فهرست مطالب

فصل اول..... ۱

مقدمه و مروری بر پژوهش های انجام شده..... ۱

۱-۱مقدمه..... **۱**

۱-۲مروری بر پژوهش‌های انجام‌شده..... **۳**

۱-۲-۱شرکت توزیع ۳

۱-۲-۲نیروگاه‌های بادی ۱۱

۱-۲-۳قابلیت اطمینان سیستم..... ۱۲

۱-۲-٤مدیریت ریسک در بازار برق. ۱٦

۱-۲-۵بارهای قابل قطع ۲۲

۱-۳معرفی مسئله موردبررسی..... **۲۳**

۱-٤ساختار کلی پایان‌نامه..... **۲۳**

فصل دوم..... ۲۵

تجدید ساختار در بازار برق..... ۲۵

۲مقدمه..... ۲۵

۲-۱عملیات بازار در دستگاه‌های الکتریکی قدرت..... **۲٦**

۲-۲اهداف تجدید ساختار و تشکیل بازار برق..... **۲۷**

۲-۳مدل‌های بازار برق..... **۲۸**

۲-٤ساختار بازار برق..... **۲۹**

۲-۵انواع بازار توان..... ۳۵

۲-۵-۱بازارهای انرژی ، خدمات جانبی و انتقال..... ۳۵

۲-۵-۲بازارهای پیش رو زمان – حقیقی..... ۳۸

۲-٦قدرت بازار..... ٤۰

۲-۷عناصر کلیدی در بهره‌برداری بازار..... ٤۱

فصل سوم..... ٤۳

مسئله PBUC برای شرکت توزیع..... ٤۳

۳مقدمه..... ٤۳

۳-۱مسئله UC در دستگاه‌های تجدید ساختاریافته..... ٤۵

۳-۲مسئله به مدار آوردن نیروگاه ها با هدف کسب بیش‌ترین سود و در نظر گرفتن قیود شبکه..٤٦

۳-۲-۱فرمول‌بندی مسئله پخش بار بهینه..... ٤۷

۳-۲-۲ فرمول‌بندی مسئله PBUC..... ۵۰

۳-۳تابع هدف..... ۵۱

۳-٤ قیود..... ۵۲

فصل چهارم..... ۵٦

بررسی قابلیت اطمینان و ریسک در حضور نیروگاه بادی ، بارهای قابل قطع..... ۵٦

٤مقدمه..... ۵٦

٤-۱انرژی باد..... ۵٦

٤-۱-۱تعیین محل توربین بادی..... ۵۷

٤-۲توربین‌های بادی..... ۵۹

٤-۲-۱توربین‌های بادی با محور چرخش عمودی..... ۵۹

٤-۲-۲توربین‌های بادی با محور چرخش افقی..... ٦۰

٤-٣مدل‌سازی توربین بادی..... ٦٠

٤-٤بارهای قابل قطع..... ٦٢

٤-٤-١مدل‌سازی تابع هزینه مشترک..... ٦٢

٤-٥ قابلیت اطمینان سیستم..... ٦٤

٤-٥-١قابلیت اطمینان در دستگاه‌های تجدید ساختاریافته..... ٦٥

٤-٥-٢رزرو بهره‌برداری..... ٦٦

٤-٥-٣رزرو چرخان ٦٦

٤-٥-٤ محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان..... ٦٧

٤-٥-٥ ارزیابی قابلیت اطمینان تصادفی..... ٧٠

٤-٦ پیاده‌سازی روش مونت‌کارلو..... ٧٢

٤-٦-١ مفاهیم اصلی روش مونت‌کارلو..... ٧٣

٤-٦-٢ روش تبدیل معکوس برای تولید اعداد تصادفی..... ٧٤

٤-٦-٣ شبیه‌سازی مونت‌کارلو نامتوالی ٧٥

٤-٧ مدل واحد تولیدی و بار قابل قطع..... ٧٨

٤-٨ مدیریت ریسک..... ٨٠

٤-٨-١ ریسک در بازار برق..... ٨٠

٤-٨-٢ مدیریت ریسک..... ٨١

٤-٨-٢-١ کیفیت خدمات ٨٢

٤-٨-٢-٢ارزیابی دارایی ٨٢

٤-٨-٢-٣ بهینه‌سازی سبد دارایی مدرن ٨٣

٤-٨-٢-٤ آنالیز تصمیم‌گیری..... ٨٣

٤-٨-٢-٥ تئوری سبد دارائی مدرن(MPT) ٨٤

٤-٨-٢-٦اندازه‌گیری ریسک ٨٤

٤-٨-٣بررسی ریسک در مسئله unit commitment در حضور نیروگاه بادی..... ٨٥

٤-٨-٣-١ موافقت‌نامه بلند خرید توان(PPAs)..... ٨٥

٤-٨-٣-٢پیش‌بینی توان نیروگاه بادی و تولید سناریو..... ٨٦.
٤-٨-٣-٣ زیان ناشی از عدم قطعیت توان نیروگاه بادی در تابع هدف.....٨٧
٤-٩ چارچوب محاسبه Var.....٨٨
٤-٩-١ مدول پیش‌بینی قیمت بازار.....٨٩
٤-٩-٢ مدول شبیه‌سازی قیمت بازار ٨٩
٤-٩-٣ تولید پیشنهادها (PBUC).....٩٠
٤-٩-٤ مدول تحلیل سودها..... .....٩٠
٤-٩-٥مدول محاسبه Var.....٩٠
فصل پنجم.....٩١
بررسی نتایج شبیه‌سازی.....٩١
٥ حل مسئله PBUC.....٩١
٥-١ تعیین میزان ذخیره چرخان.....٩٢
٥-٢ نتایج شبیه‌سازی سیستم‌های موردبررسی.....٩٢
٥-٢-١ سیستم ٤ شینه ٩٢
٥-٢-١-١ بررسی ریسک ١٠٠
٥-٢-٢ سیستم ١٨ شینه.....١٠٣
٥-٢-٢-١ مدل کردن DG تصادفی ١٠٣
٥-٢-٢-٢ مدل کردن عدم قطعیت قیمت بازار ١٠٤
٥-٢-٢-٣ ظرفیت رزرو.....١٠٤
٥-٢-٣ بررسی قابلیت اطمینان سیستم..... ١١٥
٥-٢-٤ بررسی ریسک در عملکرد کوتاه‌مدت.....١١٩
٥-٢-٤-١ مقایسه نتایج به‌دست‌آمده:.....١٢٣
٥-٢-٥ تجزیه‌وتحلیل حساسیت.....١٢٥
٥-٢-٥-١ اثر شبیه‌سازی قیمت بازار ١٢٥
٥-٢-٥-٢اثر قیود فیزیکی.....١٢٦

۵-۲-۵-۳اثر نرخ شیب ۱۲۶
۵-۲-۵-٤اثر حداقل زمان‌های روشن/خاموش ۱۲۷
۵-۲-۵-۵اثر هزینه راه‌اندازی ۱۲۷
فصل ششم ۱۳۱
نتیجه گیری ۱۳۱
٦نتیجه‌گیری ۱۲۸
٦-۱پیشنهادهایی برای پژوهش‌های آینده **۱۳۱**
پیوست الف ۱۳۵
اطلاعلت سیستم ۱۸ شینه ۱۳۵
چکیده مقاله استخراج شده از پایان نامه ۱۳۸
چکیده انگلیسی ۱۳۹
مراجع ۱٤۰

فهرست شکل ها

فصل دوم

شکل ۲-۱ نحوه تسویه‌حساب در بازار برق. ۳۶

فصل چهارم

شکل ٤-۱ نمونه‌ای از یک توربین بادی با محور چرخش عمودی..... ۵۹

شکل ٤-۲ نمونهای از یک توربین بادی با محور چرخش افقی ٦۰

شکل ٤-۳ نمودار توان خروجی یک واحد بادی بر حسب سرعت ٦۱

شکل ٤-٤ وضعیت یک واحد ٦۷

شکل ٤-۵ تابع تغییرات هزینه بر حسب LOLP..... ۷۲

شکل ٤-٦ الگوریتم شبیه‌سازی واحد تولیدی با روش مونت‌کارلو..... ۷۷

شکل ٤-۷ مدل دو وضعیتی تغییریافته در ارزیابی رزرو بهره‌برداری ۷۸

شکل ٤-۸ مدل روش واحد معادل برای بار قابل قطع. ۷۹

شکل ٤-۹ مدل روش تغییرات بار برای بار قابل قطع. ۷۹

شکل ٤-۱۰ تکنیک مدیریت ریسک ۸۲

شکل ٤-۱۱ متوسط ظرفیت وزنی انباشته قیمت انرژی باد برای (PPAs) بین سال‌های

۱۹۹۹تا ۲۰۰۸ ..... ۸٦

شکل ٤-۱۲ چارچوب محاسبه VaR ۸۹

فصل پنجم

شکل ۵-۱ سیستم ٤ شینه موردبررسی..... ۹۳

شکل ۵-۲ مثالی از VaR ۱۰۱

شکل ۵-۳ نمودار توزیع احتمال تجمعی سود در حالت ۱-۲ ..... ۱۰۲

شکل ۵-٤ سیستم نمونه ۱۸ شینه..... ۱۰۵

شکل ۵-۵ نمودار ستونی تولیدات منابع DG..... ۱۱۵

شکل ۵-٦ نمودار ستونی سود، هزینه و درآمد ۱۱۵

شکل ۵-۷ نمودار LOLP در حالت ۱- ۲و۱-۳ ..... ۱۱۷

شکل ۵-۸ نمودار EENS در حالت ۱-۳ ..... ۱۱۸

شکل ۵-۹ نمودار سود و شاخص قابلیت اطمینان بر حسب EENS ۱۱۹

شکل ۵-۱۰ نمودار تابع توزیع احتمال سود در سه حالت..... ۱۲۲

شکل ۵-۱۱ نمودار تابع توزیع احتمال تجمعی سود در سه حالت..... ۱۲۲

شکل ۵-۱۲ نمودار تابع توزیع احتمال LOEE در سه حالت ۱۲۳

شکل ۵-۱۳ نمودار ستونی VaR_profit در سه حالت ۱۲٤

شکل ۵-۱٤ نمودار ستونی VaR_LOEE در سه حالت ۱۲٤

فهرست جدول ها

فصل چهارم

جدول ٤-١ طبقه‌بندی انواع باد طبق تعریف سازمان هواشناسی ٥٨
جدول ٤-٢ COPT نمونه برای ٤ واحد ٥٠ مگاواتی ٦٨

فصل پنجم

جدول ٥-١ مشخصات DG..... ٩٣
جدول ٥-٢ مشخصات SG(توربین بادی) ٩٣
جدول ٥-٣ مشخصات بار راکتیو و اکتیو، و بیشینه توان تولید توسط SG در ٢٤ ساعت ٩٤
جدول ٥-٤ **هزینه، سود و خرید از شبکه در حالت ١-١** ٩٥
جدول ٥-٥ توان تولیدشده توسط DG و SG و خریداری‌شده از شبکه در حالت ١-١ .. ٩٦
جدول ٥-٦ مقادیر مجموع توان تولید و خریداری‌شده تولیدات، سود، درآمد و هزینه در حالت ١-١..... ٩٧
جدول ٥-٧ اطلاعات نیروگاه بادی..... ٩٨
جدول ٥-٨ درآمد، هزینه و سود در حالت ١-٢ ..... ٩٩
جدول ٥-٩ مقادیر احتمال سود در حالت ١-٢ .....١٠٢
جدول ٥-١٠ مقدار VaR_Profit در افق برنامه‌ریزی ٢٤ ساعته.....١٠٢
جدول ٥-١١ مقادیر تولید DGها و بارهای قابل قطع در حالت ١-١.....١٠٦
جدول ٥-١٢ مقادیر سود، هزینه، درآمد و خرید از شبکه در حالت ١-١.....١٠٧

جدول ۵-۱۳ مجموع تولیدات، بارهای اکتیو ، تلفات بر حسب مگاوات، سود، درآمد، هزینه در حالت ۱-۱ ..... ۱۰۸
جدول ۵-۱٤ امید ریاضی و انحراف معیار تولید همه DG ها و بارهای قابل قطع ۱۰۸
جدول ۵-۱۵ مقادیر امید ریاضی و انحراف معیار سود، هزینه و درآمد در حالت ۱-۲ .. ۱۱۰
جدول ۵-۱٦ مجموع تولیدات، بارهای اکتیو ، تلفات بر حسب مگاوات، سود، درآمد، هزینه و در حالت ۱-۲ ..... ۱۱۱
جدول ۵-۱۷ تولید DGها و بارهای قابل قطع ۱۱۱
جدول ۵-۱۸ مقادیر امید ریاضی و انحراف معیار سود و هزینه و درآمد در حالت ۱-۳ ۱۱۳
جدول ۵-۱۹ مجموع تولیدات، بارهای اکتیو ، تلفات بر حسب مگاوات، سود، درآمد، هزینه در حالت ۱-۳ ..... ۱۱٤
جدول ۵-۲۰ مقادیر شاخص‌های EENS،LOLP در افق ۲٤ ساعته در حالت ۱-۲ ..... ۱۱٦
جدول ۵-۲۱ مقادیر شاخص‌های EENS،LOLP در افق ۲٤ ساعته در حالت ۱-۳ ..... ۱۱۷
جدول ۵-۲۲ مقادیر توزیع احتمال سود و شاخص LOEE در حالت ۱-۱ ..... ۱۲۰
جدول ۵-۲۳ مقادیر Var در افق برنامه‌ریزی ۲٤ ساعته در حالت ۱-۱ ..... ۱۲۰
جدول ۵-۲٤ مقادیر توزیع احتمال سود و LOEE در حالت ۱-۲ ..... ۱۲۱
جدول ۵-۲۵ مقادیر Var در افق برنامه‌ریزی ۲٤ ساعته در حالت ۱-۲ ..... ۱۲۱
جدول ۵-۲٦ مقادیر توزیع احتمال سود و LOEE در حالت ۱-۲ ..... ۱۲۱
جدول ۵-۲۷ مقادیر Var در افق برنامه‌ریزی ۲٤ ساعته در حالت ۱-۳ ..... ۱۲۲
جدول ۵-۲۸ تأثیر شبیه‌سازی قیمت بازار ۱۲۵
جدول ۵-۲۹ تأثیر نرخ شیب بر ارزیابی ۱۲٦
جدول ۵-۳۰ تأثیر هزینه راه‌اندازی بر ارزیابی ۱۲۷

پیوست الف

جدول الف-۱ هزینه بار قابل قطع و قیمت پیش بینی شده بازار ۱۳۲
جدول الف-۲ مشخصات DG های سیستم ۱۸ شینه ۱۳٦
جدول الف-۳ ظرفیت ترانسفورماتورهای سیستم ۱۸ شینه ۱۳٦
جدول الف-٤ مشخصات توزیع احتمال توان تولیدی SG های سیستم ۱۸ شینه (مقادیر بر حسب MW) ۱۳٦

جدول الف-۵ مشخصات خطوط شبکه ۱۸ شینه ۱۳۶

فهرست علامت های و اختصارها

F_r	هزینه کل تامین بار
P_i	توان تولیدی واحد i
P_L	توان تلفات انتقال
V_L	ولتاژ شین بار
x^T	بردار مقادیر وابسته
P_{G1}	توان شین مرجع
Q_G	توان راکتیو خروجی ژنراتور
S_K	وان ظاهری در خط k ام
DG	تولیدات پراکنده قابل برنامه ریزی (توربین گازی)
SG	تولیدات پراکنده دارای ماهیت اتفاقی (توربین بادی)
N_L	تعداد شین های بار
N_{dg}	تعداد شین های دارای DG
N_{sg}	تعداد شین های دارای SG
N_E	تعداد خطوط شبکه
P_G	توان حقیقی ژنراتور ها به جز ژنراتور شین مرجع
V_G	ولتاژ ژنراتور
T	تپ ترانسفورماتور
Q_C	توان راکتیو تولیدی توسط منابع راکتیو
N_C	تعداد جبران سازهای موازی
N_r	تعداد ترانسفورماتورها
d(t)	بردار اغتشاش
N_O	تعداد کل شین ها
g(x,u,d(t))	معادلات غیر خطی پخش بار
P_{Gi}	توان حقیق تزریق شده در شین i ام
P_{Di}	میزان بار حقیقی در شین i ام

V_i	اندازه ولتاژ در شین i ام
G_{ij}	بخش حقیقی ادمیتانس خط
B_{ij}	بخش موهومی ادمیتانس خط
θ_{ij}	اختلاف زاویه ولتاژ بین شین i و j
Q_{Gi}	توان راکتیو تزریق شده به شین i ام
Q_{Di}	میزان بار راکتیو در شین i ام
N_{PQ}	تعداد شین های PQ شبکه
P_{Di}^{0}	مقدار بار حقیقی در شین i ام بدون در نظر گرفتن اغتشاش
$C_{dg,i}(p(i,t))$	هزینه تولید dg شین i در زمان t
$C_{sg,i}(p(i,t))$	هزینه تولید sg شین i در زمان t
$SU(i,t)$	هزینه راه اندازی واحد توللیدی i تولیدی در زمان t
$SD(i,t)$	هزینه خاموش کردن واحد تولیدی i تولیدی i در زمان t
$r_s(i,t)$	ذخیره چرخان واحد i در زمان t
GSP	نقاط اتصال به شبکه
$P_{Demand,i}^{t}$	بار درخواست شده در شین i وساعت t
$P_{DL,i}^{t}$	بار قطع شده در شین i وساعت t
P_{DSO}^{t}	مبلغی که از مشتری به ازای هر مگاوات اخذ می شود در ساعت t
$P_{GSP,i}^{t}$	توانی که در نقطه ی GSP به شبکه ی بالادست فروخته می شود در شین i و در ساعت t
$\lambda_{GSP,i}^{t}$	قیمت تبادل توان با شبکه ی بالادست در شین i و در ساعت t
$P_{Gi}^{\min}$	تولید حداقل واحد i
$P_{Gi}^{\max}$	تولید حداکثر واحد i
$V_i^{\min}$	حداقل ولتاژ
$V_i^{\max}$	حداکثر ولتاژ
$X^{on}(i,t-1)$	دوره زمانی که واحد i درزمان t آن مدت روش بوده است
$X^{off}(i,t-1)$	دوره زمانی که واحد i در زمان t آن مدت خاموش بوده است
$T^{on}(i)$	حداقل زمانی است که واحد i بعداز روشن باید روشن بماند
$T^{off}(i)$	حداقل زمانی است که واحد i بعداز خاموش شدن باید خاموش بماند
I(I,t)	وضعیت روشن یا خاموش بودن واحد i در زمان t

T	تپ ترانسفورماتور
$f_L^{\max}$	حداکثرتوان مجاز عبوری از خط
P^{wind}	توان خروجی واحد بادی
V_{ci}	سرعت باد راه اندازی
V_r	سرعت باد نامی
V_{co}	سرعت باد قطع
A_w	ضریب پیچ خوردگی
η	بازده واحد بادی
N_{WG}	تعداد توربین ها
r	تعداد واحدهای بادی
q	نرخ خروج اجباری
x_i	میزان توان خروجی مزرعه بادی
$C(V_i)$	توان خروجی واحد بادی
$P(x_i)$	احتمال توان خروجی مزرعه بادی
S	تعداد حالت ها
U(x)	تابع پله واحد
C(x)	تابع هزینه برق برای بار قابل قطع
k_1	ضریب عمومی معادله هزینه برای بار قابل قطع
N_h	تعداد واحدهای در مدار در سات h ام
OC_{hj}	هزینه بهره برداری واحد j ام در ساعت h ام
EUE_{hk}	امید ریاضی انرژی تامین نشده در ساعت h ام در شین k ام
$IEAR_k$	شیب تخمینی انرژی قطع شده درشین k ام است
IL(t)	بار قابل قطع در دوره زمانی t
$IL^{\max}(t)$	بیشینه بار قابل قطع در دوره زمانی t
$P_{G_i}^{MAX}$	میزان بیشینه توان تولیدی هر یک ازنیروگاه ها در ساعت k ام
ORR_i^t	نرخ جایگزینی خروجی
P(gailed)	احتمال از دست رفتن واحد i
P(operating)	احتمال در مدار بودن واحد i
LOLP	احتمال از دست رفتن بار

$LOLP_{\max}$	حداکثر احتمال از دست رفتن بار
$LOLP_t$	میزان بار درخواستی در مدت زمان t
U_i	دسترس نبودن واحد i
$P\left[\varepsilon_j^1\right]$	احتمال اتفاقات یک واحد تولیدی
$P\left[\varepsilon_{jk}^2\right]$	احتمال اتفاقات دو واحد تولیدی
EENS	میانگین انرژی به مقصد نرسیده
VOLL	ضریب جریمه دینامیکی
RIV	جریمه مربوط به تجاوز از حدمجاز
	نشان دهنده نوع مشترک
profit	تابع سود شرکت توزیع
revenue	تابع درآمد شرکت توزیع
COST	تابع هزینه شرکت توزیع
DFIG	ژنراتور القایی دو سو تغذیه
DISCO	شرکت توزیع
GENCO	شرکت تولید کننده
TRANSCO	شرکت انتقال
ISO	اپراتور مستقل سیستم
α_{DG}^k	متغیر باینری برای تعیین روشن خاموش بودن DG در ساعت K

فصل اول

مقدمه و مروری بر پژوهش‌های انجام‌شده

۱-۱ مقدمه

در سرتاسر جهان، صنعت برق که در دوره‌ای طولانی با شرکت‌های یکپارچه با ساختار عمودی اداره شده است، دست‌خوش تغییرات شگرفی شده است. صنعت برق به صنعت رقابتی و توزیع‌شده‌ای در حال تبدیل است که در آن، قدرت‌های بازار تعیین‌کننده قیمت برق بوده و هزینه‌ی خالص از طریق افزایش رقابت، کاهش می‌یابد.

تجدید ساختار، جداسازی سه عنصر صنعت برق یعنی تولید[۱]، انتقال[۲]، توزیع[۳]، را ایجاب می‌کند. در دستگاه‌های برق تجدید ساختاریافته،GENCOها[۴] (شرکت‌های تولیدی)، TRANSCO ها[۵](شرکت‌های انتقال) وDISCO ها[۶](شرکت‌های توزیع) وقتی در بازار برق شرکت می‌کنند، در حالت بهره‌برداری بهینه (بیش‌ترین میزان سود و کم‌ترین میزان خطر احتمالی) خودشان قرار دارند. اپراتور مستقل سیستم(ISO[۷])، شرکت‌کننده‌های بازار را هماهنگ می‌کند و به‌گونه‌ای عمل می‌کند که یک بازار رقابتی و کارآمد به وجود آید که تضمین‌کننده یک سیستم ایمن و اقتصادی باشد. تصمیمات ISO در مورد عملکرد سیستم قدرت، تعمیر و نگهداری و برنامه‌ریزی آن، بر اساس روش‌ها و مدل‌های بهینه‌سازی کارآمد اتخاذ می‌شوند[۱] . به خاطر رشد روزافزون مصرف انرژی و قیمت گران منابع سوخت فسیلی و نگرانی‌های زیست‌محیطی استفاده از منابع تولید پراکنده در سطح جهان رشد چشمگیری داشته است [۲]. یکپارچه‌سازی منابع تولید پراکنده در سیستم

[1] Generation
[2] Transmission
[3] Distribution
[4] Generation Company
[5] Transmition Company
[6] Distribution Company
[7] Independent System Operator

الکتریکی سودها و زیان‌هایی را به بازیگران بازار برق نظیر DERها، شرکت‌های انتقال و توزیع تحمیل کرده است. چندین تعریف مختلف برای توصیف منابع تولید پراکنده وجود دارد. تولید پراکنده به‌عنوان تولیدی تعریف می‌شود که در نزدیکی یا در محل مراکز بار واقع‌شده باشد. منابع تولید پراکنده به دودسته منابع تجدید پذیرنده و فنّاوری سوختی تقسیم‌بندی می‌شوند. بر اساس استاندارد CIRED تولیدات پراکنده معمولاً به شبکه توزیع متصل بوده و دارای ظرفیت پایین‌تر از ۵۰ تا ۱۰۰ مگاوات می‌باشند[۳]. رشد فنّاورانه، امنیت و هزینه‌ی پایین (در رقابت با سایر منابع) انرژی باد را تبدیل به یک راه‌حل قابل‌قبول برای مسئله انرژی کرده است[٤]. مشکل اصلی استفاده از انرژی باد، عدم قطعیت[1] و ماهیت تصادفی[2] آن است. بدین گونه که ما نمی‌دانیم مطمئناً در یک ساعت مشخص سرعت باد چه مقدار خواهد بود. این مسئله بر قابلیت اطمینان و ریسک سیستم اثر منفی می‌گذارد. لذا باید میزان ذخیره چرخان[3] به‌گونه‌ای تعیین شود که قابلیت اطمینان و سطح ریسک سیستم را به میزان مطلوب برساند. به‌منظور در نظر گرفتن عدم قطعیت در پیش‌بینی باد، از روش‌های ریاضی متعددی استفاده‌شده است که روش مونت‌کارلو[4] به دلیل دقت مناسب و بار محاسباتی پایین، روش مناسبی است[۵و٦].

مسئله مدیریت ریسک در برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت شرکت توزیع دارای متغیرهای زیادی بوده و یک مسئله‌ی برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح – غیر صحیح (MINLP[5]) است. با توجه به پیچیدگی مسائل مربوط به بهینه‌سازی در دستگاه‌های قدرت، استفاده از روش‌های معمول برای حل این مسئله معقول نیست. ازاین‌رو، برای حل مسائل بهینه‌سازی سیستم قدرت از روش‌ها و تکنیک‌های ریاضی پیشرفته و یا نرم‌افزارهای بهینه‌سازی پیشرفته استفاده می‌شود. یکی از کارآمدترین نرم‌افزارها در حل مسائل بهینه‌سازی سیستم قدرت نرم‌افزار GAMS[6] است[۷].

[1] Uncertainty
[2] Stochastic
[3] Spining Reserve
[4] Monte Carlo
[5] Mixed Integer NonLinear Programming
[6] General Algebraic Modeling System

۱-۲ مروری بر پژوهش‌های انجام‌شده

در این بخش مروری خواهد شد بر پژوهش‌های انجام‌گرفته بر روی شرکت توزیع و برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت آن.

۱-۲-۱ شرکت توزیع

در سال ۱۹۸۹ باران[1] یک روش تغییر پیکربندی فیدر توزیع را به‌منظور کاهش تلفات و تنظیم بار یکسان بین فازهای مختلف مطرح کرد و دو روش تقریبی پخش بار به‌منظور تعیین بهترین پیکربندی ارائه کرد[۸]. در سال ۱۹۹٤ داس[2] و همکاران یک روش پخش بار برای شبکه توزیع شعاعی با استفاده از روش شماره‌گذاری نقطه و شاخه[3] ارائه نمودند [۹]. در سال ۱۹۹۹ راموس[4] و اسپوزیتو[5] به‌جای استفاده از متغیرهای متداول (ولتاژ مختلط شین ها) در معادلات پخش بار، از یک متغیر جدید استفاده کردند. این روش منجر به استفاده از 3N معادله می‌گردد که 2N معادله مربوط به توان تزریقی است که معادلات خطی هستند. N معادله باقی‌مانده مربوط به ولتاژ شین ها می‌باشند که این معادلات از مرتبه دو هستند. روش نیوتون رافسون روشی برای حل این مسئله است [۱۰].

در سال ۲۰۰۵ پالما[6] و همکارانش یک مدل روز-پیش جدید را برای مبادله انرژی برای یک شرکت توزیع بر اساس بازار Pool و قراردادهای دوجانبه ارائه دادند [۱۱]. ساختار مدل موردنظر شرکت‌های تولیدکننده (GENCOs)، تولیدات پراکنده مستقل و تحت مالکیت شرکت توزیع و بارهای قابل قطع را شامل می‌شود.

یک روش برای محاسبه درآمد شرکت‌های توزیع توسط الیویرا[7] و همکارانش در سال ۲۰۰۵ [۱۲] ارائه گردید. در این مقاله هزینه تمام‌شده[8] که شامل تعرفه‌های شبکه و بهبود رفاه

[1] Baran
[2] Das
[3] Node and Branch
[4] Ramos
[5] Esposito
[6] Palma
[7] Oliveira
[8] Marginal Cost

مشتری است را در نظر گرفته است. این هزینه ها معیارهای مناسبی برای شرکت توزیع و مشتری می‌باشند که با توجه به آن ها بهره‌برداری بهینه از شبکه و همچنین میزان مصرف انرژی در ساعات کم‌مصرف و اوج مصرف برای مصرف‌کننده معین می‌گردد. از یک روش پخش بار بهینه خطی نیز در این مقاله استفاده گردیده است.

در سال ۲۰۱۲ مرادی و همکارانش سیاست‌های بلندمدت شبکه توزیع شامل توسعه و عوامل مؤثر بر شبکه را موردبررسی قرار داده‌اند[۱۳]. در این مقاله یک طرح ترکیبی از الگوریتم ژنتیک(GA[1]) و الگوریتم (PSO[2]) برای حل مسئله مکان‌یابی بهینه منابع تولید پراکنده در سیستم توزیع ارائه می‌دهد. تابع هدف مسئله، حداقل سازی تلفات شبکه و تنظیم ولتاژ در چارچوب قیود امنیتی و عملیاتی سیستم است.

در سال ۲۰۰۸ هووینگ و همکارانش جنبه‌های عملکرد بلندمدت شرکت توزیع در محیط مقررات زدایی شده را موردبررسی قرار داده‌اند[١٤].

در سال ۲۰۱۰ بورگتی[3] و همکارانش یک پروسه برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت دومرحله‌ای را در شرکت توزیع بررسی کرده‌اند. مرحله اول شامل یک زمان‌بندی روز پیش برای بهینه‌سازی تولید منابع پراکنده در طول روز بعد است و مرحله دوم شامل یک زمان‌بندی میان‌روز است که برنامه‌ریزی را هر ۱۵ دقیقه یک‌بار به‌گونه‌ای تنظیم می‌کند که محدودیت‌ها و عملیات موردنیاز شبکه توزیع در نظر گرفته شده باشد[۱۵].

در سال ۲۰۱۱ جاکوس[4] و همکارانش یکپارچه‌سازی منابع تولید پراکنده در عملیات سیستم قدرت از طریق مشارکت در بازارهای خدمات جانبی به‌منظور ارائه قوانین و مقررات خدمات رزرو و تنظیم ولتاژ را موردبررسی قرار داده‌اند[١٦]. در این مقاله یک روش دقیق‌تر برای محاسبه ولتاژ حالت ماندگار شبکه توزیع و تغییرات آهسته ولتاژ پس از اتصال نیروگاه بادی ارائه شده است. روش شبیه‌سازی برای مسئله بر اساس تجزیه‌وتحلیل پخش بار احتمالاتی است که تنها قادر

[1] Genetic Algoritm
[2] Particle Swam Optimization
[3] Borghetti
[4] Jakus

به ارائه توزیع‌های احتمال از ولتاژ گره و جریان قدرت شبکه است. در این مقاله روشی ارائه شده است که می‌تواند نگرش زمانی به وضعیت شبکه توزیع را مدنظر قرار دهد. این روش از طریق مدل‌سازی اطلاعات سرعت باد با استفاده از یک ماتریس احتمال انتقال زنجیره‌ای مارکو و روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو تحقق می‌یابد.

در سال ۲۰۱۱ زنگی آبادی[1] و همکارانش عملکرد واحدهای DG تحت مالکیت مشتری ها از جنبه‌های مختلفی از طریق مطالعه عدم قطعیت ها را بررسی کرده‌اند[۱۷]. در این مقاله از روش مونت‌کارلو برای بررسی عملکرد تصادفی واحدهای DG تحت مالکیت مشتری در دستگاه‌های توزیع الکتریکی استفاده‌شده است. چندین حالت برای تجزیه‌وتحلیل تأثیر منابع تولید پراکنده بر عملکرد و سود سیستم مطالعه شده است. نتایج حاصل از مطالعه این موارد نشان می‌دهد که عملکرد واحدهای DG تحت مالکیت مشتری که در نزدیکی مرکز مهم بار واقع‌شده‌اند، مزایای زیادی ازجمله صرفه‌جویی قابل‌توجه در انرژی و بهبود در شاخص عملکرد سیستم با حفظ مقرون‌به‌صرفه بودن را دارا هستند. علاوه بر این، بر اساس تقاضای انرژی با در نظر گرفتن سناریوهای مختلف قیمت برق، تجزیه‌وتحلیل حساس به هزینه نشان می‌دهد که چگونه تغییرات در قیمت برق بر امکان‌پذیری هر سناریو تأثیر می‌گذارد. درنتیجه اجرای سیاست مناسب خرید انرژی مناسب، اختصاص مزایای واحدهای DG به صاحبانشان، عملکرد اقتصادی سرمایه‌گذاری آن‌ها را بهبود می‌بخشد.

در سال ۲۰۱۱ حمدان[2] و همکارانش پیامدها و جنبه‌هایی از برنامه‌ریزی اتصال منابع تجدید پذیر غیرمتمرکز به داخل شبکه توزیع را موردبررسی قرار داده‌اند[۱۸]. این مقاله در مورد پیامدهای اتصال نیروگاه بادی غیرمتمرکز در یک شبکه توزیع فشار متوسط بحث می‌کند. با استفاده از داده‌های تولیدی باد اندازه‌گیری شده و پروفایل‌های بار شبیه‌سازی‌شده از مشترکین خانگی، که به سمت فشار ضعیف[3] در هر پست فشار متوسط[4] متصل شده‌اند، پیامدهای اتصال این

[1] Zangiabadi
[2] Hemdan
[3] Low Voltage
[4] Medium Voltage

منابع در محدوده ولتاژ پروفایل ولتاژ، خط در حال بارگذاری و تلفات انرژی بررسی‌شده است.

در سال ۲۰۱۳ گورگیلاکس[1] و همکارانش یکپارچه‌سازی منابع تولید پراکنده در شبکه توزیع را موردبررسی قراردادند[۱۹]. جایگذاری بهینه منابع تولید پراکنده (ODGP[2])، یافتن بهترین مکان و اندازه DGها برای بهینه‌سازی عملکرد و برنامه‌ریزی شبکه توزیع الکتریکی با لحاظ کردن قیود ظرفیت DGها است. چندین روش و مدل برای جواب مسئله (ODGP) پیشنهادشده است. این مقاله یک نمای کلی از مدل ها و روش‌های اعمال‌شده به مسئله (ODGP)، تجزیه‌وتحلیل و طبقه‌بندی فعلی و گرایش تحقیقات در آینده را موردبررسی قرار داده است.

در سال ۲۰۱۳ رنجبر[3] یک روش تحلیلی بر اساس به حداقل رساندن تلفات را برای یافتن منابع تولید پراکنده در شبکه توزیع را موردبررسی قرار داده است[۲۰]. درگذشته روش‌های گوناگونی برای مکان‌یابی بهینه منابع تولید پراکنده به کار گرفته شده است که می‌توان به الگوریتم‌های تصادفی نظیر PSO[4]، روش‌های تحلیلی و روش پخش بار اشاره کرد. در این مقاله از یک روش تحلیلی بر اساس به حداقل رساندن تلفات استفاده‌شده است و بهترین مکان ها و ظرفیت را برای جایگذاری همزمان دو DG در دو شبکه نمونه تعمیم داده‌شده است و بهترین مکان ها و ظرفیت برای نصب و راه‌اندازی DGها به‌دست‌آمده است. برای بررسی نتایج، روش تحقیق برای تمام حالت ها در این شبکه به کار گرفته‌شده است. علاوه بر این، این نتایج با نتایج به‌دست‌آمده از روش PSO در شبکه‌های ۳۳ و ٦۹ شینه مقایسه شده است. این یافته ها نشان می‌دهد که روش ارائه‌شده دقیق‌تر از روش PSO است و سرعت همگرایی آن از روش‌های دیگر برای تمام حالت‌های ممکن بیشتر است.

در سال ۲۰۱۰ پرکار[5] و همکارانش یک چارچوب جدید را برای به دست آوردن ظرفیت بهینه در منابع تولید پراکنده و همچنین سرمایه‌گذاری در این منابع با قابلیت شبیه‌سازی برنامه‌ریزی سیستم توزیع بزرگ را ارائه داده‌اند[۲۱]. مدل بهینه‌سازی پیشنهادی هزینه کل

[1] Georgilakis
[2] Optimal DG Placement
[3] Ranjbar
[4] Particle Swam Optimization
[5] Porkar