۱-۱- مقدمه

از سال ۱۹۸۰ تجدید ساختار در صنعت برق شروع به شکل گیری کرد. بحث از آنجایی شروع شد که انرژی الکتریکی بعنوان یک کالا شناخته شد که قابلیت خرید و فروش دارد. بنابر این میتواند همانند سایر کالا ها از انحصار یک شرکت یا دولت خارج شده و در یک بازار به خرید و فروش برسد. ویژگی های خاص انرژی الکتریکی از جمله عدم امکان ذخیره آن و فلوهای مخالف خطوط انتقال باعث پیچیده گی و بروز مسائل جدید گردیده است. با این حال دولتها تمایل به واگذاری صنعت برق به بخش خصوصی و ایجاد محیط رقابتی را دارند. در بازار برق تولید کنندگان بعنوان فروشنده و مصرف کنندگان بعنوان خریدار پیشنهاد قیمت خودشان را به بازار برق ارائه می نمایند. بازار برق بصورت بیطرف با حداقل نمودن هزینه کل سیستم، میزان انرژی خریده شده یا فروخته شده هر کدام را تعیین میکند. در بازار فعلی برق ایران رقابت فقط در بخش تولید وجود دارد و توان الکتریکی با میانگین قیمت فروش به مصرف کنندگان ارائه میگردد.

۱-۲- انگیزه تعریف مسئله

تولید کنندگان در بازار برق بدنبال افزایش سود هستند. چنانچه یک واحد، قیمت پایین برای انرژی الکتریکی پیشنهاد کند، احتمال پذیرفته شدن آن واحد در بازار زیاد است ولی به دلیل فروش توان به قیمت پایین درامد کمی عایدش میشود. چنانچه این واحد، قیمت بالا برای انرژی الکتریکی پیشنهاد کند، احتمال پذیرفته شدن آن در بازار کم شده که باعث کاهش درامد میگردد. لذا منحنی درامد یک

واحد بر حسب پیشنهاد قیمتش دارای یک ماکزیمم در بازه صفر و حداکثر پیشنهاد قیمت مجاز میباشد. هر واحد جهت دستیابی به حداکثر درامد، باید پیشنهاد قیمت بهینه هر ساعت هر روز بازار را تعیین و به بازار ارائه نماید. بنابر این ارائه یک روش مناسب جهت تعیین پیشنهاد قیمت بهینه ضروری است. در ایران شرکتهای برق منطقه ای به نمایندگی از نیروگاههای آن منطقه بدنبال روشهای تعیین پیشنهاد قیمت بهینه هستند و این پروژه بر اساس پیشنهاد شرکت برق منطقه ای خوزستان انجام گردیده است.

۱-۳- تعریف مسئله

پس از شکل گیری بازار برق ایران و لزوم خرید و فروش انرژی الکتریکی، هر شرکت برق منطقه ای بعنوان فروشنده انرژی الکتریکی باید در این بازار شرکت کرده و برای هر واحد خود بصورت جداگانه پیشنهاد قیمت ارائه کند. چنانچه یک فروشنده قیمت پایین برای انرژی الکتریکی پیشنهاد کند احتمال برنده شدن آن در بازار زیاد است ولی بدلیل فروش انرژی با قیمت پایین سود کمی عایدش میشود. چنانچه فروشنده قیمت بالا برای انرژی الکتریکی پیشنهاد کند بدلیل کاهش احتمال فروش، سودش کاهش می یابد. لذا برای افزایش سود هر واحد باید پیشنهاد قیمتی که سود واحد را حداکثر میکند تعیین و ارائه گردد.

هدف این پایان نامه ارائه یک راهبرد مناسب عملی جهت تعیین پیشنهاد قیمت بهینه یک واحد مشخص از شبکه برای ۲۴ ساعت روز بازار میباشد. پیشنهاد قیمت باید بگونه ای باشد که درامد آن واحد حداکثر گردد.

۱-۴- مروری بر رساله

در فصل دوم به مروری بر تجدید ساختار و ویژگیهای بازار برق ایران میپردازیم سپس مروری بر راهبردهای انجام شده در پیشنهاد قیمت انرژی الکتریکی داریم.

در فصل سوم به ارائه یک روش جدید برای راهبرد پیشنهاد قیمت در بازار برق ایران بر اساس پله های کسب اطلاعات و استفاده از اطلاعات ساعت **h** ام روز **j** ام برای پیشبینی ساعت **h** ام روز **j+1** ام میپردازیم. درامد حصل از این روش را با درامد حاصل از روش ارائه شده توسط برق منطقه ای مقایسه میکنیم.

در فصل چهارم راهبرد پیشنهاد قیمت ارائه شده در فصل سوم را با استفاده از سریهای زمانی توسعه داده و درامد حاصل از ان را مقایسه نموده ایم.

در فصل پنجم نتیجه گیری کلی از کارهای انجام شده در فصلهای قبل صورت گرفته و پیشنهادات لازم برای بهبود فرایند راهبرد پیشنهاد قیمت انرژی الکتریکی ارائه میگردد.

۲-۱- تجدید ساختار در سیستم های قدرت

۲-۱-۱- انگیزه های ایجاد بازار برق

در بررسی دلایل رویکرد به سمت بازار برق موارد مختلفی مطرح شده است . دولت برای جبران کمبود بودجه جهت سرمایه گذاری در صنعت برق نیاز به ورود بخش خصوصی به چرخه صنعت برق دارد. در بیشتر کشورها رویکرد به بخش خصوصی یک اصل به شمار می رود و در ایران نیز اصل ۴۴ قانون اساسی به این مهم اشاره می کند. دلیل دیگری که در ایجاد بازار برق مهم به شمار میرود ایجاد یک محیط رقابتی و خارج شدن از سیستم انحصاری است . بطوری که دریک سیستم رقابتی همواره شرکت کنندگان سعی در کاهش هزینه های اضافی و بهبود راندمان و افزایش کیفیت هستند. با ورود بخش خصوصی و رقابتی کردن صنعت برق بهره وری و در نتیجه رفاه اجتماعی افزایش می یابد. برخی کاهش مشغله های دولتی را از دیگر انگیزه های رویکرد به سمت بازار برق می دانند که باعث تفکیک مسائل حاکمیتی از تصدی‌گری میشود. با ایجاد بازار برق و ایجاد انگیزه مالی مناسب سرمایه داران تشویق به سرمایه گذاری در تولید انرژی الکتریکی می گردند. شفاف سازی هزینه ها نیز یکی از دلایل تجدید ساختار میباشد. در ایران نیز با توجه به کمبود بودجه شرکتهای برق منطقه ای نیاز به سرمایه گذاری بخش خصوصی احساس میشود. همچنین برای ایجاد رقابت بین تولیدکنندگان انرژی الکتریکی و شفاف نمودن هزینه های تولید و انتقال تجدید ساختار تصمیم به پایه گذاری آن گردید. این تغییرات در صنعت برق به سمت بازار برق معمولاً مقررات زدایی یا تجدید ساختار نامیده می شود. [1]و[2]

۲-۱-۲-تاریخچه تجدید ساختار

در سال ۱۹۷۰ در ایالت متحده فعالیت تولیدکنندگان خصوصی کوچک در بخش برق مجاز شمرده شد ودر سال ۱۹۷۸ شرکتهای برق منطقه ای ملزم به خرید برق از این تولیدکنندگان شدند. در سال ۱۹۸۲ در شیلی قانونی به تصویب رسید که طی آن مصرف کنندگان بزرگ می توانند قرارداد دو جانبه با تولیدکنندگان وضع کنند و بر سر قیمت به توافق برسند. بازار برق انگلستان یا ولز که اصطلاحاً POOL نامیده می شد در سال ۱۹۹۰ شکل گرفت. در سال ۱۹۹۱ نروژ یک بازار برق رقابتی ایجاد نمود. آرژانتین در سال ۱۹۹۲با تفکیک صنعت برق خود آن را به شرکتهای تولید، انتقال و توزیع، خصوصی‌سازی نمود. در سال ۱۹۹۶ با پیوستن سوئد به نروژ این بازار شکل گسترده تری گرفت وهم اکنون کشورهای فنلاند و دانمارک عضو آن هستند که به بازار عمده‌فروشی نوردیک (NORD POOL) معروف است. اتحادیه اروپا در سال ۱۹۹۶ بخشنامه ایجاد بازار برق را صادر نمود. بازارهای برق اسپانیا و هلند به ترتیب در سالهای ۱۹۹۸ و ۱۹۹۹ به شکل رقابتی شروع به فعالیت نمودند. قانون تجدید ساختار بخش برق هم اکنون در نیمی از ایالت‌های آمریکا تصویب شده است که در صدر آنها کالیفرنیا و پنسیلوانیا- نیوجرسی- مریلند (PJM) قرار دارند.

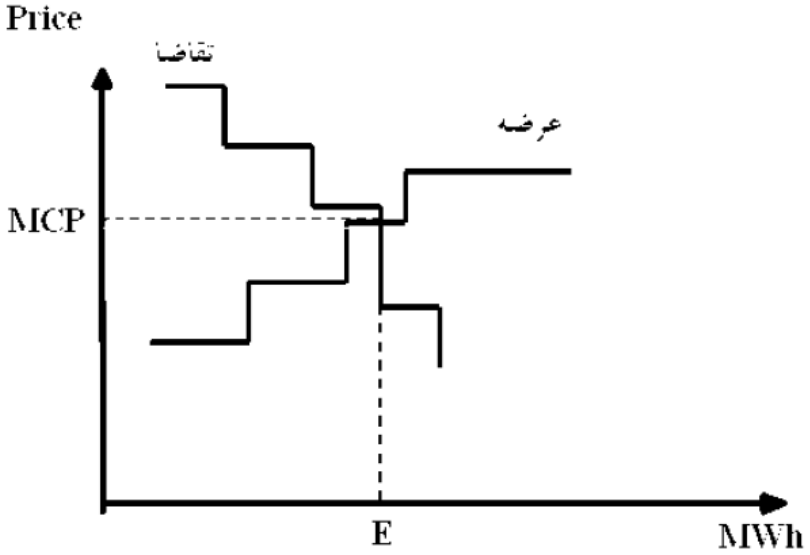
در ایران تاسیس شرکت مدیریت شبکه سراسری برق ایران به منظور نظارت بر بازار برق و دیسپاچینگ در قانون بودجه سال ۱۳۸۲ لحاظ گردید و اساسنامه شرکت مدیریت شبکه برق ایران در بهار سال ۱۳۸۳ به تصویب رسید. شرکتهای برق منطقه ای برای دستیابی به اهداف تجدید ساختار در صنعت برق کشور از ابتدای تشکیل بازار برق به شکل فعال اقدام به فعالیت نموده اند. هم اکنون نیروگاهها به عنوان تولید کننده انرژی الکتریکی در بازار برق شرکت میکنند و برای هر روز پیشنهاد فروش را به تفکیک ساعت ارائه میدهند.[۴]

۲-۱-۳- ویژگیهای بازار برق

ایده اساسی در بازار برق این است که انرژی الکتریکی بعنوان یک کالا شناخته میشود و خطوط انتقال بعنوان جابجا کننده آن ، شرکتهای توزیع خریدار و نیروگاهها فروشنده هستند. قیمت گذاری انرژی الکتریکی بر اساس مکانیزم بازار بصورت مزایده صورت می‌پذیرد.

بازار برق دارای پیچیدگی هایی میباشد که از آن جمله می توان به عدم امکان ذخیره انرژی الکتریکی (بازار دینامیک) نام برد. عامل دیگری که باعث پیچیده تر شدن بازار برق میشود انتقال الکتریسیته در شبکه بر پایه قوانین فیزیکی حاکم بر شبکه مانند قوانین کیرشف است. محدودیت دیگری که در بازار برق وجود دارد محدودیت های فنی نیروگاهها و شبکه نظیر قید حداقل و حداکثر توان تولیدی، قید حداکثر نرخ کاهش و افزایش توان، قید حداقل زمان خاموشی برای راه اندازی مجدد، قید حداقل زمان روشن بودن برای خاموش کردن مجدد، قید حداقل انرژی، قید حداکثر انرژی و قید حد توان خطوط انتقال میباشد. در بازار برق، شبکه انتقال از اهمیت خاصی بر خوردار است زیرا محدودیت انتقال باعث افزایش هزینه ها میگردد و راندمان اقتصادی بازار را تحت تاثیر قرار میدهد در حقیقت هر خط انتقال ارتباط بین دو بازار محلی را بر قرار میسازد. بنابراین توسعه شبکه انتقال از اهمیت خاصی برخوردار است.

۲-۱-۴- انواع بازار برق:



شکل ۲-۱ برخورد دو منحنی عرضه و تقاضا

بازار یکنواخت (Uniform price):

در این بازار با برخورد دو منحنی عرضه و تقاضا قیمت تسویه (MCP[1]) تعیین می شود. از تلاقی این دو منحنی تولیدکنندگان و مصرف کنندگان برنده شده در حراج نیز مشخص می شود. انرژی الکتریکی به قیمت تسویه از تمام فروشندگانی که در بازار برنده شده اند (فروشندگانی که پیشنهاد قیمت آنها کمتر یا مساوی قیمت تسویه بوده است)، خریداری میشود. همچنین کلیه مصرف کنندگانی که در بازار برنده شده‌اند (مصرف کنندگانی که پیشنهاد قیمت آنها بیشتر یا مساوی قیمت تسویه بوده است) به قیمت تسویه، انرژی خریداری می نمایند.

بازار پرداخت برابر پیشنهاد (Pay as bid):

در این روش بازار با تلاقی منحنی های عرضه و تقاضا تولیدکنندگان و مصرف کنندگان برنده شده در حراج مشخص میشوند. در این بازار هر تولید کننده برنده قیمت پیشنهادی خود را دریافت میکند. از خریدار برنده نیز قیمت پیشنهادی خودش دریافت میگردد.

۲-۱-۵- مزایای تجدید ساختار در صنعت برق

مزایای تجدید ساختار را می‌توان به صورت زیر بیان نمود:

- ایجاد انگیزه تولید بیشتر برای نیروگاهها (استفاده از حداکثر ظرفیت و راه اندازی سریع تر واحد های در حال تعمیر)
- وجود انگیزه اقتصادی به منظور کاهش تلفات در تمام نقاط شبکه
- کاهش مصرف در ساعات پیک بدلیل افزایش قیمت در این ساعات که نتیجه آن کاهش مصرف حداکثر و عدم نیاز به سرمایه گذاری جهت احداث نیروگاه اضافی میباشد.
- عدم استقبال از نیروگاههای راندمان پایین و پیشرفت به سوی نیروگاههای با راندمان بالا
- ایجاد محیط رقابتی که باعث کاهش قیمت و افزایش کیفیت برای مصرف کننده میگردد

1 Market Clearing Price

بحران بازار برق کالیفرنیا در تابستان ۲۰۰۰ بر اثر عواملی همچون کاهش ظرفیت تولید، کاهش تـوان واحد های آبی، افزایش تقاضا، افزایش قیمت گاز و محدودیت انتشار NO_x شـکل گرفـت. در نتیجـه افزایش بهای برق وخاموشی های مکرر بوجود آمد. برای جلوگیری از بوجود آمـدن چنـین مشـکلاتی بازار باید به صورت مناسب طراحی شده و قوانین بازار باید کاملاً شفاف باشند. بعلاوه انگیزه لازم جهت سرمایه گذاری در بخش تولید باید ایجاد شود و موانع ورود به بازار حذف گردد تا ظرفیت تولید کافی احداث گردد.

۲-۱-۶- بازار برق ایران

برای ارائه یک روش مناسب جهت تعیین پیشنهاد قیمت بهینه در بازار برق ایران ابتـدا بایـد بـا نحـوه عملکرد بازار برق ایران و قوانین حاکم بر آن به خوبی آشنا شده و عوامل موثر بر درآمد نیروگاههـا در این بازار را شناسایی نمود. در این بخش ابتدا نحوه عملکرد بازار برق ایران بیان میگردد. سپس عوامل موثر بر درآمد نیروگاهها بررسی میگردند.

در حال حاضر دولت به عنوان مالک کلیه شرکت‌های برق منطقه ای، بهره بـرداری از نیروگاههـا را بـه شرکتهای برق منطقه ای واگذار نموده است و سهم بخـش خصوصـی بسـیار کوچـک اسـت. شـرکت "مدیریت شبکه سراسری برق ایران" مسئول برنامه ریزی، بهره بـرداری و کنتـرل شـبکه بـرق ایـران میباشد. این شرکت مستقل از بخش تولید، مصرف و انتقال بوده و هیچ انگیزه مالی ندارد. شرکت های برق منطقه ای جهت شرکت در بازار، پیشنهاد قیمت[1] هر یک از واحدهای خود را باید سه روز قبل از روز بازار به بازار برق ارسال نمایند. این اطلاعات باید بصورت تفکیک شده بـرای ۲۴ سـاعت روز بـازار ارائه گردد. پیشنهاد قیمت هر ساعت باید بصورت پله ای حداکثر در ده پله ارائه شود. قیمت هـر پلـه ثابت بوده و پله های قیمت بر حسب توان باید بصورت افزایشی باشـند. کـران بـالا و پـایین تـوان بـه ترتیب برابر با P^{min} و P^{max} واحد مربوطه میباشد . کران بالا و پایین پیشنهاد قیمت به ترتیب برابـر بـا صفر و $bid^{max\text{-}alw}$ می باشد. در حال حاضر $bid^{max\text{-}alw}$ برابر با ۵۴۰۰۰ ریال بر مگاوات ساعت می باشد. برای مثال پیشنهاد قیمت واحد iام در ساعت hام یک روز خاص بصورت زیر است:

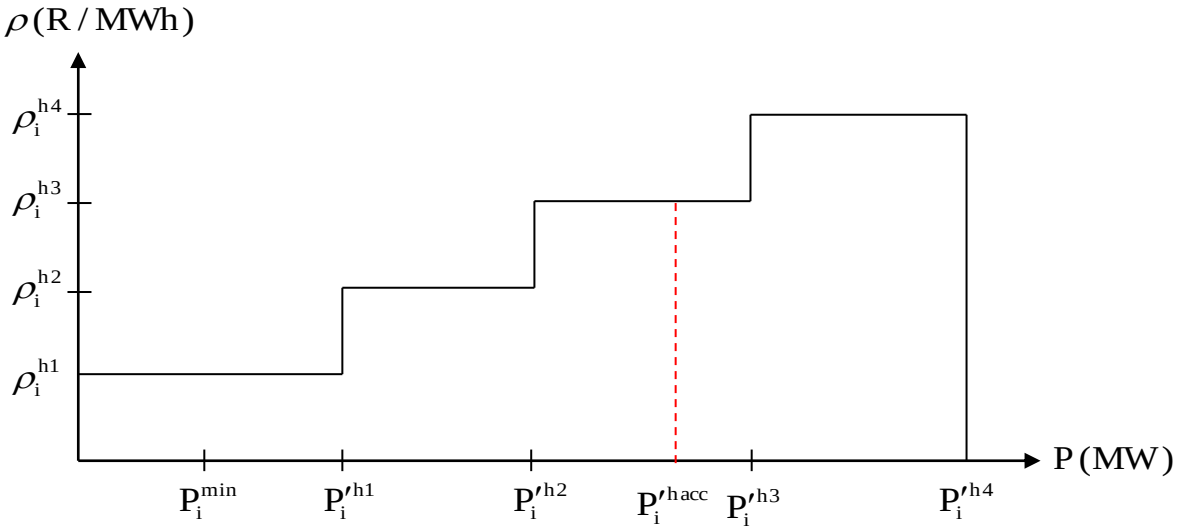
---

1 bid

$P_i'^{h1}, P_i'^{h2}, P_i'^{h3}, P_i'^{h4}, 0, 0, 0, 0, 0, 0, \rho_i^{h1}, \rho_i^{h2}, \rho_i^{h3}, \rho_i^{h4}, 0, 0, 0, 0, 0, 0$

این پیشنهاد قیمت دارای چهار پله میباشد. $P_i'^{hs}$ و ρ_i^{hs} به ترتیب توان و قیمت پله sام واحد iام در ساعت hام مطابق شکل ۱ میباشد. $P_i'^{h\,acc}$ توان پذیرفته شده در بازار است.

بازار برق پس از جمع آوری پیشنهاد قیمت و پیش بینی بار برای ساعتهای مختلف روز بـازار، انـرژی الکتریکی را بگونه ای از تولید کنندگان میخرد که برق مورد نیاز مصرف کننـدگان در ۲۴ سـاعت روز بازار حتی الامکان تامین شده و هزینه خرید انرژی الکتریکی بـا در نظـر گـرفتن محـدودیتهای فنـی واحدها و



شکل ۲-۲ پیشنهاد قیمت واحد iام در ساعت hام

شبکه حداقل گردد. به این عملیات، در مدار قرار دادن[1] واحدها میگویند. اطلاعاتی که بازار جهـت در مدار قرار دادن واحد ها استفاده میکند 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
- قیود حداقل و حداکثر میزان تولید
- قیود حداقل زمان روشن و خاموش بودن

- قیود حداکثر نرخ افزایش و کاهش توان هر یک از واحدها
- قیود انتقال توان بین نواحی پنجگانه خراسان، سیستان، شمال ۲، جنوب ۱، و جنوب شرق با شبکه
- قیود حداکثر انرژی برای واحد های دارای محدودیت سوخت (یا محدودیت آلودگی محیط زیست)
- قیود حداقل انرژی برای واحدهای آبی (قید سرریز شدن آب سد)

تابع هدف و قیود این بهینه سازی را بصورت زیر میتوان فرموله نمود:

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

تابع هدف (۲-۱)

S.t.

$$1) \sum_{i=1}^{N}\sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} = D^h \quad h = 1,...,24$$

قید تامین بار (۲-۲)

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

قیود بین ناحیه‌ای (۲-۳)

$$p_{mn}^{min} \le p_{mn}^h \le p_{mn}^{max} \qquad h = 1,...,24, \quad m = 1,...,M$$

$$3)\ p_i^{min} \le \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} \le p_i^{max} \qquad i = 1,...,N,\ h = 1,...,24$$

قیود حداقل و حداکثر تولید (۲-۴)

واحدها

$$4)\ R_i^h = \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} - \sum_{s=1}^{10} p_i^{(h-1)s}$$

قیود نرخ افزایش و کاهش (۲-۵)

واحدها

$$\text{if } R_i^h \ge 0 \text{ then } R_i^h \le R_i^{inc}, \qquad \text{if } R_i^h \le 0 \text{ then } -R_i^h \le R_i^{dec}$$
$$i = 1,...,N,\ h = 1,...,24$$

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

قید حداکثر انرژی (۲-۶)

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

قید حداقل انرژی (۲-۷)

---

[1] Unit commitment

قیود حداقل زمان خاموش و روشن (۲-۸)

$$7)\ \text{If}\ \ 0 \le T_{i-1} \le T_i^{on}\ \ \text{then}\ \sum_{s=1}^{10} p_i^{hs} \ge 0$$

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

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

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

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

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

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

نمادهای استفاده شده به صورت زیر تعریف شده است:

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

حداکثر انرژی قابل تولید واحد **i** ام در روز بازار E_i^{max} پیش بینی نیاز مصرف کل کشور در ساعت **h** ام D^h

بهای پرداختی به ژنراتورها شامل دو مولفه آمادگی و استفاده (انرژی) می باشد. بهای آمادگی یک ژنراتور در یک ساعت مشخص برابر با حاصل ضرب قابلیت تولید ابراز شده آن ساعت در نرخ آمادگی همان ساعت است. نرخ آمادگی سالیانه توسط مدیریت شبکه سراسری برق ایران تعیین میگردد. بهای استفاده (انرژی) یک ژنراتور برنده شده در مناقصه دریک ساعت مشخص، برابر با حاصلضرب انرژی تولیدی ان ساعت در پیشنهاد قیمت آن می باشد. انرژی در بازار برق ایران بصورت رقابتی از تولید کنندگان خریداری می شود. انرژی به قیمت متوسط خریداری شده از تولید کنندگان به مصرف کنندگان فروخته میشود.

۲-۱-۶-۱- عوامل موثر بر درامد یک واحد

عوامل موثر بر درآمد یک واحد را میتوان از مدل فوق استخراج نمود. این عوامل عبارتند از:

۱. قیمت پیشنهادی: چنانچه یک واحد قیمت پایین برای انرژی الکتریکی پیشنهاد کند، احتمال پذیرفته شدن آن واحد در بازار زیاد است ولی به دلیل فروش توان به قیمت پایین درامد کمی عایدش میشود. چنانچه این واحد قیمت بالا برای انرژی الکتریکی پیشنهاد کند، احتمال پذیرفته شدن آن در بازار کم شده که باعث کاهش درامد میگردد. لذا منحنی درامد یک واحد بر حسب پیشنهاد قیمتش دارای یک ماکزیمم در بازه صفر و حداکثر پیشنهاد قیمت مجاز میباشد. بنابراین هر واحد جهت دستیابی به حداکثر درامد، باید پیشنهاد قیمت بهینه هر ساعت هر روز بازار را تعیین و به بازار ارائه نماید.

۲. میزان تقاضا: از آنجا که بازار موظف است بار همه مصرف کنندگان را حتی المقدور تامین نماید. اگر میزان تقاضا برای خرید انرژی الکتریکی زیاد باشد بازار برق ناچار به خرید انرژی از نیروگاههای بیشتری است، حتی اگر این نیروگاهها قیمت بالا پیشنهاد کرده باشند. در این مواقع فروشندگان از فرصت استفاده کرده و قیمت بالایی پیشنهاد میکنند. اگر میزان تقاضا کم باشد

تعداد زیادی از واحدها در بازار پذیرفته نمی شوند. در ایـن مواقـع واحـدها حتـی امکـان قیمـت پیشنهادی پایین ارائه میکنند تا بتوانند انرژی الکتریکی خود را به فروش برسانند.

۳. مجموع تعداد واحد های شرکت کننده در بازار و ظرفیت آنها: هر چه تعداد واحد شـرکت کننـده در بازار بیشتر باشد رقابت سخت تر شده و جهت پذیرفته شدن در بازار باید قیمـت پـایین تـری ارائه نمود. بر عکس اگر تعداد واحدهای شرکت کننده به دلیلی نظیر خروج واحدها برای تعمیر و نگهداری کاهش یاید، رقابت ساده تر شده و امکان فروش انرژی با قیمت بالاتر افزایش مییابد. بـه عبارت دیگر به دلیل کاهش عرضه قیمت افزایش مییابد. بدلیل وجود قیود بین ناحیه منطقـه ای و قید تامین بار چنانچه واحدهای یک منطقه از مدار خارج شوند واحـدهای دیگـر آن منطقـه بـا قیمت بالاتری میتوانند در بازار پذیرفته شوند.

۴. قیمت پیشنهادی سایر شرکت کنندگان : اگر تعداد زیادی از واحدها در یک روز و ساعت مشخص قیمت بالایی را پیشنهاد کنند، بازار برق برای تامین تقاضا مجبـور اسـت کـه از واحـدهای گـران قیمت نیز انرژی خرید نماید. لذا باعث افزایش قیمت قابل پذیرش میشود. بر عکس چنانچه تعداد زیادی از واحدها قیمت پایینی پیشنهاد کنند، قیمت قابل پذیرش کاهش مییابد.

۵. محدودیتهای شبکه: اگر خطوط متصل به یک منطقه اشباع باشـد و انـرژی الکتریکـی داخـل آن منطقه تامین نشده باشد، امکان تامین انرژی الکتریکی از خارج آن منطقه وجـود نـدارد. در ایـن مواقع واحدهای داخل منطقه هر قیمتی که پیشنهاد کنند در بازار پذیرفته خواهند شد.

همچنانکه که ملاحظه میشود عوامل موثر بر پذیرش در بازار پیچیده، غیر قابل پیش بینی و غیر قابل دسترس است. لذا باید به کمک عوامل قابل دسترس اطلاعـات مـورد نیـاز را از بـازار کسـب نمـوده و پیشنهاد قیمت مناسب را تخمین زد.

۲-۲- مروری بر راهبردهای پیشنهاد قیمت انرژی الکتریکی

بعد از راه اندازی بازار برق خریداران و فروشندگان انرژی الکتریکی می بایست جهت شرکت در بازار برق پیشنهاد قیمت خودشان را به بازار ارائه کنند. تعیین راهبرد قیمت فروش برای تولید کننده انرژی الکتریکی از اهمیت بالایی برخوردار است و تولید کننده باید استراتژی تعیین قیمت را بگونه ای تعیین کند تا بیشترین سود عایدش شود.

راهبردهای تعیین پیشنهاد قیمت موجود را میتوان به دو روش کلی تقسیم نمود. روش اول پیشنهاد قیمت بر اساس پیش بینی قیمت تسویه[1] تعیین میشود. روش دوم بر اساس شناسایی رفتار سایر شرکت کنندگان بازار برق راهبرد بهینه قیمت دهی را تعیین می کند. این راهکار نیازمند در اختیار داشتن اطلاعات بیشتری از سایر شرکت کنندگان در بازار است.

اصول روش اول به نظر ساده می رسد. یک تولیدکننده در صورتی که بتواند قیمت تسویه بازار را پیش بینی کند و اندکی پایین تر از این قیمت بدهد، می تواند درامد خود را افزایش دهد. ولی موضوع به همین سادگی نیست و برای پیش بینی صحیح قیمت نیاز به پیش بینی تقاضا، عرضه، پیشنهاد قیمت سایر شرکت کنندگان و محدودیت های انتقال می باشد. از آنجایی که در بیشتر بازارها این اطلاعات بصورت کامل در اختیار کلیه شرکت کنندگان قرار داده نمی شود. رسیدن به پیش بینی صحیح و انتخاب استراتژی بهینه قیمت دهی دشوار می گردد.

راهبردهای تعیین قیمت فروش که بر اساس روش دوم با تخمین رفتار شرکتهای رقیب انجام می شود بر پایه روشهایی همچون تئوری بازی ها، تحلیل احتمالی، مجموعه های فازی، شبیه سازی مونت کارلو و الگوریتم ژنتیک استوارند. در ادامه به بررسی تحقیقات انجام شده در زمینه تعیین راهبرد پیشنهاد قیمت بهینه می پردازیم:

[1] Market Clearing Price (MCP)

در تئوری بازیها[1] تصمیم گیرنده گان چند بازیگر هستند که انتخاب آنها تحت تأثیر رفتار سایر بازیگران است. تئوری بازی تصمیم گیری در محیطی متشکل از چند بازیگر که دارای رفتار متقابل می باشند است. تئوری بازی از دیدگاه رفتار بازیگران به دو دسته تئوری همکارانه و تئوری غیر همکارانه تقسیم میشود [28]. از دیدگاه اطلاعات تئوری بازی به دو دسته تئوری بازی با اطلاعات کامل و تئوری بازی با اطلاعات ناقص تقسیم میشود[28].

در [24] از تئوری بازی جهت تعیین پیشنهاد قیمت استفاده شده است. در این روش استراتژیهای پیشنهاد قیمت به صورت گسسته (قیمت بالا،قیمت متوسط و قیمت پایین) در نظر گرفته شده است ماتریس درآمد با محاسبه همه ترکیبات ممکن از استراتژیها محاسبه شده و پیشنهاد قیمت با توجه به نقطه تعادل بازی بدست می اید.

در مرجع [20] الگوریتمی برای شبیه سازی بازار انرژی روزانه ارائه گشته است. تابع هدف در این شبیه سازی ماکزیمم شدن سود تولیدکنندگان بوده است. این روش نسبت به دیگر روشهای تعیین استراتژی بازیکنان دارای این مزیت است که محدودیت تغییر توان[2] واحدها در ساعات متوالی را در نظر می گیرد.

در مرجع [16] مساله تعیین راهبرد پیشنهاد قیمت توسط یک بهینه سازی دو مرحله ای مدل میشود. در مرحله اول شرکت کننده با در نظر گرفتن قیود خودش سعی در افزایش سود دارد. در مرحله دوم اپراتور مستقل سیستم[3] توزیع توان را در یک مساله پخش بار بهینه با در نظر گرفتن کمترین هزینه نهایی حل میکند. در این مرجع فرض شده است که هر تولید کننده پیشنهاد قیمت خودش را بصورت یک تابع خطی بر مبنای تخمین احتمالی بار و رفتار سایر رقبا تنظیم کرده است. در این روش شبیه

---

1 GAME THEORY

2 Ramp Rate

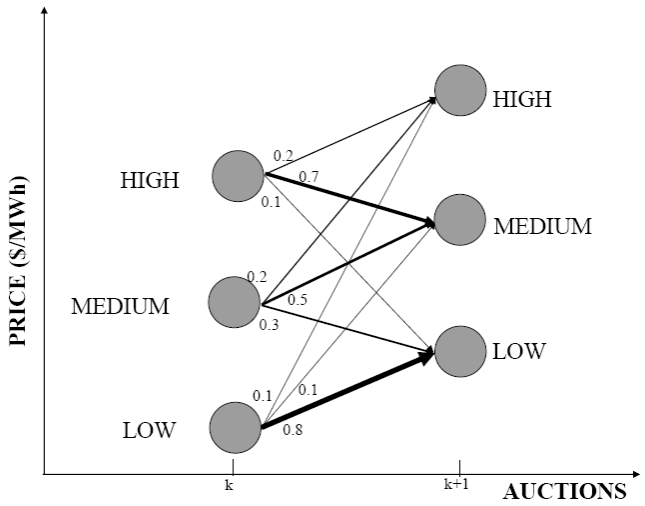
3 independent system operator

سازی مونت کارلو[1] برای محاسبه سود مورد انتظار و از الگوریتم ژنتیک[2] برای راهبرد بهینه[3] استفاده شده است. این مرجع سپس به بررسی ریسک راهبرد پیشنهاد قیمت پرداخته است . مشکل اصلی روش ارائه شده در مرجع [16] این است که الگوریتم ژنتیک لزوماً یک همگرایی بهینه سراسری را بدست نمیاورد.

مرجع [25] تعدادی پیشنهاد قیمت گسسته به صورت (low, medium, high) برای ساعتهای مختلف در نظر می گیرد. سپس بین هر پیشنهاد قیمت مرحله (ساعت) جاری و مرحله بعد یک احتمال در نظر می‌گیرد. این احتمال بر اساس محدودیت تغییر توان نیروگاه یا میزان تغییر تقاضا تنظیم میشود. تعداد مراحل در یک دوره برنامه ریزی (یک شبانه روز) برابر با ۲۴ می‌باشد. با حل مساله برنامه ریزی پویا[4] پیشنهاد قیمت بهینه در تمام مراحل بدست میاید. مزیت این روش نسبت به روشهای مشابه توسعه راهبرد پیشنهاد قیمت این است که تاثیر بازارهای قبل و بعد دیده شده است و عیب این روش این است که تعداد محدودی پیشنهاد قیمت را در نظر میگیرد زیرا با افزایش تعداد پیشنهاد قیمت مساله بسیار پیچیده میگردد.

---

1 Monte Carlo simulation
2 Genetic Algorithms
3 optimal strategy
4 Dynamic programming



شکل ۲-۳ راهبرد پیشنهاد قیمت به روش برنامه ریزی پویا

در مرجع [17] برای توسعه راهبرد پیشنهاد قیمت برای تولید کننده انرژی الکتریکی در بازار رقابتی برق روشی بر اساس تئوری بهینه سازی ترتیبی[1] ارائه شده است. در این روش با حل مساله تولید بهینه توان به روش ارام سازی لاگرانژ، n منحنی پیشنهاد قیمت بدست می اید. سپس با حل مساله در مدار قرار گرفتن واحدها مناسبترین پیشنهاد قیمت تعیین می‌گردد. نتایج عددی این روش در بازار برق کالیفرنیا استفاده شده است که نتایج حاکی از کار امدی آن است .

در مرجع [19] به تشریح استراتژی قیمت دهی و رفتار مشارکت کنندگان در بازار پرداخته شده است.این مرجع از مدل فازی برای مشخص کردن الگوهای قیمت دهی در بازار استفاده نموده است. در این مقاله مکانیسمی برای مشخص کردن الگوهای پیشنهاد قیمت بر مبنای تقسیم بندی ارائه شده است.

1 ordinal optimization

در مرجع [27] پیشنهاد قیمت بهینه با استفاده از هوش مصنوعی[1] تعیین می‌شود. در این مقاله اطلاعات قیمت برای سه حالت بار پیک، بار متوسط و کم باری معلوم فرض شده است. پیشنهاد قیمت بهینه برای سیستم ۳۰ باسه IEEE با آموزش به روش انتشار معکوس[2] تعیین شده است.

۳-۱ اهمیت راهبرد پیشنهاد قیمت در بازار برق ایران

برای حضور مناسب در بازار برق یکنواخت کافی است قیمت تسویه پیش بینی شود و زیر آن قیمت داده شود. در بازار پرداخت برابر پیشنهاد، قیمت تسویه باید پیش بینی شود و یک ε زیر آن قیمت داده شود. بنابراین در بازار پرداخت برابر پیشنهاد، پیش بینی قیمت تسویه از اهمیت بیشتری برخوردار است و باید با دقت بیشتری پیش بینی شود.

2-3 راهبرد پیشنهاد قیمت در بازار برق ایران

هدف از راهبرد پیشنهاد قیمت، تعیین پیشنهاد قیمت بهینه (حداکثر پیشنهاد قیمت قابل پذیرش) یک واحد میباشد. منظور از پیشنهاد قیمت بهینه، حداکثر قیمتی است که یک واحد برای یک مگاوات ساعت انرژی الکتریکی پیشنهاد می کند بگونه ای که کل توان واحد توسط بازار خریده می شود و چنانچه قیمت پیشنهادی بیشتر از آن باشد همه یا بخشی از توان واحد توسط بازار خریده نمی شود. پیشنهاد قیمت بهینه برای یک نیروگاه مشخص و

1 artificial intelligence
2 back-propagation

یک ساعت مشخص تعریف میشود. پیشنهاد قیمت بهینه یک ساعت خاص را میتوان با توجه به پیشنهاد قیمت ارائه شده در روزهای قبل برای آن ساعت و نتیجه اجرای بازار تخمین زد.

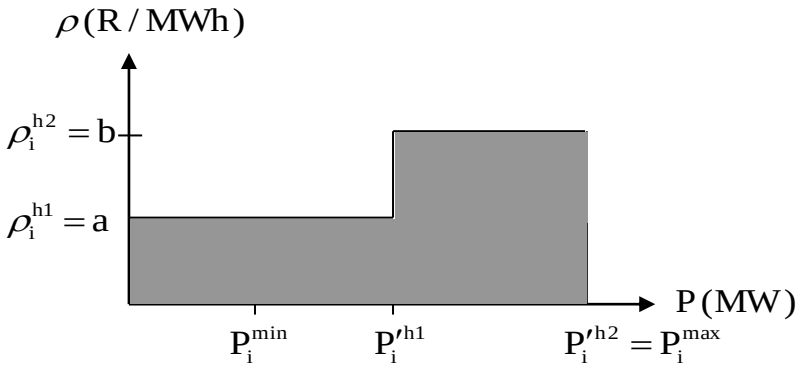
فرض کنید می خواهیم با استفاده از پیشنهاد قیمت ارائه شده برای ساعت h ام روز j ام i امین واحد، پیشنهاد قیمت بهینه ساعت h ام روز j+1 ام این واحد را تعیین کنیم. فرض میشود که نتیجه اجرای بازار برای روز j ام مشخص میباشد. با فرض اینکه بار مناطق مختلف شبکه، پیشنهاد قیمت تولید کنندگان مختلف، و ساختار شبکه در ساعت h ام روزهای j ام و j+1 ام یکسان باشد، پیشنهاد قیمت بهینه برای این دو ساعت یکی خواهد بود. لذا میتوان گفت که پیشنهاد قیمت بهینه ساعت h ام روز j+1 ام برابر با پیشنهاد قیمت بهینه ساعت h ام روز j ام بعلاوه تغییرات پیشنهاد قیمت بهینه ساعت h ام از روز j ام به روز j+1 ام میباشد. از اینرو پیشنهاد قیمت بهینه به دو جزء تقسیم میگردد. این اجزاء را جزء ثابت و جزء متغیر مینامیم. جزء ثابت پیشنهاد قیمت بهینه ساعت h ام روز j+1 ام برابر با پیشنهاد قیمت بهینه ساعت h ام روز j ام میباشد. از آنجا که بار مناطق مختلف شبکه، پیشنهاد قیمت تولید کنندگان مختلف، و ساختار شبکه در ساعت h ام روزهای j ام و j+1 ام یکسان نمیباشد، برای تعیین پیشنهاد قیمت بهینه ژنراتور مورد مطالعه در ساعت h ام روز j+1 ام، جزء ثابت را باید تصحیح نمود. مقدار این تصحیح را جزء متغیر پیشنهاد قیمت بهینه ساعت h ام روز j+1 ام مینامیم. جزء ثابت پیشنهاد قیمت بهینه نقش مهمی در تعیین پیشنهاد قیمت بهینه دارد. در ادامه هریک از اجزاء پیشنهاد قیمت بهینه تشریح میگردد.

1-2-3 تعیین جزء ثابت پیشنهاد قیمت بهینه

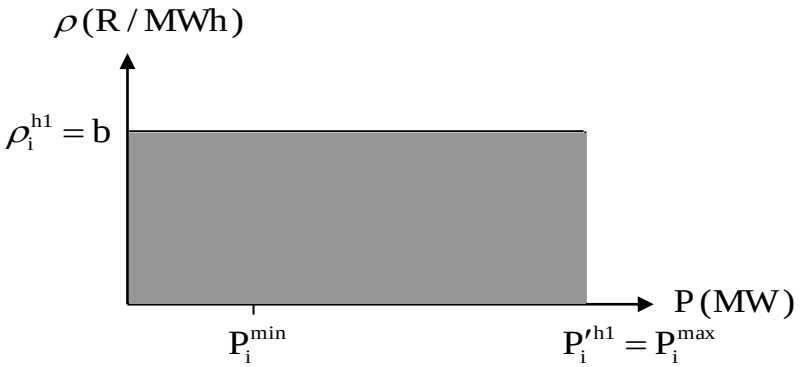
با فرض ثابت بودن بار شبکه، پیشنهاد قیمت تولید کنندگان، و ساختار شبکه در ساعت h ام برای چندین روز متوالی، با ارائه پیشنهاد قیمتهای مختلف و بررسی نتیجه بازار می توان جزء ثابت پیشنهاد قیمت بهینه را تعیین نمود. از آنجا که عوامل فوق همواره در حال تغییر میباشد و ما از تغییر آنها اطلاع نداریم تعیین جزء ثابت پیشنهاد قیمت بهینه به روش فوق امکان پذیر نمی باشد. برای تعیین جزء ثابت پیشنهاد قیمت بهینه ساعت h ام روز j+1 ام از روی پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز j ام، پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز j ام باید بگونه ای باشد که اطلاعات لازم جهت تخمین پیشنهاد قیمت بهینه از بازار کسب گردد (حداکثر قیمت قابل پذیرش را بدست آورد). از طرف دیگر کسب اطلاعات از بازار باید بگونه ای باشد که تاثیری بر کاهش درآمد ساعت h ام روز j ام نداشته باشد. برای کسب اطلاعات از بازار، پیشنهاد قیمت به صورت چند پله ای ارائه می شود. برای کسب حداکثر اطلاعات ممکن از حداکثر پله مجاز یعنی ۱۰ پله استفاده می شود. یک پله به فروش توان و کسب درآمد اختصاص داده میشود. این پله را پله پایه مینامیم. نُه پله دیگر برای کسب اطلاعات و شناسایی پیشنهاد قیمت بهینه استفاده میشود. این پله ها را پله های کسب اطلاعات مینامیم. تعداد پله بهینه برای فروش توان یک پله میباشد. این فرضیه را با توجه به برهان خلف میتوان ثابت نمود.

فرض کنید پیشنهاد قیمت بهینه بیش از یک پله داشته باشد. فرض کنید که پیشنهاد قیمت بهینه دارای n پله باشد. بدون از دست دادن کلیت مسئله می توان فرض نمود که $n=۲$ میباشد. این پیشنهاد قیمت در شکل ۳-۱ رسم شده است. از انجا که این این پیشنهاد قیمت بهینه است می توان نتیجه گرفت که توان با قیمت b ریال بر مگاوات ساعت

در بازار پذیرفته میشود. لذا چنانچه کل توان در یک پله و با قیمت b ریال بر مگاوات ساعت مطابق شکل ۳-۲ ارائه شود کل توان با قیمت b ریال بر مگاوات ساعت نیز فروش خواهد شد. در صورتی که پیشنهاد قیمت دو پله ای باشد درامد حاصل از فروش توان برابر با سطح هاشور خورده شکل ۳-۱ و در صورتی که پیشنهاد قیمت بهینه یک پله ای باشد درامد حاصل از فروش توان برابر با



شکل ۳-۱ پیشنهاد قیمت واحد iام در ساعت hام در دو پله



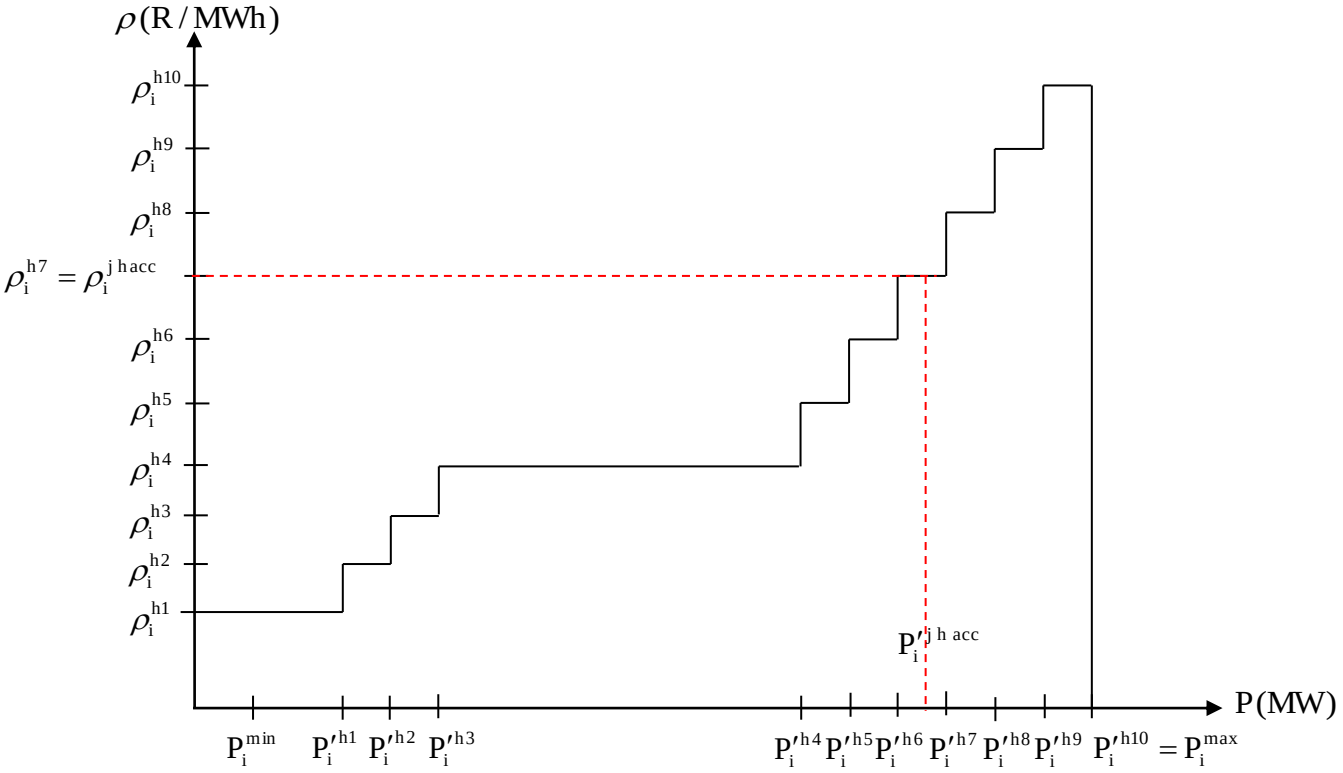
شکل ۳-۲ پیشنهاد قیمت واحد iام در ساعت hام در یک پله

سطح هاشور خورده شکل ۳-۲ خواهد بود. با توجه به شکلهای ۳-۱ و۳-۲ بدیهی است که درامد ناشی از پیشنهاد قیمت دو پله ای بهینه نمیباشد و به تناقض رسیدیم. لذا تعداد پله بهینه برای فروش توان و کسب درامد یک پله میباشد.

با توجه به آنچه بیان شد برای تعیین جزء ثابت پیشنهاد قیمت بهینه ساعت h ام روز $j+1$ ام از روی پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز j ام، پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز j ام باید دارای شرایط زیر باشد:

- پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز j ام باید بگونه ای باشد که درامد این ساعت به خاطر تعیین قیمت بهینه برای ساعت h ام روز $j+1$ ام کاهش قابل ملاحظه نداشته باشد.
- پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز j ام باید بگونه ای باشد که اطلاعات لازم جهت تخمین پیشنهاد قیمت بهینه برای ساعت h ام روز $j+1$ ام از بازار کسب گردد.

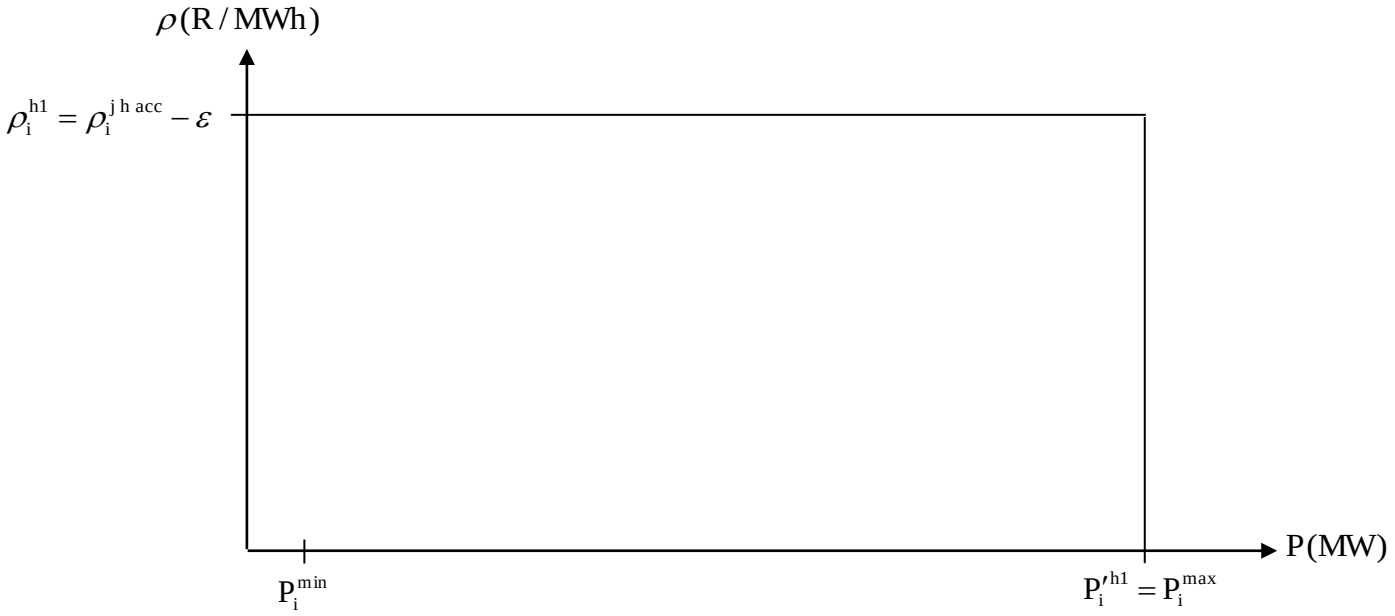
برای در نظر گرفتن شرط اول یک پله به فروش توان اختصاص داده میشود. از آنجا که ایـن



پله برای کسب درامد است، اولاً باید به این پله توان زیادی اختصاص یابد. ثانیاً قیمـت ایـن پله باید برابر با حداکثر قیمت قابل پذیرش (پیشنهاد قیمت بهینه) باشد. لذا بـرای تعیـین قیمت این پله از پیشنهاد قیمت روز قبل باید کمک گرفت. برای در نظر گرفتن شرط دوم از نُه پله باقیمانده استفاده میشود. سه پله برای کسب اطلاعات از قیمتهای زیر قیمت پله پایه و شش پله برای کسب اطلاعات از قیمتهای بالای قیمت پله پایه. از آنجا که این پله ها برای کسب اطلاعات است، اولاً نباید به این پله ها توان زیادی اختصاص یابد تا درامد آن سـاعت تحت الشعاع کسب اطلاعات قرار گیرد. ثانیاً قیمت این پلـه هـا بایـد بگونـه ای باشـد تـا اطلاعات لازم برای تخمین جزء ثابت پیشنهاد قیمت بهینه حاصل شود.

با توجه به مطالب بیان شده پیشنهاد قیمت در ساعت h ام روز j ام باید به صورت شکل ۳-

۳ باشد. پله چهارم پله پایه میباشد. قیمت این پلـه از روی پیشـنهاد قیمـت روز قبـل در ساعت متناظر تعیین میشود. طول پله های کسب اطلاعات در شکل بسیار اغراق آمیز رسم شده است در عمل طول این پله ها باید بسیار کوچکتر باشد تا کسب اطلاعات سبب کاهش درامد نشود. فرض کنید برای واحد i ام پیشنهاد قیمت شکل ۳-۳ در سـاعت h ام روز j ام ارائه شود و توان $P_i'^{j\,h\,acc}$ مگاوات در بازار پذیرفته شود. در صورتیکه بار شـبکه، پیشـنهاد قیمت تولید کنندگان، و ساختار شبکه در ساعت h ام روز j+1 ام همانند سـاعت h ام روز j ام باشد، آنگاه بهترین پیشنهاد قیمت برای ساعت h ام روز ۱+j ام برابر با $\rho_i^{j\,h\,acc}-\varepsilon$ ریـال بر مگاوات ساعت میباشد. مقدار بهینه این پیشنهاد قیمت در شکل ۳-۴ رسم شده اسـت. ε یک مقدار بسیار کوچک میباشد. در نظر گرفتن یک مقدار کوچک برای ε پذیرفته شدن در بازار را تضمین می نماید و درامد را نیز تحت تاثیر قرار نمیدهد. در بخش بعدی در مورد مقدار بهینه ε بحث خواهد شد. از آنجا که بار و در نتیجه قیمت انرژی در روزهای تعطیل بـا روزهای غیر تعطیل متفاوت است چنانچه روز ۱+j ام یک روز غیـر تعطیـل باشـد، آنگـاه بهترین پیشنهاد قیمت برای ساعت h ام روز ۱+j ام برابر پیشنهاد قیمت بهینه سـاعت h ام هفت روز قبل یعنی برابر با $\rho_i^{j-7\,h\,acc}-\varepsilon$ ریال بر مگاوات ساعت میباشـد. پیشـنهاد قیمـت رسم شده در شکل ۳-۴، پیشنهاد قیمت مناسبی برای ساعت h ام روز j+1 ام



شکل ۳-٤- قیمت پیشنهادی واحد i ام برای ساعت h ام روز ۱+j ام

میباشد. ولی از آنجا که میخواهیم از پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز j+1 ام برای تخمین پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز j+2 ام اطلاعات کسب کنیم، لازم است که در این پیشنهاد قیمت پله های کسب اطلاعات نیز منظور شود. برای این منظور سه پله به ابتدای پیشنهاد قیمت شکل ۳-۴ و شش پله به انتهای آن اضافه میشود. طول این پله ها(بر حسب توان) باید به اندازه کافی کوچک باشد تا بر درامد تاثیر نگذارد. از طرفی طول پله ها نباید آنقدر کوچک باشد که در برنامه اجرای بازار دیده نشود. لذا یک مقدار بهینه باید برای طول پله ها باید تعیین نمود. در بخش بعدی در این مورد بحث خواهد شد. شش پله آخر برای کسب اطلاعات از قیمتهای بالاتر از قیمت پله پایه میباشد. عرض این پله ها بگونه ای تعیین شود که از قیمتهای بین $\rho_i^{j\,h\,acc} - \varepsilon$ و حداکثر پیشنهاد قیمت مجاز (ρ^{max}) اطلاعات کسب شود.

عرض این پله ها را توسط فرمول زیر میتوان تعیین نمود:

$$\Delta\rho_{i}^{j+1\ h\ high} = \frac{\rho^{max} - (\rho_{i}^{j\ h\ acc} - \varepsilon)}{6} \qquad (۱-۳)$$

در فرمول فوق نمادها به صورت زیر تعریف شده است:

$\Delta\rho_{i}^{j+1\ h\ high}$ عرض پله های کسب اطلاعات واحد i ام برای قیمتهای بالاتر از قیمت پایه در ساعت h ام روز j+1 ام

ρ^{max} **حداکثر پیشنهاد قیمت مجاز (در حال حاضر ۵۴۰۰۰ ریال بر مگاوات ساعت میباشد)**

$\rho_{i}^{j\ h\ acc}$ **حداکثر قیمت قابل پذیرش (پیشنهاد قیمت بهینه)در ساعت h ام روز قبل روز j ام**

ε **یک مقدار کوچک**

سه پله اول برای کسب اطلاعات از قیمتهای پایین تر از قیمت پله پایه میباشد. عرض این پله ها بگونه ای تعیین شود که از قیمتهای بین $\rho_{i}^{j\ h\ acc} - \varepsilon$ و حداقل پیشنهاد قیمت واحد i

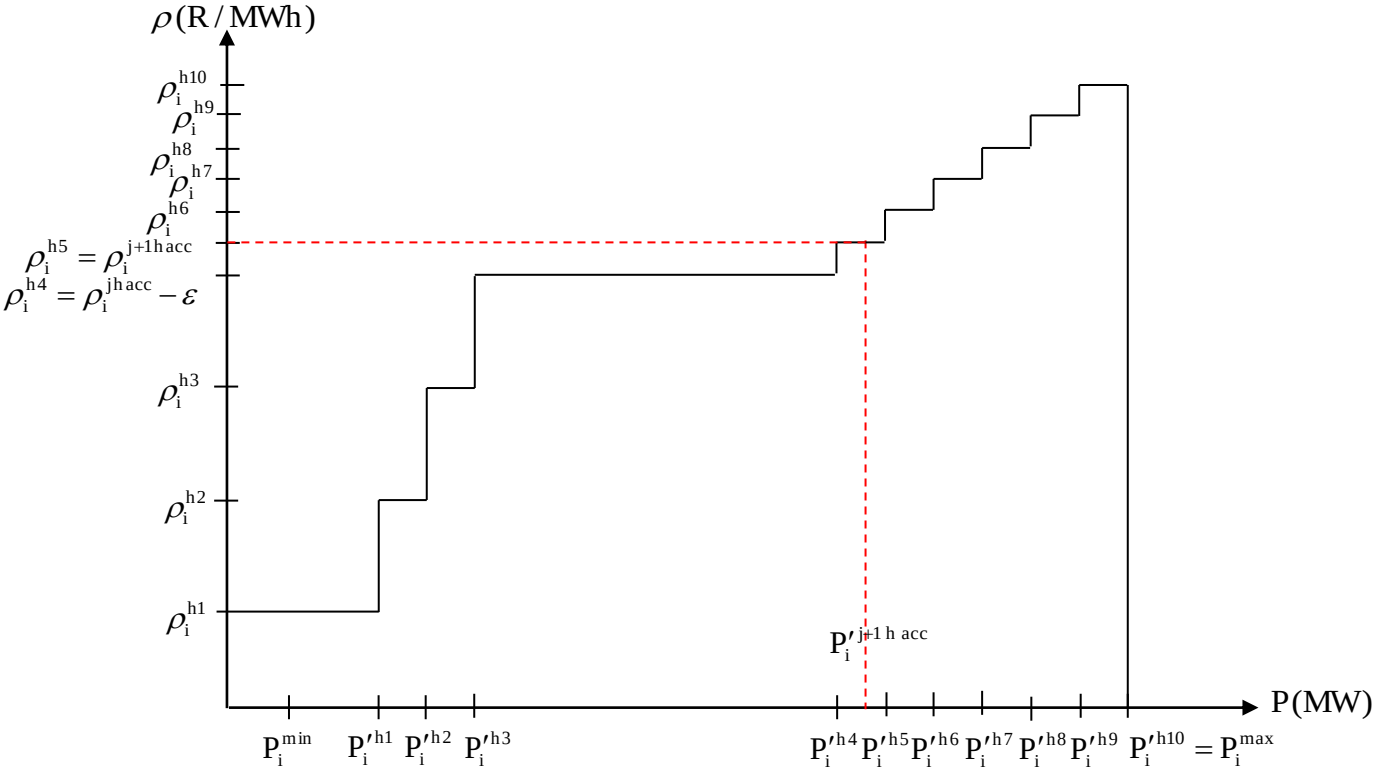
ام (ρ_i^{min}) اطلاعات کسب شود. منظور از حداقل پیشنهاد قیمت حداکثر مقداری است که پیشنهاد قیمت بهینه ژنراتور مورد مطالعه در ساعت h مطمئناً بزرگتر از آن مقدار میباشد. با توجه به اینکه طول اولین پله به دلیل محدودیت حداقل توان تولیدی نمی تواند کوچک باشد. در نظر گفتن مقدار نامناسب برای ρ_i^{min} موجب کاهش درامد خواهد شد. عرض این پله ها را توسط فرمول زیر میتوان تعیین نمود:

$$\Delta\rho_i^{j+1\ h\ low} = \frac{(\rho_i^{j\ h\ acc} - \varepsilon) - \rho_i^{min}}{3} \qquad (۲-۳)$$

در فرمول فوق نمادها به صورت زیر تعریف شده است:

$\Delta\rho_i^{j+1\ h\ low}$ عرض پله های کسب اطلاعات واحد i ام برای قیمتهای پایینتر از قیمت پایه در ساعت h ام روز j+1 ام

ρ_i^{min} حداقل پیشنهاد قیمت بهینه واحد i ام در ساعت h ام



شکل ۳-۵ قیمت پیشنهادی واحد iام برای ساعت hام روز ۱+jام با در نظر گرفتن پله های کسب اطلاعات

بنابراین جهت کسب اطلاعات برای تخمین پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز ۲+j ام، پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز ۱+j ام به صورت شکل ۳-۵ ارائه میشود. همچنانکه مشاهده میشود، قیمت پله چهارم در ساعت h ام روز ۲+j ام برابر با پیشنهاد قیمت بهینـــه ســـاعت h ام روز قبل روز j ام منهای ε میباشد.

فرض کنید پیشنهاد قیمت شکل ۳-۵ برای ساعت h ام روز j+۱ ام ارائه شود. همچنین فرض کنید مطابق شکل ۳-۵ توان $P_i'^{j+1\ h\ acc}$ مگاوات در بازار پذیرفته شود. در این صورت با فرض ناچیز بودن جزء متغیر پیشنهاد قیمت، قیمت پله پایه برای ساعت h ام روز j+۲ ام برابر با $\rho_i^{j+1\ h\ acc} - \varepsilon$ میباشد.

2-2-3 *تعیین پیشنهاد قیمت بهینه با فرض ناچیز بودن جزء متغیر آن*

در این بخش با فرض ناچیز بودن جزء متغیر پیشنهاد قیمت، پیشنهاد قیمت بهینه برای یکی از واحدهای گازی در آبانماه ۸۴ تعیین میگردد. برای تعیین پیشنهاد قیمت آبانماه، فقط پیشنهادهای قیمت واحد مورد مطالعه در روزهای ۲۸، ۲۹، و۳۰ مهرماه و نتیجه اجرای بازار برای واحد مورد مطالعه در این روزها در اختیار محاسبه کننده پیشنهادهای قیمت گذاشته شده است. به عبارت دیگر محاسبه کننده از پیشنهاد های قیمتی که شرکت برق منطقه ای در آبانماه ۸۴ ارائه کرده است هیچ اطلاعی نداشته است. پس از محاسبه پیشنهادهای قیمت بهینه برای ساعتهای مختلف یک روز، پیشنهادهای قیمت بهینه به برنامه بازار داده شده و با فرض ثابت بودن تمام شرایط دیگر نتیجه اجرای بازار تعیین شده است. سپس با تحلیل نتیجه اجرای بازار، پیشنهاد قیمت روز بعد تعیین شده است. پس از آن درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه با درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای مقایسه گردیده است. برای تعیین قیمت پایه ساعت h ام روز۸۴/۸/۱

لازم است که در پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز۸۴/۷/۳۰ پله های کسب اطلاعات در نظر گرفته شود. ولی از آنجا که پیشنهاد قیمت درساعت های مختلف روز۸۴/۷/۳۰ بصورت تک پله ای ارائه شده است، این قیمت بعنوان قیمت آخرین قیمت پذیرفته شده این واحد در نظر گرفته شده و قیمت پله پایه ساعت h ام روز۸۴/۸/۱ بر اساس این قیمت محاسبه میشود. دقت شود که روزهای ۸۴/۷/۳۰ (شنبه) و ۸۴/۸/۱ (یکشنبه) هر دو روز غیر تعطیل بوده اند. برای تعیین پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز ۸۴/۸/۲ از پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز ۸۴/۸/۱ استفاده شده است. این روند تا آخر آبانماه ادامه یافته است یعنی قیمت پایه هر روز از پیشنهاد قیمت روز قبل تعیین شده است. البته به استثنای روزهای تعطیل که برای تعیین قیمت پایه آنها از پیشنهاد قیمت روز متناظر هفته قبل استفاده شده است. برای مثال جهت تعیین قیمت پله پایه ساعت h ام روزهای پنجشنبه ۸۴/۸/۵ و جمعه ۸۴/۸/۶ از پیشنهاد قیمت ساعت h ام روزهای پنجشنبه ۸۴/۷/۲۸ و جمعه ۸۴/۷/۲۹ استفاده شده است. پیشنهاد قیمت مربوط به ساعتهای ۷، ۱۰ و ۲۰ روزهای ۸۴/۸/۱ و ۸۴/۸/۲ در شکلهای ۳-۶ الی ۳-۱۱ درج شده است. در این شکلها طول پله های توان یک مگاوات در نظر گرفته شده است تا پله های کسب اطلاعات در شکل دیده شود. در عمل طول پله های کسب اطلاعات بایدخیلی کمتر باشد تا درامد واحد تحت تاثیر کسب اطلاعات قرار نگیرد.

در ساعت ۷ روز ۸۴/۷/۳۰ قیمت پذیرفته شده برابر با ۳۵۸۵۵ ریال بر مگاوات ساعت بوده است و قیمت پایه برای ساعت ۷ روز ۸۴/۸/۱ برابر با ۳۴۸۵۵= $\varepsilon - \rho_i^{j\,h\,acc}$ ریال بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است (۱۰۰۰= ε). عرض پله های کسب اطلاعات برای قیمتهای بالاتر از قیمت پله پایه در این ساعت برابر با

$$\Delta\rho_{\mathrm{i}}^{\mathrm{j+1\ h\ high}} = \frac{\rho^{\max} - (\rho_{\mathrm{i}}^{\mathrm{j\ h\ acc}} - \varepsilon)}{6} = \frac{54000 - (35855 - 1000)}{6} = 3190 \quad \mathrm{Rial/MWhr}$$

در نظر گرفته شده است. بدلیل آنکه مقدار $\rho_{\mathrm{i}}^{\min}$ برای ما مشخص نبود عرض پله های کسب اطلاعات قیمتهای پایینتر از قیمت پله پایه برابر با عرض پله های کسب اطلاعات قیمتهای بالاتر از قیمت پله پایه در نظر گرفته شده است. همچنانکه شکل ۳-۶ نشان میدهد، در این ساعت آخرین قیمت پذیرفته شده برای این واحد برابر با ۲۸۴۷۲ ریال بر مگاوات ساعت بوده است. لذا قیمت پله پایه در ساعت ۷ روز ۸۴/۸/۲ برابر با ۲۷۴۷۲= $\rho_{\mathrm{i}}^{\mathrm{j\ h\ acc}} - \varepsilon$ ریال بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است. همچنانکه شکل ۳-۹ نشان میدهد در ساعت ۷ روز ۸۴/۸/۲ مقدار ۱۰۴ مگاوات توان فروخته شده است در صورتیکه در ساعت ۷ روز ۸۴/۸/۱ فقط ۵۱ مگاوات توان فروش رفته است. یعنی کاهش قیمت به اندازه ۸۳۸۳ ریال بر مگاوات ساعت باعث افزایش فروش به اندازه ۵۳ مگاوات شده است. عرض پله های کسب اطلاعات در ساعت۷ روز ۸۴/۸/۲ برابر است با :

$$\Delta\rho_{\mathrm{i}}^{\mathrm{j+1\ h\ high}} = \frac{\rho^{\max} - (\rho_{\mathrm{i}}^{\mathrm{j\ h\ acc}} - \varepsilon)}{6} = \frac{54000 - (28471 - 1000)}{6} = 4420 \quad \mathrm{Rial/MWhr}$$

همچنانکه شکل ۳-۹ نشان میدهد، در این ساعت آخرین قیمت پذیرفته شده برای این واحد برابر با ۲۷۴۷۲ ریال بر مگاوات ساعت بوده است. حال ساعت ۱۰ روزهای فوق الذکر را در نظر بگیرید. در ساعت ۱۰ روز ۸۴/۷/۳۰ پیشنهاد قیمت تک پله ای و برابر با ۴۷۹۳۳ ریال بر مگاوات ساعت بوده است. قیمت پایه در ساعت ۱۰ روز ۸۴/۸/۱ برابر با ۴۶۹۳۳= $\rho_{\mathrm{i}}^{\mathrm{j\ h\ acc}} - \varepsilon$ ریال بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است. عرض پله های کسب اطلاعات در این ساعت برابر با

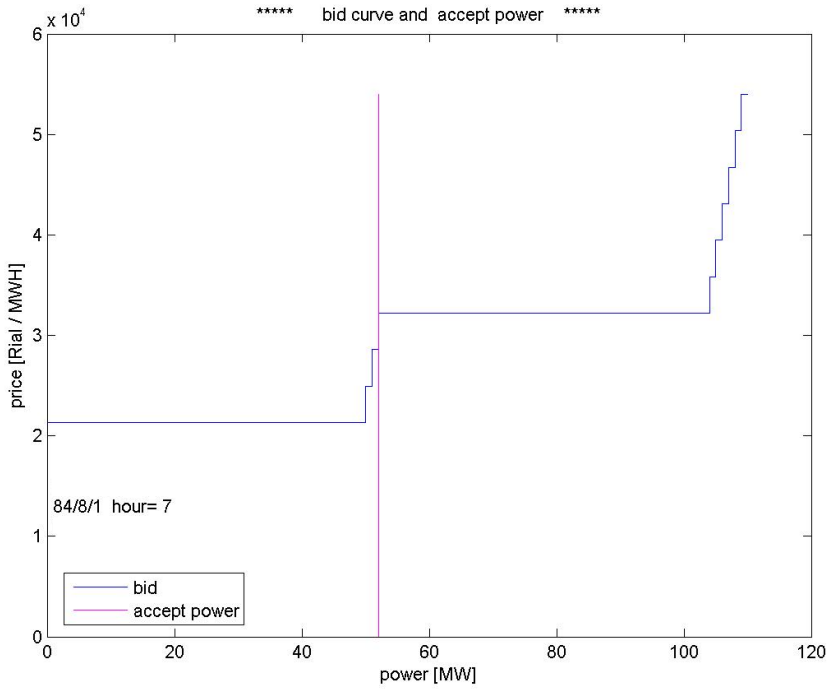
$$\Delta\rho_{\mathrm{i}}^{\mathrm{j+1\ h\ high}} = \frac{\rho^{\max} - (\rho_{\mathrm{i}}^{\mathrm{j\ h\ acc}} - \varepsilon)}{6} = \frac{54000 - (47933 - 1000)}{6} = 1178 \quad \mathrm{Rial/MWhr}$$

در نظر گرفته شده است. همچنانکه شکل ۳-۷ نشان میدهد، در این ساعت آخرین قیمت پذیرفته شده برای این واحد برابر با ۴۸۱۱۰ ریال بر مگاوات ساعت بوده است. لذا قیمت پله پایه در ساعت ۷ روز ۸۴/۸/۲ برابر با ۴۷۱۱۰= $\rho_{\mathrm{i}}^{\mathrm{j\ h\ acc}} - \varepsilon$ ریال بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است. همچنانکه شکل ۳-۱۰ نشان میدهد در ساعت ۱۰ روزهای ۸۴/۸/۱ و ۸۴/۸/۲ مقدار ۱۰۵ مگاوات توان فروش شده است. ولی در روز ۸۴/۸/۲ توان با قیمت بیشتر فروش شده است. عرض پله های کسب اطلاعات در ساعت ۱۰ روز ۸۴/۸/۲ برابر است با :

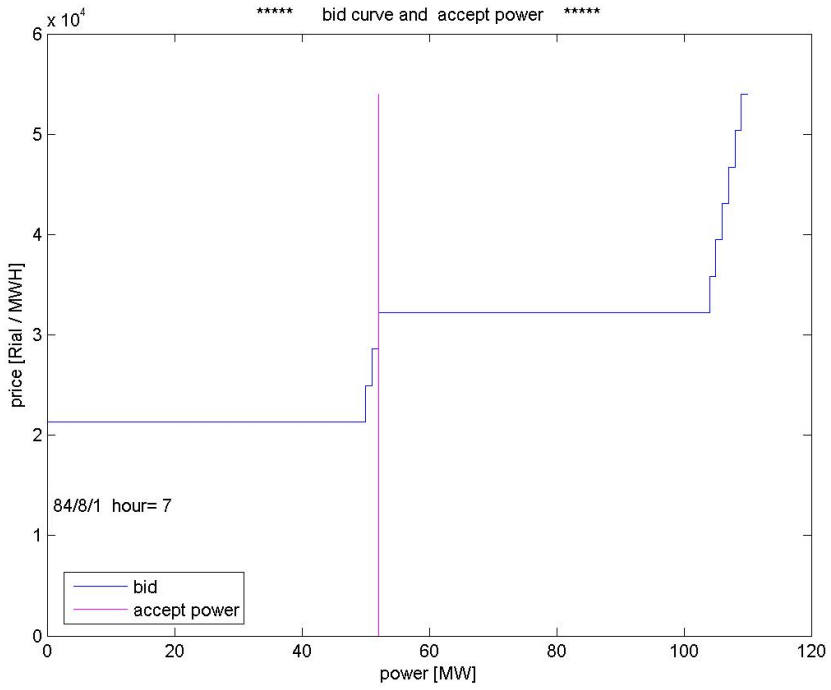
$$\Delta\rho_{\mathrm{i}}^{\mathrm{j+1\ h\ high}} = \frac{\rho^{\max} - (\rho_{\mathrm{i}}^{\mathrm{j\ h\ acc}} - \varepsilon)}{6} = \frac{54000 - (48110 - 1000)}{6} = 1148 \quad \mathrm{Rial\ /\ MWhr}$$

همچنانکه شکل ۳-۱۰ نشان میدهد، در این ساعت آخرین قیمت پذیرفته شده برای این واحد برابر با ۴۸۲۵۸ ریال بر مگاوات ساعت بوده است. پیشنهاد قیمت مربوط به ساعتهای مختلف روزهای ۸۴/۸/۱ و ۸۴/۸/۲ در پیوست الف رسم شده است. در این پیشنهاد قیمتها طول پله های کسب اطلاعات یک مگاوات در نظر گرفته شده است. عرض پله های کسب اطلاعات قیمتهای پایینتر از قیمت پله پایه برابر با عرض پله های کسب اطلاعات قیمتهای بالاتر از قیمت پله پایه در نظر گرفته شده است. برای تعیین پیشنهاد قیمت ساعتهای مختلف روز ۸۴/۸/۲ مقدار ε برابر با ۱۰۰۰ریال در نظر گرفته شده است(عدد ۱۰۰۰ با سعی و خطا بدست آمده است).

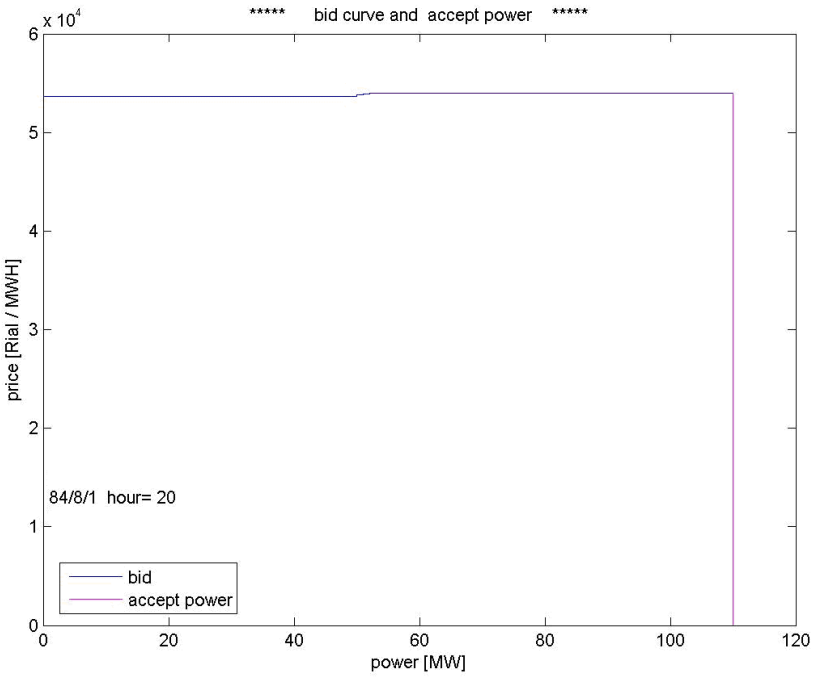
شکل ۳-۶ پیشنهاد قیمت



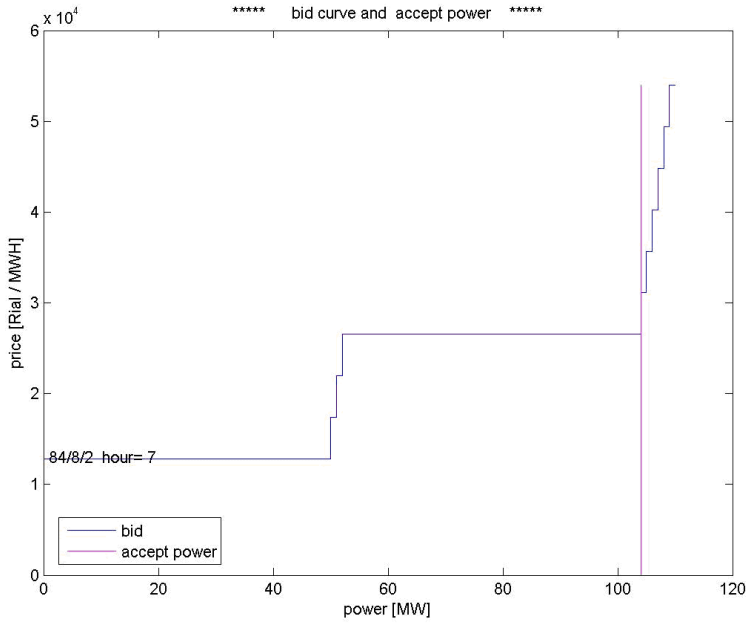
شکل ۳-۶ پیشنهاد قیمت مربوط به ساعت 7 روز ۸۴/۸/۱



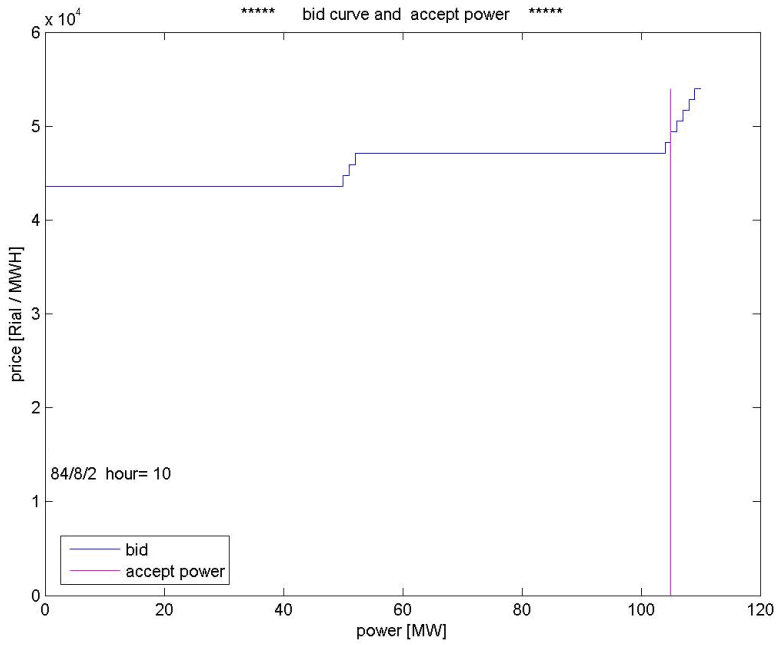
شکل ۳-۷ پیشنهاد قیمت مربوط به ساعت ۱۰ روز ۸۴/۸/۱



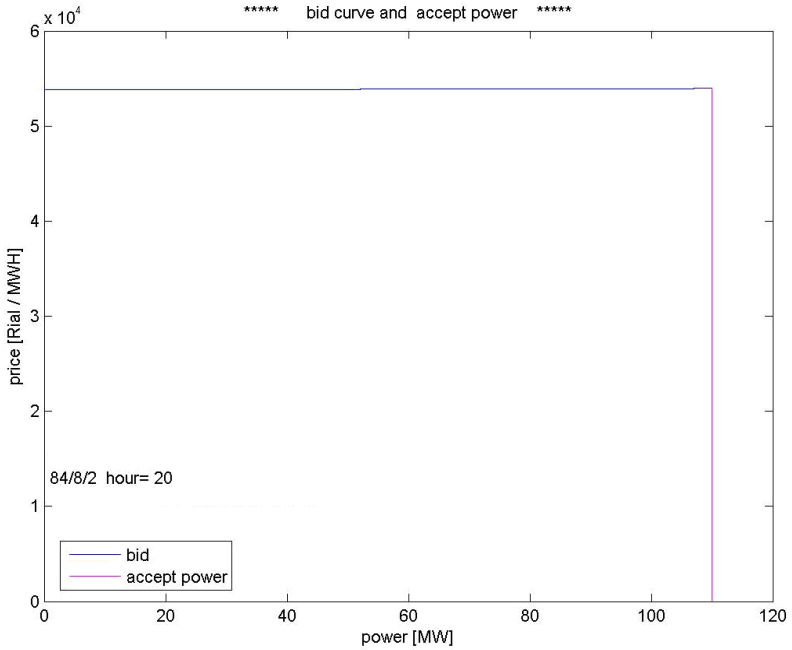
شکل ۳-۸ پیشنهاد قیمت مربوط به ساعت ۲۰ روز ۸۴/۸/۱



شکل ۳-۹ پیشنهاد قیمت مربوط به ساعت ۷ روز ۸۴/۸/۲



شکل ۳-۱۰ پیشنهاد قیمت مربوط به ساعت ۱۰ روز ۸۴/۸/۲

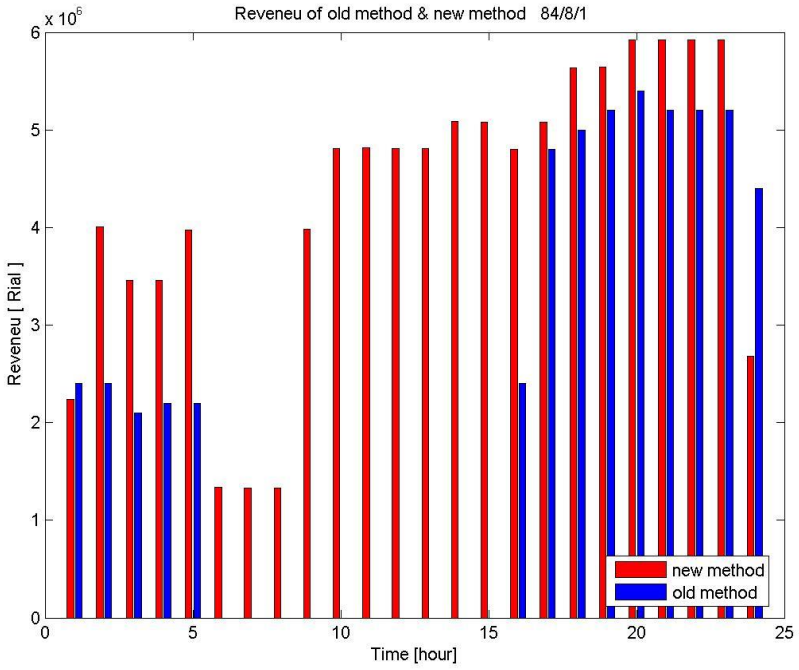


شکل ۳-۱۱ پیشنهاد قیمت مربوط به ساعت ۲۰ روز ۸۴/۸/۲

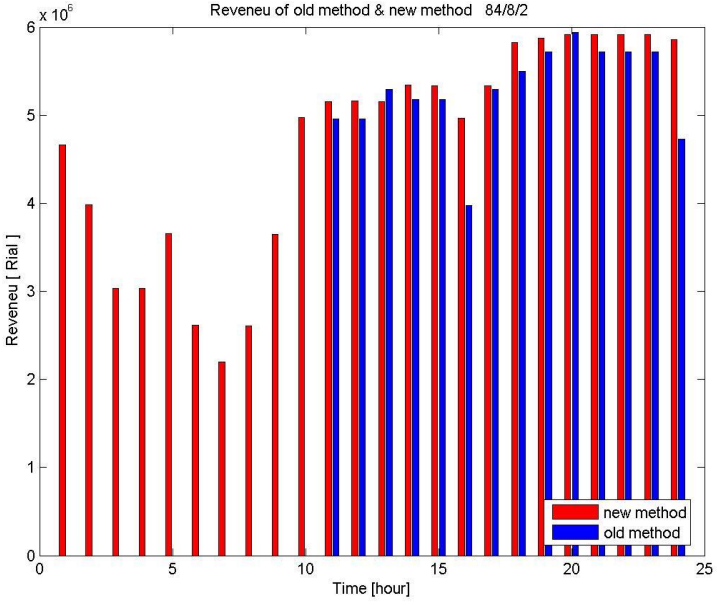
درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه با درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائـه شـده توسط شرکت برق منطقه ای برای ساعتهای مختلـف روزهـای ۸۴/۸/۱ و ۸۴/۸/۲

در شکلهای ۳-۱۲ و ۳-۱۳ رسم شده است. نسبت درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه به درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای برای ساعتهای مختلف روزهای ۸۴/۸/۱ و ۸۴/۸/۲ در شکلهای۳-۱۴ و ۳-۱۵ رسم شده است. در شکل ۳-۱۴ در ساعات ۶ الی ۱۵ و شکل ۳-۱۵ در ساعات ۱ الی ۱۰این نسبت بی نهایت شده و رسم نشده است.. درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه منهای درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای برای ساعتهای مختلف روزهای ۸۴/۸/۱ و ۸۴/۸/۲ در شکلهای ۳-۱۶ و ۳-۱۷ رسم شده است. شکلهای ۳-۱۲ الی ۳-۱۷ برای تمام روزهای آبانماه در پیوست ب درج شده است. در این شکلها فرض های زیر در نظر گرفته شده است.

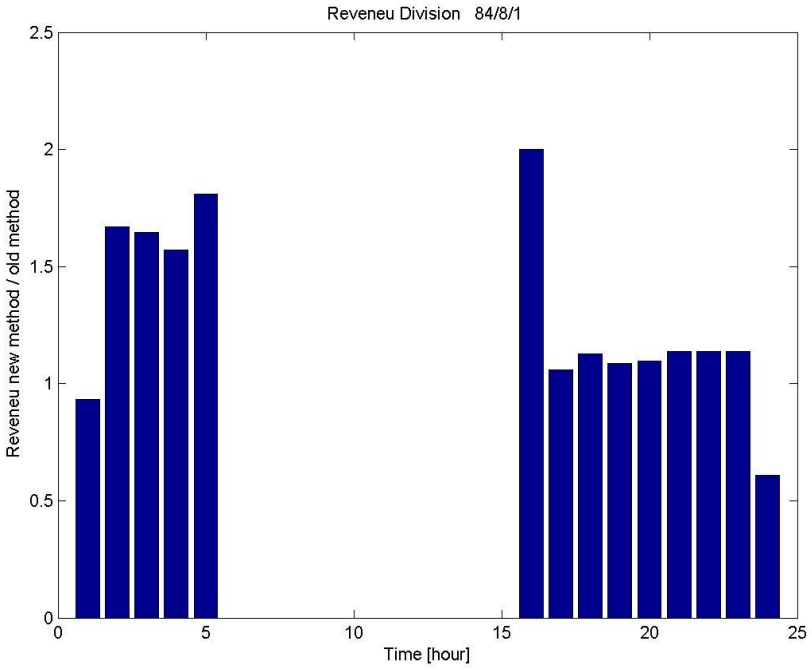
- طول پله های کسب اطلاعات یکدهم مگاوات در نظر گرفته شده است.
- عرض پله های کسب اطلاعات قیمتهای پایینتر از قیمت پله پایه برابر با عرض پله های کسب اطلاعات قیمتهای بالاتر از قیمت پله پایه در نظر گرفته شده است.
- مقدار ε برابر با ۱۰۰۰ ریال بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است.



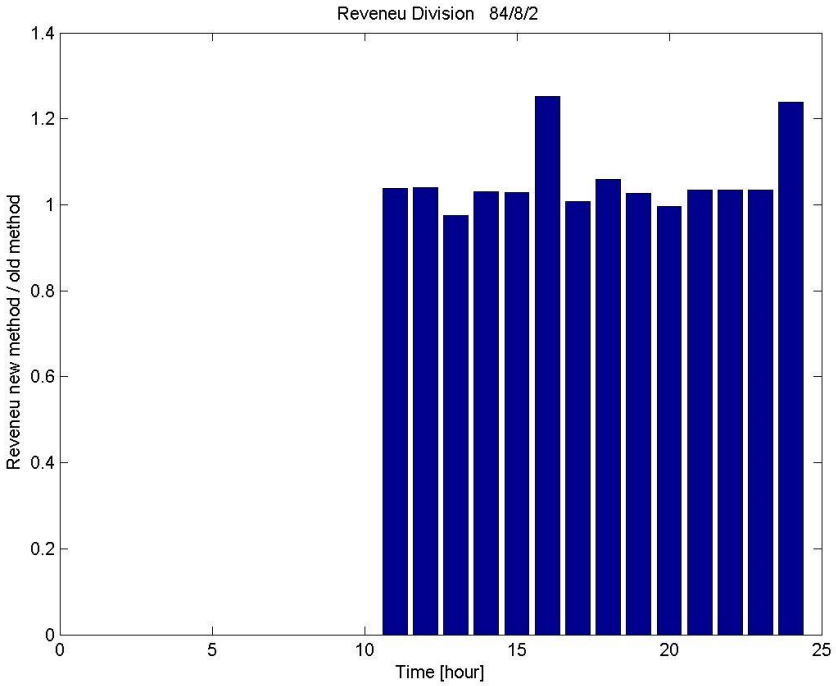
شکل ۳-۱۲ درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه با درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای ساعتهای مختلف روز ۸۴/۸/۱



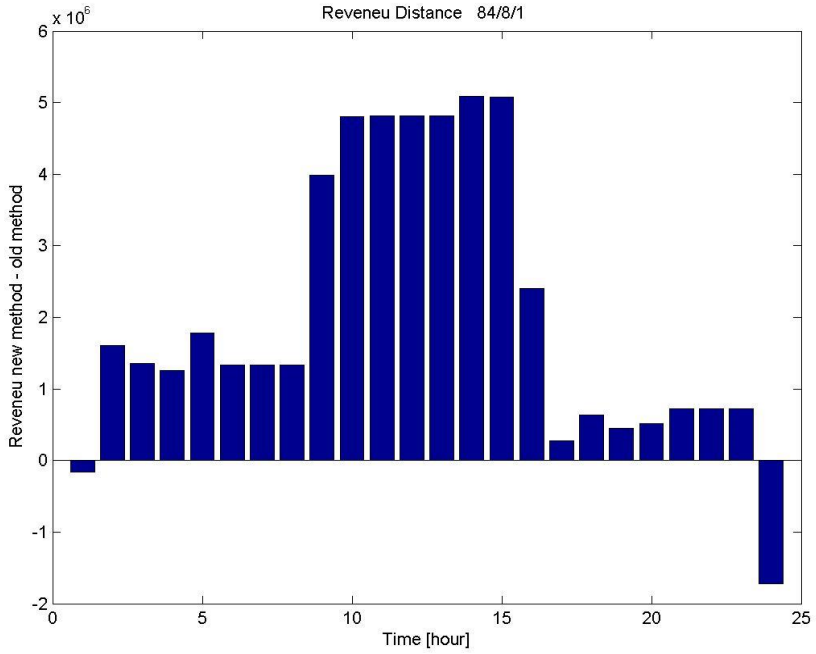
شکل ۳-۱۳ درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه با درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای ساعتهای مختلف روز ۸۴/۸/۲



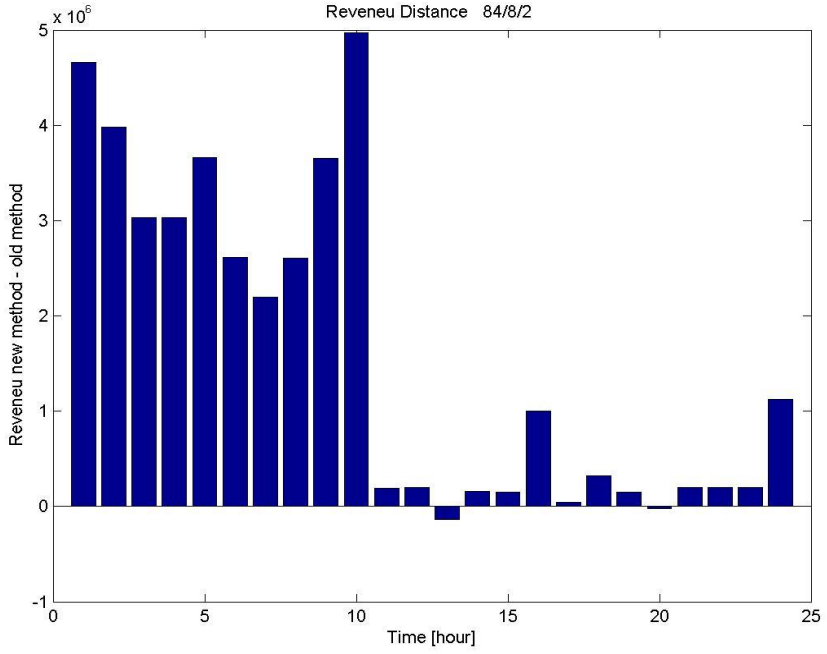
شکل ۳-۱۴ نسبت درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه به درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای برای ۲۴ ساعت روز ۸۴/۸/۱



شکل ۳-۱۵ نسبت درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه به درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای برای۲۴ ساعت روز ۸۴/۸/۲



شکل ۳-۱۶ درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه منهای درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای برای ۲۴ساعت روز ۸۴/۸/۱



شکل ۳-۱۷ درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه منهای درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای برای۲۴ ساعت روز ۸۴/۸/۲

۳-۲-۲-۱ جمع بندی

شکلهای ۳-۱۲ الی ۳-۱۷ مبین افزایش درآمد هنگام ارائه قیمت بهینه نسبت به پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای است. این افزایش درآمد در ساعات اولیه روز مشهودتر است زیرا در روش ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای برخی از واحدها خاموش شده است ولی در روش پیشنهاد شده قیمتها بگونه ای ارائه شده اند که مانع خاموش شدن واحدها میگردد. مطابق شکلهای ۳-۱۲ و۳-۱۳ در ساعت ۱و۲۴ روز ۸۴/۸/۱ و ساعت ۱۳و۲۰ روز ۸۴/۸/۲ درآمد روش قیمت بهینه نسبت به پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای کمتر است. علل این کاهش عبارتند از:

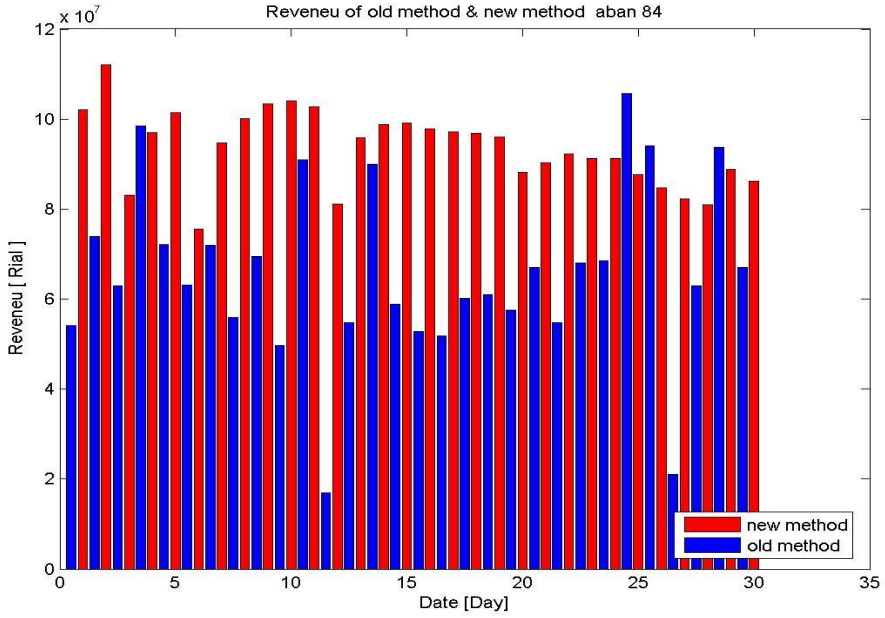
الف) در ساعاتی که شرکت برق منطقه ای و روش پیشنهادی هر دو پیشنهاد قیمت مناسب ارائه نموده اند. درآمد ناشی از پیشنهاد قیمت روش پیشنهادی به دلیل وجود پله های کسب اطلاعات کاهش می‌یابد. دقت شود که توان اولین پله کسب اطلاعات به دلیل محدودیت حداقل توان تولیدی واحد قابل ملاحظه بوده و باعث کاهش درامد واحد میگردد.

ب) در برخی از روزها ممکن است نسبت به روز قبل تغییراتی در شبکه رخ دهد که شرکت برق منطقه ای از آن اطلاع داشته و ان را در ارائه پیشنهاد قیمت در نظر گرفته است و در روش پیشنهادی این رخداد منظور نشده است. مثلاً چنانچه یک یا چند واحد از خوزستان جهت تعمیر و نگهداری خاموش شوند، چنانچه محدودیت در خطوط بین منطقه ای وجود داشته باشد واحدهای دیگر میتوانند پیشنهاد قیمت خود را افزایش دهند.

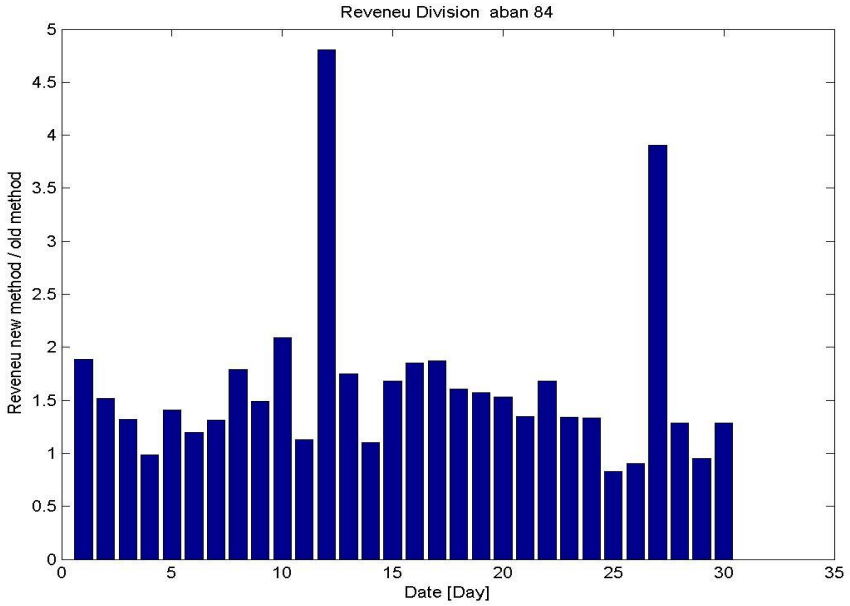
روش قیمت بهینه در روز ۸۴/۸/۱ درآمدی معادل ۱۰۲۰۵۵۳۰۰ریال کسب کرده است که طی همین روز پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای درآمدی معادل

۵۴۱۰۰۰۰۰ ریال کسب کرده است که روش قیمت بهینه افزایش درآمدی معادل ۸۸ درصد را نشان میدهد. بطور مشابه در روز ۸۴/۸/۲ که روش قیمت بهینه افزایش درآمدی معادل ۵۱ درصد را نشان میدهد.

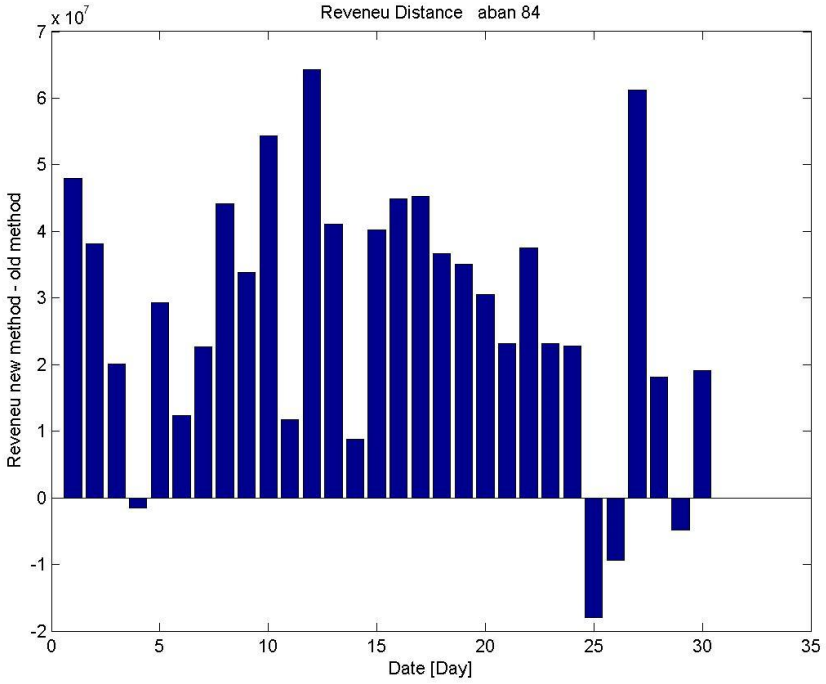
درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه و درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای برای روزهای مختلف آبانماه در شکل ۳-۱۸ رسم شده است. این مقادیر در جداول ۱و ۲ نیز درج شده است. نسبت و تفاضل این درامدها نیز برای روزهای مختلف آبانماه در شکلهای ۳-۱۹ و ۳-۲۰ رسم شده است.



شکل ۳-۱۸- درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه و درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای برای روزهای مختلف آبانماه



شکل ۳-۱۹ نسبت درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه به درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای برای روزهای مختلف آبانماه ۸۴



شکل ۳-۲۰ نسبت درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه به درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای برای روزهای مختلف آبانماه ۸۴

شکلهای ۳-۱۸ تا ۳-۲۰ نشان میدهند که درآمد واحد مورد مطالعه هنگام ارائه پیشنهاد قیمت بهینه نسبت به پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای در کلیه روزهای آبان ماه ۸۴ به استثنای ۴ روز افزایش یافته است.

همچنانکه بیان شد نتایج فوق با فرض های زیر بدست آمده اند:

- طول پله های کسب اطلاعات یکدهم مگاوات در نظر گرفته شده است.
- مقدار ε برابر با ۱۰۰۰ ریال بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است.

در اینجا این سئوال مطرح میشود که مقدار بهینه طول پله های کسب اطلاعات و ε چقدر است. برای تعیین مقدار بهینه برای طول پله های کسب اطلاعات طول پله های کسب اطلاعات برابر با مقادیر ۰/۱، ۰/۲، ... ۱ در نظر گرفته شد. برای تعیین پیشنهاد قیمت روز بعد همه حالتهای ذکر شده به نتیجه یکسانی رسیدند، ولی از آنجا که هرچه طول پله های کسب اطلاعات کمتر باشد درامد بیشتر خواهد شده طول بهینه برای پله های کسب اطلاعات ۰/۱ میباشد. چنانچه طول پله های کسب اطلاعات کمتر از ۰/۱ شود برنامه بازار آنها را تشخیص نداده و اطلاعات لازم از بازار کسب نمیگردد.

برای تعیین مقدار بهیه ε درامد آبانماه با فرض طول پله های کسب اطلاعات برابر با یکدهم مگاوات و با در نظر گرفتن مقادیر ۵۰، ۱۰۰، ۱۵۰، ۲۰۰ و ۲۵۰ ریال بر مگاوات ساعت برای ε محاسبه شد. درآمد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه نسبت به پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای برای حالتε=۵۰۰، ۱۷٪ افزایش ، برای حالتε=۸۰۰، ۳۲٪ افزایش، برای حالتε = ۱۰۰۰، ۳۹٪ افزایش، برای حالتε=۱۲۰۰، ۲۸٪ افزایش، و برای حالتε=۱۵۰۰، ۳۲٪ افزایش داشته

است. بنابراین در نظر گرفتن ۱۰۰۰ ریال بر مگاوات ساعت برای ε مناسب به نظر میرسد. در بار پیک پیشنهاد قیمت واحد های مختلف بسیار به هم نزدیک است. بر عکس در ساعات کم باری پیشنهاد قیمت واحد های متفاوت اختلاف زیادی دارند. لذا برای اطمینان از پذیرفته شدن در بازار باید مقدار ε در ساعات کم باری بزرگ باشد. در ساعات مختلف پیک مقدار کوچک برای ε پذیرفته شدن در بازار را تضمین نموده و تاثیر کمتری بر کاهش درامد میگذارد. لذا بهتر است در ساعات بار پیک ε کوچک انتخاب شود. عرض پله های کسب اطلاعات در ساعات کم باری بزرگ و در ساعات پیک کوچک است. لذا یک روش برای تعیین مقدار مناسب برای ε، بیان ε بر حسب پله های کسب اطلاعات میباشد. برای این منظور درآمد ابانماه برای حالتهای زیر اجراشده است. فرض کنید عرض پله کسب اطلاعات در ساعت h ام برابر با S^h باشد. درآمد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه نسبت به پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای برای حالت $\varepsilon^h = S^h$ +۵۰، ۳۳٪ افزایش، برای حالت $\varepsilon^h = S^h$ +۱۰۰، ۳۸ ٪ افزایش، برای حالت $\varepsilon^h = S^h$ +۱۵۰، ۴۲٪ افزایش، برای حالت $\varepsilon^h = S^h$ +۲۰۰، ۳۴٪ افزایش، و برای حالت $\varepsilon^h = S^h$ +۲۵۰، ۳۴٪ افزایش داشته است. لذا در نظر گرفتن مقدار S^h +۱۵۰ برای ε^h مقدار مناسبی است. دقت شود که مقدار ε به زمان بستگی داشته و در فصول متفاوت مقدار بهینه متفاوتی دارد. لذا محاسبه کننده پیشنهاد قیمت هر واحد باید بر اساس تجربه خود این مقدار را در ساعات مختلف و روزهای متفاوت براورد کند. یک مقدار مناسب برای ε^h در ساعات مختلف درنظر گرفتن متوسط قدر مطلق تفاضل بین آخرین قیمت پذیرفته شده واحد در دو روز متوالی در طی یک ماه گذشته میباشد. این مقادیر در جدول ۳-۱ درج شده است. فرض کنید E^h برابر با متوسط قدر مطلق خطای بین آخرین قیمت پذیرفته شده واحد در دو روز متوالی در طی یک ماه باشد.

چنانچه پیشنهاد قیمت بهینه بـا فـرض ۲۰۰+ $\varepsilon^h = E^h$ محاسـبه شـود ، درآمـد ناشـی از پیشنهاد قیمت بهینه نسبت به پیشنهاد قیمت ارائه شده توسـط شـرکت بـرق منطقـه ای ۴۶٪ افزایش خواهد داشت. لذا مقادیر جدول ۳-۱ مقادیر مناسبی برای ε^h میباشد. مجدداً تاکید میشود که مقدار ε^h به زمان بستگی داشته و محاسبه کننده پیشنهاد قیمت باید بر اساس تجارب خود مقدار مناسب برای ε^h را براورد کند. در جـدول ۳-۲ درصـد افـزایش درامد آبانماه ۸۴ ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه نسبت به پیشنهاد قیمت ارائه شده توسـط شرکت برق منطقه ای برای ε های مختلف درج شده است.

جدول ۳-۱ مقدار پیشنهادی برای ε درساعات مختلف

ε بر حسب ریال بر مگاوات ساعت	ساعت	ε بر حسب ریال بر مگاوات ساعت	ساعت
۱۸۱٤	۱۳	۲۷۵۳	۱

٢	٢٠٤٨	١٤	٢٠٦٣
٣	١٩٩٨	١٥	٢١٩٦
٤	٢١٦٨	١٦	٢٣٢٤
٥	٢٣٣٢	١٧	١٨٥٨
٦	٢٤٣٠	١٨	٧٢٣
٧	٢١٤٨	١٩	٤٢٤
٨	٢٢٤٨	٢٠	٢٦٩
٩	٣٠١٨	٢١	٢٦٩
١٠	٢١٦٠	٢٢	٢٦٩
١١	١٩٨٦	٢٣	٢٨٠
١٢	٢٠٣٧	٢٤	١٢٧٩

جدول ٣-٢ درصد افزایش درامد ناشی از

پیشنهاد قیمت بهینه نسبت به درامد ناشی از

پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای در آبانماه ۸۴ برای ε های مختلف

$\varepsilon(Rial/MWhr)$	درصدآفزایش	$\varepsilon(Rial/MWhr)$	صدآفزایش
ε=500	$17\% = S^h + 50$		33%
ε=800	$32\% = S^h + 100$	50	38%
ε=1000	$39\% = S^h + 150$		42%
ε=1200	$28\% = S^h + 200$		34%
ε=1500	$32\% = S^h$	+250	34%
	$\varepsilon^h = E^h$		38%
	$\varepsilon^h = E^h + 200$		46%

۳-۲-۴ نتیجه گیری

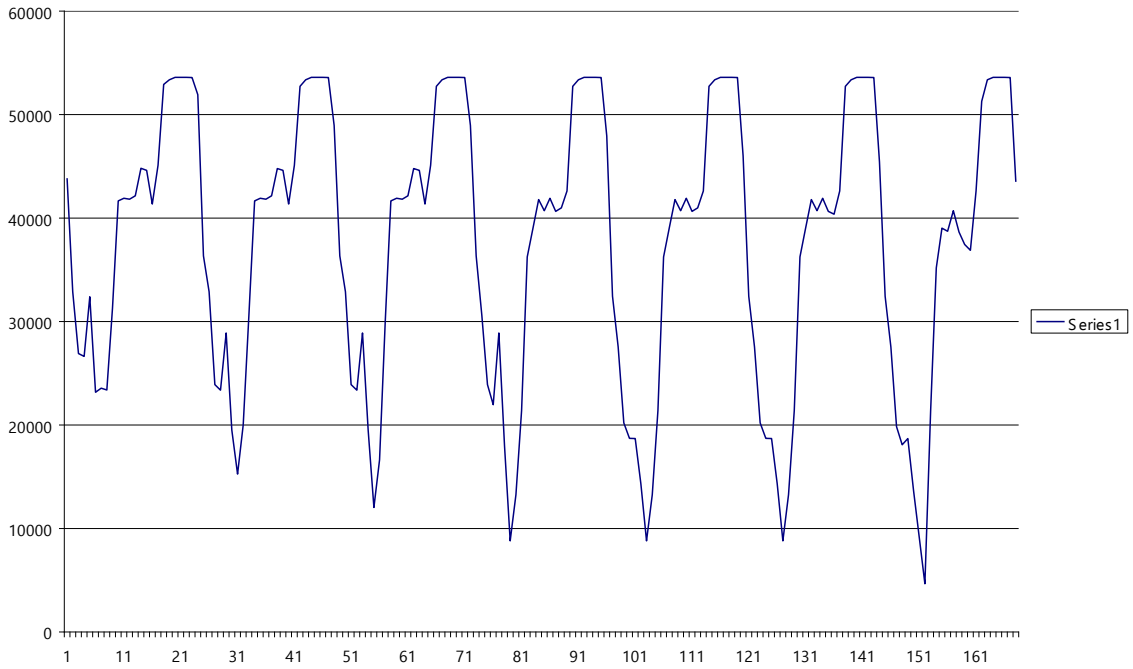
تحلیل نتایج فوق نشان میدهد که تقریب پیشنهاد قیمت یک ساعت با آخرین قیمت پذیرفته شده واحد مورد مطالعه در ساعت متناظر روز قبل تقریب مناسبی است و افزایش قابل توجهی (بیش از ۳۵٪) در درامد خواهد داشت. اجرای برنامه با درنظر گرفتن مقادیر مختلف برای طول پله های کسب اطلاعات نشان داد که کمترین مقدار ممکن برای طول پله های کسب اطلاعات یک دهم مگاوات است. چنانچه طول پله های کسب اطلاعات کمتر شود برنامه بازار آنها را نخواهد دید و چنانچه طول پله های کسب اطلاعات بیشتر شود درامد بخاطر کسب اطلاعات کاهش خواهد یافت. در هر حال لازم است مقداری از درامد فدای کسب اطلاعات و درنتیجه افزایش درامد روز بعد گردد. تحقیق در مورد مقدار بهینه برای

اپسیلون نشان داد که بهتر است در ساعات مختلف مقادیر مختلف برای اپسیلون در نظر گرفته شود. زیرا در پیک بار قیمتهای ارائه شده بسیار نزدیک به هم بوده و در ساعات کم باری قیمتها اختلاف زیادی دارند. در نظر گرفتن متوسط قدرمطلق خطای بین آخرین قیمت پذیرفته شده دو روز متوالی در طی ماه گذشته بعلاوه یک مقدار کوچک حدود ۲۰۰ ریال بر مگاوات ساعت مقدار مناسبی برای اپسیلون به نظر میرسد.

۴-۱ تخمین پیشنهاد قیمت با استفاده از سریهای زمانی

در فصل سوم با فرض اینکه توپولوژی و نقطه کار شبکه در ساعت h ام روز j+1 ام مشابه با توپولوژی و نقطه کار شبکه در ساعت h ام روز j ام می باشد، پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز j+1 ام با استفاده از پیشنهاد قیمت ساعت h ام روز j ام تخمین زده شد. در عمل توپولوژی و نقطه کار شبکه در ساعت h ام روز j ام و j+1 ام متفاوت است و این تفاوت باید در تخمین پیشنهاد قیمت بهینه در نظر گرفته شود. برای این منظور با استفاده از پیشنهاد قیمتهای تخمین زده شده در فصل قبل برای روزهای j-30,j-29,…,j-1,j پیشنهاد قیمت روز j ام به روش سریهای زمانی تخمین زده میشود. در فصل ۳ پیشنهاد قیمت روز j+1 ام با استفاده از پیشنهاد قیمت بهینه روز j ام (حداکثر قیمت پذیرفته شده واحد در ساعت h ام روز j ام) تخمین زده می‌شد. در این فصل می خواهیم پیشنهاد قیمت روز j+1 ام را با استفاده از پیشنهاد قیمت های تخمین زده شده برای روزهای j-30,j-29,…,j-1,j تعیین نماییم.حداکثر قیمت پذیرفته شده در ساعات مختلف هفته اول آبانماه ۸۴ در شکل ۴-۱

رسم شده است. این داده ها دارای دوره تناوب ۲۴ ساعته میباشد. در ساعات پیک مصـرف حداکثر قیمت پذیرفته شده به حداکثر قیمت مجاز رسیده است.



شکل ۴-۱ حداکثر قیمت پذیرفته شده برای یک واحد نمونه برای هفته اول آبان ۸۴ (۱۶۸ ساعت)

۴-۱-۱ بررسی ایستایی میانگین و واریانس

در صورتی که میانگین و واریانس یک سری زمانی متغییر با زمـان نباشـد ایسـتا نامیـده میشود. برای بررسی ایستای میانگین یک خط راست را بگونه ای رسم میکنیم که نیمـی از داده ها در بالای آن و نیمی در پایین آن قرار گیرند حال اگر این خط به موازات محور X هـا باشد میتوان نتیجه گرفت که داده های موجود ایستای میانگین هستند. لذا با توجه به شکل ۴-۱ داده های حداکثر قیمت پذیرفته شده ایستای میانگین هسـتند. داده هـا در صـورتی ایستایی واریانس دارند که تغییرات داده ها از خـط میـانگین در دوره تناوبهـای مختلـف

تقریباً برابر باشند. شکل ۴-۱ نشان میدهد که داده های حداکثر قیمت پذیرفته شده تقریباً ایستای واریانس هستند.

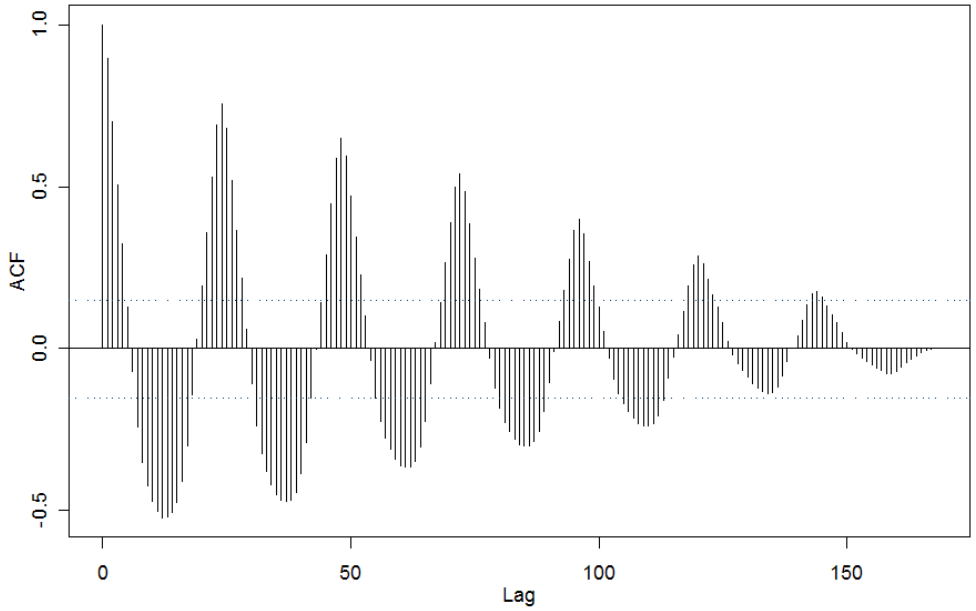
۴-۱-۲ توابع خود همبستگی[1] و خود همبستگی جزئی[2]

برای تعیین مدل مناسب برای پیش بینی به روش سریهای زمانی نیاز به توابع خود همبستگی و خود همبستگی جزئی میباشد

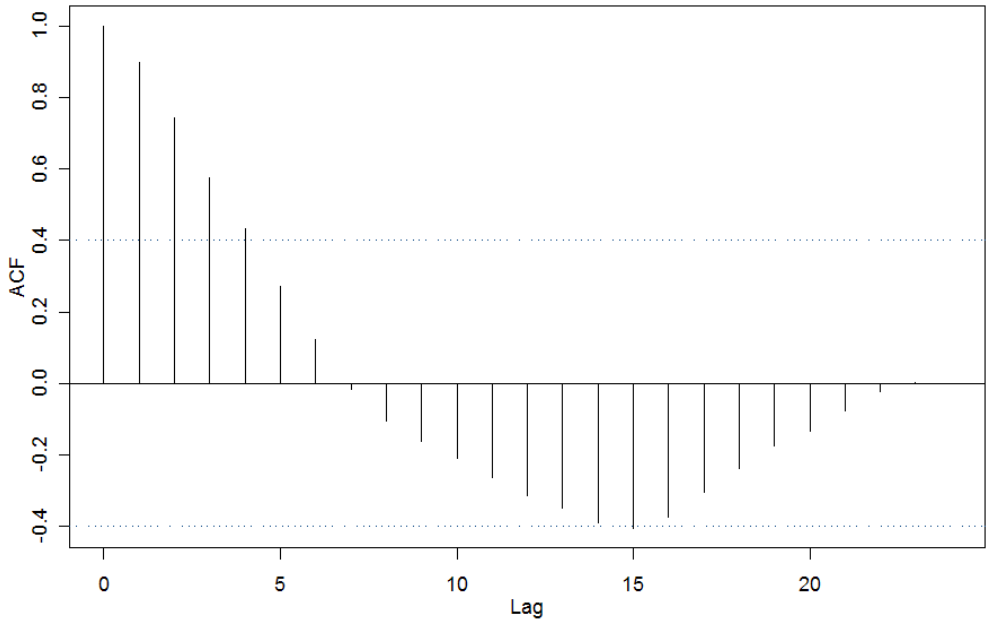
تابع خود همبستگی حداکثر قیمت پذیرفته شده در ساعات مختلف هفته اول آبانماه ۸۴ در شکل ۴-۲ رسم شده است. شکل ۴-۲ نشان می دهد که آخرین قیمت پذیرفته شده در ساعت h ام روز j ام بیشترین وابستگی را به آخرین قیمت پذیرفته شده در ساعت h ام روز j-1 ام دارد . بنابراین وجود دوره تناوب ۲۴ ساعته تایید می گردد. برای تشخیص دقیقتر ضرایب خود همبستگی این تابع را برای یک دوره تناوب در شکل ۴-۳ رسم کرده ایم. ناحیه ای که با خط چین نمایش داده شده مرز تشخیص داده های با

[1] Auto Correlation Function (ACF)
[2] Partial Auto Correlation Function (PACF)

اهمیت در تعیین مدل مناسب برای پیش بینی است. این مرز توسط رابطه $\pm\frac{2}{\sqrt{n}}$ تعیین میشود که در آن n تعداد داده ها می باشد. مقادیر بدست آمده درون بازه $\pm\frac{2}{\sqrt{n}}$ بی اهمیت تلقی شده و در تعیین مدل حاکم بر داده ها استفاده نمی گردند.



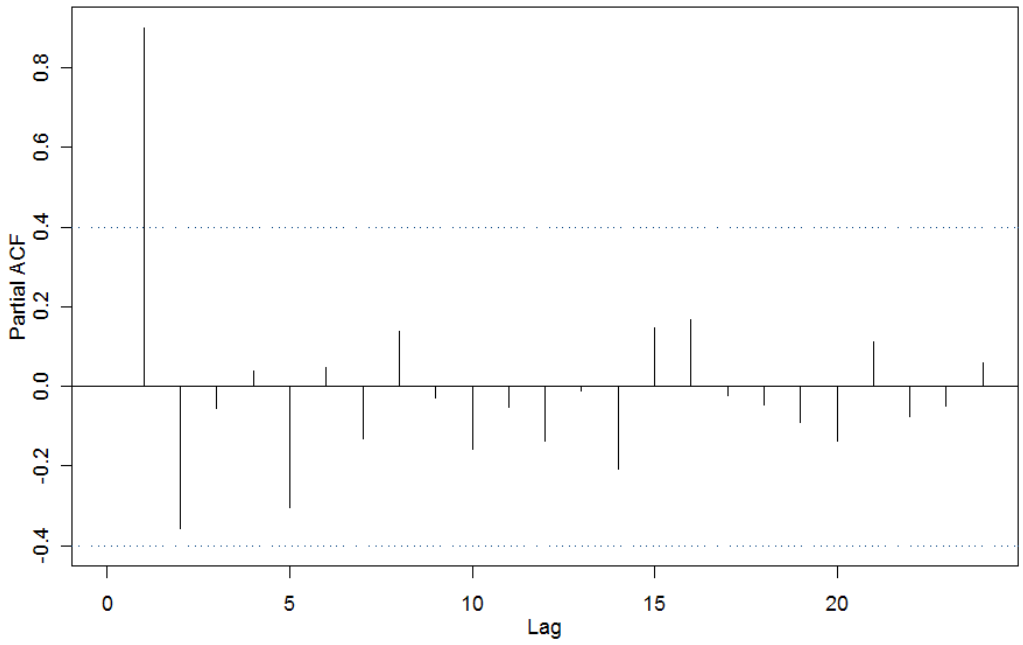
شکل ۴-۲ تابع خود همبستگی برای داده های حداکثر قیمت پذیرفته شده هفته اول آبان ۸۴ (۱۶۸ ساعت)



شکل ۴-۳ تابع خود همبستگی برای داده های حداکثر قیمت پذیرفته شده در یک دوره تناوب (۲۴ ساعت)

تابع خود همبستگی جزئی حداکثر قیمت پذیرفته شده در یک دوره تناوب (روز اول آبان ۸۴) در شکل ۴-۴ رسم شده است. **ناحیه ای که با خط چین**

نمایش داده شده مرز تشخیص داده های با اهمیت ($\pm\frac{2}{\sqrt{n}}$) که در تعیین مدل حاکم بر داده ها استفاده می گردند.



شکل ۴-۴ تابع خود همبستگی جزئی برای داده های حداکثر قیمت پذیرفته شده در یک دوره تناوب (۲۴ ساعت)

۴-۱-۳ تعیین مدل پیش بینی

اکنون نوبت تعیین مدل پیش بینی است. در پیش بینی بـه روش سـریهای زمـانی از مـدل ARIMA(p,d,q)[1] استفاده می شود. P و d و q به ترتیب درجـه تفاضـلی،درجه میـانگین متحرک و درجه اتورگرسیو مدل استفاده شده برای پیش بینی میباشد. با توجه بـه ایسـتا بودن داده ها نیازی به تفاضلی کردن آنها وجود ندارد. بنابراین مقدار $d = 0$ است. در شکل ۴-۳ فقط چهار مقدار اول تابع خود همبستگی خارج از مرز تشخیص داده های بـا اهمیـت است لذا درجه میانگین متحرک $p = 4$ است. فراینـد میـانگین متحـرک بـرای توصـیف پدیدهایی مناسب است که یک اثر آنی برای دوره کوتاهی باقی می ماند. در شکل ۴-۴ فقط یک مقدار تابع خود همبستگی جزئی خارج از مرز تشخیص داده های با اهمیت اسـت لـذا درجه اتورگرسیو $q = 1$ می باشد. بنابراین مدل مناسب برای پیش بینی ARIMA(4,0,1) است که بدلیل اینکه درجه تفاضلی صفر است بصورت ARMA(4,1) نشان داده می شـود. لذا مدل استفاده شده بصورت زیر است:

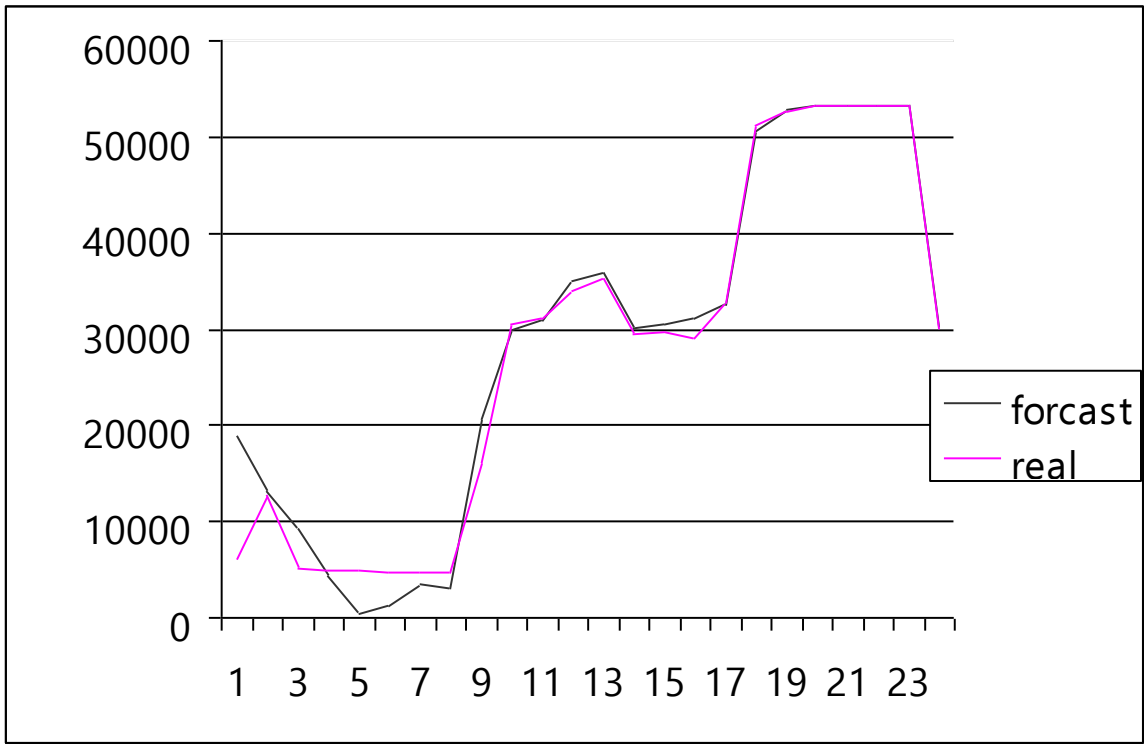
$$Z_t = 0.5506*Z_{t-1} - 0.02758*Z_{t-2} + 0.32764*Z_{t-3} + 0.14072*Z_{t-4} - a_t - 0.11732*a_{t-1}$$

ضرایب مدل با استفاده از روش حداکثر شباهت[2] تعیین شده است.با استفاده از مـدل فـوق حداکثر قیمت پذیرفته شده برای ۲۴ ساعت روز ۸۴/۸/۲۶ پیش بینی شده است. برای این پیش بینی از حداکثر قیمت پذیرفته شده در ۲۴ ساعت روزهـای ۸۴/۸/۱ الـی ۸۴/۸/۲۵ استفاده شده است.

---

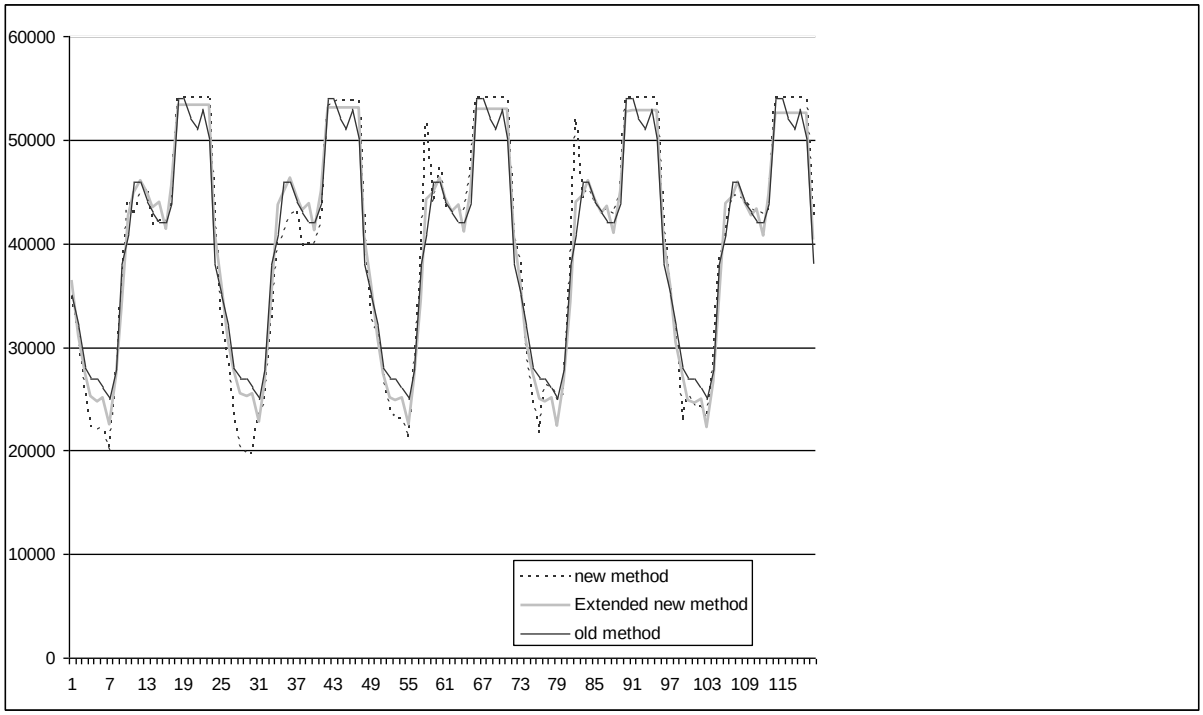
1 Auto Regressive Integrated Moving Average

2 Maximum Likelihood



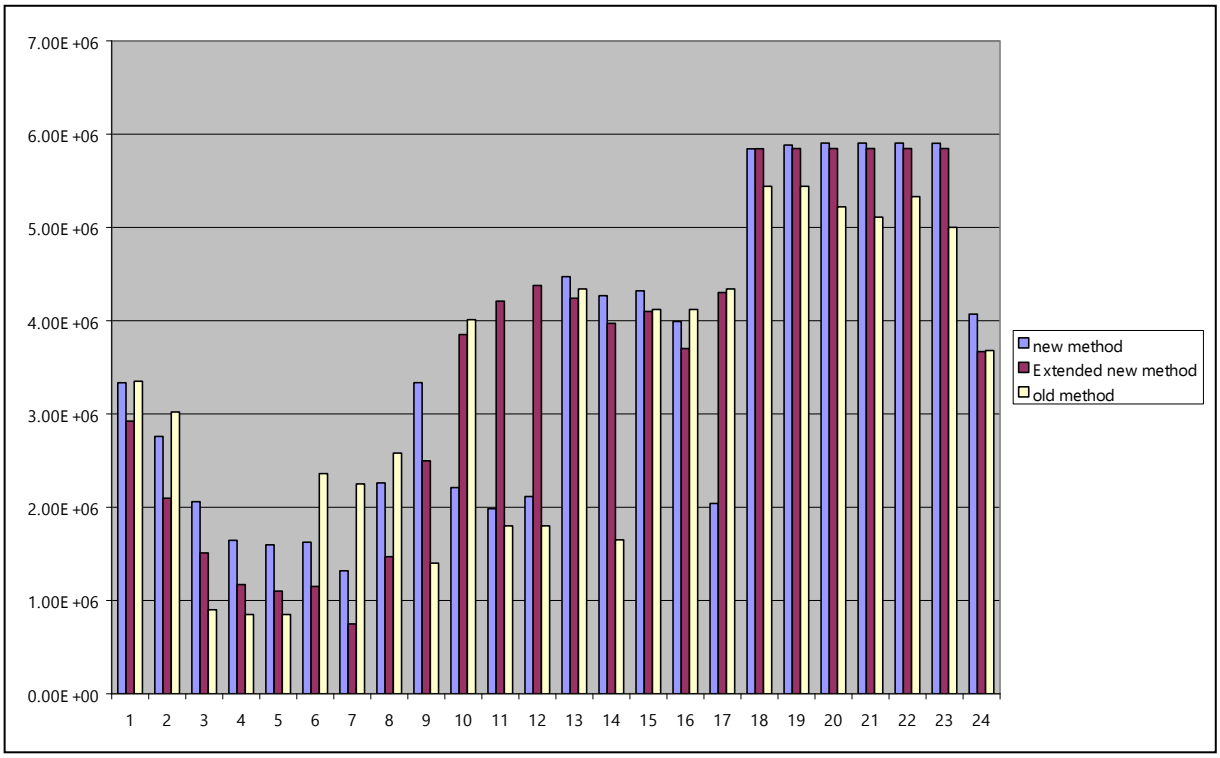
شکل ۴-۵ مقایسه مقادیر قیمت پیش بینی شده و مقادیر واقعی

میانگین خطای پیش بینی در این ۲۴ ساعت ۱۶۹۱ ریال است که نشان دهنده ۶/۱ درصد خطا میباشد. پیش بینی آخرین قیمت پذیرفته شده برای ۵ روز آخر آبان ۸۴ به همراه پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای در این ۵ روز در شکل ۴-۶ رسم شده است. آخرین قیمت پذیرفته شده به روش پله‌های کسب اطلاعات (روش ارائه شده در فصل سوم) و روش توسعه یافته (استفاده از سریهای زمانی) پیش بینی شده است.

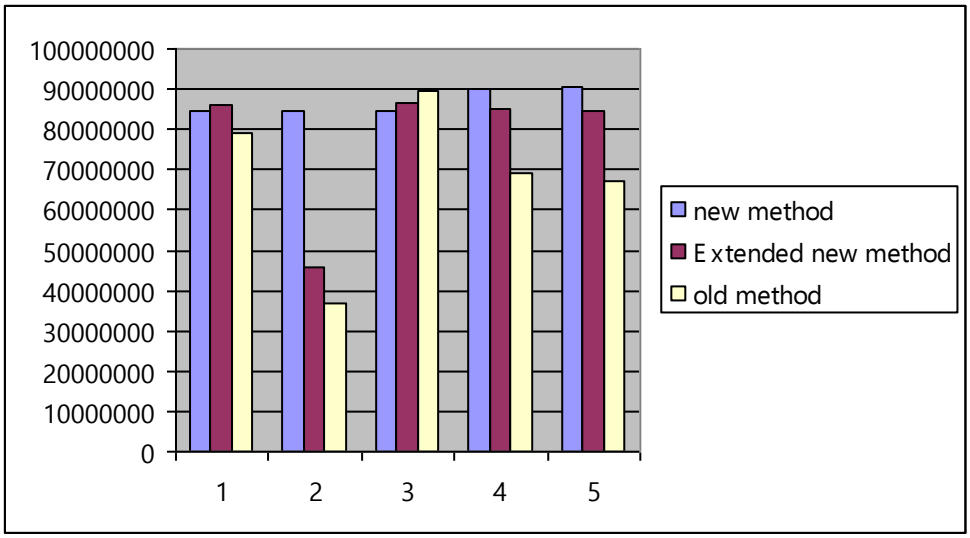


شکل ۴-۶ مقایسه ای بین قیمتهای بدست امده در روش فصل سوم و سریهای زمانی و روش بکار گرفته شده توسط برق منطقه ای

درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده در فصل سوم با درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای و سریهای زمانی برای ساعتهای مختلف روزهای ۸۴/۸/۲۶ در شکل ۴-۷ رسم شده است. همچنین مقایسه درامد این سه روش در شکل ۴-۸ رسم و در جدول ۴-۱ مقادیر درامد از ۸۴/۸/۲۶ الی ۸۴/۸/۳۰ ارائه شده است.



شکل ۴-۷ مقایسه درامد ناشی از پیشنهاد قیمت محاسبه شده توسط روش پله های کسب اطلاعات (روش جدید)، روش سریهای زمانی (توسعه یافته) و پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای برای روز ۸۴/۸/۲۶ به تفکیک ساعت



شکل ۴-۸ مقایسه درامد ناشی از پیشنهاد قیمت محاسبه شده توسط روش پله های کسب اطلاعات (روش جدید)، روش سریهای زمانی (توسعه یافته) و پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای در روزهای ۲۶ الی ۳۰ آبان ماه ۸۴

جدول ۴-۱ درامد واحد ناشی از پیشنهاد قیمت در روزهای ۲۶ الی ۳۰ آبان ماه ۸۴

الف) پیشنهاد قیمت تعیین شده به روش پیشنهادی با صرف نظر از مولفه متغییر (روش پله های کسب اطلاعات)

ب) پیشنهاد قیمت تعیین شده به روش پیشنهادی با در نظر گرفتن مولفه متغییر (روش توسعه یافته)

ج) پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط واحد

day	*new method*	*Extended new method*	*old method*
84/8/26	*84738100*	*86150180*	*78960000*
84/8/27	*84785900*	*45599850*	*36950000*
84/8/28	*84382200*	*86331270*	*89340000*
84/8/29	*90051100*	*85147770*	*68948000*
84/8/30	*90532000*	*84449630*	*66970000*
مجموع	*434489300*	*387678700*	*341168000*

۴-۲ نتیجه گیری

درآمد هنگام استفاده از پیشنهاد قیمت به روش پله های کسب اطلاعـات ۳۰۰, ۴۸۹, ۴۳۴ ریال و با پیشنهاد قیمت روش توسعه یافته ۷۰۰, ۶۷۸, ۳۸۷ می‌باشـد. ایـن ارقـام نشـان می‌دهند که درامد واحد، هنگام استفاده از روش پله های کسب اطلاعات ۲۷ درصد نسـبت به پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط واحد، افزایش یافته است. همچنـین ایـن ارقـام نشـان میدهند که در نظر گرفتن مولفه متغیر درامد را کاهش می‌دهد. مشاهده میشود که برخلاف انتظار در نظر گرفتن مولفه متغییر باعث بهبود پیشنهاد قیمت و افزایش درامد نمـی‌گـردد علت این است که متوسط این مولفه به دلیل نویز بودن، صفر بـوده و قابـل پـیش بینـی از اطلاعات گذشته نمی‌باشد.

در این پایان نامه یک روش برای تعیین پیشنهاد قیمت بهینه ارائه شده است. در ایـن روش با فرض یکسان بودن نقطه کار روز مورد مطالعه با روز قبل و با در نظر گرفتن پله های کسب اطلاعات در پیشنهاد قیمت روز قبل، مولفه پایه پیشنهاد قیمت بهینه تعیین میشـود. ایـن مقدار در واقع پیشنهاد قیمت بهینه روز قبل بوده که با فرض ثابت بودن نقطه کار بـرای روز بعد استفاده میشود. جهت اطمینان از برنده شدن در بازار، پیشنها قیمت بهینه تعیین شده برای روز قبل منهای ε شده و در روز بعد ارائه میگردد. با در نظر گرفتن مقادیر مختلف برای ε ، مقدار ε بهینه برابر با ۱۰۰۰ ریال بر مگا وات ساعت تعیین شده است. طول پله های کسب اطلاعات باید کوچک بوده تا کسب اطلاعات باعث کاهش درامد نشود. ازطرفی اگر پله های

کسب اطلاعات کمتر از ۰/۱ مگاوات درنظر گرفته شود برنامه بازار، آن را صفر فرض میکنـد. لذا طول پله های کسب اطلاعات ۰/۱ مگاوات در نظر گرفته شده اسـت. مولفـه متغییـر بـا استفاده از داده های اخرین قیمت پذیرفته شده ماه قبل و با اسـتفاده از سـریهای زمـانی تعیین میگردد. روش پیشنهادی به یک ژنراتور خاص از شبکه ایران اعمال شده است. نتایج نشان میدهد که پیشنهاد قیمت بدست امده از روش پله ای کسب اطلاعات سبب میشود که درامد واحد در ابان ماه ۸۴ ، ۳۵ درصد افزایش یابد. بر خلاف انتظار در نظر گـرفتن مولفـه متغییر باعث بهبود پیشنهاد قیمت و افزایش درامد نمی‌گردد علت این است که متوسط این مولفه به دلیل نویز بودن، صفر بوده و قابل پیش بینی از اطلاعات گذشته نمی‌باشد.

پیشنهادات زیر برای ادامه تحقیق ارائه می‌گردد

1. **تعیین پیشنهاد قیمت بهینه برای واحد مورد مطالعه به روش تئوری بازی ها و مقایسه دو روش**
2. **پیش بینی زمان تعمیر و نگهداری واحدهای دیگر و لحاظ کردن ان در تعیین پیشنهاد قیمت بهینه**
3. **پیش بینی بار و درجه حرارت و لحاظ کردن انها در تعیین پیشنهاد قیمت بهینه**

پیوست الف

توابع خود همبستگی[1] و خود همبستگی جزئی[2]

[1] Auto Correlation Function (ACF)
[2] Partial Auto Correlation Function (PACF)

برای تعیین مدل مناسب برای پیش بینی بـه روش سـریهای زمـانی نیـاز بـه توابـع خـود همبستگی و خود همبستگی جزئی میباشد که در ادامه به تعریف آنها میپردازیم.

بین داده های Z_t و Z_{t+k} تابعی بنام کواریانس به صورت زیر تعریف میشود:

$$\gamma_k = \mathrm{cov}(Z_t , Z_{t+k}) = E(Z_t-\mu)(Z_{t+k}-\mu)$$

(۱-۴)

خود همبستگی بین داده های Z_t و Z_{t+k} به صورت زیر تعریف میشود:

$$\rho_k = corr(Z_t, Z_{t+k}) = \frac{\mathrm{cov}(Z_t, Z_{t+k})}{\sqrt{\mathrm{var}(Z_t)\,\mathrm{var}(Z_{t+k})}} = \frac{\gamma_k}{\gamma_0}$$

(۲-۴)

تابع خود همبستگی جزئی یا همان همبستگی شرطی همبستگی بین داده های Z_t و Z_{t+k} است که در آن وابستگی متغیر های بین داده های Z_t و Z_{t+k} حذف شده است. تابع خود همبستگی جزئی بصورت زیر نمایش داده میشود:

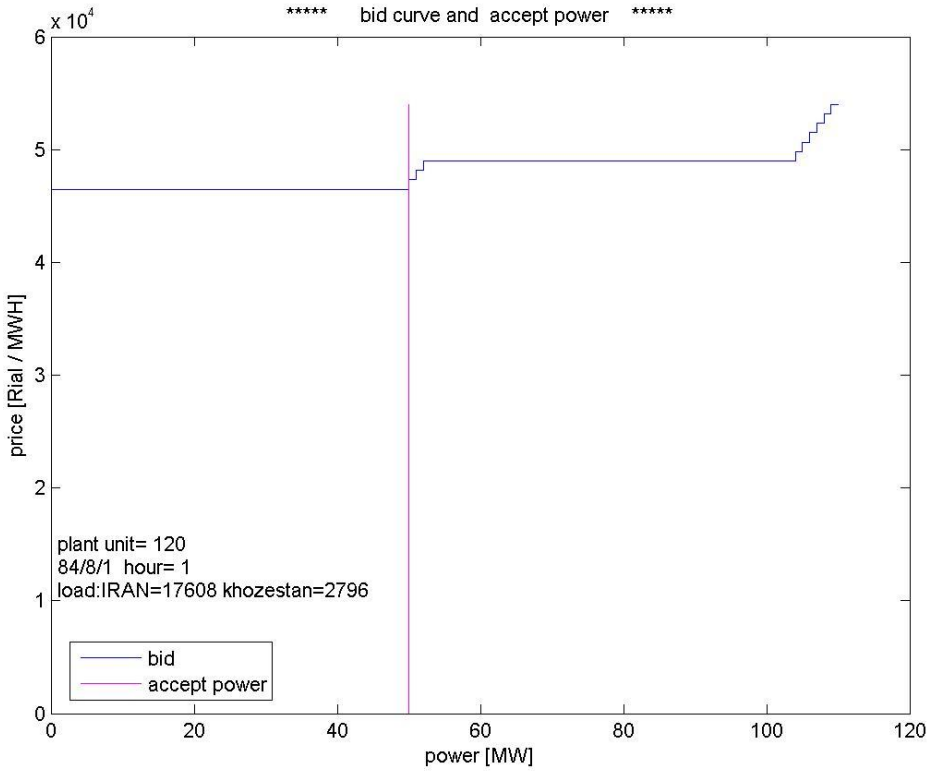
$$\mathrm{Corr}(Z_t , Z_{t+k} | Z_{t+1} ,\ldots,Z_{t+k-1})$$

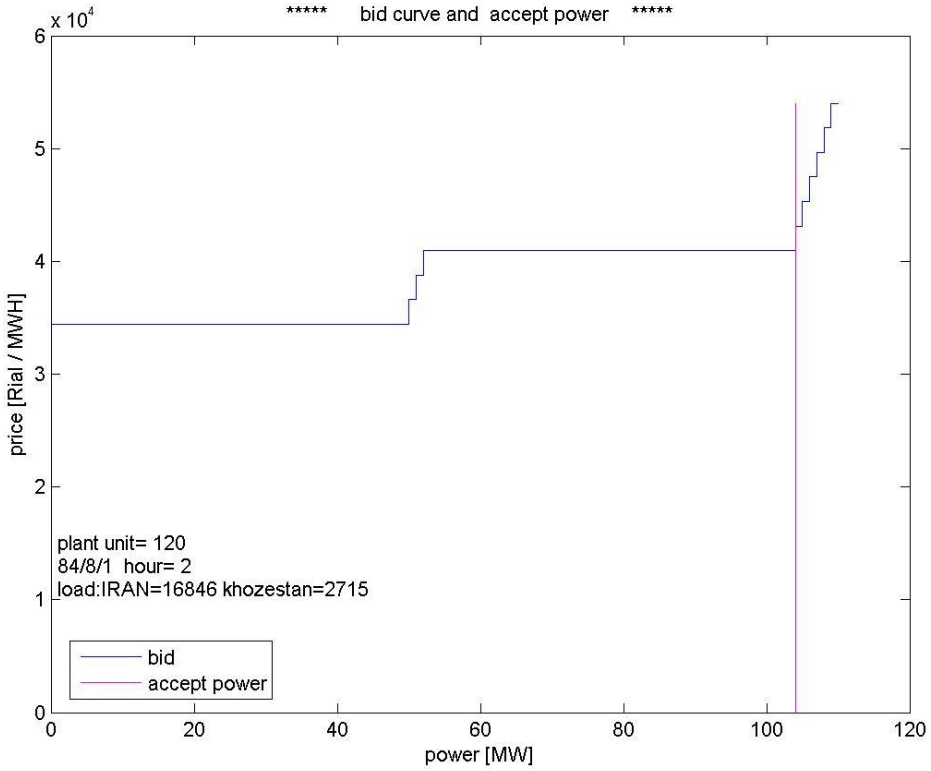
مقدار تابع خود همبستگی جزئی به صورت زیر بدست می اید:

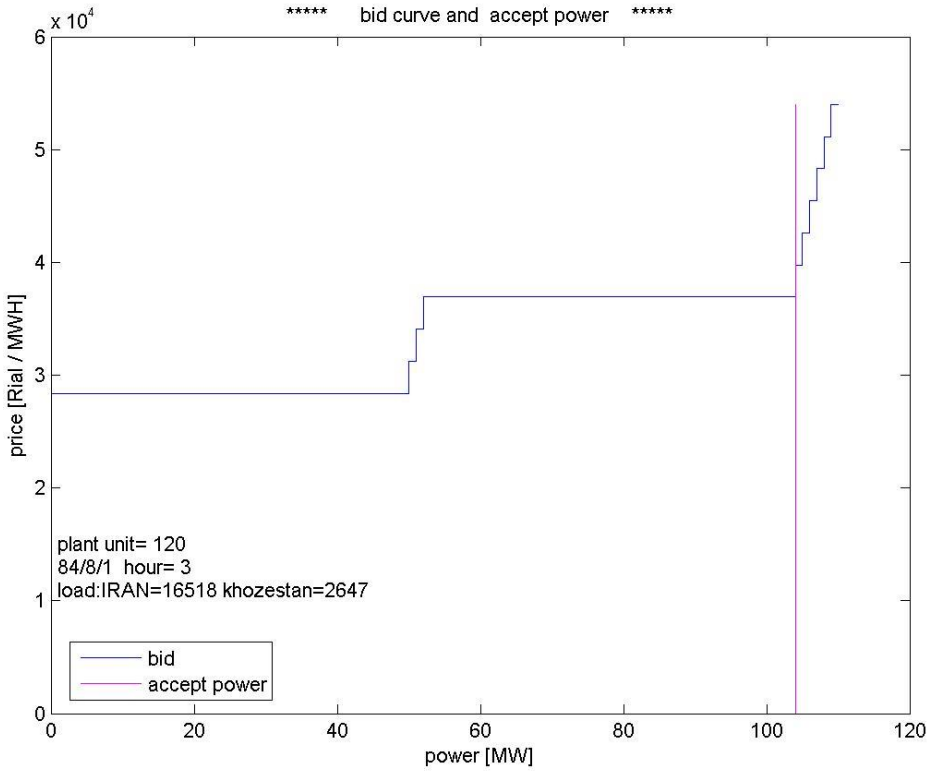
$$\Phi_{kk} = \frac{\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 & \rho_2 & \cdots & \rho_{k-2} & \rho_1 \\ \rho_1 & 1 & \rho_1 & \cdots & \rho_{k-3} & \rho_2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \rho_{k-1} & \rho_{k-2} & \rho_{k-3} & \cdots & \rho_1 & \rho_k \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 & \rho_2 & \cdots & \rho_{k-2} & \rho_{k-1} \\ \rho_1 & 1 & \rho_1 & \cdots & \rho_{k-3} & \rho_{k-2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \rho_{k-1} & \rho_{k-2} & \rho_{k-3} & \cdots & \rho_1 & 1 \end{vmatrix}}$$

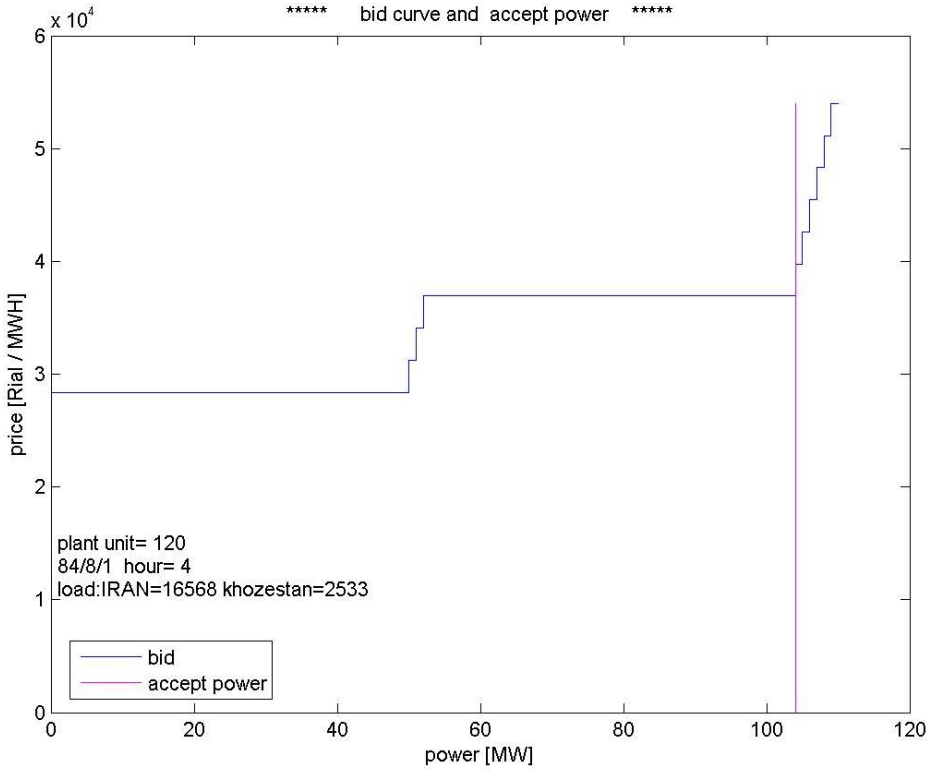
پیوست ب

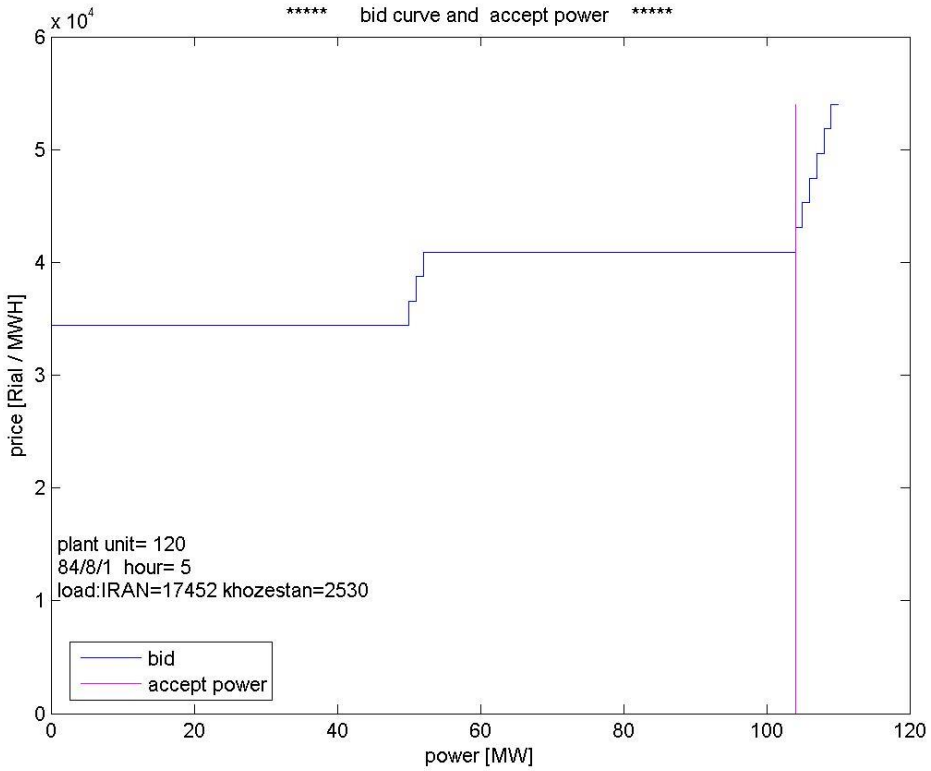
1- پیشنهاد قیمت مربوط به ساعتهای مختلف روز *84/8/1*

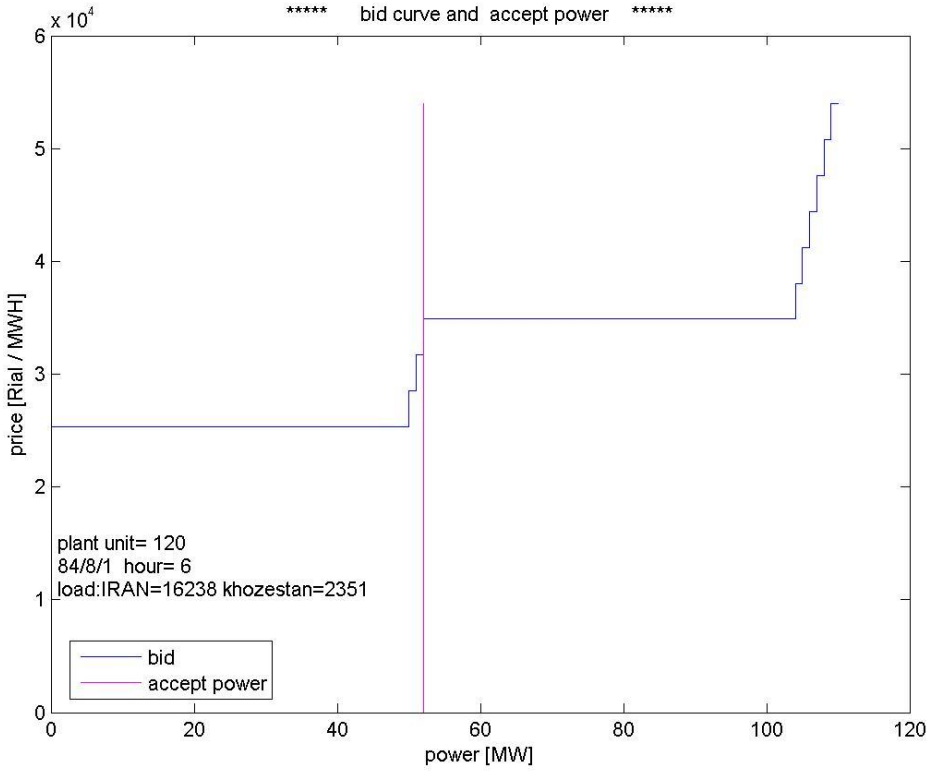

***** bid curve and accept power *****
x 10^4
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 1
load:IRAN=17608 khozestan=2796
bid
accept power

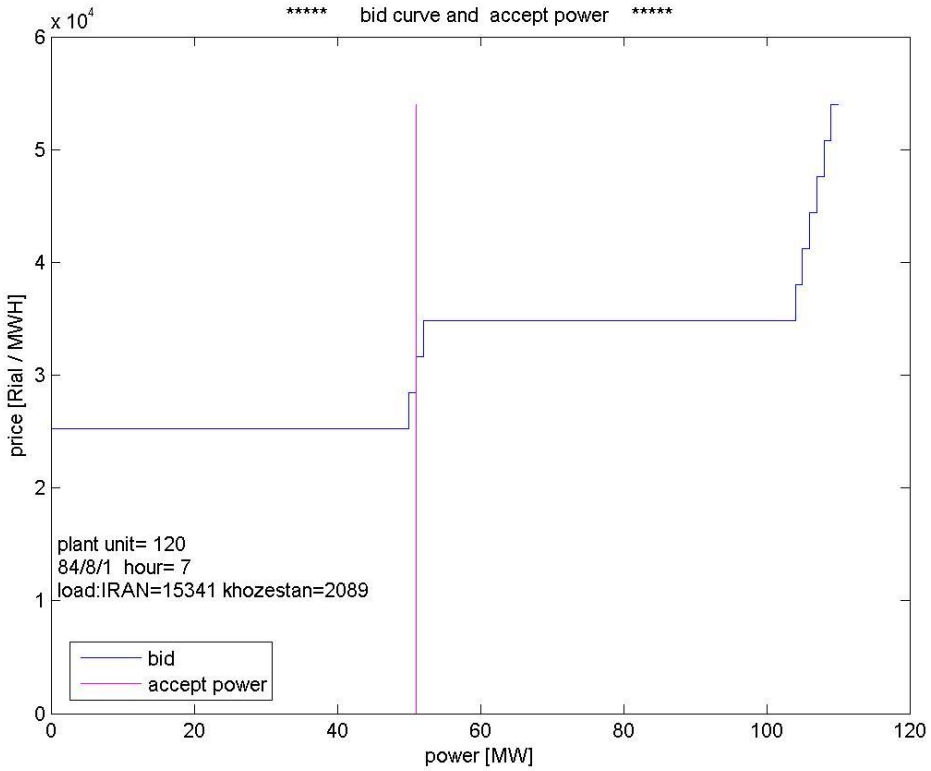

***** bid curve and accept power *****
x 10^4
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 2
load:IRAN=16846 khozestan=2715
bid
accept power

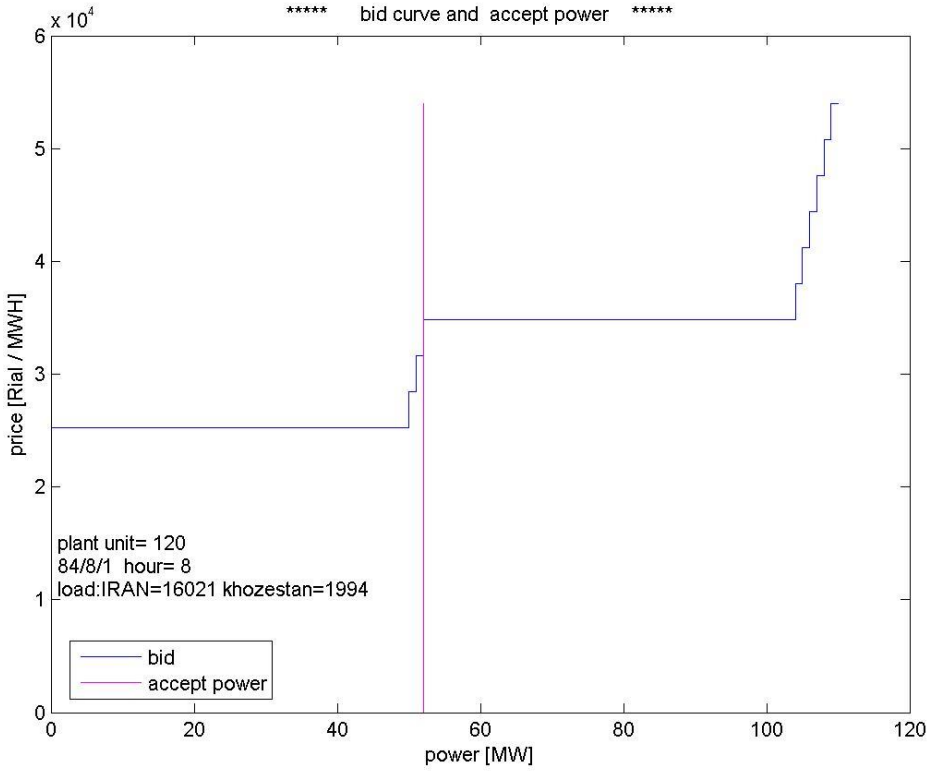

x 10^4
***** bid curve and accept power *****
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 3
load:IRAN=16518 khozestan=2647
bid
accept power

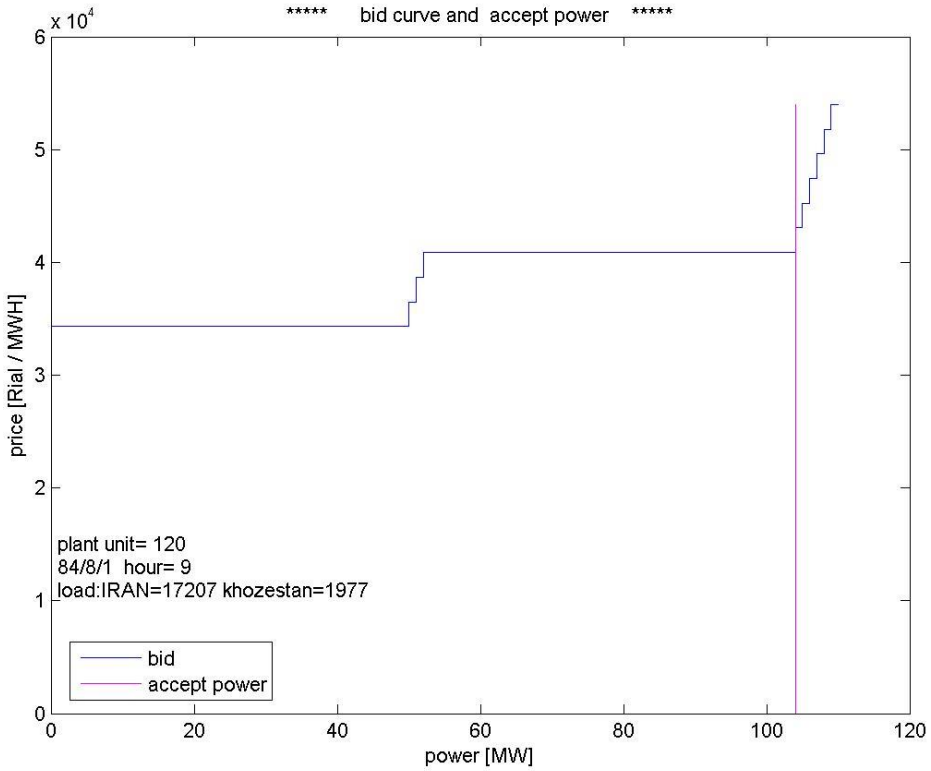

x 10^4
***** bid curve and accept power *****
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 4
load:IRAN=16568 khozestan=2533
bid
accept power

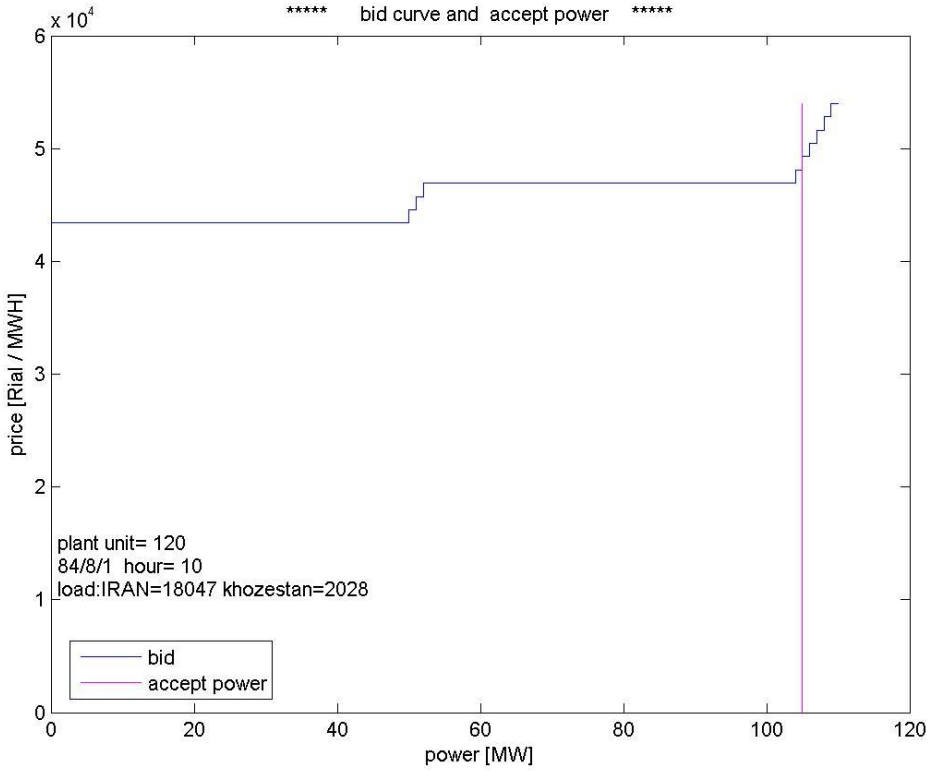

x 10^4
***** bid curve and accept power *****
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 5
load:IRAN=17452 khozestan=2530
bid
accept power

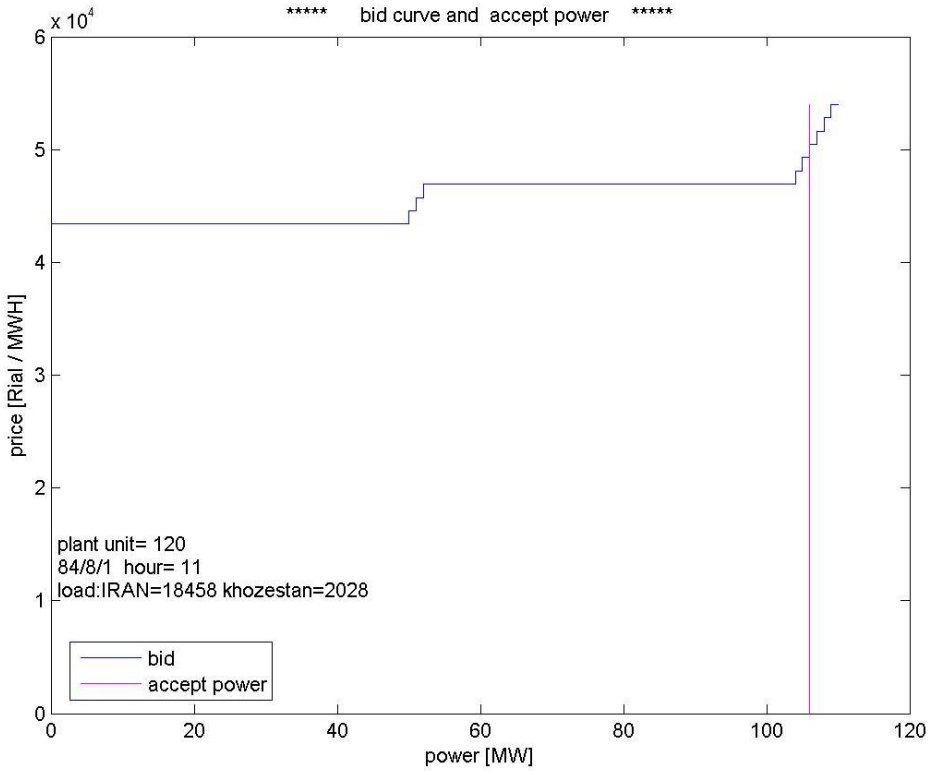

x 10^4
***** bid curve and accept power *****
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 6
load:IRAN=16238 khozestan=2351
bid
accept power

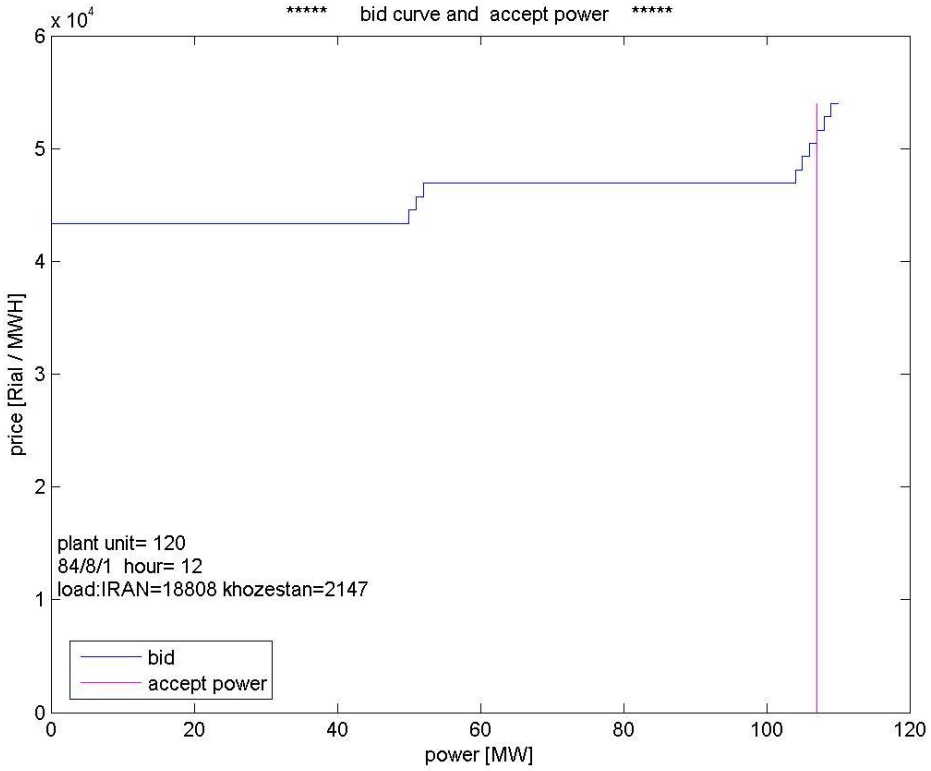

x 10^4
***** bid curve and accept power *****
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 7
load:IRAN=15341 khozestan=2089
bid
accept power

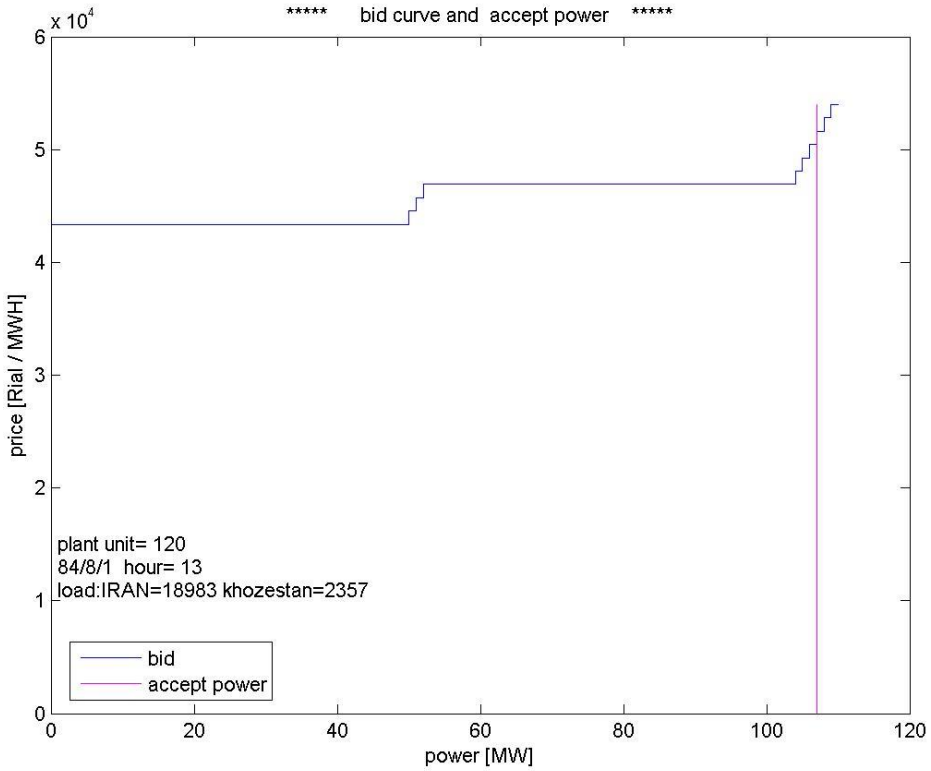

x 10^4
***** bid curve and accept power *****
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 8
load:IRAN=16021 khozestan=1994
bid
accept power

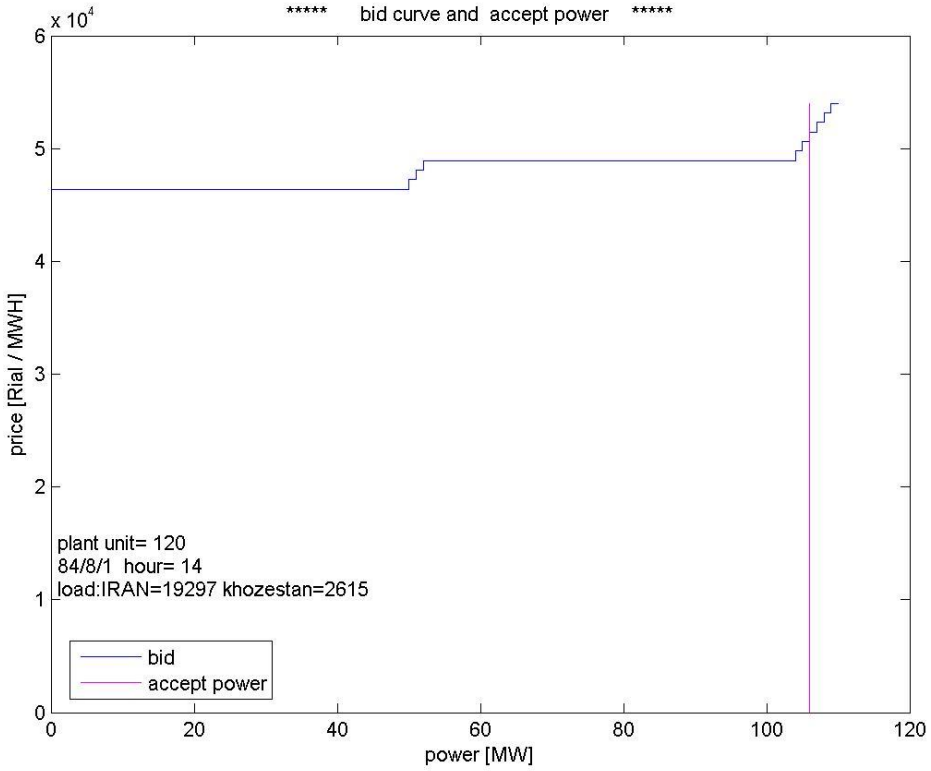

x 10^4
***** bid curve and accept power *****
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 9
load:IRAN=17207 khozestan=1977
bid
accept power

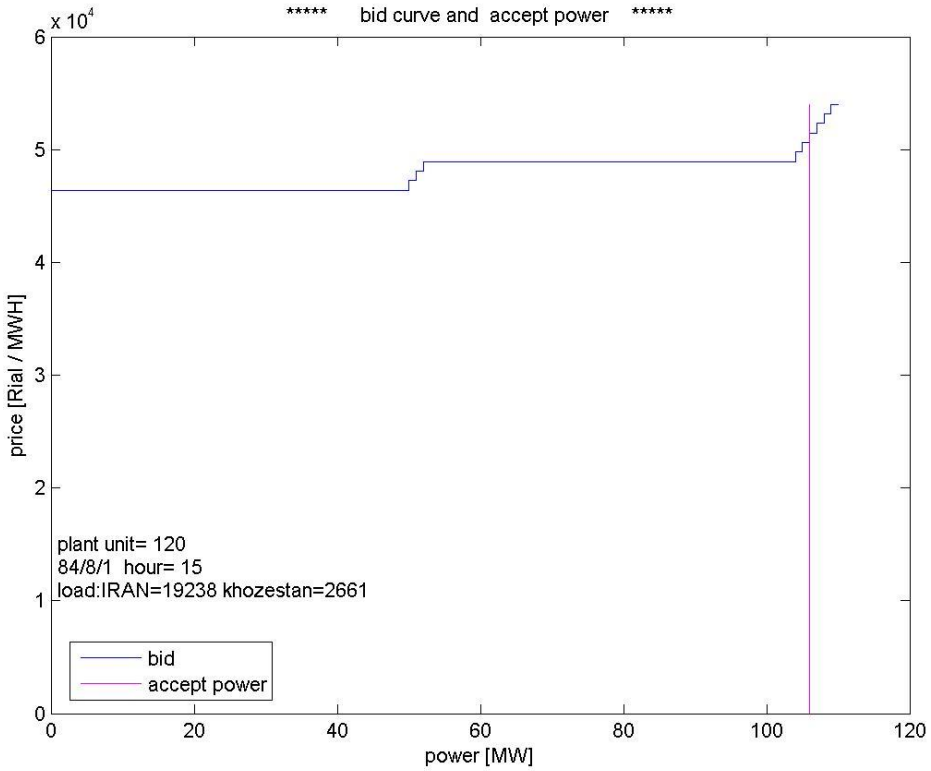

x 10^4
***** bid curve and accept power *****
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 10
load:IRAN=18047 khozestan=2028
bid
accept power

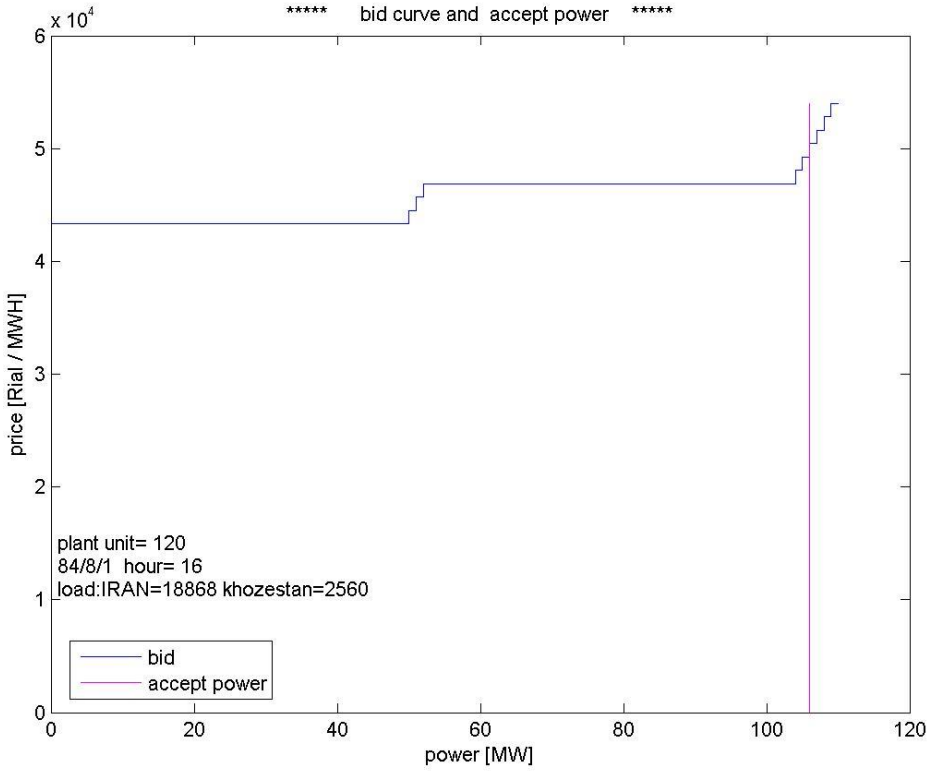

x 10^4
***** bid curve and accept power *****
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 11
load:IRAN=18458 khozestan=2028
bid
accept power

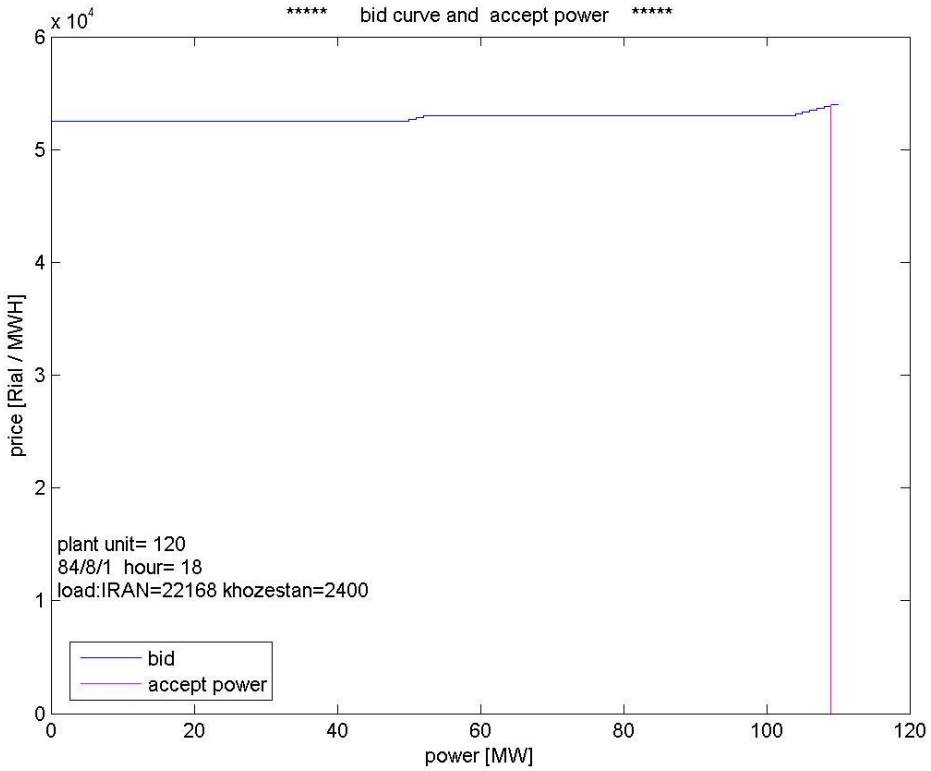

x 10^4
***** bid curve and accept power *****
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 12
load:IRAN=18808 khozestan=2147
bid
accept power

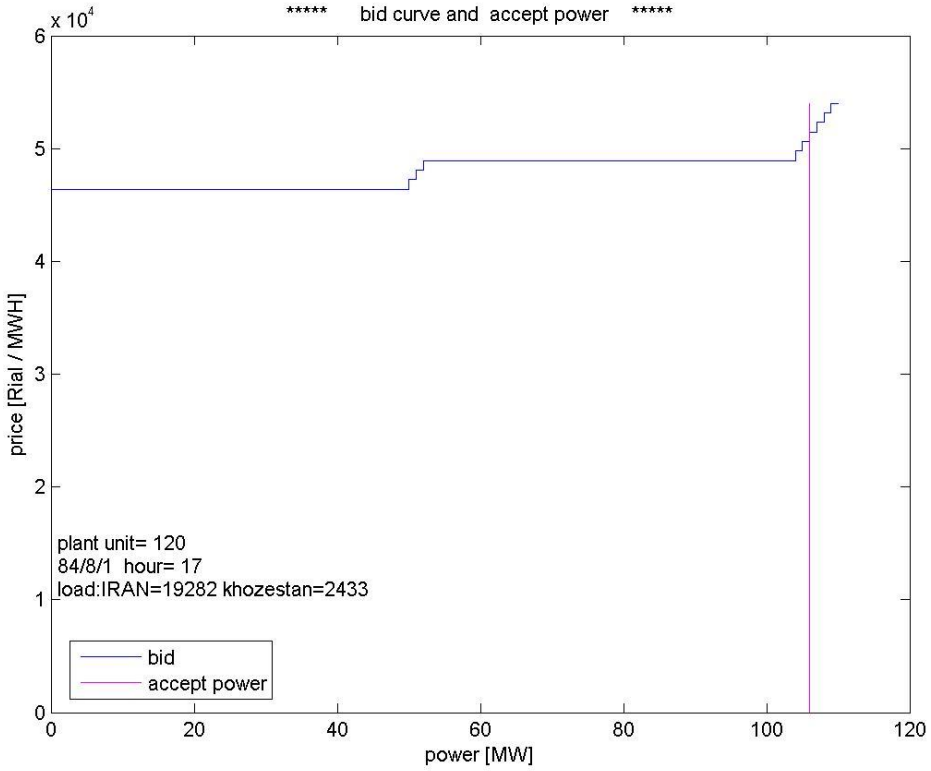

x 10^4
***** bid curve and accept power *****
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 13
load:IRAN=18983 khozestan=2357
bid
accept power

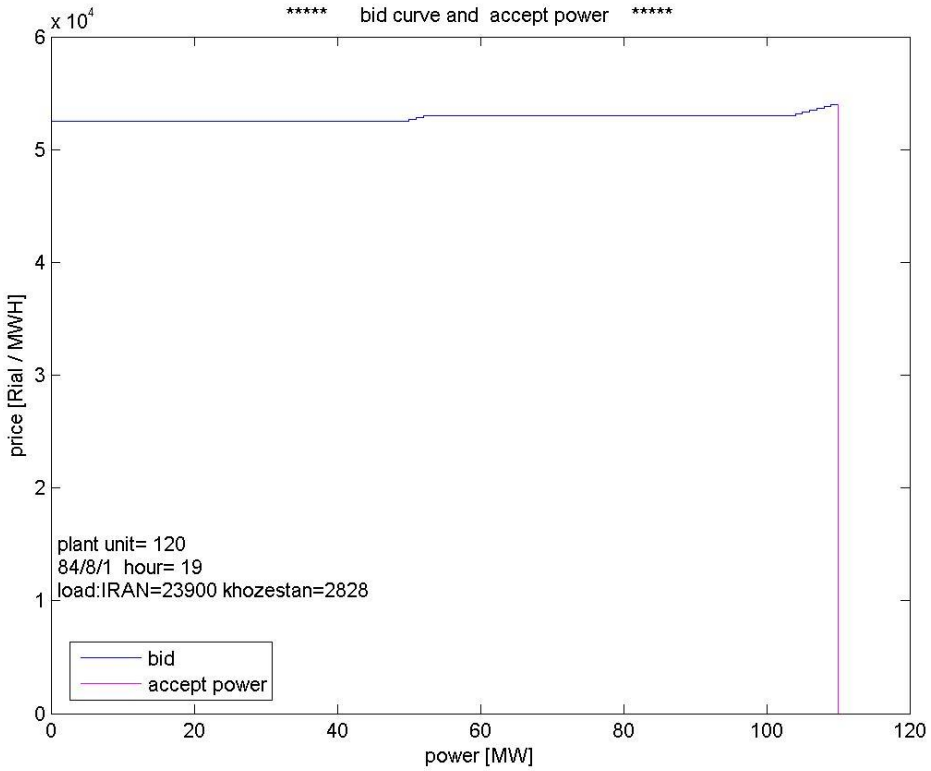

x 10^4
***** bid curve and accept power *****
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 14
load:IRAN=19297 khozestan=2615
bid
accept power

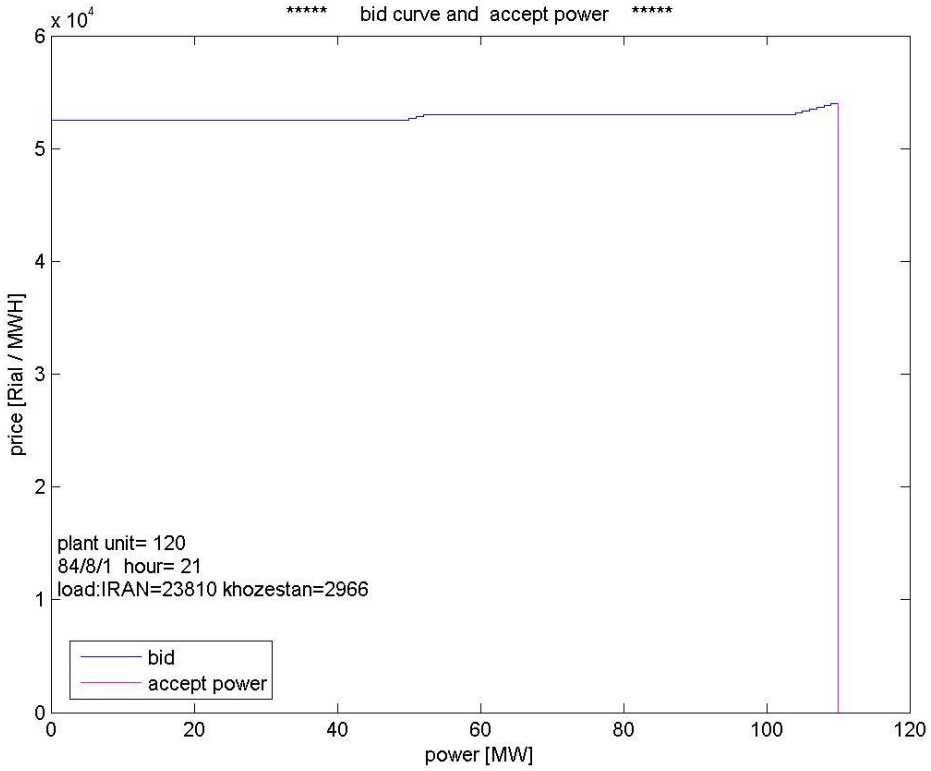

x 10^4
***** bid curve and accept power *****
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 15
load:IRAN=19238 khozestan=2661
bid
accept power

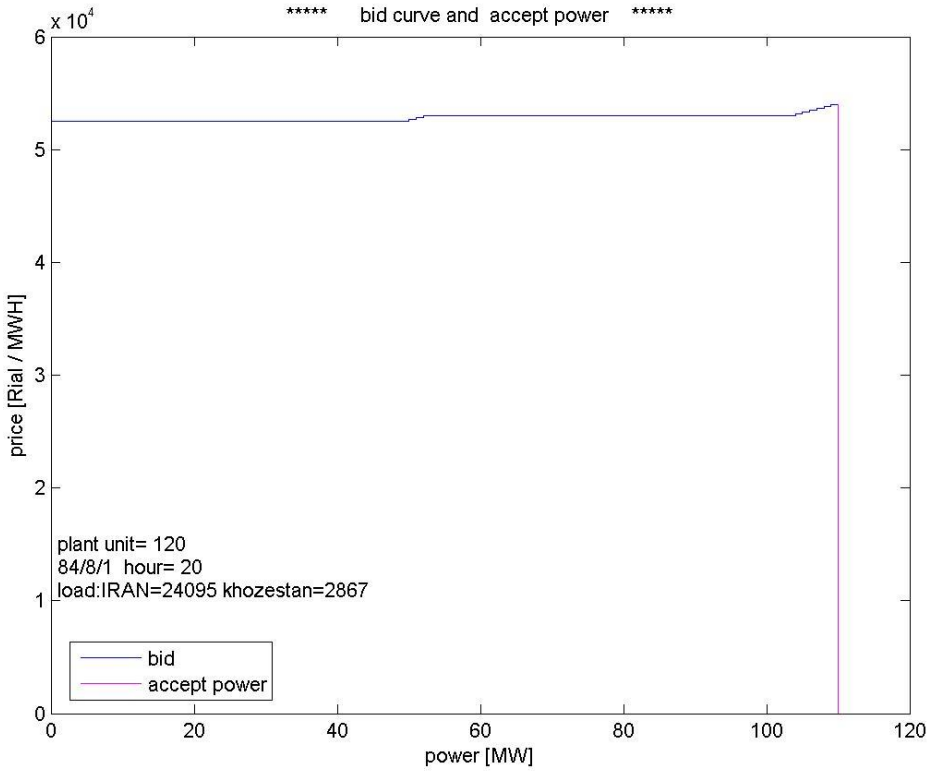

x 10^4
***** bid curve and accept power *****
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 16
load:IRAN=18868 khozestan=2560
bid
accept power

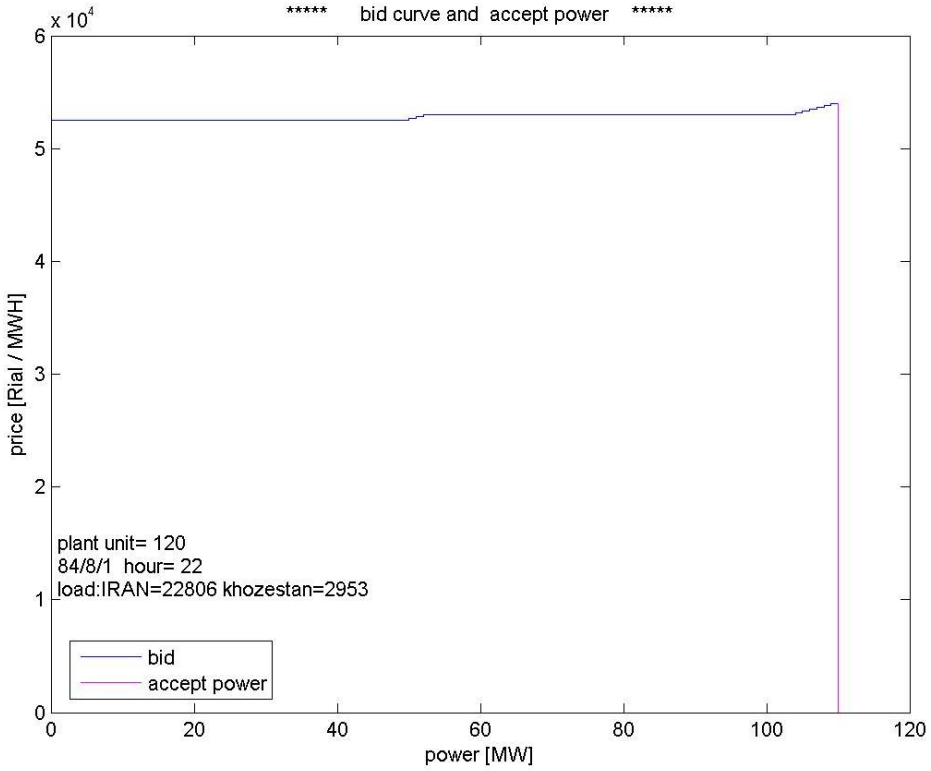

***** bid curve and accept power *****
x 10^4
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 18
load:IRAN=22168 khozestan=2400
bid
accept power

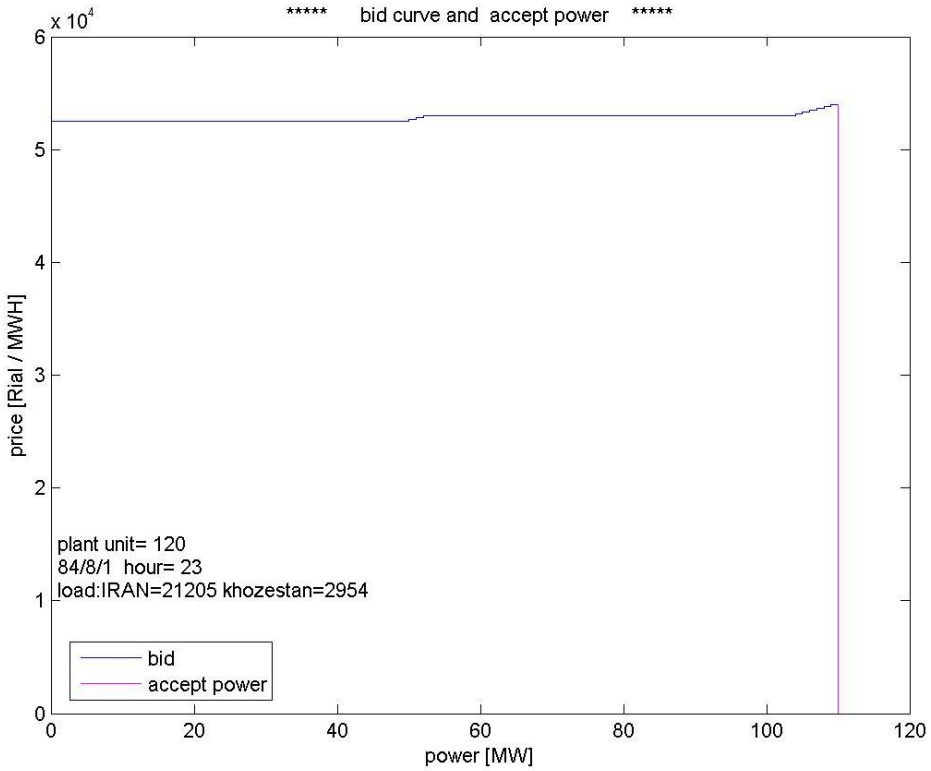

***** bid curve and accept power *****
x 10^4
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 17
load:IRAN=19282 khozestan=2433
bid
accept power

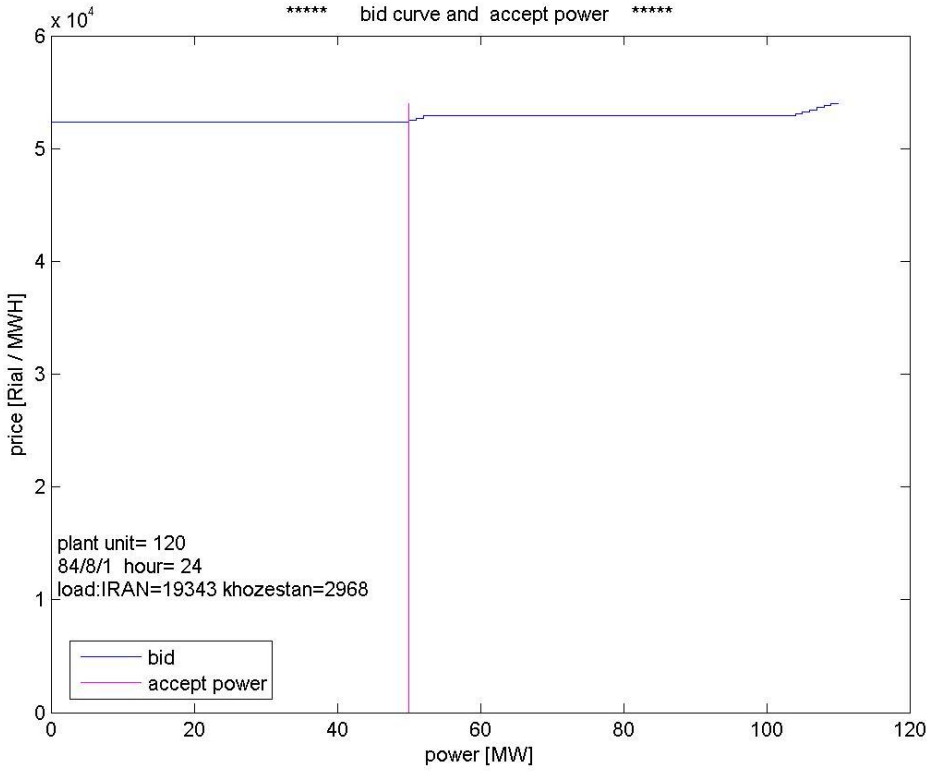

***** bid curve and accept power *****
x 10^4
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 19
load:IRAN=23900 khozestan=2828
bid
accept power


***** bid curve and accept power *****
x 10^4
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 21
load:IRAN=23810 khozestan=2966
bid
accept power


***** bid curve and accept power *****
x 10^4
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 20
load:IRAN=24095 khozestan=2867
bid
accept power

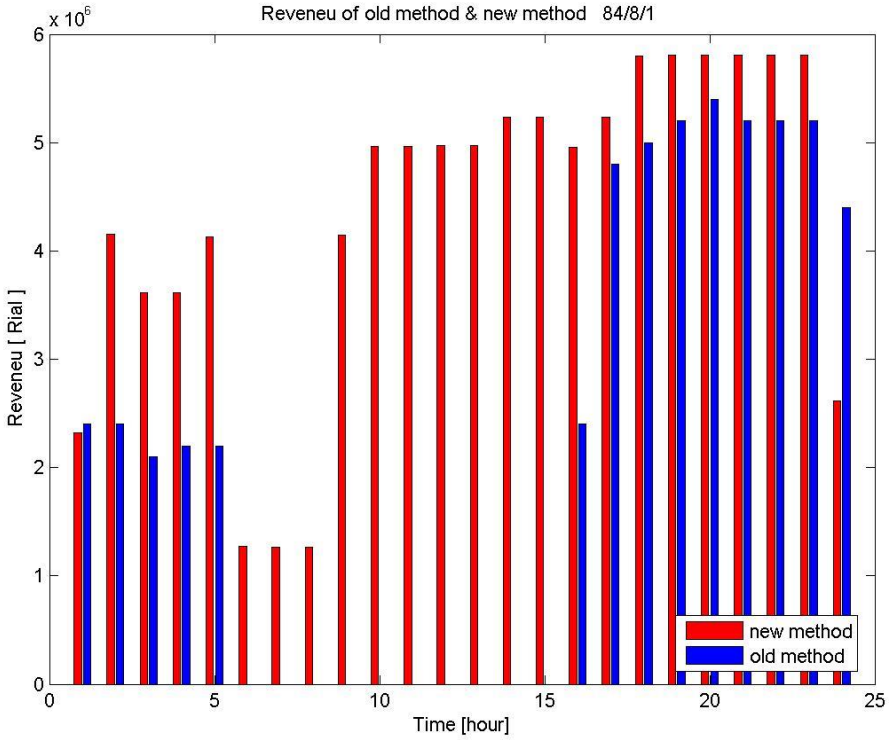

***** bid curve and accept power *****
x 10^4
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 22
load:IRAN=22806 khozestan=2953
bid
accept power

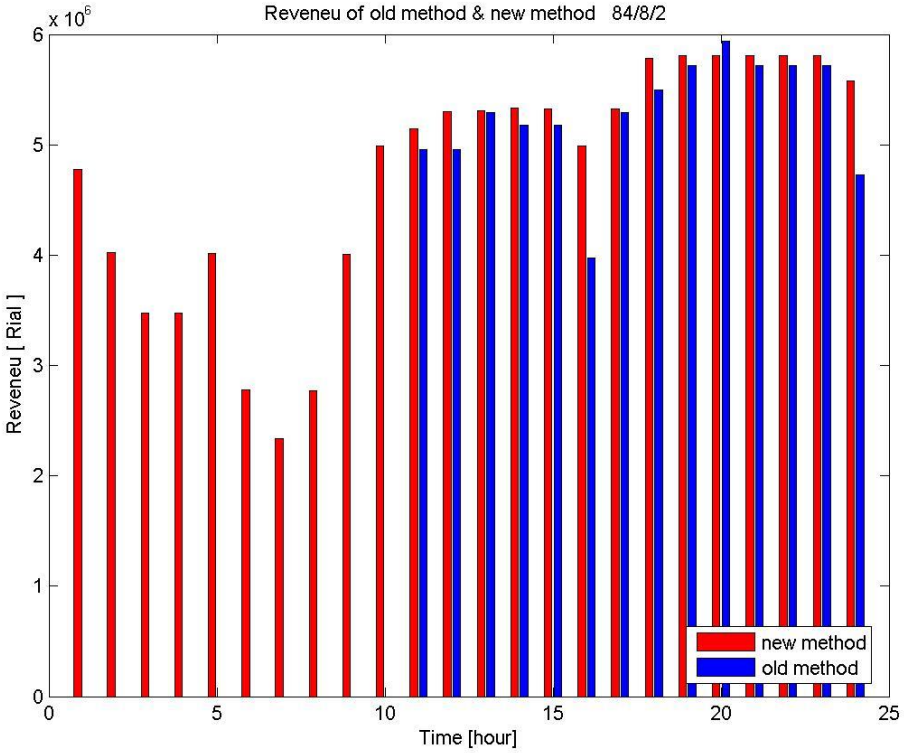

***** bid curve and accept power *****
x 10^4
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 23
load:IRAN=21205 khozestan=2954
bid
accept power

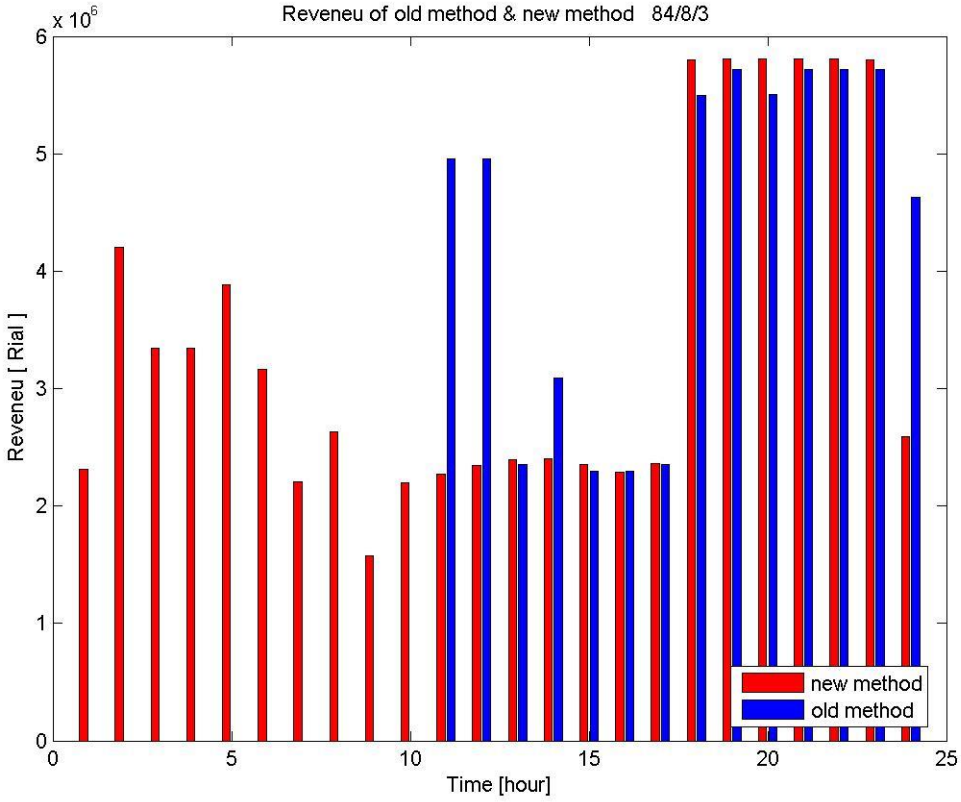

***** bid curve and accept power *****
x 10^4
price [Rial / MWH]
power [MW]
plant unit= 120
84/8/1 hour= 24
load:IRAN=19343 khozestan=2968
bid
accept power

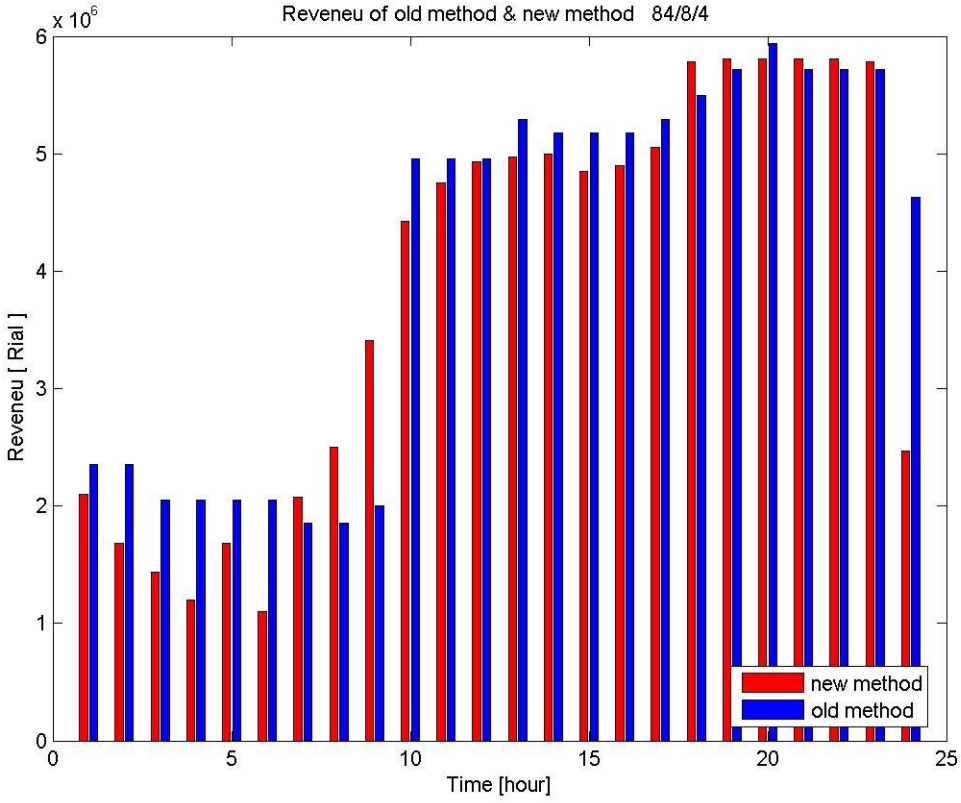
پیوست ب

۱- درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه با درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای خوزستان برای روزهای مختلف آبانماه ۸۴ به تفکیک ساعت

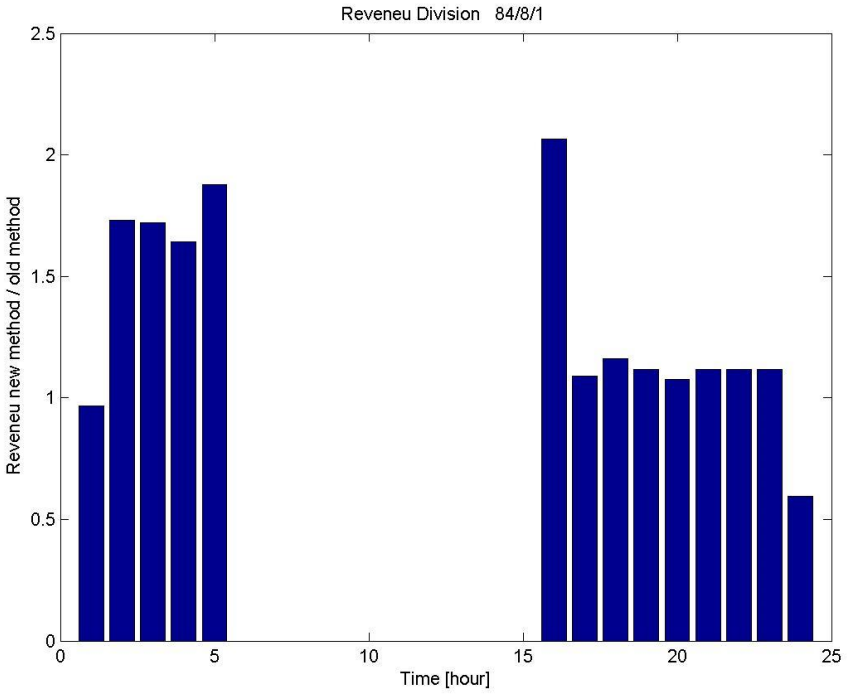

Reveneu of old method & new method 84/8/1
x 10^6
Reveneu [Rial]
Time [hour]
new method
old method

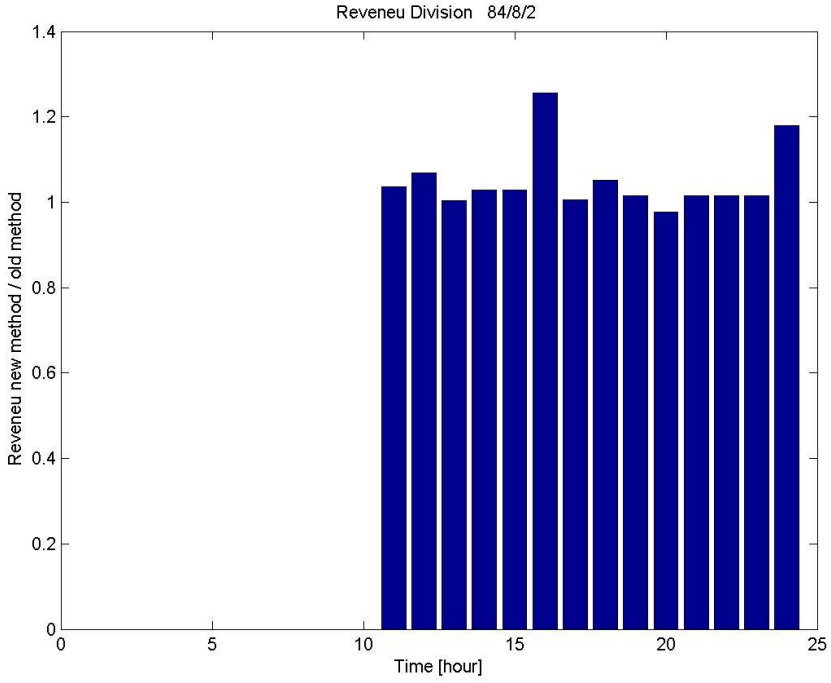

Reveneu of old method & new method 84/8/2
x 10^6
Reveneu [Rial]
Time [hour]
new method
old method

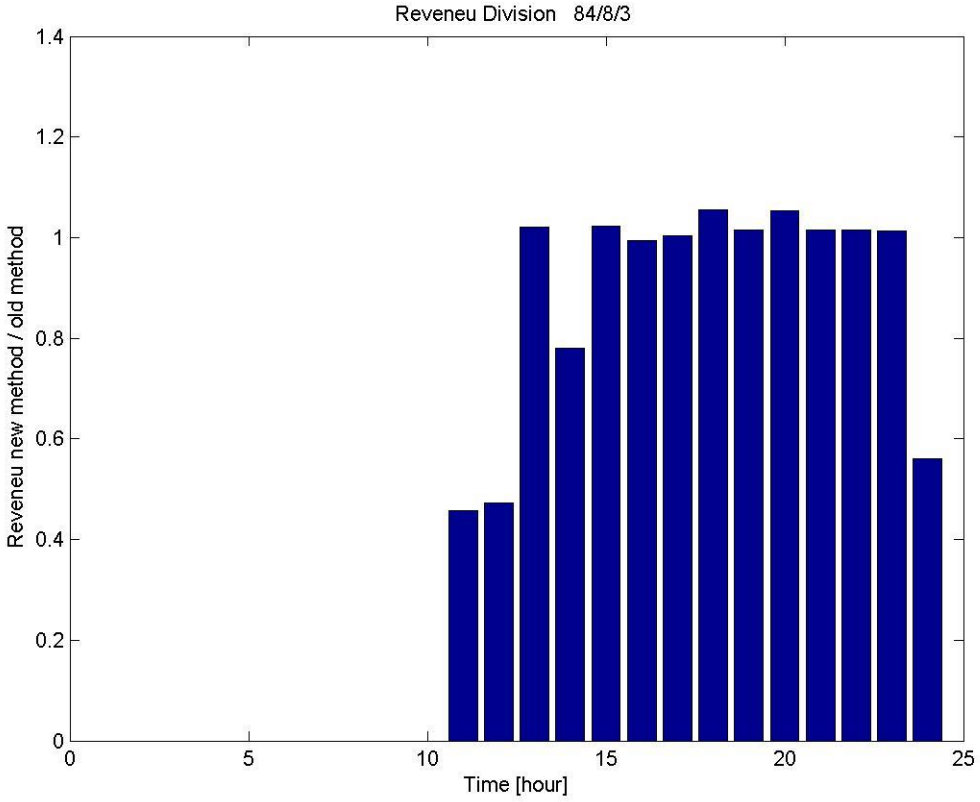

Reveneu of old method & new method 84/8/3
x 10^6
Reveneu [Rial]
Time [hour]
new method
old method

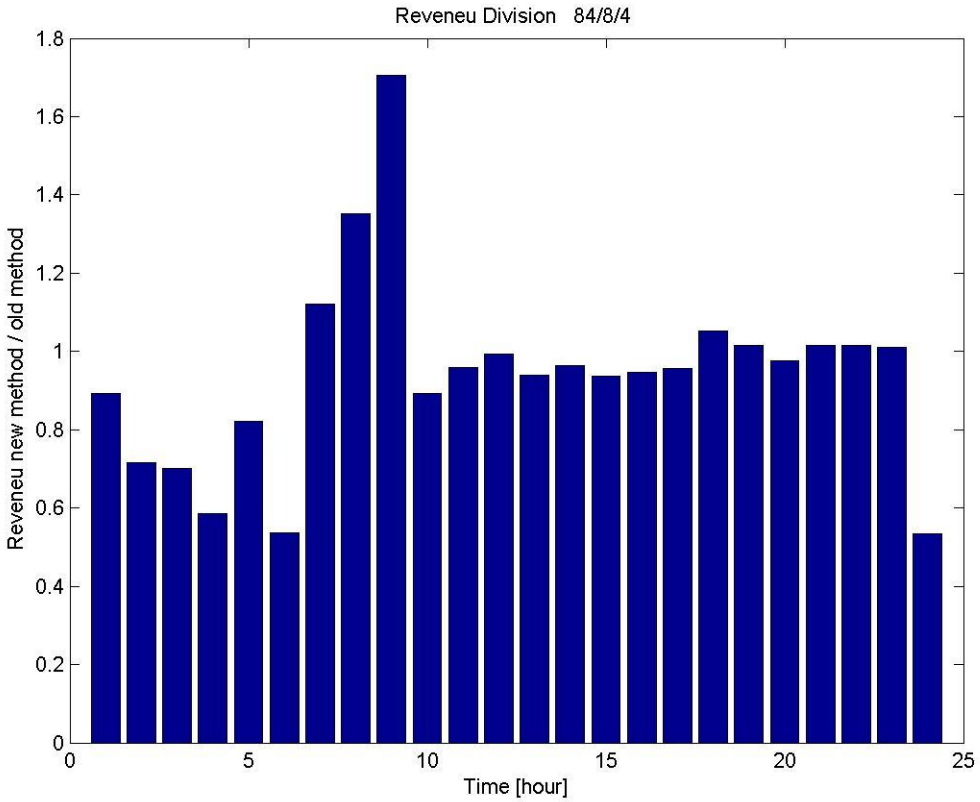

Reveneu of old method & new method 84/8/4
x 10^6
Reveneu [Rial]
Time [hour]
new method
old method

۲- نسبت درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه به درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای خوزستان برای روزهای مختلف آبانماه ۸۴ به تفکیک ساعت

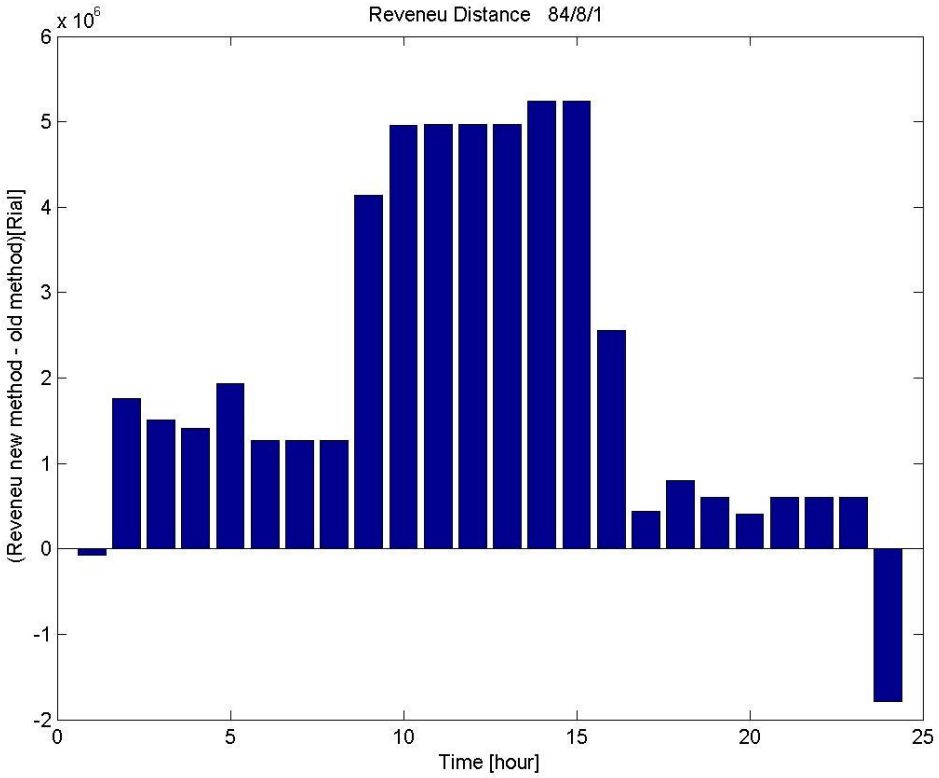


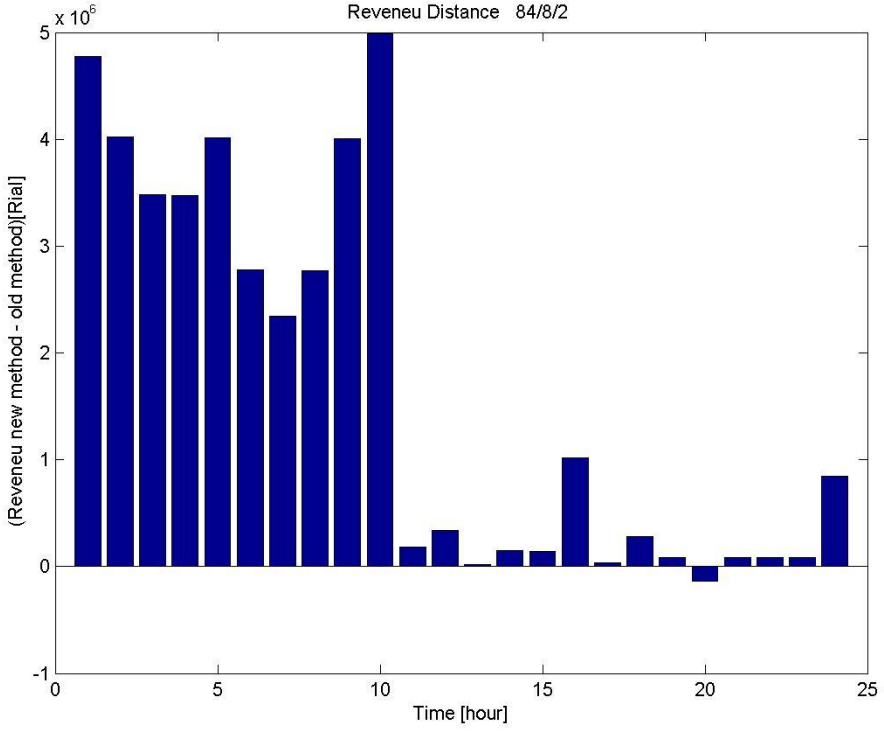


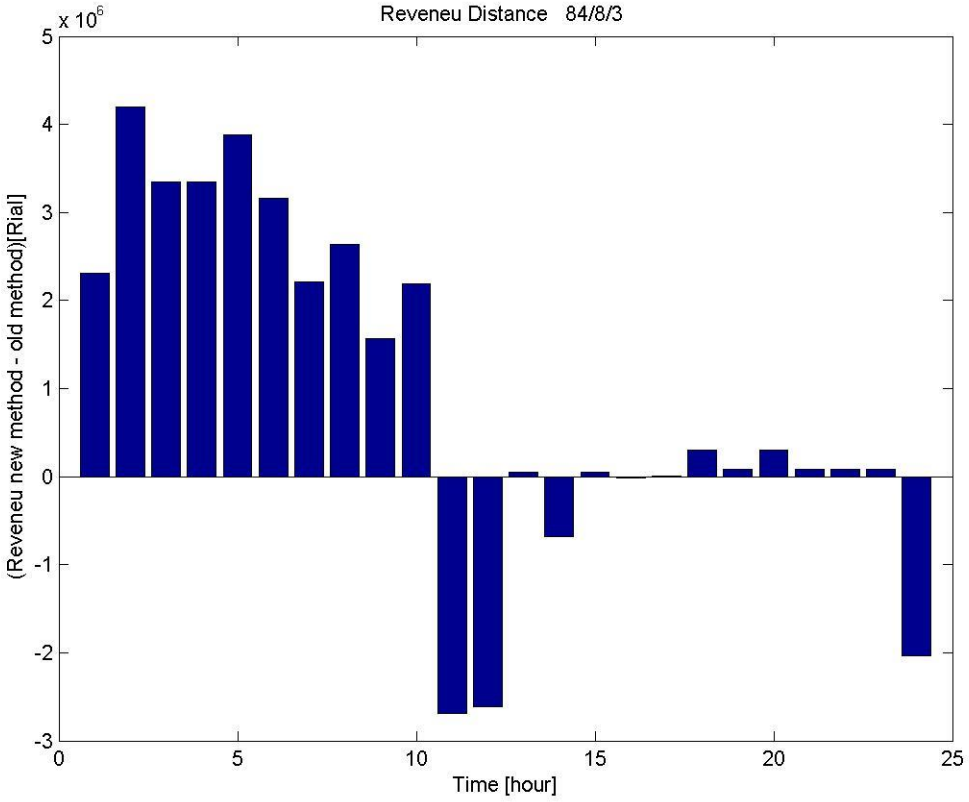

Reveneu Division 84/8/3
Reveneu new method / old method
Time [hour]
0
0.2
0.4
0.6
0.8
1
1.2
1.4
0
5
10
15
20
25

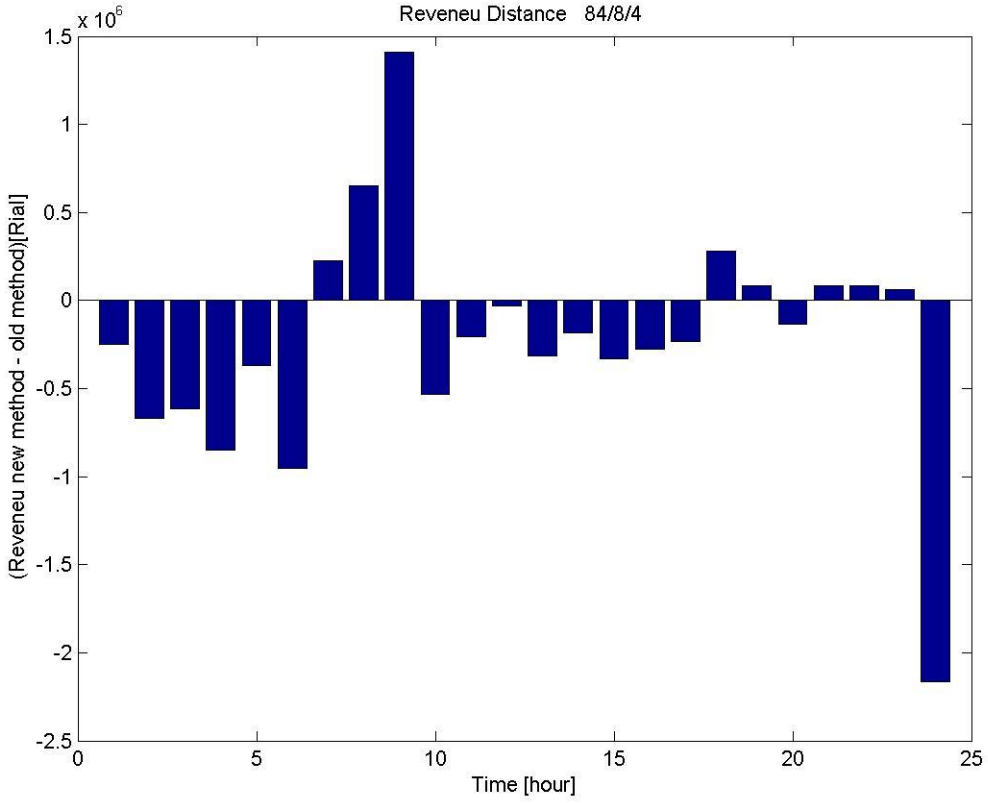

Reveneu Division 84/8/4
Reveneu new method / old method
Time [hour]
0
0.2
0.4
0.6
0.8
1
1.2
1.4
1.6
1.8
0
5
10
15
20
25

۳- درامد ناشی از پیشنهاد قیمت بهینه منهای درامد ناشی از پیشنهاد قیمت ارائه شده توسط شرکت برق منطقه ای خوزستان برای روزهای مختلف آبانماه ۸۴ به تفکیک ساعت


Reveneu Distance 84/8/1
x 10^6
(Reveneu new method - old method)[Rial]
Time [hour]


Reveneu Distance 84/8/2
x 10^6
(Reveneu new method - old method)[Rial]
Time [hour]


Reveneu Distance 84/8/3
x 10^6
(Reveneu new method - old method)[Rial]
Time [hour]
5
4
3
2
1
0
-1
-2
-3
0
5
10
15
20
25


Reveneu Distance 84/8/4
x 10^6
(Reveneu new method - old method)[Rial]
Time [hour]
1.5
1
0.5
0
-0.5
-1
-1.5
-2
-2.5
0
5
10
15
20
25