مروری بر برنامه‌ریزی سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی در شبکه‌های توزیع فعال و کاربردهای آن

زهرا اسماعیلی [۱] محمدرضا نام‌آور زینی‌وندی [۲] اسماعیل عنانی [۳] مهدی احسان [۴]

۱- دانش آموخته کارشناسی ارشد- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی شریف- تهران- ایران
zahra.esmaeili@ee.sharif.edu

۲- دانشجوی دکتری- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی شریف- تهران- ایران
mohamadreza.namavarezeynivandi@ee.sharif.edu

۳- دانش آموخته کارشناسی ارشد- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی شریف- تهران- ایران
esmaeil.anani@ee.sharif.edu

۴- استاد- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی شریف- تهران- ایران
ehsan@sharif.edu

چکیده: با تغییر ساختار سیستم‌های قدرت، افزایش منابع انرژی تجدیدپذیر و با هوشمند شدن شبکه‌ها، سیستم‌های قدرت با چالش‌هایی از جمله عدم قطعیت در منابع انرژی مواجه شده‌است. راه حل مناسب برای مقابله با این چالش‌ها، استفاده از سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی است. لذا تعیین اندازه، محل نصب، و انتخاب نوع سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی، برای استفاده حداکثری از مزایای آن‌ها حائز اهمیت است. این مقاله مروری، با توجه به مطالعات تحقیقاتی، به بررسی انواع سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی، کاربردهای آن‌ها، روش‌های فرموله کردن توابع هدف و روش‌های حل آن‌ها می‌پردازد. هدف دیگر این مقاله مروری، بررسی مسئله برنامه‌ریزی بهینه سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی (ESSs) در شبکه‌های توزیع فعال است. همچنین، طبقه‌بندی گسترده‌ای از برنامه‌ریزی توسعه ذخیره‌ساز (SEP) را ارائه می‌دهد؛ و با بررسی چندین مقاله، به شناسایی روندها و چالش‌ها می‌پردازد. در انتها، پیشنهاداتی برای کارهای آینده ارائه می‌شود.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی، برنامه‌ریزی توسعه ذخیره‌ساز، شبکه‌های توزیع فعال

نوع مقاله: مروری

DOI: 10.52547/jiaeee.19.4.255

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۰۵/۰۲
تاریخ پذیرش مشروط مقاله: ۱۴۰۰/۰۷/۲۶
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۰۸/۱۶
نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر مهدی احسان
نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران – تهران – خیابان آزادی – دانشگاه صنعتی شریف – دانشکده‌ی مهندسی برق

۱- مقدمه

سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی با نفوذ روزافزون وسایل نقلیه الکتریکی و منابع انرژی تجدیدپذیر، نقش جدیدی را به عهده گرفته‌اند. وسایل نقلیه الکتریکی، تقاضاهای جدیدی را برای شارژ معرفی می‌کنند، که مشخصه تقاضای سنتی را تغییر می‌دهند [۱].

وجود منابع انرژی تجدیدپذیر در سیستم‌های قدرت منجر به چالش‌هایی از جمله قابلیت اطمینان، مسائل امنیتی و پایداری می‌شود [۲, ۳]. سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی ابزارهای مفیدی برای کاهش این چالش‌ها هستند. سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی با افزودن انعطاف‌پذیری و قابلیت کنترل، نقش بی‌بدیلی را در بهبود عملکرد سیستم‌های قدرت بازی می‌کنند [۳, ۴]. در سال‌های گذشته، سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی برای اهداف محدودی استفاده می‌شدند. پیشرفت‌های اخیر در فناوری‌های ذخیره‌ساز انرژی، منجر به استقرار گسترده این فناوری‌ها به همراه اجزای سیستم قدرت شده‌است. تا سال ۲۰۰۸، کل ظرفیت ذخیره‌ساز انرژی در جهان حدود ۹۰ گیگاوات بود. در سال‌های اخیر به دلیل افزایش ادغام منابع انرژی تجدیدپذیر، ظرفیت نصب‌شده‌ی سیستم ذخیره‌ساز انرژی نیز افزایش یافته‌است. به طوری که در سال ۲۰۱۵، کل ظرفیت نصب‌شده‌ی سیستم‌های ذخیره‌ساز به ۱۴۱ گیگاوات رسیده‌است [۳]. تأثیر سیستم ذخیره‌ساز انرژی در بخش‌های تولید، انتقال، توزیع و مصرف مورد مطالعه و اثبات قرار گرفته‌است [۵, ۶].

با ظهور مفهوم شبکه‌های هوشمند، شبکه‌های توزیع به سرعت به سمت هوشمندتر شدن و امنیت بیشتر در مقابل محدودیت‌های فنی و اقتصادی حرکت می‌کنند. در طول سال‌های گذشته، سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی به عنوان یکی از الزامات اساسی پیشرفت و پیاده‌سازی شبکه‌های هوشمند، هم از نظر فنی و هم از لحاظ اثربخش بودن هزینه، رشد سریعی داشته‌اند [۷].

کاربردهای سیستم ذخیره‌ساز انرژی (ESS[1]) در شبکه‌های توزیع را به طور کلی می‌توان به صورت آربیتراژ[2] یا تسطیح بار، ادغام انرژی تجدیدپذیر، تقویت ظرفیت انرژی‌های تجدیدپذیر، هموارسازی و شیفت زمانی، کاهش آلودگی، رفع گرفتگی و به تعویق انداختن ارتقای شبکه، کنترل بار و فرکانس، کنترل ولتاژ حالت گذرا و پایدار، و کاهش تلفات خلاصه کرد [۷].

هزینه‌های بالای سرمایه‌گذاری و نصب ESSها، مانع اصلی توسعه این دستگاه‌ها است. اما استخراج چندین برنامه‌ی هم‌افزایی ESS، می‌تواند به افزایش مزایای آن‌ها، افزایش اثربخشی، و توجیه هزینه‌های بالای سرمایه‌گذاری کمک کند. مشکلی که در سال‌های اخیر، توجه بیشتری را به خود جلب کرده‌است، یک مسئله‌ی بهینه‌سازی با هدف یافتن مکان باس بهینه، درجه‌بندی توان و ظرفیت انرژی ESSها در شبکه‌ی توزیع است. هدف از این مسئله، به حداکثر رساندن سود حاصل از کاربردهای ESSها در شبکه است که با توجه به محدودیت‌های فنی شبکه و ESSها صورت می‌گیرد [۷].

به عنوان چالش‌های برجسته، (۱) تابع‌های پیچیده‌ی طول عمر و بازده، باید در مدل‌ها لحاظ شوند. (۲) برخلاف فناوری‌های تولید سنتی، ESSها دارای تنوع زیادی هستند. (۳) اگرچه ارزش ESSها فراتر از جابه‌جایی انرژی در زمان است، اما غالبا توجهی به سایر خدمات آن‌ها در برنامه‌ریزی توسعه ذخیره‌ساز (SEP[3]) فعلی نمی‌شود. (۴) فقط با در نظر گرفتن افق زمانی بلند مدت و مکان مناسب تجهیزات، امکان برنامه‌ریزی همزمان منابع انرژی تجدیدپذیر و ESSها میسر می‌شود. (۵) با وجود این که امروزه، گزینه‌های انعطاف‌پذیری زیادی در دسترس است، اما اغلب جداگانه ارزیابی می‌شوند [۸].

رشد جمعیت در سراسر جهان، اثر گلخانه‌ای و سیاست‌های پایدار، نیازمند استفاده روزافزون از منابع انرژی تجدیدپذیر در سراسر جهان است. در واقع، استفاده از منابع خورشیدی، بادی، و برق‌آبی، بسیار چشمگیر بوده و همچنان در حال افزایش است [۹]. ادغام چنین مقادیر عظیمی از منابع انرژی تجدیدپذیر متغیر (vRES[4]) در سیستم‌های قدرت، منجر به ایجاد چالش‌های فنی و اقتصادی می‌شود. به خصوص، پیش‌بینی و ارائه‌ی خروجی توان نوسانیِ vRES، دشوار است. در نتیجه، عدم قطعیت و تغییرپذیری را به برنامه‌ریزی و بهره‌برداری سیستم‌های قدرت اضافه می‌کند. معمولاً پتانسیل vRES، به صورت فضایی توزیع می‌شود؛ و به ندرت از نظر زمانی با مشخصه‌های بار ارتباط برقرار می‌کند. این ویژگی‌های vRES، کفایت سیستم قدرت (تعادل انرژی و توان)، و تنظیم ولتاژ و فرکانس را به چالش می‌کشد [۱۰]. بنابراین، برای ادغام موفقیت‌آمیز بخش‌های زیادی از vRES، برنامه‌ریزی و بهره‌برداری سیستم‌های قدرت باید انعطاف‌پذیرتر از آنچه که امروز است، شوند [۱۱-۱۴].

انعطاف‌پذیری مورد نیاز را می‌توان از طریق چندین رویکرد شامل کنترل‌های خروجی توان، استراتژی‌های عملیاتی (از جمله محدودیت انرژی)، مدیریت سمت تقاضای صنعتی و مسکونی، دیسپاچ‌های مکرر، ساختارهای جدید بازار و ادغام بین بردارهای مختلف انرژی مانند بخش‌های حمل و نقل، گرما، و توان [۱۵, ۱۶] ارائه کرد (شکل ۱) [۸]. تقویت زیر ساخت انتقال [۱۷, ۱۸]، افزودن توربین‌های گازی و سایر فناوری‌های تولید انعطاف‌پذیر [۱۹, ۲۰]، و نصب سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی [۲۱, ۲۲]، راه‌هایی برای اصلاح زیرساخت‌های سیستم قدرت هستند.

ESSها، راه‌حل‌های بالقوه‌ای برای سهم‌های بالای vRES هستند [۸].

فناوری‌های ESSهای مختلف مانند باتری‌ها، ذخیره آب هیدروژن پمپ شده و هیدروژن، از نظر تلفات ذخیره سازی، طول عمر، بازده، نرخ شیب، زمان واکنش، و هزینه‌های سرمایه‌گذاری در هر ظرفیت توان و ظرفیت انرژی، دارای تفاوت‌هایی هستند [۲۱, ۲۳, ۲۴]. علاوه بر این، تحقیقات حاکی از آن است که هیچ فناوری ایده‌آل یا برتری از ESS وجود ندارد [۲۲-۲۵]. الزامات مورد نیاز ESS، به

ویژگی های سیستم قدرت مورد مطالعه و ویژگی های vRES بستگی دارد [۸].

برنامه‌ریزی توسعه تولید (GEP[۵]) به طور مکرر توسط سیاست‌گذاران و تصمیم‌گیرندگان مورد استفاده قرار می‌گیرد؛ تا در مورد اینکه چه زمانی و در چه فناوری تولیدی، سرمایه‌گذاری کنند، تصمیم‌گیری کنند. رویکردهای توسعه‌ی انرژی با توجه به متغیرهای تصمیم‌گیری آن‌ها، در طرح‌های افزایش تولید [۲۶] و طرح‌های افزایش انتقال [۲۷, ۲۸] طبقه‌بندی می‌شوند. وقتی تمرکز بر تصمیمات سرمایه‌گذاری ESSها است، از آن به عنوان SEP یاد می‌شود. در عمل، تولید، انتقال و ذخیره‌سازی می‌توانند به طور مشترک برنامه‌ریزی شوند [۲۹, ۳۰].

ساختار این مقاله‌ی مروری به این صورت است که در بخش ۲، کاربردهای ذخیره‌ساز انرژی و اهداف برنامه‌ریزی ارائه شده‌است. بخش ۳ به روش‌های حل و مدیریت عدم قطعیت اختصاص دارد. مدل‌سازی SEP و ESS و فناوری‌های ذخیره‌ساز انرژی در بخش ۴ آورده شده‌است. بخش ۵ به روند برنامه‌ریزی توسعه ذخیره‌ساز می‌پردازد. در بخش ۶، چالش‌های برنامه‌ریزی توسعه ذخیره‌ساز ارائه شده‌است. نهایتا بخش ۷ و بخش ۸، به ترتیب به نتیجه‌گیری و کارهای آینده اختصاص دارند.

۲- کاربردهای ذخیره‌ساز انرژی و اهداف برنامه‌ریزی

۲-۱- کاربردهای ذخیره‌ساز انرژی

اولین و بیشترین کاربرد ذخیره‌ساز انرژی، آربیتراژ یا تسطیح بار است [۷]. در واقع آربیتراژ به این معنا است که در دوره‌های زمانی که بار کم است و طبیعتا قیمت انرژی الکتریکی پایین است، ESS شارژ می‌شود؛ و در دوره‌های پیک بار که طبیعتا قیمت انرژی الکتریکی نیز بالا است، این انرژی ذخیره‌شده، در اختیار بارها قرار می‌گیرد. این موضوع، علاوه بر این که منجر به تسطیح بار، و پیک‌سایی می‌شود، باعث کاهش هزینه نهایی نیز می‌شود. همانطور که در شکل ۲ مشاهده می‌شود، عمل تسطیح بار به صورت پیک‌سایی همراه با پر کردن دره‌ها است [۷, ۳۱].

تأمین انرژی مورد نیاز برای شارژ کردن ESSها در زمان کم‌باری، به وسیله‌ی شبکه‌های بالادستی در شبکه‌های توزیع سنتی، یا به وسیله سایر منابع در شبکه‌های توزیع فعال صورت می‌گیرد [۷].

تراکم در فیدرها باعث می‌شود که آن‌ها در حدود حرارتی خود و یا نزدیک آن کار کنند. این موضوع، منجر به این می‌شود که تجهیزات حفاظتی در معرض تریپ قرار گیرند. از این رو، تراکم شبکه بر روی قابلیت اطمینان شبکه اثر می‌گذارد. عمل کم کردن تراکم، با نام «مدیریت تراکم[۶]» شناخته می‌شود. با انتقال بار پیک به دوره‌های غیر پیک و یا با کاهش بارگذاری روی اجزای سیستم از طریق ارتقا یا گسترش خطوط می‌توان از تراکم شبکه کاست و آن را مدیریت کرد. به عبارت دیگر، استفاده از ESS برای سطح‌بندی مشخصه بار، می‌تواند نیاز به گسترش شبکه به دلیل تراکم تقاضا در دوره‌های پیک را به تعویق بیاندازد. پیک‌سایی توسط ESSها می‌تواند فلوی عبوری از خطوط و تراکم ایجاد شده را کاهش دهد و به نوبه خود به‌روزرسانی‌های شبکه را به تعویق بیندازد. بنابراین، به تعویق انداختن گسترش شبکه یا کاهش تراکم، کاربرد دیگر ESSها است [۷].

ایستگاه‌های شارژ سریع، امکان شارژ مجدد سریع وسایل نقلیه الکتریکی را فراهم می‌سازند. با این حال، این ایستگاه‌ها به دلیل نوسانات توان، بارهای پیک بالا، و ضریب بار کم، که بر بهره‌برداری قابل اطمینان و اقتصادی ایستگاه‌های شارژ و شبکه‌های توزیع تأثیر می‌گذارند، با چالش‌هایی روبرو هستند. به منظور مقابله با این چالش‌ها می‌توان از سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی باتری (BESS[۷]) استفاده نمود [۳۲]. علاوه بر این، استفاده از ESS، منجر به کاهش هزینه یکپارچه‌سازی شبکه برای ایستگاه‌های شارژ سریع، و کاهش هزینه شارژ اتوبوس‌های الکتریکی از طریق آربیتراژ قیمت انرژی الکتریکی می‌شود [۳۳].

شبکه توزیع که دارای پیکربندی شعاعی است، دارای عیب‌هایی از جمله تلفات زیاد، افت ولتاژ زیاد، و قابلیت اطمینان پایین است. ESSها می‌توانند در کاهش این مشکلات، کمک کنند؛ و باعث افزایش سطح قابلیت اطمینان شوند [۷, ۳۴-۴۷]. با توجه به ماهیت هزینه‌ای توابع هدف، برای در نظر گرفتن قابلیت اطمینان، بایستی به صورت ارزش هزینه‌ای (انرژی تغذیه نشده (ENS[۸]) یا انرژی مورد انتظار تغذیه نشده (EENS[۹])) مدل شود. معیار ENS، به طور کلی به صورت هزینه‌ی بارهای تأمین نشده در یک بازه زمانی مشخص، در نظر گرفته می‌شود. این هزینه را می‌توان مطابق رابطه (۱)، به صورت مقدار انرژی تغذیه نشده، ضرب در هزینه‌ی جریمه، محاسبه کرد [۷].

$$\mathrm{Cost}_{ENS}{}^{t} = \sum_{t=1}^{T} (ENS_t \times EC_t) \qquad (\$ / Time\ Period) \qquad (۱)$$

که در آن، ENS_t، مقدار انرژی تغذیه نشده در زمان t بر حسب kwh؛ و EC_t، هزینه‌ی جریمه‌ی انرژی تغذیه نشده در زمان t بر حسب $/kwh است.

پشتیبان و کنترل ولتاژ، کاربرد دیگری است که در مسئله‌ی برنامه‌ریزی ESS در نظر گرفته می‌شود. در برخی از مطالعات، فقط از توان حقیقی برای کنترل و پشتیبان ولتاژ استفاده می‌شود، ولی در اکثر تحقیقات، ظرفیت تولید توان راکتیو ESS را نیز برای این کاربرد در نظر می‌گیرند [۷]. به این صورت که افزایش بار شبکه، باعث می‌شود که شبکه از نظر ولتاژ و توان راکتیو (که در شبکه، ارتباط تنگاتنگی با هم دارند)، غیر قابل کنترل شود، و همچنین، منجر به غیرقابل‌قبول شدن سطوح ولتاژ می‌شود. بنابراین، امکان کاهش تلفات توان راکتیو با کنترل ژنراتورهای نیروگاه و تغییر نسبت تبدیل ترانسفورماتورهای کاهنده وجود نخواهد داشت. لذا از ESSها برای جبران توان راکتیو بار، و انتخاب پارامترهای کنترلی (محدوده تنظیم)

برای متعادل‌سازی ولتاژهای سیستم توزیع استفاده می‌شود [۴۸]. علاوه بر این، استفاده از BESSها در شبکه‌های سه فاز با نقطه‌ی خنثی، برای کنترل عدم تعادل جریان مناسب است؛ چرا که می‌توانند جریان‌های توالی منفی یا صفر، در خلاف جهت جریان‌های توالی منفی بار، ایجاد کنند. بنابراین، با خنثی شدن مولفه‌های اندوکتیو جریان بار، توسط BESS، می‌توان ضریب توان بار را افزایش داد، و کنترل توان راکتیو را بهبود بخشید [۴۸, ۴۹]. بنابراین، کنترل توان راکتیو و متعادل کردن جریان‌ها و ولتاژها در شبکه، از دیگر کاربردهای BESSها است [۴۸, ۴۹].

انتقال بار از دوره‌ای که تقاضا زیاد است، به دوره‌ای که تقاضا کم است، باعث کاهش تلفات می‌گردد؛ چرا که تلفات فنی در فیدرهای توزیع، تابعی از مربع جریان بار است. در واقع، چنانچه در شکل ۳ مشاهده می‌شود، انتقال بار مذکور، باعث کاهش چشمگیر تلفات در دوره‌ی پیک بار، در مقابل افزایش جزئی تلفات در دوره‌ی کم باری می‌شود. استفاده از ESS در اجزایی از شبکه که جریان بار را عبور می‌دهند (مانند خط توزیع، باس‌های شبکه، ترانسفورماتورها، سوئیچ‌ها، و کابل‌ها)، سبب کاهش تلفات حاصل از سطح‌بندی بار می‌شود. این موضوع، باعث کاهش تلفات کل شبکه می‌شود [۷, ۵۰].

اگر انرژی الکتریکی تولیدی توسط توربین‌های بادی، بیش از تقاضا باشد، مابقی آن می‌تواند در ESS ذخیره شود. بنابراین، از ESS، می‌توان به عنوان جایگزینی برای محدود کردن توان خروجی توربین‌ها استفاده کرد [۷].

تولید انرژی الکتریکی با استفاده از واحدهای تولیدکننده‌ی سوخت فسیلی و گرمایی، باعث انتشار CO_2، NO_x و SO_2؛ و در نتیجه، منجر به آلودگی محیط زیست می‌شود. استفاده از ESS، می‌تواند باعث کاهش تولید انرژی الکتریکی از این واحدها، و در نتیجه، کاهش آلایندگی شود. علاوه بر این، ESSها با ارائه‌ی یک راه‌حل بدون آلودگی و بدون کربن برای انعطاف‌پذیری عملیاتی، این قابلیت را دارند که با بهبود به کارگیری تولیدات پراکنده و تسهیل در منابع انرژی تجدیدپذیر متغیر، بتوانند انرژی الکتریکی را عاری از کربن و بدون آلودگی تولید کنند [۷]. تابع هزینه آلودگی به صورت رابطه ۲ تعریف می‌شود [۷]:

$$C_{Em} = CO_{2(P_G)} + NO_{x(P_G)} + SO_{2(P_G)} \quad (۲)$$

که در آن، P_G و C_{Em}، به ترتیب توان تولیدی و هزینه انتشار آلودگی مربوط به واحد تولیدی را نشان می‌دهد. $CO_{2(PG)}$، $NO_{x(PG)}$ و $SO_{2(PG)}$، بیانگر توابع هزینه‌ی انتشار گازهای مختلف هستند.

همچنین، برای فراهم کردن توان رزرو در شبکه و برای پیگیری تغییرات در مشخصات بار (جبران خطاهای پیش‌بینی)، از ESSها استفاده می‌شود [۷].

۲-۲- اهداف برنامه‌ریزی

کاربردهای ESS مورد استفاده نیز باید در تابع هدف قرار گیرند. تابع هدف در سیستم‌های کلاسیک، مطابق رابطه‌ی ۳، اغلب به صورت کمینه کردن مجموع چند عبارت هزینه تعریف می‌شود [۷].

$$Obj = \min(NPC) \quad (۳)$$

در این رابطه، NPC، نشان‌دهنده‌ی کل هزینه‌ی خالص فعلی مربوط به هزینه‌های برنامه‌ریزی و بهره‌برداری شبکه است. NPC، بر اساس افق‌های زمانی مختلف (روزانه، سالانه یا مادام‌العمر) می‌تواند باشد. تابع هدف در سیستم‌های غیر کلاسیک، مطابق رابطه ۴، به صورت بیشینه کردن سود خالص شرکت توزیع تعریف می‌شود [۷].

$$Obj = \max(NPI - NPC) \quad (۴)$$

که در آن، NPI، درآمد خالص فعلی حاصل از فروش انرژی به مشتریان را نشان می‌دهد؛ که برابر با توان فروخته شده ضربدر قیمت آن، برای هر دوره زمانی می‌باشد. NPI و NPC موجود در رابطه ۴، باید در یک افق بهره‌برداری یکسان، که معمولاً روزانه یا سالانه است، تعریف شوند.

NPC، بیانگر هزینه کل سیستم است و شامل چند عبارت هزینه است که برای هر دو محیط کلاسیک و غیر کلاسیک، یکسان است. عبارت‌های هزینه، علاوه بر این که شامل هزینه‌های مربوط به خود ESS هستند، هزینه‌های مربوط به کاربردهای در نظر گرفته‌شده برای ESS را نیز در بر دارند [۷].

مهم‌ترین هزینه‌هایی که باید در این مسئله مد نظر قرار گیرند، عبارتند از: هزینه‌های سرمایه‌گذاری، برنامه‌ریزی، بهره‌برداری، و تعمیر و نگهداری. از آنجایی که هزینه سرمایه‌گذاری، در ابتدای دوره‌ی زمانی پرداخت می‌شود، ولی هزینه‌های بهره‌برداری، و تعمیر و نگهداری معمولاً به صورت هزینه‌های سالیانه بیان می‌شوند؛ هزینه‌های سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری، و تعمیر و نگهداری، باید بر اساس دوره زمانی‌شان در نظر گرفته شوند. [۷].

ترکیب و هماهنگ کردن برنامه‌ریزی ESSها با سایر تجهیزات و راه‌حل‌های شبکه، می‌تواند به طور قابل توجهی، هزینه کلی برنامه‌ریزی چندین دستگاه را کاهش دهد؛ به ویژه در مواردی که ESS نمی‌تواند به تنهایی از عهده خاموشی‌های شبکه بر آید. این ترکیب‌ها، شامل برنامه‌ریزی خازن، قرار دادن سوئیچ، گسترش شبکه، به مدار آوردن تولیدات پراکنده، کاهش بار، و نیز برنامه‌ریزی شبکه (ترانسفورماتور، فیدر، و پست)، تنظیم تپ چنجر زیر بار (OLTC[۱۰]) و همچنین کنترل ضریب توان تولیدات پراکنده، برنامه‌ریزی خازن همراه با تنظیم OLTC، جایگزینی یا افزودن خطوط (تقویت یا گسترش شبکه) است [۷].

در جدول ۱، خلاصه‌ای از کاربردهای ESSها و ملاحظات تابع هدف آن‌ها لیست شده‌است.

۳- روش‌های حل و مدیریت عدم قطعیت

استفاده از مدل پخش بار AC یا DC، به ترتیب منجر به ایجاد یک مدل غیر خطی یا خطی خواهد شد. انتخاب روش حل، کاملا متاثر از نوع مدل غیر خطی یا خطی است. برخی مطالعات [۴۱, ۴۲, ۴۵-۴۷]، از روش‌های خطی استفاده کرده‌اند؛ در حالی که، اکثر تحقیقات از روش‌های غیر خطی بهره گرفته‌اند. مطالعاتی که از روش‌های خطی استفاده کرده‌اند، از یک حل‌کننده‌ی برنامه‌نویسی خطی عدد صحیح مختلط (MILP[۱۱]) تجاری موسوم به CPLEX استفاده کرده‌اند. تحقیقاتی که از روش‌های غیر خطی استفاده کرده‌اند، از مدل غیر خطی برای فرمول‌بندی مسئله (مانند روش بهینه‌سازی کلاسیک و فرا-ابتکاری[۱۲]) استفاده کرده‌اند. الگوریتم‌های بهینه‌سازی فرا-ابتکاری، عمدتا بر پایه‌ی روش‌های تصادفی و تکراری، عمل بهینه‌سازی را انجام می‌دهند (شکل ۴) [۷].

پیش‌بینی آن دسته از پارامترهای سیستم که دارای عدم قطعیت هستند (مانند تقاضای بار، تولید منابع تجدیدپذیر، خودروهای الکتریکی و ...)، یک موضوع مهم در مسئله‌ی برنامه‌ریزی است. در ساده‌ترین حالت، برای پیش‌بینی پارامترها، به مقادیر فعلی آن‌ها و یک ضریب رشد، نیاز است. تحلیل حساسیت نشان می‌دهد که کیفیت فرآیند برنامه‌ریزی، حساس به پارامترهای پیش‌بینی‌شده است. به دلیل این که روش‌های پیش‌بینی، کاملا دقیق نیستند؛ نمی‌توان انتظار داشت که نتایجِ حاصل از برنامه‌ریزی، در سیستم‌های واقعی، به درستی کار کنند. به عبارت دیگر، عدم قطعیت موجود در پارامترهای سیستم، می‌تواند کیفیت برنامه‌ریزی را به شدت، تحت تأثیر قرار دهد. برای حل این مشکل، می‌توان از روش‌های مدیریت عدم قطعیت، استفاده کرد. بنابراین، روش‌های مدیریت عدم قطعیت نیز وارد مسئله‌ی برنامه‌ریزی ESS در شبکه‌های توزیع فعال می‌شود. قابل ذکر است که مشخصات سیستم ESS هم دارای عدم قطعیت است [۷]. روش‌های مختلفی برای کنترل عدم قطعیت ذاتی پارامترهای سیستم، استفاده می‌شود؛ که عبارتند از [۷]:

- پخش بار احتمالی و پخش بار بهینه [۳۶, ۳۷, ۳۹, ۵۱, ۵۲]
- روش‌های مونت کارلو[۱۳] [۳۶, ۳۷, ۳۹, ۵۱, ۵۲]
- برنامه‌نویسی شانس محدود[۱۴] [۵۲, ۵۳]
- روش‌های تخمین نقطه‌ای [۴۰, ۴۳]
- منطق فازی[۱۵] [۴۴]
- برنامه‌نویسی تصادفی[۱۶] [۴۱, ۴۲, ۴۵, ۴۶]
- روش تحلیل عاملی[۱۷] [۴۴]

جدول ۲ خلاصه‌ای از توضیحات ذکر شده در مورد مدل‌های پخش بار، انواع مدل، روش‌های حل و روش‌های مدیریت عدم قطعیت برای مسئله موجود را ارائه می‌دهد.

۴- مدل‌سازی SEP و ESS و فناوری‌های ذخیره-ساز انرژی

۴-۱- فناوری‌های ذخیره‌ساز انرژی

با توجه به انواع و تعداد ESS بکار رفته در فرآیند برنامه‌ریزی، می‌توان SEP را طبقه‌بندی کرد. انواع مختلف ESS، بر اساس ظرفیت ذخیره‌سازی، فضای توزیع و تحرک دسته‌بندی می‌شود [۸].

ESSها، بر اساس ظرفیت ذخیره‌سازی، به سیستم‌های کوتاه مدت و بلند مدت تقسیم می‌شوند [۸].

تعریفی که مرجع [۵۴] برای ذخیره‌ساز انرژی کوتاه مدت در نظر گرفته‌است، داشتن ظرفیت انرژی، از چند ثانیه تا روز است. انرژی چرخ دنده(FW[۱۸])، خازن‌ها (CAP[۱۹])، BESS و نمک‌های مذاب (در نیروگاه‌های خورشیدی متمرکز– CSP[۲۰])، و سیستم‌های انرژی هوای فشرده (CAES[۲۱])، به عنوان ذخیره‌ساز انرژی کوتاه مدت شناخته می‌شوند. سیستم‌های طولانی مدت، دارای ظرفیت انرژی از هفته‌ها تا فصل هستند [۵۴]. مخازن آب (WR[۲۲]) و ذخیره گاز یا هیدروژن (H_2[۲۳])، مثال‌هایی از سیستم‌های طولانی مدت هستند [۵۵]. ذخیره آب پمپ شده (PHS[۲۴]) و ذخیره گرما، هم به صورت کوتاه مدت و هم به صورت بلند مدت می‌توانند مورد استفاده قرار گیرند؛ که به اندازه آن‌ها، بستگی دارد [۵۴]. FW و CAP، دارای ظرفیت انرژی پایینی هستند و برای کاربردهای با قدرت بالا تا ۱۰ ثانیه بکار می‌روند؛ بنابراین، اغلب از آن‌ها در SEP، چشم‌پوشی می‌شود [۸].

بر اساس فضای توزیع، ESSها در دو دسته‌ی سیستم‌های متمرکز و پراکنده قرار می‌گیرند. تاسیسات بزرگ، مانند PHS، مثالی از سیستم‌های متمرکز است. واحدهای مدولار، مانند باتری‌های خانگی در ترکیب با سیستم‌های فتوولتائیک (PV[۲۵]) سقفی را می‌توان برای سیستم‌های پراکنده مثال زد [۸, ۵۴].

بر اساس تحرک، دو نوع ESS، به نام‌های سیستم‌های ذخیره‌ساز ثابت و سیستم‌های ذخیره‌ساز سیار وجود دارد. سیستم‌های ذخیره‌ساز ثابت، بیشتر ESSهای متمرکز را در بر می‌گیرد، اما تعدادی زیادی از ESSهای پراکنده را نیز فرا می‌گیرد. تمام ذخیره‌سازهای سیار، ESSهای پراکنده هستند، و این نوع ذخیره‌سازی، عمدتاً توسط کامیون‌های گازی یا وسایل نقلیه الکتریکی (EV[۲۶]) انجام می‌شود [۸, ۵۴].

SEP بر اساس تعداد نوع ESSها، به دو دسته‌ی تک ذخیره‌ساز و چند ذخیره‌ساز تقسیم‌بندی می‌شود. چند ذخیره‌سازی SEP می‌تواند هم‌افزایی بین سیستم‌های مختلف ESS را تشخیص دهد [۸].

سیستم‌های ذخیره‌ساز بر اساس محیط ذخیره (نوع انرژی ذخیره‌شده)، به سیستم‌های ذخیره‌ی شیمیایی، مکانیکی، و الکتریکی تقسیم می‌شوند. ذخیره‌ی انرژی مکانیکی، به پتانسیل و جنبشی تقسیم می‌شود. ذخیره‌ساز انرژی هوای فشرده و ذخیره‌ساز هیدرولیک پمپ شده، به ذخیره‌ی پتانسیل مکانیکی تعلق دارند. ذخیره‌ساز انرژی

چرخ‌دنده، در گروه مکانیکی جنبشی قرار دارد. ذخیره‌ی انرژی الکتریکی، خود به ذخیره‌ی انرژی الکترواستاتیک و ذخیره‌ی انرژی مغناطیسی گروه‌بندی می‌شود. ابر خازن مثالی از ذخیره‌ی انرژی الکترواستاتیک است؛ در حالی که، ذخیره‌ساز انرژی مغناطیسی ابررسانا، مثالی از ذخیره‌ی انرژی مغناطیسی است. ذخیره‌ساز انرژی باتری، به دسته‌ی ذخیره‌ی انرژی شیمیایی تعلق دارد [۷].

سیستم‌های ذخیره‌ساز، بر اساس مدت زمان ذخیره (دشارژ)، به دو دسته‌ی ذخیره‌ساز بلند مدت و کوتاه مدت تقسیم می‌شوند. ذخیره‌ساز بلند مدت، که با نام‌های ذخیره‌ساز توده‌ای متمرکز، ذخیره‌ساز مقیاس بزرگ و ذخیره‌ساز مقیاس شبکه نیز شناخته می‌شود؛ ذخیره‌ساز نسبتاً بزرگی است که برای ذخیره‌ی مقدار زیادی انرژی الکتریکی مورد استفاده قرار می‌گیرد. ظرفیت ذخیره‌ساز بلند مدت در حدود مگاوات است، و مدت زمان دشارژ آن به بیش از ۸ ساعت می‌رسد. از آنجا که این نوع از ذخیره‌سازها، دارای ظرفیت بالای انرژی و مدت زمان دشارژ طولانی هستند؛ برای کاربردهای طولانی مدت مدیریت انرژی، مانند آربیتراژ، به تعویق انداختن گسترش شبکه، مدیریت تراکم، و کنترل طولانی مدت ولتاژ استفاده می‌شوند. ذخیره‌ی انرژی هوای فشرده، هیدرولیک پمپ شده و باتری‌های مقیاس بزرگ، از این نوع هستند. ذخیره‌ساز کوتاه مدت، با نام ذخیره‌ساز گذرا نیز شناخته می‌شود. ذخیره انرژی چرخ طیار، ذخیره انرژی مغناطیسی ابررسانا، ابر خازن و باتری‌های مقیاس کوچک، مثال‌هایی از ذخیره‌ساز کوتاه مدت هستند. ذخیره‌سازهای کوتاه مدت، دارای پاسخ کوتاه مدت هستند؛ از این رو، برای کنترل ولتاژ کوتاه مدت، تنظیم فرکانس، بهبود کیفیت انرژی، و هموارسازی انرژی تجدیدپذیر گذرا مورد استفاده قرار می‌گیرند [۷].

فناوری‌های ذخیره‌ی کوتاه مدت (شامل چرخ طیار، ابر خازن و ذخیره انرژی مغناطیسی ابررسانا)، دارای چگالی انرژی بسیار کم، و مدت زمان دشارژ کوتاه هستند [۷].

با پیشرفت باتری‌های مقیاس بزرگ، که قابلیت توان بالا، چگالی انرژی بالا و بازده بالا را خواهند داشت، این دستگاه‌ها به یکی از بالقوه‌ترین فن‌آوری‌های ذخیره‌سازی مناسب برای اشتغال در شبکه‌های توزیع تبدیل می‌شوند [۷].

با توجه به این که امروزه، BESSها، به اندازه‌ی کافی پیشرفت کرده‌اند و گسترش یافته‌اند، و به سطح معقولی از رشد فنی و رقابت‌پذیری هزینه رسیده‌اند، از آن‌ها به عنوان اولین گزینه برای کاربردهای ذخیره‌سازی در شبکه‌های توزیع استفاده می‌شود [۷].

۴-۲- مدل‌سازی ذخیره انرژی

مشکل طول عمر باتری‌ها، از جمله مسائل مهمی است که لازم است در طول برنامه‌ریزی، مورد توجه قرار گیرد. این مسئله می‌تواند از طریق تعیین چرخه‌ی عمر یا هزینه‌ی جایگزینی در نظر گرفته شود. هزینه‌ی جایگزینی، متناسب با تعداد چرخه‌های شارژ/دشارژ، و عمق دشارژ (DoD[۲۷]) است. چرخه شارژ/دشارژ بیشتر و DoD، باعث فرسایش بیشتر باتری‌ها می‌شود؛ از این رو، باتری‌ها باید زودتر تعویض شوند [۷].

آخرین ملاحظه در مورد مدل‌سازی ESS این است که فرض کنیم ESSها قابلیت پشتیبانی از شبکه با توان اکتیو و راکتیو را دارند [۷]. جدول ۳ خلاصه‌ای از فناوری‌ها، مشخصات و جزئیات مدل‌سازی ESS را نشان می‌دهد.

۴-۳- بخش‌های انرژی مدل‌شده و گزینه‌های انعطاف‌پذیری

همانطور که در شکل ۵ مشاهده می‌شود، رویکردهای SEP موجود، با توجه به بخش‌های در نظر گرفته شده، می‌تواند به مدل‌های الکتریکی و مدل‌های انرژی (چند بخشی) تقسیم شود [۸]. انعطاف‌پذیری سیستم قدرت، می‌تواند توسط بردارهای انرژی فراهم شود. به عنوان مثال EV، حاصل از تعامل بخشی بین حمل و نقل و انرژی الکتریکی است؛ که توسط باتری یا سلول‌های سوختی (FC[۲۸])تغذیه می‌شود [۸, ۵۶, ۵۷].

فناوری تبدیل توان به گاز (P2G[۲۹])، از تعامل انرژی الکتریکی و گازی ناشی می‌شود. یعنی P2G، اجازه‌ی تولید H_2 از طریق الکترولیزرها (EL[۳۰]) را می‌دهد، که بعداً می‌تواند توسط توربین‌های گازی (GT[۳۱]) در بخش حرارت و انرژی الکتریکی، یا FC در بخش انرژی الکتریکی و حمل و نقل، مورد استفاده قرار گیرد [۵۸]. علاوه بر این، ممکن است گزینه‌های P2G برای تزریق هیدروژن (یا گاز طبیعی مصنوعی)، تولید شده از انرژی الکتریکی تجدیدپذیر محدود شده، به شبکه گاز وجود داشته باشد؛ که می‌تواند انرژی پاک را به صورت روزانه [۵۹] یا فصلی انرژی [۶۰]، ذخیره کند [۸].

۴-۴- مدل‌سازی شبکه

جزئیات مدل‌سازی شبکه‌ی قدرت مربوط به شناسایی محدودیت‌های انتقال و پتانسیل‌های محلی است [۸]. رویکردهای موجود بین مدل‌های تک گره‌ای و مدل‌های چند گره‌ای شبکه تغییر می‌کند.

هنگام استفاده از پتانسیل‌های محلی ESS مانند PHS در کوه‌ها، یا vRES مانند انرژی خورشیدی از بیابان‌های دور، توجه به ابعاد فضایی آن‌ها مهم است. با وجود این که رویکردهای تک گره‌ای، همچنان قادر به مدل‌سازی پتانسیل‌های محلی هستند، اما فقط در صورتی که تراکم در انتقال وجود نداشته باشد، می‌توان از آن بهره جست؛ در غیر این صورت، استفاده از روش‌های چند گره‌ای پیشنهاد می‌شود [۸].

۴-۵- جزئیات مدل‌سازی ESS و سیستم انرژی الکتریکی

ESS را می‌توان با جزئیات کم یا زیاد مدل‌سازی کرد. مهم‌ترین پارامترهای ESS، توان الکتریکی (MW) و ظرفیت انرژی (MWh) است؛ که ممکن است در زمان ثابت بمانند، یا به دلیل افزایش عمر، کاهش یابند. برخی از ESSها ظرفیت‌های مختلفی برای شارژ و دشارژ دارند. به عنوان مثال، مبدل (توربین) PHS ممکن است از نظر فیزیکی، متفاوت از شارژر (پمپ) آن باشد. بازده ESS، وابسته به وضعیت سلامت (عمر)، وضعیت شارژ، سرعت شارژ و دمای عملیاتی است؛ بنابراین، بازده ESS، متغیر است. خود تخلیه نیز ممکن است مدل‌سازی شود [۸].

معمولا سیستم قدرت در SEP ساده می‌شود. مدل‌ها می‌توانند در حد معادلات ساده‌ی تعادل انرژی [۶۱, ۶۲]، ساده باشند؛ یا با دربرداشتن محدودیت‌های فنی ژنراتورها و نیازهای ذخیره‌ی توان، پیچیده باشند [۸].

رویکردهای تعادل انرژی، ممکن است شامل تعادل‌های صفحه گسترده‌ی ساده‌ای باشند، که انرژی مورد انتظار تولید شده در طول مثلا یک سال را با انرژی مصرفی مطابقت می‌دهد [۸].

رویکرد منحنی غربالگری [۶۳]، این امکان را فراهم می‌کند تا بر اساس تئوری قیمت‌گذاری بار پیک، ترکیب بهینه‌ی تولید مشخص شود [۸, ۶۴]. این منحنی‌ها، ساختار تقاضا (از نظر منحنی تداوم بار) را با هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری تولید، و فناوری‌های ذخیره-سازی مقایسه می‌کنند [۸].

می‌توان شاخص‌های قابلیت اطمینان، مانند EENS [۵۸, ۶۵]، یا از دست دادن احتمالی یا مورد انتظار بار (LOLP/LOLE[۳۲][۳۳]) [۶۶, ۶۷] را نیز در مدل‌سازی در نظر گرفت؛ که به این ترتیب، مدل‌سازی‌ها پیچیده‌تر خواهند شد [۸].

۴-۶- پردازش زمان در مورد تصمیمات سرمایه‌گذاری

پردازش زمان در مورد تصمیمات سرمایه‌گذاری در برنامه‌ریزی توسعه را می‌توان در رویکردهای استاتیک و دینامیک طبقه‌بندی کرد (شکل ۶). روش‌های استاتیک، تصمیمات توسعه (پاسخ به «کجا و چه مقدار») را در انتهای افق زمانی مشخص، محاسبه می‌کنند [۶۸, ۶۹]. روش‌های دینامیک، سال ورود سرمایه‌گذاری‌های جدید را بهینه می‌کنند (پاسخ به «چه زمانی»). ترکیبی از هر دو رویکرد، استفاده از سال‌های نقطه عطف است. بعضی اوقات، از نتایج (ترکیب ظرفیت تولید)، به عنوان ورودی برای محاسبه‌ی سال عطف بعدی استفاده می‌شود [۷۰]. رویکرد افق نورد [۷۱, ۷۲] از این منطق پیروی می‌کند، و افق برنامه‌ریزی را به دوره‌های کوچک‌تر و همپوشانی تقسیم می‌کند که به ترتیب حل می‌شوند. به عنوان مثال، یک محیط رایج در مطالعات بلند مدت، انتخاب مجموعه‌ای از افق‌های برنامه‌ریزی ۱۰ سال با ۵ سال همپوشانی است. برخلاف سال‌های عطف، هر دوره، دینامیک است [۸].

رویکردهای نقطه عطف و افق نورد، با بهینه‌سازی جداگانه‌ی هر دوره، پیچیدگی مسئله بهینه‌سازی را کم می‌کنند [۸].

۴-۷- پردازش زمان عملیاتی سیستم

از آنجا که اغلب، زمان روشن یا خاموش بودن ژنراتورهای معمولی، محدودیت‌های جریان اکولوژیکی برق‌آبی، و وضعیت شارژ و سلامت برای ESSها نادیده گرفته می‌شوند؛ راه حل به دست آمده ممکن است در عمل بهینه نباشد (پرهزینه، یا غیرقابل اجرا باشد) [۸].

۴-۸- پردازش عدم قطعیت

عدم قطعیت‌ها، بسته به ماهیت آن‌ها، به دو گروه منطقی[۳۴] و تصادفی تقسیم می‌شوند [۷۳]. پیش‌بینی رفتار استراتژیک ذی‌نفعان (تولید-کنندگان، مصرف‌کنندگان، و ...) در رقابت بازار، جزء عدم قطعیت منطقی است؛ که برای رفع آن، معمولاً از مدل‌های تئوری بازی استفاده می‌شود [۷۴]. عدم قطعیت در آب و هوا، بار، در دسترس بودن منابع، و قیمت‌های انرژی الکتریکی، جزء عدم قطعیت تصادفی است. برای مقابله با عدم قطعیت‌های تصادفی، به جای جستجوی یک راه حل بهینه (قطعی[۳۵])، از بهینه‌سازی مقدار مورد انتظار، کمینه‌سازی پشیمانی یا نگه داشتن احتمالات حوادث ناخواسته (مانند انرژی تغذیه نشده) [۷۵]، استفاده می‌شود [۸].

مراجع [۷۶, ۷۷]، از مدل‌های تصادفی در برنامه‌ریزی کلی انرژی استفاده کرده‌اند. در مراجع [۷۸-۸۰]، تصادفی بودن قیمت‌ها، بار و vRES، در SEP در نظر گرفته شده‌است. بهینه‌سازی احتمالاتی، شبیه‌سازی مونت کارلو، و روش تجزیه و تحلیل سناریو، از روش‌های محاسبه‌ی عدم قطعیت هستند. در شبیه‌سازی مونت کارلو، چندین بار در شرایط تصادفی، مدل‌های قطعی برای دستیابی به توزیع‌های احتمالاتی، اجرا می‌شوند [۸, ۸۱-۸۴]. هنگامی که محاسبه‌ی عدم قطعیت به صورت عددی، دشوار است، روش تجزیه و تحلیل سناریو راه حل مناسبی است. به دلیل تکرارهای مونت کارلو و تعداد سناریوها، در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها، باعث طولانی شدن زمان حل می‌شود [۸].

۴-۹- روش‌های حل

SEP اغلب به عنوان یک مسئله‌ی بهینه‌سازی ریاضی (یا برنامه‌ریزی ریاضی) فرموله می‌شود [۸].

برای حل مسائل برنامه‌نویسی ریاضی، روش‌های مختلفی وجود دارد؛ که عبارتند از: روش سیمپلکس[۳۶] یا روش نقطه داخلی[۳۷] برای برنامه‌ریزی خطی؛ روش شاخه و حد[۳۸] برای MILP؛ برنامه‌ریزی درجه دوم سیمپلکس برای برنامه‌ریزی درجه دوم، یا مانع برای برنامه‌ریزی مخروطی است. هنگامی‌که یک ظرفیت محاسباتی محدود مانع این

الگوریتم‌ها برای یافتن راه حل بهینه در یک زمان مناسب می‌شود، می‌توان از تکنیک‌های تجزیه برای کوچک کردن مسئله استفاده کرد. به عنوان مثال می‌توان به برنامه‌نویسی پویا [۸۵]، روش تجزیه بندرز[۳۹] [۸۶] و دنزیگ- ولف[۴۰] [۷۵] اشاره کرد. تقسیم مسئله‌ی کلی به مسائل کوچک‌تر، سبب می‌شود که همان راه حل بهینه‌ی دقیق، سریع‌تر پیدا شود [۸].

روش‌های ابتکاری، معمولا در حل برنامه‌نویسی غیرخطی بکار می‌روند؛ و زمانی استفاده می‌شوند که روش‌های بالا، در یک زمان معقول نتوانند به جواب بهینه دست یابند. در واقع، برای این که روش-های ابتکاری بتوانند در یک زمان معقول، به یک راه حل مناسب برسند، به جای جستجوی بهینه سراسری، بین دقت و سرعت بهینه-سازی، مصالحه‌ای انجام می‌دهند. علاوه بر این که روش‌های ابتکاری می‌توانند گزینه‌های محاسبات موازی را ارائه دهند؛ در برابر داده‌های نامشخص و نویز مقاوم هستند [۸, ۸۷]. روش‌های ابتکاری عبارتند از: الگوریتم ژنتیک [۸۸]، روش‌های ازدحام ذرات [۸۹]، شبکه‌های عصبی مصنوعی [۹۰]، جستجوی ممنوعه[۴۱]، و رویکردهای کلونی مورچه‌ها [۹۱]. نویسندگان [۹۱]، از چند روش ابتکاری در SEP استفاده کرده-اند [۸].

۵- روند در برنامه‌ریزی توسعه ذخیره‌ساز

۵-۱- ESS مدل‌شده

در طی دهه‌های مختلف، انواع ESSها، در SEP وارد شده‌اند. تمامی تحقیقاتی که قبل از دهه‌ی ۲۰۰۰ در این زمینه صورت گرفته بودند، بر روی یک فناوری تمرکز داشتند [۸]. ولی این قضیه، در سال ۲۰۰۴ تغییر کرد؛ چرا که در سال ۲۰۰۴، به منظور یافتن ذخیره‌ساز کوتاه مدت و میان مدت برای یک مزرعه‌ی بادی، یک صفحه گسترده‌ی ساده [۹۲] پیشنهاد شد. از سال ۲۰۱۴، مطالعاتی بر روی استفاده‌ی همزمان از چند ESS انجام شد [۸, ۸۸, ۹۳]. به عنوان مثال، ترکیبی از سه ESS را برای ریز شبکه‌ها در [۹۳] ارائه شده‌است. مرجع [۹۴] نیز ترکیبی از سه ESS را برای سیستم صفحه مسی بکار برده‌است. برای اولین بار در [۸۸]، به رفع نیازهای ذخیره‌سازی چندگانه برای یک سیستم فضایی پراکنده، پرداخته شد. سپس نویسندگان [۹۵]، بر روی ذخیره‌ساز ترکیب‌شده با محدودیت‌های ذخیره، متمرکز شده‌اند. چنین ترکیب‌های بهینه ESS، فقط در سیستم‌های قدرت کم کربن میسر است [۸].

۵-۲- چشم‌انداز هدف و برنامه‌ریزی مدل‌ها

فناوری‌ها و هدف‌های برنامه‌ریزی که در طی زمان‌های مختلف در SEP استفاده شده‌اند، به صورت شکل ۷ و شکل ۸ می‌باشد.

در برنامه‌ریزی، معمولا به قابلیت اطمینان و امنیت تأمین انرژی، که ذخیره‌سازی می‌تواند آن‌ها را تامین کند، توجه نمی‌شوند [۸].

۵-۳- جزئیات مدل‌سازی ESS و سیستم قدرت

شکل ۹ نشان می‌دهد که مدل‌های SEP با گذشت زمان، دقیق‌تر شده‌اند. تعادل انرژی اکثرا به صورت سالیانه بیان می‌شود، و در تمام مطالعات، به عنوان معادله‌ی اصلی حضور دارد [۸].

فرمولاسیون اکثر تحقیقات مربوط به SEP، که قبل از سال ۱۹۹۹ انجام شده بودند، فقط بر اساس تعادل انرژی بودند. اما تعداد اندکی از مقالات آن زمان [۶۶, ۶۷, ۹۶]، شاخص‌های قابلیت اطمینان را نیز لحاظ کرده بودند [۸]. در تحقیقاتی که در دهه ۲۰۰۰ منتشر شدند، فرمولاسیون تخصیص واحدها (UC[۴۲]) [۸, ۸۲, ۹۷, ۹۸]، تقریب برای فرکانس [۷۹] و تنظیم ولتاژ [۹۲] نیز در SEP در نظر گرفته شدند. در دهه ۲۰۱۰ و پس از آن، علاوه بر تعادل انرژی، فرمولاسیون UC [۲۰, ۵۸, ۶۰, ۶۸, ۹۳, ۹۹, ۱۰۰]، ذخایر [۹۵, ۱۰۰, ۱۰۱]، و پروکسی‌های تنظیم ولتاژ [۴۷, ۸۴, ۸۹] و فرکانس [۱۰۲, ۱۰۳] نیز در SEP حضور داشته و همچنان در حال گسترش هستند [۸].

۵-۴- بهبود عدم قطعیت

بیشتر مدل‌های SEP از یک فرمول قطعی پیروی می‌کنند. برخی از آن‌ها برای ارزیابی عدم قطعیت، از تحلیل سناریو، بهینه‌سازی تصادفی، و شبیه‌سازی مونت کارلو استفاده می‌کنند [۸]. شکل ۱۰ نشان می-دهد که در طی سال‌های مختلف، از چه روش‌هایی برای ارزیابی عدم قطعیت استفاده شده‌است.

۵-۵- روش‌های حل

SEP به صورت مسائل بهینه‌سازی ریاضی (مانند برنامه‌نویسی خطی، برنامه‌نویسی غیر خطی، MILP، و برنامه‌نویسی غیر خطی عدد صحیح مختلط)، رویکردهای ترکیبی، و سایر تکنیک‌های شبیه‌سازی فرموله می‌شود (شکل ۱۱)؛ و با الگوریتم‌های مربوطه حل می‌شوند [۸].

۶- چالش‌های برنامه‌ریزی توسعه ذخیره‌ساز

تحقیقات و مطالعات مختلف نشان می‌دهند که ESSها، به دلیل این که می‌توانند با عدم قطعیت، تنوع، و ویژگی مکان vRES کنار بیایند، نقش مهمی در ادغام vRES دارند. با این وجود، باعث ایجاد چالش-های جدیدی در SEP می‌شوند؛ که عبارتند از [۸]:

۶-۱- تنوع ESS باید مورد توجه قرار گیرد

در اکثر مطالعات، ESS با پارامترهای ظرفیت انرژی و توان، و بازده ثابت نشان داده می‌شود. در حالی که، ویژگی‌های فنی دیگری مانند زمان واکنش، مناطق عملیاتی یا مرده، منحنی‌های بازده شارژ یا تخلیه متغیر، ظرفیت خود تخلیه، شیب، و طول عمر متغیر، نیز وجود دارد که در تقابل با نیروگاه‌های تولید انرژی الکتریکی است [۲۳, ۲۴, ۷۰].

BESS می‌تواند در برابر تقاضا، خیلی سریع واکنش نشان دهد، و در مدت زمان اندکی (در حد ثانیه)، جریان‌های زیادی را فراهم کند و فراتر از توان نامی آن کار کند. وضعیت سلامت BESSها، تحت تأثیر چرخه قرار دارد [۲۳]. طول عمر مورد انتظار انواع مختلف BESS با هم متفاوت است، همچنین در یک خانواده خاصی از BESS نیز طول عمر مورد انتظار متفاوت است. به عنوان مثال می‌توان به چرخه باتری‌های لیتیوم یون اشاره کرد، که در شرایط استاندارد آزمایش، بین ۲۰۰ تا ۸۰۰۰ متغیر است. این تفاوت، از سازنده‌ی آن ناشی می‌شود [۱۰۴]. با این که CAES، نسبت به چرخه حساس نیست، و خود دشارژ پایینی دارد؛ اما بازده آن کمتر است [۱۷]. چرخه شارژ و دشارژ در باتری‌های سدیم-گوگرد، باعث می‌شود که بتوانند دمای عملیاتی خود را حفظ کنند [۱۰۵]. WR و PHS می‌توانند در کنترل فرکانس شرکت کنند [۱۷]؛ اما دارای نواحی عملیاتی ممنوعه هستند، که به دلیل پمپ‌های آن‌ها ناشی می‌شود [۱۰۶]. با این وجود، WR بزرگ می‌تواند انرژی را در فصول سال جمع کند؛ در حالی که PHS می‌تواند به راحتی انرژی را در افق روز یا شب جابه‌جا کند [۱۷]. مخازن تنظیم کوچک نیروگاه‌های جریانی[۴۳]، تغذیه مجدد مخازن هیدرولیکی و تبدیل مخازن به تأسیسات پمپاژ، می‌تواند انعطاف‌پذیری عملیاتی بیشتری ایجاد کند. الکترولیزرها به دلیل بازده بالا در بار جزئی، قابلیت چرخه خوبی را عرضه می‌کند. H_2 به دست آمده، فرصت‌های ذخیره‌سازی خوبی دارد؛ طوری که در افق‌های بلند مدت هم تلفات خیلی کمی دارد. به دلیل نیازهای حرارتی خاص و بازده پایین پیل‌های سوختی (نسبت به سایر ESSها)، تبدیل H_2 به انرژی الکتریکی از طریق پیل‌های سوختی، دارای محدودیت است [۱۰۷]. اگر از توربین گازی برای تبدیل مجدد H_2 استفاده شود، می‌توان از رویکردهای مدل‌سازی سنتی استفاده کرد. EV دارای درجه آزادی بیشتری است؛ چرا که می‌توانند قطع و وصل شوند و یا تغییر مکان دهند [۸۱].

لحاظ کردن مدل‌سازی خصوصیات فنی در SEP، می‌تواند زمان حل را به طور چشمگیری افزایش دهد و از حالت خطی خارج کند. محدودیت‌های وابسته به زمان (مانند زمان‌های شروع، تعادل‌های انرژی، شیب‌ها) چالش‌برانگیز هستند؛ زیرا آن‌ها به پردازش رفتار زمان متوالی و همچنین وضوح زمانی بالا نیاز دارند. با این حال، عدم مدل-سازی آن‌ها بر این اساس، ممکن است به معنای دستیابی به نتایج غیر بهینه در SEP باشد [۸].

۶-۲- توابع پیچیده‌ی طول عمر و بازده ESS، باید مدل‌سازی شوند

علاوه بر این که انواع مختلف ESSها، تفاوت‌های زیادی با یکدیگر دارند؛ ESSهای دارای فناوری یکسان نیز با هم تفاوت دارند. این تفاوت‌ها، با توابع پیچیده‌ی بازده و طول عمر مشخص می‌شوند. هم طول عمر و بازده ژنراتور، و هم طول عمر و بازده ESS، تحت تأثیر چرخه قرار دارند [۱۴]. بنابراین، چرخه بر سرمایه‌گذاری و هزینه‌های نگهداری آن‌ها نیز اثر دارد. البته، ESS در معرض تعداد بیشتری چرخه است. به عنوان مثال، باتری‌ها می‌توانند چرخه‌های متعددی را در روز انجام دهند [۸].

طول عمر، به عنوان تابعی از چرخه، در بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت کوچک [۱۰۸] و همچنین در طرح‌های توسعه ژنراتورهای سنتی [۱۰۹] مورد توجه قرار گرفته‌است. اما، تاکنون فقط یک مقاله [۹۳]، چرخه را در SEP بررسی کرده‌است [۸].

بازده ESS که نسبت به نیروگاه‌های سنتی، پویاتر است؛ نسبت به حالت شارژ، وضعیت سلامت، جریان شارژ و دشارژ، و دمای عملیاتی، حساس است [۲۳]. این وابستگی‌های پیچیده، باعث ایجاد انحراف زیادی در بازده عملیاتی آن‌ها می‌شود. از این رو، عدم قطعیت بیشتری ایجاد می‌شود. از آنجا که در SEP به این پدیده توجهی نمی-شود، ممکن است مقداری که برای بازده تخمین زده می‌شود، بیشتر یا کمتر از حد واقعی آن باشد؛ همچنین نسبت به حالات شارژ پایین‌تر، بی‌تفاوت باشد. در صورت اجرای این روابط، مسئله‌ی بهینه‌سازی غالباً غیرخطی می‌شود.

۶-۳- نیاز ESS به وضوح زمانی و مکانی بالایی

در مدل‌سازی، مقیاس‌های بزرگ زمان ممکن است پویایی‌های کوتاه مدت مربوطه را پنهان کنند. این اتفاق در GEP با vRES و همچنین در SEP رخ می‌دهد. به علاوه، تفاوت‌های فنی بین ESSها، فقط در صورت استفاده از وضوح زمانی و مکانی بالا، مشخص می‌شود. علاوه بر این، جنبه‌های مهم فنی ESS، که شامل نرخ شیب، بازده متغیر و خدمات ذخیره می‌شوند، به رویکردهای متوالی نیاز دارند. اگرچه بررسی‌ها نشان داده‌است که وضوح زمانی در طی سال‌ها به طور قابل توجهی بهبود یافته و به وضوح‌های ساعتی رسیده‌است، اما حل کل افق برنامه‌ریزی (به عنوان مثال ۲۰ سال) با آن وضوح، هنوز در سیستم‌های قدرت واقعی امکان پذیر نیست [۸].

معمولاً در تجارت برنامه‌ریزی بین بخشی، مانند نرم افزار توسعه صفحه گسترده[۴۴] MARKAL و TIMES، از گاهشماری[۴۵] صرفنظر می‌شود [۸]. سیستم‌های ذخیره کوتاه مدت را می‌توان با توجه به وضوح زمانی که نیاز دارند، مدل‌سازی کرد. با این وجود، نوع روزها (یا هفته‌ها) دو محدودیت اساسی دارند [۸]: ۱) شناسایی آن‌ها در حضور بسیاری از محرک‌های تصادفی (vRES) در سیستم دشوارتر می‌شود. ۲) این رویکرد نمی‌تواند با ظرفیت‌های ذخیره‌سازی بزرگ که از طول دوره زمانی معمول فراتر می‌روند، مقابله کند.

یک راه حل بالقوه برای این مسائل، استفاده از مدل‌های ترکیبی است. برخی از SEPهای ترکیبی پیشنهاد می‌کنند که با بهینه کردن عملیات، و با استفاده از بازرسی سناریو، بهترین اندازه‌ی ESS را پیدا کنند [۶۴, ۶۶, ۹۹, ۱۱۰]. با این وجود، این مسئله کاملا به خوش-شانسی متخصص برنامه‌ریزی وابسته است؛ و به دلیل این که به سناریوهای متعددی نیاز است، برای SEP با چند ESS، امکان‌پذیر

نیست. اما، هنوز هم ممکن است یک راه حل اولیه مناسبی را برای نیازهای ذخیره‌سازی ارائه دهد. ترکیب‌های دیگر (که هزینه‌های بهره-برداری را به بهینه‌سازی سرمایه‌گذاری برمی‌گردانند [۸۸])، با مشکلات همگرایی روبه‌رو هستند؛ و برای توصیف عملیات، به پیکربندی مجموعه مناسبی از قوانین، بستگی دارند [۸]. برخی از محققان [۱۱۱] بر این باورند که برنامه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری باید جدا از هم لحاظ شوند.

۶-۴- سرویس‌های چندگانه ESS، باید شناسایی شوند

ESS می‌تواند خدمات چندگانه از جمله تغییرات انرژی و قابلیت‌های شیب[۴۶] برای مقابله با تنوع vRES، ذخایر برای جبران خطاهای پیش-بینی vRES (عدم قطعیت)، بهبود فرکانس و کنترل ولتاژ، پشتیبانی پایداری، و قابلیت شروع سیاه و غیره را فراهم کند [۸].

ذخایر فعلی، که عمدتاً توسط ژنراتورهای سنتی تامین می‌شوند، در حال کاهش هستند، و با مبدل‌های کم اینرسی (مانند PV و توربین بادی) جایگزین می‌شوند [۱۰]. برای مقابله با افزایش سطوح تغییرپذیری و عدم قطعیت، می‌توان از ESS به عنوان منبع ذخایر، استفاده کرد [۸].

۷- نتیجه‌گیری

در این مقاله مروری، چندین مقاله مربوط به SEP مورد بررسی قرار گرفت. چالش‌های مربوط به ESS در SEP مورد بحث قرار گرفتند. این چالش‌ها به شرح زیر خلاصه می‌شوند:

۷-۱- تنوع ESS باید مورد توجه قرار گیرد

امروزه، SEP بر طیف گسترده‌ای از ESS متمرکز است، از جمله ESS کوتاه مدت، ثابت و سیار، متمرکز و پراکنده، که بسیار متفاوت با یکدیگر هستند. به دلیل عدم وجود ESS ایده‌آل، جستجوی یک ترکیب بهینه یا ترکیبی از فناوری‌ها، امری ضروری است. پیش‌تر، جزئیات مدل‌سازی ESS، به تعدادی پارامتر (حالت شارژ، بازده رفت و برگشت، توان، و ظرفیت انرژی) محدود می‌شد و از سایر پویایی‌های مربوطه صرفنظر می‌شد. اما امروزه، مطالعاتی برای شناسایی ترکیب بهینه ESS انجام شده‌است [۸].

۷-۲- توابع پیچیده‌ی طول عمر و بازده ESS باید مدل شوند

بر خلاف فناوری‌های متداول در GEP، طول عمر ESS، تحت تأثیر چرخه‌های زیادی قرار دارد. بازده ESSها نیز به پدیده‌های مختلفی وابسته است؛ که مدل را غیرخطی می‌کند. با این وجود، اغلب در مطالعات SEP، از مدل‌سازی طول عمر از نظر چرخه و همچنین توابع بازده ESS خودداری می‌شود؛ در صورتی که برای به دست آوردن مقدار دقیق هزینه‌ها، لازم است [۸].

۷-۳- ESS به وضوح زمانی و مکانی بالایی نیاز دارد

تنوع فنی ESS که در بالا شرح داده شد، نیازمند وضوح زمانی بالاتر است؛ در حالی که محدودیت‌های انتقال و پتانسیل‌های محلی ESS، خواستار وضوح مکانی دقیق‌تری هستند. فقط یک پردازش مناسب از مکان و زمان و مدل‌سازی سرویس‌های متعدد آن‌ها و همچنین یک مدل‌سازی کامل از بهره‌برداری سیستم قدرت (به عنوان مثال تخصیص واحد و محدودیت‌های شبکه)، امکان به‌دست آوردن ارزش کامل ESS را فراهم می‌کند [۸].

۷-۴- خدمات متعدد ESS باید شناخته شوند

برای ادغام vRES، انعطاف‌پذیری سیستم‌های انرژی از نظر تغییر انرژی، شیب‌ها و تنظیمات، مورد نیاز است. در حالی که تمرکز SEP فعلی، اغلب روی تغییر انرژی است؛ و ارزش کامل آن‌ها را نادیده می‌گیرد. اما، از آنجا که ESS رقیبی برای سایر منابع انعطاف‌پذیر مانند زیرساخت‌های انتقال و تولید، و مدیریت سمت تقاضا است، در نظر گرفتن ارزش کامل آن‌ها امری مهم است. علاوه بر این، فقط یک برنامه‌ریزی مشترک از آن‌ها، امکان شناسایی بهینه سراسری انعطاف-پذیر در سیستم‌های انرژی آینده را فراهم می‌کند [۸].

۷-۵- حضور ESS در بسیاری از بخش‌های انرژی مستلزم گسترش رویکردهای چند بخشی است

ESS می‌تواند در بخش‌های مختلف انرژی استفاده شود. همچنین، ESS ممکن است به راحتی در سایر بخش‌های انرژی در دسترس باشد؛ و بنابراین برای ارائه انعطاف‌پذیری سیستم قدرت، می‌توان به گزینه‌های نسبتاً کم هزینه دسترسی پیدا کرد. برای یافتن بهینه بین بخشی، بخش‌های انرژی الکتریکی، حرارتی، گازی، حمل و نقل، و آب باید به طور مشترک برنامه‌ریزی شوند [۸].

۸- کارهای آینده

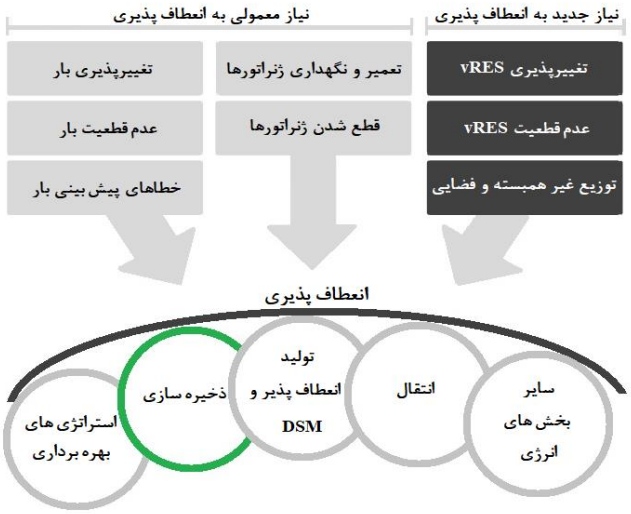
با توجه به فناوری‌ها و مدل‌های ESS مورد استفاده در کارهای تحقیقاتی، مواردی که یا اصلا به آن‌ها پرداخته نشده، و یا به صورت مناسب و دقیق مورد بررسی قرار نگرفته‌اند را می‌توان به عنوان کارهای آینده بیان کرد:

- دشارژ داخلی باتری‌ها هنوز مورد توجه قرار نگرفته است. سیستم‌های مختلف باتری، با نرخ‌های مختلف دشارژ داخلی مشخص می‌شوند. مدل‌سازی این اثر، می‌تواند طول عمر واقعی آن‌ها را به صورت دقیق‌تر و عملی‌تر نشان دهد [۷].

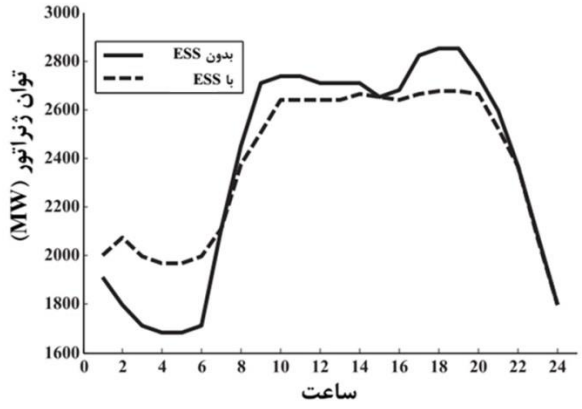
- طول عمر باتری به اندازه کافی بررسی نشده‌است. مدل‌های مفصل متنوعی برای مدل‌سازی عمر باتری در مقالات مختلف ارائه شده‌است، که می‌توانند در مسئله برنامه‌ریزی مورد استفاده قرار گیرند [۷].
- پدیده‌ای به نام اثر حافظه در باتری‌ها وجود دارد، که وضعیتی است که در آن، ظرفیت موثر ذخیره انرژی در باتری، با گذشت زمان کاهش می‌یابد، به طوری که نمی‌توان BESS را با ظرفیت نامی انرژی، شارژ کرد. این موضوع بر مزایای به دست آمده از BESS اثر خواهد گذاشت. این اثر را می‌توان در مسئله برنامه‌ریزی مدل‌سازی کرد [۷].
- یک سیستم باتری برای اتصال به شبکه، از یک واحد تبدیل توان استفاده می‌کند. قابلیت توان راکتیو کل سیستم ذخیره‌ساز، توسط این واحد تبدیل مشخص و محدود می‌شود. استفاده از یک مدل دقیق برای واحد تبدیل توان، می‌تواند رفتار اکتیو یا راکتیو کل سیستم ذخیره‌ساز را نشان دهد. از این رو، استفاده از مدل‌های دقیق‌تر برای نشان دادن دقیق‌تر منحنی قابلیت توان اکتیو یا راکتیو سیستم پیشنهاد می‌شود [۷].

نکته‌ای که باید به آن توجه شود، این است که باید مصالحه‌ای بین دقت و زمان محاسبه در میان بسیاری از مشخصات فنی ESS، وضوح زمان و مکان، و جزئیات سیستم قدرت، در نظر گرفته شود. علاوه بر این، برای برنامه‌ریزی ذخیره‌ساز چند بخشی، سعی می‌شود میان بخش‌های مختلف انرژی، یک برنامه‌ریزی هماهنگ انجام شود [۸].

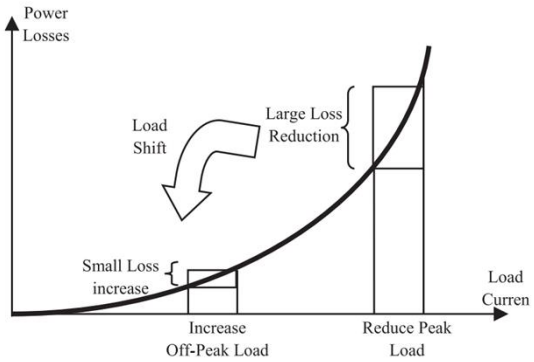
برای در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها، و رفتار بازار انرژی الکتریکی، و نیز برای اهداف مختلفی مانند برنامه‌ریزی انعطاف‌پذیر، می‌توان از مدل مبتنی بر عامل، برنامه‌نویسی احتمالاتی، و بهینه‌سازی چند هدفه، در رویکردهای SEP استفاده کرد [۸].



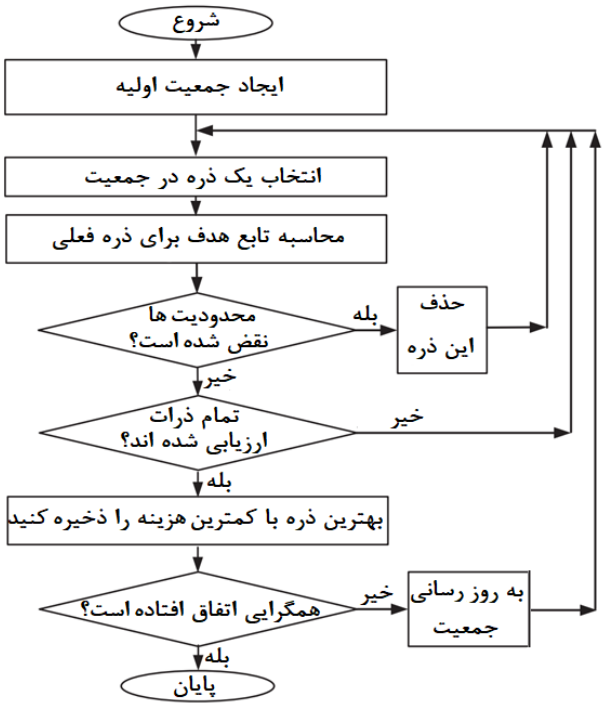
شکل (۱): نیاز به سیستم‌های قدرت انعطاف‌پذیر و منابع انعطاف‌پذیر [۶]



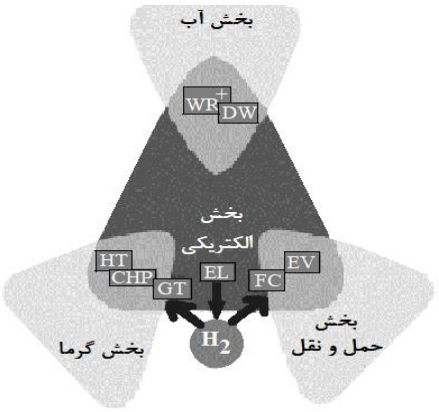
شکل (۲): کاربرد ESS به عنوان تسطیح بار [۷]



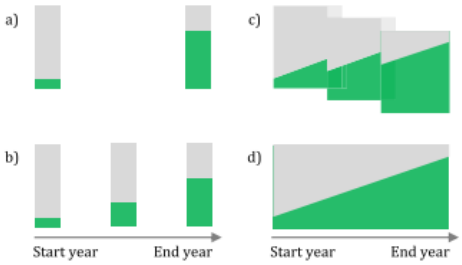
شکل (۳): تأثیر سطح‌بندی بار روی تلفات فنی [۷]



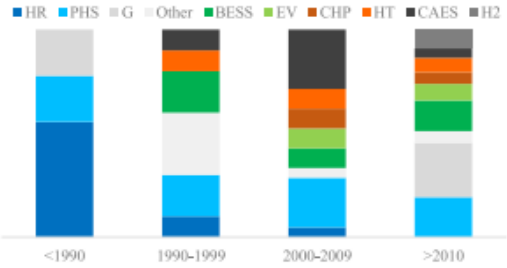
شکل (۴): فلوچارت حل مسائل بهینه‌سازی محدود با الگوریتم‌های بهینه‌سازی فرا-ابتکاری [۷]



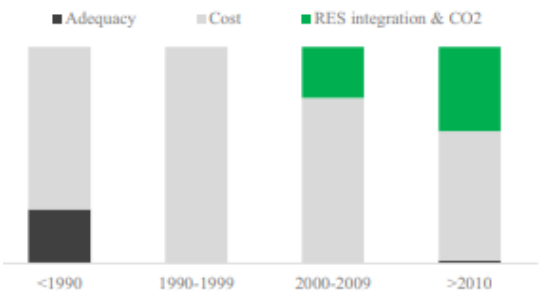
شکل (۵): اتصال بخش حرارتی، حمل و نقل، آب و انرژی الکتریکی از طریق ESS [۸]



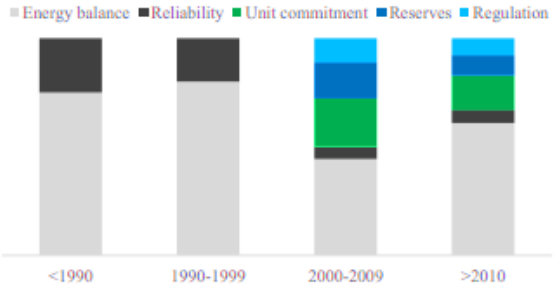
شکل (۶): پردازش زمان تصمیمات سرمایه‌گذاری: الف) بهینه‌سازی استاتیک، ب) معیارهای تاریخی، ج) افق نورد، د) بهینه‌سازی دینامیک. رنگ طوسی نماد سهم فسیل، و سبز نماد نیروگاه‌های تجدیدپذیر در زمان است [۸]



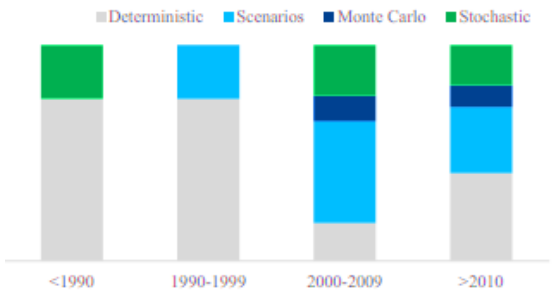
شکل (۷): تکامل فناوری‌های در نظر گرفته شده در SEP در هر دهه [۸]



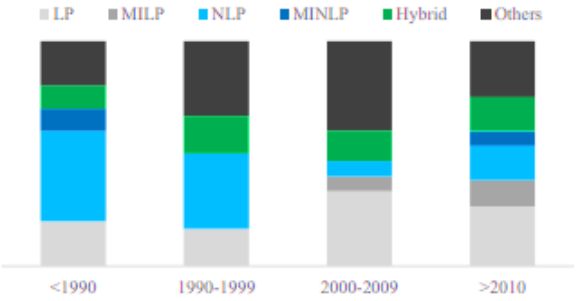
شکل (۸): تکامل هدف برنامه‌ریزی SEP در هر دهه [۸]



شکل (۹): جزئیات مدل‌سازی سیستم قدرت در SEP در زمان [۸]



شکل (۱۰): مدل‌سازی عدم قطعیت در SEP در طول زمان [۸]



شکل (۱۱): فرمولاسیون مسائل SEP در طول زمان [۸]

جدول (۱): کاربردهای ESSها و عبارات تابع هدف به همراه ملاحظات [۷]

مرجع	کاربرد *ESS*	تابع هدف	نوع هدف	برنامه‌ریزی مشترک با	برنامه‌ریزی چند مرحله-ای
[۱۱۲]	آربیتراژ - کاربرد بادی - شیفت زمانی انرژی تجدیدپذیر - حداقل کردن تلفات	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - سرمایه‌گذاری *ESS* و هزینه تعمیر و نگهداری - هزینه تعویض (چرخه عمر) *ESS* - هزینه تلفات توان - هزینه	تک هدفه	-	تک مرحله‌ای

		حذف بادی			
[۱۱۳]	آربیتراژ - پشتیبان ولتاژ - کاهش تلفات - به تعویق انداختن گسترش شبکه	هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه تلفات توان - هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه توان راکتیو (شبکه و تولید پراکنده)	تک هدفه	برنامه‌ریزی خازن	تک مرحله‌ای
[۱۱۴]	دنبال کردن بار[۴۷] حداقل کردن تلفات	هزینه خطای پیش‌بینی (تعادل توان) - هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه تعویض (چرخه عمر) *ESS* - هزینه تلفات توان	تک هدفه	-	تک مرحله‌ای
[۸۴]	پشتیبان ولتاژ	سرمایه‌گذاری *ESS* - هزینه انحراف حد ولتاژ	تک هدفه	-	تک مرحله‌ای
[۳۵, ۴۲]	آربیتراژ - حداقل کردن تلفات - کاهش گرفتگی - پشتیبان ولتاژ - بهبود قابلیت اطمینان - به تعویق انداختن گسترش شبکه	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه بهره‌برداری میکرو توربین - هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه تعویض (چرخه عمر) *ESS* - هزینه تلفات توان - هزینه از دست دادن بار - هزینه انحراف حد ولتاژ - هزینه انحراف حد فلو - هزینه گسترش شبکه - هزینه تلفات داخلی *ESS*	چند هدفه *(AHP)*	-	تک مرحله‌ای
[۳۴]	آربیتراژ - کاربرد بادی - حداقل کردن تلفات - کاهش آلودگی - بهبود قابلیت اطمینان	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه تعویض (چرخه عمر) *ESS* - هزینه تلفات توان - هزینه از دست دادن بادی - هزینه آلودگی - هزینه از دست دادن بار - هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری سوئیچ	تک هدفه	قرار دادن سوئیچ	تک مرحله‌ای
[۳۶]	کاهش آلودگی - پشتیبان ولتاژ - بهبود قابلیت اطمینان	هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه تعویض (چرخه عمر) *ESS* - هزینه قابلیت اطمینان*(EENS)* - هزینه انحراف حد ولتاژ - هزینه انحراف حد فلو	تک هدفه	حذف بار[۴۸]	تک مرحله‌ای
[۵۱, ۱۱۵]	آربیتراژ - حداقل کردن تلفات - به تعویق انداختن گسترش شبکه	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه بهره‌برداری میکروتوربین - هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه تعویض (چرخه عمر) *ESS* - هزینه تلفات توان - هزینه گسترش شبکه	تک هدفه	-	تک مرحله‌ای
[۸۹]	آربیتراژ - به تعویق انداختن گسترش شبکه	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه گسترش شبکه	تک هدفه	گسترش شبکه (فیدر)	چند مرحله‌ای
[۳۷]	آربیتراژ - حداقل کردن تلفات - به تعویق انداختن گسترش شبکه - بهبود قابلیت اطمینان	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه بهره‌برداری میکروتوربین - هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه تعویض (چرخه عمر) *ESS* - هزینه تلفات توان - هزینه گسترش شبکه - هزینه قابلیت اطمینان *(EENS)*	تک هدفه	-	چند مرحله‌ای
[۳۸]	آربیتراژ - حداقل کردن تلفات - کاهش گرفتگی - پشتیبان ولتاژ - بهبود قابلیت اطمینان	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه تلفات توان - هزینه از دست دادن بار - هزینه انحراف حد ولتاژ - هزینه انحراف حد فلو	چند هدفه *(AHP)*	-	تک مرحله‌ای
[۳۹]	آربیتراژ - بهبود قابلیت اطمینان	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه قابلیت اطمینان *(ENS)*	تک هدفه	-	تک مرحله‌ای
[۴۰]	آربیتراژ - کاهش گرفتگی پشتیبان ولتاژ - بهبود قابلیت اطمینان	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه‌گذاری *ESS* و تعمیر و نگهداری - هزینه تعویض (چرخه عمر) *ESS* - هزینه مربوط به قابلیت اطمینان (*ENS*) - هزینه انحراف حد ولتاژ - هزینه انحراف حد فلو	تک هدفه	-	تک مرحله‌ای
[۴۱,	آربیتراژ - کاهش گرفتگی - بهبود قابلیت	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه بهره-	تک هدفه	برنامه‌ریزی تولید	چند مرحله‌ای

[۴۲]	اطمینان - به تعویق انداختن گسترش شبکه	برداری میکروتوربین - هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری تولید پراکنده - هزینه گسترش شبکه - هزینه انرژی تغذیه نشده (*EENS*)		پراکنده برنامه‌ریزی شبکه (فیدر، پست، و ترانسفورماتور)	
[۱۱۶]	آربیتراژ	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه-گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS*	تک هدفه	-	تک مرحله‌ای
[۱۱۷]	آربیتراژ (سطح‌بندی بار) - کاربرد بادی - کاهش گرفتگی - پشتیبان ولتاژ	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه-گذاری و تعمیر و نگهداری - هزینه از دست دادن بادی	تک هدفه	تنظیم *OLTC* کنترل ضریب توان تولید پراکنده	تک مرحله‌ای
[۱۱۸]	آربیتراژ - خرید ذخیره - کاهش گرفتگی - پشتیبان ولتاژ - کاهش تلفات	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه بهره-برداری *ESS* - هزینه تلفات داخلی *ESS*	چند هدفه *(AHP)*	-	تک مرحله‌ای
[۱۱۹]	آربیتراژ - حداقل کردن تلفات - پشتیبان ولتاژ	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه-گذاری *ESS* - هزینه تلفات توان	تک هدفه	-	تک مرحله‌ای
[۵۳, ۱۲۰]	تسطیح بار - کاهش گرفتگی - پشتیبان ولتاژ	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه-گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه تعویض (چرخه عمر) *ESS*	تک هدفه	-	تک مرحله‌ای
[۵۲]	آربیتراژ - کاربرد بادی - حداقل کردن تلفات - کاهش آلودگی	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه بهره-برداری میکروتوربین - هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه تلفات توان - هزینه آلودگی - هزینه از دست دادن بار	تک هدفه	-	تک مرحله‌ای
[۴۳]	آربیتراژ - کاهش گرفتگی - پشتیبان ولتاژ - بهبود قابلیت اطمینان	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه-گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه تعویض (چرخه عمر) *ESS* - هزینه قابلیت اطمینان (انرژی تغذیه نشده) - هزینه انحراف حد ولتاژ - هزینه انحراف حد فلو - هزینه سرمایه‌گذاری خازن	تک هدفه	برنامه‌ریزی خازن - تنظیم *OLTC*	تک مرحله‌ای
[۴۴]	آربیتراژ - کاهش گرفتگی - پشتیبان ولتاژ - بهبود قابلیت اطمینان	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه-گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه تعویض (چرخه عمر) *ESS* - هزینه قابلیت اطمینان (*ENS*) - هزینه انحراف حد ولتاژ - هزینه انحراف حد فلو	تک هدفه	-	تک مرحله‌ای
[۴۵, ۴۶]	آربیتراژ - به تعویق انداختن گسترش شبکه - پشتیبان ولتاژ - کاهش آلودگی - بهبود قابلیت اطمینان	هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه قابلیت اطمینان - هزینه آلودگی	تک هدفه	برنامه‌ریزی تولید پراکنده گسترش شبکه برنامه‌ریزی خازن	چند مرحله‌ای
[۴۷]	آربیتراژ - بهبود قابلیت اطمینان	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه-گذاری *ESS* - هزینه قابلیت اطمینان (*VOLL*[۴۹])	تک هدفه	تقویت و گسترش شبکه (تعویض و افزودن خطوط)	تک مرحله‌ای
[۱۲۱]	آربیتراژ - تولید توان پیک - پشتیبان ولتاژ - کاهش تلفات - به تعویق انداختن گسترش شبکه - کاهش آلودگی	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه-گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه تلفات توان - هزینه گسترش شبکه - هزینه آلودگی - پشتیبان *VAR*	تک هدفه	-	تک مرحله‌ای
[۱۲۲]	آربیتراژ - کاهش آلودگی - بهبود قابلیت اطمینان - به تعویق انداختن گسترش شبکه	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه-گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS* - هزینه تعویض (چرخه عمر) *ESS* - هزینه آلودگی - هزینه قابلیت اطمینان (*ENS*) - به تعویق انداختن گسترش	تک هدفه	-	تک مرحله‌ای
[۱۲۳]	پشتیبان ولتاژ	هزینه سرمایه‌گذاری *ESS* - هزینه انحراف حد ولتاژ	تک هدفه	-	تک مرحله‌ای
[۱۲۴, ۱۲۵]	آربیتراژ	هزینه بهره‌برداری (خرید انرژی) - هزینه سرمایه-گذاری و تعمیر و نگهداری *ESS*	تک هدفه	برنامه‌ریزی تولید پراکنده	تک مرحله‌ای

[۱۲۶]	بهبود قابلیت اطمینان	هزینه سرمایه‌گذاری *ESS* - هزینه قابلیت اطمینان (*MAIFI* و *SAIDI*)	چند هدفه (جبهه پرتو)	قرار دادن سوئیچ	تک مرحله‌ای

جدول (۲): پخش بار، نوع مدل و روش‌های حل [۷]

مرجع	پخش بار		مدل		روش حل		شبکه	مدیریت عدم قطعیت		
	ولتاژ	تلفات	پخش بار متعادل (B) پخش بار نامتعادل (U)	LP NLP	ابتکاری	کلاسیک	اندازه	پارامترهای نامشخص	روش مدیریت عدم قطعیت	نقد و بررسی روش‌ها
[۱۱۲, ۱۲۷]	بله	بله	B	NLP	-	-	۴۰	-	-	یکی از روش‌های پخش بار احتمالاتی، شبیه‌سازی مونت کارلو است؛ که نسبت به سایر روش‌های پخش بار احتمالاتی، دقت بالاتری دارد. شبیه‌سازی مونت کارلو، یک روش عددی است که عموماً برای مدل‌های پیچیده و غیر خطی بکار می‌رود. هنگامی که چندین متغیر تصادفی وجود دارد، این روش می‌تواند استفاده شود. برای محاسبه‌ی توزیع‌های احتمالی متغیرهای تصادفی، به ساده‌سازی معادلات پخش بار غیر خطی اصلی، نیازی ندارد؛ و بر نمونه‌گیری تصادفی تکراری، و تجزیه و تحلیل آماری متکی است. تعداد شبیه‌سازی‌های مورد نیاز، به اندازه‌ی سیستم بستگی ندارد [۱۲۸]. یکی دیگر از روش‌های پخش بار احتمالاتی، روش تخمین نقطه‌ای است؛ که یک روش تقریبی است. روش تخمین نقطه‌ای، با ارقام متغیرهای تصادفی ورودی سروکار دارد، و نیازی به آشنایی کامل در مورد توزیع ندارد. از این روش، معمولا زمانی که تعداد متغیرهای تصادفی کم است، استفاده می‌شود؛ زیرا در غیر این‌صورت، دقت و کارایی لازم را نخواهد داشت [۱۲۸]. استفاده از منطق فازی، در شرایط آشفته که در عدم قطعیت‌ها ابهام وجود دارد؛ و یا در شرایطی که برای متغیرهای دارای عدم قطعیت، اطلاعاتی از گذشته موجود نیست، مناسب است. در این روش، عدم قطعیت از طریق مجموعه‌های فازی با توابع عضویت، به خوبی مدل
[۱۱۳]	بله	بله	B	NLP	GA (یا SQP)	-	۱۷	-	-	
[۱۱۴]	بله	بله	B	NLP	PSO	-	IEEE ۱۵	-	-	
[۸۴]	بله	بله	U	NLP	GA (یا SA)	-	۲۸۱	-	-	
[۳۵]	بله	بله	B	NLP	-	SOCP	IEEE ۳۴	-	-	
[۳۴]	بله	بله	B	NLP	GA	-	IEEE ۳۳	-	-	
[۳۶, ۴۱]	بله	بله	B	NLP	GA	-	۳۳	بار - باد	متوالی - شبیه‌سازی مونت کارلو - پخش بار احتمالی	
[۴۲, ۵۱]	بله	بله	B	NLP	GA	-	۳۳	بار - باد	شبیه‌سازی متوالی مونت کارلو - پخش بار احتمالاتی	
[۸۹, ۱۲۰]	بله	بله	B	NLP	PSO	-	۳۰	-	-	
[۳۷, ۱۳۴]	بله	بله	B	NLP	GA	-	۳۳	بار - باد	متوالی - شبیه‌سازی مونت کارلو - پخش بار احتمالاتی	
[۳۸]	بله	بله	B	NLP	-	SOCP	۲۸۷	-	-	
[۳۹]	بله	بله	B	NLP	PSO	-	۳۰	بار	شبیه‌سازی مونت کارلو - پخش بار احتمالاتی	
[۱, ۴۰]	بله	بله	B	NLP	PSO+TS	-	۲۱	بار - باد	روش تخمین نقطه‌ای - پخش بار احتمالاتی	
[۴۱, ۴۲]	بله	-	B	LP	-	MILP	۲۶	بار - باد	برنامه‌نویسی تصادفی مبتنی بر سناریو	
[۱۱۶]	بله	بله	B	NLP	PSO	-	۳۰	-	-	
[۱۱۷]	بله	بله	B	NLP	-	MINLP	۱۶	-	-	
[۱۱۸]	بله	بله	B	NLP	-	SOCP	IEEE	-	-	

							۳۴			می‌شود [۱۲۹].
[۱۱۹]	بله	بله	B	NLP	Clustering	-	IEEE ۳۴	–	–	در برنامه‌نویسی تصادفی، فرض بر این است که عدم قطعیت‌ها، از مدل‌های احتمالاتی از پیش تعیین‌شده، پیروی می‌کنند؛ و سپس، مسائل تصادفی از طریق نمونه‌گیری، به مسائل قطعی تبدیل می‌شوند [۱۳۰]. در برنامه‌نویسی تصادفی مبتنی بر سناریو، برای مدل‌سازی فرایند داده‌های تصادفی چند متغیره، از مجموعه‌ای از سناریوها (یا وقایع محتمل) و احتمالات مربوطه استفاده می‌شود [۱۳۱]. روش متوالی، یک روش تکراری است که پارامترهای نامشخصِ شرطی را بر روی آرایه‌ای از مقادیر مشاهده شده، تخمین می‌زند [۱۳۲]. رویکرد مدل‌سازی برنامه‌نویسی شانس محدود، با محدود کردن ناحیه‌ی جواب ممکن برای یک متغیر تصادفی، سعی دارد که سطح اطمینان راه‌حل را بزرگ‌تر یا برابر با یک مقدار تنظیم‌شده کند [۱۳۳].
[۵۳, ۱۲۵]	بله	بله	B	NLP	-	SOCP	IEEE ۱۳	بار - منابع انرژی تجدیدپذیر	برنامه‌نویسی غیر پارامتری شانس محدود	
[۵۲]	بله	بله	B	NLP	DE	-	IEEE ۱۵	بار – باد - منابع انرژی تجدیدپذیر	شبیه‌سازی مونت کارلو - برنامه‌نویسی شانس محدود	
[۴۳, ۱۳۵]	بله	بله	B	NLP	PSO+TS	-	۲۱	بار – باد - منابع انرژی تجدیدپذیر	روش تخمین نقطه‌ای - پخش بار احتمالاتی	
[۴۴, ۱۱۵]	بله	بله	B	NLP	SA+GA	-	۲۱	بار – باد - مشخصات باتری	منطق فازی - پخش بار احتمالاتی - تحلیل عاملی	
[۴۵, ۴۶]	بله	بله	B	LP	-	MILP	IEEE ۴۱	بار – باد - واحدهای فتوولتائیک	برنامه‌نویسی تصادفی	
[۴۷]	بله	بله	B	LP	-	MILP	۱۸	–	–	
[۱۲۱, ۱۳۶]	بله	بله	B	NLP	GA	-	۳۳	واحدهای فتوولتائیک	–	
[۱۲۲]	بله	بله	B	NLP	ISPO	-	IEEE ۳۳	–	–	
[۱۲۳]	بله	خیر	B	NLP	GA	-	IEEE ۸۵۰۰	–	–	
[۱۲۴]	بله	بله	B	NLP	PSO	-	۳۰	–	–	
[۱۲۶]	بله	بله	B	NLP	NSGA II	-	۹۴	–	–	

جدول (۳): جزئیات تکنولوژی‌ها و مدل‌سازی ESS [۷]

مرجع	تکنولوژی ESS		انتخاب تکنولوژی	چرخه عمر (باتری)	توان راکتیو ESS
	ESS عمومی	باتری			
[۱۱۲, ۱۳۴]	–	[50]L-A, [51]VRLA, [52]Na-S, [53]Zn-Br, [54]VRB	بله	بله	–
[۱۱۳]	–	General (Li-ion[55])	-	–	بله
[۱۱۴]	–	L-A and Li-ion	بله	بله	–
[۸۴]	–	General	–	–	–
[۳۵]	بله	-	-	–	بله
[۳۴]	_	General	–	بله	–
[۳۶]	_	L-A, Na-S, VR	بله	بله	–
[۵۱]	_	L-A, Na-S, VR	بله	بله	–
[۸۹]	بله	_	–	–	–
[۳۷]	–	L-A, Na-S, VR	بله	بله	–
[۳۸]	بله	-	-	–	بله
[۳۹]	بله	-	–	–	–
[۴۰]	–	General	-	بله	بله
[۴۱, ۴۲]	بله	-	–	–	–
[۱۱۶]	بله	-	–	–	–

[۱۱۷]	بله	-	-	-	بله
[۱۱۸]	بله	-	-	-	بله
[۱۱۹]	بله	-	-	-	بله
[۵۳]	-	General (Li-ion)	-	بله	بله
[۵۲]	-	L-A, Zn-Br	بله	بله	-
[۴۳]	-	General	-	بله	بله
[۴۴]	-	L-A, ZEBRA[56], Na-S, Zn-Br, VRFB, Ni-Cd[57], Li-ion	بله	بله	-
[۴۵, ۴۶]	بله	-	-	-	-
[۴۷]	بله	-	-	-	-
[۱۲۱]	-	General (Li-ion)	-	-	بله
[۱۲۲]	-	General (Na-s)	-	بله	-
[۱۲۳]	-	General	-	-	-
[۱۲۴]	بله	-	-	-	بله
[۱۲۶]	-	General (Li-ion)	-	-	-

مراجع

[1] P. M. de Quevedo, G. Muñoz-Delgado, and J. J. I. T. o. S. G. Contreras, "Impact of electric vehicles on the expansion planning of distribution systems considering renewable energy, storage, and charging stations," vol. 10, pp. 794-804, 2017.

[۲] م. قلی‌نیا, م. صفدری و س. حسن‌پور, "طرح روشی نوین در برنامه‌ریزی بهینه کوتاه مدت ریزشبکه", مجله انجمن مهندسی برق و الکترونیک ایران, vol. 15, pp. 25-33, 2018.

[3] M. R. Sheibani, G. R. Yousefi, M. A. Latify, and S. H. J. I. R. P. G. Dolatabadi, "Energy storage system expansion planning in power systems: a review," vol. 12, pp. 1203-1221, 2018.

[۴] س. سلمانی و ش. جدید, "بهره‌برداری بهینه شبکه توزیع هوشمند در حضور منابع انرژی پراکنده", مجله انجمن مهندسین برق و الکترونیک ایران, vol. 13, pp. 1-10, 2016.

[5] R. Dufo-López, J. L. J. E. C. Bernal-Agustín, and Management, "Techno-economic analysis of grid-connected battery storage," vol. 91, pp. 394-404, 2015.

[6] X. Yan, X. Zhang, H. Chen, Y. Xu, C. J. E. c. Tan, and management, "Techno-economic and social analysis of energy storage for commercial buildings," vol. 78, pp. 125-136, 2014.

[7] H. Saboori, R. Hemmati, S. M. S. Ghiasi, S. J. R. Dehghan, and s. e. reviews, "Energy storage planning in electric power distribution networks–A state-of-the-art review," vol. 79, pp. 1108-1121, 2017.

[8] J. Haas, F. Cebulla, K. Cao, W. Nowak, R. Palma-Behnke, C. Rahmann, et al., "Challenges and trends of energy storage expansion planning for flexibility provision in low-carbon power systems–a review," vol. 80, pp. 603-619, 2017.

[9] R. Adib, H. Murdock, F. Appavou, A. Brown, B. Epp, A. Leidreiter, et al., "Renewables 2015 global status report," vol. 162, 2015.

[10] L. Xie, P. M. Carvalho, L. A. Ferreira, J. Liu, B. H. Krogh, N. Popli, et al., "Wind integration in power systems: Operational challenges and possible solutions," vol. 99, pp. 214-232, 2010.

[11] O. P. A. T. F. BUDGETS, "NORTH AMERICAN ELECTRIC) RELIABILITY CORPORATION)," 2010.

[12] J. Cochran, M. Miller, O. Zinaman, M. Milligan, D. Arent, B. Palmintier, et al., "Flexibility in 21st century power systems," National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States)2014.

[13] E. Lannoye, D. Flynn, and M. O'Malley, "The role of power system flexibility in generation planning," in 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011, pp. 1-6.

[14] D. Lew, G. Brinkman, N. Kumar, S. Lefton, G. Jordan, S. J. I. P. Venkataraman, et al., "Finding flexibility: Cycling the conventional fleet," vol. 11, pp. 20-32, 2013.

[15] M. Ayotamuno, R. Kogbara, S. Ogaji, and S. J. A. E. Probert, "Petroleum contaminated ground-water: Remediation using activated carbon," vol. 83, pp. 1258-1264, 2006.

[16] D. Böttger, M. Götz, N. Lehr, H. Kondziella, and T. J. E. P. Bruckner, "Potential of the power-to-heat technology in district heating grids in Germany," vol. 46, pp. 246-253, 2014.

[17] I. E. E. EIE, H. Auer, C. Obersteiner, L. Weissensteiner, and G. J. U. Resch, "Guiding a least cost grid integration of RES-electricity in an extended Europe," 2005.

[18] D. J. Swider, A. Voß, E. Doruk Oezdemir, L. Eltrop, R. Barth, C. Weber, et al., "Guiding a least cost grid integration of res-electricity in an extended Europe. Case studies on conditions and costs for RES-E grid integration. Deliverable D9," 2006.

[19] A. Buttler, F. Dinkel, S. Franz, and H. J. E. Spliethoff, "Variability of wind and solar power–An assessment of the current situation in the European Union based on the year 2014," vol. 106, pp. 147-161, 2016.

[20] J. Bertsch, C. Growitsch, S. Lorenczik, and S. J. E. E. Nagl, "Flexibility in Europe's power sector—An additional requirement or an automatic complement?," vol. 53, pp. 118-131, 2016.

[21] F. Rahman, S. Rehman, M. A. J. R. Abdul-Majeed, and S. E. Reviews, "Overview of energy storage systems for storing electricity from renewable energy sources in Saudi Arabia," vol. 16, pp. 274-283, 2012.

[22] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, and C. N. J. A. e. Rasmussen, "Review of energy storage system for wind power integration support," vol. 137, pp. 545-553, 2015.
[23] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenberglabe, and W. Rosehart, "Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: an updated review. Energy Sustain. Dev.(2010)," ed.
[24] H. J. E. s. s.-C. Ibrahim and comporisons, "A. llinca, and J. Perron," pp. 1221-1250, 2008.
[25] M. Y. Suberu, M. W. Mustafa, N. J. R. Bashir, and S. E. Reviews, "Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency," vol. 35, pp. 499-514, 2014.
[26] S. Dehghan, N. Amjady, and A. J. I. T. o. P. S. Kazemi, "Two-stage robust generation expansion planning: a mixed integer linear programming model," vol. 29, pp. 584-597, 2013.
[27] R. Fang and D. J. I. P. E. R. Hill, "A new strategy for transmission expansion in competitive electricity markets," vol. 22, pp. 60-60, 2002.
[28] G. Latorre, R. D. Cruz, J. M. Areiza, and A. J. I. T. o. P. S. Villegas, "Classification of publications and models on transmission expansion planning," vol. 18, pp. 938-946, 2003.
[29] J. Aghaei, N. Amjady, A. Baharvandi, and M.-A. J. I. T. o. P. S. Akbari, "Generation and transmission expansion planning: MILP–based probabilistic model," vol. 29, pp. 1592-1601, 2014.
[30] D. M. Nicol, W. H. Sanders, K. S. J. I. T. o. d. Trivedi, and s. computing, "Model-based evaluation: from dependability to security," vol. 1, pp. 48-65, 2004.
[31] R. Hemmati and H. J. J. o. a. r. Saboori, "Short-term bulk energy storage system scheduling for load leveling in unit commitment: modeling, optimization, and sensitivity analysis," vol. 7, pp. 360-372, 2016.
[32] Y. Bao, Y. Luo, W. Zhang, M. Huang, L. Y. Wang, and J. J. E. Jiang, "A bi-level optimization approach to charging load regulation of electric vehicle fast charging stations based on a battery energy storage system," vol. 11, p. 229, 2018.
[33] H. Ding, Z. Hu, and Y. J. A. E. Song, "Value of the energy storage system in an electric bus fast charging station," vol. 157, pp. 630-639, 2015.
[34] B. Lv and W. J. E. L. Yan, "Coordinated planning model of BESS and controllable switches in distribution," vol. 50, pp. 1479-1480, 2014.
[35] M. Nick, R. Cherkaoui, and M. J. I. T. o. P. S. Paolone, "Optimal allocation of dispersed energy storage systems in active distribution networks for energy balance and grid support," vol. 29, pp. 2300-2310, 2014.
[36] A. S. Awad, T. H. El-Fouly, and M. M. J. I. T. o. S. G. Salama, "Optimal ESS allocation and load shedding for improving distribution system reliability," vol. 5, pp. 2339-2349, 2014.
[37] A. S. Awad, T. H. El-Fouly, and M. M. J. I. T. o. S. G. Salama, "Optimal ESS allocation for benefit maximization in distribution networks," vol. 8, pp. 1668-1678, 2015.
[38] M. Nick, R. Cherkaoui, M. J. I. J. o. E. P. Paolone, and E. Systems, "Optimal siting and sizing of distributed energy storage systems via alternating direction method of multipliers," vol. 72, pp. 33-39, 2015.
[39] H. Saboori, R. Hemmati, and M. A. J. E. Jirdehi, "Reliability improvement in radial electrical distribution network by optimal planning of energy storage systems," vol. 93, pp. 2299-2312, 2015.
[40] M. Sedghi, A. Ahmadian, and M. J. I. T. o. P. S. Aliakbar-Golkar, "Optimal storage planning in active distribution network considering uncertainty of wind power distributed generation," vol. 31, pp. 304-316, 2015.
[41] M. Asensio, P. M. de Quevedo, G. Muñoz-Delgado, and J. J. I. T. o. S. G. Contreras, "Joint distribution network and renewable energy expansion planning considering demand response and energy storage—Part I: Stochastic programming model," vol. 9, pp. 655-666, 2016.
[42] M. Asensio, P. M. de Quevedo, G. Muñoz-Delgado, and J. J. I. T. o. S. G. Contreras, "Joint distribution network and renewable energy expansion planning considering demand response and energy storage—part II: numerical results," vol. 9, pp. 667-675, 2016.
[43] A. Ahmadian, M. Sedghi, M. Aliakbar-Golkar, A. Elkamel, and M. J. E. Fowler, "Optimal probabilistic based storage planning in tap-changer equipped distribution network including PEVs, capacitor banks and WDGs: A case study for Iran," vol. 112, pp. 984-997, 2016.
[44] M. Daghi, M. Sedghi, A. Ahmadian, and M. J. A. e. Aliakbar-Golkar, "Factor analysis based optimal storage planning in active distribution network considering different battery technologies," vol. 183, pp. 456-469, 2016.
[45] S. F. Santos, D. Z. Fitiwi, M. Shafie-Khah, A. W. Bizuayehu, C. M. Cabrita, and J. P. J. I. T. o. S. E. Catalão, "New multistage and stochastic mathematical model for maximizing RES hosting capacity—Part I: Problem formulation," vol. 8, pp. 304-319, 2016.
[46] S. F. Santos, D. Z. Fitiwi, M. Shafie-Khah, A. W. Bizuayehu, C. M. Cabrita, and J. P. J. I. T. o. S. E. Catalão, "New multi-stage and stochastic mathematical model for maximizing RES hosting capacity—Part II: Numerical results," vol. 8, pp. 320-330, 2016.
[47] X. Shen, M. Shahidehpour, Y. Han, S. Zhu, and J. J. I. T. o. S. E. Zheng, "Expansion planning of active distribution networks with centralized and distributed energy storage systems," vol. 8, pp. 126-134, 2016.
[48] Y. P. Gusev and P. Subbotin, "Using Battery Energy Storage Systems for Load Balancing and Reactive Power Compensation in Distribution Grids," in 2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2019, pp. 1-5.
[49] N. V. Savina and A. A. Kazakul, "Method of optimal reactive power compensation in distribution company networks under uncertainty " IGEU Bulletin, pp. 1–6, 2010.
[50] H. Saboori and H. Abdi, "Application of a grid scale energy storage system to reduce distribution network losses," in 18th electric power distribution conference, 2013, pp. 1-5.
[51] A. S. Awad, T. H. El-Fouly, and M. M. J. I. T. o. P. s. Salama, "Optimal ESS allocation for load management application," vol. 30, pp. 327-336, 2014.
[52] Y. Zhang, Z. Y. Dong, F. Luo, Y. Zheng, K. Meng, and K. P. J. I. R. P. G. Wong, "Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration," vol. 10, pp. 1105-1113, 2016.
[53] H. Hossein and M.-R. Hamed, "Energy storage planning in active distribution grids: a chance-constrained optimization with non-parametric probability functions," 2016.

[54] M. Sterner and I. Stadler, "Energy Storage–demand, technologies, integration," 2016.
[55] H. Mehrjerdi, R. J. S. E. T. Hemmati, and Assessments, "Wind-hydrogen storage in distribution network expansion planning considering investment deferral and uncertainty," vol. 39, p. 100687, 2020.
[56] B. V. Mathiesen and H. J. I. R. P. G. Lund, "Comparative analyses of seven technologies to facilitate the integration of fluctuating renewable energy sources," vol. 3, pp. 190-204, 2009.
[57] H. Lund and W. J. E. p. Kempton, "Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G," vol. 36, pp. 3578-3587, 2008.
[58] H. S. de Boer, L. Grond, H. Moll, and R. J. E. Benders, "The application of power-to-gas, pumped hydro storage and compressed air energy storage in an electricity system at different wind power penetration levels," vol. 72, pp. 360-370, 2014.
[59] C. Stephen and M. J. I. T. S. E. Pierluigi, "Integrated Electrical and Gas Network Flexibility-Assessment in Low-Carbon Multi-Energy SystemsNo Title," vol. 7, pp. 718-731, 2016.
[60] S. Clegg and P. Mancarella, "Storing renewables in the gas network: modelling of powerto-gas seasonal storage flexibility in low-carbon power systems. IET Gener Transm Distrib 2016; 10: 566–75," ed, 2015.
[61] J. Toyoda and M. J. T. t. o. t. I. o. E. E. o. J. B. Kohno, "Coordinative planning of energy storage system in optimal generation mix," vol. 106, pp. 279-285, 1986.
[62] J. Kaldellis and D. J. E. Zafirakis, "Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency," vol. 32, pp. 2295-2305, 2007.
[63] J. Koomey, A. H. Rosenfeld, and A. J. E. P. Gadgil, "Conservation screening curves to compare efficiency investments to power plants," vol. 18, pp. 774-782, 1990.
[64] B. Steffen and C. J. E. E. Weber, "Efficient storage capacity in power systems with thermal and renewable generation," vol. 36, pp. 556-567, 2013.
[65] M. Shahidehpour, Y. Fu, and T. J. P. o. t. I. Wiedman, "Impact of natural gas infrastructure on electric power systems," vol. 93, pp. 1042-1056, 2005.
[66] A. P. Sanghvi and I. H. J. I. T. o. P. S. Shavel, "Investment planning for hydro-thermal power system expansion: Stochastic programming employing the Dantzig-Wolfe decomposition principle," vol. 1, pp. 115-121, 1986.
[67] M. Kandil, S. Farghal, and N. Hasanin, "Economic assessment of energy storage options in generation expansion planning," in IEE Proceedings C-Generation, Transmission and Distribution, 1990, pp. 298-306.
[68] T. Das, V. Krishnan, and J. D. J. A. E. McCalley, "Assessing the benefits and economics of bulk energy storage technologies in the power grid," vol. 139, pp. 104-118, 2015.
[69] M. Haller, S. Ludig, and N. J. E. p. Bauer, "Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system: Considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation," vol. 47, pp. 282-290, 2012.
[70] N. Sun, "Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes: Kraftwerkseinsatzplanung und-investitionen," 2013.
[71] R. Palma-Behnke, C. Benavides, F. Lanas, B. Severino, L. Reyes, J. Llanos, et al., "A microgrid energy management system based on the rolling horizon strategy," vol. 4, pp. 996-1006, 2013.
[72] C. D. McAllister and S. M. J. T. E. E. Ryan, "Relative risk characteristics of rolling horizon hedging heuristics for capacity expansion," vol. 45, pp. 115-128, 2000.
[73] "Laux H, Gillenkirch RM, Schenk-Mathes HY. Entscheidungstheorie. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg; 2014. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-55258-8.."
[74] X. Han, T. Ji, Z. Zhao, and H. J. R. E. Zhang, "Economic evaluation of batteries planning in energy storage power stations for load shifting," vol. 78, pp. 643-647, 2015.
[75] B. Gorenstin, N. Campodonico, J. Costa, and M. J. I. t. o. p. s. Pereira, "Power system expansion planning under uncertainty," vol. 8, pp. 129-136, 1993.
[76] C. J. M. p. Sagastizábal, "Divide to conquer: decomposition methods for energy optimization," vol. 134, pp. 187-222, 2012.
[77] S. W. Wallace, S.-E. J. H. i. o. r. Fleten, and m. science, "Stochastic programming models in energy," vol. 10, pp. 637-677, 2003.
[78] Y. Kitapbayev, J. Moriarty, and P. J. A. E. Mancarella, "Stochastic control and real options valuation of thermal storage-enabled demand response from flexible district energy systems," vol. 137, pp. 823-831, 2015.
[79] P. D. Brown, J. P. Lopes, and M. A. J. I. T. o. P. s. Matos, "Optimization of pumped storage capacity in an isolated power system with large renewable penetration," vol. 23, pp. 523-531, 2008.
[80] P. Meibom, R. Barth, B. Hasche, H. Brand, C. Weber, and M. J. I. T. o. P. S. O'Malley, "Stochastic optimization model to study the operational impacts of high wind penetrations in Ireland," vol. 26, pp. 1367-1379, 2010.
[81] R. Mena, M. Hennebel, Y.-F. Li, C. Ruiz, E. J. R. Zio, and S. E. Reviews, "A risk-based simulation and multi-objective optimization framework for the integration of distributed renewable generation and storage," vol. 37, pp. 778-793, 2014.
[82] B. Ummels, E. Pelgrum, and W. J. I. R. P. G. Kling, "Integration of large-scale wind power and use of energy storage in the Netherlands' electricity supply," vol. 2, pp. 34-46, 2008.
[83] A. Arabali, M. Ghofrani, M. Etezadi-Amoli, and M. S. J. I. T. o. S. E. Fadali, "Stochastic performance assessment and sizing for a hybrid power system of solar/wind/energy storage," vol. 5, pp. 363-371, 2013.
[84] A. Crossland, D. Jones, N. J. I. J. o. E. P. Wade, and E. Systems, "Planning the location and rating of distributed energy storage in LV networks using a genetic algorithm with simulated annealing," vol. 59, pp. 103-110, 2014.
[85] R. L. Sullivan, "Power system planning," 1977.
[86] M. V. Pereira and L. M. J. M. p. Pinto, "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning," vol. 52, pp. 359-375, 1991.
[87] K. Y. Lee and M. A. El-Sharkawi, Modern heuristic optimization techniques: theory and applications to power systems vol. 39: John Wiley & Sons, 2008.
[88] C. Bussar, M. Moos, R. Alvarez, P. Wolf, T. Thien, H. Chen, et al., "Optimal allocation and capacity of energy storage systems in a future European power system with 100% renewable energy generation," vol. 46, pp. 40-47, 2014.
[89] H. Saboori, R. Hemmati, V. J. E. c. Abbasi, and management, "Multistage distribution network expansion planning considering the emerging energy storage systems," vol. 105, pp. 938-945, 2015.

International Conference and Exhibition on Electricity Distribution–CIRED, Frankfurt, Germany, 2011, pp. 6-9.
[109] C. Batlle and P. J. I. t. o. p. s. Rodilla, "An enhanced screening curves method for considering thermal cycling operation costs in generation expansion planning," vol. 28, pp. 3683-3691, 2013.
[110] S. Weitemeyer, D. Kleinhans, T. Vogt, and C. J. R. E. Agert, "Integration of Renewable Energy Sources in future power systems: The role of storage," vol. 75, pp. 14-20, 2015.
[111] A. Pina, C. A. Silva, and P. J. A. E. Ferrão, "High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables," vol. 112, pp. 215-223, 2013.
[112] Y. M. Atwa and E. J. I. T. o. P. S. El-Saadany, "Optimal allocation of ESS in distribution systems with a high penetration of wind energy," vol. 25, pp. 1815-1822, 2010.
[113] G. Carpinelli, G. Celli, S. Mocci, F. Mottola, F. Pilo, and D. J. I. T. o. s. g. Proto, "Optimal integration of distributed energy storage devices in smart grids," vol. 4, pp. 985-995, 2013.
[114] Y. Zheng, Z. Y. Dong, F. J. Luo, K. Meng, J. Qiu, and K. P. J. I. T. o. P. S. Wong, "Optimal allocation of energy storage system for risk mitigation of DISCOs with high renewable penetrations," vol. 29, pp. 212-220, 2013.
[115] N. Nguyen-Hong, H. Nguyen-Duc, and Y. NAKANIsHI, "Joint Optimization of Energy Storage and Wind Power Generation for an Islanded system," in 2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2018, pp. 809-813.
[116] H. Saboori, R. J. J. o. R. Hemmati, and S. Energy, "Optimal management and planning of storage systems based on particle swarm optimization technique," vol. 8, p. 024105, 2016.
[117] S. W. Alnaser and L. F. J. I. T. o. P. S. Ochoa, "Optimal sizing and control of energy storage in wind power-rich distribution networks," vol. 31, pp. 2004-2013, 2015.
[118] M. Qin, K. W. Chan, C. Y. Chung, X. Luo, T. J. I. G. Wu, Transmission, and Distribution, "Optimal planning and operation of energy storage systems in radial networks for wind power integration with reserve support," vol. 10, pp. 2019-2025, 2016.
[119] A. Giannitrapani, S. Paoletti, A. Vicino, and D. J. I. T. o. S. G. Zarrilli, "Optimal allocation of energy storage systems for voltage control in LV distribution networks," vol. 8, pp. 2859-2870, 2016.
[120] X. Wu and Y. J. I. A. Jiang, "Source-network-storage joint planning considering energy storage systems and wind power integration," vol. 7, pp. 137330-137343, 2019.
[121] J. Sardi, N. Mithulananthan, M. Gallagher, and D. Q. J. A. e. Hung, "Multiple community energy storage planning in distribution networks using a cost-benefit analysis," vol. 190, pp. 453-463, 2017.
[122] W. Liu, S. Niu, H. J. J. o. M. P. S. Xu, and C. Energy, "Optimal planning of battery energy storage considering reliability benefit and operation strategy in active distribution system," vol. 5, pp. 177-186, 2017.
[123] O. Babacan, W. Torre, and J. J. S. E. Kleissl, "Siting and sizing of distributed energy storage to mitigate voltage impact by solar PV in distribution systems," vol. 146, pp. 199-208, 2017.
[124] H. Saboori, R. J. R. Hemmati, and S. E. Reviews, "Maximizing DISCO profit in active distribution
[90] T. K. Brekken, A. Yokochi, A. Von Jouanne, Z. Z. Yen, H. M. Hapke, and D. A. J. I. T. o. S. E. Halamay, "Optimal energy storage sizing and control for wind power applications," vol. 2, pp. 69-77, 2010.
[91] R. Viveka, S. Kalyani, and P. J. I. J. E. E. R. T. Devie, "Optimal planning of energy storage systems in transmission networks using evolutionary algorithm," vol. 3, pp. 83-97, 2015.
[92] J. P. Barton and D. G. J. I. t. o. e. c. Infield, "Energy storage and its use with intermittent renewable energy," vol. 19, pp. 441-448, 2004.
[93] E. Hajipour, M. Bozorg, and M. J. I. t. o. s. e. Fotuhi-Firuzabad, "Stochastic capacity expansion planning of remote microgrids with wind farms and energy storage," vol. 6, pp. 491-498, 2015.
[94] W.-P. J. E. P. Schill, "Residual load, renewable surplus generation and storage requirements in Germany," vol. 73, pp. 65-79, 2014.
[95] A. Zerrahn and W.-P. Schill, "A greenfield model to evaluate long-run power storage requirements for high shares of renewables," 2015.
[96] J. A. Bloom, L. J. I. T. o. P. A. Charny, and Systems, "Long range generation planning with limited energy and storage plants part i: Production costing," pp. 2861-2870, 1983.
[97] J. Kiviluoma and P. J. E. Meibom, "Influence of wind power, plug-in electric vehicles, and heat storages on power system investments," vol. 35, pp. 1244-1255, 2010.
[98] D. J. J. I. t. o. e. c. Swider, "Compressed air energy storage in an electricity system with significant wind power generation," vol. 22, pp. 95-102, 2007.
[99] C. Suazo-Martínez, E. Pereira-Bonvallet, and R. J. E. Palma-Behnke, "A simulation framework for optimal energy storage sizing," vol. 7, pp. 3033-3055, 2014.
[100] N. Zhang, C. Kang, D. S. Kirschen, Q. Xia, W. Xi, J. Huang, et al., "Planning pumped storage capacity for wind power integration," vol. 4, pp. 393-401, 2012.
[101] K. Rajesh, K. Karthikeyan, S. Kannan, C. J. R. Thangaraj, and S. E. Reviews, "Generation expansion planning based on solar plants with storage," vol. 57, pp. 953-964, 2016.
[102] K. Dvijotham, S. Backhaus, and M. J. a. p. a. Chertkov, "Operations-based planning for placement and sizing of energy storage in a grid with a high penetration of renewables," 2011.
[103] R. L. Fares and J. P. J. E. T. Meyers, "Economic operational planning of grid-connected battery energy storage," vol. 45, p. 1, 2013.
[104] O. Wollersheim and A. J. P. M. Gutsch, "Transparenz ist gefragt (Transparency is required)," vol. 2, pp. 53-7, 2015.
[105] T. Oshima, M. Kajita, and A. J. I. J. o. A. C. T. Okuno, "Development of sodium- sulfur batteries," vol. 1, pp. 269-276, 2004.
[106] E. C. Finardi, E. L. d. Silva, C. J. C. Sagastizábal, and a. mathematics, "Solving the unit commitment problem of hydropower plants via Lagrangian relaxation and sequential quadratic programming," vol. 24, pp. 317-342, 2005.
[107] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. J. P. i. n. s. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," vol. 19, pp. 291-312, 2009.
[108] F. Geth, J. Tant, D. Six, P. Tant, T. De Rybel, and J. Driesen, "Techno-economical and life expectancy modeling of battery energy storage systems," in 21st

networks by optimal planning of energy storage systems and distributed generators," vol. 71, pp. 365-372, 2017.
[125] H. Nemati, M. A. Latify, and G. R. J. I. S. J. Yousefi, "Optimal coordinated expansion planning of transmission and electrical energy storage systems under physical intentional attacks," vol. 14, pp. 793-802, 2019.
[126] A. V. Pombo, J. Murta-Pina, and V. F. J. E. P. S. R. Pires, "Multiobjective formulation of the integration of storage systems within distribution networks for improving reliability," vol. 148, pp. 87-96, 2017.
[127] R. Ahmadiahangar, A. Baharvandi, A. Rosin, T. Häring, E. Azizi, T. Korõtko, et al., "Energy Storage Expansion Planning In Microgrid," in 2020 IEEE 14th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG), 2020, pp. 433-437.
[128] B. R. Prusty, D. J. R. Jena, and S. E. Reviews, "A critical review on probabilistic load flow studies in uncertainty constrained power systems with photovoltaic generation and a new approach," vol. 69, pp. 1286-1302, 2017.
[129] Y. Li, J. Chen, L. J. I. T. o. K. Feng, and D. Engineering, "Dealing with uncertainty: A survey of theories and practices," vol. 25, pp. 2463-2482, 2012.
[130] Z. Lu, X. Xu, Z. J. I. J. o. E. P. Yan, and E. Systems, "Data-driven stochastic programming for energy storage system planning in high PV-penetrated distribution network," vol. 123, p. 106326, 2020.
[131] N. M. Razali and A. Hashim, "Backward reduction application for minimizing wind power scenarios in stochastic programming," in 2010 4th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2010, pp. 430-434.
[132] K. Abbaspour, M. T. Van Genuchten, R. Schulin, and E. J. W. R. R. Schläppi, "A sequential uncertainty domain inverse procedure for estimating subsurface flow and transport parameters," vol. 33, pp. 1879-1892, 1997.
[133] B. Odetayo, M. Kazemi, J. MacCormack, W. D. Rosehart, H. Zareipour, and A. R. J. I. T. o. P. S. Seifi, "A chance constrained programming approach to the integrated planning of electric power generation, natural gas network and storage," vol. 33, pp. 6883-6893, 2018.
[134] H. Saber, H. Heidarabadi, M. Moeini-Aghtaie, H. Farzin, and M. R. J. I. T. o. S. E. Karimi, "Expansion planning studies of independent-locally operated battery energy storage systems (BESSs): a CVaR-based study," vol. 11, pp. 2109-2118, 2019.
[135] C. A. Sima, M. O. Popescu, C. L. Popescu, and V. Dumbrava, "Storage integration for optimal grid support," in 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe), 2020, pp. 1-6.
[136] I. Alsaidan, W. Gao, and A. Khodaei, "Distribution network expansion through optimally sized and placed distributed energy storage," in 2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2018, pp. 1-5.

زیرنویس‌ها

[1] Energy Storage System
[2] Arbitrage
[3] Storage Expansion Planning
[4] Variable renewable energy system
[5] Generation Expansion Planning
[6] Congestion management
[7] Battery energy storage system
[8] Energy Not Served
[9] Expected Energy Not Served
[10] On-Load Tap Changer
[11] Mixed Integer Linear Programming
[12] Meta-heuristic
[13] MonteCarlo methods
[14] Chance-constrained programming
[15] Fuzzy logic
[16] Stochastic programming
[17] Factor analysis method
[18] Flywheels
[19] Capacitors
[20] Concentrated solar power plants
[21] Compressed air energy systems
[22] Water reservoirs
[23] Hydrogen
[24] Pumped hydro storage
[25] Photovoltaic
[26] Electric vehicles
[27] Depth of discharge
[28] Fuel cells
[29] Power-to-Gas
[30] Electrolyzers
[31] Gas turbines
[32] Loss of load probability
[33] Loss of load expectation
[34] Rational
[35] Deterministic
[36] Simplex
[37] Interior Point
[38] Branch and Bound
[39] Benders
[40] Danzig-Wolfe
[41] Tabu
[42] Unit Commitment
[43] Run-of-river power plants
[44] Wide-spread expansion software
[45] Chronology
[46] Ramping
[47] Load following
[48] Load shedding
[49] Value of Loss Load ارزش بار از دست رفته
[50] Lead-acid (L-A)
[51] Value regulated lead-acid battery (VRLA)
[52] Sodium-sulfur (Na-S)
[53] Zinc-bromine (Zn-Br)
[54] Vanadium redox flow (VRFB or VRB)
[55] Lithium-ion (Li-ion)
[56] Sodiumnickel- chloride (NaNiCl2 or ZEBRA)
[57] Nickel-cadmium (Ni-Cd)