مجله
پژوهش های مدیریت
شماره ۸۵ - تابستان ۱۳۸۹

تحلیل ریسک مالی سیستم‌های CHP در شرایط عدم قطعیت

دکتر سید علی بهبهانی نیا *
دکتر مجید عمیدپور **
بهرام تسلطی***
پریسا بهبهانی‌نیا****

چکیده

طرح های تولید همزمان برق و حرارت[1] (CHP)، یکی از متداول ترین روش‌ها در افزایش راندمان مصرف انرژی است. با توجه به عدم قطعیت پارامترهای اقتصادی توجیه پذیری اقتصادی این سیستم بسیار دشوار است. در این تحقیق ریسک اقتصادی سرمایه گذاری در سیستم‌های CHP، با روش مونت کارلو انجام شده است. با استفاده از آمار قیمت سوخت و برق در سالهای گذشته توزیع‌های احتمالی آنها محاسبه شده و همبستگی بین پارامترها بررسی شده است.

در این کار دو استراتژی متفاوت برای مدل ارائه شده است. استراتژی اول بر اساس قیمت‌های کنونی انرژی و استراتژی دوم بر مبنای قیمت‌های تمام شده انرژی بدون اعمال یارانه دولتی در نظر گرفته شده است. در هر دو مورد روند افزایش قیمت‌ها بر اساس توزیع‌های بدست آمده از افزایش قیمت‌ها در سالهای گذشته بوده است. عدم قطعیت پارامترهای ورودی مدل از طریق روش مونت کارلو در سرتاسر مدل اعمال شده و نتایج بصورت توزیع احتمال دوره بازگشت سرمایه، NPV و IRR بدست آمده است. نتایج نشان داده است که با افزایش قیمت‌های انرژی، اقتصاد طرح‌های تولید همزمان بهبود یافته و روند منظم افزایش قیمت انرژی می‌تواند تضمین کننده سود آوری طرح‌های بهینه سازی مصرف سوخت باشد.

واژگان کلیدی :

تولید همزمان، تحلیل ریسک، مونت کارلو، بازگشت سرمایه، کوجنریشن

* استادیار، دانشکده مکانیک دانشگاه صنعتی خواجه نصیر الدین طوسی (alibehbahaninia@kntu.ac.ir)
تهران – میدان ونک – خیابان ملاصدرا – خیابان پردیس – دانشکده مکانیک دانشگاه صنعتی خواجه نصیر الدین طوسی
** دانشیار، دانشکده مکانیک دانشگاه صنعتی خواجه نصیر الدین طوسی (Amidpour @kntu.ac.ir)
تهران – میدان ونک – خیابان ملاصدرا – خیابان پردیس – دانشکده مکانیک دانشگاه صنعتی خواجه نصیر الدین طوسی
*** دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی سیستم های انرژی، دانشگاه صنعتی خواجه نصیر الدین طوسی (Btasaloti@gmail.com)
تهران – میدان ونک – خیابان ملاصدرا – خیابان پردیس – دانشکده مکانیک دانشگاه صنعتی خواجه نصیر الدین طوسی
**** دانش آموخته کارشناسی ارشد حسابداری، دانشگاه تهران
تهران- پل گیشا- دانشکده مدیریت و حسابداری دانشگاه تهران

نویسنده مسئول یا طرف مکاتبه : دکتر سید علی بهبهانی نیا

1 .Combined Heating and Power

تاریخ دریافت مقاله : ۸۷/۱۰/۱۵ تاریخ اصلاحات مقاله : ۸۷/۱۱/۱۹ تاریخ پذیرش مقاله : ۸۷/۱۱/۲۹

مقدمه

در کشور ایران به علت ارزان بودن انرژی و پایین بودن سهم هزینه‌های انرژی به سایر هزینه‌ها در سبد هزینه خانوار، تاکنون درخصوص چگونگی مصرف انرژی در ساختمان و راههای کاهش مصرف آن اقدامی اساسی انجام نشده است. اما به تدریج که قیمت انرژی مصرفی با توجه به جهانی شدن اقتصاد و تجارت، خود را به سطح قیمت‌های بین المللی می‌رساند و نسبت بالاتری را در هزینه خانواده پیدا می‌کند، مصرف و اتلاف بی‌رویه آن به سرمایه‌های ملی و چرخه اقتصادی کشور لطمه زده همچنین محیط زیست را نیز در معرض خطر قرار می‌دهد. لذا یافتن راه کارهایی برای بهینه سازی مصرف انرژی در ساختمانهای مسکونی، بیمارستانها، ادارات و مراکز خدماتی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است (موسوی خلخالی و حاجی سقطی، ۱۳۷۹ ، ۸۹). فن آوری های تولید همزمان، برق و یا توان مکانیکی تولید نموده و حرارت اتلافی را برای مصارف مختلف بازیافت می‌نمایند. با بازیافت مقداری از حرارت در مبدل‌های حرارتی، بازدهی کل سیستم به مقدار قابل ملاحظه‌ای افزایش می‌یابد که با تولید برق، حرارت مورد نیاز مراکز تجاری، صنعتی و عمومی نیز به طور همزمان تامین می‌گردد (شرکت فنی و مهندسی نکو اندیشان بهسازی، ۱۳۸۵ ، ۲۷۴).

سرمایه گذاری در زمینه روش‌های تولید همزمان نیازمند تحلیل اقتصادی می‌باشد. پارامترهای تاثیر گذار در تحلیل‌های اقتصادی در بسیاری از موارد به صورت قطعی مشخص نمی‌باشند. عدم قطعیت در مواردی در رابطه با پارامترهای اقتصادی مانند هزینه‌های انرژی می‌باشد و در مواردی مانند توربین‌های بادی در طبیعت انرژی باد نهفته است. در این رابطه استفاده از روش‌های تحلیل ریسک می‌توانند در تصمیم گیری اقتصادی به کار گرفته شوند. برای بررسی عدم قطعیت سرعت باد در تحلیل مالی پروژه توربین باد، A. C. N. Salles و همکاران در سال ۲۰۰۴، از دو روش معروف مونت کارلو و باکس و جنکینز[1] (که به روش ARMA[2] نیز معروف است)، استفاده نمودند. این کار که بر مبنای شاخص های مالی محاسبه شده در تحلیل ریسک صورت گرفته، سرمایه گذار را کمک می کند تا با دید بهتر و مطمئن‌تر تصمیم گیری کند (Salles ، 2004، 457-462).

با توجه به عدم قطعیت در قیمت انرژی، M.Wickari و R. Madlener در سال ۲۰۰۷، تصمیم گیری برای پذیرش یا به تاخیر انداختن احداث یک واحد صنعتی را منوط به اقتصادی بودن آن، بهمراه هزینه بویلر یا هزینه سیستم تولید همزمان نمودند. همچنین تغییرات نتایج را با اعمال مالیات بر CO2 بررسی کردند. این کار با فرض که افزایش قیمت سوخت و الکتریسیته از حرکت ژئومتریک براونین[3] پیروی می کند، انجام شده است. اما بعلت دشواری حل معادله حرکت ژئومتریک براونین دو متغیره، معادلات برای حالت یک متغیره ساده سازی شده که در هر بار حل مدل قیمت سوخت یا الکتریسیته ثابت فرض شده است (Wickari & Madlener, 2007, 934-952).

در سال 2007، F. AL-Mansour و M. Kozu با استفاده از روش مونت کارلو ، تحلیل ریسک اقتصادی سیستم CHP را برای یک بیمارستان کوچک بررسی نمودند. سه پارامتر غیر قطعی در مدل در نظر گرفته شد که شامل هزینه سرمایه گذاری، هزینه سوخت (گاز طبیعی) و قیمت الکتریسیته بود. روش‌های بکار رفته در تحلیل اقتصادی این کار، شامل دوره بازگشت سرمایه وIRR است (AL_Mansour & Kozuh, 2007, 1905-1916).

در تحقیق حاضر سعی گردیده است تا با در نظر گرفتن مقایر واقعی پارامترها در اقتصاد ایران، آستانه استفاده از تکنولوژی CHP در بخش ساختمانی، بطور ویژه بیمارستان‌های کوچک، بررسی گردد.

۲- تعریف مساله

اجرای طرح های تولید همزمان می تواند سبب تامین برق مطمئن برای دارندگان آن، پشتیبانی از شبکه و پیک سایی[4] گردد. با توجه به قطعی‌های مکرر برق در

1 . Box and Jenkins

2 . Auto Regressive and Moving Average

3 .Geometric Brownian Motion

4 . Peack shaving

سالهای اخیر و مشکل تامین برق مطمئن در ایران، این موضوع برای کاربردهای حساس مانند بیمارستان‌ها، صنایع شیمیایی و برخی شرکت‌ها، از اهمیت بالایی برخوردار است.

با توجه به دیدگاه منفی عمومی نسبت به آتیه اقتصاد طرح‌های تولید همزمان و با هدف حمایت از اجرای پروژه‌های تولید همزمان کوچک و میکرو، در این تحقیق، مدل برای دو استراتژی از وضعیت محتمل فعلی و آتی، اجرا می‌شود تا سود آوری اجرای طرح‌های تولید همزمان نسبت به شرایط مختلف اقتصادی آتی بررسی گردد.

بر خلاف روش‌های معمول که مقادیر قطعی در محاسبات وارد می‌شود، در این روش تحلیل‌ها بر مبنای ریسک سرمایه‌گذاری و عدم قطعیت در پارامترهای ورودی انجام شده است. عدم قطعیت در پارامترهای ورودی بطور دینامیک (متغییر با زمان) در سرتاسر مدل پراکنده شده و بر دامنه نتایج تاثیر خود را نشان می‌دهد که انجام آن با روش‌های قطعی محاسبه اقتصادی غیر کاربردی است. زیرا تخمین قطعی قیمت‌ها برای دوره‌های زمانی آتی بسیار دشوار است و می‌تواند گمراه کننده باشد، از اینرو استفاده از مدل‌های دینامیک با عدم قطعیت می‌تواند در حل این مسائل گره گشا باشد.

در این تحقیق سعی گردید کلیه قیمت‌های واقعی مطابق شرایط اقتصادی ایران، در مدل اعمال شده و از کلیه مشوق‌های دولتی برای بهبود اقتصاد طرح استفاده شود.

متدولوژی تحلیل ریسک

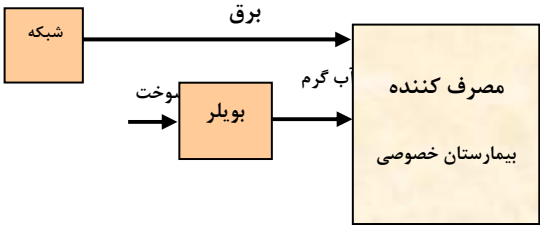
همانطور که پیشتر بیان شد، تصمیم‌گیری در شرایط عدم قطعیت در حضور عوامل تاثیر گذار متعدد بسیار دشوار است و تحلیل اقتصادی آن با روش‌های قطعی در عمل امکان پذیر نمی باشد. از این رو در مدلهای غیر قطعی، بجای استفاده از مقادیر معین از توزیع این پارامترها استفاده می گردد.

پارامترهای اقتصادی در نظر گرفته شده در این پروژه شامل هزینه سرمایه گذاری، درآمدهای پروژه و هزینه‌های بهره برداری می‌باشد. درآمدهای پروژه شامل مزیت‌های ناشی از تولید برق و حرارت نسبت به استراتژی خرید برق و تولید حرارت از طریق بویلرها می‌باشد.

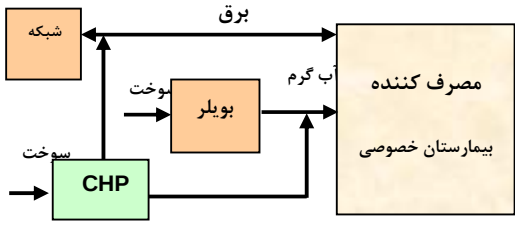
هزینه‌های پروژه شامل هزینه‌هایی است که بعلت بهره برداری از سیستم CHP جهت تعمیرات و نگهداری و سوخت بر سیستم تحمیل می‌گردد. از میان پارامترهای فوق، قیمت سوخت، قیمت برق و هزینه‌های بهره‌برداری، بعنوان پارامترهای غیرقطعی درنظر گرفته شد.

در شکل‌های ۱ و ۲ وضعیت سیستم تامین برق و به دو صورت: ۱) سیستم متداول و ۲) بکارگیری سیستم CHP نمایش داده شده است.

شکل ۱- وضعیت تامین نیاز برق، آب گرم در یک بیمارستان خصوصی کوچک



شکل ۲- وضعیت تامین نیاز برق، آب گرم در یک بیمارستان خصوصی کوچک بهمراه بهره برداری از سیستم CHP



برای تحلیل اقتصادی مدل در شرایط عدم قطعیت پارمترهای اقتصادی، از روش شبه مونت کارلو استفاده گردید. روش‌های مونت کارلو از جمله الگوریتم‌های محاسباتی هستند که نتایج را بر مبنای تکرار نمونه‌های رندم، محاسبه می‌کنند (Gentle, 2003, 381) ، (Glasserman, 2004, 596).

عدم قطعیت در مدل سازی سیستم CHP

روش‌های مونت کارلو برای محاسبات اقتصادی، فیزیک، شیمی فیزیک، زمینه‌های کابردی مرتبط و کاربردهای معکوس در محاسبات پیچیده کوانتومی، برای طراحی پوسته‌های حرارتی و سطوح آیرودینامیک بسیار اهمیت دارد.

شرکت‌های زیادی از جمله شرکت های وال استریت روش مونت کارلو را بعنوان یک ابزار مهم برای تصمیم گیری استفاده می‌کنند. شرکت ژنرال موتورز، شبیه سازی را برای مواردی مانند، میزان ریسک و بازده متوسط محصولات جدید، پیش بینی درآمد خالص شرکت، پیش بینی هزینه‌های ساختاری و خرید، تخمین میزان خطر پذیری در انواع مختلفی از ریسک بکار می‌برد.

قابل توجه است که بطور معمول استفاده از اعداد رندم واقعی در روش‌های مونت کارلو مورد نیاز نیست. بسیاری از تکنیک‌های بسیار مفید، از سری اعداد استفاده می کنند که آزمودن و اجرای مجدد آنها ساده تر است. تنها کیفیتی که برای ایجاد شبیه سازی مطلوب نیاز است، آنست که سری اعداد به مقدار کافی رندم بنظر برسند و پراکندگی مناسبی داشته باشند. استفاده از این تکنیک ها در روش مونت کارلو به روشهای شبه مونت کارلو[1] معروف هستند. از جمله روشهای شبه مونت کارلو می‌توان به دو دسته روش های کاهش واریانس و تولید سری‌ها اشاره نمود.

برای تولید سری اعداد بجای اعداد شبه رندم، از روش معروف هالتون[2] استفاده گردید. اگرچه این روش در تولید سری اعداد در ابعاد زیاد مناسب نمی‌باشد اما برای شرایط این تحقیق کاملا مناسب است. با توجه به امکانات محاسباتی نرم افزار اکسل، کل مدل با استفاده از امکان ماکرو نویسی در این نرم افزار انجام شد.

مدل سازی سیستم CHP

سیستم CHP باید قادر باشد، در کنار ملاحظات زیست محیطی و افزایش بهره‌وری مصرف انرژی، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری مربوطه را پوشش دهد. به منظور ساده‌تر شدن محاسبات معمولا کلیه واحدها یکسان سازی می‌شود، برای این منظور با داشتن مقدار انرژی حرارتی گاز طبیعی بهتر است قیمت آن از ریال بر متر مکعب به ریال بر کیلووات ساعت انرژی حرارتی تبدیل شود. به این ترتیب با محاسبه میزان انرژی مورد نیاز ساختمان، هزینه گاز مصرفی به راحتی قابل محاسبه می‌باشد. همچنین هزینه تعمیرات و نگهداری بصورت تابعی از KW برق تولیدی در نظر گرفته شد.

کل هزینه‌های یک سیستم CHP شامل هزینه‌های تعمیر و نگهداری و هزینه جاری مصرف سوخت می‌باشد.

$$OpCost = \alpha * PP \qquad (۱)$$

PP: میزان برق تولید شده (KW)

α : ضریب تبدیل میزان تولید برق به هزینه نگهداری و تعمیرات (R/KW)

$$Cost = GCost + OpCost \qquad (۲)$$

Cost : کل هزینه‌های جاری سیستم CHP

GCost: هزینه گاز مصرفی

OpCost: هزینه‌های تعمیرات و نگهداری

هزینه گاز مصرفی سسیستم CHP با توجه به ثابت بودن قیمت گاز مصرفی در طور شبانه روز و عدم وجود جریمه بر الگوی مصرف، به سادگی با تعرفه گاز نیروگاهی قابل محاسبه است.

$$GCost = CHP_{GC} * GPrice_{PP} \qquad (۳)$$

CHP_{GC}: گاز مصرفی سیستم CHP (KW)

1 .Quasi-Monte Carlo

2 .Halton Sequences

$GPrice_{PP}$: قیمت واحد گاز مصرفی بر مبنای تعرفه نیروگاهی (R/KW)

میزان مصرف گاز سیستم CHP برحسب میزان برق تولیدی موتور- ژنراتور از رابطه زیر قابل محاسبه است.

$$CHP_{GC} = GS_{NP} * GS_{PL} * OpHr / \eta_{GS,PL} \quad (۴)$$

GS_{NP}: ظرفیت اسمی موتور- ژنراتور (KW)

GS_{PL}: بار جزئی[1] موتور- ژنراتور

$\eta_{GS,PL}$: راندمان موتور- ژنراتور در بار جزئی مورد نظر

OpHr: ساعات بهره برداری از سیستم

کل درآمد حاصل از نصب سیستم CHP، ارزش برق تولید شده و کاهش مصرف سوخت بویلر در اثر تولید حرارت مجموعه CHP می‌باشد.

$$BENEFIT_{CHP} = PR + B_{DGC} * GPrice_B \quad (۵)$$

$$B_{DGC} = CHP_{GC} * (\eta_{CHP} - \eta_{GS,PL}) / \eta_B \quad (۶)$$

$BENEFIT_{CHP}$: درآمد ناشی از اجرای سیستم CHP

PR: درآمد حاصل از تولید برق

B_{DGC}: میزان کاهش مصرف سوخت بویلر

$GPrice_B$: قیمت واحد گاز مصرفی ساختمان بر مبنای تعرفه بیمارستانی (R/KW)

η_{CCHP}: راندمان کلی سیستم CHP

η_B : راندمان بویلر ساختمان

در مواردی مانند بازار برق ایران که قابلیت فروش برق به شبکه وجود دارد، همواره حداکثر قیمت ممکن در محاسبات لحاظ می‌شود و با توجه به اینکه معمولا قیمت خرید از شبکه گران تر از قیمت فروش می‌باشد. برق تولید مازاد بر مصرف به شبکه فروخته می‌شود. بنابر این:

$$\{PP_{E,i} = \begin{cases} PP_i - P_{d,i} & PP_i > P_{d,i} \\ 0 & P_{d,i} > PP_i \end{cases} \quad (۷)$$

که PP_i میزان برق تولید شده در لحظه i و $P_{d,i}$ میزان تقاضای مصرف برق ساختمان در لحظه i است. مقدار برق قابل فروش به شبکه در لحظه i برابر $PP_{E,i}$ است.

همچنین قیمت برق در ساعات مختلف شبانه روز به سه دسته تقسیم می‌شود، دوره کم باری، دوره متوسط و دوره پیک مصرف، از اینرو قیمت برق تولید شده برابر است با:

$$PR= (PP_L*T_L + PP_M*T_M + PP_P*T_P) + (PP_{L,E}*T_{L,E} + PP_{M,E}*T_{M,E} + PP_{P,E}*T_{P,E}) \quad (۸)$$

که PP_P، PP_M و PP_L به ترتیب برق تولیدی مصرف شده توسط تولید کننده در دوره زمانی پیک، میان باری و کم باری شبکه است و T_P ,T_M و T_L به ترتیب تعرفه خرید برق در دوره های زمانی پیک، میان باری و کم باری شبکه است. پارامترهای $PP_{P,E}$, $PP_{M,E}$ و $PP_{L,E}$ به ترتیب برق تولیدی فروخته شده به شبکه در دوره زمانی پیک، میان باری و کم باری شبکه است و $T_{P,E}$, $T_{M,E}$ و $T_{L,E}$ به ترتیب تعرفه فروش برق به شبکه در دوره‌های زمانی پیک، میان باری و کم باری شبکه است. چنانچه بتوان میزان فروش برق را بطور قطعی تعیین کرد، تعرفه فروش برق به نرخ، خرید تضمینی محاسبه خواهد شد.

بعلت سیاست‌های تشویقی دولت برای نصب سیستم‌های CHP، تعرفه فروش برق به شبکه که از تولید همزمان تامین شده باشد، بیشتر از نرخ خرید از شبکه با تعرفه بیمارستانی است. از اینرو فرمول (۱۸) بصورت زیر ساده می شود.

$$PR= (PP_{L,E}*T_{L,E} + PP_{M,E}*T_{M,E} + PP_{P,E}*T_{P,E}), \quad PP= PP_{L,E} + PP_{M,E} + PP_{P,E} \quad (۹)$$

معمولا انتخاب سایز سیستم های CHP بنحوی است که گاهی بطور شبانه روزی و گاهی بر طبق یک برنامه منظم در طول ساعات سال کارکنند. در اینصورت رابطه (۱۹) بصورت زیر ساده می شود.

$$PR= PP*T_{Ave} \quad (۱۰)$$

1 .Part-Load

T_{Ave}: میانگین تعرفه فروش برق به شبکه

سود حاصل از نصب سیستم CHP برابر اختلاف بین درآمد حاصل از سیستم CHP و هزینه‌های آن می‌باشد که با درنظر گرفتن تفاوت بین وضعیت گذشته (قبل از نصب CHP) و وضعیت آتی آن محاسبه شده است.

$$REVENUE = BENEFIT_{CHP} - Cost \qquad (۱۱)$$

REVENUE: سود حاصل از اجرای سیستم CHP که بصورت ماهانه محاسبه می‌گردد.

با در نظر گرفتن هزینه‌های سرمایه گذاری، سود حاصل از طرح، نرخ بهره و پیش بینی توزیع روند تغییرات قیمت های انرژی، نتایج بصورت هیستوگرام‌های توزیع احتمال پارامترهای NPV، IRR و دوره بازگشت سرمایه محاسبه می‌گردد.

مطالعه موردی

محاسبات انجام شده در این تحقیق بر مبنای سیستم CHP انتخاب شده برای یک بیمارستان کوچک انجام پذیرفت. ظرفیت تولید موتور-ژنراتور انتخاب شده ۱۴۱KW الکتریسیته و قابلیت بازیافت حرارت سیستم CHP برابر با ۱۳۳ KW حرارت است. طراحی بر اساس حداکثر کارکرد سیستم و بطور متوسط 16 ساعت در روز و ۲۹ روز در ماه انجام شد.

توابع توزیع پارامترهای مدل

با استفاده از آمار موجود قیمت پارامترهای غیر قطعی در سالهای گذشته، توزیع‌های معروف نرمال، لوگ نرمال، اکستریم[1] و ویبل[2] بر روی داده ها برآزش داده شد، که بهترین نتیجه مربوط به توزیع نرمال بود. همچنین همبستگی بین پارمترهای غیر قطعی بررسی گردید. بعلت آنکه در بسیاری از کشورها از جمله ایران قیمت سوخت تحت تاثیر سیاست گذاری‌های دولت است، از اینرو، رفتار تغییرات قیمت بصورت غیر قطعی و غیر قابل پیش بینی می‌باشد. همچنین جدا از سیاست گذاری‌های دولت، بخشی از هزینه‌های تولید برق را سوخت تشکیل می‌دهد، از اینرو وابسته بودن قیمت این دو پارامتر به یکدیگر غیر منطقی نخواهد بود. مستقل فرض کردن دو پارامتر وابسته در روش مونت کارلو سبب می‌شود تا در بسیاری از مواقع، روند تغییرات پارامترهای با یکدیگر نامتناسب باشد که سبب افزایش تولید نتایج غیر منطقی در خروجی مدل می‌گردد. از اینرو بررسی وابستگی متغییرها، اهمیت بسیار دارد.

هزینه سوخت

بطور معمول سوخت مصرفی بیمارستان برای مصارف تامین آب گرم و بخار جهت مصارف بیمارستانی و چیلر جذبی، گاز طبیعی می‌باشد. هزینه گاز مصرفی، بر اساس تعرفه این بخش ۱۴۰ ریال بر متر مکعب می‌باشد (دفتر برنامه ریزی کلان برق و انرژی، ۱۳۸۷، ۶۶۹). در شرایط بکارگیری سیستم CHP میزان مصرف سوخت این سیستم به کل مصرف سوخت بیمارستان افزوده شده و در مقابل از بار حرارتی بویلرها و در نتیجه مصرف سوخت بویلرها کاهش می‌یابد. بطور کلی بعلت تولید برق در سیستم جدید میزان مصرف سوخت افزایش خواهد یافت. با توجه به سیاست‌های حمایتی از طرح‌های CHP، قیمت سوخت مصرفی، طبق تعرفه نیروگاهی و برابر ۲۹/۳ ریال بر متر مکعب محاسبه می‌شود.

آمار موجود از میانگین تعرفه قیمت گاز در سال‌های گذشته در جدول ۲ ارائه شده است. مطابق با آمار موجود در جدول ۲، افزایش قیمت‌ها در هر سال محاسبه و توزیع‌های مختلف برای آن درنظر گرفته شد.

بهترین برآزش انجام شده برای توزیع نرمال بدست آمد. اما با توجه به ارتباط نزدیک قیمت گاز و برق و تاثیر گذاری قیمت گاز بر قیمت برق، نیاز بود تا ارتباط روند افزایش قیمت‌های با یکدیگر مورد ارزیابی قرار گیرد. از اینرو، قیمت‌های گاز و برق در یک نمودار رسم گردید. در شکل۳ رگرسیون خطی بر روند تغییرات قیمت گاز و برق برآزش داده شده است و همانطور که مشاهده می شود، ضریب همبستگی آنها (٪) ۹۹/۵= r^2 است. با

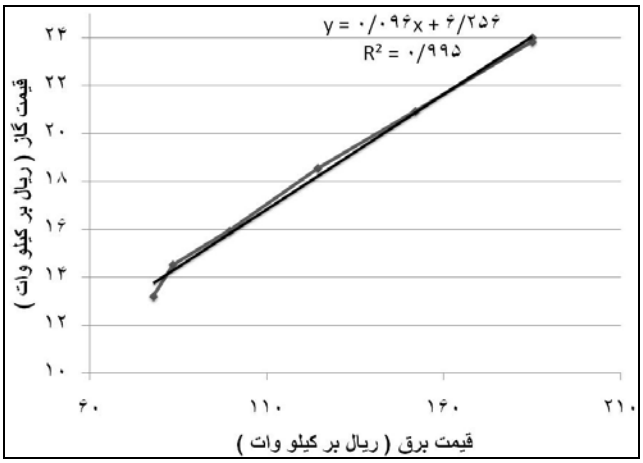
1 .Extreme Value
2 .Weibull

توجه به اینکه قیمت‌های گاز طبیعی و برق بصورت دولتی تعیین و مصوب می‌شود و تابع بازار رقابتی و هزینه‌های تولید نمی‌باشد، وجود همبستگی زیاد بین روند تغییرات قیمت گاز طبیعی و برق، می‌تواند بیانگر اعمال یک استراتژی واحد بر آنها باشد. از اینرو فرقی نمی‌کند که کدام یک را تابع دیگری درنظر گرفت، زیرا هر دو پارامتر وابسته و تابعی از پارامتر اصلی هستند و تنها با داشتن قیمت یکی از آنها می‌توان قیمت پارامتر دیگر را برآورد نمود.

جدول ۲ – قیمت گاز مصرف در بخش صنعت بر حسب ریال بر متر مکعب
(دفتر برنامه ریزی کلان برق و انرژی، ۱۳۸۷، ۶۶۹)

سال / نوع مصرف	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
صنعتی	۱۰۴,۵	۱۱۵	۱۲۱,۷	۱۳۱	۱۳۹,۸	۱۴۰

شکل ۳ – رگرسیون خطی برازش شده بر منحنی قیمت گاز- برق



هزینه برق

تعرفه برق در بخش بیمارستان‌های کوچک بطور متوسط ۲۹۱ ریال بر کیلو وات ساعت است. لازم به ذکر است که مصارف بیمارستانی شامل جریمه‌های افزایش مصرف مازاد بر الگوی مصرف نمی‌باشند و قیمت برق مصرفی آنها به صورت مقطوع محاسبه می گردد(دفتر وزیر نیرو، ۱۳۸۶، ۱۵). میزان تعرفه خرید تضمینی برق از سیستم‌های CHP با تولید بخار، ۳۵۰ ریال بر کیلو وات ساعت است که این میزان الکتریسیته میتواند به شبکه فروخته شود یا توسط خود تولید کننده مصرف شود.

بمنظور افزایش قابلیت اطمینان، بهتر است تا برق مصرفی بیمارستان از محل ژنراتورها، تامین و در صورت بروز هر گونه مشکل در تولید برق، از شبکه سراسری استفاده گردد.

بر طبق آمار موجود، روند افزایش قیمت برق برای یک دوره ۱۰ ساله تهیه گردیدکه در جدول (۳) ارائه شده است. بر طبق آمار بدست آمده، اختلاف و درصد اختلاف قیمت نسبت به قیمت سال قبل (فرمول ۲۲)، محاسبه و توزیع‌های مختلف بر روی آن تست گردید.

در میان توزیع‌های مختلف، توزیع نرمال بیشترین سازگاری در تطابق با سری اعداد محاسبه شده را نشان داد. میزان ضریب همبستگی توزیع نرمال برای سری اطلاعات درصد اختلاف قیمت سالانه برق، R^2=٪۹۱ می‌باشد. درصد اختلاف قیمت سالانه بصورت زیر محاسبه می شود.

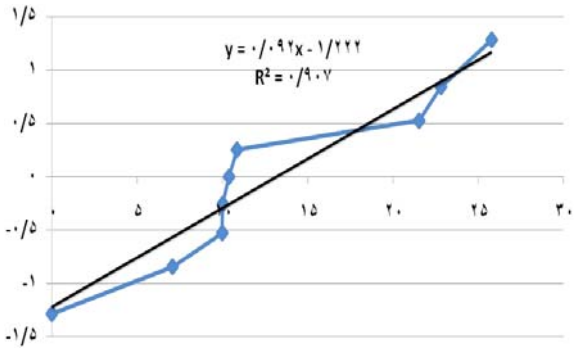
(۱۲)

$$\text{درصد اختلاف قیمت قیمت سالانه برق} = \frac{PP_t - PP_{t-1}}{PP_{t-1}} * 100$$

PP_t: قیمت متوسط برق در سال t

PP_{t-1}: قیمت متوسط برق در سال t-۱

شکل ۴- برازش منحنی توزیع نرمال بر اختلاف درصدی قیمت سالانه برق



با توجه به شکل (۴) معادله توزیع نرمال درصد افزایش قیمت برق قابل محاسبه می باشد. مقدار واریانس توزیع برابر ۱۰/۸۷ و میانگین توزیع برابر ۱۳/۲۸ بدست آمده است.

جدول ۳ – قیمت متوسط برق در بخش صنعت ایران (ریال بر کیلو وات ساعت) (دفتر برنامه ریزی کلان برق انرژی، ۱۳۸۷، ۶۶۹)

سال / نوع مصرف	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
صنعتی	۶۶,۴۶	۸۳,۶۱	۱۰۲,۷	۱۱۳	۱۲۱	۱۳۳,۶	۱۴۶,۹	۱۶۲,۹	۱۹۸	۱۹۸

خصوصیات مدل

سیستم CHP می‌بایست تقاضای آب گرم (بخار) بیمارستان (ساختمان) را در طی ۱۲ ماه سال تا حد امکان پوشش دهد. با توجه به امکان فروش برق به شبکه، برق تولیدی به بالاترین تعرفه ممکن فروخته می شود که می‌تواند شامل تامین هزینه برق بیمارستان در جایگزینی با هزینه خرید از شبکه باشد و یا فروش برق بطور مستقیم به شبکه که در این حالت نیز می تواند به مصرف تولید کننده یا شبکه برسد. اما باید توجه داشت که شبکه معمولا علاقمند به خرید برق بطور کامل (خرید تضمینی) یا در ساعات پیک می‌باشد. درآمد بدست آمده از تولید برق و میزان صرفجویی در مصرف گاز بویلر، بعنوان سود پروژه در نظر گرفته می‌شود. نهایتا با در نظر گرفتن هزینه‌های تعمیر و نگهداری و بالاسری می‌توان به درآمد خالص ماهانه پروژه دست یافت.

با داشتن هزینه سرمایه گذاری و درآمد خالص ماهانه از عملکرد سیستم، با استفاده از روش‌های دوره بازگشت سرمایه، NPV و IRR ، عملکرد اقتصادی سیستم مورد ارزیابی واقع می‌شود(Hansen & Moven, 2005, 896). اما بر خلاف روش‌های معمول که میزان پارامترهای اقتصادی بصورت اعداد قطعی مشخص می‌شود، خروجی این برنامه برای پارامترهای فوق بصورت دیاگرام‌های توزیع احتمال می‌باشد که توسط روش مونت کارلو تهیه می‌گردد. با استفاده از توزیع‌های آماری موجود و بصورت تصادفی، قیمت برق و گاز در ابتدای هر سال افزایش می‌یابد. همچنین هزینه‌های تعمیر و نگهداری با نرخ ۱۵٪ در ابتدای هر سال افزایش خواهد یافت. همانطور که در ادامه آورده شده است، نتیجه مدل دیاگرام های توزیع احتمال می‌باشد که تصمیم گیران را قادر می‌سازد با توجه به سطح ریسک قابل قبول، نسبت به پذیرش یا رد سرمایه گذاری اقدام نمایند.

در کلیه محاسبات ارائه شده، نرخ بازگشت داخلی سرمایه (IRR) و ارزش کنونی سرمایه (NPV) برای دوره زمانی ۴ سال معادل ۴۸ ماه محاسبه شده است. بهره وام بانکی برابر ۲۰ درصد سالانه و با اقساط ماهانه در نظر گرفته شده است. هزینه تعمیرات و بهره برداری از سیستم ۱۴ ریال بر کیلو وات ساعت در نظر گرفته شده است که بعلت کوچک بودن سیستم، بیش از مقادیر متعارف لحاظ شده است. هزینه مجموعه CHP ۱/۵۰۰/۰۰۰ ریال بر کیلوات ظرفیت اسمی سیستم محاسبه شده است که برای یک موتور- ژنراتور KW ۱۷۷، ۰۰۰/۵۰۰/۲۶۵ ریال درنظر گرفته شد. با توجه به مشخص بودن قیمت‌ها در مرحله تصمیم‌گیری و با توجه به اینکه خرید تنها یکبار در طی پروژه منظور می‌شود، هزینه سرمایه گذاری اولیه طرح پارامتری ثابت در نظر گرفته شد.

راندمان موتور ۳۶٪، راندمان CHP ۷۰٪ و بار جزئی بهره برداری برابر ۸۰٪، فرض شده است. ساعت کارکرد سیستم ۵۵۶۸ ساعت در سال می باشد. در این تحقیق کلیه محاسبات پارامترهای اقتصادی با روش شبه مونت کارلو انجام شد و برای تولید سری اعداد در روش شبه مونت کارلو از روش هالتون استفاده گردید.

استراتژی های حاکم بر اقتصاد آتی انرژی

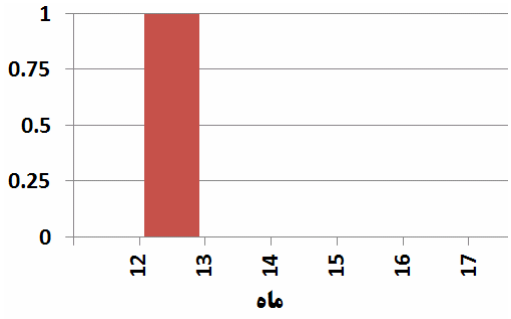
در این بخش استراتژی های مختلفی برای بهره برداری از مدل بکار گرفته می‌شود. با توجه به سیاست گذاری‌های

فعلی و سیاست گذاری‌ها محتمل آتی دولت، دو استراتژی اصلی تعریف گردیده است که در این بخش به اثرات اعمال این استراتژی‌ها بـر توسـعه و ریـسک سـرمایه گـذاری در بخش سیستم های CHP پرداخته می‌شود.

استراتژی ادامه روند قیمت‌ها بر پایه قیمت‌های کنونی

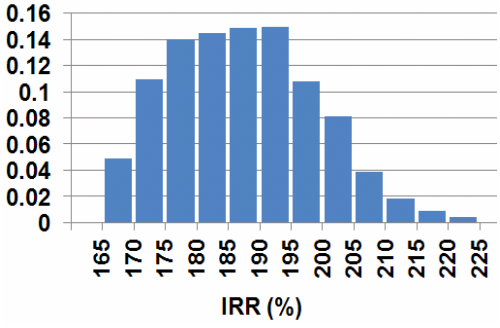
در استراتژی نخست فرض گردیـده اسـت کـه بـر اسـاس قیمت‌های کنـونی و توزیـع‌هـای آمـاری گذشـته حـداقل مطابق روند گذشته افزایش قیمت‌ها ادامه یابد. با توجه بـه افزایش شدید قیمت‌های جهانی انرژی در طی چنـد سـال گذشته و سیاست گذاری دولت مبنی بر ثابـت نگهداشـتن قیمت سوخت در طی این سالها، افزایش شدید قیمت انواع سوخت بسیار محتمل است که برنامه ریزی‌های دولت نیـز موید این سخن می‌باشد. از اینرو این استراتژی یک دیدگاه بسیار محافظه کارانه در تحلیل اقتـصادی سیـستم CHP است. همچنین لازم به یاد آوری است که با فرض موجـود بودن موتور-ژنراتور گاز سوز برای تامین برق اضطراری، در ایـن اسـتراتژی هزینـه موتـور- ژنراتـور در هزینـه سرمایه گذاری لحاظ نشده است.

شکل ۶- هیستوگرام توزیع احتمال دوره بازگشت سرمایه

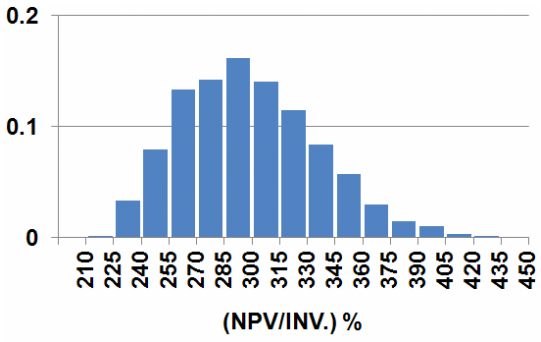


همانطور که در شکل ۶ مشاهده مـی‌شـود، دوره بازگـشت سرمایه نزدیک به یک سال است و در این شرایط می‌تـوان پیش بینی کرد که ریسک سرمایه گذاری کم و تـاثیر نـرخ بهره بر سرمایه گذاری اندک خواهد بود.

شکل ۷- نمودار توزیع احتمال IRR (برای یک دوره چهار ساله)



شکل ۸ - نمودار توزیع احتمال NPV نسبت به مبلغ سرمایه گذاری شده (در طی یک دوره چهار ساله)



شکل ۷ نرخ بازده داخلی سرمایه گذاری را نشان می‌دهد که در کل دامنه توزیع احتمال، نرخ سود بسیار زیاد است. در شکل ۸ سود آوری طرح با فرض وام با نرخ بهره ۲۰٪ و برای دوره چهار سال را نشان می دهد که به احتمال بیش از ۹۵٪ مقدار آن بین ۲/۴ تا ۳/۹ برابر مبلغ سرمایه گذاری است. همانطور که در فرمول ۲۳ آمده است، منظور از (NPV/INV.)%، مقدار NPV بخش بر مبلغ سرمایه گذاری شده، ضربدر صد می‌باشد. مشاهده می‌شود که در

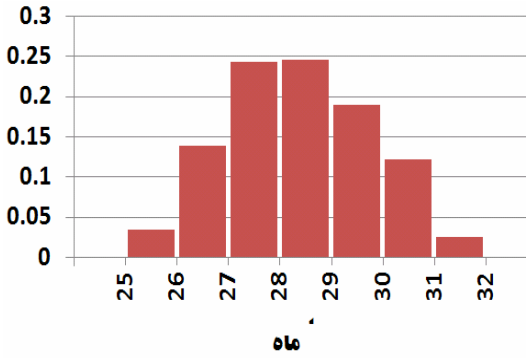
این استراتژی تمام پارامترهای اقتصادی، اجرای CHP را تایید می‌نمایند.

NPV/INV % =	NPV / مبلغ سرمایه‌گذاری	* 100	(۱۳)

استراتژی قیمت تمام شده

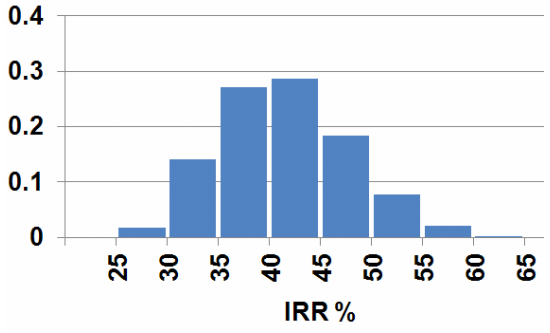
بر این اساس فرض می‌گردد، پروژه در شرایطی مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد که دولت قیمت سوخت و برق را بطور ناگهانی افزایش داده و به میزان قمیت تمام شده و بدون یارانه محاسبه نماید. در این شرایط قیمت برق ۸۰۰ ریال بر هر کیلووات ساعت و قیمت گاز برای مصارف بیمارستانی به ۷۷ ریال در هر کیلو وات افزایش خواهد یافت. در این شرایط نیز فرض می‌شود که در سالهای آتی قیمت انرژی ثابت نمانده و شاهد روند افزایش قیمت‌ها مطابق سالهای گذشته باشیم. از اینرو از توزیع‌های احتمال بدست آمده برای تخمین قیمت‌های انرژی در سالهای آتی استفاده می‌گردد. در این استراتژی اختلاف هزینه موتور-ژنراتو و مجموعه CHP با هزینه دیزل ژنراتور بعنوان هزینه سرمایه گذاری در نظر گرفته شد.

شکل ۹- هیستوگرام توزیع احتمال دوره بازگشت سرمایه



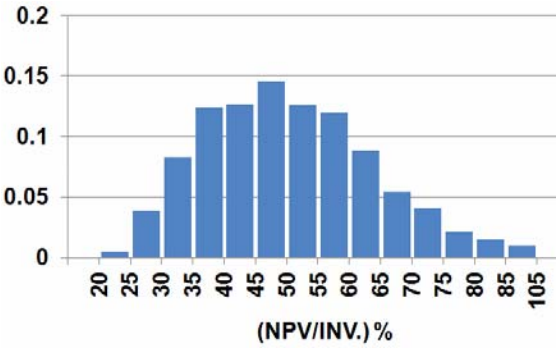
همانطور که در شکل ۹ مشاهده می شود، دوره بازگشت سرمایه بین ۲۵~۳۲ ماه است که سرمایه گذاری نسبتا قابل قبولی برای اجرای طرح تولید همزمان است.

شکل ۱۰- نمودار توزیع احتمال IRR (برای یک دوره چهار ساله)



شکل ۱۰ نشان می‌دهد که علیرغم افزایش هزینه سرمایه گذاری اولیه، بعلت افزایش قیمت‌های انرژی، سود آوری طرح همچنان بالا و به احتمال ۹۶٪ بین ۵۵~۳۰ درصد است.

شکل ۱۱ - نمودار توزیع احتمال NPV نسبت به مبلغ سرمایه گذاری شده (در طی یک دوره چهار ساله)



در شکل ۱۱ میزان ارزش فعلی سرمایه پس از یک دوره چهار ساله و با احتساب وام بانکی با نرخ بهره ۲۰٪ ، به احتمال ۹۵٪ بین ۲/۵ تا ۷/۵ برابر ارزش سرمایه گذاری است که در شرایط اقتصادی ایران سرمایه گذاری جذابی است.

نتیجه گیری و بحث

نتایج مدل نشان داد که بیمارستان‌ها یا شرکت‌هایی که مصرف انرژی حرارتی زیاد و مطابق یا بیشتر از ظرفیت سیستم برق اضطراری دارند (حدود ۱۶ ساعت در روز) و با توجه به کیفیت بالای ساخت موتورهای پیستونی گازسوز و آلودگی صوتی کمتر و نیز در دسترسی آسان به سوخت، چنانچه تمایل به نصب موتور- ژنراتور گازسوز داشته باشند، بسیار اقتصادی است که از سیستم CHP جهت تامین بخشی از نیاز حرارتی ساختمان استفاده کنند.

هرچقدر قیمت‌های انرژی به سمت قیمت‌های بازارهای جهانی نزدیکتر شود، سود آوری اجرای طرح‌های CHP افزایش می‌یابد. محاسبات نشان داد که با افزایش قیمت‌های انرژی به میزان قیمت تمام شده و وجود اختلاف در تعرفه سوخت بین مصارف ساختمان و نیروگاهی، با وجود هزینه‌های بالای موتور-ژنراتورهای گازسوز کوچک، اجرای میکرو CHP با ریسک کمی سودآورد خواهد بود.

با توجه به کاهش شدید قیمت تجهیزات در سایز متوسط که تا حدود ۵۰٪ در هر کیلووات ظرفیت اسمی سیستم نیز می‌رسد، انتظار می‌رود بکارگیری سیستم CHP برای محل‌های با تقاضای بالای حرارت، مانند بیمارستان‌های بزرگ، سردخانه‌ها، استخرها، حمام‌های عمومی و ...، در آستانه اقتصادی شدن قرار داشته باشند.

در تحلیل ریسک انجام شده به روش مونت کارلو، اطلاعات بیشتری به مدل ارائه شد و در نتیجه مدل، اطلاعات بیشتری از ریسک سرمایه گذاری و احتمال سودآوری در اختیار سرمایه گذاران قرار می‌دهد که در انتخاب یا عدم انتخاب سیستم تولید همزمان بسیار ارزشمند است.

منابع و مآخذ :

۱. دفتر برنامه ریزی کلان برق و انرژی(۱۳۸۵) « ترازنامه انرژی سال ۸۵» وزارت نیرو معاونت امور برق و انرژی، ص ۷۱۹.

۲. دفتر وزیر نیرو (۱۳۸۶) « تعرفه های برق و شرایط عمومی آنها» شرکت برق منطقه ای استان تهران، ص ۱۵.

۳. شرکت فنی ومهندسی نکو اندیشان بهسازی (۱۳۸۵) « گزارش بررسی فنی واقتصادی ومعرفی الگویی مناسب درخصوص استفاده از تولید همزمان برق و حرارت در بخش ساختمان» سازمان بهینه سازی مصرف سوخت کشور، ص ۱۷۸.

۴. موسوی خلخالی سید محمد صادق، حاجی سقطی ساسان (۱۳۷۹) « پروژه مدیریت مصرف انرژی در یک نمونه بیمارستان ۴۰۰ تختخوابی» معاونت امور انرژی وزارت نیرو، ص ۸۹.

5. Al-Mansour F., Kozˇuh M. a. "Risk analysis for CHP decision making within the conditions of an open electricity market" Energy, Vol.32, p 1905–1916.
6. Gentle J. E. (2003) "Random Number Generation and Monte Carlo Methods" SPRINGER, p 381.
7. Salles A. C. N., Melo A. C. G., Legey L. F. L.(2004) "Risk Analysis Methodologies for Financial Evaluation of Wind Energy Power Generation Projects in the Brazilian System" , 8" International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, September 12-16, p 457-462.
8. Wickart M., Madlener R. (2007) "Optimal technology choice and investment timing: A stochastic model of industrial cogeneration vs. heat-only production", Energy Economics; Vol.29, p 934–952.
9. Glasserman P. (2004) "Monte Carlo Methods in financial Engineering« SPRINGER, p 596.
10. Hansen D.R., M.M.Moven, (2005) "Managenent Accounting« South-Western College Pub, p 896