

بهره‌برداری بهینه توزیع شده شبکه یکپارچه برق-گاز با مدل‌سازی فازی عدم قطعیت رفتاری پاسخگویی بار

محمد مهدی داوری (نویسنده مسئول)

دانشکده برق (قدرت-کنترل)، دانشگاه شهید بهشتی، تهران،

m_davary@sbu.ac.ir

محمدصادق سپاسیان

دانشکده برق (قدرت-کنترل)، دانشگاه شهید بهشتی، تهران،

محمد تقی عاملی

دانشکده برق (قدرت-کنترل)، دانشگاه شهید بهشتی، تهران،

چکیده

با گسترش سامانه‌های چندانرژی و افزایش نفوذ منابع تجدیدپذیر، بهره‌برداری بهینه از سامانه‌های یکپارچه برق-گاز با عدم قطعیت‌های فزاینده‌ای مواجه شده است. یکی از مهم‌ترین این عدم قطعیت‌ها، رفتار نامطمئن مصرف‌کنندگان در مشارکت در برنامه‌های پاسخگویی بار است که می‌تواند به تصمیم‌گیری‌های خوش‌بینانه و غیرواقع‌بینانه در بهره‌برداری منجر شود. در این مقاله، یک چارچوب بهره‌برداری بهینه توزیع شده برای سامانه یکپارچه برق-گاز ارائه می‌شود که در آن پاسخگویی بار به صورت یکپارچه و شامل بارهای قابل انتقال، قابل کاهش و قابل جایگزینی بین حامل‌های برق و گاز مدل‌سازی شده است. به منظور افزایش واقع‌گرایی مدل، عدم قطعیت رفتاری مصرف‌کنندگان با استفاده از رویکرد فازی مدل شده و به صورت درون‌زا در فرمول‌بندی بهینه سازی لحاظ می‌شود. مدل پیشنهادی به صورت یک مسئله بهینه سازی مختلط عدد صحیح (MILP) تدوین شده و با بهره‌گیری از روش لاگرانژ افزوده توزیع شده (ADMM)، با در نظر گرفتن استقلال بهره‌برداران برق و گاز حل می‌شود تا ساختار واقعی بازارهای انرژی منعکس گردد. نتایج مطالعات عددی نشان می‌دهد که لحاظ پاسخگویی بار یکپارچه موجب کاهش هزینه‌های بهره‌برداری، کاهش تراکم شبکه و بهبود مدیریت پیک مصرف می‌شود. همچنین، مدل‌سازی فازی عدم قطعیت رفتاری از بروز برنامه‌ریزی‌های خوش‌بینانه جلوگیری کرده و تصمیمات بهره‌برداری پایدارتر و قابل اطمینان‌تری را برای سامانه‌های یکپارچه برق-گاز فراهم می‌کند. نوآوری اصلی این پژوهش در ترکیب هم‌زمان پاسخگویی بار یکپارچه، مدل‌سازی فازی عدم قطعیت

تاریخ دریافت:

۱۴۰۵/۰۲/۲۳

تاریخ پذیرش:

۱۴۰۵/۰۳/۳۱

کلمات کلیدی:

شبکه یکپارچه برق-گاز،
پاسخگویی بار، عدم قطعیت
رفتاری، مدل‌سازی فازی،
بهره‌برداری توزیع شده

رفتاری و چارچوب بهره‌برداری توزیع‌شده در یک ساختار منسجم
بهینه‌سازی نهفته است.

شاخص‌ها			
t	شاخص زمان در افق برنامه‌ریزی	$x \in \{TL, CL, SL\}$	شاخص نوع پاسخگویی بار مجموعه انواع پاسخگویی بار شامل بار قابل انتقال (TL)، بار قابل کاهش (CL) و بار قابل جایگزینی (SL)
پارامترها			
C_t^{power}	ضریب هزینه خرید برق از شبکه در زمان t	$L_{SL,t}^{max}$	حداکثر مقدار بار قابل جایگزینی در زمان t
C^{Gas}	ضریب هزینه تولید واحد توربین گازی	P_{P2G}^{max}	حداکثر توان مجاز ورودی به واحد $P2G$
C_{P2G}	ضریب هزینه بهره‌برداری واحد تبدیل برق به گاز	P_{P2G}^{min}	حداقل توان مجاز ورودی به واحد $P2G$
C_{TL}	ضریب هزینه مربوط به بار قابل انتقال در زمان t	$L_{TL,t}^{+max}$	حداکثر افزایش مقدار بار قابل انتقال در زمان t
C_{CL}	ضریب هزینه مربوط به بار قابل کاهش	$L_{TL,t}^{-max}$	حداکثر کاهش مقدار بار قابل انتقال در زمان t
C_{SL}	ضریب هزینه مربوط به بار قابل جایگزینی	$L_{CL,t}^{max}$	حداکثر مقدار بار قابل کاهش در زمان t
$L_{\cdot,t}$	بار اولیه سیستم در زمان t	η_{P2G}	راندمان تبدیل واحد برق به گاز
Δt	طول بازه زمانی	R_{GT}^{up}	رمپ افزایش تولید واحد توربین گازی
η_{GT}	راندمان تبدیل گاز به برق در واحد توربین گازی	R_{GT}^{down}	رمپ کاهش تولید واحد توربین گازی
متغیرها			
$P_{GT,t}$	توان تولیدی واحد توربین گازی در زمان t	$\tilde{e}_{x,t}$	جمله عدم قطعیت مربوط به نوع پاسخگویی بار x در زمان t
$P_{w,t}$	توان تولیدی منبع بادی در زمان t	$\hat{L}_t^g$	بار نهایی گازی در زمان t
$P_{P2G,t}$	توان مصرفی واحد تبدیل برق به گاز در زمان t	$L_{0,t}^g$	تقاضای کل اسمی سیستم گاز در زمان t
$G_{P2G,t}$	مقدار گاز تولیدی توسط واحد $P2G$ در زمان t	$L_{0,t}^e$	بار کل اسمی سیستم الکتریکی در زمان t
G_t^{sup}	میزان مصرف گاز در سیستم در زمان t	$\hat{L}_t^e$	بار نهایی الکتریکی در زمان t
$L_{TL,t}$	مقدار بار قابل انتقال در زمان t	$L_{x,t}$	مقدار اسمی بار از نوع x در زمان t
$L_{CL,t}$	مقدار بار قابل کاهش در زمان t	$\hat{L}_{x,t}$	مقدار واقعی بار از نوع x تحت عدم قطعیت در زمان t
$L_{SL,t}$	مقدار بار قابل جایگزینی در زمان t	$G_{GT,t}$	مقدار گاز مصرفی واحد توربین گازی در زمان t

۱. مقدمه

افزایش تقاضای انرژی، محدودیت منابع سوخت‌های فسیلی و تشدید نگرانی‌های زیست‌محیطی، نظام‌های انرژی را با چالش‌های ساختاری و بهره‌برداری متعددی مواجه ساخته است [۱]. در چنین شرایطی، حرکت به سوی سامانه‌های انرژی کارتر، منعطف‌تر و کم‌کربن به عنوان یکی از رویکردهای کلیدی در مسیر توسعه پایدار مطرح شده است. در این میان، شبکه‌های یکپارچه برق و گاز طبیعی به دلیل قابلیت تبادل انرژی میان حامل‌ها، انعطاف‌پذیری عملیاتی و امکان بهره‌گیری هماهنگ از منابع مختلف انرژی، توجه قابل توجهی را در میان پژوهشگران و سیاست‌گذاران حوزه انرژی به خود جلب کرده‌اند [۲]. وجود تجهیزاتی نظیر سامانه‌های تبدیل توان به گاز (P₂G) و توربین‌های گازی این امکان را فراهم می‌کند که تعامل مؤثری میان شبکه برق و شبکه گاز برقرار شده و از ظرفیت‌های مکمل این دو شبکه در جهت افزایش کارایی کلی سیستم استفاده شود [۳].

در سال‌های اخیر، توسعه منابع انرژی تجدیدپذیر به‌ویژه انرژی بادی، نقش مهمی در کاهش آلاینده‌های زیست‌محیطی و وابستگی به سوخت‌های فسیلی ایفا کرده است [۴]. با این حال، ماهیت متغیر و غیرقابل پیش‌بینی تولید توان بادی، چالش‌های جدیدی را در بهره‌برداری و برنامه‌ریزی سامانه‌های انرژی ایجاد کرده است [۵]. نوسانات تولید این منابع می‌تواند موجب عدم تعادل میان عرضه و تقاضا، افزایش هزینه‌های بهره‌برداری و حتی کاهش قابلیت اطمینان سیستم شود. در چنین شرایطی، بهره‌گیری از منابع انعطاف‌پذیر در سمت تقاضا به عنوان ابزاری مؤثر برای مدیریت این نوسانات مورد توجه قرار گرفته است [۶].

پاسخگویی بار به عنوان یکی از مهم‌ترین ابزارهای مدیریت سمت تقاضا، امکان مشارکت فعال مصرف‌کنندگان در بهره‌برداری سامانه‌های انرژی را فراهم می‌کند [۷]. از طریق تغییر الگوی مصرف، انتقال یا کاهش بار در بازه‌های زمانی مختلف و همچنین جایگزینی میان حامل‌های انرژی، برنامه‌های پاسخگویی بار می‌توانند به کاهش پیک مصرف، بهبود بهره‌برداری از منابع تجدیدپذیر و کاهش هزینه‌های بهره‌برداری سیستم کمک کنند [۸]. در مطالعات پیشین، انواع مختلفی از پاسخگویی بار معرفی شده‌اند که از جمله آن‌ها می‌توان به بارهای قابل انتقال، قابل کاهش و قابل جایگزینی اشاره کرد [۹]. با این حال، در بسیاری از پژوهش‌ها این انواع پاسخگویی بار به صورت جداگانه یا صرفاً در چارچوب سامانه برق مورد بررسی قرار گرفته‌اند و ارتباط هم‌زمان آن‌ها با شبکه گاز طبیعی کمتر مورد توجه قرار گرفته است [۱۰].

یکی از چالش‌های اساسی در به کارگیری برنامه‌های پاسخگویی بار، عدم قطعیت ناشی از رفتار مصرف‌کنندگان است [۱۱]. تصمیم کاربران برای مشارکت در این برنامه‌ها همواره قطعی و قابل پیش‌بینی نیست و به عوامل متعددی نظیر ترجیحات فردی، شرایط اقتصادی و عوامل روان‌شناختی وابسته است [۱۲]. نادیده گرفتن این عدم قطعیت می‌تواند منجر به برنامه‌ریزی‌های غیرواقع‌بینانه شود؛ به گونه‌ای که برنامه بهره‌برداری تدوین شده در عمل قابلیت اجرا نداشته یا موجب کاهش رضایت مصرف‌کنندگان گردد [۱۳]. از این رو، لحاظ کردن عدم قطعیت رفتاری مصرف‌کنندگان به عنوان بخشی جدایی‌ناپذیر از مدل‌سازی بهره‌برداری سامانه‌های انرژی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است [۱۴]. در این میان، رویکردهای فازی به دلیل توانایی در مدل‌سازی عدم قطعیت‌های ناشی از قضاوت انسانی و رفتارهای غیرقطعی، ابزار مناسبی برای بازنمایی عدم قطعیت رفتاری مصرف‌کنندگان در برنامه‌های پاسخگویی بار به شمار می‌آیند.

علاوه بر این، ساختار بهره‌برداری سامانه‌های انرژی نیز نقش مهمی در طراحی مدل‌های بهینه‌سازی ایفا می‌کند. در بسیاری از مطالعات، فرض می‌شود که شبکه برق و شبکه گاز تحت مدیریت یک بهره‌بردار واحد قرار دارند و مسئله بهره‌برداری به صورت متمرکز حل می‌شود [۱۵]. با این حال، در عمل این فرض همواره برقرار نیست؛ زیرا در بسیاری از کشورها شبکه‌های برق و گاز توسط بهره‌برداران مستقل با اهداف اقتصادی و محدودیت‌های اطلاعاتی متفاوت اداره می‌شوند [۱۶]. در چنین شرایطی، استفاده از چارچوب‌های بهره‌برداری توزیع شده که ضمن حفظ استقلال بهره‌برداران، هماهنگی لازم میان سامانه‌ها را برقرار کنند، از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است [۱۷].

با توجه به چالش‌های مطرح‌شده، این پژوهش یک چارچوب بهره‌برداری بهینه توزیع‌شده برای شبکه یکپارچه برق و گاز ارائه می‌کند که در آن نقش پاسخگویی بار و عدم قطعیت رفتاری مصرف‌کنندگان به‌صورت هم‌زمان مورد بررسی قرار می‌گیرد. در مدل پیشنهادی، پاسخگویی بار به‌صورت یکپارچه و در قالب بارهای قابل‌انتقال، قابل‌کاهش و قابل‌جایگزینی میان حامل‌های برق و گاز مدل‌سازی شده است. همچنین، به‌منظور افزایش واقع‌گرایی مدل، عدم قطعیت ناشی از رفتار مصرف‌کنندگان در مشارکت در برنامه‌های پاسخگویی بار با استفاده از رویکرد فازی در مدل لحاظ می‌شود. علاوه بر این، با فرض استقلال بهره‌برداران شبکه‌های برق و گاز، مسئله بهره‌برداری در قالب یک چارچوب توزیع‌شده مدل‌سازی و حل می‌شود تا ساختار واقعی تعامل میان این دو شبکه منعکس گردد.

مشارکت‌ها و نوآوری‌های اصلی این پژوهش را می‌توان به‌صورت زیر خلاصه کرد:

۱. ارائه یک چارچوب بهره‌برداری بهینه توزیع‌شده برای شبکه‌های یکپارچه برق و گاز که استقلال بهره‌برداران هر شبکه را در فرآیند تصمیم‌گیری در نظر می‌گیرد؛
۲. مدل‌سازی یکپارچه انواع مختلف پاسخگویی بار شامل بارهای قابل‌انتقال، قابل‌کاهش و قابل‌جایگزینی در محیط شبکه‌های کوپل‌شده برق و گاز؛
۳. لحاظ کردن عدم قطعیت رفتاری مصرف‌کنندگان در مشارکت در برنامه‌های پاسخگویی بار با استفاده از رویکرد فازی به‌منظور افزایش واقع‌گرایی مدل بهره‌برداری؛
۴. تحلیل اثر سطح عدم قطعیت رفتاری مصرف‌کنندگان بر نتایج بهره‌برداری شبکه یکپارچه برق-گاز و بررسی پیامدهای آن بر هزینه‌های بهره‌برداری و مدیریت پیک مصرف.

ساختار ادامه مقاله به این صورت سازمان‌دهی شده است. در بخش ۲ مدل‌سازی ریاضی مسئله بهره‌برداری شبکه یکپارچه برق-گاز و نحوه مدل‌سازی اجزای مختلف سیستم ارائه می‌شود. در بخش ۳ روش حل و چارچوب بهینه‌سازی مورد استفاده برای حل مدل پیشنهادی تشریح می‌شود. در بخش ۴ نتایج شبیه‌سازی و مطالعات عددی ارائه شده و عملکرد مدل پیشنهادی در سناریوهای مختلف مورد تحلیل قرار می‌گیرد. در نهایت، بخش ۵ به جمع‌بندی نتایج پژوهش اختصاص دارد.

۲. مدل‌سازی سامانه یکپارچه برق و گاز

۲-۱ روابط کوپل میان شبکه برق و گاز

کوپل فیزیکی میان شبکه برق و شبکه گاز از طریق توربین‌های گازی و واحدهای تبدیل توان به گاز برقرار می‌شود. این نوع مدل‌سازی به‌طور گسترده در مطالعات سامانه‌های انرژی یکپارچه مورد استفاده قرار گرفته است [۸،۵].

• توربین گازی

رابطه بین مصرف گاز و تولید برق توربین گازی به‌صورت خطی و با در نظر گرفتن راندمان تبدیل مدل‌سازی می‌شود:

$$P_{GT,t} = \eta_{GT} G_{GT,t} \quad (1)$$

محدودیت‌های ظرفیت و تغییرات توان توربین گازی به‌صورت زیر اعمال می‌شوند:

$$P_{GT}^{\min} \leq P_{GT,t} \leq P_{GT}^{\max} \quad (2)$$

$$-R_{GT}^{\text{down}} \leq P_{GT,t} - P_{GT,t-1} \leq R_{GT}^{\text{up}} \quad (3)$$

این نوع مدل سازی خطی برای توربین های گازی در چارچوب بهره برداری سامانه های برق - گاز در مطالعات اخیر به کار گرفته شده است.

- واحد تبدیل توان به گاز

رابطه تبدیل توان الکتریکی به گاز طبیعی در واحد مبدل های برق-به-گاز (P^G)^۱ به صورت زیر بیان می شود:

$$G_{P2G,t} = \eta_{P2G} P_{P2G,t} \quad (۴)$$

همچنین، محدودیت ظرفیت واحد P^G به صورت زیر در نظر گرفته می شود:

$$P_{P2G}^{\min} \leq P_{P2G,t} \leq P_{P2G}^{\max} \quad (۵)$$

مدل سازی فوق برای واحدهای P^G به عنوان یک روش متداول در مطالعات سامانه های انرژی یکپارچه معرفی شده است.

۲-۲ قیود توازن انرژی

توازن انرژی در شبکه برق و شبکه گاز به صورت زیر اعمال می شود:

- توازن توان الکتریکی

$$P_{GT,t} + P_{w,t} = \hat{L}_t^e + P_{P2G,t} \quad (۶)$$

- توازن گاز طبیعی

$$G_t^{\sup} + G_{P2G,t} = \hat{L}_t^g + G_{GT,t} \quad (۷)$$

مدل سازی توازن انرژی به صورت تجمیعی در مطالعات بهره برداری سامانه های یکپارچه به طور گسترده استفاده شده است.

۲-۳ تابع هدف بهره برداری

هدف، کمینه سازی هزینه کل بهره برداری سامانه در افق برنامه ریزی است:

$$\min \sum_{t=1}^T (c_t^{\text{power}} P_{GT,t} + c^{\text{Gas}} G_t^{\sup} + c_{P2G} P_{P2G,t} + c_{CL} L_{CL,t} + c_{TL} (L_{TL,t}^+ + L_{TL,t}^-) + c_{SL} |L_{SL,t}|) \quad (۸)$$

تابع هدف فوق شکل رایج مسئله بهره برداری اقتصادی در سامانه های انرژی یکپارچه با پاسخگویی بار را دنبال می کند.

۲-۴ مدل پاسخگویی بار یکپارچه

در این پژوهش، پاسخگویی بار به صورت یکپارچه و در قالب سه نوع بار قابل انتقال، قابل کاهش و قابل جایگزینی برق - گاز مدل سازی می شود. این تفکیک در مطالعات اخیر سامانه های چند انرژی برای افزایش انعطاف پذیری بهره برداری پیشنهاد شده است.

^۱ Power to gas (P^G)

• بار قابل انتقال

بار قابل انتقال به صورت اختلاف بار منتقل شده به و از هر بازه زمانی تعریف می شود:

$$L_{TL,t} = L_{TL,t}^+ - L_{TL,t}^- \quad (9)$$

محدودیت انتقال بار:

$$0 \leq L_{TL,t}^+ \leq L_{TL,t}^{+ \max} \quad (10)$$

$$0 \leq L_{TL,t}^- \leq L_{TL,t}^{- \max} \quad (11)$$

قید حفظ انرژی در کل افق زمانی:

$$\sum_{t=1}^T L_{TL,t} = 0 \quad (12)$$

این نوع مدل سازی برای بارهای قابل انتقال در چارچوب پاسخگویی بار در مطالعات اخیر مورد استفاده قرار گرفته است.

• بار قابل کاهش

مقدار بار قابل کاهش در هر بازه زمانی به صورت زیر مدل سازی می شود:

$$0 \leq L_{CL,t} \leq L_{CL,t}^{\max} \quad (13)$$

که این نوع مدل سازی برای بار قابل کاهش به عنوان یکی از ابزارهای مدیریت پیک مصرف در مطالعات مختلف گزارش شده است.

• بار قابل جایگزینی برق - گاز

بار قابل جایگزینی امکان انتقال بخشی از تقاضا میان حامل های برق و گاز را فراهم می کند. بار نهایی برق و گاز به صورت زیر محاسبه می شود:

$$L_t^e = L_{0,t}^e + L_{TL,t} - L_{CL,t} - L_{SL,t} \quad (14)$$

$$L_t^g = L_{0,t}^g + \chi_{eg} L_{SL,t} \quad (15)$$

محدودیت مقدار جایگزینی:

$$|L_{SL,t}| \leq L_{SL,t}^{\max} \quad (16)$$

مدل سازی بار قابل جایگزینی برق - گاز به عنوان یک ابزار کوپل رفتاری در سامانه های انرژی یکپارچه در مطالعات اخیر معرفی شده است.

۲-۵ مدل سازی عدم قطعیت پاسخگویی بار

عدم قطعیت مشارکت مصرف کنندگان در برنامه های پاسخگویی بار با استفاده از اعداد فازی مثلثی مدل سازی می شود [۱۸].

برای هر نوع بار:

$$\tilde{\varepsilon}_{x,t} = (-\varepsilon_{x,t}, 0, +\varepsilon_{x,t}) \quad x \in \{TL, CL, SL\} \quad (17)$$

مقدار مؤثر پاسخگویی بار:

$$\hat{L}_{x,t} = L_{x,t} + \tilde{\varepsilon}_{x,t} \quad (18)$$

در نتیجه، بار نهایی برق و گاز تحت عدم قطعیت به صورت زیر به دست می آید:

$$\hat{L}_t^e = L_{0,t}^e + \hat{L}_{TL,t} - \hat{L}_{CL,t} - \hat{L}_{SL,t} \quad (19)$$

$$\hat{L}_t^g = L_{0,t}^g + \chi_{eg} \hat{L}_{SL,t} \quad (20)$$

این رویکرد فازی برای مدل سازی عدم قطعیت پاسخگویی بار در مطالعات اخیر پیشنهاد شده است.

۳. روش حل مسئله

به منظور تبیین منسجم فرآیند مدل سازی و حل مسئله، چارچوب کلی پژوهش در شکل ۱ به صورت فلوچارت ارائه شده است. این فلوچارت، مراحل اصلی توسعه مدل از دریافت داده های ورودی تا استخراج برنامه بهره برداری نهایی را نشان می دهد و ارتباط میان اجزای مختلف چارچوب پیشنهادی را به صورت نظام مند مشخص می سازد.

در گام نخست، داده های مورد نیاز شامل پروفیل بار برق و گاز، مشخصات فنی تجهیزات، محدودیت های بهره برداری شبکه، و پارامترهای مربوط به برنامه های پاسخگویی بار دریافت می شوند. بر این اساس، مدل یکپارچه شبکه برق-گاز با در نظر گرفتن قیود عملکردی هر دو شبکه، موازنه انرژی، و روابط کوپل میان زیرسامانه ها تدوین می شود. در این چارچوب، وابستگی متقابل میان شبکه برق و گاز از طریق تجهیزات واسط نظیر توربین گازی و واحد تبدیل توان به گاز لحاظ می گردد.

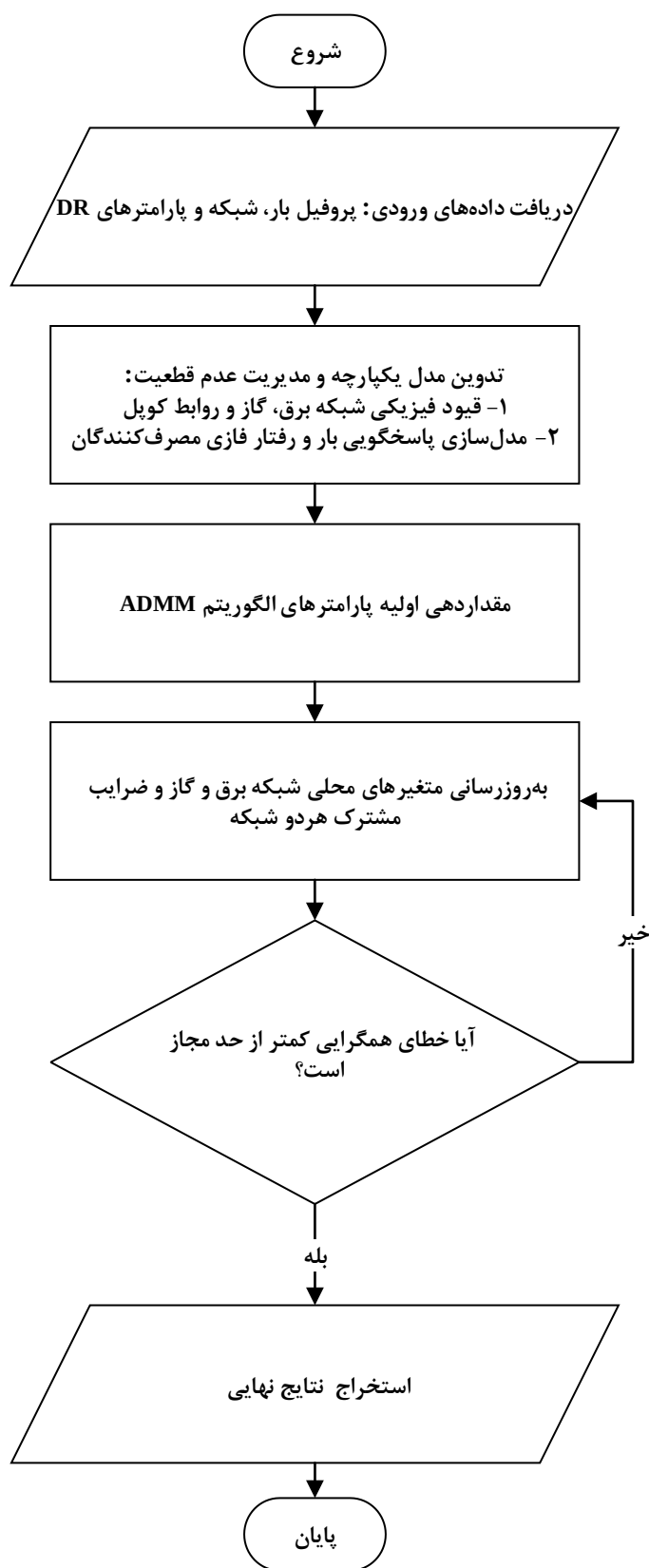
در ادامه، ظرفیت انعطاف پذیری سمت تقاضا در قالب برنامه های پاسخگویی بار شامل بار قابل انتقال، بار قابل کاهش و بار قابل جایگزینی برق-گاز در مدل وارد می شود. با توجه به آن که میزان مشارکت مصرف کنندگان در این برنامه ها ماهیتی قطعی ندارد، عدم قطعیت رفتاری آن ها با استفاده از رویکرد فازی مدل سازی می شود. سپس، مقادیر حاصل از این مدل سازی به گونه ای در چارچوب مسئله به کار گرفته می شوند که اثر عدم قطعیت رفتاری مصرف کنندگان در تصمیم گیری بهره برداری منعکس شود.

پس از تکمیل مدل سازی شبکه و پاسخگویی بار، مسئله نهایی در قالب یک مدل بهینه سازی عدد صحیح مختلط صورت بندی می شود. با توجه به ابعاد مسئله، وجود متغیرهای پیوسته و گسسته، و نیز کوپل شدگی میان دو شبکه، حل مستقیم مدل می تواند با پیچیدگی محاسباتی قابل توجهی همراه باشد. از این رو، برای دستیابی به پاسخ بهینه با کارایی محاسباتی مناسب، از الگوریتم ADMM استفاده می شود.

لازم به تأکید است که به کارگیری ADMM در این پژوهش صرفاً یک راهکار حل عددی است و به معنای تفکیک مفهومی مدل پیشنهادی نیست. مدل ارائه شده از ابتدا تا انتها به صورت یکپارچه تدوین شده و تمامی تصمیمات مربوط به بهره برداری شبکه برق و گاز در قالب یک چارچوب هماهنگ تعیین می شوند. نقش ADMM در این میان، تسهیل فرآیند حل و بهبود کارایی محاسباتی مسئله، بدون خدشه به یکپارچگی مدل، است.

بر اساس روند نشان داده شده در شکل ۱، حل مسئله به صورت تکراری انجام می شود. در هر تکرار، متغیرهای مرتبط با بخش های کوپل شده به روزرسانی شده و هماهنگی میان تصمیمات بهره برداری در دو شبکه برقرار می شود. این فرآیند تا زمان ارضای معیار توقف ادامه می یابد و

پس از همگرایی، برنامه نهایی بهره‌برداری استخراج می‌شود. در نهایت، نتایج حاصل مبنای ارزیابی اثر پاسخگویی بار و عدم قطعیت رفتاری بر عملکرد شبکه یکپارچه برق-گاز قرار می‌گیرند.



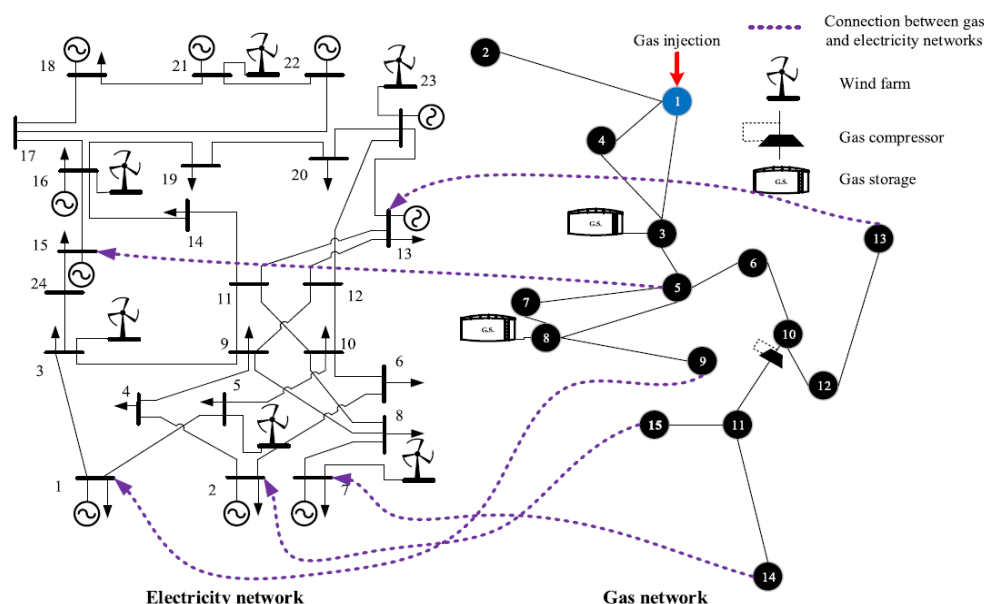
شکل ۱ الگوریتم کلی روش حل

۴. نتایج شبیه سازی

در این بخش، نتایج حاصل از اجرای مدل پیشنهادی بر روی شبکه های آزمون استاندارد و تحت شرایط روز پیک زمستانی ارائه می گردد. هدف اصلی، ارزیابی کارایی رویکرد یکپارچه سازی پاسخگویی بار فازی در سامانه برق-گاز و سنجش تأثیر آن بر شاخص های کلیدی بهره برداری است.

۴-۱ شبکه و سناریوهای مورد مطالعه

شبیه سازی با استفاده از شبکه قدرت ۳۹ با سه IEEE و شبکه گاز ۱۵ گره ای استاندارد انجام شده است. افق زمانی ۲۴ ساعته با گام یک ساعته در نظر گرفته شده و پارامترهای فنی و اقتصادی مربوط به واحدهای تولیدی، مبدل های P۲G، واحدهای CHP و پروفایل بارهای الکتریکی و گازی بر اساس داده های مرجع تنظیم گردیده اند. عدم قطعیت پاسخگویی بار به صورت اعداد فازی مثلثی مدل شده است.



شکل ۲ شبکه تست مورد مطالعه

برای مقایسه عملکرد، چهار سناریوی زیر مورد بررسی قرار گرفته اند:

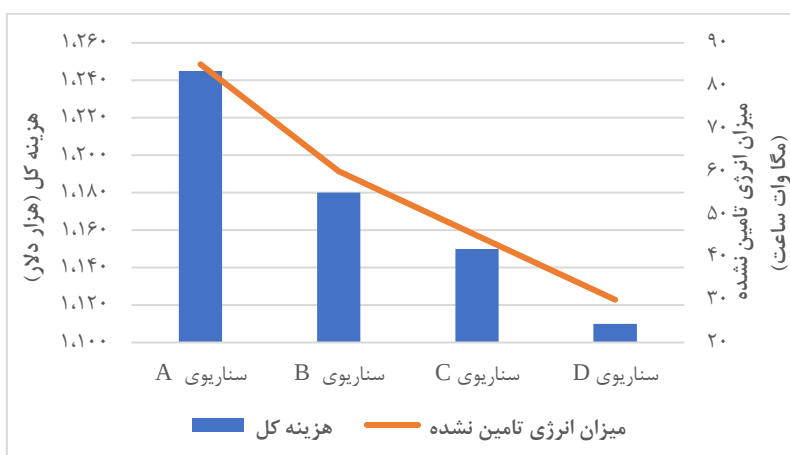
- سناریوی A (پایه): بدون هیچ گونه قابلیت پاسخگویی بار.
- سناریوی B: پاسخگویی بار قطعی تنها در بخش برق.
- سناریوی C: پاسخگویی بار قطعی یکپارچه در هر دو بخش برق و گاز.
- سناریوی D (پیشنهادی): پاسخگویی بار فازی یکپارچه در سامانه برق-گاز.

۴-۲. نتایج کمی و مقایسه ای

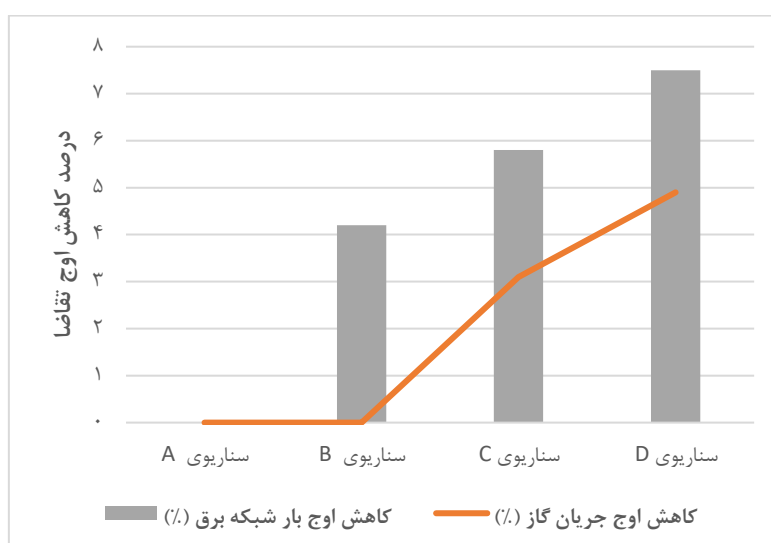
شاخص‌های کلیدی ارزیابی شامل هزینه کل بهره‌برداری، انرژی تأمین نشده^۲، کاهش اوج بار و کاهش ازدحام خطوط و لوله‌ها هستند. جدول ۱ خلاصه‌ای از این نتایج را برای هر چهار سناریو ارائه می‌دهد.

جدول ۱: مقایسه شاخص‌های عملکرد در سناریوهای مختلف

شاخص عملکرد	سناریوی A	سناریوی B	سناریوی C	سناریوی D
هزینه کل (هزار دلار)	۱,۲۴۵	۱,۱۸۰	۱,۱۵۰	۱,۱۱۰
انرژی تأمین نشده (MWh)	۸۵	۶۰	۴۵	۳۰
کاهش اوج بار شبکه برق (%)	۰٪	۴,۲٪	۵,۸٪	۷,۵٪
کاهش اوج جریان گاز (%)	۰٪	۰٪	۳,۱٪	۴,۹٪
تعداد خطوط دارای ازدحام	۷	۵	۳	۱
تعداد لوله‌های دارای ازدحام	۴	۴	۲	۰



شکل ۳ مقایسه هزینه کل و میزان انرژی تأمین نشده در سناریوهای مختلف



شکل ۴ مقایسه درصد کاهش پیک مصرف شبکه‌های برق و گاز در سناریوهای مختلف

^۲ Energy not supplied (ENS)

۳-۴. تحلیل نتایج

نتایج مندرج در جدول ۱ و شکل ۳ و ۴ به وضوح نشان می‌دهد که اعمال پاسخگویی بار به صورت یکپارچه و با در نظر گرفتن عدم قطعیت فازی (سناریوی D) منجر به بهبود قابل توجهی در تمامی شاخص‌های کلیدی نسبت به سایر سناریوها شده است.

- کاهش هزینه: سناریوی D با کاهش ۱۱٪ در هزینه کل نسبت به حالت پایه، بیشترین صرفه‌جویی اقتصادی را ایجاد می‌کند. این بهبود ناشی از بهینه‌سازی همزمان تخصیص منابع در دو حامل انرژی و استفاده از انعطاف‌پذیری بارها تحت شرایط عدم قطعیت است.
- افزایش قابلیت اطمینان: شاخص انرژی تأمین نشده در سناریوی پیشنهادی به ۳۰ مگاوات ساعت کاهش یافته که نشان‌دهنده ۶۴,۷٪ بهبود در قابلیت اطمینان تأمین انرژی نسبت به حالت پایه است. یکپارچه‌سازی عملیات شبکه گاز و برق امکان جبران کمبودهای یک سیستم توسط دیگری را فراهم ساخته است.
- کاهش اوج بار و مدیریت ازدحام: سناریوی D موفق شده است اوج بار برق را ۷,۵٪ و اوج جریان گاز را ۴,۹٪ کاهش دهد. این امر مستقیماً منجر به کاهش تنش در خطوط و لوله‌ها شده، به طوری که تنها یک خط برق در حالت ازدحام باقی می‌ماند و هیچ لوله گازی دچار ازدحام نمی‌شود. شکل ۲ درصد کاهش پیک مصرف شبکه‌های برق و گاز برای هر چهار سناریو به صورت گرافیکی مقایسه می‌کند. همان‌طور که در شکل ۲ مشاهده می‌شود، منحنی مربوط به سناریوی D (خط آبی پررنگ) بیشترین کاهش پیک برق و گاز در ساعات اوج (ساعات ۱۸-۲۰) را دارد. این مسئله حاکی از اثر مثبت مدیریت یکپارچه بارهای قابل انتقال، قابل کاهش و قابل جایگزین تحت چارچوب فازی است که به صورت هماهنگ در دو شبکه عمل می‌کنند.
- مزیت مدل فازی: مقایسه سناریوی C (قطعی یکپارچه) با سناریوی D (فازی یکپارچه) نشان می‌دهد که در نظر گرفتن عدم قطعیت ذاتی پاسخ مصرف‌کنندگان به صورت فازی، منجر به تصمیم‌گیری محتاطانه‌تر و کارآمدتر می‌شود. این امر در نتایج به صورت کاهش بیشتر هزینه و انرژی تأمین نشده و همچنین بهبود در مدیریت ازدحام نمایان شده است. مدل فازی با در بر گرفتن محدوده‌ای از مقادیر محتمل برای پاسخ بار، راه‌حلی را ارائه می‌دهد که در برابر تغییرات واقعی مقاوم‌تر است.

۴-۴. جمع‌بندی بخش نتایج

در مجموع، شبیه‌سازی‌های انجام شده مؤید این نکته است که رویکرد پیشنهادی (یکپارچه‌سازی بهره‌برداری سامانه برق-گاز با در نظر گرفتن پاسخگویی بار فازی) دستاوردهای چندجانبه‌ای را به همراه دارد. این رویکرد نه تنها کارایی اقتصادی را به طور معناداری افزایش می‌دهد، بلکه از طریق کاهش اوج بار و مدیریت ازدحام، پایداری عملیاتی هر دو شبکه را بهبود بخشیده و قابلیت اطمینان کل سامانه انرژی را ارتقا می‌بخشد. نتایج، برتری سناریوی مبتنی بر پاسخگویی بار فازی یکپارچه را نسبت به حالات قطعی و غیریکپارچه به وضوح نشان می‌دهند.

۵. نتیجه‌گیری و پیشنهادها

این پژوهش یک چارچوب بهره‌برداری توزیع شده برای سامانه یکپارچه برق و گاز ارائه نمود که در آن پاسخگویی بار به صورت یکپارچه و با در نظر گرفتن عدم قطعیت رفتاری مصرف‌کنندگان مدل شده است. مدل به صورت یک مسئله MILP فرمول‌بندی و با استفاده از الگوریتم ADMM به عنوان یک ابزار حل هماهنگ کننده، به صورت توزیع شده حل گردید. یافته‌های کلیدی این تحقیق را می‌توان در موارد زیر خلاصه نمود:

- یکپارچه‌سازی پاسخگویی بار در سطح برق و گاز منافع اقتصادی و قابلیت اطمینان قابل توجهی را به همراه دارد. نتایج نشان داد که مدل یکپارچه (سناریوی C) در مقایسه با مدل مستقل برق (سناریوی B)، می‌تواند هزینه کل را تا ۴٪ دیگر کاهش داده و انرژی تأمین نشده را به زیر ۱٪ برساند. این امر عمدتاً ناشی از نقش بار قابل جایگزینی (SL) است که به عنوان یک ابزار کوپل رفتاری، انعطاف‌پذیری عملیاتی سامانه را به شکل چشمگیری افزایش می‌دهد.

۲. در نظر گرفتن عدم قطعیت فازی در مشارکت پاسخگویی بار، اگرچه به قیمت اندکی افزایش هزینه (در این مطالعه حدود ۱,۴٪)، پایداری و واقع‌گرایی برنامه بهره‌برداری را تضمین می‌کند. مدل فازی از بروز تصمیم‌های بیش از حد تهاجمی که در مواجهه با انحرافات واقعی مصرف‌کنندگان ممکن است به قابلیت اطمینان سیستم آسیب برساند، جلوگیری می‌نماید.

۳. رویکرد حل توزیع‌شده مبتنی بر ADMM نه تنها ساختار واقعی بازارهای مستقل برق و گاز را حفظ می‌کند، بلکه با هماهنگی مؤثر بین بهره‌برداران، به راه‌حلی کارا و نزدیک به بهینه سراسری دست می‌یابد. این چارچوب، حریم اطلاعاتی بهره‌برداران را محفوظ نگه‌داشته و امکان پیاده‌سازی در محیط‌های عملیاتی غیرمتمرکز را فراهم می‌سازد.

محدودیت‌های پژوهش و پیشنهاد برای کارهای آینده

با وجود دستاوردهای ذکر شده، این پژوهش دارای محدودیت‌هایی است که زمینه را برای مطالعات آینده فراهم می‌سازد:

- مدل حاضر، عدم قطعیت را تنها در سمت تقاضا و در قالب اعداد فازی مثلی در نظر گرفته است. ادغام عدم قطعیت‌های تولید (مانند توان بادی و خورشیدی) با استفاده از روش‌های پیشرفته‌تر مانند برنامه‌ریزی تصادفی یا روباست، می‌تواند جامعیت مدل را افزایش دهد.
- شبکه گاز با یک مدل جریان ایستا مدل شده است. در نظر گرفتن دینامیک جریان گاز در مطالعات بهره‌برداری بلندمدت‌تر یا در صورت وجود ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز، می‌تواند نتایج واقع‌گرایانه‌تری ارائه دهد.
- این تحقیق بر یک روز نمونه متمرکز بود. توسعه مدل برای افق‌های برنامه‌ریزی هفتگی یا فصلی و بررسی اثرات تجمیع پاسخگویی بار در طول زمان، می‌تواند بینش‌های عمیق‌تری برای برنامه‌ریزان فراهم آورد.
- در نهایت، پیاده‌سازی عملیاتی چارچوب پیشنهادی در یک محیط آزمایشی واقعی و تحلیل موانع فنی و اقتصادی آن، گام نهایی ارزشمندی برای تبدیل این پژوهش به یک ابزار کاربردی برای بهره‌برداران شبکه‌های انرژی خواهد بود.

در جمع‌بندی نهایی می‌توان اذعان داشت که چارچوب ارائه‌شده، گامی مؤثر به سوی بهره‌برداری هوشمند، پایدار و مقاوم در سامانه‌های انرژی یکپارچه آینده است که در آن همکاری بین حامل‌ها و مشارکت فعال مصرف‌کننده، کلید دستیابی به اهداف اقتصادی و زیست‌محیطی خواهد بود.

مراجع

[۱] IEA, *World Energy Outlook 2023*, International Energy Agency, Paris, ۲۰۲۳.

[۲] Hu, C., Wang, H., & Li, C. (۲۰۲۰). Integrated energy system modeling and optimal scheduling strategy for supply and demand side resource flexibility. *Renewable Energy*, ۱۲۴۰۷۳.

[۳] Yan, Y., Wang, Y., Yan, J., Zhang, H., & Shang, W. (۲۰۲۴). Wind electricity-hydrogen-natural gas coupling: An integrated optimization approach for enhancing wind energy accommodation and carbon reduction. *Applied Energy*, 369, ۱۲۳۴۸۲.

[۴] REN۲۱, *Renewables 2023 Global Status Report*, Paris, ۲۰۲۳.

[۵] Liu, H., Liu, H., Hu, Q., Zhang, X., Sun, H., & Shahidehpour, M. (۲۰۲۰). SecureDec: A Decentralized Scheduling Pipeline With Federated Learning and Efficient Encryption for Electricity-Gas Coupled Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*.

[۶] Xiong, Z., Zhang, D., & Wang, Y. (۲۰۲۴). Optimal operation of integrated energy systems considering energy trading and integrated demand response. *Energy Reports*, 11, ۳۳۰۷-۳۳۱۶.

- [۷] Samadi Gharehveran, S., Shirini, K., Sarhangzadeh, M., & Gholinavaz, S. (۲۰۲۶). A review of game theory-based approaches for demand side management in smart energy grids. *Power, Control, and Data Processing Systems*, 3(۱), ۲۸-۳۷.
- [۸] Monemi Bidgoli, M. (۲۰۲۴). Stochastic energy scheduling in multiple microgrid systems considering independence index and energy not supply index. *Iranian Journal of Energy*, 27(۲), ۷۷-۸۷.
- [۹] Wang, J., Qiu, R., Wang, Z., & Xi, G. (۲۰۲۵). Low carbon economic dispatch of electric-hydrogen-blended natural gas integrated energy system with multi-energy coupling and integrated demand response. *Energy*, ۱۳۹۷۶۹.
- [۱۰] Davari, M. M., Ameli, H., Ameli, M. T., & Strbac, G. (۲۰۲۲). Impact of local emergency demand response programs on the operation of electricity and gas systems. *Energies*, 15(۶), ۲۱۴۴.
- [۱۱] Khademi, V., Soleymani, S., Sharifi, R., & Mozafari, B. (۲۰۲۵). Improving Integrated Energy Systems With Improved Particle Swarm Optimization: Co-Optimizing Renewables, Electric Vehicles, Gas Systems, and Demand Management. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2025(۱), ۳۳۸۲۶۰۱.
- [۱۲] Xie, Y., Xu, Y., Yi, Z., Lin, S., Zhang, B., Zhu, X., & Rong, S. (۲۰۲۵). A hybrid stochastic-robust planning approach for the flexible devices in an islanded integrated energy system considering multiple uncertainties and demand response. *IEEE Transactions on Industry Applications*.
- [۱۳] Wang, Y., Chen, X., Hong, B., & Zhang, J., "Fuzzy-based demand response modeling in integrated energy systems," *Energy*, vol. ۲۵۴, p. ۱۲۴۲۱۵, ۲۰۲۳.
- [۱۴] Zhao, H., Wu, Q., Wang, J., Liu, Z., & Shahidehpour, M., "Fuzzy optimization-based demand response management in multi-energy systems," *Applied Energy*, vol. ۳۰۶, p. ۱۱۷۹۷۷, ۲۰۲۲.
- [۱۵] Cheng, Q., Zhang, Z., Wang, Y., & Zhang, L. (۲۰۲۵). A review of distributed energy systems: Technologies, classification, and applications. *Sustainability*, 17(۴), ۱۳۴۶.
- [۱۶] Chen, J., Li, K., Zhao, D., Wang, H., & Zhang, C. (۲۰۲۵). Differential privacy-enabled distributed optimization dispatch algorithm with multi-channel communication for integrated energy system. *IEEE Transactions on Smart Grid*.
- [۱۷] Pu, Z., & Yi, T. (۲۰۲۵). Low-carbon economic energy sharing and revenue distribution strategy for multi-integrated energy systems considering the uncertainty of new energy output. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 43, ۱۰۱۷۵۷.
- [۱۸] Lu, M., Teng, Y., Chen, Z., & Song, Y. (۲۰۲۵). A bi-level optimization strategy of electricity-hydrogen-carbon integrated energy system considering photovoltaic and wind power uncertainty and demand response. *Scientific Reports*, 15(۱), ۱۸.