برنامه‌ریزی مشارکت واحدها با در نظرگرفتن برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری و بارهای قابل قطع و کاهش به منظور کاهش هزینه‌های پرداختی مصرف‌کنندگان

اشکان احمدی*[۱]، جواد نیکوکار[۲]،

*۱- دانشجوی کارشناسی ارشد برق قدرت دانشکده مهندسی دانشگاه آزاد اسلامی ساوه، aahmadi215@yahoo.com
۲- استادیار گروه برق دانشکده مهندسی دانشگاه آزاد اسلامی ساوه ، j.nikoukar@yahoo.com

چکیده: پس از تجدید ساختار سیستم‌های قدرت، برنامه‌های پاسخگویی بار بخش عمده‌ای از برنامه‌های مدیریت مصرف را تشکیل می‌دهند. زیرا ماهیت این برنامه‌ها برای تطبیق با ساختار جدید مدیریت سیستم قدرت بسیار مناسب است. امروزه این برنامه‌ها به عنوان راه‌حلی مناسب برای رفع برخی مشکلات سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته مطرح هستند. هدف از برنامه مشارکت واحدها، تولید توان واحدها با کمترین هزینه است. در این مقاله علاوه بر معرفی روش‌های پاسخگویی بار، مکانیزمی جهت اجرای هم‌زمان برنامه مشارکت واحدها و برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری و بارهای قابل قطع/کاهش ارائه می‌شود که علاوه بر کاهش هزینه‌های پرداختی، سبب مسطح شدن منحنی بار و افزایش قابلیت اطمینان سیستم شده است.

واژه‌های کلیدی: مشارکت واحدها، کمینه‌سازی هزینه‌های پیشنهادی، پاسخگویی بار اضطراری، پاسخگویی بار قابل قطع/کاهش.

۱- مقدمه

واژه مدیریت سمت بار[۱] (DSM) شامل فعالیت‌هایی است که شرکت‌های برق برای تغییر در مقدار و یا زمان مصرف برق، آنها را به گونه‌ای طراحی کرده‌اند که زمینه لازم را برای سود رسانی به جامعه، مصرف‌کنندگان و حتی خودشان را فراهم کنند.

به دلیل شدت زیاد مصرف انرژی در کشور ما، پتانسیل بالایی برای اجرای برنامه‌های مدیریت سمت بار به منظور صرفه‌جویی در انرژی الکتریکی وجود دارد.

مشارکت هم‌زمان مصرف‌کنندگان در بازار حراج با استفاده از برنامه پاسخگویی بار، اعم از برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری[۲] و برنامه‌های قابل قطع یا کاهش[۳] منجر به کاهش هزینه‌های تولیدی بهره‌بردار مستقل شبکه[۴](ISO) و همچنین هزینه‌های پرداختی خود آنها می‌شود.

به طورکلی هدف از پاسخگویی بار، کاهش مصرف برق در ساعات بحرانی است. دو عاملی که می‌تواند سبب پذیرش پاسخگویی از سمت مصرف‌کنندگان شود، تغییر در قیمت برق در سطح خرده‌فروشی که نمایانگر طبیعت متغیر قیمت واقعی برق و یا اجرای برنامه‌ای تشویقی به منظور راضی کردن مشتریان برای کاهش مصرفشان در ساعات بحرانی است.

در این مقاله ابتدا روش‌های کمینه‌سازی هزینه‌های پیشنهادی و پاسخگویی بار به خصوص روش پاسخگویی بار اضطراری و بارهای قابل قطع یا کاهش، مورد بررسی قرار گرفته است. سپس مدل ریاضی

[1] *Demand Side Management*
[2] *Emergency Demand Response Programs*
[3] *Interruptible/Curtailable Services*
[4] *Independent System Operator*

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.5.1]

برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری و بارهای قابل قطع یا کاهش بیان می‌شود. در ادامه، روش حل مسأله و روش خطی‌سازی تابع هزینه واحدهای تولیدی بحث می‌شود. و در آخر جهت اجرای برنامه مشارکت واحدها با در نظر گرفتن مکانیزم هزینه‌های پیشنهادی و همچنین اجرای هم‌زمان این مکانیزم و برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری و بارهای قابل قطع/کاهش، از تکنیک برنامه‌ریزی اعداد صحیح و غیرصحیح[5] (MILP) استفاده می‌شود. مدل پیشنهادی در برنامه MATLAB پیاده شده و از روش شاخه و برش (Branch and Cut) که یکی از روش‌های کارآمد در حل مسائل MILP است برای حل مسأله استفاده شده است.

۲- کمینه‌سازی هزینه‌های پیشنهادی

در اغلب بازارهای انرژی الکتریکی برای بدست آوردن نقطه عملکرد بازار از مکانیزم کمینه‌سازی هزینه‌ها بر مبنای پیشنهادهای تولیدکنندگان (OCM) استفاده می‌شود. این مکانیزم بعد از تجدید ساختار در صنعت برق بیشترین استفاده را داشته است و با وجود تفاوت در نحوه کاربرد آن در بازارهای گوناگون، مبانی نظری یکسانی داشته و در واقع ساختاری مشابه با برنامه مشارکت واحدها (UC) دارد که در ساختارهای عمودی سنتی[6] مورد استفاده قرار می‌گرفت که وضعیت روشن و خاموش بودن واحدهای تولیدی و توان خروجی آنها از این روش بدست می‌آید و تنها قید مهم در این زمینه تأمین بار مشترکین با کمترین هزینه تولید توان است[1,2].

مکانیزم OCM در صورت واقعی بودن هزینه‌های پیشنهادی به نتایجی منجر خواهد شد که از نظر اقتصادی قابل قبول هستند و هم‌زمان در جهت کم شدن هزینه‌ها عمل می‌نمایند. اما اگر پیشنهادهای تولیدکنندگان منطبق بر تابع هزینه آنها نباشد و برخی از آنها برای رسیدن به اهداف مختلف مبنای پیشنهاد خود را تغییر دهند، روش OCM منجر به نتایج غیر بهینه یا نتایج ناسازگار با هدف بهره‌بردار خواهد شد.

۳- پاسخگویی بار

بنابر تعریف ارائه شده از سمت دپارتمان انرژی آمریکا، پاسخگویی بار، تغییر در مصرف انرژی الکتریکی توسط مصرف‌کنندگان، از مقدار عادی الگوی مصرفشان، در پاسخ به تغییر قیمت برق و یا در پاسخ به هزینه‌های تشویقی تعیین شده برای کاهش مصرف برق (در ساعاتی که قیمت برق در بازار بالا و یا قابلیت اطمینان سیستم در خطر است) می‌باشد[3].

اهمیت پاسخگویی بار در کاهش میزان خاموشی، کاهش هزینه‌های تولید، هموار شدن منحنی بار، کمک به ثبات قیمت‌ها در بازار، به تعویق انداختن ساخت نیروگاه‌های جدید، صرفه‌جویی در هزینه‌های منابع تولید برق و... است.

پاسخگویی بار را می‌توان بر اساس نحوه و چگونگی مشارکت مصرف‌کنندگان در تغییر الگوی مصرف برق به دو دسته کلی زیر تقسیم کرد:

الف- برنامه‌های پاسخگویی بار مبتنی بر قیمت[7]

ب- برنامه‌های پاسخگویی بار مبتنی بر تشویق[8]

الف- برنامه‌های پاسخگویی بار مبتنی بر قیمت

بیشتر مصرف‌کنندگان انرژی الکتریکی، اطلاعاتی از قیمت‌های برق که هر لحظه در حال تغییر هستند در اختیار ندارند و با برق به عنوان کالایی که با نرخ ثابت عرضه می‌شود، برخورد می‌کنند. بنابراین هیچ انگیزه‌ای برای تغییر در الگوی مصرف برق در پاسخ به این قیمت‌ها ندارند. در این روش هیچ گونه پرداختی از طرف شرکت‌های برق به مصرف‌کنندگان برای مشارکت آنها صورت نمی‌گیرد. این برنامه‌ها به منظور یکنواخت کردن قیمت برق در ساعات مختلف طراحی شده‌اند. پاسخگویی بار مبتنی بر قیمت خود شامل تعرفه‌های زیر است:[4,5]

۱) قیمت‌های زمان حقیقی[9] (RTP)

۲) زمان استفاده[10] (TOU)

۳) قیمت‌های اوج بحرانی[11] (CPP)

برخی از مقالات این تقسیم بندی‌ها را گسترش داده‌اند و ۲ مورد دیگر را نیز جز این دسته بیان نموده‌اند:

۴) قیمت‌های اوج روز بحرانی[12] (ED-CPP)

۵) قیمت‌های روز بحرانی[13] (EDP)

ب- برنامه‌های پاسخگویی بار مبتنی بر تشویق

این برنامه‌ها برخلاف برنامه‌های گروه اول با سیگنال‌های قیمت سروکار ندارند، بلکه به طورکلی ابزار مناسبی را برای کنترل بار در شرایط اضطراری برای استفاده شرکت‌های برق و بهره‌برداران شبکه فراهم می‌کند تا به وسیله آن بتوانند قابلیت اطمینان سیستم را حفظ کرده و بر میزان پرداخت‌ها مدیریت کنند. این برنامه‌ها تشویق‌هایی را برای مشارکت داوطلبانه مصرف‌کنندگان در کاهش بار، در نظر می‌گیرند.

این پرداخت‌ها ممکن است به صورت تخفیف روی صورت حساب ساعت‌های بعد، پرداخت به صورت پیش قرارداد یا اندازه‌گیری بار کاهش یافته باشد. این برنامه‌ها می‌تواند مشمول جرایمی نیز باشد.

انواع برنامه‌های پاسخگویی بار مبتنی بر تشویق:

۱) کنترل مستقیم بار[14] (DLC)

۲) قطع یا کاهش بار[15] (I/C)

[5] *Mixed-Integer Linear Programming*
[6] *Vertically Integrated Utility*
[7] *Price-based Demand Response*
[8] *Incentive-based demand Response*
[9] *Real Time Pricing*
[10] *Time of Use*
[11] *Critical Peak Pricing*
[12] *External Day CPP*
[13] *External Day Pricing*
[14] *Direct Load Control*

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014
[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.5.1]

۳) برنامه‌های مزایده بار[16] (DBP)
۴) برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری[17] (EDRP)
۵) برنامه‌های بازار ظرفیت[18] (CMP)
۶) برنامه‌های خدمات جانبی بازار[19] (ASMP)

از آنجا که در این مقاله، برنامه‌ریزی کوتاه مدت مشارکت واحدها و تأثیر برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری و بارهای قابل قطع یا کاهش در کاهش هزینه‌های پرداختی مصرف‌کنندگان مورد بررسی قرار گرفته است، در ادامه به توضیح این دو روش می‌پردازیم.

۳-۱- برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری(EDRP):

این برنامه‌ها که در دهه‌های اخیر گسترش زیادی پیدا کرده‌اند برای مصرف‌کنندگانی که بار خود را هنگام بروز حوادث کاهش می‌دهند، پرداخت‌هایی را به عنوان تشویق در نظر می‌گیرند. این برنامه‌ها توسط شرکت‌های برق و ISO در زمان وقوع حوادث، (مانند زمانی که قابلیت اطمینان سیستم در خطر است و ممکن است شبکه با خاموشی کامل روبرو شود) فراخوانی شده و توقع آن است که مصرف‌کنندگان در این زمان بار خود را کاهش داده و یا برای چند ساعت به زمان دیگری موکول کنند. البته مشارکت مصرف‌کنندگان اجباری نیست و اگر در این زمان بار خود را قطع نکنند، جرایمی به آنها تعلق نمی‌گیرد.

۳-۲- برنامه‌های پاسخگویی بارهای قابل قطع/کاهش (I/C):

بارهای قابل قطع/کاهش به بارهایی اطلاق می‌شود که با هماهنگی اپراتور مستقل شبکه (ISO) اقدام به قطع/کاهش بخشی یا همه مصرف خود به صورت از پیش اعلام شده در ساعات بخصوصی می‌کنند و در مقابل از مزایایی برخوردار خواهند شد[4]. از جمله کاربردهای بارهای قابل قطع/کاهش می‌توان به کاهش مصرف، جابجایی اوج مصرف به ناحیه‌های دیگر منحنی بار، تأمین ذخیره در مواقعی که خروج ناگهانی واحدها و یا بار پیش‌بینی نشده‌ای به وجود می‌آید، اشاره کرد.

در این برنامه برای مصرف‌کنندگانی که برای کاهش یا قطع بار در طی حوادث احتمالی مشارکت می‌کنند، تخفیفی روی صورت حساب و یا اعتبار برق در نظر گرفته می‌شود. اما اگر در مواقع نیاز بار خود را قطع نکنند، مشمول جرایم می‌شوند. این جرایم می‌توانند به صورت قیمت‌های بالای برق یا کنار گذاشتن از برنامه پاسخگویی بار باشد. همچنین اگر نیازی به قطع برق از سوی مصرف‌کننده نباشد، به صورت ماهیانه برای او تشویق‌هایی در نظر گرفته خواهد شد. این برنامه‌ها که بیشتر برای مصرف‌کنندگان بزرگ تجاری و صنعتی مناسب است، با برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری و بازار ظرفیت متفاوت است. زیرا در برنامه‌های مطرح شده، شرکت‌های برق، خود پیشنهاد کاهش بار را در صورت لزوم مطرح می‌کنند، درحالی‌که در برنامه‌ی قطع بار، مصرف کننده برای قطع یا کاهش بار اعلام آمادگی می‌کند. به عبارتی دیگر بدین طریق مصرف‌کنندگان نوعی ذخیره چرخان برای سیستم فراهم می‌کنند[6,7].

۴- مدل برنامه های پاسخگویی بار اضطراری

برای نشان دادن حساسیت بار نسبت به تغییرات قیمت، می‌توان از موضوعی به نام انعطاف‌پذیری استفاده کرد که به صورت رابطه (۱) بیان می‌شود، که در آن ρ قیمت برق و d بار مصرفی و اندیس صفر در هر کدام از این نمادها، بیانگر مقدار اولیه آن‌ها می‌باشد[8]:

$$E = \frac{\rho_0}{d_0}\frac{\partial d}{\partial \rho} \qquad (۱)$$

بر اساس رابطه (۱)، انعطاف‌پذیری قیمت در دوره (ساعت) i-ام نسبت به دوره j-ام به صورت رابطه (۲) قابل بیان است:

$$E(i,j) = \frac{\rho_0(i,j)}{d_0(i)}\frac{\partial d(i)}{\partial \rho(j)} \qquad (۲)$$

اگر قیمت‌های برق در دوره‌های مختلف تغییر کند، بار می‌تواند به دو صورت زیر، به این تغییر قیمت‌ها پاسخ دهد[9]:

الف- تعدادی از بارها قادر به انتقال به ساعات دیگر نیستند (مانند وسایل روشنایی) و فقط می‌توانند خاموش و روشن شوند. بنابراین چنین بارهایی فقط دارای حساسیت تک دوره‌ای بوده و انعطاف‌پذیری آنها خودی[20] نامیده می‌شود که همواره مطابق رابطه (۳) مقداری منفی دارند.

$$E(i,i) = \frac{\Delta d_i}{\Delta \rho_i} \le 0 \qquad (۳)$$

ب- تعدادی از بارها برخلاف گروه اول می‌توانند از دوره‌های پربار به دوره‌های کم باری منتقل شوند. چنین رفتاری را حساسیت چند دوره‌ای می‌نامند و انعطاف‌پذیری آنها متقابل[21] نامیده می‌شود که همواره مطابق رابطه (۴) مقداری مثبت دارند.

$$E(i,j) = \frac{\Delta d_i}{\Delta \rho_j} \ge 0 \qquad (۴)$$

۴-۱- مدل تک دوره‌ای برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری

در این قسمت فرض می‌شود که مصرف‌کنندگان بر اساس مقدار پرداخت‌های تشویقی و جرایم ذکر شده در قرارداد (در صورت عدم

[15] *Interruptible/Curtailable Service*
[16] *Demand Bidding Programs*
[17] *Emergency Demand Response Programs*
[18] *Capacity Market Programs*
[19] *Ancillary Services Market Programs*
[20] *Self Elasticity*
[21] *Cross Elasticity*

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014
[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.5.1]

پاسخگویی)، بار مصرفی خود را از مقدار $d_0(i)$ به مقدار $d(i)$ تغییر دهند[10].

$$\Delta d(i) = d(i) - d_0(i) \quad (۵)$$

کل پرداخت‌های تعلق گرفته به مصرف‌کننده برای مشارکت در برنامه‌های پاسخگویی بار بر مبنای تشویق به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$P(\Delta d(i)) = A(i)\times[\Delta d(i)] \quad (۶)$$

که در آن $A(i)$ مقدار پرداخت‌های تشویقی تعلق گرفته به مصرف کننده در ساعت i-ام برای هر MWh کاهش بار است.

فرض می‌شود مقدار باری که مصرف‌کننده طبق مفاد ذکر شده در قرارداد ملزم به کاهش آن بوده با $IC(i)$ نشان داده شود و مقدار جریمه برای عدم پاسخگویی برابر با $pen(i)$ باشد که یکای آن ($MWh/\$$) است. در نتیجه کل جرایم تعلق گرفته به مصرف کننده برابر است با:

$$PEN(\Delta d(i)) = pen(i)\times\{IC(i) - \Delta d(i)\} \quad (۷)$$

اگر $B(d(i))$ برابر با درآمد مصرف‌کننده در ساعت i-ام برای فروش خاموشی باشد و بار مصرف‌کننده در ساعت مذکور برابر با $d(i)$ باشد، بنابراین سود خالص مصرف کننده (بر حسب $\$$) در این ساعت از رابطه (۸) محاسبه می‌شود.

$$S(i) = B(d(i)) - d(i)\cdot\rho(i) + P(\Delta d(i)) - PEN(\Delta d(i)) \quad (۸)$$

بر اساس قانون بهینه‌سازی، حداکثر سود مصرف‌کننده زمانی به دست می‌آید که مشتق رابطه بالا نسبت به بار مصرفی برابر صفر شود، بنابراین:

$$\frac{\partial S(i)}{\partial d(i)} = \frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} - \rho(i) + \frac{\partial P}{\partial d(i)} - \frac{\partial PEN}{\partial d(i)} = 0 \quad (۹)$$

با مشتق‌گیری از روابط (۶) و (۷) و جایگزینی آن در رابطه (۹) رابطه زیر حاصل می‌شود:

$$\frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = \rho(i) + pen(i) - A(i) \quad (۱۰)$$

با بسط سری تیلور برای تابع درجه ۲ درآمد مصرف کننده، مقدار درآمد مصرف کننده به صورت رابطه (۱۱) بدست می‌آید:

$$B(d(i)) = B(d_0(i)) + \frac{\partial B(d_0(i))}{\partial d(i)}\Delta d(i) + \frac{1}{2}\frac{\partial^2 B(d_0(i))}{\partial d^2(i)}(\Delta d(i))^2 \quad (۱۱)$$

مقدار سود مصرف کننده قبل از اجرای برنامه پاسخگویی بار با رابطه (۱۲) بیان می‌شود:

$$S_0(d(i)) = B(d_0(i)) - d_0(i).\rho_0(i) \quad (۱۲)$$

$$\rightarrow \frac{\partial S_0}{\partial d(i)} = \frac{\partial B(d_0(i))}{\partial d(i)} - \rho_0(i) = 0 \quad (۱۳)$$

نهایتاً روابط مطلوب به صورت (۱۴) و (۱۵) بدست خواهند آمد.

$$\frac{\partial B(d_0(i))}{\partial d} = \rho_0 \quad (۱۴)$$

$$\frac{\partial^2 B}{\partial d^2} = \frac{\partial \rho}{\partial d} = \frac{1}{E}\frac{\rho_0}{D_0} \quad (۱۵)$$

با جایگزینی روابط (۱۴) و (۱۵) در رابطه (۱۱) تابع درآمد درجه ۲ به صورت رابطه (۱۶) بدست می‌آید.

$$B(d(i)) = B_0(i) + \rho_0(i)\times\Delta d(i)\times\{1 + \frac{\Delta d(i)}{2E(i)d_0(i)}\} \quad (۱۶)$$

با مشتق‌گیری از رابطه (۱۶) و مساوی قرار دادن با رابطه (۱۰) مقدار تقاضای مصرف کننده با شرکت در برنامه پاسخگویی بار مطابق رابطه (۱۷) بدست می‌آید.

$$d(i) = d_0(i)\times\{1 + E(i,i)\times\frac{[\rho(i) - \rho_0(i) + A(i) - pen(i)]}{\rho_0(i)}\} \quad (۱۷)$$

رابطه بالا میزان مصرف بهینه مصرف‌کننده با توجه به مقدار پرداخت‌های تشویقی و جرایم است که به ازای آن سود مصرف‌کننده حداکثر خواهد شد. در رابطه (۱۷) اگر مقدار $A(i)$ برابر با صفر باشد، $d(i)$ با $d_0(i)$ برابر خواهد شد.

۴-۲- مدل چند دوره‌ای برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری

در مدل چند دوره‌ای، انعطاف‌پذیری متقابل $E(i,j)$ برای ساعت i- ام، نسبت به تمام دوره‌ها باید محاسبه شود. بنابراین این مدل را می‌توان به صورت رابطه (۱۸) بیان کرد.

$$d(i) = d_0(i)\times\{1 + \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{24} E(i,j)\times\frac{[\rho(j) - \rho_0(j) + A(j) - pen(j)]}{\rho_0(j)}\} \quad (۱۸)$$

با ترکیب دو رابطه (۱۷) و (۱۸) مدل اقتصادی برنامه پاسخگویی بار اضطراری به صورت رابطه (۱۹) بدست می‌آید.

$$d(i) = d_0(i)\times\{1 + E(i,i)\times\frac{[\rho(i) - \rho_0(i) + A(i) - pen(i)]}{\rho_0(i)} + \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{24} E(i,j)\times\frac{[\rho(j) - \rho_0(j) + A(j) - pen(j)]}{\rho_0(j)}\} \quad (۱۹)$$

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.5.1]

۵- مدل برنامه‌های پاسخگویی بارهای قابل قطع/کاهش

اگر واحدهای تولیدی موجود در شبکه نتوانند مقدار تقاضای مورد نیاز را تأمین کنند، بار موجود در باس مورد نظر می‌تواند قطع شود و یا کاهش پیدا کند. در هر باس مقدار قطع بار در ساعات مختلفی تعریف می‌شود، رابطه‌ای که برای آن در نظر گرفته می‌شود به صورت رابطه (۲۰) است[11,12].

$$IL_{bt}=\begin{cases}0 & ,\ \text{if } P_{bt}^{D}-P_{bt}^{G}-\sum_{l=1}^{Nl}S_{lb}f_{lt}\le 0\\ P_{bt}^{D}-P_{bt}^{G}-\sum_{l=1}^{Nl}S_{lb}f_{lt} & ,\ \text{otherwise}\end{cases} \qquad (۲۰)$$

که در آن:

f_{lt} : توان عبوری خطوط؛

S_{lb} : متغیر باینری (صفر یا یک)؛

t : اندیس زمان؛

Nl : تعداد باس‌ها؛

P_{bt}^{D} : توان مورد تقاضای باس b در ساعت t؛

P_{bt}^{G} : توان تولیدی باس b در ساعت t؛

IL_{bt} : مقدار بار قابل قطع باس b در ساعت t می‌باشد.

مقدار بار قابل قطع/کاهش در هر باس از میزان تقاضای آن باس در ساعت t نمی‌تواند بیشتر باشد.

۵-۱- محدودیت‌های بارهای قابل قطع/کاهش و قراردادهای مربوط به آن

از دید بهره‌بردار سیستم استفاده از بار قابل قطع/کاهش منجر به افزایش قابلیت اطمینان سیستم و کاهش هزینه‌های بهره‌برداری خواهد شد. از سوی دیگر مصرف‌کننده به دنبال کاهش هزینه مصرف انرژی و دریافت پاداش از این قراردادها است. اما بارها مایل نیستند همواره و در هر ساعتی که بهره‌بردار نیاز داشته باشد، بار آنها را قطع کند. در نتیجه در قرارداد عقد شده میان ISO و بار قابل قطع جهت استفاده از آن در روز بعد، محدودیت‌هایی نیز از جانب بار تعیین می‌شود. برخی از این قراردادها مطابق استاندارد IEEE739 نامبرده می‌شود[12] :

الف) حداکثر ساعات قطع بار در یک روز

ب) حداکثر کاهش بار در هر باس

ج) حداکثر تعداد دفعات قطع بار در یک روز

د) حداکثر مدت زمان قطع بار در هر مورد قطع بار

۶- حراج بازار عمده فروشی انرژی الکتریکی با مکانیزم کمینه‌سازی هزینه‌های پیشنهادی

در این مکانیزم هزینه انرژی و راه‌اندازی هر دو کمینه می‌شوند. برای حل مسأله بهینه‌سازی قیودی را نیز باید در نظر بگیریم که در ادامه آورده شده است:

الف) قید برابری توان تولیدی و بار مورد تقاضا

ب) قید تولیدی توان هر واحد

ج) قید نرخ شیب افزایشی تولید واحدها[۲۲]

د) قید نرخ شیب کاهشی تولید واحدها[۲۳]

و) قید مینیمم زمان فعالیت واحدها[۲۴]

ه) قید مینیمم زمان خاموش بودن واحدها[۲۵]

و) قید رزرو[۲۶]

با وجود متغیرهای باینری و عدد صحیح (به واسطه نیاز به انتخاب پیشنهادات واحدهای تولیدکننده و ...) و با وجود ترم‌های غیرخطی در تابع هدف و قیودی مثل مینیمم زمان روشن/خاموش بودن واحدها، بهینه‌سازی یک مسأله غیرخطی و ترکیبی عدد صحیح است. برای حل این مسائل روش‌های مختلفی ارائه شده است که در زیر یکی از این روش‌ها برای حل مسأله بیان می‌شود.

۷- روش حل مسأله:

مسأله مشارکت واحدها یک مسأله غیرخطی- ترکیبی عدد صحیح است. لذا برای حل آن از روش‌های معمولی بهینه‌سازی (آزادسازی لاگرانژ، برنامه‌ریزی پویا و ...) نمی‌توان به صورت مستقیم استفاده کرد. یکی از روش‌های بسیار مؤثر در حل این‌گونه مسائل استفاده از روش شاخه و برش است که برای حل مسائل خطی شده‌ای که شامل متغیرهای باینری و عدد صحیح هستند به کار می‌رود. برای نیل به این هدف، ابتدا روابط و قیود غیرخطی را خطی کرده و سپس نحوه حل مسأله بیان می‌گردد.

۷-۱- تابع هزینه

تابع هزینه واحدهای تولیدی تابعی درجه ۲ از توان است (بر حسب $/h). مدل ریاضی آن در رابطه زیر بیان شده است.

$$F_i(P_i(t)) = c_i + b_i.P_i(t) + a_i.P_i(t)^2 \qquad (۲۱)$$

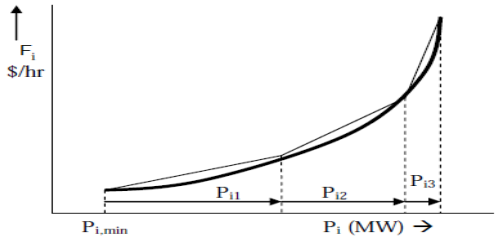
در رابطه (۲۱) ضرایب c_i (بر حسب $/h)، b_i (بر حسب $/MWh) و a_i (بر حسب $/MW^{2}h) مقادیری ثابت هستند که برای هر واحد تولیدی مقادیری متفاوت دارند.

[22] *Increment Ramp-Up-rate (IRR)*
[23] *Decrement Ramp-Down-Rate (DRR)*
[24] *Minimum-Up-Time (MUT)*
[25] *Minimum-Down-Time (MDT)*
[26] *Reserve(res)*

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014
[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.5.1]

۷-۲- خطی‌سازی تابع هزینه واحدهای تولیدی

تابع غیرخطی هزینه واحدهای تولیدی را می‌توان با استفاده از چندین تکه خط مستقیم به صورت شکل۱ نشان داد.



شکل(۱): مدل خطی شده تابع هزینه

بنابراین تابع هزینه را به صورت چندین تکه خط در آورده که محدوده تولید توان هر قسمت مقدار مشخصی دارد. در نتیجه رابطه (۲۱) به صورت رابطه (۲۲) در می‌آید:

$$F_i(P_i(t)) = F_i(P_{i\min}(t)) + \sum_{m=1}^{NSG} P_m(i,t).s_m(i,t) \qquad (۲۲)$$

در رابطه (۲۲) :

NSG : تعداد تکه خطهای واحدهای تولیدی؛

m : اندیس مربوط به تکه خطها؛

$s_m(i,t)$: شیب مربوط به تکه خط m است.

قیدی که برای توان تولیدی هر تکه باید در نظر بگیریم به صورت رابطه (۲۳) بدست می‌آید.

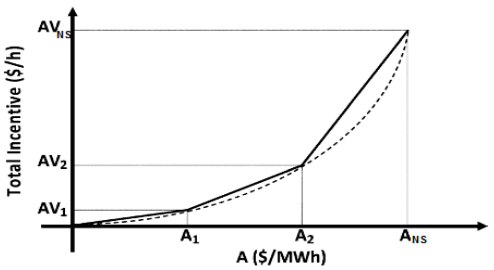
$$0 \le P_m(i,t) \le P_{m,\max}(i,t) \quad \forall t \in NT, i \in NG \qquad (۲۳)$$

در رابطه بالا، $P_{m,\max}(i,t)$ بیشینه توان تولیدی تکه m است.

۷-۳- خطی‌سازی تابع هزینه مربوط به برنامه پاسخگویی بار اضطراری (EDRP)

تابع هزینه EDRP با جایگزینی رابطه (۶) در رابطه (۱۹) به صورت رابطه (۲۴) بدست می‌آید. همان‌طور که مشاهده می‌شود هزینه، تابعی درجه دو از مقدار تشویقی است که آن را می‌توان همانند تابع هزینه واحدهای تولیدی به صورت شکل۲ خطی کرد.

$$C_{EDRP} = -A^2(t) \times d_0(t) \times \sum_{j=1}^{NT} \frac{E(t,j)}{\rho_0(j)} \qquad (۲۴)$$



شکل(۲) : منحنی هزینه EDRP

در نتیجه تابع هزینه تشویقی درجه دو رابطه (۲۴) به صورت رابطه خطی زیر بدست می‌آید که در آن NS و AS_m به ترتیب تعداد تکه‌های خطی و شیب هر یک از تکه‌های خطی شده است.

$$C_{EDRP} = \sum_{m=1}^{NS} AS_m(t).A_m(t) \qquad (۲۵)$$

A_m در رابطه بالا مقدار تشویقی مربوط به هر تکه m است. هزینه تشویقی رابطه (۲۵) به تابع هدف اضافه می‌شود تا مقدار تشویقی بهینه بدست آید.

۷-۴- فرمولاسیون مربوط به اجرای هم‌زمان مشارکت واحدها و برنامه‌های پاسخگویی بار

هزینه تشویقی مربوط به اجرای EDRP از رابطه (۲۵) بدست می‌آید. مقدار بار قابل قطع/کاهش در باس b و در ساعت t با IL_{bt} نشان داده شد. اگر مقدار تشویقی تعلق گرفته به ازای قطع/کاهش بار در هر باس b با ILP_{bt} نشان داده شود (بر حسب $/MWh)، تابع هزینه تشویقی مربوط به اجرای بارهای قابل قطع/کاهش طبق رابطه (۲۶) بدست خواهد آمد.

$$C_{IL} = \sum_{t=1}^{NT} IL_{bt}.ILP_{bt} \qquad (۲۶)$$

با ضرب هر یک از ضرایب w_i و w_f (که مقدار یک یا صفر را دارند) به این هزینه‌های تشویقی، آنها را می‌توان مطابق رابطه (۲۷) به تابع هدف اضافه نمود تا تأثیر اجرای هم‌زمان برنامه مشارکت واحدها و برنامه‌های پاسخگویی بار را در خروجی مشاهده کرد.

$$\min_{\{P_i(t)\}} \sum_{t=1}^{NT}\{\sum_{i=1}^{NG}[F_i(P_{i\min}(t)) + \sum_{m=1}^{NSG} P_m(i,t)s_m(i,t) + y_i(t)SU_i(t) + z_i(t)SD_i(t)] + w_i \cdot C_{EDRP} + w_f.C_{IL}\} \qquad (۲۷)$$

رابطه (۲۷) اجرای هم‌زمان مکانیزم OCM به همراه برنامه‌های پاسخگویی بار را نشان می‌دهد. هر زمان که برنامه‌های پاسخگویی بار لحاظ شود ضرایب w_i و w_f مقدار یک را به خود می‌گیرند. اضافه شدن این برنامه‌ها باعث تغییراتی در قیود برابری توان تولیدی و مورد تقاضا می‌شود که در زیر این رابطه اصلاح شده است.

$$\sum_{i=1}^{NG} P_i(t).u_i(t) = (1-\eta)\times d_0(t) + \eta \times d_0(i) \times \{1 + \sum_{j=1}^{NT} E(i,j) \times \frac{[\rho(j) - \rho_0(j) + A(j) - pen(j)]}{\rho_0(j)}\} - IL_{bt} \qquad (۲۸)$$

در رابطه (۲۸)، η درصد مشارکت مشتریان در برنامه پاسخگویی بار اضطراری است. برای قید رزرو نیز رابطه (۲۹) بدست خواهد آمد:

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.5.1]

(۲۹)

با استفاده از تابع هدف بدست آمده از رابطه (۲۷) می‌توان مسأله بهینه‌سازی را حل نمود.

۷-۵- روش شاخه و برش

روش برنامه‌ریزی خطی ترکیبی عدد صحیح (MILP) برای حل توابع هدفی که شامل قیود مساوی و نامساوی خطی هستند به کار می‌رود. یکی از روش‌های حل این برنامه روش شاخه و برش است که هر دو مزیت روش شاخه و حد[۲۷](BB) و روش برش گومری[۲۸](GCP) را یک‌جا دارا می‌باشد. این روش از روش شاخه و حد سریعتر است. برای حل برنامه MILP با روش شاخه و برش ابتدا با استفاده از روش GCP یک سری برش از نواحی موجه انجام داده و بعد با استفاده از روش شاخه و حد حل می‌شود. روش شاخه و حد یک الگوریتم عمومی برای پیدا کردن راه حل‌های بهینه مسائل مختلف است. اساس این روش به

Units	c	b	a	P_{max}	P_{min}
1	665	11.84	0.004895	350	140
2	382	12.38	0.008342	155	54.3
3	382	12.38	0.008342	155	54.3
4	382	12.38	0.008342	155	54.3
5	382	12.38	0.008342	155	54.3
6	395	4.42	0.00213	400	100
7	395	4.42	0.00213	400	100
8	86	56.56	0.328412	12	2.4
9	86	56.56	0.328412	12	2.4
10	86	56.56	0.328412	12	2.4
11	86	56.56	0.328412	12	2.4
12	86	56.56	0.328412	12	2.4
13	832	48.58	0.00717	197	69
14	832	48.58	0.00717	197	69
15	832	48.58	0.00717	197	69
16	781	43.66	0.052672	100	25
17	781	43.66	0.052672	100	25
18	781	43.66	0.052672	100	25
19	212	16.08	0.014142	76	15.2
20	212	16.08	0.014142	76	15.2
21	212	16.08	0.014142	76	15.2
22	212	16.08	0.014142	76	15.2
23	400	130	0	20	16
24	400	130	0	20	16
25	400	130	0	20	16
26	400	130	0	20	16

Units	Start-up Cost	MUT	MDT	
1	2872	24	48	
2	390	8	8	
3	390	8	8	
4	390	8	8	
5	390	8	8	
6	0	1	1	
7	0	1	1	
8	380	4	2	
9	380	4	2	
10	380	4	2	
11	380	4	2	
12	380	4	2	
13	4430	12	10	
14	4430	12	10	
15	4430	12	10	
16	2500	8	8	
17	2500	8	8	
18	2500	8	8	
19	894	8	4	
20	894	8	4	
21	894	8	4	
22	894	8	4	
23	50	1	1	
24	50	1	1	
25	50	1	1	
26	50	1	1	

[27] *Branch and Bound (BB)*
[28] *Gomory Cutting Plane*

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

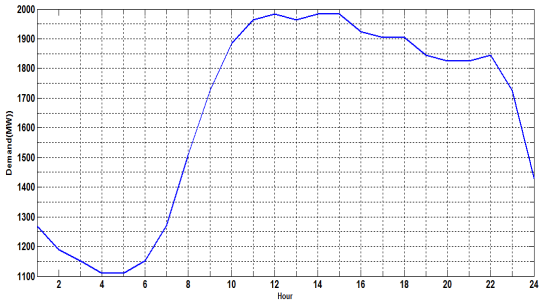
[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.5.1]

برش ناحیه موجهی که متغیرهای تصمیم‌گیری در آن ناحیه غیرموجه هستند استوار است. این برش‌ها تا جایی ادامه می‌یابد که به یک جواب بهینه عدد صحیح دست یابد.

۸- نتایج عددی

برای بررسی مدل ارائه شده برای شبکه، از واحدهای شبکه ۲۴ باسه[۲۹] که اطلاعات مربوط به واحدهای تولیدی آن در جدول۱ نشان داده شده، استفاده شده است. این سیستم با صرف نظر از واحدهای آبی شامل ۲۶ ژنراتور و ۱۷ بار است. اطلاعات مربوط به شبکه نمونه از جمله داده‌های مربوط به هزینه‌های تولید، مشخصات واحدها و همچنین بار خطوط از مرجع [14] استخراج شده است. میزان کل بار سیستم برابر با ۳۹،۴۷۸ مگاوات در فصل تابستان و روز چهارشنبه و تغییرات بار سیستم در طول ۲۴ ساعت در شکل۳ نشان داده شده است. به جای پیشنهاد قیمت واحدهای تولیدی، از مشخصه تولید واحدها که به صورت تابعی درجه دو از توان تولیدی واحدها است، استفاده شده است.

$$\sum_{i=1}^{NG} P_{max}(i,t).u(i,t) \geq res(t) + (1-\eta)\times d_0(t) + \eta \times d_0(i) \times \{1 + \sum_{j=1}^{NT} E(i,j) \times \frac{[\rho(j) - \rho_0(j) + A(j) - pen(j)}{\rho_0(j)}\} + IL_{bt} \quad \forall t = 1,...,NT, i = 1,...,NG$$



شکل(۳) : منحنی بار در نظر گرفته شده برای IEEE_RTS

جدول(۱): اطلاعات مربوط به واحدهای تولیدی شبکه ۲۴ باسه [14] IEEE_RTS

مقدار رزرو هم برای هر ساعت، ۱۰ درصد بار مورد تقاضا در آن ساعت در نظر گرفته شده است.

۸-۱- نتایج اعمال مکانیزم کمینه‌سازی هزینه‌های پیشنهادی برای واحدهای شبکه ۲۴ باسه IEEE

هر دو واحد ۴۰۰ مگاواتی در ابتدا روشن هستند و حل مسأله مشارکت واحدها با در نظر گرفتن قیود خطی انجام شده است. به منظور استفاده از این تابع در برنامه MILP همان‌طور که در روابط قسمت قبل نشان داده شد، خطی‌سازی صورت گرفته است. در جدول۲ نتایج مربوط به اجرای مکانیزم کمینه‌سازی هزینه‌های پرداختی و هزینه‌های پیشنهادی آورده شده است.

جدول(۲) : نتایج اجرای مشارکت واحدها برای سیستم ۲۴ باسه IEEE

Mechanism	Total Offer Costs ($)	Total Customer Payments ($)
OCM	476,944.94	**1,328,152.61**

۸-۲- نتایج اجرای هم‌زمان مکانیزم OCM و EDRP برای واحدهای شبکه ۲۴ باسه

در مدل مذکور از ساعت ۱تا ۸ کم باری، از ساعت ۹ تا ۱۹ پیک و از ساعت ۲۰ تا ۲۴ میان باری است. هزینه انرژی در ۲۴ ساعت، همان قیمت حراج بازار بدست آمده از مشارکت واحدها بدون اعمال برنامه‌های پاسخگویی بار برای هر یک از دو روش، در نظر گرفته شده است. مدل هزینه برنامه پاسخگویی بار به ۲۰ تکه (NS=20) تقسیم شده و فرض شده است که ۳۰ درصد از مشترکین در برنامه پاسخگویی بار اضطراری شرکت می‌کنند. جدول انعطاف‌پذیری در جدول ۳ آمده است[16].

جدول(۳) : مقادیر انعطاف‌پذیری برای سیستم ۲۴ واحدی

Hour	1-8	9-19	20-24
1-8	-0.1	0.016	0.012
9-19	0.016	-0.1	0.01
20-24	0.012	0.01	-0.1

نتایج مربوط به اجرای هم‌زمان مشارکت واحدها و برنامه پاسخگویی بار اضطراری در جدول۴ نشان داده شده است. مقدار تشویقی تعلق گرفته به مشتریان به ازای کاهش بار در پیک و انتقال آن به ساعات غیر پیک با اجرای هم‌زمان OCM و EDRP، ۲۵/۶ دلار بر مگاوات ساعت بدست آمده است. با توجه به جدول۴ مشاهده می‌شود که مشارکت مشتریان در برنامه مشارکت واحدها با استفاده از برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری، باعث کاهش ۲۸۹۱ دلاری هزینه‌های تولیدی مربوط به ISO و همچنین هزینه‌های پرداختی خود آنها می‌شود.

جدول(۴) : نتایج مربوط به اجرای هم‌زمان مشارکت واحدها و EDRP

Mechanism	A* ($/MWh)	Total Incentive ($)	Total Offer Costs ($)	Total Customer Payments ($)

[29] *IEEE RTS:IEEE Reliability Test System*

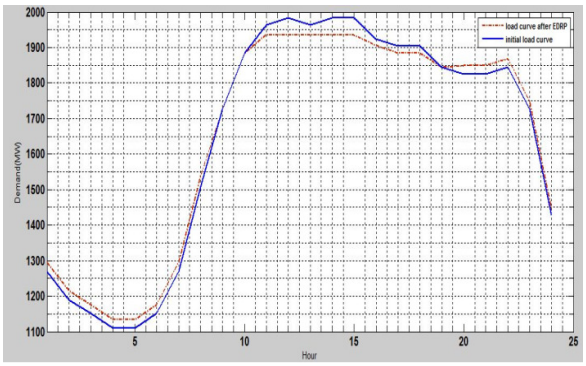
[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.5.1]

OCM	25.6	10,508.3	474,053.91	**1,160,786.39**

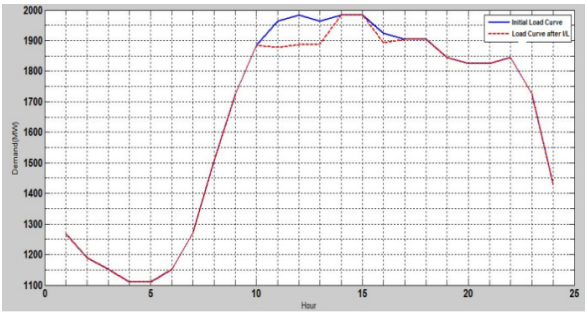
اجرای هـمزمـان OCM و EDRP باعـث کـاهش ۱۲/۶ درصـدی هزینه‌هـای پرداختـی در مقایسـه بـا مشـارکت واحـدها بـدون اعمـال EDRP شده است. شکل۴ تغییرات منحنی بار مصرف‌کنندگان را قبل و بعد از اجرای EDRP برای مکانیزم OCM نشان می‌دهد. همان‌طـور که مشاهده می‌شود با اجرای برنامه EDRP بار پیک کاهش یافته و بـه ساعات دیگر منتقل شده است که باعث شده منحنی بار مسطح‌تر شود.



شکل۴ : منحنی بار با اجرای همزمان OCM و EDRP

۸-۳- نتایج اجرای همزمان مکانیزم OCM و I/C Loads برای واحدهای شبکه ۲۴ باسه IEEE

تعداد ساعات مجاز برای قطع/کاهش بـار ۴ سـاعت در دوره پیـک ۱۱ ساعته در نظر گرفته شده است. مقدار بیشینه قطـع بـار ۵ درصـد بـار مربـوط بـه آن سـاعت در نظـر گرفتـه شـده و مقـدار تشـویقی بـرای قطع/کاهش بار ۲۵ دلار بر مگاوات ساعت است. شـکل۵ تـأثیر اجـرای برنامه OCM را با درنظر گـرفتن بارهـای قابـل قطـع/کـاهش بـر روی منحنی بار نشان می‌دهد. همان‌طور کـه مشـاهده مـی‌شـود بـا اجـرای همزمان مکانیزم OCM و برنامه‌های I/C در ساعات۱۱، ۱۲ ، ۱۳ و ۱۶ بار قطع و یا کاهش پیدا کرده است.



شکل۵ : اجرای برنامه OCM با در نظرگرفتن I/C loads

جدول(۵) : میزان بار قطع/کاهش یافته

Mechanism	Interruptible/curtailable (MW)				
	Hour	Hour	Hour	Hour	Hour
	11	12	13	14	16
OCM	86.4	96.4	74.4	-	30.4

نتایج مربوط به مشارکت بارهای قابل قطع/کـاهش بـرای مکـانیزم OCM در جدول ۶ آورده شده است.

جدول(۶) : نتایج اجرای مشارکت واحدها با در نظر گرفتن بارهای قابل قطع/کاهش

Mechanism	A* ($/MWh)	Total Incentive ($)	Total Offer Costs ($)	Total Customer Payments ($)
OCM	25	7,190	473,420.03	**1,248,995.46**

هزینه اضافی ناشی از اجرای برنامه پاسـخگویی بـار بـرای ISO بـا مکانیزم OCM برابر با ۷۱۹۰ دلار بدست آمده است. ولی با ایـن حـال کل هزینه‌های تولیدی ISO ، ۳۵۲۵ دلار کاهش پیدا کـرده اسـت. در واقع به جای تولید بیشتر در ساعات اوج، با مشارکت مصـرف‌کننـدگان مقدار بار درخواستی کاهش یافته و علیرغم هزینه‌ی تشویقی اضافی که ISO می‌دهد، کل هزینه تولیدی آن در مقایسـه بـا مشـارکت واحـدها بدون برنامه‌های پاسخگویی بـار کـاهش مـی‌یابـد. درمقایسـه بـا روش OCM میزان پرداخت‌ها ۶ درصد کاهش یافته است.

۸-۴- نتایج اجرای همزمان مکانیزم OCM و EDRP و I/C Loads برای واحدهای شبکه ۲۴ باسه IEEE

نتایج مربوط به اجرای همزمان برنامه مشارکت واحـدها و برنامـه‌هـای پاسخگویی بار در جدول۷ آورده شده است. مقـدار بـار قطـع شـده در ساعات مختلف نیز در جدول ۸ نشان داده شده است.

جدول(۷) : نتایج اجرای مشارکت واحدها و EDRP و I/C Loads.

Mechanism	A* ($/MWh)	Total Incentive ($)	I/C Loads Incentive ($)	Total Offer Costs ($)	Total Customer Payments ($)
OCM	6.24	3,717.3	9,755.6	469,160.08	**1,065,440.76**

جدول(۸) : میزان بار قطع/کاهش یافته در اجرای همزمان EDRP و I/C Loads

Mechanism	Interruptible/curtailable (MW)				
	Hour 11	Hour 12	Hour 13	Hour 14	Hour 15
OCM	-	99. 2	92.62	99. 2	99. 2

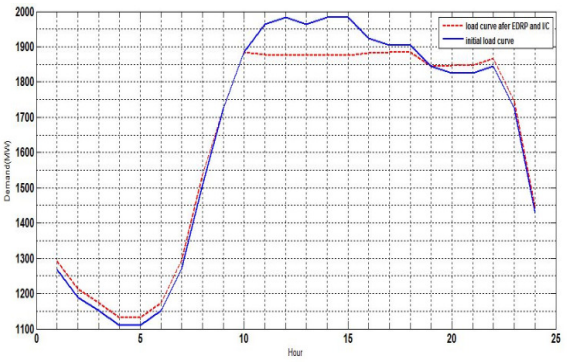
با توجه به نتایج بدست آمده مشاهده می‌شود که هزینه تولید ISO علیرغم پرداخت تشویقی به مشتریان، با اجرای همزمان دو برنامه پاسخگویی بار کمتر از اجرای تک تک برنامه‌های پاسخگویی و همچنین بدون اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار بدست آمده است. مقدار پرداخت مشتریان نیز کاهش چشمگیری داشته است. مقدار تشویقی بهینه تعلق گرفته به مشتریان به ازای شرکت در برنامه‌های

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.5.1]

پاسخگویی بار اضطراری ۶/۲۴ دلار بر مگاوات ساعت برای مکانیزم OCM بدست آمده است. شکل۶ تأثیر اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار را بر منحنی بار برای مکانیزم پیشنهادی نشان می‌دهد. منحنی بار مسطح‌تر شده و مصرف‌کنندگان بار مصرفی خود را از ساعات پیک به ساعات کم‌باری انتقال داده‌اند.



شکل۶ : منحنی بار مربوط به اجرای برنامه OCM با در نظر گرفتن I/C Loads و EDRP

به صورت خلاصه نتایج بدست آمده برای سیستم شبکه ۲۴ باسه IEEE در جدول ۹ آمده است.

جدول ۹ : نتایج نهایی اجرای برنامه برای شبکه ۲۴ باسه IEEE

Mechanism	EDRP optimal incentive ($/MWh)	Total EDRP incentive ($)	Total I/C incentive ($)	Total Payments ($)
OCM	-	-	-	1,328,152.62
OCM+EDRP	25.6	11,768.43	-	1,164,786.39
OCM+I/C	-	-	7,190	1,248,995.36
OCM+EDRP+ I/C	6.24	3,717.3	9,755.6	1,065,440.76

۹- نتیجه گیری:

در این مقاله مدل ریاضی با در نظر گرفتن برنامه‌های پاسخگویی بار برای مبحث مشارکت واحدها تحت عنوان کمینه‌سازی هزینه‌های پیشنهادی ارائه گردید که انگیزه اصلی آن کاهش هزینه‌های پرداختی مصرف‌کنندگان بود. این کاهش هزینه‌های پرداختی، با تغییر در توان تولیدی واحدها و نحوه روشن/خاموش شدن آنها در ساعات مختلف و در نتیجه کاهش قیمت حراج بازار بدست می‌آید. مشارکت خود مصرف‌کنندگان در بازار و تأثیر آنها بر میزان توان تولیدی و هزینه‌ها، تحت عنوان برنامه‌های پاسخگویی بار منجر به دریافت تشویق و در نتیجه کاهش هزینه‌های پرداختی و هزینه‌های تولیدی ISO می‌شود. این مشارکت مصرف‌کنندگان باعث مسطح شدن منحنی بار، افزایش قابلیت اطمینان سیستم و پیک‌زدایی نیز می‌شود. برای نشان دادن کارایی روش پیشنهاد شده سناریوهای مختلفی برای اجرای هم‌زمان برنامه مشارکت واحدها (مکانیزم OCM) و برنامه‌های پاسخگویی بار مطرح شد و نتایج حاصل از آن بیان و بر روی آنها بحث شد. از خروجی‌های حاصل از شبیه‌سازی، نتایج زیر دریافت می‌گردد:

۱- اجرای هم‌زمان برنامه مشارکت واحدها و برنامه‌های پاسخگویی بار باعث مسطح شدن منحنی بار، پیک زدایی، کاهش هزینه‌های تولیدی واحدها، افزایش قابلیت اطمینان سیستم و همچنین کاهش هزینه‌های پرداختی خود مصرف‌کنندگان می‌شود.

۲- مصرف‌کنندگان با شرکت در برنامه‌های پاسخگویی بار به ازای کاهش مصرف خود در پیک و انتقال آن به ساعات غیر پیک، از سمت ISO تشویقی دریافت می‌کنند که این امر باعث ترغیب آنها برای مشارکت در برنامه‌ها و کاهش هزینه‌های پرداختی خودشان می‌شود.

۳- با اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار، گرچه ISO مجبور به پرداخت هزینه‌های تشویقی است، ولی به دلیل کاهش بار درخواستی مصرف‌کنندگان، کل هزینه تولیدی آن در مقایسه با مشارکت واحدها بدون این برنامه‌ها، کاهش یافته است.

مراجع

[1] E. H. Maaroufi and M. Ouassaid Et-Tolba, *"Demand side management algorithms and modeling in smart grids A customer's behavior based study"*, Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), pp. 531 - 536, 2013.

[2] D. S. Kirschen, *"Demand-side view of electricity markets"*, IEEE Trans. on power syst, vol. 18, pp. 520-527, 2003.

[3] U.S. Department of Energy. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them. [Online], (2006), http://www.energy.gov/.

[4] M. Parsa Moghaddam and G. R. Yousefi H. A. Aalami, *"Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs"*, Elsevier Applied Energy, pp. 243-250, 2010.

[5] Assessment of Demand Response & Advanced Metering: Staff report. [Online], (2012), www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-20-12-demand-response.pdf/.

[6] M. M. Sahebi E. A. Duki M. Kia, A. Soroudi and M. Ehsan, *"Simultanous emergency demand response programming and unit commitment programming in comparison with interruptible load contracts"*, IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 6, pp. 605-611, 2012.

[7] M. Bigdeli. Tabar, H. Tourang, Sh. Shams and Sh. Farahani, *"Interruptible/Curtailable Services by Using of Logarithmic Modeling in Electricity Markets"*, Journal of Basic and Applied Scientific Research, vol. 10, pp. 1756-1761, 2011.

[8] M.P. Moghaddam, G.R. Yousefi and H .A. Aalami, *"Modeling and prioritizing demand response programs in power markets"*, Electric Power Systems Research, vol. 80, pp. 426-435, 2011.

[9] D. Bunn and J. Bower, *"Experimental analysis of the efficiency of uniform price versus discriminatory auctions in the England and Wales electricity market"*, Journal of Economic Dynamics & Control, vol. 25, pp. 561-592, 2001.

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.5.1]

[10] A. yousef, M. Parsa Moghaddam and E. Shayesteh, *"ATC Enhancement Using Emergency Demand Response Program",* PSCE, IEEE, 2009.
[11] E. Hajipour, S. H. Hosseini and Mokhtar Bozorg, *"Interruptible Load Contracts Implementation in Stochastic Security Constrained Unit Commitment",* PMAPS, 2010.
[12] IEEE 739-1984 Standard, *"Recommended practice for energy conservation and cost effective planning in Industrial facilities"*.
[13] A. K., M.. Oloomi and N. Zendehdel, "*Optimal Unit Commitment Using Equivalent Linear Minimum Up and Down Time Constraints*," , pp. 1021-1026, 2008.
[14] F. Albrecht and Paul, *"IEEE Reliability Test System, A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee",* IEEE Trans. Power Syst, vol. 98, 1979.
[15] M. P. Moghaddam, M. Rashidinejad, M. K. Sheikh-El-Eslami and A. Abdollahi, *"Investigation of Economic and Environmental-Driven Demand Response Measures Incorporating UC",* IEEE Trans. Power Syst, vol. 3, pp. 12-26, 2012.
[16] P. B. Rodrigo, M. A. Oscar and L. S. Vargas, *"A scenario simulation approach for market power analysis in hydrothermal systems",* IEEE Trans. on Power Sys, vol. 2, pp. 1046 – 1053, 2003.

رزومه



جواد نیکوکار در ساوه متولد شده است (۱۳۵۵). کلیه مقاطع تحصیلات دانشگاهی خود را در رشته مهندسی برق- قدرت گذرانده است. فعالیت‌های پژوهشی و علاقه‌مندی ایشان در زمینه‌های بازار برق، قابلیت اطمینان، جبران سازی توان راکتیو و انرژی‌های نو است. تاکنون چندین مقاله در کنفرانس‌های داخلی و خارجی و مجلات معتبر علمی پژوهشی از ایشان چاپ شده است و در حال حاضر استادیار گروه برق دانشگاه آزاد اسلامی واحد ساوه می‌باشد.



اشکان احمدی در زاهدان متولد شده است (۱۳۶۲). تحصیلات دانشگاهی خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق- قدرت از دانشگاه آزاد اسلامی بیرجند(۱۳۸۶) به پایان رسانده است و در حال حاضر دانشجوی مقطع کارشناسی ارشد دانشگاه آزاد اسلامی ساوه می‌باشد. فعالیت‌های پژوهشی و علاقه‌مندی ایشان در زمینه‌های بازار برق، انرژی‌های نو و بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت است.

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.5.1]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014