

جایابی و تنظیم پارامترهای کنترل گر یکپارچه عبور توان (UPFC) جهت مدیریت پرشدگی خطوط انتقال در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار شده

حسن براتی^۱، استادیار، عباس فتاحی‌می‌آبادی^۲، استادیار،
مهدی احسان^۳، استاد، سیدحسین حسینی^۴، استاد

۱- گروه مهندسی برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی- واحد دزفول- دزفول- ایران

۲- گروه مهندسی برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه صنعتی همدان- همدان- ایران

۳- دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی شریف- تهران- ایران

۴- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تبریز- تبریز- ایران

چکیده: رقابت بین تولیدکنندگان و مسائل قراردادی بین تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان انرژی الکتریکی در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار شده، ممکن است سبب افزایش ناخواسته‌ای در تبادل توان خارج از ظرفیت مجاز خطوط انتقال شود. از آنجا که ادوات FACTS، شرایط و امکان کنترل پارامترهای مؤثر بر توان انتقالی در سطح شبکه انتقال را فراهم می‌سازند استفاده از این ادوات برای مدیریت پرشدگی مفید به نظر می‌رسد. در این مقاله، برای مدیریت پرشدگی شبکه انتقال از پخش بار بهینه AC (AC-OPF) در ترکیب با UPFC استفاده شده است. یک روش بر مبنای الگوریتم ژنتیک برای تعیین محل مناسب UPFC و تنظیم پارامترهای آن در یک سیستم قدرت تجدید ساختار یافته با بازار اشتراکی ارائه شده است. برای مدل‌سازی UPFC از روش تزریق توان با در نظر گرفتن تلفات داخلی آن استفاده شده است. نتایج شبیه‌سازی روی یک شبکه ۵ شینه ارائه شده و بررسی نتایج نشان می‌دهد که با حضور UPFC بدون برنامه‌ریزی مجدد واحدهای تولید و یا تغییر توپولوژیک در شبکه، مشکلات و محدودیت‌های ناشی از پرشدگی خطوط انتقال قابل رفع شدن می‌باشد.

واژه‌های کلیدی: تجدید ساختار، مدیریت پرشدگی، بازار اشتراکی، OPF، UPFC، الگوریتم ژنتیک.

Placement and Setting Parameters of Unified Power Flow Controller for Congestion Management of Transmission Lines in Restructured Power Systems

H. Barati, Engineering Department, Islamic Azad University-Dezful Branch, Dezful

A. Fattahi Mayabadi, Electrical Group, Hamadan University of Technology, Hamadan

M. Ehsan, Electrical Department, Sharif University of Technology, Tehran

S. H. Hosseini, Electrical and Computer Department, University of Tabriz, Tabriz

Abstract: Competition between producers and the contracts' issues between the producers and consumers of electrical energy in the restructured power systems might cause on unwanted increase in power interchange beyond transmission lines' capacity. As FACTS devices provide the condition and control possibility of effective parameter in transmission power at the level of transmission network, the use of such devices seems to be useful in congestion management. In this paper, AC optimal power flow in combination with UPFC has been used for congestion management of transmission network. A method based on genetic algorithm (GA) has suggested for determining appropriate setting of parameters and UPFC location. Power injection method has been used for UPFC modeling which includes UPFC losses. The results of simulation on five buses network indicate that the problems and limitations resulted from transmission lines capacity can be tackled in the presence of UPFC without rescheduling among generating units or even without any topological change in the network.

Keywords: Restructured, Congestion management, Pool market, OPF, UPFC, Genetic algorithm.

۱- مقدمه

تجدید ساختار و دسترسی آزاد در سیستم‌های قدرت سبب ایجاد بازار رقابتی در تولید و حق انتخاب منبع خرید انرژی برای مصرف‌کنندگان می‌شود. بنابراین استفاده از حداکثر ظرفیت خطوط انتقال موجود ضروری است. در نتیجه اغلب اتفاق می‌افتد که به‌خاطر رقابت بین تولیدکنندگان انرژی و مسایل قراردادی بین تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان انرژی الکتریکی شاهد افزایش ناخواسته‌ای در تبادل توان خارج از ظرفیت مجاز خطوط انتقال باشیم. اگر این تبادل توان به‌طور صحیح مدیریت نشود برخی از خطوط در مسیرهای خاص دارای اضافه‌بار خواهند شد. این پدیده را پرشدگی^۱ خطوط نامند. پرشدگی در خطوط انتقال نبایستی بیشتر از چندین لحظه کوتاه حضور داشته باشد، چرا که با ادامه پرشدگی خطوط، امنیت و قابلیت اطمینان سیستم از بین رفته و سیستم به سمت فروپاشی میل خواهد کرد [۱]. برای مدیریت و رفع پرشدگی^۲ در خطوط بایستی شبکه قدرت را طوری برنامه‌ریزی و تغییر داد که قابلیت توان درخواستی مصرف‌کنندگان را دارا باشد. اولین ایده‌ای که در این مورد به‌نظر می‌رسد تأسیس خطوط انتقال جدید در کنار خطوط انتقال قبلی است ولی موانع اساسی موجود بر سر راه گسترش شبکه‌های قدرت از قبیل محدودیت‌های زیست محیطی، حق راه^۳ و مسایل اقتصادی باعث شده که این ایده عملی نگردد. دومین فکر استفاده از سیستم‌های انتقال انعطاف‌پذیر AC می‌باشد. با استفاده از این ادوات می‌توان بدون برنامه‌ریزی مجدد تولید و یا تغییر توپولوژیک در شبکه، توان عبوری از خطوط را کنترل کرد به‌طوری که محدودیت‌های حرارتی از حد مجاز خود فراتر نرود، بارگذاری سیستم افزایش یابد، تلفات سیستم کاهش یابد، هزینه تولید کاهش یافته و نیز حد پایداری شبکه افزایش یابد. از مزایای دیگر استفاده از این عناصر، نصب سریع آنها در مقایسه با احداث خطوط انتقال جدید است. بنابراین استفاده از این ادوات برای رفع یا کاهش پرشدگی‌های حاد در کوتاه مدت توجیه‌پذیر است. راهکارهای مختلفی برای استفاده از این عناصر در رفع پرشدگی پیشنهاد شده است که هر کدام در یک روش خاص مدیریت پرشدگی استفاده شده است. به‌طور کلی برای استفاده از عناصر FACTS به هر روش باید دو نکته مورد توجه قرار گیرند: مکان مناسب برای نصب FACTS و چگونگی تنظیم پارامترهای FACTS [۱۲-۲].

پرشدگی خطوط انتقال، بازار برق رقابتی را از دستیابی به اهدافش باز می‌دارد و از دسترسی مصرف‌کنندگان به انرژی ارزان‌تر جلوگیری می‌کند چون هزینه پرشدگی در کنار هزینه تولید به قیمت حاشیه‌ای محلی (LMP)^۴ اضافه می‌شود. LMP یک روش قیمت‌گذاری وابسته به محل است که با در نظر گرفتن هر دو هزینه تولید و شرایط فیزیکی سیستم، یک طرح قیمت‌گذاری منطقی و قابل قبولی ارائه می‌دهد.

ایجاد پرشدگی سبب می‌شود که LMP در محل‌های معین فراتر از LMP اصلی آن نقاط گردد. یکی از روش‌های حل مسئله پرشدگی و کاهش LMP استفاده از سیستم‌های انتقال انعطاف‌پذیر AC است. در [۱۳]، تأثیر عناصر SVC و TCSC روی قیمت‌گذاری انتقال در بازار برق کوتاه مدت تجدید ساختار شده، بررسی شده است که در آن از مدل امپدانس ادوات FACTS استفاده شده است و محل نصب این ادوات با سعی و خطا تعیین شده است. در مقاله [۱۴]، از روش ضرایب لاگرانژ با هدف کمینه‌کردن کل هزینه پیشنهادی^۵ جهت تعیین مشکلات و مسایل پرشدگی استفاده شده و یک طرح بر مبنای LMP برای بهره‌برداری و قیمت‌گذاری عناصر FACTS در مدیریت پرشدگی پیشنهاد شده است. در مدل بازار اشتراکی، بهره‌بردار بازار (یا ISO)^۶ قیمت‌های پیشنهادی تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان را دریافت می‌کند (این قیمت‌ها مربوط به فاصله زمانی معینی هستند) سپس بهره‌بردار بازار برنامه OPF را با در نظر گرفتن محدودیت‌های شبکه اجراء می‌کند [۹].

در این مقاله، برای مدیریت پرشدگی شبکه انتقال از پخش بار بهینه AC در ترکیب با UPFC استفاده شده است [۱۰]. یک روش بر مبنای الگوریتم ژنتیک برای تعیین محل مناسب UPFC و تنظیم پارامترهای آن در یک سیستم قدرت تجدید ساختار یافته با بازار اشتراکی ارائه شده است. برای مدل‌سازی UPFC از روش تزریق توان با در نظر گرفتن تلفات داخلی آن استفاده شده است. برای نشان دادن تأثیر حضور UPFC در مدیریت پرشدگی، سه حالت مورد بررسی و مقایسه قرار گرفته است:

- اجرای OPF بدون حضور UPFC و بدون در نظر گرفتن محدودیت ظرفیت خطوط،
- اجرای OPF بدون حضور UPFC و با در نظر گرفتن محدودیت ظرفیت خطوط،
- اجرای OPF با حضور UPFC و با در نظر گرفتن محدودیت ظرفیت خطوط.

بررسی‌های فوق با فرض‌هایی انجام شده است که عبارتند از:

- هزینه مربوط به خود UPFC و نصب آن در نظر گرفته نشده است.
 - در مدل بازار اشتراکی فقط پیشنهاد فروش وجود دارد و پیشنهاد خرید وجود ندارد و بارها ثابت است.
 - قیمت پیشنهادی در بازار انرژی برای مدیریت پرشدگی نیز استفاده می‌شود.
 - پیشنهادات مقدار - قیمت انرژی توسط ژنراتورها تک‌پله‌ای هستند.
- سازماندهی ادامه مقاله عبارت است: مدل‌سازی UPFC بر اساس مدل دوقطبی و تزریق توان، معادلات پخش بار مدل π تزریقی، پخش

$$\begin{bmatrix} V_{1L} \\ I_{1L} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_L & B_L \\ C_L & D_L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{2L} \\ I_{2L} \end{bmatrix}$$

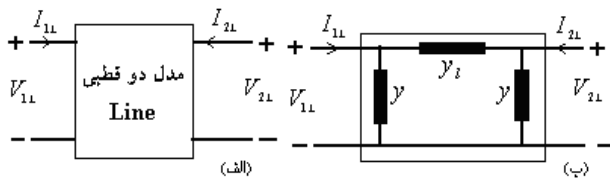
$$A_L = (y_l + y) / y_l$$

$$B_L = -1 / y_l$$

$$C_L = y \cdot (2 + y / y_l)$$

$$D_L = -(y_l + y) / y_l \quad (1)$$

که در آن $y_l = R_l + jX_l$ و $y = jB_c / 2$ می‌باشد.



شکل (۲): مدل دو قطبی خط: (الف) شمای کلی، (ب) مدل π خط [۱۵]

۲-۲- مدل دو قطبی UPFC

به‌طور کلی، UPFC می‌تواند به‌طور همزمان یا انتخابی تمام پارامترهای مؤثر بر پخش توان در خطوط انتقال (یعنی امپدانس، دامنه و زاویه فاز ولتاژ) را کنترل کند. به عبارت دیگر UPFC دارای این قابلیت منحصر به فرد است که می‌تواند تماماً کنترل پخش توان اکتیو و راکتیو را به‌صورت مستقل از هم فراهم آورد.

شکل (۳) مدل دو قطبی UPFC را نشان می‌دهد و معادلات

حاکم بر آن‌ها عبارتند از [۱۵ و ۱۶]:

$$\begin{bmatrix} V_{1F} \\ I_{1F} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_F & B_F \\ C_F & D_F \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{2F} \\ I_{2F} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} \\ S_{21} & S_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{se} \\ V_{sh} \end{bmatrix}$$

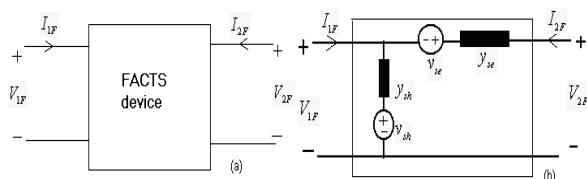
$$\begin{bmatrix} A_F & B_F \\ C_F & D_F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -z_{se} \\ y_{sh} & -(1 + z_{se} \cdot y_{sh}) \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} \\ S_{21} & S_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ -y_{sh} & -y_{sh} \end{bmatrix}$$

$$y_{se} = G_{se} + jB_{se}, \quad z_{se} = 1 / y_{se}$$

$$y_{sh} = G_{sh} + jB_{sh}, \quad z_{sh} = 1 / y_{sh} \quad (2)$$

که در آن $A_F \cdot D_F - B_F \cdot C_F = 1$ و y_{sh}, y_{se} متناظر با امپدانس ترانس‌های سری و موازی UPFC و نیز تلفات داخلی UPFC هستند.

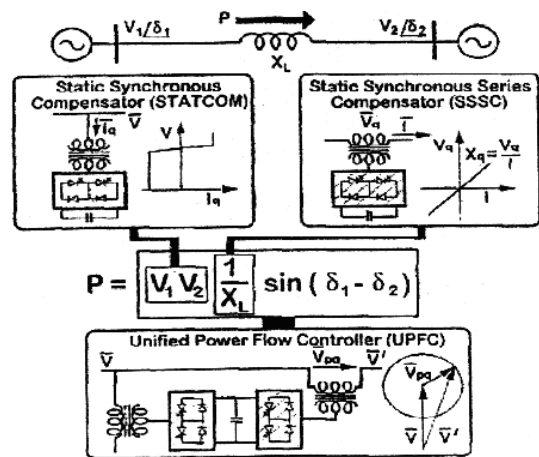


شکل (۳): مدل دو قطبی UPFC

بار بهینه (OPF) در ترکیب با UPFC، جایابی و تنظیم پارامترهای UPFC با استفاده از الگوریتم ژنتیک، مثال عددی و تحلیل نتایج و نتیجه‌گیری.

۲-۲- مدلسازی UPFC براساس مدل دو قطبی و تزریق توان

تجهیزات FACTS را می‌توان برای کنترل توان عبوری، کنترل توان گردشی، تقسیم بار سیستم بین کریدورهای موازی، تنظیم ولتاژ و به‌طور کلی به عنوان یکی از راه‌ها برای برطرف ساختن مشکلات سیستم انتقال استفاده کرد. شکل (۱) پارامترهای مؤثر بر توان عبوری بین دو شین و کنترل‌پذیری این پارامترها توسط ادوات FACTS را نشان می‌دهد.



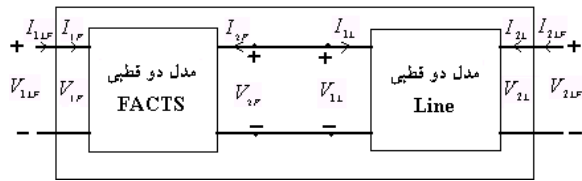
شکل (۱): پارامترهای مؤثر در توان عبوری و ادوات FACTS [۱۰]

یکی از روش‌های مدل‌سازی حالت دائم ادوات FACTS در مطالعات پخش بار، روش تزریق توان است. در این روش، مدل‌سازی هر نوع از ادوات FACTS امکان‌پذیر است و این ادوات به توان‌های اکتیو و راکتیو تزریقی به شین تبدیل می‌شوند. از طرف دیگر این توان‌های تزریقی می‌توانند مطابق با هر نوع از ادوات FACTS به پارامترهای کنترلی آن وسیله تبدیل شوند. در این مقاله، جهت مدل‌سازی UPFC، از تئوری مدل دو قطبی خط، UPFC و ترکیب آن‌ها استفاده شده است، در این مدل‌سازی تلفات داخلی UPFC لحاظ شده و برخلاف مدل‌سازی‌های مرسوم، با نصب UPFC نیازی به اضافه کردن شین مجازی جدید در شبکه نبوده و با نرم‌افزارهای مرسوم پخش بار AC قابل پیاده‌سازی و مطابقت دارد [۱۶-۱۴].

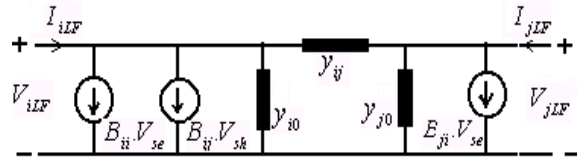
۲-۱- مدل دو قطبی خط

مدل دو قطبی خط براساس مدل π در شکل (۲) و معادلات زیر

نشان داده شده است:



شکل (۴): مدل دو قطبی UPFC/Line



شکل (۵): مدلسازی UPFC نصب شده در خط با استفاده از مدل π معادل و منابع جریان [۱۷]

۳- معادلات پخش بار مدل π تزریقی

با توجه به شکل (۵)، مدل π با تزریق توان ظاهری مربوط به UPFC نصب شده در خط، در شکل (۶) نشان داده شده است [۱۶] که:

$$\begin{aligned} S_{iLF}^{sh} &= V_{iLF} \cdot (B_{ij} \cdot V_{sh})^* = P_{iLF}^{sh} + jQ_{iLF}^{sh} \\ S_{iLF}^{se} &= V_{iLF} \cdot (B_{ii} \cdot V_{se})^* = P_{iLF}^{se} + jQ_{iLF}^{se} \\ S_{jLF}^{se} &= V_{jLF} \cdot (B_{ji} \cdot V_{se})^* = P_{jLF}^{se} + jQ_{jLF}^{se} \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} P_{iLF}^{se} &= |V_{iLF}| \cdot |V_{se}| \cdot \{G_{B_{ii}} \cdot \cos(\delta_{iLF} - \delta_{se}) + B_{B_{ii}} \cdot \sin(\delta_{iLF} - \delta_{se})\} \\ Q_{iLF}^{se} &= |V_{iLF}| \cdot |V_{se}| \cdot \{-B_{B_{ii}} \cdot \cos(\delta_{iLF} - \delta_{se}) + G_{B_{ii}} \cdot \sin(\delta_{iLF} - \delta_{se})\} \\ P_{iLF}^{sh} &= |V_{iLF}| \cdot |V_{sh}| \cdot \{G_{B_{ij}} \cdot \cos(\delta_{iLF} - \delta_{sh}) + B_{B_{ij}} \cdot \sin(\delta_{iLF} - \delta_{sh})\} \\ Q_{iLF}^{sh} &= |V_{iLF}| \cdot |V_{sh}| \cdot \{-B_{B_{ij}} \cdot \cos(\delta_{iLF} - \delta_{sh}) + G_{B_{ij}} \cdot \sin(\delta_{iLF} - \delta_{sh})\} \\ P_{jLF}^{se} &= |V_{jLF}| \cdot |V_{se}| \cdot \{G_{B_{ji}} \cdot \cos(\delta_{jLF} - \delta_{se}) + B_{B_{ji}} \cdot \sin(\delta_{jLF} - \delta_{se})\} \\ Q_{jLF}^{se} &= |V_{jLF}| \cdot |V_{se}| \cdot \{-B_{B_{ji}} \cdot \cos(\delta_{jLF} - \delta_{se}) + G_{B_{ji}} \cdot \sin(\delta_{jLF} - \delta_{se})\} \end{aligned} \quad (7)$$

۳-۲- مدل دو قطبی UPFC/Line

شکل (۴) مدل دو قطبی UPFC نصب شده در خط را نشان می‌دهد و معادلات حاکم بر آن عبارتند از [۱۶]:

$$\begin{bmatrix} V_{1LF} \\ I_{1LF} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} LF_{11} & LF_{12} \\ LF_{21} & LF_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{2LF} \\ I_{2LF} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} \\ S_{21} & S_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{se} \\ V_{sh} \end{bmatrix} \quad (3)$$

که در آن:

$$\begin{aligned} LF_{12} &= A_F \cdot B_L - B_F \cdot D_L \\ LF_{22} &= C_F \cdot B_L - D_F \cdot D_L \\ LF_{21} &= C_F \cdot A_L - D_F \cdot C_L \\ LF_{11} &= A_F \cdot A_L - B_F \cdot C_L \end{aligned}$$

از رابطه (۳) می‌توان جریان‌های I_{1LF} و I_{2LF} را برحسب ولتاژهای V_{2LF} و V_{1LF} به دست آورد.

$$\begin{bmatrix} I_{iLF} \\ I_{jLF} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} LF_{22} / LF_{12} & (LF_{12} - LF_{11} \cdot LF_{22} / LF_{12}) \\ 1 / LF_{12} & -LF_{11} / LF_{12} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{iLF} \\ V_{jLF} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} LF_{22} / LF_{11} - y_{sh} & -y_{sh} \\ 1 / LF_{12} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{se} \\ V_{sh} \end{bmatrix} \quad (4)$$

متناظر با معادلات (۴)، مدل UPFC نصب شده در خط، توسط منابع جریان و ادمیتانس‌های اصلاح‌یافته، در شکل (۵) نشان داده شده است که:

$$\begin{aligned} y_{i0} &= (LF_{22} + 1) / LF_{12} = (y_{se} \cdot y + y_{sh} \cdot y_T) / y_T \\ &= G_{y_{i0}} + jB_{y_{i0}} \\ y_{ij} &= -1 / LF_{12} = y_{se} \cdot y_l / y_T = G_{y_{ij}} + jB_{y_{ij}} \\ y_{j0} &= (-LF_{11} + 1) / LF_{12} = y \cdot (y_{se} + 2y_l + y) / y_T \\ &= G_{y_{j0}} + jB_{y_{j0}} \\ y_T &= y + y_l + y_{se} \\ B_{ii} &= G_{B_{ii}} + jB_{B_{ii}} = y_{se} \cdot (y_l + y) / y_T \\ B_{ij} &= G_{B_{ij}} + jB_{B_{ij}} = -y_{sh} \\ B_{ji} &= G_{B_{ji}} + jB_{B_{ji}} = -y_{se} \cdot y_l / y_T \\ B_{jj} &= G_{B_{jj}} + jB_{B_{jj}} = 0 \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned}
 P_i^G - P_i^D &= P_i^{se} + P_i^{sh} + P_i^0 \\
 Q_i^G - Q_i^D &= Q_i^{se} + Q_i^{sh} + Q_i^0 \\
 P_j^G - P_j^D &= P_j^{se} + P_j^0 \\
 Q_j^G - Q_j^D &= Q_j^{se} + Q_j^0
 \end{aligned} \quad (10)$$

برای سایر باس‌ها:

$$\begin{aligned}
 P_i^G - P_i^D &= P_i^0 \\
 Q_i^G - Q_i^D &= Q_i^0
 \end{aligned} \quad (11)$$

برای توان عبوری از مبدل‌های UPFC:

$$P_{sh} - P_{se} = 0 \quad (12)$$

محدودیت‌های نامساوی:

ولتاژ باس‌ها و توان اکتیو و راکتیو ژنراتورها:

$$\begin{aligned}
 V_i^{\min} &\leq V_i \leq V_i^{\max} \\
 P_{g_i}^{\min} &\leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{\max} \\
 Q_{g_i}^{\min} &\leq Q_{g_i} \leq Q_{g_i}^{\max}
 \end{aligned} \quad (13)$$

حدود عبور توان ظاهری از انتهای خط^۱ و به انتهای خط^۲:

$$\begin{aligned}
 |S_{ij}^f| &\leq S_{ij}^{\max} \\
 |S_{ij}^t| &\leq S_{ij}^{\max}
 \end{aligned} \quad (14)$$

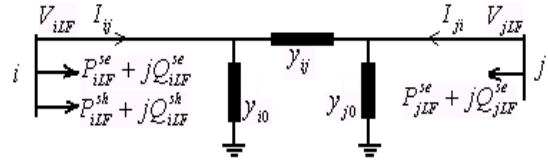
حدود پارامترهای UPFC:

$$\begin{aligned}
 V_{se}^{\min} &\leq V_{se} \leq V_{se}^{\max} \\
 \delta_{se}^{\min} &\leq \delta_{se} \leq \delta_{se}^{\max} \\
 V_{sh}^{\min} &\leq V_{sh} \leq V_{sh}^{\max} \\
 \delta_{sh}^{\min} &\leq \delta_{sh} \leq \delta_{sh}^{\max}
 \end{aligned} \quad (15)$$

تابع لاگرانژ این مسئله بهینه‌سازی به صورت زیر است:

$$\begin{aligned}
 L = &\sum_{i=1}^{N_G} (C_{g_i}^G \cdot P_i^G) + \\
 &\sum_{i=1}^{N_B} \lambda_{P_i} (P_i - P_i^G + P_i^D) + \sum_{i=1}^{N_B} \lambda_{Q_i} (Q_i - Q_i^G + Q_i^D) + \\
 &\sum_{ij=1}^{N_l} \mu_{ij}^f (S_{ij}^f - S_{ij}^{\max}) + \sum_{ij=1}^{N_l} \mu_{ij}^t (S_{ij}^t - S_{ij}^{\max}) + \\
 &\sum_{i=1}^{N_B} \mu_{V_i}^{\min} (V_i^{\min} - V_i) + \sum_{i=1}^{N_B} \mu_{V_i}^{\max} (V_i - V_i^{\max}) + \\
 &\sum_{i=1}^{N_G} \mu_{P_{G_i}}^{\min} (P_{G_i}^{\min} - P_{G_i}) + \sum_{i=1}^{N_G} \mu_{P_{G_i}}^{\max} (P_{G_i} - P_{G_i}^{\max}) + \\
 &\sum_{i=1}^{N_G} \mu_{Q_{G_i}}^{\min} (Q_{G_i}^{\min} - Q_{G_i}) + \sum_{i=1}^{N_G} \mu_{Q_{G_i}}^{\max} (Q_{G_i} - Q_{G_i}^{\max})
 \end{aligned} \quad (16)$$

که در آن،



شکل (۶): مدل π تزریقی UPFC نصب شده در خط

محدودیت‌های ناشی از حدود پارامترهای UPFC، بایستی در محاسبات پخش توان لحاظ شوند که عبارتند از: دامنه و فاز ولتاژ تزریقی سری $|V_{se}| < \delta_{se}$ ، دامنه و فاز ولتاژ تزریقی موازی $|V_{sh}| < \delta_{sh}$ و نیز توان حقیقی انتقالی بین مبدل‌های سری و موازی (P_{sh} و P_{se}). در UPFC توان اکتیو مورد نیاز مبدل سری، از سیستم قدرت توسط مبدل موازی و لینک dc تأمین می‌شود. بنابراین:

$$\begin{aligned}
 P_{sh} - P_{se} &= 0 \\
 P_{sh} &= \text{Re}\{V_{sh} \cdot I_{sh}^*\} \\
 P_{se} &= \text{Re}\{V_{se} \cdot I_{se}^*\} \\
 P_{sh} &= G_{sh} V_i V_{sh} \cos(\delta_{sh} - \delta_{iLF}) + B_{sh} V_i V_{sh} \sin(\delta_{sh} - \delta_{iLF}) \\
 &\quad - G_{sh} V_{sh}^2 \\
 P_{se} &= G_1 V_i V_{se} \cos(\delta_{se} - \delta_{iLF}) - B_1 V_i V_{se} \sin(\delta_{se} - \delta_{iLF}) \\
 &\quad - G_1 V_{se}^2 + G_2 V_j V_{se} \cos(\delta_{se} - \delta_{jLF}) + \\
 &\quad B_2 V_j V_{se} \sin(\delta_{se} - \delta_{jLF}) \\
 G_1 + jB_1 &= y_{se} (y + y_l) / y_T \\
 G_2 + jB_2 &= y_{se} y_l / y_T
 \end{aligned} \quad (8)$$

۴- پخش بار بهینه در ترکیب با UPFC

پخش بار بهینه (OPF)، یک نرم‌افزار مهم در سیستم مدیریت انرژی^۷ است [۱۷-۱۹]. هدف از OPF، پیدا کردن تولید بهینه در میان واحدهای موجود در بازار به طوری که هزینه تولید توأم با رفع پرشدگی مینیمم شده و حداکثر بار درخواستی برآورده شود. همچنین معادلات تعادل توان و سایر محدودیت‌های مساوی و نامساوی سیستم برآورده شوند.

در این مقاله، پخش بار بهینه (OPF) با حضور UPFC به صورت زیر فرمول‌بندی می‌شود.

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{N_G} C_{g_i} \cdot P_{g_i} \quad (9)$$

که در آن C_{g_i} قیمت پیشنهادی واحد تولید i ام است.

محدودیت‌های مساوی:

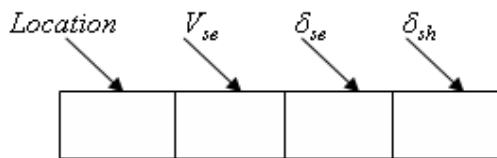
اگر UPFC بین باس‌های $i - j$ نصب شود:

UPFC دارای چهار پارامتر V_{se} ، δ_{se} ، V_{sh} و δ_{sh} است که با توجه رابطه $P_{se} = P_{sh}$ با معلوم بودن سه پارامتر V_{se} ، δ_{se} و δ_{sh} می‌توان V_{sh} را به دست آورد. الگوریتم ژنتیک براساس کروموزومها کار می‌کند. برای استفاده از قابلیت‌های الگوریتم ژنتیک بایستی کروموزومها به دقت طراحی شوند. در این جا هر کروموزوم متشکل از چهار ژن و براساس کدبندی دهدهی در نظر گرفته شده است (شکل ۷). ژن اول حاوی شماره خط محل نصب UPFC است. این ژن عددی بین ۱ تا N_{Line} (تعداد خطوط شبکه) می‌باشد. ژن‌های دوم تا چهارم به ترتیب حاوی V_{se} ، δ_{sh} و δ_{se} هستند. محدوده مقادیر این ژن‌ها به صورت زیر است:

$$0 \leq V_{se} \leq 0.25(pu)$$

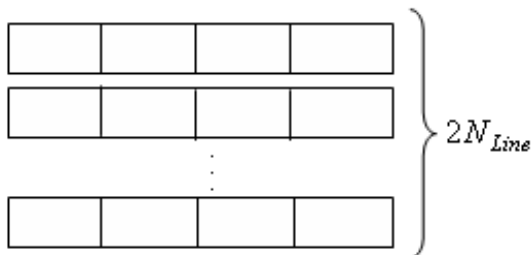
$$0 \leq \delta_{se} \leq 2\pi(rad)$$

$$0 \leq \delta_{sh} \leq 2\pi(rad)$$



شکل (۷): ساختار یک کروموزوم

بسته به تعداد خطوط شبکه انتقال (N_{Line})، یک جمعیت اولیه‌ای به تعداد $2N_{Line}$ کروموزوم تشکیل می‌شود (شکل ۸). به ژن‌های هر کروموزوم به طور تصادفی اعدادی از محدوده مشخص شده، اختصاص داده می‌شود.



شکل (۸): ساختار جمعیت اولیه

مقدار تابع هدف، نشان‌دهنده ارزش هر کروموزوم است و معیار انتخاب، کروموزوم‌های با ارزش است. به‌ازای هر کروموزوم، پخش بار بهینه (OPF) انجام می‌شود و نتایج تمام پخش بارها برحسب تابع هدف مرتب می‌شوند. از جمعیت مرتب شده، N_{Line} کروموزوم با ارزش را جدا کرده و یک جمعیت جدید تشکیل می‌شود. چنانچه بهترین کروموزوم به‌عنوان نخبه^{۱۶} جدا شود و بین نخبه و کروموزوم‌های باقیمانده عملیات ژنتیکی (ترکیب^{۱۷} و جهش^{۱۸}) صورت پذیرد ممکن

$$P_i = P_i^{se} + P_i^{sh} + P_i^0$$

$$Q_i = Q_i^{se} + Q_i^{sh} + Q_i^0 \quad \text{for } i \text{ Bus}$$

$$P_i = P_i^{se} + P_j^0$$

$$Q_i = Q_i^{se} + Q_j^0 \quad \text{for } i = j \text{ Bus}$$

λ_p و λ_Q ضرایب لاگرانژ متناظر با محدودیت‌های مساوی و μ ضرایب لاگرانژ متناظر با محدودیت‌های نامساوی هستند که از حل OPF مقادیر آن مشخص می‌شود. هر کدام از ضرایب لاگرانژ دارای مفهوم اقتصادی است. مهمترین آنها ضریب لاگرانژ λ_p متناظر با معادله تعادل توان اکتیو است و در واقع همان قیمت حاشیه‌ای محلی (LMP) در باس‌ها می‌باشد و مبنای قیمت‌گذاری انرژی در بازارهای برق بر اساس OPF است. در حالت کلی LMP در هر باس شامل سه مؤلفه است: مؤلفه انرژی حاشیه‌ای^{۱۱} (برای همه باس‌ها یکسان است)، مؤلفه اتلاف حاشیه‌ای^{۱۱} و مؤلفه پرشدگی^{۱۲} [۲۰].

$$\lambda_i = \lambda + \lambda_{Loss}^i + \lambda_{Congestion}^i \quad (17)$$

اگر محل نصب و پارامترهای UPFC معین باشد مسئله پخش بار بهینه (OPF) با UPFC، مشابه یک مسئله پخش بار بهینه AC معمولی خواهد بود که با روش‌های مرسوم OPF قابل حل است. در این مقاله، برای حل مسئله OPF مورد نیاز از نرم‌افزار MATPOWER بهره‌گیری شده است. MATPOWER یک جعبه‌ابزاری از m-file‌های نرم‌افزار MATLAB است که برای حل مسائل پخش بار و پخش بار بهینه (OPF) در هر شبکه‌ای بدون محدودیت تعداد باس‌ها استفاده می‌شود. این جعبه‌ابزار می‌تواند به‌عنوان یک ابزار شبیه‌سازی قابل اصلاح استفاده شود، به طوری که می‌توان مدل بازار، مدل ادوات FACTS و دیگر تغییرات مورد نیاز را به آن اضافه کرد. در MATPOWER برای حل مسئله OPF از دو روش استفاده می‌شود:

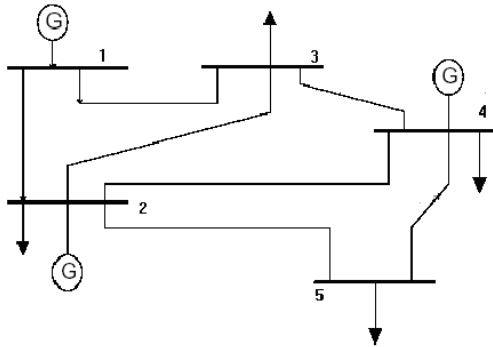
- استفاده از تابع `constr` در جعبه‌ابزار بهینه‌سازی MATLAB^{۱۳}.
- براساس روش برنامه‌ریزی کوادراتیک متوالی (SQP)^{۱۴} با تقریب شبه نیوتن^{۱۵} برای ماتریس هسیان است.
- براساس برنامه‌ریزی خطی که برای حل از روش‌های حل برنامه‌ریزی خطی در جعبه‌ابزار بهینه‌سازی استفاده می‌شود.

۵- جایابی و تنظیم پارامترهای UPFC با استفاده از الگوریتم ژنتیک

در این مقاله برای جایابی و تنظیم پارامترهای UPFC به منظور کمینه‌سازی هزینه تولید توأم با رفع پرشدگی در شبکه انتقال از الگوریتم ژنتیک استفاده شده است [۲۱-۲۴].

جدول (۲): پیشنهاد مقدار- قیمت ژنراتورها و توان درخواستی بارها

Bus No.	Load		Cost (\$/MWh)	Generation	
	(MW)	(MVar)		Min (MW)	Max (MW)
1	0	0-	15	0	1000
2	120	60	17	100	400
3	100	30	-	-	-
4	80	20	19	50	300
5	120	30	-	-	-



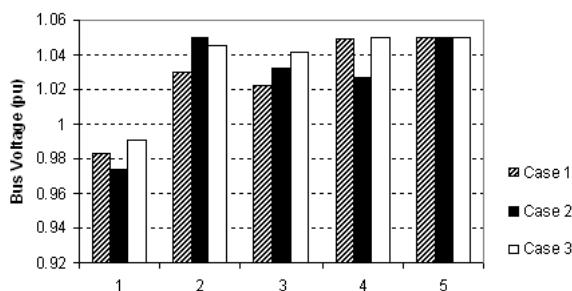
شکل (۹): سیستم قدرت ۵ شینه

۱-۶- ولتاژ باسها و ضرایب لاگرانژ متناظر

محدوده ولتاژ تمام باسها بین ۰/۹۵ و ۱/۰۵ پریونیت در نظر گرفته شده است. ولتاژ باسها (برحسب pu) و ضرایب لاگرانژ متناظر آنها در جدول (۳) نشان داده شده است و شکل (۱۰) مقایسه این ولتاژها برای سه حالت ۱، ۲ و ۳ را نشان می‌دهد.

جدول (۳): ولتاژ باسها و ضرایب لاگرانژ متناظر

Bus No.	1	2	3	4	5	
Case 1	$\mu_{V_{max}}$	419	-	-	-	-
	$ V_i ^{pu}$	1.050	1.049	1.022	1.030	0.983
	μ_{min}	-	-	-	-	-
Case 2	μ_{max}	193	-	-	385	-
	$ V_i ^{pu}$	1.050	1.027	1.032	1.050	0.974
	μ_{min}	-	-	-	-	-
Case 3	μ_{max}	287.3	62.79	-	-	-
	$ V_i ^{pu}$	1.050	1.050	1.041	1.045	0.991
	μ_{min}	-	-	-	-	-



شکل (۱۰): مقایسه ولتاژ باسها برای سه حالت ۱، ۲ و ۳

است به کروموزوم‌های مطلوبتر دست یافت. از آنجا که هدف رسیدن به حالت بهینه (بهترین کروموزوم) است، با انتخاب نرخ جهش بالا می‌توان پدیدار شدن نخبه‌های بیشتری را فراهم نمود. بدین ترتیب زمان رسیدن به جواب بهینه را کاهش داد و یا اینکه در زمان معین، احتمال بررسی کروموزوم‌های نخبه بیشتری را فراهم نمود. فلوجارت برنامه کامپیوتری در پیوست آورده شده است (شکل (پ)).

۶- مثال عددی و تحلیل نتایج

برای بررسی روش پیشنهادی در مدیریت پرشدگی از یک سیستم قدرت ۵ شینه استفاده شده است [۲۵]. این سیستم شامل ۳ ژنراتور، ۴ بار و ۷ خط است (شکل ۹). مشخصات خطوط شبکه و پیشنهادات مقدار- قیمت انرژی ژنراتورها و تقاضای بار مصرف‌کنندگان به ترتیب در جدول‌های (۱) و (۲) داده شده است.

برای بررسی اثر UPFC در مدیریت پرشدگی خطوط، نتایج OPF

برای سه حالت زیر روی سیستم قدرت نمونه، مطالعه شده است.

حالت ۱: محدودیت ظرفیت خطوط چشم‌پوشی شده است و UPFC استفاده نشده است.

حالت ۲: محدودیت ظرفیت خطوط در نظر گرفته شده است و UPFC استفاده نشده است.

حالت ۳: محدودیت ظرفیت خطوط در نظر گرفته شده است و UPFC با روش الگوریتم ژنتیک در شبکه نصب و پارامترهای آن تنظیم شده است.

در ادامه نتایج حاصل از شبیه‌سازی کامپیوتری به‌ازای سه حالت فوق ارائه شده است. در حالت ۳ با اجرای برنامه کامپیوتری، محل مناسب UPFC در خط ۲-۱ پیش‌بینی شده است و پارامترهای آن به‌ازای امیدانس‌های سری و موازی معین عبارتند از:

$$Z_{se} = 0.01 + j0.1^{pu}, Z_{sh} = 1 + j10^{pu}$$

$$V_{sh} = 0.89^{pu}, \delta_{sh} = 0.7749^{rad}$$

$$V_{se} = 0.1384^{pu}, \delta_{se} = 1.0622^{rad}$$

جدول (۱): مشخصات خطوط شبکه ۵ شینه

From Bus	To Bus	Impedance (pu)	MVA rating
1	2	0.02+j0.06	200
1	3	0.06+j0.24	100
2	3	0.04+j0.12	50
2	4	0.06+j0.18	100
2	5	0.04+j0.12	100
3	4	0.01+j0.03	100
4	5	0.06+j0.24	100

۲-۶- توان‌های اکتیو تولیدی ژنراتورها و ضرایب لاگرانژ متناظر

توان‌های اکتیو تولیدی ژنراتورها (برحسب MW) و ضرایب لاگرانژ متناظر آن‌ها در جدول (۴) نشان داده است.

جدول (۴): توان‌های اکتیو تولیدی ژنراتورها و ضرایب لاگرانژ متناظر

Bus No.	1	2	4	
Case 1	$\mu_{P_g-\max}$	-	-	-
	P_g	283.18	100	50
	$\mu_{P_g-\min}$	-	1.384	2.685
Case 2	$\mu_{P_g-\max}$	-	-	-
	P_g	265.27	100	70.28
	$\mu_{P_g-\min}$	-	1.380	-
Case 3	$\mu_{P_g-\max}$	-	-	-
	P_g	283.94	100	50
	$\mu_{P_g-\min}$	-	0.641	2.483

۴-۶- توان ظاهری عبوری از خطوط و ضرایب لاگرانژ متناظر

ماکزیمم ظرفیت خط ۱-۲، ۲-۳ و سایر خطوط به ترتیب ۲۰۰، ۵۰ و ۱۰۰ مگا ولت-آمپر در نظر گرفته شده است. با توجه به تلفات توان خطوط، توان ظاهری عبوری ابتدا و انتهای خطوط برابر نیستند. توان ظاهری عبوری از خطوط (برحسب MVA) و ضرایب لاگرانژ متناظر آن‌ها برای سه حالت ۱، ۲ و ۳ به ترتیب در جدول‌های (۶)، (۷) و (۸) و شکل (۱۲) نشان داده شده‌اند.

جدول (۶): توان ظاهری عبوری از خطوط و ضرایب لاگرانژ متناظر حالت ۱

From Bus	"From" end		"To" end		To Bus
	μ_{S_f}	$ S_f $	μ_{S_f}	$ S_f $	
1	-	216.4	-	216.17	2
1	-	68.87	-	67.00	3
2	-	51.81	-	50.45	3
2	-	37.24	-	36.57	4
2	-	105.7	-	99.03	5
3	-	38.25	-	38.57	4
4	-	27.30	-	26.05	5

۳-۶- قیمت حاشیه‌ای محلی (LMP) باس‌ها

در باس‌هایی که دارای ژنراتور هستند، اگر $P_{gi-\min} < P_{gi} < P_{gi-\max}$ باشد قیمت پیشنهادی ژنراتور تعیین کننده λ_i باس (یا LMP_i) می‌باشد. اما اگر $P_{gi} \geq P_{gi-\max}$ یا $P_{gi} \leq P_{gi-\min}$ باشد، λ_i باس (یا LMP_i) مشابه باس PQ توسط سیستم تعیین خواهد شد. مقایسه LMP باس‌ها برای سه حالت ۱، ۲ و ۳ در جدول (۵) و شکل (۱۱) نشان داده شده است.

جدول (۷): توان ظاهری عبوری از خطوط و ضرایب لاگرانژ متناظر حالت ۲

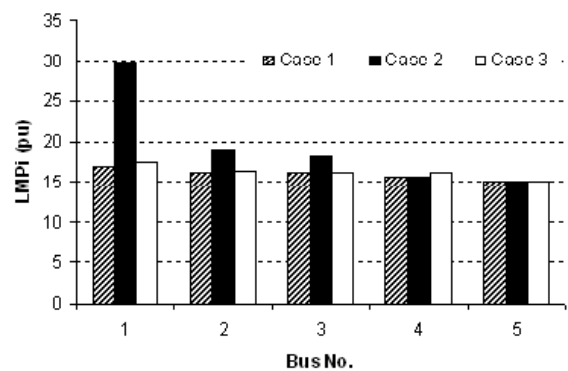
From Bus	"From" End		"To" End		To Bus
	μ_{S_f}	$ S_f $	μ_{S_f}	$ S_f $	
1	0.452	200.0	-	195.61	2
1	-	66.13	-	65.00	3
2	-	48.59	-	48.83	3
2	-	39.13	-	40.00	4
2	16.426	100.0	-	94.87	5
3	-	64.39	-	65.51	4
4	-	37.57	-	34.86	5

جدول (۵): قیمت حاشیه‌ای محلی (LMP) باس‌ها (برحسب \$/MWh)

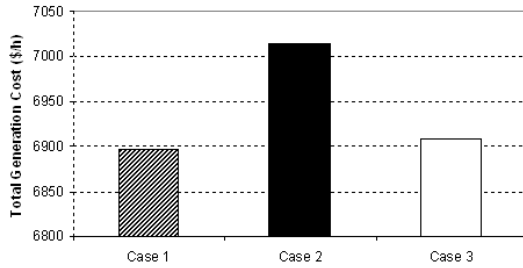
	LMP_1	LMP_2	LMP_3	LMP_4	LMP_5
Case 1	15.00	15.62	16.25	16.32	16.89
Case 2	15.00	15.62	18.24	19.00	29.63
Case 3	15.00	16.36	16.31	16.52	17.43

جدول (۸): توان ظاهری عبوری از خطوط و ضرایب لاگرانژ متناظر حالت ۳

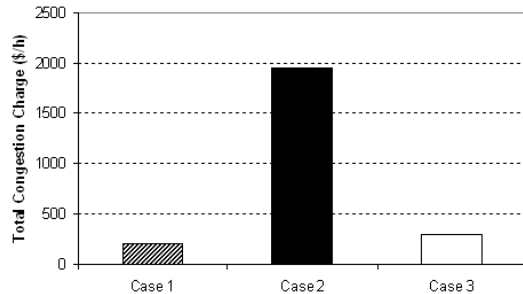
From Bus	"From" End		"To" End		To Bus
	μ_{S_f}	$ S_f $	μ_{S_f}	$ S_f $	
1	-	185.2	-	179.7	2
1	-	99.29	-	98.48	3
2	-	21.36	-	21.18	3
2	-	2.99	-	2.97	4
2	-	87.50	-	82.54	5
3	-	78.37	-	78.61	4
4	-	43.41	-	41.16	5



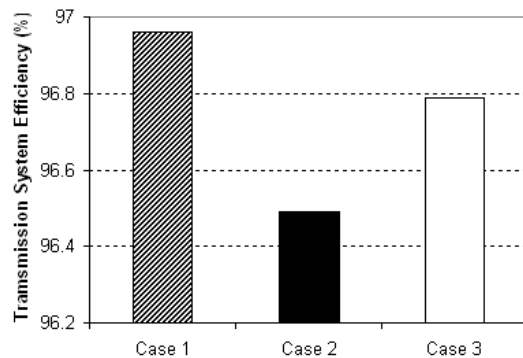
شکل (۱۱): مقایسه LMP باس‌ها برای سه حالت ۱، ۲ و ۳



شکل (۱۳): مقایسه کل هزینه تولید برای سه حالت ۱، ۲ و ۳



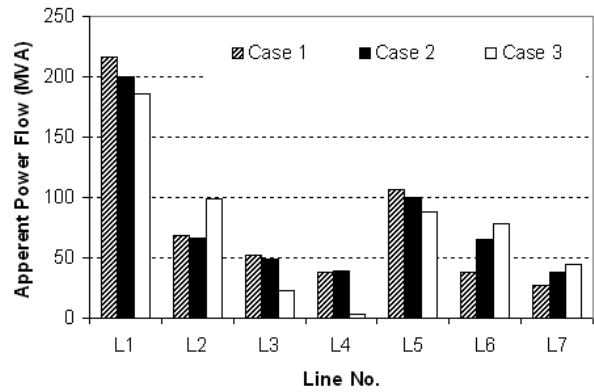
شکل (۱۴): مقایسه کل هزینه پرشدگی برای سه حالت ۱، ۲ و ۳



شکل (۱۵): مقایسه راندمان سیستم انتقال برای سه حالت

۶-۶- تحلیل نتایج

در حالت ۱، با توجه به این که محدودیت ظرفیت خطوط چشم‌پوشی شده از ژنراتور با قیمت پیشنهادی کمتر (G_1)، بیشترین انرژی خریداری شده است و ژنراتورهای با قیمت پیشنهادی بیشتر (G_2 و G_4) حداقل فروش انرژی را دارند. LMP باس‌های سیستم تقریباً نزدیک به هم هستند و اختلاف جزئی آنها ناشی از برخی قیود از جمله قیود ولتاژ باس‌ها و توان اکتیو تولیدی ژنراتورها است. چون $0 < P_{g1} < 1000(MW)$ است LMP_i با قیمت پیشنهادی G_1 برابر است اما در باس‌های ۲ و ۴ توان تولیدی ژنراتورها در حدود مرزی بوده و ضرایب لاگرانژ متناظر با آنها مخالف صفر هستند. بنابراین



شکل (۱۲): مقایسه بین توان ظاهری عبوری از خطوط در سه حالت

۵-۶- اطلاعات کلی شبکه

چون کل بار شبکه ثابت فرض شده است، در سه حالت مذکور کل تولید در شبکه تقریباً ثابت و یکسان است. کل هزینه پرشدگی از اختلاف بین درآمد جمع‌آوری شده از بارهای شبکه و هزینه‌های تولید پرداختی به ژنراتورها به دست می‌آید [۱۶]:

$$TCC = \sum_{i=1}^{Nb} P_i^D \lambda_i - \sum_{i=1}^{Nb} P_i^G \lambda_i \quad (18)$$

راندمان کل شبکه انتقال، از تقسیم کل بار شبکه (توان اکتیو) به کل تولید (توان اکتیو) به دست می‌آید. جدول (۹) اطلاعات کلی شبکه شامل: توان‌های اکتیو و راکتیو جذب شده توسط خطوط (کل تلفات)، کل هزینه تولید، کل هزینه پرشدگی و راندمان کل سیستم قدرت را نشان می‌دهد. شکل‌های (۱۳)، (۱۴) و (۱۵) به ترتیب مقایسه سه حالت در کل هزینه تولید، کل هزینه پرشدگی و راندمان کل سیستم قدرت را نشان می‌دهد.

جدول (۹): اطلاعات کلی شبکه

	Case 1	Case 2	Case 3
Total Active Losses (MW)	13.181	12.724	21.229
Total Reactive Losses (MVar)	51.04	48.58	79.51
Total Generation (MW)	433.18	435.27	433.94
Total Generation Cost (\$/h)	6897.72	7014.37	6909.13
Total Congestion Charge (\$/h)	206.351	1951.83	286.94
Total Efficiency Transmission System	96.96	96.49	96.79

۷- نتیجه‌گیری

در این مقاله، به منظور رفع پرشدگی ناشی از توان عبوری از خطوط توأم با جبران افت ولتاژ باس‌های شبکه از UPFC بهره‌گیری شد. به عبارتی، برای مدیریت پرشدگی شبکه انتقال از پخش بار بهینه AC (AC-OPF) در ترکیب با UPFC استفاده شد. یک روش بر مبنای الگوریتم ژنتیک برای تعیین محل مناسب UPFC و تنظیم پارامترهای آن در یک سیستم قدرت تجدید ساختار یافته با بازار اشتراکی ارائه شد.

برای نشان دادن تأثیر حضور UPFC در مدیریت پرشدگی، سه حالت مورد بررسی و مقایسه قرار گرفتند: ۱- OPF بدون UPFC و بدون محدودیت ظرفیت خطوط، ۲- OPF بدون UPFC و با محدودیت ظرفیت خطوط، ۳- OPF با UPFC و با محدودیت ظرفیت خطوط.

با در نظر گرفتن محدودیت ظرفیت خطوط و بدون حضور UPFC، هزینه تولید و هزینه پرشدگی خطوط افزایش، راندمان شبکه انتقال کاهش، پروفیل ولتاژ تضعیف و از همه مهمتر قیمت‌های حاشیه‌ای محلی در باس‌های مختلف افزایش و متفاوت خواهد شد. همچنین پرشدگی مانع از گرفتن توان بیشتر از ژنراتورهای با قیمت پیشنهادی کمتر شده و سبب می‌شود که ژنراتورهای با قیمت پیشنهادی بیشتر نیز در پخش توان مشارکت داشته باشند.

با حضور UPFC در محل مناسب و تنظیم پارامترهای آن محدودیت‌های ناشی از ظرفیت خطوط انتقال مرتفع می‌شود، همچنین سبب کاهش هزینه تولید، رفع پرشدگی خطوط، بهبود پروفیل ولتاژ، کاهش هزینه پرشدگی، بهبود راندمان شبکه انتقال و نهایتاً کاهش و یکسان شدن LMP در باس‌های شبکه می‌شود.

مراجع

- [1] S. N. Singh, "Location of FACTS Devices for Enhancing Power System Security", IEEE Trans. On Power Delivery, 2001, pp. 162-170.
- [2] S. N. Singh, K. S. Verma and H. O. Gupta, "Optimal Power Flow Control in Open Power Market using Unified Power Flow Controller", The IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 3, 15-19 July 2001, pp. 1698-1703.
- [3] S. N. Singh and A. K. David, "A New Approach for Placement of FACTS Devices in Open Power Markets", Power Engineering Review, IEEE, vol. 21, Issue: 9, pp. 58-60, Sep. 2001.
- [4] S. N. Singh, "Location of FACTS Devices for Enhancing Power Systems' Security", Power Engineering, 2001, LESCOPE'01, 2001 Large

ی LMP_i متناظر با آن‌ها مشابه سایر باس‌ها توسط سیستم معین شده است. در این حالت خطوط ۱-۲، ۳-۴ و ۵-۶ بیشترین جریان توان عبوری را دارند. کل هزینه تولید و کل هزینه پرشدگی خطوط انتقال به ترتیب $(\$ / h) 6897/72$ و $(\$ / h) 206/351$ است.

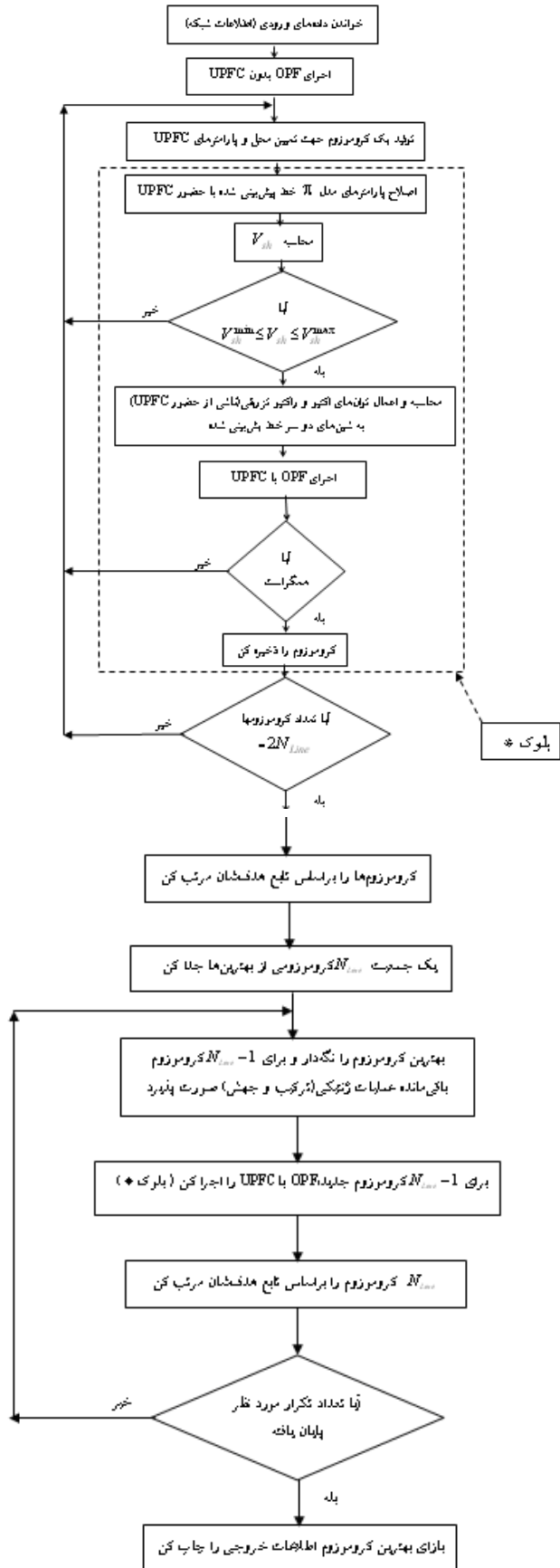
در حالت ۲، محدودیت ظرفیت خطوط در نظر گرفته شده است. با توجه به جدول (۷) در خطوط ۱-۲ و ۵-۶، پرشدگی رخ داده و ضرایب لاگرانژ متناظر با آنها مخالف صفر است. این پرشدگی مانع از گرفتن توان بیشتر از ژنراتور ارزان تر می‌شود و از ژنراتورهای گران تر از جمله G_4 توان بیشتری خریداری می‌شود. کل هزینه تولید در مقایسه با حالت ۱ از $(\$ / h) 6897/72$ به $(\$ / h) 7014/37$ افزایش یافته است. LMP ها در باس‌ها با هم اختلاف زیادی دارند. در باس‌های ۱ و ۴ قیود توان اکتیو تولیدی ژنراتورها برآورده شده است $(P_{gi-max} < P_{gi} < P_{gi-min})$ ، بنابراین LMP_i ها در این باس‌ها همان قیمت پیشنهادی ژنراتورها است (به ترتیب $(\$ / MWh) 15$ و $(\$ / MWh) 19$) اما در باس ۲، ضریب لاگرانژ $\mu_{Pg2-min}$ مخالف صفر است و توان تولیدی در این باس $(MW) 100$ است بنابراین LMP_2 با قیمت پیشنهادی ژنراتور متفاوت است. در مقایسه با حالت ۱، کل هزینه پرشدگی خطوط انتقال از $(\$ / h) 206/35$ به $(\$ / h) 1951/831$ افزایش است.

در حالت ۳، با حضور UPFC در محل نصب مناسب و تنظیم پارامترهای آن، می‌توان شرایطی مشابه با حالت ۱ به دست آورد. بدون پخش بار مجدد ژنراتورها نسبت به حالت ۱، از ژنراتور با قیمت پیشنهادی کمتر در پخش توان مشارکت بیشتری صورت گرفته است و از ژنراتورهای گران قیمت حداقل انرژی خریداری شده است و کل هزینه تولید از $(\$ / h) 7014/37$ به $(\$ / h) 6909/13$ کاهش یافته است. همچنین پرشدگی خطوط ۱-۲ و ۵-۶ مرتفع شده است و توان عبوری از این خطوط به محدوده مجاز تقلیل یافته است و کل هزینه پرشدگی از $(\$ / h) 1951/831$ به $(\$ / h) 286/943$ کاهش یافته است. پروفیل ولتاژ باس‌ها مشابه حالت ۱ بهبود یافته است. LMP باس‌های سیستم تقریباً نزدیک به هم و مشابه حالت ۱ هستند بنابراین با حضور UPFC مشکلات و محدودیت‌های ناشی از محدودیت ظرفیت خطوط از قبیل پرشدگی خطوط، هزینه تولید، هزینه پرشدگی، پروفیل ولتاژ و LMP باس‌ها مرتفع و بهبود یابد. با حضور UPFC در خط ۱-۲ جهت کنترل توان ظاهری عبوری از خطوط و نیز برای رفع تراکم از خطوط پرشده، توان عبوری از خطوط با امیداندس بالا (مثل خطوط ۱-۳ و ۴-۵) افزایش و در نتیجه تلفات توان اکتیو کل شبکه افزایش یافته است.

- Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000, April 2000, London.
- [15] M. I. Alomoush, "Static Synchronous Series Compensator to Help Energy Markets Resolve congestion-caused problems", Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (LESCOPE-04), pp. 25-29, 28-30 July 2004.
- [16] M. I. Alomoush, "Derivation of UPFC DC Load Flow Model with Examples of its use in Restructured Power Systems", IEEE Trans. On Power Systems, vol. 18, no. 3, Aug. 2003.
- [17] M. I. Alomoush, "Exact Pi-Model of UPFC Inserted Transmission Lines in Power Flow Studies", Power Engineering Review, IEEE, Vol. 22, Issue: 12, Des. 2002.
- [18] G. M. Huang and P. Yan, "Establishing Pricing Schemes for FACTS Devices in Congestion Management", Power Engineering Society General Meeting, IEEE, vol. 2, 13-17 July 2003, Pages: 1030.
- [19] M. A. Abdel-Moamen and N. Prasad Padhy, "Optimal POWER Flow Incorporating FACTS Devices - Bibliography and Survey", The IEEE Power Engineering society winter Meeting, vol. 2, pp 23-2828, Jan.-1Feb. 2001.
- [20] A. Kazemi and H. Andami, "FACTS Devices in Deregulated Electric Power Systems: A Review", The 2nd International conference on Electric utility Deregulation, Restructuring and Power technologies, IEEE DRPT 2004, Hong Kong, 5-8 April 2004.
- [21] N. Acharya and N. Mithulananthan, "Locating Series FACTS Devices for Congestion Management in Deregulated Electricity Markets", EPSR, 77 (2007) 352-360.
- [22] L. J. Cai and I. Erlich, "Optimal Choice and Allocation of FACTS Devices Using Genetic Algorithms", ISAP conference, Lemnos, Greece, August 31-sept.3-2003.
- [23] H. C. Leung and T. S. Chung, "Optimal Power Flow with a Versatile FACTS Controller by Genetic Algorithm Approach", Advances in Power System Control, Operation and Management, 2000, APSCOM-00, 2000, International Conference on vol. 1, pp. 173-183, 30 Oct.-1 Nov. 2000.
- [24] T. S. Chung and Y. Z. Li, "A Hybrid GA Approach for OPF with Consideration of FACTS Devices", IEEE Power Engineering Review, pp. 47-50, Feb. 2001.
- [25] F. Li and R. Bo, "DCOPF-Based LMP Simulation: Algorithm, Comparison with ACOPF, and Sensitivity", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, pp. 1475 – 1485, Nov. 2007.
- Engineering System Conference on, 11-13 July 2001, pp. 162-166.
- [5] S. N. Singh and A. K. David, "Congestion Management by Optimizing FACTS Device Location", Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technology, Proceeding (DRPT-2000), April 2000, pp. 23-28.
- [6] S. N. Singh and A. K. David, "Placement of FACTS Devices in Open Power Market", Proceeding of the 5th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2000), Hong Kong, 29 Oct.-1 Nov. 2000, pp. 173-177.
- [7] K. S. Verma, S. N. Singh and H. O. Gupta, "Location of United Power Flow Controller for Congestion Management", Electric Power System Research, vol. 58, Issue 2, 21 June 2001, pp. 89-96.
- [8] L. J. Cai, I. Erlich, G. Stamtsis and Y. Luo, "Optimal Choice and Allocation of FACTS Devices in Deregulated Electricity Market using Genetic Algorithms", IREP 2004, Cortina-Italy, Augst 2004.
- [9] L. J. Cai, I. Erlich and G. Stamtsis, "Optimal Choice and Allocation of FACTS Devices in Deregulated Electricity Market Using Genetic Algorithms", IEEE PES Power Systems Conference of Exposition, New York, USA, 10-13 Oct. 2004.
- [10] H. Barati, M. Ehsan and M. Fotuhi-Firuzabad, "Location of Unified Power Flow Controller and its Parameters setting for Congestion Management in Pool Market Model Using Genetic Algorithm", The IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems for Industrial Growth 2006 (PEDES-2006), Delhi, India, 12-15 Dec. 2006.
- [11] S. Phichaisawat, S. H. Song, X. L. Wang and X. F. Wang, "Combined Active and Reactive Congestion Management with FACTS Devices", Electric Power Component and System, 30:1195-1205, 2002, Taylor & Francis Group.
- [12] F. G. M. Lima, J. Munoz, I. Kokar and F. D. Galiana, "Optimal Location of Phase Shifter in a Competitive Market by Mixed Integer Linear Programming", 14th PSCC, Sevilla, 24-28 June 2002, session 43, paper 2, page 1.
- [13] C. Lehmkoetter, "Security Constrained Optimal Power Flow for an Economical Operation of FACTS-Devices in liberalized Energy Markets", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 17, no. 2, pp. 603-608, Apr. 2002.
- [14] S. C. Srivastava and R. K. Verma, "Impact of FACTS Devices on Transmission Pricing in A De-Regulated Electricity Market", International

زیر نویس ها

- 1- congestion
- 2- congestion management
- 3- right of way
- 4- locational marginal price
- 5- minimize total bidding cost
- 6- independent system operator
- 7- energy management systems
- 8- from end
- 9- to end
- 10- marginal energy component
- 11- marginal loss component
- 12- congestion component
- 13- MATLAB's optimization toolbox
- 14- successive quadratic programming
- 15- quasi-newton
- 16- elite
- 17- crossover
- 18- mutation



شکل (پ): فلوجارت برنامه کامپیوتری