دستورالعمل اجرایی نحوه تسویه مالی تعهدات خارج از بازار در بازار روزفروش

دریافت کنندگان سند:

پایش دبیرخانه هیات تنظیم بازار برق..... ☐

شرکت مدیریت شبکه برق ایران..... ☐

کلیه تولید کنندگان بازار برق..... ☐

کلیه خریداران بازار برق..... ☐

تهیه کننده: مدیریت نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق تاریخ: ۹۶,۳,۲۲

تائید کننده: معاون بازار برق تاریخ: ۹۶,۷,۲۵

ابلاغ کننده: مدیرعامل شرکت مدیریت شبکه برق ایران تاریخ: ۹۶,۸,۲۲

محل مهر کنترل

واحد پیاده سازی مقررات بازار برق
تائید
جهت اجرا
تاریخ :
شرکت مدیریت شبکه برق ایران

دستورالعمل اجرایی بند ۵-۹ مصوبه صورت جلسه ۲۳۱
هیات تنظیم بازار برق

فهرست **شماره صفحه**

۱ **هدف** ۲

۲ **محدوده و دامنه کاربرد** ۲

۳ **مسوولیت** ۲

٤ **تعاریف** ۲

٥ **اصول عمومی** ۳

٦ **محاسبات** ۸

۱ هدف

هدف از تهیه این دستورالعمل، بیان نحوه تسویه مالی تعهدات خارج از بازار در بازار روز فروش می‌باشد.

۲ محدوده و دامنه کاربرد

مواد و بندهای این دستورالعمل برای شرکت مدیریت شبکه برق ایران، مالکان واحدهای نیروگاهی و خریداران بازار برق لازم الاجراست.

۳ مسوولیت

مسوولیت نظارت بر حسن اجرای این دستورالعمل بر عهدهٔ معاون بازار برق شرکت مدیریت شبکهٔ برق ایران می‌باشد.

۴ تعاریف

۴-۱ واژه "روز بازار" در این دستورالعمل به معنای روز تعیین آرایش تولید واحدها (یک روز قبل از روز بهره‌برداری) می‌باشد.

۴-۲ $X_Main_{pp,ppg,h}$: متغیر باینری برای واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام در دوره تعمیرات می‌باشد که به شرح ذیل محاسبه می‌گردد:

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

۳-٤ واژگان خاصی که در این دستورالعمل تعریف نشده‌اند دارای همان تعاریفی هستند که در «آیین‌نامه تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق در شبکه برق کشور» می‌باشند.

۵ اصول عمومی

۵-۱ تمامی معاملات خرید و فروش برق اعم از بازار روزفروش، معاملات دوجانبه و بورس انرژی در نقطه مرجع شبکه انجام می‌گیرد.

۵-۲ تعهدات فروشنده و خریدار در بورس انرژی و قراردادهای دوجانبه که در روز بازار به مدیر بازار اعلام شده است، قطعی بوده بدین معنا که امکان تغییر حجم تعهدات خریدار یا فروشنده از معامله انجام شده وجود ندارد.

۵-۳ در مورد تعهدات خارج از بازار، اطلاعات معاملات برق در بورس انرژی از طریق شرکت سپرده‌گذاری مرکزی و تسویه وجوه، و اطلاعات مربوط به معاملات دوجانبه مانند حجم قرارداد و خریدار طرف قرارداد از طریق فروشنده، جهت ثبت در پایگاه داده شرکت مدیریت شبکه در اختیار این شرکت قرار می‌گیرند.

۵-٤ حداکثر ظرفیت قابل اختصاص به هر واحد نیروگاه جهت انجام تعهدات خارج از بازار در هر ساعت برابر با قابلیت تولید ابراز شده آن واحد (خالص و انتقال یافته به نقطه مرجع شبکه) می‌باشد. به عبارت دیگر:

$$E_Co_{Max,pp,ppg,h} = P_Dec_Grs_{pp,ppg,h} \times \left(1 - \rho_IC_{pp,ppg}\right) \times \left(1 - \%L_G_{pp,h}\right) \quad (۲)$$

$E_Co_{Max,pp,ppg,h}$: حداکثر ظرفیت قابل تخصیص به واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش (در نقطه مرجع شبکه) $[MW]$.

$P_Dec_Grs_{pp,ppg,h}$: قابلیت تولید ابراز شده ناخالص که مالک نیروگاه به عنوان حداکثر ظرفیت قابل تولید به شبکهٔ واحد ppgام نیروگاهppام در ساعت hام به بازار ابراز کرده است (درب نیروگاه) (بعد از مهلت تصحیح ابراز در روز بازار) [MW ،MWh].

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

$L_G\%_{pp,h}$: درصد تلفات متناظر نیروگاهppام تا نقطه مرجع شبکه در ساعت hام که برای هر فروشنده توسط مدیر بازار اعلام می‌شود.

تبصره یک: برای واحدهای نیروگاهی که دارای قرارداد خرید برق-تضمینی می‌باشند، در محاسبه مقدار $E_Co_{Max,pp,ppg,h}$ به جای $P_Dec_Grs_{pp,ppg,h}$ از قدرت عملی فصلی (اولویت سوم قدرت عملی پردازش شده نهایی) با در نظر گرفتن سوخت اصلی واحد، استفاده می‌گردد.

۵-۵ مدیر بازار موظف است در روز بازار، قبل از محاسبه میزان انرژی تولید تخصیص داده شده خالص به واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام ($E_TG_Bill_{pp,ppg,h}$) که در "دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید" به آن اشاره شده است و بعد از مهلت تصحیح قابلیت تولید ابراز شده، ظرفیت اختصاص یافته به واحدهای نیروگاهی جهت انجام تعهدات خارج از بازار را به شرح ذیل تعیین نماید:

الف- اگر مجموع حداکثر ظرفیت قابل تخصیص به واحدهای نیروگاه ppام در ساعت hام بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش ($\sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_Co_{Max,pp,ppg,h}$) کمتر از کل میزان تعهدات خارج از بازار روز فروش نیروگاه ppام در ساعت hام ($E_Co_Total_{pp,h}$) باشد آنگاه:

- اختلاف $E_Co_Total_{pp,h}$ و $\sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_Co_{Max,pp,ppg,h}$ به عنوان "پشتیبانی از معاملات خارج از بازار" برای نیروگاه ppام در ساعت hام در روز بازار $(E_Support_{Run,pp,h})$ محاسبه می‌شود.
- میزان ظرفیت تخصیص داده شده به واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش$(E_Co_{pp,ppg,h})$ برابر با حداکثر ظرفیت قابل تخصیص به واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش $(E_Co_{Max,pp,ppg,h})$ خواهد شد.

ب- اگر مجموع حداکثر ظرفیت قابل تخصیص به واحدهای نیروگاه ppام در ساعت hام بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش $(\sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_Co_{Max,pp,ppg,h})$ بیشتر از کل میزان تعهدات خارج از بازار روز فروش نیروگاه ppام در ساعت hام $(E_Co_Total_{pp,h})$ باشد آنگاه:

- میزان "پشتیبانی از معاملات خارج از بازار" برای نیروگاه ppام در ساعت hام در روز بازار $(E_Support_{Run,pp,h})$ برابر با صفر در نظر گرفته می‌شود.

- میزان ظرفیت تخصیص داده شده به واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش$(E_Co_{pp,ppg,h})$ از طریق حل یک مسأله بهینه‌سازی مشخص می‌گردد. در نتیجهٔ حل این مسأله، کل میزان ظرفیت تخصیص داده شده به نیروگاه بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش براساس اولویت قیمت، میان واحدهای نیروگاه توزیع می‌گردد و مجموع میزان ظرفیت تخصیص داده شده به واحدهای نیروگاه ppام در ساعت hام بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش $(E_Co_{pp,ppg,h})$ برابر با کل میزان ظرفیت تخصیص

داده شده به نیروگاه ppام در ساعت hام بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش ($E_Co_Total_{pp,h}$) می‌گردد. به عبارتی دیگر:

$$If \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_Co_{Max,pp,ppg,h} \leq E_Co_Total_{pp,h}$$

$$Then \quad E_Co_{pp,ppg,h} = E_Co_{Max,pp,ppg,h}$$

$$E_Support_{Run,pp,h} = E_Co_Total_{pp,h} - \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_Co_{Max,pp,ppg,h}$$

$$ElseIf \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_Co_{Max,pp,ppg,h} > E_Co_Total_{pp,h}$$

$$Then \; E_Support_{Run,pp,h} = 0$$

(۳)

$$Minimizing \left\{ \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} \int_{0}^{E_Co_{pp,ppg,h}} \pi_offer_{pp,ppg,h}(E) \times dE \right\}$$

$$Subject\ to. \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_Co_{pp,ppg,h} = E_Co_Total_{pp,h}$$

$$And$$

$$E_Co_{pp,ppg,h} \leq E_Co_{Max,pp,ppg,h}$$

$$\forall\, ppg \in \{1, 2, \dots, Nppg_{pp}\} \; and \; pp \in \{1, 2, \dots, Npp\}$$

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

$E_Co_Total_{pp,h}$: کل میزان ظرفیت تخصیص داده شده به نیروگاه ppام در ساعت hام بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش (در نقطه مرجع شبکه) $[MW]$.

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

$\pi_offer_{pp,ppg,h}(E)$: تابع قیمت انرژی پیشنهادی مالک نیروگاه برای واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام قبل از اصلاح مربوط به حجم انرژی تخصیص‌داده شده به معاملات خارج از بازار (نقطه مرجع) $[Rial/MWh]$.

$E_Support_{Run,pp,h}$: میزان پشتیبانی از معاملات خارج از بازار نیروگاه ppام در ساعت hام در روز بازار (در نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

تبصره دو: **می‌بایست قبل از پرداختن به تحلیل موارد بند ۵-۵، به برنامه پیش‌بینی تعمیرات اعلام شده از سوی معاونت راهبری شبکه برق رجوع گردد و واحدهایی که دارای وضعیت تعمیرات (خارج) می‌باشند، کنار گذاشته شوند.**

تبصره سه: می‌بایست قبل از پرداختن به تحلیل موارد بند ۵-۵، به وضعیت قراردادهای واحدهای نیروگاهی رجوع گردد و واحدهای هر نیروگاه بر اساس نوع قرارداد دسته‌بندی گردند، سپس برای هر نوع قرارداد، بند ۵-۵ مورد اجرا قرار گیرد.

تبصره چهار: در هر نیروگاه، مجموع میزان ظرفیت تخصیص داده شده از $E_Co_Total_{pp,h}$ به واحدهای دارای دسته قرارداد مشابه در هر ساعت، با توجه به نسبت مجموع $P_Dec_Grs_{pp,ppg,h}$ آن دسته قرارداد به مجموع $P_Dec_Grs_{pp,ppg,h}$ کل نیروگاه تعیین می‌گردد.

۵-۶ در سایر مواردی که در این دستورالعمل به آنها اشاره‌ای نشده باشد، مقررات حاکم، مطابق با مقررات جاری مورد تصویب هیأت تنظیم بازار برق می‌باشد.

۶ محاسبات

۶ـ۱ فروشندگان

محاسبه هزینه پشتیبانی از معاملات خارج از بازار فروشندگان

هزینه پشتیبانی از معاملات خارج از بازار نیروگاه از بازار روزفروش از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$Cost_Support_{Fin,pp,h} = \left(\left[E_Support_{Run,pp,h} + A_{pp,h} \right] \times max\left(\frac{E_{pp,h}}{F_{pp,h}}, \frac{C_h}{D_h} \right) \right) + \left(E_Support_{Run,pp,h} \times \frac{CPF_h \times BAR}{1 - \%L_G_{pp,h}} \right) \quad (٤)$$

$$E_Support_{Fin,pp,h} = A_{pp,h} + E_Support_{Run,pp,h}$$

$$A_{pp,h} = \left(1 - \%L_G_{pp,h}\right) \times max\left\{ \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} \frac{E_Co_{pp,ppg,h}}{1 - \%L_G_{pp,h}} - \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} \left(P_Act_{pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type2,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type3,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h} + \left(1 - X_Main_{pp,ppg,h}\right) \times DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type8,pp,ppg,h} \right), 0 \right\} \quad (٥)$$

که در آن:

CPF_h : ضریب بهای آمادگی ظرفیت در ساعت hام .

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

$Cost_Support_{Fin,pp,h}$: هزینه پشتیبانی از معاملات خارج از بازار نیروگاه ppام در ساعت hام (در نقطه مرجع شبکه)[$Rial$].

$E_Support_{Fin,pp,h}$: میزان پشتیبانی از معاملات خارج از بازار نیروگاه ppام در ساعت hام (در نقطه مرجع شبکه) [MWh].

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

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

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

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

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

$DEV_GCT_{Type8,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام که واحد مشمول ۳۰٪ کسر درآمد اول می‌باشد و از دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

در ادامه:

$$C_h = \sum_{pp=1}^{N_{pp}} \sum_{ppg=1}^{N_{ppg_{pp}}} [Payment_E_TGU_{pp,ppg,h} + Payment_E_OC_Prc_{pp,ppg,h} - Penalty_GSD_Prc_{pp,ppg,h} - Penalty_E_NoCop_{pp,ppg,h}]$$

$$D_h = \sum_{pp=1}^{N_{pp}} E_TG_{pp,h} \times (1 - \%L_G_{pp,h}) - \sum_{pp=1}^{N_{pp}} E_Co_Total_{pp,h}$$

(۶)

$$E_{pp,h} = \sum_{ppg=1}^{N_{ppg_{pp}}} Payment_E_TGU_{pp,ppg,h}$$

$$F_{pp,h} = E_TG_{pp,h} \times (1 - \%L_G_{pp,h}) - \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_Co_{pp,ppg,h}$$

(۷)

که در آن:

$Payment_E_TGU_{pp,ppg,h}$: کل پرداخت بابت تولید انرژی به واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$Payment_E_OC_Prc_{pp,ppg,h}$: پرداخت بابت سلب فرصت ناشی از کاهش مقدار انرژی خالص تخصیص داده شده تولید شده واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$Penalty_GSD_Prc_{pp,ppg,h}$: کسر درآمد ناشی از اختلال در برنامه ریزی تولید واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام که در دروه محدودیت سوخت برابر با $Penalty_GSD_{pp,ppg,h}$ و در دروه غیر محدودیت سوخت برابر با $Penalty_GSD_NF_{pp,ppg,h}$ است (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$Penalty_E_NoCop_{pp,ppg,h}$: مقدار جریمه عدم همکاری با مرکز برای واحد ppg ام نیروگاه ppام در ساعت hام $[Rial]$.

$E_TG_{pp,h}$: میزان انرژی خالص تولید شده نیروگاه ppام در کل ساعت hام و از دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید (درب نیروگاه) (خالص) $[MWh]$.

N_{pp} : تعداد نیروگاه‌ها با لحاظ شدن صادرات برق در بازار عمده فروشی.

$N_{ppg_{pp}}$: تعداد واحدهای نیروگاه ppام.

تبصره پنج: میزان پشتیبانی از معاملات خارج از بازار نیروگاه ppام در ساعت hام (در نقطه مرجع شبکه) مستقل از کل انرژی خالص تولید شده نیروگاه ppام در ساعت hام (انتقال یافته به نقطه مرجع شبکه) محاسبه می‌گردد.

تبصره شش: مقادیر $E_Support_{Fin,pp,h}$ و $Cost_Support_{Fin,pp,h}$ در صورتحساب نیروگاهppام در آیتم پشتیبانی از معاملات خارج از بازار مربوط به اولین واحد آن نیروگاه درج می‌شود.

۶-۲ خریداران

۶-۲-۱ در مواردی که میزان کل مصرف واقعی خریدار (انتقال یافته به نقطه مرجع شبکه) از تعهدات خارج از بازار روزفروش مربوطه بیشتر شود، این تفاوت به صورت خرید از بازار روزفروشِ خریدار مطابق با "دستورالعمل بازار روزفروش در نقطه مرجع شبکه" در نظر گرفته می‌شود.

۶-۲-۲ در مواردی که میزان کل مصرف واقعی خریدار (انتقال یافته به نقطه مرجع شبکه) از تعهدات خارج از بازار روزفروش مربوطه کمتر شود، مدیر بازار تعهدی نسبت به پرداخت مبلغ این تفاوت نخواهد داشت.

گردآورندگان سند (به ترتیب حروف الفبا):

حمید رضا باقری	**مدیر مدیریت توسعه بازار برق و هماهنگی با بورس انرژی**
مهدی جعفری	**رییس گروه مطالعات و توسعه علمی و کاربردی**
محمد حبیبی	**کارشناس مطالعات و توسعه فنی بورس**
جعفر خیاط زاده	**رئیس گروه پایش و بهبود بازار**
ایمان رحمتی	**مدیر مدیریت نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق**
سید حمید طبایی	**کارشناس مطالعات و توسعه بازارهای جدید**
رضا طهماسبی	**کارشناس پایش و ارزیابی بازار**
سید میثم عزتی	**کارشناس مسئول کنترل رویه‌های بازار برق**
محمد حسین موحد	**کارشناس بازار برق**