

به نام خدا

وزارت نیرو



روش اجرایی بازار میان‌روزی

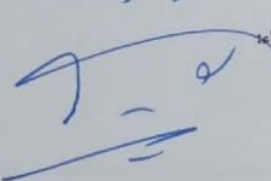
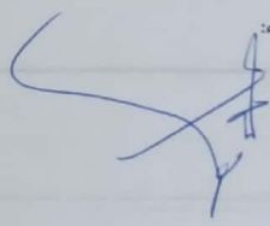
تاریخ تهیه: ۱۴۰۰/۰۲/۲۸

تاریخ بازنگری: ۱۴۰۱/۱۰/۱۶

شماره بازنگری: ۰۲

تاریخ اجراء:

کد سند: IGMIC-ELM-IN-۰۱۷

نام و نام خانوادگی تأیید کننده فنی: حمید رضا باقری سمت: معاون بازار برق تاریخ: امضاء:	نام و نام خانوادگی تأیید کننده سیستمی: محمدرضا کاشانی‌راد سمت: معاون منابع انسانی و پشتیبانی تاریخ: امضاء:	نام و نام خانوادگی تصویب کننده: مصطفی رجبی مشهدی سمت: رئیس هیأت مدیره و مدیرعامل تاریخ: امضاء:	مهر اعتبار:
		 	
نام و نام خانوادگی تهیه کننده: ایمان رحمتی سمت: مدیر نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق تاریخ: امضاء:			
			

کد سند: IGMC-ELM-IN-۰۱۷	روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۱ از ۲۶		

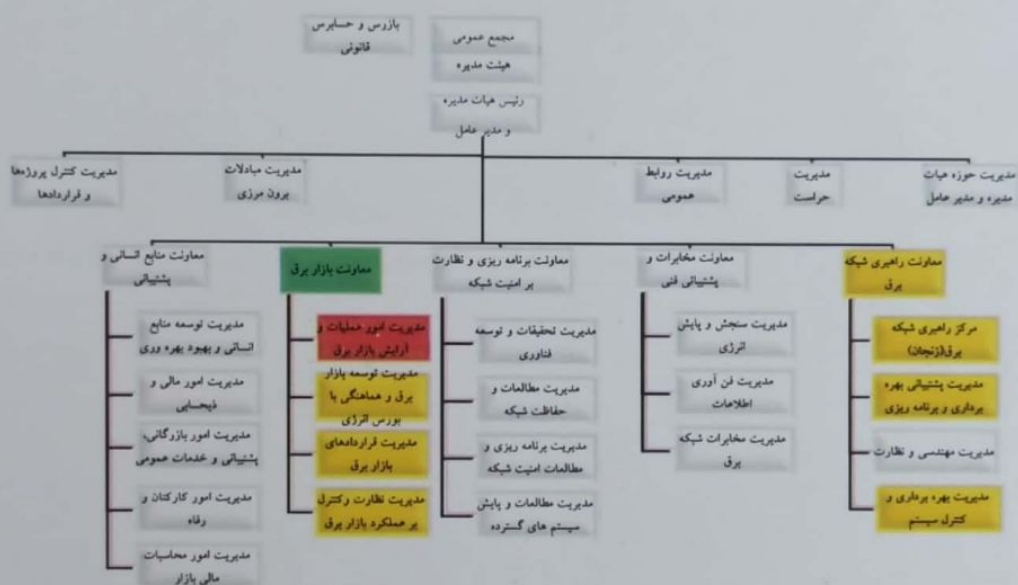
گروه تدوین‌کننده سند

ردیف	نام و نام خانوادگی	سمت سازمانی	نقش در گروه	
			تهیه کننده	بررسی کننده سیستمی
۱	مظاهر حاجی باشی	کارشناس مسئول پایش و ارزیابی بازار برق	•	
۲	محمد حیدری‌زاده	کارشناس تدوین مقررات بازار برق	•	
۳	سید میثم عزتی	رئیس گروه مطالعات اقتصادی و تنظیم بازار	•	
۴	میثم پیرزادی	کارشناس مشاور کیفیت		•



کد سند: IGMC-ELM-IN-۰۱۷	روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۲ از ۲۶		

دریافت‌کنندگان و مجریان سند در شرکت مدیریت شبکه برق ایران



مسئولیت دریافت‌کنندگان سند:

❖ **واحد دارای مسئولیت اصلی در اجرای سند؛**

❖ **واحد دارای مسئولیت نظارت در حسن اجرا؛**

برای واحد دارای مسئولیت ساختار گسترده همکاری در اجرای سند؛

* **مسئولیت دریافت‌کنندگان سند، خارج از شرکت مدیریت شبکه برق ایران در بند ۵ بیان شده است.**



کد سند: IGMC-ELM-IN-۰۱۷	روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۳ از ۲۶		

سوابق تدوین/بازنگری و تغییر

شماره بازنگری	تاریخ تدوین/بازنگری	شرح بازنگری / تغییر
۰۰	۱۴۰۰/۰۲/۲۸	تدوین روش اجرایی طبق درخواست به شماره نامه ۵۰۰۰/۳۵۰۱۲ مورخ ۱۳۹۹/۱۲/۲۴ و تایید مسئولیت معاونت محترم راهبری شبکه برق کشور در این روش اجرایی طبق نامه شماره ۲۰۰۰/۲۷۰۴ مورخ ۱۴۰۰/۰۲/۰۶
۰۱	۱۴۰۰/۰۶/۲۱	اضافه شدن شمارنده ppg در رابطه (۱۲) اصلاح اولویت سوم رابطه (۲۷) اصلاح نگارش کمیت‌های رابطه (۳۰)
۰۲	۱۴۰۱/۱۰/۱۶	اصلاح نمودار ۱ در گردش کار بازار میان‌روزی اصلاح شکل ۱ در زمانبندی اجرای بازار میان‌روزی اصلاح محاسبه پرداخت بهای آمادگی و برگشت آمادگی به صورت نیروگاهی روابط (۱) تا (۱۳) جداسازی پرداخت مجموع واحدهای رقابتی و غیررقابتی در نیروگاه رابطه (۱۶) اصلاح محاسبه سلب فرصت روابط (۳۰) تا (۴۳)



کد سند: IGMC-ELM-IN-۰۱۷	روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۳		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۴ از ۲۶		

۱. هدف

هدف از تدوین این روش اجرایی، تبیین نحوه اجرای بازار میان‌روزی و چگونگی اعمال نتیجه آن در صورتحساب‌های بازیگران بازار برق است. این بازار به استناد بند ۱ مصوب صورتجلسه ۳۳۵ هیأت تنظیم بازار برق ایران، با هدف ارتقاء مدل‌سازی دقیق‌تر عدم قطعیت‌های موجود در بهره‌برداری، افزایش دقت و صحت برنامه آرایش تولید با توجه به شرایط ایجاد شده پس از اتمام اجرای برنامه بازار روزپیش، ایجاد فرصت رقابت دوباره برای ظرفیت فروخته نشده در بازار روزپیش و به طبع آن افزایش رقابت، بهره‌برداری مطمئن‌تر از شبکه و ارتقای شفافیت و عدالت تجاری در بازار برق انجام می‌شود.

۲. دامنه کاربرد

مواد و بندهای این روش اجرایی برای شرکت مدیریت شبکه برق ایران، ذینفعان بازار برق و همه دریافت‌کنندگان لازم الاجراست.

۳. مراجع و مستندات مرتبط

۳-۱- مراجع

- | | |
|---|--|
| مجموعه مصوبات هیأت تنظیم بازار برق ایران | رویه‌ها، صورتجلسات و آیین‌نامه‌های مجموعه رصا ^۱ |
| مصوب هیأت تنظیم بازار برق ایران | بند ۱ صورتجلسه ۳۳۵ هیأت تنظیم بازار برق ایران ^۲ |
| مصوب هیأت تنظیم بازار برق ایران | بند ۲ صورتجلسه ۳۵۶ هیأت تنظیم بازار برق ایران ^۳ |
| ابلاغ شده در تاریخ ۱۳۷۶/۰۱/۰۱ توسط مدیر عامل شرکت مادر تخصصی توانیر | دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری ^۴ |

۳-۲- مستندات مرتبط

- | | |
|-----------------|--|
| IGMC-ELM-IN-۰۰۳ | دستورالعمل اجرایی کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید ^۵ |
| IGMC-ELM-IN-۰۱۶ | دستورالعمل آزمون ظرفیت هدفمند |

۴. تعاریف

۴-۱- بازار روزپیش

بازار روز پیش، بازار عمده فروشی برق است که یک روز قبل از روز بهره‌برداری با هدف استخراج آرایش تولید فنی-اقتصادی اجرایی می‌گردد. شرایط شرکت در این بازار رقابتی برای نیروگاه‌ها مطابق با مصوبه بند ۲ صورتجلسه شماره ۳۲۹ هیأت تنظیم بازار برق ایران و به‌روزرسانی‌های آن است. همچنین، ضوابط اصلی اجرایی آن در مصوبه بند ۲ صورتجلسه ۳۵۶ هیأت تنظیم بازار برق ایران و به‌روزرسانی‌های آن تشریح شده است.

^۱ مجموعه رویه‌ها، صورتجلسات و آیین‌نامه‌های بازار برق ایران. قابل دریافت از لینک: www.regulatory.moe.gov.ir (در دسترس در ۲۰ آذر ۱۴۰۱)

^۲ قابل دریافت از لینک: www.regulatory.moe.gov.ir (در دسترس در ۲۰ آذر ۱۴۰۱)

^۳ قابل دریافت از لینک: www.regulatory.moe.gov.ir (در دسترس در ۲۰ آذر ۱۴۰۱)

^۴ قابل دریافت از لینک: <https://www.igmc.ir/Documents/EntryId/۲۷۵۶۳۴> (در دسترس در ۲۰ آذر ۱۴۰۱)

^۵ قابل دریافت از لینک: <https://www.igmc.ir/rules-and-regulations/em-instructions?EntryId=۲۹۰۰۱۱> (در دسترس در ۲۰ آذر ۱۴۰۱)



گد سند: IGMC-ELM-IN-۰۱۷	 روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۵ از ۲۶		

۲-۴- بازار میان‌روزی

بازار میان‌روزی، بازار عمده فروشی برق است که به دفعات در بازه‌های مختلف با هدف مدیریت شرایط جدید حاکم بر بهره‌برداری پس از اتمام اجرای برنامه بازار روزپیش اجرایی می‌گردد. شرایط شرکت در این بازار رقابتی برای نیروگاه‌ها و ضوابط اصلی اجرایی آن مطابق با مصوبه بند ۱ صورتجلسه شماره ۳۳۵ هیات تنظیم بازار برق ایران و به‌روزرسانی‌های آن است.

۳-۴- قیمت پیشنهادی بازار روزپیش

قیمت پیشنهادی بازار روزپیش به صورت نیروگاهی-ساعتی و محدود به سقف قیمت بازار روزپیش در حداکثر بیست پله می‌باشد که توسط مالک نیروگاه برای فروش انرژی در نقطه مرجع شبکه ارائه می‌شود. حداکثر قیمت پیشنهادی مشمول قوانین بیان شده در مصوبه صورتجلسه شماره ۳۴۶ هیات تنظیم بازار برق ایران و به‌روزرسانی‌های آن است.

۴-۴- قیمت پیشنهادی بازار میان‌روزی

قیمت پیشنهادی بازار میان‌روزی به صورت یک عدد برای هر نیروگاه محدود به سقف قیمت بازار روزپیش به عنوان قیمت اعلامی برای هر ساعت از بازار میان‌روزی توسط مالک نیروگاه برای فروش انرژی در نقطه مرجع شبکه ارائه می‌شود. حداکثر قیمت پیشنهادی مشمول قوانین بیان شده در مصوبه صورتجلسه شماره ۳۴۶ هیات تنظیم بازار برق ایران و به‌روزرسانی‌های آن است.

۵-۴- پیشنهاد قیمت نیروگاه در بازار روزپیش

این پیشنهاد برای نیروگاه‌های غیر انرژی محدود شامل قابلیت تولید ابراز شده (واحدی-ساعتی)، زوج مرتب‌های توان-قیمت پیشنهادی بازار روزپیش (نیروگاهی-ساعتی) است و برای نیروگاه‌های انرژی محدود علاوه برای موارد مذکور، شامل میزان حداقل و حداکثر انرژی قابل تولید نیروگاه برای روز بهره‌برداری (نیروگاهی-روزانه) است. مطابق با مصوبه بند ۱-۵ صورتجلسه شماره ۲۸۷ هیات تنظیم بازار برق ایران و به‌روزرسانی‌های آن مقادیر حداقل و حداکثر انرژی قابل تولید نیروگاه‌های انرژی محدود از معاونت راهبری شبکه برق اخذ می‌شود.

۶-۴- پیشنهاد قیمت نیروگاه در بازار میان‌روزی

این پیشنهاد برای نیروگاه‌های غیر انرژی محدود شامل قابلیت تولید ابراز شده (واحدی-ساعتی)، قیمت پیشنهادی بازار میان‌روزی (نیروگاهی-ساعتی) است (توان متناظر با قیمت پیشنهادی در بازار میان‌روزی برابر با مجموع قابلیت تولید ابراز شده واحدهای هر نیروگاه در بازار میان‌روزی می‌باشد) و برای نیروگاه‌های انرژی محدود علاوه برای موارد مذکور، شامل میزان حداقل و حداکثر انرژی قابل تولید نیروگاه برای روز بهره‌برداری (نیروگاهی-روزانه) است. مطابق با مصوبه بند ۱-۵ صورتجلسه شماره ۲۸۷ هیات تنظیم بازار برق ایران و به‌روزرسانی‌های آن مقادیر حداقل و حداکثر انرژی قابل تولید نیروگاه‌های انرژی محدود از معاونت راهبری شبکه برق اخذ می‌شود.

۷-۴- آرایش تولید بازار روزپیش

سطح تولید پذیرفته شده نیروگاه نقطه مرجع شبکه به صورت در هر ساعت که پس از اجرای برنامه بازار روزپیش تعیین می‌گردد.

۸-۴- آرایش تولید بازار میان‌روزی

سطح تولید پذیرفته شده نیروگاه در نقطه مرجع شبکه در هر ساعت که پس از اجرای برنامه بازار میان‌روزی تعیین می‌گردد.



کد سند: IGMC-ELM-IN-۰۱۷	 روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۶ از ۲۶		

۴-۹- آرایش تولید مورد اطمینان مرکز^۱

معاونت راهبری شبکه برق کشور، می‌تواند پس از اجرای برنامه بازار روزپیش و با هدف حصول اطمینان از حفظ قابلیت اطمینان سیستم قدرت و پایداری شبکه، الزامات و قیود سختگیرانه‌تری نسبت به شرایط مصرح در رویه‌ها و روش اجرایی‌های جاری بازار برق لحاظ نموده و آرایش تولید مورد اطمینان مرکز را با در نظر داشتن حداقل هزینه انحراف از آرایش تولید بازار روزپیش برای واحد ppg نیروگاه pp در ساعت h تدوین نماید (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

۴-۱۰- سطح انرژی واسط نیروگاه

مجموع میزان انرژی پذیرفته شده در آرایش فنی اقتصادی و انرژی مشمول سلب فرصت شده در بازار روزپیش در نقطه مرجع شبکه برای نیروگاه pp در ساعت h .

۴-۱۱- قابلیت تولید ابراز شده در بازار روزپیش

عددی است ناخالص در درب نیروگاه که مالک نیروگاه به عنوان حداکثر ظرفیت قابل تولید واحد ppg نیروگاه pp در ساعت h مربوط به روز بهره‌برداری که در روز بازار روزپیش ابراز کرده و آخرین ویرایش این عدد ملاک عمل است.

۴-۱۲- قابلیت تولید ابراز شده در بازار میان‌روزی

عددی است ناخالص که در درب نیروگاه مالک نیروگاه به عنوان حداکثر ظرفیت قابل تولید واحد ppg نیروگاه pp در ساعت h مربوط به روز بهره‌برداری که در روز بازار میان‌روزی ابراز کرده و آخرین ویرایش این عدد ملاک عمل است.

۴-۱۳- روز بازار روزپیش

روز قبل از روز بهره‌برداری (بازار روزپیش در این روز اجرا می‌گردد).

۴-۱۴- روز بهره‌برداری

منظور روز تحویل انرژی است.

۴-۱۵- روز صورتحساب

منظور روز بعد از روز بهره‌برداری است.

۴-۱۶- دوره‌های بازار میان‌روزی

منظور از ساعت t_r تا t_r روز بهره‌برداری است.

۴-۱۷- مدیر بازار

معاونت بازار برق شرکت مدیریت شبکه برق ایران است که مدیریت بازار برق ایران، عملیات خرید و فروش متمرکز برق، ساماندهی تبادل اطلاعات با مالک نیروگاه، عرضه‌کننده، خریدار و مصرف‌کننده و مبادلات مالی مربوطه توسط آن صورت می‌گیرد.



گد سند: IGMC-ELM-IN-۰۱۷	 روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۷ از ۲۶		

یادداشت ۱: واژگان خاص که تعریف نشده‌اند دارای همان تعاریفی هستند که در روش‌های اجرایی جاری معاونت‌های بازار برق و راهبری شبکه برق کشور شرکت مدیریت شبکه برق ایران و همچنین آیین‌نامه تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق در شبکه برق کشور به آن‌ها اشاره شده است.

یادداشت ۲: ساعات t_n در خصوص دوره‌های بازار میان‌روزی به نحو مقتضی در ایام مختلف سال حداقل یک هفته قبل از اجرا به اطلاع ذینفعان از طریق اطلاعیه‌های بازار برق خواهد رسید.

۵. مسئولیت

- مسئولیت اصلی اجرای این روش اجرایی بر عهده مدیر امور عملیات و آرایش بازار برق است و سایر مدیریت‌های معاونت بازار برق دارای مسئولیت مشارکت و همکاری در اجرای روش اجرایی می‌باشند.
- مدیریت پشتیبانی بهره‌برداری و برنامه‌ریزی و مرکز راهبری شبکه برق (زنجان) دارای مسئولیت مشارکت و همکاری در اجرای روش اجرایی می‌باشند.
- مدیریت بهره‌برداری و کنترل سیستم دارای مسئولیت همکاری در اجرای روش اجرایی می‌باشند.
- مسئولیت نظارت بر حسن اجرای این روش اجرایی در شرکت مدیریت شبکه برق ایران بر عهده معاون بازار برق است.
- مسئولیت بازنگری و به‌روزرسانی این روش اجرایی بر عهده مدیر نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق است.
- دبیرخانه هیات تنظیم بازار برق ایران و همه ذینفعان بازار برق به عنوان دریافت کنندگان این سند، خارج از ساختار سازمانی شرکت مدیریت شبکه برق ایران می‌باشند.
- مسئولیت نظارت عالیه بر حسن اجرای این روش اجرایی بر عهده دبیرخانه هیات تنظیم بازار برق ایران است.

۶. روش اجرا

۶-۱- اصول عمومی

- ۶-۱-۱- پیشنهاد قیمت نیروگاه در بازار میان‌روزی فقط نیروگاه‌های حاضر در رقابت بازار روزپیش فعال است.
- ۶-۱-۲- بازار میان‌روزی مشتمل بر سه دوره زمانی برای روز بهره‌برداری است.
- ۶-۱-۳- پیشنهاد قیمت بازار میان‌روزی مستقل از تعداد دوره‌ها و دفعات اجرای آن، تا ساعت t_1 روز بازار روزپیش از نیروگاه‌های حاضر در بازار میان‌روزی توسط مدیر بازار دریافت می‌شود. این پیشنهاد قیمت برای نیروگاه pp در ساعت h متناظر است با سطح انرژی‌های بزرگتر از انرژی واسط آن نیروگاه.

یادداشت ۳: در صورت عدم ارسال پیشنهاد قیمت نیروگاه در بازار میان‌روزی توسط مالک نیروگاه موارد زیر لحاظ می‌شود:

- قابلیت تولید ابراز شده در بازار میان‌روزی برابر با قابلیت تولید ابراز شده در بازار روزپیش.
- قیمت پیشنهادی بازار میان‌روزی برای نیروگاه‌های رقابتی برابر با گران‌ترین پله پیشنهادی همان نیروگاه در بازار روزپیش.
- حداقل و حداکثر انرژی قابل تولید روزانه به ترتیب برابر با حداقل و حداکثر انرژی قابل تولید روزانه در بازار روزپیش.



کد سند: IGMC-ELM-IN-۰۱۷	 روش اجرایی بازار میان‌روزی	 IGMC
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: -		
شماره صفحه: ۸ از ۲۶		

۶-۱-۴- در اجرای برنامه آرایش تولید بازار میان‌روزی با هدف حداقل‌سازی هزینه جبران انحرافات ناشی از شرایط جدید حاکم بر بهره‌برداری، پس از اجرای بازار روزپیش:

الف- قیمت متناظر تا آرایش تولید مورد اطمینان مرکز برابر با صفر در نظر گرفته می‌شود.

ب- قیمت متناظر با بازه آرایش تولید مورد اطمینان مرکز تا انرژی واسط در بازار روزپیش، برابر با AVC در نظر گرفته می‌شود. **یادداشت ۴:** در صورت عدم اجرای برنامه مرکز، حداقل‌سازی هزینه جبران انحرافات نسبت به برنامه بازار روزپیش به عنوان تابع هدف در نظر گرفته خواهد شد (قیمت متناظر تا انرژی واسط در بازار روزپیش برابر با صفر در نظر گرفته می‌شود).

۶-۱-۵- در شرایطی که در لحظه بهره‌برداری، امنیت یا پایداری شبکه مورد تهدید باشد یا اقدام بلادرنگ مرکز به منظور حفظ ایمنی و پایداری شبکه ضروری باشد، مرکز می‌تواند آرایش تولید بازار میان‌روزی را مورد اصلاح قرار دهد. در مواردی که این اصلاحات در یک ساعت برای یک نیروگاه بیش از $10\% \times E_REQ_ID_{pp,h}$ باشد، شرکت مدیریت شبکه برق ایران می‌بایست پس از احصاء آن‌ها، گزارشات لازم را به هیات تنظیم بازار برق تحویل نماید.

۶-۱-۶- برنامه آرایش تولید بازار میان‌روزی برای سه دوره مربوط به روز بهره‌برداری اجرا می‌گردد که به ترتیب دوره اول، دوره دوم و دوره سوم بازار میان‌روزی نامیده می‌شوند و نتایج هر دوره بعد از اجرا شدن به اطلاع ذینفعان می‌رسد. در اجراهای بازار میان‌روزی افق زمانی تابع هدف بدین شرح است:

اجرای اول: این اجرا در برگیرنده دوره‌های اول، دوم و سوم بازار میان‌روزی است و افق زمانی آن از ساعت ۰۰:۰۰ تا ساعت ۲۴ درنظر گرفته می‌شود.

اجرای دوم: این اجرا در برگیرنده دوره‌های دوم و سوم بازار میان‌روزی است و افق زمانی آن از ساعت ۰۳ تا ساعت ۲۴ درنظر گرفته می‌شود.

اجرای سوم: این اجرا در برگیرنده دوره سوم بازار میان‌روزی است و افق زمانی آن از ساعت ۰۵ تا ساعت ۲۴ درنظر گرفته می‌شود. **یادداشت ۵:** در صورت عدم امکان اجرای برنامه آرایش تولید بازار میان‌روزی در هر دوره، یکی از موارد زیر به ترتیب اولویت جایگزین نتایج آن دوره می‌شود:

اولویت اول: نتایج دوره قبلی بازار میان‌روزی.

اولویت دوم: آرایش تولید مورد اطمینان مرکز.

اولویت سوم: برنامه آرایش تولید بازار روزپیش.

همچنین، معاونت بازار برق موظف است در صورت عدم اجرای بازار میان‌روزی در هر روز، ظرف حداکثر مدت ۱۰ روز گزارش دلایل را تهیه و به دبیرخانه هیات تنظیم بازار برق ایران ارایه نماید.

۶-۱-۷- ورودی‌های عمومی در هر بار اجرای برنامه آرایش تولید بازار میان‌روزی مطابق با بند ۶ پیوست صورتجلسه ۳۳۵ هیات تنظیم بازار برق ایران در نظر گرفته می‌شوند.

۶-۱-۸- قیود فنی واحدهای نیروگاهی در هر بار اجرای برنامه آرایش تولید بازار میان‌روزی مطابق با بند ۷ پیوست صورتجلسه ۳۳۵ هیات تنظیم بازار برق ایران در نظر گرفته می‌شوند.

۶-۱-۹- قیود بهره‌برداری در هر بار اجرای برنامه آرایش تولید بازار میان‌روزی مطابق با بند ۸ پیوست صورتجلسه ۳۳۵ هیات تنظیم بازار برق ایران در نظر گرفته می‌شوند.

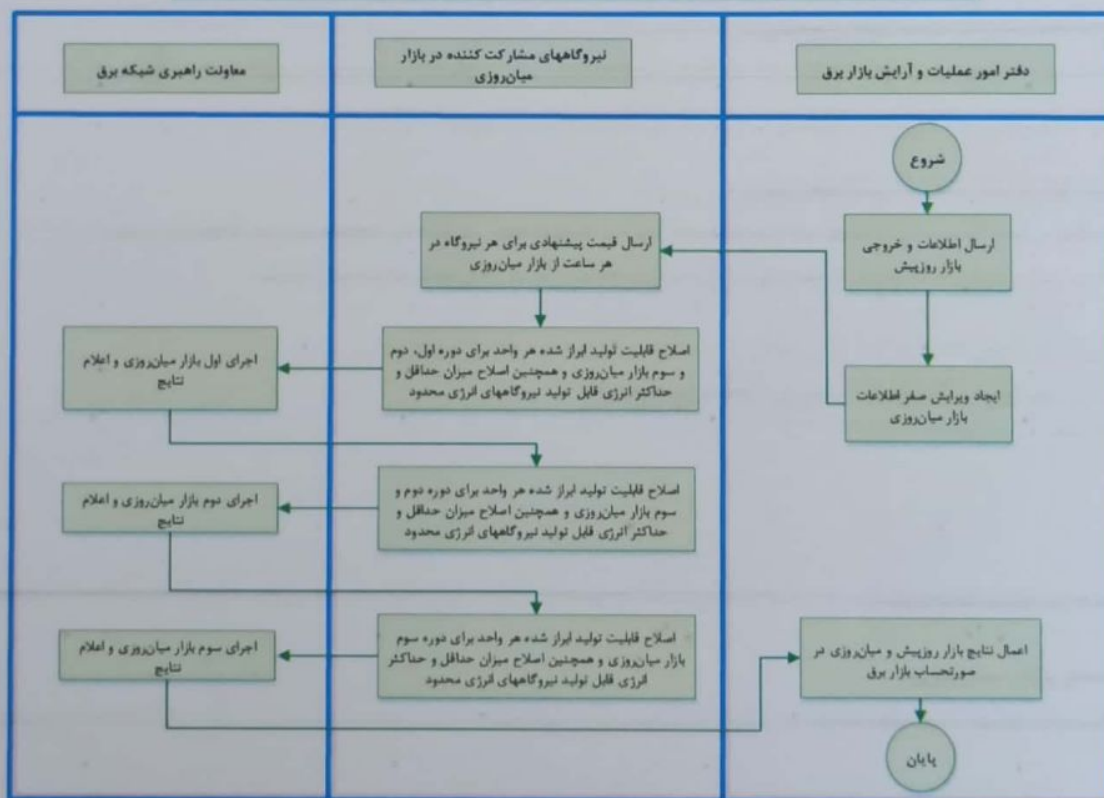
۶-۱-۱۰- محاسبات پرداخت بهای آمادگی، پرداخت انرژی، سلب فرصت، آزمون ظرفیت مطابق با بند ۶-۲ پیوست صورتجلسه ۳۳۵ هیات تنظیم بازار برق ایران در نظر گرفته می‌شوند.



کد سند: IGMC-ELM-IN-۰۱۷	 روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۳		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۹ از ۲۶		

- ۶-۱-۱۱- صورت‌حساب بازیگران متأثر از اجرای بازار میان‌روزی به صورت مجزا صادر نمی‌گردد. بدین معنا که گزارشات و صورت‌حساب‌های صادر شده همزمان در برگیرنده کمیت‌ها و محاسبات مربوط به بازار روزپیش و میان‌روزی است.
- ۶-۱-۱۲- راهنمای زمانبندی دوره‌های بازار میان‌روزی در شکل (۱) بیان شده است.
- ۶-۱-۱۳- رهیافت مربوط به تبادل اطلاعات، اجرای بازار میان‌روزی و صدور صورت‌حساب در جدول (۱) بیان شده است.
- ۶-۱-۱۴- نمودار ۱، گردش کار بازار میان‌روزی بازار را نشان می‌دهد.

نمودار گردش کار بازار میان‌روزی



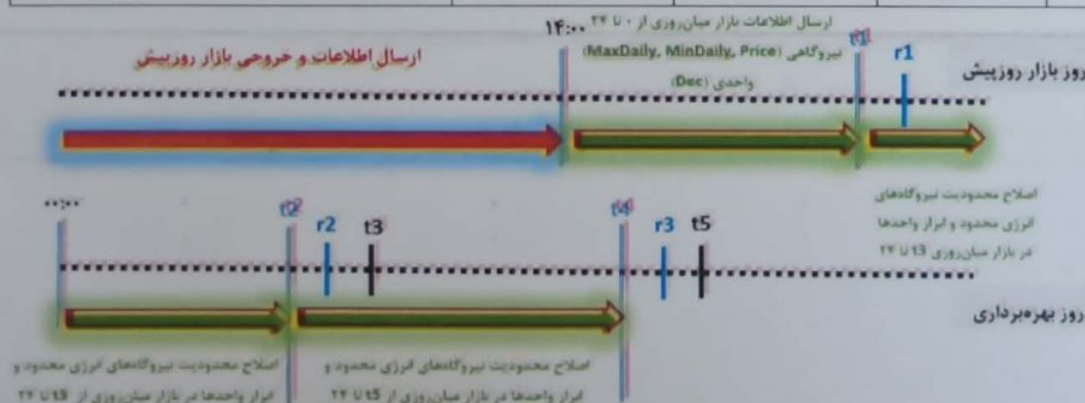
نمودار شماره ۱. گردش کار بازار میان‌روزی



گد سند: IGMC-ELM-IN-۰۰۱۷	 روش اجرایی بازار میان‌روزی
شماره بازنگری: ۰۲	
تاریخ بازنگری: --	
شماره صفحه: ۱۰ از ۲۶	

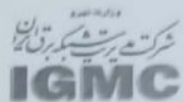
جدول شماره ۱. رهیافت تبادل اطلاعات، اجرای بازار میان‌روزی و صدور صورتحساب

گام	شرح فعالیت	زمان انجام	واحد مجری	توضیحات
اول	بازار روزپیش	شروع فرایند اجرا بعد از ساعت ۱۴:۰۰ روز بازار روزپیش	دفتر امور عملیات و آرایش بازار برق	ارسال اطلاعات و خروجی بازار روزپیش
دوم	اطلاعات اولیه بازار میان‌روزی	تا ساعت ۱۰ روز بازار روزپیش	نیروگاه‌های مشارکت کننده در بازار میان‌روزی و دفتر امور عملیات و آرایش بازار برق	ارسال قیمت پیشنهادی برای هر نیروگاه در هر ساعت از بازار میان‌روزی
سوم	اجرای اول بازار میان‌روزی و اعلام نتایج	در ساعت ۲۰ روز بازار روزپیش	معاونت راهبری شبکه برق	اجرا و اعلام نتایج دوره اول بازار میان‌روزی با توجه به آخرین وضعیت شبکه و اطلاعات دریافتی از نیروگاه‌ها
چهارم	اصلاح قابلیت تولید ابراز شده	تا ساعت ۱۰ روز بهره‌برداری	نیروگاه‌های مشارکت کننده در بازار میان‌روزی	اصلاح قابلیت تولید ابراز شده هر واحد برای دوره دوم و سوم بازار میان‌روزی و همچنین اصلاح میزان حداقل و حداکثر انرژی قابل تولید نیروگاه‌های انرژی محدود
پنجم	اجرای دوم بازار میان‌روزی و اعلام نتایج	در ساعت ۲۰ (از ساعت ۱۰) روز بهره‌برداری	معاونت راهبری شبکه برق	اجرا و اعلام نتایج دوره دوم بازار میان‌روزی با توجه به آخرین وضعیت شبکه و اطلاعات دریافتی از نیروگاه‌ها
ششم	اصلاح قابلیت تولید ابراز شده	تا ساعت ۱۰ روز بهره‌برداری	نیروگاه‌های مشارکت کننده در بازار میان‌روزی	اصلاح قابلیت تولید ابراز شده هر واحد برای دوره دوم بازار میان‌روزی و همچنین اصلاح میزان حداقل و حداکثر انرژی قابل تولید نیروگاه‌های انرژی محدود
هفتم	اجرای سوم بازار میان‌روزی و اعلام نتایج	در ساعت ۲۰ (از ساعت ۱۰) روز بهره‌برداری	معاونت راهبری شبکه برق	اجرا و اعلام نتایج دوره سوم بازار میان‌روزی با توجه به آخرین وضعیت شبکه و اطلاعات دریافتی از نیروگاه‌ها
هشتم	صورتحساب	روز صورتحساب	دفتر امور عملیات و آرایش بازار برق	اعمال نتایج بازار روزپیش و میان‌روزی در صورتحساب بازار برق



شکل شماره ۱. راهنمای زمانبندی دوره‌های بازار میان‌روزی



کد سند: IGMC-ELM-IN-017	 روش اجرایی بازار میان‌روزی	وزارت نیرو شرکت مدیریت شبکه برق ایران IGMC
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۱۱ از ۳۷		

یادداشت ۶: به صورت پیش فرض ساعات t_2 و t_4 به ترتیب دو ساعت قبل از ساعات t_3 و t_5 هستند.

۶-۱-۱۵- سایر قوانین جاری در محاسبات مربوط به صورتحساب‌های بازار برق که در این روش اجرایی به آن‌ها اشاره نشده است، به قوت خود باقی هستند.

۶-۲- محاسبات صورتحساب بازار میان‌روزی

۶-۲-۱- نکات اصلی محاسبات امور عملیات و آرایش بازار برق مربوط به تغییرات در صورتحساب‌های بازار برق متأثر از اجرای بازار میان‌روزی شامل موارد زیر است:

۶-۲-۱-۱- محاسبات پرداخت بهای آمادگی: پرداخت بهای آمادگی به صورت نیروگاهی-ساعتی مطابق با روابط (۱)-(۱۳) محاسبه می‌گردد.

- متناسب با قابلیت تولید ابراز شده در بازار روزپیش، محاسبات پرداخت بهای آمادگی بازار روزپیش مطابق با روابط (۳)-(۹) انجام می‌پذیرد.

$$P_{Dec_DA_{pp,h}} = \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} \left(P_{Dec_DA_Grs_{pp,ppg,h}} \times (1 - \rho_{IC_{pp,ppg}}) \right) \quad (1)$$

$$P_{Dec_ID_{pp,h}} = \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} \left(P_{Dec_ID_Grs_{pp,ppg,h}} \times (1 - \rho_{IC_{pp,ppg}}) \right) \quad (2)$$

روابط شماره ۱ و ۲. قابلیت تولید ابراز شده نیروگاه در بازار روزپیش و میان‌روزی

$$Payment_Av_DA_{pp,h} = A_{pp,h} + \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} (B_{pp,ppg,h} - C_{pp,ppg,h}) \quad (3)$$

$$A_{pp,h} = \left(P_{Dec_DA_{pp,h}} - \frac{E_Co_{pp,h}}{1 - L_G_{pp,h}} \right) \times CPF_h \times BAR \times X_License_{pp,h} \quad (4)$$

$$B_{pp,ppg,h} = X_FOG_{pp,ppg,h} \times X_Motive_{pp,ppg,h} \times \max \left(E_TG_{pp,ppg,h} - \left[P_{S_{pp,ppg,h}} \times (1 - \rho_{IC_{pp,ppg}}) \right], 0 \right) \times CPF_h \times BAR \quad (5)$$

$$C_{pp,ppg,h} = X_FOG_{pp,ppg,h} \times \max \left(\min \left(E_TG_{pp,ppg,h}, P_{Dec_DA_{pp,ppg,h}}, Avcap_Max_{pp,ppg,h} \right) \times (1 - \rho_{IC_{pp,ppg}}) - \left[P_{S_{pp,ppg,h}} \times (1 - \rho_{IC_{pp,ppg}}) \right], 0 \right) \times CPF_h \times BAR \quad (6)$$

روابط شماره ۳ تا ۶. ظرفیت و پرداخت بهای آمادگی در بازار روزپیش



کد سند: IGMC-ELM-IN-017	روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۱۲ از ۲۷		

$$X_{License_{pp,h}} = \begin{cases} 0.8 & \text{عدم ارائه پروانه بهره‌برداری معتبر نیروگاه} \\ 0.93 & \text{عدم دارا بودن تاییدیه فنی معتبر شرکت مدیریت شبکه برق ایران} \\ 1.0 & \text{مستندات پروانه تولید نیروگاه کامل باشد} \end{cases} \quad (7)$$

$$X_{FOG_{pp,ppg,h}} = \begin{cases} 1 & \text{واحد دارای سیستم افزایش توان مشمول پرداخت تسویقی در آمادگی می‌باشد (در دوره گرم)} \\ 0 & \text{در غیر اینصورت} \end{cases} \quad (8)$$

$$X_{Motive_{pp,ppg,h}} = \begin{cases} 1.2 & \text{مقدار پیش فرض} \\ 1.2 & \text{غیر از ۱.۲، مطابق با مصوبات هیات تنظیم بازار برق ایران} \end{cases} \quad (9)$$

روابط شماره ۷ تا ۹ ضرایب موثر در پرداخت بهای آمادگی

چنانچه برای نیروگاه pp در ساعت h ام، قابلیت تولید ابراز شده در بازار میان‌روزی نسبت به قابلیت تولید ابراز شده در بازار روزپیش بیشتر باشد آنگاه این افزایش، مشمول پرداخت بهای آمادگی با ضریب ۵۰٪ می‌گردد.

$$Payment_Av_ID_{pp,h} = \text{Max}(P_Dec_ID_{pp,h} - P_Dec_DA_{pp,h}, 0) \times CPF_h \times BAR \times 0.5 \quad (10)$$

رابطه شماره ۱۰، ظرفیت و پرداخت بهای آمادگی در بازار میان‌روزی

متناسب با قابلیت تولید ابراز شده در بازار روزپیش و بازار میان‌روزی، محاسبات برگشت آمادگی و هزینه متاثر از آن مطابق با رابطه (۱۱) محاسبه می‌گردد.

$$P_Dec_Max_{pp,h} = \text{Max}(P_Dec_ID_{pp,h}, P_Dec_DA_{pp,h}) \quad (11)$$

$$P_AV_Ret_{pp,h} = \text{Max} \left\{ \begin{aligned} &P_Dec_Max_{pp,h} - \sum_{ppg=1}^{N_{ppg,pp}} (P_Act_{pp,ppg,h} + Dev_GCT_{Type5,pp,ppg,h} + Dev_GCT_{Type7,pp,ppg,h}), \\ &P_Dec_Max_{pp,h} - \sum_{ppg=1}^{N_{ppg,pp}} ((1 - \rho_{IC_{pp}}) \times Avcap_Max_{pp,ppg,h}) \end{aligned} \right\}, \quad (12)$$

0

$$Cost_AV_Ret_{pp,h} = P_AV_Ret_{pp,h} \times CPF_h \times BAR$$

روابط شماره ۱۱ و ۱۲، ظرفیت و هزینه برگشت آمادگی

$$AvCap_Max_{pp,ppg,h} = \begin{cases} P_S_MF_{pp,ppg,h} + \text{Min}\{6\% \times P_S_MF_{pp,ppg,h}, 6\} & \text{دوره گرم} \\ P_S_MF_{pp,ppg,h} + \text{Min}\{3\% \times P_S_MF_{pp,ppg,h}, 3\} & \text{بقیه روزها} \end{cases} \quad (13)$$

رابطه شماره ۱۳، سقف مجاز ابراز آمادگی

که در آن:

$P_Dec_DA_Grs_{pp,ppg,h}$: قابلیت تولید ابراز شده برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام توسط مالک نیروگاه برای بازار روزپیش (درب نیروگاه) (ناخالص) $[MWh]$.

$P_Dec_DA_{pp,h}$: قابلیت تولید ابراز شده نیروگاه pp ام در ساعت h ام در بازار روزپیش (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

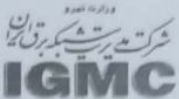


گد سند: IGMC-ELM-IN-017 شماره بازنگری: ۰۲ تاریخ بازنگری: -- شماره صفحه: ۱۳ از ۲۷	روش اجرایی بازار میان‌روزی	
---	-----------------------------------	---

$P_Dec_ID_Grs_{pp,ppg,h}$: قابلیت تولید ابراز شده برای واحد $pppg$ نیروگاه pp در ساعت h توسط مالک نیروگاه برای بازار میان‌روزی (درب نیروگاه) (ناخالص) $[MWh]$.
 $P_Dec_ID_{pp,h}$: قابلیت تولید ابراز شده برای واحد pp نیروگاه pp در ساعت h در بازار میان‌روزی (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.
 $Payment_Av_DA_{pp,h}$: پرداخت آمادگی به نیروگاه pp در ساعت h در بازار روزپیش $[Rial]$.
 $E_Co_{pp,h}$: انرژی تخصیص داده شده به نیروگاه pp در ساعت h بابت تعهدات خارج از بازار (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.
 $E_TG_{pp,ppg,h}$: میزان انرژی خالص تولید شده واحد $pppg$ نیروگاه pp در ساعت h (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.
 $P_S_{pp,ppg,h}$: قدرت عملی پردازش شده نهایی واحد $pppg$ نیروگاه pp در ساعت h (درب نیروگاه) (ناخالص) $[MWh]$.
 $Payment_Av_ID_{pp,h}$: پرداخت آمادگی به نیروگاه pp در ساعت h در بازار میان‌روزی $[Rial]$.
 $Avcap_Max_{pp,ppg,h}$: سقف مجاز ابراز آمادگی برای واحد $pppg$ نیروگاه pp در ساعت h (درب نیروگاه) (ناخالص) $[MWh]$.
 $P_Act_{pp,ppg,h}$: قابلیت تولید واقعی واحد $pppg$ نیروگاه pp در ساعت h که مطابق با روش اجرایی کمیت‌های پایهای صورت‌حساب تولید محاسبه می‌گردد (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.
 $Dev_GCT_{Type5,pp,ppg,h}$: محدودیت $Type5$ واحد $pppg$ نیروگاه pp در ساعت h (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.
 $Dev_GCT_{Type7,pp,ppg,h}$: محدودیت $Type7$ واحد $pppg$ نیروگاه pp در ساعت h (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.
 $P_AV_Ret_{pp,h}$: میزان ظرفیتی که نیروگاه pp در ساعت h مشمول برگشت آمادگی می‌شود (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.
 $Cost_AV_{Ret,pp,h}$: هزینه برگشت آمادگی نیروگاه pp در ساعت h $[Rial]$.
 $P_S_MF_{pp,ppg,h}$: قدرت عملی پردازش شده نهایی واحد $pppg$ نیروگاه pp در ساعت h فقط با در نظر گرفتن سوخت اصلی (درب نیروگاه) (ناخالص) $[MWh]$.
 $p_IC_{pp,ppg}$: درصد مصرف داخلی واحد $pppg$ نیروگاه pp .
 $L_G_{pp,h}$: درصد تلفات متناظر نیروگاه pp در ساعت h تا نقطه مرجع شبکه.
 CPF_h : ضریب بهای آمادگی ظرفیت تولید در ساعت h .
 BAR : نرخ پایه بهای آمادگی ظرفیت تولید $[Rial/MW]$.
 $X_License_{pp,h}$: ضریب متناظر با وضعیت پروانه تولید نیروگاه pp در ساعت h .
 $X_FOG_{pp,ppg,h}$: ضریب متناظر با وضعیت نصب سیستم خنک‌کنندگی واحد $pppg$ نیروگاه pp در ساعت h .
 $X_Motive_{pp,ppg,h}$: ضریب تشویقی متناظر با وضعیت نصب سیستم خنک‌کنندگی واحد $pppg$ نیروگاه pp در ساعت h .
 pp : شمارنده نیروگاه‌های شبکه.
 ppg : شمارنده واحدهای نیروگاه pp .
 h : شمارنده ساعت.
 $Nppg_{pp}$: تعداد واحدهای نیروگاه pp .

۶-۲-۱-۲- محاسبات پرداخت بهای انرژی و سلب فرصت: پرداخت بهای انرژی در بازار روزپیش بر مبنای کمیت محاسبه شده رابطه (۱۷) به صورت نیروگاهی-ساعتی مطابق با "روش اجرایی پرداخت بهای انرژی در بازار روزپیش" و "روش اجرایی پرداخت بهای انرژی در بازار روزپیش در دوره محدودیت سوخت" و در بازار میان‌روزی به صورت نیروگاهی-ساعتی مطابق با روابط (۱۹)-(۲۵) محاسبه می‌گردد.



کد سند: IGMC-ELM-IN-017	روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۱۴ از ۲۷		

پس از عملیاتی شدن بازار میان‌روزی، همچنان پرداخت بهای انرژی تولیدی تا سطح انرژی واسط نیروگاه بر اساس قوانین بازار روزپیش به صورت نیروگاهی-ساعتی انجام خواهد گرفت که به طور کلی، این پرداخت مطابق با حالات ذیل محاسبه می‌گردد:

در دوره غیر محدودیت سوخت، بخشی از انرژی تولید تخصیص داده شده خالص به نیروگاه pp در ساعت h در بازار روزپیش که در رابطه (۱۷) محاسبه می‌گردد حسب مورد بر مبنای قیمت پیشنهادی و نرخ UL است.

در دوره محدودیت سوخت، بخشی از انرژی تولید تخصیص داده شده خالص به نیروگاه pp در ساعت h در بازار روزپیش که در رابطه (۱۷) محاسبه می‌گردد حسب مورد بر مبنای قیمت پیشنهادی، نرخ القایی و نرخ UL است.

بهای انرژی تولید تخصیص داده شده به نیروگاه pp در ساعت h در بازار میان‌روزی که در رابطه (۱۸) محاسبه می‌گردد، دارای حالات ذیل است:

حالت اول- مازاد بر سطح انرژی واسط نیروگاه تا انرژی پذیرفته شده در بازار میان‌روزی، بر اساس قیمت پذیرفته شده در بازار میان‌روزی پرداخت خواهد شد.

حالت دوم- برای پرداخت بهای انرژی تولید تخصیص داده شده مازاد بر میزان انرژی پذیرفته شده در بازار میان‌روزی، نرخ مازاد در نظر گرفته می‌شود که به ترتیب ذیل بدست می‌آید:

الف- آخرین قیمت پذیرفته شده نیروگاه در بازار میان‌روزی.

ب- آخرین قیمت پذیرفته شده نیروگاه در بازار روزپیش (در صورت فقدان بند الف، بند ب مورد استناد است).

ج- ۱۲۰٪ متوسط هزینه متغیر نیروگاه (در صورت فقدان بند ب، بند ج مورد استناد است).

بدین ترتیب، پرداخت بهای انرژی متناظر با نرخ‌های القایی و UL صرفاً در بازار روزپیش که مربوط به محاسبات تا سطح انرژی واسط نیروگاه است معنا دارند و در محاسبات بهای انرژی تولید تخصیص داده شده به نیروگاه در بازار میان‌روزی این نرخ‌ها دخیل نیستند.

یادداشت ۷: در صورتی که بازار میان‌روزی در هر دوره اجرا نشده باشد، تمامی انرژی تولیدی نیروگاه مازاد بر انرژی واسط با قیمت بازار میان‌روزی تسویه می‌گردد.

در گام اول، کمیت‌های پایه‌ای لازم مطابق با روابط (۱۴)-(۱۶) محاسبه می‌شوند:

$$E_{Com_{pp,h}} = E_{REQ_DA_{pp,h}} + E_{OC_DA_{pp,h}} - E_{UL_DA_Run_{pp,h}} \quad (14)$$

$$E_{IM_DA_{pp,h}} = E_{REQ_DA_{pp,h}} + E_{OC_DA_{pp,h}} = E_{Com_{pp,h}} + E_{UL_DA_Run_{pp,h}} \quad (15)$$

$$E_{TG_Bill_CMP_{pp,h}} = \sum_{N_{ppgpp}} \text{Max}(E_{TG_CMP_{pp,h}} - E_{Reverse_{pp,h}}, 0) \times (1 - L_{G_{pp,h}})$$

$$E_{TG_CMP_{pp,h}} = \sum_{ppg=1} E_{TG_CMP_{pp,ppg,h}} \quad (16)$$

$$E_{TG_Bill_NCMP_{pp,h}} = E_{TG_NCMP_{pp,h}} \times (1 - L_{G_{pp,h}})$$

$$E_{TG_Bill_{pp,h}} = E_{TG_Bill_CMP_{pp,h}} + E_{TG_Bill_NCMP_{pp,h}}$$

روابط شماره ۱۴ تا ۱۶، فرصت رقابتی، انرژی واسط و انرژی تخصیص داده شده به نیروگاه



گد سند: IGMC-ELM-IN-017	 روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۱۵ از ۲۷		

جدول شماره ۲. رهیافت کلی از حالات مختلف پرداختی به نیروگاه

ردیف	وضعیت	پرداخت با نرخ پیشنهادی میان‌روزی	پرداخت با نرخ مازاد میان‌روزی	پرداخت سلب فرصت میان‌روزی	پرداخت سلب فرصت روزپیش
۱	$E_TG_Bill_CMP_{pp,h} \leq E_IM_DA_{pp,h} \leq E_REQ_ID_{pp,h}$	-	-	✓	✓
۲	$E_TG_Bill_CMP_{pp,h} \leq E_REQ_ID_{pp,h} \leq E_IM_DA_{pp,h}$	-	-	-	✓
۳	$E_REQ_ID_{pp,h} \leq E_TG_Bill_CMP_{pp,h} \leq E_IM_DA_{pp,h}$	-	-	-	✓
۴	$E_REQ_ID_{pp,h} \leq E_IM_DA_{pp,h} \leq E_TG_Bill_CMP_{pp,h}$	-	✓	-	-
۵	$E_IM_DA_{pp,h} \leq E_TG_Bill_CMP_{pp,h} \leq E_REQ_ID_{pp,h}$	✓	-	✓	-
۶	$E_IM_DA_{pp,h} \leq E_REQ_ID_{pp,h} \leq E_TG_Bill_CMP_{pp,h}$	✓	✓	-	-

که در آن:

$E_Com_DA_{pp,h}$: فرصت رقابتی واحد ppg نیروگاه pp در ساعت h در بازار روزپیش (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.
 $E_REQ_DA_{pp,h}$: انرژی پذیرفته شده نیروگاه pp در ساعت h در آرایش فنی-اقتصادی بازار روزپیش (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

$E_OC_DA_{pp,h}$: انرژی سلب فرصت شده از نیروگاه pp در ساعت h در آرایش فنی-اقتصادی روزپیش (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

$E_UL_DA_Run_{pp,h}$: انرژی UL شده نیروگاه pp در ساعت h در آرایش فنی-اقتصادی بازار روزپیش (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

$E_IM_DA_{pp,h}$: انرژی واسط نیروگاه pp در ساعت h در بازار روزپیش (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

$E_TG_CMP_{pp,h}$: مجموع انرژی تولید شده توسط واحدهای رقابتی نیروگاه pp در ساعت h (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.
 $E_TG_CMP_{pp,ppg,h}$: مجموع انرژی تولید شده توسط واحد رقابتی ppg نیروگاه pp در ساعت h (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$E_TG_NCMP_{pp,h}$: مجموع انرژی تولید شده توسط واحدهای غیررقابتی نیروگاه pp در ساعت h (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$E_TG_Bill_CMP_{pp,h}$: انرژی تخصیص داده شده رقابتی نیروگاه pp در ساعت h (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

$E_TG_Bill_NCMP_{pp,h}$: انرژی تخصیص داده شده غیررقابتی نیروگاه pp در ساعت h (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

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

$E_TG_Bill_{pp,h}$: انرژی تخصیص داده شده به نیروگاه pp در ساعت h (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

$E_REQ_ID_{pp,h}$: انرژی پذیرفته شده نیروگاه pp در ساعت h در آرایش تولید بازار میان‌روزی (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

یادداشت ۸: پرداخت بهای انرژی متناسب با کمیت $E_TG_Bill_NCMP_{pp,h}$ مطابق "روش اجرایی پرداخت بهای انرژی تولیدی غیر رقابتی" محاسبه می‌گردد.

در گام دوم، انرژی تولید تخصیص داده شده به نیروگاه در بازار میان‌روزی و بازار روزپیش مطابق با روابط (۱۷) و (۱۸) محاسبه می‌گردند.



کد سند: IGMC-ELM-IN-017	 روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۱۶ از ۲۷		

در صورتیکه انرژی تخصیص داده شده رقابتی نیروگاه از انرژی واسط آن بیشتر باشد، آنگاه انرژی تولید تخصیص داده شده به آن نیروگاه در بازار روزپیش برابر با انرژی واسط نیروگاه می‌گردد و اگر انرژی تخصیص داده شده رقابتی نیروگاه از انرژی واسط آن کمتر باشد، انرژی تولید تخصیص داده شده به آن نیروگاه در بازار روزپیش برابر با انرژی تخصیص داده شده رقابتی نیروگاه می‌شود.

$$E_{TG_Bill_DA_{pp,h}} = \begin{cases} E_{IM_DA_{pp,h}} & E_{IM_DA_{pp,h}} \leq E_{TG_Bill_CMP_{pp,h}} \\ E_{TG_Bill_CMP_{pp,h}} & E_{IM_DA_{pp,h}} > E_{TG_Bill_CMP_{pp,h}} \end{cases} \quad (17)$$

رابطه شماره ۱۷، انرژی تولید تخصیص داده شده به نیروگاه در بازار روزپیش

در صورتیکه انرژی تخصیص داده شده رقابتی نیروگاه از انرژی واسط آن بیشتر باشد، آنگاه انرژی تولید تخصیص داده شده به آن نیروگاه در بازار میان‌روزی با توجه به رابطه (۲۰) محاسبه می‌شوند و اگر انرژی تخصیص داده شده رقابتی نیروگاه از انرژی واسط آن کمتر باشد، انرژی تولید تخصیص داده شده به نیروگاه در بازار میان‌روزی برابر با صفر می‌گردد.

$$E_{TG_Bill_ID_{pp,h}} = \begin{cases} E_{TG_Bill_CMP_{pp,h}} - E_{IM_DA_{pp,h}} & E_{IM_DA_{pp,h}} \leq E_{TG_Bill_CMP_{pp,h}} \\ 0 & E_{IM_DA_{pp,h}} > E_{TG_Bill_CMP_{pp,h}} \end{cases} \quad (18)$$

رابطه شماره ۱۸، انرژی تولید تخصیص داده شده به نیروگاه در بازار میان‌روزی

راهنمای حالات مختلف پرداختی به نیروگاه pp در ساعت h مابت تولید انرژی در جدول (۲) بیان شده است. که در آن:

$E_{TG_Bill_DA_{pp,h}}$: انرژی تولید تخصیص داده شده به نیروگاه pp در ساعت h در بازار روزپیش (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$

$E_{TG_Bill_ID_{pp,h}}$: انرژی تولید تخصیص داده شده به نیروگاه pp در ساعت h در بازار میان‌روزی (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$

یادداشت ۹: پرداخت بهای انرژی متناسب با کمیت $E_{TG_Bill_DA_{pp,h}}$ مطابق "روش اجرایی پرداخت بهای انرژی در بازار روزپیش" محاسبه می‌گردد.

در گام سوم، میزان پرداختی به نیروگاه pp در ساعت h مابت تولید انرژی در بازار میان‌روزی مطابق با رابطه‌های (۱۹) - (۲۵) محاسبه می‌شود:

جدول شماره ۳. رهیافت کلی از حالات مختلف پرداختی به نیروگاه در شرایطی که $E_{TG_Bill_CMP_{pp,h}} > b'_{pp,h}$

ردیف	وضعیت مغایرت	پرداخت با نرخ مازاد میان‌روزی	کسر درآمد همکاری*	پرداخت بر مبنای نرخ UL	$cnf_{pp,h}$
۱	ندارد یا دارد (به دستور مرکز یا تایید مرکز)	✓	-	-	۰
۲	دارد (به درخواست نیروگاه)	-	-	✓	۱
۳	دارد (عدم همکاری)	✓	✓	-	۰

مقدار $b'_{pp,h}$ مطابق رابطه (۲۳) محاسبه می‌گردد.

* کسر درآمد عدم همکاری مطابق "روش اجرایی محاسبات بازار برق در نقطه مرجع شبکه" محاسبه می‌گردد.



گد سند: IGMC-ELM-IN-017	روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۱۷ از ۲۷		

$$Payment_E_ID_{pp,h} = Payment_E_Offer_ID_{pp,h} + Payment_E_Ext_ID_{pp,h} \quad (19)$$

$$Payment_E_Offer_ID_{pp,h} = (b'_{pp,h} - a'_{pp,h}) \times \pi_offer_ID_mod_{pp,h} \quad (20)$$

$$Payment_E_Ext_ID_{pp,h} = (c'_{pp,h} - b'_{pp,h}) \times \left(((1 - cnf_{pp,h}) \times \pi_Ext_ID_{pp,h}) + (cnf_{pp,h} \times \pi_UL_{pp,h}(E)) \right) \quad (21)$$

$$a'_{pp,h} = E_IM_DA_{pp,h} \quad (22)$$

$$b'_{pp,h} = \text{Max}(\min(E_TG_Bill_CMP_{pp,h}, E_REQ_ID_{pp,h}), E_CO_{pp,h}, a'_{pp,h}) \quad (23)$$

$$c'_{pp,h} = \text{Max}(E_TG_Bill_CMP_{pp,h}, b'_{pp,h}) \quad (24)$$

روابط شماره ۱۹ تا ۲۴. پرداخت بابت تولید انرژی در بازار میان‌روزی

$$\pi_Ext_ID_{pp,h} = \begin{cases} \pi_offer_ID_mod_{pp,h} & Payment_E_Offer_ID_{pp,h} \neq 0 \\ \text{آخرین قیمت پذیرفته شده نیروگاه } pp \text{ در ساعت } h \text{ در بازار روزپیش} & Payment_E_Offer_ID_{pp,h} = 0 \text{ \& } Payment_E_Offer_DA_{pp,h} \neq 0 \\ \min\left(1.2 \times AVC_MF_{pp} \left(\frac{E_TG_Bill_CMP_{pp,h}}{1 - L_G_{pp,h}}\right), \pi_max_market\right) & \text{else} \end{cases} \quad (25)$$

رابطه شماره ۲۵. نرخ مازاد تولید در بازار میان‌روزی

$$\pi_UL_{pp,h}(E) = \min\left((1 - L_G_{pp,h}) \times AVC_MF_{pp} \left(\frac{E_TG_Bill_CMP_{pp,h}}{1 - L_G_{pp,h}}\right), \pi_offer_ID_mod_{pp,h}\right) \quad (26)$$

رابطه شماره ۲۶. نرخ UL در بازار میان‌روزی

که در آن:

$Payment_E_ID_{pp,h}$: پرداختی به نیروگاه pp در ساعت h بابت تولید انرژی در بازار میان‌روزی $[Rial]$.

$Payment_E_Offer_ID_{pp,h}$: پرداختی به نیروگاه pp در ساعت h متناسب با تابع قیمت انرژی پیشنهادی مالک نیروگاه بابت تولید انرژی در بازار میان‌روزی $[Rial]$.

$Payment_E_Ext_ID_{pp,h}$: پرداختی به نیروگاه pp در ساعت h متناسب با $\pi_Ext_ID_{pp,h}(E)$ بابت تولید انرژی در بازار میان‌روزی $[Rial]$.

$Payment_E_Offer_DA_{pp,h}$: پرداختی به نیروگاه pp در ساعت h متناسب با تابع قیمت انرژی پیشنهادی مالک نیروگاه بابت تولید انرژی در بازار روزپیش $[Rial]$.

$\pi_offer_ID_mod_{pp,h}$: تابع قیمت انرژی پیشنهادی مالک نیروگاه، برای نیروگاه pp در ساعت h برای بازار میان‌روزی پس از اصلاح مربوط به احجام انرژی تخصیص داده شده به معاملات دوجانبه و بورس انرژی $[Rial/MWh]$.

π_max_market : نرخ سقف انرژی در بازار برق $[Rial/MWh]$.

$\pi_Ext_ID_{pp,h}$: تابع قیمت انرژی متناظر با تولید تخصیص داده شده بیش از انرژی پذیرفته شده برای نیروگاه pp در ساعت h برای بازار میان‌روزی $[Rial/MWh]$.

$AVC_MF_{pp} \left(\frac{E_TG_Bill_CMP_{pp,h}}{1 - L_G_{pp,h}}\right)$: متوسط هزینه متغیر تولید سوخت اصلی نیروگاه pp در ساعت h بابت $[Rial/MWh]$ که مطابق "روش اجرایی محاسبه متوسط هزینه متغیر تولید نیروگاهی" محاسبه می‌گردد (درب نیروگاه) $[Rial/MWh]$ دارد.



کد سند: IGMC-ELM-IN-017	 روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۱۸ از ۲۷		

از طرفی، میزان انرژی تولید تخصیص داده شده به نیروگاه pp ام در ساعت h ام را می‌توان مطابق با رابطه (۲۷) مشتمل بر انرژی تولید تخصیص داده شده به نیروگاه در بازار روزپیش و میان‌روزی دانست. انرژی تولید تخصیص داده شده به نیروگاه در بازار میان‌روزی را علاوه بر رابطه (۱۸) می‌توان از رابطه (۲۸) نیز محاسبه کرد. شایان ذکر است که روابط (۲۷) و (۲۸) صرفاً کارکرد مفهومی دارند و محاسبه اصلی در این زمینه از طریق روابط (۱۴)–(۱۸) صورت می‌پذیرد.

$$E_{TG_Bill_CMP_{pp,h}} = E_{TG_Bill_DA_{pp,h}} + E_{TG_Bill_ID_{pp,h}} \quad (27)$$

$$E_{TG_Bill_ID_{pp,h}} = c'_{pp,h} - a'_{pp,h} \quad (28)$$

روابط شماره ۲۷ و ۲۸. انرژی تولید تخصیص داده شده به نیروگاه در بازار میان‌روزی

در ادامه محاسبات مربوط به سلب فرصت بیان می‌شود. به طور کلی مطابق با رابطه (۲۸) پرداختی بابت سلب فرصت مشتمل بر سه جزء می‌باشد:

$$Payment_OC_{pp,h} = Payment_OC_DA_{pp,h} + Payment_OC_ID_{pp,h} + Payment_OC_Plus_{pp,h} \quad (29)$$

رابطه شماره ۲۹. پرداختی بابت سلب فرصت

$Payment_OC_{pp,h}$: پرداختی به نیروگاه pp ام در ساعت h ام بابت سلب فرصت $[Rial]$.
 $Payment_OC_DA_{pp,h}$: پرداختی به نیروگاه pp ام در ساعت h ام بابت سلب فرصت در بازار روزپیش $[Rial]$.
 $Payment_OC_ID_{pp,h}$: پرداختی به نیروگاه pp ام در ساعت h ام بابت سلب فرصت در بازار میان‌روزی $[Rial]$.
 $Payment_OC_Plus_{pp,h}$: پرداختی به نیروگاه pp ام در ساعت h ام بابت سلب فرصت جبرانی (مختص نیروگاه‌هایی که هزینه متغیر تولید آن‌ها بیشتر از نرخ سقف انرژی باشد) $[Rial]$.
در گام چهارم، میزان پرداختی به نیروگاه pp ام در ساعت h ام بابت سلب فرصت در بازار میان‌روزی (ردیف اول و پنجم جدول (۲)) مطابق با رابطه‌های (۳۰)–(۳۶) محاسبه می‌شود:

$$E_{X_ID_{pp,h}} = (1 - L_{G_{pp,h}}) \times \min \left(\frac{\max[E_{REQ_ID_{pp,h}}, E_{Co_{pp,h}}]}{(1 - L_{G_{pp,h}})}, \sum_{ppg=1}^{N_{ppg_{pp}}} ((1 - \rho_{IC_{pp,ppg}}) \right. \quad (30)$$

$$\left. \times Avcap_Max_{pp,ppg,h} \right), \sum_{ppg=1}^{N_{ppg_{pp}}} (P_{Act_{pp,ppg,h}} + DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h}) \quad (31)$$

$$E_{Max_{pp,h}} = \max(E_{TG_Bill_CMP_{pp,h}}, E_{IM_DA_{pp,h}}) \quad (31)$$

$$E_{OC_ID_{pp,h}} = \max(E_{X_ID_{pp,h}} - E_{Max_{pp,h}}, 0) \quad (32)$$

روابط شماره ۳۰ تا ۳۲. انرژی سلب فرصت شده در بازار میان‌روزی

$$Payment_OC_ID_{pp,h} = \alpha_{OC_ID_{pp,h}} \times [Profit_ID_{pp,h}(E_{X_ID_{pp,h}}) - Profit_ID_{pp,h}(E_{Max_{pp,h}})] \quad (33)$$



کد سند: IGMC-ELM-IN-017	روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۳		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۴۷ از ۱۹		

$$Profit_ID_{pp,h}(E_X_ID_{pp,h}) = Revenue_ID_{pp,h}(E_X_ID_{pp,h}) - \left[\left((1 - L_{G_{pp,h}}) \times \right. \right. \\ \left. \left. AVC_MF_{pp} \left(\frac{E_X_ID_{pp,h}}{1 - L_{G_{pp,h}}} \right) + 1000 \times \pi_Tr_G_{pp,h} \right) \times E_X_ID_{pp,h} \right] \quad (34)$$

$$Profit_ID_{pp,h}(E_Max_{pp,h}) = Revenue_ID_{pp,h}(E_Max_{pp,h}) - \left[\left((1 - L_{G_{pp,h}}) \times \right. \right. \\ \left. \left. AVC_MF_{pp} \left(\frac{E_Max_{pp,h}}{1 - L_{G_{pp,h}}} \right) + 1000 \times \pi_Tr_G_{pp,h} \right) \times E_Max_{pp,h} \right] \quad (35)$$

$$\alpha_{OC_ID_{pp,h}} = \begin{cases} 1 & E_X_ID_{pp,h} \geq E_Max_{pp,h} \\ 0 & E_X_ID_{pp,h} < E_Max_{pp,h} \end{cases} \quad (36)$$

روابط شماره ۳۳ تا ۳۶. بهای سلب فرصت در بازار میان‌روزی

که در آن:

$E_X_ID_{pp,h}$: انرژی پایه نیروگاه pp ام در ساعت h ام در بازار میان‌روزی (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.
 $E_OC_ID_{pp,h}$: انرژی سلب فرصت شده از نیروگاه pp ام در ساعت h ام در بازار میان‌روزی (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.
 $Profit_ID_{pp,h}(E)$: سود نیروگاه pp ام در ساعت h ام بابت مقادیر مختلف انرژی در بازار میان‌روزی $[Rial]$.
 $Revenue_ID_{pp,h}(E)$: درآمد نیروگاه pp ام در ساعت h ام بابت مقادیر مختلف انرژی در بازار میان‌روزی $[Rial]$.
 $\pi_Tr_G_{pp,h}$: نرخ ترانزیت (دسترسی به تاسیسات شبکه انتقال) برای نیروگاه pp ام در ساعت h ام برای انتقال انرژی از درب نیروگاه تا نقطه مرجع شبکه $[Rial/kWh]$.
 $AVC_MF_{pp}(E)$: متوسط هزینه متغیر تولید سوخت اصلی نیروگاه pp ام در ساعت h ام بابت مقادیر مختلف انرژی (درب نیروگاه) $[Rial/MWh]$.

در گام پنجم، نیروگاه pp ام در ساعت h ام در صورت احراز هر دو شرط زیر مشمول پرداخت سلب فرصت در بازار روزپیش (ردیف اول، دوم و سوم جدول (۲)) می‌گردد:

$$E_TG_Bill_CMP_{pp,h} \leq E_IM_DA_{pp,h} \quad \text{شرط اول:}$$

$$E_X_DA_{pp,h} \geq E_TG_Bill_DA_{pp,h} \quad \text{شرط دوم:}$$

میزان پرداختی به نیروگاه pp ام در ساعت h ام بابت سلب فرصت در بازار روز پیش مطابق با رابطه‌های (۳۷)–(۴۲) محاسبه می‌شود:



کد سند: IGMC-ELM-IN-017	روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۲۰ از ۲۷		

$$\begin{aligned}
 E_X_DA_{pp,h} &= (1 - L_G_{pp,h}) \\
 &\times \min \left(\frac{\text{Max}[E_Com_{pp,h}, E_Co_{pp,h}]}{(1 - L_G_{pp,h})}, \sum_{ppg=1}^{Nppgpp} ((1 - \rho_IC_{pp,ppg}) \right. \\
 &\times \text{Avcap_Max}_{pp,ppg,h}), \sum_{ppg=1}^{Nppgpp} (P_Act_{pp,ppg,h} \\
 &\left. + DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h}), \frac{E_IM_DA_{pp,h}}{(1 - L_G_{pp,h})} \right)
 \end{aligned} \quad (37)$$

$$E_OC_DA_{pp,h} = \text{Max}(E_X_DA_{pp,h} - E_TG_Bill_DA_{pp,h}, 0) \quad (38)$$

روابط شماره ۳۷ و ۳۸. انرژی سلب فرصت شده در بازار روزپیش

$$Payment_OC_DA_{pp,h} = \alpha_OC_DA_{pp,h} \times \beta_OC_DA_{pp,h} \times [Profit_DA_{pp,h}(E_X_DA_{pp,h}) - Profit_DA_{pp,h}(E_TG_Bill_DA_{pp,h})] \quad (39)$$

$$\begin{aligned}
 Profit_DA_{pp,h}(E_X_DA_{pp,h}) &= Revenue_DA_{pp,h}(E_X_DA_{pp,h}) - \left[(1 - L_G_{pp,h}) \times \right. \\
 &\left. AVC_MF_{pp} \left(\frac{E_X_DA_{pp,h}}{1 - L_G_{pp,h}} \right) + 1000 \times \pi_Tr_G_{pp,h} \right] \times E_X_DA_{pp,h}
 \end{aligned} \quad (40)$$

$$\begin{aligned}
 Profit_DA_{pp,h}(E_TG_Bill_DA_{pp,h}) &= Revenue_DA_{pp,h}(E_TG_Bill_DA_{pp,h}) - \left[(1 - L_G_{pp,h}) \times \right. \\
 &\left. (AVC_MF_{pp} \left(\frac{E_TG_Bill_DA_{pp,h}}{1 - L_G_{pp,h}} \right) + 1000 \times \pi_Tr_G_{pp,h}) \right] \times E_TG_Bill_DA_{pp,h}
 \end{aligned} \quad (41)$$

$$\begin{aligned}
 \alpha_OC_DA_{pp,h} &= \begin{cases} 1 & E_TG_Bill_CMP_{pp,h} \leq E_IM_DA_{pp,h} \\ 0 & E_TG_Bill_CMP_{pp,h} > E_IM_DA_{pp,h} \end{cases} \\
 \beta_OC_DA_{pp,h} &= \begin{cases} 1 & E_X_DA_{pp,h} \geq E_TG_Bill_DA_{pp,h} \\ 0 & E_X_DA_{pp,h} < E_TG_Bill_DA_{pp,h} \end{cases}
 \end{aligned} \quad (42)$$

روابط شماره ۳۹ تا ۴۲. بهای سلب فرصت در بازار روزپیش

در گام ششم، پرداختی به نیروگاه pp در ساعت h بابت سلب فرصت جبرانی مطابق رابطه (۴۳) محاسبه می‌گردد:

$$\begin{aligned}
 Payment_Plus_{pp,h} &= (E_OC_DA_{pp,h} + E_OC_ID_{pp,h}) \\
 &\times \max((1 - L_G_{pp,h}) \times (AVC_MF_{pp}(P_S_MF_{pp}) - \pi_max_market_h), 0) \\
 P_S_MF_{pp} &= \sum_{ppg=1}^{Nppgpp} P_S_MF_{pp,ppg}
 \end{aligned} \quad (43)$$

رابطه شماره ۴۳. بهای سلب فرصت جبرانی



گد سند: IGMC-ELM-IN-017	 روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۲۱ از ۲۷		

که در آن:

$E_{X_DA_{pp,h}}$: انرژی پایه نیروگاه pp در ساعت h در بازار روزپیش (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.
 $E_{OC_DA_{pp,h}}$: انرژی سلب فرصت شده از نیروگاه pp در ساعت h در بازار روزپیش (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.
 $Profit_DA_{pp,h}(E)$: سود نیروگاه pp در ساعت h بابت مقادیر مختلف انرژی در بازار روزپیش $[Rial]$.
 $Revenue_DA_{pp,h}(E)$: درآمد نیروگاه pp در ساعت h بابت مقادیر مختلف انرژی در بازار روزپیش $[Rial]$.
 $P_S_MF_{pp}$: مجموع قدرت عملی ماهانه واحدهای نیروگاه pp با در نظر گرفتن سوخت اصلی (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

۶-۲-۱-۳- کسر درآمدهای اول و دوم ناموفقیت در آزمون ظرفیت تولید:

کسر درآمد اول ناموفقیت در آزمون ظرفیت تولید در بازار روزپیش و بازار میان‌روزی به صورت واحدی-ساعتی می‌باشد و کسر درآمد دوم ناموفقیت در آزمون ظرفیت تولید (کسر درآمد ناشی از اختلال در برنامه‌ریزی تولید) در بازار روزپیش و در بازار میان‌روزی به صورت نیروگاهی-ساعتی مطابق با روابط (۴۴)-(۷۱) محاسبه می‌گردند.

- در صورتی که قابلیت تولید ابراز شده در بازار میان‌روزی نسبت به قابلیت تولید ابراز شده در بازار روزپیش متناسب با محدودیت احراز شده کاهش منطقی داشته باشد آنگاه کسر درآمد اول ناموفقیت در آزمون ظرفیت تولید متاثر از کدهای پایایی $Type2$ برای این کاهش با ضریب ۵۰٪ اعمال می‌گردد.

- مطابق با تبصره ۲ بند ۵-۱ پیوست صورتجلسه ۲۹۲ هیات تنظیم بازار برق ایران برای نیروگاه‌هایی دارای بیش از یک واحد هستند در صورتی که آزمون دوم ظرفیت تولید واحد ppg در ساعت h توسط واحدی دیگر از آن نیروگاه جبران گردد، آنگاه این نوع کسر درآمد برای نیروگاه اعمال نمی‌گردد.

مراحل انجام محاسبات کسر درآمد اول و دوم ناموفقیت در آزمون ظرفیت تولید:

- در گام اول (کسر درآمد اول ناموفقیت در آزمون ظرفیت تولید)، مطابق با روابط (۴۴) و (۴۵) معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید متناسب با قابلیت تولید ابراز شده در بازارهای روزپیش و میان‌روزی محاسبه می‌گردد:

$$P_Test_DA_{pp,ppg,h} = \begin{cases} \max\{(P_Dec_DA_{pp,ppg,h} - \Delta PS_F_{pp,ppg,h}), 0\} & P_Dec_DA_Grs_{pp,ppg,h} \geq Avcap_Min_{pp,ppg,h} \\ P_S_{pp,ppg,h} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg}) & P_Dec_DA_Grs_{pp,ppg,h} < Avcap_Min_{pp,ppg,h} \\ P_Dec_DA_{pp,ppg,h} & \text{کد پایایی } Type6 \end{cases} \quad (44)$$

رابطه شماره ۴۴. معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید متناسب با قابلیت تولید ابراز شده در بازار روزپیش

$$P_Test_ID_{pp,ppg,h} = \begin{cases} \max\{(P_Dec_ID_{pp,ppg,h} - \Delta PS_F_{pp,ppg,h}), 0\} & P_Dec_ID_Grs_{pp,ppg,h} \geq Avcap_Min_{pp,ppg,h} \\ P_S_{pp,ppg,h} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg}) & P_Dec_ID_Grs_{pp,ppg,h} < Avcap_Min_{pp,ppg,h} \\ P_Dec_ID_{pp,ppg,h} & \text{کد پایایی } Type6 \end{cases} \quad (45)$$

رابطه شماره ۴۵. معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید متناسب با قابلیت تولید ابراز شده در بازار میان‌روزی

$$\Delta PS_F_{pp,ppg,h} = \max\{(P_S_MF_NL_{pp,ppg,h} - P_S_NL_{pp,ppg,h}), 0\} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg}) \quad (46)$$

رابطه شماره ۴۶. افت توان ناشی از تغییر سوخت مصرفی



گد سند: IGMG-ELM-IN-017	 روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۲۲ از ۲۷		

$$AvCap_Min_{pp,ppg,h} = \begin{cases} P_S_MF_{pp,ppg,h} - \text{Min}\{3\% \times P_S_MF_{pp,ppg,h}, 3\} & \text{دوره گرم} \\ P_S_MF_{pp,ppg,h} - \text{Min}\{6\% \times P_S_MF_{pp,ppg,h}, 6\} & \text{بقیه روزها} \end{cases} \quad (47)$$

رابطه شماره ۴۷. کف مجاز ابراز آمادگی

که در آن:

$P_Test_DA_{pp,ppg,h}$: معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در بازار روزپیش (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$P_Test_ID_{pp,ppg,h}$: معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در بازار میان‌روزی (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$P_S_MF_NL_{pp,ppg,h}$: قدرت عملی پردازش شده نهایی واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام با در نظر گرفتن سوخت اصلی و بدون در نظر گرفتن اولویت محدودیت (درب نیروگاه) (ناخالص) $[MWh]$.

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

$AvCap_Min_{pp,ppg,h}$: کف مجاز ابراز آمادگی برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (درب نیروگاه) (ناخالص) $[MWh]$.

- در گام دوم، محاسبات کسر درآمد اول ناموفقیت در آزمون ظرفیت تولید، در سه حالت صورت می‌پذیرد:

حالت اول: افزایش قابلیت تولید ابراز شده در بازار میان‌روزی نسبت به بازار روزپیش.

حالت دوم: کاهش منطقی قابلیت تولید ابراز شده در بازار میان‌روزی نسبت به بازار روزپیش (در صورت

برقراری شرایط $P_Dec_ID_{pp,ppg,h} \leq P_Dec_DA_{pp,ppg,h}$ و $\Delta P_{pp,ppg,h} \leq CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h}$).

حالت سوم: کاهش غیرمنطقی قابلیت تولید ابراز شده در بازار میان‌روزی نسبت به بازار روزپیش.

در ابتدا بر مبنای قابلیت تولید ابراز شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در بازار میان‌روزی، پارامتر $\Delta P_{pp,ppg,h}$ محاسبه می‌گردد (مقادیر انحراف متناسب با $Type$ های مختلف اشاره شده در رابطه (۴۸) صرفاً کارکرد استفاده در محاسبه پارامتر $\Delta P_{pp,ppg,h}$ را دارند و مقادیر نهایی انحراف $Dev_GCT_{Type2,pp,ppg,h}$ الی $Dev_GCT_{Type8,pp,ppg,h}$ در روابط (۵۴) تا (۵۶) محاسبه خواهند شد):

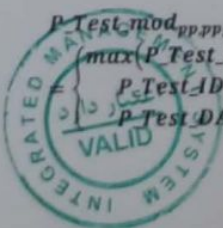
$$\Delta P_{pp,ppg,h} = |P_Dec_ID_{pp,ppg,h} - (P_Act_{pp,ppg,h} + Dev_GCT_ID_{Type4,pp,ppg,h} + Dev_GCT_ID_{Type5,pp,ppg,h} + (X_Main_{pp,ppg,h}) \times Dev_GCT_ID_{Type6,pp,ppg,h} + Dev_GCT_ID_{Type7,pp,ppg,h})| \quad (48)$$

رابطه شماره ۴۸. معیار کاهش منطقی قابلیت تولید ابراز شده در بازار میان‌روزی نسبت به بازار روزپیش

$$X_Main_{pp,ppg,h} = \begin{cases} 1 & \text{(روز بهره‌برداری، روز اول تعمیرات باشد)} \\ & \text{یا} \\ & \text{(روز بهره‌برداری، روز دوم تعمیرات باشد و خروج واحد در روز اول تعمیرات پس از ساعت ۱۳:۰۰ انجام گرفته باشد)} \\ 0 & \text{در روزهای دیگر دوره تعمیرات} \end{cases} \quad (49)$$

رابطه شماره ۴۹. متغیر متناسب با روز تعمیرات $Type6$

$$P_Test_mod_{pp,ppg,h} = \begin{cases} \max(P_Test_DA_{pp,ppg,h}, P_Test_ID_{pp,ppg,h}) & P_Dec_ID_{pp,ppg,h} > P_Dec_DA_{pp,ppg,h} \\ P_Test_ID_{pp,ppg,h} & P_Dec_ID_{pp,ppg,h} \leq P_Dec_DA_{pp,ppg,h}, \Delta P_{pp,ppg,h} \leq Cap_GCT_{Max,pp,ppg,h} \\ P_Test_DA_{pp,ppg,h} & P_Dec_ID_{pp,ppg,h} \leq P_Dec_DA_{pp,ppg,h}, \Delta P_{pp,ppg,h} \geq Cap_GCT_{Max,pp,ppg,h} \end{cases} \quad (50)$$



گد سند: IGMC-ELM-IN-017	 روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۲۳ از ۲۷		

رابطه شماره ۵۰. معیار موفقیت در آزمون ظرفیت تولید اصلاح شده

$$Cap_GCT_{Max,pp,ppg,h} = Min\{2, 5\% \times E_TG_CMP_{pp,ppg,h}\} \quad (51)$$

رابطه شماره ۵۱. حداکثر ظرفیت مجاز انحراف آزمون ظرفیت تولید

میزان انحراف با توجه به رابطه (۵۱) محاسبه می‌شود:

$$Dev_GCT_{pp,ppg,h} = \max(P_Test_mod_{pp,ppg,h} - P_Act_{pp,ppg,h}, 0) \quad (52)$$

رابطه شماره ۵۲. کل انحراف آزمون ظرفیت تولید

سپس کمیت $Dev_GCT_Bill_{pp,ppg,h}$ مطابق با رابطه (۵۲) محاسبه می‌شود:

$$Dev_GCT_Bill_{pp,ppg,h} = \begin{cases} Dev_GCT_{pp,ppg,h} + P_Test_DA_{pp,ppg,h} - P_Test_ID_{pp,ppg,h} & P_Dec_ID_{pp,ppg,h} \leq P_Dec_DA_{pp,ppg,h}, \Delta P_{pp,ppg,h} \leq Cap_GCT_{Max,pp,ppg,h} \\ Dev_GCT_{pp,ppg,h} & Else \end{cases} \quad (53)$$

رابطه شماره ۵۳. کل انحراف آزمون ظرفیت تولید نهایی صورت‌حساب

در ادامه مقادیر $Dev_GCT_{Type2,pp,ppg,h}$ الی $Dev_GCT_{Type8,pp,ppg,h}$ مطابق با "روش اجرایی کمیت‌های پایه‌ای صورت‌حساب تولید" و مطابق با روابط (۵۳) و (۵۴) محاسبه می‌گردند:

$$Dev_GCT_{j,pp,ppg,h} = Dev_GCT_Bill_{pp,ppg,h} \times \frac{Factor_{j,pp,ppg,h}}{\sum_{j=Type2}^{Type8} Factor_{j,pp,ppg,h}} \quad \forall j \in \{Type2, \dots, Type8\} \quad (54)$$

$$Factor_{j,pp,ppg,h} = \sum_{i=1}^{NS_{j,pp,ppg,h}} \left(\max\left([P_Test_mod_{pp,ppg,h} - P_Cap_{pp,ppg,h,i} \times (1 - \rho_{JC,pp,ppg,h})], 0\right) \times Time_{j,pp,ppg,h,i} \right) \quad (55)$$

روابط شماره ۵۴ و ۵۵. محدودیت نوع ژام از کل انحراف آزمون ظرفیت تولید نهایی صورت‌حساب

یادداشت ۱۰: در صورتی که $\sum_{j=Type2}^{Type8} Factor_{j,pp,ppg,h} = 0$ و برای نوع مشخصی از انحراف، $Time_{j,pp,ppg,h} = 1$ باشد، آنگاه $Dev_GCT_{j,pp,ppg,h}$ برابر با $Dev_GCT_Bill_{pp,ppg,h}$ می‌گردد.

در ادامه به منظور تطابق با "دستورالعمل آزمون ظرفیت هدفمند به کد IGMC-ELM-IN-016" در هر سه حالت بیان شده که در گام دوم به آن‌ها اشاره گردید، مقدار $Dev_GCT_{Type2,pp,ppg,h}$ مطابق با رابطه (۵۵) بروزرسانی می‌شود و بخشی از کل انحراف آزمون ظرفیت تولید واحد ppg نیروگاه pp در ساعت h که مشمول کسردرآمد اول ناموفقیت در آزمون ظرفیت تولید می‌گردد، مطابق با رابطه (۵۴) بدست می‌آید:

$$Dev_GCT_Prc_{Type2,pp,ppg,h} = \gamma_h \times Dev_GCT_Dec_Prc_{pp,ppg,h} + (1 - \gamma_h) \times Dev_GCT_{Type2,pp,ppg,h}$$

$$Dev_GCT_Dec_Prc_{pp,ppg,h} = Dev_GCT_Dec_{pp,ppg,h} - \sum_{j=Type3}^{Type8} Dev_GCT_{j,pp,ppg,h} \quad (56)$$

$$\gamma_{pp,ppg,h} = \begin{cases} 1 & \text{واحد } ppg \text{ نیروگاه } pp \text{ در ساعت } h \text{ جزء واحدهای هدف آزمون باشد} \\ 0 & \text{در غیر این صورت} \end{cases}$$

رابطه شماره ۵۶. آزمون ظرفیت هدفمند



کد سند: IGMC-ELM-IN-017	روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۲۴ از ۲۷		

سپس به منظور اعمال ضریب کاهنده ۵۰٪ به کدهای پایایی $Type2$ در حالت کاهش منطقی قابلیت تولید ابراز شده مقادیر $Dev_GCT_Mod_{Type2,pp,ppg,h}$ و $Dev_GCT_Mod_{Type3,pp,ppg,h}$ مطابق با روابط (۵۷) و (۵۸) محاسبه می‌شوند:

$$Dev_GCT_Mod_{Type2,pp,ppg,h} = \gamma_h \times Dev_GCT_Dec_Prc_{pp,ppg,h} \quad (57)$$

$$Dev_GCT_Mod_{Type3,pp,ppg,h} = Dev_GCT_{Type3,pp,ppg,h} + (1 - \gamma_h) \times Dev_GCT_{Type2,pp,ppg,h} \quad (58)$$

روابط شماره ۵۷ و ۵۸، محدودیت نوع $Type2$ و $Type3$ اصلاح شده

$$Dev_GCT_Pen_{pp,ppg,h} = Dev_GCT_Mod_{Type2,pp,ppg,h} + Dev_GCT_Mod_{Type3,pp,ppg,h} + (1 - X_Main_{pp,ppg,h}) \times Dev_GCT_{Type6,pp,ppg,h} + Dev_GCT_{Type8,pp,ppg,h} \quad (59)$$

رابطه شماره ۵۹، انحراف مشمول مشمول کسر درآمد اول ناموفقیت در آزمون ظرفیت تولید

که در آن:

$Dev_GCT_{j,pp,ppg,h}$: محدودیت نوع j ام واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.
 $Dev_GCT_ID_{j,pp,ppg,h}$: محدودیت نوع j ام واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام بر مبنای قابلیت تولید ابراز شده در بازار میان‌روزی (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$Cap_GCT_{Max,pp,ppg,h}$: حداکثر ظرفیت مجاز انحراف آزمون ظرفیت تولید واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$Dev_GCT_{pp,ppg,h}$: کل انحراف آزمون ظرفیت تولید واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.
 $Dev_GCT_Bill_{pp,ppg,h}$: کل انحراف آزمون ظرفیت تولید نهایی صورتحساب واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$Dev_GCT_Prc_{Type2,pp,ppg,h}$: انحراف پردازش شده نوع $Type2$ واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد مشمول ۱۰۰٪ کسر درآمد آزمون ظرفیت تولید است (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$Dev_GCT_Mod_{j,pp,ppg,h}$: انحراف نهایی شده نوع j ام واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$Dev_GCT_Dec_{pp,ppg,h}$: انحراف آزمون ظرفیت هدفمند واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در "دستورالعمل آزمون ظرفیت هدفمند به کد IGMC-ELM-IN-016" محاسبه می‌گردد (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$Dev_GCT_Pen_{pp,ppg,h}$: بخشی از کل انحراف آزمون ظرفیت تولید واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که مشمول کسر درآمد اول ناموفقیت در آزمون ظرفیت تولید می‌گردد (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

$P_Cap_{pp,ppg,h,t}$: قابلیت تولید اعلام شده مرکز برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در بازه t ام از ساعت h ام است (درب نیروگاه) (ناخالص) $[MWh]$.

$Time_{j,pp,ppg,h,t}$: زمان محدودیت واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در بازه t ام که واحد در وضعیت j ام است $[minute]$.

- در گام سوم، کسر درآمد دوم ناموفقیت در آزمون ظرفیت تولید (کسر درآمد ناشی از اختلال در برنامه‌ریزی تولید) مطابق روابط (۵۹) تا (۷۲) محاسبه می‌گردد:



گد سند: IGMG-ELM-IN-017	روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۲۵ از ۲۷		

$$A_{pp,h} = (1 - L_{G_{pp,h}}) \times \left(E_{TG_CMP_{pp,h}} + \sum_{ppg=1}^{N_{ppgpp}} (Dev_GCT_{Type4,pp,ppg,h} + Dev_GCT_{Type5,pp,ppg,h} + (X_{Main_{pp,ppg,h}}) \times Dev_GCT_{Type6,pp,ppg,h} + Dev_GCT_{Type7,pp,ppg,h}) \right) \quad (60)$$

$$B_DA_{pp,h} = E_REQ_DA_{pp,h} \quad (61)$$

$$B_ID_{pp,h} = \text{Max}\{E_REQ_ID_{pp,h}, E_Co_{pp,h}\} \quad (62)$$

$$Dev_GCT_Pen_{pp,h} = \sum_{ppg=1}^{N_{ppgpp}} Dev_GCT_Pen_{pp,ppg,h} \quad (63)$$

$$Dev_GSD_DA_{pp,h} = \begin{cases} 0 & A_{pp,h} \geq B_DA_{pp,h} \\ \text{Min}[\text{Max}(B_DA_{pp,h} - A_{pp,h}, 0), Dev_GCT_Pen_{pp,h} \times (1 - L_{G_{pp,h}})] & A_{pp,h} < B_DA_{pp,h} \end{cases} \quad (64)$$

روابط شماره ۶۰ تا ۶۴. انحراف اختلال در برنامه‌ریزی تولید بازار روزپیش

$$Penalty_GSD_DA_{pp,h} = \beta_GSD_DA_{pp,h} \times \left[(\text{Min}[\text{Max}(B_DA_{pp,h} - A_{pp,h}, 0), Dev_GCT_Pen_{pp,h} \times (1 - L_{G_{pp,h}})]) \times \pi_Acc_DA_{Max,h} \right. \\ \left. - \text{Max} \left(\int_{A_{pp,h}}^{\text{Min}(B_DA_{pp,h}, A_{pp,h} + Dev_GCT_Pen_{pp,h} \times (1 - L_{G_{pp,h}}))} \pi_offer_DA_mod_{pp,h}(E) dE, 0 \right) \right] \quad (65)$$

رابطه شماره ۶۵. کسر درآمد ناشی از انحراف اختلال در برنامه‌ریزی تولید بازار روزپیش

$$Dev_GSD_ID_{pp,h} = \begin{cases} 0 & A_{pp,h} \geq B_ID_{pp,h} \text{ or } E_REQ_ID_{pp,h} \leq E_REQ_DA_{pp,h} \\ \text{Min}(\text{Max}(B_ID_{pp,h} - (A_{pp,h} + Dev_GSD_DA_{pp,h}), 0), Dev_GCT_Pen_{pp,h} \times (1 - L_{G_{pp,h}}) - Dev_GSD_DA_{pp,h}) & \text{Else} \end{cases} \quad (66)$$

رابطه شماره ۶۶. انحراف اختلال در برنامه‌ریزی تولید بازار میان‌روزی



$$\begin{aligned} \text{Penalty_GSD_ID}_{pp,h} &= \beta_GSD_ID_{pp,h} \\ &\times [\text{Min}(\text{Max}(B_ID_{pp,h} - (A_{pp,h} + \text{Dev_GSD_DA}_{pp,h}), 0), \text{Dev_GCT_Pen}_{pp,h}) \\ &\times (1 - L_{G_{pp,h}}) - \text{Dev_GSD_DA}_{pp,h}) \times (\pi_Acc_ID_{Max,h} - \pi_offer_ID_{pp,h})] \\ &+ \{\delta_ACC_{pp,h} \times \max(E_Co_{pp,h} - (A_{pp,h} + \text{Dev_GSD_DA}_{pp,h}), 0) \\ &\times \pi_offer_ID_{pp,h}\} \end{aligned} \quad (67)$$

رابطه شماره ۶۷. کسر درآمد ناشی از انحراف اختلال در برنامه‌ریزی تولید بازار میان‌روزی

$$\delta_ACC_{pp,h} = \begin{cases} 1 & E_Co_{pp,h} > (1 - L_{G_{pp,h}}) \times E_REQ_DA_{pp,h} \\ 0 & \text{Else} \end{cases} \quad (68)$$

$$\beta_GSD_DA_{pp,h} = \begin{cases} 1 & \text{Dev_GSD_DA}_{pp,h} \leq \text{CAP_GSD_DA}_{Max,pp,h} \\ 0 & \text{Dev_GSD_DA}_{pp,h} > \text{Cap_GSD_DA}_{Max,pp,h} \end{cases} \quad (69)$$

$$\beta_GSD_ID_{pp,h} = \begin{cases} 1 & \text{Dev_GSD_ID}_{pp,h} \leq \text{Cap_GSD_ID}_{Max,pp,h} \\ 0 & \text{Dev_GSD_ID}_{pp,h} > \text{Cap_GSD_ID}_{Max,pp,h} \end{cases} \quad (70)$$

روابط شماره ۶۸ تا ۷۰. متغیرهای انحراف اختلال در برنامه‌ریزی تولید بازار روزپیش و میان‌روزی

$$\text{CAP_GSD_DA}_{Max,pp,h} = \text{Min}\{2 \times Nppg_{pp}, 5\% \times E_TG_Bill_CMP_{pp,h}\} \quad (71)$$

$$\text{CAP_GSD_ID}_{Max,pp,h} = \text{Min}\{2 \times Nppg_{pp}, 5\% \times E_TG_Bill_CMP_{pp,h}\} \quad (72)$$

روابط شماره ۷۱ و ۷۲. حداکثر ظرفیت مجاز انحراف اختلال در برنامه‌ریزی تولید بازار روزپیش و میان‌روزی

که در آن:

$\text{Dev_GSD_DA}_{pp,h}$: انحراف اختلال در برنامه‌ریزی تولید نیروگاه pp در ساعت h در بازار روزپیش (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$

$\text{Penalty_GSD_DA}_{pp,h}$: کسر درآمد ناشی از اختلال در برنامه‌ریزی تولید نیروگاه pp در ساعت h در بازار روزپیش $[Rial]$.
 $\text{Cap_GSD_DA}_{Max,pp,h}$: حداکثر ظرفیت مجاز انحراف اختلال در برنامه‌ریزی تولید نیروگاه pp در ساعت h در بازار روزپیش (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

$\pi_offer_DA_mod_{pp,h}$: تابع قیمت انرژی پیشنهادی مالک نیروگاه، برای نیروگاه pp در ساعت h برای بازار روزپیش، پس از اصلاح مربوط به احجام انرژی تخصیص داده شده به معاملات دوجانبه و بورس انرژی (نقطه مرجع شبکه) $[Rial/MWh]$.
 $\pi_Acc_DA_{Max,h}$: حداکثر قیمت پذیرفته شده در ساعت h در بازار روزپیش (نقطه مرجع شبکه) $[Rial/MWh]$.

$\text{Dev_GSD_ID}_{pp,h}$: انحراف اختلال در برنامه‌ریزی تولید نیروگاه pp در ساعت h در بازار میان‌روزی (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$

$\text{Penalty_GSD_ID}_{pp,h}$: کسر درآمد ناشی از اختلال در برنامه‌ریزی تولید نیروگاه pp در ساعت h در بازار میان‌روزی $[Rial]$.
 $\text{Cap_GSD_ID}_{Max,pp,h}$: حداکثر مجاز انحراف آزمون اختلال در برنامه‌ریزی تولید نیروگاه pp در ساعت h در بازار میان‌روزی (نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.



کد سند: IGMC-ELM-IN-017	روش اجرایی بازار میان‌روزی	
شماره بازنگری: ۰۲		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: ۲۷ از ۲۷		

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

۷. پیوست

ندارد.

