

بسمه تعالی

اعضای حاضر در جلسه: آقایان مهندسولیا، موش گفتار، عسگری و ومدتی

اعضای غایب: آقایان مایری، میدری و رضایی

مدیر دبیرخانه: آقای مسیلی

مدعوین حاضر: آقایان باقری، توکلی، دهقان، رضوی، شاهمممدی، فلامی، فروغی، عبایی، یوسفی و فلامها بشیری، علیراده

مذاکرات و مصوبات

۱- با توجه به تصمیم هیأت در جلسه شماره ۳۲۲، مبنی بر اینکه موضوعاتی از کمیته جبران خسارت که دارای بار مالی بیشتر از یک میلیارد ریال هستند باید پس از بررسی کارشناسی دبیرخانه و تصمیم‌گیری در کمیته، در جلسه هیأت نیز طرح شوند، در پیش از دستور نتایج بررسی کمیته جبران خسارت با موضوع درخواست اصلاح صورتحسابهای نیروگاه‌های کاسپین و قدس، توسط دبیرخانه هیأت ارائه شد و هیأت با تصمیم کمیته موافقت نمود.

۲- بر اساس مباحث مطرح شده توسط اعضای هیأت در خصوص بهبود فضای کسب و کار صنعت برق، رفع موانع سرمایه‌گذاری و توسعه مدل‌های سرمایه‌گذاری، جلب اعتماد و مشارکت بخش خصوصی و لزوم تصمیم‌گیری‌های زیربنایی در این حوزه، مقرر شد، دبیرخانه هیأت نظرات، راهکارها و پیشنهادات شرکت‌ها و ذینفعان مرتبط را در این خصوص دریافت کند و در جلسات آتی هیأت تنظیم ارائه نماید.

۳- پیرو بند ۶ صورتجلسه شماره ۴۰۷ هیأت تنظیم، موضوع اصلاح رویه مدیریت مالی خدمات توان راکتیو مطرح شد. اعضای هیأت رویه مذکور را جهت اجرا از ابتدای اردیبهشت ماه، به شرح پیوست تصویب نمودند و همچنین با اصلاح نرخ‌های راکتیو تولیدی و جذبی (مصوب جلسه شماره ۴۰۷)



جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو

تاریخ: ۱۴۰۴/۰۸/۲۸

شروع: ۱۰:۰۰

خاتمه: ۱۲:۰۰

دبیرخانه هیأت تنظیم بازار برق ایران
صورتحلیسه شماره: چهارصد و بیست و دو

صفحه ۲ از ۲

مقرر شد، انرژی راکتیو تولیدی مازاد بر باند اجباری، معادل ۲۵۰ ریال بر کیلوواریساعت تولیدی و

۲۵۰ ریال بر کیلوواریساعت جذبی مشمول پرداخت بهای راکتیو باشد.

هیأت شرکت مدیریت شبکه را موظف نمود، بعد از گذشت یک دوره سه ماهه، گزارشی از عملکرد این

رویه را ارائه دهد.

۴- پیرو بند ۱ صورتحلیسه شماره ۴۱۵ هیأت، مقررات پیشنهادی برای دوره محدودیت سوخت مطرح

شد. با توجه به مباحث انجام شده، هیأت مقرر کرد، شرکت مدیریت شبکه، نظرات خود را در مورد

پیشنهادهای سندیکای تولیدکنندگان نیروی برق، بصورت رسمی به دبیرخانه هیأت ارسال کند و

دبیرخانه مجدداً موضوع را در جلسه آینده ارائه کند.

ابراهیم هوش گفتار
محمدرضا محمدعلی و مدتی

محمدمهدی رسولیها

ابوالفضل عسگری

رئیس هیأت
همایون مایری

مدیر دبیرخانه:
انور مسیلی

رویه مدیریت مالی خدمات توان راکتیو

دریافت کنندگان سند:

- ☐ شرکت مدیریت شبکه برق ایران
- ☐ شرکت‌های برق منطقه‌ای
- ☐ سازمان آب و برق خوزستان
- ☐ شرکت‌های آب منطقه‌ای
- ☐ مالکان نیروگاه‌ها
- ☐ شرکت‌های توزیع نیروی برق

تهیه کننده: شرکت مدیریت شبکه برق ایران تاریخ:

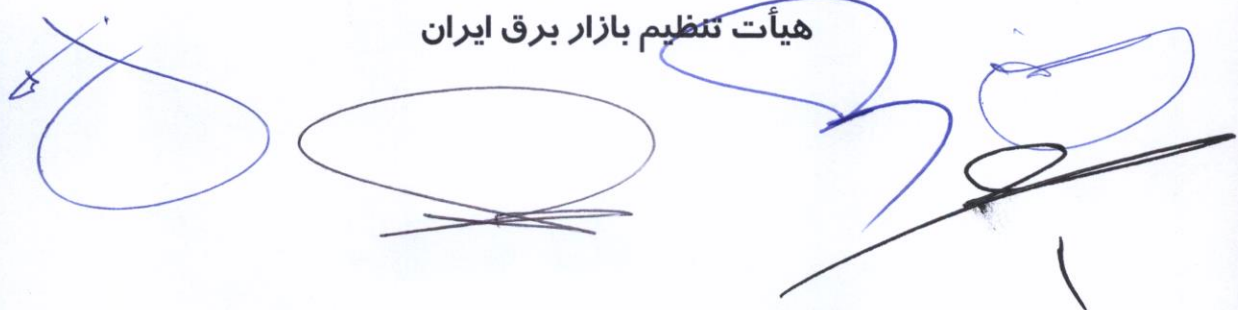
تأیید کننده: دبیر هیئت تنظیم بازار برق تاریخ:

ابلاغ کننده: هیئت تنظیم بازار برق تاریخ:

محل مهر کنترل

رویه مصوبه بند ۳ صورت جلسه شماره ۴۲۲

هیأت تنظیم بازار برق ایران



شماره سند: تاریخ صدور: شماره تجدید نظر: - تاریخ تجدید نظر: -	توان راکتیو	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو
	رویه مدیریت مالی خدمات توان راکتیو	

فهرست مطالب

- ۱ هدف ۳
- ۲ محدوده و دامنه کاربرد ۳
- ۳ مسئولیت ۳
- ۴ تعاریف ۳
- ۵ اصول عمومی ۵
- ۶ پرداخت به منابع ۷
- ۷ کسر درآمد ۹
- ۸ دریافت از خریداران ۱۱

شماره سند: تاریخ صدور: شماره تجدید نظر:- تاریخ تجدید نظر:-	توان راکتیو	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو
	رویه مدیریت مالی خدمات توان راکتیو	

۱ هدف

هدف از تدوین این رویه، تبیین جزئیات مدیریت مالی خدمات توان راکتیو در شبکه سراسری برق کشور است.

۲ محدوده و دامنه کاربرد

مواد و بندهای این دستورالعمل برای همه بازیگران بازار برق لازم الاجرا است.

۳ مسئولیت

مسئولیت نظارت بر حسن اجرای این دستورالعمل برعهده دبیرخانه هیات تنظیم بازار برق ایران می باشد.

۴ تعاریف

۴-۱- منبع تأمین کننده خدمات راکتیو: منبع دینامیکی است که توانایی ارائه خدمات راکتیو و شرایط لازم برای اتصال به شبکه را دارا می باشد و از این پس «منبع» نامیده می شود. منابع در نظر گرفته شده در این دستورالعمل منابع گردان و غیر گردان می باشند (مانند واحدهای نیروگاهی و SVC که به ترتیب مثالی از منبع دینامیک گردان و غیر گردان هستند همچنین مواردی مانند بانک خازنی در زمره منابع دینامیکی محسوب نمی شوند).

۴-۲- انرژی راکتیو جذبی (خازنی/پیشفاز) $(Q_{TG_Lead_{pp,ppg,h}})$: انرژی راکتیو جذب شده توسط واحد ppg منبع pp که برای ژنراتور در حالت کارکرد زیر تحریک اتفاق می افتد [MVar].

۴-۳- انرژی راکتیو تولیدی (سلفی/پسفاز) $(Q_{TG_Lag_{pp,ppg,h}})$: انرژی راکتیو تولید شده توسط واحد ppg منبع pp که برای ژنراتور در حالت کارکرد فوق تحریک اتفاق می افتد [MVar].

۴-۴- باند راکتیو تولیدی اجباری $(Q_{Lag_NP_{pp,h}})$: محدوده ای است که منبع pp در آن محدوده بابت تولید راکتیو، بهای انرژی راکتیو دریافت نمی کند که مطابق رابطه (۱) محاسبه می شود. [MVar]

۴-۵- باند راکتیو جذبی اجباری $(Q_{Lead_NP_{pp,h}})$: محدوده ای است که منبع pp در آن

شماره سند: تاریخ صدور: شماره تجدید نظر:- تاریخ تجدید نظر:-	توان راکتیو	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو
	رویه مدیریت مالی خدمات توان راکتیو	

محدوده بابت جذب انرژی راکتیو، بهای انرژی راکتیو دریافت نمی‌کند که مطابق رابطه (۲) محاسبه می‌شود [MVar].

$$Q_Lag_NP_{pp,h} = 0.20 \times \left[\begin{aligned} &Max(E_TG_{pp,h} - E_Reverse_{pp,h}, 0) + \\ &\sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} \left(\begin{aligned} &Dev_GCT_{Type\ 2,pp,ppg,h} + \\ &Dev_GCT_{Type\ 3,pp,ppg,h} + \\ &Dev_GCT_{Type\ 8,pp,ppg,h} \end{aligned} \right) \end{aligned} \right] \quad (1)$$

$$Q_Lead_NP_{pp,h} = 0.15 \times \left[\begin{aligned} &Max(E_TG_{pp,h} - E_Reverse_{pp,h}, 0) + \\ &\sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} \left(\begin{aligned} &Dev_GCT_{Type\ 2,pp,ppg,h} + \\ &Dev_GCT_{Type\ 3,pp,ppg,h} + \\ &Dev_GCT_{Type\ 8,pp,ppg,h} \end{aligned} \right) \end{aligned} \right] \quad (2)$$

تبصره ۱: مقادیر توان راکتیو اجباری پس‌فاز و پیش‌فاز برای منبع دینامیک غیرگردان برابر با صفر می‌باشد.

تبصره ۲: برای محاسبه مقادیر توان راکتیو اجباری پس‌فاز و پیش‌فاز به صورت واحدی، مشابه روابط

(۱) و (۲) بکار گرفته می‌شوند و مقادیر انرژی دریافتی از شبکه به نسبت انرژی اکتیو تولید شده هر

واحد تقسیم می‌گردد.

$E_TG_{pp,h}$: انرژی اکتیو تولید شده منبع pp در ساعت h ام [MWh].

$E_Reverse_{pp,h}$: انرژی دریافتی از شبکه برای منبع pp در ساعت h ام [MWh].

$Dev_GCT_{Type\ 2,pp,ppg,h}$: انحراف اکتیو واحد ppg منبع pp در ساعت h ام که واحد مشمول ۱۰۰٪.

کسر درآمد اول می‌باشد و نحوه محاسبه آن در دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید آمده

است [MWh].

$Dev_GCT_{Type\ 3,pp,ppg,h}$: انحراف اکتیو واحد ppg منبع pp در ساعت h ام که واحد مشمول ۵۰٪.

کسر درآمد اول می‌باشد و نحوه محاسبه آن در دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید آمده

است [MWh].

شماره سند: تاریخ صدور: شماره تجدید نظر: - تاریخ تجدید نظر: -	توان راکتیو	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو
	رویه مدیریت مالی خدمات توان راکتیو	

$Dev_GCT_{Type\ 8, pp, ppg, h}$: انحراف اکتیو واحد ppg ام منبع pp ام در ساعت h که واحد مشمول 30% کسر درآمد اول می باشد و نحوه محاسبه آن در دستورالعمل کمیت های پایه ای صورتحساب تولید آمده است [MWh].

$Nppg_{pp}$: تعداد کل واحدهای منبع pp ام.

pp : شمارنده نیروگاه.

ppg : شمارنده واحدهای نیروگاهی.

h : شمارنده ساعت.

۴-۱- توان راکتیو قراردادی جذبی $Q_C_Lead_{pp, ppg}$: توان راکتیو جذبی مورد نیاز معاونت راهبری برای واحد ppg ام منبع pp ام که بصورت دوره ای توسط معاونت راهبری اعلام می گردد [MVar].

۴-۲- توان راکتیو قراردادی تولیدی $Q_C_Lag_{pp, ppg}$: توان راکتیو تولیدی مورد نیاز معاونت راهبری برای واحد ppg ام منبع pp ام که بصورت دوره ای توسط معاونت راهبری اعلام می گردد [MVar].

۴-۳- توان راکتیو تولیدی درخواستی معاونت راهبری $Q_Ask_Lag_{pp, ppg, h}$: توان راکتیو تولیدی درخواست شده معاونت راهبری از واحد ppg ام منبع pp ام در زمان بهره برداری [MVarh].

۴-۴- توان راکتیو جذبی درخواستی معاونت راهبری $Q_Ask_Lead_{pp, ppg, h}$: توان راکتیو جذبی درخواست شده معاونت راهبری از واحد ppg ام منبع pp ام در زمان بهره برداری [MVarh].

۴-۵- معاونت راهبری: معاونت راهبری شبکه برق کشور مستقر در شرکت مدیریت شبکه برق ایران که از سوی هیأت تنظیم بازار برق ایران، به عنوان کارشناس مورد وثوق در حوزه های فنی و تخصصی خدمات جانبی توان راکتیو تعیین شده است.

۵ اصول عمومی

۵-۱- مشارکت کلیه نیروگاه ها در ارائه خدمات کنترل توان راکتیو اجباری است.

شماره سند: تاریخ صدور: شماره تجدید نظر:- تاریخ تجدید نظر:-	توان راکتیو	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو
	رویه مدیریت مالی خدمات توان راکتیو	

تبصره ۳: منابع راکتیوی که بنا به دلایل مورد تأیید کارشناس مورد وثوق، قادر به ارائه خدمات کنترل توان راکتیو نیستند، نیروگاههای تجدیدپذیر و واحدهای دارای قرارداد غیر رقابتی، مشمول پرداختی بابت خدمات کنترل توان راکتیو قرار نمی گیرند.

۲-۵- در تعیین میزان توان راکتیو قراردادی تولیدی/جذبى توسط کارشناس مورد وثوق مواردی مانند دستورالعمل ثابت بهره برداری، نیاز شبکه و منحنی قابلیت تولید واحدهای نیروگاهی ملاک امر قرار می گیرد.

۳-۵- مقادیر توان راکتیو قراردادی تولیدی/جذبى از سوی معاونت راهبری به اطلاع مالک منبع به نحو مقتضی خواهد رسید. مالک موظف است به صورت مستمر، مقادیر اعلامی را کنترل و صحت سنجی نماید و در صورت نیاز به اصلاح، موارد را به همراه مستندات به اطلاع معاونت راهبری برساند و متعهد شود که امکان تحویل این مقادیر در مبادی اندازه گیری وجود دارد.

۴-۵- هزینه های مدیر بازار در قبال خرید توان راکتیو تولیدی به تفکیک شرکت های برق منطقه ای از خریداران بازار عمده فروشی برق در آن برق منطقه ای دریافت می گردد (از شرکت برق منطقه ای مورد نظر و شرکت های توزیع نیروی برق پایین دست مربوطه).

۵-۵- هزینه های مدیر بازار در قبال خرید توان راکتیو جذبى به تفکیک فقط از هر شرکت برق منطقه ای دریافت می گردد.

۶-۵- منابعی که بنابه گزارش معاونت راهبری، دارای عملکرد نادرستی در ارائه خدمات توان راکتیو باشند مطابق بند ۷ مشمول کسر درآمد راکتیو می گردند.

تبصره ۴: نحوه دریافت اطلاعات مرتبط با کمیت های خدمات توان راکتیو برای گزارشات و صورتحساب های بازار برق، مطابق با "دستورالعمل صدور صورت حساب ها، تبادل اطلاعات و نحوه رسیدگی به اعتراضات بازیگران" می باشد.

۷-۵- پایش صحت عملکرد سیستم کنترل توان راکتیو منابع منطبق با شرایط و نیاز شبکه و به تشخیص معاونت راهبری صورت می پذیرد.

شماره سند: تاریخ صدور: شماره تجدید نظر:- تاریخ تجدید نظر:-	توان راکتیو	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو
	رویه مدیریت مالی خدمات توان راکتیو	

۸-۵- کلیه مقادیر توان راکتیو در حالات پیش فازی و پس فازی به صورت عددی مثبت در پایگاه داده شرکت مدیریت شبکه برق ایران و صورتحساب ها درج می گردند.

۹-۵- کمیت های پایه ای اشاره شده در این رویه در درب منبع به صورت خالص می باشند.

۱۰-۵- پرداخت به مالک نیروگاه برای خدمات توان راکتیو به صورت نیروگاهی و اعمال کسر درآمد در این زمینه به صورت نیروگاهی یا واحد انجام می پذیرد. همچنین در خصوص سایر مالکان (منابع غیر نیروگاهی) پرداخت و کسر درآمد به صورت تجمیع شده می باشد.

۶ پرداخت به منابع

۱-۶- پرداخت به منابع بابت انرژی تولیدی و جذبی توان راکتیو می باشد.

۲-۶- نرخ تولید و جذب انرژی راکتیو برای منبع تأمین کننده خدمات راکتیو در هر ساعت مطابق روابط (۳) و (۴) می باشد:

$$\pi_{RE_Lag_{yr}} = BELag_{1404} \times \frac{\pi_{Max_Market_{yr}} - \pi_{Eq_Gas_{yr}}}{\pi_{Max_Market_{1404}} - \pi_{Eq_Gas_{1404}}} \quad (۳)$$

$$PF_Lag_{pp,d,h} = \min \left(\left(1 + \frac{Q_TG_Lag_{pp,h}}{E_TG_{pp,h}} \right)^4, 8 \right) \times \max \left(\frac{P_Net_h}{P_Ave_Net_d}, 1 \right)$$

$$\pi_{RE_Lead_{yr}} = BELead_{1404} \times \frac{\pi_{Max_Market_{yr}} - \pi_{Eq_Gas_{yr}}}{\pi_{Max_Market_{1404}} - \pi_{Eq_Gas_{1404}}} \quad (۴)$$

$$PF_Lead_{pp,d,h} = \min \left(\left(1 + \frac{Q_TG_Lead_{pp,h}}{E_TG_{pp,h}} \right)^4, 8 \right) \times \max \left(\frac{P_Ave_Net_d}{P_Net_h}, 1 \right)$$

$BELag_{1404}$: نرخ پایه تولید انرژی راکتیو در سال ۱۴۰۴ که برابر با ۲۵۰,۰۰۰ است [Rial/MVArh].

$BELead_{1404}$: نرخ پایه جذب انرژی راکتیو در سال ۱۴۰۴ که برابر با ۲۵۰,۰۰۰ است [Rial/MVArh].

$\pi_{RE_Lag_{yr}}$: نرخ تولید انرژی راکتیو در ساعت hام [Rial/MVArh].

$\pi_{RE_Lead_{yr}}$: نرخ جذب انرژی راکتیو در ساعت hام [Rial/MVArh].

شماره سند: تاریخ صدور: شماره تجدید نظر: - تاریخ تجدید نظر: -	توان راکتیو	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو
	رویه مدیریت مالی خدمات توان راکتیو	

$\pi_Max_Market_{yr}$: نرخ سقف انرژی بازار عمده فروشی بازار برق [Rial/MWh].
 $\pi_Max_Market_{1404}$: نرخ سقف انرژی بازار عمده فروشی در بازار برق در سال ۱۴۰۴ که برابر با ۲,۰۹۰,۰۰۰ است [Rial/MWh].

$\pi_Eq_Gas_{yr}$: متوسط نرخ سوخت مبنای سقف قیمت بازار به ازای هر کیلووات ساعت انرژی تولیدی [Rial/MWh].

$PF_Lag_{pp,d,h}$: ضریب تاثیر انرژی راکتیو تولیدی منبع pp ام در ساعت h ام روز d ام.

$PF_Lead_{pp,d,h}$: ضریب تاثیر انرژی راکتیو جذبی منبع pp ام در ساعت h ام روز d ام.

P_Net_h : بار شبکه در ساعت h ام.

$P_Ave_Net_d$: بار متوسط شبکه در روز d ام $(P_Ave_Net_d = \frac{\sum_{h=1}^{24} P_Net_h}{24})$.

در صورتی که $Q_TG_Lag_{pp,h} > Q_Lag_NP_{pp,h}$ پرداختی بابت انرژی راکتیو تولید شده یا
 در صورتی که $Q_TG_Lead_{pp,h} > Q_Lead_NP_{pp,h}$ پرداختی بابت انرژی راکتیو جذب شده
 به هر منبع در هر ساعت از روابط ذیل محاسبه می شوند:

$$Payment_RE_Lag_{pp,h} = \left(\begin{array}{c} \max(Q_TG_Lag_{pp,h} - Q_C_Lag_Prc_{pp,h}, 0) \times \alpha \\ + \\ [Q_TG_Lag_{pp,h} - Q_Lag_NP_{pp,h}] \end{array} \right) \times \pi_RE_Lag_{yr} \times PF_Lag_{pp,d,h} \quad (5)$$

$$Payment_RE_Lead_{pp,h} = \left(\begin{array}{c} \max(Q_TG_Lead_{pp,h} - Q_C_Lead_Prc_{pp,h}, 0) \times \beta \\ + \\ [Q_TG_Lead_{pp,h} - Q_Lead_NP_{pp,h}] \end{array} \right) \times \pi_RE_Lead_{yr} \times PF_Lead_{pp,d,h} \quad (6)$$

شماره سند: تاریخ صدور: شماره تجدید نظر:- تاریخ تجدید نظر:-	توان راکتیو	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو
		رویه مدیریت مالی خدمات توان راکتیو

$$Q_C_Lag_Prc_{pp,h} = \begin{cases} Q_C_Lag_{pp} & \text{if } Q_C_Lag_{pp} \geq Q_Lag_NP_{pp,h} \\ Q_Lag_NP_{pp,h} & \text{else} \end{cases} \quad (7)$$

$Q_C_Lag_Prc_{pp,h}$: توان راکتیو قراردادی تولیدی پردازش شده منبع pp در ساعت h ام [MVar].

$$Q_C_Lead_Prc_{pp,h} = \begin{cases} Q_C_Lead_{pp} & \text{if } Q_C_Lead_{pp} \geq Q_Lead_NP_{pp,h} \\ Q_Lead_NP_{pp,h} & \text{else} \end{cases} \quad (8)$$

$Q_C_Lead_Prc_{pp,h}$: توان راکتیو قراردادی جذبی پردازش شده منبع pp در ساعت h ام [MVar].

$Payment_RE_Lag_{pp,h}$: پرداختی بابت انرژی راکتیو تولیدی به منبع pp در ساعت h ام [Rial].

$Payment_RE_Lead_{pp,h}$: پرداختی بابت انرژی راکتیو جذبی به منبع pp در ساعت h ام [Rial].

α و β : ضرایبی که توسط هیات تنظیم بازار برق تعیین می گردند.

۷ کسر درآمد

۷-۱- مطابق با نحوه پاش عملکرد منابع راکتیو، در صورت عملکرد نادرست مصرح در بند ۵-۶، منبع با ضریب $\omega = 4$ مشمول کسر درآمد می گردد.

در صورتی که $Q_Ask_Lag_{pp,ppg,h} > Q_TG_Lag_{pp,ppg,h}$ منبع مشمول کسر درآمد انرژی راکتیو تولیدی و در صورتی که $Q_Ask_Lead_{pp,ppg,h} > Q_TG_Lead_{pp,ppg,h}$ منبع مشمول کسر درآمد انرژی راکتیو جذبی گردیده که مطابق روابط (۹)-(۱۲) محاسبه می شود:

$$Penalty_RE_Lag_{pp,ppg,h} = \left(\max \left(Q_Lag_NP_Prc_{pp,ppg,h} - Q_TG_Lag_{pp,ppg,h}, 0 \right) \times \lambda + \left[Q_Ask_Lag_Prc_{pp,ppg,h} - Q_TG_Lag_{pp,ppg,h} \right] \right) \times \omega \times \pi_RE_Lag_{yr} \times PF_Lag_{pp,d,h} \quad (9)$$

$$Penalty_RE_Lead_{pp,ppg,h} = \left(\max \left(Q_Lead_NP_Prc_{pp,ppg,h} - Q_TG_Lead_{pp,ppg,h}, 0 \right) \times \delta + \left[Q_Ask_Lead_Prc_{pp,ppg,h} - Q_TG_Lead_{pp,ppg,h} \right] \right) \times \omega \times \pi_RE_Lead_{yr} \times PF_Lead_{pp,d,h} \quad (10)$$

شماره سند:	توان راکتیو	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو		
تاریخ صدور :				
شماره تجدید نظر: -			رویه مدیریت مالی خدمات توان راکتیو	
تاریخ تجدید نظر: -				

$$Q_Lag_NP_Prc_{pp,ppg,h} = \min(Q_Ask_Lag_Prc_{pp,ppg,h}, Q_Lag_NP_{pp,ppg,h}) \quad (11)$$

$$Q_Lead_NP_Prc_{pp,ppg,h} = \min(Q_Ask_Lead_Prc_{pp,ppg,h}, Q_Lead_NP_{pp,ppg,h})$$

$$Q_Ask_Lag_Prc_{pp,ppg,h} = \min(Q_Ask_Lag_{pp,ppg,h}, Q_C_Lag_Prc_{pp,ppg,h}) \quad (12)$$

$$Q_Ask_Lead_Prc_{pp,ppg,h} = \min(Q_Ask_Lead_{pp,ppg,h}, Q_C_Lead_Prc_{pp,ppg,h})$$

$Penalty_RE_Lag_{pp,h}$: کسر درآمد انرژی راکتیو تولید نشده منبع pp در ساعت h ام [Rial].

$Penalty_RE_Lead_{pp,h}$: کسر درآمد انرژی راکتیو جذب نشده منبع pp در ساعت h ام [Rial].

$Q_Ask_Lag_{pp,h}$: توان راکتیو تولیدی درخواستی معاونت راهبری از منبع pp در زمان تست سیستم کنترل توان راکتیو [MVArh].

$Q_Ask_Lead_{pp,h}$: توان راکتیو جذبی درخواستی معاونت راهبری از منبع pp در زمان تست سیستم کنترل توان راکتیو [MVArh].

$Q_Lag_NP_Prc_{pp,h}$: انرژی راکتیو تولیدی اجباری پردازش شده منبع pp در ساعت h ام [MVAr].

$Q_Lead_NP_Prc_{pp,h}$: انرژی راکتیو جذبی اجباری پردازش شده منبع pp در ساعت h ام [MVAr].

λ و δ : ضرایبی برابر با 0.2.

تبصره ۵: با توجه به خطای تجهیزات اندازه‌گیری و تجهیزات کنترل تولید واحدها، کسردرآمد انحراف توان راکتیو تا 2^{MVAr} حذف می‌شود.

۸ دریافت از خریداران

هزینه دریافتی از خریداران بازار عمده فروشی بابت توان راکتیو تولیدی و جذبی از رابطه (۱۳) مطابق

شماره سند: تاریخ صدور: شماره تجدید نظر:- تاریخ تجدید نظر:-	توان راکتیو	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو
	رویه مدیریت مالی خدمات توان راکتیو	

گام‌های ذیل محاسبه می‌شود:

گام اول- هزینه خالص پرداخت شده به منابع تأمین‌کننده خدمات راکتیو موجود در محدوده هر شرکت برق منطقه‌ای (به تفکیک توان راکتیو تولیدی و جذبی) محاسبه می‌شود.

گام دوم- هزینه توان راکتیو تولیدی محاسبه شده در گام اول، به نسبت انرژی راکتیو دریافت شده از شبکه بین خریداران در محدوده شرکت برق منطقه‌ای تقسیم می‌گردد.

گام سوم- هزینه توان راکتیو جذبی محاسبه شده در گام اول، از همان شرکت برق منطقه‌ای دریافت می‌گردد.

$$Cost_RE_Lag_{rec,h} = \sum_{pp \in S_PP_{rec}} (Payment_RE_Lag_{pp,h} - Penalty_RE_Lag_{pp,h})$$

$$Cost_RE_Lead_{rec,h} = \sum_{pp \in S_PP_{rec}} (Payment_RE_Lead_{pp,h} - Penalty_RE_Lead_{pp,h}) \quad (۱۳)$$

$$Cost_RE_Lag_{bu,h} = \frac{Q_Act_Lag_{bu,h}}{\sum_{bu \in S_BU_{rec}} Q_Act_Lag_{bu,h}} \times Cost_RE_Lag_{rec,h}$$

$Cost_RE_Lag_{rec,h}$: مجموع خالص پرداخت شده بابت انرژی راکتیو تولیدی به منابع تأمین‌کننده

خدمات راکتیو در محدوده شرکت برق منطقه‌ای rec در ساعت h ام [Rial].

$Cost_RE_Lead_{rec,h}$: مجموع خالص پرداخت شده بابت انرژی راکتیو جذبی به منابع تأمین‌کننده

خدمات راکتیو در محدوده شرکت برق منطقه‌ای rec در ساعت h ام [Rial].

$Cost_RE_Lag_{bu,h}$: سهم خریدار bu ام در ساعت h ام از $Cost_RE_Lag_{rec,h}$ [Rial].

انرژی راکتیو دریافتی (سلفی/پس‌فاز) ($Q_Act_Lag_{bu,h}$): انرژی راکتیو دریافت شده از شبکه توسط

خریدار bu ام در ساعت h ام [MVA $\cdot$ h].

S_PP_{rec} : مجموعه منابع تأمین‌کننده خدمات راکتیو در محدوده شرکت برق منطقه‌ای rec ام.

S_BU_{rec} : مجموعه خریداران در محدوده شرکت برق منطقه‌ای rec ام (برای شرکت برق منطقه‌ای rec ام

شامل همان شرکت برق منطقه‌ای و شرکت‌های توزیع نیروی برق پایین دست آن می‌باشد).

شماره سند: تاریخ صدور: شماره تجدید نظر:- تاریخ تجدید نظر:-	توان راکتیو	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو
	رویه مدیریت مالی خدمات توان راکتیو	

rec: شمارنده شرکت برق منطقه‌ای.

bu: شمارنده خریدار.

h: شمارنده ساعت.