بسمه تعالی

کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بازار برق ایران

شرکت مدیریت شبکه برق ایران

نویسندگان: جعفر خیاط‌زاده

سید میثم عزتی

ایمان رحمتی

مریم طارمی

حسین محمدی

عنوان و نام پدیدآور	:	کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بازار برق ایران: شرکت مدیریت شبکه برق ایران/ نویسندگان جعفر خیاطزاده...[و دیگران].
مشخصات نشر	:	کرج: انتشارات مهاتما گاندی، ۱۳۹۵.
مشخصات ظاهری	:	۱۹۸ ص.
شابک	:	978-600-97400-0-0
وضعیت فهرست نویسی	:	فیپا
یادداشت	:	نویسندگان جعفر خیاطزاده، سیدمیثم عزتی، ایمان رحمتی، مریم طارمی، حسین محمدی.
موضوع	:	برق -- تولید -- ایران
موضوع	:	Electric power production -- Iran
موضوع	:	خدمات برق‌رسانی -- نرخ‌ها
موضوع	:	Electric utilities -- Rates
موضوع	:	خدمات برق‌رسانی -- هزینه‌ها
موضوع	:	Electric utilities -- Costs
موضوع	:	خدمات برق‌رسانی -- ایران
موضوع	:	Electric utilities -- Iran
شناسه افزوده	:	خیاطزاده، جعفر، ۱۳۶۲ -
رده بندی کنگره	:	۱۱۹۲TK/ الف۹ک۸ ۱۳۹۵
رده بندی دیویی	:	۷۹۳۲۰۹۵۵/۳۳۳
شماره کتابشناسی ملی	:	۴۶۵۱۱۵۳

کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بازار برق ایران

نویسندگان: جعفر خیاطزاده ـ سیدمیثم عزتی ـ ایمان رحمتی ـ مریم طارمی ـ حسین محمدی

ناشر: انتشارات مهاتما گاندی

نوبت چاپ: اول ۱۳۹۵

شمارگان: ۱۰۰۰

تعداد صفحات: ۱۹۸ صفحه

قیمت: ۷۵۰۰ تومان

شابک:978-600-97400-0-0

کلیه حقوق مادی و معنوی این کتاب متعلق به شرکت مدیریت شبکه برق ایران می باشد . هر گونه نسخه برداری اعم از زیراکس و بازنویسی، ذخیره کامپیوتری، اقتباس کلی و جزیی (به جز اقتباس جزیی در نقدوبررسی، و اقتباس در گیومه در مستندنویسی و مانند آنها)بدون مجوزکتبی ازصاحب اثرممنوع و از طریق مراجع قانونی قابل پیگیری است.

آدرس : تهران – خیابان ولیعصر (عج) بالاتر از میر داماد،خیابان رشید یاسمی – شرکت مدیریت شبکه برق ایران

تلفن : ۸۵۱۶۰ صندوق پستی: ۱۵۱۷۵/۶۴۸ www.igmc.ir

فهـرست عـــناویـن

پیش گفتار مولف ..... الف

فصل اول: کلیات

کلیات ۱

مقدمه ۱

تعاریف ۲

قابلیت تولید ابراز شده ۱

میزان قابلیت تولید اعلام شده مرکز ۲

قابلیت تولید واقعی ۲

اجباراً در مدار به دلیل محدودیت واحد ۲

اصول عمومی ۳

تعیین وضعیت واحد ۲

مصرف داخلی ۳

آمادگی ۴

انرژی تولیدی ۳

مقررات ۵

فصل دوم: محاسبات

نسبت‌های حجم و ارزش‌های حرارتی سوختهای مختلف ۷
قدرت عملی پردازش شده نهایی ۹
برای کلیه واحدها به غیر از بخار سیکل ۹
برای واحد بخار سیکل ۱۳
محاسبه قابلیت تولید واقعی برای کلیه واحدها به غیر از بخار سیکل ۱۷
محاسبه قابلیت تولید واقعی واحد بخار سیکل ترکیبی ۲۰
محاسبه انرژی خالص تولیدی تخصیص یافته به هر واحد ۲۶
در مواردی که انرژی تولیدیِ خالص و واحدی وجود دارد ۲۷
در مواردی که انرژی تولیدیِ خالص به صورت چند واحده موجود باشد ۲۷
در مواردی که انرژی ناخالص به صورت واحدی موجود باشد ۲۷
در مواردی که انرژی ناخالص به صورت چند واحده موجود باشد ۲۸
محاسبه پارامترهای آزمون ظرفیت تولید واحدهای انرژی نامحدود ۳۱
معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید ۳۲
میزان انحراف کل ۳۵

میزان انحراف کسردرآمد ۱۰۰ درصدی ۳۷
میزان انحراف کسردرآمد ۵۰ درصدی ۳۸
انحراف عدم کسردرآمد و عدم سلب فرصت ۳۸
انحراف مشمول سلب فرصت و عدم کسردرآمد ۳۸
محدودیت کسردرآمد ۱۰۰ درصد در دوره تعمیرات ۳۹
محدودیت عدم سلب فرصت وعدم کسردرآمد ۴۰
محاسبه راندمان واحدهای نیروگاهی ۴۴
واحدی کردن سوخت نیروگاهی ۴۵

فصل سوم: محاسبات پرداخت‌ها و دریافت‌ها

پرداخت بهای آمادگی ظرفیت به فروشندگان انرژی نامحدود ۴۷
محاسبه هزینه برگشت آمادگی فروشندگان ۴۸
محاسبه کسر درآمد در آزمون ناموفق برای فروشندگان ۵۱
در دوره بدون محدودیت سوخت ۵۵
در دوره محدودیت سوخت ۵۷
پرداخت بهای انرژی ۵۸
در دوره غیر محدودیت سوخت ۵۸

در دوره محدودیت سوخت ۶۱
پرداخت بهای سلب فرصت واحدهای انرژی نامحدود ۶۷
در دوره غیر محدودیت سوخت ۶۷
در دوره محدودیت سوخت ۷۱

فصل چهارم: روند نماها

تعیین وضعیت واحدها ۷۸
نسبتهای حجم و ارزش‌های حرارتی سوختهای مختلف در هر روز ۷۹
مقادیر X برای وابستگی واحد بخار سیکل ۸۰
مقادیر Y برای وابستگی واحد بخار سیکل ۸۱
میزان قابلیت تولید واقعی واحد (غیربخار سیکل) ۸۲
میزان قابلیت تولید واقعی واحد (بخار سیکل) ۸۳
میزان انرژی تولیدی تخصیص داده شده به واحد ۸۴
قدرت عملی پردازش شده نهایی واحد ۸۵
معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید واحد ۸۶
میزان انحراف واحد از معیار آزمون ظرفیت تولید ۸۷
راندمان متوسط واحدهای حرارتی شبکه ۸۸

واحدی کردن سوخت نیروگاه ۸۹

فصل پنجم: پیوست

کدهای وضعیت ۹۱

فصل ششم: مثال

بسمه تعالی

برقراری شرایط برای خرید و فروش برق در بازار رقابتی و ایجاد، اداره و توسعه بازار برق و بورس انرژی و فراهم ساختن امکان رقابت منصفانه برای فعالان بازار برق، اعم از دولتی و غیر دولتی، به منظور خرید، فروش و جابجایی (ترانزیت)برق، از وظایف اصلی شرکت مدیریت شبکه برق ایران می باشد.

در همین راستا شرکت مدیریت شبکه برق ایران، به عنوان مجری قوانین و مقررات مصوب هیأت تنظیم بازار برق، همواره افزایش شفافیت در بازار برق و ارتقای سطح دانش و آگاهی فعالان بازار برق از جزئیات مقررات و فرآیندهای اجرایی را به عنوان یکی از مهمترین عوامل بهبود کارآمدی بازار برق برخود فرض دانسته و اقداماتی را در این رابطه صورت داده است.

کتاب حاضر با نام کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بازار برق ایران به سرپرستی جناب آقای مهندس رحمتی مدیر دفتر نظارت و کنترل برعملکرد بازار برق به تبیین اهم جوانب صورتحساب تولیدکنندگان حاضر در بازار عمده‌فروشی برق می‌پردازد و مطالعه آن به همه بازیگران بازار برق و بخصوص تولیدکنندگان برق توصیه می‌شود. اینجانب از معاونت بازار برق و سایر نویسندگان محترم تشکر می‌نمایم و امیدوارم با انتشار این کتاب زمینه شفافیت و توسعه رقابت در بازار برق بیش از گذشته فراهم گردد.

همایون حایری

رئیس هیات مدیره و مدیرعامل

پیش‌گفتار مولفین

با گذشت بیش از یک دهه از آغاز فعالیت بازار برق ایران، یکی از نتایج ارزشمند فعالیت مهندسین این حوزه تهیه و تدوین قوانین و مقررات و بالطبع ارائه دستورالعملهای اجرایی و رویه‌های متعدد در بخشهای مختلف می‌باشد. که با توجه به حجم عظیم داده ها و پردازش‌های بازار برق و به دنبال آن پیچیدگی محاسبات صورتحساب‌های تولید، که گاهی درک ساده آن برای بازیگران بازار برق چالش آفرین بوده‌است، مولف را بر آن داشت تا با تهیه مجموعه پیش رو به منظور شفاف‌سازی نحوه محاسبات " کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید" و نیز "نحوه پرداخت بهای انرژی" گامی هر چند کوچک و مفید بردارد.

جهت استحضار خوانندگان محترم شایان ذکر است، آنچه که در این مجموعه به عنوان هدف دنبال می‌شود تشریح و تبیین محاسبه کمیت های پایه‌ای صورتحساب تولید است و لذا مقصود آن آموزش کلیه قوانین و دستورالعمل‌های بازار برق ایران نمی‌باشد. همچنین در ادامه تقاضا می‌شود که جهت بهره‌مندی بیشتر خوانندگان، از ابتدایی ترین فصل شروع به مطالعه نموده و تمامی مطالب را با دیده دقت از نظر بگذرانند.

این کتاب شامل بر پنج فصل است که رئوس مطالب به شرح ذیل می‌باشد:

فصل اول کلیات و تعاریف اولیه را در بر می‌گیرد، فصل دوم نحوه محاسبات را بیان می‌کند و فصل سوم و چهارم شامل روند نماهای محاسبات و پیوست‌ها می‌باشد و در نهایت در فصل پنجم مولف با ذکر مثال‌های عددی خوانندگان را در درک موثر مطالب یاری می‌کند.

امید است این تلاش برای همکاران، محققان و پژوهشگران عرصه بازار برق مفید و مثمر ثمر باشد.

گروه مولفین
دفتر نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق
معاونت بازار برق
شرکت مدیریت شبکه برق ایران

فصل اول

کلیات

۱-۱ مقدمه

به منظور یکسان‌سازی محاسباتی که در بخشهای مختلف صورتحساب تولید صورت می‌پذیرد، نیاز است برخی کمیت‌های پایه‌ای نظیر انرژی تولیدی، قابلیت تولید واقعی، میزان محدودیت و قدرت عملی واحدها به صورت ساعتی- واحدی محاسبه شود. به همین منظور، دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید تهیه و تدوین شده‌است.

۲-۱ تعاریف

۲-۱-۱ قابلیت تولید ابراز شده ($P_Dec_Grs_{pp,ppg,h}$)

عددی است ناخالص که مالک نیروگاه به عنوان حداکثر ظرفیت قابل تولید به شبکه واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام به بازار ابراز کرده است (درب نیروگاه) (ناخالص) $[MWh]$.

۲-۱-۲ میزان قابلیت تولید اعلام شده مرکز ($P_Cap_{pp,ppg,h}$)

برابر است با میزان قابل تولید ناخالص واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که براساس فایل SET UP SHEET مرکز قابل استخراج است (درب نیروگاه) (ناخالص) $[MWh]$.

۲-۱-۳ قابلیت تولید واقعی ($P_Act_{pp,ppg,h}$)

میزان ظرفیت واقعی واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که به صورت خالص می‌باشد (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

۲-۱-۴ اجباراً در مدار به دلیل محدودیت واحد (UL)

چنانچه تولید پذیرفته شدهٔ واحدی در یک ساعت در "آرایش فنی و اقتصادی تولید" از مقدار مشخص شده در "آرایش اقتصادی تولید" افزایش یابد، هر میزان از این افزایش انرژی که دلیل آن مربوط به رعایت قیود داخلی واحد باشد، در محاسبه صورتحساب مشمول مقررات UL خواهد بود.

۱-۳ اصول عمومی

۱-۳-۱ تعیین وضعیت واحد

وضعیت هر واحد نیروگاهی در هر ساعت بر اساس اطلاعات مندرج در فایل دریافتی از مرکز (SET UP SHEET) و عدد دفتر اندازه‌گیری تعیین می شود. منظور از وضعیت واحدها یکی از هفت حالت زیر است:

۱-۳-۱-۱ $Type1$: وضعیتی که بدون کسر درآمد اول بوده است.

۱-۳-۱-۲ $Type2$: وضعیتی که واحد مشمول ۱۰۰٪ کسر درآمد اول بوده است.

۱-۳-۱-۳ $Type3$: وضعیتی که مشمول ۵۰٪ کسر درآمد اول بوده است.

۱-۳-۱-۴ $Type4$: وضعیتی که بدون کسر درآمد اول بوده است و مشمول سلب فرصت نمی‌باشد.

۱-۳-۱-۵ $Type5$: وضعیتی که بدون کسر درآمد اول بوده است و مشمول سلب فرصت می‌باشد.

۱-۳-۱-۶ $Type6$: وضعیتی که در دوره تعمیرات مشمول ۱۰۰٪ کسر درآمد اول بوده است.

۱-۳-۱-۷ $Type7$: وضعیتی که بدون کسر درآمد اول بوده است و مشمول سلب فرصت نمی‌باشد.

۱-۳-۲ مصرف داخلی

۱-۳-۲-۱ مصرف داخلی واحد بر اساس متوسط درصدی از سطح تولید که مورد تأیید کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق می‌باشد، محاسبه می‌شود.

۱-۳-۲-۲ در خصوص واحدهایی که درصد مصرف داخلی به صورت مجموع چند واحد (و نه به تفکیک واحد) وجود دارد، درصد مصرف داخلی هر واحد برابر با درصد مصرف داخلی مجموعه آنها فرض می‌شود.

۱-۳-۳ آمادگی

مالک واحد نیروگاهی در موعد مقرر قابلیت تولید ابراز شده واحد تولیدی را به صورت ناخالص و برای هر ساعت از روز بعد از طریق پایگاه اینترنتی به بازار برق ابراز می‌نماید. چنانچه مالک واحد نیروگاهی در موعد مقرر میزان قابلیت تولید ابراز شده واحد تولیدی را اعلام ننماید، مقادیر پیش‌فرض (قدرت عملی ماهیانه مصوبه بند ۳ صورتجلسه ۸۲ هیأت تنظیم بازار برق) به عنوان قابلیت تولید ابراز شده توسط مالک برای واحد منظور خواهد شد $[MWh]$.

۱-۳-۴ انرژی تولیدی $(E_TG_Bill_{pp,ppg,h})$

۱-۳-۴-۱ ملاک پرداخت بهای انرژی و سلب فرصت، میزان انرژی خالص تولیدی تخصیص داده شده به هر واحد در هر ساعت می‌باشد، که لزوماً انرژی تولیدی تخصیص داده شده به هر واحد برابر انرژی تولید شده نبوده و در بخش (۲-۵) محاسبه می‌شود.

۱-۳-۴-۲ برای کلیه نیروگاه‌ها براساس اولویت قیمت پیشنهاد شده توسط مالک نیروگاه برای واحدهای تولیدی، انرژی خالص کل را سرشکن نموده و از کمترین پیشنهاد قیمت انرژی، انرژی تولیدی خالص را تا سطح قابلیت تولید واقعی به هر واحد تخصیص می‌دهیم. به نحوی که سرجمع تخصیص یافته به تک تک واحدها با انرژی کل خالص نیروگاه برابر باشد.

۱-۳-۴-۳ برای واحدهایی که اطلاعات انرژی آنها ناخالص و چند واحده می‌باشد جهت خالص سازی می‌بایست، مصرف داخلی را از آن کسر نمود و برای واحدی کردن، مطابق بند قبل (۱-۳-۴-۲) رفتار نمود.

۱-۳- ۵ مقررات

الف) هر جا پارامتری موجود نباشد به منزله صفر بودن آن است، مگر در مواردی که مقدار آن تصریح شده باشد.

ب) هر جا اشاره‌ای به مقررات و مصوبات هیأت تنظیم بازار برق شده است، آخرین ویرایش مصوبات و مقررات مذکور مورد نظر می‌باشد.

فصل دوم

محاسبات

۲–۱ نسبت‌های حجم و ارزش‌های حرارتی سوختهای مختلف

در اولین گام از محاسبات، با توجه به احجام روزانه مصرفی سوختهای مختلف و مقادیر ارزش حرارتی برای هر نیروگاه، نسبت‌های زیر محاسبه می‌گردند.

$$R_Gas_{Daily,pp} = \frac{Fuel_Gas_{Daily,pp} \times FHV_Gas_{pp}}{Fuel_Gas_{Daily,pp} \times FHV_Gas_{pp} + Fuel_GOil_{Daily,pp} \times FHV_GOil_{pp} + Fuel_M_{Daily,pp} \times FHV_M_{pp}}$$

$$R_GOil_{Daily,pp} = \frac{Fuel_GOil_{Daily,pp} \times FHV_GOil_{pp}}{Fuel_Gas_{Daily,pp} \times FHV_Gas_{pp} + Fuel_GOil_{Daily,pp} \times FHV_GOil_{pp} + Fuel_M_{Daily,pp} \times FHV_M_{pp}} \quad (1)$$

$$R_M_{Daily,pp} = \frac{Fuel_M_{Daily,pp} \times FHV_M_{pp}}{Fuel_Gas_{Daily,pp} \times FHV_Gas_{pp} + Fuel_GOil_{Daily,pp} \times FHV_GOil_{pp} + Fuel_M_{Daily,pp} \times FHV_M_{pp}}$$

که در آن:

$Fuel_Gas_{Daily,pp}$: حجم سوخت گاز مصرفی نیروگاه pp ام برای کل روز می‌باشد که توسط توانیر اعلام می‌شود $[m^3]$.

$Fuel_GOil_{Daily,pp}$: حجم سوخت گازوییل مصرفی نیروگاه pp ام برای کل روز می‌باشد که توسط توانیر اعلام می‌شود $[lit]$.

$Fuel_M_{Daily,pp}$: حجم سوخت مازوت مصرفی نیروگاه pp ام برای کل روز می‌باشد که توسط توانیر اعلام می‌شود $[lit]$.

FHV_Gas_{pp} : ارزش حرارتی سوخت گاز نیروگاه pp ام که توسط کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق اعلام می‌شود $[\frac{MWh}{m^3}]$.

FHV_M_{pp} : ارزش حرارتی سوخت مازوت نیروگاه pp ام که توسط کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق اعلام می‌شود $[\frac{MWh}{lit}]$.

FHV_Goil_{pp} : ارزش حرارتی سوخت گازوییل نیروگاه pp ام که توسط کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق اعلام می‌شود $[\frac{MWh}{lit}]$.

۲-۲ قدرت عملی پردازش شده نهایی

قدرت عملی پردازش شده نهایی از رابطه زیر محاسبه می‌گردد:

$$P_S_{pp,ppg,h} = \frac{\sum_{j=1}^{NS_{pp,ppg,h}} (P_S_State_{pp,ppg,h,j} \times Time_{pp,ppg,h,j})}{60} \quad (۲)$$

که در آن:

$P_S_{pp,ppg,h}$: قدرت عملی پردازش شده نهایی ناخالص ساعتی واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (ناخالص) $[MWh]$.

$Time_{pp,ppg,h,j}$: مدت زمان وضعیت j ام واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که براساس فایل SET UP SHEET مرکز قابل استخراج است $[Minute]$.

$P_S_State_{pp,ppg,h,j}$: قدرت عملی ناخالص واحد ppg ام نیروگاه pp ام در بازه j ام از ساعت h ام که مورد تایید کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق می‌باشد (ناخالص).

$NS_{pp,ppg,h}$: تعداد وضعیت واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام.

۲-۲-۱ برای کلیه واحدها به غیر از بخار سیکل، اولویت مقدار $P_S_State_{pp,ppg,h,j}$ در بازه j ام به شرح ذیل می‌باشد $[MWh]$:

الف- مقدار تایید شده در فرم محدودیت.

ب- در صورت داشتن سیگنال دما و رابطه وابستگی دما به قدرت عملی در بازه ساعت مذکور، مقدار از رابطه (۳) محاسبه می‌شود (در صورت فقدان بند الف، بند ب مورد استناد است).

در صورت دارا بودن شرایط بند ب و عدم تحقق بند الف مقدار $P_S_State_{pp,ppg,h,j}$ به شرح ذیل محاسبه می‌شود:

$$P_S_State_{pp,ppg,h,j} = a_{pp,ppg,h} \times T_ambient_{pp,ppg,h} + b_{pp,ppg,h} \quad (۳)$$

$T_ambient_{pp,ppg,h}$: درجه حرارت محیط واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام $[C^{\circ}]$.

محاسبه مقادیر $a_{pp,ppg,h}$ و $b_{pp,ppg,h}$ برای واحدهای بخار سیکل موضوعیتی ندارد و فقط برای واحدهای منفرد و گاز سیکل به شرح ذیل انجام می‌شود.

$a_{pp,ppg,h}$: ضریبی است که برای کلیه واحدها به غیر از بخار سیکل، مطابق رابطه ذیل محاسبه می‌شود:

$$a_{pp,ppg,h} = \left(a_Gas_{pp,ppg} \times R_Gas_{Daily,pp}\right) + \left(a_GOil_{pp,ppg} \times R_GOil_{Daily,pp}\right) + \left(a_M_{pp,ppg} \times R_M_{Daily,pp}\right) \quad (۴)$$

که در آن:

$a_Gas_{pp,ppg}$: ضریبی است که در رابطه وابستگی دما به قدرت عملی در حالت استفاده از سوخت گاز برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق اعلام شده است.

$a_GOil_{pp,ppg}$: ضریبی است که در رابطه وابستگی دما به قدرت عملی در حالت استفاده از سوخت گازوییل برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق اعلام شده است.

$a_M_{pp,ppg}$: ضریبی است که در رابطه وابستگی دما به قدرت عملی در حالت استفاده از سوخت مازوت برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق اعلام شده است.

$b_{pp,ppg,h}$: ضریبی است که برای کلیه واحدها به غیر از بخار سیکل، مطابق رابطه ذیل محاسبه می‌شود:

$$b_{pp,ppg,h} = \left(R_Gas_{Daily,pp} \times b_Gas_{pp,ppg}\right) + \left(R_GOil_{Daily,pp} \times b_GOil_{pp,ppg}\right) + \left(R_M_{Daily,pp} \times b_M_{pp,ppg}\right) \quad (۵)$$

که در آن:

$b_Gas_{pp,ppg}$: ضریبی است که برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در حالت استفاده از سوخت گاز از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق اعلام می‌گردد.

$b_GOil_{pp,ppg}$: ضریبی است که برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در حالت استفاده از سوخت گازوییل از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق اعلام می‌گردد.

$b_M_{pp,ppg}$: ضریبی است که برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در حالت استفاده از سوخت مازوت از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق اعلام می‌گردد.

تبصره: چنانچه مالک نیروگاه برای رابطه وابستگی دما به قدرت عملی رابطه (۳) ضرایب $a_{pp,ppg,h}$ و $b_{pp,ppg,h}$ پیشنهادی استخراج نماید، در صورت تایید کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق مورد استناد قرار خواهد گرفت.

ج- قدرت عملی ماهیانه (در صورت فقدان بندهای الف و ب، بند ج مورد استناد است):

(۶)

$$P_S_State_{pp,ppg,h,j} = \left(R_Gas_{Daily,pp} \times P_S_Gas_{pp,ppg}\right) + \left(R_GOil_{Daily,pp} \times P_S_GOil_{pp,ppg}\right) + \left(R_M_{Daily,pp} \times P_S_M_{pp,ppg}\right)$$

که در آن:

$P_S_Gas_{pp,ppg}$: قدرت عملی ماهیانه واحد ppg ام نیروگاه pp ام در حالت استفاده از سوخت گاز که از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق اعلام می‌گردد (ناخالص).

$P_S_GOil_{pp,ppg}$: قدرت عملی ماهیانه واحد ppg ام نیروگاه pp ام در حالت استفاده از سوخت گازوییل که از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق اعلام می‌گردد (ناخالص).

$P_S_M_{pp,ppg}$: قدرت عملی ماهیانه واحد ppg ام نیروگاه pp ام در حالت استفاده از سوخت مازوت که از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق اعلام می‌گردد (ناخالص).

۲-۲-۲ برای واحد بخار سیکل، اولویت مقدار $P_S_State_{pp,ppg,h,j}$ در بازه j ام به شرح ذیل می‌باشد $[MWh]$:

الف- مقدار تایید شده در فرم محدودیت.

ب- برابر است با میزان توان محاسبه شده برای واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام که از وابستگی واحد بخار به واحدهای گاز در ساعت h ام به دست می‌آید (در صورت فقدان بند الف، بند ب مورد استناد است).

$$P_S_State_{pp,ppg,h,j} = \left(R_Gas_{Daily,pp} \times P_S_State_Gas_{pp,ppg}\right) + \left(R_GOil_{Daily,pp} \times P_S_State_GOil_{pp,ppg}\right) + \left(R_M_{Daily,pp} \times P_S_State_M_{pp,ppg}\right) \quad (۷)$$

$$P_S_State_Gas_{pp,ppg,h,i} = Min\left\{\left[\frac{P_S_{Gas1,pp,ppg,h} + P_S_{Gas2,pp,ppg,h}}{2} + X_{stateGas}\right], Y_{stateGas}\right\} \quad (۸)$$

$$P_S_State_GOil_{pp,ppg,h,i} = Min\left\{\left[\frac{P_S_{Gas1,pp,ppg,h} + P_S_{Gas2,pp,ppg,h}}{2} + X_{stateGOil}\right], Y_{stateGOil}\right\} \quad (۹)$$

$$P_S_State_M_{pp,ppg,h,i} = Min\left\{\left[\frac{P_S_{Gas1,pp,ppg,h} + P_S_{Gas2,pp,ppg,h}}{2} + X_{stateM}\right], Y_{stateM}\right\} \quad (۱۰)$$

$X_{stateGas}$: با توجه به تمام بلوک یا نیم بلوک بودن، برابر $X_Gas_FBl_{pp,ppg,h}$ یا $X_Gas_HBl_{pp,ppg,h}$ می‌باشد.

$X_Gas_FBl_{pp,ppg,h}$: مقداری است که برای وابستگی واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام به واحدهای گاز مرتبط با این واحد در موقع استفاده از سوخت گاز در حالت بلوک کامل، از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق تایید شده است و در صورت نداشتن مقدار، میزان آن برابر صفر لحاظ می‌گردد $[MWh]$.

$X_Gas_HBl_{pp,ppg,h}$: مقداری است که برای وابستگی واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام به واحدهای گاز مرتبط با این واحد در موقع استفاده از سوخت گاز در حالت نیم بلوک، از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق تایید شده است و در صورت نداشتن مقدار، میزان آن برابر صفر لحاظ می‌گردد $[MWh]$.

$X_{stateGOil}$: با توجه به تمام بلوک یا نیم‌بلوک بودن، برابر $X_GOil_FBl_{pp,ppg,h}$ یا $X_GOil_HBl_{pp,ppg,h}$ می‌باشد.

$X_GOil_FBl_{pp,ppg,h}$: مقداری است که برای وابستگی واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام به واحدهای گاز مرتبط با این واحد در موقع استفاده از سوخت گازوییل در حالت بلوک کامل، از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق تایید شده است و در صورت نداشتن مقدار، میزان آن برابر صفر لحاظ می‌گردد $[MWh]$.

$X_GOil_HBl_{pp,ppg,h}$: مقداری است که برای وابستگی واحد بخار ppg ام نیروگاه ppام به واحدهای گاز مرتبط با این واحد در موقع استفاده از سوخت گازوییل در حالت نیم بلوک، از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق تایید شده است و در صورت نداشتن مقدار، میزان آن برابر صفر لحاظ می‌گردد $[MWh]$.

X_{stateM} : با توجه به تمام‌بلوک یا نیم‌بلوک بودن، برابر $X_M_FBl_{pp,ppg,h}$ یا $X_M_HBl_{pp,ppg,h}$ می‌باشد.

$X_M_FBl_{pp,ppg,h}$: مقداری است که برای وابستگی واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام به واحدهای گاز مرتبط با این واحد در موقع استفاده از سوخت مازوت در حالت بلوک کامل، از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق تایید شده است و در صورت نداشتن مقدار، میزان آن برابر صفر لحاظ می‌گردد $[MWh]$.

$X_M_HBl_{pp,ppg,h}$: مقداری است که برای وابستگی واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام به واحدهای گاز مرتبط با این واحد در موقع استفاده از سوخت مازوت در حالت نیم بلوک، از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق تایید شده است و در صورت نداشتن مقدار، میزان آن برابر صفر لحاظ می‌گردد $[MWh]$.

$Y_{stateGas}$: با توجه به تمام‌بلوک یا نیم‌بلوک بودن، برابر $Y_Gas_FBl_{pp,ppg,h}$ یا $Y_Gas_HBl_{pp,ppg,h}$ می‌باشد.

$Y_Gas_FBl_{pp,ppg,h}$: مقداری است که برای وابستگی واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام به واحدهای گاز مرتبط با این واحد در موقع استفاده از سوخت گاز در حالت بلوک کامل، از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق تایید شده است و در صورت نداشتن مقدار، میزان آن برابر بینهایت لحاظ می‌گردد $[MWh]$.

$Y_Gas_HBl_{pp,ppg,h}$: مقداری است که برای وابستگی واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام به واحدهای گاز مرتبط با این واحد در موقع استفاده از سوخت گاز در حالت نیم بلوک، از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق تایید شده است و در صورت نداشتن مقدار، میزان آن برابر بینهایت لحاظ می‌گردد $[MWh]$.

$Y_{stateGOil}$: با توجه به تمام‌بلوک یا نیم‌بلوک بودن، برابر $Y_GOil_FBl_{pp,ppg,h}$ یا $Y_GOil_HBl_{pp,ppg,h}$ می‌باشد.

$Y_GOil_FBl_{pp,ppg,h}$: مقداری است که برای وابستگی واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام به واحدهای گاز مرتبط با این واحد در موقع استفاده از سوخت گازوییل در حالت بلوک کامل، از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق تایید شده است و در صورت نداشتن مقدار، میزان آن برابر بینهایت لحاظ می‌گردد $[MWh]$.

$Y_GOil_HBl_{pp,ppg,h}$: مقداری است که برای وابستگی واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام به واحدهای گاز مرتبط با این واحد در موقع استفاده از سوخت گازوییل در حالت نیم بلوک، از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق تایید شده است و در صورت نداشتن مقدار، میزان آن برابر بینهایت لحاظ می‌گردد $[MWh]$.

Y_{stateM} : با توجه به تمام‌بلوک یا نیم‌بلوک بودن، برابر $Y_M_FBl_{pp,ppg,h}$ یا $Y_M_HBl_{pp,ppg,h}$ می‌باشد.

$Y_M_FBl_{pp,ppg,h}$: مقداری است که برای وابستگی واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام به واحدهای گاز مرتبط با این واحد در موقع استفاده از سوخت مازوت در حالت بلوک کامل، از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق تایید شده است و در صورت نداشتن مقدار، میزان آن برابر بینهایت لحاظ می‌گردد $[MWh]$.

$Y_M_HBl_{pp,ppg,h}$: مقداری است که برای وابستگی واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام به واحدهای گاز مرتبط با این واحد در موقع استفاده از سوخت مازوت در حالت نیم بلوک، از سوی کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق تایید شده است و در صورت نداشتن مقدار، میزان آن برابر بینهایت لحاظ می‌گردد $[MWh]$.

$P_S_{Gas2,pp,ppg,h}$ و $P_S_{Gas1,pp,ppg,h}$: قدرت عملی پردازش شده نهایی واحدهای گاز بلوک سیکل که مطابق بند (۲-۲-۱) بدست می‌آید.

ج- قدرت عملی ماهیانه (در صورت فقدان بندهای الف و ب، بند ج مورد استناد است.)

$$P_S_State_{pp,ppg,h,j} = \left(R_Gas_{Daily,pp} \times P_S_Gas_{pp,ppg}\right) + \left(R_GOil_{Daily,pp} \times P_S_GOil_{pp,ppg}\right) + \left(R_M_{Daily,pp} \times P_S_M_{pp,ppg}\right) \quad (۱۱)$$

۲-۳ محاسبه قابلیت تولید واقعی برای کلیه واحدها به غیر از بخار سیکل

برای واحدهای نیروگاهی در هر ساعت کد وضعیتی ثبت می‌شود که نشان دهنده عملکرد واحد می‌باشد. بعضاً در برخی از ساعات، واحد دارای چندین کد وضعیت می‌باشد که برای تعیین میزان قابلیت تولید واقعی در هر بازهٔ i از کل ساعت h، مطابق رابطه ذیل رفتار می‌شود.

$$P_Act_State_{pp,ppg,h,i} = \begin{cases} P_Dec_{pp,ppg,h} & Type_{pp,ppg,h,i} = 1 \\ P_Cap_{pp,ppg,h,i} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg}) & Type_{pp,ppg,h,i} = 2,3,4,5,6,7 \end{cases} \quad (۱۲)$$

که در آن:

$P_Act_State_{pp,ppg,h,i}$: قابلیت تولید واقعی برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در بازه i ام از ساعت h ام (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$P_Dec_{pp,ppg,h}$: میزان خالص قابلیت تولید ابراز شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام که به صورت ذیل محاسبه می‌شود (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$$P_Dec_{pp,ppg,h} = P_Dec_Grs_{pp,ppg,h} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg}) \quad (۱۳)$$

$\rho_IC_{pp,ppg}$: درصد مصرف داخلی واحد ppg ام نیروگاه pp ام که مورد تأیید کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق می‌باشد.

$Type_{pp,ppg,h,i}$: وضعیت واحد ppg ام نیروگاه pp ام در بازه i ام از ساعت h ام که مطابق رابطه ذیل می‌باشد:

$$Type_{pp,ppg,h,i} = \begin{cases} 1 & \text{کدهای وضعیت بند ۵-۱-۱} \\ 2 & \text{کدهای وضعیت بند ۵-۱-۲} \\ 3 & \text{کدهای وضعیت بند ۵-۱-۳} \\ 4 & \text{کدهای وضعیت بند ۵-۱-۴} \\ 5 & \text{کدهای وضعیت بند ۵-۱-۵} \\ 6 & \text{کدهای وضعیت بند ۵-۱-۶} \\ 7 & \text{کدهای وضعیت بند ۵-۱-۷} \end{cases} \quad (۱۴)$$

و قابلیت تولید واقعی در کل ساعت h ام برابر است با:

$$P_Act_{pp,ppg,h} = Max\left(\frac{\sum_{i=1}^{NS_{pp,ppg,h}}(P_Act_State_{pp,ppg,h,i} \times Time_{pp,ppg,h,i})}{60}, E_TGU_{pp,ppg,h}\right) \quad (۱۵)$$

که در آن:

$P_Act_{pp,ppg,h}$: قابلیت تولید واقعی برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$Time_{pp,ppg,h,i}$: مدت زمان وضعیت i ام در ساعت h ام واحد ppg ام نیروگاه pp ام $[minute]$.

$E_TGU_{pp,ppg,h}$: میزان انرژی خالص تولید شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

تبصره: در محاسبه $P_Act_{pp,ppg,h}$ در صورت فقدان $E_TGU_{pp,ppg,h}$، مقدار $E_TGU_{pp,ppg,h}$ برابر با صفر در نظر گرفته می‌شود.

۲-۴ محاسبه قابلیت تولید واقعی واحد بخار سیکل ترکیبی

با توجه به اینکه میزان سطح تولید واحدهای بخار نیروگاه سیکل ترکیبی متاثر از میزان تولید واحدهای گاز آن می‌باشد، نمی‌توان قابلیت تولید واحد بخار را جدا از میزان تولید واحدهای گاز نیروگاه سیکل محاسبه نمود. لذا برای محاسبه میزان قابلیت تولید و انحراف‌های واحد بخار می‌بایست مطابق رابطه‌های ذیل عمل نمود.

$$
\begin{aligned}
P_Cal_eq_{pp,ppg,h} = \\
&\{\left[R_FBl_{pp,ppg,h} \times \left(R_Gas_{Daily,pp} \times P_Cal_Gas_FBl_{pp,ppg,h} + R_GOil_{Daily,pp} \times P_Cal_Goil_FBl_{pp,ppg,h} + R_M_{Daily,pp} \right.\right. \\
&\left.\left. \times P_Cal_M_FBl_{pp,ppg,h}\right)\right] + \\
&\left[R_HBl_{pp,ppg,h} \times \left(R_Gas_{Daily,pp} \times P_Cal_Gas_HBl_{pp,ppg,h} + R_GOil_{Daily,pp} \times P_Cal_Goil_HBl_{pp,ppg,h} + R_M_{Daily,pp} \right.\right. \\
&\left.\left. \times P_Cal_M_HBl_{pp,ppg,h}\right)\right]\}
\end{aligned}
\qquad (۱۶)
$$

$$R_FBl_{pp,ppg,h} = \frac{Time_FBl_{pp,ppg,h}}{60}$$

$$R_HBl_{pp,ppg,h} = \frac{Time_HBl_{pp,ppg,h}}{60}$$

$$P_Cal_Gas_FBl_{pp,ppg,h} = Min\left\{\begin{array}{c}\left[\frac{P_Act_{Gas1,pp,ppg,h} + P_Act_{Gas2,pp,ppg,h}}{2} + \frac{DEV_GCT_{Type5,Gas1,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,Gas2,pp,ppg,h}}{2}\right. \\ \left. + \frac{DEV_GCT_{Type7,Gas1,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type7,Gas2,pp,ppg,h}}{2} + X_Gas_FBl_{pp,ppg,h}\right] \\ , Y_Gas_FBl_{pp,ppg,h}\end{array}\right\} \quad (۱۷)$$

$$P_Cal_Gas_HBl_{pp,ppg,h} = Min\left\{\begin{array}{c}\left[\frac{P_Act_{Gas1,pp,ppg,h} + P_Act_{Gas2,pp,ppg,h}}{2} + \frac{DEV_GCT_{Type5,Gas1,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,Gas2,pp,ppg,h}}{2}\right. \\ \left. + \frac{DEV_GCT_{Type7,Gas1,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type7,Gas2,pp,ppg,h}}{2} + X_Gas_HBl_{pp,ppg,h}\right] \\ , Y_Gas_HBl_{pp,ppg,h}\end{array}\right\} \quad (۱۸)$$

$$P_Cal_GOil_FBl_{pp,ppg,h} = Min\left\{\begin{matrix}\left[\frac{P_Act_{Gas1,pp,ppg,h} + P_Act_{Gas2,pp,ppg,h}}{2} + \frac{DEV_GCT_{Type5,Gas1,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,Gas2,pp,ppg,h}}{2}\right. \\ \left. + \frac{DEV_GCT_{Type7,Gas1,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type7,Gas2,pp,ppg,h}}{2} + X_Goil_FBl_{pp,ppg,h}\right] \\ , Y_Goil_FBl_{pp,ppg,h}\end{matrix}\right\} \quad (۱۹)$$

$$P_Cal_GOil_HBl_{pp,ppg,h} = Min\left\{\begin{matrix}\left[\frac{P_Act_{Gas1,pp,ppg,h} + P_Act_{Gas2,pp,ppg,h}}{2} + \frac{DEV_GCT_{Type5,Gas1,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,Gas2,pp,ppg,h}}{2}\right. \\ \left. + \frac{DEV_GCT_{Type7,Gas1,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type7,Gas2,pp,ppg,h}}{2} + X_Goil_HBl_{pp,ppg,h}\right] \\ , Y_Goil_HBl_{pp,ppg,h}\end{matrix}\right\} \quad (۲۰)$$

$$P_Cal_M_FBl_{pp,ppg,h} = Min\left\{\begin{matrix}\left[\frac{P_Act_{Gas1,pp,ppg,h} + P_Act_{Gas2,pp,ppg,h}}{2} + \frac{DEV_GCT_{Type5,Gas1,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,Gas2,pp,ppg,h}}{2}\right. \\ \left. + \frac{DEV_GCT_{Type7,Gas1,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type7,Gas2,pp,ppg,h}}{2} + X_M_FBl_{pp,ppg,h}\right] \\ , Y_M_FBl_{pp,ppg,h}\end{matrix}\right\} \quad (۲۱)$$

$$P_Cal_M_HBl_{pp,ppg,h} = Min\left\{\begin{matrix}\left[\frac{P_Act_{Gas1,pp,ppg,h} + P_Act_{Gas2,pp,ppg,h}}{2} + \frac{DEV_GCT_{Type5,Gas1,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,Gas2,pp,ppg,h}}{2}\right. \\ \left. + \frac{DEV_GCT_{Type7,Gas1,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type7,Gas2,pp,ppg,h}}{2} + X_M_HBl_{pp,ppg,h}\right] \\ , Y_M_HBl_{pp,ppg,h}\end{matrix}\right\} \quad (۲۲)$$

که در آن:

$P_Cal_eq_{pp,ppg,h}$: میزان توان محاسبه شده برای واحد بخار سیکل ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام $[MWh]$.

$Time_FBl_{pp,ppg,h}$: مدت زمان وضعیت تمام‌بلوک واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام $[minute]$.

$Time_HBl_{pp,ppg,h}$: مدت زمان وضعیت نیم‌بلوک واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام $[minute]$.

$P_Act_{Gas1,pp,ppg,h}$: میزان قابلیت تولید واقعی واحد گازی اول واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام می‌باشد که از بند(۲-۳) بدست می‌آید (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$P_Act_{Gas2,pp,ppg,h}$: میزان قابلیت تولید واقعی واحد گازی دوم واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام می‌باشد که از بند(۲-۳) بدست می-آید (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type5,Gas1,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد (گازی اول واحد بخار) ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام می‌باشد که واحد مشمول کسر درآمد اول نبوده ولیکن مشمول سلب فرصت می‌باشد و در بخش (۲-۶-۶) محاسبه می‌شود (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type5,Gas2,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد (گازی دوم واحد بخار) ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام می‌باشد که واحد مشمول کسر درآمد اول نبوده ولیکن مشمول سلب فرصت می‌باشد و در بخش (۲-۶-۶) محاسبه می‌شود (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type7,Gas1,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد (گازی اول واحد بخار) ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام می‌باشد که واحد نه مشمول کسر درآمد اول بوده و نه مشمول سلب فرصت می‌باشد و در بخش (۲-۶-۸) محاسبه می‌شود (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type7,Gas2,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد (گازی دوم واحد بخار) ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام می‌باشد که واحد نه مشمول کسر درآمد اول بوده و نه مشمول سلب فرصت می‌باشد و در بخش(۲-۶-۸) محاسبه می‌شود (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

در ادامه داریم:

$$P_Dec_{pp,ppg,h} = P_Dec_Grs_{pp,ppg,h} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg}) \quad (۲۳)$$

$P_Dec_{pp,ppg,h}$: برابر با قابلیت تولید ابراز خالص شده واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام می‌باشد (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$P_Dec_Grs_{pp,ppg,h}$: میزان قابلیت تولید ابراز شده واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h از سوی مالک نیروگاه اعلام می‌شود (درب نیروگاه) (ناخالص) $[MWh]$.

$\rho_IC_{pp,ppg}$: درصد مصرف داخلی واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام که توسط کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق تعیین می‌شود.

در ادامه، میزان قابلیت تولید خالص واحد بخار به شرح ذیل محاسبه می‌شود:

$$P_Act_Total_{pp,ppg,h} = \frac{\sum_{i=1}^{NS_{pp,ppg,h}} (P_Act_Mod_{pp,ppg,h,i} \times Time_{pp,ppg,h,i})}{60}$$

$$P_Act_Mod_{pp,ppg,h,i} = \begin{cases} P_Dec_{pp,ppg,h} & Type_{pp,ppg,h,i} = 1 \\ P_Cap_{pp,ppg,h,i} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg}) & Type_{pp,ppg,h,i} = 2,3,4,5,6,7 \end{cases} \quad (۲۴)$$

$P_Cap_{pp,ppg,h,i}$: میزان قابلیت تولید ناخالص مرکز، برای واحد بخار ppg ام نیروگاه ppام در بازه i ام از ساعت h ام می‌باشد (درب نیروگاه) (ناخالص) $[MWh]$.

$Time_{pp,ppg,h,i}$: طول زمان وضعیت i ام واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام می‌باشد $[minute]$.

$NS_{pp,ppg,h}$: تعداد وضعیت واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام می‌باشد.

$$P_Act_{pp,ppg,h} = Max\{Min(P_Cal_eq_{pp,ppg,h}, P_Cap_Total_{pp,ppg,h}), E_TGU_{pp,ppg,h}\} \quad (۲۵)$$

که در آن:

$P_Act_{pp,ppg,h}$: میزان قابلیت تولید واقعی واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام می‌باشد (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$E_TGU_{pp,ppg,h}$: میزان انرژی خالص تولید شده واحد بخار ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام می‌باشد (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

۲-۵ محاسبه انرژی خالص تولیدی تخصیص یافته به هر واحد

برای کلیه نیروگاهها چه آن‌هایی که اطلاعات چسبیده شود از مرکز دریافت می‌شود و چه آن‌هایی که اطلاعات انرژیشان از دفتر اندازه‌گیری اخذ می‌گردد، ابتدا می‌بایست انرژی خالص کل نیروگاه را محاسبه نمود (حتی برای نیروگاههایی که انرژی هر واحد آنها ثبت شده است) و سپس براساس قابلیت تولید واقعی واحدها و قیمت‌های پیشنهادی، میزان انرژی خالص تولیدی تخصیص داده شده به هر واحد را محاسبه نمود. لازم به ذکر است اطلاعات انرژی دفتر اندازه‌گیری به صورت خالص و اطلاعات انرژی از سوی مرکز به صورت ناخالص فرض می‌شود.

۲-۵-۱ در مواردی که انرژی تولیدی خالص و واحدی وجود دارد:

$$E_TG_{pp,h} = \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_TGU_{pp,ppg,h} \quad (۲۶)$$

که در آن:

$E_TG_{pp,h}$: کل انرژی خالص تولید شده نیروگاه pp ام در ساعت h ام (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$Nppg_{pp}$: تعداد واحدهای نیروگاه pp ام.

۲-۵-۲ در مواردی که انرژی تولیدی خالص به صورت چند واحدی موجود باشد، همان مقدار برابر با $E_TG_{pp,h}$ در نظر گرفته می‌شود.

۲-۵-۳ در مواردی که انرژی ناخالص به صورت واحدی موجود باشد:

$$E_TGU_{pp,ppg,h} = E_TGU_Grs_{pp,ppg,h} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg}) \quad (۲۷)$$

$$E_TG_{pp,h} = \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_TGU_{pp,ppg,h}$$

$E_TGU_Grs_{pp,ppg,h}$: میزان انرژی ناخالص تولید شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

۲-۵-۴ در مواردی که انرژی ناخالص به صورت چند واحدی موجود باشد:

$$E_TG_{pp,h} = E_TG_Grs_{pp,h} \times (1 - \rho_IC_{pp}) \quad (۲۸)$$

$E_TG_Grs_{pp,h}$: میزان انرژی ناخالص تولید شده نیروگاه pp ام در ساعت h ام (درب نیروگاه) (ناخالص) $[MWh]$.

ρ_IC_{pp} : درصد مصرف داخلی نیروگاه pp ام.

در گام بعدی مطابق با مقادیر اعلامی از سوی "مدیریت سنجش و پایش انرژی"، میزان انرژی دریافتی از شبکه برای نیروگاه pp ام در ساعت h ام به شرح ذیل محاسبه گردد:

$$E_Reverse_{pp,h} = \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_Reverse_{pp,ppg,h} \quad (۲۹)$$

که در آن:

$E_Reverse_{pp,ppg,h}$: میزان انرژی دریافتی از شبکه برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$

$E_Reverse_{pp,h}$: میزان انرژی دریافتی از شبکه برای نیروگاه pp ام در ساعت h ام (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

۲-۵-۵ با توجه به مقایسه اعداد بدست آمده برای $E_Reverse_{pp,h}$ و $E_TG_{pp,h}$ در گام‌های قبلی شرایط ذیل ایجاد می‌گردد:

الف- در صورتی که $E_TG_{pp,h} \geq E_Reverse_{pp,h}$ باشد آنگاه برای واحدی کردن انرژی خالص تولید شده نیروگاه $(E_TG_{pp,h})$ از روابط (۳۰) و (۳۱) استفاده می‌نماییم که رابطه (۳۰) تابع هدف و رابطه (۳۱) قیود یک مسأله بهینه‌سازی را مشخص می‌کنند. در نتیجه حل این مسأله، انرژی خالص تولید شده نیروگاه براساس اولویت قیمت، میان واحدهای نیروگاه توزیع می‌گردد و میزان انرژی تولید تخصیص داده شده خالص به واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در نقطه مرجع شبکه بدست می‌آید $(E_TG_Bill_{pp,ppg,h})$.

توضیح: لازم به توضیح است که منظور از قیمت پیشنهادی، قیمت‌های ابراز شده واحد در منحنی پیشنهاد قیمت، پس از اصلاح مربوط به فروش در بورس انرژی و معاملات دوجانبه می‌باشد.

تبصره: می‌بایست قبل از پرداختن به حل مسأله بهینه‌سازی به وضعیت قراردادهای واحدهای نیروگاه رجوع گردد و فقط واحدهایی که در بازار رقابتی شرکت می‌نمایند در نظر گرفته شوند، و میزان انرژی بقیه واحدها را از کل انرژی تولید شده نیروگاهها کسر نموده و سپس مسأله بهینه‌سازی برای واحدهای رقابتی حل شود.

ب- در صورتی که $E_TG_{pp,h} < E_Reverse_{pp,h}$ باشد آنگاه مقادیر $E_TG_Bill_{pp,ppg,h}$ صفر می‌گردند.

$$Minimizing \left\{ \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} \int_{0}^{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E) \times dE \right\} \qquad (۳۰)$$

$$
subject\ to \begin{cases}
\sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_TG_Bill_{pp,ppg,h} = \left(E_TG_{pp,h} - E_Reverse_{pp,h}\right) \times \left(1 - \%L_G_{pp,h}\right) \\
E_TG_Bill_{pp,ppg,h} \le \left(1 - \%L_G_{pp,h}\right) \times \left[P_Act_{pp,ppg,h} + \dfrac{Max\left(E_TG_{pp,h} - \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} P_Act_{pp,ppg,h}, 0\right) \times \alpha_{pp,ppg,h}}{\beta_{pp,ppg,h}}\right] \\
\alpha_{pp,ppg,h} = sign\left(\sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} P_Act_{pp,ppg,h}\right) \times P_Act_{pp,ppg,h} + \left[1 - sign\left(\sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} P_Act_{pp,ppg,h}\right)\right] \times P_S_{pp,ppg,h} \\
\beta_{pp,ppg,h} = sign\left(\sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} P_Act_{pp,ppg,h}\right) \times \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} P_Act_{pp,ppg,h} + \left[1 - sign\left(\sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} P_Act_{pp,ppg,h}\right)\right] \\
\qquad \times \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} P_S_{pp,ppg,h}
\end{cases}
\tag{۳۱}
$$

که در آن:

$E_TG_Bill_{pp,ppg,h}$: میزان انرژی تولید تخصیص داده شده خالص به واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (نقطه مرجع) (خالص) $[MWh]$.

$\pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E)$: تابع قیمت انرژی پیشنهادی مالک نیروگاه برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام پس از اصلاح مربوط به حجم انرژی تخصیص‌داده شده به معاملات دوجانبه و بورس انرژی (نقطه مرجع) $[Rial/MWh]$.

$Nppg_{pp}$: تعداد واحدهای نیروگاه pp ام.

$\%L_G_{pp,h}$: درصد تلفات متناظر نیروگاه pp ام در ساعت h ام تا نقطه مرجع.

۲-۶ محاسبه پارامترهای آزمون ظرفیت تولید واحدهای انرژی نامحدود

آزمون ظرفیت واحدهای انرژی محدود مطابق دستورالعمل نحوه شرکت واحدهای انرژی محدود در بازار عمده فروشی برق محاسبه می شود.

۲-۶-۱ معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید ($\boldsymbol{P_Test_{pp,ppg,h}}$) :

برای کدهای $Type2$، $Type3$، $Type4$، $Type5$ و $Type7$ مادامیکه قابلیت تولید ابراز ناخالص واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام ($P_Dec_Grs_{pp,ppg,h}$) از میزان کف مجاز ابراز آمادگی ($Avcap_min_{pp,ppg,h}$) در ساعت مذکور بیشتر (مساوی) باشد، معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید، برابر با $max\{(P_Dec_{pp,ppg,h} - \Delta P_{pp,ppg,h}), 0\}$ و در صورتی که $P_Dec_Grs_{pp,ppg,h}$ از $Avcap_min_{pp,ppg,h}$ کمتر باشد، معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید برابر با $P_S_{pp,ppg,h} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg})$ خواهد بود. برای کدهای $Type6$ معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید، برابر با $P_Dec_{pp,ppg,h}$ می‌باشد. به عبارت دیگر:

$$P_Test_{pp,ppg,h} = \begin{cases} max\{(P_Dec_{pp,ppg,h} - \Delta P_{pp,ppg,h}), 0\} & \text{کدغیراز } Type6 \text{ و } P_Dec_Grs_{pp,ppg,h} \geq Avcap_Min_{pp,ppg,h} \\ P_S_{pp,ppg,h} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg}) & \text{کد غیراز } Type6 \text{ و } P_Dec_Grs_{pp,ppg,h} < Avcap_Min_{pp,ppg,h} \\ P_Dec_{pp,ppg,h} & \text{کد } Type6 \end{cases} \quad (۳۲)$$

تبصره: اگر واحدی در ساعت h ام دارای کدهای وضعیت متفاوتی باشد، در صورتی که یکی از آن کدها از نوع $Type6$ باشد، معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید برای آن ساعت برابر با $P_Dec_{pp,ppg,h}$ خواهد شد.

که در آن:

$Avcap_Min_{pp,ppg,h}$: میزان کف مجاز ابراز آمادگی برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام جهت حضور در بازار، که مطابق رابطه ذیل محاسبه می‌شود $[MWh]$

$$Avcap_Min_{pp,ppg,h} = \begin{cases} P_S_MF_{pp,ppg,h} - Min\{3\% \times P_S_MF_{pp,ppg,h}, 3MWh\} & \text{از ۱۵ خرداد تا ۱۵ شهریور} \\ P_S_MF_{pp,ppg,h} - Min\{6\% \times P_S_MF_{pp,ppg,h}, 6MWh\} & \text{بقیه روزها} \end{cases} \quad (۳۳)$$

$P_S_MF_{pp,ppg,h}$: برابر با قدرت عملی پردازش شده نهایی فقط با در نظر گرفتن سوخت اصلی نیروگاه (ناخالص) $[MWh]$.

$\Delta P_{pp,ppg,h}$: مقداری است که از $P_Dec_{pp,ppg,h}$ برای محاسبه معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام کم می‌شود و به طریق زیر محاسبه می‌گردد (خالص) $[MWh]$

$$\Delta P_{pp,ppg,h} = max\{(A_{pp,ppg,h} - D_{pp,ppg,h}), 0\} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg}) \quad (۳۴)$$

$A_{pp,ppg,h}$: برابر با قدرت عملی پردازش شده نهایی واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام فقط با در نظر گرفتن سوخت گاز و بدون در نظر گرفتن اولویت فرم محدودیت می‌باشد (ناخالص) $[MWh]$.

$D_{pp,ppg,h}$: برابر با قدرت عملی پردازش شده نهایی واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام بدون در نظر گرفتن اولویت فرم محدودیت می‌باشد (ناخالص) $[MWh]$.

در ادامه میزان سقف مجاز ابراز آمادگی، به شرح ذیل محاسبه می‌گردد:

$Avcap_Max_{pp,ppg,h}$: میزان سقف مجاز ابراز آمادگی برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام جهت حضور در بازار، که مطابق رابطه ذیل محاسبه می‌شود $[MWh]$:

$$Avcap_Max_{pp,ppg,h} = \begin{cases} P_S_MF_{pp,ppg,h} + Min\{6\% \times P_S_MF_{pp,ppg,h}, 6MWh\} & \text{از ۱۵ خرداد تا ۱۵ شهریور} \\ P_S_MF_{pp,ppg,h} + Min\{3\% \times P_S_MF_{pp,ppg,h}, 3MWh\} & \text{بقیه روزها} \end{cases} \quad (۳۵)$$

۲-۶-۲ میزان انحراف کل برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام از معیار آزمون ظرفیت تولید مطابق رابطه ذیل محاسبه می‌شود:

$$Dev_GCT_{pp,ppg,h} = Max(P_Test_{pp,ppg,h} - P_Act_{pp,ppg,h}, 0) \quad (۳۶)$$

که در آن:

$DEV_GCT_{pp,ppg,h}$: میزان انحراف کل واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام از معیار آزمون ظرفیت تولید می‌باشد (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

بطور کلی میزان انحراف کل از معیار آزمون ظرفیت تولید شامل شش انحراف می‌باشد:

$$Dev_GCT_{pp,ppg,h} = Dev_GCT_{Type2,pp,ppg,h} + Dev_GCT_{Type3,pp,ppg,h} + Dev_GCT_{Type4,pp,ppg,h} + Dev_GCT_{Type5,pp,ppg,h} + Dev_GCT_{Type6,pp,ppg,h} + Dev_GCT_{Type7,pp,ppg,h} \quad (۳۷)$$

شایان ذکر است که این رابطه صرفا به منظور کنترل صحت محاسبات استفاده می‌گردد و مقادیر سمت راست رابطه در ادامه محاسبه خواهند شد.

$DEV_GCT_{Type2,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد مشمول ۱۰۰٪ کسر درآمد اول می‌باشد و نحوه محاسبه آن در بند (۲-۶-۳)نشان داده می‌شود (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type3,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد مشمول ۵۰٪ کسر درآمد اول می‌باشد و نحوه محاسبه آن در بند (۲-۶-۴) نشان داده می‌شود (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type4,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد نه مشمول کسر درآمد اول بوده و نه مشمول سلب فرصت می‌باشد و نحوه محاسبه آن در بند (۲-۶-۵) نشان داده می‌شود (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد مشمول کسر درآمد اول نبوده ولیکن مشمول سلب فرصت می‌باشد و نحوه محاسبه آن در بند (۲-۶-۶) نشان داده می‌شود (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در دوره تعمیرات که واحد مشمول ۱۰۰٪ کسر درآمد اول می‌باشد و نحوه محاسبه آن در بند (۲-۶-۷) نشان داده می‌شود (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type7,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد نه مشمول کسر درآمد اول بوده و نه مشمول سلب فرصت می‌باشد و نحوه محاسبه آن در بند (۲-۶-۸) نشان داده می‌شود (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

۲-۶-۳ میزان انحراف کسر درآمد ۱۰۰ درصدی

برای محاسبه میزان انحرافی که واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام مشمول ۱۰۰ درصد کسردرآمد اول می‌باشد به صورت ذیل عمل می‌نماییم:

$$Dev_GCT_{Type2,pp,ppg,h} = Dev_GCT_{pp,ppg,h} \times \frac{FactorType_2}{(\sum_{i=2}^{7} FactorType_i)} \quad (۳۸)$$

۲-۶-۴ میزان انحراف کسر درآمد ۵۰ درصدی

برای محاسبه میزان انحرافی که واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام مشمول ۵۰ درصد کسر درآمد اول می‌باشد به صورت ذیل عمل می‌نماییم:

$$Dev_GCT_{Type3,pp,ppg,h} = Dev_GCT_{pp,ppg,h} \times \frac{FactorType_3}{(\sum_{i=2}^{7} FactorType_i)} \quad (۳۹)$$

۲-۶-۵ انحراف عدم کسر درآمد و عدم سلب فرصت

برای محاسبه میزان انحرافی که واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام نه مشمول کسر درآمد اول بوده و نه مشمول سلب فرصت به صورت ذیل عمل می‌نماییم:

$$Dev_GCT_{Type4,pp,ppg,h} = Dev_GCT_{pp,ppg,h} \times \frac{FactorType_4}{(\sum_{i=2}^{7} FactorType_i)} \quad (۴۰)$$

۲-۶-۶ انحراف مشمول سلب فرصت و عدم کسر درآمد

برای محاسبه میزان انحرافی که واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام مشمول کسر درآمد اول نبوده ولیکن مشمول سلب فرصت می‌باشد به صورت ذیل عمل می‌نماییم:

$$Dev_GCT_{Type5,pp,ppg,h} = Dev_GCT_{pp,ppg,h} \times \frac{FactorType_5}{(\sum_{i=2}^{7} FactorType_i)} \quad (۴۱)$$

۲-۶-۷ محدودیت کسردرآمد ۱۰۰ درصد در دوره تعمیرات

برای محاسبه میزان انحرافی که واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام دردوره تعمیرات مشمول ۱۰۰ درصد کسردرآمد اول می باشد و به صورت ذیل عمل می‌نماییم:

$$Dev_GCT_{Type6,pp,ppg,h} = Dev_GCT_{pp,ppg,h} \times \frac{FactorType_6}{(\sum_{i=2}^{7} FactorType_i)} \quad (۴۲)$$

۲-۶-۸ محدودیت عدم سلب فرصت وعدم کسر درآمد

برای محاسبه میزان انحرافی که واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام نه مشمول کسر درآمد اول بوده و نه مشمول سلب فرصت به صورت ذیل عمل می‌نماییم:

$$Dev_GCT_{Type7,pp,ppg,h} = Dev_GCT_{pp,ppg,h} \times \frac{FactorType_7}{\left(\sum_{i=2}^{7} FactorType_i\right)} \quad (۴۳)$$

که در آن:

$$FactorType_2 = \sum_{i=1}^{NS_{pp,ppg,h}} Max\left(\left[P_Test_{pp,ppg,h} - P_Cap_{pp,ppg,h,i} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg})\right], 0\right) \times Time_{Type2,pp,ppg,h,i} \quad (۴۴)$$

$$FactorType_3 = \sum^{NS_{pp,ppg,h}} Max\left(\left[P_Test_{pp,ppg,h} - P_Cap_{pp,ppg,h,i} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg})\right], 0\right) \times Time_{Type3,pp,ppg,h,i} \quad (۴۵)$$

$$FactorType_4 = \sum_{i=1}^{NS_{pp,ppg,h}} Max\left(\left[P_Test_{pp,ppg,h} - P_Cap_{pp,ppg,h,i} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg})\right], 0\right) \times Time_{Type4,pp,ppg,h,i} \quad (۴۶)$$

$$FactorType_5 = \sum_{i=1}^{NS_{pp,ppg,h}} Max\left(\left[P_Test_{pp,ppg,h} - P_Cap_{pp,ppg,h,i} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg})\right], 0\right) \times Time_{Type5,pp,ppg,h,i} \quad (۴۷)$$

$$FactorType_6 = \sum_{i=1}^{NS_{pp,ppg,h}} Max\left(\left[P_Test_{pp,ppg,h} - P_Cap_{pp,ppg,h,i} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg})\right], 0\right) \times Time_{Type6,pp,ppg,h,i} \quad (۴۸)$$

$$FactorType_7 = \sum_{i=1}^{NS_{pp,ppg,h}} Max\left(\left[P_Test_{pp,ppg,h} - P_Cap_{pp,ppg,h,i} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg})\right], 0\right) \times Time_{Type7,pp,ppg,h,i} \quad (۴۹)$$

که در آن:

$Time_{Type2,pp,ppg,h,i}$: زمان محدودیت واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در بازه i ام که واحد مشمول ۱۰۰ درصد کسردرآمد اول می‌باشد و مطابق رابطه ذیل بدست می‌آید $[minute]$:

$$Time_{Type2,pp,ppg,h,i} = \begin{cases} Time_{pp,ppg,h,i} & Type_{pp,ppg,h,i} = 2 \\ 0 & Type_{pp,ppg,h,i} \in \{1,3,4,5,6,7\} \end{cases} \quad (۵۰)$$

که در آن:

$Time_{Type3,pp,ppg,h,i}$: زمان محدودیت واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در بازه i ام که واحد مشمول ۵۰ درصد کسر درآمد اول می‌باشد و مطابق رابطه ذیل بدست می‌آید $[minute]$:

$$Time_{Type3,pp,pp,h,i} = \begin{cases} Time_{pp,ppg,h,i} & Type_{pp,ppg,h,i} = 3 \\ 0 & Type_{pp,ppg,h,i} \in \{1,2,4,5,6,7\} \end{cases} \quad (۵۱)$$

$Time_{Type4,pp,ppg,h,i}$: زمان محدودیت واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در بازه i ام که واحد نه مشمول کسر درآمد اول بوده و نه مشمول سلب فرصت می‌باشد و مطابق رابطه ذیل بدست می‌آید $[minute]$:

$$Time_{Type4,pp,ppg,h,i} = \begin{cases} Time_{pp,ppg,h,i} & Type_{pp,ppg,h,i} = 4 \\ 0 & Type_{pp,ppg,h,i} \in \{1,2,3,5,6,7\} \end{cases} \quad (۵۲)$$

$Time_{Type5,pp,ppg,h,i}$: زمان محدودیت واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در بازه i ام که واحد مشمول کسر درآمد اول نبوده ولیکن مشمول سلب فرصت می‌باشد و مطابق رابطه ذیل بدست می‌آید $[minute]$:

$$Time_{Type5,pp,ppg,h,i} = \begin{cases} Time_{pp,ppg,h,i} & Type_{pp,ppg,h,i} = 5 \\ 0 & Type_{pp,ppg,h,i} \in \{1,2,3,4,6,7\} \end{cases} \quad (۵۳)$$

$Time_{Type6,pp,ppg,h,i}$: زمان محدودیت واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در بازه i ام در دوره تعمیرات که واحد مشمول ۱۰۰ درصد کسردرآمد اول می‌باشد و مطابق رابطه ذیل بدست می‌آید $[minute]$:

$$Time_{Type6,pp,ppg,h,i} = \begin{cases} Time_{pp,ppg,h,i} & Type_{pp,ppg,h,i} = 6 \\ 0 & Type_{pp,ppg,h,i} \in \{1,2,3,4,5,7\} \end{cases} \quad (۵۴)$$

$Time_{Type7,pp,ppg,h,i}$: زمان محدودیت واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در بازه i ام که واحد نه مشمول کسر درآمد اول بوده و نه مشمول سلب فرصت می‌باشد و مطابق رابطه ذیل بدست می‌آید $[minute]$:

$$Time_{Type7,pp,ppg,h,i} = \begin{cases} Time_{pp,ppg,h,i} & Type_{pp,ppg,h,i} = 7 \\ 0 & Type_{pp,ppg,h,i} \in \{1,2,3,4,5,6\} \end{cases} \quad (۵۵)$$

۲-۷ محاسبه راندمان واحدهای نیروگاهی

η_{Avg} : راندمان متوسط واحدهای حرارتی شبکه که براساس اطلاعات ۱۲ ماه قبل مطابق ذیل محاسبه می‌گردد.

$$\eta_{Avg} = \frac{\sum_{pp=1}^{Npp} \sum_{ppgt=1}^{Nppgt_{pp}} \sum_{d=1}^{365} \sum_{h=1}^{24} E_TGU_{pp,ppgt,d,h}}{\sum_{pp=1}^{Npp} \sum_{d=1}^{365} \left(Fuel_Gas_{pp,d} \times FHV_Gas_{pp} + Fuel_GOil_{pp,d} \times FHV_GOil_{pp} + Fuel_M_{pp,d} \times FHV_M_{pp} \right)} \quad (۵۶)$$

که در آن:

$E_TGU_{pp,ppgt,d,h}$: کل انرژی خالص تولید شده واحد حرارتی $ppgt$ ام نیروگاه pp ام درساعت hام از روز dام می‌باشد (درب نیروگاه) $[MWh]$.

$Fuel_Gas_{pp,d}$: حجم سوخت گاز مصرفی نیروگاه pp ام در روز d ام می‌باشد $[m^3]$.

$Fuel_GOil_{pp,d}$: حجم سوخت گازوییل مصرفی نیروگاه pp ام در روز d می‌باشد $[lit]$.

$Fuel_M_{pp,d}$: حجم سوخت مازوت مصرفی نیروگاه pp ام در روز d ام می‌باشد $[lit]$.

N_{pp} : تعداد نیروگاه‌های حرارتی شبکه.

۲-۸ واحدی کردن سوخت نیروگاهی

$Fuel_Gas_{pp,ppgt,h}$: حجم سوخت گاز تخصیص داده شده به واحد حرارتی $ppgt$ ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که مطابق رابطه زیر محاسبه می‌شود $[m^3]$:

$$Fuel_Gas_{pp,ppgt,h} = \frac{E_TG_Bill_{pp,ppgt,h}}{\eta_{pp,ppgt} \times \sum_{i=1}^{Ngt_{pp}} \left(\frac{1}{\eta_{pp,i}} \sum_{h=1}^{24} E_TG_Bill_{pp,i,h}\right)} \times Fuel_Gas_{Daily,pp} \qquad (۵۷)$$

$$\forall\, \boldsymbol{pp = 1, 2, \dots Npp}$$

$Fuel_M_{pp,ppgt,h}$: حجم سوخت مازوت تخصیص داده شده به واحد حرارتی $ppgt$ ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که مطابق رابطه زیر محاسبه می‌شود $[lit]$:

$$Fuel_M_{pp,ppgt,h} = \frac{E_TG_Bill_{pp,ppgt,h}}{\eta_{pp,ppgt} \times \sum_{i=1}^{Ngt_{pp}} \left(\frac{1}{\eta_{pp,i}} \sum_{h=1}^{24} E_TG_Bill_{pp,i,h} \right)} \times Fuel_M_{Daily,pp} \quad (۵۸)$$

$$\forall \boldsymbol{pp} = \boldsymbol{1, 2, \dots Npp}$$

$Fuel_Goil_{pp,ppgt,h}$: حجم سوخت گازوییل تخصیص داده شده به واحد حرارتی $ppgt$ ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که مطابق رابطه زیر محاسبه می‌شود $[lit]$:

$$Fuel_GOil_{pp,ppgt,h} = \frac{E_TG_Bill_{pp,ppgt,h}}{\eta_{pp,ppgt} \sum_{i=1}^{Ngt_{pp}} \left(\frac{1}{\eta_{pp,i}} \sum_{h=1}^{24} E_TG_Bill_{pp,i,h} \right)} \times Fuel_GOil_{Daily,pp} \quad (۵۹)$$

$$\forall \boldsymbol{pp} = \boldsymbol{1, 2, \dots Npp}$$

که در آن:

Ngt_{pp} : تعداد واحدهای حرارتی نیروگاه pp ام.

$ppgt$: واحد حرارتی نیروگاه pp ام.

$\eta_{pp,ppgt}$: راندمان واحد حرارتی $ppgt$ ام نیروگاه pp ام مورد تایید کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق می‌باشد.

فصل سوم

محاسبه پرداخت‌ها و دریافت‌ها

۳–۱ پرداخت بهای آمادگی ظرفیت به فروشندگان انرژی نامحدود

پرداخت بهای آمادگی واحدهای انرژی محدود مطابق دستورالعمل نحوه شرکت واحدهای انرژی محدود در بازار عمده فروشی برق محاسبه می شود.

بهای پرداختی به فروشندگان بابت آمادگی ظرفیت ابراز شده، در محل درب نیروگاه و با کسر مصرف داخلی واحد محاسبه و پرداخت می‌شود. بهای پرداختی به فروشندگان بابت خالص آمادگی هر واحد در هر ساعت (برای نیروگاه‌های انرژی نامحدود) از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$Payment_AV_{pp,ppg,h} = max\left\{\left[\left(P_Dec_{pp,ppg,h} - \frac{E_Co_{pp,ppg,h}}{1 - \%L_G_{pp,h}}\right) \times CPF_h \times BAR\right], 0\right\} \quad (۶۰)$$

که در آن:

$Payment_AV_{pp,ppg,h}$: بهای پرداختی بابت خالص آمادگی واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (در نقطه درب نیروگاه) $[Rial]$.

$P_Dec_{pp,ppg,h}$: میزان خالص ظرفیت ابراز شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (در نقطه درب نیروگاه) $[MWh]$.

$E_Co_{pp,ppg,h}$: میزان ظرفیت تخصیص داده شده به واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش(در نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

$\%L_G_{pp,h}$: درصد تلفات انتقال انرژی از نیروگاه pp ام تا نقطه مرجع شبکه در ساعت h ام که برای هر فروشنده توسط مدیر بازار اعلام می‌شود.

CPF_h : ضریب بهای آمادگی ظرفیت در ساعت h ام .

BAR : نرخ پایه بهای آمادگی ظرفیت که در هر سال توسط هیأت تنظیم بازار برق تعیین می‌شود$[Rial/MW]$.

۳-۲ محاسبه هزینه برگشت آمادگی فروشندگان

تبصره: پرداخت هزینه برگشت آمادگی واحدهای انرژی محدود مطابق دستورالعمل نحوه شرکت واحدهای انرژی محدود در بازار عمده فروشی برق محاسبه می شود.

میزان ظرفیتی از هر واحد که مشمول برگشت آمادگی می‌شود (آمادگی ظرفیت به آن تعلق نمی‌گیرد)، برابر است با:

$$P_AV_{Ret,pp,ppg,h} = Max\left\{\begin{matrix} P_Dec_{pp,ppg,h} - \left(P_Act_{pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h} \right. \\ \left. + \\ DEV_GCT_{Type7,pp,ppg,h}\right), \\ \left[P_Dec_{pp,ppg,h} - \left(1 - \rho_IC_{pp}\right) \times Avcap_Max_{pp,ppg,h}\right], 0 \end{matrix}\right\} \quad (۶۱)$$

که در آن:

$P_AV_{Ret,pp,ppg,h}$: میزان ظرفیتی که واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام مشمول برگشت آمادگی می‌شود (در نقطه درب نیروگاه) $[MWh]$.

$P_Act_{pp,ppg,h}$: قابلیت تولید واقعی واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (در نقطه درب نیروگاه) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد مشمول کسر درآمد نبوده اما مشمول سلب فرصت و دریافت بهای آمادگی می‌باشد و از رویه کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type7,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد مشمول کسر درآمد و مشمول سلب فرصت نبوده ولی بهای آمادگی دریافت می کند و و از رویه کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید $[MWh]$.

$\rho_IC_{pp,ppg}$: نسبت درصد مصرف داخلی واحد ppg ام نیروگاه pp ام که مورد تأیید کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق می‌باشد.

$Avcap_Max_{pp,ppg,h}$: میزان سقف مجاز ابراز آمادگی برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام جهت حضور در بازار، که مطابق رابطه ذیل محاسبه می‌شود $[MWh]$:

$$Avcap_Max_{pp,ppg,h} = \begin{cases} P_S_MF_{pp,ppg,h} + Min\{6\% \times P_S_MF_{pp,ppg,h}, 6MWh\} & \text{از ۱۵ خرداد تا ۱۵ شهریور} \\ P_S_MF_{pp,ppg,h} + Min\{3\% \times P_S_MF_{pp,ppg,h}, 3MWh\} & \text{بقیه روزها} \end{cases} \quad (۶۲)$$

$P_S_MF_{pp,ppg,h}$: برابر با قدرت عملی پردازش شده نهایی فقط با در نظر گرفتن سوخت اصلی نیروگاه (ناخالص) $[MWh]$.

و مبلغ هزینه برگشت آمادگی واحدهای نیروگاه از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$Cost_AV_{Ret,pp,ppg,h} = P_AV_{Ret,pp,ppg,h} \times CPF_h \times BAR \quad (۶۳)$$

که در آن:

$Cost_AV_{Ret,pp,ppg,h}$: هزینه برگشت آمادگی واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (درب نیروگاه)$[Rial]$.

بنابراین خالص پولی که بابت آمادگی پرداخت می شود برابر است با :

$$Payment_AV_{pp,ppg,h} - Cost_AV_{Ret,pp,ppg,h} \quad (۶۴)$$

۳-۳ محاسبه کسر درآمد در آزمون ناموفق برای فروشندگان

محاسبه کسر درآمد واحدهای انرژی محدود مطابق دستورالعمل نحوه شرکت واحدهای انرژی محدود در بازار عمده فروشی برق محاسبه می شود.

مطابق با «رویه تعیین جریمه آزمون ظرفیت تولید» پیوست صورتجلسه ۹۲ هیأت تنظیم بازار برق ایران، بسته به نحوه عملکرد واحد در آزمون ظرفیت، یکی از کسر درآمدهای آزمون ناموفق ظرفیت شامل $Penalty_GCT_{pp,ppg}$ و $Penalty_GSD_{pp,ppg}$ یا هر دو آنها ممکن است به عنوان کسر درآمد به واحد مربوطه در آن ساعت اعمال گردد.

چنانچه واحد نتواند میزان تولید خود را در زمان مقرر (مطابق با بند ۲-۷ دستورالعمل انجام آزمون ظرفیت تولید) به میزان درخواست شده برساند، از لحظه انحراف تا زمان اعلام رفع محدودیت از طرف مالک نیروگاه، مشمول کسر درآمد ناشی از محدودیت توان تولیدی خواهد شد. این کسر درآمد بر اساس رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$Penalty_{GCT\,pp,ppg,h} = \propto_h \times \Big(DEV_{GCT\,Type2,pp,ppg,h} + 0.5 \times DEV_{GCT\,Type3,pp,ppg,h} + \Big[1 - X_{Main\,pp,ppg,h}\Big] \times DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h}\Big) \times (1+K_1) \times (1+K_2)^{Min(C_{pp,ppg,h}-1,24)} \times CPF_h \times BAR \quad (۶۵)$$

که در آن:

$Penalty_GCT_{pp,ppg,h}$: کسر درآمد ناموفق در آزمون ظرفیت تولید (کسر درآمد ناشی از محدویت توان تولیدی) واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (در نقطه درب نیروگاه) $[Rial]$.

K_1 : ضریب وزن‌دهی کسر درآمد که معادل ۰/۲۵ در نظر گرفته می‌شود.

K_2 : ضریب انگیزشی سرعت عمل در رفع محدودیت که برابر با ۰/۰۵ در نظر گرفته می‌شود.

$C_{pp,ppg,h}$: شمارنده ساعت از لحظه شروع انحراف میزان آمادگی واقعی از معیار آزمون ظرفیت تا ساعت اعلام رفع محدودیت در آزمون ظرفیت برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام.

$X_Main_{pp,ppg,h}$: متغیر باینری برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در دوره تعمیرات می‌باشد که به شرح ذیل محاسبه می‌گردد:

$$X_Main_{pp,ppg,h} = \begin{cases} 1 & \text{اگر روز بهره‌برداری، روز اول تعمیرات باشد یا} \\ & \text{روز بهره‌برداری، روز دوم تعمیرات باشد و خروج واحد در روز اول تعمیرات پس از ساعت ۱۳:۰۰ انجام گرفته باشد} \\ 0 & \text{در روزهای دیگر دوره تعمیرات} \end{cases} \quad (۶۶)$$

$CAP_GCT_{pp,ppg,h}$: میزان انحراف عملی واحد ppg ام نیروگاه pp ام از معیار آزمون ظرفیت در ساعت h ام (در نقطه درب نیروگاه) $[MWh]$ که از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$CAP_GCT_{pp,ppg,h} = DEV_GCT_{Type2,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type3,pp,ppg,h} + \left(1 - X_Main_{pp,ppg,h}\right) \times DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h} \quad (۶۷)$$

که در آن:

$DEV_GCT_{Type2,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد مشمول ۱۰۰٪ کسر درآمد اول می‌باشد و از دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type3,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد مشمول ۵۰٪ کسر درآمد اول می‌باشد و از دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در دوره تعمیرات که واحد مشمول ۱۰۰٪ کسر درآمد اول می‌باشد و از دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید $[MWh]$.

همچنین مقدار $\propto_h$ در ساعت h ام در رابطه (۶۸) ، طبق رابطه زیر برابر با یک یا صفر است:

$$\propto_h = \begin{cases} 1 & If \quad CAP_GCT_{pp,ppg,h} > CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h} \\ 0 & Else \end{cases} \qquad (۶۸)$$

که در آن:

$CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h}$: حداکثر انحراف مجاز واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در آزمون ظرفیت است. با توجه به خطای تجهیزات اندازه‌گیری و تجهیزات کنترل تولید واحدها، حداکثر انحراف مجاز از معیار آزمون ظرفیت در هر ساعت، مطابق رابطه زیر تعیین می‌شود:$[MWh]$.

$$CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h} = Min\{2MW, 5\% \times E_TGU_{pp,ppg,h}\} \quad (۶۹)$$

که در آن:

$E_TGU_{pp,ppg,h}$: میزان انرژی خالص تولید شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام (در نقطه درب نیروگاه) $[MWh]$.

تبصره: در محاسبه $CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h}$، در صورتی که مقدار $E_TGU_{pp,ppg,h}$، موجود نباشد، به جای $E_TGU_{pp,ppg,h}$ از $\frac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1-\%L_G_{pp,h})}$ استفاده می شود.

که در آن:

$E_TG_Bill_{pp,ppg,h}$: میزان انرژی تولید تخصیص داده شده خالص به واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام می باشد که از رویه کمیت های پایه ای صورتحساب تولید بدست می آید (نقطه مرجع) $[MWh]$.

چنانچه تولید واحد از میزان پذیرفته شده در بازار کمتر باشد، علاوه بر کسر درآمد تعیین شده فوق، کسر درآمد ناشی از اختلال در برنامه‌ریزی تولید به واحد اعمال می‌شود و به صورت زیر در دوره بدون محدودیت سوخت و در دوره محدودیت سوخت محاسبه می‌گردد

۳-۳-۱ در دوره بدون محدودیت سوخت

$$Penalty_GSD_NF_{pp,ppg,h} = \left[\beta_h \times \left\{\left(Min\left[Max(B-A,0), CAP_GCT_{pp,ppg,h}\right] \times \pi_ACC_{Max,h}\right) - Max\left(\int_A^B \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E)dE\ , 0\right)\right\}\right] \quad (۷۰)$$

$$A = \left(1 - \%L_G_{pp,h}\right) \times (P_Act_{pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type4,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h} + \left(X_Main_{pp,ppg,h}\right) \times DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type7,pp,ppg,h})$$

$$B = Max\{\left(1 - \%L_G_{pp,h}\right) \times \left(E_TAcc_NF_{Fin,pp,ppg,h}\right), E_Co_{pp,ppg,h}\}$$

که در آن:

$Penalty_GSD_NF_{pp,ppg,h}$: کسر درآمد ناشی از اختلال در برنامه‌ریزی تولید واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در دوره بدون محدودیت سوخت (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$\pi_Acc_{Max,h}$: حداکثر قیمت پذیرفته شده در بازار در ساعت h ام (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial/MWh]$.

$\pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E)$: تابع قیمت انرژی پیشنهادی مالک نیروگاه برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام پس از اصلاح مربوط به حجم انرژی تخصیص‌داده شده به معاملات دوجانبه و بورس انرژی (نقطه مرجع) $[Rial/MWh]$.

$DEV_GCT_{Type4,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد نه مشمول کسر درآمد بوده و نه مشمول سلب فرصت می‌باشد و از رویه کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید $[MWh]$.

$E_TAcc_NF_{Fin,pp,ppg,h}$: مقدار انرژی خالص پذیرفته شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در آرایش فنی اقتصادی بدون محدودیت سوخت (در نقطه درب نیروگاه) $[MWh]$.

در این صورت، میزان انحراف تولید واحد از مقدار انرژی پذیرفته شده از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$CAP_GSD_{pp,ppg,h} = Min\left[Max(B - A, 0), CAP_GCT_{pp,ppg,h}\right] \quad (۷۱)$$

که در آن:

$CAP_GSD_{pp,ppg,h}$: میزان انحراف تولید واحد ppg ام نیروگاه pp ام از مقدار توان پذیرفته شده در ساعت h ام (در نقطه درب نیروگاه) $[MWh]$.

همچنین مقدار β_h ر ساعت h ام در رابطه (۷۲) ، طبق رابطه زیر برابر با یک یا صفر می‌باشد:

$$\beta_h = \begin{cases} 1 & If \quad CAP_GSD_{pp,ppg,h} > CAP_GSD_{Max,pp,ppg,h} \\ 0 & Else \end{cases} \quad (۷۲)$$

که در آن:

$CAP_GSD_{Max,pp,ppg,h}$: حداکثر انحراف مجاز واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام است. با توجه به خطای تجهیزات اندازه‌گیری و تجهیزات کنترل تولید واحدها، حداکثر انحراف مجاز تولید خالص هر واحد در هر ساعت، مطابق رابطه زیر تعیین می‌شود:

$$CAP_GSD_{Max,pp,ppg,h} = Min\{2MW, 5\% \times E_TG_Bill_{pp,ppg,h}\} \quad (۷۳)$$

۳-۳-۲ در دوره محدودیت سوخت

در دوره محدودیت سوخت در رابطه (۷۰) به جای $E_TAcc_NF_{Fin,pp,ppg,h}$ از $E_TAcc_{Fin,pp,ppg,h}$ استفاده می گردد.

$$Penalty_GSD_{pp,ppg,h} = \left[\beta_h \times \left\{\left(Min\left[Max(B-A,0), CAP_GCT_{pp,ppg,h}\right] \times \pi_ACC_{Max,h}\right) - Max\left(\int_A^B \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E)dE\ , 0\right)\right\}\right]$$

$$A = \left(1 - \%L_G_{pp,h}\right) \times (P_Act_{pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type4,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h} + \left(X_Main_{pp,ppg,h}\right) \times DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type7,pp,ppg,h})$$

$$B = Max\left\{\left(1 - \%L_G_{pp,h}\right) \times \left(E_TAcc_{Fin,pp,ppg,h}\right), E_Co_{pp,ppg,h}\right\}$$

(۷۴)

که در آن:

$Penalty_GSD_{pp,ppg,h}$: کسر درآمد ناشی از اختلال در برنامه‌ریزی تولید واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در دوره محدودیت سوخت (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$E_TAcc_{Fin,pp,ppg,h}$: مقدار انرژی خالص پذیرفته شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در آرایش فنی اقتصادی با محدودیت سوخت (درب نیروگاه) $[MWh]$.

۳-۴ پرداخت بهای انرژی

۳-۴-۱ در دوره غیر محدودیت سوخت

پرداخت بهای انرژی تخصیص داده شده در دوره غیر محدودیت سوخت از رابطه ذیل به دست می آید.

$$Payment_E_TG_{NF,Bill,pp,ppg,h} = \propto_{pp,ppg,h} \times A + \left(1 - \propto_{pp,ppg,h}\right) \times [B + Max(C, 0)] \quad (۷۵)$$

که در آن:

$$\propto_{pp,ppg,h}=\begin{cases}1 & \frac{E_TG_Bill_{pp.ppg,h}}{(1-\%L_G_{pp,h})} \geq 1.15 \times E_TAcc_NF_{Fin,pp.ppg,h} \\ & or \\ & E_TUL_{Acc,pp,ppg,h} \neq 0 \\ 0 & Else \end{cases} \quad (۷۶)$$

$$A = \int_0^{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E) \times dE \quad (۷۷)$$

$$B = \int_0^{D} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E) \times dE \quad (۷۸)$$

$$D = Min\left[E_TG_Bill_{pp,ppg,h}, E_Com_{pp,ppg,h} \times (1-\%L_G_{pp,h})\right]$$

$$C = \int_D^{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}1-\%L_G_{pp,h})} \pi_UL_{pp,ppg,h}(E) \times dE \quad (۷۹)$$

که در آن:

$Payment_E_TG_{NF,Bill,pp,ppg,h}$: بهای انرژی تولید تخصیص داده شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام در دوره غیر محدودیت سوخت (نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$E_TUL_{Acc,pp,ppg,h}$: مقدار انرژی خالص UL شده (پذیرفته شده با نرخ UL) واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام که از رویه تعیین آرایش تولید در بازار روز بعد بدست می‌آید (درب نیروگاه) $[MWh]$.

$\pi_UL_{pp,ppg,h}$: نرخ پرداخت «انرژی با قیمت UL» برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام می باشد که از رابطه ذیل بدست می آید. $[Rial/MWh]$.

$$\pi_UL_{pp,ppg,h} = Min\left(AVC_{AVG,pp,ppg}, AVC_{AVG,OC,h}\right) \quad (۸۰)$$

که در آن:

$AVC_{AVG,pp,ppg,h}$: متوسط تابع « متوسط هزینه متغیر تولید» برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام از صفر تا حداکثر ظرفیت آن به صورت ذیل محاسبه می‌شود$[Rial/MWh]$.

$$AVC_{AVG,pp,ppg} = \frac{1}{P_S_{pp,ppg,h}} \int_0^{P_S_{pp,ppg,h}} AVC_{pp,ppg}(E) \times dE \quad (۸۱)$$

که در آن:

$P_S_{pp,ppg,h}$: قدرت عملی ناخالص نهایی پردازش شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام $[MWh]$.

$AVC_{pp,ppg}(E)$: تابع « متوسط هزینه متغیر تولید» برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در سطح تولید متناظر $[Rial/MWh]$.

$AVC_{AVG,OC,h}$: متوسط تابع « متوسط هزینه متغیر تولید» واحدهایی که در ساعت h ام فرصت تولید آن ها سلب شده است که مطابق ذیل محاسبه می شود $[Rial/MWh]$.

$$AVC_{AVG,OC,h} = \frac{\sum_{i=1}^{NOC_h} P_S_{i,h} \times AVC_{AVG,i}}{\sum_{i=1}^{NOC_h} P_S_{i,h}} \quad (۸۲)$$

که در آن:

$AVC_{AVG,i}$: متوسط تابع «متوسط هزینه متغیر تولید» برای واحد i ام $[Rial/MWh]$.

$P_S_{i,h}$: قدرت عملی ناخالص نهایی پردازش شده واحد i ام در ساعت h ام $[MWh]$.

$i = \{1,2,3, \dots, NOC_h\}$: شمارنده واحدهایی که در ساعت h مشمول سلب فرصت شده‌اند.

۳-۴-۲ در دوره محدودیت سوخت

پرداخت بهای انرژی در دوره محدودیت سوخت از رابطه ذیل بدست می‌آید.

$$Payment_E_TG_{Bill,pp,ppg,h} = \beta_{pp,ppg,h} \times \delta_{pp,ppg,h} \times A + \beta_{pp,ppg,h} \times (1 - \delta_{pp,ppg,h}) \times [B + Max(C,0)] + (1 - \beta_{pp,ppg,h}) \times (1 - \mu_{pp,ppg,h}) \times A + (1 - \beta_{pp,ppg,h}) \times (\mu_{pp,ppg,h}) \times [B + Max(D,0)] \quad (۸۳)$$

که در آن:

$$\beta_{pp,ppg,h} = \begin{cases} 1 & \frac{E_TG_Bill_{pp.ppg,h}}{(1-\%L_G_{pp,h})} \geq 1.15 \times E_TAcc_NF_{Fin,pp.ppg,h} \\ & or \\ & E_TUL_{Acc,pp,ppg,h} = 0 \\ & or \\ & E_TAcc_{Fin,pp.ppg,h} \geq 1.15 \times E_TAcc_NF_{Fin,pp.ppg,h} \\ 0 & Else \end{cases} \quad (۸۴)$$

که در آن:

$$\delta_{pp,ppg,h} = \begin{cases} 1 & \frac{E_TG_Bill_{pp.ppg,h}}{(1-\%L_G_{pp,h})} \geq E_TAcc_{Fin,pp.ppg,h} \\ & or \\ & \frac{E_TG_Bill_{pp.ppg,h}}{(1-\%L_G_{pp,h})} \leq E_Com_{pp.ppg,h} \\ & or \\ & E_TAcc_{Fin,pp.ppg,h} \leq E_Com_{pp.ppg,h} \\ 0 & Else \end{cases} \quad (۸۵)$$

$$A = \int_0^{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E) \times dE \quad (۸۶)$$

$$B = \int_0^{E_Com_{pp,ppg,h} \times (1-\%L_G_{pp,h})} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E) \times dE \quad (۸۷)$$

$$C = \int_{E_Com_{pp,ppg,h} \times (1-\%L_G_{pp,h})}^{E_TG_Bill_{pp.ppg,h}} \pi_IP_{pp,ppg,h}(E) \times dE \quad (۸۸)$$

$$D = \int_{E_Com_{pp,ppg,h}\times(1-\%L_G_{pp,h})}^{E_TG_Bill_{pp.ppg,h}} \pi_UL_{pp,ppg,h}(E) \times dE \qquad (۸۹)$$

که در آن:

$$\pi_IP_{pp,ppg,h}(E) = \begin{cases} Min\left\{\pi_Offer_{pp,ppg,h}(E)\,,\ MAX\left(\pi_NF_OFF_{AVG,h},\ AVC_{pp,ppg}\left(\frac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1-\%L_G_{pp,h})}\right)\right)\right\} & IF\ \pi_Offer_{pp,ppg,h}(E) \le \pi_NF_ON_{AVG,h} \\ Min\left\{\pi_Offer_{pp,ppg,h}(E)\,,\ 1.1 \times AVC_{pp,ppg}\left(E_TAcc_{Fin,pp,ppg,h}\right)\right\} & IF\ \pi_Offer_{pp,ppg,h}(E) > \pi_NF_ON_{AVG,h} \end{cases} \qquad (۹۰)$$

$Payment_E_TG_{Bill,pp,ppg,h}$: بهای انرژی تولید تخصیص داده شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام در دوره محدودیت سوخت (نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$E_TUL_{Acc,pp,ppg,h}$: مقدار انرژی خالص UL شده (پذیرفته شده با نرخ UL) واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام که از رویه تعیین آرایش تولید در بازار روز بعد بدست می‌آید (درب نیروگاه) $[MWh]$.

$\pi_UL_{pp,ppg,h}$: نرخ پرداخت «انرژی با قیمت UL» برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام می باشد که از رابطه ذیل بدست می آید. $[Rial/MWh]$.

$$\pi_UL_{pp,ppg,h} = Min\left(AVC_{AVG,pp,ppg}, AVC_{AVG,OC,h}\right) \quad (۹۱)$$

که در آن:

$AVC_{AVG,pp,ppg,h}$: متوسط تابع « متوسط هزینه متغیر تولید» برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام از صفر تا حداکثرظرفیت آن به صورت ذیل محاسبه می‌شود $[Rial/MWh]$.

$$AVC_{AVG,pp,ppg} = \frac{1}{P_S_{pp,ppg,h}} \int_0^{P_S_{pp,ppg,h}} AVC_{pp,ppg}(E) \times dE \quad (۹۲)$$

که در آن:

$P_S_{pp,ppg,h}$: قدرت عملی ناخالص نهایی پردازش شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام $[MWh]$.

$AVC_{pp,ppg}(E)$: تابع « متوسط هزینه متغیر تولید» واحد ppg ام نیروگاه pp ام در سطح تولید متناظر $[Rial/MWh]$.

$AVC_{AVG,OC,h}$: متوسط تابع « متوسط هزینه متغیر تولید» واحدهایی که در ساعت h ام فرصت تولید آن ها سلب شده است که مطابق رابطه ذیل محاسبه می شود $[Rial/MWh]$.

$$AVC_{AVG,OC,h} = \frac{\sum_{i=1}^{NOC_h} P_S_{i,h} \times AVC_{AVG,i}}{\sum_{i=1}^{NOC_h} P_S_{i,h}} \quad (۹۳)$$

که در آن:

$AVC_{AVG,i}$: متوسط تابع «متوسط هزینه متغیر تولید» برای واحد i ام $[Rial/MWh]$.

$P_S_{i,h}$: قدرت عملی ناخالص نهایی پردازش شده واحد i ام در ساعت hام $[MWh]$.

$i = \{1,2,3, \dots, NOC_h\}$: شمارنده واحدهایی که در ساعت h مشمول سلب فرصت شده اند.

$\pi_NF_OFF_{AVG,h}$: متوسط قیمت آن بخشی از «انرژی خالص پذیرفته شده واحدها در آرایش فنی اقتصادی بدون محدودیت سوخت»، که به دلیل کمبود سوخت در «آرایش فنی اقتصادی با محدودیت سوخت» حذف شده‌اند، در هر ساعت محاسبه شده و با $\pi_NF_OFF_{AVG,h}$ نشان داده می شود.

$\pi_NF_ON_{AVG,h}$: متوسط قیمت آن بخشی از «انرژی پذیرفته نشده واحدها در آرایش فنی اقتصادی بدون محدودیت سوخت»، که به دلیل داشتن سوخت در «آرایش فنی اقتصادی با محدودیت سوخت» پذیرفته شده‌اند، در هر ساعت محاسبه شده و با $\pi_NF_ON_{AVG,h}$ نشان داده می‌شود.

$$\mu_{pp,ppg,h} = \begin{cases} 1 & \frac{E_TG_Bill_{pp.ppg,h}}{(1 - \%L_G_{pp,h})} \geq E_Com_{pp.ppg,h} \\ 0 & Else \end{cases} \quad (۹۴)$$

۳-۵ پرداخت بهای سلب فرصت واحدهای انرژی نامحدود

تبصره: پرداخت بهای سلب فرصت واحدهای انرژی محدود مطابق دستورالعمل نحوه شرکت واحدهای انرژی محدود در بازار عمده فروشی برق محاسبه می شود.

۳-۵-۱ در دوره غیر محدودیت سوخت

مقدار ظرفیت مشمول سلب فرصت از رابطه (۹۶) بدست آمده و بهای پرداختی در رابطه (۹۷) بدست می آید.

$$E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h} = Min\left(Max\left[E_Com_{pp,ppg,h}, \frac{E_Co_{pp,ppg,h}}{1-\%L_G_{pp,h}}\right], \left(1-\rho_IC_{pp,ppg}\right) \times \left(Avcap_Max_{pp,ppg,h}\right), P_Act_{pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h}\right) \quad (۹۵)$$

که در آن:

$E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h}$: مقدار انرژی پایه در دوره بدون محدودیت سوخت برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (در نقطه درب نیروگاه) $[MWh]$.

$Avcap_Max_{pp,ppg,h}$: میزان سقف مجاز ابراز آمادگی برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام جهت حضور در بازار $[MWh]$.

$P_Act_{pp,ppg,h}$: قابلیت تولید واقعی واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (در نقطه درب نیروگاه) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد مشمول کسر درآمد نبوده اما مشمول سلب فرصت و دریافت بهای آمادگی $[MWh]$.

$\rho_IC_{pp,ppg}$: نسبت درصد مصرف داخلی واحد ppg ام نیروگاه pp ام که مورد تأیید کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق می‌باشد.

$$E_TOC_NF_{Bill,pp,ppg,h} = Max\left[\left(1 - \%L_G_{pp,h}\right) \times E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h} - E_TG_Bill_{pp,ppg,h}, 0\right] \quad (۹۶)$$

که در آن:

$E_TOC_NF_{Bill,pp,ppg,h}$: مقدار کل انرژی سلب شده از واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام ناشی از اختلاف انرژی تولید شده واحد با مقدار انرژی پایه در دوره بدون محدودیت سوخت می‌باشد و مادامیکه $E_TOC_NF_{Bill,pp,ppg,h} \geq 0$ باشد مبلغ سلب فرصت از رابطه ذیل بدست می آید. (در نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$

$$Payment_E_OC_{NF,Bill,pp,ppg,h} = Payment_X_{NF,pp,ppg,h} - Payment_E_TG_{NF,Bill,pp,ppg,h} - \left[\left(AVC_{pp,ppg}\left(E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h}\right) + 1000 \times \pi_GTr_{pp,h}\right) \times E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h}\right] + \left[\left(AVC_{pp,ppg}\left(\frac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{\left(1-\%L_G_{pp,h}\right)}\right) + 1000 \times \pi_GTr_{pp,h}\right) \times \frac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{\left(1-\%L_G_{pp,h}\right)}\right] + K_{pp,ppg,h} \quad (۹۷)$$

که در آن:

$Payment_E_OC_{NF,Bill,pp,ppg,h}$: بهای سلب فرصت واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام در دوره بدون محدودیت سوخت (نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$Payment_X_{NF,pp,ppg,h}$: بهای انرژی پایه واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام در دوره بدون محدودیت سوخت (نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$ از رابطه (۹۸) بدست می‌آید:

$$Payment_X_{NF,pp,ppg,h} = \theta_{pp,ppg,h} \times E + \left(1 - \theta_{pp,ppg,h}\right) \times [F + Max(G, 0)] \quad (۹۸)$$

که در آن:

$$\theta_{pp,ppg,h} = \begin{cases} 1 & E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h} \geq 1.05 \times E_TAcc_NF_{Fin,pp.ppg,h} \\ & or \\ & E_TUL_{Acc,pp,ppg,h} \neq 0 \\ 0 & Else \end{cases} \quad (۹۹)$$

$$E = \int_0^{E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h} \times (1 - \%L_G_{pp,h})} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E) \times dE \quad (۱۰۰)$$

$$F = \int_0^{D} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E) \times dE \quad (۱۰۱)$$

$$D = Min\left[E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h}, E_Com_{pp,ppg,h}\right] \times \left(1 - \%L_G_{pp,h}\right)$$

$$G = \int_D^{E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h} \times (1 - \%L_G_{pp,h})} \pi_UL_{pp,ppg,h}(E) \times dE \quad (۱۰۲)$$

$Payment_E_TG_{NF,Bill,pp,ppg,h}$: بهای انرژی تولید تخصیص داده شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام در دوره غیر محدودیت سوخت که از رابطه (۷۵) بدست می‌آید (نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$$K_{pp,ppg,h} = E_TOC_NF_{Bill,pp,ppg,h} \times \left(\frac{1}{\eta_{Ave,h}} - \frac{1}{\eta_{pp,ppg}}\right) \times \frac{FFP_Gas_h - FSP_Gas_h}{FHV_Gas_{pp}} \quad (۱۰۳)$$

$K_{pp,ppg,h}$: پاداش و جریمه راندمان واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h $[Rial]$.

$AVC_{pp,ppg}()$: تابع « متوسط هزینه متغیر تولید» واحدهای نیروگاه است که این هزینه به ازای هر یک از مقادیر «انرژی خالص تخصیص داده شده» و یا «انرژی پایه در دوره بدون محدودیت سوخت»، دارای مقدار معینی است $[Rial/MWh]$.

$\pi_Tr_G_{pp,h}$: نرخ ترانزیت (هزینه دسترسی به تاسیسات شبکه انتقال) برای نیروگاه pp ام در ساعت h ام برای انتقال انرژی از درب نیروگاه تا نقطه مرجع شبکه که این نرخ برای هر نیروگاه توسط مدیر بازار اعلام می‌شود $[Rial/kWh]$.

$\eta_{pp,ppg}$: بازده واحد حرارتی ppg ام نیروگاه pp ام.

η_{Ave} : بازده متوسط واحدهای حرارتی شبکه.

FFP_Gas_h : قیمت آزاد سوخت گاز طبیعی در ساعت h ام که از شرکت توانیر استعلام می‌شود $[Rial/m^3]$.

FSP_Gas_h : قیمت نیروگاهی سوخت گاز طبیعی در ساعت h ام که از شرکت توانیر استعلام می‌شود $[Rial/m^3]$.

FHV_Gas_{pp} : ارزش حرارتی سوخت گاز نیروگاه pp ام که توسط شرکت توانیر اعلام می‌شود $[MWh/m^3]$.

۳-۵-۲ در دوره محدودیت سوخت

مقدار ظرفیت مشمول سلب فرصت ازرابطه (۱۰۵) بدست آمده و بهای پرداختی از رابطه (۱۰۶) بدست می آید.

$$E_X_{Fin,pp,ppg,h} = Min\left(Max\left[E_TAcc_{Fin,pp,ppg,h}, \frac{E_Co_{pp,ppg,h}}{1-\%L_G_{pp,h}}\right], (1-\rho_IC_{pp}) \times \left(Avcap_Max_{pp,ppg,h}\right), P_Act_{pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h}\right) \quad (۱۰۴)$$

که در آن:

$E_X_{Fin,pp,ppg,h}$: مقدار انرژی پایه در دوره محدودیت سوخت برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (در نقطه درب نیروگاه) $[MWh]$.

$Avcap_Max_{pp,ppg,h}$: میزان سقف مجاز ابراز آمادگی برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام جهت حضور در بازار $[MWh]$.

$P_Act_{pp,ppg,h}$: قابلیت تولید واقعی واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (در نقطه درب نیروگاه) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد مشمول کسر درآمد نبوده اما مشمول سلب فرصت و دریافت بهای آمادگی $[MWh]$.

$\rho_IC_{pp,ppg}$: نسبت درصد مصرف داخلی واحد ppg ام نیروگاه pp ام که مورد تأیید کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق می‌باشد.

$$E_TOC_{Bill,pp,ppg,h} = Max\left[\left(1-\%L_G_{pp,h}\right) \times E_X_{Fin,pp,ppg,h} - E_TG_Bill_{pp,ppg,h}, 0\right] \quad (۱۰۵)$$

که در آن:

$E_TOC_{Bill,pp,ppg,h}$: مقدار کل انرژی سلب شده از واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام ناشی از اختلاف انرژی تولید شده واحد با مقدار انرژی پایه در دوره محدودیت سوخت (در نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$ می باشد و مادامیکه $E_TOC_{Bill,pp,ppg,h} \geq 0$ باشد، مبلغ سلب فرصت از رابطه ذیل بدست می آید.

$$Payment_E_OC_{Bill,pp,ppg,h} = Payment_X_{pp,ppg,h} - Payment_E_TG_{Bill,pp,ppg,h} - \left[\left(AVC_{pp,ppg}\left(E_X_{Fin,pp,ppg,h}\right) + 1000 \times \pi_GTr_{pp,h}\right) \times E_X_{Fin,pp,ppg,h}\right] + \left[\left(AVC_{pp,ppg}\left(\frac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1-\%L_G_{pp,h})}\right) + 1000 \times \pi_GTr_{pp,h}\right) \times \frac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1-\%L_G_{pp,h})}\right] + K_{pp,ppg,h} \quad (۱۰۶)$$

که در آن:

$Payment_E_OC_{Bill,pp,ppg,h}$: بهای سلب فرصت واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام در دوره محدودیت سوخت (نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$Payment_X_{pp,ppg,h}$: بهای انرژی پایه واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام در دوره محدودیت سوخت (نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$. که از (۱۰۷) بدست می آید:

$$Payment_X_{pp,ppg,h} = \omega_{pp,ppg,h} \times \tau_{pp,ppg,h} \times M + \omega_{pp,ppg,h} \times \left(1 - \tau_{pp,ppg,h}\right) \times [N + Max(O,0)] + \left(1 - \omega_{pp,ppg,h}\right) \times \left(1 - \Delta_{pp,ppg,h}\right) \times M + \left(1 - \omega_{pp,ppg,h}\right) \times \left(\Delta_{pp,ppg,h}\right) \times [N + Max(P,0)] \quad (۱۰۷)$$

و در آن:

$$\omega_{pp,ppg,h} = \begin{cases} 1 & E_X_{Fin,pp,ppg,h} \geq 1.05 \times E_TAcc_NF_{Fin,pp.ppg,h} \\ & or \\ & E_TUL_{Acc,pp,ppg,h} = 0 \\ & or \\ & E_TAcc_{Fin,pp.ppg,h} \geq 1.05 \times E_TAcc_NF_{Fin,pp.ppg,h} \\ 0 & Else \end{cases} \quad (۱۰۸)$$

که در آن:

$$\tau_{pp,ppg,h} = \begin{cases} 1 & E_X_{Fin,pp,ppg,h} \geq E_TAcc_{Fin,pp.ppg,h} \\ & or \\ & E_X_{Fin,pp,ppg,h} \leq E_Com_{pp.ppg,h} \\ & or \\ & E_TAcc_{Fin,pp.ppg,h} \leq E_Com_{pp.ppg,h} \\ 0 & Else \end{cases} \quad (۱۰۹)$$

$$M = \int_0^{E_X_{Fin,pp,ppg,h} \times (1 - \%L_G_{pp,h})} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E) \times dE \quad (۱۱۰)$$

$$N = \int_0^{E_Com_{pp,ppg,h} \times (1 - \%L_G_{pp,h})} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E) \times dE \quad (۱۱۱)$$

$$O = \int_{E_Com_{pp,ppg,h} \times (1 - \%L_G_{pp,h})}^{E_X_{Fin,pp,ppg,h} \times (1 - \%L_G_{pp,h})} \pi_IP_{pp,ppg,h}(E) \times dE \quad (۱۱۲)$$

$$P = \int_{E_Com_{pp,ppg,h}\times(1-\%L_G_{pp,h})}^{E_X_{Fin,pp,ppg,h}\times(1-\%L_G_{pp,h})} \pi_UL_{pp,ppg,h}(E) \times dE \qquad (۱۱۳)$$

که در آن:

$$\pi_IP_{pp,ppg,h}(E) = \begin{cases} Min\left\{\pi_Offer_{pp,ppg,h}(E)\,,\ MAX\left(\pi_NF_OFF_{AVG,h},\ AVC_{pp,ppg}\left(\frac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1-\%L_G_{pp,h})}\right)\right)\right\} & IF\ \pi_Offer_{pp,ppg,h}(E) \leq \pi_NF_ON_{AVG,h} \\ Min\left\{\pi_Offer_{pp,ppg,h}(E)\,,\quad 1.1 \times AVC_{pp,ppg}\left(E_TAcc_{Fin,pp,ppg,h}\right)\right\} & IF\ \pi_Offer_{pp,ppg,h}(E) > \pi_NF_ON_{AVG,h} \end{cases} \qquad (۱۱۴)$$

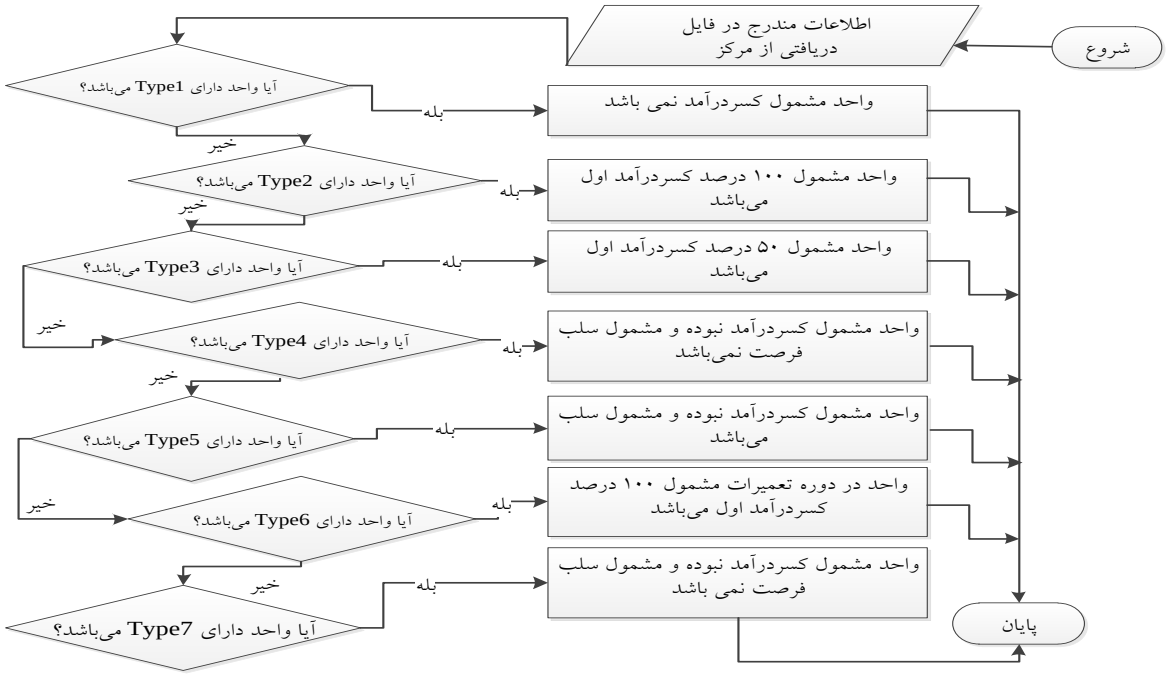
$$\Delta_{pp,ppg,h} = \begin{cases} 1 & E_TAcc_{Fin,pp,ppg,h} \geq E_Com_{pp,ppg,h} \\ 0 & Else \end{cases} \qquad (۱۱۵)$$

$Payment_E_TG_{Bill,pp,ppg,h}$: بهای انرژی تولید تخصیص داده شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام در دوره محدودیت سوخت از رابطه (۸۳) محاسبه می‌شود (نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

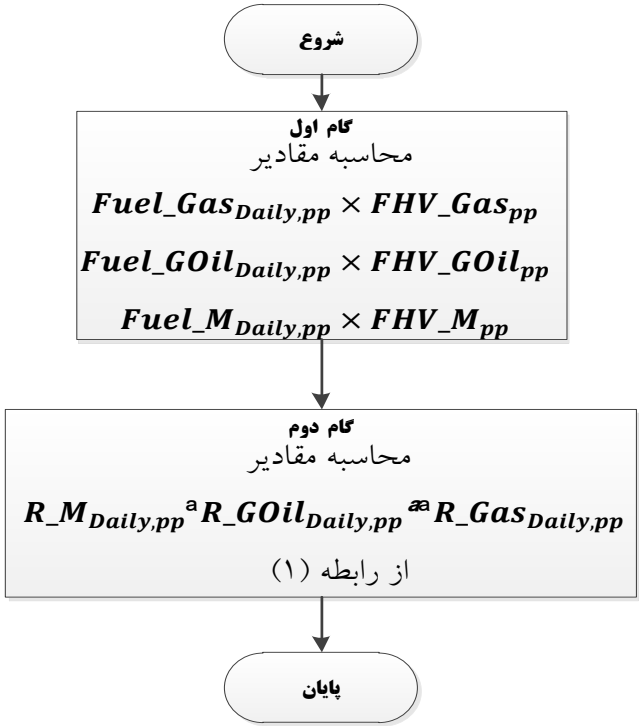
$AVC_{pp,ppg}()$: تابع « متوسط هزینه متغیر تولید» واحدهای نیروگاه است که این هزینه به ازای هر یک از مقادیر «انرژی خالص تخصیص داده شده» و یا «انرژی پایه در دوره محدودیت سوخت»، دارای مقدار معینی است $[Rial/MWh]$.

فصل چهارم

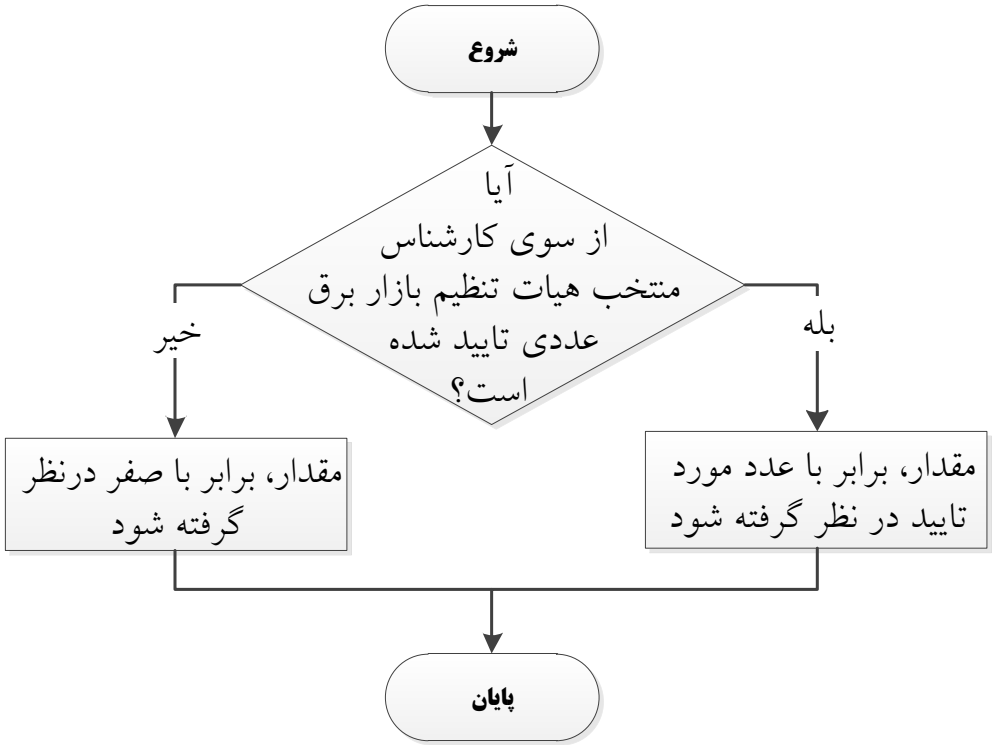
روند نماها



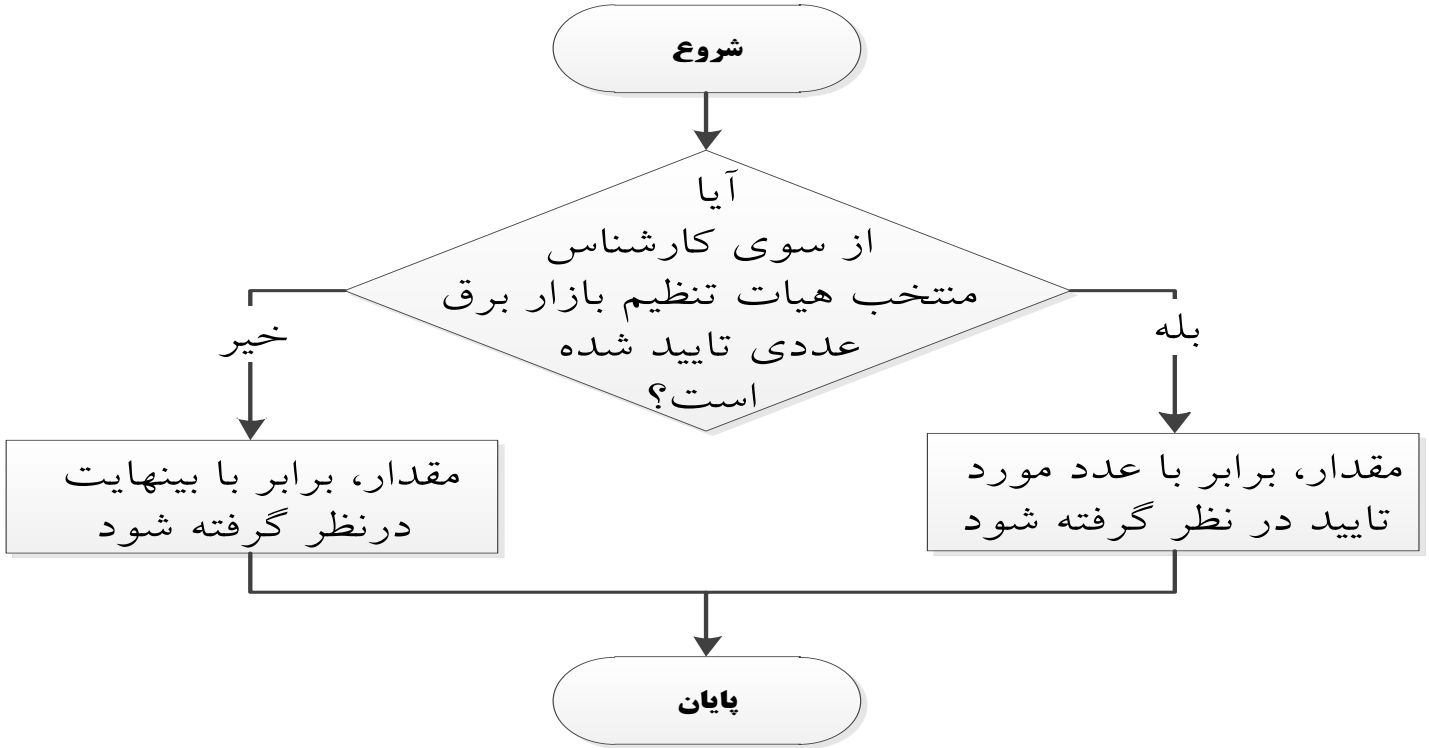
شکل ۴-۱: تعیین وضعیت واحدها



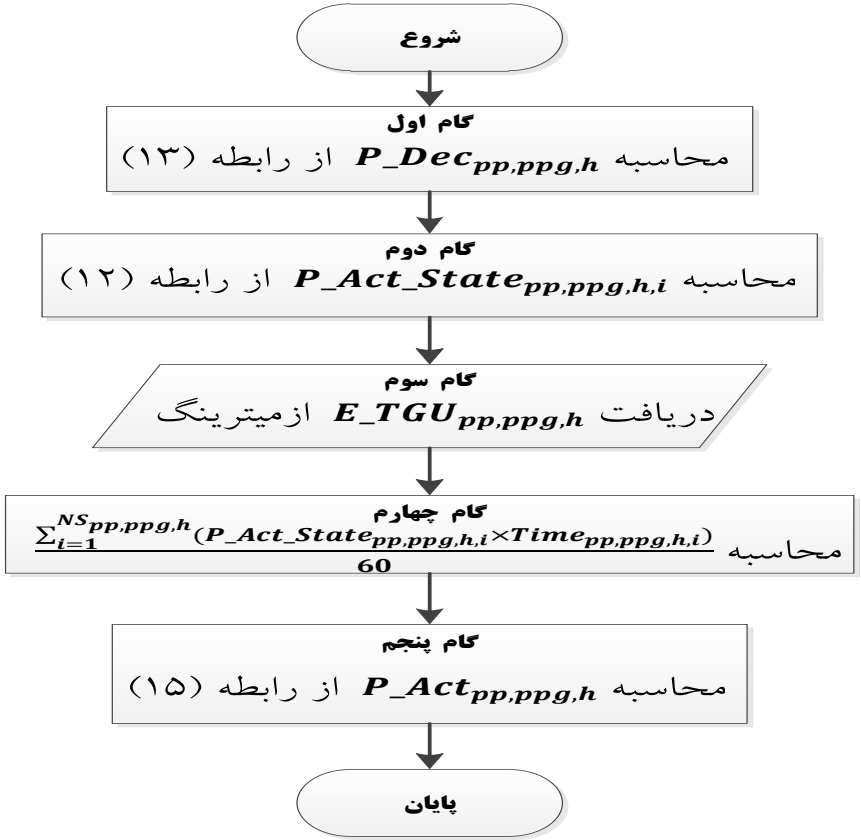
شکل ۴-۲: نسبتهای حجم و ارزش‌های حرارتی سوختهای مختلف در هر روز



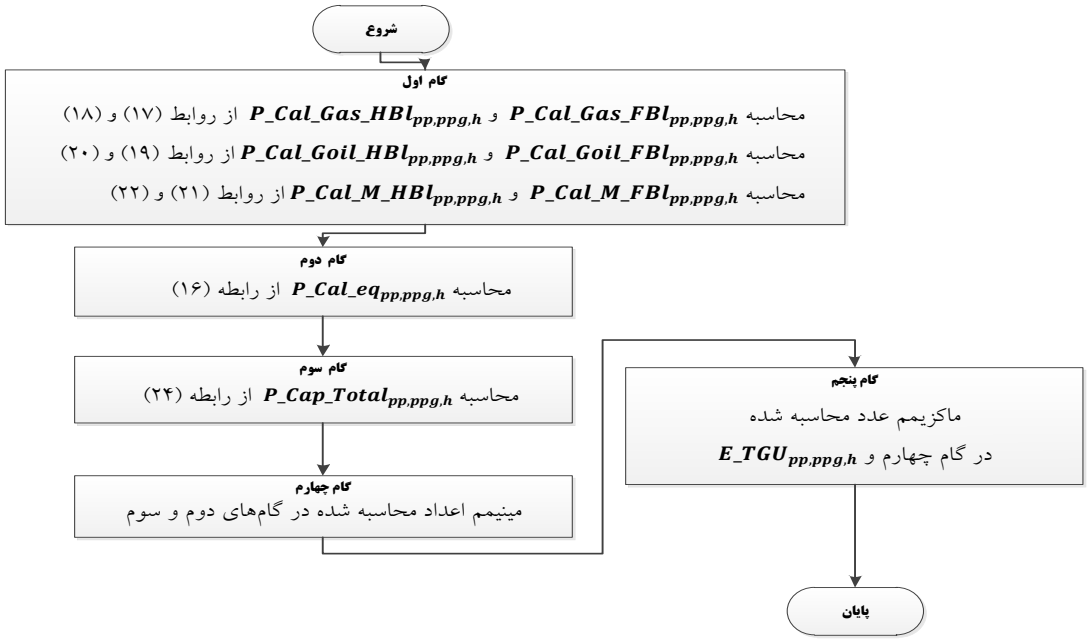
شکل ۴-۳: مقادیر X برای وابستگی واحد بخار سیکل



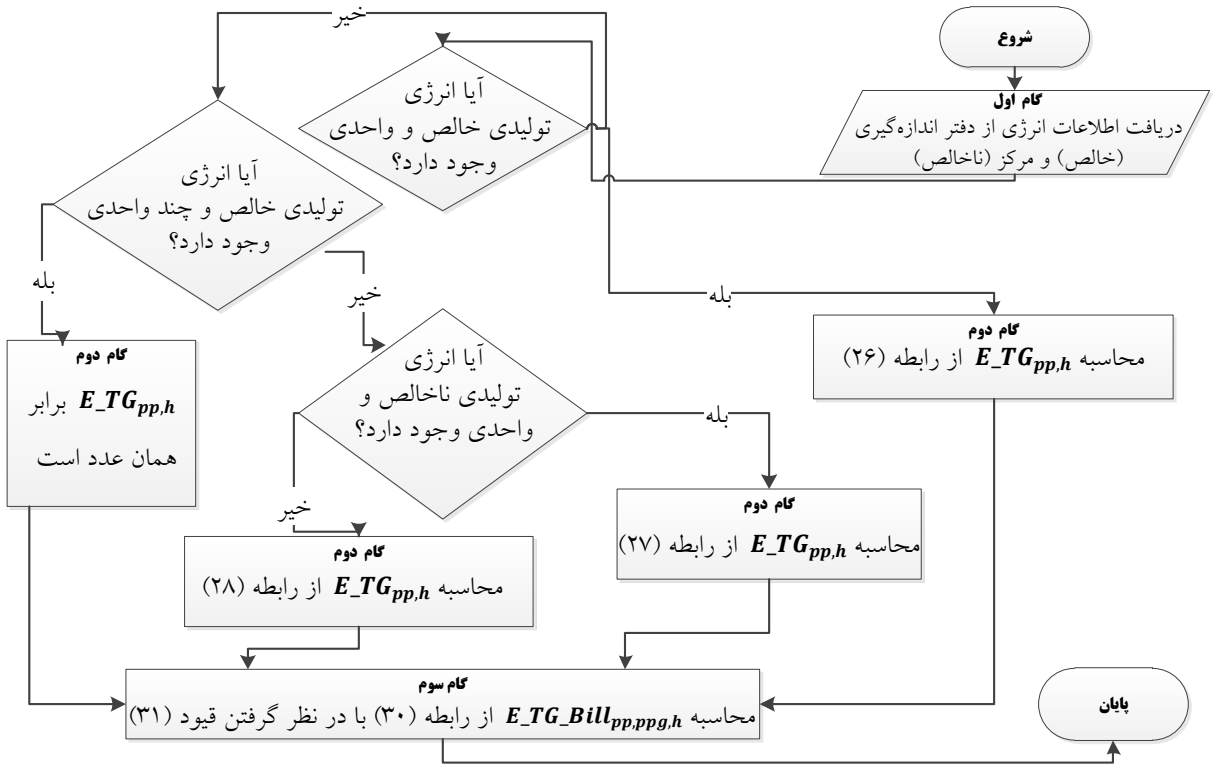
شکل ۴-۴: مقادیر Y برای وابستگی واحد بخار سیکل



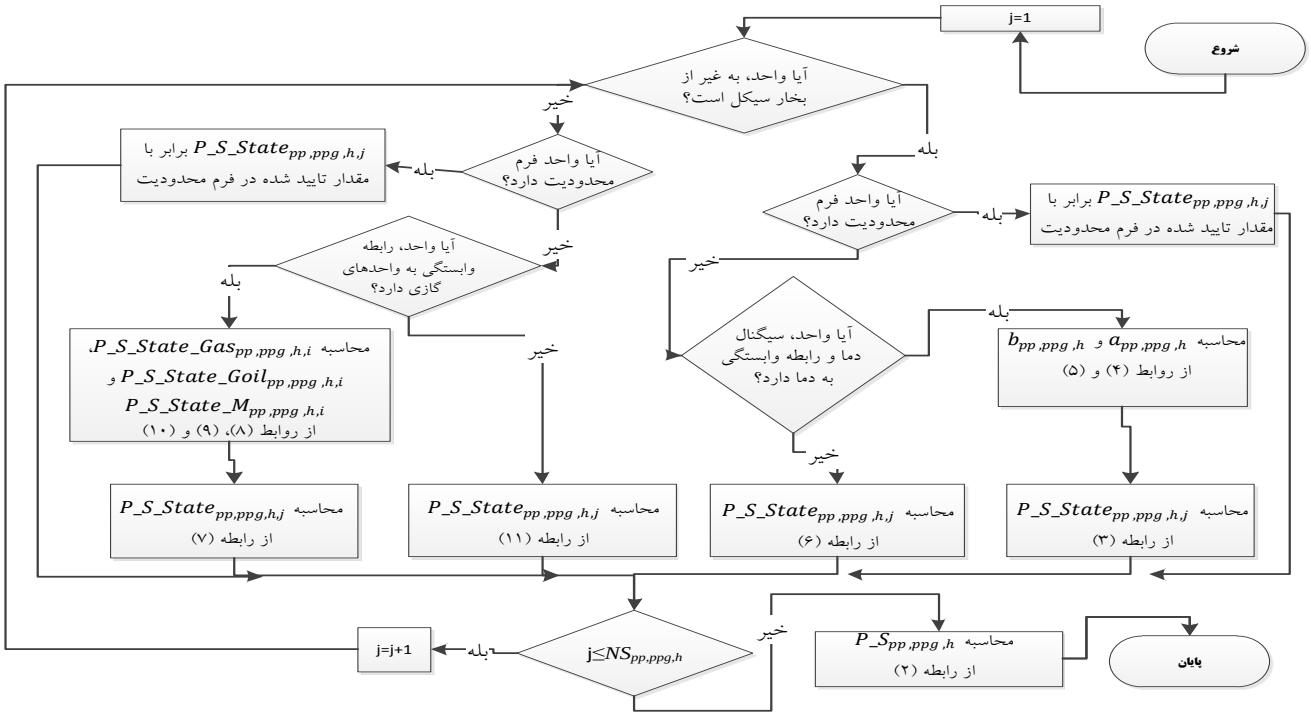
شکل ۴-۵: میزان قابلیت تولید واقعی واحد (غیربخار سیکل)



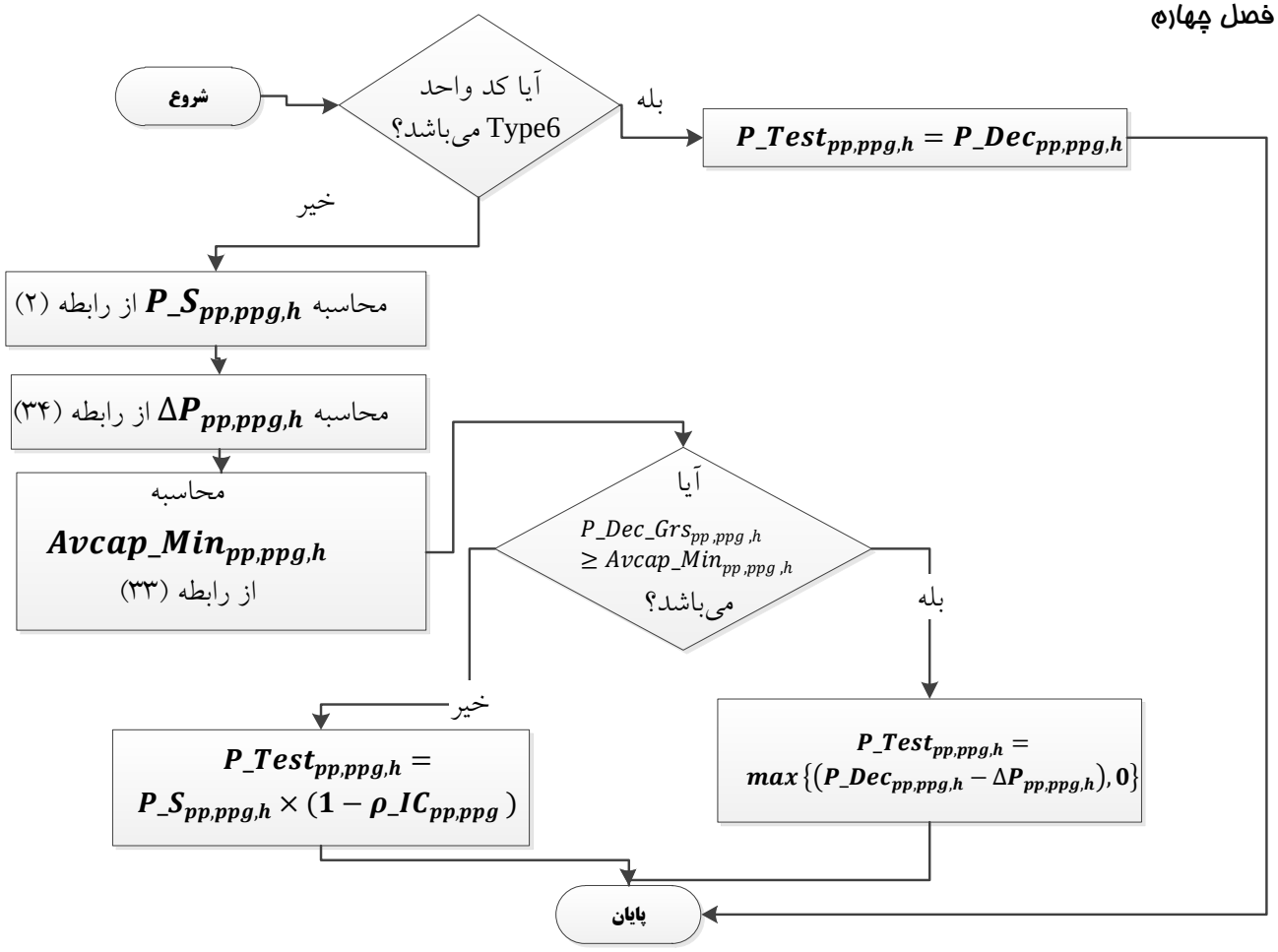
شکل ۴-۶: میزان قابلیت تولید واقعی واحد (بخار سیکل)



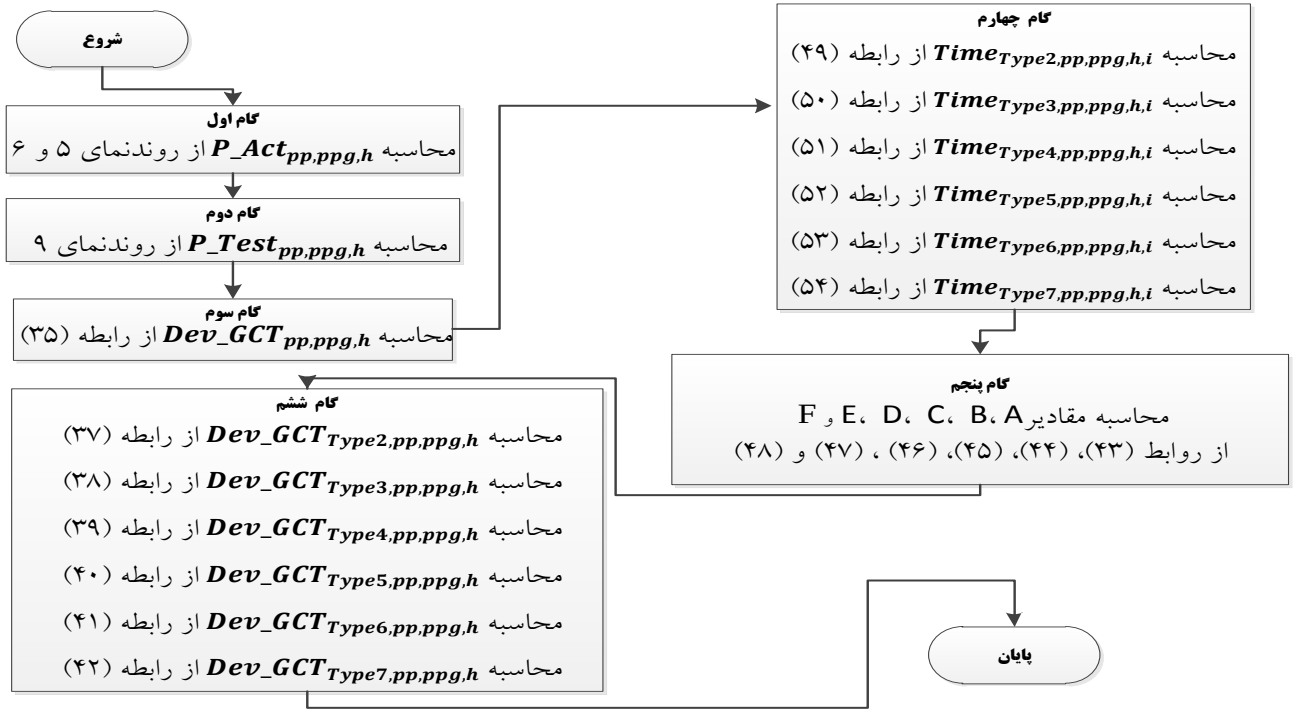
شکل ۴-۷: میزان انرژی تولیدی تخصیص داده شده به واحد



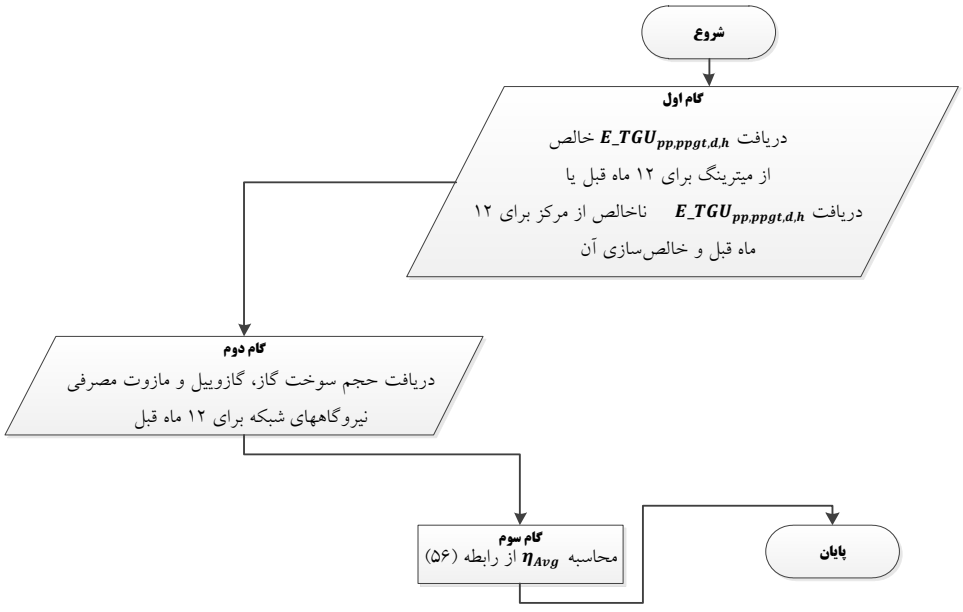
شکل ۴-۸: قدرت عملی پردازش شده نهایی واحد



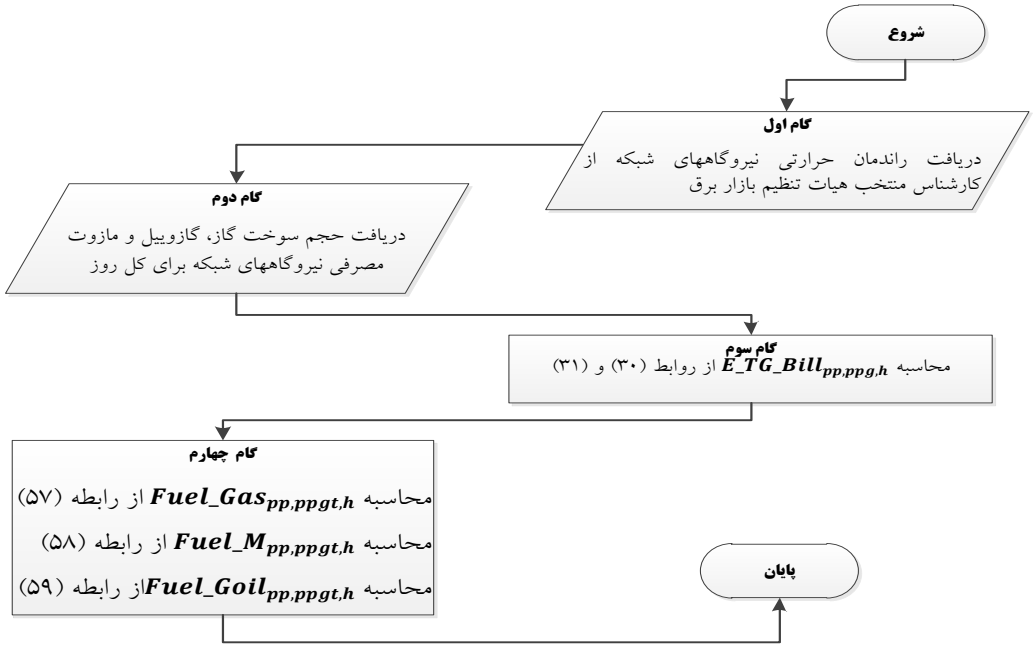
شکل ۴-۹: معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید واحد



شکل ۴-۱۰: میزان انحراف واحد از معیار آزمون ظرفیت تولید



شکل ۴-۱۱: راندمان متوسط واحدهای حرارتی شبکه



شکل ۴-۱۲: واحدی کردن سوخت نیروگاه

فصل پنجم

پیوست

۵–۱ کدهای وضعیت

نوع کد	توضیحات
$Type1$	وضعیتی که بدون کسر درآمد اول بوده است
$Type2$	وضعیتی که مشمول ۱۰۰٪ کسر درآمد اول بوده است
$Type3$	وضعیتی که مشمول ۵۰٪ کسر درآمد اول بوده است
$Type4$	وضعیتی که بدون کسر درآمد اول بوده است و مشمول سلب فرصت نمی‌باشد
$Type5$	وضعیتی که بدون کسر درآمد اول بوده است و مشمول سلب فرصت می‌باشد
$Type6$	وضعیتی که در دوره تعمیرات مشمول ۱۰۰٪ کسر درآمد اول بوده است
$Type7$	وضعیتی که بدون کسر درآمد اول بوده است و مشمول سلب فرصت نمی‌باشد

تبصره: در مواقعی که علت کدهای $Type2$ و $Type3$ ، به دلایل محیط زیست باشد، آن کد جزو کدهای $Type7$ در نظر گرفته می‌شود.
تبصره: در مواقعی که علت کدهای $Type2$ و $Type3$ ، به دلایل مود کنترل فرکانس باشد، آن کد جزو کدهای $Type5$ در نظر گرفته می‌شود.
تبصره۱: در مواقعی که علت کدهای $Type2$ و $Type3$ برای نیروگاه‌های انرژی محدود حرارتی، "انرژی محدود" باشد، آن کد جزو دسته کدهای $Type4$ در نظر گرفته می‌شود و در صورتی که علت کد "کمبود آب" باشد، آن کد جزو کدهای $Type2$ و $Type3$ باقی می‌ماند.
تبصره: در مواقعی که از سوی مرکز برای واحدی کد وضعیت در نظر گرفته نشود، وضعیت واحد ، $Type1$ و $P_Cap_{pp,ppg,h,i} = P_Dec_{pp,ppg,h}$ در نظر گرفته می‌شود.

کد	نوع	شرح	علت
$CFOUT$	$Type2$	خروج، تاخیر در راه اندازی	
$D\ IN$	$Type1$	ورود، در اختیار برق منطقه ای (دارای قرارداد رقابتی یا تضمینی نمی‌باشد)	
	$Type5$	ورود، در اختیار برق منطقه ای (دارای قرارداد رقابتی یا تضمینی می‌باشد) (تولید به درخواست مالک نیروگاه)	
	$Type5$	ورود، در اختیار برق منطقه ای (دارای قرارداد رقابتی یا تضمینی می‌باشد) (تولید به دستور مرکز)	
$D\ OUT$	$Type5$	خروج، در اختیار برق منطقه ای (تولید به درخواست مالک نیروگاه)	
	$Type5$	خروج، در اختیار برق منطقه ای(تولید به دستور مرکز)	

کد	نوع	شرح	علت
FA	$Type3$	خروج با هماهنگی	
FC	$Type4$	خروج به دلیل حوادث غیر مترقبه	
FD	$Type2$	خروج به دلیل عوامل متفرقه	
$FG1$	$Type2$	خروج به دلیل مشکلات ناشی از پست بلافصل در منطقه مربوطه (پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد)[1]	
	$Type5$	خروج به دلیل مشکلات ناشی از پست بلافصل در منطقه مربوطه (پست بلافصل در مالکیت نیروگاه نمی‌باشد)[2]	
$FG2$	$Type5$	خروج به دلیل مشکلات ناشی از سایر پست ها در منطقه مربوطه	
$FG3$	$Type5$	خروج به دلیل مشکلات ناشی از خطوط در منطقه مربوطه	
$FG4$	$Type5$	خروج به دلیل مشکلات ناشی از سایر پست ها در سایر مناطق	
$FG5$	$Type5$	خروج به دلیل مشکلات ناشی از سایر خطوط در سایر مناطق	
FO	$Type2$	خروج اضطراری	
FP	$Type2$	ادامه تعمیرات	
FQ	$Type5$	خارج، مشکل سوخت (دردوره غیر محدودیت سوخت)	
	$Type7$	خارج، مشکل سوخت(دردوره محدودیت سوخت)	

۱- به صورت پیش‌فرض پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد مگر در مواردی که نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق اعلام نماید.

۲- به صورت پیش‌فرض پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد مگر در مواردی که نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق اعلام نماید.

کد	نوع	شرح	علت
FS	$Type2$	خروج به دلیل اشکال در راه اندازی	
FW	$Type2$	خارج، مشکل آب	غیر از مدیریت منابع آب
	$Type5$	خارج، مشکل آب	مدیریت منابع آب
LA	$Type3$	محدودیت بی برنامه ولی با هماهنگی مرکز کنترل	
	$Type4$	محدودیت بی برنامه ولی با هماهنگی مرکز کنترل	در حال بارگیری یا راه اندازی بویلر
LC	$Type4$	محدودیت در اثر حوادث غیر مترقبه	
LD	$Type2$	محدودیت به دلیل سایر عوامل	
	$Type4$	محدودیت به دلیل سایر عوامل	ذخیره واحد گازی
$LF1$	$Type2$	محدودیت به دلیل عوامل فنی	
$LF2$	$Type2$	محدودیت به دلیل خطای عملیات	
$LG1$	$Type2$	محدویت به دلیل مشکلات ناشی از پست بلافصل در منطقه مربوطه (پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد)[1]	
	$Type5$	محدویت به دلیل مشکلات ناشی از پست بلافصل در منطقه مربوطه (پست بلافصل در مالکیت نیروگاه نمی‌باشد)[2]	
$LG2$	$Type5$	محدویت به دلیل مشکلات ناشی از سایر پست‌ها در منطقه مربوطه	
$LG3$	$Type5$	محدویت به دلیل مشکلات ناشی از خطوط در منطقه مربوطه	

۱- به صورت پیش‌فرض پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد مگر در مواردی که نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق اعلام نماید.

۲- به صورت پیش‌فرض پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد مگر در مواردی که نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق اعلام نماید.

کد	نوع	شرح	علت
$LG4$	$Type5$	محدویت به دلیل مشکلات ناشی از سایر پست ها در سایر مناطق	
$LG5$	$Type5$	محدویت به دلیل مشکلات ناشی از سایر خطوط در سایر مناطق	
LP	$Type4$	در مدار بودن واحد با بخشی از قدرت کامل و با برنامه	
LPA	$Type3$	محدودیت با برنامه هماهنگی	
LQ	$Type5$	محدود به دلیل تحویل سوخت(دردوره غیر محدودیت سوخت)	
	$Type7$	محدود به دلیل تحویل سوخت (در دوره محدودیت سوخت)	
LW	$Type2$	محدودیت به دلیل مشکل آب	غیر از (مدیریت منابع آب یا کندانسور سنکرون)
	$Type5$	محدودیت به دلیل مشکل آب	مدیریت منابع آب یا کندانسور سنکرون
PA	$Type6$	خروج با برنامه واحد بر اساس برنامه سالیانه و با هماهنگی	
PB	$Type6$	دوره بازسازی جهت تعمیرات	
PC	$Type6$	خارج، در دوره تعمیرت به دلیل عوامل غیر مترقبه	
PD	$Type6$	تعمیرات طبق برنامه و بر اساس عوامل متفرقه	
PM	$Type6$	تعمیرات دوره ای طبق برنامه	
PO	$Type6$	تعمیرات اساسی و بلند مدت طبق برنامه	
PP	$Type6$	خروج واحد ازمدار بر اساس برنامه سالیانه و به لحاظ صرفه و صلاح شبکه (ذخیره راکد طبق برنامه)	

کد	نوع	شرح	علت
PW	$Type6$	خروج واحد از مدار، با برنامه و در دوره کم آبی	
R	$Type1$	خارج به دلیل عدم نیاز	
$RE\ OUT$	$Type2$	خروج دوره نوسازی	
$RF\ OUT$	$Type2$	خروج، تاخیر در نوسازی	
RLA	$Type3$	خروج و محدودیت با هماهنگی	
	$Type4$	خروج و محدودیت با هماهنگی	در حال بارگیری یا راه اندازی بویلر
RLC	$Type4$	خروج و محدویت به دلیل حوادث غیر مترقبه	
RLD	$Type2$	خروج و محدودیت به دلیل عوامل متفرقه	
	$Type4$	خروج و محدودیت به دلیل عوامل متفرقه	ذخیره واحد گازی
$RLF1$	$Type2$	خروج و محدودیت به دلیل عوامل فنی	
$RLF2$	$Type2$	خروج و محدودیت به دلیل خطای عملیات	
$RLG1$	$Type2$	خروج و محدویت به دلیل مشکلات ناشی از پست بلافصل در منطقه مربوطه (پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد)[1]	
	$Type5$	خروج و محدویت به دلیل مشکلات ناشی از پست بلافصل در منطقه مربوطه(پست بلافصل در مالکیت نیروگاه نمی‌باشد)[1]	

۱- به صورت پیش‌فرض پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد مگر در مواردی که نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق اعلام نماید.

کد	نوع	شرح	علت
$RLG2$	$Type5$	خروج و محدویت به دلیل مشکلات ناشی از سایر پست ها در منطقه مربوطه	
$RLG3$	$Type5$	خروج و محدویت به دلیل مشکلات ناشی از خطوط در منطقه مربوطه	
$RLG4$	$Type5$	خروج و محدویت به دلیل مشکلات ناشی از سایر پست ها در سایر مناطق	
$RLG5$	$Type5$	خروج و محدویت به دلیل مشکلات ناشی از سایر خطوط در سایر مناطق	
RLP	$Type4$	خروج و محدودیت با برنامه	
RLQ	$Type5$	خروج و محدودیت ناشی از تحویل سوخت (دردوره غیر محدودیت سوخت)	
	$Type7$	خروج و محدودیت ناشی از تحویل سوخت (دردوره محدودیت سوخت)	
RLW	$Type2$	خروج ومحدودیت ناشی از مشکل آب	غیر از (مدیریت منابع آب یا کندانسور سنکرون)
	$Type5$	خروج ومحدودیت ناشی از مشکل آب	مدیریت منابع آب یا کندانسور سنکرون
SO	$Type1$	تولید با قدرت کامل(نرمال در مدار)	
$X\ IN$	$Type5$	ورود، در اختیار کارخانه(تولید به درخواست مالک نیروگاه)	

۱- به صورت پیش‌فرض پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد مگر در مواردی که نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق اعلام نماید.

کد	نوع	شرح	علت
$X\ IN$	$Type5$	ورود، در اختیار کارخانه (تولید به دستور مرکز)	
$X\ OUT$	$Type5$	خروج، در اختیار کارخانه (تولید به درخواست مالک نیروگاه)	
	$Type5$	خروج، در اختیار کارخانه (تولید به دستور مرکز)	
$Y\ IN$	$Type2$	ورود، دوره فرسودگی	
$Y\ OUT$	$Type2$	خروج، دوره فرسودگی	
$ZD\ IN$	$Type1$	ورود، در اختیار پیمانکار در دوره تحویل موقت (دارای قرارداد رقابتی یا تضمینی نمی‌باشد)	
	$Type5$	ورود، در اختیار پیمانکار در دوره تحویل موقت (دارای قرارداد رقابتی یا تضمینی می‌باشد) (تولید به درخواست مالک نیروگاه)	
	$Type5$	ورود، در اختیار پیمانکار در دوره تحویل موقت (دارای قرارداد رقابتی یا تضمینی می‌باشد) (تولید به دستور مرکز)	
$ZD\ OUT$	$Type1$	خروج، در اختیار پیمانکار در دوره تحویل موقت	
ZFA	$Type3$	خروج با هماهنگی در دوره تحویل موقت	
ZFC	$Type4$	خروج، به دلیل حوادث غیر مترقبه در دوره تحویل موقت	

کد	نوع	شرح	علت
ZFD	$Type2$	خروج به دلیل عوامل متفرقه در دوره تحویل موقت	
$ZFG1$	$Type2$	خروج به دلیل مشکلات ناشی از پست بلافصل در منطقه مربوطه در دوره تحویل موقت (پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد)[1]	
	$Type5$	خروج به دلیل مشکلات ناشی از پست بلافصل در منطقه مربوطه در دوره تحویل موقت (پست بلافصل در مالکیت نیروگاه نمی‌باشد)[2]	
$ZFG2$	$Type5$	خروج به دلیل مشکلات ناشی از سایر پست ها در منطقه مربوطه در دوره تحویل موقت	
$ZFG3$	$Type5$	خروج دلیل مشکلات ناشی از خطوط در منطقه مربوطه در دوره تحویل موقت	
$ZFG4$	$Type5$	خروج به دلیل مشکلات ناشی از سایر پست ها در سایر مناطق در دوره تحویل موقت	
$ZFG5$	$Type5$	خروج به دلیل مشکلات ناشی از سایر خطوط در سایر مناطق در دوره تحویل موقت	
ZFO	$Type2$	خروج اضطراری در دوره تحویل موقت	
ZFP	$Type6$	ادامه تعمیرات در دوره تحویل موقت	

۱- به صورت پیش‌فرض پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد مگر در مواردی که نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق اعلام نماید.

۲- به صورت پیش‌فرض پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد مگر در مواردی که نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق اعلام نماید.

کد	نوع	شرح	علت
ZFQ	$Type5$	خروج به دلیل مشکل سوخت در دوره تحویل موقت (دردوره غیر محدودیت سوخت)	
	$Type7$	خروج به دلیل مشکل سوخت در دوره تحویل موقت (دردوره محدودیت سوخت)	
ZFS	$Type2$	خروج به دلیل اشکال راه اندازی در دوره تحویل موقت	
ZFW	$Type2$	خروج به دلیل مشکل آب در دوره تحویل موقت	غیر از(مدیریت منابع آب یا کندانسور سنکرون)
	$Type5$	خروج به دلیل مشکل آب در دوره تحویل موقت	مدیریت منابع آب یا کندانسور سنکرون
ZLA	$Type3$	محدودیت بی برنامه ولی با هماهنگی مرکز کنترل در دوره تحویل موقت	
	$Type4$	محدودیت بی برنامه ولی با هماهنگی مرکز کنترل در دوره تحویل موقت	در حال بارگیری یا راه اندازی بویلر
ZLC	$Type4$	محدودیت به دلیل حوادث غیر مترقبه در دوره تحویل موقت	
ZLD	$Type2$	محدودیت به دلیل سایر عوامل در دوره تحویل موقت	
	$Type4$	محدودیت به دلیل سایر عوامل در دوره تحویل موقت	ذخیره واحد گازی
$ZLF1$	$Type2$	محدودیت به دلیل عوامل فنی در دوره تحویل موقت	
$ZLF2$	$Type2$	محدودیت اضطراری و بی برنامه به دلیل خطای عملیات در دوره تحویل موقت	

کد	نوع	شرح	علت
$ZLG1$	$Type2$	محدویت به دلیل مشکلات ناشی از پست بلافصل در منطقه مربوطه در دوره تحویل موقت (پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد)[1]	
	$Type5$	محدویت به دلیل مشکلات ناشی از پست بلافصل در منطقه مربوطه در دوره تحویل موقت(پست بلافصل در مالکیت نیروگاه نمی‌باشد)[2]	
$ZLG2$	$Type5$	محدویت به دلیل مشکلات ناشی از سایر پست ها در منطقه مربوطه در دوره تحویل موقت	
$ZLG3$	$Type5$	محدویت به دلیل مشکلات ناشی از خطوط در منطقه مربوطه در دوره تحویل موقت	
$ZLG4$	$Type5$	محدویت به دلیل مشکلات ناشی از سایر پست ها در سایر مناطق در دوره تحویل موقت	
$ZLG5$	$Type5$	محدویت به دلیل مشکلات ناشی از سایر خطوط در سایر مناطق در دوره تحویل موقت	
ZLP	$Type4$	محدودیت بابرنامه در دوره تحویل موقت	
$ZLPA$	$Type3$	محدودیت با برنامه هماهنگی در دوره تحویل موقت	

۱- به صورت پیش‌فرض پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد مگر در مواردی که نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق اعلام نماید.

۲- به صورت پیش‌فرض پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد مگر در مواردی که نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق اعلام نماید.

کد	نوع	شرح	علت
ZLQ	$Type5$	محدودیت به دلیل تحویل سوخت در دوره تحویل موقت (دردوره غیر محدودیت سوخت)	
	$Type7$	محدودیت به دلیل تحویل سوخت در دوره تحویل موقت (دردوره محدودیت سوخت)	
ZLW	$Type2$	محدودیت به دلیل مشکل آب در دوره تحویل موقت	غیراز(مدیریت منابع آب یا کندانسور سنکرون)
	$Type5$	محدودیت به دلیل مشکل آب در دوره تحویل موقت	مدیریت منابع آب یا کندانسور سنکرون)
ZPA	$Type6$	تعمیرات با هماهنگی طبق برنامه در دوره تحویل موقت	
ZPB	$Type6$	دوره بازسازی طبق برنامه در دوره تحویل موقت	
ZPC	$Type6$	خارج، در دوره تعمیرت به دلیل عوامل غیر مترقبه در دوره تحویل موقت	
ZPD	$Type6$	طبق برنامه و بر اثر عوامل متفرقه در دوره تحویل موقت واحد در مدار نمی باشد	
ZPM	$Type6$	تعمیرات دوره ای در دوره تحویل موقت	
ZPO	$Type6$	تعمیرات اساسی و بلند مدت در دوره تحویل موقت	
ZPP	$Type6$	خروج واحد از مدار بر اساس برنامه سالیانه و به لحظ صرفه و صلاح شبکه در دوره تحویل موقت	
ZPW	$Type6$	دوره کم آبی در دوره تحویل موقت	

کد	نوع	شرح	علت
ZR	$Type1$	خارج به دلیل عدم نیاز در دوره تحویل موقت	
$ZRLA$	$Type3$	خارج به دلیل محدودیت و با هماهنگی در دوره تحویل موقت	
	$Type4$	خارج به دلیل محدودیت و با هماهنگی در دوره تحویل موقت	در حال بارگیری یا راه اندازی بویلر
$ZRLC$	$Type4$	خارج به دلیل محدودیت در اثر حوادث غیر مترقبه در دوره تحویل موقت	
$ZRLD$	$Type2$	خروج و محدودیت به دلیل عوامل متفرقه در زمان خروج، در دوره تحویل موقت	
	$Type4$	خروج و محدودیت به دلیل عوامل متفرقه در زمان خروج، در دوره تحویل موقت	ذخیره واحد گازی
$ZRLF1$	$Type2$	خروج و محدودیت به دلیل عوامل فنی در زمان خروج، در دوره تحویل موقت	
$ZRLF2$	$Type2$	خروج و محدودیت به دلیل خطای عملیات در زمان خروج، در دوره تحویل موقت	
$ZRLG1$	$Type2$	خروج و محدویت به دلیل مشکلات ناشی از پست بلافصل در منطقه مربوطه دردوره تحویل موقت (پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد)[1]	
	$Type5$	خروج و محدویت به دلیل مشکلات ناشی از پست بلافصل در منطقه مربوطه دردوره تحویل موقت (پست بلافصل در مالکیت نیروگاه نمی‌باشد)[1]	

۱- به صورت پیش‌فرض پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد مگر در مواردی که نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق اعلام نماید.

کد	نوع	شرح	علت
$ZRLG2$	$Type5$	خروج و محدویت به دلیل مشکلات ناشی از سایر پست ها در منطقه مربوطه در دوره تحویل موقت	
$ZRLG3$	$Type5$	خروج و محدویت به دلیل مشکلات ناشی از خطوط در منطقه مربوطه در دوره تحویل موقت	
$ZRLG4$	$Type5$	خروج و محدویت به دلیل مشکلات ناشی از سایر پست ها در سایر مناطق در دوره تحویل موقت	
$ZRLG5$	$Type5$	خروج و محدویت به دلیل مشکلات ناشی از سایر خطوط در سایر مناطق در دوره تحویل موقت	
$ZRLP$	$Type4$	خروج و محدودیت با برنامه واحد در زمان خروج، در دوره تحویل موقت	
$ZRLQ$	$Type5$	خروج و محدودیت به دلیل تحویل سوخت در دوره تحویل موقت (دردوره غیر محدودیت سوخت)	
	$Type7$	خروج و محدودیت به دلیل تحویل سوخت در دوره تحویل موقت (دردوره محدودیت سوخت)	
$ZRLW$	$Type2$	خروج و محدودیت ناشی از مشکل آب در دوره تحویل موقت	غیر از (مدیریت منابع آب یا کندانسور سنکرون)
	$Type5$	خروج و محدودیت ناشی از مشکل آب در دوره تحویل موقت	مدیریت منابع آب یا کندانسور سنکرون
ZSO	$Type1$	نرمال در مدار در دوره تحویل موقت	

۱- به صورت پیش‌فرض پست بلافصل در مالکیت نیروگاه می‌باشد مگر در مواردی که نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق اعلام نماید.

فصل ششم

مثال

مثال ۱: اگر در نیروگاهی حجم سوخت گاز مصرفی روزانه برابر با $Fuel_Gas_{Daily,pp} = 3 \times 10^6\ m^3$، حجم سوخت گازوییل مصرفی روزانه برابر با $Fuel_GOil_{Daily,pp} = 2 \times 10^6\ lit$ و حجم سوخت مازوت مصرفی روزانه برابر با $Fuel_M_{Daily,pp} = 1 \times 10^6\ lit$ باشد و در صورتی که ارزش حرارتی سوخت گاز $FHV_Gas_{pp} = 0.01 \frac{MWh}{m^3}$، ارزش حرارتی سوخت گازوییل $FHV_GOil_{pp} = 0.011 \frac{MWh}{lit}$ و ارزش حرارتی سوخت مازوت $FHV_GOil_{pp} = 0.015 \frac{MWh}{lit}$ در نظر گرفته شود، نسبتهای حجم به ارزش‌حرارتی سوختهای مختلف را محاسبه نمایید؟

$$R_Gas_{Daily,pp} = \frac{3 \times 10^6 \times 0.01}{(3 \times 10^6 \times 0.01) + (2 \times 10^6 \times 0.011) + (1 \times 10^6 \times 0.015)} = 0.448$$

$$R_GOil_{Daily,pp} = \frac{2 \times 10^6 \times 0.011}{(3 \times 10^6 \times 0.01) + (2 \times 10^6 \times 0.011) + (1 \times 10^6 \times 0.015)} = 0.328$$

$$R_M_{Daily,pp} = \frac{1 \times 10^6 \times 0.015}{(3 \times 10^6 \times 0.01) + (2 \times 10^6 \times 0.011) + (1 \times 10^6 \times 0.015)} = 0.224$$

همانطور که ملاحظه می‌گردد، مجموع نسبت‌های محاسبه شده برابر با یک می‌شود.

مثال ۲: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص دارای مقادیر قدرت عملی به شرح ذیل باشد، آنگاه قدرت عملی پردازش شده نهایی ناخالص ساعتی ($P_S_{pp,ppg,h}$) را محاسبه نمایید؟

وضعیت	اولویت	مدت $[minute]$	میزان $[MWh]$	نسبت حجم- ارزش حرارتی
۱	فرم محدودیت	20	50	$R_Gas_{Daily,pp} = 0.6$ $R_GOil_{Daily,pp} = 0.4$
۲	قدرت عملی ماهیانه	40	$P_S_Gas_{pp,ppg} = 100$ $P_S_GOil_{pp,ppg} = 90$	

برای بازه‌ای که دارای اولویت فرم محدودیت می‌باشد، داریم:

مثال ✍ ۱۰۷

$P_S_State_{pp,ppg,h,1} = 50\ MWh$

برای بازه‌ای که دارای اولویت قدرت عملی ماهیانه می‌باشد، با توجه به نسبت‌های حجم ارزش حرارتی داریم:

$P_S_State_{pp,ppg,h,2} = (0.6 \times 100) + (0.4 \times 90) = 96\ MWh$

حال برای کل ساعت داریم:

$$P_S_{pp,ppg,h} = \frac{(50 \times 20) + (96 \times 40)}{60} = 65.67\ MWh$$

مثال۳ : اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص ضرایب وابستگی قدرت عملی به سیگنال دما به شرح ذیل باشد، آنگاه اولویت دوم قدرت عملی پردازش شده نهایی ناخالص ساعتی($P_S_{pp,ppg,h}$) را برای سوختهای مختلف محاسبه نمایید؟

درجه حرارت محیط [سانتی گراد]	$a_Gas_{pp,ppg}$	$a_GOil_{pp,ppg}$	$a_M_{pp,ppg}$
	-0.830	-0.779	-0.680
20	$b_Gas_{pp,ppg}$	$b_GOil_{pp,ppg}$	$b_M_{pp,ppg}$
	138.300	135	129

برای سوخت گاز:

$$P_S_{pp,ppg,h} = (-0.830 \times 20) + 138.300 = 121.7\ MWh$$

برای سوخت گازوییل:

$$P_S_{pp,ppg,h} = (-0.779 \times 20) + 135 = 119.42\ MWh$$

برای سوخت مازوت:

$$P_S_{pp,ppg,h} = (-0.680 \times 20) + 129 = 115.4\ MWh$$

مثال ۴: در صورتی که در مثال ۳، مقادیر نسبت‌های حجم ارزش حرارتی $R_Gas_{Daily,pp} = 0.5$، $R_GOil_{Daily,pp} = 0.3$ و $R_M_{Daily,pp} = 0.2$ در نظر گرفته شود، آنگاه اولویت دوم قدرت عملی پردازش شده نهایی برای واحد $G11$ (رابطه وابستگی دما به قدرت عملی) را محاسبه نماید؟

$$a_{pp,ppg,h} = (-0.830 \times 0.5) + (-0.779 \times 0.3) + (-0.680 \times 0.2) = -0.7847$$

$$b_{pp,ppg,h} = (138.300 \times 0.5) + (135 \times 0.3) + (129 \times 0.2) = 135.45$$

$$\Rightarrow P_S_{pp,ppg,h} = (-0.7847 \times 20) + 135.45 = 119.765\ MWh$$

مثال ۵: اگر در نیروگاهی واحد بخار سیکل $S1$ برای ساعتی مشخص دارای مقادیر قدرت عملی به شرح ذیل باشد، آنگاه قدرت عملی پردازش شده نهایی ناخالص ساعتی ($P_S_{pp,ppg,h}$) را محاسبه نمایید؟

مثال ✍ ۱۰۹

وضعیت	اولویت	مدت $[minute]$	میزان $[MWh]$	نسبت حجم ارزش حرارتی
۱	فرم محدودیت	35	90	$R_Gas_{Daily,pp} = 0.8$ $R_GOil_{Daily,pp} = 0.2$
۲	قدرت عملی ماهیانه	25	$P_S_Gas_{pp,ppg} = 150$ $P_S_GOil_{pp,ppg} = 135$	

برای بازه‌ای که دارای اولویت فرم محدودیت می‌باشد، داریم:

$$P_S_State_{pp,ppg,h,1} = 90\ MWh$$

برای بازه‌ای که دارای اولویت قدرت عملی ماهیانه می‌باشد، با توجه به نسبت‌های حجم ارزش حرارتی داریم:

$$P_S_State_{pp,ppg,h,2} = (0.8 \times 150) + (0.2 \times 135) = 147\ MWh$$

حال برای کل ساعت داریم:

$$P_{S_{pp,ppg,h}} = \frac{(90 \times 35) + (147 \times 25)}{60} = 113.75\ MWh$$

مثال۶: اگر در نیروگاهی واحد بخار سیکل $S1$ برای ساعتی مشخص، قدرت عملی پردازش شده نهایی واحدهای گاز بلوک سیکل برای حالت تمام بلوک به ترتیب برابر با $P_S_{Gas2,pp,ppg,h} = 110\ MWh$ و $P_S_{Gas1,pp,ppg,h} = 110\ MW$ و برای حالت نیم بلوک به ترتیب برابر با:

$P_S_{Gas2,pp,ppg,h} = 0\ MWh$ و $P_S_{Gas1,pp,ppg,h} = 110\ MW$ باشد، با توجه به ضرایب وابستگی قدرت عملی به واحدهای گاز متناظر ($G11$ و $G12$) ، آنگاه اولویت دوم قدرت عملی پردازش شده نهایی ناخالص ساعتی (رابطه وابستگی قدرت عملی واحدهای گاز متناظر) را برای سوختهای مختلف محاسبه نمایید؟

برای سوخت گاز در حالت تمام بلوک:

$$X_Gas_FBl_{pp,ppg,h} = 20\ \ Y_Gas_FBl_{pp,ppg,h} = 160$$

$$P_S_State_Gas_{pp,ppg,h,1} = Min\left\{\left[\frac{110+110}{2} + 20\right], 160\right\} = 130\ MWh$$

برای سوخت گاز در حالت نیم بلوک:

$$X_Gas_HBl_{pp,ppg,h} = 10\ \ Y_Gas_HBl_{pp,ppg,h} = 80$$

$$P_S_State_Gas_{pp,ppg,h,1} = Min\left\{\left[\frac{110+0}{2} + 10\right], 80\right\} = 65\ MWh$$

برای سوخت گازوییل در حالت تمام بلوک:

$$X_GOil_FBl_{pp,ppg,h} = 18\ \ Y_GOil_FBl_{pp,ppg,h} = 155$$

$$P_S_State_GOil_{pp,ppg,h,1} = Min\left\{\left[\frac{110+110}{2} + 18\right], 155\right\} = 128\ MWh$$

برای سوخت گازوییل در حالت نیم بلوک:

$$X_GOil_HBl_{pp,ppg,h} = 9\ \ Y_GOil_HBl_{pp,ppg,h} = 80$$

مثال ✍ ۱۱۱

$$P_S_State_GOil_{pp,ppg,h,1} = Min\left\{\left[\frac{110+0}{2}+9\right], 80\right\} = 64\ MWh$$

برای سوخت مازوت در حالت تمام بلوک:

$$X_M_FBl_{pp,ppg,h} = 17\ \ Y_M_FBl_{pp,ppg,h} = 150$$

$$P_S_State_M_{pp,ppg,h,1} = Min\left\{\left[\frac{110+110}{2}+17\right], 150\right\} = 127\ MWh$$

برای سوخت مازوت در حالت نیم بلوک:

$$X_M_HBl_{pp,ppg,h} = 8\ \ Y_M_HBl_{pp,ppg,h} = 75$$

$$P_S_State_M_{pp,ppg,h,1} = Min\left\{\left[\frac{110+0}{2}+8\right], 75\right\} = 63\ MWh$$

$$= (-0.680 \times 20) + 129 = 115.4\ MWh$$

مثال ۷: در صورتی که در مثال(۶)، مقادیر نسبت‌های حجم ارزش حرارتی $R_Gas_{Daily,pp} = 0.5$، $R_GOil_{Daily,pp} = 0.3$ و $R_M_{Daily,pp} = 0.2$ در نظر گرفته شود آنگاه اولویت دوم قدرت عملی پردازش شده نهایی برای واحد $S1$ (رابطه وابستگی قدرت عملی واحدهای گاز متناظر) را در شرایط نیم بلوک و تمام بلوک محاسبه نماید؟

برای حالت تمام بلوک:

$$P_S_{pp,ppg,h} = (0.5 \times 130) + (0.3 \times 128) + (0.2 \times 127) = 128.8\ MWh$$

برای حالت نیم بلوک:

$$P_S_{pp,ppg,h} = (0.5 \times 65) + (0.3 \times 64) + (0.2 \times 63) = 64.3\ MWh$$

مثال ۸: در صورتی که در مثال ۷، مدت زمان وضعیت تمام بلوک $Time_FBl_{pp,ppg,h} = 35\ minute$ و مدت زمان وضعیت تمام‌بلوک $Time_HBl_{pp,ppg,h} = 25\ minute$ در نظر گرفته شود، قدرت عملی پردازش شده نهایی ناخالص ساعتی ($P_S_{pp,ppg,h}$) را محاسبه نمایید؟

برای کل ساعت داریم:

$$P_S_{pp,ppg,h} = \frac{(128.8 \times 35) + (64.3 \times 25)}{60} = 101.925\ MWh$$

مثال ۹: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص دارای قابلیت تولید ابراز شده ناخالص $P_Dec_Grs_{pp,ppg,h} = 100\ MWh$، میزان قابلیت تولید اعلام شده ناخالص مرکز $P_Cap_{pp,ppg,h} = 80\ MWh$ و میزان انرژی خالص تولید شده $E_TGU_{pp,ppg,h} = 83\ MWh$ باشد، با فرض آنکه در ۲۰ دقیقه دارای کد پایایی SO و در ۴۰ دقیقه دارای کد پایایی $LF1$ باشد با فرض آنکه درصد مصرف داخلی $\rho_IC_{pp,ppg} = 2\%$ باشد، آنگاه قابلیت تولید واقعی را محاسبه نمایید؟

ابتدا باید توجه گردد که کد پایایی SO در دسته کدهای $Type1$ و کد پایایی $LF1$ در دسته کدهای $Type2$ قرار دارند.

برای کد پایایی SO :

$$P_Act_State_{pp,ppg,h,1} = 100 \times (1 - 0.02) = 98\ MWh$$

مثال ✍ ۱۱۳

برای کد پایایی $LF1$:

$$P_Act_State_{pp,ppg,h,2} = 80 \times (1 - 0.02) = 78.4\ MWh$$

پس خواهیم داشت:

$$P_Act_Total_{pp,ppg,h} = \frac{(98 \times 20) + (78.4 \times 40)}{60} = 84.93\ MWh$$

$$P_Act_{pp,ppg,h} = max(84.98{,}83) = 84.98\ MWh$$

مثال ۱۰: اگر در نیروگاهی واحد بخار سیکل $S1$ برای ساعتی مشخص، میزان قابلیت تولید واقعی واحد گازی اول $= P_Act_{Gas1,pp,ppg,h}$ $80\ MWh$، قابلیت تولید واقعی واحد گازی دوم $P_Act_{Gas2,pp,ppg,h} = 85\ MWh$ واحد بخار قدرت، میزان انحراف نوع $Type5$ برای واحد گازی اول $DEV_GCT_{Type5,Gas1,pp,ppg,h} = 20\ MWh$، میزان انحراف نوع $Type5$ برای واحد گازی دوم $DEV_GCT_{Type5,Gas2,pp,ppg,h} = 15\ MWh$، میزان انحراف نوع $Type7$ برای واحد گازی اول $DEV_GCT_{Type7,Gas1,pp,ppg,h} = 5\ MWh$ و میزان انحراف نوع $Type7$ برای واحد گازی دوم $DEV_GCT_{Type7,Gas2,pp,ppg,h} = 5\ MWh$، با فرض آنکه در کل ساعت در وضعیت تمام بلوک بهره‌برداری گردد و مقادیر نسبت‌های حجم-ارزش حرارتی $R_Gas_{Daily,pp} = 0.9$ و $R_GOil_{Daily,pp} = 0.1$ در نظر گرفته شود، با توجه به مقادیر ضرایب وابستگی به شرح ذیل، مقدار توان محاسبه شده برای واحد بخار سیکل $S1$ را محاسبه نمایید؟

$X_Gas_FBl_{pp,ppg,h}$	$Y_Gas_FBl_{pp,ppg,h}$	$X_GOil_FBl_{pp,ppg,h}$	$Y_GOil_FBl_{pp,ppg,h}$
22	165	20	160

$$P_Cal_Gas_FBl_{pp,ppg,h} = Min\left\{\left(\frac{80+85}{2}+\frac{20+15}{2}+\frac{5+5}{2}\right)+22{,}165\right\} = Min\{(82.5+17.5+5)+22{,}165\} = Min\{127{,}165\} = 127\ MWh$$

$$P_Cal_GOil_FBl_{pp,ppg,h} = Min\left\{\left(\frac{80+85}{2}+\frac{20+15}{2}+\frac{5+5}{2}\right)+20{,}160\right\} = Min\{(82.5+17.5+5)+20{,}160\} = Min\{125{,}160\} = 125\ MWh$$

$$R_FBl_{pp,ppg,h} = \frac{60}{60} = 1$$
$$P_Cal_eq_{pp,ppg,h} = 1 \times \{(0.9 \times 127) + (0.1 \times 125)\} = 126.8\ MWh$$

مثال ۱۱: در صورتی که در مثال ۱۰، واحد بخار سیکل $S1$ دارای قابلیت تولید ابراز شده ناخالص $P_Dec_Grs_{pp,ppg,h} = 100\ \mathrm{M}Wh$، میزان قابلیت تولید اعلام شده ناخالص مرکز $P_Cap_{pp,ppg,h} = 80\ MWh$ و میزان انرژی خالص تولید شده $E_TGU_{pp,ppg,h} = 83\ MWh$ باشد، با فرض آنکه در ۵۰ دقیقه دارای کد پایایی SO و در ۱۰ دقیقه دارای کد پایایی $LF1$ باشد و درصد مصرف داخلی $\rho_IC_{pp,ppg} = 3\%$ در نظر گرفته شود، آنگاه قابلیت تولید واقعی را محاسبه نمایید؟

ابتدا باید توجه گردد که کد پایایی SO در دسته کدهای $Type1$ و کد پایایی $LF1$ در دسته کدهای $Type2$ قرار دارند.

برای کد پایایی SO :

$$P_Act_State_{pp,ppg,h,1} = 100 \times (1 - 0.03) = 97\ MWh$$

برای کد پایایی $LF1$:

$$P_Act_State_{pp,ppg,h,2} = 80 \times (1 - 0.03) = 77.6\ MWh$$

مثال ✍ ۱۱۵

پس خواهیم داشت:

$$P_Act_Total_{pp,ppg,h} = \frac{(97 \times 50) + (77.6 \times 10)}{60} = 93.77\ MWh$$

$$P_Act_{pp,ppg,h} = max\{min(126.8,93.77), 83\} = 93.77\ MWh$$

مثال ۱۲: فرض کنید نیروگاهی شامل سه واحد گازی $G11$، $G12$ و $G13$ می‌باشد. این سه واحد برای ساعتی مشخص دارای قدرت عملی پردازش شده نهایی $P_S_{pp,ppg,h} = 100\ MWh$ و کل انرژی خالص تولید شده نیروگاه برابر با $E_TG_{pp,h} = 320\ MWh$ می‌باشند. از طرفی میزان ظرفیت تخصیص داده شده به واحدهای $G11$ و $G12$ بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش برابر با $E_Co_{pp,11,h} = 20\ MWh$ و $E_Co_{pp,12,h} = 50\ MWh$ در نظر گرفته شده است. با فرض آنکه، پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت $Rial/_{MWh}$) ، انرژی (MWh)) به شرح ذیل باشند:

برای واحد $G11$: پله اول $(50,380000)$ و پله دوم $(130,440000)$

برای واحد $G12$: پله اول $(110,370000)$ و پله دوم $(160,444000)$

برای واحد $G13$: پله اول $(80,390000)$ و پله دوم $(140,430000)$

مقادیر میزان انرژی تولید تخصیص داده شده خالص به واحدها را در دو حالت مربوط به قابلیت تولید واقعی ، محاسبه نمایید (درصد تلفات انتقال انرژی از نیروگاه تا نقطه مرجع شبکه $\%L_G_{pp,h} = 1\%$ می‌باشد)؟

فرض برآن است که $E_Reverse_{pp,h} = 0$ می باشد.

حالت اول:

$$P_Act_{pp,11,h} = 120\ MW \quad P_Act_{pp,12,h} = 150\ MW \quad P_Act_{pp13,h} = 130\ MWh$$

حالت دوم:

$$P_Act_{pp,11,h} = 100\ MW \quad P_Act_{pp,12,h} = 98\ MW \quad P_Act_{pp13,h} = 95\ MWh$$

ابتدا تابع قیمت انرژی پیشنهادی مالک نیروگاه با توجه به حجم انرژی تخصیص‌داده شده به معاملات دوجانبه و بورس انرژی به صورت زیر اصلاح می‌گردد:

$\pi_offer_mod_{pp,11,h}(E)$: برای واحد $G11$ قیمت پله اول تا $20\ MWh$ صفر می‌گردد.

$\pi_offer_mod_{pp,12,h}(E)$: برای واحد $G12$ قیمت پله اول تا $50\ MWh$ صفر می‌گردد.

برای حالت اول:

$$E_TG_{pp,h} = 100 + 120 + 100 = 320\ MWh$$

$$\sum_{ppg=1}^{3} P_Act_{pp,ppg,h} = 120 + 150 + 130 = 400\ MWh$$

$$\Rightarrow 320 < 400 \Rightarrow Max(320 - 400, 0) = 0\ MWh$$

در ادامه داریم:

مثال ✍ ۱۱۷

$$Minimizing \left\{ \sum_{ppg=1}^{3} \int_{0}^{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E) \times dE \right\}$$

$$E_TG_{pp,h} = 320 \times (1 - 0.01) \ = 316.8\ MWh$$
$$E_TG_Bill_{pp,11,h} \leq 120 \times (1 - 0.01) = 118.8\ MWh$$
$$E_TG_Bill_{pp,12,h} \leq 150 \times (1 - 0.01) = 148.5\ MWh$$
$$E_TG_Bill_{pp,13,h} \leq 130 \times (1 - 0.01) = 128.7\ MWh$$

حال پله‌های پیشنهادی به صورت صعودی مرتب می‌شود:

اولویت اول، قیمت $0\ {Rial}/{MWh}$

اولویت دوم، قیمت $370000\ {Rial}/{MWh}$

اولویت سوم، قیمت $380000\ {Rial}/{MWh}$

اولویت چهارم، قیمت $390000\ {Rial}/{MWh}$

اولویت پنجم، قیمت $430000\ {Rial}/{MWh}$

اولویت ششم، قیمت $440000\ {Rial}/{MWh}$

اولویت هفتم، قیمت $444000\ {Rial}/{MWh}$

حال با توجه به محدودیت‌های حداکثر مقادیر $E_TG_Bill_{pp,ppg,h}$ و اولویت‌بندی پله‌های پیشنهادی داریم:

در قیمت $0\ {Rial}/{MWh}$ مقدار $20\ MWh$ به واحد $G11$ و مقدار $50\ MWh$ به واحد $G12$ تخصیص می‌یابد.

در قیمت $370000\ {Rial}/{MWh}$ مقدار $60\ MWh$ به واحد $G12$ تخصیص می‌یابد.

در قیمت $380000\ {Rial}/{MWh}$ مقدار $30\ MWh$ به واحد $G11$ تخصیص می‌یابد.

در قیمت $390000\ {Rial}/{MWh}$ مقدار $80\ MWh$ به واحد $G13$ تخصیص می‌یابد.

در قیمت $430000\ {Rial}/{MWh}$ مقدار $48.7\ MWh$ به واحد $G13$ تخصیص می‌یابد.

در قیمت $440000\ {Rial}/{MWh}$ مقدار $28.1\ MWh$ به واحد $G11$ تخصیص می‌یابد.

در قیمت $444000\ {Rial}/{MWh}$ مقداری تخصیص نمی‌یابد.

پس در مجموع به واحد $G11$ مقدار $78.1\ MWh$، به واحد $G12$ مقدار $110\ MWh$ و به واحد $G13$ مقدار $128.7\ MWh$ انرژی تخصیص داده می‌شود.

برای حالت دوم:

$$E_TG_{pp,h} = 100 + 120 + 100 = 320\ MWh$$

$$\sum_{ppg=1}^{3} P_Act_{pp,ppg,h} = 100 + 98 + 95 = 293\ MWh$$

مثال ✍ ۱۱۹

$\Rightarrow 320 \geq 293 \Rightarrow Max(320 - 293,0) = 27\ MWh$

$\alpha_{\mathrm{pp},11,h} = (sign(293) \times 100) + ([1 - sign(293)] \times 100) = 100\ MWh$

$\alpha_{pp,12,h} = (sign(293) \times 98) + ([1 - sign(293)] \times 100) = 98\ MWh$

$\alpha_{pp,13,h} = (sign(293) \times 95) + ([1 - sign(293)] \times 100) = 95\ MWh$

$\beta_{pp,11,h} = (sign(293) \times 293) + ([1 - sign(293)] \times 300) = 293\ MWh$

$\beta_{pp,12,h} = (sign(293) \times 293) + ([1 - sign(293)] \times 300) = 293\ MWh$

$\beta_{pp,13,h} = (sign(293) \times 293) + ([1 - sign(293)] \times 300) = 293\ MWh$

در ادامه داریم:

$$Minimizing \left\{ \sum_{ppg=1}^{3} \int_{0}^{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}} \pi_Offer_mod_{\,pp,ppg,h}\,(E) \times dE \right\}$$

$E_TG_{pp,h} = 320 \times (1 - 0.01) = 316.8\ MWh$

$E_TG_Bill_{pp,11,h} \leq \left(100 \times (1 - 0.01)\right) + \left(\frac{100}{293}\right) = 99.34\ MWh$

$$E_TG_Bill_{pp,12,h} \leq \left(98 \times (1 - 0.01)\right) + \left(\frac{98}{293}\right) = 97.35\ MWh$$

$$E_TG_Bill_{pp,13,h} \leq \left(95 \times (1 - 0.01)\right) + \left(\frac{95}{293}\right) = 94.37\ MWh$$

حال پله‌های پیشنهادی را از مقدار کمتر به بیشتر مرتب می‌کنیم:

اولویت اول، قیمت $0\ {Rial}/{MWh}$

اولویت دوم، قیمت $370000\ {Rial}/{MWh}$

اولویت سوم، قیمت $380000\ {Rial}/{MWh}$

اولویت چهارم، قیمت $390000\ {Rial}/{MWh}$

اولویت پنجم، قیمت $430000\ {Rial}/{MWh}$

اولویت ششم، قیمت $440000\ {Rial}/{MWh}$

اولویت هفتم، قیمت $444000\ {Rial}/{MWh}$

حال با توجه به محدودیت‌های حداکثر مقادیر $E_TG_Bill_{pp,ppg,h}$ و اولویت‌بندی پله‌های پیشنهادی داریم:

در قیمت $0\ {Rial}/{MWh}$ مقدار $20\ MWh$ به واحد $G11$ و مقدار $50\ MWh$ به واحد $G12$ تخصیص می‌یابد.

در قیمت $370000\ {Rial}/{MWh}$ مقدار $47.35\ MWh$ به واحد $G12$ تخصیص می‌یابد.

در قیمت $380000\ {Rial}/{MWh}$ مقدار $30\ MWh$ به واحد $G11$ تخصیص می‌یابد.

در قیمت $390000\ {Rial}/{MWh}$ مقدار $80\ MWh$ به واحد $G13$ تخصیص می‌یابد.

در قیمت $430000\ {Rial}/{MWh}$ مقدار $14.37\ MWh$ به واحد $G13$ تخصیص می‌یابد.

در قیمت $440000\ {Rial}/{MWh}$ مقدار $49.34\ MWh$ به واحد $G11$ تخصیص می‌یابد.

در قیمت $444000\ {Rial}/{MWh}$ مقداری تخصیص نمی‌یابد.

پس در مجموع به واحد $G11$ مقدار $99.34\ MWh$، به واحد $G12$ مقدار $97.35\ MWh$ و به واحد $G13$ مقدار $94.37\ MWh$ انرژی تخصیص داده می‌شود.

مثال ۱۳: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص دارای قدرت عملی پردازش شده نهایی فقط با در نظر گرفتن سوخت اصلی نیروگاه $P_S_MF_{pp,ppg,h} = 120\ MWh$ باشد، آنگاه مقادیر کف و سقف مجاز ابراز آمادگی را محاسبه نمایید؟

$Avcap_Min_{pp,ppg,h} =$	$120 - Min\{3\% \times 120\ , 3\} = 117\ MW$	از ۱۵ خرداد تا ۱۵ شهریور
	$120 - Min\{6\% \times 120\ , 6\} = 114\ MWh$	بقیه روزها

$Avcap_Max_{pp,ppg,h} =$	$120 + Min\{6\% \times 120 , 6\} = 126\ MWh$	از ۱۵ خرداد تا ۱۵ شهریور
	$120 + Min\{3\% \times 120 , 3\} = 123\ MWh$	بقیه روزها

مثال ۱۴: فرض کنید در نیروگاهی واحد بخار $S1$ برای ساعتی مشخص دارای مقادیر کف مجاز ابرازآمادگی $Avcap_Min_{pp,ppg,h} = 107\ MWh$، قدرت عملی پردازش شده نهایی $P_S_{pp,ppg,h} = 104\ MWh$، قدرت عملی پردازش شده نهایی فقط با در نظر گرفتن سوخت گاز و بدون در نظر گرفتن اولویت فرم محدودیت $A_{pp,ppg,h} = 110\ MWh$، قدرت عملی پردازش شده نهایی بدون در نظر گرفتن اولویت فرم محدودیت $D_{pp,ppg,h} = 104\ MWh$ و درصد مصرف داخلی $\rho_IC_{pp,ppg} = 2\%$ می‌باشد، آنگاه معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید را در حالات زیر محاسبه نمایید (مقادیر $P_Dec_Grs_{pp,1,h}$ در هر حالت متفاوت در نظر گرفته شده است)؟

حالت اول: کد پایایی واحد غیر از دسته $Type6$ است:

$P_Dec_Grs_{pp,ppg,h} = 115\ MWh \Rightarrow P_Dec_{pp,1,h} = 115 \times (1 - 0.02) = 112.7\ MW$

حالت دوم: کد پایایی واحد غیر از دسته $Type6$ است:

$P_Dec_Grs_{pp,ppg,h} = 103\ MWh \Rightarrow\ P_Dec_{pp,1,h} = 103 \times (1 - 0.02) = 100.94\ MW$

حالت سوم: کد پایایی واحد در دسته $Type6$ است:

$P_Dec_Grs_{pp,ppg,h} = 100\ MWh \Rightarrow$

مثال ✍ ۱۲۳

$$P_Dec_{pp,ppg,h} = 100 \times (1 - 0.02) = 98\ MWh$$

برای حالت اول داریم:

$$115 \geq 107 \Rightarrow\ P_Test_{pp,ppg,h} = max\ \{(112.7 - [110 - 104]), 0\} = 106.7\ MWh$$

برای حالت دوم داریم:

$$103 < 107 \Rightarrow\ P_Test_{pp,ppg,h} = 104 \times (1 - 0.02) = 101.92\ MWh$$

برای حالت سوم داریم:

$$P_Test_{pp,ppg,h} = 98\ MWh$$

مثال ۱۵: فرض کنید در نیروگاهی برای واحد گازی $G11$، برای ساعتی معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید $P_Test_{pp,ppg,h} = 135\ MWh$ و قابلیت تولید واقعی $P_Act_{pp,ppg,h} = 117\ MWh$ باشد، آنگاه میزان انحراف کل را محاسبه نمایید؟

$$DEV_GCT_{pp,ppg,h} = 135 - 117 = 17.5\ MWh$$

مثال ۱۶: در صورتی که در مثال ۱۵، واحد گازی $G11$ در ۲۰ دقیقه دارای کد پایایی SO با میزان قابلیت تولید اعلام شده مرکز $P_Cap_{pp,ppg,h,i} = 135\ MWh$، در ۳۰ دقیقه دارای کد پایایی $LF1$ با میزان قابلیت تولید اعلام شده مرکز $P_Cap_{pp,ppg,h,i} = 110\ MWh$ و در ۱۰ دقیقه دارای کد پایایی LA با میزان قابلیت تولید اعلام شده مرکز $P_Cap_{pp,ppg,h,i} = 105\ MWh$ باشد، آنگاه با فرض درصد مصرف داخلی $\rho_IC_{pp,ppg} = 1\%$، مقادیر انحراف در وضعیت‌های ذکر شده را محاسبه نمایید؟

ابتدا باید توجه گردد که کد پایایی SO در دسته کدهای $Type1$، کد پایایی $LF1$ در دسته کدهای $Type2$ و کد پایایی LA در دسته کدهای $Type3$ قرار دارند.

$$Dev_GCT_{pp,ppg,h} = Dev_GCT_{Type2,pp,ppg,h} + Dev_GCT_{Type3,pp,ppg,h}$$

$$Time_{Type2,pp,ppg,h,i} = 30\ Minute$$
$$Time_{Type3,pp,ppg,h,i} = 10\ Minute$$

$$FactorType_2 = Max\{[135 - (110 \times (1 - 0.01))], 0\} \times 30 = 783\ MWh$$
$$FactorType_3 = Max\{[135 - (105 \times (1 - 0.01))], 0\} \times 10 = 310.5\ MWh$$
$$Dev_GCT_{Type2,pp,ppg,h} = 17.5 \times \frac{783}{(783 + 310.5)} = 12.53\ MWh$$
$$Dev_GCT_{Type3,pp,ppg,h} = 17.5 \times \frac{310.5}{(783 + 310.5)} = 4.97\ MWh$$

مثال ۱۷: فرض کنید در نیروگاهی برای واحد گازی $G11$ ، برای ساعتی معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید $P_Test_{pp,ppg,h} = 80\ MWh$ و قابلیت تولید واقعی $P_Act_{pp,ppg,h} = 34\ MWh$ باشد، آنگاه میزان انحراف کل را محاسبه نمایید؟

$$DEV_GCT_{pp,ppg,h} = 80 - 34 = 46\ MWh$$

مثال ✍ ۱۲۵

مثال ۱۸: در صورتی که در مثال ۱۷، واحد گازی $G11$ در ۴۰ دقیقه دارای کد پایایی $LF1$ و میزان قابلیت تولید اعلام شده مرکز $P_Cap_{pp,ppg,h,i} = 40\ MWh$ و در ۲۰ دقیقه دارای کد پایایی $LF1$ با علت "زیست محیطی" و میزان قابلیت تولید اعلام شده مرکز $P_Cap_{pp,ppg,h,i} = 20\ MWh$ باشد، آنگاه با فرض درصد مصرف داخلی$\rho_IC_{pp,ppg} = 1\%$، مقادیر انحراف در وضعیت‌های ذکر شده را محاسبه نمایید؟

ابتدا باید توجه گردد که کد پایایی $LF1$ در دسته کدهای $Type2$ و کد پایایی $LF1$ با علت "زیست محیطی" در دسته کدهای $Type7$ قرار دارند.

$$Dev_GCT_{pp,ppg,h} = Dev_GCT_{Type2,pp,ppg,h} + Dev_GCT_{Type7,pp,ppg,h}$$

$$Time_{Type2,pp,ppg,h,i} = 40\ Minute$$

$$Time_{Type7,pp,ppg,h,i} = 20\ Minute$$

$$FactorType_2 = Max\{[80 - (40 \times (1 - 0.01))], 0\} \times 40 = 1616\ MWh$$

$$FactorType_7 = Max\{[80 - (20 \times (1 - 0.01))], 0\} \times 20 = 1204\ MWh$$

$$Dev_GCT_{Type2,pp,ppg,h} = 46 \times \frac{1616}{(1616 + 1204)} = 26.36\ MWh$$

$$Dev_GCT_{Type7,pp,ppg,h} = 46 \times \frac{1204}{(1616 + 1204)} = 19.64\ MWh$$

مثال ۱۹: اگر در نیروگاهی که شامل بر دو واحد گازی $G11$ و $G12$ می‌باشد، در روزی مشخص حجم سوخت گاز مصرفی روزانه برابر با $Fuel_Gas_{Daily,pp} = 1000000\ m^3$، حجم سوخت گازوییل مصرفی روزانه برابر با $Fuel_GOil_{Daily,pp} = 350000\ lit$ و حجم سوخت مازوت مصرفی روزانه برابر با $Fuel_M_{Daily,pp} = 30000\ lit$ باشد و از طرفی مجموع میزان انرژی تولید تخصیص داده شده خالص به واحدها به ترتیب برابر با

$\sum_{h=1}^{24} E_TG_Bill_{pp,11,h} = 2105\ MWh$ و $\sum_{h=1}^{24} E_TG_Bill_{pp,12,h} = 2200\ MWh$ در نظر گرفته شود، با فرض آنکه در ساعتی مشخص انرژی تولید تخصیص داده شده خالص به واحدها برابر با $E_TG_Bill_{pp,11,h} = 75\ MWh$ و $E_TG_Bill_{pp,12,h} = 91\ MWh$ و بازده واحدها برابر با $\eta_{pp,11} = 30\%$ و $\eta_{pp,12} = 32\%$، حجم سوخت گاز، گازوییل و مازوت تخصیص داده شده به واحدها در ساعت مذکور را محاسبه نمایید؟

$$Fuel_Gas_{pp,11,h} = \frac{75}{0.30 \times \left(\frac{2105}{0.30} + \frac{2200}{0.32}\right)} \times 1000000 = 17997.26\ m^3$$

$$Fuel_Gas_{pp,12,h} = \frac{91}{0.32 \times \left(\frac{2105}{0.30} + \frac{2200}{0.32}\right)} \times 1000000 = 20470.90\ m^3$$

$$Fuel_GOil_{pp,11,h} = \frac{75}{0.30 \times \left(\frac{2105}{0.30} + \frac{2200}{0.32}\right)} \times 350000 = 6299.041\ lit$$

$$Fuel_GOil_{pp,12,h} = \frac{91}{0.32 \times \left(\frac{2105}{0.30} + \frac{2200}{0.32}\right)} \times 350000 = 7164.82\ lit$$

$$Fuel_{M\ pp,11,h} = \frac{75}{0.30 \times \left(\frac{2105}{0.30} + \frac{2200}{0.32}\right)} \times 30000 = \ 539.92\ lit$$

$$Fuel_M_{pp,12,h} = \frac{91}{0.32 \times \left(\frac{2105}{0.30} + \frac{2200}{0.32}\right)} \times 30000 = \ 614.13\ lit$$

مثال ✍ ۱۲۷

مثال ۲۰: اگر در نیروگاهی واحد بخار سیکل $S1$ برای ساعتی مشخص دارای قابلیت تولید ابراز شده ناخالص $P_Dec_Grs_{pp,ppg,h} = 150\ MWh$، میزان ظرفیت تخصیص داده شده به واحد بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش $E_Co_{pp,ppg,h} = 80\ MWh$ باشد، و درصد مصرف داخلی $\rho_IC_{pp,ppg} = 3\%$، درصد تلفات انتقال انرژی از نیروگاه تا نقطه مرجع شبکه $\%L_G_{pp,h} = 1\%$ و ضریب بهای آمادگی ظرفیت در ساعت مذکور $CPF_h = 2$ باشد، آنگاه بهای پرداختی بابت خالص آمادگی را محاسبه نمایید (نرخ پایه بهای آمادگی ظرفیت $BAR = 185000\ Rial/MWh$ فرض گردد)؟

$$P_Dec_{pp,ppg,h} = 150 \times (1 - 0.03) = 145.5\ MWh$$

$$Payment_AV_{pp,ppg,h} = max\left\{\left[\left(145.5 - \frac{80}{1 - 0.01}\right) \times 2 \times 185000\right], 0\right\} = 23936010.1\ Rial$$

مثال ۲۱: در صورتی که در مثال ۲۰، میزان ظرفیت تخصیص داده شده به واحد بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش $E_Co_{pp,ppg,h} = 150\ MWh$ باشد، آنگاه بهای پرداختی بابت خالص آمادگی را محاسبه نمایید؟

$$Payment_AV_{pp,ppg,h} = max\left\{\left[\left(145.5 - \frac{150}{1 - 0.01}\right) \times 2 \times 185000\right], 0\right\} = 0\ Rial$$

مثال ۲۲: در صورتی که در مثال ۲۰، ضریب بهای آمادگی ظرفیت در ساعت مذکور $CPF_h = 6$ باشد آنگاه بهای پرداختی بابت خالص آمادگی را محاسبه نمایید؟

$$Payment_AV_{pp,ppg,h} = max\left\{\left[\left(145.5 - \frac{80}{1 - 0.01}\right) \times 6 \times 185000\right], 0\right\} = 71808030.3\ Rial$$

مثال ۲۳: در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص، دارای قابلیت تولید ابراز شده ناخالص $P_Dec_Grs_{pp,ppg,h} = 100\ MWh$، قابلیت تولید واقعی $P_Act_{pp,ppg,h} = 90\ MWh$، میزان انحراف نوع $Type5$، $DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h} = 10\ MWh$، میزان انحراف نوع $Type7$، $DEV_GCT_{Type7,pp,ppg,h} = 0\ MWh$ و میزان سقف مجاز ابراز آمادگی $Avcap_Max_{pp,ppg,h} = 120\ MWh$ می‌باشد. اگر درصد مصرف داخلی $\rho_IC_{pp,ppg} = 2\%$، ضریب بهای آمادگی ظرفیت در ساعت مذکور $CPF_h = 1.5$ باشد آنگاه هزینه برگشت آمادگی را محاسبه نمایید (نرخ پایه بهای آمادگی ظرفیت $BAR = 185000\ Rial/MWh$ فرض گردد)؟

$$P_Dec_{pp,ppg,h} = 100 \times (1 - 0.02) = 98\ MWh$$

$$P_AV_{Ret,pp,ppg,h} = Max\{[98 - (90 + 10 + 0)], [98 - [(1 - 0.02) \times 120]], 0\} = Max\{0,0,0\} = 0\ MWh$$

$$Cost_AV_{Ret,pp,ppg,h} = 0 \times 1.5 \times 185000 = 0\ Rial$$

مثال ۲۴: در صورتی که در مثال ۲۳، قابلیت تولید واقعی $P_Act_{pp,ppg,h} = 70\ MWh$ باشد، آنگاه هزینه برگشت آمادگی را محاسبه نمایید؟

$$P_AV_{Ret,pp,ppg,h} = Max\{[98 - (70 + 10 + 0)], [98 - [(1 - 0.02) \times 120]], 0\} = Max\{18,0,0\} = 18\ MWh$$

$$Cost_AV_{Ret,pp,ppg,h} = 18 \times 1.5 \times 185000 = 4995000\ Rial$$

مثال ۲۵: در صورتی که در مثال ۲۳، میزان سقف مجاز ابراز آمادگی $Avcap_Max_{pp,ppg,h} = 80\ MWh$ می‌باشد ، آنگاه هزینه برگشت آمادگی را محاسبه نمایید؟

$$P_AV_{Ret,pp,ppg,h} = Max\{[98 - (90 + 10 + 0)], [98 - [(1 - 0.02) \times 80]], 0\} = Max\{0,19.6,0\} = 19.6\ MWh$$

$$Cost_AV_{Ret,pp,ppg,h} = 19.6 \times 1.5 \times 185000 = 5439000\ Rial$$

مثال ✍ ۱۲۹

مثال ۲۶: در نیروگاهی واحد بخار سیکل $S1$ برای ساعتی مشخص، دارای میزان انحراف نوع $Type2$، $DEV_GCT_{Type2,pp,ppg,h} = 10\ MWh$، میزان انحراف نوع $Type3$، $DEV_GCT_{Type3,pp,ppg,h} = 20\ MWh$، میزان انحراف نوع $Type6$، $DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h} = 0\ MWh$ و میزان انرژی خالص تولید شده $E_TGU_{pp,ppg,h} = 80\ MWh$ می‌باشد. اگر ضریب وزن‌دهی کسر درآمد $K_1 = 0.25$، ضریب انگیزشی سرعت عمل در رفع محدودیت $K_2 = 0.05$ باشد آنگاه کسر درآمد ناموفق در آزمون ظرفیت تولید را برای دو ساعت متوالی با در نظر گرفتن همین شرایط، محاسبه نمایید (نرخ پایه بهای آمادگی ظرفیت $BAR = 185000\ Rial/MWh$، ضریب بهای آمادگی ظرفیت در ساعت اول و دوم به ترتیب $CPF_h = 2$ و $CPF_h = 1.98$ فرض گردد)؟

برای ساعت اول داریم:

$$CAP_GCT_{pp,ppg,h} = 10 + 20 + 0 = 30\ MWh$$

$$CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h} = Min\{2MW, (0.05 \times 80)\} = 2\ MWh$$

$$30 > 2 \Rightarrow \propto_h = 1$$

$$Penalty_GCT_{pp,ppg,h} = 1 \times [10 + (0.5 \times 20) + 0] \times (1 + 0.25) \times (1 + 0.05)^{Min[(1-1),24]} \times 2 \times 185000$$
$$= 20 \times 1.25 \times 1.05^0 \times 2 \times 185000 = 9250000\ Rial$$

برای ساعت دوم داریم:

$$CAP_GCT_{pp,ppg,h} = 10 + 20 + 0 = 30\ MWh$$

$$CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h} = Min\{2MW, (0.05 \times 80)\} = 2\ MWh$$

$$30 > 2 \Rightarrow \propto_h = 1$$

$$Penalty_GCT_{pp,ppg,h} = 1 \times [10 + (0.5 \times 20) + 0] \times (1 + 0.25) \times (1 + 0.05)^{Min[(2-1),24]} \times 1.9 \times 185000$$
$$= 20 \times 1.25 \times 1.05^{1} \times 1.98 \times 185000 = 9615375\ Rial$$

مثال ۲۷: در صورتی که در مثال ۲۶، میزان انحراف نوع $Type2$، $DEV_GCT_{Type2,pp,ppg,h} = 1.8\ MWh$، میزان انحراف نوع $Type3$، $DEV_GCT_{Type3,pp,ppg,h} = 0\ MWh$ و میزان انحراف نوع $Type6$، $DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h} = 0\ MWh$ باشد، آنگاه کسر درآمد ناموفق در آزمون ظرفیت تولید را برای دو ساعت متوالی محاسبه نمایید؟

برای ساعت اول داریم:

$$CAP_GCT_{pp,ppg,h} = 1.8 + 0 + 0 = 1.8\ MWh$$
$$CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h} = Min\{2MW, (0.05 \times 80)\} = 2\ MWh$$
$$2 \not> 1.8 \Rightarrow \propto_{\boldsymbol{h}} = 0$$
$$Penalty_GCT_{pp,ppg,h} = 0\ Rial$$

برای ساعت دوم داریم:

$$CAP_GCT_{pp,ppg,h} = 1.8 + 0 = 1.8\ MWh$$
$$CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h} = Min\{2MW, (0.05 \times 80)\} = 2\ MWh$$
$$2 \not> 1.8 \Rightarrow \propto_{h} = 0$$

مثال ✍ ۱۳۱

مثال ۲۸: در صورتی که در مثال ۲۶، میزان انحراف نوع $Type2$، $DEV_GCT_{Type2,pp,ppg,h} = 0\ MWh$، میزان انحراف نوع $Type3$، $DEV_GCT_{Type3,pp,ppg,h} = 0\ MWh$، میزان انحراف نوع $Type6$، $DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h} = 40\ MWh$ (متغیر باینری $X_Main_{pp,ppg,h} = 0$) و میزان انرژی خالص تولید شده $E_TGU_{pp,ppg,h} = 0\ MWh$ باشد، آنگاه کسر درآمد ناموفق در آزمون ظرفیت تولید را برای دو ساعت متوالی محاسبه نمایید؟

برای ساعت اول داریم:

$$CAP_GCT_{pp,ppg,h} = 0 + 0 + 40 = 40\ MWh$$

$$CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h} = Min\{2MW, (0.05 \times 0)\} = 0\ MWh$$

$$40 > 0 \Rightarrow \propto_h = 1$$

$$Penalty_GCT_{pp,ppg,h} = 1 \times [0 + (0.5 \times 0) + 40] \times (1 + 0.25) \times (1 + 0.05)^{Min[(1-1),24]} \times 2 \times 185000$$
$$= 40 \times 1.25 \times 1.05^0 \times 2 \times 185000 = 18500000\ Rial$$

برای ساعت دوم داریم:

$$CAP_GCT_{pp,ppg,h} = 0 + 0 + 40 = 40\ MWh$$

$$CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h} = Min\{2MW, (0.05 \times 0)\} = 0\ MWh$$

$$40 > 0 \Rightarrow \propto_h = 1$$

$$Penalty_GCT_{pp,ppg,h} = 1 \times [0 + (0.5 \times 0) + 40] \times (1 + 0.25) \times (1 + 0.05)^{Min[(2-1),24]} \times 2 \times 185000$$
$$= 40 \times 1.25 \times 1.05^{1} \times 1.98 \times 185000 = 19230750\ Rial$$

$$Penalty_GCT_{pp,ppg,h} = 0\ Rial$$

مثال ۲۹: فرض کنید در نیروگاهی واحد گازی $G11$ در دوره غیر محدودیت سوخت برای ساعتی مشخص دارای مقادیر انرژی خالص پذیرفته شده $E_TAcc_NF_{Fin,pp,ppg,h} = 70\ MWh$، ظرفیت تخصیص داده شده بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش برابر با $E_Co_{pp,ppg,h} = 10\ MWh$، قابلیت تولید واقعی $P_Act_{pp,ppg,h} = 50\ MWh$، میزان انحراف نوع $Type4$، $DEV_GCT_{Type4,pp,ppg,h} = 4\ MWh$، میزان انحراف نوع $Type5$، $DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h} = 6\ MWh$، میزان انحراف عملی از معیار آزمون ظرفیت $CAP_GCT_{pp,ppg,h} = 30MWh$ و انرژی تولید تخصیص داده شده خالص $E_TG_Bill_{pp,ppg,h} = 49.5\ MWh$ می‌باشد، با فرض آنکه حداکثر قیمت پذیرفته شده در بازار در ساعت ذکر شده $\pi_Acc_{Max,h} = 444000\ [Rial/MWh]$، پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($^{Rial}/_{MWh}$)، انرژی (MWh)) به شرح ذیل باشند:

پله اول $(25, 370000)$ و پله دوم $(130, 400000)$

مقدار کسر درآمد ناشی از اختلال در برنامه‌ریزی تولید را محاسبه نمایید (درصد تلفات انتقال انرژی از نیروگاه تا نقطه مرجع شبکه $\%L_G_{pp,h} = 1\%$ می‌باشد)؟

$$CAP_GSD_{Max,pp,ppg,h} = Min\{2, (5\% \times 49.5)\} = 2\ MWh$$

$$A = (1 - 0.01) \times (50 + 4 + 6) = 59.4\ MWh$$
$$B = Max\{[(1 - 0.01) \times 70], 10\} = 69.3\ MWh$$

مثال ✍ ۱۳۳

$CAP_GSD_{pp,ppg,h} = Min[Max(69.3 - 59.4,0), 30] = 9.9\ MWh$

$9.9 > 2 \Rightarrow \beta_h = 1$

$$Penalty_GSD_NF_{pp,ppg,h} = \left[1 \times \left\{(Min[Max(69.3 - 59.4,0), 30] \times 444000) - Max\left(\int_{59.4}^{Min(69.3,59.4+30)} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E)dE\ , 0\right)\right\}\right] \Rightarrow$$

تابع قیمت انرژی پیشنهادی مالک نیروگاه با توجه به حجم انرژی تخصیص‌داده شده به تعهدات خارج از بازار به صورت زیر اصلاح می‌گردد:

$\pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E)$: برای واحد $G11$ قیمت پله اول تا $10\ MWh$ صفر می‌گردد.

$$Penalty_GSD_NF_{pp,ppg,h} = \left[1 \times \left\{(9.9 \times 444000) - Max\left(\int_{59.4}^{69.3} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E)dE\ , 0\right)\right\}\right] \Rightarrow$$

$$Penalty_GSD_NF_{pp,ppg,h} = (9.9 \times 444000) - (9.9 \times 400000) = 435600\ Rial$$

مثال ۳۰: در صورتی که در مثال ۲۹، قابلیت تولید واقعی $P_Act_{pp,ppg,h} = 65\ MWh$، میزان انحراف نوع $Type4$، $DEV_GCT_{Type4,pp,ppg,h} = 0\ MWh$، میزان انحراف نوع $Type5$، $DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h} = 3\ MWh$، و انرژی تولید تخصیص داده شده خالص $E_TG_Bill_{pp,ppg,h} = 64.35\ MWh$، مقدار کسر درآمد ناشی از اختلال در برنامه‌ریزی تولید را محاسبه نمایید؟

$CAP_GSD_{Max,pp,ppg,h} = Min\{2, (5\% \times 64.35)\} = 2\ MWh$

$A = (1 - 0.01) \times (65 + 3 + 0) = 68\ MWh$

$B = Max\{[(1 - 0.01) \times 70], 10\} = 69.3\ MWh$

$CAP_GSD_{pp,ppg,h} = Min[Max(69.3 - 68,0), 30] = 1.3\ MW$

$1.3 \not> 2 \Rightarrow \beta_h = 0$

$Penalty_GSD_NF_{pp,ppg,h} = 0\ Rial$

مثال ۳۱: فرض کنید در نیروگاهی واحد گازی $G11$ در دوره غیر محدودیت سوخت برای ساعتی مشخص دارای مقادیر انرژی خالص پذیرفته شده $E_TAcc_NF_{Fin,pp,ppg,h} = 137\ MWh$، مقدار انرژی خالص سلب شده در آرایش تولید $E_TOC_{Acc,pp,ppg,h} = 5\ MWh$، مقدار انرژی خالص UL شده در آرایش تولید $E_TUL_{Acc,pp,ppg,h} = 0\ MWh$، ظرفیت تخصیص داده شده بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش برابر با $E_Co_{pp,ppg,h} = 15\ MWh$، سقف مجاز ابراز آمادگی $Avcap_Max_{pp,ppg,h} = 140\ MWh$، قابلیت تولید واقعی $P_Act_{pp,ppg,h} = 275\ MWh$، میزان انحراف نوع $Type5$، $DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h} = 0\ MWh$، انرژی تولید تخصیص داده شده خالص $E_TG_Bill_{pp,ppg,h} = 122\ MWh$، تابع متوسط هزینه متغیر تولید (مقدار ثابت) $AVC_{pp,ppg} = 259452\ {Rial}/{MWh}$، نرخ ترانزیت (هزینه دسترسی به تاسیسات شبکه انتقال) $\pi_Tr_G_{pp,h} = 7.286044\ {Rial}/{kWh}$ می‌باشد. با فرض آنکه قیمت آزاد سوخت گاز طبیعی FSP_Gas_h و قیمت نیروگاهی سوخت گاز طبیعی FFP_Gas_h یکسان در نظر گرفته شوند و پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت $({Rial}/{MWh})$، انرژی (MWh)) به شرح ذیل باشند:

پله اول $(80, 400000)$ و پله دوم $(140, 444000)$

مقدار پرداخت بابت سلب فرصت ناشی از کاهش مقدار انرژی خالص تخصیص داده شده تولیدی را محاسبه نمایید (درصد تلفات انتقال انرژی از نیروگاه تا نقطه مرجع شبکه $\%L_G_{pp,h} = 1\%$ و درصد مصرف داخلی $\rho_IC_{pp,ppg} = 2\%$ می‌باشد.)؟

$E_Com_{pp,ppg,h} = 137 + 5 - 0 = 142\ MWh$

مثال ✍ ۱۳۵

$$E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h} = Min\big(Max(142{,}15), [(1-0.02)\times 140], (275+0)\big) = Min(142{,}137.2{,}275) = 137.2\ MWh$$

$$E_TOC_NF_{Bill,pp,ppg,h} = Max([(1-0.01)\times 137.2] - 122\ ,0) = 13.828\ MWh$$

$$137.2 > \frac{122}{(1-0.01)} \Rightarrow \propto_h = 1$$

با توجه به آنکه مقادیر FSP_Gas_h و FFP_Gas_h یکسان در نظر گرفته شده‌اند، مقدار $K_{pp,ppg,h}$ که وابسته به $FFP_Gas_h - FSP_Gas_h$ می‌باشد، برابر با صفر می‌گردد. در ادامه تابع قیمت انرژی پیشنهادی مالک نیروگاه با توجه به حجم انرژی تخصیص‌داده شده به تعهدات خارج از بازار به صورت زیر اصلاح می‌گردد:

$\pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E)$: برای واحد $G11$ قیمت پله اول تا $15\ MWh$ صفر می‌گردد.

$$\begin{aligned} Payment_E_OC_NF_{pp,ppg,h} &= 1 \\ &\times \left(\int_{122}^{137.2\times(1-0.01)} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E) \times dE - \left[\Big(AVC_{pp,ppg}(137.2) + (1000 \times 7.286044) \Big) \times 137.2 \right] \right. \\ &\left. + \left[\left(AVC_{pp,ppg} \left(\frac{122}{(1-0.01)} \right) + (1000 \times 7.286044) \right) \times \frac{122}{(1-0.01)} \right] + 0 \right) \end{aligned}$$

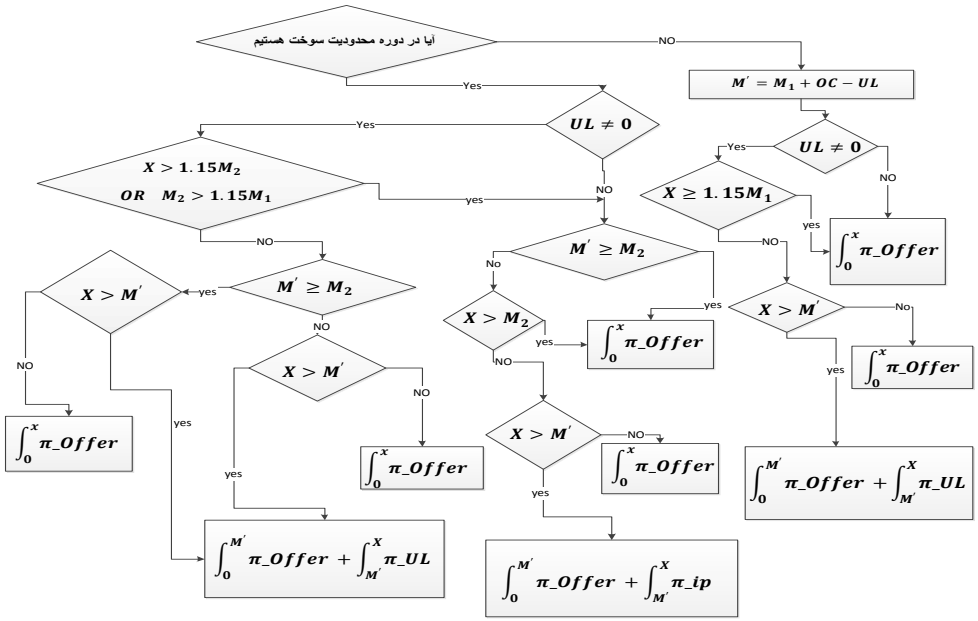
$$Payment_E_OC_NF_{pp,ppg,h} = 1 \times \left(\int_{122}^{135.828} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E) \times dE - [(259452 + 7.286.044) \times 137.2] + \left[(259452 + 7.286.044) \times \frac{122}{(1 - 0.01)} \right] + 0 \right)$$

$$Payment_E_OC_NF_{pp,ppg,h} = 1 \times \ ([13.828 \times 444000] - [266738.044 \times 137.2] + [266738.044 \times 123.23] + 0)$$

$$Payment_E_OC_NF_{pp,ppg,h} = 1 \times \ (6139632 - 36596459.6368 + 32870129 + 0) = 2413301.53 \ Rial$$

قبل از پرداختن به مسایل مربوط به مبحث پرداخت بهای انرژی ابتدا روند نمای شکل (۶-۱) را مشاهده نمایید. قابل ذکر است که در مسایل زیر تمامی مقادیرخالص بوده و در نقطه مرجع شبکه هستند.

مثال ✍ ۱۳۷



شکل ۶- ۱: روندنمای پرداخت بهای انرژی

π_{ip}: نرخ القایی	π_Offer : نرخ پذیرفته شده با قیمت پیشنهادی	OC : میزان حجم سلب فرصت در آرایش فنی و اقتصادی
$M1$: میزان پذیرفته شده در آرایش فنی اقتصادی بازار برق بدون لحاظ کردن محدودیت سوخت	$M2$: میزان پذیرفته شده در آرایش فنی اقتصادی بازار برق با لحاظ کردن محدودیت سوخت	UL : میزان حجم UL در آرایش فنی و اقتصادی
π_UL: نرخ پذیرفته شده با قیمت UL		

مثال ۳۲ : اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط غیر محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/_{MWh}$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (55, 332000)، پله دوم (35 ,400000) و پله سوم (62 ,422000)

$E_TG_Bill = 100\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 120\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 1.5\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 10\ MWh$

$E_Co = 50\ MWh$

مثال ✍ ۱۳۹

$\pi_UL = 160000\ {Rial}/{MWh}$

با توجه به اینکه واحد در دوره غیر محدودیت سوخت قرار دارد، ابتدا M' یا E_Com_{Fin} محاسبه می‌شود:

$M' = 120 + 1.5 - 10 = 111.5$

از آنجایی که $E_TUL_{Acc} \neq 0$ بنابراین:

$X = 100$

$1.15 \times E_TAcc_NF_{Fin} = 1.15 \times 120 = 138$

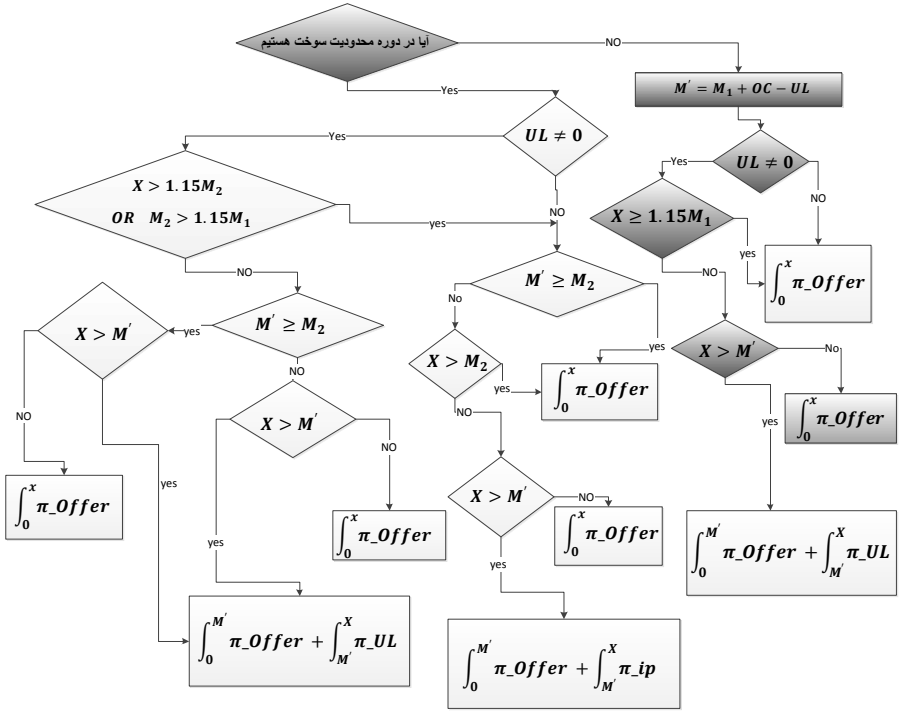
$X \not> 1.15M1 \quad \rightarrow \quad 100 \not> 138$

در ادامه شرط زیر بررسی می‌شود:

$X \not> M' \rightarrow \quad 100 \not> 111.5$

در نتیجه بهای انرژی تولیدی با قیمت پیشنهادی پرداخت خواهد شد. ابتدا پله پیشنهادی تا مقداری که در بورس معامله شده صفر می‌شود.

$Payment_E_{pp,ppg,h} = (5 \times 332 + 35 \times 400 + 60 \times 422) \times 10^3\ {Rial}/{MWh}$



شکل ۶- ۲: روندنمای مثال ۳۲

مثال ✍ ۱۴۱

مثال ۳۳: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط غیر محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/_{MWh}$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (55, 232000)، پله دوم (85, 350000) ، پله سوم (32, 392000) و پله چهارم (60, 440000)

$E_TG_Bill = 170\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 185\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 0\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 18\ MWh$

$E_Co = 65\ MWh$

$\pi_UL\ = 160000\ Rial/_{MWh}$

با توجه به اینکه واحد در دوره غیر محدودیت سوخت قرار دارد، ابتدا M' یا E_Com_{Fin} محاسبه می‌شود:

$M' = 185 + 0 - 18 = 167$

از آنجایی که $E_TUL_{Acc} \neq 0$ بنابراین:

$X = 170$

$1.15 \times E_TAcc_NF_{Fin} = 1.15 \times 185 = 212.75$

$X \not> 1.15M1 \quad \rightarrow 170 \not> 212.75$

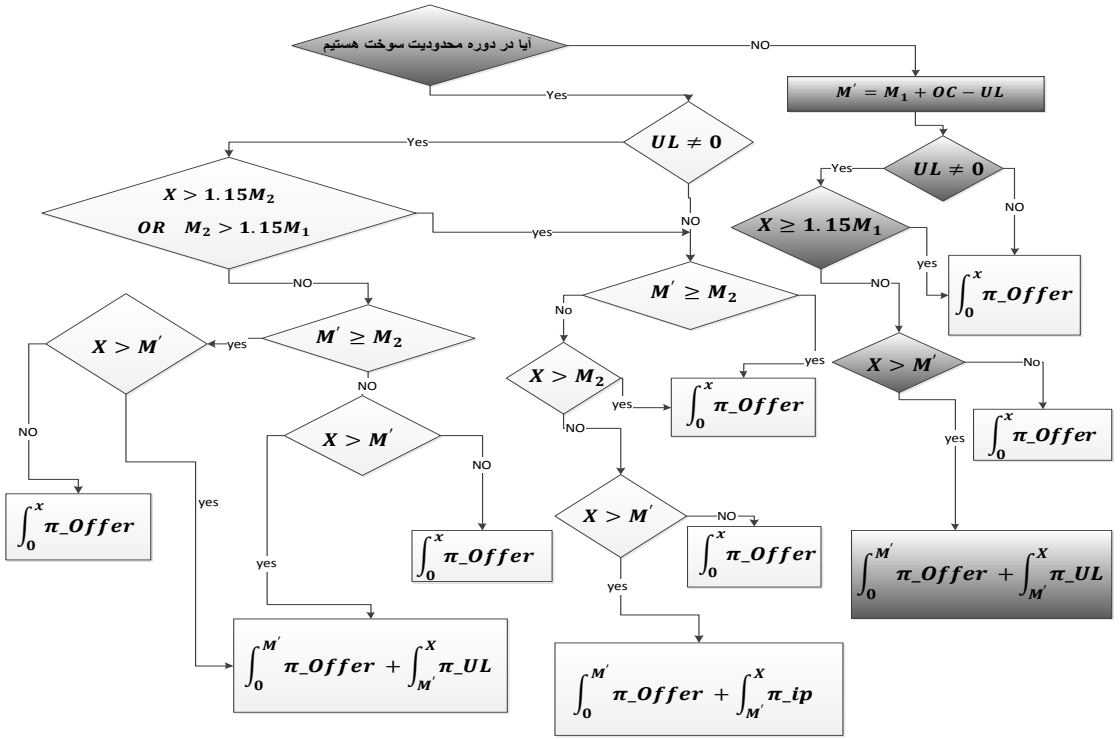
در ادامه شرط زیر بررسی می‌شود:

$X > M' \quad \rightarrow \quad 170 > 167$

در نتیجه بخشی از بهای انرژی تولیدی با قیمت پیشنهادی و بخشی با قیمت UL پرداخت خواهد شد و در ابتدا پله پیشنهادی تا مقداری که در بورس معامله شده صفر می شود. میزان انرژی تولیدی تخصیص داده شده خالص در نقطه مرجع $170MWh$ است که از این مقدار $167\ MWh$ با قیمت پیشنهادی و $3\ MWh$ با قیمت UL پرداخت می‌شود.

$$Payment_E_{pp,ppg,h} = (75 \times 350 + 32 \times 392 + 60 \times 440 + 3 \times 160) \times 10^3 \ {Rial}/{Mwh}$$

مثال ✍ ۱۴۳



شکل ۶- ۳: روندنمای مثال ۳۳

مثال ۳۴: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط غیر محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/_{MWh}$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (55, 232000)، پله دوم (85, 350000)، پله سوم (32, 392000) و پله چهارم (50, 440000)

$E_TG_Bill = 190\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 160\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 6\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 18\ MWh$

$E_Co = 0\ MWh$

$\pi_UL = 160000\ Rial/_{MWh}$

با توجه به اینکه واحد در دوره غیرمحدودیت سوخت قرار دارد، ابتدا M' یا E_Com_{Fin} محاسبه می‌شود:

از آنجایی که $E_TUL_{Acc} \neq 0$ بنابراین:

$X = 190$

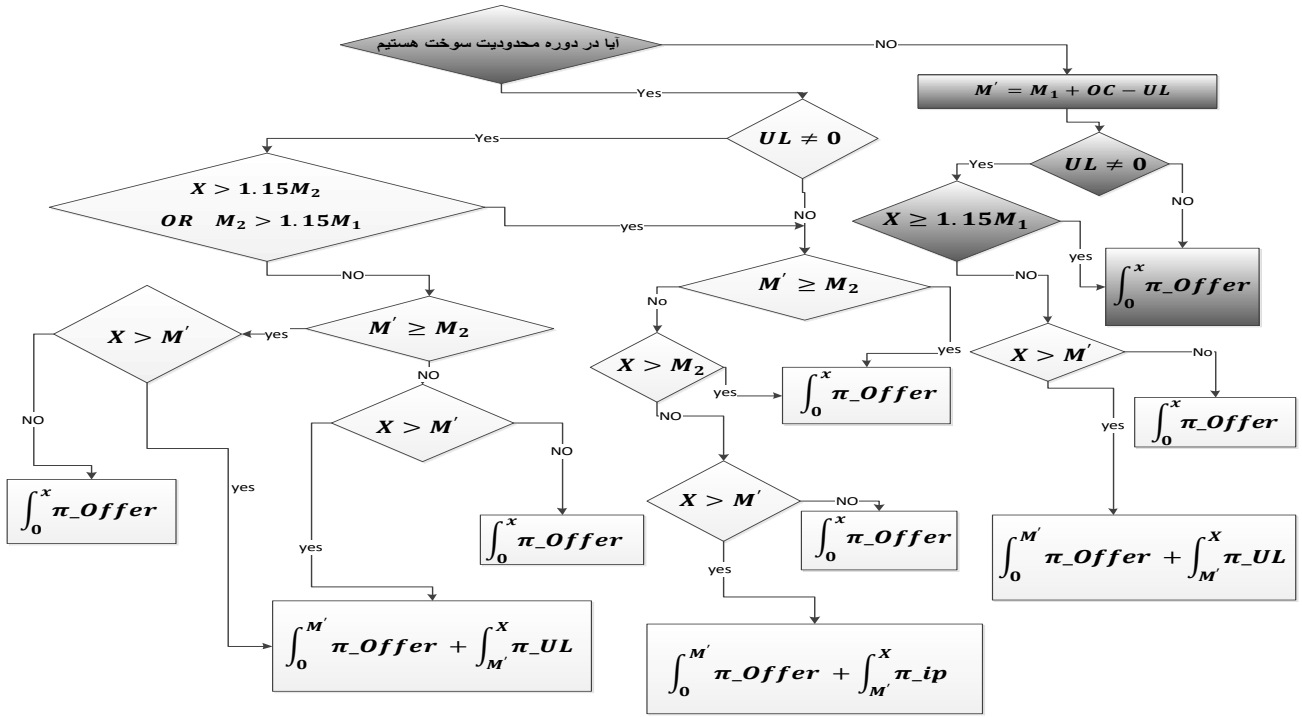
$1.15 \times E_TAcc_NF_{Fin} = 1.15 \times 160 = 184$

$X > 1.15M1 \quad \rightarrow \quad 190 > 184$

مثال ✍ ۱۴۵

در نتیجه بهای انرژی تولیدی با قیمت پیشنهادی پرداخت خواهد شد. میزان انرژی تولید تخصیص داده شده خالص در نقطه مرجع معادل $190\ MWh$ است.

$$Payment_E_{pp,ppg,h} = (55 \times 232 + 85 \times 350 + 50 \times 392) \times 10^3\ {Rial}/{MWh}$$



شکل ۶- ۴:روندنمای مثال ۳۴

مثال ✍ ۱۴۷

مثال ۳۵ : اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط غیر محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده، مازاد انرژی تولید شده و انرژی پذیرفته شده با قیمت پیشنهادی را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/_{MWh}$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول $(60,352000)$ ،پله دوم $(45,393000)$ و پله سوم $(32,434000)$

$E_TG_Bill = 180\ MW$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 190\ MW$

$E_TOC_{Acc} = 11\ MW$

$E_TUL_{Acc} = 0MW$

$E_Co = 20\ MWh$

$\pi_UL\ = 160000\ Rial/_{MWh}$

با توجه به اینکه $E_TUL_{Acc} = 0$ و واحد در شرایط غیرمحدودیت سوخت است، بنابراین بهای انرژی با قیمت پیشنهادی پرداخت و پله پیشنهادی تا سقف E_Co صفر خواهد شد. میزان انرژی تولید تخصیص داده شده خالص در نقطه مرجع معادل $180\ MWh$ است.

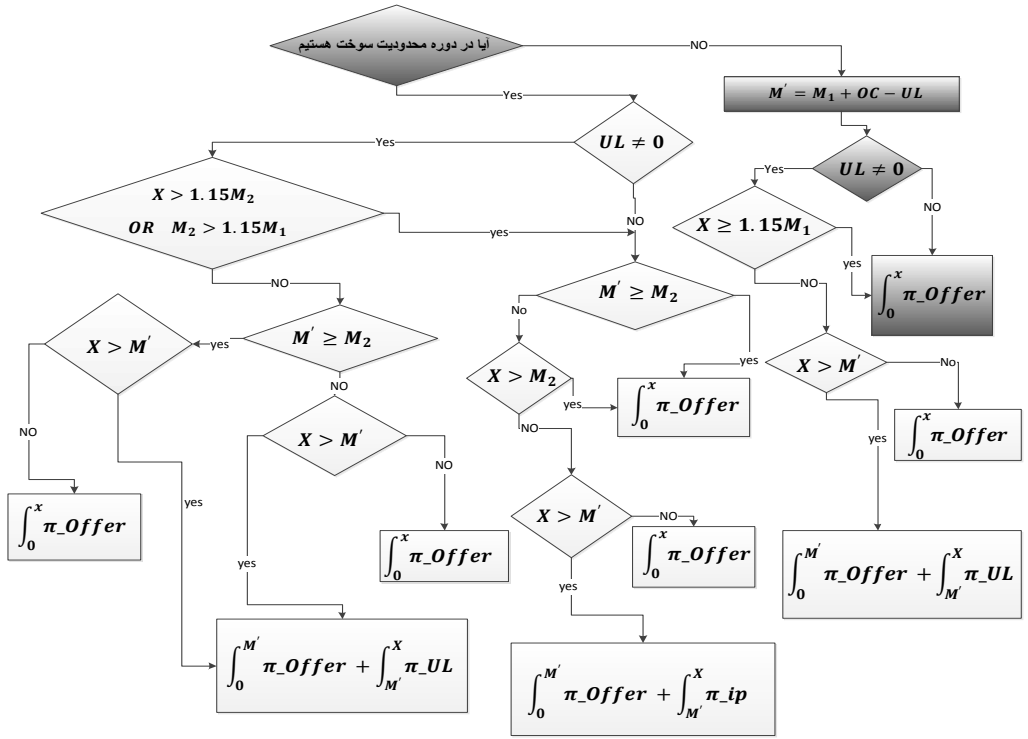
$Payment_E_{pp,ppg,h} = (40 \times 352 + 45 \times 393 + 95 \times 434) \times 10^3\ Rial/_{Mwh}$

$E_Com_{Fin} = 190 + 11 - 0 = 201\ MWh$

$$E_OAC_{pp,ppg,h} = Max\{180 - 201\ ,0\} = 0\ MWh$$

$$E_Offer_{Fin,pp,ppg,h} = 180 + 0 + 0 = 180\ MWh \qquad or$$

$$E_Offer_{Fin,pp,ppg,h} = min\{180,201\} = 180\ MWh$$



شکل ۶- ۵ : روندنمای مثال ۳۵

مثال ۳۶: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/_{MWh}$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (59, 2720000)، پله دوم (68, 386000)، پله سوم (72, 394000) و پله چهارم (50, 440000)

$E_TG_Bill = 115\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 120\ MWh$

$E_TAcc_{Fin} = 95\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 2.8\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 8\ MWh$

$E_Co = 45\ MWh$

$\pi_UL = 160000\ Rial/_{MWh}$

از آنجایی که واحد در دوره محدودیت سوخت قرار دارد و $E_TUL_{Acc} \neq 0$ است، ابتدا شرط زیر بررسی می‌شود.

$X > 1.15M2 \quad \rightarrow \quad 115 > 1.15 \times 95 = 109.25$

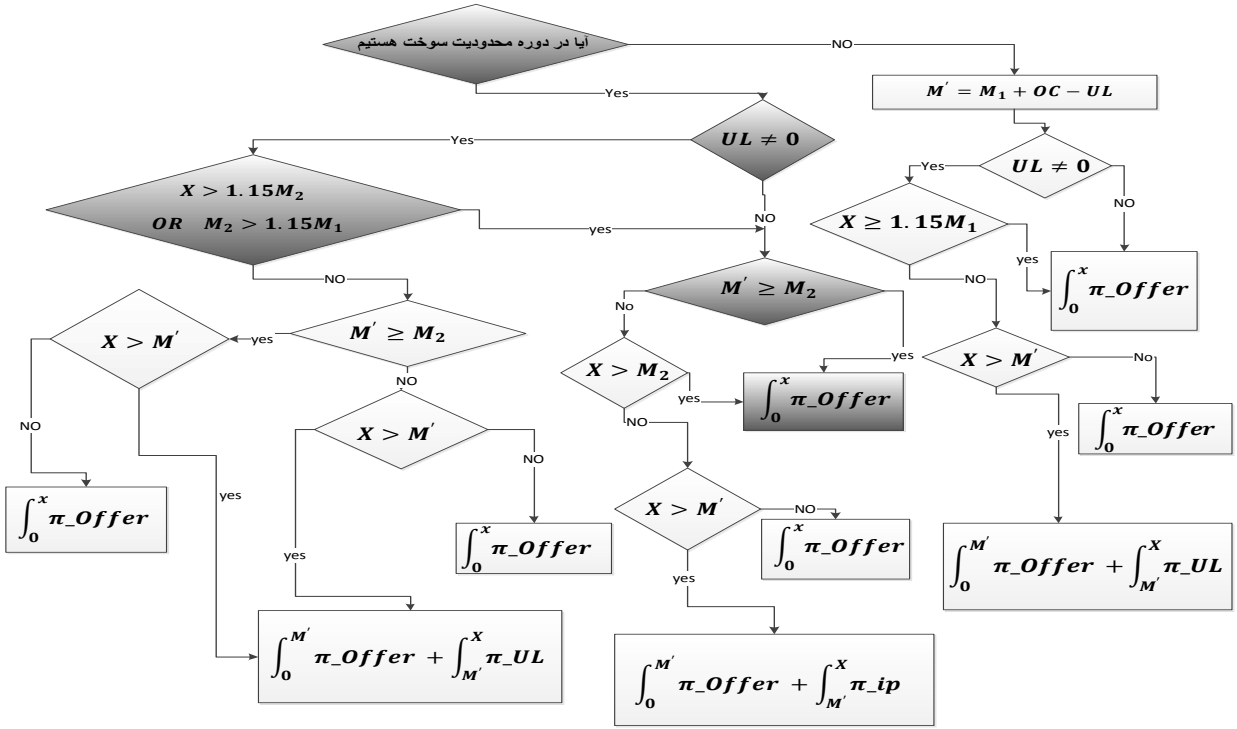
در گام بعدی شرط زیر بررسی می‌شود:

$M' = 120 + 2.8 - 8 = 114.8 \quad \rightarrow \quad 114.8 > 95$

مثال ✍ ۱۵۱

بنابراین بهای انرژی با قیمت پیشنهادی پرداخت و پله پیشنهادی تا سقف E_Co صفر خواهد شد. میزان انرژی تولیدی تخصیص داده شده خالص در نقطه مرجع معادل $115MW$ است.

$$Payment_E_{pp,ppg,h} = (14 \times 272 + 68 \times 386 + 33 \times 394) \times 10^3 \ {Rial}/{MWh}$$



شکل ۶- ۶: روندنمای مثال ۳۶

مثال ✍ ۱۵۳

مثال ۳۷: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/_{MWh}$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (59, 272000)، پله دوم (68, 386000)، پله سوم (72, 394000) و پله چهارم (50, 440000)

$E_TG_Bill = 115\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 105\ MWh$

$E_TAcc_{Fin} = 95\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 2\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 15\ MWh$

$E_Co = 45\ MWh$

$\pi_Ul = 160000\ Rial/_{Mwh}$

از آنجایی که واحد در دوره محدودیت سوخت بوده و $E_TUL_{Acc} \neq 0$ است، ابتدا شرط زیر بررسی می‌شود:

$X > 1.15M2 \quad \rightarrow \quad 115 > 1.15 \times 95 = 109.25$

$M' = 105 + 2 - 15 = 92 \quad \rightarrow \quad 92 \not> 95$

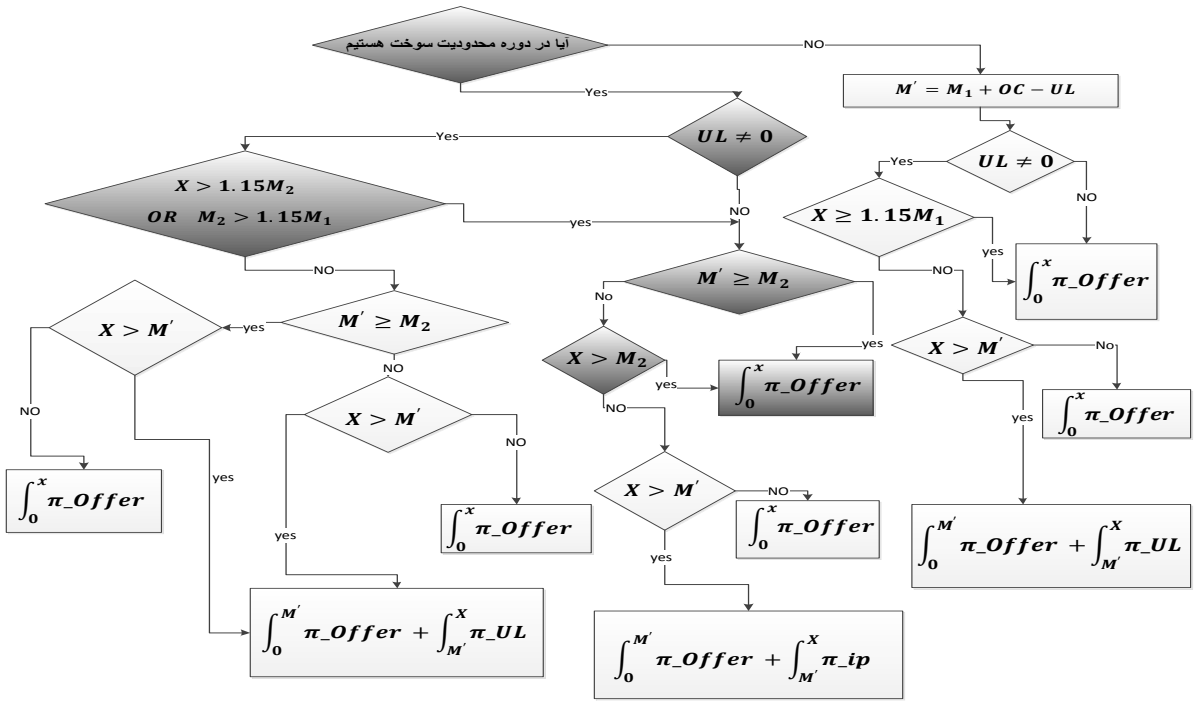
در گام بعدی شرط زیر بررسی می‌شود:

$X > M2 \quad \rightarrow \quad 115 > 95$

بنابراین بهای انرژی با قیمت پیشنهادی پرداخت و پله پیشنهادی تا سقف E_Co صفر خواهد شد. میزان انرژی تولیدی تخصیص داده شده خالص در نقطه مرجع معادل $100\ MW$ است.

$$Payment_E_{pp,ppg,h} = (14 \times 272 + 68 \times 386 + 33 \times 394) \times 10^3\ {Rial}/{MWh}$$

مثال ✍ ۱۵۵



شکل ۶- ۷: روندنمای مثال ۳۷

مثال ۳۸: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/_{MWh}$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (59, 272000)، پله دوم (68, 386000)، پله سوم (72, 394000) و پله چهارم (50, 440000)

$E_TG_Bill = 90\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 98\ MWh$

$E_TAcc_{Fin} = 115\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 7\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 3\ MWh$

$E_Co = 45\ MWh$

$\pi_UL = 160000\ Rial/_{MWh}$

از آنجا که واحد در دوره محدودیت سوخت بوده و $E_TUL_{Acc} \neq 0$ است ابتدا شرط زیر بررسی می‌شود:

$X > 1.15 \times M2 \quad \rightarrow \quad 90 \not> 1.15 \times 115 = 132.25$

$M2 > 1.15M1 \quad \rightarrow \quad 115 > 1.15 \times 98 = 112.7$

$M' = 98 + 7 - 6 = 99 \quad \rightarrow \quad 99 \not> 115$

مثال ✍ ۱۵۷

در گام بعدی شرط زیر بررسی می‌شود:

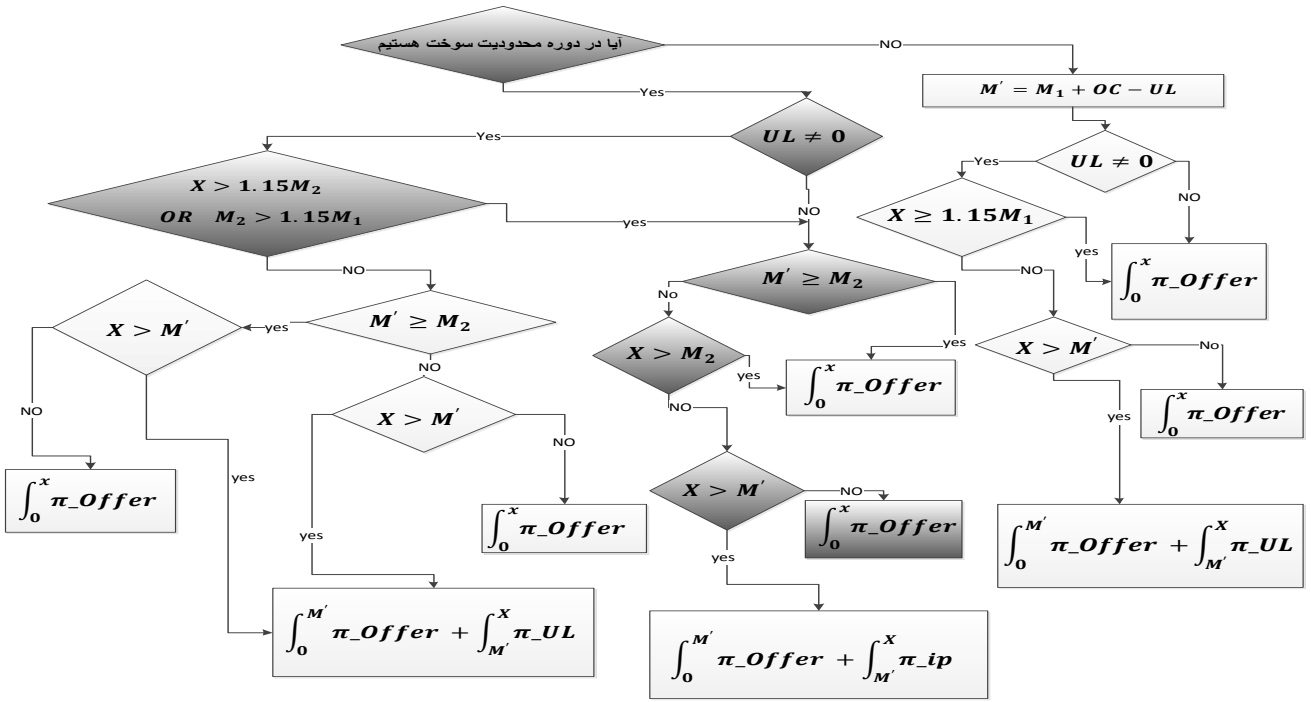
$X > M2 \quad \rightarrow \quad 90 \not> 115$

و سپس:

$X > M' \quad \rightarrow \quad 90 \not> 99$

بنابراین بهای انرژی با قیمت پیشنهادی پرداخت و پله پیشنهادی تا سقف E_Co صفر خواهد شد. میزان انرژی تولیدی تخصیص داده شده خالص در نقطه مرجع معادل $90\ MWh$ است.

$$Payment_E_{pp,ppg,h} = (14 \times 272 + 68 \times 386 + 8 \times 394) \times 10^3\ {Rial}/{MWh}$$



شکل ۶- ۸ : روند نمای مثال ۳۸

مثال ✍ ۱۵۹

مثال ۳۹: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/_{MWh}$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (59, 272000)، پله دوم (68, 386000)، پله سوم (72, 394000) و پله چهارم (50, 440000)

$E_TG_Bill = 90\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 98\ MWh$

$E_TAcc_{Fin} = 115\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 0\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 10\ MWh$

$E_Co = 0\ MWh$

$\pi_UL = 160\ Rial/_{MWh}$

$\pi_ip = 130\ Rial/_{MWh}$

از آنجایی که واحد در دوره محدودیت سوخت بوده و $E_TUL_{Acc} \neq 0$ است ابتدا شرط زیر بررسی می‌شود:

$X > 1.15 \times M2 \quad \rightarrow \quad 90 \not> 1.15 \times 115 = 132.25$
$M2 > 1.15 \times M1 \quad \rightarrow \quad 115 > 1.15 \times 98 = 112.7$

$$M' = 98 + 0 - 10 = 88 \quad \rightarrow \quad 88 \not> 115$$

در گام بعدی شرط زیر بررسی می‌شود:

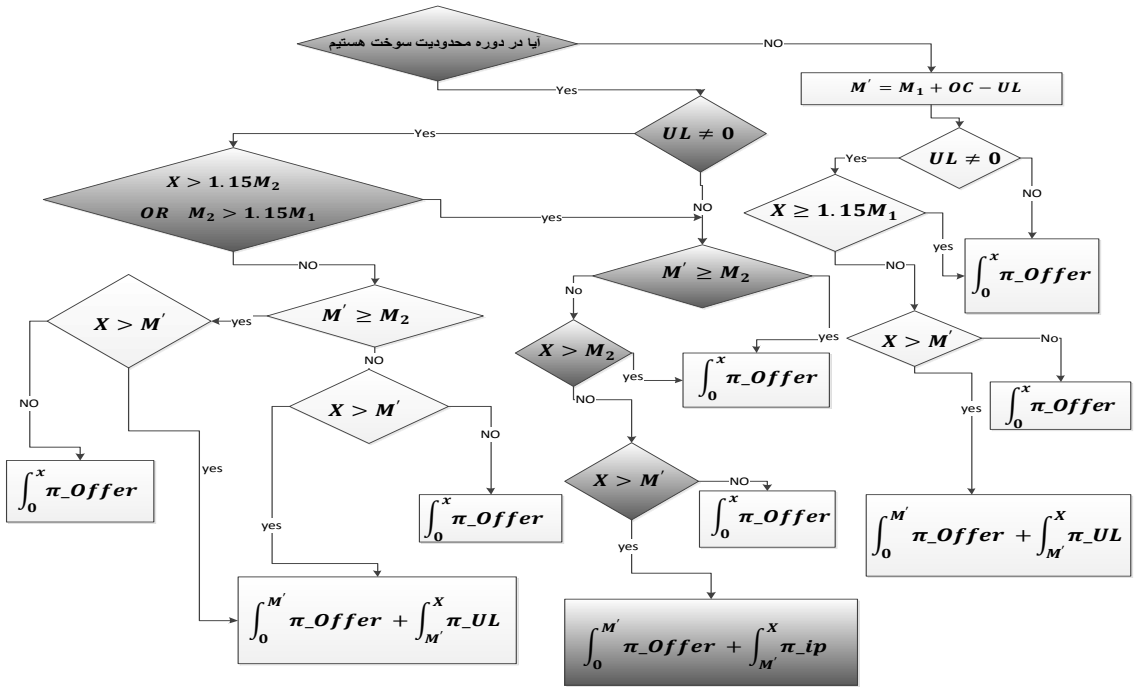
$$X > M2 \quad \rightarrow \quad 90 \not> 115$$

و سپس:

$$X > M' \quad \rightarrow \quad 90 > 88$$

بنابراین بخشی از بهای انرژی تا سقف $88\ MWh$ با قیمت پیشنهادی و مقدار $2\ MWh$ با نرخ القایی پرداخت خواهد شد. میزان انرژی تولیدی تخصیص داده شده خالص در نقطه مرجع معادل $87.48\ MWh$ است.

$$Payment_E_{pp,ppg,h} = (59 \times 272 + 29 \times 386 + 2 \times 130) \times 10^3 \ {Rial}/{MWh}$$



شکل ۶- ۹ : روند نمای مثال ۳۹

مثال ۴۰: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/MWh$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (59, 272000)، پله دوم (68, 386000)، پله سوم (72, 394000) و پله چهارم (50, 440000)

$E_TG_Bill = 90\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 98\ MWh$

$E_TAcc_{Fin} = 105\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 5\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 0\ MWh$

$E_Co = 0\ MWh$

$\pi_UL = 160000\ Rial/MWh$

$\pi_ip = 130000\ Rial/MWh$

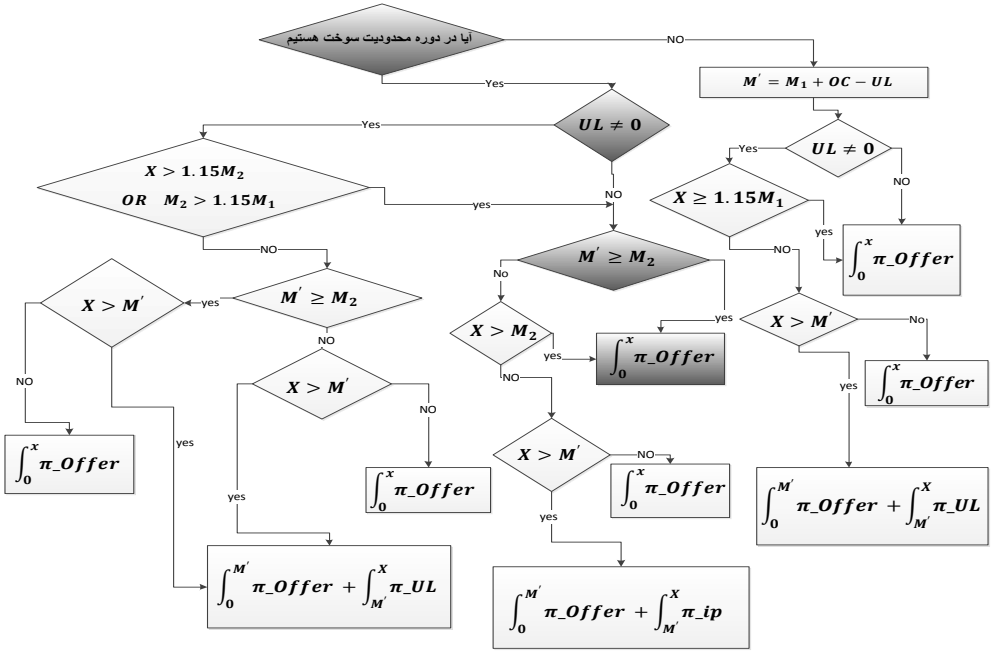
از آنجایی که $E_TUL_{Acc} = 0$ است و در دوره محدودیت سوخت قرار دارد، ابتدا شرط زیر بررسی می‌شود.

مثال ✍ ۱۶۳

$$E_TAcc_Mod_{Fin} = M' = 98 + 5 - 0 = 113 > 105$$
$$M2 = 105$$
$$113 > 105$$

بنابراین بهای انرژی با قیمت پیشنهادی پرداخت خواهد شد. میزان انرژی تولیدی تخصیص داده شده خالص در نقطه مرجع معادل $90MWh$ است.

$$Payment_E_{\,pp,ppg,h} = (59 \times 272 + 29 \times 386) \times 10^3 \ {Rial}/{MWh}$$



شکل ۶- ۱۰: روند نمای مثال ۴۰

مثال ✍ ۱۶۵

مثال ۴۱: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($^{Rial}/_{MWh}$)، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (59, 272000)، پله دوم (68, 386000)، پله سوم (72, 394000) و پله چهارم (50, 440000)

$E_TG_Bill = 120\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 98\ MWh$

$E_TAcc_{Fin} = 115\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 5\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 0\ MWh$

$E_Co = 0\ MWh$

$\pi_UL = 160000\ ^{Rial}/_{MWh}$

$\pi_ip = 130000\ ^{Rial}/_{MWh}$

از آنجایی که $E_TUL_{Acc} = 0$ است ابتدا شرط زیر بررسی می‌شود.

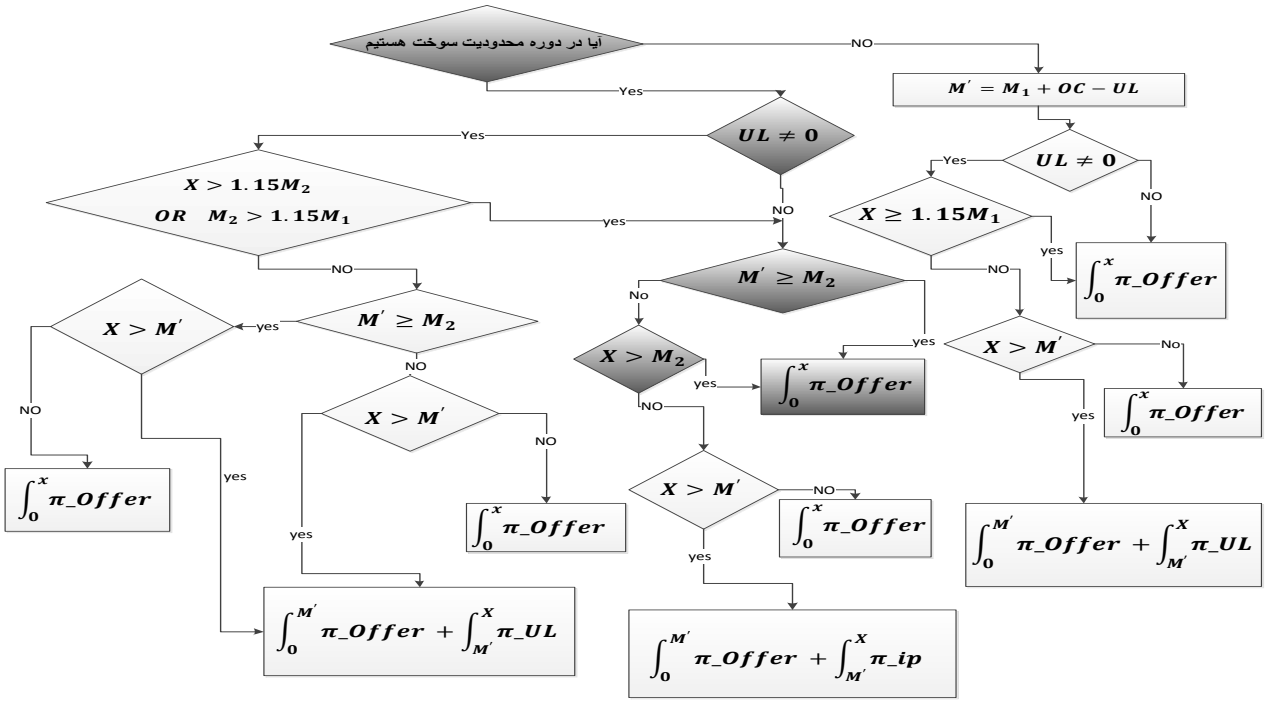
$$E_TAcc_Mod_{Fin} = M' = 98 + 5 - 0 = 113$$
$$M2 = 115$$
$$113 \not> 115$$

در گام بعدی شرط زیر بررسی می‌شود:

$$X = 120$$
$$120 > 115$$

بنابراین بهای انرژی با قیمت پیشنهادی پرداخت خواهد شد. میزان انرژی تولیدی تخصیص داده شده خالص در نقطه مرجع معادل $120\ MWh$ است.

$$Payment_E_{pp,ppg,h} = (59 \times 272 + 61 \times 386) \times 10^3\ {Rial}/{MWh}$$



شکل ۶- ۱۱ :روند نمای مثال ۴۱

مثال ۴۲: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/_{MWh}$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (59, 272000)، پله دوم (68, 386000)، پله سوم (72, 394000) و پله چهارم (50, 440000)

$E_TG_Bill = 75\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 98\ MWh$

$E_TAcc_{Fin} = 115\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 5\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 0\ MWh$

$E_Co = 0\ MWh$

$\pi_UL = 160000\ Rial/_{MWh}$

$\pi_ip = 130000\ Rial/_{MWh}$

از آنجایی که $E_TUL_{Acc} = 0$ است ابتدا شرط زیر بررسی می‌شود.

$E_TAcc_Mod_{Fin} = M' = 98 + 5 - 0 = 113$

$M2 = 115 \quad \rightarrow \quad 113 \not> 115$

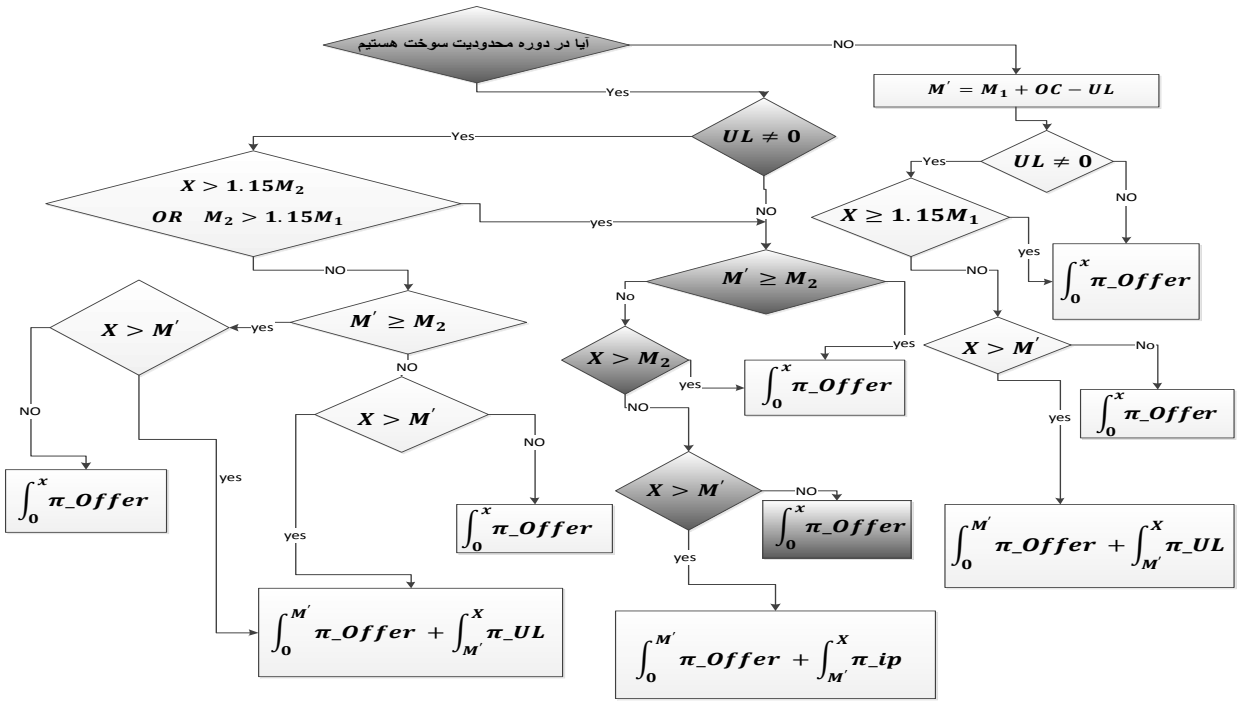
مثال ✍ ۱۶۹

$X = 75$

$75 \not> 115 \quad and \quad 75 \not> 113$

بنابراین بهای انرژی با قیمت پیشنهادی پرداخت خواهد شد. میزان انرژی تولیدی تخصیص داده شده خالص در نقطه مرجع معادل MWh 75 است.

$Payment_E_{pp,ppg,h} = (59 \times 272 + 16 \times 386) \times 10^3 \ {Rial}/{MWh}$



شکل ۶- ۱۲: روند نمای مثال ۴۲

مثال ✍ ۱۷۱

مثال ۴۳: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده، کل انرژی سلب شده آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/MWh$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (59, 272000)، پله دوم (68, 386000)، پله سوم (72, 394000) و پله چهارم (50, 440000)

$E_TG_Bill = 114\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 98\ MWh$

$E_TAcc_{Fin} = 115\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 5\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 0\ MWh$

$E_Co = 0\ MWh$

$P_Act = 108\ MWh$

$DEV_GCT_{Type5} = 14\ MWh$

$Avcap_Max = 150\ MWh$

$\rho_IC = 0$

$\pi_UL = 160000\ Rial/MWh$

$\pi_ip = 130000\ {Rial}/{MWh}$

از آنجایی که $E_TUL_{Acc} = 0$ است ابتدا شرط زیر بررسی می‌شود.

$E_TAcc_Mod_{Fin} = M' = 98 + 5 - 0 = 113$

$M2 = 115 \quad \rightarrow \quad 113 \not> 115$

$X = 114$

$114 \not> 115$

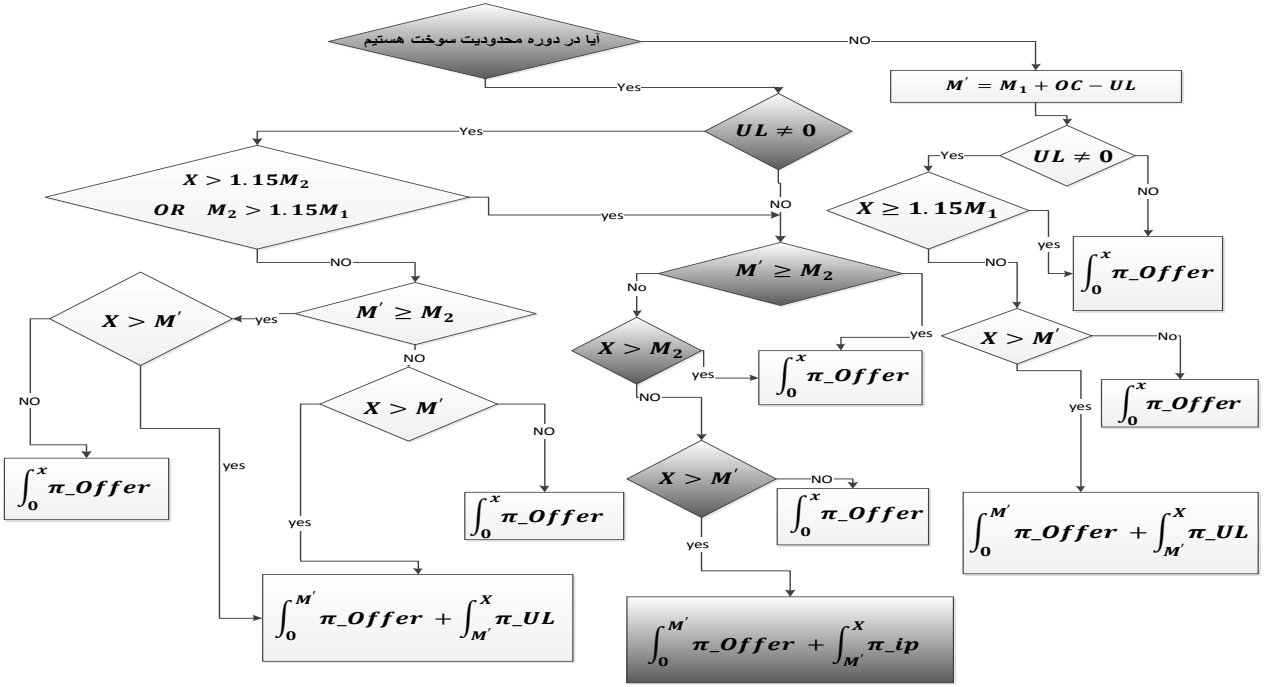
شرط بعدی بررسی می‌شود:

$114 > 113$

بنابراین بخشی از بهای انرژی تا سقف $113\ MWh$ با قیمت پیشنهادی و $1\ MWh$ با نرخ القایی پرداخت خواهد شد. میزان انرژی تولیدی تخصیص داده شده خالص در نقطه مرجع معادل $110.808\ MWh$ است.

$Payment_E_{pp,ppg,h} = (59 \times 272 + 54 \times 386 + 1 \times 130) \times 10^3\ {Rial}/{MWh}$

مثال ✍ ۱۷۳



شکل ۶- ۱۳:روند نمای مثال۴۳

مثال ۴۴: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/MWh$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (59, 272000)، پله دوم (68, 386000)، پله سوم (72, 394000) و پله چهارم (50, 440000)

$E_TG_Bill = 120\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 150\ MWh$

$E_TAcc_{Fin} = 140\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 5\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 10\ MWh$

$E_Co = 0\ MWh$

$\pi_UL = 160000\ Rial/MWh$

$\pi_ip = 130000\ Rial/MWh$

از آنجایی که $E_TUL_{Acc} \neq 0$ است ابتدا شرط زیر بررسی می‌شود.

$X = 120$

$M2 = 140$

$120 \not> 1.15 \times 140 = 161 \quad and \quad 140 \not> 1.15 \times 150 = 172.5$

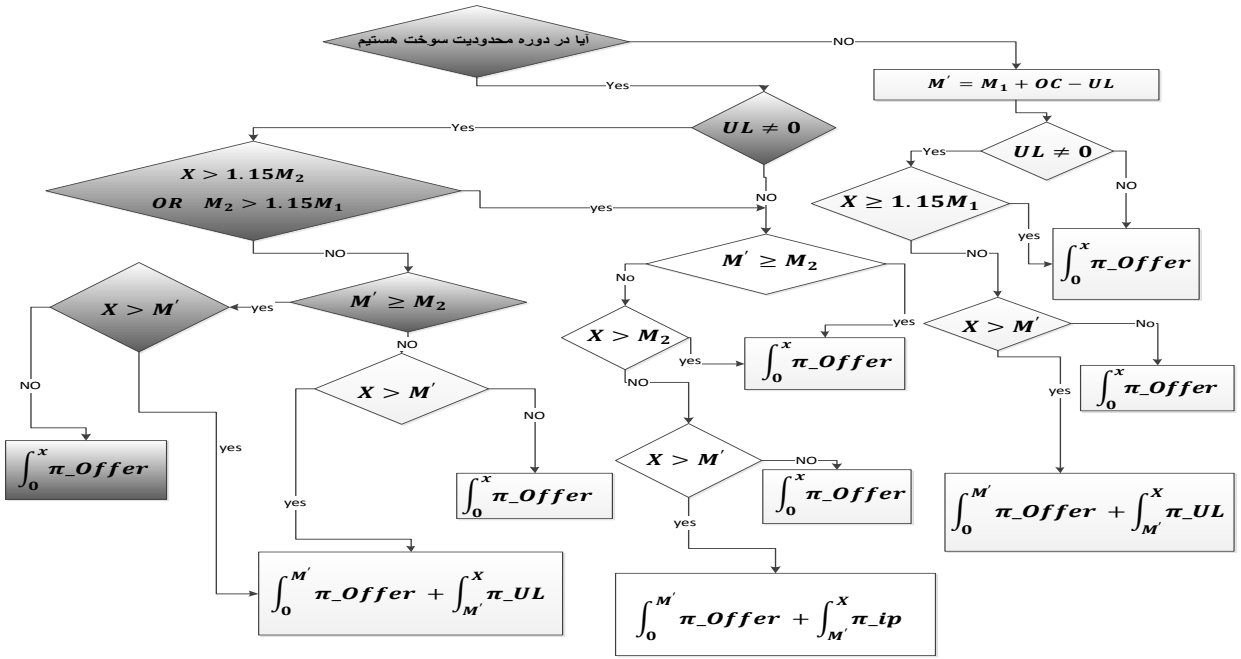
مثال ✍ ۱۷۵

$E_TAcc_Mod_{Fin} = M' = 150 + 5 - 10 = 145 > 140$

$120 \not> 145$

بنابراین بهای انرژی با قیمت پیشنهادی پرداخت خواهد شد. میزان انرژی تولیدی تخصیص داده شده خالص در نقطه مرجع معادل $120\ MWh$ است.

$Payment_E_{pp,ppg,h} = (59 \times 272 + 61 \times 386) \times 10^3\ {Rial}/{MWh}$



شکل ۶- ۱۴:روند نمای مثال ۴۴

مثال ✍ ۱۷۷

مثال ۴۵: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/_{MWh}$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (59, 272000)، پله دوم (68, 386000)، پله سوم (72, 394000) و پله چهارم (50, 440000)

$E_TG_Bill = 145\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 150\ MWh$

$E_TAcc_{Fin} = 140\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 7\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 14\ MWh$

$E_CO = 19 MWh$

$\pi_UL = 160000\ Rial/_{MWh}$

$\pi_ip = 130000\ Rial/_{MWh}$

از آنجایی که $E_TUL_{Acc} \neq 0$ است ابتدا شرط زیر بررسی می‌شود.

$X = 145$

$M2 = 140$

$145 \not> 1.15 \times 140 = 161 \quad and \quad 140 \not> 1.15 \times 150 = 172.5$

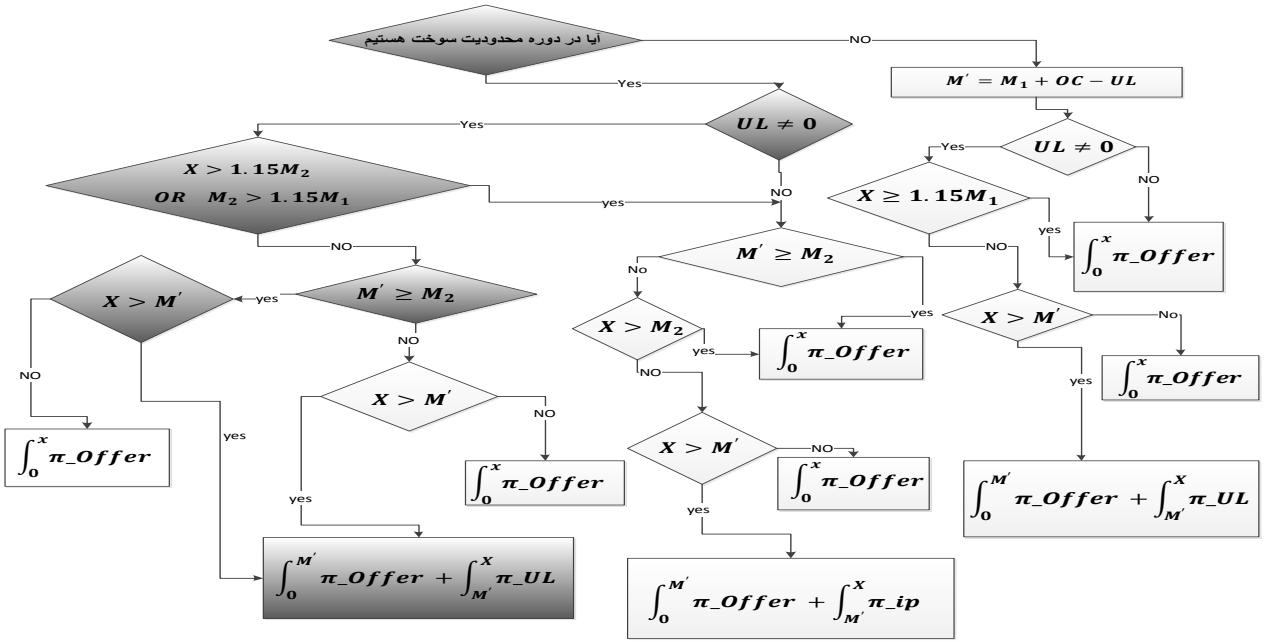
$E_TAcc_Mod_{Fin} = M' = 150 + 7 - 14 = 143 > 140$

$145 > 143$

بنابراین بخشی از بهای انرژی تا سقف $143\ MWh$ با قیمت پیشنهادی و $2\ MWh$ با π_{UL} پرداخت خواهد شد. میزان انرژی تولیدی تخصیص داده شده خالص در نقطه مرجع معادل $140.65\ MW$ است.

$Payment_E_{pp,ppg,h} = (40 \times 272 + 68 \times 386 + 35 \times 394 + 2 \times 60) \times 10^3\ {Rial}/{MWh}$

مثال ✍ ۱۷۹



شکل ۶- ۱۵:روند نمای مثال۴۵

مثال ۴۶: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده، میزان کل انرژی سلب شده و بهای آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/MWh$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (59, 272000)، پله دوم (68, 386000)، پله سوم (72, 394000) و پله چهارم (50, 440000)

$E_TG_Bill = 111\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 150\ MWh$

$E_TAcc_{Fin} = 140\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 3\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 18\ MWh$

$E_CO = 19MWh$

$P_ACT = 138MWh$

$DEV_GCT_{Type5} = 0\ MWh$

$Avcap_Max = 150\ MWh$

$\rho_IC = 0.04$

$\pi_UL = 160000\ Rial/MWh$

$\pi_ip = 130000\ Rial/MWh$

مثال ✍ ۱۸۱

از آنجایی که $E_TUL_{Acc} \neq 0$ است ابتدا شرط زیر بررسی می‌شود.

$X = 111$

$M2 = 140$

$M1 = 150$

$111 \not> 1.15 \times 140 = 161 \quad and \quad 140 \not> 1.15 \times 150 = 172.5$

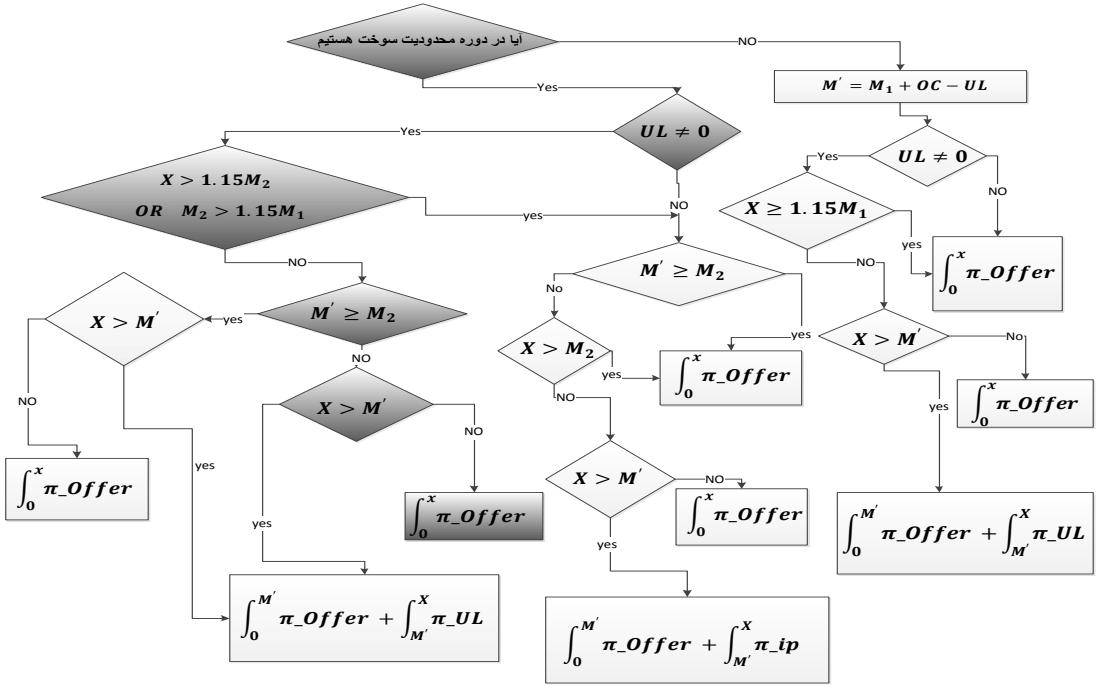
$E_TAcc_Mod_{Fin} = M' = 150 + 3 - 18 = 135 \quad \rightarrow \quad 135 \not> 140$

شرط دیگر بررسی می‌شود:

$111 \not> M'$

بنابراین بهای انرژی با قیمت پیشنهادی پرداخت خواهد شد. میزان انرژی تولیدی تخصیص داده شده خالص در نقطه مرجع معادل $111\ MWh$ است.

$Payment_E_{pp,ppg,h} = (40 \times 272 + 68 \times 386 + 3 \times 394) \times 10^3\ {Rial}/{MWh}$



شکل ۶- ۱۶:روند نمای مثال ۴۶

مثال ✍ ۱۸۳

مثال ۴۷: اگر در نیروگاهی واحد گازی $G11$ برای ساعتی مشخص در شرایط محدودیت سوخت دارای اطلاعات زیر باشد، آنگاه بهای پرداختی انرژی تولید شده آن را محاسبه کنید؟

پله‌های پیشنهادی به صورت زوج مرتب (قیمت ($Rial/MWh$) ، انرژی (MWh)) عبارتند از:

پله اول (59, 272000)، پله دوم (68, 386000)، پله سوم (72, 394000) و پله چهارم (50, 440000)

$E_TG_Bill = 145\ MWh$

$E_TAcc_NF_{Fin} = 150\ MWh$

$E_TAcc_{Fin} = 140\ MWh$

$E_TOC_{Acc} = 0\ MWh$

$E_TUL_{Acc} = 35\ MWh$

$E_Co\ = 19MWh$

$P_Act\ = 148MWh$

$DEV_GCT_{Type5} = 10MWh$

$\pi_UL\ = 160000\ Rial/MWh$

$\pi_ip\ = 130000\ Rial/MWh$

از آنجایی که $E_TUL_{Acc} \neq 0$ است ابتدا شرط زیر بررسی می‌شود.

$X = 145$

$M2 = 140$

$M1 = 150$

$145 \not> 1.15 \times 140 = 161 \quad and \quad 140 \not> 1.15 \times 150 = 172.5$

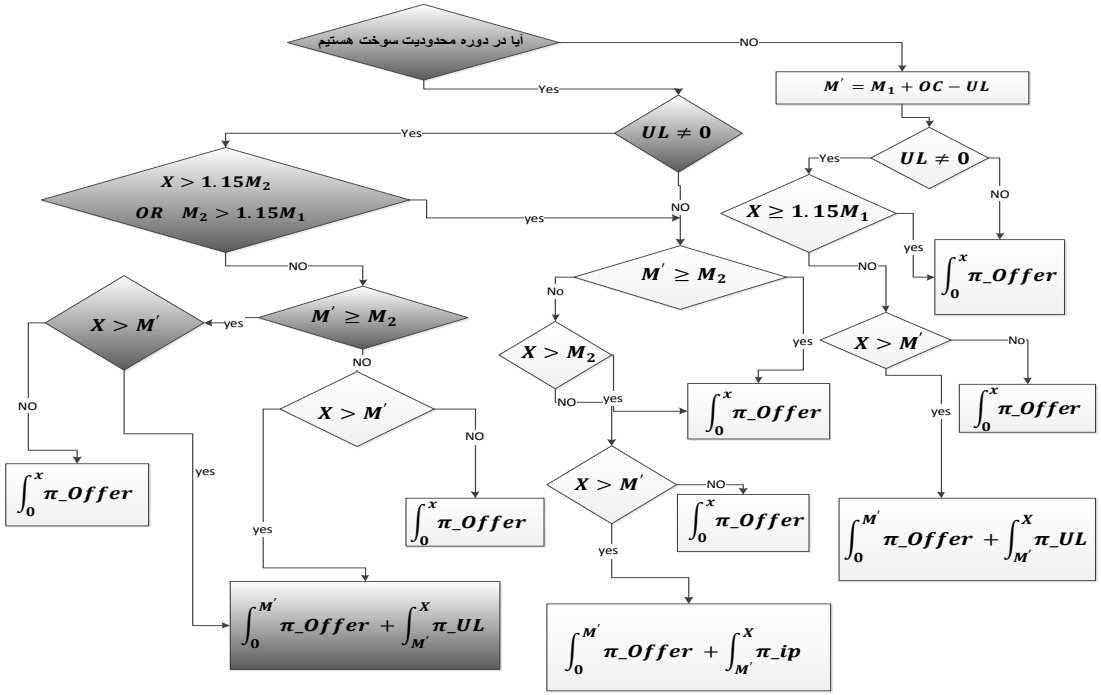
$E_TAcc_Mod_{Fin} = M' = 150 + 0 - 35 = 115 \quad \rightarrow \quad 115 \not> 140$

شرط دیگر بررسی می‌شود:

$145 > M'$

بنابراین بخشی از بهای انرژی تا سقف $115MWh$ با قیمت پیشنهادی و $30\ MWh$ با π_UL پرداخت خواهد شد.

$Payment_E_{pp,ppg,h} = (40 \times 272 + 68 \times 386 + 7 \times 394 + 30 \times 160) \times 10^3\ {Rial}/{MWh}$



شکل ۶- ۱۷:روند نمای مثال ۴۷