

بررسی علل عدم تطابق اجرای مرکز ملی راهبری و پایش شبکه سراسری با برنامه ریزی بازار برق ایران

مجید علمی بایگی، علی کریمپور، ناصر پریز
دانشگاه صنعتی شاهرود، دانشکده برق و رباتیک، گروه قدرت
دانشگاه فردوسی مشهد، دانشکده مهندسی، گروه برق
شرکت مهندسی مهام شرق، واحد مشاوره و پژوهش

واژه‌های کلیدی: تجدید ساختار، ایمنی در سیستم‌های قدرت، سرویس‌های جانبی، عدم قطعیت در سیستم‌های قدرت

چکیده

در این مقاله ابتدا مدل استفاده شده در بازار برق جهت در مدار قرار دادن واحدها، فرموله شده است. سپس علل عدم تطابق اجرای مرکز ملی راهبری و پایش شبکه سراسری (بهره بردار) با برنامه ریزی بازار مورد بررسی قرار گرفته است. دلایل این عدم تطابق را به صورت زیر می‌توان دسته بندی نمود. الف) ناقص بودن مدلی که بازار برای برنامه ریزی استفاده می‌نماید، ب) خروج اضطراری واحدها و خطوط انتقال، و ج) خطا در پیش بینی میزان مصرف و تولید. علل ناقص بودن مدل بازار خود به دو دسته تقسیم می‌گردد: الف) مدل سازی نادرست برخی واقعیات، و ب) مدل نمودن برخی واقعیات. مدل سازی نادرست برخی واقعیات شامل مدلسازی شبکه، مدلسازی قیود بین ناحیه‌ای، مدلسازی بار، و مدلسازی تولید می‌شود. واقعیات در نظر گرفته نشده در مدل

شامل سرویس‌های جانبی، و امنیت شبکه می‌باشد. هر یک از دلایل فوق به تفصیل در این مقاله بحث شده است.

۱-مقدمه

در تمامی بازارهای برق دنیا، مصرف کنندگان و تولید کنندگان قبل از روز بازار میزان مصرف، میزان تولید و قیمت‌های پیشنهادی خود را به بازار ارائه می‌کنند. بازار ضمن رعایت قیود فنی شبکه و واحدها، انرژی را بگونه ای از تولید کنندگان می‌خرد که هزینه خرید انرژی حداقل گردد. با انجام این بهینه سازی، بازار میزان تولید هر واحد تولیدی، میزان کاهش بار هر مصرف کننده و قیمت تسویه بازار را تعیین و به مشتریان اعلام می‌کند [۱]. بهره‌بردار در روز اجرای بازار سعی می‌کند که برنامه بازار را حتی امکان رعایت نماید.

در بازار برق ایران شرکت‌های برق منطقه‌ای به عنوان مصرف کننده قبل از روز بازار میزان مصرف کل منطقه خود را بر اساس پیش بینی به بازار برق ارائه می‌کنند. شرکت‌های برق

بیست و یکمین کنفرانس بین‌المللی برق

- قیود فنی هر یک از واحدها شامل حداقل و حداکثر میزان تولید، حداقل زمان روشن و خاموش، حداکثر نرخ افزایش و کاهش توان
 - قیود بین نواحی پنجگانه خراسان، سیستان، شمال ۲، جنوب ۱، و جنوب شرق با شبکه
 - قیود حداکثر انرژی برای واحدهای دارای محدودیت سوخت
 - قیود حداقل انرژی برای واحدهای آبی (قید سرریز شدن آب سد)
- بر اساس اطلاعات فوق مدل سیستم را جهت در مدار قرار دادن واحدها به صورت زیر میتوان فرموله نمود:

$$\min \sum_{h=1}^{24} \sum_{i=1}^N \sum_{s=1}^{10} \rho_i^{hs} p_i^{hs} \quad \text{تابع هدف}$$

S.t.

$$1) \sum_{i=1}^N \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} = D^h \quad h = 1, \dots, 24 \quad \text{قید تامین بار}$$

$$2) p_{mn}^h = \sum_{i \in \mathcal{N}_m} \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} - D_m^h \quad \text{قیود بین ناحیه‌ای}$$

$$p_{mn}^{\min} \leq p_{mn}^h \leq p_{mn}^{\max} \quad h = 1, \dots, 24, \quad m = 1, \dots, M$$

$$3) p_i^{\min} \leq \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} \leq p_i^{\max} \quad \text{قیود حداقل و حداکثر تولید واحدها}$$

$$i = 1, \dots, N, \quad h = 1, \dots, 24$$

$$4) R_i^h = \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} - \sum_{s=1}^{10} p_i^{(h-1)s} \quad \text{قیود نرخ افزایش و کاهش واحدها}$$

$$\text{if } R_i^h \geq 0 \text{ then } R_i^h \leq R_i^{\text{inc}}$$

$$\text{if } R_i^h \leq 0 \text{ then } -R_i^h \leq R_i^{\text{dec}}$$

$$i = 1, \dots, N, \quad h = 1, \dots, 24$$

$$5) \sum_{h=1}^{24} \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} \leq E_i^{\max} \quad i \in \mathcal{N}_{\max} \quad \text{قید حداکثر انرژی}$$

$$6) \sum_{h=1}^{24} \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} \geq E_i^{\min} \quad i \in \mathcal{N}_{\min} \quad \text{قید حداقل انرژی}$$

7) قیود حداقل زمان خاموش و روشن

$$\text{If } 0 \leq T_{i-1} \leq T_i^{\text{on}} \text{ then } \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} \geq 0$$

$$\text{If } 0 \leq -T_{i-1} \leq T_i^{\text{off}} \text{ then } \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} = 0$$

$$\text{If } \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} = 0 \ \& \ \sum_{s=1}^{10} p_i^{(h-1)s} \geq 0 \text{ then } T_i = -1$$

$$\text{If } \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} \geq 0 \ \& \ \sum_{s=1}^{10} p_i^{(h-1)s} = 0 \text{ then } T_i = +1$$

$$\text{If } \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} \geq 0 \ \& \ \sum_{s=1}^{10} p_i^{(h-1)s} \geq 0 \text{ then } T_i = T_i + 1$$

منطقه‌ای همچنین به عنوان تولید کننده قبل از روز بازار میزان تولید و پیشنهاد قیمت هر یک از واحدهای خود را به بازار ارائه می‌کنند. بازار برق پس از دریافت اطلاعات فوق برای ساعتهای مختلف روز بازار، انرژی الکتریکی را بگونه‌ای از تولید کنندگان می‌خرد که برق مورد نیاز مصرف کنندگان در ۲۴ ساعت روز بازار حتی الامکان تامین شده و هزینه خرید انرژی الکتریکی با در نظر گرفتن محدودیتهای فنی شبکه و واحدهای تولیدی حداقل گردد [۳]-[۲]. بازار با انجام این بهینه سازی، میزان تولید هر واحد را تعیین و نتیجه را به شرکتهای برق منطقه‌ای و بهره‌بردار اعلام می‌کند. بهره‌بردار سعی می‌کند که برنامه بازار را حتی الامکان رعایت نماید. ولی به دلایلی اجرای بهره‌بردار همواره با برنامه ارائه شده توسط بازار متفاوت است. هر چه خطای بهره‌بردار از برنامه بازار کمتر باشد، بازار کارتر بوده و انگیزه بیشتری برای رقابت ایجاد می‌نماید. انحراف بهره‌بردار از برنامه بازار به معنی خرید غیر اقتصادی بوده و انگیزه رقابت را در تولید کنندگان از بین می‌برد. لذا بررسی علل این عدم تطابق و تلاش در جهت رفع آنها اهمیت زیادی در بقای بازار برق ایران دارد.

در بخش ۲ این مقاله مدل بازار برق جهت در مدار آوردن واحدها فرموله می‌گردد. در بخش ۳ علل عدم تطابق اجرای بهره‌بردار و برنامه بازار بررسی می‌گردد. نتیجه گیری در بخش ۴ به مقاله خاتمه می‌دهد.

۲- فرموله نمودن مدل در مدار قرار دادن واحدها

اطلاعاتی که بازار جهت در مدار قرار دادن واحدها در اختیار دارد عبارتند از:

- پیش بینی میزان مصرف هر یک از شرکتهای برق منطقه‌ای برای ساعتهای مختلف روز بازار
- میزان تولید هر یک از واحدهای شبکه برای ساعتهای مختلف روز بازار
- پیشنهاد قیمت تولید هر یک از واحدهای شبکه برای ساعتهای مختلف روز بازار

بیست و یکمین کنفرانس بین‌المللی برق

الف) ناقص بودن مدلی که بازار برای برنامه ریزی استفاده می‌نماید

ب) خروج اضطراری واحدها و خطوط انتقال

ج) خطا در پیش بینی میزان مصرف و تولید

هر چه مدل استفاده شده برای برنامه ریزی به واقعیت نزدیکتر باشد به عبارت دیگر هر چه قیود فنی شبکه و واحدها واقع گرایانه تر مدل شده باشند، برنامه بازار با خطای کمتری توسط بهره‌بردار می‌تواند اجرا شود. با فرض صفر بودن خروج اضطراری واحدها و خطوط انتقال، و صفر بودن خطا در پیش بینی میزان مصرف و تولید، خطای بین اجرای بهره‌بردار با برنامه بازار را میتوان به عنوان معیاری برای اندازه گیری میزان موفقیت بازار تعریف نمود. دلایل دوم و سوم اگر چه قابل اغماض نمی باشند از حیثه بررسی این مقاله خارج می‌باشد. با دقت در مدل بازار برق ایران که در بخش ۳ آورده شده است، علل ناقص بودن مدل استفاده شده برای برنامه ریزی را به دو دسته می‌توان تقسیم نمود.

الف) مدل سازی نادرست برخی واقعیات (ساده سازی بیش از حد مدل یا در نظر گرفتن جزئیات غیر ضروری)

ب) مدل نمودن برخی واقعیات

دقت شود که مدل سازی نادرست برخی واقعیات و مدل نمودن برخی واقعیات بدلیل عدم وجود اطلاعات کافی صورت گرفته است نه ناتوانی بازار در مدلسازی. با دقت در مدل بازار برق، نقص در مدلسازی های زیر مشهود است:

الف-۱) مدلسازی شبکه (معادلات پخش بار)

الف-۲) مدلسازی قیود بین ناحیه ای

الف-۳) مدلسازی بار

الف-۴) مدلسازی تولید

واقعیات مدل نشده در مدل عبارتند از:

ب-۱) سرویس های جانبی

ب-۲) امنیت شبکه

در ادامه هر یک از موارد فوق مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرد.

$$\text{If } \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} = 0 \ \& \ \sum_{s=1}^{10} p_i^{(h-1)s} = 0 \ \text{then } T_i = T_i - 1$$

$$i = 1, \dots, N, \ h = 1, \dots, 24$$

نمادهای استفاده شده به صورت زیر تعریف شده است:

N	تعداد ژنراتورهای شبکه
M	تعداد نواحی
\mathcal{N}_m	مجموعه شماره واحدهای واقع در ناحیه m ام
\mathcal{N}_{\max}	مجموعه شماره واحدهایی که قید حداکثر انرژی دارند
\mathcal{N}_{\min}	مجموعه شماره واحدهایی که قید حداقل انرژی دارند
p_i^{hs}	توان تولیدی پله s ام واحد i ام در ساعت h ام
p_i^{\min}	حداقل توان تولیدی مجاز واحد i ام
p_i^{\max}	حداکثر توان تولیدی مجاز واحد i ام
ρ_i^{hs}	قیمت پیشنهادی واحد i ام برای پله s ام در ساعت h ام
D_m^h	پیش بینی نیاز مصرف برای ناحیه m ام در ساعت h ام
D^h	پیش بینی نیاز مصرف کل کشور در ساعت h ام
p_{mn}^h	توان انتقالی از ناحیه m ام به شبکه در ساعت h ام
p_{mn}^{\min}	حداکثر توان مجاز قابل انتقال از ناحیه m ام به شبکه
p_{mn}^{\max}	حداقل توان مجاز قابل انتقال از ناحیه m ام به شبکه
R_i^h	نرخ تغییر توان واحد i ام از ساعت h-1 ام به ساعت h ام
R_i^{inc}	حداکثر نرخ تغییر توان واحد i ام
R_i^{dec}	حداقل نرخ تغییر توان واحد i ام
T_i	مدت زمان روشن (خاموش) واحد i ام به صورت متوالی
T_i^{on}	حداقل مدت زمان روشن واحد i ام
T_i^{off}	حداقل مدت زمان خاموش واحد i ام
E_i^{\min}	حداقل انرژی قابل تولید واحد i ام در روز بازار
E_i^{\max}	حداکثر انرژی قابل تولید واحد i ام در روز بازار

در ادامه علل عدم تطابق اجرای بهره‌بردار با برنامه ریزی بازار بر اساس مدل فوق بررسی می‌گردد. متأسفانه به دلیل عدم وجود اطلاعات کافی از شبکه و بار امکان شبیه سازی وجود ندارد. لذا نمی‌توان صحت دلایل بیان شده را با شبیه سازی نشان داد. ولی تئوریهای سیستمهای قدرت دلایل بیان شده را تصدیق می‌نمایند.

۳- علل عدم تطابق اجرای بهره‌بردار با برنامه ریزی بازار

علل عدم تطابق اجرای بهره‌بردار با برنامه ریزی بازار را به صورت زیر میتوان دسته بندی نمود.

۳-۱ مدل‌سازی نادرست برخی از واقعیات

۳-۱-۱ مدل‌سازی شبکه (معادلات پخش بار)

اولین قید ذکر شده در مدل ارائه شده در بخش ۳، قید تامین بار میباشد. این قید ساده ترین شکل معادلات پخش بار میباشد. در واقع در این قید فرض شده است که کل تولید و مصرف ایران در یک باس قرار دارند. به عبارت دیگر شبکه بسیار قوی فرض شده و از تلفات اکتیو و راکتیو خطوط انتقال صرف‌نظر شده است. واضح است که این فرض، فرض صحیحی نمیباشد. در قیود دوم یعنی قیود بین ناحیه‌ای سعی شده است تا حد توان خطوط بین ناحیه‌ای مدل شود. در شبکه انتقال ایران قیود بین ناحیه‌ای روی توان انتقالی بین شبکه و نواحی پنجگانه خراسان، سیستان، شمال ۲، جنوب ۱، و جنوب شرق تعریف شد است. در هر یک از این قیود شبکه با دو باس مدل شده است. یکی مبین ناحیه مورد مطالعه و دیگری مبین بقیه شبکه میباشد. قیود پخش بار با صرف‌نظر از پارامترهای خطوط بین ناحیه‌ای و به ساده ترین شکل ممکن روی باس ناحیه مورد مطالعه نوشته شده است. یعنی اینکه توان خروجی از هر ناحیه برابر است با توان تولیدی آن منهای توان مصرفی آن. مدل نمودن شبکه با خطوط بین ناحیه‌ای ساده سازی معقولی است زیرا بدلیل وجود خطوط انتقال حلقه شده زیاد داخل یک ناحیه، شبکه انتقال یک ناحیه را میتوان قوی فرض نمود. ولی آیا در مورد نواحی پنجگانه تعریف شده برای شبکه ایران که خود بخش وسیعی از شبکه را در بر میگیرد، فرض فوق یعنی قوی بودن شبکه داخل نواحی تعریف شده صادق است. برای مثال شبکه شمال ۲ که خود شامل شرکتهای برق منطقه‌ای تهران، سمنان، گیلان، مازندران، آذربایجان، خراسان، و زنجان میباشد، را میتوان شبکه ای قوی محسوب نمود؟ مدل نمودن شبکه به صورت ساده فوق باعث میشود برنامه ریزی بازار در عمل قابل پیاده سازی نباشد. برای مثال ممکن است به دلیل دیده نشدن حد توان خطوط انتقال برخی از خطوط در برنامه‌ریزی اضافه بار شوند. لذا بهره‌بردار هنگام اجرای برنامه بازار جهت پرهیز از اضافه بار شدن خطوط مجبور به انحراف از برنامه ریزی بازار

میگردد. یا به دلیل دیده نشدن تلفات خطوط انتقال در برنامه ریزی بهره‌بردار ممکن است هنگام اجرای برنامه ریزی بازار با کمبود توان مواجه شده و مجبور به خرید توان از واحدی شود که در برنامه ریزی بازار از این واحد توان خریداری نشده است. یا ممکن است به دلیل نادیده گرفتن توان راکتیو، خطی به حد حرارتی خود برسد و در نتیجه بهره‌بردار مجبور به خاموش نمودن واحدی گردد که در برنامه ریزی بازار از آن توان خریداری شده است و در عوض به واحدی دستور روشن شدن بدهد که بازار از آن توان نخریده است. لذا برای کاهش انحراف بهره‌بردار از برنامه ریزی بازار لازم است که شبکه به صورت دقیقتری مدل شود. برای این منظور لازم است شبکه حداقل با معادلات پخش بار مستقیم در بهینه سازی مدل گردد [۴]. چنانچه شبکه به صورت صحیح مدل شود نه تنها مشکل عدم تطابق اجرای بهره‌بردار و برنامه بازار حل میگردد بلکه بازار میتواند از قیمت گذاری گرهی استفاده نماید. در بازار کنونی قیمت پرداخت ژنراتورها برابر پیشنهاد قیمت آنها میباشد. دریافت بازار از بارها بر اساس میانگین قیمت توان خریداری شده انجام می شود. در این قیمت گذاری شبکه نادیده گرفته شده است و میزان پرداختی به ژنراتورها و دریافتی از بارها به محل آنها در شبکه بستگی ندارد. این نحوه قیمت گذاری هیچ سیگنالی برای توسعه صحیح تولید و انتقال به سرمایه گذاران نمی دهد. چنانچه شبکه به صورت کامل مدل شود یا حداقل هر منطقه با یک باس مدل شود در این صورت قیمت خرید و فروش توان در هر باس میتواند بر اساس قیمت‌های حاشیه‌ای محلی انجام شود. بنا به تعریف قیمت گرهی یا قیمت حاشیه‌ای محلی در یک گره مشخص برابر با هزینه تغذیه یک مگاوات بعدی بار در این گره با در نظر گرفتن هزینه حاشیه‌ای تولید، هزینه تراکم انتقال، و هزینه تلفات انتقال می‌باشد [۷]-[۵]. به عبارت دیگر قیمت حاشیه‌ای محلی باس i برابر با هزینه اضافی برای تهیه یک مگاوات بار اضافی در این باس می‌باشد. با استفاده از قیمت گذاری گرهی، مشتریان انرژی برق را به هزینه واقعی تحویل انرژی به گرهی که در آن قرار دارند معامله می‌کنند. این سیستم قیمت گذاری

بیست و یکمین کنفرانس بین‌المللی برق

محدودیت این خط در بهینه سازی است. برعکس ممکن است قید مجموع به دلیل اضافه بار شدن بیش از حد یکی از خطوط نقض شود در حالیکه خطوط دیگر کم بار می‌باشند. در چنین حالتی قید مجموع اجازه افزایش بار به این خطوط را نمی‌دهد. در چنین حالتی نه تنها قید برخی از خطوط نقض می‌شود بلکه به جواب بهینه نخواهیم رسید. لذا برای مدلسازی قیود بین ناحیه‌ای شبکه باید حداقل با معادلات پخش بار مستقیم مدل شود. در این صورت قید حد توان هر خط را به صورت جداگانه می‌توان اعمال نمود [۱۳]-[۷]. در نتیجه ضمن آنکه می‌توانیم با حفظ قیود شبکه به جواب بهینه تری دست یابیم امکان اجرای برنامه بازار توسط بهره‌بردار بیشتر می‌گردد.

۳-۱-۳ مدل‌سازی بار

دلیل اصلی مدل نمودن شبکه به صورت دقیق نداشتن مدل دقیقی از بار است. شرط لازم برای مدل نمودن شبکه آن است که پیش بینی بار به صورت باس به باس در اختیار باشد در صورتیکه شرکت‌های برق منطقه ای پیش بینی نیاز مصرف کل منطقه خود را در اختیار بازار برق قرار می‌دهند. شانزده شرکت برق منطقه ای وجود دارد که تشکیل یک افزاز از شبکه را می‌دهند. برای افزایش دقت برنامه ریزی بازار و قابل اجرا نمودن آن دو روش موجود است. یکی آنکه شرکت های برق منطقه‌ای و ادار شونند تا پیش بینی نیاز مصرف خود را به صورت باس به باس ارائه نمایند. روش دیگر آن است که شبکه معادل برای شبکه انتقال تعریف گردد. در شبکه معادل هر یک از شرکت‌های برق منطقه‌ای با یک باس مدل می‌شود. پارامترهای شبکه معادل باید به گونه ای تعیین شوند که شبکه معادل نتیجه پخش بار یکسانی با شبکه اصلی داشته باشد. دقت شود که مناطق شانزده گانه (شرکت‌های برق منطقه‌ای) بر خلاف نواحی پنجگانه منطقه وسیعی را در بر نمی‌گیرند. لذا شبکه آنها را با دقت بیشتری میتوان قوی فرض نمود. پس از معادل سازی شبکه قیدهای بین ناحیه‌ای باید بر اساس مناطق شانزده گانه (قید های بین منطقه‌ای) تعریف شوند.

با محاسبه قیمت براساس مسیر فیزیکی انرژی، مشوق استفاده کارا از سیستم انتقال می‌باشد. در این صورت هزینه تراکم را نیز می توان بر اساس اختلاف قیمت‌های حاشیه ای محلی تعیین نمود. قیمت گذاری تراکم خود سیگنال مناسب برای توسعه تولید و انتقال ایجاد خواهد نمود [۱۳]-[۷].

۳-۱-۲ مدل‌سازی قیود بین ناحیه ای

قیود بین ناحیه ای بین نواحی پنجگانه خراسان، سیستان، شمال ۲، جنوب ۱، جنوب شرق و شبکه تعریف شده است. منظور از شبکه در هر قید، کل شبکه منهای ناحیه مورد مطالعه می باشد. به عبارت دیگر همچنانکه بیان شد در هر قید شبکه با دو باس مدل شده است. یکی باس ناحیه مورد مطالعه و دیگری باس شبکه. منظور از شبکه در اینجا کل شبکه منهای ناحیه مورد مطالعه میباشد. با این تعریف شبکه در قیود بین ناحیه ای مختلف تعریف متفاوت دارد. از طرفی نواحی پنجگانه تعریف شده تشکیل یک افزاز از شبکه را نمی دهند. اجتماع این نواحی برابر کل شبکه نیست و مناطق غرب و باختر را در بر نمی گیرد. بعلاوه نواحی پنجگانه اشتراک زیادی دارند. برای مثال ناحیه سیستان زیر مجموعه ناحیه جنوب شرق و ناحیه جنوب شرق زیر مجموعه ناحیه جنوب ۱ میباشد. اگر چه ممکن است با تعریف نواحی پنجگانه فوق، قیود بین ناحیه ای به خوبی بیان گردد، مدل نمودن قیود بین ناحیه ای با این تعاریف جز به ساده ترین شکل و صرف نظر از پارامترهای شبکه ممکن نیست. علاوه بر این بین هریک از نواحی تعریف شده و شبکه چندین خط انتقال وجود دارد. این خطوط دارای ظرفیت متفاوت بوده و به باسهای متفاوت متصل شده اند. اعمال قیود بین ناحیه ای فوق به معنی اعمال قید روی مجموع توان چند خط انتقال میباشد. اعمال قید روی مجموع توان چند خط نه تنها می تواند موجب دیده نشدن حد برخی از این خطوط در بهینه سازی گردد، بلکه میتواند باعث استفاده غیر بهینه از خطوط شود. برای مثال ممکن است حد یکی از این خطوط نقض شود در حالیکه قید مجموع نقض نشده است و این به معنی دیده نشدن

۳-۱-۴ مدل‌سازی تولید

بر خلاف مدل بار که ساده سازی بیش از حد در آن شده است. تولید با جزئیات بیش از حد در بازار برق ایران مدل گشته است. علاوه بر اینکه واحدهای هر نیروگاه در یک باس قرار دارند. تولید به صورت باس به باس مدل نشده است بلکه به صورت جزئی تر یعنی واحد به واحد مدل شده است. در بسیاری از بازار های دنیا تولید به صورت نیروگاهی مدل میشود. حتی در برخی بازار ها یک شرکت که دارای چندین نیروگاه است با یک واحد مدل میشود در اینصورت مسئله در مدار قرار دادن واحد ها بر عهده نیروگاه یا شرکت مربوطه است نه برعهده بازار. در ایران مسئله در مدار قرار دادن تمام واحد ها با بازار برق است. حل مسئله در مدار قرار دادن واحد ها آن هم با تعداد بسیار واحد (حدود ۳۵۰ واحد) بسیار مشکل است. دقت شود که پیشنهاد قیمت به صورت پله ای و با ۱۰ پله ارائه میشود، این خود به پیچیدگی مسئله می افزاید. بدیهی است که حل مسئله ای با این ابعاد با در نظر گرفتن قیود فراوان نظیر قیود حداقل و حداکثر تولید ژنراتورها، قیود حداقل زمان روش و خاموش واحدها، قیود نرخ افزایش و کاهش تولید واحد ها و قیود شبکه کار ساده ای نیست و ممکن است به بهینه محلی همگرا گردد. با توجه به اینکه واحدهای یک نیروگاه معمولا مشابه میباشند مدل نمودن یک نیروگاه با یک یا دو واحد کار مشکلی نمیشود. چنانچه شرکتهای برق منطقه ای به صورت نیروگاهی در بازار شرکت کنند، مسئله در مدار قرار دادن واحدها به مسئله برنامه ریزی نیروگاهها تبدیل شده که مسئله ساده تری است. در اینصورت هر نیروگاه مسئول در مدار قرار دادن واحدهای خود بر اساس برنامه بازار میباشد. حل مسئله در مدار قرار دادن واحدها برای یک نیروگاه که تعداد واحدهای آنها غالبا کمتر از ۱۰ واحد میباشد کار پیچیده ای نمیشود. با این کار نیروگاهها میتوانند خطای تولید یک واحد خود را با واحد های دیگر خود جبران نمایند. این عمل سبب میشود که بهره‌بردار با خطای کمتری در تولید مواجه گردد و در نتیجه انحراف کمتری از برنامه بازار خواهد داشت. حسن دیگر اینکار این است که نیروگاهها در

حل مسئله در مدار قرار دادن واحد ها نیز رقابت خواهند کرد که این خود باعث افزایش تحقیقات در کشور می‌گردد.

۳-۲-۳ واقعیت های مدل نشده

۳-۲-۳-۱ سرویسهای جانبی

در دستور ۸۸۸ FERC شش سرویس جانبی برای بازار برق تعریف شده است. در سال ۱۹۹۷ دوازده سرویس جانبی توسط NERC برای بازار برق تعریف گردید [۱۴]. این سرویس ها علاوه بر آنکه برای قابلیت اطمینان سیستم و بهره‌برداری ایمن از سیستم ضروری میباشد، بدون آنها ایجاد بستر مناسب برای رقابت و حفظ عدالت بین مشتریان امکانپذیر نمیشود. از اینرو NERC نام این سرویس ها را از سرویسهای جانبی به سرویسهای بهره‌برداری مجتمع تغییر داد. در ایران یکی از دلایل مهمی که بهره‌بردار مجبور به انحراف از برنامه بازار می‌باشد عدم اختصاص ژنراتورهای مشخص جهت تولید سرویسهای جانبی میباشد. در ایران تمامی واحدها در بازار انرژی شرکت میکنند، در صورتیکه واحدهایی که مسئول تهیه سرویسهای جانبی میباشند نباید در بازار انرژی شرکت نمایند. جهت کاهش انحراف بهره‌بردار از برنامه بازار، باید برای سرویسهای جانبی زیر هر چه سریعتر بازار ایجاد گردد و یا ژنراتورهای مشخصی جهت تولید آنها تعیین گردد.

الف) رزرو عملیاتی

رزرو عملیاتی خود شامل رزرو چرخان و رزرو مکمل میباشد. منظور از رزرو چرخان تهیه ظرفیت تولید اضافه بر مصرف از ژنراتورهایی است سنکرون با شبکه بوده و آماده اند که بار مصرف کنندگان را در صورت بروز یک پیشامد غیر قابل پیش بینی تامین نمایند [۱۴]. منظور از رزرو مکمل الف) تهیه ظرفیت تولید اضافه بر مصرف از ژنراتورهایی است که الزاما سنکرون با شبکه نبوده ولی قادر به تغذیه بار حداکثر در ۱۰ دقیقه در صورت بروز یک پیشامد غیر قابل پیش بینی می باشند، ب) تهیه بار قابل توقف استی که بتواند در مدت حداکثر ۱۰ دقیقه از شبکه برداشته شود [۱۴]. کنترل رزروهای

بیست و یکمین کنفرانس بین‌المللی برق

واحدهایی که در تنظیم فرکانس شرکت میکنند حق شرکت در بازار انرژی را نباید داشته باشند.

ج) پوشش خطای پیش بینی

بازار براساس پیش بینی نیاز مصرف، توان خریداری می‌نماید. در عمل همواره نیاز مصرف با مقدار پیش بینی شده متفاوت است. برای پوشش این خطا باید میزان خطای مثبت و منفی پیش بینی مناطق مختلف در ساعات متفاوت برآورد شود. بازار باید به مقدار خطای برآوردشده در ساعات مختلف از ژنراتورهای نیم بار ظرفیت خریداری نماید تا این ژنراتورها خطای مثبت یا منفی پیش بینی مصرف را جبران نماید.

د) توان راکتیو و ولتاژ

از آنجا که مسئله کنترل ولتاژ به صورت محلی باید حل شود، ایجاد یک بازار سراسری برای توان راکتیو ممکن نیست. لذا بازار باید ژنراتورهایی را که در هر منطقه توانایی کنترل ولتاژ دارند شناسایی نماید. از آنجا که تولید و جذب توان راکتیو توسط یک ژنراتور باعث کاهش ظرفیت تولید توان اکتیو آن میشود، بازار باید به این ژنراتورها قرارداد طولانی مدت جهت کنترل ولتاژ عقد نماید. تولید توان راکتیو این ژنراتورها باید تحت نظر AVR قرار گیرد. حداکثر توانی که این ژنراتورها در بازار انرژی ارائه میکنند باید با توجه به کاهش میزان تولید آنها به دلیل کنترل ولتاژ تعیین شود. اگر چنین کاری انجام نشود ژنراتوری که کل توان خود را در بازار فروخته است هنگامی که از بهره بردار دستور جذب توان راکتیو میگیرد، ناچار به کاهش توان خود شده و در نتیجه اجرای بهره بردار از برنامه بازار منحرف میگردد.

ه) امنیت شبکه

امنیت شبکه در برنامه ریزی بازار در نظر گرفته نمی‌شود. برای در نظر گرفتن امنیت شبکه لازم است که پیشامدهای خطرناک و محتمل شبکه شناسایی گردد. این پیشامدها باید روی برنامه بازار شبیه سازی شده و امکان پایداری شبکه با

عملیاتی باید در دست بهره‌بردار باشد. برای ایجاد بازار رزرو در ایران ابتدا باید میزان رزرو چرخان و مکمل مورد نیاز کل شبکه و مناطق مختلف را تعیین نمود. سپس باید بر اساس قیود بین منطقه‌ای حداقل رزرو چرخان هر منطقه تعیین شود. دقت شود که میزان رزرو مورد نیاز به بار شبکه بستگی دارد. لذا میزان رزرو مورد نیاز هر ساعت روز بازار را می‌توان بر اساس پیش بینی نیاز مصرف کل کشور و نیاز مصرف مناطق مختلف برای ساعتهای مختلف روز بازار تعیین نمود. برای ایجاد بازار رزرو نیروگاهها و بارهایی که شرایط لازم برای شرکت در بازار رزرو را دارند باید شناسایی شوند. نیروگاهها و بارهای واجد شرایط میتوانند در بازار رزرو شرکت نموده و پیشنهاد قیمت بدهند، بازار رزرو ظرفیت مورد نیاز را از ارزترین ظرفیت‌های واجد شرایط بگونه‌ای خریداری می‌نماید که ضمن تامین رزرو مورد نیاز، قید حداقل رزرو موجود در هر منطقه رعایت گردد. واحدهایی که در بازار رزرو شرکت میکنند در صورت پذیرفته شدن نباید در بازار انرژی شرکت کنند.

ب) تنظیم فرکانس

منظور از سرویس تنظیم فرکانس تهیه ظرفیت اضافه بر بار از ژنراتورهای بسیار سریع نیم بار میباشد تا تحت نظر AGC تغییرات بار و تولید را به صورت لحظه به لحظه دنبال نموده و فرکانس را در بازه استاندارد حفظ نمایند [۱۴]. برای ایجاد بازار تنظیم فرکانس، ظرفیت مورد نیاز در هر منطقه برای کنترل فرکانس باید تعیین گردد. واحدهای واجد شرایط نیز باید شناسایی شوند. با توجه به اینکه تعداد این واحدها زیاد نمیشود ایجاد بازار روزانه عملی به نظر نمیرسد. برای این منظور بهترین روش آن است که بازار با واحدهای واجد شرایط در هر منطقه قراردادها طولانی مدت برای کنترل فرکانس عقد نماید و این واحدها را در اختیار AGC قرار دهد. در اینصورت تغییرات لحظه به لحظه بار و تولید بهره‌بردار را وادار به انحراف از برنامه بازار نخواهد کرد.

مراجع

[1] M. Shahidehpour and M. Alomoush, *Restructured Electrical Power Systems*, Marcel Dekker Publishers, June 2001.

[۲] بازار برق، رویه ۲، موجود در

<http://www.igmc.ir/farsi/emarket/raviye2.asp>

[۳] بازار برق، رویه ۳، موجود در

<http://www.igmc.ir/farsi/emarket/raviye3.asp>

[4] Allen, J. wood, and Bruce F. Wollenberg, *Power Generation, operation, and control*, John Wiley & Sons, New York, 1984.

[5] L. Clarke, A. Ott, and C. Advena, "PJM LMP & FTR Refresher Course," PJM Technical Report, Mar. 1999.

[6] M. Shahidehpour and M. Alomoush, *Restructured Electrical Power Systems*, Marcel Dekker Publishers, June 2001.

[۷] مجید علومی بایگی، توسعه بازار محوری شبکه های

انتقال قدرت، رساله دکتری، دانشگاه فردوسی مشهد، ۱۳۸۳.

[8] M. Oloomi Buygi, H. Modir Shanechi, and M. Shahidehpour, "Transmission planning in deregulated environments," *International Journal of Engineering*, Vol. 15, No. 3, pp. 249-256, Oct. 2002.

[9] M. Oloomi Buygi, G. Balzer, H. Modir Shanechi, and M. Shahidehpour, "Market based transmission expansion planning," *IEEE Trans. PWRs*, Vol. 14, No. 4, pp. 2060-2067, Nov. 2004.

[10] M. Oloomi Buygi, G. Balzer, H. Modir Shanechi, and M. Shahidehpour, "Market based transmission expansion planning: Fuzzy risk assessment," in *Proc. 2004 IEEE PES DPRT Conf., Hong Kong*.

[11] M. Oloomi Buygi, G. Balzer, H. Modir Shanechi, and M. Shahidehpour, "Market based transmission expansion planning: Stakeholders' desires," in *Proc. 2004 IEEE PES DPRT Conf., Hong Kong*.

[12] M. Oloomi Buygi, M. Shahidehpour, H. Modir Shanechi, and G. Balzer "Market based transmission planning under uncertainties," in *Proc. 2004 IEEE PES PMAPS Conf., IOWA, USA*.

[13] M. Oloomi Buygi, G. Balzer, H. Modir Shanechi, and M. Shahidehpour "Network expansion planning in unbundled power systems," *IEEE Trans. PWRs*, Vol. 21, No. 3, Aug. 2006.

[14] NERC, *Interconnected operation services – Reference document*, available on <http://www.nerc.com/~filez/ioss.html>

[۱۵] مرکز ملی راهبری و پایش شبکه سراسری، دستور

العملهای ثابت بهره برداری، موجود در

http://www.igmc.ir/farsi/RahBariNet/dastoor_sabet.asp

ظرفیتهای رزرو در نظر گرفته شده بررسی گردد. چنانچه با وقوع این پیشامدها شبکه نمی تواند پایداری خود را حفظ نماید، باید برنامه بازار قبل از اجرا اصلاح گردد تا در صورت بروز پیشامد، بهره‌بردار ضمن حفظ پایداری شبکه مجبور به انحراف از برنامه بازار نباشد. بهره‌بردار قوانین تجربی خواصی جهت حفظ امنیت شبکه دارند [۱۵]. یکی از روشهای کاهش خطای اجرای بهره‌بردار و برنامه بازار، در نظر گرفتن این قوانین تجربی در برنامه بازار میباشد. برای این منظور این قوانین باید دسته بندی و جهت اعمال در برنامه بازار به صورت ریاضی بیان شوند. انجام اینکار همکاری تنگاتنگ بین بازار و بهره‌بردار را می‌طلبد.

۴- نتیجه گیری

علت اصلی انحراف اجرای بهره‌بردار از برنامه بازار مدل نشدن صحیح سیستم میباشد. به عبارت دیگر برنامه ریزی بازار بر اساس مدلی نادرست ریخته میشود و طبیعی است که در عمل با مشکلاتی مواجه باشد. مهمترین عامل مدل نشده یا بد مدل شده شبکه میباشد. چنانچه شبکه به صورت صحیح مدل شود نه تنها مشکل عدم تطابق اجرای بهره‌بردار و برنامه بازار حل میگردد بلکه بازار میتواند از قیمت گذاری گرهی استفاده نماید. با استفاده از قیمت گذاری گرهی، مشتریان انرژی برق را به هزینه واقعی تحویل انرژی به گرهی که در آن قرار دارند معامله می‌کنند. این سیستم قیمت گذاری با محاسبه قیمت براساس مسیر فیزیکی انرژی، مشوق استفاده کارا از سیستم انتقال می‌باشد. در این صورت هزینه تراکم را نیز می‌توان بر اساس اختلاف قیمت‌های حاشیه ای محلی تعیین نمود. قیمت گذاری تراکم سیگنال مناسب برای توسعه تولید و انتقال ایجاد خواهد نمود. اگر چه امکان شبیه سازی سیستم با مدل کامل بیان شده و نتایج مقایسه آن با نتایج مدل ناقص بدلیل در دسترس نبودن اطلاعات کافی از شبکه و بار (به صورت باس به باس) وجود ندارد، صحت دلایل بیان شده با توجه به تئوریهای سیستمهای قدرت بدیهی میباشد.