Archive of SID

مدلی ترکیبی از بهینه‌سازی مقاوم برای مدیریت روز پیشرو شبکه‌های توزیع فعال

رضا ابولی[۱]، دانشجوی دکتری؛ مریم رمضانی[۲]، دانشیار؛ حمید فلقی[۳]، دانشیار
۱-دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه بیرجند-بیرجند- ایران - rezaaboli@birjand.ac.ir
۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه بیرجند-بیرجند- ایران - mramezani@birjand.ac.ir
۳- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه بیرجند-بیرجند- ایران - falaghi@birjand.ac.ir

چکیده: در این مقاله، مدلی ترکیبی از بهینه‌سازی مقاوم روز پیشرو برای شبکه‌های توزیع فعال با لحاظ شرایط زمان حقیقی ارائه‌شده است. حفظ ساختار محدب مسئله با لحاظ محدودیت‌های شبکه و تلفات توان، از مهم‌ترین هدف این مقاله در چگونگی مدل‌سازی مقاوم عدم قطعیت‌ها است. برای این‌منظور از ترکیب بهینه‌سازی مقاوم با تحقق بدترین حالت از وقوع و رویکرد ریسک‌گریز تئوری تصمیم‌گیری شکاف اطلاعاتی برای مدلسازی عدم قطعیت‌های شرایط زمان حقیقی استفاده شده است. در مدل پیشنهادی، عدم قطعیت قیمت بازار زمان حقیقی با روش اول و پارامترهای نامطمئن بار و تولید تجدیدپذیر با روش دوم مدل‌سازی شده‌اند. علاوه بر آن، برای داشتن یک مدل دقیق از برنامه‌ریزی روز پیشرو در حضور شرایط نامطمئن زمان حقیقی، یک فرمول‌بندی جدید مبتنی بر بهینه‌سازی دوسطحی تجزیه بندرز پیشنهادشده است. در سطح اول این مدل، مسئله روز پیشرو قرار دارد که یک مدل خطی و قطعی آمیخته با اعداد صحیح است. برنامه‌ریزی اولیه واحدها و میزان تبادل توان با بازار روز پیشرو در مقادیر پیش‌بینی‌شده پارامترهای نامطمئن در این سطح تعیین می‌شود. مسئله زمان حقیقی با لحاظ عدم قطعیت‌ها در سطح دوم قرار داده‌شده است. این مساله یک مدل محدب مقاوم است که هدف آن، بهینه‌سازی هزینه تغییر در تولید منابع قابل‌برنامه‌ریزی و تعیین میزان تبادل توان با بازار زمان حقیقی جهت پوشش عدم قطعیت‌ها و محدودیت‌های شبکه است.

واژه‌های کلیدی: بهینه‌سازی مقاوم، تئوری تصمیم‌گیری شکاف اطلاعاتی، بازار روز پیشرو، بازار زمان حقیقی، بهینه‌سازی دوسطحی.

A Hybrid Robust Optimization Model for Day-Ahead Management of Active Distribution Networks

Reza Aboli, PhD student[1]; Maryam Ramezani, Associate professor[2]; Hamid Falaghi, Associate professor[3]

1- Faculty of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran, rezaaboli@birjand.ac.ir
2- Faculty of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran, mramezani@birjand.ac.ir
3- Faculty of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran, falaghi@birjand.ac.ir

Abstract: In this paper, a hybrid day-ahead robust optimization model is presented for the optimal operation of active distribution networks subject to real-time operation. Maintaining the convex structure of the problem with load flow equations is the most important goal in how to robust modeling of uncertainties. For this purpose, the combination of the robust optimization with the worst case realization and risk-averse model of information-gap decision theory has been applied for real-time uncertainties modeling. The first approach is used for the uncertainty modeling of the real-time market price and the latter is used for modeling of the loads and renewable generations uncertainties. A new and more accurate formulation is presented for modeling of the day-ahead planning in the presence of uncertain real-time operation based on two-stage optimization of the benders decomposition. The day-ahead optimization is formulated in the first stage as a deterministic mixed integer linear programming. Initial dispatch of the generators and power exchange with the day-ahead market are determined in the first stage. At the second stage, the real-time optimization has been placed with the aim of redispatch of the generators and power exchange with the real-time market in the presence of the uncertainties and network constraints.

Keywords: Robust optimization, Info-gap decision theory, Day-ahead market, Real-time market, Two-level optimization.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۶/۰۳/۲۴
تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۶/۰۹/۰۶
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۶/۰۹/۱۲
نام نویسنده مسئول: مریم رمضانی
نشانی نویسنده مسئول: ایران -بیرجند - بلوار دانشگاه- پردیس شوکت‌آباد - دانشگاه بیرجند - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- گروه مهندسی قدرت

www.SID.ir

Archive of SID

۱ -مقدمه

در حال حاضر شبکه‌های توزیع به دلیل نفوذ روزافزون انواع منابع تولید پراکنده در مقیاس کوچک و تجدید ساختار در صنعت برق، در حال گذر از حالت پسیو به فعال می‌باشند [۱]. در شبکه‌های فعال، امکان تبادل توان در هر دو جهت خرید و فروش انرژی وجود دارد. برخلاف شبکه‌های توزیع سنتی، بهره‌برداری بهینه از شبکه‌های توزیع فعال[۱] از چالش‌ها و پیچیدگی‌های بیشتری برخوردار است. دلیل اصلی این پیچیدگی را می‌توان ناشی از عدم قطعیت تولیدات تجدیدپذیر و امکان مشارکت در بازارهای مختلف انرژی، نظیر بازارهای روز پیشرو و زمان حقیقی دانست.

در سال‌های اخیر در کنار تغییر ساختار در شبکه‌های توزیع، مبحث ریزشبکه‌ها[۲] نیز به‌عنوان یک شبکه‌ی فعال مطرح‌شده است. ریزشبکه‌ها به‌عنوان یک شبکه توزیع فعال در مقیاسی کوچک‌تر، شامل انواع منابع انرژی قابل‌برنامه‌ریزی و تجدیدپذیر بوده که در آن‌ها نقش ذخیره‌سازهای انرژی و بارهای قابل‌کنترل بسیار پررنگ است. این شبکه‌ها قادر به بهره‌برداری در هر دو شرایط اتصال به شبکه بالادست و انفصال از آن هستند [۲]. بطوریکه در شرایط اتصال، قادر به دریافت یا ارسال توان به شبکه بالادست (که عموماً شبکه‌های توزیع است) می‌باشند. به‌طورکلی در شبکه‌های فعال می‌توان برنامه‌ریزی بهینه از شبکه را در چند مرحله به انجام رساند. در مرحله اول با شرکت در بازار روز پیشرو[۳] که قبل از شروع هرروز تسویه می‌شود [۳]، میزان تبادل توان در این بازار و همچنین برنامه‌ریزی اولیه واحدهای قابل‌کنترل انجام می‌شود. ازآنجاکه در برنامه‌ریزی روز پیشرو مقدار دقیق تولیدات تجدیدپذیر و بارها در دسترس نیست، لذا از مقدار پیش‌بینی‌شده آن‌ها استفاده می‌شود. در چنین حالتی، برنامه‌ریزی مجدد واحدهای قابل‌کنترل در شرایط نزدیک به زمان حقیقی، جهت پوشش عدم قطعیت‌ها، لازم است. علاوه بر آن در چنین شرایطی امکان تبادل توان با بازار زمان حقیقی[۴] نیز که تقریباً چند دقیقه قبل از هر ساعت تسویه می‌شود [۳]، وجود خواهد داشت و بهره‌بردار می‌تواند کمبود و یا مازاد تولید خود را از طریق این بازار جبران نماید. ازآنجاکه خروجی برنامه‌ریزی روز پیشرو، برنامه‌ریزی زمان حقیقی را تحت تأثیر قرار می‌دهد، لذا برنامه‌ریزی روز پیشرو را می‌توان یک مدل قطعی مقید به شرایط نامطمئن زمان حقیقی دانست.

نحوه مدل‌سازی برنامه‌ریزی روز پیشرو در حضور عدم قطعیت‌های شرایط زمان حقیقی، یکی از مهم‌ترین چالش‌ها در بهره‌برداری بهینه از شبکه‌های توزیع فعال است. مدل‌سازی می‌بایست در عین کارآمدی و قابل‌حل بودن، بتواند ویژگی‌های کامل سیستم را دربربگیرد. این بدان معنی است که روش اعمالی عدم قطعیت‌ها به مسئله اصلی، منجر به تغییر ساختار آن و پیچیده‌تر شدن آن نشود. عموماً مسئله برنامه‌ریزی روز پیشرو بدون لحاظ محدودیت‌های شبکه به‌صورت یک مدل خطی و یا برنامه‌ریزی درجه ۲ مدل‌سازی می‌شود. چراکه اعمال مستقیم این محدودیت‌ها منجر به غیرخطی شدن مسئله شده که چندان مطلوب نیست. ازآنجاکه اکثر شبکه‌های توزیع دارای ساختاری شعاعی می‌باشند، لذا به‌راحتی می‌توان مدل خطی این شبکه‌ها را بدون لحاظ تلفات [۴، ۵] و یا مدل محدب[۵] آن را با در نظر گرفتن تلفات [۶، ۷]، جایگزین معادلات غیرخطی کرد. بنابراین در بهترین حالت، برنامه‌ریزی روز پیشرو شامل یک مسئله با ساختار محدب خواهد بود که حفظ این ساختار در کنار مدل‌سازی عدم قطعیت‌های زمان حقیقی چالش نهایی خواهد بود.

تاکنون مطالعات متعددی جهت برنامه‌ریزی روز پیشرو شبکه‌های توزیع فعال و ریزشبکه‌ها انجام‌شده است. در [۸-۱۵]، از رویکرد تصادفی مبتنی بر سناریو[۶] جهت مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها استفاده‌شده است. این رویکرد در عین سادگی، دارای محدودیت‌هایی ازجمله نیاز به توزیع احتمالی پارامترهای نامطمئن و افزایش ابعاد مسئله با افزایش سناریوها است [۱۶]. روش‌های بهینه‌سازی مقاوم[۷] یکی دیگر از روش‌ها مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها است که برخلاف رویکرد تصادفی مبتنی بر سناریو به اطلاعات کمتری از پارامترهای نامطمئن نیاز دارد و افزایش کمتری در ابعاد مسئله ایجاد می‌کند. همین مزیت، منجر به استفاده گسترده از این روش در مسائل مختلف سیستم‌های قدرت و ریزشبکه‌ها شده است [۱۶-۲۵]. از مهم‌ترین روش‌های بهینه‌سازی مقاوم می‌توان به روش بهینه‌سازی مقاوم مبتنی بر تحقیق بدترین حالت از وقوع عدم قطعیت‌ها [۲۶] و تئوری شکاف اطلاعاتی[۸] نام برد [۲۷]. تقریباً در هر دو روش، متغیرهای اصلی مسئله طوری تعیین می‌شوند که مسئله نسبت به بدترین تغییر پارامتر نامطمئن نسبت به مقدار پیش‌بینی‌شده آن مقاوم باشد. درروش اول، این مورد با حداکثر سازی مسئله روی پارامتر نامطمئن حاصل می‌شود، که در آن پارامتر نامطمئن قابل‌تغییر در یک بازه‌ی از پیش تعیین‌شده است. درروش دوم، حداکثر مقدار تابع هدف با تغییر پارامتر نامطمئن طوری حاصل می‌شود که مقدار آن از یک حد مشخصی از مقدار پایه بیشتر نگردد. در [۲۳] از رویکرد بهینه‌سازی مبتنی بر تحقق بدترین حالت از وقوع عدم قطعیت‌ها جهت مدیریت مقاوم انرژی در نیروگاه‌های مجازی استفاده‌شده است. در کنار دو روش پرکاربرد فوق، در [۲۸-۳۰]، از رویکرد مقید تصادفی[۹] جهت مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها استفاده‌شده است. مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها با رویکرد مقید تصادفی عموماً منجر به غیرخطی شدن مسئله شده که خطی‌سازی و یا محدب نمودن آن با پیچیدگی‌های زیادی همراه است. در [۳۱] از روش بهبودیافته تخمین نقطه‌ای برای مدل‌سازی عدم قطعیت تولیدات بادی جهت بهره‌برداری بهینه از یک شبکه توزیع با چند ریزشبکه استفاده‌شده است. بهره‌برداری زمان حقیقی از ریزشبکه‌ها با لحاظ عدم قطعیت در قیمت بازار و همچنین تولیدات تجدیدپذیر در [۶] با استفاده از بهینه‌سازی لیاپانوف انجام‌شده است. در این مطالعه تنها بازار زمان حقیقی موردتوجه بوده و مدل‌سازی روز پیشرو انجام‌نشده است. در [۳۲] نیز بر اساس روش بهینه‌سازی لیاپانوف[۱۰] مدلی برخط جهت بهره‌برداری بهینه از ریزشبکه‌ها ارائه‌شده است. در [۳۳]، روشی توزیع‌شده مبتنی بر الگوریتم نیکایدو-ایزودا و الگوریتم‌های آزاده شده جهت مشارکت

www.SID.ir

Archive of SID

ریزشبکه‌های متصل به یکدیگر در بازار خرده‌فروشی پیشنهادشده است.

در اکثر مطالعات فوق از مدل‌سازی محدودیت‌های شبکه صرف‌نظر شده و یا مدل خطی [۳۴] جایگزین مدل غیرخطی شده است. در [۴، ۵] با لحاظ محدودیت‌های خطی شبکه و صرف‌نظر از تلفات، مسئله برنامه‌ریزی روز پیشرو از شبکه‌های توزیع چند ریز شبکه‌ای مدل‌سازی شده است. از مدل محدب محدودیت‌های شبکه در [۶، ۷] استفاده‌شده است، که معادلات پایه آن مبتنی بر فرمول‌بندی [۳۴] است. در [۷] حل مسئله توزیع‌شده توان راکتیو جهت کمینه‌سازی تلفات در شبکه‌های توزیع انجام‌شده است.

علاوه بر چالش مدل‌سازی محدودیت‌های شبکه که تنها مطالعات اندکی در آن شده است، مدل‌سازی هم‌زمان برنامه‌ریزی روز پیشرو در کنار شرایط نامطمئن زمان حقیقی نیز یکی دیگر از چالش‌های است که توجه کمتری به آن شده است [۱۰-۸]. هرچند که در به مدار آورد نیروگاه‌ها نیز مطالعاتی در این زمینه انجام‌شده است [۳۵، ۳۶]، ولیکن نوع مدل‌سازی شرایط در این نوع مطالعات متفاوت است. چراکه در این مطالعات تنها هدف مسئله، تعیین برنامه‌ریزی واحدهای تولیدی در حضور عدم قطعیت تولیدات تجدیدپذیر است بطوریکه می‌توان برنامه‌ریزی مجدد واحدها را جهت پوشش عدم قطعیت‌ها در شرایط زمان حقیقی انجام داد. حال‌آنکه در این مطالعات، همانند مطالعات انجام‌شده درزمینه ریزشبکه‌ها، از رویکرد تصادفی مبتنی بر سناریو استفاده‌شده است. در [۸]، بهره‌برداری بهینه از یک شبکه توزیع فعال، با لحاظ عدم قطعیت در بار و قیمت بازار زمان حقیقی، با استفاده از رویکرد تصادفی مبتنی بر سناریو انجام‌شده است. مسئله در دو مرحله روز پیشرو و زمان حقیقی مدل‌سازی شده است که در آن برای مدل‌سازی محدودیت‌های شبکه به ترتیب از مدل پخش بار DC و مدل غیرخطی AC استفاده‌شده است. در [۹] از رویکرد بهینه‌سازی مقاوم در ترکیب با سناریو جهت برنامه‌ریزی روز پیشرو ریزشبکه‌ها با لحاظ شرایط نامطمئن زمان حقیقی استفاده‌شده است. در این مطالعه که هدف اصلی آن ارائه یک استراتژی پیشنهاد توان است، قیمت بازار روز پیشرو نیز نامطمئن در نظر گرفته‌شده است و جهت مدل‌سازی عدم قطعیت آن در کنار تولیدات تجدیدپذیر از روش تصادفی مبتنی بر سناریو استفاده‌شده است. حال‌آنکه قیمت بازار زمان حقیقی به‌صورت مقاوم مدل‌سازی شده و از محدودیت‌های شبکه صرف‌نظر شده است.

همان‌طور که قبلاً نیز اشاره شد، نوع روش بکار رفته در مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها، در ساختار نهایی مدل مسئله تأثیرگذار است. یکی از مزایایی که روش تصادفی مبتنی بر سناریو دارد، عدم‌تغییر در ساختار مسئله با لحاظ عدم قطعیت‌ها است، بطوریکه در [۳۶] حتی از این روش برای محدب سازی ساختار غیرخطی مسئله استفاده‌شده است. اما افزایش ابعاد مسئله و وابستگی به نوع توزیع پارامتر نامطمئن از معایب آن به شمار می‌رود. در بکار گیری رویکرد مقاوم [۱۶] درصورتی‌که مدل مسئله از حالت خطی خارج شود حل آن با این روش بسیار پیچیده خواهد شد. بنابراین در ارائه مدل مقاوم برنامه‌ریزی روز پیشرو با لحاظ عدم قطعیت‌های زمان حقیقی، چالش اصلی حفظ ساختار محدب مسئله جهت دستیابی به جواب‌های بهینه است. بر این اساس در این مقاله، مدلی ترکیبی از روش‌های مقاوم جهت مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها ارائه‌شده است که در آن می‌توان با لحاظ مدل محدب محدودیت‌های شبکه، ساختار اصلی مسئله یعنی برنامه‌ریزی محدب روز پیشرو را حفظ نمود. در مدل پیشنهادی با توجه به ساختار پایه‌ای مسئله، عدم قطعیت قیمت بازار زمان حقیقی به‌صورت مقاوم مبتنی بر تحقیق بدترین حالت از وقوع آن مدل‌سازی شده است. عدم قطعیت بار و تولیدات تجدیدپذیر نیز که در محدودیت‌های مسئله قرار دارند با تئوری شکاف اطلاعاتی مدل‌سازی شده است. برای مدل‌سازی کاملاً مقاوم مسئله با رویکرد پیشنهادی، معقول‌ترین جواب‌ها با تجزیه مسئله اصلی به دو مسئله روز پیشرو و زمان حقیقی حاصل می‌شود. که برای این منظور با استفاده از الگوریتم تجزیه بندرز[11] مسئله کلی به یک مسئله اصلی شامل برنامه‌ریزی روز پیشرو با مدل قطعی و خطی آمیخته با اعداد صحیح و یک زیرمساله شامل برنامه‌ریزی روز پیشرو با مدل محدب مقاوم تقسیم‌بندی شده است. در این مدل‌سازی، محدودیت‌های شبکه به زیرمساله انتقال داده‌شده است. به‌طور خلاصه، در مسئله اصلی، برنامه‌ریزی روز پیشرو بدون لحاظ عدم قطعیت‌ها و محدودیت‌های شبکه و با مقادیر پیش‌بینی‌شده عدم قطعیت‌ها حل می‌گردد. زیرمساله نیز که شامل برنامه‌ریزی زمان حقیقی است، جهت پوشش عدم قطعیت‌ها و همچنین محدودیت‌های شبکه اقدام به تبادل توان با بازار زمان حقیقی و برنامه‌ریزی مجدد واحدهای قابل‌کنترل می‌نماید.

بطورخلاصه نوآوری مقاله به شرح زیر است:

- ارائه مدلی کاملاً مقاوم برای مدل‌سازی هم‌زمان عدم قطعیت‌های قیمت بازار زمان حقیقی، بار و تولیدات تجدیدپذیر با استفاده از ترکیب مدل‌سازی مقاوم با تحقق بدترین حالت از وقوع عدم قطعیت‌ها و تئوری شکاف اطلاعاتی که حفظ ساختار پایه‌ای مسئله (ساختار محدب) از مهم‌ترین ویژگی آن است. مدلی که برخلاف روش تصادفی مبتنی بر سناریو منجر به افزایش تصاعدی ابعاد مسئله نمی‌گردد و برای بهره‌برداران ریسک‌گریز بسیار مناسب است. علاوه بر آن تنها به اطلاعات کمی از پارامترهای نامطمئن نیاز است.
- فرمول‌بندی متفاوت مسئله در دو بخش روز پیشرو و زمان حقیقی، به‌منظور جلوگیری از تبادلات غیرمعقول توان بین بازارهای روز پیشرو و زمان حقیقی. چراکه با استفاده از رویکرد مقاوم پیشنهادی، مدل‌سازی هم‌زمان این دو بخش در قالب یک مجموعه‌ی مشترک از محدودیت‌ها، منجر به تبادلات نامعقول توان بین متغیرهای بازار زمان حقیقی و روز پیشرو می‌گردد.
- به‌کارگیری الگوریتم تجزیه بندرز جهت حل بهینه مدل MICP[12] پیشنهادی با تجزیه مدل به یک مسئله اصلی MILP[13] و یک

www.SID.ir

Archive of SID

زیرمساله CP[۱۴] که برای هرکدام در مدت‌زمان چندجمله‌ای حل‌کننده‌های خوبی نظیر CPLEX و CONOPT وجود دارد.

۲ -فرمول‌بندی برنامه‌ریزی روز پیشرو شبکه توزیع فعال

۲ ۱ -مدل کلی

در این مقاله فرض شده است که شبکه توزیع فعال به‌صورت پذیرنده قیمت عمل می‌کند. از طرفی معمولاً بازار روز پیشرو نیز قبل از شروع روز (برای هر ساعت از ۲۴ ساعت آینده) تسویه می‌شود [۳]. بنابراین با توجه به نزدیکی زمان تسویه بازار روز پیشرو و برنامه‌ریزی روز پیشرو، در این مقاله فرض شده است که شرکت توزیع می‌تواند با آگاهی کامل از قیمت بازار روز پیشرو [۸] و صرف‌نظر از عدم قطعیت آن، اقدام به برنامه‌ریزی روز پیشرو نماید. این در حالی است که به‌راحتی می‌توان با استفاده از رویکرد مقاوم پیشنهادی، عدم قطعیت قیمت بازار روز پیشرو را نیز در مدل مسئله وارد نمود. ازآنجاکه قیمت بازار روز پیشرو برای هر ساعت از برنامه‌ریزی مشخص و بدون عدم قطعیت فرض شده است، لذا تعیین میزان تبادل توان با این بازار و برنامه‌ریزی اولیه واحدهای قابل‌کنترل هدف اصلی خواهد بود. در چنین شرایطی توان خروجی واحدهای تجدیدپذیر مشخص نبوده و مقدار پیش‌بینی‌شده آن همراه با عدم قطعیت خواهد بود. علاوه بر آن، شرایط نزدیک به زمان حقیقی نیز که در آن امکان برنامه‌ریزی مجدد واحدها و تبادل توان با بازار زمان حقیقی وجود دارد، روی برنامه‌ریزی روز پیشرو تأثیرگذار خواهد بود. بنابراین حل مسئله روز پیشرو با لحاظ شرایط زمان حقیقی و عدم قطعیت‌های مربوط به آن، می‌تواند خروجی‌های دقیق‌تر و مؤثرتری را به دنبال داشته باشد. با توجه به این موضوع، فرمول‌بندی کلی برنامه‌ریزی روز پیشرو یک شبکه توزیع فعال همراه با شرایط نامطمئن زمان حقیقی به‌صورت روابط (۱)-(۱۱) بیان می‌شود.

P.1:

$$\min \sum_t \sum_i \left(C_{t,i}\left(\mathrm{p}_{t,i} + \kappa^{+}_{t,i} - \kappa^{-}_{t,i}\right) + \mathrm{su}_{t,i} \right) + \sum_t \sigma^{d}_{t} \tau^{d}_{t} + \sum_t \tilde{\sigma}^{r}_{t} \Delta\tau^{r}_{t} \qquad (۱)$$

Subject to:

$$\mathrm{p}^{\min}_{i} \mathrm{I}_{t,i} \le \mathrm{p}_{t,i} \le \mathrm{p}^{\max}_{i} \mathrm{I}_{t,i} \quad ; \forall t,i \qquad (۲)$$

$$\left(\kappa^{+}_{t,i} - \kappa^{-}_{t,i}\right) + \Delta\tau^{r}_{t} + f^{p}_{t,i} + \mathrm{p}_{t,i} + \tilde{\mathrm{w}}_{t,i} + \tau^{d}_{t} = \tilde{l}^{p}_{t,i} + \mathrm{r}_i \, ls_{t,i} + \sum_j a_{i,j} f^{p}_{t,\mathrm{j}} \quad ; \forall t,i \qquad (۳)$$

$$\mathrm{q}_{t,i} + \tau^{q}_{t} + f^{q}_{t,i} = l^{q}_{t,i} + \mathrm{x}_i \, ls_{t,i} + \sum_j a_{i,j} f^{q}_{t,\mathrm{j}} \quad ; \forall t,i \qquad (۴)$$

$$ls_{t,i} = \frac{\left(f^{p}_{t,i}\right)^2 + \left(f^{q}_{t,i}\right)^2}{\left(\mathrm{v}_{t,i}\right)} \quad ; \forall t,i \qquad (۵)$$

$$-f^{p\max}_{i} \le f^{p}_{t,i} \le f^{p\max}_{i} \quad ; \forall t,i \qquad (۶)$$
$$-f^{q\max}_{i} \le f^{q}_{t,i} \le f^{q\max}_{i}$$

$$\nu^2_{t,i} + 2\left(r_i f^{p}_{t,i} + x_i f^{q}_{t,i}\right) = \sum_j a_{j,i} \nu^2_{t,i} + \left(\left(r_i\right)^2 + \left(x_i\right)^2\right) ls_{t,i} \quad ; \forall t,i \qquad (۷)$$

$$\mathrm{V}^{\min}_{i} \le \nu_{t,i} \le \mathrm{V}^{\max}_{i} \quad ; \forall t,i \qquad (۸)$$

$$0 \le \kappa^{+}_{t,i} \le \mathrm{p}^{\max}_{i} \mathrm{I}_{t,i} - \mathrm{p}_{t,i} \quad ; \forall t,i \qquad (۹)$$

$$0 \le \kappa^{-}_{t,i} \le \mathrm{p}_{t,i} - \mathrm{p}^{\min}_{i} \mathrm{I}_{t,i} \quad ; \forall t,i \qquad (۱۰)$$

$$\begin{aligned} &\Delta\tau^{r}_{t} = 0, \ \ \tau^{d}_{t} = 0 \ \text{ and } \ \tau^{q}_{t} = 0 && ;\forall t,\ i \ge 2 \\ &-\mathrm{Tr}^{\max} \le \Delta\tau^{r}_{t} + \tau^{d}_{t} \le \mathrm{Tr}^{\max} && ;\forall t,\ i = 1 \\ &-\mathrm{Tr}^{\mathrm{Q}\max} \le \tau^{q}_{t} \le \mathrm{Tr}^{\mathrm{Q}\max} && ;\forall t,\ i = 1 \end{aligned} \qquad (۱۱)$$

در تابع هدف (۱)، عبارت اول بیان‌کننده هزینه سوخت واحدهای تولیدی است که عموماً به‌صورت یک تابع درجه ۲ از توان تولیدی آن‌ها تعریف می‌شود. این عبارت شامل مجموع هزینه تولید توان در برنامه‌ریزی اولیه و هزینه تغییر تولید در شرایط زمان حقیقی است. عبارات دوم و سوم نیز به ترتیب هزینه تبادل توان با بازار مطمئن روز پیشرو و بازار نامطمئن زمان حقیقی است. تولید توان در برنامه‌ریزی اولیه ژنراتورها مطابق با رابطه (۲) محدود می‌گردد. تعادل توان‌های اکتیو (۳) و راکتیو (۴) تضمین می‌نماید که مجموع توان تولیدی و مبادله‌ای با بازارهای روز پیشرو و زمان حقیقی برابر با میزان تقاضای بار و تلفات توان خطوط است. ضریب مربوط به تلفات توان اکتیو و راکتیو $\left(ls_{t,i}\right)$ به‌صورت تابعی غیرخطی از توان‌های عبوری از خطوط با و ولتاژ باس‌ها در (۵) بیان‌شده است. رابطه (۶) بیانگر محدودیت توان‌های اکتیو و راکتیو عبوری از خطوط است. رابطه مربوط به محاسبه ولتاژ باس‌ها و محدوده مجاز تغییرات آن‌ها در (۷) و (۸) فرمول‌بندی شده است. ازآنجاکه شبکه به‌صورت شعاعی فرض شده است، لذا در رابطه (۷) عبارت $\sum_j a_{j,i} \nu^2_{t,i}$ بیانگر توان دوم ولتاژ باس ماقبل باس i ام است. چراکه همواره هر باس i تنها به یک باس j در ریشه متصل است. روابط (۹) و (۱۰) به ترتیب تغییرات مجاز در افزایش و کاهش توان تولیدی ژنراتورها را نسبت به برنامه‌ریزی اولیه بیان می‌کنند. تبادل توان با شبکه بالادست هم از طریق بازار روز پیشرو و هم بازار زمان حقیقی قابل انجام است. مجموع این تبادلات می‌بایست در محدوده ظرفیت خط ارتباطی با شبکه بالادست (پست فوق توزیع) طبق رابطه (۱۱) محدود گردد. لازم به ذکر است که روابط (۳) تا (۷) بیانگر معادلات حاکم بر شبکه بوده [۳۴] که در آن فرض شده است که شبکه توزیع دارای ساختار شعاعی است. در رابطه (۳)، (۴) و (۷)، $a_{i,j}$ بیانگر ارتباط بین باس‌های i ام و j ام است. درصورتی‌که باس i ام به باس j ام متصل باشد دارای مقدار یک و در غیر این صورت صفر خواهد بود. برای مدل‌سازی معادلات پخش بار، از روش

www.SID.ir

Archive of SID

معروف و پرکاربرد پخش بار DistFlow استفاده‌شده است که جزئیات مربوط به آن در [۳۴] قابل‌دسترس است. هرچند که در این بخش شبکه شعاعی فرض شده است ولی مدل پیشنهادی برای آرایش‌های مختلف با ساختار محدب قابل‌پیاده‌سازی است.

۲ ۲ -مدل محدب مسئله P.1

طبق تعریف [۳۷]، یک مسئله بهینه‌سازی در صورتی محدب خواهد بود که تابع هدف و قیود نامساوی آن دارای تابعی محدب از متغیرها باشد. علاوه بر آن قیود مساوی نیز می‌بایست از ساختاری خطی برخوردار باشند. با توجه به این تعریف، مسئله P.1 به دلیل وجود پارامترهای نامطمئن $\tilde{\sigma}^r$، $\tilde{w}$ و $\tilde{l}$ و همچنین قیود مساوی (۵) و (۷)، یک مسئله غیر محدب است. در مورد پارامترهای نامطمئن، نحوه مدل‌سازی عدم قطعیت‌های مرتبط با آن‌ها در این قضیه تعیین‌کننده خواهد بود. اما با فرض ثابت بودن این پارامترها و بر اساس روش محدب سازی ارائه‌شده در [۳۸] برای شبکه‌های توزیع شعاعی، مسئله P.1 در صورتی محدب خواهد شد که قید مساوی (۵) به‌صورت رابطه نامساوی (۱۲) تعریف شود. علاوه بر آن در رابطه‌ی (۷) نیز با یک تغییر متغیر ساده، $v_{t,i}^2$ با $\mathrm{v}_{t,i}$ جایگزین می‌گردد. تا بدین‌صورت قید مساوی (۷) تبدیل به یک رابطه خطی به فرم (۱۳) گردد. با این تغییر متغیر و با به توان دوم رساندن قید (۸) این قید نیز به‌صورت قید (۱۴) بازنویسی می‌شود. لازم به ذکر است که این نوع مدل‌سازی، لزوماً محدب نیست و برای اطمینان از محدب بودن آن لازم است که جواب‌های بهینه مسئله آزادشده در معادله (۵) صدق کند [۳۸]. از طرفی در [۳۹] نشان داده‌شده که تحت یک سری شرایط خاص، محدب بودن مسئله قبل از اجرای آن قابل‌بررسی است. بر اساس همین شرایط، محدب بودن انواع شبکه‌های توزیع استاندارد و حتی شبکه‌های واقعی در بدترین شرایط اثبات‌شده است. بر همین اساس در این مقاله فرض شده است که شرایط [۳۹] برای شبکه موردمطالعه صادق است. هرچند که به‌صورت عددی نیز رابطه (۵) بررسی خواهد شد.

$$ls_{t,i} \geq \frac{\left(f_{t,i}^{p}\right)^2+\left(f_{t,i}^{q}\right)^2}{\left(\mathrm{v}_{t,i}\right)} \qquad ;\forall t,i \qquad (۱۲)$$

$$\mathrm{v}_{t,i}+2\left(r_i f_{t,i}^{p}+x_i f_{t,i}^{q}\right)= \sum_j a_{j,i}\mathrm{v}_{t,i}+\left((r_i)^2+(x_i)^2\right)ls_{t,i} \qquad ;\forall t,i \qquad (۱۳)$$

$$\left(\mathrm{V}_i^{\min}\right)^2 \leq \mathrm{v}_{t,i} \leq \left(\mathrm{V}_i^{\max}\right)^2 \qquad ;\forall t,i \qquad (۱۴)$$

۳ -مدل‌سازی مقاوم عدم قطعیت قیمت بازار زمان حقیقی

برای مدل‌سازی عدم قطعیت قیمت بازار زمان حقیقی به روش مقاوم تحقق بهینگی بدترین حالت از عدم قطعیت‌ها [۲۶]، می‌بایست مدل P.1 به فرم مدل P.2 بازنویسی شود. در این روش، بدترین حالت از وقوع قیمت بازار زمان حقیقی که منجر به افزایش بیشتر تابع هدف می‌شود، با لحاظ تعادل بین بهینگی و محافظه‌کاری تعیین می‌شود. بر این اساس، طبق مدل P.2 تابع هدف (۱) روی پارامتر نامطمئن قیمت بازار زمان حقیقی مطابق با رابطه (۱۵) و محدودیت (۱۶) بیشینه می‌گردد. این بدان معنی است که پارامتر نامطمئن قیمت بازار زمان حقیقی چه مقدار تعیین شود که حداقل هزینه‌ها بیشینه شود. لازم به ذکر است که مدل P.2 شامل تمام محدودیت‌های (۳)، (۴)، (۶)، (۹)-(۱۱) و (۱۲)-(۱۴) نیز است، که در مجموعه معادلات Θ قرار داده شده است.

P.2:

$$\max_{\Lambda_\sigma}\left\{\min_{\left(\Phi^{dr}\in\Theta\right)}\sum_t\sum_i\left(C_{t,i}\left(\mathrm{p}_{t,i}+\kappa_{t,i}^{+}-\kappa_{t,i}^{-}\right)+\mathrm{su}_{t,i}\right)+\sum_t\sigma_t^d\tau_t^d+\sum_t\tilde{\sigma}_t^r\Delta\tau_t^r\right\} \qquad (۱۵)$$

Subject to:

$$\Lambda_\sigma:\begin{Bmatrix}\tilde{\sigma}_t^r=\hat{\sigma}_t^r+\Delta\tilde{\sigma}_t^{ru}\,\mathrm{h}_t^{+}-\Delta\tilde{\sigma}_t^{rd}\,\mathrm{h}_t^{-}\\ 0\leq \mathrm{h}_t^{+},\mathrm{h}_t^{-}\leq 1 \qquad ;\pi_t^{+},\pi_t^{-}\\ \sum_t\left(\mathrm{h}_t^{+}+\mathrm{h}_t^{-}\right)\leq\Upsilon^{\theta} \qquad ;\pi^{*}\end{Bmatrix} \qquad ;\forall t \qquad (۱۶)$$

مدل P.2، یک مسئله max-min است که حل مستقیم آن بسیار پیچیده است. اما چون در تابع هدف (۱۵)، تنها عبارت سوم متأثر از بیشینه‌سازی است، لذا می‌توان مسئله بیشینه‌سازی را روی تابع هدف $\sum\tilde{\sigma}_t^r\Delta\tau_t^r$ و محدودیت (۱۶) و با فرض ثابت بودن $\Delta\tau_t^r$ به‌صورت جداگانه تعریف نمود. از طرفی چون این مسئله یک مسئله خطی است می‌توان بر اساس تئوری دوگانی قوی، معادل دوگان آن را که یک مسئله کمینه‌سازی است، در مدل P.2 جایگزین نمود. با انجام این عمل، مسئله P.2 تبدیل به یک مسئله کمینه‌سازی خطی به فرم P.3 همراه با محدودیت‌های (۳)، (۴)، (۶)، (۹)-(۱۱) و (۱۲)-(۱۴) خواهد شد.

P.3:

$$\min_{\left(\Phi^{dr}\in\Theta\right),\Xi^1}\sum_t\sum_i\left(C_{t,i}\left(\mathrm{p}_{t,i}+\kappa_{t,i}^{+}-\kappa_{t,i}^{-}\right)+\mathrm{su}_{t,i}\right)+\sum_t\sigma_t^d\tau_t^d+\sum_t\left(\pi_t^{+}+\pi_t^{-}+\hat{\sigma}_t^r\Delta\tau_t^r\right)+\Upsilon^{\sigma}\pi^{*} \qquad (۱۷)$$

Subject to:

$$\begin{aligned}&\pi^{*}+\pi_t^{+}-\Delta\sigma_t^{r+}\Delta\tau_t^r\geq 0\\ &\pi^{*}+\pi_t^{-}+\Delta\sigma_t^{r-}\Delta\tau_t^r\geq 0 \qquad ;\forall t\\ &\pi^{*}=\text{free}\quad and\quad \left\{\pi_t^{+},\pi_t^{-}\right\}\geq 0\end{aligned} \qquad (۱۸)$$

$$\Xi^1=\left\{\pi^{*},\pi_t^{+},\pi_t^{-}\right\} \qquad (۱۹)$$

درصورتی‌که از همین روش برای مدل‌سازی عدم قطعیت تولیدات تجدیدپذیر نیز استفاده شود، آنگاه مسئله تبدیل به یک مدل غیرخطی خواهد شد که متعاقباً حل آن پیچیده‌تر خواهد شد. تئوری شکاف اطلاعاتی یکی دیگر از رویکردهای بهینه‌سازی مقاوم است که برای

www.SID.ir

Archive of SID

مدل‌سازی این پارامترها بدون نیاز به حل مدل غیرخطی مناسب‌تر است.

همان‌طور که قبلاً نیز اشاره شد، به دلیل رابطه خطی هزینه تبادل توان با بازارهای روز پیشرو و زمان حقیقی در مدل P.3، مدل‌سازی هم‌زمان این دو متغیر در یک سطح بهینه‌سازی منجر به ارائه جواب‌های نامعقول می‌گردد. برای رفع این عیب، بهتر است که مسئله P.3 به دو مسئله جداگانه روز پیشرو و زمان حقیقی تجزیه شود. از طرفی اگر عدم قطعیت‌های موجود در مدل P.3 (تولیدات تجدیدپذیر و بار) نیز با IGDT مدل شود، آنگاه تجزیه مدل کلی به دو مسئله جداگانه امکان‌پذیر نخواهد بود. برای این منظور قبل از به‌کارگیری رویکرد IGDT، ابتدا مسئله P.3 به دو مسئله روز پیشرو و زمان حقیقی با روش تجزیه بندرز تقسیم‌شده و سپس عدم قطعیت‌ها در مدل تجزیه‌شده اعمال می‌شود.

۴ -تفکیک مدل P.3 با استفاده از الگوریتم بندرز

مدل P.3 باوجود قابلیت تفکیک‌پذیری تابع هدف آن، به علت وجود متغیرهای پیچیده کننده $p_{t,i}$، τ_t^d و $I_{t,i}$ در روابط (۳)، (۹)-(۱۰) و (۱۱) امکان تجزیه آن به دو مسئله روز پیشرو و زمان حقیقی به‌صورت مستقیم وجود ندارد. برای تفکیک این مدل می‌توان از روش تجزیه بندرز استفاده نمود. در این روش مدل P.3 را می‌توان به یک مسئله اصلی و یک زیرمساله تقسیم‌بندی نمود. مسئله اصلی شامل تمامی متغیرهای پیچیده کننده است که تعریفی از مدل روز پیشرو است. زیرمساله نیز شامل دیگر متغیرهای مسئله همراه با محدودیت‌های مرتبط با آن‌هاست که در آن متغیرهای پیچیده کننده به‌عنوان پارامتر ثابت فرض می‌شوند. رویکرد الگوریتم تجزیه بندرز بدین‌صورت است که ابتدا مسئله اصلی جهت تعیین متغیرهای پیچیده کننده حل‌شده و سپس با فرض ثابت بودن این متغیرها، زیر مسئله نیز به‌صورت جداگانه حل می‌شود. سپس برش‌های بندرز جهت حل مجدد مسئله اصلی در یک فرآیند تکراری به آن اضافه می‌شوند.

۴ ـ۱ -تجزیه تابع هزینه سوخت ژنراتورها

در تجزیه بندرز لازم است که تابع هدف اصلی تنها تابعی از متغیرهای پیچیده کننده و به همین صورت برای زیر مسئله تنها تابعی از دیگر متغیرهای مسئله باشد. از طرفی متغیر پیچیده کننده $p_{t,i}$ مربوط به برنامه‌ریزی روز پیشرو و متغیرهای $\kappa_{t,i}^{+}$ و $\kappa_{t,i,u}^{-}$ مربوط به برنامه‌ریزی زمان حقیقی در قالب یک تابع هدف تعریف شده‌اند. ازآنجاکه این تابع ذاتاً یک تابع درجه ۲ است، لذا امکان جداسازی این دو متغیر از هم در دو تابع جداگانه وجود ندارد. بنابراین در ابتدا لازم است که این تابع به نحوی تعریف شود که امکان جداسازی این متغیرها وجود داشته باشد. برای این منظور از خطی سازی تابع هزینه درجه دوم به روش [۴۰] جهت دستیابی به این هدف استفاده‌شده است. فرمول‌بندی مربوط به مدل خطی شده تابع هدف همراه با محدودیت‌های آن در روابط (۲۰)-(۲۴) ذکرشده است.

$$\sum_t\sum_i C_{t,i}\left(p_{t,i}+\kappa_{t,i}^{+}-\kappa_{t,i}^{-}\right)= \left\{\sum_t\sum_i\sum_u\left(\delta_{i,u}\kappa_{t,i,u}+A_i I_{t,i}\right)+\sum_t\sum_i\sum_u\delta_{i,u}\left(\kappa_{t,i,u}^{+}-\kappa_{t,i,u}^{-}\right)\right. \quad (۲۰)$$

$$p_{t,i}-\sum_u\kappa_{t,i,u}=p_i^{\min}I_{t,i} \qquad ;\forall t,i \quad (۲۱)$$

$$\begin{aligned}
&\kappa_{t,i,u}\le\Delta p_{i,u}-p_i^{\min} && ;\forall t,i,u=1\\
&\kappa_{t,i,u}\le\Delta p_{i,u}-\Delta p_{i,u-1} && ;\forall t,i,2\le u\le M\\
&\kappa_{t,i,u}\le p_i^{\max}-\Delta p_{i,u} && ;\forall t,i,u=M\\
&\kappa_{t,i,u}\ge 0 && ;\forall t,i,u
\end{aligned} \quad (۲۲)$$

$$0\le\kappa_{t,i,u}^{+}\le\Delta p_{i,u}I_{t,i}-\kappa_{t,i,u} \qquad ;\forall t,i,u \quad (۲۳)$$

$$0\le\kappa_{t,i,u}^{-}\le\kappa_{t,i,u} \qquad ;\forall t,i,u\} \quad (۲۴)$$

در رابطه (۲۰)، ثابت A_i به‌صورت رابطه (۲۵) محاسبه می‌شود.

$$A_i=a_i\left(p_i^{\min}\right)^2+b_i\left(p_i^{\min}\right)+c_i \qquad ;\forall i \quad (۲۵)$$

با جایگزینی روابط (۲۰)-(۲۴) در مدل P.3، این مدل تبدیل به یک مدل محدب تفکیک‌پذیر شده که البته در آن عدم قطعیت تولیدات تجدیدپذیر و بارها مدل‌سازی نشده است. درواقع مدل P.3 یک مسئله واحد شامل برنامه‌ریزی روز پیشرو و زمان حقیقی است که در دو سطح روز پیشرو و زمان حقیقی مدل‌سازی شده است. در این ساختار، در یک مسئله واحد (به‌صورت مسئله P.A1 در پیوست)، معادلات روز پیشرو و معادلات زمان حقیقی به‌صورت جداگانه فرمول‌بندی شده است. ازآنجاکه مسئله P.3 (یا P.A1) یک مدل محدب آمیخته با اعداد صحیح (MICP) است، لذا یک مسئله Intractable و NP-hard محسوب می‌شود که همانند مدل‌های غیرخطی، حل‌کننده‌ای که بتواند یک حل بهینه را در مدت‌زمان چندجمله‌ای تضمین نماید، برای آن وجود ندارد [۴۱]. بر این اساس از ویژگی تفکیک‌پذیری این مدل استفاده‌شده است و از الگوریتم تجزیه بندرز (برای مسائل با ساختار محدب همگرایی الگوریتم بندرز به سمت نقطه بهینه با تقریب خوبی تضمین‌شده است) برای تفکیک آن به یک مسئله اصلی با ساختار خطی آمیخته با اعداد صحیح (برنامه‌ریزی روز پیشرو) و یک زیرمساله با ساختار محدب (برنامه‌ریزی زمان حقیقی بدون متغیرهای باینری) استفاده‌شده است. علاوه بر آن تفکیک مسائل روز پیشرو و زمان حقیقی از یکدیگر در تعیین تبادلات معقول‌تر توان در این بازارها نیز کمک می‌کند. در ادامه مدل‌های مربوط به مسئله اصلی و زیرمساله ارائه‌شده است.

www.SID.ir

Archive of SID

۲ ۴ مسئله اصلی (برنامه‌ریزی روز پیشرو)

روابط مربوط به تابع هدف و محدودیت‌های مسئله اصلی در (۲۶)-(۳۱) ارائه‌شده است.

P.4: Master Problem

$$\min_{\Phi^d} \quad z^{mp} = \sum_t \sigma_t^d \tau_t^d + \vartheta + \sum_t \sum_i \left(\sum_u \left(\delta_{i,u} \kappa_{t,i,u} \right) + su_{t,i} + A_i I_{t,i} \right) \tag{۲۶}$$

Subject to:

$$\vartheta \geq \left(z^{sp}\right)^{\upsilon} + \sum_t \sum_i \sum_u \left(\left(\lambda_{t,i,u}^{\kappa}\right)^{\upsilon} \left(\kappa_{t,i,u} - \left(\kappa_{t,i,u}\right)^{\upsilon-1} \right) \right) + \sum_t \left(\sum_i \left(\left(\lambda_{t,i}^{I}\right)^{\upsilon} \left(I_{t,i} - \left(I_{t,i}\right)^{\upsilon-1} \right) \right) + \left(\left(\lambda_t^{\tau}\right)^{\upsilon} \left(\tau_t^d - \left(\tau_t^d\right)^{\upsilon-1} \right) \right) \right) \tag{۲۷}$$

$$\vartheta \geq \vartheta_{\min} \tag{۲۸}$$

$$p_i^{\min} I_{t,i} \leq p_{t,i} \leq p_i^{\max} I_{t,i} \qquad ; \forall t,i \tag{۲۹}$$

$$p_{t,i} - \sum_u \kappa_{t,i,u} = p_i^{\min} I_{t,i} \qquad ; \forall t,i \tag{۳۰}$$

$$\begin{aligned} &\kappa_{t,i,u} \leq \Delta p_{i,u} - p_i^{\min} && ; \forall t,i,u=1 \\ &\kappa_{t,i,u} \leq \Delta p_{i,u} - \Delta p_{i,u-1} && ; \forall t,i,2 \leq u \leq M \\ &\kappa_{t,i,u} \leq p_i^{\max} - \Delta p_{i,u} && ; \forall t,i,u=M \\ &\kappa_{t,i,u} \geq 0 && ; \forall t,i,u \end{aligned} \tag{۳۱}$$

در مدل P.4، قید (۲۷) بیانگر برش‌های بندرزی است که در هر تکرار υ به‌صورت تابعی از متغیرهای پیچیده کننده و ضرایب لاگرانژ به مسئله اصلی اضافه می‌شود. در این رابطه ضرایب لاگرانژ پارامترهای ثابتی هستند که در هر تکرار، با حل زیرمساله تعیین می‌شوند. رابطه (۲۸) نیز بیانگر کران پایین ϑ است. در مدل روز پیشرو جهت ساده‌سازی و حفظ ساختار خطی مسئله آمیخته با اعداد صحیح، از مدل‌سازی محدودیت‌های شبکه صرف‌نظر شده است. در چنین شرایطی با فرض ثابت بودن توان تولیدی واحدهای تجدیدپذیر و بارها، رابطه‌ی تعادل توان را می‌توان به فرم (۳۲) تعریف نمود. از طرفی چون متغیر تبادل توان با بازار زمان حقیقی در مسئله اصلی قرار ندارد، لذا محدودیت تبادل با بازار روز پیشرو به‌صورت رابطه (۳۳) بیان‌شده است.

$$\begin{aligned} &\sum_i \left(p_{t,i} + \hat{w}_{t,i} \right) + \tau_t^d \geq \left(1 - \rho_t^{rt}\right) \sum_i \hat{l}_{t,i}^p \\ &\sum_i \left(p_{t,i} + \hat{w}_{t,i} \right) + \tau_t^d \leq \left(1 + \rho_t^{rt}\right) \sum_i \hat{l}_{t,i}^p \end{aligned} \qquad ; \forall t \tag{۳۲}$$

$$-Tr^{\max} \leq \tau_t^d \leq Tr^{\max} \qquad ; \forall t \tag{۳۳}$$

در رابطه (۳۲)، میزان تقسیم بار بین برنامه‌ریزی روز پیشرو و زمان حقیقی با استفاده از ρ_t^{rt} و محدودیت (۳۴) تعیین می‌شود.

$$0 \leq \rho_t^{rt} \leq 1 \qquad ; \forall t \tag{۳۴}$$

با حل مسئله اصلی، حد پایینی[۱۵] (LB) از مقدار بهینه تابع هدف اصلی به دست می‌آید که مطابق با رابطه (۳۵) برابر با z^{mp} است.

$$LB = z^{mp} \tag{۳۵}$$

۳ ۴ مدل زیرمساله (برنامه‌ریزی زمان حقیقی)

برنامه‌ریزی مدیریت زمان حقیقی در قالب زیرمساله در (۳۶) تا (۴۹) فرمول‌بندی شده است.

P.5: Sub-Problem

$$\min_{\Phi^r, \Xi^1} z^{sp} = \sum_t \sum_i \sum_u \left(\delta_{i,u} \left(\kappa_{t,i,u}^{+} - \kappa_{t,i,u}^{-} \right) \right) + \sum_t \left(\pi_t^{+} + \pi_t^{-} + \hat{\sigma}_t^r \Delta\tau_t^r \right) + \Upsilon^{\sigma} \pi^{*} \tag{۳۶}$$

Subject to:

$$\sum_u \left(\kappa_{t,i,u}^{+} - \kappa_{t,i,l}^{-} \right) + \sum_u \kappa_{t,i,u} + p_i^{\min} I_{t,i} + \Delta\tau_t^r + f_{t,i}^p + \tilde{w}_{t,i} + \tau_t^d = \tilde{l}_{t,i}^p + r_i ls_{t,i} + \sum_j a_{i,j} f_{t,j}^p \qquad ; \forall t,i \tag{۳۷}$$

$$\Delta\tau_t^r = 0, \ \tau_t^d = 0 \ \text{and} \ \tau_t^q = 0 \qquad ; \forall t, i \geq 2 \tag{۳۸}$$

$$-Tr^{\max} \leq \Delta\tau_t^r + \tau_t^d \leq Tr^{\max} \qquad ; \forall t, i = 1 \tag{۳۹}$$

$$\tau_t^d = \bar{\tau}_t^d \qquad ; \lambda_t^r \qquad ; \forall t \tag{۴۰}$$

$$\kappa_{t,i,u} = \bar{\kappa}_{t,i,u} \qquad ; \lambda_{t,i,u}^{\kappa} \qquad ; \forall t,i,u \tag{۴۱}$$

$$I_{t,i} = \bar{I}_{t,i} \qquad ; \lambda_{t,i}^{I} \qquad ; \forall t,i \tag{۴۲}$$

$$q_{t,i} + \tau_t^q + f_{t,i}^q = l_{t,i}^q + x_i ls_{t,i} + \sum_j a_{i,j} f_{t,j}^q \qquad ; \forall t,i \tag{۴۳}$$

$$\begin{aligned} &-f_i^{p\max} \leq f_{t,i}^p \leq f_i^{p\max} \\ &-f_i^{q\max} \leq f_{t,i}^q \leq f_i^{q\max} \end{aligned} \qquad ; \forall t,i \tag{۴۴}$$

$$ls_{t,i} \geq \frac{\left(f_{t,i}^p\right)^2 + \left(f_{t,i}^q\right)^2}{\left(v_{t,i}\right)} \qquad ; \forall t,i \tag{۴۵}$$

$$v_{t,i} + 2\left(r_i f_{t,i}^p + x_i f_{t,i}^q\right) = \sum_j a_{j,i} v_{t,i} + \left(\left(r_i\right)^2 + \left(x_i\right)^2 \right) ls_{t,i} \qquad ; \forall t,i \tag{۴۶}$$

$$\left(V_i^{\min}\right)^2 \leq v_{t,i} \leq \left(V_i^{\max}\right)^2 \qquad ; \forall t,i \tag{۴۷}$$

$$0 \leq \kappa_{t,i,u}^{+} \leq \Delta p_{i,u} I_{t,i} - \kappa_{t,i,u} \qquad ; \forall t,i,u \tag{۴۸}$$

$$0 \leq \kappa_{t,i,u}^{-} \leq \kappa_{t,i,u} \qquad ; \forall t,i,u \tag{۴۹}$$

در روابط (۴۰)-(۴۲)، $\bar{\tau}_t^d$ ، $\bar{\kappa}_{t,i,u}$ ، $\bar{I}_{t,i}$ مقادیر حاصله از برنامه‌ریزی روز پیشرو هستند. علاوه بر آن λ_t^r ، $\lambda_{t,i,u}^{\kappa}$ و $\lambda_{t,i}^{I}$ ضرایب لاگرانژ مربوط به متغیرهای پیچیده کننده می‌باشند.

www.SID.ir

Archive of SID

۵ -مدل‌سازی زیرمساله با تئوری شکاف اطلاعاتی

مدل زیرمساله P.5 به‌عنوان برنامه‌ریزی زمان حقیقی دارای عدم قطعیت در تولیدات تجدیدپذیر و بار است. در ادامه، این مسئله با استفاده از تئوری تصمیم‌گیری شکاف اطلاعاتی مجدداً فرمول‌بندی خواهد شد.

۵ ۱ -فرمول‌بندی ریسک‌گریز زیرمساله زمان حقیقی

ازآنجاکه هدف اصلی این مقاله ارائه مدلی مقاوم نسبت به وقوع عدم قطعیت‌ها برای سیستم‌های ریسک‌گریز است، لذا مدل‌سازی تنها با رویکرد ریسک‌گریز IGDT انجام‌شده است. این در حالی است که با تغییراتی اندک در معادلات، می‌توان مدل ریسک‌جو را نیز مدل‌سازی نمود. بر اساس رویکرد ریسک‌گریز، مدل مقاوم زیرمساله مبتنی بر IGDT را می‌توان با استفاده از روابط (۵۰)-(۵۳) همراه با محدودیت‌های (۳۷)-(۴۹) در مجموعه Θ^r مدل‌سازی نمود. در این مدل تابع هدف شامل تعیین حداکثر انحراف پارامتر نامطمئن (α) نسبت به مقدار پیش‌بینی‌شده است. بطوریکه بیشترین هزینه‌ها نسبت به سطح مشخصی (β) از مقدار پایه $(z^{sp})^{\circ}$ طبق محدودیت (۵۱) به سیستم وارد شود. باوجوداینکه پارامترهای نامطمئن بار و تولیدات تجدیدپذیر از خطاهای پیش‌بینی و عدم قطعیت‌های متفاوتی برخوردار است، ولیکن در این مقاله جهت کاهش پیچیدگی‌های مدل‌سازی، از یک متغیر α واحد برای توصیف این دو پارامتر استفاده‌شده است. این در حالی است که امکان استفاده از روش‌های چندهدفه برای مدل‌سازی هم‌زمان این دو پارامتر با متغیرهای α جداگانه وجود دارد [۴۲].

P.6:

$$\min_{(\Phi^r\in\Theta^r),\Xi^1} \quad f_{igdt}=(-\alpha) \tag{۵۰}$$

Subject to:

$$\max_{\tilde{w},\tilde{l}} \left(\begin{array}{l} \sum_t \sum_i \sum_u \left(\delta_{i,u}\left(\kappa^{+}_{t,i,u}-\kappa^{-}_{t,i,u}\right)\right)+ \\ \sum_t \left(\pi^{+}_{t}+\pi^{-}_{t}+\hat{\sigma}^{r}_{t}\Delta\tau^{r}_{t}\right)+\Upsilon^{\sigma}\pi^{*} \end{array} \right) \le (1+\beta)(z^{sp})^{\circ} \tag{۵۱}$$

$$(1-\alpha)\hat{w}_{t,i} \le \tilde{w}_{t,i} \le (1+\alpha)\hat{w}_{t,i} \quad ;\forall\, t,i \tag{۵۲}$$

$$(1-\alpha)\hat{l}^{p}_{t,i} \le \tilde{l}^{p}_{t,i} \le (1+\alpha)\hat{l}^{p}_{t,i} \quad ;\forall\, t,i \tag{۵۳}$$

حضور محدودیت (۵۱) در مدل P.6، این مدل را تبدیل به یک مسئله بهینه‌سازی Bi-Level کرده است. از طرفی چون حداکثر هزینه‌های اعمالی به زیرمساله، در کمترین تولید واحدهای تجدیدپذیر و افزایش بارگذاری نسبت به مقادیر پیش‌بینی‌شده حاصل می‌شود لذا با تعریف قیدهای (۵۲) و (۵۳) به‌صورت روابط (۵۴) و (۵۵) و جایگزینی متغیرهای مربوطه در رابطه (۳۷)، می‌توان به مدل تک سطحی و ساده‌شده P.7 دست‌یافت.

$$\tilde{w}_{t,i} = (1-\alpha)\hat{w}_{t,i} \quad ;\forall\, t,i \tag{۵۴}$$

$$\tilde{l}^{p}_{t,i} = (1+\alpha)\hat{l}^{p}_{t,i} \quad ;\forall\, t,i \tag{۵۵}$$

مدل نهایی زیرمساله مبتنی بر رویکرد ریسک‌گریز IGDT به فرم مدل P.7 است.

P.7:

$$\min_{\Phi^r,\Xi^1} \quad f_{igdt}=(-\alpha) \tag{۵۶}$$

Subject to:

$$\left(\begin{array}{l} \sum_t \sum_i \sum_u \left(\delta_{i,u}\left(\kappa^{+}_{t,i,u}-\kappa^{-}_{t,i,u}\right)\right)+ \\ \sum_t \left(\pi^{+}_{t}+\pi^{-}_{t}+\hat{\sigma}^{r}_{t}\Delta\tau^{r}_{t}\right)+\Upsilon^{\sigma}\pi^{*} \end{array} \right) \le (1+\beta)(z^{sp})^{\circ} \tag{۵۷}$$

$$\sum_u \left(\kappa^{+}_{t,i,u}-\kappa^{-}_{t,i,u}\right)+\left(\sum_u \kappa_{t,i,u}+p^{\min}_{i} I_{t,i}\right)+(1-\alpha)\,\hat{w}_{t,i}+\Delta\tau^{r}_{t} + f^{p}_{t,i}+\tau^{d}_{t}=(1+\alpha)\hat{l}^{p}_{t,i}+r_i ls_{t,i}+\sum_j a_{i,j} f^{p}_{t,j} \quad ;\forall\, t,i \tag{۵۸}$$

$$\Delta\tau^{r}_{t}=0,\ \tau^{d}_{t}=0 \text{ and } \tau^{q}_{t}=0 \quad ;\forall\, t,\ i\ge 2 \tag{۵۹}$$

$$-Tr^{\max} \le \Delta\tau^{r}_{t}+\tau^{d}_{t} \le Tr^{\max} \quad ;\forall\, t,\ i=1 \tag{۶۰}$$

$$\tau^{d}_{t}=\bar{\tau}^{d}_{t} \quad ;\lambda^{r}_{t} \quad ;\forall\, t \tag{۶۱}$$

$$\kappa_{t,i,u}=\bar{\kappa}_{t,i,u} \quad ;\lambda^{\kappa}_{t,i,u} \quad ;\forall\, t,i,u \tag{۶۲}$$

$$I_{t,i}=\bar{I}_{t,i} \quad ;\lambda^{I}_{t,i} \quad ;\forall\, t,i \tag{۶۳}$$

$$q_{t,i}+\tau^{q}_{t}+f^{q}_{t,i}=l^{q}_{t,i}+x_i\, ls_{t,i}+\sum_j a_{i,j} f^{q}_{t,j} \quad ;\forall\, t,i \tag{۶۴}$$

$$-f^{p\max}_{i} \le f^{p}_{t,i} \le f^{p\max}_{i} \quad ;\forall\, t,i \tag{۶۵}$$
$$-f^{q\max}_{i} \le f^{q}_{t,i} \le f^{q\max}_{i}$$

$$ls_{t,i} \ge \frac{\left(f^{p}_{t,i}\right)^2+\left(f^{q}_{t,i}\right)^2}{\left(v_{t,i}\right)} \quad ;\forall\, t,i \tag{۶۶}$$

$$v_{t,i}+2\left(r_i f^{p}_{t,i}+x_i f^{q}_{t,i}\right)= \sum_j a_{j,i} v_{t,i}+\left((r_i)^2+(x_i)^2\right) ls_{t,i} \quad ;\forall\, t,i \tag{۶۷}$$

$$\left(V^{\min}_{i}\right)^2 \le v_{t,i} \le \left(V^{\max}_{i}\right)^2 \quad ;\forall\, t,i \tag{۶۸}$$

$$0 \le \kappa^{+}_{t,i,u} \le \Delta p_{i,u} I_{t,i}-\kappa_{t,i,u} \quad ;\forall\, t,i,u \tag{۶۹}$$

$$0 \le \kappa^{-}_{t,i,u} \le \kappa_{t,i,u} \quad ;\forall\, t,i,u \tag{۷۰}$$

در مدل P.7، رابطه (۵۸) همان رابطه (۳۷) است که در آن پارامترهای نامطمئن تولیدات تجدیدپذیر و بار با روابط (۵۴) و (۵۵) جایگزین

www.SID.ir

Archive of SID

شده‌اند. پس از حل مدل P.7، حد بالای[۱۶] (UB) مسئله کلی به‌صورت رابطه (۷۱) تعیین می‌شود.

$$UB=\Big(z^{sp} + \sum_t\sum_i\Big(\sum_u\big(\delta_{i,u}\kappa_{t,i,u}\big)+su_{t,i}+A_iI_{t,i}\Big)+\sum_t\sigma_t^d\tau_t^d\Big) \quad (۷۱)$$

۶ -امکان‌پذیری زیرمساله و فلوچارت حل مدل

در اجرای مدل زیرمساله، به دلیل امکان کمبود تولید، ممکن است در برخی از تکرارها، حل‌شدنی از زیرمساله یافت نشود. برای جلوگیری از این حالت، تابع هدف امکان‌پذیری طبق رابطه (۷۲) به حلقه کمینه‌سازی زیرمساله همراه با محدودیت (۷۳) اضافه می‌شود.

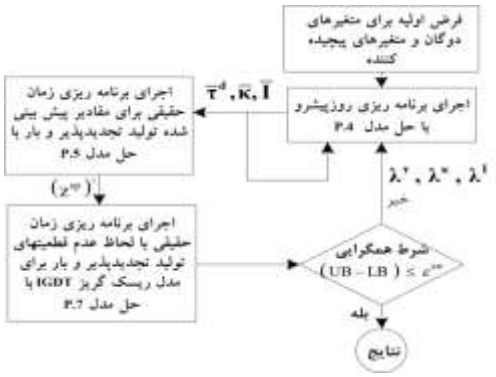
$$\min_{lcr} \sum_t\sum_i C_{lc}\Big(\big(\hat{l}_{t,i}^{p}-lcr_{t,i}^{p}\big)+\big(l_{t,i}^{q}-lcr_{t,i}^{q}\big)\Big) \quad (۷۲)$$

Subject to:

$$0\le lcr_{t,i}^{p}\le l_{t,i}^{p} \quad , \quad 0\le lcr_{t,i}^{q}\le l_{t,i}^{q} \qquad ;\forall\, t,i \quad (۷۳)$$

در رابطه (۷۲) $lcr_{t,i}^{p}$ و $lcr_{t,i}^{q}$ به‌منظور بار زدایی جهت پاسخگویی به کمبود تولید به ترتیب جایگزین $\hat{l}_{t,i}^{p}$ در رابطه (۵۸) و $l_{t,i}^{q}$ در رابطه (۶۴) می‌شوند.

طبق فلوچارت شکل ۱، ابتدا مسئله اصلی P.4 با مقداردهی اولیه به ضرایب دوگان $(\lambda^{\tau},\lambda^{\kappa},\lambda^{I})$ و متغیرهای پیچیده کننده $(\bar{\tau}^{d},\bar{\kappa},\bar{I})$ حل می‌شود. پس از تعیین مقادیر جدید متغیرهای پیچیده‌کننده، زیر مسئله P.5 جهت تعیین مقدار پایه تابع هدف (۳۶)، در مقدار پیش‌بینی‌شده پارامترهای نامطمئن حل می‌شود. در مرحله بعد با اعمال مقدار پایه تابع هدف به مدل P.7، مقادیر جدید متغیرهای زمان حقیقی جهت پاسخگویی به وقوع عدم قطعیت‌ها با حل مسئله P.7 تعیین می‌شوند. در همین مرحله میزان تغییر در پارامترهای نامطمئن (α) نسبت به مقادیر پیش‌بینی‌شده تعیین می‌شود. پس‌ازآن، UB در رابطه (۷۱) با جایگزینی مقادیر حاصله از متغیرهای زمان حقیقی محاسبه می‌گردد. این فرآیند با استفاده از الگوریتم تجزیه بندرز که یک فرآیند تکراری است انجام‌شده و تا برقراری شرط همگرایی بین مسئله اصلی و زیرمساله ادامه می‌یابد. درصورتی‌که پس از اجرای هر تکرار شرط همگرایی برقرار نشود، لازم است که جهت اجرای مسئله اصلی با برش جدید بندرز، ضرایب دوگان مربوط به روابط (۶۱)-(۶۳) محاسبه شوند.



شکل ۱: فلوچارت حل مدل پیشنهادی

۷ -شبیه‌سازی و تحلیل نتایج

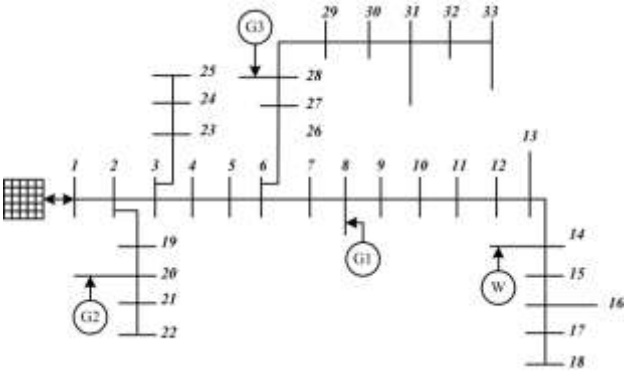
برای اجرای مدل پیشنهادی و تحلیل کارایی آن، از شبکه ۳۳ باسه IEEE اصلاح‌شده (شکل ۲) با سطح ولتاژ ۱۲/۶۶ کیلوولت و بار اکتیو و راکتیو پیک ۳۷۱۵ کیلووات و ۲۲۴۰ کیلووار به‌عنوان سیستم نمونه استفاده‌شده است. مشخصات کامل این شبکه در [۳۴] موجود است. فرض شده است که DISCO[۱۷] به‌عنوان بهره‌بردار شبکه امکان تبادل توان با شبکه اصلی در هر دو بازار روز پیشرو و زمان حقیقی را دارد. به این شبکه ۳ واحد تولید پراکنده قابل‌برنامه‌ریزی و یک واحد تولید تجدیدپذیر بادی اضافه‌شده است. هیچ محدودیتی در به‌کارگیری نوع منبع انرژی تجدیدپذیر در مدل پیشنهادی وجود ندارد. برای مدل‌سازی منابع دیگر انرژی تجدیدپذیر نظیر واحدهای فتوولتاییک نیز همانند تولیدات بادی تنها به مقدار پیش‌بینی‌شده توان تولیدی این واحدها نیاز است. توان تولیدی واحدهای فتوولتاییک تابعی از میزان تابش خورشید و درجه حرارت محیط است که با پیش‌بینی این پارامترها، میزان توان تولیدی پیش‌بینی‌شده واحدهای فتوولتاییک محاسبه می‌شود. درنهایت همانند واحدهای بادی، حداکثر انحراف میزان تولید واحد فتوولتاییک نسبت به مقدار پیش‌بینی‌شده به‌صورت تابعی از ضریب انحراف α جهت دستیابی بدترین هزینه‌های وارده، در مدل ریسک‌گریز تعیین می‌شود. ازآنجاکه بیشترین هزینه‌ها در کاهش توان تولیدی واحد فتوولتاییک حاصل می‌شود، درنهایت توان تولیدی واحد فتوولتاییک به‌صورت رابطه (۵۴) به مدل مسئله اضافه می‌گردد. علاوه بر آن، چون تولیدات بادی از عدم قطعیت‌های بیشتری نسبت به واحدهای فتوولتاییک برخوردارند، لذا درصورتی‌که مدل نسبت به وقوع عدم قطعیت تولیدات بادی که شرایط بدتری را به سیستم اعمال می‌کند، کارایی و مقاومت داشته باشد، می‌توان گفت که نسبت به وقوع عدم قطعیت تولیدات فتوولتاییک نیز از کارایی مناسبی برخوردار است. برای حل مدل‌های MICP، MILP و CP به ترتیب از حل‌کننده‌های SCIP، CPLEX و CONOPT در محیط نرم‌افزار GAMS استفاده‌شده است. تمام شبیه‌سازی‌ها روی یک سیستم با پردازشگر Cri5 و 4GB RAM اجرا شده‌اند. در جدول ۱ مشخصات مربوط به واحدهای قابل‌برنامه‌ریزی ارائه‌شده است. هزینه سوخت واحدهای قابل‌برنامه‌ریزی با چهار منحنی خطی (M=4) تقریب زده‌شده است. علاوه بر آن، به دلیل ظرفیت پایین، از حداقل زمان روشن و خاموش بودن این واحدها صرف‌نظر شده است. توربین بادی دارای ظرفیت حداکثر ۳۰۰ کیلووات

www.SID.ir

Archive of SID

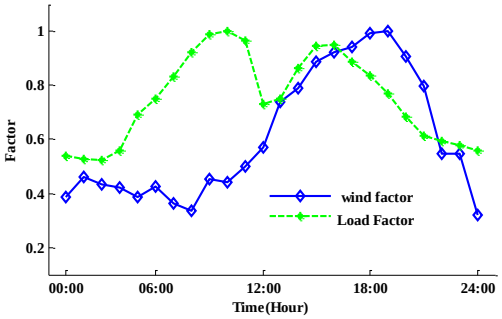
است که پروفیل تغییرات تولید آن در شکل ۳ نشان داده‌شده است. علاوه بر آن ضریب تغییرات بار نیز در شکل ۳ به نمایش گذاشته‌شده است. پروفیل تغییرات قیمت بازارهای روز پیشرو و زمان حقیقی (قیمت واقعی بازار [۸] به‌عنوان قیمت پیش‌بینی‌شده در نظر گرفته‌شده است) همراه با بازه تغییرات آن در شکل ۴ نشان داده‌شده است [۸]. حدود بالا و پایین تغییرات قیمت بر اساس بیشترین و کمترین سناریو قیمت انتخاب‌شده است.

برای حل مدل پیشنهادی، مقدار بودجه قیمت بازار زمان حقیقی ۱/۴ وضریب انحراف از هزینه پایه برای زیرمساله، ۱ در نظر گرفته‌شده است. با حل مدل پیشنهادی مطابق با فلوچارت شکل ۱، برنامه‌ریزی مقاوم متغیرهای مسئله برای یک دوره ۲۴ ساعته مطابق با جدول ۲ حاصل‌شده است. در این جدول میزان انرژی کل تولیدی واحدهای ژنراتوری و همچنین انرژی کل فروخته‌شده و خریداری‌شده در بازار نشان داده‌شده است.

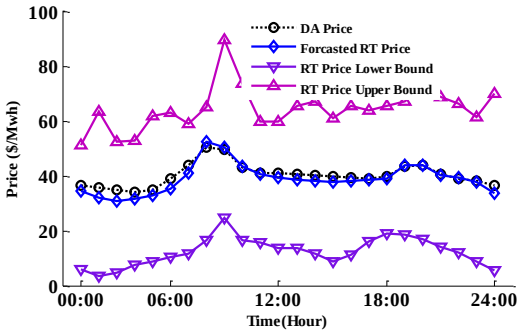


شکل ۲: دیاگرام تک‌خطی شبکه ۳۳ باسه IEEE

در جدول ۲ میزان تولید روزانه واحدهای تولیدی و همچنین میزان تبادل توان با شبکه بالادست برای هر دو شرایط روز پیشرو و زمان حقیقی ارائه‌شده است. در این حالت فرض شده است که حداکثر ۱۰٪ بار می‌تواند در شرایط زمان حقیقی تأمین شود. همان‌طور که از جدول ۲ مشاهده می‌شود، درصد بالایی از انرژی موردنیاز سیستم از طریق بازار روز پیشرو تأمین‌شده است و به دلیل پایین بودن نسبی قیمت‌ها در این بازار، انرژی فروخته‌شده صفر است. از مجموع کل توان‌های تزریقی به شبکه، سهم بازار روز پیشرو، بازار زمان حقیقی، واحدهای تولیدی قابل‌برنامه‌ریزی و توربین بادی به ترتیب ۵۱/۵%، ۲۵/۳%، ۱۸/۳% و ۴/۹% است. برای ژنراتورهای قابل‌برنامه‌ریزی، میزان توان افزایش‌یافته در شرایط زمان حقیقی، حدود ۳۷/۴% از کل ظرفیت ذخیره واحدها است. میزان کاهش در تولید این واحدها نیز در حدود ۶۵/۹% از کل توان تولیدی در برنامه‌ریزی روز پیشرو است. حجم بالاتر کاهش توان تولیدی ژنراتورها نسبت به افزایش آن را عمدتاً می‌توان ناشی از تبادل توان با بازار زمان حقیقی دانست. بدین‌صورت که با کاهش توان تولیدی ژنراتورها می‌توان توان بیشتری از بازار زمان حقیقی دریافت نمود. بر اساس ریسک انتخابی برای تبادل با بازار زمان حقیقی (بودجه ۱/۴)، مطابق با شکل ۵، در برخی از ساعات از بازار زمان حقیقی توان دریافت و در برخی ساعات به فروش می‌رسد. در شکل ۶، میزان انحراف قیمت مقاوم حاصله از اجرای الگوریتم (بودجه ۱/۴) نسبت به قیمت پیش‌بینی‌شده بازار زمان حقیقی قابل‌مشاهده است. با مقایسه شکل‌های ۵ و ۶، مشخص می‌شود که برای زمان‌هایی که از بازار زمان حقیقی توان دریافت می‌شود، قیمت بازار بیشتر از مقدار پیش‌بینی‌شده و بلعکس است. این مسئله ناشی از مدل‌سازی مقاوم قیمت بازار زمان حقیقی است که همواره با تغییر قیمت، به دنبال افزایش هزینه‌های وارده به سیستم است. در شکل ۷ میزان تبادل توان با بازارهای روز پیشرو و زمان حقیقی برای مقادیر مختلف بودجه قیمت بازار زمان حقیقی نشان داده‌شده است. با افزایش بودجه قیمت بازار زمان حقیقی (به‌عبارت‌دیگر کاهش ریسک) از تبادل توان با بازار زمان حقیقی کاسته و تبادل توان با بازار روز پیشرو افزایش می‌یابد. بطوریکه برای بودجه ۱/۶ به بالاتر توان مبادله شده با بازار زمان حقیقی صفر شده و توان مبادله شده با بازار روز پیشرو به حداکثر رسیده است. علاوه بر آن برای بودجه صفر، توان مبادله شده با بازار زمان حقیقی بیشتر از بازار روز پیشرو است.



شکل ۳: تغییرات تولید بادی و ضریب تغییرات بار



شکل ۴: تغییرات قیمت بازارهای روز پیشرو و زمان حقیقی

جدول ۱: اطلاعات ژنراتورهای قابل‌برنامه‌ریزی

شماره باس	a ($/Kwh^2)	b ($/Kwh)	c ($)	ظرفیت (Kw)
۸	۰/۰۰۰۰۲۹	۰/۰۲۶	۱	۶۰۰
۲۰	۰/۰۰۰۰۲۱	۰/۰۳۰	۰/۹	۵۰۰
۲۸	۰/۰۰۰۰۳۸	۰/۰۳۲	۰/۳	۶۰۰

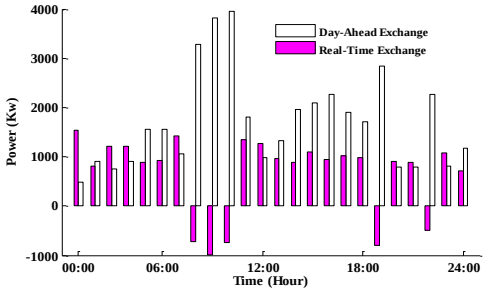
جدول ۲: تولید روزانه ژنراتورها و میزان تبادل انرژی با بازارها

زمان حقیقی (Kwh)		روز پیشرو (Kwh)	باس	
کاهش	افزایش	توان		ژنراتورها

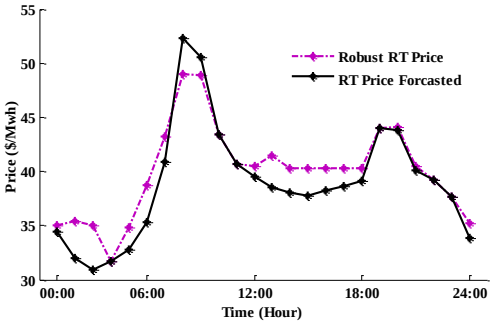
www.SID.ir

Archive of SID

۴۹۷۶/۸۲	۲۶۴۰	۸۸۱۷/۸۱	۸	
۲۱۸۹/۸۵	۲۶۸۵/۳۰	۴۳۰۳/۱۴	۲۰	
۷۵۹۶/۴۸	۱۵۵۹/۷۶	۹۲۷۱/۶۵	۲۸	
۲۰۱۰۱/۹۹		۴۰۹۹۸/۱۱	خرید	تبادل با شبکه
۳۷۵۳/۸۸		۰	فروش	



شکل ۵: توان مبادله شده با بازارهای روز پیشرو و زمان حقیقی

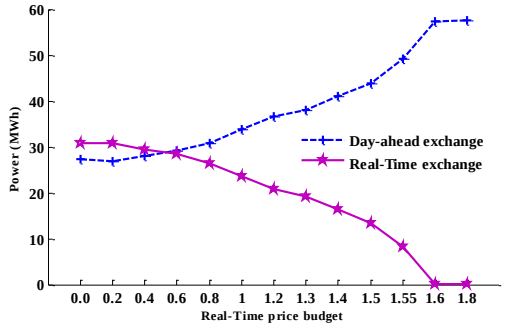


شکل ۶: تغییرات قیمت زمان حقیقی نسبت به مقدار پیش‌بینی‌شده

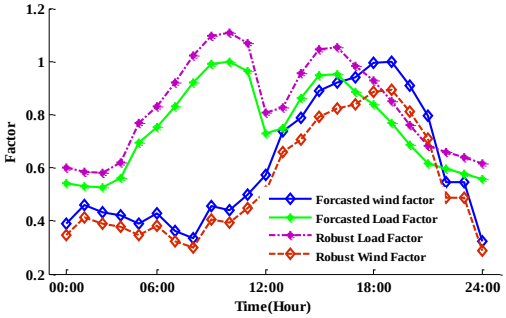
برای حداکثر انحراف (۱۰۰ درصد) در هزینه زیرمساله (هزینه انتظاری زمان حقیقی)، مقدار تغییر در میزان بار و تولید بادی نسبت به مقادیر پیش‌بینی‌شده برابر با ۱۰/۷۳ درصد حاصل‌شده است. این بدان معنی است که برای داشتن حداکثر هزینه انتظاری، نباید بار و تولید بادی بیشتر از ۱۰/۷۳ درصد تغییرات داشته باشند. برای ۱۰/۷۳ درصد تغییر در عدم قطعیت بار و تولیدات تجدید پذیر، هزینه‌های کل بهره‌برداری (مجموع هزینه‌های بهره‌برداری روز پیشرو و هزینه انتظاری زمان حقیقی)، از مقدار پایه ۲۵۶۰/۳ دلار به مقدار حداکثر ۲۸۸۵/۸ دلار خواهد رسید. به‌عبارتی‌دیگر می‌توان گفت که با تغییر ۱۰/۷۳ درصدی در بار و تولیدات تجدید پذیر، تغییری در حدود ۱۲/۷۱ درصد در هزینه‌های کل ایجاد می‌شود. پروفیل تغییرات بار و تولید بادی نسبت به مقدار پیش‌بینی‌شده در شکل ۸ نشان داده‌شده است. در جدول ۳ تغییرات α و تغییرات کل وارده به سیستم به ازای مقادیر مختلف β نشان داده‌شده است. همان‌طور که انتظار می‌رفت با افزایش β میزان تغییرات تولیدات تجدیدپذیر و بار و همچنین تغییرات هزینه‌های وارده به سیستم افزایش می‌یابد.

جدول ۳: تغییرات ریسک و میزان انحراف از پارامترهای نامطمئن به ازای مقادیر مختلف β

تغییرات کل (%)	هزینه کل ($)	α(%)	β(%)
۶/۳۵	۲۷۲۳/۰۸	۵/۳۸	۰/۵
۱۰/۱۷	۲۸۲۰/۸۱	۸/۵۹	۰/۸
۱۲/۷۱	۲۸۸۵/۸۲	۱۰/۷۳	۱
۱۵/۲۵	۲۹۵۰/۸۰	۱۲/۸۶	۱/۲
۱۹/۰۵	۳۰۴۸/۲۸	۱۶/۰۵	۱/۵
۲۲/۸۴	۳۱۴۵/۲۷	۱۹/۲۱	۱/۸



شکل ۷: انرژی مبادله شده با بازارهای روز پیشرو و زمان حقیقی در مقادیر مختلف بودجه قیمت بازار زمان حقیقی



شکل ۸: تغییرات مقاوم ضرایب بار و تولید بادی نسبت به مقدار پیش‌بینی‌شده

برای ارزیابی مدل پیشنهادی با روش تصادفی مبتنی بر سناریو، مدل ارائه‌شده در مسئله P.A1 (در پیوست) به‌صورت تصادفی مبتنی بر سناریو مدل‌سازی شده است. به‌منظور مقایسه دقیق‌تر دو روش با یکدیگر، ریسک ناشی از تمامی پارامترهای نامطمئن نیز بر اساس شاخص ریسک CVaR [۴۳] به مدل تصادفی اضافه‌شده است. برای مدل مبتنی بر سناریو، ۱۰ سناریو برای قیمت بازار زمان حقیقی [۸] و ۳ سناریو برای بار در نظر گرفته‌شده است. برای تولید بادی نیز ۱۰ سناریو بر اساس اطلاعات سایت واتفورد در داکوتای شمالی در نظر گرفته‌شده است[۴۴]. با ترکیب سناریوهای فوق مجموعاً ۳۰۰ سناریو حاصل می‌شود. با توجه به تعداد زیاد سناریوها، از روش کاهش سناریو برای تولید ۲۰، ۴۰ و ۶۰ سناریو استفاده‌شده است. برای مدل مقاوم پیشنهادی، مقدار پیش‌بینی‌شده قیمت بازار زمان حقیقی، بار و تولید بادی برابر با میانگین سناریوهای تولیدی فرض شده است. لازم به ذکر است که در بخش قبل قیمت پیش‌بینی‌شده بازار زمان حقیقی برابر با قیمت واقعی ارائه‌شده در [۸] فرض شده است. به همین دلیل نتایج این بخش که مبتنی بر میانگین سناریوهاست با نتایج بخش قبل (در مورد مدل مقاوم پیشنهادی) متفاوت است. با توجه به این موضوع، بودجه Υ^{σ} انتخابی نیز متفاوت است.

در ابتدا برای تعیین تأثیر تعداد سناریوها در نتایج مدل، روش مبتنی بر سناریو برای ۲۰، ۴۰ و ۶۰ سناریو با ضریب ریسک ۱/۱ اجراشده است. برای کامپیوتر با مشخصات ذکرشده در بالا به دلیل

www.SID.ir

Archive of SID

خطای حافظه نتیجه‌ای برای ۶۰ سناریو حاصل نشد. برای حالت ۲۰ و ۴۰ سناریو نیز به ترتیب هزینه انتظاری ۲۵۶۳/۵۶ و ۲۵۷۶/۸۳ حاصل‌شده است. با مقایسه این نتایج و مشاهده اختلاف آن‌ها، تأثیر تعداد سناریوها در نتایج ارائه‌شده به‌وضوح مشخص می‌شود.

هرچند که مقایسه روش مبتنی بر سناریو با روش‌های مقاوم به دلیل ساختارهای متفاوت در مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها به‌سختی قابل انجام است ولیکن در این بخش این دو روش در شرایط مختلف با یکدیگر مقایسه شده‌اند. جدول ۴ نتایج حاصل از اجرای مدل با روش مبتنی بر سناریو را برای ۴۰ سناریو با ضرایب ریسک مختلف نشان می‌دهد. از جدول ۴ مشخص است که با افزایش ضریب ریسک، هزینه انتظاری کاهش و هزینه‌های ناشی از ریسک افزایش می‌یابد. درواقع افزایش ضریب ریسک به معنی ریسک‌پذیری بیشتر در به‌کارگیری پارامترهای نامطمئن در برنامه‌ریزی است. به‌عنوان‌مثال در ضریب ریسک ۱/۳ میزان مشارکت بازار زمان حقیقی در تأمین توان شبکه بالاتر از ضریب ریسک ۱/۲ و ۱ است. در جدول ۵ نتایج حاصل از روش مقاوم پیشنهادی نشان داده‌شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود با افزایش ضریب Υ^{θ} میزان تابع هدف افزایش‌یافته است. در بخش قبل نیز نشان داده شد که افزایش ضریب β افزایش هزینه‌های وارد بر سیستم را به دنبال خواهد داشت که این نیز امری بدیهی است.

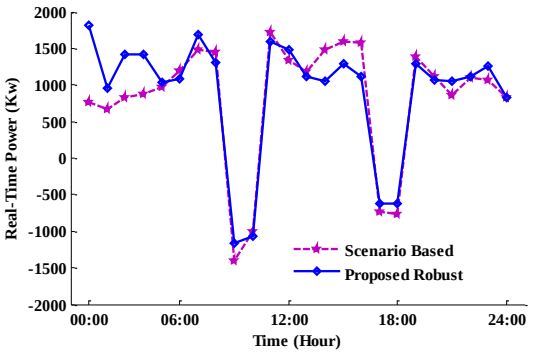
با مقایسه جداول ۴ و ۵ مشاهده می‌شود که برای روش مبتنی بر سناریو با ضریب ریسک ۱ هزینه‌های انتظاری از هزینه‌های روش مقاوم بیشتر است. این مقدار برای ضرایب ریسک بالاتر نسبت به روش مقاوم کمتر است. این موضوع دور از انتظار نیست، چراکه علاوه بر ساختار متفاوت تابع هدف در این دو روش، روش مقاوم شرایطی محافظه‌کارانه را در برابر وقوع عدم قطعیت‌ها ارائه می‌کند و ازاین‌رو هزینه‌های آن بیشتر از روش مبتنی بر سناریو است که همواره متوسط هزینه‌ها را ارائه می‌کند. علاوه بر آن با افزایش ضریب ریسک، تابع هزینه ریسک نیز به‌مراتب بیشتر می‌شود. این ریسک‌پذیری بالاتر را در وقوع بدترین سناریو با هزینه‌های بیشتر می‌توان مشاهده نمود. باوجودآنکه هزینه‌های انتظاری کاهش می‌یابد ولی هزینه بدترین سناریو افزایش یافته است. مقایسه دیگری بین این دو روش با محاسبه توابع هدف در مقدار واقعی قیمت بازار زمان حقیقی انجام‌شده است. این هزینه‌ها بر اساس متوسط متغیرهای کنترلی در روش مبتنی بر سناریو و متغیرهای حاصله از روش مقاوم محاسبه‌شده‌اند. علاوه بر آنکه هزینه‌ها در روش مقاوم کمتر از مقادیر حاصله از روش مبتنی بر سناریو است، دارای اختلاف کمتری نیز نسبت به هزینه کل است. مورد دیگری که می‌توان به آن اشاره کرد، الگوهای یکسان دو روش برای مقادیر مختلف ضریب ریسک است. به‌عنوان‌مثال مشاهده می‌شود که میزان تبادل توان با بازارهای روز پیشرو و زمان حقیقی در روش مقاوم حالت ۲ تقریباً مشابه با ضریب ریسک ۲/۱ در روش مبتنی بر سناریو است. این موضوع را می‌توان در تغییرات این توان‌ها در شکل‌های ۹ و ۱۰ نیز مشاهده نمود. همان‌طور که پیداست، میزان توان بازار روز پیشرو و زمان حقیقی از الگوهای نسبتاً یکسانی در دو روش برخوردار هستند.

جدول ۴: نتایج حاصل از اجرای روش تصادفی مبتنی بر سناریو

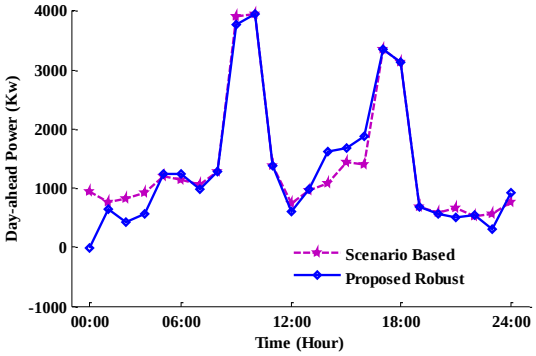
ضریب ریسک	۱	۱/۲	۱/۳
هزینه کل	۲۸۲۸/۸	۲۵۳۱/۱	۲۵۱۸/۹
هزینه ریسک	۲۸۳۴/۵	۳۰۰۲/۳	۳۱۴۲/۷
هزینه بدترین سناریو	۲۸۳۴/۶	۲۸۸۶/۵	۲۹۷۶/۸
هزینه کمترین سناریو	۲۸۲۰/۱	۱۸۰۶/۲	۱۶۴۷/۹
هزینه ناشی از قیمت واقعی بازار زمان حقیقی	۲۹۴۹/۲	۲۷۲۳/۱	۲۷۱۲/۷
توان دریافتی روز پیشرو	۵۵۸۰۶/۹	۳۳۲۱۲/۱	۲۷۶۵۴
توان ارسالی روز پیشرو	۰	۰	۰
توان دریافتی زمان حقیقی	۹۷۱۲/۶	۲۳۴۳۹/۴	۲۷۵۰۲/۱
توان ارسالی زمان حقیقی	-۳/۹	-۳۹۰۹/۱	-۳۹۰۹/۱
متوسط زمان اجرای برنامه (دقیقه)	۴۰	۵۰	۵۰

جدول ۵: نتایج حاصل از اجرای مدل مقاوم پیشنهادی

β	۰/۵		
حالت	۱	۲	۳
Υ^{θ}	۱	۲	۳
هزینه کل	۲۶۶۹/۱	۲۷۰۳/۰	۲۷۲۴/۶
هزینه ناشی از قیمت واقعی بازار زمان حقیقی	۲۶۸۹/۲	۲۶۸۸/۹	۲۷۰۹/۸
توان دریافتی روز پیشرو	۲۷۷۲۵/۱	۳۲۲۲۵/۸	۴۴۴۹۴/۰
توان ارسالی روز پیشرو	-۸۳/۶	-۷/۹	۰
توان دریافتی زمان حقیقی	۳۰۱۵۲/۸	۲۲۵۶۳/۲	۱۱۳۸۵/۵
توان ارسالی زمان حقیقی	-۳۸۳۶/۳	-۳۴۸۸/۲	-۲۱۹۳/۵
متوسط زمان اجرای برنامه (دقیقه)	۳۰	۴۵	۶۰



شکل ۹: میزان تبادل توان با بازار زمان حقیقی



شکل ۱۰: میزان تبادل توان با بازار روز پیشرو

www.SID.ir

Archive of SID

۸ نتیجه‌گیری

در این مقاله، یک فرمول‌بندی ترکیبی جدید برای مدل‌سازی مقاوم برنامه‌ریزی روز پیشرو مقید به شرایط نامطمئن زمان حقیقی ارائه شد. در این فرمول‌بندی قیمت بازار زمان حقیقی با رویکرد تحقق بدترین حالت از وقوع آن و عدم قطعیت بار و تولیدات تجدیدپذیر با روش ریسک‌گریز تئوری شکاف اطلاعاتی مدل‌سازی شدند. چنان‌که در فرمول‌بندی نهایی نیز بیان شد، مهم‌ترین مزیت به‌کارگیری این رویکرد، عدم‌تغییر ساختار محدب مسئله با اعمال انواع عدم قطعیت‌ها به مسئله است. موضوعی که کمک شایانی در به‌کارگیری روش‌های تجزیه نظیر الگوریتم تجزیه بندرز جهت حل کاراتر مدل‌های محدب آمیخته با اعداد صحیح می‌کند. بطوریکه با استفاده از آن، مدل کلی مسئله به دو مسئله مطمئن روز پیشرو، با ساختار خطی آمیخته با اعداد صحیح و نامطمئن زمان حقیقی، با ساختار محدب تجزیه شد.

کارایی مدل پیشنهادی با لحاظ محدودیت‌های شبکه در مسئله زمان حقیقی روی سیستم ۳۳ باسه اصلاح‌شده IEEE به نمایش گذاشته شد. الگوریتم برای مقادیر مختلفی از بودجه قیمت بازار زمان حقیقی و ریسک‌های مختلف کنترل عدم قطعیت بار و تولیدات تجدیدپذیر اجرا شد. نتایج حاصله مبین آن بود که با کنترل هریک از پارامترهای فوق بهره‌بردار می‌تواند مطابق با ریسک موردنظر اقدام به تبادل توان با بازارهای روز پیشرو و زمان حقیقی و همچنین برنامه‌ریزی واحدهای تولیدی نماید. بطوریکه با کاهش بودجه قیمت، توان مبادله شده با بازار زمان حقیقی افزایش‌یافته و با بازار روز پیشرو کاهش می‌یابد و بلعکس. الگوریتم همواره بر اساس بودجه انتخابی، سعی برافزایش قیمت بازار در زمان‌هایی دارد که توان از بازار زمان حقیقی گرفته می‌شود و بلعکس. به همین دلیل، نهایتاً قیمتی متفاوت با قیمت پیش‌بینی‌شده بازار زمان حقیقی حاصل شد. کار آیی مدل پیشنهادی در مقایسه با روش مبتنی بر سناریو نیز ارزیابی شد. بطوریکه در نتایج حاصله نشان داده شد، برای ضرایب ریسک یکسان هر دو مدل از الگوهای یکسانی پیروی می‌کنند.

پیوست‌ها

مدل P.A1

$$\min \underbrace{\sum_t\sum_i\sum_u\left(\delta_{i,u}\kappa_{t,i,u}+\mathrm{A}_i\mathrm{I}_{t,i}\right)+\sum_t\sigma_t^d\tau_t^d}_{\text{day-ahead objective function}} + \underbrace{\sum_t\sum_i\sum_u\delta_{i,u}\left(\kappa_{t,i,u}^{+}-\kappa_{t,i,u}^{-}\right)+\sum_t\tilde{\sigma}_t^r\Delta\tau_t^r}_{\text{real-time objective function}} \qquad (۱پ)$$

day-ahead constraints :

$$\begin{cases} \mathrm{p}_i^{\min}\mathrm{I}_{t,i}\le \mathrm{p}_{t,i}\le \mathrm{p}_i^{\max}\mathrm{I}_{t,i} & ;\forall\, t,i \\ \sum_i\left(\mathrm{p}_{t,i}+\hat{\mathrm{w}}_{t,i}\right)+\tau_t^d\ge\left(1-\rho_t^{\mathrm{rt}}\right)\sum_i\hat{l}_{t,i}^{\,p} & ;\forall\, t \\ \sum_i\left(\mathrm{p}_{t,i}+\hat{\mathrm{w}}_{t,i}\right)+\tau_t^d\le\left(1+\rho_t^{\mathrm{rt}}\right)\sum_i\hat{l}_{t,i}^{\,p} & ;\forall\, t \\ -\mathrm{Tr}^{\max}\le\tau_t^d\le\mathrm{Tr}^{\max} & ;\forall\, t \\ \mathrm{p}_{t,i}-\sum_u\kappa_{t,i,u}=\mathrm{p}_i^{\min}\mathrm{I}_{t,i} & ;\forall\, t,i \\ \kappa_{t,i,u}\le\Delta\mathrm{p}_{i,u}-\mathrm{p}_i^{\min} & ;\forall\, t,i,u=1 \\ \kappa_{t,i,u}\le\Delta\mathrm{p}_{i,u}-\Delta\mathrm{p}_{i,u-1} & ;\forall\, t,i,2\le u\le M \\ \kappa_{t,i,u}\le\mathrm{p}_i^{\max}-\Delta\mathrm{p}_{i,u} & ;\forall\, t,i,u=M \\ \kappa_{t,i,u}\ge 0 & ;\forall\, t,i,u \\ \mathrm{A}_i=\mathrm{a}_i\left(\mathrm{p}_i^{\min}\right)^2+\mathrm{b}_i\left(\mathrm{p}_i^{\min}\right)+\mathrm{c}_i & ;\forall\, i \end{cases} \qquad (۲پ)$$

real-time constraints :

$$\begin{cases} \sum_u\left(\kappa_{t,i,u}^{+}-\kappa_{t,i,u}^{-}\right)+\left(\sum_u\kappa_{t,i,u}+\mathrm{p}_i^{\min}\mathrm{I}_{t,i}\right)+\Delta\tau_t^r \\ \quad +f_{t,i}^{p}+\tilde{\mathrm{w}}_{t,i}+\tau_t^d=\tilde{l}_{t,i}^{\,p}+\mathrm{r}_i ls_{t,i}+\sum_j a_{i,j}f_{t,\mathrm{j}}^{p} & ;\forall\, t,i \\ \mathrm{q}_{t,i}+\tau_t^q+f_{t,i}^{q}=l_{t,i}^{q}+\mathrm{x}_i ls_{t,i}+\sum_j a_{i,j}f_{t,\mathrm{j}}^{q} & ;\forall\, t,i \\ -f_i^{p\max}\le f_{t,i}^{p}\le f_i^{p\max} & ;\forall\, t,i \\ -f_i^{q\max}\le f_{t,i}^{q}\le f_i^{q\max} & ;\forall\, t,i \\ ls_{t,i}\ge\dfrac{\left(f_{t,i}^{p}\right)^2+\left(f_{t,i}^{q}\right)^2}{\left(\mathrm{v}_{t,i}\right)} & ;\forall\, t,i \\ \mathrm{v}_{t,i}+2\left(r_i f_{t,i}^{p}+x_i f_{t,i}^{q}\right)= \\ \quad \sum_j a_{j,i}\mathrm{v}_{t,i}+\left((r_i)^2+(x_i)^2\right)ls_{t,i} & ;\forall\, t,i \\ \left(\mathrm{V}_i^{\min}\right)^2\le\mathrm{v}_{t,i}\le\left(\mathrm{V}_i^{\max}\right)^2 & ;\forall\, t,i \\ 0\le\kappa_{t,i,u}^{+}\le\Delta\mathrm{p}_{i,u}\mathrm{I}_{t,i}-\kappa_{t,i,u} & ;\forall\, t,i,u \\ 0\le\kappa_{t,i,u}^{-}\le\kappa_{t,i,u} & ;\forall\, t,i,u \\ \Delta\tau_t^r=0,\ \ \tau_t^d=0\ \text{ and }\ \tau_t^q=0 & ;\forall\, t,i\ge 2 \\ -\mathrm{Tr}^{\max}\le\Delta\tau_t^r+\tau_t^d\le\mathrm{Tr}^{\max} & ;\forall\, t,i=1 \end{cases} \qquad (۳پ)$$

تئوری شکاف اطلاعاتی

تئوری شکاف اطلاعاتی یکی دیگر از روش‌های آنالیز احتمالی بوده که در آن قابلیت مدل‌سازی مقاوم مسئله نسبت به عدم قطعیت‌ها وجود دارد. در این روش همانند روش مبتنی بر تحقق بدترین حالت، تنها به اطلاعات اندکی از پارامترهای نامطمئن نیاز است. در این روش برای هریک از پارامترهای نامطمئن رابطه‌ای به فرم (۴پ) تعریف می‌شود. در این رابطه متغیر α تحت عنوان شعاع عدم قطعیت، میزان انحراف پارامتر نامطمئن نسبت به مقدار پیش‌بینی‌شده است. به‌طور خلاصه درروش IGDT متغیر α چنان تعیین می‌شود که مقدار تابع هدف از یک سطح مشخص از مقدار پایه آن تجاوز ننماید.

www.SID.ir

Archive of SID

$$U(\hat{\theta},\alpha)=\left\{\tilde{\theta}:\ \frac{|\tilde{\theta}-\hat{\theta}|}{\hat{\theta}}\le\alpha\right\},\ \alpha\ge 0. \qquad (۴پ)$$
$$\tilde{\theta}=\{\tilde{w},\tilde{l}^{p}\}$$

بر اساس نوع مدیریت ریسک، در IGDT دو استراتژی ریسک‌گریز و ریسک جو قابل پیاده‌سازی است. در استراتژی ریسک گریز، تصمیم‌گیری در مورد متغیرهای مسئله طوری انجام می‌شود که مسئله در مقابل تغییرات نامطلوب پارامترهای نامطمئن مقاوم گردد. برخلاف آن، در استراتژی ریسک جو، تصمیمات بر اساس تغییرات مطلوب این پارامترها انجام می‌گیرد. ازآنجاکه در مدل پیشنهادی به دنبال حل مقاوم مسئله نسبت به عدم قطعیت‌ها هستیم، لذا برای مدل‌سازی زیرمساله به روش IGDT از استراتژی ریسک‌گریز به فرم رابطه کلی (۵ پ) استفاده‌شده است.

$$\bar{\alpha}\left(\Phi^{\mathrm{dr}},(F)^{\circ}\right)=\min\left\{-\alpha:\left(\max F\left(\Phi^{\mathrm{dr}},\tilde{\theta}\right)\le(1\pm\beta)(F)^{\circ}\right)\right\} \qquad (۵\ پ)$$

نمادها

زیرنویس‌ها و بالانویس‌ها

d	بیانگر مسئله روز پیشرو
r	بیانگر مسئله زمان حقیقی
t	شمارنده زمان
i	شمارنده باس
υ	شمارنده تکرار در الگوریتم تجزیه بندرز
u	شمارنده تکه خطی در منحنی خطی سوخت
p	بیانگر توان اکتیو
q	بیانگر توان راکتیو

پارامترها و مجموعه‌ها

σ_t^d	قیمت توان در بازار روز پیشرو در زمان t
$\hat{\sigma}_t^r$	قیمت پیش‌بینی‌شده توان در بازار زمان حقیقی در زمان t
$\mathrm{Tr}^{\max}$	حداکثر توان اکتیو مبادله شده با شبکه بالادست
$\mathrm{Tr}^{Q\max}$	حداکثر توان راکتیو مبادله شده با شبکه بالادست
$\Delta\hat{\sigma}_t^{ru}$; $\Delta\hat{\sigma}_t^{rd}$	حدود پایین و بالای تغییرات قیمت زمان حقیقی
$\hat{w}_{t,i}$	توان پیش‌بینی‌شده تولیدات تجدیدپذیر در باس i و زمان t
$\mathrm{V}_i^{\min};\mathrm{V}_i^{\max}$	حداقل و حداکثر تغییرات ولتاژ در باس i
$ls_{t,i}$	ضریب تلفات توان در خط i و زمان t
$(F)^{\circ}$	مقدار پایه تابع هدف بدون لحاظ عدم قطعیت‌ها
$\mathrm{p}_i^{\min};\mathrm{p}_i^{\max}$	حداقل و حداکثر تولید ژنراتور باس i
$\Delta\mathrm{p}_{i,u}$	بازه تولید ژنراتورها در تکه خطی u
$\tilde{\theta}$	پارامتر نامطمئن θ به‌عنوان متغیر
$\hat{\theta}$	مقدار پیش‌بینی‌شده پارامتر نامطمئن
$\delta_{i,u}$	قیمت تولید توان ژنراتور در تکه خطی u
A_i	هزینه ثابت ژنراتور باس i
r_i	مقاومت خط i
x_i	راکتانس خط i
Υ^{o}	بودجه قیمت بازار زمان حقیقی
$\mathrm{a}_i,\mathrm{b}_i,\mathrm{c}_i$	ضرایب ثابت تابع هزینه سوخت ژنراتورها
$(z^{\mathrm{sp}})^{\circ}$	مقدار پایه تابع هدف زیرمساله
Φ^{dr}	مجموعه متغیرهای روز پیشرو و زمان حقیقی

متغیرها

τ^{d}	توان مبادله شده با بازار روز پیشرو
$\Delta\tau^{r}$	توان مبادله شده با بازار زمان حقیقی
$\Delta\sigma^{r}$	تغییرات قیمت در بازار زمان حقیقی
$\mathrm{w}_{t,i}$	توان تولیدی واحدهای تجدیدپذیر در باس i و زمان t
l	بار ثابت
$\mathrm{p}_{t,i}$	توان تولیدی ژنراتورهای قابل‌برنامه‌ریزی در باس i
$C_{t,i}$	تابع هزینه سوخت ژنراتورها
$\mathrm{q}_{t,i}$	توان راکتیو تولیدی ژنراتور i
τ_t^{q}	توان راکتیو مبادله شده با شبکه بالادست
$\mathrm{v}_{t,i}$; $v_{t,i}$	ولتاژ باس i
$f_{t,i}^{p}$	توان اکتیو عبوری از خط i
$f_{t,i}^{q}$	توان راکتیو عبوری از خط i
ρ_t^{rt}	میزان مشارکت شرایط روز پیشرو در تأمین بار
β	میزان انحراف مورد انتظار تابع هدف نسبت به مقدار پایه
$\mathrm{I}_{t,i}$	متغیر باینری ورود یا خروج ژنراتورها
$\kappa_{t,i,u}$	میزان توان تولیدی ژنراتورها در تکه خطی u
$\lambda^{\tau},\lambda^{\kappa},\lambda^{I},\pi_t^{+},$	متغیرهای دوگان
$\mathrm{su}_{t,i}$	هزینه راه‌اندازی ژنراتور باس i
$\kappa_{t,i,u}^{+};\kappa_{t,i,u}^{-}$	تغییرات افزایشی و کاهشی ژنراتور i در تکه خطی u
$\mathrm{h}_t^{+},\mathrm{h}_t^{-}$	متغیرهای کنترل قیمت بازار زمان حقیقی نسبت به حداکثر تغییرات مجاز
z^{sp}	مقدار تابع هدف زیرمساله
z^{mp}	مقدار تابع هدف مسئله اصلی
$\mathrm{f}_{\mathrm{igdt}}$	میزان انحراف پارامترهای نامطمئن نسبت به مقدار پیش‌بینی‌شده در مدل‌سازی IGDT

مراجع

[1] S. P. Chowdhury, P. Crossley, and S. Chowdhury, *Microgrids and Active Distribution Networks*, the Institution of Engineering and Technology, 2009.

[2] N. Hatziargyriou, *Microgrids: Architectures and Control*, John Wiley /IEEE Press, 2014.

[3] A. J. Conejo, M. Carrión and J. M. Morales, *Decision Making under Uncertainty in Electricity Markets*, Springer, 2010.

[4] J. Wu and X. Guan, "Coordinated multi-microgrids optimal control algorithm for smart distribution management system," IEEE Transaction on Smart Grid, vol. 4, no. 4, pp. 2174–2181, 2013.

[5] J. Wu and X. Guan, "Decentralized energy management system for networked microgrids in grid-connected and islanded modes," IEEE Transaction on Smart Grid, vol. 7, no. 2, pp. 1097–1105, 2016.

www.SID.ir

Archive of SID

[6] W. Shi, X. Xie, C. C. Chu and R. Gadh, "Real-time energy management in microgrids," IEEE Transaction on Smart Grid, vol. 8, no. 1, pp. 228–238, 2017.

[7] W. Zheng, W. Wu, B. Zhang, H. Sun and Y. Liu, "A fully distributed reactive power optimization and control method for active distribution networks," IEEE Transaction on Smart Grid, vol. 7, no. 8, pp. 1021–1033, 2016.

[8] A. Safdarian, M. Fotuhi-Firuzabad and M. Lehtonen, "A stochastic framework for short-term operation of a distribution company," IEEE Transaction on Power System, vol. 28, no. 4, pp. 4712–4721, 2013.

[9] G. Lio, Y. Xu and K. Tomsovic, "Bidding strategy for microgrid in day-ahead market based on hybrid stochastic/robust optimization," IEEE Transaction on Smart Grids, vol. 7, no. 1, pp. 227–237, 2016.

[10] W. Su, J. Wang and J. Roh, "Stochastic energy scheduling in microgrids with intermittent renewable energy resources," IEEE Transaction on Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 1876–1883, 2014.

[11] H. Pandz˘ic´, J. M. Morales, A. J. Conejo and I. Kuzle, "Offering model for a virtual power plant based on stochastic programming," Applied Energy, vol. 105, pp. 282–292, 2013.

[12] D. T. Nguyen and L. B. Le, "Optimal bidding strategy for microgrids considering renewable energy and building thermal dynamics," IEEE Transaction on Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 1608–1620, 2014.

[13] G. Cardosoa, M. Stadler, A. Siddiqui, C. Marnay, N. DeForest, A. Barbosa-Póvoaa and P. Ferrãoa, "Microgrid reliability modeling and battery scheduling using stochastic linear programming," Electric Power Systems Research, vol. 103, pp. 61–69, 2013.

[14] Z. Ding, W. J. Lee and J. Wang, "Stochastic resource planning strategy to improve the efficiency of microgrid operation," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 21, no. 3, pp. 1978–1986, 2015.

[۱۵] علی مهدی زاده و نوید تقی زادگان کلانتری، «برنامه‌ریزی تصادفی ریزشبکه جزیره‌ای در حضور سیستم ذخیره‌ساز هیدروژنی و برنامه پاسخ‌گویی بار»، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، جلد ۴۷، شماره ۲، صفحات ۷۲۵-۷۱۱، ۱۳۹۶.

[16] D. Bertsimas, E. Litvinov, X. Andy Sun, J. Zhao and T. Zheng, "Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem," IEEE Transaction on Power System., vol. 25, no. 1, pp. 52–63, 2013.

[17] Y. Zhang, N. Gatsis and G. B. Giannakis, "Robust energy management for microgrids with high-penetration renewables," IEEE Transaction on Sustainable Energy, vol. 4, no. 4, pp. 944–953, 2013.

[18] Y. Xiang, J. Liu and Y. Liu, "Robust energy management of microgrid with uncertain renewable generation and load," IEEE Transaction on Smart Grid, vol. 7, no. 2, pp. 1034–1043, 2016.

[19] Y. Zhang, N. Gatsis and G. B. Giannakis, "Robust energy management for microgrids with renewables," IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications, 2012.

[20] R.A. Gupta and N. K. Gupta, "A robust optimization based approach for microgrid operation in deregulated environment," Energy Conversion and Management, vol. 93, pp. 121–131, 2015.

[21] W. Wei, F. Liu, S. Mei, and Y. Hou, "Robust energy and reserve dispatch under variable renewable generation," IEEE Transaction on Smart Grid, vol. 6, no. 1, pp. 369–380, 2015.

[22] C. Zhao, J. Wang, J. P. Watson and Y. Guan, "Multi-stage robust unit commitment considering wind and demand response uncertainties," IEEE Transaction on Power System., vol. 28, no. 3, pp. 2708–2717, 2013.

[۲۳] سهیل کعبه پهنه‌کلائی و مرتضی رحیمیان، «مدیریت انرژی نیروگاه مجازی بر پایه بهینه‌سازی مقاوم با پایش پیشامدهای ریزشبکه: مطالعه موردی خروجی تکی خط»، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، جلد ۴۷، شماره ۱، صفحات ۲۴۹-۲۶۱، ۱۳۹۶.

[24] B. Mohammadi-Ivatloo, H. Zareipour, N. Amjady and M. Ehsan, "Application of information-gap decision theory to risk-constrained self-Scheduling of GenCos," IEEE Transaction on Power System, vol. 28, no. 2, pp. 1093–1102, 2013.

[25] J. Aghaei, V. G. Agelidis, M. Charwand, F. Raeisi, A. Ahmadi, A. E. Nezhad and A. Heidari, "Optimal robust unit commitment of CHP plants in electricity markets using information gap decision theory," IEEE Transaction on Smart Grid, vol. 8, no. 5, pp. 2296–2304, 2017.

[26] A. Ben-Tal and A. Nemirovski, "Robust solutions of uncertain linear programs," Operations Research, vol. 25, no. 1, pp. 1–13, 1999.

[27] Y. Ben-Haim, *Information Gap Decision Theory, Designs Under Severe Uncertainty*, Academic Press, 2006.

[28] J. Liu, H. Chen, W. Zhang, B. Yurkovich and G. Rizzoni, "Energy management problems under uncertainties for grid-connected microgrids: a chance constrained programming approach," IEEE Transaction on Smart Grid, to be published.

[29] Z. Wu, W. Gu, R. Wang, X. Yuan and W. Liu, "Economic optimal schedule of CHP microgrid system using chance constrained programming and particle swarm optimization," Power and Energy Society General Meeting, 2011.

[30] A. Ravichandran, S. Sirouspour, P. Malysz and A. Emadi, "A Chance-constraints-based control strategy for microgrids with energy storage and integrated electric vehicles," IEEE Transaction on Smart Grid, to be published.

[31] A. R. Malekpour and A. Pahwa, "Stochastic energy management in distribution systems with correlated wind generator," IEEE Transaction on Power System, to be published.

[32] S. Salinas, M. Li, P. Li and Yong Fu, "Dynamic energy management for the smart grid with distributed energy resources," IEEE Transaction on Smart Grid, vol. 4, no. 4, pp. 2139–2151, 2013.

[۳۳] معصومه جوادی، موسی مرزبند و سید مازیار میرحسینی‌مقدم، «مدیریت بهینه انرژی در سیستم‌های چند-ریزشبکه‌ای در بازار خرده‌فروشی انرژی بر پایه الگوریتم سلسله‌مراتبی تعاملی»، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، جلد ۴۶، شماره ۳، صفحات ۱۰۷-۱۲۰، ۱۳۹۵.

[34] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," IEEE Transaction on Power Delivery., vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989.

[35] A. Ahmadi-Khatir, A. J. Conejo and R. Cherkaoui, "Multi-area unit scheduling and reserve allocation under wind power uncertainty," IEEE Transaction on Power System, vol. 29, no. 4, pp. 1701–1710, 2014.

[36] A. Nasri, S. J. Kazempour, A. J. Conejo and M. Ghandhari, "Network-constrained AC unit commitment under uncertainty: A benders' decomposition approach," IEEE Transaction on Power System, vol. 31, no. 1, pp. 412–422, 2016.

[37] S. P. Boyd and L. Vandenberghe, *Convex Optimization*, Cambridge University Press, 2004.

[38] M. Farivar and S. H. Low, "Branch flow model: relaxations and convexification (parts I, II)," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 3, pp. 2554–2572, 2013.

[39] L. Gan, N. Li, U. Topcu and S. H. Low, "Exact convex relaxation of optimal power flow in radial networks," IEEE Transactions on Automatic Control, vol. 60, no. 1, pp. 72–87, 2015.

[40] J. M. Arroyo and A. J. Conejo, "Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market," Transaction on Power System, vol. 15, no. 3, pp.1098–1104, 2000.

[41] CVX Research Inc. CVX: The CVX Users' Guide, Version 2.0, March 2017, http://web.cvxr.com/cvx/doc/CVX.pdf.

[42] M. Moradi-Dalvand, B. Mohammadi-Ivatloo, N. Amjady, H. Zareipour and M. Mazhab-Jaferi, "Self-scheduling of wind producer based on information gap decision theory," Energy, vol. 81, pp. 588–600, 2015.

[43] R. T. Rockafellar and S. Uryasev, "Conditional value-at-risk for generallossdistributions," Journal of Banking & Finance, vol.26, no.7, pp.1443–1471, 2002.

www.SID.ir

Archive of SID

[44] North Dakota Agriculture Weather Network, http://ndawn.ndsu.nodak.edu/wind-speeds.html.

زیرنویس‌ها:

1. Active distribution networks
2. Microgrid
3. Day-ahead market
4. Real-time Market
5. Convex model
6. Scenario based stochastic optimization
7. Robust optimization
8. Information Gap Decision Theory
9. Chance constrained
10. Lyapunov optimization
11. Benders decomposition algorithm
12. Mixed integer convex programing
13. Mixed integer linear programing
14. Convex programing
15. Lower bound
16. Upper bound
17. Distribution Company

www.SID.ir