برنامه‌ریزی پویای توسعه سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده در حضور عدم‌قطعیت 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_mohaqeq@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 مسأله بهینه سازی غیر محدب و دارای ماهیت غیرخطی و آمیخته با اعداد صحیح است. علاوه بر این، توجه به عدم قطعیت در تقاضای توان باعث می شود که مساله به طور فزاینده‌ای چالش برانگیز باشد. از این رو، یک رویکرد تجزیه سه مرحله‌ای برای حل مساله معرفی شده است. به منظور مدل‌سازی 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 بهبودیافته استفاده شده است. امکان‌سنجی و اثربخشی رویکرد پیشنهادی در برنامه‌ریزی پویای توسعه سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی توسط دو مورد مطالعه‌ای مختلف بر روی سیستم توزیع انرژی الکتریکی ۱۳/۸ کیلوولت با ۲۷ باس نشان داده شده است. نتایج شبیه‌سازی به دست آمده بیانگر قابلیت و سودمندی رویکرد پیشنهادی در برنامه‌ریزی پویای توسعه سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی است.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی توسعه، شبکه توزیع، بهینه‌سازی، قابلیت‌اطمینان، عدم‌قطعیت، 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

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

جدول علایم و اختصارات

A	بردار پارامترهای دارای عدم‌قطعیت خروجی	s	شاخص پست
b	شاخص باس‌های سیستم توزیع انرژی الکتریکی	S	مجموعه پست‌های در نظر گرفته‌شده
B	مجموعه تمام باس‌های سیستم توزیع انرژی الکتریکی	S_I	تابع هدف در سطح اول مساله (مرحله اول تجزیه)
BW_{gn}	فاصله پهنای باند در نسل gn	S_{II}	تابع هدف در سطح دوم مساله (مرحله دوم تجزیه)
BW_{min}	حداقل فاصله پهنای باند	S_{III}	تابع هدف در سطح سوم مساله (مرحله سوم تجزیه)
BW_{max}	حداکثر فاصله پهنای باند	t	شاخص دوره از افق برنامه‌ریزی
$C_{b,m,l,t}(OD_e)$	هزینه خروج مبتنی‌بر زمان خروج OD_e بر حسب تابع خسارت مشترکین (SCDF) در بخشm از باس متاثرb در رخداد خرابیe سطح بارl و دوره t $[\$/kW]$	TB_t	بودجه دردسترس در دوره t
d	شاخص واحد تولید پراکنده	TB	بودجه کل دردسترس در افق برنامه‌ریزی
D	مجموعه واحدهای تولید پراکنده در نظر گرفته‌شده	TIC_y	هزینه سرمایه‌گذاری طرح توسعه y $[M\$]$
e	شاخص رخدادهای مرتبط با خرابی	$TCOC_y$	هزینه خروج مشترکین طرح توسعه y $[M\$]$
E	مجموعه رخدادهای مرتبط با خرابی‌های مفروض	TMC_y	هزینه تعمیرونگهداری طرح توسعه y $[M\$]$
$E_{b,l}$	انرژی الکتریکی مصرف شده در باس b و سطح بار l	TOC_y	هزینه بهره‌برداری طرح توسعه y $[M\$]$
ED_e	مدت زمان خروج در اثر رخداد خرابی e $[hr]$	$TIC_{y,t}$	هزینه سرمایه‌گذاری طرح توسعه y در دوره t $[M\$]$
$ED_{l,t}$	بردار ستونی تقاضای توان گره در سطح بارl و دوره t	$TMC_{y,t}$	هزینه تعمیرونگهداری طرح y در دوره t $[M\$]$
$EDC_{l,t}$	بردار بار باس قطع‌شده در سطح بار l و در دوره t	$TCOC^e_{y,l,t}$	هزینه موردانتظار خروج مشترکین در طرح توسعه y در سطح بار l و دوره t و رخداد خرابی e $[M\$]$
EMC_l	هزینه انرژی در سطح بار l $[\$/MWh]$	$TMC_{y,f,t}$	هزینه تعمیر فیدر f طرح y در دوره t $[M\$]$
f	شاخص فیدر	$TMC_{y,s,t}$	هزینه تعمیر پست s طرح y در دوره t $[M\$]$
F	مجموعه فیدرهای در نظر گرفته‌شده	$TOC_{y,l,t}$	هزینه بهره‌برداری طرح y در سطح بار l و دوره t $[M\$]$
gp	ضریب نفوذ منبع تولید پراکنده	$USF(x)$	تابع پله واحد، اگر x>0 آنگاه $USF(x)$ =1، در غیراین‌صورت $USF(x)=0$
HMS	مجموعه تمام بردارهای هارمونی ذخیره‌شده در HM	v_i	متغیر ورودی دارای عدم قطعیت i ام
$h(v_i)$	معادلات پخش بار	$V_{b,l,t}$	ولتاژ در باس b در سطح بار l و در دوره t $[p.u]$
i	شاخص متغیرهای تصمیم‌گیری در نظر گرفته‌شده	$V^{min}_{l,t}$	حداقل ولتاژ باس در سطح بار l و در دوره t $[p.u]$
I	مجموعه تمام متغیرهای تصمیم‌گیری در نظر گرفته‌شده	$V^{max}_{l,t}$	حداکثر ولتاژ باس در سطح بار l و در دوره t $[p.u]$
$I(R,P,X)$	بردار تابع غیرخطی مساله سه‌مرحله‌ای	$v^e_{b,m,l,t}$	میزان تقاضای توان در بخش m از باس b در رخداد خرابی e و سطح بار l و دوره t $[MW]$
$I_{l,t}$	بردار جریان فیدرها در سطح بار l و در دوره t	X	بردار پارامترهای دارای عدم‌قطعیت ورودی
$I_{s,l,t}$	جریان ترانسفورماتور s در سطح بارl و دوره t $[p.u]$	$\dot{X}$	مقدار پیش بینی شده برای پارمترهای دارای عدم قطعیت
$I_{f,l,t}$	جریان فیدر f در سطح بار l و دوره t $[p.u]$	$\dot{x}$	میزان انحراف از مقدار پیش بینی شده پارمترهای دارای عدم قطعیت
I^{max}_f	حداکثر جریان مجاز عبوری از فیدر f $[p.u]$	x_{iL}	حد پایین از متغیر تصمیم‌گیری i
I^{max}_s	حداکثر جریان مجاز تزریق‌شده از پست s $[p.u]$	x_{iU}	حد بالا از متغیر تصمیم‌گیری i
$ICD_{d,t}$	هزینه سرمایه‌گذاری واحد تولید پراکنده d در دوره t [M$/MVA]	x^{old}_i	درایه i از بردار هارمونی انتخاب شده از HM
$ICF_{f,t}$	هزینه سرمایه‌گذاری فیدر f در دوره t [M$]	x^j_i	درایه i از بردار هارمونی j ذخیره‌شده در HM
$ICS_{s,t}$	هزینه سرمایه‌گذاری پست s در دوره t [M$]	y	شاخص طرح توسعه
IM^{γ}	ترانهاده ماتریس تقاطع شاخه و گره	Y^{rein}_b	سال تقویت گزینه توسعه در باس b
$IM^{\gamma}_{row,f}$	سطر f از ترانهاده ماتریس تقاطع شاخه و گره	Y^{ins}_b	سال نصب گزینه توسعه در باس b

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

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

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

۱- مقدمه

۱-۱- سابقه و انگیزه

برنامه‌ریزی توسعه سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی (EEDSs)[۱] یکی از وظایف مهم شرکت‌های توزیع انرژی الکتریکی(DISCOs)[۲] محسوب می‌شود [1]. شرکت های 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 بار مناطق تحت پوشش خود به طور اقتصادی باشند. پاسخگویی اقتصادی به رشد بار با اضافه نمودن گزینه‌های جدید به انتخاب‌های قدیمی و سنتی در حل مسأله برنامه‌ریزی توسعه قابل دستیابی است [2-4]. لذا می‌بایست برنامه‌ریزی توسعه موردبازنگری قرار گیرد [5]. اهمیت موضوع برنامه‌ریزی توسعه شبکه موجب شده است که مساعی تحقیقاتی فراوانی ظرف پنجاه سال گذشته به این مبحث اختصاص یابد.

۱-۲- پیشینه تحقیق

مطالعات صورت گرفته در حوزه برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع از دو دیدگاه مورد بررسی قرار می گیرند. الف) مدل‌سازی، ب) روش حل. در ادامه به مرور پیشینه پژوهش از این دو منظر پرداخته می شود. در [6] به کاربرد گزینه های سنتی در توسعه شبکه اکتفا شده است. در حالی‌که پیدایش منابع تولید پراکنده (DGRs)[۳] در مسأله برنامه‌ریزی، ضمن تغییر در نحوه بهره‌برداری از این سیستم‌ها، این امکان را برای شرکت های توزیع فراهم نموده است تا بتوانند سیستم‌هایی با هزینه پایین‌تر طراحی نمایند [7,8]. محققان در [9,10] برای دستیابی به برنامه توسعه شبکه های توزیع در حضور منابع تولید پراکنده، برخی از الگوریتم های بهینه را معرفی کرده اند.

اساسا در مساله برنامه‌ریزی توسعه شبکه بایستی همواره رشد مصرف انرژی الکتریکی به‌صورت فنی و اقتصادی توسط سیستم مورد توجه قرار گیرد. در مرجع [11] مجموعه‌ای از شاخص های 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] یک چارچوب برنامه نویسی تصادفی مبتنی بر سناریو ارائه شده است تا مساله 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 مسأله برنامه‌ریزی را کاربردی نماید [14,15]. در [16] تاثیر در نظر گرفتن مجموعه کاملی از قیود در افزایش استحکام مدل سازی مسأله برنامه‌ریزی توسعه، مورد بررسی قرار می گیرد. همچنین در نظر گرفتن عدم قطعیت در مسأله برنامه‌ریزی، در حضور تعداد بیشتری از قیود عملیاتی به واقعیت پذیری نتایج کمک می کند [17] .

بطورکلی، رویکرد حل مسأله 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/ تقویت در مسأله برنامه‌ریزی مشخص می‌شود. درحالی‌که در [21, 22] با برنامه‌ریزی پویا، علاوه بر مکان و اندازه، زمان مناسب جهت نصب گزینه‌های توسعه نیز مورد توجه قرار می‌گیرد. در نظرگرفتن یک مدل پویا در مسأله منجر به دستیابی به نتایج بهینه خواهد شد [23].

در [24]، عدم‌قطعیت‌های موجود در فرآیند برنامه‌ریزی توسعه در نظر گرفته نشده است. مدل سازی عدم قطعیت باعث افزایش استحکام راه حل بهینه می شود [25-28]. با توجه به ماهیت منابع عدم قطعیت، باید روش های عملی و قابل کنترل برای ارزیابی آنها انتخاب شود. در [9]، روش برنامه ریزی مبتنی بر برنامه نویسی احتمالاتی (SP)[۴] پارامترهای نامعین را با سناریوسازی مدل می کند، در حالی‌که در [29,30] روش های بهینه سازی مقاوم(RO)[۵]، از طریق مجموعه های عدم قطعیت برای مدل سازی انتخاب می شوند. در [31] روش مونت کارلو (MCS)[۶] 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 مجموعه های عدم قطعیت و فضای حل مسأله برنامه‌ریزی، از مهم‌ترین عوامل موثر است که در بررسی عدم قطعیت باید مورد توجه قرار گیرد [32 ، 33].

مسأله برنامه‌ریزی توسعه اساسا یک مسأله 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 می کند [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 می گذارد [37]. با توجه به این دو موضوع، مطالعات برنامه‌ریزی توسعه شبکه را می توان در سه گروه مورد بررسی قرار داد. گروه اول شامل روش هایی است که اقدام به خطی‌سازی مسأله برنامه‌ریزی توسعه می‌کنند [38]. در این گروه، نتایج حاصل با ماهیت غیرخطی مسأله برنامه-ریزی توسعه تناسب ندارد و این ساده‌سازی منجر به کاهش دقت و دستیابی به نتایج نامطلوب به منظور پیاده‌سازی در کاربردهای واقعی

---

۱ Electrical energy distribution systems
۲ Distribution companies
۳ Distributed generation resources
۴ Probabilistic programming
۵ Robust optimization
۶ Monte carlo simulation

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

می‌گردد. در گروه دوم، مدل غیرخطی جهت برنامه ریزی توسعه شبکه در نظر گرفته می شود، ولی از عدم قطعیت به منظور اجتناب از پیچیدگی بیشتر فرایند بهینه سازی صرف نظر می شود [39]. این روش‌ها به اندازه کافی دقیق نیستند. به عبارت دیگر ، اگر پارامتر نامعین از مقدار پیش بینی شده خود منحرف شود، راه حل های به دست آمده، ممکن است غیر بهینه باشند. گروه سوم شامل مدل های غیرخطی است که عدم اطمینان را هم در نظر می گیرند، 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 می شود. نتایج حاصل از روش پیشنهادی برای تمام حالت هایی که داده های نامعین می توانند اختیار کنند بهینه بوده و در مقابل عدم قطعیت از استحکام کافی برخوردار است. به منظور مشخص نمودن برتری های 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 شده اند.

۱-۳- 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 می شود.
ii. یک رویکرد تجزیه سه سطحی برای حل مسأله بهینه‌سازی پیشنهاد می شود. در واقع مسأله برنامه‌ریزی به بخش های کوچکتر تقسیم می شود تا بهینه سازی قابل کنترل تر شود و بار محاسباتی مسئله کاهش یابد.
iii. برای تعیین عدم‌قطعیت در تقاضای توان در رویکرد پیشنهادی از روش تخمین دونقطه‌ای استفاده می شود.
iv. یک روش پویا برای حل مسأله برنامه‌ریزی ارایه شده است که زمان نصب گزینه های توسعه در آن در نظر گرفته می شود.
v. مدل ارائه شده با ارایه یک رویکرد فنی- اقتصادی به طور همزمان دو هدف را دنبال می کند: یکی" به حداقل رساندن هزینه های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری" و دیگری "بهبود شاخص قابلیت اطمینان با کاهش انرژی تامین نشده مشترکین ".
vi. از الگوریتم بهینه‌سازی قدرتمند جستجوی هارمونی بهبود یافته (IHSA) [۷] برای غلبه بر مشکلات مرتبط با برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع استفاده می شود.

ادامه این مقاله در چهار بخش سازماندهی‌شده است. بخش ۲ مدل‌سازی مسأله برنامه‌ریزی توسعه را توصیف می‌کند. علاوه بر این، روش حل پیشنهادی در بخش ۳ گزارش‌شده است. در نهایت، نتایج شبیه‌سازی و نتیجه‌گیری به ترتیب در بخش ۴ و ۵ ارائه‌شده است.

۲- مدل‌سازی مسأله برنامه‌ریزی

۲-۱- فرضیات فرآیند مدل‌سازی

فرضیات در نظر گرفته‌شده در فرآیند برنامه‌ریزی توسعه به شرح زیر بیان می‌گردد.

- مسأله برنامه‌ریزی توسعه از دیدگاه بهره‌بردار سیستم توزیع انرژی الکتریکی (DSO) [۸] حل می‌شود.
- در فرآیند حل مسأله 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) [۹] مدل می‌شود.
- بدلیل 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 مصرف‌کنندگان یا از بازار برق عمده‌فروشی مبتنی بر حوضچه (WEM) [۱۰] خریداری شده یا از منابع تولید پراکنده تولید می‌شود.
- بار شامل سه بخش صنعتی، مسکونی و تجاری است.

۲-۲- مدل‌سازی توابع هدف

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

$$OF = TIC_y + TOC_y + TMC_y + TECOC_y \qquad (۱)$$

[۷] Improved harmony search algorithm
[۸] Distribution system operator
[۹] Load duration curve
[۱۰] Wholesale electricity market

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

۲-۲-۱- هزینه سرمایه‌گذاری

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

$$TIC_y = \sum_{t=1}^{T}\left(\frac{(1+\tau)^{\gamma}}{(1+\tau)^{\gamma}-1}\times(1+\tau)^{-t}\right)\times TIC_{y,t}; \quad (۲)$$

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

$$TIC_{y,t} = [[\sum_{s=1}^{S}\beta_s^{rein}.ICS_{s,t} + \sum_{f=1}^{F}\beta_f^{rein}.ICF_{f,t}] * \left(USF\left(t-\Upsilon_b^{rein}+1\right)-USF\left(t-\Upsilon_b^{rein}\right)\right)] +$$

$$[[\sum_{s=1}^{S}\beta_s^{ins}.ICS_{s,t} + \sum_{f=1}^{F}\beta_f^{ins}.ICF_{f,t} + \sum_{d=1}^{D}\beta_d^{ins}.ICD_{d,t}.\left(P_d^{cap}+P_d^{reserve}\right)] * \left(USF\left(t-\Upsilon_b^{ins}+1\right)-USF\left(t-\Upsilon_b^{ins}\right)\right)] \quad (۳)$$

- 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. کمینه-سازی هزینه بهره‌برداری با معادلات (۴) و (۵) به عنوان بخش دوم تابع هدف مسأله برنامه‌ریزی توسعه در نظر گرفته می‌شود.

$$TOC_y = \sum_{t=1}^{T}\left[\left((1+\tau)^{-t}+\frac{(1+\tau)^{-T}}{\tau}\right)\times \sum_{l=1}^{L}\left(8760\times EMC_l\times\frac{LLD_l}{24}\right)\times TOC_{y,l,t}\right]; \quad (۴)$$

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

$$TOC_{y,l,t} = \sum_{s=1}^{S}R_s\times\left[I_{s,l,t}\right]^2 + \sum_{f=1}^{F}R_f\times\left[I_{f,l,t}\right]^2 + \sum_{d=1}^{D}OCD_{d,l,t}\times P_{d,l,t} + \sum_{s=1}^{S}\lambda_{s,l,t}\times P_{s,l,t}; \quad (۵)$$

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

۲-۲-۳- 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.

$$TMC_y = \sum_{t=1}^{T}\left[\left((1+\tau)^{-t}+\frac{(1+\tau)^{-T}}{\tau}\right)\times TMC_{y,t}\right]; \quad (۶)$$

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

$$TMC_{y,t} = \sum_{s=1}^{S}TMC_{y,s,t} + \sum_{f=1}^{F}TMC_{y,f,t}; \quad (۷)$$

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

۲-۲-۴- هزینه مورد انتظار خروج مشترکین

در نظر گرفتن قابلیت اطمینان در فرآیند برنامه‌ریزی توسعه به عنوان تضمینی است که طرح‌های توسعه بدست‌آمده می توانند سطوح استاندارد از پیش تعیین‌شده را برآورده کنند. در اکثر مطالعات انجام‌شده در حوزه برنامه‌ریزی توسعه از شاخص‌های سنتی و غیرتصادفی ارزیابی قابلیت اطمینان استفاده می‌شود. این شاخص-های 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 کاملا 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.

$$TECOC_y = \sum_{t=1}^{T}\left[\left((1+\tau)^{-t}+\frac{(1+\tau)^{-T}}{\tau}\right)\times \sum_{l=1}^{L}\left(8760\times TECOC_{y,l,t}^{e}\right)\right]; \quad (۸)$$

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

$$TECOC_{y,l,t}^{e} = \sum_{e=1}^{E}\upsilon_{b,m,l,t}^{e}.C_{b,m,l,t}(OD_e).\xi_{b,m}^{e}; \quad (۹)$$

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

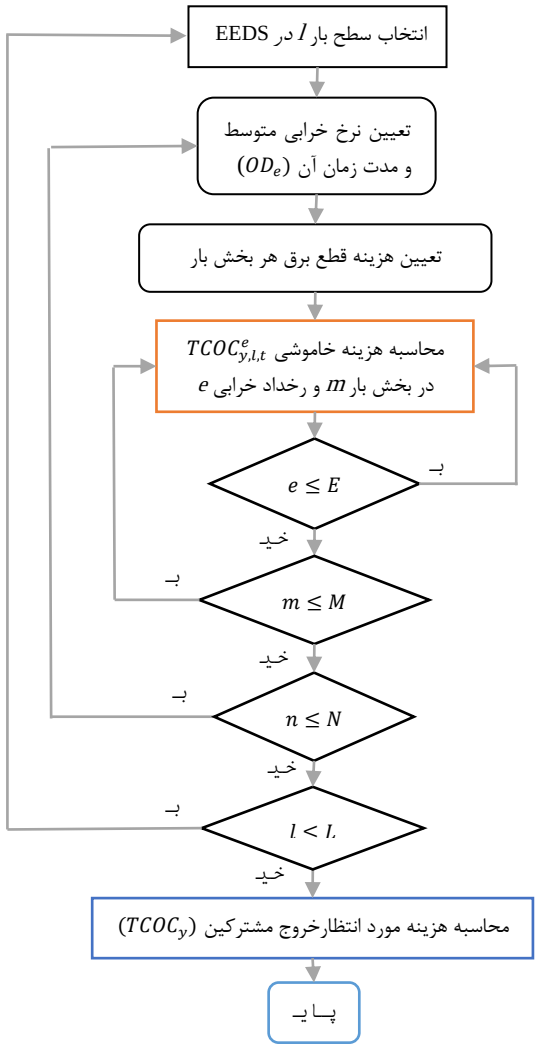
$$\forall b = 1,2,...,B, \forall e = 1,2,...,E$$

به منظور کاهش هزینه خروج مشترکین، امکان عملکرد جزیره‌ای پس از وقوع خطا در نظر گرفته می شود. اگر در بخش جدا شده از شبکه، منابع تولید پراکنده با میزان تولید کافی وجود داشته باشد و بتواند قیود مرتبط را تامین کند، این قسمت را می توان با موفقیت به عنوان یک جزیره برای تأمین بارهای جداشده تا زمانی که بخش دارای خطا تعمیر شود ، معرفی کرد. در غیر این صورت ، تمام یا بخشی از بارهای این جزیره باید حذف شود. روند اجرایی فرآیند ارزیابی قابلیت‌اطمینان در شکل (۱) نشان داده شده است.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]



شکل (۱) : فرآیند ارزیابی هزینه موردانتظار خروج مشترکین

۲-۳- قیود حاکم بر مسأله

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

۲-۳-۱- قید شعاعی شبکه

بیشتر شبکه های توزیع با ساختار شعاعی بهره‌برداری می شوند [31،42]. بنابراین، در نظر گرفتن قید شعاعی در مسایل بازآرایی و برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع بسیار مهم است. توپولوژی شبکه توزیع به عنوان یک گراف متشکل از n شاخه و m گره در نظر گرفته می شود. یک گراف بدون حلقه، درخت نامیده می شود. می‌توان توپولوژی 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):

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

$$F = N_i - 1 \qquad (۱۰)$$

شرط ۲- شبکه باید دارای پیوستگی باشد.

این دو شرط باید به طور همزمان برآورده شوند، یعنی تامین هر یک از آنها به تنهایی، ساختار شعاعی شبکه را تضمین نمی کند. در این روش‌ها، 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]:

$$F = N_i - S \qquad (۱۱)$$

۲-۳-۲- قیود بهره‌برداری

عموما قیود بهره‌برداری به شرایط استاندارد بهره‌برداری از تجهیزات موجود در شبکه توزیع مرتبط می‌باشند. قیود مرتبط با ظرفیت فیدرها و پست‌ها به‌ترتیب با استفاده از روابط (۱۲) و (۱۳) بیان شده است. همچنین، قیود مرتبط با ولتاژ و حداکثر تقاضای توان در باس‌ها به ترتیب با استفاده از روابط (۱۴) و (۱۵) نمایش داده شده است. روابط (۱۶) و (۱۷) به‌ترتیب بیانگر قیود ظرفیت فردی و گروهی مرتبط با منابع تولید پراکنده می‌باشند.

$$0 \le I_{f,l,t} \le I_f^{\max}; \quad \forall l = 1,2,...,L, \forall t = 1,2,...,T, \forall f = 1,2,...,F \qquad (۱۲)$$

$$0 \le I_{s,l,t} \le I_s^{\max}; \quad \forall l = 1,2,...,L, \forall t = 1,2,...,T, \forall s = 1,2,...,S \qquad (۱۳)$$

$$V_{l,t}^{\min} \le V_{b,l,t} \le V_{l,t}^{\max}; \quad \forall b = 1,2,...,B, \forall l = 1,2,...,L, \forall t = 1,2,...,T \qquad (۱۴)$$

$$\sum_{t=1}^{T}\sum_{l=1}^{L}\sum_{b=1}^{B} P_{b,l,t} \le \sum_{t=1}^{T}\sum_{l=1}^{L}\sum_{s=1}^{S} P_{s,l,t}.(1+\beta_s^{rein}.USF(t-\Upsilon_b^{rein}+1)) + \sum_{t=1}^{T}\sum_{l=1}^{L}\sum_{d=1}^{D} P_{d,l,t}.[\beta_d^{ins}.USF(t-\Upsilon_b^{ins}+1)] \qquad (۱۵)$$

$$0 \le P_{d,l,t} \le (\beta_d^{ins}.USF(t-\Upsilon_b^{ins}+1)).P_d^{cap} \qquad (۱۶)$$

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

$$\sum_{d=1}^{D}(\beta_d^{ins}.USF(t-Y_b^{ins}+1)).P_d^{cap} \le \sum_{b=1}^{n_i} gp*(\frac{E_{b,1}}{LLD_1}) \quad (۱۷)$$

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، حداکثر سطح نفوذ برابر ۳۵٪ در نظر گرفته می شود .

۲-۳-۳- قیود مرتبط با قوانین کیرشهف

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

$$IM^{Y}\times I_{l,t}+IN_{l,t}=ED_{l,t}-EDC_{l,t};\ \forall l=1,2,...,L,\forall t=1,2,...,T \quad (۱۸)$$

$$IM_{row:f}^{Y}\times V_{l,t}+Z_f\times I_{f,l,t}=0;\ \forall l=1,2,...,L,\forall t=1,2,...,T,\forall f=1,2,...,F \quad (۱۹)$$

۲-۳-۴- قیود مرتبط با مسائل اقتصادی

اساسا، بودجه در دسترس یا میزان توانایی سرمایه‌گذاری به منظور توسعه شبکه توزیع دارای محدودیت می‌باشد. لذا هزینه‌های بدست آمده برای توسعه شبکه توزیع بایستی بتوانند قیود در نظر گرفته‌شده برای بودجه را برآورده سازد. رابطه (۲۰) و (۲۱) به ترتیب بیانگر قیود مرتبط با بودجه سرمایه‌گذاری در دوره t و در کل افق برنامه-ریزی توسعه می‌باشند.

$$\sum_{s=1}^{S}ICS_{s,t}+\sum_{i=1}^{I}ICF_{i,t}+\sum_{d=1}^{D}ICD_{d,t}\le TB_t;\ \forall s=1,2,...,S,\forall i=1,2,...,I,\forall d=1,2,...,D,\ \forall t=1,2,...,T \quad (۲۰)$$

$$\sum_{t=1}^{T}\left(\sum_{s=1}^{S}ICS_{s,t}+\sum_{i=1}^{I}ICF_{i,t}+\sum_{d=1}^{D}ICD_{d,t}\right)\le TB;\ \forall s=1,2,...,S,\forall i=1,2,...,I,\forall d=1,2,...,D,\ \forall t=1,2,...,T \quad (۲۱)$$

۲-۴- مدل‌سازی عدم‌قطعیت تقاضای توان

معمولا، پیش‌بینی تقاضای توان الکتریکی در طول افق برنامه‌ریزی غیردقیق و دارای خطا می‌باشد. از این رو، مسأله برنامه‌ریزی توسعه درگیر عدم‌قطعیت‌های مرتبط با تقاضای توان است. در مقالات، روش‌های مختلفی برای پرداختن به عدم‌قطعیت‌ها وجود دارد. یکی از کارآمدترین روش‌ها، روش تخمین نقطه‌ای (PEM) [۱۱] می‌باشد. اساسا، 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 نقطه ای، مشابه روش مونت کارلو، از نمونه برداری متغیرهای تصادفی ورودی استفاده می شود [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 ورودی های 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 مسأله ی برنامه ریزی بهینه دشوار می سازد 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 می باشند. سپس با توجه به معادلات پخش بار در رابطه (۲۲)، متغیرهای تصادفی خروجی (ولتاژ و جریان) محاسبه می‌شوند.

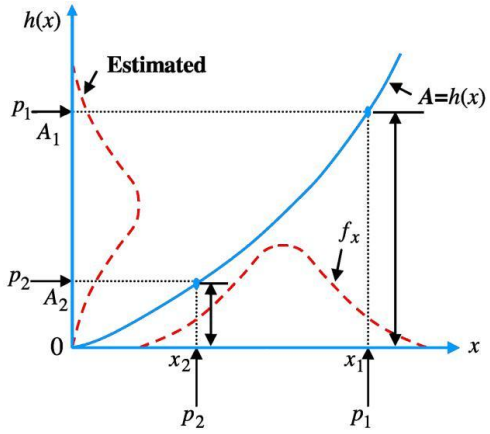
$$A=h(v_1,v_2,v_3,\dots,v_i,\dots,v_r) \quad (۲۲)$$

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

[۱۱] Point estimation method
[۱۲] Probabilistic load flow

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

روش تخمین نقطه‌ای حجم محاسباتی بالایی دارد. به منظور غلبه بر این مشکل، یک نسخه از این روش تحت عنوان روش تخمین دونقطه‌ای (TPEM) [۱۳] معرفی شده است [45]. شکل (۲) عملکرد روش تخمین دو نقطه‌ای نشان می‌دهد.



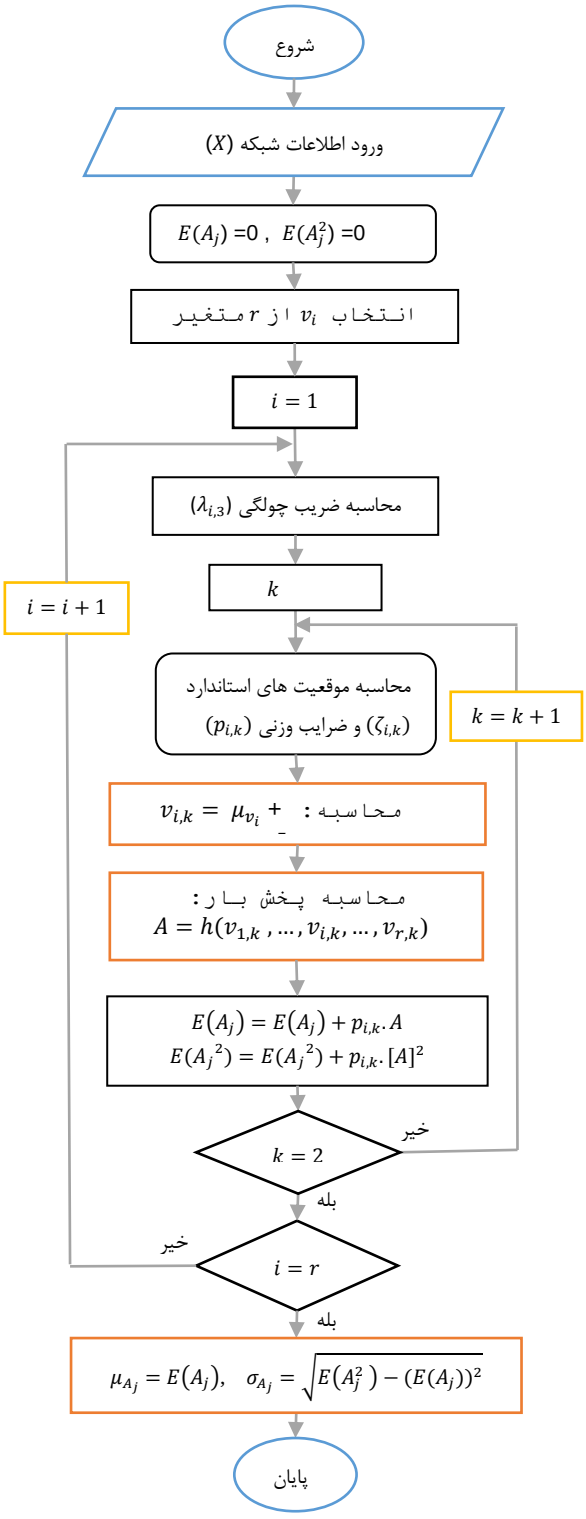
شکل (۲): عملکرد روش تخمین دو نقطه ای

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، ممان 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.

$$E(A^n) = p_1.[h(x_1)]^n + p_2.[h(x_2)]^n \qquad (۲۳)$$

$$\sigma^2 = E(A^2) - [E(A)]^2 \qquad (۲۴)$$

فرآیند گام‌به‌گام مدل‌سازی مسأله پخش بار در حضور عدم‌قطعیت تقاضای توان با روش تخمین دونقطه‌ای در شکل (۳) نمایش داده شده است.



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

[۱۳] Two point estimation method

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

۳- روش حل

۳-۱- الگوریتم جستجوی هارمونی

الگوریتم جستجوی هارمونی (HSA) یک الگوریتم فرا ابتکاری است که از پدیده‌های موسیقی الهام گرفته‌شده است [46]. الگوریتم جستجوی هارمونی بر اساس فرآیند بداهه‌نوازی موسیقی استوار است که در آن نوازندگان مرحله‌به‌مرحله 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. به‌عبارت‌دیگر، هر هارمونی برداری است که اجزای آن مقادیر اختصاص داده‌شده 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 بداهه‌نوازی (معیار توقف)، فاصله پهنای 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 به‌صورت تصادفی حاصل می شود. درایه های ماتریس HM با توجه به حافظه جستجوی هارمونی (HMS) مطابق روابط (۲۵) و (۲۶) حاصل می شود:

$$x_i^j = x_{iL} + rand\left(0,1\right)\times\left(x_{iU} - x_{iL}\right);$$
$$\forall i = 1,2,...,I, \forall j = 1,2,...,HMS \qquad (۲۵)$$

$$\mathrm{HM} = \begin{bmatrix} x_1^1 & x_2^1 & \cdots & x_{I-1}^1 & x_I^1 \\ x_1^2 & x_2^2 & \cdots & x_{I-1}^2 & x_I^2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_1^{HMS-1} & x_2^{HMS-1} & \cdots & x_{I-1}^{HMS-1} & x_I^{HMS-1} \\ x_1^{HMS} & x_2^{HMS} & \cdots & x_{I-1}^{HMS} & x_I^{HMS} \end{bmatrix}; \qquad (۲۶)$$
$$\forall i = 1,2,...,I, \forall j = 1,2,...,HMS$$

۳) بداهه‌نوازی یا تولید یک بردار هارمونی جدید: بردار هارمونی جدید x^{new} به‌طور تصادفی از بردارهای موجود در حافظه هارمونی با احتمال HMCR انتخاب می‌شوند. به‌عبارت‌دیگر، مقدار اولین متغیر تصمیم‌گیری برای بردار جدید، از هر مقداری که در محدوده $(x_1^1 - x_1^{HMS})$ از حافظه هارمونی وجود دارد انتخاب می‌گردد. HMCR، نرخ انتخاب یک مقدار از مقادیر ذخیره‌شده در حافظه هارمونی می‌باشد و بین صفر تا یک متغیر است. همچنین (1-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.

$$x_i^{new}: \begin{cases} \text{with } \Pr\left(HMCR\right) \Rightarrow x_i^{new} \in \left\{x_i^j\right\}; \\ \forall i = 1,2,...,I, \forall j = rand\left\{1,2,...,HMS\right\} \\ \text{with } \Pr\left(1-HMCR\right) \Rightarrow x_i^{new} \in \left[x_{iL}, x_{iU}\right]; \\ \forall i = 1,2,...,I \end{cases} \qquad (۲۷)$$

هر جز به‌دست‌آمده 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.

$$x_i^{new}: \begin{cases} \text{with } \Pr\left(PAR\right) \Rightarrow x_i^{new} = x_i^{old} \pm BW \times \varepsilon; \\ \forall i=1,2,...,I \\ \text{with } \Pr\left(1-PAR\right) \Rightarrow x_i^{new} = x_i^{old}; \\ \forall i=1,2,...,I \end{cases} \qquad (۲۸)$$

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

```
For each i = 1,2,...,I Do
    If rand1(0,1) ≤ HMCR Do
        x_i^new = x_i^j
            If rand2(0,1) ≤ PAR Do
                x_i^new = x_i^old ± BW × ε
            End If
            Else
        x_i^new = x_i^L ± rand 2() × (x_iU − x_iL)
    End If
Done
```


[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

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

$$x^{worst} = x^{new} \; if \; f\left(x^{new}\right) < f\left(x^{worst}\right) \qquad (۲۹)$$

۵) اگر شرط توقف الگوریتم (حداکثر تعداد بداهه‌نوازی) برآورده شود، محاسبات پایان‌یافته و در غیر این صورت مراحل ۳ و ۴ تکرار می‌گردند.

۳-۲- الگوریتم جستجوی هارمونی بهبودیافته

به منظور بهبود عملکرد، الگوریتم جستجوی هارمونی بهبودیافته (IHSA) معرفی گردید [47]. نقطه‌ضعف 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 به‌صورت بالقوه در تنظیم نرخ همگرایی الگوریتم به جواب بهینه مفید واقع شوند. در الگوریتم HSA، مقادیر PAR و BW در مرحله اولیه، تنظیم‌شده و نمی‌توانند در طول نسل‌های جدید تغییر کنند. در حالی‌که در الگوریتم IHSA، مقادیر PAR و BW به‌صورت دینامیکی برحسب تعداد نسل‌ها تغییر می‌کنند [48]. این فرآیند با استفاده از معادلات (۳۰) و (۳۱) در الگوریتم IHSA اعمال گردیده است.

$$PAR_{gn} = PAR_{\min} + \frac{\left(PAR_{\max} - PAR_{\min}\right)}{NI} \times gn \qquad (۳۰)$$

$$BW_{gn} = BW_{\max}.\exp\left(\frac{Ln\left(BW_{\min} / BW_{\max}\right)}{NI}.gn\right) \qquad (۳۱)$$

۳-۳- رویکرد تجزیه سه‌مرحله‌ای

همان طور که قبلا اشاره شد، مساله برنامه ریزی توسعه شبکه، یک مسئله بهینه سازی پیچیده غیر خطی و غیر محدب و شامل متغیرهای گسسته 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 روش های 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 منظور ، یک رویکرد تجزیه سه مرحله‌ای با روابط (۳۵-۳۲) ارائه شده است:

$$min_{R\epsilon\mu^{IS}}(\alpha'.R+max_{X\epsilon\mu^{XS}}\, min_{\Gamma\epsilon\sigma^{AC-OPF_{(R,X)}}}\beta'.\mathrm{P}) \qquad (۳۲)$$

Where:

S_I)

$$\mu^{IS} = \{R\epsilon\{0,1\}^{N_R} | \, \mathrm{F}R \geq \mathrm{K}\} \qquad (۳۳)$$

S_{II})

$$\mu^{XS} = \{X\epsilon R^{N_X} | \dot{\mathrm{X}} - \dot{\mathrm{x}} \leq X \leq \dot{\mathrm{X}} + \dot{\mathrm{x}}\} \qquad (۳۴)$$

S_{III})

$$\sigma^{AC-OPF} = \{P\epsilon R^{N_P} | I(R,P,X) \geq 0\} \qquad (۳۵)$$

روش پیشنهادی را می توان به عنوان یک مساله بهینه سازی min-max-min تلقی نمود که با تجزیه یک مساله سه مرحله‌ای به سه مساله کوچک‌تر، ساده‌سازی می شود. 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 می کند. متغیرهای باینری (β_d^{ins}, β_f^{ins}, β_s^{rein}, β_f^{rein},...) و متغیرهای عدد صحیح (Y_i^{rein}, Y_i^{ins},...) در این مرحله پردازش می شوند .این مساله، زمان و محل بهینه برای نصب/ تقویت پست، فیدر و منبع تولید پراکنده را در شبکه مشخص می کند.

مرحله ۲) مساله مرحله دوم، یک پخش بار بهینه AC را برای مساله خطی مرحله قبل در حضور عدم قطعیت در تقاضای بار حل می کند تا بدترین حالت تحقق پارامترهای نامعین را بدست آورد $(max - min\,(LAC - OPF))$ و سپس نتایج را برای مساله مرحله سوم ارسال می کند. اگر معیار همگرایی بین مساله مرحله اول و مرحله دوم تامین نشود، الگوریتم به مرحله اول برمی گردد.

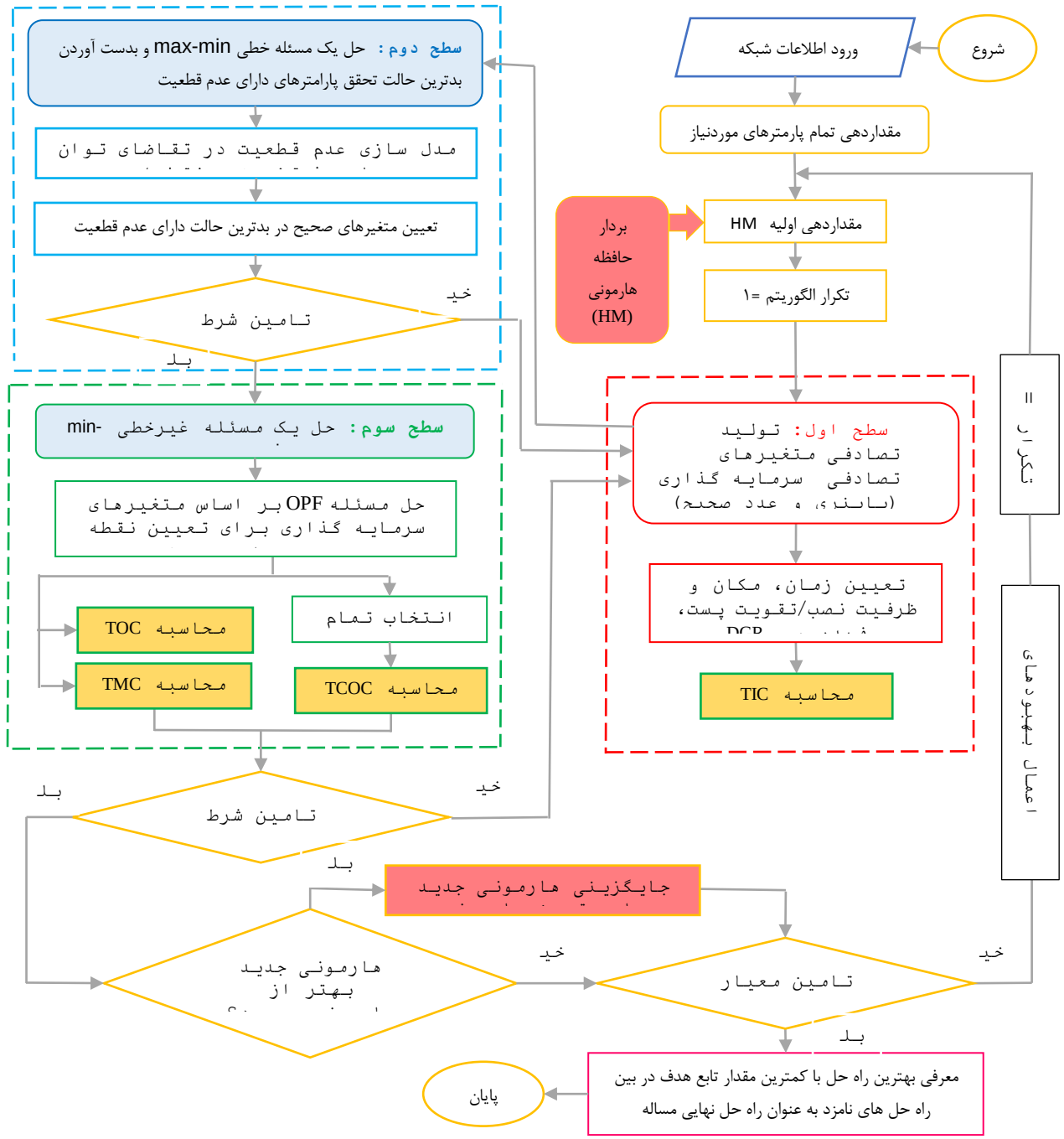
مرحله ۳) مساله مرحله سوم، حل معادلات پخش بار بهینه AC را برای مساله غیرخطی با الگوریتم حل IHSA شامل می شود. این مساله نقطه بهینه بهره‌برداری از شبکه در حضور منابع تولید پراکنده را برای هر یک جواب های به دست آمده از مراحل قبل تعیین می‌کند. متغیرهای حقیقی ($P_{d,l,p}^{oper}$, ...) در این مرحله تعیین می شوند. 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 درنظرگرفته‌می شود ، 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 می شود.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

شایان ذکر است استحکام روش پیشنهادی برای توصیف ماهیت نامعین بارها را می توان با بودجه عدم قطعیت کنترل کرد. این پارامتر، میزان اطمینان از مقادیر برای بار را در باس های شبکه نشان می دهد. Γ^t مصالحه‌ای بین میزان اطمینان از مقادیر پیش بینی شده بار و مقدار تابع هدف و ارضای قیود شبکه برقرار می‌نماید.

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



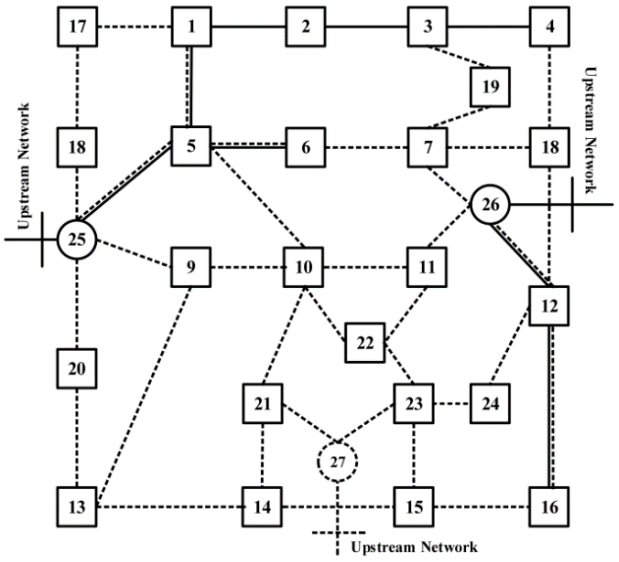
شکل (۴): روند نمای الگوریتم حل مسأله برنامه‌ریزی توسعه

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

۴- شبیه‌سازی

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 ۱۳/۸ کیلوولت با ۲۷ باس اعمال شده است. جزئیات سیستم فوق در مرجع [49] موجود است.

دیاگرام تک‌خطی سیستم تحت مطالعه در شکل (۵) نشان داده‌شده است. در شکل فوق، خطوط پر بیانگر فیدرهای موجود که قابل تقویت نیستند، می‌باشند. خطوط دوبل فیدرهای موجود و قابل تقویت و خطوط نقطه‌چین فیدرها با قابلیت اضافه شدن به سیستم توزیع انرژی الکتریکی هستند. مربع‌ها، 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 ۱۳/۸ کیلوولت با ۲۷ گره

فرضیات زیر در مسأله برنامه‌ریزی توسعه لحاظ شده‌اند.

- سه سطح بار l_1 و l_2 و l_3 در نظر گرفته‌شده است.
- مدت‌زمان سه سطح بار l_1 و l_2 و l_3 به ترتیب برابر ۳، ۱۳ و ۸ ساعت بر روز است.
- قیمت بازار سه سطح بار l_1 و l_2 و l_3 به ترتیب برابر ۷۰، ۴۹ و ۳۵ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته‌شده است.
- میزان بودجه در هر سال ۲۰ میلیون دلار در نظر گرفته‌شده است.
- خطای تخمین تقاضای توان در بازه ۲۰٪+ ۲۰٪- است.
- نرخ بهره برابر ۱۰٪ فرض شده است.
- طول عمر خطوط و ترانسفورماتورهای موجود در سیستم تحت مطالعه به ترتیب ۲۵ و ۱۵ سال در نظر گرفته‌شده است.
- حدود پایین و بالا ولتاژ سیستم آزمون تحت مطالعه به ترتیب در مقدار ۰/۹۵ و ۱/۰۵ تنظیم‌شده است.
- افق برنامه‌ریزی توسعه برابر ۳ سال فرض شده، این افق به سه زیر افق ۱ ساله تقسیم‌بندی شده است.
- تمام باس‌های سیستم آزمون تحت مطالعه به‌عنوان کاندید جهت نصب منابع تولید پراکنده در نظر گرفته‌شده‌اند.
- توان هر واحد تولید پراکنده در فرآیند مسأله برنامه‌ریزی توسعه به‌صورت مضرب صحیحی از 1MVA در نظر گرفته‌شده است.
- حداکثر تعداد واحدهای تولید پراکنده برابر ۴ عدد به همراه ۱ واحد رزرو برای هر باس کاندید در نظر گرفته‌شده است.
- هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری هر واحد تولید پراکنده به ترتیب برابر ۰.۸۹ M$/MVA و ۵۰ $/MVA-h در نظر گرفته‌شده‌اند.

اطلاعات مرتبط با پست‌ها و فیدرها در سیستم تحت مطالعه به ترتیب در جداول (۱) و (۲) ارائه‌شده است.

جدول (۱): اطلاعات پست‌های سیستم تحت مطالعه

شماره باس	پست سیستم اولیه			پست کاندید جدید					
				گزینه اول			گزینه دوم		
	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	۰/۱۳	۱۵	۵	۰/۲۵	۱۲	۵/۳۷۵	۰/۱۶	۱۵	۵/۶۰۰
۲۶	۰/۱۳	۱۵	۷	۰/۲۵	۱۲	۷/۳۷۵	۰/۱۶	۱۵	۷/۶۰۰
۲۷	——	——	——	۰/۲۵	۱۲	۷/۳۷۵	۰/۱۶	۱۵	۷/۶۰۰

جدول (۲): اطلاعات فیدرهای سیستم تحت مطالعه

وضعیت سیستم	فیدرهای سیستم اولیه			خطوط کاندید جدید							
				فیدرهای گزینه اول				فیدرهای 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	۰/۷۶	۱	۱۲	——	——	——	——	——	——	——	——
تقویت	۰/۷۶	۱	۱۲	۰/۴۴	۰/۷	۱۰	۲	۰/۲۵	۰/۵	۱۲	۳/۸
نصب	——	——	——	۰/۷۶	۱	۱۱	۴	۰/۴۴	۰/۷	۱۵	۵

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

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

جدول (۳): اطلاعات وقفه‌های ایجادشده در تغذیه بار مشترکین

شماره	پارامتر	مقدار	واحد
۱	نرخ خرابی فیدرها	۰/۴	خطا/سال
۲	زمان تعمیر فیدرها	۲	ساعت
۳	هزینه عدم تحویل انرژی	۴۰۰۰	$/MWh

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

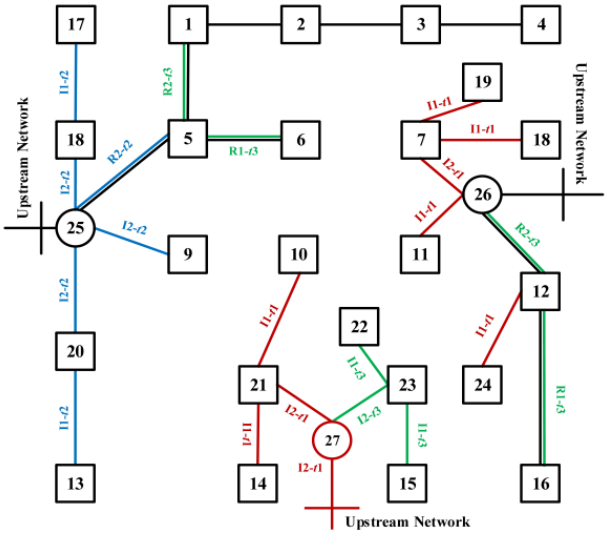
جدول (۴): پارامترهای تنظیمی الگوریتم IHSA

شماره	پارامتر الگوریتم IHSA	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 قرارگرفته است.

۴-۱- موردمطالعه‌ای اول

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



شکل (۶): طرح‌های توسعه بهینه سیستم در موردمطالعه‌ای اول

جدول (۵): طرح های توسعه بهینه سیستم در موردمطالعه‌ای اول

افق برنامه-ریزی	گزینه‌های توسعه	
	پست	فیدر
دوره اول	(27: I2-*t*1)	(7-18: I1-*t*1) , (7-19: I1-*t*1) (26-11: I1-*t*1) , (26-7: I2-*t*1) (12-24: I1-*t*1) , (27-21: I2-*t*1) (21-14: I1-*t*1) , (21-10: I1-*t*1)
دوره دوم	---	(25-9: I2-*t*2) , (25-20: I2-*t*2) (25-18: I2-*t*2) , (20-13: I1-*t*2) (18-17: I1-*t*2) , (25-5: R2-*t*2)
دوره سوم	---	(27-23: I2-*t*3) , (23-22: I1-*t*3) (23-15: I1-*t*3) , (26-12: R2-*t*3) (12-16: R1-*t*3) , (5-6: R1-*t*3) (5-1: R2-*t*3)

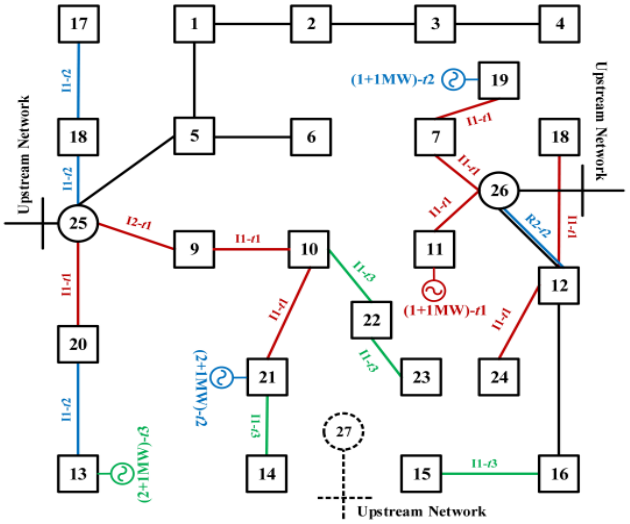
لازم به ذکر است که در نتایج بهینه ارائه‌شده در جدول (۵)، اعداد بیانگر مکان نصب یا تقویت فیدر یا پست می‌باشند. همچنین، عبارات "I1" و "I2" به ترتیب نشان‌دهنده نصب یک فیدر یا پست از نوع اول یا دوم، عبارات "R1" و "R2" به ترتیب نشان‌دهنده تقویت یک فیدر یا پست از نوع اول یا دوم می‌باشند. علاوه بر این، عبارات "*t*1"، "*t*2" و "*t*3" 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-*t*1) نشان‌دهنده نصب یک پست از نوع دوم در دوره اول از افق برنامه‌ریزی در باس ۲۷ است. همچنین، (7-18: I1-*t*1) بیانگر نصب یک فیدر از نوع اول در دوره اول از افق برنامه‌ریزی در کریدور ۱۸-۷ می‌باشد.

در شکل (۶)، در مرحله اول از افق برنامه‌ریزی، فیدرها و پست‌های اضافه‌شده/ تقویت‌شده با خطوط قرمز رنگ مشخص شده‌اند. همچنین، در مرحله دوم از افق برنامه‌ریزی، فیدرها و پست‌های اضافه‌شده/ تقویت‌شده با خطوط آبی رنگ مشخص شده‌اند. علاوه بر این، در مرحله سوم از افق برنامه‌ریزی، فیدرها و پست‌های اضافه‌شده/ تقویت‌شده 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 موردمطالعه‌ای اول در جدول (۷) ارائه‌شده است.

۴-۲- موردمطالعه‌ای دوم

همانطور که پیشتر بیان گردید، در موردمطالعه‌ای 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 موردمطالعه‌ای دوم و به تفکیک هر سه دوره از افق برنامه‌ریزی در جدول (۶) ارائه شده است. همچنین، به منظور تشریح بیشتر، طرح‌های توسعه بهینه بدست آمده در این مورد مطالعه‌ای در شکل (۷) نیز ترسیم شده‌اند.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]



شکل (۷): طرح‌های توسعه بهینه سیستم در موردمطالعه‌ای دوم

جدول (۶): طرح‌های توسعه بهینه سیستم در موردمطالعه دوم

افق برنامه‌ریزی	گزینه‌های توسعه: پست	گزینه‌های توسعه: فیدر	گزینه‌های توسعه: DGRs
دوره اول	---	(7-19: I1-*t*1), (26-7: I1-*t*1) (26-11: I1-*t*1), (12-18: I1-*t*1) (12-24: I1-*t*1), (25-20: I1-*t*1) (25-9: I2-*t*1), (9-10: I1-*t*1)), (10-21: I1-*t*1)	(11: 1+1MW-*t*1)
دوره دوم	---	(25-18: I1-*t*2), (18-17: I1-*t*2) (26-12: R2-*t*2), (20-13: I1-*t*2)	(19: 1+1MW-*t*2), (21: 2+1MW-*t*2)
دوره سوم	---	(10-22: I1-*t*3), (22-23: I1-*t*3) (21-14: I1-*t*3), (16-15: I1-*t*3)	(13: 2+1MW-*t*3)

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-*t*1) بدست آمده که بیانگر نصب یک منبع تولید پراکنده در باس ۱۱ در دوره اول از افق برنامه‌ریزی با ظرفیت عملیاتی ۱MW و ظرفیت رزرو ۱MW است. مقادیر توابع هدف در مسأله برنامه‌ریزی توسعه در مراحل مختلف و مبتنی بر موردمطالعه‌ای دوم در جدول (۸) ارائه‌شده است.

با مقایسه نتایج ارائه‌شده در جدول (۷) و جدول (۸) مشاهده می‌گردد که با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده به عنوان یکی از گزینه‌های توسعه، مقادیر بهینه بدست‌آمده برای توابع هدف در هر سه مرحله از افق برنامه‌ریزی کمتر از مقادیر متناظر در حالتی است که آنها در نظر گرفته نمی‌شوند. به بیان دقیق‌تر، با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده به عنوان گزینه توسعه، رویکرد پیشنهادی به نتایج مطلوب‌تری از منظر توابع هدف دست یافته است. افزودن منابع تولید پراکنده، قابلیت اطمینان شبکه را بهبود می‌دهد و هزینه های مرتبط با آن کاهش می‌یابد.

جدول (۷): مقادیر توابع هدف مسأله برنامه‌ریزی در موردمطالعه 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 مسأله برنامه‌ریزی در موردمطالعه 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	۱/۰۰۵۲	۲/۲۳۷۲

۴-۳- 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 به‌ترتیب در جداول (۹) و (۱۰) آمده است.

جدول (۹): 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 (۱۰): پارامترهای تنظیمی الگوریتم PSO

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

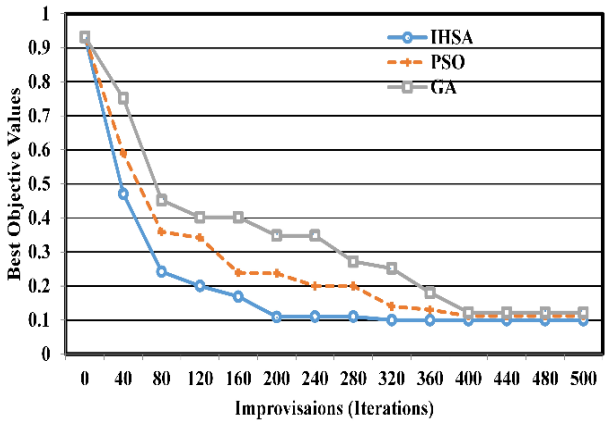
[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

مقادیر توابع هدف در نظر گرفته‌شده در مسأله برنامه‌ریزی توسعه مبتنی بر موردمطالعه‌ای دوم و الگوریتم‌های IHSA، GA و PSO در جدول (۱۱) ارائه‌شده است. نتایج بهینه ارائه‌شده در جدول (۱۱) بیانگر این واقعیت است که اجرا و پیاده‌سازی رویکرد پیشنهادی به منظور برنامه‌ریزی توسعه شبکه توزیع با استفاده از الگوریتم IHSA به نتایج به مراتب مطلوب‌تری در مقایسه با اجرای آن با استفاده از الگوریتم‌های GA و PSO دست یافته است. از این رو، رویکرد پیشنهادی مبتنی بر الگوریتم IHSA می تواند یک روش مناسب به منظور برنامه‌ریزی توسعه در حضور DGRs محسوب گردد.

همچنین، به منظور بررسی دقیق‌تر عملکرد الگوریتم‌های IHSA، GA و PSO، نمودار همگرایی این الگوریتم‌ها در مقایسه با یکدیگر در شکل (۸) ترسیم شده است.

جدول (۱۱): مقایسه الگوریتم IHSA، GA و PSO در موردمطالعه دوم

شماره	شاخص مسأله	الگوریتم حل		
		IHSA	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 IHSA، PSO و GA

با تحلیل شکل (۸) مشاهده می‌گردد که الگوریتم IHSA دارای سرعت و نرخ همگرایی به‌مراتب بالاتری 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. مسئله برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع دارای ماهیت غیرخطی و غیرمحدب می باشد که با در نظر گرفتن عدم قطعیت بر چالش محاسباتی آن افزوده 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 قابلیت‌اطمینان 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 بهبودیافته استفاده گردید. عملکرد رویکرد پیشنهادی با استفاده از دو مورد مطالعه‌ای مختلف با موفقیت بر روی سیستم توزیع انرژی الکتریکی ۱۳/۸ کیلوولت با ۲۷ باس تحقیق شد و زمان مناسب نصب گزینه‌های توسعه نیز به عنوان یک متغیر بهینه سازی در مساله در طول افق برنامه ریزی مورد توجه قرار گرفت. نتایج به دست آمده نشان داد که:

i. 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.
ii. کارایی رویکرد پیشنهادی با بهره‌گیری از الگوریتم جستجوی هارمونی بهبودیافته در مقایسه با نتایج حاصل از الگوریتم‌های GA و PSO مطلوب‌تر و مؤثرتر می‌باشند.
iii. 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 برنامه‌ریزی پویای توسعه شبکه توزیع از قبیل: مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌های دیگر، استفاده از روش‌های قدرتمندتر در فرآیند مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌ها، استفاده از طیف وسیع‌تری از گزینه‌های توسعه مانند سیستم های ذخیره انرژی و تلفیق رویکردهای بهینه برنامه ریزی توسعه در شبکه های هوشمند وجود دارد که می تواند توسط پژوهشگران پیاده سازی و دنبال شود.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

مراجع

[1] Karimi-Arpanahia S., Jooshakia M., Moeini-Aghtaie 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., Unsihuay-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., Amjady 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

[12] Santos S. F., Fitiwi D. Z., Bizuayehu 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*

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

[37] Ahmadigorji M., Amjady 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., Amjady 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] Haghighat 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 sub-transmission 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., Amjady 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] Amjady 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

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]

ضمیمه

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

مرجع	نوع چارچوب	توابع هدف	چارچوب غیر تصادفی	ملاحظات قابلیت اطمینان	مدل‌سازی قابلیت اطمینان	تفکیک بخش‌های بار	ملاحظات DGRs	ساختار شعاعی شبکه توزیع	ملاحظات عدم قطعیت	جنبه‌های فنی و اقتصادی	روش حل
[8]	استاتیک	۱) هزینه سرمایه‌گذاری ۲) هزینه بهره‌برداری	خیر	خیر	خیر	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	رویکرد تکاملی
[9]	چندمرحله‌ای	۱) هزینه سرمایه‌گذاری ۲) هزینه بهره‌برداری ۳) هزینه ذخیره‌ساز	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	الگوریتم ازدحام ذرات
[11]	چندمرحله‌ای	۱) هزینه سرمایه‌گذاری ۲) هزینه تلفات	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	ICA
[14]	چندمرحله‌ای	۱) هزینه سرمایه‌گذاری ۲) هزینه بهره‌برداری ۳) هزینه تلفات انرژی	بله: رویکرد مبتنی بر شانس-محدود	خیر	خیر	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	۱) تقاضای توان	خیر	برنامه‌نویسی ریاضی
[۱۹]	چندمرحله‌ای	۱) هزینه سرمایه‌گذاری ۲) هزینه تلفات	خیر	شاخص ناسازگار با ارزش	مدل غیرتصادفی	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	بله	PSO
[20]	استاتیک	۱) هزینه سرمایه‌گذاری ۲) هزینه بهره‌برداری	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	برنامه‌نویسی ریاضی
[21]	چندمرحله‌ای	۱) هزینه سرمایه‌گذاری ۲) هزینه تولید ۳) هزینه تعمیرونگهداری ۴) هزینه تلفات ۵) هزینه انرژی تامین-نشده	خیر	شاخص ناسازگار با ارزش	مدل غیرتصادفی	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	GAMS
[22]	چندمرحله‌ای	۱) هزینه سرمایه‌گذاری ۲) هزینه تلفات ۳) هزینه انرژی تامین نشده	بله: رویکرد مونت کارلو	خیر	خیر	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	۱) تقاضای توان	خیر	برنامه‌نویسی ریاضی
[24]	چندمرحله‌ای	۱) هزینه سرمایه‌گذاری ۲) هزینه بهره‌برداری	خیر	خیر	خیر	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	برنامه‌نویسی ریاضی
[۲۵]	چندمرحله‌ای	1) هزینه سرمایه‌گذاری 2) هزینه بهره‌برداری	خیر	خیر	خیر	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	بله	خیر	رویکرد تکاملی
[27]	استاتیک	۳) هزینه سرمایه‌گذاری ۱) هزینه بهره‌برداری	بله	خیر	خیر	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	بله	خیر	رویکرد تکاملی
[35]	چندمرحله‌ای	۳) هزینه سرمایه‌گذاری ۴) هزینه بهره‌برداری	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	برنامه نویسی خطی (MILP)
[38]	چندمرحله‌ای	۳) هزینه سرمایه‌گذاری ۴) هزینه بهره‌برداری	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	برنامه نویسی خطی (MILP)
[39]	چندمرحله‌ای	۳) هزینه سرمایه‌گذاری ۴) هزینه بهره‌برداری	خیر	خیر	خیر	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	BMICA+ ISSO
[40]	استاتیک	۱) هزینه سرمایه‌گذاری ۲) هزینه بهره‌برداری	بله: رویکرد مبتنی بر شانس-محدود	خیر	خیر	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	۱) تقاضای توان	خیر	تجزیه بندرز
[47]	چندمرحله‌ای	۱) هزینه سرمایه‌گذاری ۲) هزینه بهره‌برداری ۳) هزینه تعمیر و نگهداری ۴) هزینه حذف بار	خیر	شاخص ناسازگار با ارزش	مدل غیرتصادفی	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	GAMS
رویکرد پیشنهادی در این مقاله	چندمرحله‌ای	۱) هزینه سرمایه‌گذاری ۲) هزینه بهره‌برداری ۳) هزینه تعمیر ۴) هزینه عدم قابلیت اطمینان	بله: رویکرد مبتنی بر روش تخمین دو نقطه‌ای	شاخص سازگار با ارزش یا شاخص ارزش محور	مدل تصادفی	۱) صنعتی ۲) تجاری ۳) مسکونی	بله	رویکرد جدید مبتنی بر نظریه گراف	۱) تقاضای توان	بله	الگوریتم جستجوی هارمونی بهبودیافته

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.2.4.4]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.2.36]