

برنامه‌ریزی پویای توسعه سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده در حضور عدم قطعیت تقاضای توان

امیرمسعود محقق^۱، دانشجو دکترا، سید یاسر درخشنده^{۲*}، دانشیار، عباس کارگر^۳، دانشیار

۱- دانشکده فنی و مهندسی- دانشگاه شهرکرد- شهرکرد- ایران.

masoud_mohaqqeq@yahoo.com

۲- دانشکده فنی و مهندسی- دانشگاه شهرکرد- شهرکرد- ایران.

y_derakhshandeh@eng.sku.ac.ir

۳- دانشکده فنی و مهندسی- دانشگاه شهرکرد- شهرکرد- ایران.

kargar@ieee.org

چکیده: در این مقاله، یک راهبرد جدید مبتنی بر مدل پویا (زمان محور) جهت برنامه‌ریزی توسعه سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده و بهره‌گیری از رویکرد فنی- اقتصادی ارائه شده است. مدل ارائه شده قادر است علاوه بر مکان و ظرفیت بهینه، برنامه زمانی نصب / تقویت گزینه های توسعه را تعیین نماید. برنامه ریزی توسعه، یک مسئله بهینه سازی غیر محدب و دارای ماهیت غیر خطی و آمیخته با اعداد صحیح است. علاوه بر این، توجه به عدم قطعیت در تقاضای توان باعث می شود که مسئله به طور فرازینده‌ای چالش برانگیز باشد. از این رو، یک رویکرد تجزیه سه مرحله‌ای برای حل مسئله معرفی شده است. به منظور مدل سازی عدم قطعیت تقاضای توان در رویکرد پیشنهادی روش تخمین دو نقطه‌ای به کار گرفته شده است. جهت دستیابی به جواب بهینه از الگوریتم جستجوی هارمونی بهبود یافته استفاده شده است. امکان سنجی و اثربخشی رویکرد پیشنهادی در برنامه‌ریزی پویای توسعه سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی در برنامه‌ریزی پویای توسعه سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی است.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی توسعه، شبکه توزیع، بهینه‌سازی، قابلیت اطمینان، عدم قطعیت، تخمین دونقطه‌ای

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۸/۷/۲۷

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۹/۰۲/۱۱

نام نویسنده‌ی مسئول: سید یاسر درخشنده

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران- شهرکرد- دانشگاه شهرکرد- دانشکده فنی و مهندسی

جدول علایم و اختصارات

شاخص پست	s	بردار پارامترهای دارای عدم قطعیت خروجی	A
مجموعه پست‌های در نظر گرفته شده	S	شاخص باس‌های سیستم توزیع انرژی الکتریکی	b
تابع هدف در سطح اول مساله (مرحله اول تجزیه)	S_I	مجموعه تمام باس‌های سیستم توزیع انرژی الکتریکی	B
تابع هدف در سطح دوم مساله (مرحله دوم تجزیه)	S_{II}	فاصله پهنه‌ای باند در نسل	BW_{gn}
تابع هدف در سطح سوم مساله (مرحله سوم تجزیه)	S_{III}	حداقل فاصله پهنه‌ای باند	BW_{min}
شاخص دوره از افق برنامه‌ریزی	t	حداکثر فاصله پهنه‌ای باند	BW_{max}
بودجه در دسترس در دوره t	TB_t	هزینه خروج مبتنی بر زمان خروج OD_e بر حسب تابع خسارت مشترکین (SCDF) در بخش m از باس متاثر b در رخداد خرابی e سطح بار l و دوره t	$C_{b,m,l,t}(OD_e)$
بودجه کل در دسترس در افق برنامه‌ریزی	TB	شاخص واحد تولید پراکنده	d
هزینه سرمایه‌گذاری طرح توسعه y $[M\$]$	TIC_y	مجموعه واحدهای تولید پراکنده در نظر گرفته شده	D
هزینه خروج مشترکین طرح توسعه y $[M\$]$	$TCOC_y$	شاخص رخدادهای مرتبط با خرابی	e
هزینه تعمیر و نگهداری طرح توسعه y $[M\$]$	TMC_y	مجموعه رخدادهای مرتبط با خرابی‌های مفروض	E
هزینه بهره‌برداری طرح توسعه y $[M\$]$	TOC_y	انرژی الکتریکی مصرف شده در باس b و سطح بار l	$E_{b,l}$
هزینه سرمایه‌گذاری طرح توسعه y در دوره t $[M\$]$	$TIC_{y,t}$	مدت زمان خروج در اثر رخداد خرابی $[hr]$	ED_e
هزینه تعمیر و نگهداری طرح y در دوره t $[M\$]$	$TMC_{y,t}$	بردار ستونی تقاضای توان گره در سطح بار l و دوره t	$ED_{l,t}$
هزینه موردنانتظار خروج مشترکین در طرح توسعه y در سطح بار l و دوره t و رخداد خرابی e $[M\$]$	$TCOC_{y,l,t}^e$	بردار بار باس قطع شده در سطح بار l و در دوره t	$EDC_{l,t}$
هزینه تعمیر فیدر f طرح y در دوره t $[M\$]$	$TMC_{y,f,t}$	هزینه انرژی در سطح بار l	EMC_l
هزینه تعمیر پست s طرح y در دوره t $[M\$]$	$TMC_{y,s,t}$	شاخص فیدر	f
هزینه بهره‌برداری طرح y در سطح بار l و دوره t $[M\$]$	$TOC_{y,l,t}$	مجموعه فیدرهای در نظر گرفته شده	F
تابع پله واحد، اگر $x > 0$ آنگاه $= 1$ $USF(x)$. در غیراین صورت $USF(x) = 0$	$USF(x)$	ضریب نفوذ منبع تولید پراکنده	gp
متغیر ورودی دارای عدم قطعیت i ام	v_i	مجموعه تمام بردارهای هارمونی ذخیره شده در HMS	
ولتاژ در باس b در سطح بار l و در دوره t $[p.u]$	$V_{b,l,t}$	معادلات پخش بار	$h(v_i)$
حداقل ولتاژ باس در سطح بار l و در دوره t $[p.u]$	$V_{l,t}^{min}$	شاخص متغیرهای تصمیم‌گیری در نظر گرفته شده	i
حداکثر ولتاژ باس در سطح بار l و در دوره t $[p.u]$	$V_{l,t}^{max}$	مجموعه تمام متغیرهای تصمیم‌گیری در نظر گرفته شده	I
میزان تقاضای توان در بخش m از باس b در رخداد خرابی e و سطح بار l و دوره t $[MW]$	$v_{b,m,l,t}^e$	بردار تابع غیرخطی مساله سه مرحله‌ای	$I(R,P,X)$
بردار پارامترهای دارای عدم قطعیت ورودی	X	بردار جریان فیدرها در سطح بار l و در دوره t	$I_{l,t}$
مقدار پیش‌بینی شده برای پارامترهای دارای عدم قطعیت	\dot{X}	جریان ترانسفورماتور s در سطح بار l و دوره t $[p.u]$	$I_{s,l,t}$
میزان انحراف از مقدار پیش‌بینی شده پارامترهای دارای عدم قطعیت	\ddot{X}	جریان فیدر f در سطح بار l و دوره t $[p.u]$	$I_{f,l,t}$
حد پایین از متغیر تصمیم‌گیری i	x_{iL}	حداکثر جریان مجاز عبوری از فیدر f $[p.u]$	I_f^{max}
حد بالا از متغیر تصمیم‌گیری i	x_{iU}	حداکثر جریان مجاز تزریق شده از پست s $[p.u]$	I_s^{max}
درایه i از بردار هارمونی انتخاب شده از HM	x_i^{old}	هزینه سرمایه‌گذاری واحد تولید پراکنده d در دوره t $[M\$/MVA]$	$ICD_{d,t}$
درایه i از بردار هارمونی f ذخیره شده در HM	x_i^j	هزینه سرمایه‌گذاری فیدر f در دوره t $[M\$]$	$ICF_{f,t}$
شاخص طرح توسعه	y	هزینه سرمایه‌گذاری پست s در دوره t $[M\$]$	$ICS_{s,t}$
سال تقویت گزینه توسعه در باس b	Y_b^{rein}	ترانهاده ماتریس تقاطع شاخه و گره	IM^γ
سال نصب گزینه توسعه در باس b	Y_b^{ins}	سطر f از ترانهاده ماتریس تقاطع شاخه و گره	$IM_{row,f}^\gamma$

امپدانس فیدر f	Z_f	بردار ستونی توزیق بار در سطح بار l و دوره t	$IN_{l,t}$
بردار هزینه سرمایه گذاری در مرحله اول تجزیه	α	شاخص بردارهای هارمونی ذخیره شده در HM	j
بردار هزینه بهره‌برداری، هزینه تعمیر و نگهداری و هزینه خروج مشترکین در مرحله سوم تجزیه	β	شاخص سطح بار از منحنی تداوم بار	l
متغیر تصمیم‌گیری باینری نصب منبع تولید پراکنده d	β_d^{ins}	مجموعه سطوح بار در نظر گرفته شده	L
متغیر تصمیم‌گیری باینری نشان‌دهنده حالت نصب فیدر f	β_f^{ins}	مدت زمان سطح بار l [hr]	LLD_l
متغیر تصمیم‌گیری باینری نشان‌دهنده حالت تقویت فیدر f	β_f^{rein}	شاخص بخش‌های مختلف در هر بار موجود در هر بار	m
متغیر تصمیم‌گیری باینری نشان‌دهنده حالت نصب پست s	β_s^{ins}	مجموعه تمام بخش‌های مفروض در هر بار و در هر بار	M
متغیر تصمیم‌گیری باینری نشان‌دهنده حالت تقویت پست s	β_s^{rein}	تعداد سطوح بار در نظر گرفته شده	N_l
بودجه عدم قطعیت	Γ^t	تعداد بارهای بار شبکه	N_i
طول عمر طرح توسعه y [year]	γ	تعداد سال‌های افق برنامه ریزی	N_p
یک عدد تصادفی بین یک و منفی یک	ϵ	تابع هدف مساله برنامه ریزی توسعه	OF
مکان جمع‌شدگی اول از پارامتر دارای عدم قطعیت ورودی i	$\zeta_{i,1}$	مدت زمان تعمیر فیدر دارای خطا	OD_e
مکان جمع‌شدگی دوم از پارامتر دارای عدم قطعیت ورودی i	$\zeta_{i,2}$	هزینه بهره‌برداری واحد تولید پراکنده d در سطح بار l دوره t [\$/MWh]	$OCD_{d,l,t}$
نرخ رخداد خطا در سال [failure/year]	λ_e	بردار متغیرهای بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری و خروج مشترکین در مرحله سوم تجزیه	P
چولگی پارامتر دارای عدم قطعیت ورودی i	$\lambda_{i,3}$	نرخ تنظیم صدادهی در نسل gn	PAR_{gn}
قیمت بازار برق پست s در سطح بار l و دوره t [\$/MWh]	$\lambda_{s,l,t}$	حداقل نرخ تنظیم صدادهی	PAR_{min}
مقدار موردنانتظار ازتابع A	μ_A	حداکثر نرخ تنظیم صدادهی	PAR_{max}
مقدار موردنانتظار از بردار Y	μ_{y_i}	تقاضای توان در بار b در سطح بار l و دوره t	$P_{b,l,t}$
مجموعه قیود سرمایه گذاری در مساله تجزیه سه مرحله‌ای	μ^{IS}	توان تولیدی واحد تولید پراکنده d در سطح بار l و دوره t [MW]	$P_{d,l,t}$
مجموعه عدم قطعیت در مساله تجزیه سه مرحله‌ای	μ^{XS}	توان تولیدی پست s در سطح بار l و دوره t [MW]	$P_{s,l,t}$
نرخ خرایی متوسط در بخش m از بار تحت تاثیر واقع شده در رخداد خرابی e [failure/year]	$\xi_{b,m}^e$	ضریب وزنی پارامتر دارای عدم قطعیت ورودی i	$p_{i,k}$
مقدار انحراف معیار تابع A	σ_A	ظرفیت عملیاتی واحد تولید پراکنده d در دوره t [MVA]	P_d^{cap}
مقدار انحراف معیار از بردار Y	σ_{y_i}	تعداد کل ورودی‌های پخش بار	r
مجموعه قیود پخش بار AC غیر خطی در تجزیه سه مرحله‌ای	σ^{AC-OPF}	بردار متغیرهای سرمایه گذاری در مرحله اول تجزیه	R
ماتریس ضرایب در تجزیه مساله سه مرحله‌ای	K, F	مقاومت فیدر f [Ω]	R_f
نرخ بهره [%]	τ	مقاومت ترانسفورماتور s [Ω]	R_s

۱- مقدمه

۱-۱- سابقه و انگیزه

مجموعه کاملی از قیود در افزایش استحکام مدل سازی مسئله برنامه‌ریزی توسعه، مورد بررسی قرار می‌گیرد. همچنین در نظر گرفتن عدم قطعیت در مسئله برنامه‌ریزی، در حضور تعداد بیشتری از قیود عملیاتی به واقعیت پذیری نتایج کمک می‌کند [17].

بطورکلی، رویکرد حل مسئله برنامه‌ریزی توسعه در دو دسته استاتیک و برنامه‌ریزی چندمرحله‌ای (پویا) قابل بررسی است [18]. در [19,20] با انتخاب رویکرد استاتیک، مکان و اندازه گزینه‌های توسعه جدید جهت نصب/تفویت در مسئله برنامه‌ریزی مشخص می‌شود. در حالی که در [21, 22] با برنامه‌ریزی پویا، علاوه بر مکان و اندازه، زمان مناسب نصب گزینه‌های توسعه نیز مورد توجه قرار می‌گیرد. در نظر گرفتن یک مدل پویا در مسئله منجر به دستیابی به نتایج بهینه خواهد شد [23].

در [24]، عدم قطعیت‌های موجود در فرآیند برنامه‌ریزی توسعه در نظر گرفته نشده است. مدل سازی عدم قطعیت باعث افزایش استحکام راه حل بهینه می‌شود [25-28]. با توجه به ماهیت منابع عدم قطعیت، باید روش‌های عملی و قابل کنترل برای ارزیابی آنها انتخاب شود. در [9]، روش برنامه ریزی مبتنی بر برنامه نویسی احتمالاتی (SP)^۱ پارامترهای نامعین را با سناریوسازی مدل می‌کند، در حالی که در [29,30]^۲ روش‌های بهینه سازی مقاوم (RO)^۳ از طریق مجموعه‌های عدم قطعیت برای مدل سازی انتخاب می‌شوند. در [31]^۴ روش مونت کارلو (MCS)^۵ برای ارزیابی عدم قطعیت به کار رفته است، که دارای حجم و زمان محاسباتی بالا و دقت کم در دستیابی به نتایج بهینه و کاربردی است. به طور کلی، محدوده تغییر پارامترهای نامعین، انتخاب تابع توزیع احتمال مناسب، چگونگی تحقق پارامترهای نامعین متعلق به مجموعه‌های عدم قطعیت و فضای حل مسئله برنامه‌ریزی، از مهم‌ترین عوامل موثر است که در بررسی عدم قطعیت باید مورد توجه قرار گیرد [32، 33].

مسئله برنامه‌ریزی توسعه اساساً یک مسئله بهینه‌سازی غیر محدب است که دارای ماهیت غیرخطی و آمیخته با اعداد صحیح می‌باشد [34,35]. کاربرد پخش بار غیرخطی و غیر محدب، محاسبات را پیچیده می‌کند [36]. به علاوه در نظر گرفتن عدم قطعیت، موضوع مهم دیگری است که بر پیچیدگی مسئله بهینه سازی و در عین حال استحکام راه حل بهینه تأثیر می‌گذارد [37]. با توجه به این دو موضوع، مطالعات برنامه‌ریزی توسعه شبکه را می‌توان در سه گروه مورد بررسی قرار داد. گروه اول شامل روش‌هایی است که اقدام به خطی‌سازی مسئله برنامه‌ریزی توسعه می‌کنند [38]. در این گروه، نتایج حاصل با ماهیت غیرخطی مسئله برنامه‌ریزی توسعه تناسب ندارد و این ساده‌سازی منجر به کاهش دقت و دستیابی به نتایج نامطلوب به منظور پیاده‌سازی در کاربردهای واقعی

برنامه‌ریزی توسعه سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی (EEDSs)^۶ یکی از وظایف مهم شرکت‌های توزیع انرژی الکتریکی (DISCOs)^۷ محسوب می‌شود [1]. شرکت‌های توزیع همواره به دنبال راهبردهای برنامه‌ریزی نوینی برای شبکه تحت پوشش خود با هدف افزایش درآمد حاصل از فروش برق و کمینه نمودن ریسک سرمایه‌گذاری می‌باشند تا همواره پاسخگوی تأمین رشد بازار مناطق تحت پوشش خود به طور اقتصادی باشند. پاسخگویی اقتصادی به رشد بازار با اضافه نمودن گزینه‌های جدید به انتخاب‌های قدیمی و سنتی در حل مسئله برنامه‌ریزی توسعه قابل دستیابی است [2-4]. لذا می‌بایست برنامه‌ریزی توسعه مورد بازنگری قرار گیرد [5]. اهمیت موضوع برنامه‌ریزی توسعه شبکه موجب شده است که مساعی تحقیقاتی فراوانی ظرف پنجاه سال گذشته به این مبحث اختصاص یابد.

۲- پیشینه تحقیق

مطالعات صورت گرفته در حوزه برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع از دو دیدگاه مورد بررسی قرار می‌گیرند. (الف) مدل سازی، (ب) روش حل. در ادامه به مرور پیشینه پژوهش از این دو منظر پرداخته می‌شود. در [6] به کاربرد گزینه‌های سنتی در توسعه شبکه اکتفا شده است. در حالی که پیدایش منابع تولید پراکنده (DGRs)^۸ در مسئله برنامه‌ریزی، ضمن تغییر در نحوه بهره‌برداری از این سیستم‌ها، این امکان را برای شرکت‌های توزیع فراهم نموده است تا بتوانند سیستم‌هایی با هزینه پایین‌تر طراحی نمایند [7,8]. محققان در [9,10]^۹ برای دستیابی به برنامه توسعه شبکه‌های توزیع در حضور منابع تولید پراکنده، برخی از الگوریتم‌های بهینه را معرفی کرده‌اند. اساساً در مسئله برنامه‌ریزی توسعه شبکه باستی همواره رشد مصرف انرژی الکتریکی به صورت فنی و اقتصادی توسط سیستم مورد توجه قرار گیرد. در مرجع [11]^{۱۰} مجموعه‌ای از شاخص‌های فنی و اقتصادی بطور همزمان در تابع هدف در نظر گرفته نشده است. همچنین در [12]، یک برنامه نویسی پویا و تصادفی برای برنامه ریزی نصب منابع تولید پراکنده در شبکه پیشنهاد شده است که هزینه احداث، بهره‌برداری و نگهداری را کمینه می‌کند. در مقابل در [13]^{۱۱} یک چارچوب برنامه نویسی تصادفی مبتنی بر سناریو ارائه شده است تا مسئله برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع بر اساس مجموع هزینه‌ها و قابلیت اطمینان سیستم بهینه شود. در نظر گرفتن یک چارچوب فنی-اقتصادی در تابع هدف می‌تواند نتایج حاصل از مسئله برنامه‌ریزی را کاربردی نماید [14,15]^{۱۲}. در [16]^{۱۳} تأثیر در نظر گرفتن

^۱ Probabilistic programming
^۲ Robust optimization
^۳ Monte carlo simulation

^۴ Electrical energy distribution systems
^۵ Distribution companies
^۶ Distributed generation resources

نشریه علمی- پژوهشی کیفیت و بهره‌وری صنعت برق ایران سال نهم شماره ۲ شماره پیاپی ۱۹ تابستان ۱۳۹۹

vii. از الگوریتم بهینه‌سازی قدرتمند جستجوی هارمونی بهبود یافته (IHSA)⁷ برای غلبه بر مشکلات مرتبط با برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع استفاده می‌شود.

ادامه این مقاله در چهار بخش سازماندهی شده است. بخش ۲ مدل‌سازی مسئله برنامه‌ریزی توسعه را توصیف می‌کند. علاوه بر این، روش حل پیشنهادی در بخش ۳ گزارش شده است. در نهایت، نتایج شبیه‌سازی و نتیجه‌گیری به ترتیب در بخش ۴ و ۵ ارائه شده است.

۲- مدل‌سازی مسئله برنامه‌ریزی

۲-۱- فرضیات فرآیند مدل‌سازی

- فرضیات در نظر گرفته شده در فرآیند برنامه‌ریزی توسعه به شرح زیر بیان می‌گردد.
- مسئله برنامه‌ریزی توسعه از دیدگاه بهره‌بردار سیستم توزیع انرژی الکتریکی (DSO)⁸ حل می‌شود.
 - در فرآیند حل مسئله برنامه‌ریزی توسعه، بهره‌بردار سیستم در انتخاب گزینه‌های توسعه دارای آزادی عمل می‌باشد.
 - منحنی بار روزانه در طول افق برنامه‌ریزی با استفاده از منحنی تداوم بار (LDC)⁹ مدل می‌شود.
 - بدليل در دسترس نبودن منحنی تداوم بار پیوسته، این منحنی به طور گسسته تقریب زده می‌شود.
 - منحنی تداوم بار به چند سطح بار تقسیم می‌گردد.
 - هر سطح بار دارای یک قیمت بازار منحصر به فرد می‌باشد.
 - توان مصرف کنندگان یا از بازار برق عمده‌فروشی مبتنی بر حوضچه (WEM)¹⁰ خریداری شده یا از منابع تولید پراکنده تولید می‌شود.
 - بازار شامل سه بخش صنعتی، مسکونی و تجاری است.

۲-۲- مدل‌سازی توابع هدف

هزینه سرمایه گذاری، هزینه بهره‌برداری، هزینه تعمیر و نگاری و هزینه مورد انتظار خروج مشترکین در رویکرد پیشنهادی به عنوان تابع هدف اصلی مسئله برنامه‌ریزی توسعه مطابق با معادله (۱) در نظر گرفته شده است.

$$OF = TIC_y + TOC_y + TMC_y + TECOC_y \quad (1)$$

می‌گردد. در گروه دوم، مدل غیرخطی جهت برنامه ریزی توسعه شبکه در نظر گرفته می‌شود، ولی از عدم قطعیت به منظور اجتناب از پیچیدگی بیشتر فرایند بهینه سازی صرف نظر می‌شود [39]. این روش‌ها به اندازه کافی دقیق نیستند. به عبارت دیگر، اگر پارامتر نامعین از مقدار پیش‌بینی شده خود منحرف شود، راه حل‌های به دست آمده، ممکن است غیر بهینه باشند. گروه سوم شامل مدل‌های غیرخطی است که عدم اطمینان را هم در نظر می‌گیرند، که در آن‌ها داده‌های ورودی گسترش یافته و پیچیدگی محاسباتی مساله افزایش می‌یابد [40]. روش پیشنهادی در این مقاله، یک ابزار موثر برای دستیابی به نتایج بهینه، در مقایسه با مطالعات گروه اول و دوم است و با انتخاب روش حل مناسب، باعث کاهش بار محاسباتی در مقایسه با گروه سوم می‌شود. نتایج حاصل از روش پیشنهادی برای تمام حالت‌هایی که داده‌های نامعین می‌توانند اختیار کنند بهینه بوده و در مقابل عدم قطعیت از استحکام کافی برخوردار است. به منظور مشخص نمودن برتری‌های روش پیشنهادی در مقابل روش‌های ارائه شده در سایر مقالات، تعدادی از مهم ترین مقالات معرفی شده در این بخش، در جدول ۱۲ (ضمیمه) به طور خلاصه بررسی و مقایسه شده‌اند.

۳- نوآوری‌ها

این مطالعه با هدف ایجاد یک الگوریتم چند هدفه و چند مرحله‌ای به منظور توسعه همزمان شبکه توزیع و منابع تولید پراکنده انجام شده است. به طور خلاصه، نوآوری‌های ارائه شده در این مقاله عبارتند از:

- i. یک مدل برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع مقاوم چند مرحله‌ای (min-max-min) چند ساله ارائه می‌شود و در آن عدم قطعیت در تقاضای توان در نظر گرفته می‌شود.
- ii. یک رویکرد تجزیه سه سطحی برای حل مسئله بهینه سازی پیشنهادی پیشنهاد می‌شود. در واقع مسئله برنامه‌ریزی به بخش‌های کوچکتر تقسیم می‌شود تا بهینه سازی قابل کنترل تر شود و باز محاسباتی مسئله کاهش یابد.
- iii. برای تعیین عدم قطعیت در تقاضای توان در رویکرد پیشنهادی از روش تخمین دونقطه‌ای استفاده می‌شود.
- .v. یک روش پویا برای حل مسئله برنامه‌ریزی ارایه شده است که زمان نصب گزینه‌های توسعه در آن در نظر گرفته می‌شود.

vii. مدل ارائه شده با ارایه یک رویکرد فنی-اقتصادی به طور همزمان دو هدف را دنبال می‌کند: یکی "به حداقل رساندن هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری" و دیگری "بهبود شاخص قابلیت اطمینان با کاهش انرژی تامین نشده مشترکین".

Improved harmony search algorithm⁷
Distribution system operator⁸
Load duration curve⁹
Wholesale electricity market¹⁰

$$TMC_y = \sum_{t=1}^T \left[\left((1+\tau)^{-t} + \frac{(1+\tau)^{-T}}{\tau} \right) \times TMC_{y,t} \right]; \quad (6)$$

$\forall t = 1, 2, \dots, T$

$$TMC_{y,t} = \sum_{s=1}^S TMC_{y,s,t} + \sum_{f=1}^F TMC_{y,f,t}; \quad (7)$$

$\forall t = 1, 2, \dots, T, \forall s = 1, 2, \dots, S, \forall f = 1, 2, \dots, F$

۴-۲-۲- هزینه مورد انتظار خروج مشترکین

در نظر گرفتن قابلیت اطمینان در فرآیند برنامه‌ریزی توسعه به عنوان تضمینی است که طرح‌های توسعه بدبست آمده می‌توانند سطوح استاندارد از پیش تعیین شده را برآورده کنند. در اکثر مطالعات انجام شده در حوزه برنامه‌ریزی توسعه از شاخص‌های سنتی و غیرتصادفی ارزیابی قابلیت اطمینان استفاده می‌شود. این شاخص‌های سنتی ارزش محور نبوده و همچنین با ساختار جدید (پس از فرآیند تجدیدساختار) ناسازگار می‌باشند [41]. در نتیجه، استفاده از شاخص‌های تصادفی مناسب برای ارزیابی قابلیت اطمینان کاملاً احساس می‌گردد. از این رو، کمینه‌سازی هزینه مورد انتظار خروج مشترکین مطابق با معادلات (۸) و (۹) به عنوان بخش چهارم تابع هدف مسأله برنامه‌ریزی توسعه در نظر گرفته می‌شود.

$$TECOC_y = \sum_{t=1}^T \left[\left((1+\tau)^{-t} + \frac{(1+\tau)^{-T}}{\tau} \right) \times \sum_{l=1}^L \left(8760 \times TECOC_{y,l,t}^e \right) \right]; \quad (8)$$

$\forall t = 1, 2, \dots, T, \forall l = 1, 2, \dots, L, \forall e = 1, 2, \dots, E$

$$TECOC_{y,l,t}^e = \sum_{e=1}^E v_{b,m,l,t}^e \cdot C_{b,m,l,t}(OD_e) \cdot \xi_{b,m}^e; \quad (9)$$

$\forall t = 1, 2, \dots, T, \forall l = 1, 2, \dots, L, \forall m = 1, 2, \dots, M,$

$\forall b = 1, 2, \dots, B, \forall e = 1, 2, \dots, E$

به منظور کاهش هزینه خروج مشترکین، امکان عملکرد جزیره‌ای پس از وقوع خطا در نظر گرفته می‌شود. اگر در بخش جدا شده از شبکه، منابع تولید پراکنده با میزان تولید کافی وجود داشته باشد و بتواند قیود مرتبط را تأمین کند، این قسمت را می‌توان با موفقیت به عنوان یک جزیره برای تأمین بارهای جداسده تا زمانی که بخش دارای خطاب تعمیر شود، معرفی کرد. در غیر این صورت، تمام یا بخشی از بارهای این جزیره باید حذف شود. روند اجرایی فرآیند ارزیابی قابلیت اطمینان در شکل (۱۱) نشان داده شده است.

۱-۲-۲- هزینه سرمایه‌گذاری

معمولًا بودجه در دسترس به منظور توسعه شبکه محدود می‌باشد. از این رو، کمینه‌سازی هزینه سرمایه‌گذاری با معادلات (۲) و (۳) به عنوان بخش اول تابع هدف مسأله برنامه‌ریزی در نظر گرفته می‌شود.

$$TIC_y = \sum_{t=1}^T \left(\frac{(1+\tau)^t}{(1+\tau)^t - 1} \times (1+\tau)^{-t} \right) \times TIC_{y,t}; \quad (2)$$

$\forall t = 1, 2, \dots, T$

$$TIC_{y,t} = \left[[\sum_{s=1}^S \beta_s^{rein} \cdot ICS_{s,t} + \sum_{f=1}^F \beta_f^{rein} \cdot ICF_{f,t}] * \left(USF(t - Y_b^{rein} + 1) - USF(t - Y_b^{rein}) \right) \right] + \left[[\sum_{s=1}^S \beta_s^{ins} \cdot ICS_{s,t} + \sum_{f=1}^F \beta_f^{ins} \cdot ICF_{f,t} + \sum_{d=1}^D \beta_d^{ins} \cdot ICD_{d,t} \cdot (P_d^{cap} + P_d^{reserve})] * \left(USF(t - Y_b^{ins} + 1) - USF(t - Y_b^{ins}) \right) \right] \quad (3)$$

- اگر در باس i ام منبع تولید پراکنده نصب شود آنگاه $\beta_d^{inv} = 1$ است، در غیر اینصورت $\beta_d^{inv} = 0$.
- اگر فیدر f ام تقویت شود آنگاه $\beta_f^{rein} = 1$ است، در غیر اینصورت $\beta_f^{rein} = 0$.

۲-۲-۲- هزینه بهره‌برداری

با افزایش تلفات در شبکه، کارآمدی آن کاهش می‌یابد. کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری با معادلات (۴) و (۵) به عنوان بخش دوم تابع هدف مسأله برنامه‌ریزی توسعه در نظر گرفته می‌شود.

$$TOC_y = \sum_{t=1}^T \left[\left((1+\tau)^{-t} + \frac{(1+\tau)^{-T}}{\tau} \right) \times \sum_{l=1}^L \left(8760 \times EMC_l \times \frac{LLD_l}{24} \right) \times TOC_{y,l,t} \right]; \quad (4)$$

$\forall t = 1, 2, \dots, T, \forall l = 1, 2, \dots, L$

$$TOC_{y,l,t} = \sum_{s=1}^S R_s \times [I_{s,l,t}]^2 + \sum_{f=1}^F R_f \times [I_{f,l,t}]^2 + \sum_{d=1}^D OCD_{d,l,t} \times P_{d,l,t} + \sum_{s=1}^S \lambda_{s,l,t} \times P_{s,l,t}; \quad (5)$$

$\forall s = 1, 2, \dots, S, \forall f = 1, 2, \dots, F, \forall d = 1, 2, \dots, D$

۳-۲-۲- هزینه تعمیر و نگهداری

افزایش تقاضای توان در مسأله برنامه‌ریزی، منجر به افزایش هزینه تعمیر و نگهداری می‌گردد. کمینه‌سازی این هزینه با معادلات (۶) و (۷) به عنوان بخش سوم تابع هدف مسأله برنامه‌ریزی در نظر گرفته می‌شود.

شرط ۱- تعداد فیدرها شبکه باید برابر با تعداد کل باس های شبکه منتهای ۱ باشد، چنانکه در رابطه (۱۰) آمده است [43]:

$$F = N_i - 1 \quad (10)$$

شرط ۲- شبکه باید دارای پیوستگی باشد.

این دو شرط باید به طور همزمان برآورده شوند، یعنی تامین هر یک از آنها به تنها یک ساختار شعاعی شبکه را تضمین نمی کند. در این روش ها، شبکه فقط یک نقطه تغذیه (پست) دارد و دو شرط ذکر شده برای تامین قید شعاعی کافی است. اما در صورتی که شبکه بیش از یک نقطه تغذیه داشته باشد، شرط ۱ باید به صورت رابطه (۱۱) تغییر یابد [18]:

$$F = N_i - S \quad (11)$$

۲-۳-۲- قیود بهره برداری

عموماً قیود بهره برداری به شرایط استاندارد بهره برداری از تجهیزات موجود در شبکه توزیع مرتبط می باشند. قیود مرتبط با ظرفیت فیدرها و پست ها به ترتیب با استفاده از روابط (۱۲) و (۱۳) بیان شده است. همچنین، قیود مرتبط با ولتاژ و حداقل تقاضای توان در باس ها به ترتیب با استفاده از روابط (۱۴) و (۱۵) نمایش داده شده است. روابط (۱۶) و (۱۷) به ترتیب بیانگر قیود ظرفیت فردی و گروهی مرتبط با منابع تولید پراکنده می باشند.

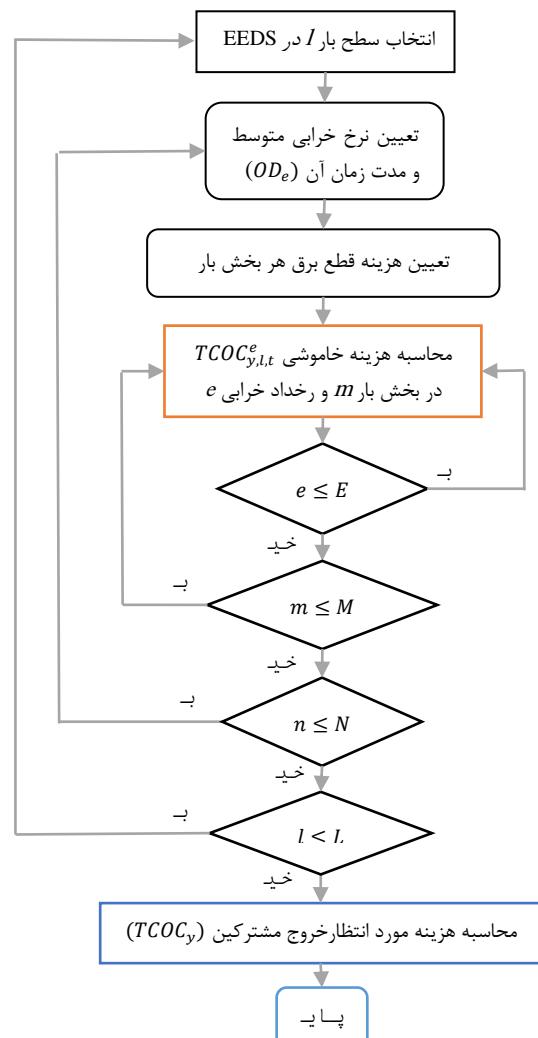
$$0 \leq I_{f,l,t} \leq I_f^{\max}; \quad (12) \\ \forall l = 1, 2, \dots, L, \forall t = 1, 2, \dots, T, \forall f = 1, 2, \dots, F$$

$$0 \leq I_{s,l,t} \leq I_s^{\max}; \quad (13) \\ \forall l = 1, 2, \dots, L, \forall t = 1, 2, \dots, T, \forall s = 1, 2, \dots, S$$

$$V_{l,t}^{\min} \leq V_{b,l,t} \leq V_{l,t}^{\max}; \quad (14) \\ \forall b = 1, 2, \dots, B, \forall l = 1, 2, \dots, L, \forall t = 1, 2, \dots, T$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \sum_{b=1}^B P_{b,l,t} \leq \quad (15) \\ \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \sum_{s=1}^D P_{s,l,t} \cdot (1 + \beta_s^{rein} \cdot USF(t - Y_b^{rein} + 1)) + \\ \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \sum_{d=1}^D P_{d,l,t} \cdot [\beta_d^{ins} \cdot USF(t - Y_b^{ins} + 1)]$$

$$0 \leq P_{d,l,t} \leq (\beta_d^{ins} \cdot USF(t - Y_b^{ins} + 1)) \cdot P_d^{cap} \quad (16)$$



شکل (۱) : فرآیند ارزیابی هزینه مورد انتظار خروج مشترکین

۳-۲- قیود حاکم بر مسئله

در رویکرد پیشنهادی، چهار دسته قید در نظر گرفته شده است که به ترتیب اهمیت بررسی می شوند [16].

۳-۲-۱- قید شعاعی شبکه

بیشتر شبکه های توزیع با ساختار شعاعی بهره برداری می شوند [31,42]. بنابراین، در نظر گرفتن قید شعاعی در مسایل بازار آرایی و برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع بسیار مهم است. توبولوژی شبکه توزیع به عنوان یک گراف متخلک از n شاخه و m گره در نظر گرفته می شود. یک گراف بدون حلقه، درخت نامیده می شود. می توان توبولوژی شعاعی یک شبکه توزیع را با یک درخت مقایسه کرد. هنگامی که فقط یک نقطه تغذیه (پست) برای شبکه توزیع وجود دارد، باید شرایط زیر برای رعایت قید شعاعی تامین شود (برای اطمینان از اینکه گراف، یک درخت است):

۴-۲- مدل‌سازی عدم قطعیت تقاضای توان

معمولًا، پیش‌بینی تقاضای توان الکتریکی در طول افق برنامه‌ریزی غیر دقیق و دارای خطای می‌باشد. از این رو، مسئله برنامه‌ریزی توسعه در گیر عدم قطعیت‌های مرتبط با تقاضای توان است. در مقالات، روش‌های مختلفی برای پرداختن به عدم قطعیت‌ها وجود دارد. یکی از کارآمدترین روش‌ها، روش تخمین نقطه‌ای (PEM)^{۱۱} می‌باشد. اساساً، روش تخمین نقطه‌ای برای بررسی خروجی تصادفی یک مدل که بر اساس پارامترهای تصادفی ورودی است استفاده می‌شود. به بیان دیگر، زمانی که پارامترهای یک رابطه ریاضی دارای عدم قطعیت باشد برای محاسبه خروجی از این روش استفاده می‌شود [44].

در روش تخمین نقطه‌ای، مشابه روش مونت کارلو، از نمونه برداری متغیرهای تصادفی ورودی استفاده می‌شود [31]. اما تعداد پخش بارهای انجام شده از این نمونه‌ها بسیار کمتر از روش مونت کارلو است. از مقایسه روش تخمین دو نقطه‌ای با روش مونت کارلو مشاهده خواهد شد که دقت محاسبات برای مقدار میانگین در روش تخمین نقطه‌ای بسیار بالا است. برای محاسبه تابع هدف که ورودی‌های آن متغیرهای تصادفی با توزیع احتمالاتی هستند، اجرای پخش بار احتمالاتی (PLF)^{۱۲} در شبکه توزیع لازم است. اگرچه استفاده از روش مونت کارلو مرسوم ترین راهکار برای انجام پخش بار است، اما زمان محاسباتی بالایی که این روش نیاز دارد، استفاده از آن را در مسئله‌ی برنامه‌ریزی بهینه دشوار می‌سازد و لازم است که روش مونت کارلو به دفعات و تا رسیدن به همگرایی اجرا گردد.

روش تخمین نقطه‌ای، روش جایگزین برای مونت کارلو است که به زمان محاسباتی بسیار کمتری نیاز دارد. مشخصات آماری تقاضای توان در باس‌ها مثل امید ریاضی، واریانس و چولگی، به عنوان ورودی‌های روش تخمین نقطه‌ای می‌باشند. سپس با توجه به معادلات پخش بار در رابطه (۲۲)، متغیرهای تصادفی خروجی (ولتاژ و جریان) محاسبه می‌شوند.

$$A = h(v_1, v_2, v_3, \dots, v_i, \dots, v_r) \quad (22)$$

اساس کار روش تخمین نقطه‌ای، متمرکز نمودن تابع چگالی احتمال ورودی در چند نقطه است، به طوریکه به هر نقطه یک وزن اختصاص داده می‌شود. تعداد این نقاط معمولاً بین ۲ تا ۵ نقطه است، بنابراین در روش تخمین نقطه‌ای برخلاف روش مونت کارلو، لازم است که پخش بار عادی (جاروب پس‌رو- پیش‌رو) تنها ۲ تا ۵ بار اجرا شود.

$$\begin{aligned} & \sum_{d=1}^D (\beta_d^{ins}. USF(t - Y_b^{ins} + 1)). P_d^{cap} \\ & \leq \sum_{b=1}^{n_i} gp * \left(\frac{E_{b,1}}{LLD_1} \right) \end{aligned} \quad (17)$$

رابطه (۱۷) از پخش توان معکوس از شبکه توزیع به شبکه بالادست جلوگیری می‌نماید و در واقع سطح نفوذ منابع تولید پراکنده را محدود می‌نماید. در این مطالعه، حداقل سطح نفوذ برابر ۳۵٪ در نظر گرفته می‌شود.

۳-۳- قیود مرتبط با قوانین کیوشف

قیود مرتبط با قوانین کیوشف در فرآیند برنامه‌ریزی توسعه باقیستی برآورده گردند. در غیر اینصورت، طرح‌های توسعه بدست آمده قابلیت اجرا در برنامه‌های کاربردی را نخواهند داشت. قیود مرتبط با قوانین ولتاژ و جریان به ترتیب با روابط (۱۸) و (۱۹) بیان می‌شوند.

$$\begin{aligned} & IM^T \times I_{l,t} + IN_{l,t} = ED_{l,t} - EDC_{l,t}; \\ & \forall l = 1, 2, \dots, L, \forall t = 1, 2, \dots, T \end{aligned} \quad (18)$$

$$\begin{aligned} & IM_{row:f}^T \times V_{l,t} + Z_f \times I_{f,l,t} = 0; \\ & \forall l = 1, 2, \dots, L, \forall t = 1, 2, \dots, T, \forall f = 1, 2, \dots, F \end{aligned} \quad (19)$$

۴-۳- قیود مرتبط با مسائل اقتصادی

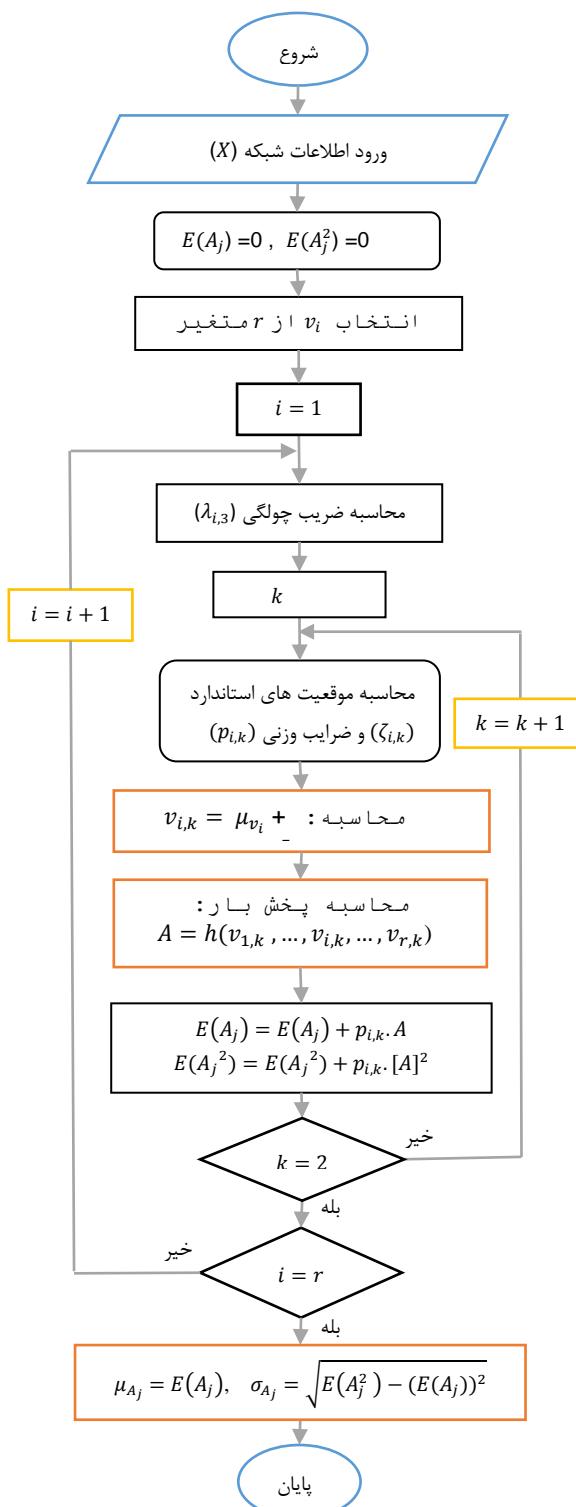
اساساً، بودجه در دسترس یا میزان توانایی سرمایه‌گذاری به منظور توسعه شبکه توزیع دارای محدودیت می‌باشد. لذا هزینه‌های بدست آمده برای توسعه شبکه توزیع باقیستی بتوانند قیود در نظر گرفته شده برای بودجه را برآورده سازد. رابطه (۲۰) و (۲۱) به ترتیب بیانگر قیود مرتبط با بودجه سرمایه‌گذاری در دوره t و در کل افق برنامه‌ریزی توسعه می‌باشند.

$$\begin{aligned} & \sum_{s=1}^S ICS_{s,t} + \sum_{i=1}^I ICF_{i,t} + \sum_{d=1}^D ICD_{d,t} \leq TB_t; \\ & \forall s = 1, 2, \dots, S, \forall i = 1, 2, \dots, I, \forall d = 1, 2, \dots, D, \\ & \forall t = 1, 2, \dots, T \end{aligned} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{t=1}^T \left(\sum_{s=1}^S ICS_{s,t} + \sum_{i=1}^I ICF_{i,t} + \sum_{d=1}^D ICD_{d,t} \right) \leq TB; \\ & \forall s = 1, 2, \dots, S, \forall i = 1, 2, \dots, I, \forall d = 1, 2, \dots, D, \\ & \forall t = 1, 2, \dots, T \end{aligned} \quad (21)$$

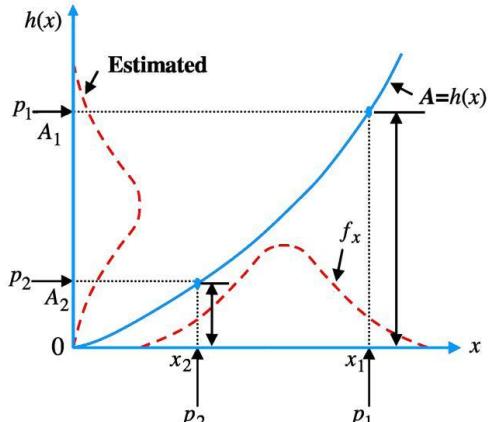
Point estimation method^{۱۱}
Probabilistic load flow^{۱۲}

نشریه علمی- پژوهشی کیفیت و بهره‌وری صنعت برق ایران سال نهم شماره ۲ شماره پیاپی ۱۹ تابستان ۱۳۹۹



شکل (۳): فرآیند مدل سازی مساله پخش بار در حضور عدم قطعیت بار با روش TPEM

روش تخمین نقطه‌ای حجم محاسباتی بالایی دارد. به منظور غلبه بر این مشکل، یک نسخه از این روش تحت عنوان روش تخمین دونقطه‌ای (TPEM)^{۱۷} معرفی شده است [45]. شکل (۲) عملکرد روش تخمین دونقطه‌ای نشان می‌دهد.



شکل (۲): عملکرد روش تخمین دونقطه‌ای

در شکل (۲)، p_1 و p_2 به ترتیب وزن های اختصاص داده شده به نقاط x_1 و x_2 هستند. در این صورت، ممکن n ام متغیرهای خروجی از رابطه (۲۳) به طور تقریبی به دست می آید. $E(0)$ معرف مقدار مورد انتظار است. واریانس متغیر تصادفی خروجی از رابطه (۲۴) قابل محاسبه است.

$$E(A^n) = p_1 \cdot [h(x_1)]^n + p_2 \cdot [h(x_2)]^n \quad (23)$$

$$\sigma^2 = E(A^2) - [E(A)]^2 \quad (24)$$

فرآیند گام به گام مدل سازی مسأله پخش بار در حضور عدم قطعیت تقاضای توان با روش تخمین دونقطه‌ای در شکل (۳) نمایش داده شده است.

۳- روش حل

(۳) بدهانه‌نوازی یا تولید یک بردار هارمونی جدید: بردار هارمونی جدید x^{new} به طور تصادفی از بردارهای موجود در حافظه هارمونی با احتمال HMCR انتخاب می‌شوند. به عبارت دیگر، مقدار اولین متغیر تصمیم‌گیری برای بردار جدید، از هر مقداری که در محدوده $(x_1^1 - x_1^{HMS})$ از HMCR، نرخ حافظه هارمونی وجود دارد انتخاب می‌گردد. نرخ انتخاب یک مقدار از مقادیر ذخیره شده در حافظه هارمونی می‌باشد و بین صفر تا یک متغیر است. همچنین (۱-۱) HMCR نرخ گزینش تصادفی یک مقدار از محدوده ممکن است. مقادیر دیگر متغیرهای تصمیم‌گیری نیز به روش مشابه انتخاب می‌گردند. این فرآیند با استفاده از رابطه (۲۷) بیان می‌گردد.

$$x_i^{new} : \begin{cases} \text{with } \Pr(HMCR) \Rightarrow x_i^{new} \in \{x_i^j\}; \\ \forall i = 1, 2, \dots, I, \forall j = rand\{1, 2, \dots, HMS\} \\ \text{with } \Pr(1 - HMCR) \Rightarrow x_i^{new} \in [x_{iL}, x_{iU}]; \\ \forall i = 1, 2, \dots, I \end{cases} \quad (27)$$

هر جز به دست آمده توسط ملاحظات حافظه برای تعیین اینکه تنظیم صداده‌ی مناسب است یا خیر، امتحان می‌شود. این عمل با استفاده از پارامتر PAR در رابطه (۲۸) انجام می‌گیرد.

$$x_i^{new} : \begin{cases} \text{with } \Pr(PAR) \Rightarrow x_i^{new} = x_i^{old} \pm BW \times \varepsilon; \\ \forall i = 1, 2, \dots, I \\ \text{with } \Pr(1 - PAR) \Rightarrow x_i^{new} = x_i^{old}; \\ \forall i = 1, 2, \dots, I \end{cases} \quad (28)$$

در مرحله بدهانه‌نوازی یا تولید یک بردار هارمونی جدید، ملاحظات حافظه، تنظیم صداده‌ی و انتخاب تصادفی بر روی هر متغیر تصمیم‌گیری بردار هارمونی جدید اعمال می‌گردد. روند کار بدهانه‌نوازی یا تولید یک بردار هارمونی جدید به شرح زیر است.

For each $i = 1, 2, \dots, I$ Do
 If $rand1(0,1) \leq HMCR$ Do
 $x_i^{new} = x_i^j$
 If $rand2(0,1) \leq PAR$ Do
 $x_i^{new} = x_i^{old} \pm BW \times \varepsilon$
 End If
 Else
 $x_i^{new} = x_i^L \pm rand2() \times (x_{iU} - x_{iL})$
 End If
 Done

۳- ۱- الگوریتم جستجوی هارمونی

الگوریتم جستجوی هارمونی (HSA) یک الگوریتم فرا ابتکاری است که از پدیده‌های موسیقی الهام گرفته شده است [46]. الگوریتم جستجوی هارمونی بر اساس فرآیند بدهانه‌نوازی موسیقی استوار است که در آن نوازنده‌گان مرحله به مرحله برای به دست آوردن هارمونی بیشتر و صداده‌ی بهتر سازهای خود را به صدا درمی‌آورند. فرآیند فوق مشابه فرآیند بهینه‌سازی است که در آن جواب بهینه توسط ارزیابی تابع هدف جستجو می‌شود. در این الگوریتم بردار حل، هارمونی نامیده می‌شود. به عبارت دیگر، هر هارمونی برداری است که اجزای آن مقادیر اختصاص داده شده به متغیرهای تصمیم‌گیری مسأله می‌باشند. مراحل اصلی الگوریتم جستجوی هارمونی به شرح زیر است:

(۱) تعیین پارامترهای الگوریتم: در این مرحله، مسئله بهینه‌سازی و پارامترهای الگوریتم جستجوی هارمونی مشخص می‌شوند. این پارامترها شامل اندازه حافظه هارمونی، تعداد بدهانه‌نوازی (معیار توقف)، فاصله پنهانی باند، نرخ ملاحظه حافظه هارمونی و نرخ تنظیم صداده‌ی می‌باشند.

(۲) تعیین حافظه هارمونی (HM) با بردارهای حل تصادفی: ماتریس HM با تعداد بسیار زیاد بردار جواب به صورت تصادفی حاصل می‌شود. درایه‌های ماتریس HM با توجه به حافظه جستجوی هارمونی (HMS) مطابق روابط (۲۵) و (۲۶) حاصل می‌شود:

$$x_i^j = x_{iL} + rand(0,1) \times (x_{iU} - x_{iL}); \quad \forall i = 1, 2, \dots, I, \forall j = 1, 2, \dots, HMS \quad (25)$$

$$HM = \begin{bmatrix} x_1^1 & x_2^1 & \cdots & x_{I-1}^1 & x_I^1 \\ x_1^2 & x_2^2 & \cdots & x_{I-1}^2 & x_I^2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ x_1^{HMS-1} & x_2^{HMS-1} & \cdots & x_{I-1}^{HMS-1} & x_I^{HMS-1} \\ x_1^{HMS} & x_2^{HMS} & \cdots & x_{I-1}^{HMS} & x_I^{HMS} \end{bmatrix}; \quad (26)$$

$$\forall i = 1, 2, \dots, I, \forall j = 1, 2, \dots, HMS$$

منظور، یک رویکرد تجزیه سه مرحله‌ای با روابط (۳۲-۳۵) ارائه شده است:

$$\min_{R \in \mu^{IS}} (\alpha' \cdot R + \max_{X \in \mu^{XS}} \min_{\sigma^{AC-OPF}(R, X)} \beta' \cdot P) \quad (32)$$

Where:

S_I)

$$\mu^{IS} = \{R \in \{0,1\}^{N_R} \mid FR \geq K\} \quad (33)$$

S_{II})

$$\mu^{XS} = \{X \in R^{N_X} \mid \dot{X} - \dot{x} \leq X \leq \dot{X} + \dot{x}\} \quad (34)$$

S_{III})

$$\sigma^{AC-OPF} = \{P \in R^{N_P} \mid I(R, P, X) \geq 0\} \quad (35)$$

روش پیشنهادی را می‌توان به عنوان یک مساله بهینه سازی min-max-min تلقی نمود که با تجزیه یک مساله سه مرحله‌ای به سه مساله کوچک‌تر، ساده‌سازی می‌شود. الگوریتم حل پیشنهادی در ادامه آمده است:

مرحله ۱) مرحله اول رویکرد تجزیه، یک مساله خطی آمیخته با اعداد صحیح (MILP) را برای تعیین هزینه سرمایه گذاری حل می‌کند. متغیرهای باینری ($\dots, 0, 1$) و متغیرهای عدد صحیح ($\dots, 0, 1, 2, \dots$) در این مرحله پردازش می‌شوند. این مساله، زمان و محل بهینه برای نصب / تقویت پست، فیدر و منبع تولید پراکنده را در شبکه مشخص می‌کند.

مرحله ۲) مساله مرحله دوم، یک پخش بار بهینه AC را برای مساله خطی مرحله قبل در حضور عدم قطعیت در تقاضای بار حل می‌کند تا بدترین حالت تحقق پارامترهای نامعین را بدست آورد. مساله سوم ارسال می‌کند. اگر معیار همگرایی بین مساله مرحله اول و مرحله دوم تامین نشود، الگوریتم به مرحله اول بر می‌گردد.

مرحله ۳) مساله مرحله سوم، حل معادلات پخش بار بهینه AC را برای مساله غیرخطی با الگوریتم حل IHSA شامل می‌شود. این مساله نقطه بهینه بهره‌برداری از شبکه در حضور منابع تولید پراکنده را برای هر یک جواب‌های به دست آمده از مراحل قبل تعیین می‌کند. متغیرهای حقیقی ($\dots, 0, 1, 2, \dots$) در این مرحله تعیین می‌شوند. اگر معیار همگرایی بین مساله مرحله اول و سوم تامین نشود، الگوریتم حل به مرحله اول باز می‌گردد.

توجه داشته باشید که مساله مرحله سوم غیرخطی درنظر گرفته می‌شود، به این معنی که توان تولیدی منابع تولید پراکنده، توان خریداری شده از شبکه بالادست و تلفات توان اکتیو در مرحله سوم با دقت لازم، مدل سازی می‌شود.

۴) به روز نمودن حافظه هارمونی: در صورتی که، بردار هارمونی x^{worst} جدید x^{new} از بدترین بردار هارمونی در HM یعنی x^{worst} بر مبنای تابع هدف انتخابی بهتر باشد، بردار هارمونی جدید داخل HM قرار گرفته و بدترین هارمونی موجود از مجموعه HM کنار گذاشته می‌شود. این فرآیند توسط رابطه (۲۹) بیان می‌شود.

$$x^{worst} = x^{new} \text{ if } f(x^{new}) < f(x^{worst}) \quad (29)$$

۵) اگر شرط توقف الگوریتم (حداکثر تعداد بداهه‌نوایی) برآورده شود، محاسبات پایان یافته و در غیر این صورت مراحل ۳ و ۴ تکرار می‌گردد.

۲-۳- الگوریتم جستجوی هارمونی بهبود یافته

به منظور بهبود عملکرد، الگوریتم جستجوی هارمونی بهبود یافته (IHSA) معرفی گردید [47]. نقطه ضعف اصلی الگوریتم HSA در تعداد تکرار موردنیاز الگوریتم برای پیدا کردن جواب بهینه است. پارامترهای PAR و BW در الگوریتم HSA پارامترهای بسیار مهمی در تعیین دقیق بردارهای جواب بهینه می‌باشند و می‌توانند به صورت بالقوه در تنظیم نرخ همگرایی الگوریتم به جواب بهینه مفید واقع شوند. در الگوریتم PAR، مقادیر PAR و BW در مرحله اولیه، تنظیم شده و نمی‌توانند در طول نسل‌های جدید تغییر کنند. در حالی که در الگوریتم IHSA، مقادیر PAR و BW به صورت دینامیکی بر حسب تعداد نسل‌ها تغییر می‌کنند [48]. این فرآیند با استفاده از معادلات (۳۰) و (۳۱) در الگوریتم IHSA اعمال گردیده است.

$$PAR_{gn} = PAR_{min} + \frac{(PAR_{max} - PAR_{min})}{NI} \times gn \quad (30)$$

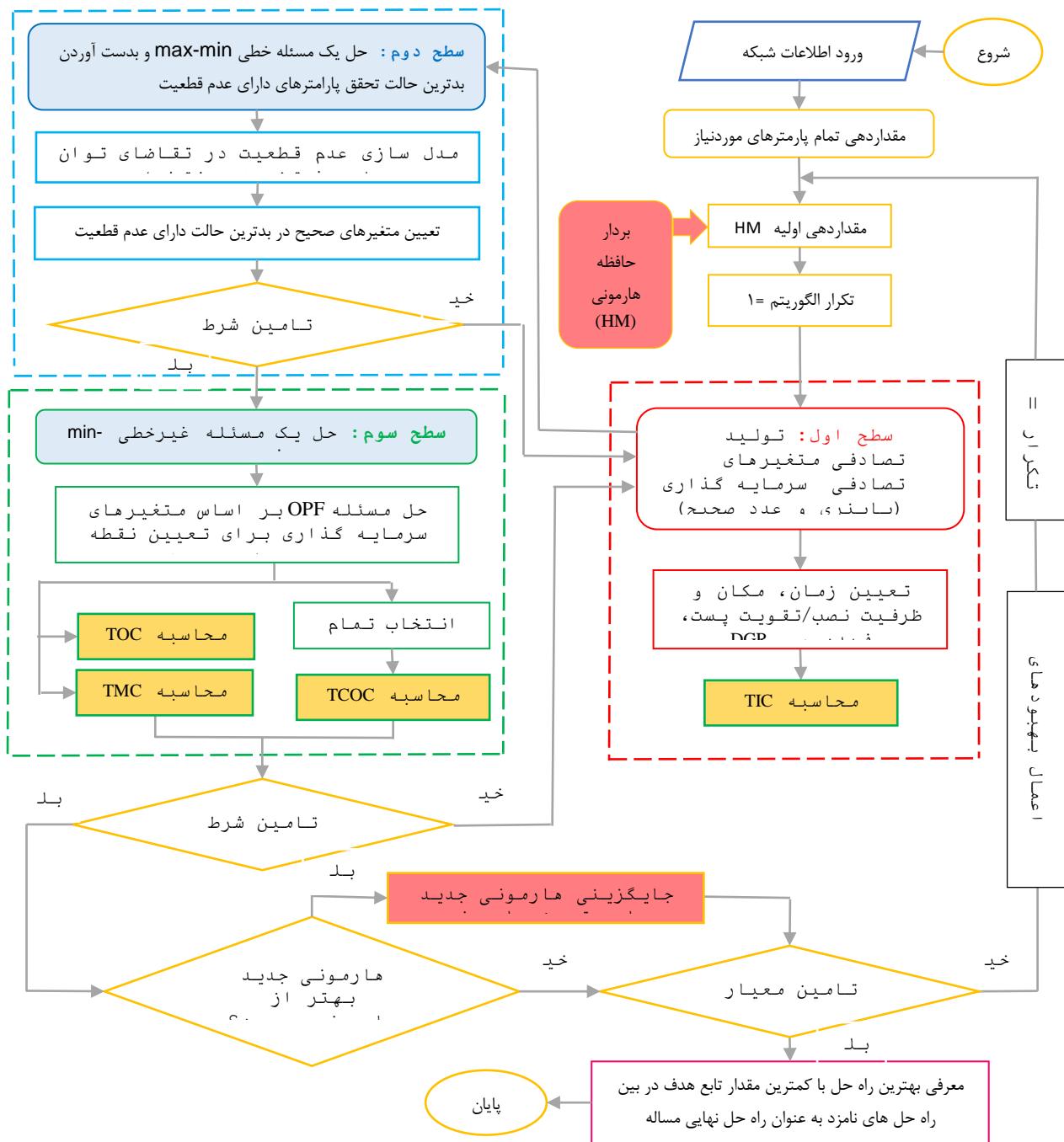
$$BW_{gn} = BW_{max} \cdot \exp \left(\frac{\ln(BW_{min} / BW_{max})}{NI} \cdot gn \right) \quad (31)$$

۳-۳- رویکرد تجزیه سه مرحله‌ای

همان طور که قبلاً اشاره شد، مساله برنامه ریزی توسعه شبکه، یک مسئله بهینه سازی پیچیده غیر خطی و غیر محدب و شامل متغیرهای گستته و پیوسته است. در این مطالعه، مساله بهینه سازی به دنبال به حداقل رساندن تابع هدف در بدترین حالت از تحقق عدم قطعیت در تقاضای توان است. بنابراین با روش‌های متداول قابل حل نیست. برای حل مساله، لازم است روش‌های پیشرفته برای کاهش بار محاسباتی و حفظ دقت مدل انتخابی به طور همزمان انتخاب شود [18]. برای این

در رویکرد پیشنهادی به منظور حل مسئله برنامه‌ریزی توسعه متغیرهای تصمیم‌گیری عبارتند از زمان، مکان و اندازه بهینه نصب/ تقویت پست‌ها، فیدرها و منابع تولید پراکنده. نمای الگوریتم حل پیشنهادی به منظور حل مسئله برنامه‌ریزی توسعه در شکل (۴) نشان داده شده است.

شایان ذکر است استحکام روش پیشنهادی برای توصیف ماهیت نامعین بارها را می‌توان با بودجه عدم قطعیت کنترل کرد. این پارامتر، میزان اطمینان از مقادیر برای بار را در بسیاری از شبکه‌شناسی‌ها می‌دهد. Γ^t مصالحه‌ای بین میزان اطمینان از مقادیر پیش‌بینی شده بار و مقدارتابع هدف و اراضی قبیوید شبکه برقرار می‌نماید.



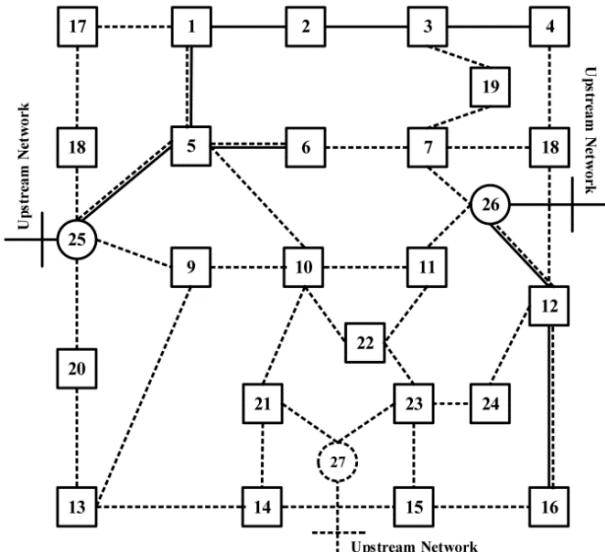
شكل (٤): روند نمای الگوریتم حل مسئله برنامه‌ریزی توسعه

۴- شبیه‌سازی

- فرضیات زیر در مسأله برنامه‌ریزی توسعه لحاظ شده‌اند.
- سه سطح بار I_1 و I_2 و I_3 در نظر گرفته شده است.
- مدت زمان سه سطح بار I_1 و I_2 و I_3 به ترتیب برابر ۳، ۱۳ و ۸ ساعت بر روز است.
- قیمت بازار سه سطح بار I_1 و I_2 و I_3 به ترتیب برابر ۴۹، ۷۰ و ۳۵ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است.
- میزان بودجه در هر سال ۲۰ میلیون دلار در نظر گرفته شده است.
- خطای تخمین تقاضای توان در بازه $\pm 20\%$ است.
- نرخ بهره برابر 10% فرض شده است.
- طول عمر خطوط و ترانسفورماتورهای موجود در سیستم تحت مطالعه به ترتیب ۲۵ و ۱۵ سال در نظر گرفته شده است.
- حدود پایین و بالا ولتاژ سیستم آزمون تحت مطالعه به ترتیب در مقدار 0.95 و 1.05 تنظیم شده است.
- افق برنامه‌ریزی توسعه برابر ۳ سال فرض شده، این افق به سه زیر افق ۱ ساله تقسیم‌بندی شده است.
- تمام پاس‌های سیستم آزمون تحت مطالعه به عنوان کاندید جهت نصب منابع تولید پراکنده در نظر گرفته شده‌اند.
- توان هر واحد تولید پراکنده در فرآیند مسأله برنامه‌ریزی توسعه به صورت مضرب صحیحی از 1MVA در نظر گرفته شده است.
- حداکثر تعداد واحدهای تولید پراکنده برابر ۴ عدد به همراه ۱ واحد رزرو برای هر پاس کاندید در نظر گرفته شده است.
- هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری هر واحد تولید پراکنده به ترتیب برابر $0.89 \text{ M\$}/\text{MVA-h}$ و $50 \text{ \$}/\text{MVA}$ در نظر گرفته شده‌اند.
- اطلاعات مرتبط با پست‌ها و فیدرها در سیستم تحت مطالعه به ترتیب در جداول (۱) و (۲) آرائه شده است.

رویکرد پیشنهادی به منظور برنامه‌ریزی توسعه شبکه توزیع با استفاده از نرم‌افزار MATLAB پیاده‌سازی شده است. در این بخش، مسأله برنامه‌ریزی توسعه بر روی یک سیستم توزیع انرژی الکتریکی $13/8$ کیلوولت با ۲۷ باس اعمال شده است. جزئیات سیستم فوق در مرجع [49] موجود است.

دیاگرام تکخطی سیستم تحت مطالعه در شکل (۵) نشان داده شده است. در شکل فوق، خطوط پر بیانگر فیدرها موجود که قابل تقویت نیستند، می‌باشند. خطوط دوبل فیدرها موجود و قابل تقویت و خطوط نقطه‌چین فیدرها با قابلیت اضافه شدن به سیستم توزیع انرژی الکتریکی هستند. مریع‌ها، بیانگر نقاط بار الکتریکی موجود، دایره‌های پر پست‌های موجود و قابل تقویت و دایره نقطه‌چین باس با قابلیت اضافه شدن پست می‌باشند.



شکل (۵): دیاگرام تکخطی سیستم توزیع $13/8$ کیلوولت با ۲۷ گره

جدول (۱): اطلاعات پست‌های سیستم تحت مطالعه

شماره باس	پست سیستم اولیه			گزینه اول			پست کاندید جدید		
	R (Ω)	I_s^{\max} (p.u)	ICS (M\$)	R (Ω)	I_s^{\max} (p.u)	ICS (M\$)	R (Ω)	I_s^{\max} (p.u)	ICS (M\$)
۲۵	0.13	۱۵	۵	0.25	۱۲	$5/375$	0.16	۱۵	$5/600$
۲۶	0.13	۱۵	۷	0.25	۱۲	$7/375$	0.16	۱۵	$7/600$
۲۷	—	—	—	0.25	۱۲	$7/375$	0.16	۱۵	$7/600$

جدول (۲): اطلاعات فیدرها سیستم تحت مطالعه

وضعیت سیستم	فیدرها سیستم اولیه			خطوط کاندید جدید							
	فیدرها گزینه اول			فیدرها گزینه دوم							
	R (Ω)	Z (Ω)	I_f^{\max} (p.u)	R (Ω)	Z (Ω)	I_f^{\max} (p.u)	ICF (M\$)	R (Ω)	Z (Ω)	I_f^{\max} (p.u)	ICF (M\$)
اولیه	0.76	۱	۱۲	—	—	—	—	—	—	—	—
تقویت	0.76	۱	۱۲	0.44	0.7	۱۰	۲	0.25	0.5	۱۲	$3/8$
نصب	—	—	—	0.76	۱	۱۱	۴	0.44	0.7	۱۵	۵

جدول (۵): طرح های توسعه بهینه سیستم در مورد مطالعه‌ای اول		
افق برنامه	گزینه‌های توسعه	
ریزی	پست	فیدر
دوره اول	(27: I2-t1)	(7-18: II-t1), (7-19: II-t1) (26-11: II-t1), (26-7: I2-t1) (12-24: II-t1), (27-21: I2-t1) (21-14: II-t1), (21-10: II-t1)
دوره دوم	---	(25-9: I2-t2), (25-20: I2-t2) (25-18: I2-t2), (20-13: II-t2) (18-17: II-t2), (25-5: R2-t2)
دوره سوم	---	(27-23: I2-t3), (23-22: II-t3) (23-15: II-t3), (26-12: R2-t3) (12-16: R1-t3), (5-6: R1-t3) (5-1: R2-t3)

لازم به ذکر است که در نتایج بهینه ارائه شده در جدول (۵)، اعداد بیانگر مکان نصب یا تقویت فیدر یا پست می‌باشند. همچنین، عبارات "I1" و "I2" به ترتیب نشان‌دهنده نصب یک فیدر یا پست از نوع اول یا دوم، عبارات "R1" و "R2" به ترتیب نشان‌دهنده تقویت یک فیدر یا پست از نوع اول یا دوم می‌باشند. علاوه بر این، عبارات "t1"، "t2" و "t3" به ترتیب نشان‌دهنده زمان نصب یک فیدر یا پست در دوره اول، دوره دوم و دوره سوم از افق برنامه‌ریزی می‌باشد. به عنوان مثال، (27: I2-t1) نشان‌دهنده نصب یک پست از نوع دوم در دوره اول از افق برنامه‌ریزی در باس ۲۷ است. همچنین، (7-18: II-t1) بیانگر نصب یک فیدر از نوع اول در دوره اول از افق برنامه‌ریزی در کریدور ۱۸ می‌باشد.

در شکل (۶)، در مرحله اول از افق برنامه‌ریزی، فیدرها و پست‌های اضافه شده / تقویت شده با خطوط قرمز رنگ مشخص شده‌اند. همچنین، در مرحله دوم از افق برنامه‌ریزی، فیدرها و پست‌های اضافه شده / تقویت شده با خطوط آبی رنگ مشخص شده‌اند. علاوه بر این، در مرحله سوم از افق برنامه‌ریزی، فیدرها و پست‌های اضافه شده / تقویت شده با خطوط سبز رنگ مشخص شده‌اند. همچنین، مقادیر توابع هدف در مسأله برنامه‌ریزی توسعه در مراحل اول، دوم و سوم از افق برنامه‌ریزی و مبتنی بر مورد مطالعه‌ای اول در جدول (۷) ارائه شده است.

۲-۴- مورد مطالعه‌ای دوم

همانطور که پیشتر بیان گردید، در مورد مطالعه‌ای دوم، نصب منابع تولید پراکنده در کنار نصب / تقویت فیدرها و پست‌ها نیز به عنوان یکی از گزینه‌های توسعه در نظر گرفته می‌شوند. طرح‌های توسعه بهینه بدست‌آمده از اجرای رویکرد پیشنهادی برای مسأله برنامه‌ریزی توسعه در مورد مطالعه‌ای دوم و به تفکیک هر سه دوره از افق برنامه‌ریزی در جدول (۶) ارائه شده است. همچنین، به منظور تشریح بیشتر، طرح‌های توسعه بهینه بدست‌آمده در این مورد مطالعه‌ای در شکل (۷) نیز ترسیم شده‌اند.

اطلاعات مرتبط با مقادیر پیش‌بینی شده تقاضای توان در طول افق برنامه‌ریزی و نیز اطلاعات مربوط به بخش‌های مختلف بارهای الکتریکی در سیستم تحت مطالعه در مرجع [49] ارائه شده است. اطلاعات مرتبط با معیار هزینه خاموشی مشترکین (وقفه‌های ایجاد شده در تغذیه مشترکین) در راستای ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم تحت مطالعه، در جدول (۳) ارائه شده است.

جدول (۳): اطلاعات وقفه‌های ایجاد شده در تغذیه بار مشترکین

واحد	مقدار	شماره	پارامتر
خط/سال	۰/۴	۱	نرخ خرایی فیدرها
ساعت	۲	۲	زمان تعمیر فیدرها
\$/MWh	۴۰۰۰	۳	هزینه عدم تحويل انرژی

سایر اطلاعات موردنیاز در مرجع [49] موجود است. پارامترهای تنظیمی الگوریتم IHSA در جدول (۴) ارائه شده است.

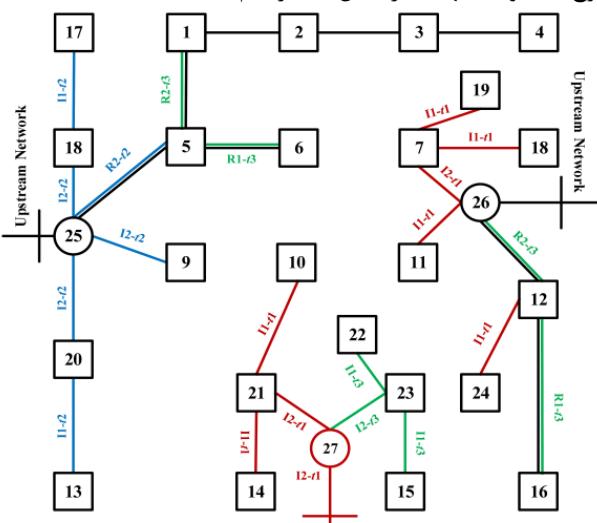
جدول (۴): پارامترهای تنظیمی الگوریتم IHSA

شماره	IHSA	پارامتر الگوریتم	مقدار
۱	BW _{min}	۰/۴	
۲	BW _{max}	۰/۹	
۳	PAR _{min}	۰/۰۱	
۴	PAR _{max}	۰/۹۹	
۵	HMS	۱۵۰	
۶	HMCR	۰/۹۸	
۷	NI	۵۰۰	

رویکرد پیشنهادی به منظور برنامه‌ریزی توسعه در دو مورد مطالعه‌ای مختلف مورد تحلیل قرار گرفته است.

۴- مورد مطالعه‌ای اول

در مورد مطالعه‌ای اول، منابع تولید پراکنده نادیده گرفته می‌شوند. طرح‌های توسعه بهینه بدست‌آمده از رویکرد پیشنهادی برای مسأله در مورد مطالعه‌ای اول و به تفکیک هر سه دوره از افق برنامه‌ریزی در جدول (۵) ارائه شده است. به منظور تشریح بیشتر این مورد مطالعه‌ای، طرح‌های توسعه بهینه در شکل (۶) ترسیم شده است.



شکل (۶): طرح‌های توسعه بهینه سیستم در مورد مطالعه‌ای اول

نشریه علمی - پژوهشی کیفیت و بهره وری صنعت برق ایران سال نهم شماره ۲ شماره پیاپی ۱۹ تابستان ۱۳۹۹

جدول (٧): مقادیر توابع هدف مسأله برنامه‌ریزی در مورد مطالعه اول

شماره	تابع هدف	مرحله اول	مرحله دوم	مرحله سوم	مجموع
۱	TIC (M\$)	۱۶/۷۵۴۲	۷/۷۴۵۶	۹/۰۲۳۵	۳۳/۵۲۳۳
۲	TOC (M\$)	۱/۰۲۵۴	۱/۹۲۳۵	۳/۰۲۶۵	۵/۹۷۵۴
۳	TMC (M\$)	۰/۲۳۵۲	۰/۳۷۳۳	۰/۵۷۸۱	۱/۱۸۶۶
۴	TECOC (M\$)	۰/۵۴۵۶	۰/۸۲۱۸	۱/۲۱۵۸	۲/۵۸۳۲

جدول (۸): مقادیر توابع هدف مسئله برنامه‌ریزی در مورد مطالعه دوم

شماره	تابع هدف	مرحله اول	مرحله دوم	مرحله سوم	مجموع
۱	TIC (M\$)	۱۵/۴۱۲۳	۷/۸۹۶۵	۶/۱۷۵۵	۲۹/۴۸۴۳
۲	TOC (M\$)	-۰/۸۶۲۵	۱/۶۰۲۴	۲/۹۴۱۱	۵/۴۰۶۰
۳	TMC (M\$)	-۰/۱۹۹۶	-۰/۳۰۰۱	-۰/۴۸۷۶	-۰/۹۸۷۳
۴	TECOC (M\$)	-۰/۴۸۹۶	-۰/۷۴۲۴	-۰/۱۰۰۵۲	۲/۲۳۷۲

٤-٣- بررسی الگوریتم IHSA

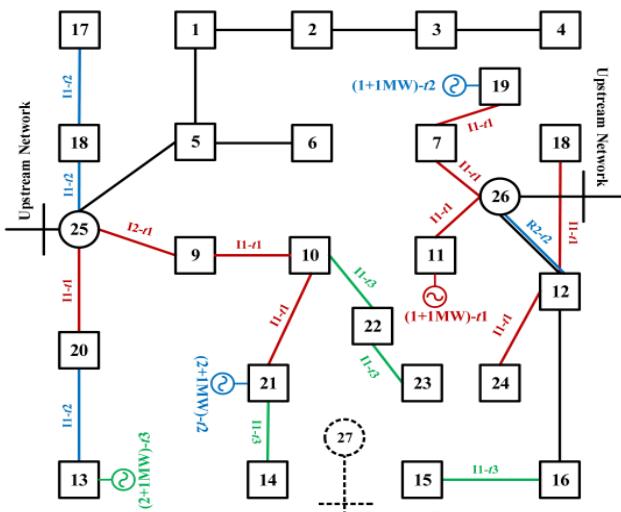
در این بخش، عملکرد الگوریتم IHSA در مقایسه با الگوریتم ژنتیک GA و الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات PSO مبتنی بر مورد مطالعه دوم (با در نظر گرفتن DGRs) مورد بررسی قرار می‌گیرد. پارامترهای تنظیمی الگوریتم‌های GA و PSO به ترتیب در جداول (۹) و (۱۰) آمده است.

جدول (٩): پارامترهای تنظیمی الگوریتم GA

شماره	پارامتر الگوریتم GA	مقدار
۱	احتمال جهش	۰/۹
۲	احتمال تقاطع	۰/۱
۳	نرخ انتخاب	۰/۹۵
۴	اندازه جمعیت	۱۰۰
۵	تعداد نسل	۵۰۰

جدول (١٠): پارامترهای تنظیمی الگوریتم PSO

شماره	پارامتر الگوریتم	مقدار
۱	ضریب ایترسی	۰/۱-۰/۹
۲	ضرایب یادگیری	۲
۳	اندازه جمعیت	۱۰۰
۴	تعداد نسل	۵۰۰



شکل (۷): طرح‌های توسعه پهنه سیستم در مورد مطالعه‌ای دوم

جدول (۶): طرحهای توسعه پهنه سیستم در مورد مطالعه دوم

افق		گزینه‌های توسعه		
برنامه‌ریزی	پست	فیدر	DGRs	
دوره اول	---	(7-19: II-t1), (26-7: II-t1)		
		(26-11: II-t1), (12-18: II-t1)		
		(12-24: II-t1), (25-20: II-t1) (25-9: I2-t1), (9-10: II-t1)), (10-21: II-t1)	(11: 1+1MW-t1)	
دوره دوم	---	(25-18: II-t2), (18-17: II-t2)	(19: 1+1MW-t2),	
		(26-12: R2-t2), (20-13: II-t2)	(21: 2+1MW-t2)	
دوره سوم	---	(10-22: II-t3), (22-23: II-t3)		
		(21-14: II-t3), (16-15: II-t3)	(13: 2+1MW-t3)	

به منظور تحلیل نتایج بهینه مربوط به منابع تولید پراکنده در جدول (۶)، دوره اول از افق برنامه‌ریزی را در نظر بگیرید. در این دوره نتیجه بهینه مربوط به تولید پراکنده به صورت $(11: 1+1MW-t1)$ بدست آمده که بیانگر نسبت یک منبع تولید پراکنده در باس ۱۱ در دوره اول از افق برنامه‌ریزی با ظرفیت عملیاتی $1MW$ و ظرفیت رزرو $1MW$ است. مقادیر توابع هدف در مسئله برنامه‌ریزی توسعه در مراحل مختلف و مبتنی بر موردمطالعه‌ای دوم در جدول (۸) ارائه شده است.

با مقایسه نتایج ارائه شده در جدول (۷) و جدول (۸) مشاهده می گردد که با نظر گرفتن منابع تولید پراکنده به عنوان یکی از گزینه های توسعه، مقداری بیشینه بدست آمده برای توابع هدف در هر سه مرحله از افق برنامه ریزی کمتر از مقداری متناظر در حالتی است که آنها در نظر گرفته نمی شوند. به بیان دقیق تر، با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده به عنوان گزینه توسعه، رویکرد پیشنهادی به نتایج مطلوب تری از منظر توابع هدف دست یافته است. افزودن منابع تولید پراکنده، قابلیت اطمینان شبکه را بهبود می دهد و هزینه های مرتبط با آن کاهش می باید.

مسئله برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع دارای ماهیت غیرخطی و غیرمحدب می باشد که با در نظر گرفتن عدم قطعیت بر چالش محاسباتی آن افروده می شود. به منظور غلبه بر پیچیدگی مساله، یک روش تجزیه سه سطحی برای حل آن ارائه شد. در این پژوهش مدل برنامه ریزی پویا با هدف تعیین مکان، ظرفیت بهینه و زمان نصب/ تقویت پست ها، فیدرها و منابع تولید پراکنده در نظر گرفته شد. همچنین، یک رویکرد فنی- اقتصادی با هدف افزایش قابلیت اطمینان و کمینه‌سازی مجموع هزینه‌ها پیشنهاد گردید. به منظور دستیابی به جواب بهینه نیاز به یک الگوریتم بهینه سازی با نرخ همگرایی مناسب بود و از الگوریتم جستجوی هارمونی بهبود یافته استفاده گردید.

عملکرد رویکرد پیشنهادی با استفاده از دو مورد مطالعه‌ای مختلف با موفقیت بر روی سیستم توزیع انرژی الکتریکی $13\frac{1}{8}$ کیلوولت با ۲۷ باس تحقیق شد و زمان مناسب نصب گزینه‌های توسعه نیز به عنوان یک متغیر بهینه سازی در طول افق برنامه ریزی مورد توجه قرار گرفت. نتایج به دست آمده نشان داد که:

- در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده در کنار تقویت/ نصب فیدرها و پست‌ها به عنوان یکی از گزینه‌های توسعه، در کاهش مجموع هزینه‌ها مؤثر است.
- کارایی رویکرد پیشنهادی با بهره‌گیری از الگوریتم جستجوی هارمونی بهبود یافته در مقایسه با نتایج حاصل از الگوریتم‌های GA و PSO مطلوب‌تر و مؤثرتر می‌باشد.

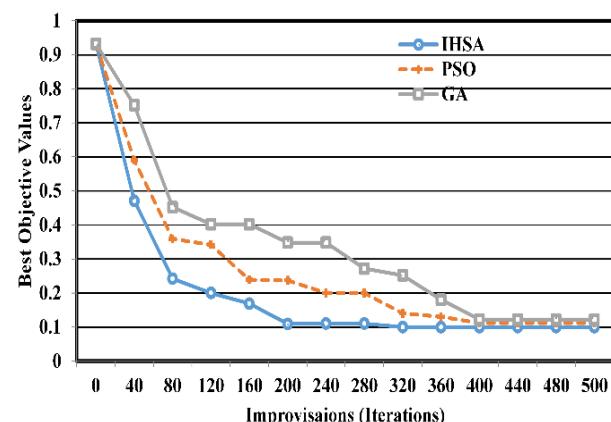
رویکرد تجزیه سه مرحله‌ای پیشنهاد شده برای حل، به طور قابل توجهی بار محاسباتی مسئله را کاهش می دهد. همچنین تقسیم یک مسئله بهینه سازی غیرخطی مختلط آمیخته با اعداد صحیح (MINLP) در مقیاس بزرگ به دو مساله خطی مختلط آمیخته با اعداد صحیح (MILP) و مساله غیرخطی (NLP) در مقیاس کوچکتر باعث شده است که مسئله بهینه سازی قابل کنترل تر باشد.

با وجود بار محاسباتی بالاتر، در نظر گرفتن عدم قطعیت در حضور تعداد بیشتری از قیود عملیاتی باعث واقعیت پذیری طرح خواهد شد. همچنین گسترش بازه عدم قطعیت، با وجود هزینه مجموع بیشتر، راه حل مستحکم تر و انعطاف پذیرتری به همراه خواهد داشت. راههای مختلفی برای بهبود رویکرد پیشنهادی در زمینه برنامه ریزی پویای توسعه شبکه توزیع از قبیل: مدل سازی عدم قطعیت‌های دیگر، استفاده از روش‌های قدرتمندتر در فرآیند مدل سازی عدم قطعیت‌ها، استفاده از طیف وسیع‌تری از گزینه‌های توسعه مانند سیستم‌های ذخیره انرژی و تلفیق رویکردهای بهینه برنامه ریزی توسعه در شبکه‌های هوشمند وجود دارد که می تواند توسط پژوهشگران پیاده سازی و دنبال شود.

مقادیر توابع هدف در نظر گرفته شده در مسئله برنامه ریزی توسعه مبتنی بر مورد مطالعه‌ای دوم و الگوریتم‌های IJHSA، GA و PSO در جدول (۱۱) ارائه شده است. نتایج بهینه ارائه شده در جدول (۱۱) بیانگر این واقعیت است که اجرا و پیاده‌سازی رویکرد پیشنهادی به منظور برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع با استفاده از الگوریتم IJHSA به نتایج به مراتب مطلوب‌تری در مقایسه با اجرای آن با استفاده از الگوریتم‌های PSO و GA دست یافته است. از این رو، رویکرد پیشنهادی مبتنی بر الگوریتم IJHSA می تواند یک روش مناسب به منظور برنامه ریزی توسعه در حضور DGRs محسوب گردد. همچنین، به منظور بررسی دقیق‌تر عملکرد الگوریتم‌های PSO، GA و IJHSA، نمودار همگرایی این الگوریتم‌ها در مقایسه با یکدیگر در شکل (۸) ترسیم شده است.

جدول (۱۱): مقایسه الگوریتم IJHSA، GA و PSO در مورد مطالعه دوم

	شماره مسئله	الگوریتم حل		
		IJHSA	PSO	GA
۱	TIC (M\$)	۲۹/۴۸۴۳	۳۴/۲۶۵۴	۳۶/۸۷۱۲
۲	TOC (M\$)	۵/۴۰۶۰	۶/۱۵۲۲	۶/۶۸۳۶
۳	TMC (M\$)	۰/۹۸۷۳	۱/۱۷۸۴	۱/۳۰۰۵
۴	TECOC (M\$)	۲/۲۳۷۲	۲/۶۰۳۳	۲/۹۴۱۱



شکل (۸): نمودار همگرایی الگوریتم‌های IJHSA، GA و PSO

با تحلیل شکل (۸) مشاهده می‌گردد که الگوریتم IJHSA دارای سرعت و نرخ همگرایی به مرتب بالاتر در مقایسه با الگوریتم‌های PSO و GA است. به بیان دیگر، این الگوریتم دارای عملکرد مطلوب‌تری در مقایسه با الگوریتم‌های PSO و GA می‌باشد.

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله، یک مدل برنامه ریزی مقاوم چند مرحله‌ای به منظور توسعه همزمان شبکه توزیع و منابع تولید پراکنده ارائه شد. همچنین، برای دستیابی به یک راه حل مستحکم که در برابر عدم قطعیت در تقاضای توان مصون باشد، روش تخمین دونقطه‌ای در نظر گرفته شد.

مراجع

- [12] Santos S. F., Fitiwi D. Z., Bazuayehu A. W., et al., "Novel multi-stage stochastic DG investment planning with recourse", IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016.
- [13] Munoz-Delgado G., Contreras J., Arroyo J. M., "Investment generation and network expansion planning in distribution systems considering uncertainty and reliability", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, pp. 3715 - 3728, 2016.
- [14] Arias N. B., Tabares A., Franco J. F., Lavorato M., Romero R., "Robust joint expansion planning of electrical distribution systems and EV charging stations", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 9, No. 99, pp. 1-11, 2017. doi: 10.1109/TSTE.2017.2764080
- [15] Ahmadi S. A., Vahidinasab V., Ghazizadeh M. S., Mehran K., Giaouris D., Taylor P., "Co-optimizing distribution network adequacy and security by simultaneous utilization of network reconfiguration and distributed energy resources", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 13, No. 20, pp. 4747-4755, 2019. doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0824
- [16] Verma M. K., Mukherjee V., Yadav V. K., et al., "Constraints for effective distribution network expansion planning: an ample review", Int J Syst Assur Eng Manag, 2020. doi:10.1007/s13198-020-00969
- [17] Kiani-Rad H., Moravej Z., "Using a new method to incorporate the load uncertainty into the SEP problem", Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering, Vol. 3, pp. 420-433, 2019.
- [18] Wang J., Zhong H., Tang W., et al., "Tri-level expansion planning for transmission networks & distributed energy resources considering transmission cost allocation", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 9, No. 4, 2018.
- [19] Gitizadeh M., Azizi-Vahed A., Aghaei J., "Multistage distribution system expansion planning considering distributed generation using hybrid evolutionary algorithms", Applied Energy, Vol. 101, pp. 655-666, 2013.
- [20] Franco J. F., Rider M. J., Romero R., "A mixed-integer quadratically-constrained programming model for the distribution system expansion planning", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 62, pp. 265-272, 2014.
- [21] Muñoz-Delgado G., Contreras J., Arroyo J. M., "Joint expansion planning of distributed generation and distribution networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 30, No. 5, pp. 2579-2590, 2015.
- [22] Franco J. F., Rider M. R., Romero R., "Robust multi-stage substation expansion planning considering stochastic demand", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, No. 3, pp. 2125-2134, 2016.
- [23] Abapour S., Zare K., Mohammadi-Ivatloo B., "Dynamic planning of distributed generation units in active distribution network", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 9, pp. 1455-1463, 2015.
- [24] Tabares A., Franco J. F., Franco M., Rider M. J., "Multistage long-term expansion planning of electrical
- [1] Karimi-Arpanahia S., Jooshakia M., Moeini-Aghaei M., et al., "Incorporating flexibility requirements into distribution system expansion planning studies based on regulatory policies", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 118, 2020. doi:10.1016/j.ijepes.2019.105769
- [2] Pinto R. S., Unsuhay-Vila C., Fernandes T. S. P., "Multiobjective and multi-period distribution expansion planning considering reliability, distributed generation and self-healing", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 13, pp. 219-228, 2019.
- [3] Arasteh H., Vahidinasab V., Sepasian M. S., Aghaei J., "Stochastic system of systems architecture for adaptive expansion of smart distribution grids", IEEE Transactions on Industrial Informatics, Vol. 15, No. 1, pp. 377-389, 2019. Doi: 10.1109/TII.2018.2808268
- [4] RamaKrishna T., Ballireddy R., Modi P. K., "Power system expansion planning incorporating renewable energy technologies with reliability consideration: A state of art literature", International Journal of Recent Technology and Engineering, Vol. 8, No. 4, 2019.
- [5] Alotaibi M. A., Salama M. M. A., "An incentive-based multistage expansion planning model for smart distribution Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 33, No. 5, pp. 5469-5485, 2018. doi: 10.1109/TPWRS.2018.2805322
- [6] Lv T., Yang Q., Deng X., et al., "Generation expansion planning considering the output and flexibility requirement of renewable energy: the Case of jiangsu province", Frontiers in Energy Research, 2020. doi: 10.3389/fenrg.2020.00039
- [7] Kim I., "Optimal distributed generation allocation for reactive power control", IET Generation, Transmission & Distribution. Vol. 11, No. 6, pp. 1549-56, 2017.
- [8] Ahmadigorji M., Amjadi N., "A multiyear DG-incorporated framework for expansion planning of distribution networks using binary chaotic shark smell optimization algorithm", Energy, Vol. 102, pp. 199-215, 2016.
- [9] Saboori H., Hemmati R., Abbasi V., "Multistage distribution network expansion planning considering the emerging energy storage systems", Energy Conversion and Management, Vol. 105, pp. 938-945, 2015. doi: 10.1016/j.enconman.2015.08.055
- [10] Macedo L. H., O-Vazquez M. A., Romero R., "Optimal distribution systems expansion planning for improving service restoration", IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), 2018. doi: 10.1109/tdc-la.2018.8511765
- [11] Najafi-Ravadanegh S., Gholizadeh-Roshanagh R., "On optimal multistage electric power distribution networks expansion planning", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 54, pp. 487-497, 2014. doi: 10.1016/j.ijepes.2013.07.008

- [37] Ahmadigorji M., Amjadi N., Dehghan S., “A robust model for multiyear distribution network reinforcement planning based on information-gap decision theory”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 33, No.2, pp. 1339-1351, 2018.
- [38] Jabr R. A., “Polyhedral formulations and loop elimination constraints for distribution network expansion planning”, IEEE Trans Power, Vol. 28, No. 2, pp. 1888–1897, 2013.
- [39] Ahmadigorji M., Amjadi N., Dehghan S., “A novel two-stage evolutionary optimization method for multiyear expansion planning of distribution systems in presence of distributed generation”, Applied Soft Computing, Vol. 52, pp. 1098-1115, 2017.
- [40] Haghigat H., Zeng B., “Stochastic & chance-constrained conic distribution system expansion planning using bilinear benders decomposition”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 33, No. 99, 2017.
- [41] Gomes P. V., Saraiva J. T., “State-of-the-art of transmission expansion planning: A survey from restructuring to renewable and distributed electricity markets”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 111, pp. 411-424, 2019.
- [42] Hamida I. B., Salah S. B., Msahli F., Mimouni M. F., “A new short-term planning strategy for multi-objective distribution network reconfiguration and optimal DG insertion”, Arabian Journal for Science and Engineering, Vol. 44, pp. 6813-6826, 2019.
- [43] Shayeghi H., Bagheri A., “Dynamic subtransmission system expansion planning incorporating distributed generation using hybrid DCGA and LP technique”, Electr Power Energy Syst, Vol. 48, No. 1, pp. 11-22, 2013.
- [44] Ai X., Wen J., Wu T., Lee W. J, “A discrete point estimate method for probabilistic load flow based on the measured data of wind power”, IEEE Transactions on Industry, Vol. 49, No. 22, pp. 44-52, 2013.
- [45] Guo S., Zhang F., Zhang C., Wang Y., Guo P., “An improved intuitionistic fuzzy interval two-stage stochastic programming for resources planning management integrating recourse penalty from resources scarcity and surplus”, Journal of Cleaner Production, Vol. 234, pp. 185-199, 2019.
- [46] Verma A., Bijwe P. R., Panigrahi B. K., “Harmony search algorithm for transmission network expansion planning”, IET Generation Transmission & Distribution, Vol. 4, No. 6, pp. 663-673, 2010.
- [47] Mahdavi M., Fesanghary M., Damangir E., “An improved harmony search algorithm for solving optimization problems”, Applied mathematics and computation, Vol. 188, No. 2, pp. 1567-79, 2007.
- [48] Sun W., Chang ., “An improved harmony search algorithm for power distribution network planning”, Journal of Electrical and Computer Engineering, Vol. 15, No. 6, pp. 1-6, 2015.
- [49] Lotero R. C., Contreras J., “Distribution system planning with reliability”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 26, No.4, pp. 2552-2562, 2011.
- distribution systems considering multiple alternatives”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, No. 3, pp. 1900-1914, 2016.
- [25] Borges C. L. T., Martins V. F., “Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and distributed generation uncertainties”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 36, No.1, pp.107-116, 2012. doi: 10.1016/j.ijepes.2011.10.031
- [26] Ehsan A., Yang Q., “State-of-the-art techniques for modelling of uncertainties in active distribution network planning: A review”, Applied Energy, Vol. 239, pp. 1509-1523, 2019. doi:10.1016/j.apenergy.2019.01.211
- [27] K N. M., E A. J., “Optimal integration of distributed generation (DG) resources in unbalanced distribution system considering uncertainty modelling”, International Transactions on Electrical Energy Systems, Vol. 27, No.1, 2017.
- [28] Ravadanegh S. N., Jahanyari N., Amini A., Taghizadeghan N., “Smart distribution grid multistage expansion planning under load forecasting uncertainty”, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 10, No. 5, pp. 1136-1144, 2016.
- [29] Yuan W., Wang J., Qiu F., Chen C., Kang C., Zeng B., “Robust optimization based resilient distribution network planning against natural disasters”, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 99, pp. 1-10, 2016.
- [30] Wang Z., Chen B., Wang J., Kim J., Begovic M. M., “Robust optimization based optimal DG placement in micro-grids”, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, pp. 2173-2182, 2014.
- [31] Rastgou A., Moshtagh J., Bahramara S., “Improved harmony search algorithm for electrical distribution network expansion planning in the presence of distributed generators”, Energy, Vol. 151, pp. 178-202, 2018. dio: 10.1016/j.energy.2018.03.030
- [32] Dehghan S., Amjadi N., “Robust transmission and energy storage expansion planning in wind farm-integrated power systems considering transmission switching”, IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 7, pp. 765-774, 2015.
- [33] Bertsimas D., Brown D. B., Caramanis C., “Theory and applications of robust optimization”, SIAM Review, Vol. 53, pp. 464-501, 2011.
- [34] Munoz-Delgado G., Contreras J., Arroyo J. M., “Distribution system expansion planning considering non-utility-owned DG and an independent distribution system operator”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 34, No. 4, pp. 2588-2597, 2019.
- [35] Wang J., Hu Z., Xie S., “Expansion planning model of multi-energy system with the integration of active distribution network”, Applied Energy, Vol. 253, No.1, 2019. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113517
- [36] Amjadi N., Attarha A., Dehghan S., Conejo A. J., “Adaptive robust expansion planning for a distribution network with DERs”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 33, No. 2, pp. 1698-1715, 2017. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2741443

ضمیمه

جدول (۱۲): مروری بر ویژگی های تعدادی از ادبیات موضوعی مسئله برنامه ریزی و مقایسه آنها با رویکرد پیشنهادی در مقاله

روش حل	جهندهای فنی و اقتصادی	ملاحظات عدم قطعیت	ساختار شبکه توزیع	ملاحظات DGRs	تفکیک بخش های بار	مدل سازی اطمنان	قابلیت اطمینان	ملاحظات قابلیت غیر تصادفی	چارچوب غیر تصادفی	توابع هدف	نوع چارچوب	مرجع
رویکرد تکاملی	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	(۱) هزینه سرمایه‌گذاری (۲) هزینه بهره‌برداری	استانیک	[8]
الگوریتم ازدحام ذرات	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	(۱) هزینه سرمایه‌گذاری (۲) هزینه بهره‌برداری (۳) هزینه ذخیره‌ساز	چندمرحله‌ای	[9]
ICA	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	(۱) هزینه سرمایه‌گذاری (۲) هزینه ثغافت ارزی	چندمرحله‌ای	[11]
برنامه‌نویسی ریاضی	خیر	(۱) تقاضای توان	رویکرد کلاسیک درخت	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	بله؛ رویکرد مبتنی بر شناس-محدود	(۱) هزینه سرمایه‌گذاری (۲) هزینه بهره‌برداری (۳) هزینه ثغافت ارزی	چندمرحله‌ای	[14]
PSO	بله	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	بله	خیر	مدل غیرتصادفی	شاخص ناسازگار با ارزش	خیر	خیر	(۱) هزینه سرمایه‌گذاری (۲) هزینه ثغافت	چندمرحله‌ای	[۱۹]
برنامه‌نویسی ریاضی	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	(۱) هزینه سرمایه‌گذاری (۲) هزینه بهره‌برداری	استانیک	[20]
GAMS	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	بله	خیر	مدل غیرتصادفی	شاخص ناسازگار با ارزش	خیر	خیر	(۱) هزینه سرمایه‌گذاری (۲) هزینه تولید (۳) هزینه تعمیر و نگهداری (۴) هزینه ثغافت (۵) هزینه ارزی تأمین-نشده	چندمرحله‌ای	[21]
برنامه‌نویسی ریاضی	خیر	(۱) تقاضای توان	رویکرد کلاسیک درخت	بله	خیر	خیر	خیر	بله؛ رویکرد مونت کارلو	(۱) هزینه سرمایه‌گذاری (۲) هزینه ثغافت (۳) هزینه ارزی تأمین-نشده	چندمرحله‌ای	[22]	
برنامه‌نویسی ریاضی	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	(۱) هزینه سرمایه‌گذاری (۲) هزینه بهره‌برداری	چندمرحله‌ای	[24]
رویکرد تکاملی	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	(۱) هزینه سرمایه‌گذاری (۲) هزینه بهره‌برداری	چندمرحله‌ای	[۲۵]
رویکرد تکاملی	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	بله	خیر	خیر	خیر	بله	بله	(۳) هزینه سرمایه‌گذاری (۱) هزینه بهره‌برداری	استانیک	[27]
برنامه نویسی خطی (MILP)	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	بله	بله	(۳) هزینه سرمایه‌گذاری (۴) هزینه بهره‌برداری	چندمرحله‌ای	[35]
برنامه نویسی خطی (MILP)	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	(۳) هزینه سرمایه‌گذاری (۴) هزینه بهره‌برداری	چندمرحله‌ای	[38]
BMICA+ ISSO	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	(۳) هزینه سرمایه‌گذاری (۴) هزینه بهره‌برداری	چندمرحله‌ای	[39]
تجزیه پندرز	خیر	(۱) تقاضای توان	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	خیر	خیر	بله؛ رویکرد مبتنی بر شناس-محدود	(۱) هزینه سرمایه‌گذاری (۲) هزینه بهره‌برداری	استانیک	[40]	
GAMS	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	مدل غیرتصادفی	شاخص ناسازگار با ارزش	خیر	خیر	(۱) هزینه سرمایه‌گذاری (۲) هزینه بهره‌برداری (۳) هزینه تعمیر و نگهداری (۴) هزینه حفظ بار	چندمرحله‌ای	[47]
الگوریتم جستجوی هارمونی بهیودیافته	بله	(۱) تقاضای توان	رویکرد جدید مبتنی بر نظریه گراف	بله	(۱) صنعتی (۲) تجاری (۳) مسکونی	مدل تصادفی	شاخص سازگار با ارزش یا شاخص ارزش محور	بله؛ رویکرد مبتنی بر روش تخمین دو نقطه‌ای	(۱) هزینه سرمایه‌گذاری (۲) هزینه بهره‌برداری (۳) هزینه تعمیر دو نقطه‌ای (۴) هزینه عدم قابلیت اطمینان	چندمرحله‌ای	رویکرد پیشنهادی در این مقاله	