

بهره برداری بهینه و مدیریت ریسک یک ریز شبکه متصل به شبکه

اسماعیل جلال آبادی^۱ اشکان رحیمی کیان^۲

۱- آزمایشگاه تحقیقاتی شبکه های هوشمند- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه تهران- تهران- ایران

e.jalalabadi@alumni.ut.ac.ir

۲- دانشیار- آزمایشگاه تحقیقاتی شبکه های هوشمند- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه تهران- تهران- ایران

arkian@ut.ac.ir

چکیده: در این مقاله یک مدل ریاضی مناسب جهت برنامه ریزی عملکرد و بهره برداری ۲۴ ساعته ی یک ریز شبکه ی هوشمند متصل به شبکه شامل توربین بادی، مولد خورشیدی، میکروتوربین و پیل سوختی با تولید همزمان برق و حرارت و با در نظر گرفتن نایقینی های مربوط به پیش بینی مصرف بارهای الکتریکی و گرمایی و پیش بینی تولید توان خورشیدی و بادی پیشنهاد شده است. علاوه بر این، نایقینی مربوط به هزینه ی ریز شبکه در طول روز بصورت ریسک مدل شده است و جهت کاهش ریسک، ظرفیت باطری و تانک ذخیره ی گرما به دو بخش استاتیکی و دینامیکی تقسیم شده است که ظرفیت دینامیکی خطای پیش بینی را کاهش می دهد و ظرفیت استاتیکی نقش کاهش هزینه ریز شبکه را برعهده دارد. در نهایت یک ماژول مدیریت همزمان ریسک و هزینه جهت ایجاد مصالحه بین ریسک و هزینه با توجه به میزان ریسک پذیری بهره بردار ریز شبکه پیشنهاد شده است. شبیه سازی این ماژول با استفاده از روش مونت-کارلو در حضور نایقینی های مصرف و تولید انجام شده است.

کلمات کلیدی: ریز شبکه های هوشمند، مدیریت ریسک، مدل سازی، مدیریت هزینه، شبیه سازی مونت-کارلو.

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۱/۰۴/۲۵

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۲/۰۴/۱۷

نام نویسنده ی مسئول : اسماعیل جلال آبادی

نشانی نویسنده ی مسئول : ایران - تهران - خیابان کارگر شمالی - پردیس دانشکده های فنی دانشگاه تهران - دانشکده ی مهندسی برق

و کامپیوتر - آزمایشگاه شبکه های هوشمند

۱- مقدمه

صنعت برق همزمان با هوشمند شدن و روی آوردن به تولید پراکنده، بازاری برای رقابت شرکت‌های تولید و توزیع برق و همچنین مصرف‌کننده‌ها بوجود آورده است. باتوجه به این موضوع ریزشبکه‌ها می‌توانند در این بازار شرکت کنند و با سرمایه‌گذاری جهت استفاده از تکنولوژی‌های تولید پراکنده، به شبکه‌ی توزیع هوشمند برق بفروشند. به‌عبارت دیگر بهره‌بردار هر ریزشبکه می‌تواند تمام یا بخشی از مصرف خود را تولید کند [۱-۳].

با اصلاح ساختار شبکه‌های برق به سمت شبکه‌های هوشمند الکتریکی، ریزشبکه‌ها نقش غالب را در مصرف برق بعهدده خواهند داشت. همچنین تولید پراکنده انرژی الکتریکی و گرمایی در نزدیکی مصرف‌کننده‌ها توسط ریزشبکه‌ها مزایای زیادی از جمله بازدهی بالاتر، تلفات کمتر و آلاینده‌ی کمتر را به‌همراه خواهد داشت که استفاده از منابع انرژی‌های تجدیدپذیر از جمله توربین‌های بادی و مولدهای خورشیدی بصورت پراکنده امکان‌پذیر می‌باشد [۴]. باتوجه به این نکات مدیریت عملکرد منابع تولید مختلف در یک ریزشبکه به دلایل وجود منابع مختلف تولید از جمله منابع تجدیدپذیر و منابع مرسوم تولید، وجود چندین نوع بار از جمله بارهای گرمایی و الکتریکی، همچنین استفاده از منابع ذخیره انرژی و وجود تعرفه‌های مختلف قیمت برق که بصورت ساعتی تغییر می‌کنند [۵و ۶]، اهمیت فوق‌العاده‌ای دارد. با این دلایل اهمیت مدیریت و برنامه‌ریزی عملکرد منابع موجود در ریزشبکه برای یک افق زمانی مشخص کاملاً محسوس و پررنگ می‌باشد.

در مدیریت عملکرد مسأله احتمالات تحت عنوان ریسک و مدیریت ریسک مطرح می‌شود. ریسک که خود ترکیبی از احتمال اثر و شدت اثر است، می‌تواند بر شاخصهای عملکردی پروژه شامل زمان و هزینه و کیفیت تأثیر گذار باشد. یکی از کارآمدترین ابزارهایی که در پیش‌بینیهای احتمالی و آنالیز ریسک از آن استفاده می‌شود، آنالیز مونت کارلو است که بر اساس تولید اعداد تصادفی مقدار تک تک اجزاء یک مجموعه را محاسبه و تأثیر آنها را بر کل مجموعه تعیین می‌کند. این آنالیز با تکرار فرآیند مذکور نتیجه کلی مجموعه را به صورت تابعی احتمالی بیان می‌کند [۷]. جهت جلب توجه مصرف‌کننده‌ها بسوی هوشمندسازی مصرف انرژی و استفاده از تجهیزات هوشمند مدیریت تولید و مصرف انرژی یک پارامتر مهم دیگر علاوه بر کاهش هزینه‌های مصرفی وجود دارد که ریسک هزینه می‌باشد. ریسک هزینه بصورت انحراف معیار هزینه‌ی پیش‌بینی‌شده در حضور نایقینی‌ها مانند نایقینی در پیش‌بینی تولید و مصرف انرژی می‌باشد. مطالعات انجام شده تاکنون نشان می‌دهد هرچه هزینه و ریسک هزینه‌ی پیش‌بینی کمتر باشد سرعت فراگیر شدن ریزشبکه‌های هوشمند در بین مصرف‌کننده‌ها بیشتر خواهد بود [۸]. برای مثال در مرجع [۹] کاهش ریسک هزینه‌ی جابجایی واحدهای اندازه‌گیری فاز در شبکه‌ی برق مورد بررسی قرار گرفته است. ریسک هزینه معمولاً بصورت واریانس هزینه در

حضور پارامترهای نایقین تابع هزینه مدل می‌شود و از روش شبیه‌سازی مونت کارلو یا روش‌های کاهش نایقینی جهت برآورد آن استفاده می‌گردد [۱۰].

در این مقاله ابتدا با استفاده از اطلاعات مربوط به پیش‌بینی بارهای الکتریکی و گرمایی مصرفی و همچنین پیش‌بینی تولید منابع تجدیدپذیر بادی و خورشیدی، به کمینه‌کردن هزینه‌های تولید و مصرف ریزشبکه برای افق ۲۴ ساعته می‌پردازیم. علاوه بر این، یکی از موضوعات مهم در مدیریت انرژی، مدلسازی و مدیریت ریسک می‌باشد. از آنجایی که پیش‌بینی بار مصرفی و تولید منابع بادی و خورشیدی دارای نایقینی می‌باشد، توجه به میزان انحراف معیار هزینه‌ی پیش‌بینی شده با توجه به نایقینی‌های مسئله ضروری می‌باشد. در صورتی که بهره‌بردار از میزان ریسک مربوط به برنامه ریزی ۲۴ ساعته‌ی خود و همچنین میانگین سود دریافتی آگاهی داشته باشد، می‌تواند با توجه به میزان ریسک‌پذیری خودش عملکرد بهینه را انتخاب کند که ممکن است لزوماً بیشترین سود یا کمترین هزینه را نداشته باشد [۱۱].

در روش‌های مرسوم منبع ریسک هزینه را که همان نایقینی در پیش‌بینی پارامترها می‌باشد، با استفاده از روش‌های پیش‌بینی جدید بهبود می‌دهند [۱۲]. این روش‌ها معمولاً برای افق ۲۴ ساعته در نظر گرفته می‌شوند که دارای محدودیت می‌باشند و در بهترین شرایط نیز تخمین دارای خطا می‌باشد [۱۳]. مهم‌ترین مزیت این مقاله نسبت به کارهای انجام‌شده تاکنون در حوزه‌ی مدیریت ریسک و هزینه، پیشنهاد روشی جدید و متفاوت به منظور کنترل همزمان ریسک و هزینه می‌باشد. در این روش با مدیریت بلادرنگ ریسک هزینه با استفاده از ظرفیت سیستم‌های ذخیره انرژی گرمایی و الکتریکی موجود در ریزشبکه هوشمند انرژی، ریسک (واریانس) هزینه ناشی از نایقینی بارهای گرمایی و الکتریکی می‌تواند حتی صفر گردد.

در ادامه به بیان مساله و مدلسازی روش پیشنهادی برای یک ریزشبکه‌ی نمونه و همچنین نتایج شبیه‌سازی این روش با استفاده از روش مونت کارلو می‌پردازیم.

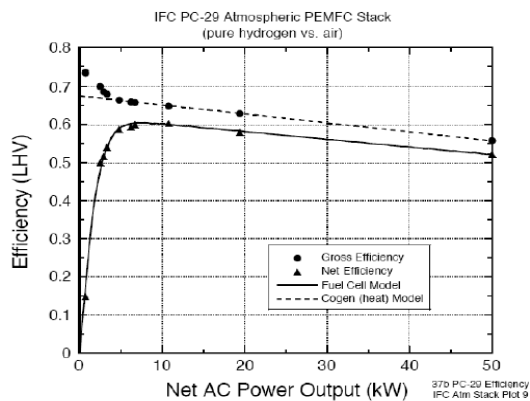
۲- ساختار ریزشبکه

ساختار ریزشبکه‌ای که در این مقاله بررسی شده است دارای دو باس AC و DC می‌باشد و مبدل الکترونیک-قدرت ارتباط بین این دو باس را بصورت دوطرفه ایجاد می‌کند. همانطور که در شکل (۱) نشان داده شده است، ریزشبکه دارای مولدهای الکتریکی تجدیدپذیر بادی و خورشیدی، مولدهای الکتریکی و گرمایی مرکب و همچنین یک بویلر جهت تامین توان گرمایی مصرفی ریزشبکه می‌باشد. مولدهای تجدیدپذیر در این سیستم در ماکزیمم توان ممکن کار می‌کنند. توان خروجی میکروتوربین و پیل سوختی که بصورت مولدهای تولید

میزان خرید از شبکه یا فروش به شبکه با توجه به تعرفه‌ی تعیین‌شده توسط شبکه، تولید ماژول خورشیدی و توربین بادی و همچنین مصرف بارهای الکتریکی و گرمایی برای ۲۴ ساعت معلوم فرض شده‌اند.

۳-۱-۱- پیل سوختی

پیل سوختی استفاده شده در این مطالعه IFC PC-29 می‌باشد که نمودار بازدهی الکتریکی و گرمایی آن در شکل (۲) نشان داده شده است [۱۴ و ۱۵ و ۱۶].



شکل (۲): منحنی بازدهی الکتریکی و گرمایی میکروتوربین مدل

IFC PC-29

از آنجایی که کارکرد پیل سوختی برای کمتر از ۲۰٪ توان نامی آن ممکن است باعث ناپایداری آن بشود ناحیه‌ی کاری آن را بین ۲۰٪ تا ۱۰۰٪ توان نامی در نظر می‌گیریم. نکته‌ی جالب توجه اینست که پیل سوختی با افزایش توان خروجی، بازدهی‌اش افت می‌کند و در ناحیه‌ی کاری نمودار آن بصورت خطی می‌باشد. جهت مدلسازی از مشخصه‌ی کاری IFC PC-29 که در شکل (۲) نشان داده شده استفاده شده است. با توجه به خطی بودن بازدهی الکتریکی پیل سوختی در بازه‌ی عملکرد آن روابط به صورت زیر فرموله می‌شوند [۱۷]:

$$\eta_{FC} = \frac{P_{th_FC} + P_{el_FC}}{P_{fuel_FC}} \quad (1)$$

$$P_{th_FC}^h = \eta_{th_FC}^h \times \frac{P_{el_FC}^h \times (1 - \eta_{el_FC}^h)}{\eta_{el_FC}^h} \quad (2)$$

$$\eta_{el_FC} = a_{FC} \times P_{el_FC} + b_{FC} \quad (3)$$

$$0.2 \times P_{el_FC_max} < P_{el_FC} < P_{el_FC_max} \quad (4)$$

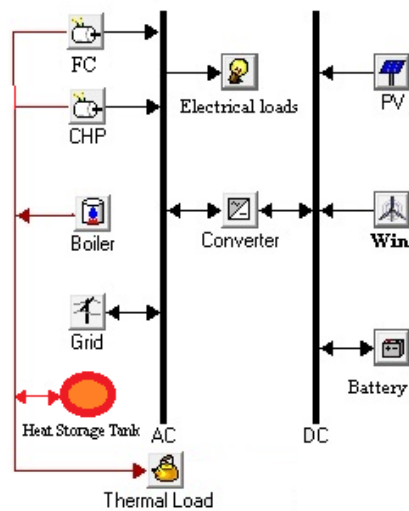
$$P_{fuel_FC}^h = m_{fuel_FC}^h \times LHV_{fuel}^h$$

h واحد زمانی به ساعت
 P_{el_FC} توان الکتریکی خروجی پیل
 P_{th_FC} توان گرمایی خروجی پیل
 P_{fuel_FC} توان سوخت ورودی به پیل
 η_{FC} بازدهی کلی پیل
 η_{el_FC} بازدهی الکتریکی پیل

همزمان برق و حرارت (CHP (Combined Heat and Power) بعنوان متغیرهای کنترلی جهت کمینه کردن هزینه‌ی روزانه‌ی ریزشکه با توجه به تعرفه‌ی قیمت خرید/ فروش برق از/ به شبکه انتخاب شده است. علاوه بر این، ظرفیت منابع ذخیره انرژی گرمایی و الکتریکی به دو قسمت تقسیم شده است:

ظرفیت استاتیکی مربوط به شارژ شدن باتری در زمانی که قیمت برق ارزان‌تر از میانگین قیمت و دشارژ شدن زمانی که قیمت برق گران‌تر از میانگین قیمت شبکه است و همچنین شارژ شدن تانک گرما بمنظور افزایش بازدهی میکروتوربین می‌باشد.

ظرفیت دینامیکی مربوط به کاهش خطای نایقینی پیش‌بینی توان مصرفی بارهای الکتریکی و گرمایی و توان تولیدی مولدهای بادی و خورشیدی می‌باشد.



شکل (۱): ساختار ریزشکه مورد مطالعه

۳- مدل سازی ریاضی

مدل‌سازی ریاضی عملکرد یک ریزشکه‌ی متصل به شبکه توزیع، نیاز به در نظر گرفتن قیود هریک از تجهیزات داخل ریزشکه دارد و این قیود بایستی تا حد ممکن به گونه‌ای تعریف شوند که مساله‌ی بهینه‌سازی نهایی ساده و کاربردی باشد. در این مقاله، کمینه کردن تابع هزینه‌ی تعریف شده برای ریزشکه‌ی موردنظر منجر به برنامه‌ریزی تولید و مصرف انرژی با در نظر گرفتن تکنولوژی‌های مختلف موجود در ریزشکه از جمله توربین بادی، فتوولتائیک، باتری، میکروتوربین و پیل سوختی به صورت ساعت به ساعت شده است. تابع هدف به کمینه کردن هزینه‌های ناشی از تولید و مصرف انرژی الکتریکی و حرارتی ریزشکه برای ۲۴ ساعت آینده با قابلیت خرید و/ یا فروش برق به شبکه می‌پردازد. بارهای الکتریکی و گرمایی معلوم فرض شده‌اند و برای آنها یک عدم قطعیت در نظر گرفته شده است. در این مدل برای برنامه‌ریزی بهینه‌ی میزان توان تولیدی میکروتوربین و پیل سوختی و

ضرایب a , b مربوط به منحنی بازدهی الکتریکی با توجه به نمودار بازده الکتریکی در شکل (۳) بدست می‌آیند.

۳-۱-۳- باتری

مدل باتری به صورت زیر در نظر گرفته شده است [۱۸]:

$$SOC^h = (1 - \varepsilon_{Bat}) SOC^{h-1} - \eta_{Bat}^h E_{Bat}^h \quad (۸)$$

$$P_{Bat}^h = \frac{E_{Bat}^h}{\Delta h}$$

$$-0.04 \times SOC_{max} < E_{Bat}^h < 0.1 \times SOC_{max}$$

$$SOC_{min} < SOC < SOC_{max} \quad (۹)$$

که در آن

SOC میزان شارژ باتری

ε_{Bat} ضریب میزان اتلاف انرژی باتری در یک ساعت

η_{Bat} میزان بازدهی باتری

E_{Bat} میزان انرژی ورودی به باتری

P_{Bat} توان خروجی باتری

SOC_{max} ماکزیمم شارژ باتری

توان شارژ شونده‌گی باتری بصورت منفی نشان داده شده است و مقدار آن کمتر از توان دشارژ شونده‌گی می‌باشد.

۳-۱-۴- تانک ذخیره‌ی آب گرم

مدل تانک ذخیره‌ی آب گرم تقریباً مشابه باتری و بصورت زیر خواهد بود [۲۰]:

$$SOH^h = (1 - \varepsilon_{ST}) SOH^{h-1} - E_{ST}^h \quad (۱۰)$$

$$P_{ST}^h = \frac{E_{ST}^h}{\Delta h}$$

$$-0.1 \times SOH_{max} < E_{ST}^h < 0.1 \times SOH_{max}$$

$$SOH_{min} < SOH < SOH_{max} \quad (۱۱)$$

که در آن

SOH میزان شارژ تانک گرما

ε_{ST} ضریب میزان اتلاف انرژی تانک گرما در یک ساعت

η_{ST} میزان بازدهی تانک گرما

E_{ST} میزان انرژی ورودی به تانک گرما

P_{ST} توان خروجی تانک گرما

SOH_{max} بیشینه شارژ تانک گرما

η_{th_FC} بازدهی گرمایی پیل

a_{FC} ضریب مدل پیل

b_{FC} ضریب مدل پیل

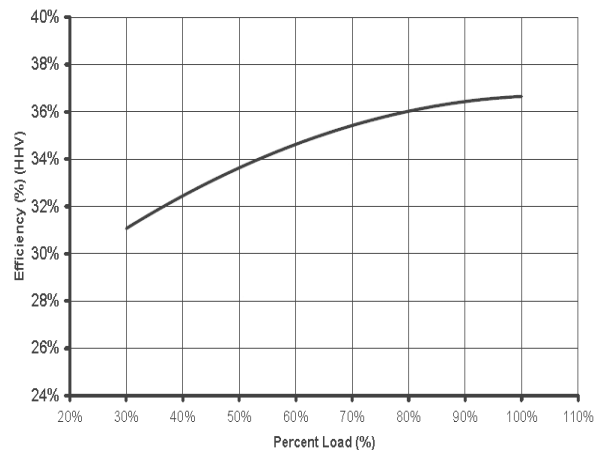
$P_{el_FC_max}$ توان خروجی الکتریکی بیشینه‌ی پیل

m_{fuel_FC} نرخ سوخت ورودی به پیل

LHV_{fuel} انرژی سوخت ورودی بر مبنای واحد سوخت

۳-۱-۲- میکروتوربین

مدلسازی سیستم میکروتوربین بر اساس اطلاعات موجود در دیتاشیت میکروتوربین Capstone-C30 و بخصوص منحنی بازدهی آن که در شکل (۳) نشان داده شده است صورت گرفته است.



شکل (۳): منحنی بازدهی الکتریکی میکروتوربین Capstone-C30 [۱۸]

تقریباً مشابه پیل سوختی معادلات حاکم بر میکروتوربین بصورت زیر می‌باشند [۱۷]:

$$\eta_{el_MT}^h = \frac{a_{MT} \times P_{el_MT}^h}{P_{el_MT}^h + b_{MT}} \quad (۵)$$

$$P_{th_MT}^h = \eta_{th_MT} \times \frac{P_{el_MT}^h \times (1 - \eta_{el_MT}^h)}{\eta_{el_MT}^h} \quad (۶)$$

$$0.3 \times P_{el_MT_max} < P_{el_MT}^h < P_{el_MT_max} \quad (۷)$$

که در آن

P_{el_MT} توان الکتریکی خروجی میکروتوربین

P_{th_MT} توان گرمایی خروجی میکروتوربین

η_{MT} بازدهی کلی میکروتوربین

η_{el_MT} بازدهی الکتریکی میکروتوربین

η_{th_MT} بازدهی گرمایی میکروتوربین

a_{MT} ضریب مدل میکروتوربین

b_{MT} ضریب مدل میکروتوربین

$P_{el_MT_max}$ توان خروجی الکتریکی بیشینه‌ی میکروتوربین

ناحیه‌ی کاری میکروتوربین جهت تضمین پایداری عملکرد آن با توجه به کاتالوگ بین ۳۰٪-۱۰۰٪ توان نامی آن در نظر گرفته شده است.

۲-۳- منابع تحمیل هزینه

۱-۲-۳- هزینه‌ی خرید/فروش برق از/به شبکه

مصرف الکتریکی ریزشبهه منجر به تبادل توان بین ریزشبهه و شبکه اصلی می‌گردد که با توجه به میزان برق تولیدی و مصرفی میزان این تبادل توان به صورت زیر می‌باشد:

$$E \left\{ P_{trade}^h \right\} = \begin{cases} E \left\{ P_{load}^h - P_{PV}^h - P_{WT}^h \right\} \\ -P_{el_MT}^h - P_{el_FC}^h - P_{Bat}^h \end{cases} \quad (12)$$

که در آن

P_{trade} توان الکتریکی مبادله شده با شبکه‌ی بالاسری
 P_{load} توان الکتریکی مصرفی ریزشبهه
 P_{PV} توان تولیدی مولد خورشیدی
 P_{WT} توان تولیدی مولد بادی
 P_{el_FC} توان الکتریکی خروجی پیل سوختی
 P_{el_MT} توان الکتریکی خروجی میکروتوربین
 P_{Bat_static} توان باطری

از آنجا که از داده‌های پیش بینی جهت مدیریت غیربلادرنگ استفاده می‌شود از توان مبادله شده با شبکه یک تخمین خواهیم داشت. در نتیجه هزینه‌ی تحمیلی به ریزشبهه می‌تواند مثبت (خرید از شبکه) یا منفی (فروش به شبکه) باشد که بصورت زیر می‌باشد.

$$E \left\{ Cost_{trade}^h \right\} = \begin{cases} \rho_{buy}^h E \left\{ P_{trade}^h \right\} S_{trade}^h \\ + \rho_{sell}^h E \left\{ P_{trade}^h \right\} (1 - S_{trade}^h) \end{cases} \quad (13)$$

که در آن S_{trade} حالت خرید یا فروش برق می‌باشد که در صورت خرید یک و در صورت فروش برق صفر می‌باشد.

۲-۲-۳- هزینه‌ی مصرف سوخت بویلر کمکی، پیل سوختی و میکروتوربین

جهت بدست آوردن هزینه‌ی تحمیل شده به ریزشبهه از طریق مصرف سوخت واحدهای تولید برق و گرما می‌بایست مصرف سوخت تک تک واحدها مدل شوند و با توجه به قیمت سوخت مصرفی بر واحد توان تولیدی هزینه‌ی مصرف سوخت محاسبه خواهد شد. روابط مربوط به میزان سوخت مصرفی واحدهای تولید برق و گرما به صورت زیر می‌باشد:

$$E \left\{ P_{boiler}^h \right\} = \begin{cases} E \left\{ P_{th_load}^h \right\} - P_{th_MT}^h \\ -P_{th_FC}^h - P_{ST}^h \end{cases} \quad (14)$$

$$E \left\{ P_{fuel_boiler}^h \right\} = \frac{E \left\{ P_{boiler}^h \right\}}{\eta_{boiler}} \quad (15)$$

که در آن

P_{boiler} توان گرمایی خروجی بویلر

P_{th_load} توان گرمایی مصرفی ریزشبهه

η_{boiler} بازدهی گرمایی بویلر

P_{fuel_boiler} توان سوخت ورودی به بویلر

P_{ST} توان گرمایی تانک گرما

P_{el_MT} توان الکتریکی خروجی میکروتوربین

P_{th_MT} توان گرمایی خروجی میکروتوربین

میزان سوخت مصرفی نیز بدلیل وجود داده‌های نایقین، دارای نایقینی می‌باشد. رابطه‌ی زیر مدل کننده‌ی هزینه‌ی سوخت مصرفی برای مجموعه‌ی بویلر کمکی، پیل سوختی و میکروتوربین می‌باشد:

$$E \left\{ Cost_{fuel}^h \right\} = \rho_{fuel}^h \left(E \left\{ P_{fuel_boiler}^h \right\} + P_{fuel_FC}^h + P_{fuel_MT}^h \right) \quad (16)$$

که در آن

$Cost_{fuel}$ هزینه‌ی سوخت مصرفی مجموعه‌ی واحدها

ρ_{fuel} قیمت سوخت مصرفی واحدها

۳-۲-۳- هزینه‌ی تعمیر و نگهداری

تعمیر و نگهداری بخش مهمی از هزینه‌های یک ریزشبهه‌ی هوشمند می‌باشد چراکه تجهیزات متناسب با میزان کارکردشان دچار اصطهلاک می‌گردند و جهت کارکرد مناسب نیاز به بررسی و رفع نواقص احتمالی می‌باشد.

در این مطالعه هزینه‌ی تعمیر و نگهداری برای پیل سوختی و میکروتوربین با استفاده از داده‌های موجود در مرجع [۲۱] به صورت زیر در نظر گرفته شده است:

$$K_{OM_FC} = 0.00419\$ / Kwh$$

$$K_{OM_MT} = 0.00587\$ / Kwh$$

هزینه‌ی تعمیر و نگهداری برای این واحدها بصورت خطی با میزان تولید توان می‌باشد که این هزینه در نهایت بصورت زیر خواهد بود:

$$Cost_{OM}^h = K_{OM_FC} \times P_{el_FC}^h + K_{OM_MT} \times P_{el_MT}^h \quad (17)$$

۴-۲-۳- هزینه‌ی تولید گازهای آلاینده

در این مطالعه هزینه‌ی خارجی تحمیلی به ریزشبهه بدلیل تولید گازهای آلاینده اصلی شامل SO_2 ، CO_2 ، NO_x از مرجع [۲۱] اتخاذ شده است و در جدول ۱ نمایش داده شده است.

جدول (۱): هزینه و مقدار تولید گازهای آلاینده برای واحدهای مختلف

مختلف

هزینه‌ی آلاینده‌ی (\$/lb)	ضریب آلاینده‌ی برای پیل سوختی (lb/MWh)	ضریب آلاینده‌ی برای میکروتوربین (lb/MWh)	نوع آلاینده
۴.۲	۰.۰۳	۰.۴۴	NO_x
۰.۹۹	۰.۰۰۶	۰.۰۰۸	SO_2
۰.۰۱۴	۱.۰۷۸	۱.۵۹۶	CO_2

مساله‌ی بهینه‌سازی جهت رسیدن به مقادیر بهینه‌ی تولیدی واحدهای پیل سوختی و میکروتوربین و همچنین عملکرد سیستمهای ذخیره‌ی انرژی الکتریکی (باتری) و گرمایی (تانک ذخیره آب گرم) در ۲۴ ساعت در رابطه‌ی (۲۱) آورده شده است.

که در آن تابع هزینه کلی برای برنامه‌ریزی عملکرد ریزشبه در حضور نایقینی‌ها در ۲۴ ساعت باتوجه به هزینه‌های تحمیلی معرفی شده در بخش قبل بصورت رابطه‌ی (۲۲) خواهد بود.

که این تابع یک تابع غیرخطی ناپیوسته و مشتق ناپذیر کامل می‌باشد. غیرخطی است چون بعضی از مدل‌های استفاده شده مانند تابع سوخت مصرفی پیل سوختی و میکروتوربین غیرخطی هستند. ناپیوسته و مشتق ناپذیر است چون دارای حالت‌های صفر و یک برای هزینه مبادله‌ی توان با شبکه و هزینه‌ی راه‌اندازی واحدها می‌باشد.

$$\text{Min } E \{ \text{Cost}_{\text{Forecasted}} \}$$

Respect to:

$$P_{el_FC}, P_{el_MT}, P_{Bat}, P_{ST}$$

Subject to:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{Bat_min} < P_{Bat} < P_{Bat_max} \\ SOC_{Bat_min} < SOC_{Bat} < SOC_{Bat_max} \\ P_{ST_min} < P_{ST} < P_{ST_max} \\ soh_{ST_min} < soh_{ST} < soh_{ST_max} \\ P_{el_MT_min} < P_{el_MT} < P_{el_MT_max} \\ P_{el_FC_min} < P_{el_FC} < P_{el_FC_max} \\ P_{trade_min} < P_{trade} < P_{trade_max} \\ 0 \leq P_{boiler} < P_{boiler_max} \end{array} \right. \quad (21)$$

$$\text{Cost}_{\text{Forecasted}} = \sum_{h=1}^{24} \left\{ E \{ \text{Cost}_{\text{trade}}^h \} + E \{ \text{Cost}_{\text{fuel}}^h \} + \text{Cost}_{OM}^h + \text{Cost}_{\text{Emission}}^h + \text{Cost}_{ST}^h \right\} \quad (22)$$

۳-۴- مدیریت ریسک

۳-۴-۱- مدل‌سازی روش پیشنهادی

ظرفیت سیستم‌های ذخیره انرژی بصورت زیر به دو قسمت دینامیکی و استاتیکی تقسیم می‌شود [۲۲]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{H,E} \times 100\% \quad \text{Percent of static capacity} \\ (1 - \alpha_{H,E}) \times 100\% \quad \text{Percent of dynamic capacity} \end{array} \right. \quad (23)$$

که در آن α_H و α_E بترتیب تعیین کننده‌ی میزان ظرفیت استاتیکی تانک ذخیره‌ی گرما و باتری می‌باشند که بین صفر و یک می‌توانند باشند. ظرفیت دینامیکی گرمایی در جهت کاهش و یا حذف خطای تخمین بار گرمایی مصرفی در بلادرنگ بصورت زیر محاسبه می‌گردد [۲۲].

هزینه‌ی تولید آلاینده نیز به صورت خطی با میزان تولید هریک از واحدها بصورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\text{Cost}_{\text{Emission}}^h = \left\{ \begin{array}{l} \rho_{NO_x} \times (EF_{NO_x_FC} \times P_{el_FC}^h + EF_{NO_x_MT} \times P_{el_MT}^h) \\ + \rho_{SO_2} \times (EF_{SO_2_FC} \times P_{el_FC}^h + EF_{SO_2_MT} \times P_{el_MT}^h) \\ + \rho_{CO_2} \times (EF_{CO_2_FC} \times P_{el_FC}^h + EF_{CO_2_MT} \times P_{el_MT}^h) \end{array} \right. \quad (18)$$

که در آن

$$\begin{array}{ll} \rho_X & \text{واحد قیمت جریمه برای تولید آلاینده‌ی نوع } X \\ EF_{X,Y} & \text{ضریب تولید آلاینده‌ی نوع } X \text{ توسط واحد } Y \\ \text{Cost}_{\text{Emission}} & \text{هزینه‌ی کل آلودگی واحدها} \end{array}$$

۳-۲-۵- هزینه‌ی راه‌اندازی واحدهای پیل سوختی و میکروتوربین

هزینه‌ی راه‌اندازی برای واحدهای پیل سوختی و میکروتوربین دارای دو بخش ثابت و متغیر می‌باشد. بخش ثابت مدل کننده‌ی هزینه‌ی یک بار روشن شدن و بخش متغیر مدل کننده‌ی گرمای از دست رفته در مدت زمان خاموشی واحد نسبت به حالت کاری نرمال می‌باشد. بطور کلی هزینه‌ی راه‌اندازی یک واحد تولید انرژی بصورت زیر مدل می‌شود [۲۱].

$$\text{STC}_i = \sigma_i + \delta_i \left[1 - \exp\left(\frac{-T_{\text{off},i}}{\tau_i}\right) \right] \quad (19)$$

که در آن

$$\begin{array}{ll} \sigma & \text{هزینه‌ی ثابت راه‌اندازی} \\ \delta & \text{ضریب هزینه‌ی متغیر راه‌اندازی} \\ \tau & \text{ثابت زمانی اتلاف گرمای واحد} \\ T_{\text{off}} & \text{زمان خاموشی واحد} \end{array}$$

با توجه به اینکه بازه‌ی زمانی شبیه‌سازی مدیریت انرژی در این مقاله یک ساعت در نظر گرفته شده است و به ازای خاموش بودن در یک ساعت واحدها تقریباً تمام گرمای نهان خود را از دست می‌دهند، هزینه‌ی راه‌اندازی فقط به حالت ساعت قبل بستگی پیدا می‌کند و مقدار آن $(\delta + \sigma)$ می‌باشد.

در نهایت هزینه‌ی راه‌اندازی مجموعه‌ی واحدها بصورت زیر خواهد بود:

$$\text{Cost}_{ST}^h = \text{STC}_{MT}^h + \text{STC}_{FC}^h \quad (20)$$

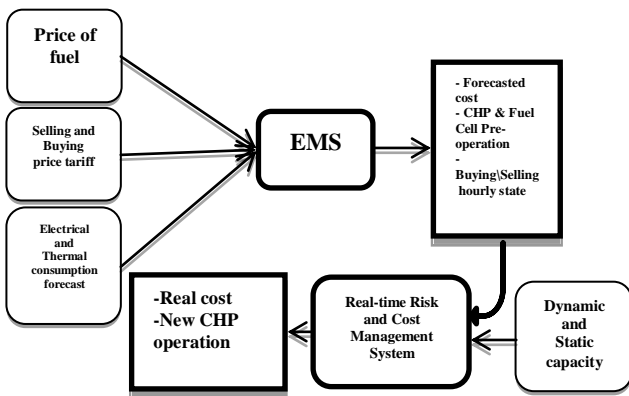
۳-۳- تابع هزینه

در یک شبکه‌ی هوشمند، مشخص کردن مقادیر تولید بهینه در حضور بارهای الکتریکی و گرمایی مهمترین موضوع می‌باشد. از آنجاکه ریزشبه‌ی هوشمند در معرض تغییرات قیمت برق با تعرفه‌های متفاوت می‌باشد، مقادیر تولیدی واحدها تحت تاثیر این تعرفه‌ها خواهد بود.

پیش‌بینی شده برای ریزشبه در طول ۲۴ ساعت بدست خواهد آمد. پس از آن سیستم مدیریت همزمان و بلادرنگ ریسک و هزینه با توجه به مقادیر تنظیم شده برای ظرفیت استاتیکی و دینامیکی باطری و مخزن آب گرم یک مصالحه بین کاهش ریسک و هزینه برقرار می‌کند. در قسمت شبیه‌سازی خواهیم دید که بازای هر مقدار ریسک‌پذیری (ξ) یک مقدار بهینه برای مقادیر α_H و α_E وجود خواهد داشت.

۳-۵- نتایج شبیه سازی

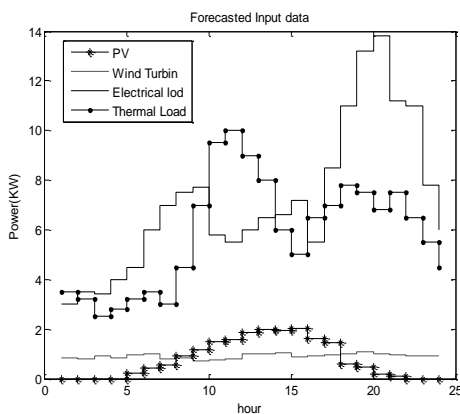
شبیه سازی با استفاده از نرم افزار MATLAB و روش الگوریتم ژنتیک جهت یافتن عملکرد بهینه‌ی واحدها انجام شده است. برای داده‌های پیش بینی از نتایج مربوط به مرجع [۲۳] استفاده شده است (شکل (۵)) که با توجه به آن توزیع دقت پیش بینی با انحراف معیار ۵٪



شکل (۴): ماژول مدیریت همزمان ریسک و هزینه

قابل حصول می‌باشد.

همچنین تعرفه‌ی قیمت لحظه‌ای مورد مطالعه قرار گرفته است. داده‌های مربوط به قیمت از مرجع [۲۴] گرفته شده است که در شکل (۶) نشان داده شده است. در جدول (۱) نیز مقادیر فرض شده برای پارامترهای مدل ریزشبه در شبیه سازی آورده شده است.



شکل (۵): پیش بینی میزان مصرف و تولید الکتریکی و گرمایی

$$P_{ST_dynamic}^h = P_{th_load}^h - E \left\{ P_{th_load}^h \right\} \quad (24)$$

$$St \begin{cases} (1-\alpha_H)P_{ST_min} < P_{ST_dynamic} < (1-\alpha_H)P_{ST_max} \\ (1-\alpha_H)soh_{min} < soh_{dynamic} < (1-\alpha_H)soh_{max} \end{cases}$$

در این رابطه توان خروجی و ورودی و همچنین soh تانک ذخیره گرما به نسبت ظرفیت دینامیکی گرمایی قابل استفاده می‌باشد. برای باطری نیز درست به همین شکل این تقسیم بندی در رابطه‌ی (۲۵) انجام شده است. فقط ظرفیت دینامیکی باطری در جهت کاهش و یا حذف خطای تخمین مجموعه واحدهای الکتریکی (تولیدی و مصرفی) در بلادرنگ عمل می‌کند. معادلات به گونه‌ای تعریف شده‌اند که با بطور کامل خطای تخمین را جبران می‌کنند و یا بخشی از آن را، که بستگی به میزان خطا و ظرفیت دینامیکی اختصاص داده شده دارد.

$$P_{Bat_dynamic}^h = \begin{cases} E \left\{ P_{load}^h + P_{pv}^h + P_{WT}^h \right\} \\ -P_{load}^h - P_{pv}^h - P_{WT}^h \end{cases}$$

$$St \begin{cases} (1-\alpha_E)P_{Bat_min} < P_{Bat_dynamic} < (1-\alpha_E)P_{Bat_max} \\ (1-\alpha_E)SOC_{Bat_min} < SOC_{Bat_dynamic} < (1-\alpha_E)SOC_{Bat_max} \end{cases} \quad (25)$$

۳-۴-۲- مدیریت همزمان ریسک و هزینه

از آنجاکه کاهش ظرفیت استاتیکی باعث افزایش هزینه‌ی ریزشبه می‌گردد و از آن طرف کاهش ظرفیت استاتیکی بمعنی افزایش ظرفیت دینامیکی می‌باشد که منجر به کاهش ریسک هزینه می‌گردد می‌بایست با توجه به میزان ریسک‌پذیری بهره‌بردار ریزشبه یک مصالحه بین میزان کاهش ریسک و میزان کاهش هزینه با تنظیم ظرفیت‌های دینامیکی و استاتیکی ایجاد گردد. برای این منظور تابع هزینه‌ی زیر را در نظر می‌گیریم [۲۲]:

$$\Delta Cost = Cost_{Real} - Cost_{Forecasted} \quad (26)$$

$$J = \zeta E \{ \Delta Cost \} + (1 - \zeta) Var \{ \Delta Cost \} \quad (27)$$

$$0 \leq \zeta \leq 1$$

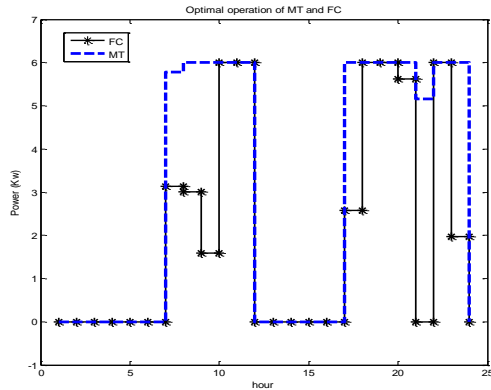
در اینجا ζ بین صفر و یک می‌باشد که هرچه به صفر نزدیکتر شود میزان ریسک‌پذیری کمتر را نشان می‌دهد.

هزینه‌های تعریف شده در این بخش کمی با بخش‌های قبل تفاوت می‌کند و آن اینست که بطور کلی اثر سیستم ذخیره‌ی انرژی بر روی هزینه فقط در هزینه‌ی واقعی Cost_{Real} ظاهر می‌شود و هزینه‌ی پیش‌بینی شده Cost_{Forecasted} بدون در نظر گرفتن نقش سیستم ذخیره‌ی انرژی می‌باشد. اختلاف این دو دارای یک واریانس و یک میانگین می‌باشد که میانگین آن با افزایش ظرفیت استاتیکی کاهش می‌یابد و واریانس آن با افزایش ظرفیت دینامیکی کاهش می‌یابد.

در شکل ۴ ماژول سیستم مدیریت همزمان ریسک و هزینه نمایش داده شده است [۲۲]. در این سیستم ابتدا داده‌های پیش‌بینی به سیستم مدیریت انرژی غیربلادرنگ داده می‌شوند و با توجه به نقطه کار بهینه بدست آمده برای عملکرد میکروتوربین و پیل سوختی، هزینه‌ی

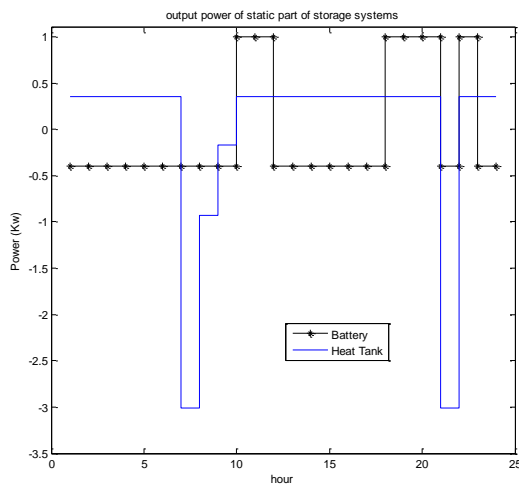
جدول ۱. مقادیر فرض شده برای پارامترهای مدل ریزشبه

پارامتر	مقدار
η_{boiler}	۰.۹
η_{th_FC}	۰.۷
η_{th_MT}	۰.۸۵
$LHV (NG)$	۳۵.۲ MJ/Nm ³
ρ_{fuel}	۰.۰۱۵ \$/Kwh
ϵ_{ST}	۰.۹۵
ϵ_{Bat}	۰.۹۸
SOH_{min}	۱ kWh
SOC_{min}	۰.۶ kWh
SOH_{max}	۱۰ kWh
SOC_{max}	6.5 kWh



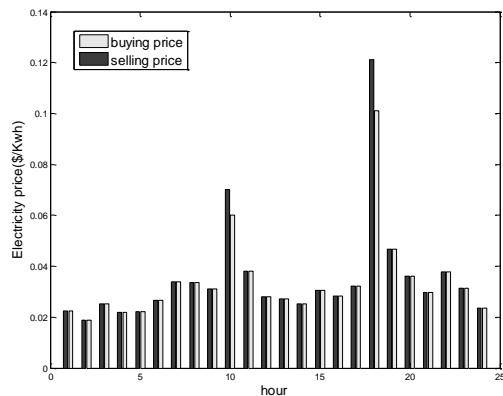
شکل (۷): عملکرد بهینه‌ی واحدهای میکروتوربین و پیل سوختی

در شکل (۹) توان مبادله‌شده با شبکه و توان خروجی بویلر کمکی در حضور عملکرد هوشمند ریزشبه نشان داده شده است. در ساعات گرانی برق توان مبادله شده با شبکه منفی می‌باشد که بمعنی فروش برق به شبکه از طرف ریزشبه می‌باشد. شبیه‌سازی ماژول مدیریت همزمان ریسک و هزینه برای مقادیر مختلف ظرفیت استاتیکی و دینامیکی باتری و تانک گرما در حضور ۵٪ انحراف معیار برای داده‌های پیش بینی مصارف گرمایی و الکتریکی انجام شده است. جهت شبیه سازی از روش مونت کارلو با استفاده از ۱۰۰ بار شبیه سازی استفاده شده است.



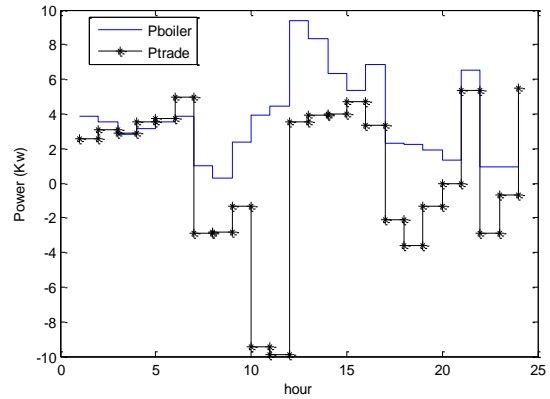
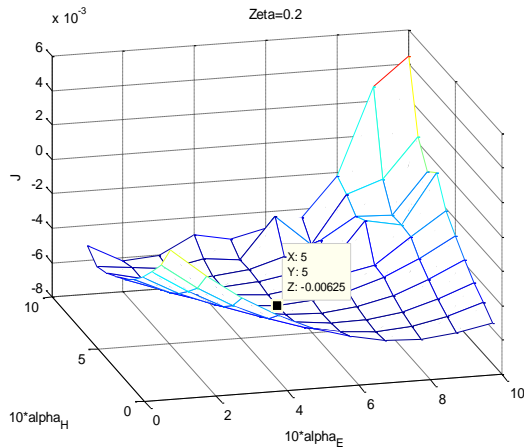
شکل (۸): عملکرد واحدهای ذخیره انرژی الکتریکی و گرمایی

نتایج مربوط به عملکرد بهینه‌ی واحدها با تعرفه‌ی قیمت لحظه‌ای در شکل های (۷) و (۸) آورده شده است. با توجه به شکل (۷) می‌توان نتیجه گرفت که میکروتوربین در مقایسه با پیل سوختی در تامین همزمان بار الکتریکی و گرمایی دارای هزینه‌ی کمتری می‌باشد چراکه سهم بیشتری از تولید ریزشبه را شامل می‌شود.



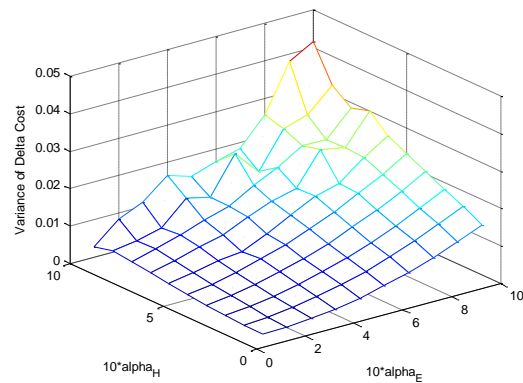
شکل (۹): پیش بینی میزان مصرف و تولید الکتریکی و گرمایی

در شکل (۸) عملکرد پیش‌بینی شده برای تانک گرما و باتری رسم شده است که تانک گرما در زمان‌های روشن بودن میکروتوربین در جهت افزایش بازدهی عملکرد میکروتوربین شارژ می‌گردد و در سایر زمان‌ها دشارژ می‌گردد. برنامه‌ریزی عملکرد باتری هم براساس تعرفه قیمت برق شکل می‌گیرد که در شکل (۸) نشان داده است.

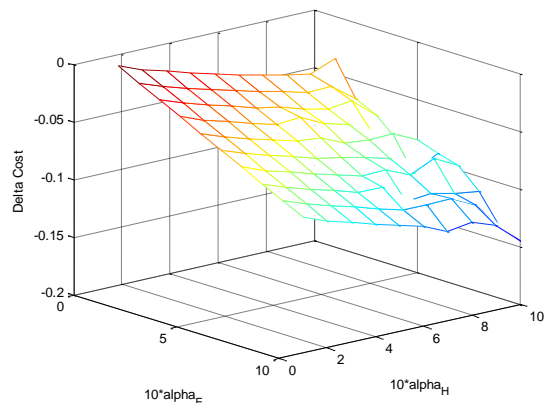


شکل (۹): توان خروجی بویلر و توان مبادله شده با شبکه

با توجه به شکل (۱۰) نمودار ریسک هزینه (واریانس هزینه) با افزایش ظرفیت دینامیکی کاهش می‌یابد و اثر افزایش ظرفیت دینامیکی باطری بر روی کاهش ریسک هزینه بیشتر می‌باشد که دلیل آن گرانتر بودن برق از گرما به ازای واحد توان می‌باشد.



شکل (۱۰): واریانس تغییر هزینه



شکل (۱۱): میانگین تغییر هزینه

در شکل (۱۱) اثر تغییر ظرفیت‌های استاتیکی منابع بر روی هزینه‌ی ریزشبه نشان داده شده است. کاهش ظرفیت استاتیکی ریزشبه منجر به افزایش هزینه‌ی ریزشبه می‌گردد.

در شکل (۱۲) نتیجه‌ی حاصل از مدیریت همزمان ریسک و هزینه بازای مقدار ریسک پذیری $\xi = 0.2$ رسم شده است.

شکل (۱۲): نمودار تابع هزینه‌ی مدیریت همزمان ریسک و هزینه همانطور که مشخص است فقط یک مقدار بهینه برای تابع هزینه وجود دارد که تعیین‌کننده‌ی ظرفیت بهینه‌ی دینامیکی و استاتیکی باطری و تانک ذخیره‌ی گرما می‌باشد.

در جدول (۲) مقادیر بهینه‌ی ظرفیت‌های دینامیکی و استاتیکی برای مقادیر مختلف ریسک‌پذیری بهره‌بردار ریزشبه آورده شده است. برای هر مقدار ریسک‌پذیری یک مقدار بهینه‌ی ظرفیت دینامیکی وجود دارد.

جدول (۲): نتایج شبیه‌سازی برای مقادیر مختلف ریسک‌پذیری

ξ	α_H^*	α_E^*	J^*
۰.۹	۱	۱	-۰.۱۲
۰.۵	۱	۱	-۰.۰۵
۰.۲	۰.۵	۰.۵	-۰.۰۰۶۵
۰.۱	۰.۲	۰.۲	-۰.۰۰۱۴

۴- نتیجه‌گیری

بهره‌برداری اقتصادی و بهینه از ریزشبه‌ها جهت بهبود بازدهی عملکرد و کاهش هزینه‌ها یکی از مهمترین نیازهای بهره‌بردار ریزشبه می‌باشد. بدلیل وجود ناپذیری در پیشبینی مصرف و تولید، بهره‌برداری اقتصادی ریزشبه‌ها دارای ریسک هزینه می‌باشد. در این مقاله یک مدل مناسب جهت برنامه‌ریزی عملکرد روزانه‌ی ریزشبه بگونه‌ای بیان شد که در آن با تقسیم ظرفیت سیستم‌های ذخیره انرژی به ظرفیت‌های استاتیکی و دینامیکی بهره‌بردار ریزشبه قادر به مدیریت ریسک هزینه‌ی خود باشد و حتی ریسک ناشی از خطای پیشبینی را به صفر برساند. همچنین با پیشنهاد مازول مدیریت همزمان ریسک و هزینه، بهره‌بردار با توجه به میزان ریسک‌پذیری خودش توانست یک مصالحه بین کاهش هزینه و کاهش ریسک با تنظیم ظرفیت‌های دینامیکی و استاتیکی برقرار کند.

مراجع

[1] M. Y. Nguyen, Y. T. Yoon, and N. H. Choi, "Dynamic programming formulation of micro-grid operation with

- [18] R.J. Yinger, "Behaviour of capstone and Honeywell microturbine generators during load changes". California Energy Commission; 2001.
- [19] W. Dengjia, L. Yanfeng, "Study on Heat Storage Tank of Solar Heating System," Digital Manufacturing and Automation (ICDMA), 2010 International Conference on , vol.2, no., pp.493,497, 18-20 Dec. 2010
- [20] R. Noroozian, H. Vahedi, "Optimal Management of MicroGrid Using Bacterial Foraging Algorithm", Proceedings of ICEE 2010, May 11-13, 2010. 978-1-4244-6760-0/10/\$26.00 ©2010 IEEE.
- [21] F. A. Mohamed, Heikki N. Koivo, "System modelling and online optimal management of MicroGrid using Mesh Adaptive Direct Search International", Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 32, Issue 5, June 2010, Pages 398–407.
- [22] E. Jalalabadi, A. Rahimi-Kian. "Real-Time Risk and Cost Management of a Grid Connected Micro-Grid" 22nd CIRED Conference, Sweden, Stockholm, June 2013.
- [23] W.D. Motamedi, A. Zareipour, H. Rosehart, "Electricity Price and Demand Forecasting in Smart Grids", Smart Grid, IEEE Transactions on, on page(s): 664 - 674 Volume: 3, Issue: 2, June 2012.
- [24] Energy Research Centre of the Netherlands (ECN). 2009. [Online]. Available: <http://www.energie.nl/>
- heat and electricity constraints," in Transmission & Distribution Conference & Exposition:Asia and Pacific, Oct. 2009, pp. 1-4.
- [2] Kueck, J.D., R.H. Staunton, S.D Labinov, B.J Kirby (2003). *Microgrid Energy Management System*. CERTS report, ORNL/TM-2002/242..
- [3] N. Hatzigiargyriou, H. Asona, R. Iravani, and C. Marnay, "Microgrids," IEEE Power Energy Mag., vol. 5, no. 4, pp. 78–94, Jul./Aug. 2007.
- [4] J. S. Katz, "Educating the smart grid," presented at the IEEE Energy2030 Conf., Atlanta, GA, Nov. 17–18, 2008.
- [5] C. Triki and A. Violi, "Dynamic pricing of electricity in retail markets," Q. J. Oper. Res., vol. 7, no. 1, pp. 21–36, Mar. 2009.
- [6] C. M. Colson and M. H. Nehrir, "A review of challenges to real-time power management of microgrids," presented at the 2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., Calgary, AB, Canada, PESGM 2009-001250.
- [7] شهبازنیا، مهدی، و سیدعلی طالقانی، "شبه سازی زمان و هزینه پروژۀ با آنالیز مونت کارلو"، ششمین کنگره ملی مهندسی عمران، سمنان، دانشگاه سمنان، ۱۳۹۰.
- [8] L.R. Phillips, "Algorithmic approaches to reducing risk in power system operation," Systems Conference, 2007 1st Annual IEEE , vol., no., pp.1,7, 9-13 April 2007
- [9] A. Aminifar, F. Fotuhi-Firuzabad, M. Safdarian, "Optimal PMU Placement Based on Probabilistic Cost/Benefit Analysis," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.28, no.1, pp.566,567, Feb. 2013
- [10] N. Popovic, S. Popovic, "A risk management procedure for supply restoration in distribution networks," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.19, no.1, pp.221,228, Feb. 2004
- [11] A. Zangeneh, S. Jadid, A. Rahimi-Kian, "Uncertainty based distributed generation expansion planning in electricity markets", Elec. Eng., Springer-Verlag 2010, in press.
- [12] Singh, Arunesh Kumar, Ibraheem, Khatoun, S. Muazzam, Md. Chaturvedi, D.K., "Load forecasting techniques and methodologies: A review," Power, Control and Embedded Systems (ICPCES), 2012 2nd International Conference on , vol., no., pp.1,10, 17-19 Dec. 2012
- [13] Moreno-Chaparro, C. Salcedo-Lagos, J. Rivas, E. Canon, A.O., "State of the art of electricity demand forecasting based on wavelet analysis and a nonlinear autoregressive model NAR," Engineering Applications (WEA), 2012 Workshop on , vol., no., pp.1,6, 2-4 May 2012
- [14] F. Barbir and T. Gomez. "Efficiency and economics of proton exchange membrane PEM fuel cell". Int. Journal of Hydrogen Energy, 21(10):891 – 901, October 1996.
- [15] T. Kreutz and J. Ogden, "Assessment of hydrogen-fueled proton exchange membrane fuel cells for distributed generation and cogeneration". In Proc. of the 2000 US DOE Hydrogen Program Review, United States Department of Energy, 2000.
- [16] J. W. Jung, A. Keyhani, "Modeling and Control of Fuel Cell Based Distributed Generation Systems in a Standalone AC Power Supply," Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, vol. 2, no. 1, 2005.
- [17] F.A. Mohamed, H.N Koivo, "System Modelling and Online Optimal Management of MicroGrid Using Multiobjective Optimization," Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on , vol., no., pp.148,153, 21-23 May 2007