriole 63-2-	Hawk 63-	Wolf 63-2	Cable -63
جریان مجاز (KA)	۰.۵۳	۱	۰.۴۹	۰.۶۸۲



شکل (۴-۱) مدل شبیه سازی شده ی نیروگاه های شبکه ی خراسان در شیت تولید



شکل (۴-۲) شیت مربوط به شبکه ی ۶۳ کیلوولت

۴-۴ شبیه‌سازی سناریوی دوم

با ایجاد برخی تغییرات در مدل شبیه‌سازی شده برای سناریوی فعلی (که در شیت‌های تولید و ۶۳ کیلوولت خواهد بود) سناریوی آتی (سناریوی دوم) شبیه‌سازی خواهد شد. لازم به ذکر است که سناریوی آتی به دو صورت اجرا خواهد شد. در حالت اول، در شیت تولید باس‌بار ۱۳۲ کیلوولت ایجاد شده از طریق یک ترانسفورماتور ۶۳ به ۱۳۲ کیلوولت به باس‌بار ۶۳ کیلوولت نیروگاه مشهد متصل می‌شود. در حالت دوم در شیت تولید یک باس‌بار ۱۳۲ کیلوولت ایجاد کرده و یکی از واحدهای اشکودا را از باس‌بار ۶۳ کیلوولت جدا و از طریق یک ترانسفورماتور ۱۰.۵ به ۱۳۲ کیلوولت به این باس‌بار متصل می‌شود و با انتقال این باس‌بار به شیت مشهد خط دو مداره‌ی ۱۳۲ کیلوولت نیروگاه شریعتی به آن متصل می‌گردد. ضمناً همان‌طور که در بیان سناریوها ذکر شد، در سناریوی آتی برخی بارهای شیت ۶۳ کیلوولت با ایجاد خط ۱۳۲ کیلوولت از نزدیکترین پست ۱۳۲ کیلوولت تغذیه خواهند شد. این تغییرات در شیت ۶۳ کیلوولت انجام شده و چهار بار که از خط ۶۳ کیلوولت تغذیه می‌شدند از طریق یک ترانسفورماتور ۲۰ به ۱۳۲ کیلوولت به نزدیکترین پست ۱۳۲ کیلوولت متصل می‌شوند. لازم به ذکر است که در دو صورت اجرای سناریوی آتی هیچ‌باری که در سناریوی فعلی از خط ۶۳ کیلوولت تغذیه می‌شد مستقیماً از باس‌بار ۱۳۲ کیلوولت نیروگاه مشهد تغذیه نخواهد شد. همچنین در سناریوی آتی خطوطی ۶۳ کیلوولتی که به طور موازی با خطوط ۱۳۲ کیلوولت یک بار را تغذیه می‌کنند از مدار خارج شده و به عنوان رزرو در نظر گرفته می‌شود.

۵-۴ محاسبه‌ی هزینه‌ی محدودیت انتقال توان

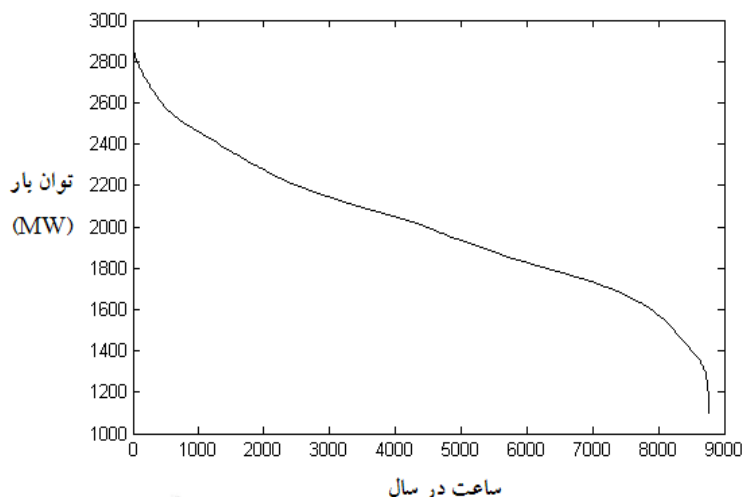
بعد از شبیه‌سازی شبکه‌ی خراسان به منظور محاسبه‌ی هزینه‌ی محدودیت انتقال توان مراحل الگوریتم‌های پیشنهادی بر روی مدل شبیه‌سازی شده، پیاده‌سازی می‌شود.

۴-۵-۱- مراحل مشترک دو الگوریتم

دو الگوریتم مجزا برای محاسبه‌ی محدودیت انتقال توان (یکی برای انرژی محبوس شده و دیگری برای تلفات) پیشنهاد شده است که چند مرحله از آن مشترک می‌باشد و عبارتند از: (۱) تقسیم‌بندی وضعیت‌های بارگذاری (۲) تعیین ضریب مشارکت واحدها (۳) افزایش مرحله به مرحله‌ی توان تولیدی نیروگاه مشهد.

۴-۵-۱-۱- تقسیم‌بندی وضعیت‌های بارگذاری

همان‌طور که گفته شد، به منظور محاسبه‌ی محدودیت انتقال توان نیاز است وضعیت بارگذاری شبکه در اوقات مختلف یکسال تفکیک شود. به همین منظور استفاده از منحنی LDC سیستم مورد مطالعه اطلاعات زیادی در رابطه با میزان بارگذاری سیستم در طول یکسال نشان می‌دهد. شکل (۳-۴) منحنی LDC شبکه‌ی خراسان در سال ۱۳۹۰ را نشان می‌دهد. با بررسی منحنی مشاهده می‌شود که ماکزیمم بارگذاری شبکه‌ی خراسان در سال ۱۳۹۰ برابر ۲۹۳۷ مگاوات و مینیمم بارگذاری برابر ۱۰۹۸ مگاوات است. این منحنی متشکل از جدول نقاط میزان بار و ساعات متناظر با تداوم این بار در طول سال ۱۳۹۰ است. به همین دلیل، دیگر برای تقسیم‌بندی وضعیت‌های بارگذاری نیازی به داشتن معادله‌ی منحنی نیست و می‌توان با میانگین‌گیری از نقاط بار برای بازه‌های مختلف زمانی، بارگذاری سیستم در طول سال را تقسیم‌بندی کرد. فرض می‌شود بارگذاری سیستم در طول سال به سه وضعیت کم‌باری، میان‌باری و پرباری تقسیم‌بندی گردد. به این ترتیب که ناحیه‌ی پرباری برای بارگذاری بیش از ۷۰ درصد ماکزیمم بار (نمایش داده شده روی منحنی LDC)، ناحیه‌ی میان‌باری برای بارگذاری بین ۴۰ تا ۷۰ درصد ماکزیمم بار و ناحیه‌ی کم‌باری برای بارگذاری کمتر از ۴۰ درصد ماکزیمم بار در نظر گرفته می‌شود.



شکل (۳-۴) منحنی LDC شبکه‌ی خراسان در سال ۱۳۹۰

جدول (۲-۴) میزان بار شبکه‌ی خراسان برای سه وضعیت بارگذاری و مجموع ساعات هر وضعیت را در طول یکسال نشان می‌دهد. به منظور افزایش دقت در محاسبات می‌توان وضعیت‌های بارگذاری را بیش از سه وضعیت در نظر گرفت ولی زمان انجام محاسبات افزایش خواهد یافت. با تعیین وضعیت‌های بارگذاری، سایر مراحل به طور مجزا برای هر وضعیت پیاده‌سازی می‌شود. در این جدول تزریق توان ۵۰۰ مگاوات در تمام طول سال به شبکه‌ی سراسری، به بار مجموع شبکه‌ی خراسان افزوده شده است.

جدول (۲-۴) میزان بار شبکه‌ی خراسان برای سه وضعیت بارگذاری در سال ۱۳۹۰

وضعیت بارگذاری	کم باری	میان باری	پر باری
توان مجموع (بار) (مگاوات)	۲۱۸۳	۲۶۲۳	۳۱۲۸
زمان مجموع (ساعت در سال)	۱۹۱۱	۵۲۶۰	۱۵۹۰
درصد زمان بارگذاری	۲۱.۹	۶۰	۱۸.۱

۴-۵-۱-۲ تعیین ضریب مشارکت واحدها

با توجه به عدم تغییر در میزان بار در هر وضعیت بارگذاری و افزایش توان نیروگاه مشهد(که به منظور حفظ تعادل میان بار و تولید باید از تولید سایر واحدها کاست) محاسبه‌ی ضریب مشارکت سایر نیروگاه‌ها ضروری است. به همین منظور طبق روش ذکر شده برای هر سه وضعیت بارگذاری ابتدا تولید نیروگاه مشهد را برابر صفر قرار داده، سپس با انجام پخش بار AC، میزان تولید سایر نیروگاه‌ها محاسبه خواهد شد. با توجه به این که میزان بار سیستم در هر وضعیت بارگذاری ثابت است، افزایش توان نیروگاه مشهد تأثیر زیادی در تغییر ضریب مشارکت نخواهد داشت. جدول(۳-۴) به طور نمونه درصد ضرایب مشارکت نیروگاه‌های شبکه‌ی خراسان در تأمین بار موجود و همین‌طور ۵۰۰ مگاوات تبادل توان با شبکه‌ی ایران را در وضعیت پرباری شبکه نشان می‌دهد. با توجه به این ضرایب مشارکت با افزایش تولید نیروگاه مشهد در هر مرحله، از تولید سایر نیروگاه‌ها کاسته خواهد شد.

جدول(۳-۴) ضرایب مشارکت نیروگاه‌ها در وضعیت پرباری شبکه‌ی خراسان

نیروگاه	توس	نیشابور	شریعتی	فردوسی	شهید کاوه	شیروان	قائن
درصد ضریب مشارکت	۱۶.۴	۲۲.۲	۸.۹	۲۱.۱	۱۳.۲	۱۶.۴	۱.۶

۴-۵-۱-۳ افزایش مرحله به مرحله‌ی توان تولیدی نیروگاه مشهد

محاسبه‌ی تلفات و توان محبوس شده ناشی از تولید نیروگاه مشهد مستلزم بررسی این پارامترها در ظرفیت‌های تولیدی مختلف این نیروگاه است به همین منظور، مقدار تولید نیروگاه مشهد را از صفر تا ظرفیت نامی تولید نیروگاه با گام ۴۰ مگاوات افزایش می‌دهیم. البته در توان‌های تولیدی بالاتر از ۲۸۰ مگاوات برای بررسی دقیق‌تر تأثیر نیروگاه، گام افزایش متناسب با نتایج به دست آمده تغییر می‌کند. این افزایش توان در هر مرحله با کاهش تولید سایر نیروگاه‌ها(متناسب با ضریب مشارکتشان) همراه خواهد شد.

۴-۵-۲ محاسبه‌ی تلفات و نتایج

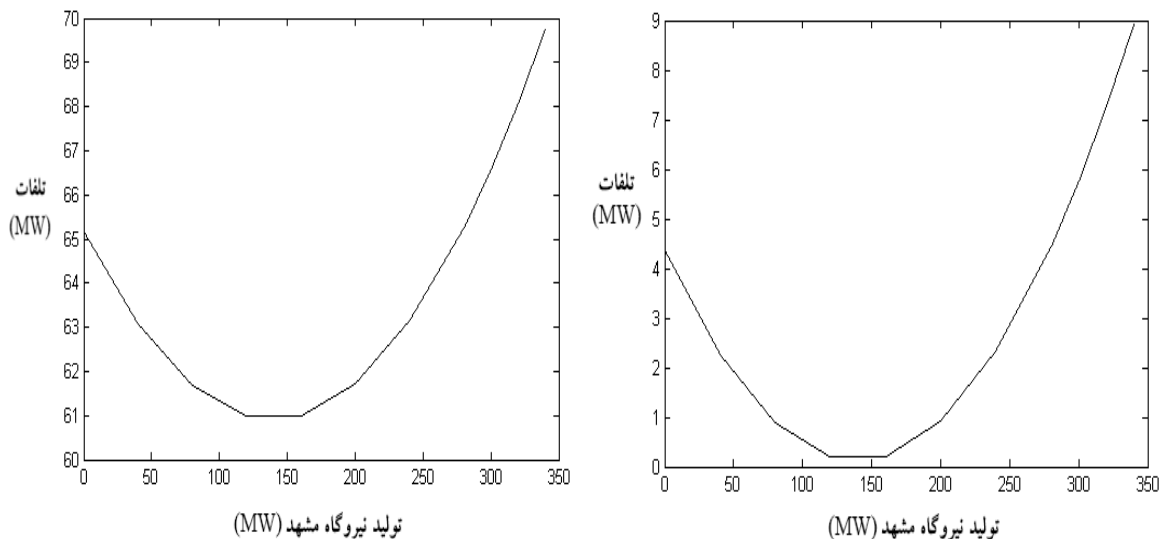
تلفات ناشی از ظرفیت‌های مختلف نیروگاه مشهد از دو دیدگاه قابل بررسی خواهد بود: از دیدگاه نیروگاه مشهد و از دیدگاه بهره‌بردار شبکه. به همین دلیل هم تلفات مربوط به شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع خراسان و هم شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت محاسبه خواهد شد. طبق الگوریتم ذکر شده در فصل دوم برای محاسبه‌ی تلفات، دو بخش تعیین وضعیت بارگذاری و تعیین ضرایب مشارکت نیروگاه‌ها انجام شد. با انجام پخش بار ac در هر مرحله افزایش ظرفیت تولید نیروگاه مشهد، تلفات محاسبه خواهد شد. جداول (۴-۴) تا (۴-۶) به ترتیب میزان تلفات سناریوهای فعلی و آتی (که طبق مطالب ذکر شده شامل دو صورت اجرایی خواهد بود) در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت و شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع خراسان در سه وضعیت پرباری، میان‌باری و کم‌باری را به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد نشان می‌دهد. با برآزش مقادیر تلفات متناظر با تولید نیروگاه مشهد و محاسبه‌ی تابع تلفات هر وضعیت بارگذاری طبق رابطه‌ی (۲-۹) میزان تلفات سالیانه شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت و شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع خراسان را به دست آورد.

جدول (۴-۴) میزان تلفات به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد در سناریوی فعلی شبکه خراسان

کم باری		میان باری		پرباری		تولید نیروگاه مشهد (MW)
تلفات کل (MW)	تلفات ۶۳ (MW)	تلفات کل (MW)	تلفات ۶۳ (MW)	تلفات کل (MW)	تلفات ۶۳ (MW)	
۴۵۸	۴۵۰۳	۸۹۴	۶۲۳۲	۱۴۲۹	۹۲۱	۰
۳۷۸	۴۳۸۱	۶۸۵	۶۰۲۱	۱۲۱۱	۸۸۳۱	۴۰
۳۵۵	۴۳۳۵	۶۰۲	۵۸۶۷	۱۰۷۱	۸۵۳۶	۸۰
۳۷۸	۴۳۷۹	۵۹۵	۵۸۵۴	۱۰۲۴	۸۴۳۲	۱۲۰
۴۴۷	۴۴۴۴	۶۳۲	۵۸۶۳	۱۰۰۴	۸۳۰۵	۱۶۰
۵۶۱	۴۵۹۸	۷۱	۵۹۴۶	۱۰۵۵	۸۳۳۴	۲۰۰
۷۰۴	۴۷۵۵	۸۴	۶۰۶۶	۱۱۴۳	۸۳۶۹	۲۴۰
۹۳۵	۵۰۶	۱۰۳۲	۶۲۸۲	۱۲۸۷	۸۴۹۲	۲۸۰
۱۱۹۹	۵۴۱۵	۱۱۲۵	۶۳۸۱	۱۳۶۹	۸۵۷۸	۳۰۰
۴۵۸	۴۵۰۳	۱۲۵۷	۶۵۶۶	۱۴۷۵	۸۶۸۷	۳۲۰
-	-	۱۳۷۸	۶۷۱۲	۱۵۹۲	۸۸۳۱	۳۴۰

نمودارهای شکل‌های (۴-۴) تا (۶-۴) به ترتیب میزان تلفات سالیانه شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت و شبکه‌ی انتقال

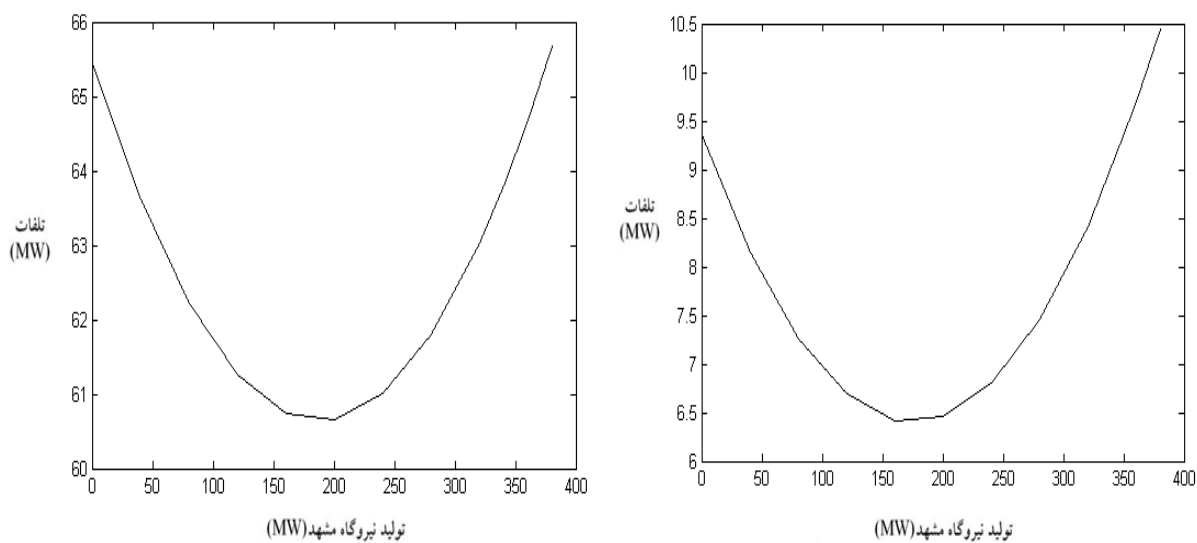
و فوق توزیع خراسان برای دو سناریوی فعلی و آتی را نشان می‌دهد.



شکل (۴-۴) نمودار تلفات سالیانه شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت (راست) و شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع خراسان (چپ) برای سناریوی فعلی

جدول (۵-۴) میزان تلفات به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد در سناریوی آتی (حالت اول) شبکه خراسان

کم باری		میان باری		پر باری		تولید نیروگاه مشهد (MW)
تلفات ۶۳ (MW)	تلفات کل (MW)	تلفات ۶۳ (MW)	تلفات کل (MW)	تلفات ۶۳ (MW)	تلفات کل (MW)	
۴.۱۳	۴۵.۴۲	۸.۲۷	۶۱.۷	۹.۱۶	۸۳.۲۱	۰
۳.۸۶	۴۴.۶۱	۶.۹۵	۵۹.۶۳	۸.۸	۸۱.۵۵	۴۰
۳.۷۷	۴۴.۱۴	۶.۰۲	۵۸	۸.۵۴	۸۰.۰۸	۸۰
۳.۹۳	۴۴.۱	۵.۷۹	۵۷.۶۲	۸.۵۲	۷۹.۵۵	۱۲۰
۴.۳۴	۴۴.۸۹	۵.۹	۵۷.۴۳	۸.۵۵	۷۸.۸	۱۶۰
۴.۹۷	۴۶.۰۳	۶.۵۸	۵۸.۲۴	۸.۹۷	۷۸.۸۸	۲۰۰
۵.۷۱	۴۷.۰۳	۷.۶	۵۹.۲۲	۹.۱۳	۷۸.۹۴	۲۴۰
۶.۷۱	۴۸.۵۸	۹.۱۶	۶۱.۱۹	۹.۶۳	۷۹.۵۴	۲۸۰
۸.۰۱	۵۰.۸۱	۱۱.۳۱	۶۳.۸۵	۱۰.۲۵	۸۰.۲۴	۳۲۰
۹.۵۶	۵۳.۸۲	۱۳.۹۵	۶۷.۵	۱۱.۰۲	۸۱.۸۲	۳۶۰
۱۰.۴۲	۵۵.۳۲	-	-	۱۱.۴	۸۲.۶۱	۳۸۰

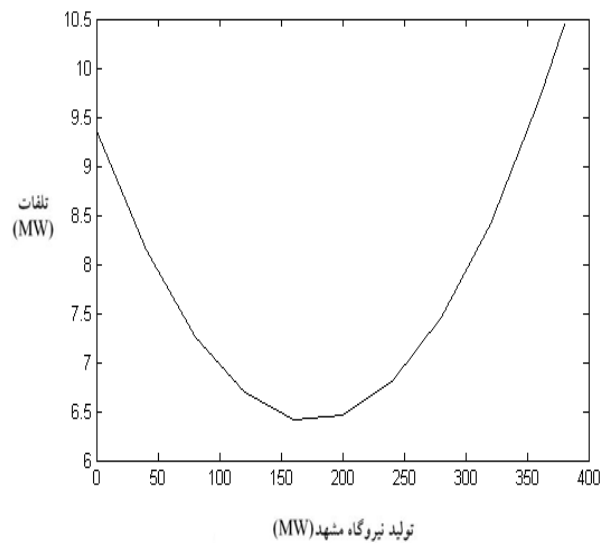
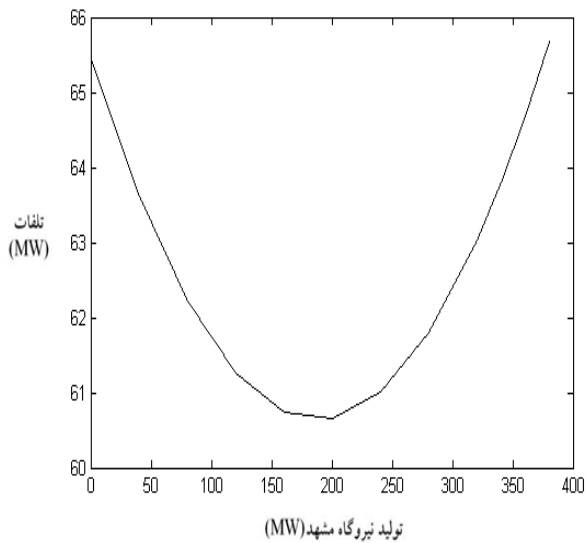


شکل (۴-۵) نمودار تلفات سالیانه شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت (راست) و شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع خراسان (چپ)

برای سناریوی آتی (حالت اول)

جدول (۴-۶) میزان تلفات به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد در سناریوی آتی (حالت دوم) شبکه خراسان

کم باری		میان باری		پر باری		تولید نیروگاه مشهد (MW)
تلفات ۶۳ (MW)	تلفات کل (MW)	تلفات ۶۳ (MW)	تلفات کل (MW)	تلفات ۶۳ (MW)	تلفات کل (MW)	
۳.۹۵	۴۵.۲۹	۷.۴۱	۶۱.۲۲	۸.۸۹	۸۳.۲۳	۰
۳.۷۴	۴۴.۵۲	۶.۲	۵۹.۱۶	۸.۶۴	۸۱.۶	۴۰
۳.۸۵	۴۴.۶۵	۵.۸۶	۵۸.۵۸	۸.۴۹	۸۰.۵	۸۰
۴.۱۷	۴۴.۸۷	۶.۱۲	۵۸.۶۸	۸.۵۵	۷۹.۶۵	۱۲۰
۴.۷	۴۵.۴۴	۶.۷۲	۵۸.۹	۸.۶۴	۷۹.۱۷	۱۶۰
۵.۴۸	۴۶.۷	۸.۲۱	۶۰.۵۶	۸.۹۳	۷۸.۹۳	۲۰۰
۶.۴۱	۴۷.۸۶	۸.۳۲	۶۰.۵۹	۹.۳۷	۷۹.۱۵	۲۴۰
۶.۶۲	۴۸.۸۸	۱۰.۷۵	۶۳.۴۵	۹.۹۶	۷۹.۶۹	۲۸۰
۶.۷۸	۵۰.۲۵	۱۰.۸۸	۶۳.۵۴	۱۰.۲۷	۸۰	۳۲۰
۷.۵۳	۵۲.۳۷	۱۱.۹۱	۶۵.۳۸	۱۰.۳۵	۸۰.۵۱	۳۴۰
-	-	-	-	۱۰.۴۶	۸۰.۸۷	۳۶۰
-	-	-	-	۱۰.۵۷	۸۱.۳۷	۳۸۰



شکل (۴-۶) نمودار تلفات سالیانه شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت (راست) و شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع خراسان (چپ)

برای سناریوی آتی (حالت دوم)

روابط (۴-۱) تا (۴-۳) تابع تغییرات تلفات شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت و روابط (۴-۴) تا (۴-۷) تابع تغییرات

تلفات شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع خراسان را برای سناریوی فعلی به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید

نیروگاه مشهد، به ترتیب برای سه وضعیت بارگذاری پرباری، میان‌باری و کم‌باری نشان می‌دهد:

$$P_{loss_{ft}} = 0.0002P_{GM}^2 - 0.0924P_{GM} + 8.712 \quad (۴-۱)$$

$$P_{loss_{f63}} = 0.0002P_{GM}^2 - 0.0525P_{GM} + 4.0296 \quad (۴-۲)$$

$$P_{loss_{mt}} = 0.0002P_{GM}^2 - 0.0559P_{GM} + 3.6253 \quad (۴-۳)$$

$$P_{loss_{m63}} = 0.0002P_{GM}^2 - 0.0421P_{GM} + 2.6269 \quad (۴-۴)$$

$$P_{loss_{lt}} = 0.0002P_{GM}^2 - 0.0426P_{GM} + 1.8423 \quad (۴-۵)$$

$$P_{loss_{l63}} = 0.0002P_{GM}^2 - 0.0304P_{GM} + 1.1764 \quad (۴-۶)$$

با استفاده از رابطه‌ی (۲-۸) و جدول (۴-۱) تابع تغییر تلفات سالیانه ناشی از تولید نیروگاه مشهد در

شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت و شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع خراسان به صورت زیر به دست می‌آید:

$$P_{loss_{total}} = 0.0002P_{GM}^2 - 0.0610P_{GM} + 4.3547 \quad (۴-۷)$$

$$P_{loss_{63}} = 0.0002P_{GM}^2 - 0.0421P_{GM} + 2.6458 \quad (۸ - ۴)$$

به همین ترتیب تابع تغییرات تلفات سالیانه برای شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت و شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع خراسان در حالت اول و دوم سناریوی آتی حاصل می‌شود. روابط (۴-۹) تا (۴-۱۲) تابع تلفات سالیانه شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت و شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع خراسان برای سناریوی آتی نشان می‌دهد:

$$P_{loss_{1total}} = 0.0001P_{GM}^2 - 0.0292P_{GM} + 2.2582 \quad (۹ - ۴)$$

$$P_{loss_{1_{63}}} = 0.0001P_{GM}^2 - 0.0106P_{GM} + 0.7625 \quad (۱۰ - ۴)$$

$$P_{loss_{2total}} = 0.0001P_{GM}^2 - 0.0512P_{GM} + 2.2634 \quad (۱۱ - ۴)$$

$$P_{loss_{2_{63}}} = 0.0001P_{GM}^2 - 0.0337P_{GM} + 0.7826 \quad (۱۲ - ۴)$$

با استفاده از رابطه‌ی (۲-۲۴) هزینه‌ی محدودیت انتقال توان سالیانه‌ی ناشی از تولید نیروگاه مشهد محاسبه خواهد شد. با فرض اینکه هزینه‌ی تولید یک مگاوات ساعت برق برابر با k ریال باشد، هزینه‌ی محدودیت انتقال توان ناشی از تلفات در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت و شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع خراسان برای سناریوی فعلی و آتی برابر است با:

$$C_{loss_{total}} = K(0.0002P_{GM}^2 - 0.0610P_{GM} + 4.3547).8760 \quad (۱۳ - ۴)$$

$$C_{loss_{63}} = K(0.0002P_{GM}^2 - 0.0421P_{GM} + 2.6458).8760 \quad (۱۴ - ۴)$$

$$C_{loss_{1total}} = K(0.0001P_{GM}^2 - 0.0292P_{GM} + 2.2582).8760 \quad (۱۵ - ۴)$$

$$C_{loss_{1_{63}}} = K(0.0001P_{GM}^2 - 0.0106P_{GM} + 0.7625).8760 \quad (۱۶ - ۴)$$

$$C_{loss_{2total}} = K(0.0001P_{GM}^2 - 0.0512P_{GM} + 2.2634).8760 \quad (۱۷ - ۴)$$

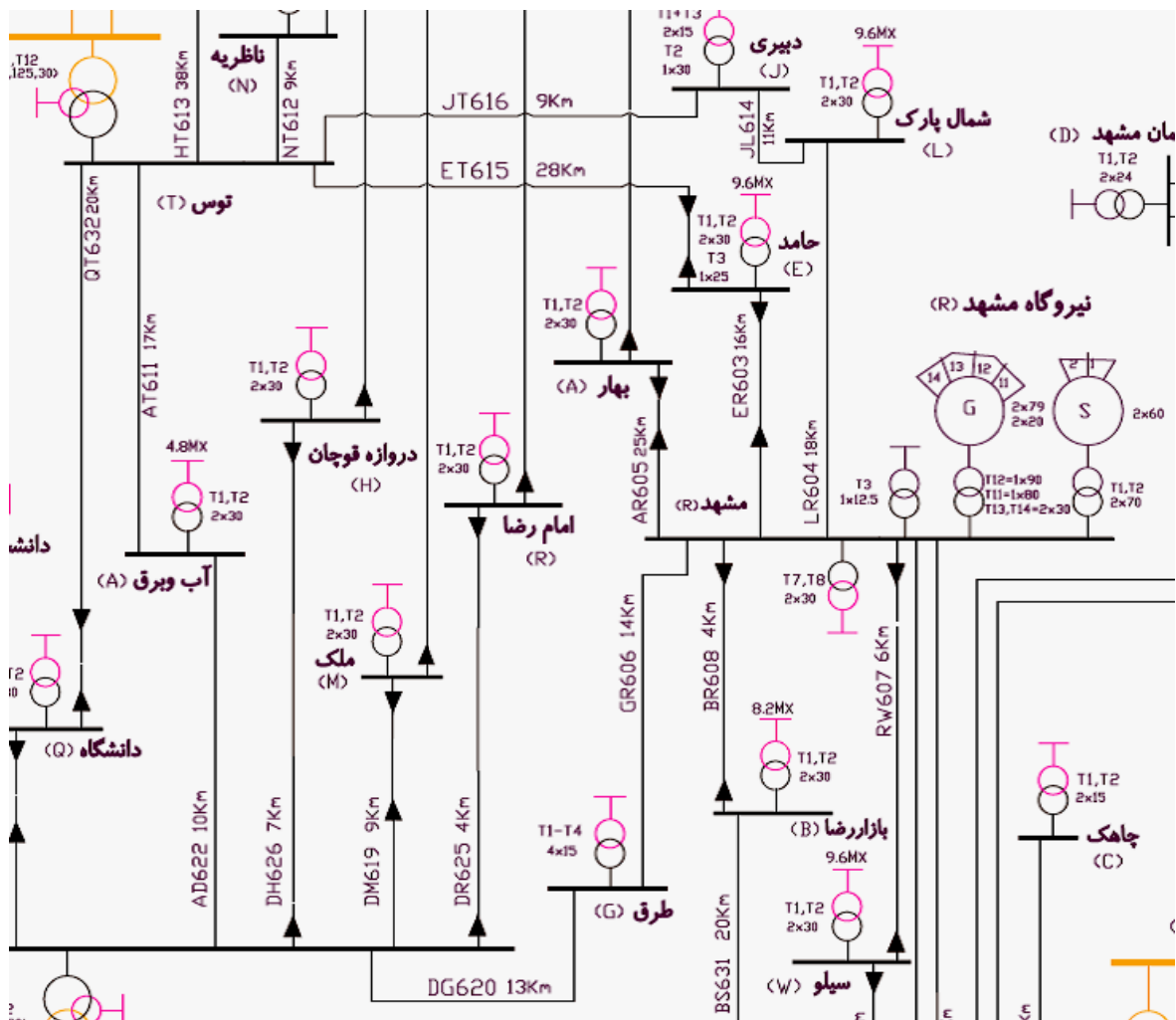
$$C_{loss_{2_{63}}} = K(0.0001P_{GM}^2 - 0.0337P_{GM} + 0.7826).8760 \quad (۱۸ - ۴)$$

با توجه به اینکه تقریباً تمام تولید نیروگاه مشهد به مصرف بارهای شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت می‌رسد و میزان دقیق‌تری از تلفات نیروگاه در اختیار قرار می‌دهد بهتر است از دیدگاه نیروگاه مشهد هزینه‌ی تلفات شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت در نظر گرفته شود و از دیدگاه بهره‌بردار شبکه، هزینه‌ی تلفات شبکه‌ی انتقال و توزیع خراسان مدنظر قرار گیرد.

۳-۵-۴ محاسبه‌ی انرژی محبوس شده

با انجام مراحل یک و دو از الگوریتم پیشنهادی، برای محاسبه‌ی انرژی محبوس شده گام سوم تعیین خطوط حساس به تولید نیروگاه مشهد است. با توجه به اینکه حداکثر بارگذاری خطوط در زمان پرباری اتفاق می‌افتد بهتر است خطوط حساس در این شرایط مشخص شوند. همان‌طور که در فصل دوم گفته شد، برای تعیین خطوط حساس ابتدا تولید نیروگاه مشهد را برابر صفر قرار داده و با انجام یک پخش بار ac بارگذاری تمامی خطوط را به دست می‌آوریم. سپس در هر مرحله از افزایش تولید نیروگاه مشهد با انجام پخش بار ac درصد بارگذاری خطوط را به دست آورده و طبق روش پیشنهادی ضریب حساسیت هر خط در همان مرحله محاسبه خواهد شد. بعد از مشخص شدن این ضرایب حساسیت، خطوطی که در بیشتر مراحل ضریب حساسیت بالاتری نسبت به سایر خطوط داشته‌اند، به عنوان خطوط حساس به تولید نیروگاه مشهد در نظر گرفته خواهند شد. جداول (۷-۴) و (۸-۴) به ترتیب خطوط حساس به تولید نیروگاه مشهد را در سناریوی فعلی و آتی نشان می‌دهد. شکل (۷-۴) موقعیت برخی از خطوط حساس به تولید نیروگاه مشهد را در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت نشان می‌دهد. با توجه به جداول (۷-۴) و (۸-۴) و موقعیت خطوط ذکر شده در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت، مشاهده می‌شود برخی از این خطوط مستقیماً به باسبار اصلی نیروگاه متصل هستند و برخی دیگر (که درصد پایین‌تری را شامل می‌شود) به باس‌هایی متصل هستند که مستقیماً به باسبار اصلی نیروگاه متصل شده‌اند. این مطلب نشان می‌دهد می‌توان با تقریب خوبی در هر سیستم قدرت و برای هر واحد تولیدی خطوطی را که دارای شرایط بالا باشند، به عنوان خطوط حساس به تولید آن واحد در نظر گرفت.

گام بعدی، خارج کردن یک به یک خطوط حساس و بررسی میزان بارگذاری سایر خطوط در هر مرحله از افزایش توان نیروگاه مشهد است. جداول (۹-۴) تا (۱۱-۴) به ترتیب نتایج حاصل از خروج خطوط حساس و تأثیر آن بر روی اضافه بار سایر خطوط در وضعیت‌های پرباری، میان‌باری و کم‌باری سناریوی فعلی شبکه‌ی خراسان را نشان می‌دهد.



شکل (۴-۷) موقعیت برخی از خطوط حساس به تولید نیروگاه مشهد در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت

جدول (۴-۷) خطوط حساس به تولید نیروگاه مشهد در سناریوی فعلی

خطوط حساس به تولید نیروگاه مشهد						
RS600	LR604	BR608	RS602	GR606	ER603	متصل به باسبار اصلی نیروگاه مشهد
-	JL614	DG620	JT616	ET615	BS631	متصل به باسبارهای متصل به باسبار اصلی نیروگاه مشهد

جدول (۴-۸) خطوط حساس به تولید نیروگاه مشهد در سناریوی آتی

خطوط حساس به تولید نیروگاه مشهد						
RS600	LR604	RW607	Sv719.1	GR606	ER603	متصل به باسبار اصلی نیروگاه مشهد
-	-	-	DG620	ET615	BS631	متصل به باسبارهای متصل به باسبار اصلی نیروگاه مشهد

با بررسی جداول نکات زیر دریافت می شود:

- در شرایط پرباری، خروج خطوط ER603 و ET615 و LR604 و JT616 بدون توجه به میزان تولید نیروگاه مشهد موجب اضافه بار سایر خطوط خواهد شد. جالب این است که خطوط ذکر شده، دوبه دو و به طور مشترک یک بار را تغذیه می کنند. یعنی توان بارهایی که این خطوط مشترکا تغذیه می کنند از حداکثر ظرفیت توان انتقالی هریک از خطوط بیشتر است و با خروج یکی از این خطوط، خط دیگر دچار اضافه بار خواهد شد. در نتیجه توانی که به سبب خروج این خطوط محبوس خواهد شد به علت ضعف خطوط بوده و به ساختار سیستم برمی گردد.

- در شرایط پرباری و زمانی که تولید نیروگاه مشهد صفر یا کم است خروج برخی خطوط موجب اضافه بار سایر خطوط شده اند مثل خط DG620 که خروجش تا زمانی که تولید نیروگاه مشهد کمتر از ۲۰۰ مگاوات است موجب اضافه بار سایر خطوط شده است. علت این رویداد این است که ظرفیت تولید نیروگاه مشهد پاسخگوی بارهای اطراف خود نیست و این کسری را نیروگاه های دیگر جبران خواهند کرد. اگر تولید نیروگاه مشهد از حدی پایین تر باشد خطوطی که پل ارتباطی میان سایر نیروگاه ها به شبکه ۶۳ کیلوولت هستند باید علاوه بر تأمین بارهای نزدیکتر، بارهای نزدیک به نیروگاه مشهد را نیز تأمین نمایند که موجب افزایش توان عبوری از خطوط موردنظر شده و خروج هریک از این خطوط موجب اضافه بار خطوط دیگر خواهد شد.

جدول (۴-۹) نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی فعلی در وضعیت پرباری شبکه‌ی خراسان

آیا با خروج خطوط حساس زیر سایر خطوط دچار اضافه بار می شوند؟											
DG620	JT616	BS631	LR604	BR608	RS600	GR606	ET615	ER603	حضور تمام خطوط	توان تحویلی به شبکه ایران (مگاوات)	تولیدنیروگاه مشهد (مگاوات)
بله	بله	خیر	بله	خیر	خیر	خیر	بله	بله	خیر	۵۰۱	۰
بله	بله	خیر	بله	خیر	خیر	خیر	بله	بله	خیر	۵۰۷	۴۰
بله	بله	خیر	بله	خیر	خیر	خیر	بله	بله	خیر	۵۰۹	۸۰
بله	بله	خیر	بله	خیر	خیر	خیر	بله	بله	خیر	۵۰۹	۱۲۰
بله	بله	خیر	بله	خیر	خیر	خیر	بله	بله	خیر	۵۰۹	۱۶۰
بله	بله	خیر	بله	خیر	خیر	خیر	بله	بله	خیر	۵۰۹	۲۰۰
خیر	بله	خیر	بله	خیر	خیر	خیر	بله	بله	خیر	۵۰۸	۲۴۰
خیر	بله	خیر	بله	خیر	خیر	خیر	بله	بله	خیر	۵۰۷	۲۸۰
خیر	بله	خیر	بله	خیر	خیر	بله	بله	بله	خیر	۵۰۵	۳۰۰
خیر	بله	بله	بله	بله	بله	بله	بله	بله	خیر	۵۰۴	۳۲۰
خیر	بله	بله	بله	بله	بله	بله	بله	بله	خیر	۵۰۲	۳۴۰
									بله		۳۶۰

جدول (۴-۱۰) نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی فعلی در وضعیت میان‌باری شبکه‌ی خراسان

آیا با خروج خطوط حساس زیر سایر خطوط دچار اضافه بار می شوند؟											
DG620	JT616	BS631	LR604	BR608	RS600	GR606	ET615	ER603	حضور تمام خطوط	توان تحویلی به شبکه ایران (مگاوات)	تولیدنیروگاه مشهد (مگاوات)
خیر	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۱	۰
خیر	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۲	۴۰
خیر	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۵	۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۵	۱۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۵	۱۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۵	۲۰۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۴	۲۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۱	۲۸۰
خیر	خیر	خیر	بله	خیر	بله	خیر	بله	خیر	خیر	۵۳۳	۳۰۰
خیر	خیر	خیر	بله	خیر	بله	خیر	بله	خیر	خیر	۵۲۶	۳۲۰
بله	بله	بله	بله	بله	بله	بله	بله	خیر	خیر	۵۲۴	۳۴۰
									بله		۳۵۰

- در شرایط پرباری، زمانی که تولید نیروگاه مشهد برابر با ۳۰۰ مگاوات است با خروج خط GR606 سایر خطوط دچار اضافه بار شده‌اند. با بررسی حالت این خط (همان‌طور که در بخش (۲-۳-۳) گفته شد) دیده می‌شود دارای همان وضعیتی است که نقطه‌ی ماکزیمم تولید نیروگاه مشهد را تعیین خواهد کرد. با توجه به مطالب ذکر شده در خصوص نحوه‌ی تعیین ماکزیمم نقطه‌ی تولید (بخش (۲-۳-۳))، در شرایط پرباری شبکه‌ی خراسان برای جلوگیری از حبس توان در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت، ماکزیمم تولید نیروگاه مشهد نباید از ۲۹۰ مگاوات تجاوز نماید و در صورت افزایش تولید خروج یک یا چند خط حساس موجب حبس توان در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت خواهد گردید

جدول (۴-۱۱) نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی فعلی در وضعیت کم‌باری شبکه‌ی خراسان

آیا با خروج خطوط حساس زیر سایر خطوط دچار اضافه بار می‌شوند؟											
DG620	BS631	LR604	BR608	RS600	RS602	GR606	ET615	ER603	حضور تمام خطوط	توان تحویلی به شبکه ایران (مگاوات)	تولید نیروگاه مشهد (مگاوات)
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۰	۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۳	۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۳	۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۳	۱۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۳	۱۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۱	۲۰۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۹	۲۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۷	۲۸۰
بله	بله	بله	بله	بله	بله	بله	بله	بله	خیر	۵۴۵	۳۰۰
									بله		۳۲۰

- در شرایط میان‌باری و کم‌باری نیز همانند شرایط پرباری ماکزیمم نقطه‌ی تولید نیروگاه مشهد برای جلوگیری از حبس توان در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت مشخص خواهد گردید و هر دو برابر با ۲۹۵ مگاوات خواهد بود. البته نکته‌ی قابل توجه و وجه تمایز میان این سه وضعیت بارگذاری آخرین مرحله از افزایش توان نیروگاه مشهد است که بدون خروج هیچ خطی از خطوط حساس برخی خطوط دچار اضافه بار شده و منجر به حبس توان خواهد شد که به ترتیب برابرند با: ۳۶۰، ۳۵۰ و ۳۲۰ مگاوات.

همان‌طور که در بخش (۳-۴) ذکر شد سناریوی آتی به دو صورت قابل اجراست : اول ایجاد یک باسبار ۱۳۲ کیلوولت در محل نیروگاه و اتصال آن به باسبار ۶۳ کیلوولت از طریق یک ترانسفورماتور ۶۳ به ۱۳۲ کیلوولت. دوم ایجاد همان باسبار ۱۳۲ کیلوولت و اتصال یک واحد اشکودا توسط یک ترانسفورماتور ۱۰.۵ به ۱۳۲ کیلوولت به آن خواهد بود همچنین شش واحد دیگر طبق گذشته توان تولیدی خود را از طریق باسبار ۶۳ کیلوولت به شبکه تزریق می‌کنند. البته در این حالت ارتباطی بین دو باسبار ۱۳۲ و ۶۳ کیلوولت برقرار نخواهد بود. جداول (۴-۱۲) تا (۴-۱۷) به ترتیب نتایج حاصل از خروج خطوط حساس و تأثیر آن بر روی اضافه‌بار سایر خطوط در وضعیت‌های پرباری، میان‌باری و کم‌باری سناریوی آتی شبکه‌ی خراسان را در دو حالت نشان می‌دهد. با بررسی جداول نکات زیر دریافت می‌شود :

- در شرایط پرباری حالت اول دیده می‌شود در تمام مراحل افزایش توان نیروگاه مشهد با خروج هر خط حساس هیچ‌گونه اضافه‌باری روی سایر خطوط به وجود نمی‌آید که به علت تزریق توان مازاد نیروگاه مشهد (نسبت به مجموع بارهای مجاورش) از طریق باسبار ۱۳۲ کیلوولت می‌باشد.

- در شرایط میان‌باری و کم‌باری حالت اول مشاهده می‌شود زمانی که تولید نیروگاه مشهد برابر با ۳۸۰ مگاوات است با خروج برخی از خطوط حساس خطوط دیگر دچار اضافه‌بار شده و حبس توان را در نیروگاه به همراه خواهد داشت. این مسئله ناشی از مازاد تولید نیروگاه مشهد بوده که جهت حفظ پایداری سیستم و محدودیت انتقال توان از باسبار ۱۳۲ کیلوولت باید از خطوط موجود به شبکه تزریق شود و موجب اضافه‌بار آن‌ها شده است.

- در شرایط پرباری حالت دوم همانند حالت اول دیده می‌شود که در تمام مراحل افزایش توان نیروگاه مشهد با خروج هر خط حساس هیچ‌گونه اضافه‌باری روی سایر خطوط به وجود نمی‌آید که به علت تزریق توان مازاد نیروگاه مشهد (نسبت به مجموع بارهای مجاورش) از طریق باسبار ۱۳۲ کیلوولت می‌باشد.

جدول (۴-۱۲) نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی آتی (حالت اول) در وضعیت پرباری شبکه‌ی خراسان

آیا با خروج خطوط حساس زیر سایر خطوط دچار اضافه بار می شوند؟											
DG620	RW607	BS631	LR604	BR608	RS600	GR606	ET615	ER603	حضور تمام خطوط	توان تحویلی به شبکه ایران (مگاوات)	تولیدنیروگاه مشهد (مگاوات)
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۰	۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۲	۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۳	۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۳	۱۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۴	۱۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۴	۲۰۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۴	۲۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۳	۲۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۱	۳۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۰	۳۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۰۹	۳۸۰

جدول (۴-۱۳) نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی آتی (حالت اول) در وضعیت میان‌باری شبکه‌ی خراسان

آیا با خروج خطوط حساس زیر سایر خطوط دچار اضافه بار می شوند؟											
DG620	RW607	BS631	LR604	BR608	RS600	GR606	ET615	ER603	حضور تمام خطوط	توان تحویلی به شبکه ایران (مگاوات)	تولیدنیروگاه مشهد (مگاوات)
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۲۲	۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۴	۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۵	۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۶	۱۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۶	۱۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۵	۲۰۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۴	۲۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۲	۲۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۲۰	۳۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۲۹	۳۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۲۷	۳۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	بله	خیر	بله	خیر	خیر	۵۲۶	۳۸۰

جدول (۴-۱۴) نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی آتی (حالت اول) در وضعیت کم‌باری شبکه‌ی خراسان

آیا با خروج خطوط حساس زیر سایر خطوط دچار اضافه بار می‌شوند؟											
DG620	RW607	BS631	LR604	BR608	RS600	GR606	ET615	ER603	حضور تمام خطوط	توان تحویلی به شبکه ایران (مگاوات)	تولیدنیروگاه مشهد (مگاوات)
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۰	۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۱	۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۱	۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۲	۱۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۲	۱۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۱	۲۰۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۱	۲۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۰	۲۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۸	۳۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۶	۳۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	بله	بله	بله	خیر	خیر	۵۴۴	۳۸۰

جدول (۴-۱۵) نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی آتی (حالت دوم) در وضعیت پرباری شبکه‌ی خراسان

آیا با خروج خطوط حساس زیر سایر خطوط دچار اضافه بار می‌شوند؟											
RW607	DG620	RS600	BS631	BR608	Sv719.1	GR606	ET615	ER603	حضور تمام خطوط	توان تحویلی به شبکه ایران (مگاوات)	تولیدنیروگاه مشهد (مگاوات)
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۰۷	۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۰۹	۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۱	۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۲	۱۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۳	۱۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۲	۲۰۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۲	۲۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۱	۲۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۱	۳۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۰	۳۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۰	۳۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۰	۳۸۰

جدول (۴-۱۶) نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی آتی (حالت دوم) در وضعیت میان‌باری شبکه‌ی خراسان

آیا با خروج خطوط حساس زیر سایر خطوط دچار اضافه بار می شوند؟											
RW607	DG620	RS600	BS631	BR608	Sv719.1	GR606	ET615	ER603	حضور تمام خطوط	توان تحویلی به شبکه ایران (مگاوات)	تولیدنیروگاه مشهد (مگاوات)
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۰	۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۰	۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۱	۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۳	۱۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۴	۱۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۵	۲۰۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۵	۲۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۴	۲۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۲	۳۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۰	۳۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	بله	بله	خیر	خیر	۵۲۸	۳۸۰

جدول (۴-۱۷) نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در سناریوی آتی (حالت دوم) در وضعیت کم‌باری شبکه‌ی خراسان

آیا با خروج خطوط حساس زیر سایر خطوط دچار اضافه بار می شوند؟											
Sv719.1	DG620	BS631	BR608	RS600	RW607	GR606	ET615	ER603	حضور تمام خطوط	توان تحویلی به شبکه ایران (مگاوات)	تولیدنیروگاه مشهد (مگاوات)
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۸	۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۸	۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۸	۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۹	۱۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۰	۱۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۹	۲۰۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۸	۲۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۶	۲۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۵	۳۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	بله	خیر	خیر	بله	خیر	خیر	۵۴۲	۳۶۰
خیر	خیر	خیر	بله	بله	بله	خیر	بله	بله	خیر	۵۴۰	۳۸۰

- در شرایط میان‌باری و کم‌باری حالت دوم مشاهده می‌شود زمانی که تولید نیروگاه مشهد به ترتیب برابر با ۳۸۰ و ۳۶۰ مگاوات است با خروج برخی از خطوط حساس، خطوط دیگر دچار اضافه‌بار شده و حبس توان را در نیروگاه به همراه خواهد داشت. این مسئله ناشی از مزاد تولید نیروگاه مشهد (نسبت به مجموع بارهای مجاورش) است و با توجه به اینکه در این حالت مسیر جدیدی برای تزریق توان مزاد وجود ندارد، ناگزیر باید از همین خطوط موجود برای تغذیه‌ی بارهای دورتر انتقال یابد. با توجه به مطالب ذکر شده در خصوص نحوه‌ی تعیین ماکزیمم نقطه‌ی تولید (بخش (۲-۳-۳))، ماکزیمم نقطه‌ی تولید نیروگاه مشهد در شرایط میان‌باری و کم‌باری حالت دوم سناریوی آتی به ترتیب برابر با ۳۷۰ و ۳۵۰ مگاوات خواهد بود.

- در هر دو سناریو با توجه به اینکه برای هر وضعیت بارگذاری میزان تولید و بار شبکه‌ی خراسان ثابت است، تغییر در توان تزریقی به شبکه‌ی سراسری در هر وضعیت بارگذاری ناشی از تغییر در میزان تلفات سیستم می‌باشد. همچنین تفاوت میان توان تزریقی به شبکه‌ی سراسری در دو وضعیت بارگذاری (مثل پرباری و کم‌باری) ناشی از تغییر در بار شبکه و تغییر تلفات سیستم است.

پس از تعیین نقطه‌ی ماکزیمم تولید سه وضعیت بارگذاری هر سناریو با استفاده از روابط (۲-۱۸) تا (۲-۲۱) انرژی محبوس شده در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت محاسبه می‌شود. لازم به ذکر است احتمال خروج هر یک از خطوط برابر با ۰.۰۴ در نظر گرفته شده است. جدول (۴-۱۸) انرژی محبوس شده در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت برای هر سناریو به ازای توان‌های مختلف تولیدی نیروگاه مشهد نشان می‌دهد. با فرض اینکه هزینه‌ی تولید یک کیلووات ساعت برق برابر با ۵۰۰ ریال باشد می‌توان هزینه‌ی سالیانه‌ی حبس انرژی در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد که به این نیروگاه تحمیل می‌شود، را به دست آورد.

۴-۵-۴ هزینه‌ی محدودیت انتقال توان

در قسمت قبل برای هر سناریو یک تابع هزینه‌ی تغییر تلفات سالیانه وابسته به تولید نیروگاه مشهد محاسبه گردید. همچنین جدول (۴-۱۸) میزان انرژی محبوس شده در طول یکسال در شبکه‌ی ۶۳

کیلوولت را به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد را نشان می‌دهد. با توجه به اینکه هزینه‌ی محدودیت انتقال توان حاصل جمع هزینه‌ی تغییر تلفات و هزینه‌ی انرژی محبوس شده است، هزینه‌ی محدودیت انتقال توان به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد در ادامه محاسبه می‌شود: با در نظر گرفتن ظرفیتی برای تولید نیروگاه مشهد در یک سناریو و با این فرض که در تمام طول یکسال نیروگاه با تمام ظرفیت خود تولید خواهد داشت، با استفاده از تابع هزینه‌ی سالیانه‌ی تغییر تلفات وابسته به تولید نیروگاه مشهد هزینه‌ی تلفات تحمیلی به نیروگاه مشهد محاسبه می‌شود. لازم به ذکر است این هزینه زمانی به نیروگاه تحمیل خواهد شد که توان تولیدی نیروگاه مشهد از توانی که مینیمم تلفات را در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت ایجاد خواهد کرد بیشتر باشد. همچنین با استفاده از جدول (۴-۱۸) انرژی محبوس شده و نهایتاً هزینه‌ی تحمیلی آن محاسبه می‌شود.

جدول (۴-۱۸) انرژی محبوس شده در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت برای هر سناریو به ازای توان‌های مختلف تولیدی نیروگاه

مشهد

تولید نیروگاه مشهد (مگاوات)	۳۰۰	۳۱۰	۳۲۰	۳۳۰	۳۴۰	۳۵۰	۳۶۰	۳۷۰	۳۸۰
پرباری	۴۲۲	۸۴۵	۵۲۸۵	۷۰۴۱	۸۸۰۲	۱۰۵۶۲	۱۱۱۳۰۰	۱۲۷۲۰۰	۱۴۳۱۰۰
میان‌باری	۲۲۷۶	۶۸۲۶	۱۵۷۸۰	۱۱۳۷۷	۷۵۳۹۰	۲۸۹۲۰۰	۳۴۱۹۰۰	۳۹۴۵۰۰	۴۴۷۱۰۰
کم‌باری	۳۱۵۴	۲۶۳۵۴	۴۷۷۷۵	۹۹۸۸۵	۸۵۹۹۵	۱۰۵۱۰۵	۱۲۴۲۱۵	۱۴۳۳۲۵	۱۶۲۴۳۵
مجموع (درسال)	۵۸۵۲	۳۴۰۲۵	۶۸۸۴۰	۱۱۸۳۰۳	۱۷۰۱۸۷	۴۰۴۸۶۷	۵۷۷۴۱۵	۶۶۵۰۲۵	۷۵۲۶۳۵
پرباری	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
میان‌باری	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۳۱۶۲
کم‌باری	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۴۹۴۰
مجموع (درسال)	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۸۱۰۲
پرباری	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
میان‌بای	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۳۱۶۲
کم‌باری	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۱۴۸	۲۲۹۷	۹۷۳۸
مجموع (درسال)	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۱۴۸	۲۲۹۷	۱۲۹۰۰

نهایتاً حاصل جمع این دو هزینه، هزینه‌ی محدودیت انتقال توان سالیانه که روی نیروگاه مشهد تحمیل خواهد شد را نتیجه می‌دهد. جدول (۴-۱۹) هزینه‌ی تحمیلی محدودیت انتقال توان سالیانه بر روی نیروگاه مشهد در هر سناریو به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد را نشان می‌دهد.

جدول (۴-۱۹) هزینه‌ی تحمیلی محدودیت انتقال توان سالیانه بر روی نیروگاه مشهد

هزینه تحمیلی محدودیت انتقال توان سالیانه			
تولید نیروگاه مشهد(مگاوات)	سناریوی فعلی (میلیون ریال)	سناریوی آتی(صورت اول) (میلیون ریال)	سناریوی آتی(صورت دوم) (میلیون ریال)
۸۰	۰	۱۳۳	۰
۱۲۰	۸۰۰	۶۲۳	۹۲۰
۱۶۰	۴۴۶۱	۳۳۸۱	۱۰۳۱
۲۰۰	۱۲۶۲۴	۷۴۰۶	۴۶۱۶
۲۴۰	۱۵۶۲۱	۹۹۳۲	۹۴۹۶
۲۸۰	۱۸۹۱۴	۱۲۳۲۴	۱۰۶۱۲
۳۰۰	۲۷۰۹۴.۵	۱۵۷۴۶	۱۲۳۷۵
۳۲۰	۶۳۴۸۷.۵	۱۹۶۲۶	۱۵۲۹۰
۳۴۰	۱۱۹۵۸۹.۵	۲۳۲۷۴	۱۸۳۱۴
۳۶۰	۳۳۱۹۹۸	۲۶۹۵۱	۲۱۷۳۲
۳۸۰	۴۲۵۶۹۱.۵	۳۲۸۶۳	۳۲۱۹۴

فصل پنجم

نتایج و پیشنهادات

نیروگاه مشهد به عنوان اولین واحد نیروگاهی استان خراسان، در زمینی به وسعت ۳۵ هکتار، در شرق مشهد، در ابتدای بلوار سرخس واقع شده است که در حال حاضر با توسعه‌ی شهر مشهد در محدوده‌ی شهری قرار گرفته است. عدم تناسب میان افزایش بار و توسعه‌ی خطوط در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت خراسان (که نیروگاه مشهد در آن واقع شده است) به علت تراکم زیاد و عدم وجود فضای مناسب برای احداث خطوط جدید، موجب شده است نیروگاه مشهد بسیار کمتر از ماکزیمم ظرفیت تولید خود، تولید داشته باشد و هزینه‌ای ناشی از محدودیت انتقال توان روی هزینه‌ی تمام شده‌ی تولید نیروگاه تحمیل می‌کند. با توجه به تأثیر دو پارامتر تلفات و حبس توان در میزان محدودیت انتقال توان، دو الگوریتم برای محاسبه‌ی میزان تلفات و انرژی محبوس شده به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد ارائه شد. سپس با تعریف دو سناریوی فعلی و آتی برای نیروگاه مشهد در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت و شبیه‌سازی آن‌ها در نرم‌افزار Digsilent، الگوریتم‌های پیشنهادی پیاده‌سازی گردید.

۵-۱ نتایج

از مقایسه و بررسی نتایج شبیه‌سازی سناریوهای ذکر شده نتایج زیر دریافت می‌شود:

- به منظور تعیین خطوط حساس، به طور کلی، باید میزان بارگذاری تمامی خطوط به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد بررسی شود ولی نتایج نشان می‌دهد که می‌توان خطوط متصل به باس‌بار اصلی نیروگاه و برخی خطوط متصل به باس‌هایی که مستقیماً به باس‌بار اصلی نیروگاه متصل هستند را به عنوان خطوط حساس در نظر گرفت.

- حضور نیروگاه مشهد برای کاهش تلفات حائز اهمیت خواهد بود و در صورت عدم تولید یا ظرفیت پایین تولید نیروگاه مشهد تلفات افزایش خواهد یافت. نتایج نشان می‌دهد در صورتی که نیروگاه مشهد از ۱۳۰ مگاوات به پایین تولید داشته باشد تلفات سیستم روبه افزایش خواهد گذاشت. همچنین با دقت در سناریوی فعلی مشاهده می‌شود ظرفیت پایین تولید نیروگاه حتی موجب حبس توان در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت نیز خواهد شد به طوری که در وضعیت پرباری سناریوی فعلی در صورتی که تولید نیروگاه از ۱۲۰ مگاوات کمتر باشد خروج برخی خطوط حساس موجب اضافه‌بار سایر خطوط خواهد شد و این مسئله ناشی از تزریق توان سایر نیروگاه‌ها به جز نیروگاه مشهد به بارهای شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت از طریق خطوط ارتباطی اصلی از آن‌ها به این بارهاست.

- جدول (۵-۱) میزان تولید نیروگاه مشهد، زمانی که تلفات سالیانه مینیمم مقدار را خواهد داشت و همچنین مقدار این تلفات را برای هر دو سناریو نشان می‌دهد. با توجه به جدول (۵-۱) دیده می‌شود که هزینه‌ی محدودیت انتقال توان ناشی از تلفات برای هر دو سناریوی فعلی و آتی (حالت اول و دوم) به ترتیب زمانی که تولید نیروگاه مشهد بیش از ۱۰۰ و ۱۲۰ و ۱۲۰ مگاوات شود، به نیروگاه تحمیل خواهد شد و باید بر روی هزینه‌ی تولید منظور گردد. به این ترتیب و با توجه به میزان تغییر تلفات با افزایش تولید نیروگاه مشهد، صورت دوم اجرای سناریوی آتی از لحاظ دارا بودن کمترین میزان هزینه‌ی تحمیلی ناشی از تغییر تلفات مناسب به نظر می‌رسد.

جدول (۵-۱) میزان تولید نیروگاه مشهد برای ایجاد تلفات سالیانه مینیمم و مقدار مینیمم تلفات برای هر دو سناریو

سناریوی آتی (صورت اول)	سناریوی آتی (صورت دوم)	سناریوی فعلی	
۱۰۰	۱۲۰	۱۲۰	تولید نیروگاه مشهد در مینیمم تلفات (مگاوات)
۶.۰۳	۶.۰۱	۶.۴۳۸۶	مینیمم تلفات در شبکه ۶۳ کیلوولت (مگاوات)

جدول (۵-۲) ماکزیمم توان تولیدی نیروگاه مشهد را زمانی که توانی در سیستم به علت خروج خطوط محبوس نشود را نشان می‌دهد. با بررسی جدول (۵-۲) دیده می‌شود که عملکرد سناریوی آتی (در هر دو صورت اجرا) در مقایسه با سناریوی فعلی در خصوص حبس توان بسیار مناسب‌تر خواهد بود و علت این موضوع همان ایجاد مسیر جدیدی برای تزریق توان تولیدی مازاد نیروگاه مشهد می‌باشد. یعنی باس‌بار ۱۳۲ کیلوولت و اتصال آن به خط ۱۳۲ کیلوولت منتهی به باس‌بار نیروگاه شریعتی موجب خواهد شد توان مازاد نیروگاه مشهد به جای عبور از خطوط ۶۳ کیلوولت و ایجاد اضافه‌بار برای آن‌ها، از این مسیر عبور کند. لازم به ذکر است که مازاد تولید غالباً در زمان‌های میان‌باری و کم‌باری شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت اتفاق می‌افتد.

جدول (۵-۲) ماکزیمم توان تولیدی نیروگاه مشهد بدون ایجاد حبس توان برای هر دو سناریو

سناریوی آتی (صورت اول)			سناریوی آتی (صورت دوم)			سناریوی فعلی			ماکزیمم ظرفیت تولید نیروگاه مشهد (مگاوات)
کم‌باری	میان‌باری	پرباری	کم‌باری	میان‌باری	پرباری	کم‌باری	میان‌باری	پرباری	
۳۴۰	۳۶۰	-	۳۶۰	۳۶۰	-	۲۹۵	۲۹۵	۲۹۰	

خروج‌های برخی از واحدهای نیروگاه مشهد و میزان تولید آن در سال ۹۰ و هفت ماه اول سال ۹۱ (به طور مثال در زمان پیک بار مهر ماه سال ۹۱ حدود ۱۴۰ مگاوات بوده است) نشان می‌دهد عامل اصلی

محدودیت انتقال توان در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت، افزایش تلفات ناشی از افزایش تولید نیروگاه مشهد است. علت دیگری که منجر به حصول این نتیجه می‌شود این است که تفاوت میان توانی که مینیمم تلفات را ایجاد می‌کند و ماکزیمم توان تولیدی نیروگاه که موجب حبس توان در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت نمی‌شود بسیار زیاد است و این مسئله در هر دو سناریوی فعلی و آتی به طور واضح پیداست. همچنین برای همهی سناریوهای تعریف شده، مینیمم تلفات شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت زمانی رخ می‌دهد که تولید نیروگاه مشهد حدود ۱۲۰ مگاوات است و این میزان تولید نزدیک به تولید فعلی نیروگاه مشهد است.

- در پیوست الف برخی خطوط ضعیف سیستم مشخص شده‌اند، این خطوط همان‌هایی هستند که در صورت خروج خطوط حساس بیشتر دچار اضافه بار شده‌اند و می‌توان با تقویت این خطوط از اضافه‌بار به وجود آمده جلوگیری کرد و مانع حبس توان به علت خروج خطوط شد.

- جدول هزینه‌ی سالیانه محدودیت انتقال توان (جدول (۴-۱۹)) نشان می‌دهد سناریوی آتی در مقایسه با سناریوی فعلی هزینه‌ی کمتری را از لحاظ محدودیت انتقال توان به نیروگاه تحمیل خواهد کرد که علل آن ذکر شد. این نتیجه برای هر دو صورت اجرای سناریوی آتی مصداق دارد.

- علاوه بر صورت‌های اجرایی ذکر شده برای سناریوی آتی، سناریوی دیگری (که جزئیات آن در پیوست ب آمده است) شبیه‌سازی گردید که تنها تفاوت آن تغذیه‌ی مستقیم برخی بارهای شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت از باس‌بار ۱۳۲ کیلوولت واقع در محل نیروگاه مشهد است و نتایج آن در پیوست ب آمده است. نتایج نشان می‌دهد که این سناریو هم از لحاظ میزان تلفات و حبس توان عملکرد مناسبی نخواهد داشت و بیانگر این مطلب خواهد بود که تغذیه‌ی بارهای شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت از طریق باس‌بار ۱۳۲ کیلوولت موجب افزایش مازاد تولید نیروگاه مشهد نسبت به بارهای مجاور خود شده و افزایش تلفات و حبس توان شبکه را به همراه خواهد داشت.

- با بررسی دو صورت اجرای سناریوی آتی دریافت می‌شود که هر دو صورت تقریباً عملکرد مشابهی از نظر میزان تلفات خواهند داشت، ولی در خصوص جلوگیری از حبس توان حالت اول سناریوی آتی نسبت

به حالت دوم عملکرد مناسب‌تری دارد. البته شرط اصلی عملکرد مناسب‌تر حالت اول انتخاب ظرفیت مناسب برای ترانسفورماتور ۶۳ به ۱۳۲ کیلوولت است. نتایج نشان می‌دهد برای جلوگیری از حبس توان باید ظرفیت ترانسفورماتور مورد استفاده برای اتصال باس‌بارهای ۶۳ و ۱۳۲ کیلوولت حدود ۱۳۰ مگاوات آمپر در نظر گرفته شود، در غیر این صورت با خروج هر یک از خطوط حساس ترانس دچار اضافه‌بار خواهد شد.

۵-۲ پیشنهادات

با بررسی نتایج به دست‌آمده موارد زیر در خصوص افزایش راندمان تولید و کاهش هزینه‌ی تحمیلی ناشی از محدودیت انتقال توان روی هزینه‌های تولید نیروگاه مشهد پیشنهاد می‌شود:

- طبق نتایج به‌دست آمده میزان تلفات سالیانه حدوداً زمانی که تولید نیروگاه مشهد برابر با ۱۲۰ مگاوات باشد، مینیمم مقدار را خواهد داشت. با توجه به اینکه بار شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت خراسان، به طور سالیانه، روبه‌افزایش است بهتر است تا حدود ۴۰ تا ۶۰ مگاوات (مقدار دقیق این ظرفیت با توجه به پیش‌بینی بار دقیق در سال‌های آتی برای شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت قابل محاسبه است) بیش از ۱۲۰ مگاوات از ظرفیت تولید نیروگاه مشهد به طور کامل برای تأمین بار شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت حفظ شده و واحدهای با راندمان بالاتر به این منظور اختصاص یابد و برای تمام طول سال مهیا باشند. میزان رزرو نیروگاه هم در انتخاب ظرفیت تولید نیروگاه مشهد نیز باید لحاظ گردد. البته این ظرفیت زمانی پذیرفته است که از نظر بهره‌بردار شبکه حداقل تلفات سیستم میزان تولید نیروگاه مشهد را تعیین نماید. سناریوی مناسب برای این ظرفیت تولید، تزریق حدود ۸۰ الی ۱۰۰ مگاوات از باسبار ۶۳ کیلوولت و تزریق حدود ۶۰ الی ۸۰ مگاوات از طریق باس‌بار ۱۳۲ کیلوولت (طبق سناریوی آتی حالت دوم) می‌باشد. همچنین ظرفیت

باقی مانده به طور کامل مازاد بر نیاز بار سال‌های آتی شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت خواهد بود که می‌توان در خصوص آن تصمیمات متفاوتی را اتخاذ نمود.

- اگر افزایش هزینه‌های تحمیلی ناشی از تغییر تلفات روی هزینه‌ی تمام شده‌ی تولید برق نیروگاه توجیه اقتصادی داشته باشد می‌توان سناریوی مناسب برای نیروگاه مشهد را اینگونه در نظر گرفت که حدود ۳۴۰ مگاوات از ظرفیت موجود نیروگاه مشهد حفظ شده و طبق سناریوی آتی (حالت دوم) به شبکه تزریق گردد.

- همان‌طور که در فصل دوم ذکر شد با توجه به اینکه احتمال خروج سایر تجهیزات نظیر باسبارها و ترانسفورماتورها کمتر از احتمال خروج خطوط است از خروج این تجهیزات صرف‌نظر شد ولی برای محاسبه‌ی دقیق‌تر هزینه‌ی حبس توان در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت، می‌توان با تشخیص باسبارها و ترانسفورماتورهای حساس به تولید نیروگاه مشهد (از نظر بارگذاری) عملکرد شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت را با خروج این تجهیزات برای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد بررسی کرد.

پیوست

پیوست الف : تعریف و بررسی صورت اجرایی سوم برای سناریوی آتی

علاوه بر صورت‌های اجرایی ذکر شده برای سناریوی آتی در بخش قبلی، حالت سومی نیز برای اجرای سناریوی آتی قابل تصور است، به این ترتیب که هر یک از صورت‌های اول یا دوم سناریوی آتی را مدنظر گرفته با این تفاوت که چند بار موجود در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت مستقیماً از باس بار ۱۳۲ کیلوولت ایجاد شده در محل نیروگاه تغذیه شود و خطوط ۶۳ کیلوولت از این باس‌های بار جدا شود. جدول (پ-۱) میزان تلفات به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد در این سناریو را نشان می‌دهد.

جدول (پ-۱) میزان تلفات به ازای ظرفیت‌های مختلف تولید نیروگاه مشهد در سناریوی جدید

کم باری		میان باری		پر باری		
تولید نیروگاه مشهد (MW)	تلفات ۶۳ (MW)	تلفات کل (MW)	تولید نیروگاه مشهد (MW)	تلفات ۶۳ (MW)	تلفات کل (MW)	تولید نیروگاه مشهد (MW)
۵.۷۶	۴۷.۱۱	۸.۶۱	۶۲.۵۸	۱۱.۵۶	۸۶.۶۲	۰
۵.۷۲	۴۶.۷۸	۸.۵۱	۶۱.۹۳	۱۰.۰۵	۸۳.۸۶	۴۰
۵.۶۸	۴۷.۰۴	۸.۴۵	۶۱.۸۷	۹.۱۷	۸۲.۱۸	۸۰
۴.۷	۴۵.۸۶	۷.۰۳	۵۹.۹۶	۹	۸۱.۱۲	۱۲۰
۴.۲	۴۵.۲۹	۶.۱۳	۵۸.۶۷	۹.۲۱	۸۰.۶۶	۱۶۰
۴.۴۱	۴۵.۹۹	۵.۹۴	۵۸.۶۱	۸.۹۳	۷۸.۶۳	۲۰۰
۴.۹۴	۴۶.۷	۵.۹۶	۵۸.۴	۹.۲۷	۷۸.۵۳	۲۴۰
۶.۲۲	۴۸.۷	۶.۷۶	۵۹.۶۱	۹.۱	۷۸.۸۴	۲۸۰
۷.۷	۵۰.۶۴	۷.۹۶	۶۱.۰۲	۹.۲۷	۷۸.۶۵	۳۲۰
۹.۷۹	۵۳.۴۳	۹.۶۶	۶۳.۱۹	۱۰.۱۹	۷۹.۷۳	۳۶۰
۱۱.۱۷	۵۵	۱۰.۷۳	۶۴.۵۴	۱۰.۸۳	۸۰.۷۶	۳۸۰

همچنین جداول (پ-۲) تا (پ-۴) به ترتیب نتایج حاصل از خروج خطوط حساس و تأثیر آن بر روی اضافه بار سایر خطوط در وضعیت‌های پرباری، میان‌باری و کم‌باری سناریوی جدید را نشان می‌دهد.

جدول (پ-۲) نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در وضعیت پرباری سناریوی جدید

آیا با خروج خطوط حساس زیر سایر خطوط دچار اضافه بار می‌شوند؟									
DG620	RS600	LR604	Sv719.1	GR606	ET615	ER603	حضور تمام خطوط	توان تحویلی به شبکه ایران (مگاوات)	تولیدنیروگاه مشهد (مگاوات)
خیر	خیر	خیر	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۰	۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۱	۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۲	۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۴	۱۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۴	۱۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۴.۵	۲۰۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۴.۵	۲۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۴	۲۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۳	۳۲۰
خیر	خیر	خیر	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۱۳	۳۶۰
-	-	-	-	-	-	-	بله	۵۱۲	۳۸۰

جدول (پ-۳) نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در وضعیت میان‌باری سناریوی جدید

آیا با خروج خطوط حساس زیر سایر خطوط دچار اضافه بار می‌شوند؟									
DG620	RS600	LR604	Sv719.1	GR606	ET615	ER603	حضور تمام خطوط	توان تحویلی به شبکه ایران (مگاوات)	تولیدنیروگاه مشهد (مگاوات)
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۲	۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۵	۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۵	۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۵	۱۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۴	۱۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۳	۲۰۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۳	۲۴۰
خیر	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۲	۲۸۰
خیر	بله	خیر	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۳۱	۳۲۰
-	-	-	-	-	-	-	بله	۵۲۸	۳۵۰

جدول (پ-۴) نتایج حاصل از خروج خطوط حساس در وضعیت کم‌باری سناریوی جدید

آیا با خروج خطوط حساس زیر سایر خطوط دچار اضافه بار می‌شوند؟									
DG620	RS600	LR604	Sv719.1	GR606	ET615	ER603	حضور تمام خطوط	توان تحویلی به شبکه ایران (مگاوات)	تولید نیروگاه مشهد (مگاوات)
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۰	۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۰	۴۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۰	۸۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۵۰	۱۲۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۹	۱۶۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۸	۲۰۰
خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۶	۲۴۰
خیر	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۵	۲۸۰
خیر	بله	خیر	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۳	۳۲۰
خیر	بله	خیر	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	۵۴۱	۳۴۰
-	-	-	-	-	-	-	بله		۳۷۰

نتایج نشان می‌دهد میزان تغییر تلفات سیستم و ظرفیت تولید نیروگاه مشهد برای داشتن حداقل تلفات در شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت، به مقادیر به دست آمده در دو حالت قبلی سناریوی آتی نزدیک است ولی در خصوص نقطه‌ی ماکزیمم تولید نیروگاه مشهد بدون ایجاد حبس توان حدود ۱۰۰ مگاوات پایین‌تر از دو حالت قبلی است که نشانگر افزایش هزینه‌ی تحمیلی ناشی از حبس توان در این حالت، نسبت به دو حالت قبلی است. به این ترتیب، در سناریوی آتی برای کاهش هزینه‌ی تحمیلی ناشی از محدودیت انتقال توان نباید هیچیک از بارهای شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت مستقیماً از باس بار ۱۳۲ کیلوولت نیروگاه مشهد تغذیه شوند.

پیوست ب : تعیین خطوط نیازمند تقویت

همان طور که در فصل اول بیان شد، یکی از مهمترین نتایج آنالیز وضعیت اضطرار تشخیص محل های آسیب پذیر در سیستم قدرت است که برای افزایش امنیت بهره برداری از سیستم قدرت باید اقدامات اصلاحی مورد نیاز را در نظر گرفت. الگوریتمی که در ادامه ارائه خواهد شد با استفاده از آنالیز وضعیت اضطرار خطوط ضعیف را شناسایی خواهد کرد. الگوریتم از بخش های زیر تشکیل شده است:

(۱) تعیین نقطه ی ماکزیمم بارگذاری سیستم

(۲) تعیین خطوط حساس به تولید واحد مورد نظر (از نظر بارگذاری)

(۳) خارج کردن یک به یک خطوط حساس و بررسی سایر خطوط از نظر بارگذاری با افزایش توان واحد مورد نظر

(۴) تعیین خطوط ضعیف سیستم

(۱) تعیین نقطه ی ماکزیمم بارگذاری سیستم

شناسایی خطوط ضعیف در یک سیستم قدرت مستلزم بررسی سیستم در زمانی است که بارگذاری سیستم در حداکثر مقدار خود باشد. به طور روشن، علت این موضوع همان حداکثر ظرفیت بارگذاری خطوط در این زمان بوده که امکان اضافه بار خطوط، بالاست. نقطه ی ماکزیمم بارگذاری سیستم را می توان با استفاده از اطلاعات سیستم در طول یکسال و علی الخصوص منحنی LDC سیستم تعیین کرد. مراحل بعدی الگوریتم بر روی سیستم در همین نقطه انجام خواهد شد.

(۲) تعیین خطوط حساس به تولید واحد مورد نظر (از نظر بارگذاری)

همان طور که گفته شد روش مورد استفاده، آنالیز وضعیت اضطرار (که وضعیت بعد از خروج خطوط است) خواهد بود. ولی خارج کردن یک به یک خطوط بسیار زمان بر بوده و امری غیرمنطقی است. به

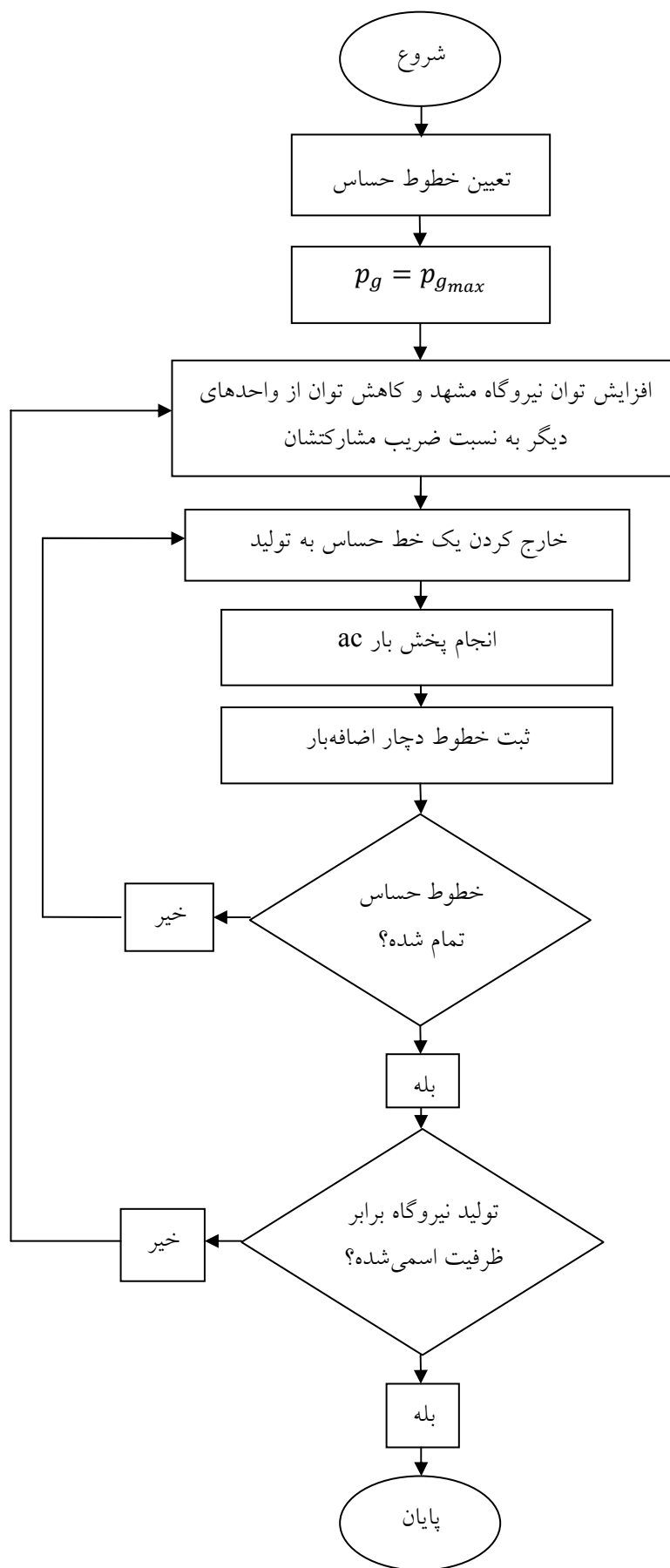
همین دلیل خطوطی را که خروجشان تأثیر بیشتری بر روی سایر خطوط خواهند داشت، باید شناسایی شوند. شناسایی این خطوط طبق بخش (۲-۳-۲) انجام خواهد شد.

۳) خارج کردن یک به یک خطوط حساس و بررسی سایر خطوط از نظر بارگذاری با افزایش توان واحد مورد نظر

بعد از شناسایی خطوط حساس، تولید واحد مورد نظر را افزایش داده و به نسبت ضریب مشارکت در تأمین بار، این مقدار افزایش از تولید سایر واحدها کاسته می‌شود. سپس این خطوط را یک به یک از مدار خارج کرده و در هر مرحله افزایش، پخش بار ac را انجام می‌دهیم و اضافه بار سایر خطوط (حتی خطوط حساس) را بررسی می‌کنیم و این فرآیند را تا زمانی که واحد تولیدی به ظرفیت نامی خود برسد، ادامه می‌دهیم. اگر حالتی پیش آید که قبل از رسیدن تولید واحد مورد نظر به ظرفیت نامی خود و بدون خروج هیچ خطی، خط یا خطوطی دچار اضافه بار شوند، همان جا افزایش توان واحد مورد نظر را متوقف می‌کنیم.

۴) تعیین خطوط ضعیف سیستم

با بررسی خطوط در مرحله‌ی قبلی، در هر مرحله افزایش توان واحد مورد نظر، اگر خط یا خطوطی دچار اضافه بار شده باشند را در نظر می‌گیریم و آن‌ها را به طور جداگانه برای هر مرحله ثبت می‌کنیم. پس از توقف افزایش توان، با رجوع به خطوط ثبت شده، آن‌ها را رتبه‌بندی می‌کنیم به این ترتیب که خط یا خطوطی که بیشترین تعداد اضافه بار را داشته‌اند، ضعیف‌ترین خط در نظر گرفته می‌شوند و به همین صورت سایر خطوط نیز در لیست خطوط ضعیف رتبه‌بندی خواهند شد. شکل (پ-۱) الگوریتم مربوط به تعیین خطوط ضعیف را نشان می‌دهد. با پیاده سازی الگوریتم بر روی مدل شبیه‌سازی شده‌ی سناریوی فعلی خطوط ضعیف از دیدگاه نیروگاه مشهد شناسایی گردید. جدول (پ-۵) نتایج حاصل از خروج خطوط حساس برای تشخیص خطوط ضعیف را نشان می‌دهد.



شکل (پ-۱) الگوریتم مربوط به تعیین خطوط ضعیف

با بررسی نتایج، خطوط مشخص شده از لحاظ شدت ضعف رتبه‌بندی شده‌اند. جدول (پ-۶) رتبه‌بندی

خطوط ضعیف را از حداکثر به حداقل (از راست به چپ) نشان می‌دهد.

جدول (پ-۵) نتایج حاصل از خروج خطوط حساس برای تشخیص خطوط ضعیف

چه خطوطی با خروج خطوط حساس زیر دچار اضافه بار شده‌اند؟									تولید نیروگاه مشهد (مگاوات)
JT616	BS631	LR604	BR608	RS600	RS602	GR606	ET615	ER603	
LR604	-	JT616	-	-	-	ET615	ER603	ET615 GR606	۳۰۰
LR604 ET615	GR606	ET615G R606 JT616	GR606	GR606	-	ET615 LR604	ER603 GR606	ET615 GR606	۳۲۰
LR604 ET615	GR606	ET615G R606 JT616	GR606	GR606	-	ET615 LR604	ER603 GR606	ET615 GR606 LR604	۳۴۰
بدون خروج هیچ خطی خط GR606 دچار اضافه بار می‌شود									۳۶۰

جدول (پ-۶) رتبه‌بندی خطوط ضعیف از حداکثر به حداقل (از راست به چپ)

JT616	ER603	LR604	ET615	GR606	نام خط

مراجع

[۱] روی بیلینتون، رونالد ان آلن، "ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت"، ترجمه: دکتر محمودرضا

حق‌فام

[۲] مصطفی احمدی درمنی، "قابلیت اطمینان و شبیه‌سازی با نرم‌افزار دیگسایلنت"، www.power2.ir

[3] J.H.Kim, J.B. Park, J.K. Park, S.K. Joo, "A Market-Based Analysis on the Generation Expansion Planning Strategies", on ISAP, 2005, Page(s):458-463

[4] S.K.Kim, J.H Park, H.C. Lee, G.P. Park, S.S. Lee, W. Kim, Y.T. Yoon, "Comparison between Centralized Planning Model and Market Oriented Planning Model for the Generation Expansion Plan", IEEE Proceedings, 2010

[5] R. Billinton and W. Li, "Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods", New York: Plenum, 1994

[6] R. Gurpa, L. Goel, "System Planning Utilizing Value Based Reliability International Approach", Conference on Power System Technology, POWERCON2004 Singapore, 2004

[۷] محمود فتوحی فیروزآبادی، کریم افشار، "تعیین حساسیت شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم تولید

نسبت به مشخصات سیستم"، هجدهمین کنفرانس بین‌المللی برق، تهران، ایران

[8] A. A. Chowdhury, and D. O. Koval, "Quantitative Transmission-System-Reliability Assessment", IEEE Transaction on Industry Application, vol.46, no.1, January/February 2010, Page(s):1184-1191

[9] F. Khosravi Naziha, A. Azli, E. Babaei, "A New Modeling Method for Reliability Evaluation of Thermal Power Plants", IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Kuala Lumpur, Malaysia, 2010, Page(s):376-383

[10] S. Porkar, M. Fotuhi-Firuzabad, A. Abbaspour-Tehrani fard, B. Porkar, "An Approach to Determine Spinning Reserve Requirements in a Deregulated Electricity Market", Power Systems Conference and Exposition, PSCE2006, Page(s):1341-1344

[11] J. Zhong and F.F. Wu, "Operating Reserve Value at Risk", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006

[12] J. Condren, T.W. Gedra and P. Damrongkulkamjorn, "Optimal Power Flow With Expected Security Costs", IEEE Transaction on Power Systems, vol 21, no.2, November 2006, Page(s):1052-1061

- [13] M. A. H. El-Sayed, "Reliability Modeling for Expansion-Planning of Electric-Power Plants", IEEE Transactions on Reliability, VOL. 40, NO. 3, August 1991
- [14] W. S. Andrade, C. L. T. Borges and D. M. Falcão, "Integrated Reliability Evaluation of Distribution and Sub-Transmission Systems Incorporating Distributed Generation", IEEE Society General Meeting, 2009
- [15] P. WANG, R. BILLINTON, "Reliability benefit analysis of adding WTG to a distribution system", Electric Power Systems Research, Vol. 57, pp.195-204, 2001
- [16] R.N. ALLAN, R. BILLINTON, I. SJARIEJ, L. GOEL, "Reliability Test System for Education Purposes - Basic Distribution System Data and Results", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, n. 2, May 1991
- [17] V. J. Mishra, M.D. Khardenvis, "Contingency Analysis of Power System", IEEE Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science, 2012
- [18] F.D. Galiana, "Bound Estimates Of The Severity Of Line Outage In Power System Contingency Analysis And Ranking", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 9, September 1984
- [19] G. C. Ejebel, G. D. Irisani, S. Mokhtari, O. Obadina, P. Ristanovic, J. Tong, "Methods for Contingency Screening and Ranking for Voltage Stability Analysis of Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 1, February 1996
- [20] G. Papaefthymiou, J. Verboomen, P.H. Schavemaker, L.v. deSluis, "Impact of Stochastic Generation in Power Systems Contingency Analysis", 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, Sweden, June 2006
- [21] N. Amjady, M. Esmaili, "Application of a New Sensitivity Analysis Framework for Voltage Contingency Ranking", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, May 2005
- [22] P. A. Ruiz, P. W. Sauer, "Voltage and Reactive Power Estimation for Contingency Analysis Using Sensitivities", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 2, May 2007
- [23] A. J. Flueck, R. Gonella, and J. R. Dondeti, "A new power sensitivity method of ranking branch outage contingencies for voltage collapse", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, No. 2, pp. 265-270, May 2002

- [24] J. Park, J. Choi, D. Jeon, A.A. El-Keib, J. Mitra, W. Cho and R. Billinton, “Grid Expansion Planning considering Probabilistic Production and Congestion Costs Based on Nodal Effective Load Model”, IEEE Proceedings, 2010
- [25] S.T. Lee, “Probabilistic Reliability Assessment for Transmission Planning and Operation Including Cascading Outages”, IEEE Proceedings, 2009
- [26] A. Wood, B.F. Wollenberg, “Power generation, operation and Control”, 2nd edition, Wiley, 1996
- [27] Yu Erkeng, “*Power Market*”, China Electric Power Publisher, Beijing, 1998.
- [28] Bialek J., “Tracing the flow of electricity”, IEE Proceedings-Generation Transmission & Distribution, Vol. 143, No.4, July 1996.
- [29] J. Bialek, “ Topological generation and load distribution factors for supplementary charge allocation in transmission open access”, IEEE Trans. on PWRs, Vol. biographies 12, No.3, Aug. 1997.
- [30] D. Kirschen, R. Allan and G. Strbac, “Contributions of individual generators to loads and flows”, IEEE Trans. Power Systems, 1997, 12, pp. 52–60
- [31] J.W. Bialek and S. Ziemianek, “Tracing based Transmission pricing of cross-border trades: fundamentals and circular flow”, Presented at IEEE Power Tech Conf., Bologna, Italy, 23–26 June 2003
- [32] T. Guler, G. Gross, M. Liu, “Generalized Line Outage Distribution Factors”, IEEE Transactions. Power Systems, Vol. 22, Issue 2, May 2007, pp. 879-887

Abstract

As the first power plant unit in Khorasan province and with an area of around 35 acers, Mashhad power plant is located at sarakhs boulevard, east of mashhad city. On one hand, the unacceptable productivity as a result of not using the maximum production capacity (due to no proportion between the net load increase and transport lines capacity increase) has brought the closure phase in to consideration. On the other hand, the possible costs resulting from limited production capacity of Mashhad power plant and also several issues such as selling the installation to private sector, interruptions in production trend, the important role of the mentioned plant in decreasing the net losses (as a result of being close to accaomuotation center of Mashad load), has made the relive, improvement and renevation option a potential choice. In the present study, using two algorithms offered for calculating the imposed cost of power capacity constraints resulting from energy losses, two present and future scenarios are simulated through Digsilent program. At the end, the optimum production point is presented for each operation scenario and the best scenario is suggested in order to improve the productivity of the plant under study.

Keywords : Mashhad power plant, Energy not supplied calculation algorithm, Losses calculation algorithm, Present & Future scenarios



Shahrood University of Technology
Faculty of Electrical and Robotic Engineering

Cost Evaluation of Power Transmitted Limitation to Network
for Various Generation Expansions of Mashhad Power plant

Hadi Akbari

Supervisor

Dr.mohsen Assili

February 2013