PSC2009
24th International Power System Conference
09-F-SEA-0104
بیست و چهارمین
کنفرانس بین‌المللی برق

رتبه بندی پیشامدها در محیط تجدید ساختار یافته براساس شاخصهای اقتصادی مبتنی بر سطح رقابت - مطالعه موردی: شبکه ۱۳۲ کیلوولت مشهد

محسن قاینی
دانشجوی دکترای برق قدرت
mo_gh82@stu-mail.um.ac.ir

رضا قاضی
استاد گروه برق
rghazi@um.ac.ir

گروه مهندسی برق
دانشکدهٔ مهندسی، دانشگاه فردوسی مشهد، ایران
با همکاری دفتر مرکزی تحقیقات برق منطقه‌ای خراسان

واژه‌های کلیدی: رتبه بندی پیشامدها- امنیت شبکه- قیمت حاشیه‌ای محلی - شاخص اقتصادی

چکیده

در این مقاله جهت ارزیابی شدت پیشامدها در جهت تعیین پیشامدهای مهم در محیط تجدید ساختار یافته شاخصهای جدید اقتصادی پیشنهاد می شود. این شاخصهای اقتصادی معیارهایی جهت اندازه گیری سطح رقابت در بازار برق هستند که در پیشنهاد ما هر پیشامدی که بروز آن موجب کاهش بیشتر سطح رقابت در بازار باشد پیشامد مهم تر تلقی شده و لذا از درجه اهمیت بالاتری در بازار برق برخوردار خواهد بود. مقایسه نتایج با رتبه‌بندی حاصل از شاخصهای متداول نشان می‌دهد که شاخصهای اقتصادی اطلاعات مفیدی از امنیت شبکه را بهمراه دارند و می توانند موجب افزایش شناخت بهره‌بردار سیستم از آثار اقتصادی پیشامدها گردد. همچنین نتایج رتبه‌بندی می‌تواند سیگنالهای مناسبی جهت برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری پیشگیرانه و همچنین توسعه‌ی شبکه‌ی انتقال فراهم آورد. برای انجام مطالعات از شبکه ۱۳۲ کیلوولت مشهد استفاده شده است.

۱- مقدمه

رتبه بندی پیشامدها یکی از مهمترین مراحل در آنالیزهای امنیت سیستم قدرت می باشد. لزوم انجام اینکار مشخص شدن پیشامدهای با رتبه بالاست تا برای آنالیزهای خروج از تعداد زیادی از پیشامدهایی که اثر بسیار کمی بر سیستم دارند صرف نظر شود[۱]. تجربه نشان می دهد که نتایج رتبه بندی وابستگی شدید به تعریف شاخص عملکردی که برای اندازه-گیری شدت هر پیشامد استفاده می شود دارد. انتخاب پارامتر

در تعریف شاخص عملکردی نیز بستگی به کاربرد نتایج رتبه بندی دارد. به عنوان مثال اگر قرار است نتایج رتبه بندی برای مساله پایداری ولتاژ مورد استفاده قرار گیرد لازم است که اندازه ولتاژ باسها و پارامتر حاشیه پایداری ولتاژ در تعریف شاخص بکار رود[۳-۲]، در مدیریت و برنامه ریزی شبکه انتقال عموما از پارامتر توان خطوط استفاده می شود[۵-٤]. در مساله پایداری گذرا بهتر است از پارامترهای زاویه ولتاژ باسها و زمان رفع بحرانی خطا برای توصیف شاخص استفاده شود[۸-٦] و در مساله پخش بار بهینه(OPF[1]) مقید به امنیت پارامترهای OPF مانند تابع هدف و ضرایب لاگرانژ می تواند انتخاب خوبی باشد[۱۰-۹]. در محیط بازار در کنار شاخصهای فنی، بکارگیری شاخصهای اقتصادی نیز مفید خواهد بود. بهترین سیگنال اقتصادی که قادر به انعکاس کامل عملکرد بازار و همچنین سیستم باشد، قیمت حاشیه ای محلی(LMP[2]) بازار است[۱۱]. با استفاده از LMP خریداران و فروشندگان برق قیمتهای واقعی انرژی را در محلهای خود تجربه می کنند و لذا LMP باسها نحوه انتقال انرژی را در سیستم به خوبی نشان داده و نقش مهمی در مدیریت سیستم انتقال دارند. LMP باسها با استفاده از فرمول بندی OPF بدست می آیند که جزئیات محاسبات در [۱٤-۱۲] آمده است. مطابق بررسیهای انجام شده فقط چند مقاله وجود دارد که از شاخصهای اقتصادی در جهت رتبه بندی پیشامدها استفاده کرده اند. در [۱۱] با هدف بیان اهمیت سیگنال اقتصادی LMP، فقط برای چند پیشامد مشخص شدت تاثیر با در نظر گرفتن یک مقدار برای LMP باسها محاسبه شده است. [۹] با تعریف چند شاخص اقتصادی از جمله تابع هدف OPF و نرم اقلیدسی ضرایب لاگرانژ، پیشامدها را جهت استفاده در مساله OPF مقید به امنیت پیشگیرانه(PSCOPF[3]) رتبه بندی نموده است. در [۱۵] از شاخصهای عملکردی براساس LMP برای مقایسه سناریوهای مختلف در بهره برداری بازار استفاده شده است. از دیگر شاخصهای اقتصادی مورد استفاده جهت اندازی گیری شدت پیشامدها، هزینه خسارت مصرف کننده ها می باشد[۱٦]. چندین شاخص اقتصادی جهت اندازه گیری سطح رقابت در بازار براساس LMP باسها وجود دارد که مهمترین آنها هزینه پرشدگی[4] است که تاکنون در مسایلی مانند مدیریت پرشدگی و توسعه انتقال استفاده شده است[۱۸-۱۷]. اجاره انتقال(TR[5]) و هموار[6] قیمت باسها از دیگر شاخصهای اقتصادی در جهت اندازی گیری سطح رقابت هستند که در بخش بعدی در مورد جزئیات محاسبه این شاخصها توضیح داده می شود.

در این مقاله قصد داریم پیشامدها را براساس معیارهای سطح رقابت در بازار برق رتبه بندی نماییم که از نتایج آن می‌توان بمنظور برنامه‌ریزی تعمیرات و نگهداری پیشگیرانه و ارائهٔ سیگنالهای اقتصادی به بازیگران جهت سرمایه‌گذاری در توسعهٔ شبکهٔ انتقال استفاده نمود.

۲- توصیف LMP

LMP در یک باس طبق تعریف مینیمم هزینه افزایشی تولید جهت تغذیه یک مگاوات بار اضافی در آن باس بدون نقض محدودیتهای انتقال است و لذا به پیشنهاد قیمت تولید کنندگان، قوانین بازار و محدودیتهای انتقال بستگی دارد. جهت محاسبه LMP باسها از OPF استفاده می شود و طبق تعریف LMP در هر باس متغیر دوگان(قیمت سایه) قید تعادل توان در همان باس است. براساس ریاضیات قیمتهای سایه ضرایب لاگرانژ قیدهای تعادل توان باسها هستند. تابع هدف را می توان ماکزیمم کردن رفاه اجتماعی در نظر گرفت ولی چون در این مقاله فقط سمت تولید مورد بحث است، تابع هدف، مینیمم کردن هزینهٔ تولید درنظر گرفته شده است:

$$Min \quad C=\sum_{i=1}^{N_g}\rho_{g_i}(p_{g_i}) \qquad (۱)$$

[1] Optimal Power Flow
[2] Locational Marginal Price
[3] Preventive Security Constrained OPF
[4] Congestion Cost
[5] Transmission Rent
[6] Flatness

قیود مساوی در مساله، مربوط به روابط پخش توانهای اکتیو و راکتیو در باس‌ها می‌باشد که برای باس i بصورت روابط (۲) و (۳) قابل بیان است:

$$P_{gi} - P_{di} - \sum_{j=1}^{n} |V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = 0 \quad (۲)$$

$$Q_{gi} - Q_{di} + \sum_{j=1}^{n} |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = 0 \quad (۳)$$

قیود نامساوی مربوط به حدود توان تولیدی ژنراتورها، حدود اندازهٔ ولتاژ، حدود زاویهٔ ولتاژ و حداکثر توان قابل انتقال خطوط است که بصورت روابط (٤) تا (۸) قابل بیان است:

$$P_{gi}^{\min} \le P_{gi} \le P_{gi}^{\max} \quad (٤)$$

$$Q_{gi}^{\min} \le Q_{gi} \le Q_{gi}^{\max} \quad (٥)$$

$$V_i^{\min} \le V_i \le V_i^{\max} \quad (٦)$$

$$\delta_i^{\min} \le \delta_i \le \delta_i^{\max} \quad (٧)$$

$$|S_{ij}| \le |S_{ij}^{\max}| \quad (٨)$$

تابع لاگرانژ مساله بهینه سازی فوق را می توان بصورت رابطه (۹) نوشت:

$$\begin{aligned} L = {} & \sum_{i \epsilon N_g} \rho_{g_i}(p_{g_i}) \\ & + \sum_{i=1}^{N_b} \lambda_i \left(A - p_{g_i} + p_{d_i}\right) \\ & + \sum_{l=1}^{N_l} \mu_l \left(P_l - P_l^{\max}\right) \\ & + \sum_{j=1}^{N_g} \pi_j \times \left(p_{g_i} - p_{g_i}^{\max}\right) \end{aligned} \quad (۹)$$

که در آن $\boldsymbol{\lambda}$، μ و π به ترتیب ضرایب لاگرانژ مربوط به قیود روابط (۲)، (٤) و (۸) هستند. LMP در باس i برابر $\boldsymbol{\lambda}_i^{opt}$ است که شرایط کان- تاکر تابع لاگرانژ را در نقطه بهینه پوشش می دهد، بنابراین:

(۱۰)

قیمت محلی باسها از مهمترین سیگنالهای قیمت بازار هستند که بیانگر اطلاعات زیادی از بازار و سیستم قدرت هستند. در یک شبکه بدون تلفات اگر محدودیت توان در خط در نظر گرفتن نشود یا مقدار بسیار بزرگ قرار داده شود، LMP در تمام باسها یکسان و برابر با قیمت آخرین واحد تولیدی که در بازار برنده شده می باشد. اما هنگامیکه محدودیت انتقال در نظر گرفته شود و تعدادی از خطوط دچار پرشدگی شوند قیمت باسها با هم متفاوت خواهد بود و امکان انتقال توان اضافی از هر باس تزریق دلخواه به هر باس دریافت توان وجود ندارد. در این شرایط ISO مجبور به استفاده از تعدادی واحدهای با برق گرانتر در بعضی نقاط شبکه و عدم استفاده از تعدادی واحدهای ارزانتر در نقاط دیگر شبکه است، به عبارت دیگر در صورت بروز پرشدگی در شبکه انتقال، توان نمی تواند بطور آزاد شارش داشته باشد. بنابراین LMP در باسها به خوبی می تواند نحوه انتقال انرژی در شبکه را انعکاس دهد و نقش مهمی را در مدیریت سیستم انتقال داشته باشد.

تعدادی شاخص اقتصادی براساس LMP وجود دارد که به کمک آنها می توان سطح رقابت را در بازار برق اندازه گیری نمود. در این مقاله قصد داریم از این شاخصهای اقتصادی در جهت مشخص کردن درجه اهمیت پیشامدها و درنتیجه رتبه بندی آنها از دیدگاه تاثیر گذاری بر سطح رقابت در بازار و سپس تعیین پیشامدهای مهم استفاده نماییم. در ادامه فرمول بندی این شاخصها بطور خلاصه بیان می شود.

۳- شاخصهای اقتصادی مبتنی بر سطح رقابت

۳-۱ اجاره انتقال

در بازارهای با قیمت گذاری گرهی (مانند PJM در ایالات متحده آمریکا) همه بازیگران انرژی برق را براساس LMP محل خود خرید و فروش می کنند. در این بازارها اجاره انتقال به عنوان تفاوت پولی که بارها می پردازند و پولی که به ژنراتورها پرداخت می شود است که با استفاده از رابطه (۱۱) قابل محاسبه است. در این مقاله قصد داریم از این شاخص برای اندازی گیری شدت تاثیر هر پیشامد استفاده کنیم. هر پیشامدی که خروج آن از سیستم اجاره انتقال بیشتری ایجاد

کند برای بازار و سیستم مهمتر بوده و لذا رتبه بالاتری را در اولویت بندی پیشامدها خواهد داشت.

$$PI_1 = TR = \sum_{i=1}^{N_b}(load_i - gen_i) \times LMP_i \qquad (۱۱)$$

۳-۲ هزینه پرشدگی

هزینه پرشدگی از دیگر شاخصهای اقتصادی براساس LMP است. هزینه پرشدگی هر خط انتقال حاصلضرب تفاوت قیمت باسهای طرفین خط در توان خط است که در نتیجه آن هزینه پرشدگی کل سیستم جمع هزینه پرشدگی خطوط است که در رابطه (۱۲) فرمول بندی شده است. هر پیشامدی که خروج آن سبب تفاوت بیشتر در LMPها و در نتیجه افزایش بیشتر هزینه پرشدگی شود درجه اهمیت بیشتری خواهد داشت.

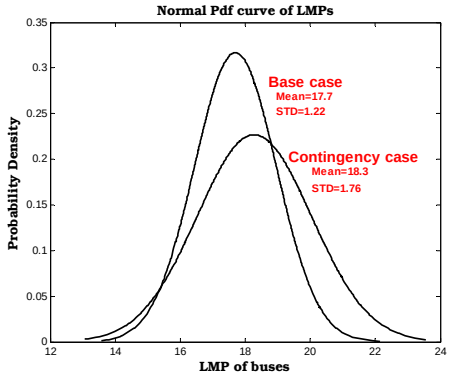
$$PI_2 = CC = \sum_{l=1}^{N_l}(LMP_{l1} - LMP_{l2}) \times P_l \qquad (۱۲)$$

LMP_{l1} و LMP_{l2} به ترتیب قیمت باسهای مبدا و مقصد و P_l توان اکتیو خط l است.

۳-۳ همواری قیمت باسها

یکی دیگر از معیارهای اندازی گیری سطح رقابت بازار براساس LMP بررسی میزان پراکندگی در LMP باسها می باشد. در یک بازار با رقابت کامل همه تولیدکنندگان و مصرف کنندگان برق را با یک قیمت یکسان خرید و فروش می کنند و به عبارت دیگر قیمت در تمام باسها یکسان و پروفایل قیمت کاملا مسطح است و در این بازار هیچ محدودیتی برای مصرف کنندگان در خرید برق از هر تولید کننده دلخواه وجود ندارد. اما در عمل به سبب وجود محدودیت انتقال و همچنین تلفات خطوط امکان یکسان بودن LMP باسها وجود ندارد، ولی می توان گفت هرچه سیگنال LMP در باسها مسطح تر باشد سطح رقابت در بازار بیشتر خواهد بود. در [۱۸] برای اندازی گیری میزان مسطح بودن LMP باسها از میزان انحراف معیار LMPها استفاده کرده است. این مرجع از این شاخص برای ارزیابی طرحهای توسعه انتقال استفاده کرده است بطوریکه اضافه شدن هر طرح توسعه به شبکه که سبب کاهش بیشتر در انحراف معیار LMPها شود طرح بهتری برای بازار خواهد بود. در این مقاله ما پیشنهاد می کنیم از این شاخص برای ارزیابی پیشامدها استفاده شود بطوریکه هر پیشامدی که خروج آن از سیستم سبب افزایش بیشتر در انحراف معیار LMPها شود پیشامد مهمتری بوده و جایگاه بالاتری در رتبه بندی پیشامدها خواهد داشت. شکل۱ نشان می دهد که در نظر گرفتن یک پیشامد در سیستم سبب افزایش پراکندگی در قیمت باسها نسبت به حالت پایه(بدون خروج) می شود. بنابراین می توان میزان افزایش پراکندگی قیمت باسها را مطابق رابطه (۱۳) برای هر پیشامد محاسبه نمود و براساس آن پیشامدها را رتبه بندی نمود.

$$PI_3 = ISDLMP_k = Std(\overline{LMP_k}) - Std(\overline{LMP_0}) \qquad (۱۳)$$

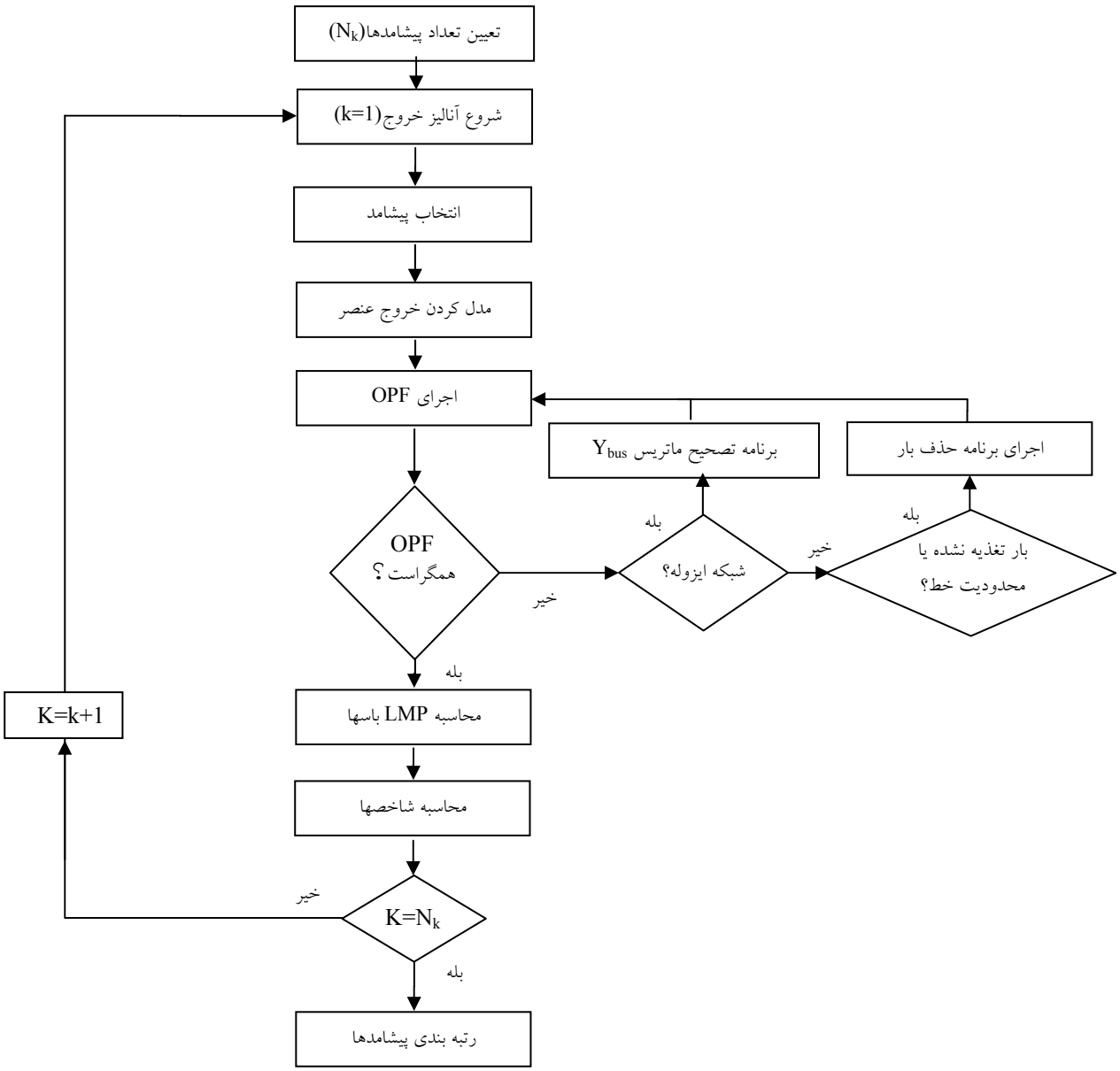


شکل۱- مقایسه تابع توزیع نرمال LMP باسها در حالت بدون خروج و حالت بروز پیشامد

٤- رویه رتبه بندی کردن پیشامدها

پس از توصیف شاخصهای اقتصادی در این بخش رویه رتبه بندی پیشامدها توضیح داده می شود. این رویه در فلوچارت شکل۲ آمده است. در اولین مرحله نیاز به مدل کردن پیشامدها در فرمول بندی OPF داریم که دو روش عمومی برای مدل کردن خروج خط وجود دارد. در روش اول خروج خط با در نظر گرفتن منابع ساختگی در باسهای طرفین خط مدل می شود[۱۹] و در روش دوم وجود و یا عدم وجود خط را می توان با تعریف متغیرهای حالتی جهت اصلاح ماتریس

ادمیتانس لحاظ نمود[۲۰] که در این مقاله بدلیل پیاده سازی ساده تر در مساله OPF از روش دوم استفاده شده است. پس از اعمال پیشامد برنامه OPF اجرا می گردد اما به دلایل مختلف ممکن است برنامه همگرا نشود. ممکن است خروج خط موجب جزیره شدن شبکه شود که در این شرایط پس از تشخیص جزیره ها، برنامه OPF برای هر قسمت بطور جداگانه اجرا می شود. دلایل دیگر همگرا نشدن برنامه می تواند کمبود تولید و یا محدودیت شبکه انتقال در تغذیه بارها باشد که در این حالات می بایست ابتدا برنامه حذف بار اجرا شده و سپس مجددا برنامه OPF اجرا گردد. پس از اینکه برنامه OPF برای هر پیشامد اجرا و همگرا گردید، LMP باسها و شاخصهای اقتصادی پیشنهادی محاسبه می شوند. این فرایند برای تمام پیشامدها انجام و نتایج ذخیره می شوند. اکنون می توان پیشامدها را براساس شدت تاثیرشان بر سیستم با شاخصهای مختلف رتبه بندی نمود.

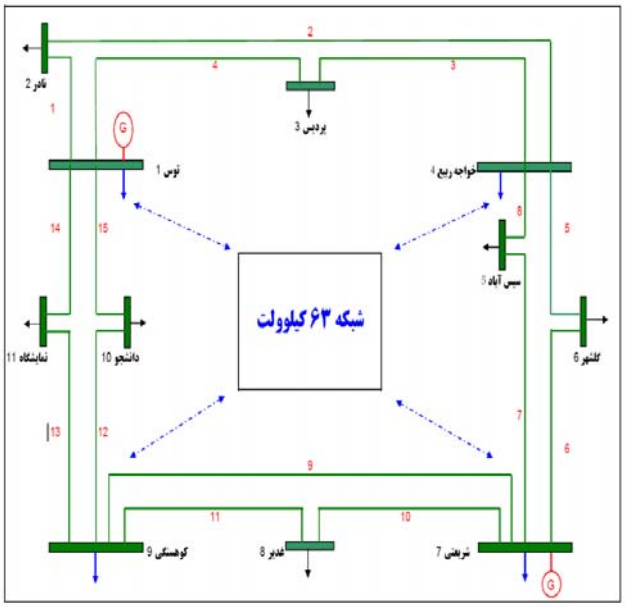


شکل۲- فلوچارت رویه رتبه بندی پیشامدها

۵- نتایج شبیه‌سازی

۵-۱- شبکه مورد مطالعه

برای انجام مطالعات از شبکه ۱۳۲ کیلوولت مشهد استفاده شده است که اطلاعات آن به کمک دفتر دیسپاچینگ شمال شرق کشور گردآوری و ویرایش شده است. شبکه فوق توزیع و انتقال مشهد دارای دو سطح ولتاژ ۶۳ و ۱۳۲ کیلوولت می باشد که شبکه ۱۳۲ در پیرامون شهر پخش شده و شبکه ۶۳ در نواحی داخلی شهر توزیع شده است. همانطورکه در شکل۳ نیز مشاهده می شود شبکه۶۳ کیلوولت مشهد از طریق ٤ پست توس, شریعتی, خواجه ربیع و کوهسنگی با شبکه۱۳۲ کیلوولت مشهد در ارتباط است. شبکه۱۳۲ مشهد دارای ۱۱ باس، ۲ شرکت تولیدی با ۱۰ ژنراتور و ۱۵ خط ارتباطی است که اطلاعات کامل شبکه در [۲۱] قابل دسترسی است.



شکل۳- دیاگرام تک خطی شبکه ۱۳۲ کیلوولت مشهد

۵-۲ نتایج پخش بار بهینه در حالت پایه

برای انجام محاسبات سیستم از الگوریتم OPF در محیط نرم افزار MATLAB استفاده شده است. به کمک این الگوریتم بهینه‌سازی علاوه بر تعیین اقتصادی آرایش تولید با در نظر گرفتن قیود تولید و بهره‌برداری، می‌توان محاسبات مربوط به پخش بار را نیز انجام داد. قیمت باس یکی از مهمترین سیگنالهای بازار است و اطلاعات مفیدی را در مورد وضعیت بازار و شبکه‌ی انتقال می‌دهد. برای محاسبه قیمت باسها از روش لاگرانژ استفاده شده است. در جدول۱ میزان ولتاژ باسها برحسب پریونیت و قیمت باسها برحسب ریال بر مگاوات ساعت مشخص شده است. کمترین قیمت مربوط به باس توس با ۵۲۶۰۰ ریال بر مگاوات ساعت می باشد و بیشترین قیمت در پست خواجه ربیع با ۵۳۲۹۱ ریال بر مگاوات ساعت است.

در جدول۲ مقادیر توانهای خطوط حاصل از خروجی برنامه در حالت پایه ذکر شده است. بیشترین توان مربوط به خط۶ (شریعتی- گلشهر) با مقدار ۹۰/۲۸۵ مگا ولت آمپر است. کل تلفات اکتیو خطوط شبکه ۲/۷۳۵ مگاوات است که بیشترین تلفات در خط شریعتی- گلشهر و کمترین تلفات در خط کوهسنگی- غدیر می باشد.

جدول۱- نتایج OPF مربوط به باسها در حالت پایه

شماره باس	نام باس	ولتاژ (PU)	قیمت باسها (Rials/MWh)
1	توس	1.05	52600
2	نادر	1.0398	53009
3	پردیس	1.0352	53255
4	خواجه ربیع	1.033	53291
5	سیس آباد	1.0395	53049
6	گلشهر	1.0357	53121
7	شریعتي	1.05	52676
8	غدیر	1.0364	53034
9	کوهسنگي	1.0355	53052
10	دانشجو	1.0381	52939
11	نمایشگاه	1.0406	52891

جدول۲- نتایج OPF مربوط به خطوط در حالت پایه

شماره خط	باسهای مرتبط	توان اکتیو (MW)	توان راکتیو (MVar)	توان ظاهری (MVA)	تلفات اکتیو (MW)
1	توس- نادر	62.6367	27.7204	68.4965	0.3017
2	نادر - خواجه ربیع	40.335	16.741	43.6712	0.1336
3	خواجه ربیع- پردیس	9.2566	11.3998	14.6846	0.0091
4	پردیس - توس	57.6704	22.7842	62.0081	0.4139
5	خواجه ربیع- گلشهر	31.9173	7.5358	32.7949	0.0487
6	گلشهر- شریعتي	72.3647	53.9882	90.285	0.4474
7	سیس آباد- شریعتي	60.0949	37.2806	70.7194	0.2771
8	خواجه ربیع- سیس آباد	47.3177	27.8869	54.924	0.1351
9	شریعتي-کوهسنگي	41.2551	28.2123	49.9791	0.2013
10	شریعتي-غدیر	39.5407	26.5212	47.6114	0.1802
11	غدیر-کوهسنگي	15.3606	15.681	21.9509	0.0046
12	کوهسنگي- دانشجو	22.1489	6.0989	22.9733	0.0271
13	کوهسنگي- نمایشگاه	35.0364	16.3966	38.6833	0.068
14	نمایشگاه-توس	75.2968	36.5977	83.7197	0.2603
15	دانشجو-توس	58.3961	32.2394	66.7045	0.2472

۵-۲ نتایج رتبه بندی پیشامدها

در این مقاله برای مدل خروج خط از روش اصلاح ماتریس ادمیتانس استفاده شده است. برنامه OPF با در نظرگرفتن یک خروج در هر مرحله اجرا می شود بعد از اینکه برنامه OPF برای تمام پیشامدها اجرا گردید و پارامترهای قیمت باسها، توان خطوط، بار باسها، تابع هدف و توان تولیدی ژنراتورها محاسبه و ذخیره شدند، می توان شاخصهای عملکردی را برای هر پیشامد محاسبه نمود تا شدت تاثیر آن بر روی شبکه اندازه گیری شود. شاخصهای تعریف شده در این مقاله از نوع اقتصادی است که نتایج این شاخصها با نتایج شاخصهای متداول توان و ولتاژ مقایسه می گردد. جدول۲ نتایج رتبه بندی را برای شاخصهای اقتصادی پیشنهادی که در روابط (۱۳-۱۱) آمده و ۲ شاخص متداول نشان می دهد. PI_4 شاخص توان خطوط و PI_5 شاخص ولتاژ باسها می باشند. مشاهده می‌شود که در هر سه شاخص خط۵ دارای رتبه اول است و در مورد رتبه سایر خطوط با کمی جابجایی تقریبا نتایج برای شاخصها مشابه است. مثلا پست نمایشگاه توس از جهت شاخص ولتاژ در رتبه دوم از جهت شاخص توان رتبه پنجم و از جهت شاخصهای اقتصادی ۱ و۲ در رتبه چهارم است. اگر با مراجعه به شکل۳ چهار پست اصلی مشهد یعنی شریعتی، خواجه‌ربیع، توس و کوهسنگی را به ترتیب در جهات اصلی شرق، شمال، غرب و جنوب در نظر بگیریم، می توان بطور کلی گفت که خطوط واقع در شمال شرق از اهمیت بالاتری برخوردارند و خطوط واقع در جنوب غربی دارای درجه اهمیت کمتری هستند. البته کاربرد اصلی رتبه بندی در شبکه های بزرگ خواهد بود که به کمک آن بتوان پیشامدهای کم اهمیت را مشخص تا از لیست آنالیز خروج حذف نمود. نتایج رتبه بندی براساس شاخصهای اقتصادی پیشنهادی برای شبکه ۱۱۸ باسه IEEE نیز انجام شده است که به علت حجم بالاتر نتایج در این مقاله گزارش نشده است. این نتایج و بکارگیری آنها در مساله قیمت گذاری انتقال نشان می دهد که شاخص اقتصادی اجاره انتقال بهترین شاخص است، ضمن اینکه با تعیین پیشامدهای با درجه اهمیت کمتر و حذف حدود نیمی ازآنها فقط با خطای تقریبی ۳ درصد، حدود ۷۵ درصد زمان شبیه سازی کمتر می شود. از دیگر کاربردهای رتبه بندی می توان به موضوع برنامه ریزی تعمیرات پیشگیرانه اشاره نمود. می توان با مشخص شدن درجه اهمیت اقتصادی خطوط برای بازار میزان و زمان بندی تعمیرات پیشگیرانه خطوط را برنامه ریزی کرد.

جدول۳- نتایج رتبه بندی مربوط به تمامی شاخصها

رتبه	شاخصهای رتبه بندی خطوط				
	PI_1 (Transmission Rent)	PI_2 (Congestion cost)	PI_3 (Flatness of LMP)	PI_4 (line power index)	PI_5 (Voltage index)
1	گلشهر- شریعتی	گلشهر- شریعتی	گلشهر- شریعتی	گلشهر- شریعتی	گلشهر- شریعتی
2	سیس آباد- شریعتی	سیس آباد- شریعتی	سیس آباد- شریعتی	پردیس - توس	نمایشگاه-توس
3	خواجه ربیع- سیس آباد	خواجه ربیع- سیس آباد	خواجه ربیع- سیس آباد	توس- نادر	پردیس - توس
4	نمایشگاه-توس	نمایشگاه-توس	توس- نادر	دانشجو-توس	توس- نادر
5	توس- نادر	پردیس - توس	پردیس - توس	نمایشگاه-توس	دانشجو-توس
6	پردیس - توس	توس- نادر	خواجه ربیع- گلشهر	سیس آباد- شریعتی	سیس آباد- شریعتی
7	شریعتی-کوهسنگی	شریعتی-کوهسنگی	نمایشگاه-توس	شریعتی-کوهسنگی	شریعتی-کوهسنگی
8	شریعتی-غدیر	شریعتی-غدیر	شریعتی-کوهسنگی	شریعتی-غدیر	شریعتی-غدیر
9	خواجه ربیع- گلشهر	خواجه ربیع- گلشهر	شریعتی-غدیر	خواجه ربیع- سیس آباد	خواجه ربیع- سیس آباد
10	دانشجو-توس	دانشجو-توس	نادر- خواجه ربیع	نادر- خواجه ربیع	نادر- خواجه ربیع
11	نادر- خواجه ربیع	نادر- خواجه ربیع	دانشجو-توس	خواجه ربیع- گلشهر	غدیر-کوهسنگی
12	غدیر-کوهسنگی	غدیر-کوهسنگی	غدیر-کوهسنگی	خواجه ربیع- پردیس	خواجه ربیع- گلشهر
13	کوهسنگی- نمایشگاه	خواجه ربیع- پردیس	کوهسنگی- نمایشگاه	غدیر-کوهسنگی	خواجه ربیع- پردیس
14	کوهسنگی- دانشجو	کوهسنگی- دانشجو	خواجه ربیع- پردیس	کوهسنگی- دانشجو	کوهسنگی- دانشجو
15	خواجه ربیع- پردیس	کوهسنگی- نمایشگاه	کوهسنگی- دانشجو	کوهسنگی- نمایشگاه	کوهسنگی- نمایشگاه

٦- نتیجه‌گیری

در این مقاله با تعریف شاخصهای اقتصادی مبتنی بر سطح رقابت خطوط انتقال از دیدگاه اقتصادی رتبه‌بندی شدند. مقایسه نتایج با شاخصهای متداول سنجش امنیت بر مبنای توان خطوط و ولتاژ باسها، نشان می‌دهد که رتبه‌بندی با شاخص اقتصادی شباهت زیادی به رتبه‌بندی با شاخصهای فنی متداول دارد و حتی می‌توان گفت که حالت کاملتری است چرا که در شاخص اقتصادی علاوه بر توان و محدودیت خطوط، تلفات و شرایط بازار، محل تولید کنندگان ارزان قیمت نیز نقش موثری دارد که در شاخص متداول کمتر دیده می‌شود. بنابراین شاخصهای اقتصادی اطلاعات مفیدی از امنیت شبکه را بهمراه دارند و می توانند موجب افزایش شناخت بهره‌بردار سیستم از آثار اقتصادی پیشامدها گردد. از کاربردهای رتبه بندی می توان به موضوع برنامه ریزی تعمیرات پیشگیرانه اشاره نمود. بطوریکه میزان و زمان بندی تعمیرات پیشگیرانه خطوط با توجه به درجه اهمیت اقتصادی خطوط در بازار، تعیین گردند. نتایج رتبه‌بندی همچنین می‌تواند سیگنالهای مناسبی جهت توسعه‌ی شبکه‌ی انتقال فراهم آورد.

۷- مراجع

[1] B. Otomega and T. Van Cutsem, “Fast contingency filtering based on linear voltage drop estimates”, IEEE power Tech conference in Russia, 2005, pp. 1-8.
[2] P. R. Bijwe, D. P. Kothari, S. M. Kelapure, “An Efficient Approach for Contingency Ranking Based on Voltage Stability”, Elsevier Journal on Electrical Power and Energy Systems, Vol. 26, pp. 143-149, 2004.
[3] N. Amjady and M. Esmaili, “Application of a New Sensitivity Analysis Framework for Voltage Contingency Ranking”, IEEE Transaction on power systems, Vol. 20, No. 2, pp. 973-983, May2005.
[4] S. Chauhan, “Fast Real Power Contingency Ranking Using Counter Propagation Network Feature Selection by Neuro-Fuzzy Model”, Elsevier Journal on Electrical Power System Research, Vol. 73, pp. 343-352, 2005.
[5] N. Malik, L. Srivastava, “Knowledge-Based Neural Network for Line Flow Contingency Selection and Ranking”, Asian conference on Intelligent system and network, Harnana engineering college, pp.64-67, Feb2006.
[6] C. Fu and A. Bose, “Contingency ranking based on severity indices in dynamic security analysis”, IEEE Transaction on Power System, Vol. 14, No. 3, pp. 980-986, Aug 1999.
[7] D. Ernst, D. Ruiz-Vega, M. Pavella, P. M. Hirsch, and D. Sobajic, “A unified approach to transient stability contingency filtering, ranking and assessment”, IEEE Transaction on Power System, Vol. 16, No. 3, pp. 435-443, Aug 2001.
[8] S. Jadid and S. Jalilzadeh, “Effective Contingency Ranking Based on Composite Indices”, Proceedings of the 5th WSEAS Int. Conf. on Power Systems and Electromagnetic Compatibility, pp. 95-100, Aug2005.
[9] F. Capitanescu, M. Glavic, D. Ernst and L. Wehenkel,” Contingency Filtering Techniques for Preventive Security-Constrained Optimal Power Flow”, IEEE Transactions on Power System, Vol. 22, No.4 , pp. 1690-1697, Nov2007.
[10] F. Capitanescu and L. Wehenkel,” A New Iterative Approach to the Corrective Security-Constrained Optimal Power Flow Problem”, IEEE Transactions on Power System, Vol. 23, No. 4, pp. 1533-1541, Nov2008.
[11] J .W. Stahlhut, G. T. Heydt and J. B. Cardell, “Power System “Economic Alarms””, IEEE Transactions on Power System, Vol. 23, No.2 , pp. 426-433, May 2008.
[12] G. Hamoud, I. Bradley, “Assessment of Transmission Congestion Cost and Locational Marginal Pricing in a Competitive Electricity Market”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 2, pp. 769–775, May 2004.
[13] A. J. Conejo, E. Castillo, R. Mínguez and F. Milano,” Locational Marginal Price Sensitivities”, IEEE Transactions on Power System, Vol. 20, No. 4, pp. 2026-2033, Nov2005.
[14] T. Orfanogianni and G. Gross,” A General Formulation for LMP Evaluation”, IEEE Transaction on Power System, Vol. 22, No. 3, pp. 1163-1173, Aug 2007.
[15] M. I. Alomoush, “Performance indices to measure and compare system utilization and congestion severity of different dispatch scenarios”, Elsevier Journal on Electric Power Systems Research, Vol. 74, pp. 223-230, 2005.
[16] P. Wang, Y. Ding and Y. Xiao, “Technique to evaluate nodal reliability indices and nodal prices of restructured power systems”, IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 152, No. 3, pp. 390-396, May 2005.
[17] S. Parnandi, “Power Market Analysis Tool for Congestion Management”, Master Thesis, West Virginia University, 2007.
[18] M. O. Buygi, G. Balzer, H. M. Shanechi and M. Shahidehpour, “Market-based Transmission Expansion Planning”, IEEE Transaction On

Power Systems, vol. 19, no. 4, pp. 2060-2067, Nov 2004.

[19] A. Ozdemir, J. Y. Lim, C. Singh, "Post-Outage Reactive Power Flow Calculations by Genetic Algorithms: Constraint Optimization Approach", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 20, No. 3, pp. 1266-1272, August 2005.

[20] E. G. Preston, M. L. Baughman, W. M. Grady, "A New Model for Outaging Transmission Lines in Large Electric Networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, pp. 412-418, May 1999.

[21] محسن قاینی، رضا قاضی، مصطفی رجبی مشهدی و حمید موسوی، " محاسبه حاشیه امنیت خطوط انتقال با دو دیدگاه قطعی و احتمالی در شبکه۱۳۲ کیلوولت مشهد"، بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق ایران(PSC2008)، تهران، آذر ۱۳۸۷.