



پیشنهاد برنامه حمایتی از سرمایه گذاران خرد به منظور نصب باتری در سطح شبکه های توزیع برق

مدیر پروژه: نیکی مسلمی
مجری پروژه: علیرضا شیخی فینی



پیشنهاد برنامه حمایتی از سرمایه‌گذاران خرد به منظور نصب باتری در سطح شبکه‌های توزیع برق

مدیر پروژه:

نیکی مسلمی

همکاران پروژه:

مصطفی کاظمی، حبیب‌اله رؤفی، محمدرضا شیبانی

مجری:

علیرضا شیخی فینی

کد گزارش NRI-ER-962-PPUSPN02-00-F

DOI: 10.30503/nripress.2020.322

ایران. وزارت نیرو. پژوهشگاه نیرو. گروه پژوهشی برنامه‌ریزی و بهره‌برداری در سیستم‌های قدرت
پیشنهاد برنامه حمایتی از سرمایه‌گذاران خرد به منظور نصب باتری در سطح شبکه‌های توزیع
برق/ مدیر پروژه: مسلمی، نیکی. ویراستار: نازنین محمدی‌نام. کارفرما: پژوهشگاه نیرو، ۱۴۰۰.
۱۶۵ص: مصور، نمودار، جدول

۱. کاظمی، مصطفی، همکار پروژه. ۲. رئوفی، حبیب‌الله، همکار پروژه. ۳. شیبانی،
محمدرضا، همکار پروژه. ۴. شیخی فینی، علیرضا، مجری.



انتشارات پژوهشگاه نیرو

گروه پژوهشی برنامه‌ریزی و بهره‌برداری در سیستم‌های قدرت

کلیه حقوق قانونی این اثر متعلق به پژوهشگاه نیرو است.

نشانی: تهران، شهرک غرب، انتهای بلوار شهیددادمان، پژوهشگاه نیرو، کدپستی: ۱۴۶۸۶۱۳۱۱۳

تلفن: ۸۸۰۷۹۴۰۱-۹

نمابر: ۸۸۰۷۸۲۹۶

وبگاه: www.nri.ac.irپست الکترونیک انتشارات: publications@nri.ac.ir

فرم تعهدنامه اصالت اثر

اینجانب نیکی مسلمی متعهد می‌شوم که مطالب مندرج در این گزارش حاصل کار پژوهشی اینجانب و همکاران به شرح زیر است و به دستاوردهای پژوهشی دیگران که در این پژوهش از آن استفاده شده است، مطابق مقررات ارجاع و در فهرست منابع و مآخذ ذکر گردیده است.

کلیه حقوق مادی و معنوی این اثر متعلق به پژوهشگاه نیرو است.

همکاران :

۱. مصطفی کاظمی

۲. حبیب‌اله رؤفی

۳. محمدرضا شیبانی

پیشگفتار

قابلیت تحویل گرفتن و تحویل دادن انرژی الکتریکی توسط باتری‌ها، آن‌ها را به عناصری منحصر به فرد تبدیل کرده است. این خصوصیت، تأثیر بسیار زیادی در انعطاف‌پذیری و کنترل‌پذیری سیستم قدرت دارد. بنابراین باتری‌ها می‌توانند عناصر جذابی برای به‌کارگیری در سیستم قدرت باشند و قابلیت ارائه خدمات مختلف در قسمت‌های مختلف سیستم را دارند.

با وجود قابلیت‌های مختلف باتری‌ها، موانعی نیز برای سرمایه‌گذاری در این تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی وجود دارد که سرمایه‌گذاران انرژی را از به‌کارگیری از باتری‌ها در سیستم قدرت منصرف می‌کند. به همین دلیل دخالت‌های رگولاتوری و دخالت سیاست‌گذاران در موضوع توسعه ذخیره‌سازهای انرژی از جمله باتری‌ها لازم به نظر می‌رسد.

در این پروژه، به پیشنهاد برنامه حمایتی از سرمایه‌گذاران خرد به منظور نصب باتری در سطح شبکه‌های توزیع برق پرداخته می‌شود. به این منظور، مطالعات لازم در این پروژه برای دستیابی به هدف اصلی آن در سه مرحله تقسیم‌بندی شده است. در مرحله اول، باید تجربیات دنیا در زمینه موضوع پروژه، مطالعه و ملزومات اولیه برای مدل‌سازی مسأله استخراج شود. در مرحله دوم، باید به ارائه مدل حل مسأله تعیین ظرفیت مناسب باتری در شبکه توزیع پرداخته شود و در پایان در مرحله سوم، باید مدل پیشنهادی پیاده‌سازی شود. در این گزارش به ارائه نتایج مطالعات انجام‌شده در مرحله اول پروژه پرداخته شده است. در این گزارش سعی شده است که انواع ذخیره‌سازهای انرژی و مشخصات آن‌ها به‌طور کامل معرفی شود. همچنین باتری‌ها به‌عنوان تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی مد نظر در این پروژه، به‌طور خاص مورد مطالعه و بررسی قرار گرفته است. سیاست‌های مختلف تشویقی برای توسعه باتری‌ها در شبکه‌های توزیع، موضوع دیگری است که به‌طور مفصل مطالعه و تجربیات سایر کشورهای دنیا استخراج شده است.

استفاده از ذخیره‌سازها در صنعت برق با رشد و اقبال بسیار زیادی همراه بوده است؛ به نحوی که انتظار می‌رود تا سال ۲۰۲۴، ظرفیت نصب‌شده این ادوات تا حد 2 GW در سطح جهان رشد کند [۱]. در سال‌های گذشته، دو عامل اساسی زیر مانع از رشد سریع ذخیره‌سازها شده‌اند:

(۱) قیمت بالای ادوات ذخیره‌ساز

(۲) فقدان قوانین مناسب و مشوق

در مورد عامل اول، لازم به ذکر است که امروزه قیمت اکثر تکنولوژی‌های ذخیره‌ساز به حدی رسیده است که می‌توانند با قیمت‌های امروزی برق، نصب و بهره‌برداری شوند و کماکان سودآور باشند. همچنین، روند نزولی قیمت این ادوات، منجر به برداشته شدن مانع هزینه نصب بالا شده است [۲]. در مورد عامل دوم نیز تلاش‌های مؤثر و قابل توجهی در جهت حمایت از ذخیره‌سازها صورت گرفته است. به عنوان مثال، در آمریکا بر مبنای FERC order 755، یک نظام پرداخت مبتنی بر عملکرد برای کنترل فرکانس ایجاد شده است [۳]. به کمک این مدل پرداخت‌ها، مزیتی برای ذخیره‌سازها در بازار کنترل فرکانس ایجاد شد که با توجه به سرعت بالای پاسخ‌گویی آنها، امکان کسب درآمد بیشتر برای آنها را فراهم می‌کند.

کاربرد ذخیره‌سازها در شبکه‌های قدرت را می‌توان به سه دسته عمده تقسیم کرد. در دسته اول، مسأله ذخیره‌سازها از منظر بهره‌بردار سیستم مورد بررسی قرار می‌گیرد [۴]–[۶]. در این دسته، عموماً از ذخیره‌سازها برای بهبود بهره‌برداری از سیستم و کاربردهایی نظیر کاهش پیک بار استفاده می‌شود. در دسته دوم، ذخیره‌سازها به عنوان منبع کمکی برای واحدهای تجدیدپذیر استفاده می‌شوند [۷]–[۱۰]. در این دسته، با بهره‌برداری مشترک از ذخیره‌سازها و منابع تجدیدپذیر، نوسانات توان تولیدی این منابع و ریسک بهره‌برداری از آنها کاهش می‌یابد؛ چرا که پیش‌بینی توان تولیدی آنها با خطای نسبتاً بالایی روبه‌رو است. در دسته سوم، کاربرد ذخیره‌سازها به عنوان یک عنصر تنها و مستقل مورد بررسی قرار می‌گیرد [۱۱]–[۱۷]. در این دسته، اغلب نقش سرمایه‌گذار خصوصی مورد بحث قرار می‌گیرد و کسب درآمد با استفاده از موقعیت‌های خرید و فروش در شرایط پیک و غیرپیک شبکه، خدمات جانبی و ... مورد نظر است. با توجه به افزایش نفوذ ذخیره‌سازها در شبکه‌های قدرت در جهان، انتظار می‌رود که این روند به‌زودی در ایران نیز آغاز شود. با توجه به مزایای بسیار زیاد ذخیره‌سازها مانند کاهش پیک بار، کنترل فرکانس، مشارکت در رزرو، بهبود ریسک بهره‌برداری از منابع

تجدیدپذیر و ...، رشد نفوذ ذخیره‌سازها در شبکه برق ایران امری مفید خواهد بود و تسهیل این روند می‌تواند جزء سیاست‌های مهم توسعه سیستم قدرت ایران در نظر گرفته شود.

در این راستا، گروه برنامه‌ریزی و بهره‌برداری سیستم‌های قدرت، به منظور بررسی برخی روش‌های تسهیل حضور ذخیره‌سازها در شبکه‌های توزیع، پروژه‌ای را با عنوان "پیشنهاد برنامه حمایتی از سرمایه‌گذاران خرد به منظور نصب باتری در سطح شبکه‌های توزیع برق" تعریف نموده است. از میان سه دسته کاربرد فوق‌الذکر، این پروژه ترکیبی از حوزه‌های اول و سوم بوده که در آن به کمک تدوین سیاست‌های مناسب توسط نهاد بالادستی (حوزه اول) سرمایه‌گذاران خرد متمایل به سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری در راستای منافع همسوی خود با نهاد بالادستی خواهند شد (حوزه سوم). همچنین، در میان اقدامات سودآور معرفی‌شده در دسته سوم، تمرکز این پروژه صرفاً بر مبحث پیک‌سایي متمرکز خواهد بود؛ چرا که اقدامات دیگری همچون مشارکت در کنترل فرکانس و یا بازار رزرو و ...، نیازمند وجود زیرساخت‌هایی خواهند بود که در حال حاضر عملیاتی نیستند. در این پروژه، تمرکز بر نحوه هدایت سرمایه‌ها به سوی نصب باتری‌های خانگی است تا بتوان از آنها برای پیک‌سایي در سیستم‌های قدرت استفاده نمود. به منظور کاهش ریسک سرمایه‌گذاران خرد و افزایش تمایل آنها به این امر، سیستم قیمت‌گذاری حمایتی مد نظر قرار گرفته و سعی شده است تا سطوح بهینه برای قیمت‌های حمایتی خرید برق از باتری‌ها و فروش برق به آنها استخراج شوند. حوزه کاری این پروژه، شبکه توزیع برق است که در آن مشترکین خانگی و صنعتی می‌توانند ذخیره‌ساز نصب کنند. در این شبکه، که عمدتاً در محیط‌های شهری-خانگی وجود دارد، استفاده از ذخیره-سازهایی که آلودگی زیست‌محیطی یا صوتی ایجاد می‌کنند، مناسب نخواهد بود. در نتیجه، این پروژه از میان انواع ذخیره‌ساز بر باتری‌های Li-ion متمرکز خواهد بود.

مزایای اجرای این پروژه به شرح ذیل است:

- کاهش پیک بار شبکه که متناسب با آن، می‌توان طرح‌های توسعه سیستم، اعم از افزایش ظرفیت ترانسفورماتورهای پست

فوق‌توزیع، توسعه خطوط سیستم انتقال و توزیع و توسعه ظرفیت نیروگاهی، را به تعویق انداخت.

- استراتژی به‌کاررفته در این پروژه موجب مشارکت سرمایه‌گذار خرد در صنعت برق خواهد شد که در راستای افزایش خصوصی-

سازی امری مهم تلقی می‌شود و می‌تواند زمینه را برای اقدامات بعدی و اقبال بیش از پیش سرمایه‌گذاران در این حوزه

فراهم نماید. همچنین، مشارکت دادن سرمایه‌گذاران خرد در راستای این‌گونه سرمایه‌گذاری‌ها، از بار مالی تحمیل‌شده به

بخش دولتی در شرایط اقتصادی دشوار کنونی خواهد کاست.

- افزایش ظرفیت ذخیره‌سازها در شبکه، اگرچه در ابتدا با هدف پیک‌سایي انجام شود، ولی در ادامه می‌تواند برای اهداف مهم

دیگری مانند کنترل فرکانس، پشتیبانی از شبکه در خاموشی‌ها و راه‌اندازی‌های مجدد، مشارکت در تأمین رزرو برای سیستم

و ... نیز مورد استفاده قرار گیرد. به مرور زمان، با ایجاد زیرساخت‌های مناسب، می‌توان از این امکانات ذخیره‌سازها نیز استفاده

کرد.

- ایجاد زمینه جهت رشد باتری‌های خانگی در شبکه توزیع، شرایط نصب نیروگاه‌های تجدیدپذیر خانگی (مانند سلول‌های

خورشیدی) را تا حد زیادی تسهیل می‌کند و می‌تواند انگیزه‌ای را برای ترویج طرح‌های سازگار با محیط زیست فراهم کند.

مدیر این پروژه خانم مهندس نیکی مسلمی، مجری آن آقای دکتر علیرضا شیخی فینی و داور آن آقای دکتر محمد کاظم شیخ‌الاسلامی هستند. در گزارش مرحله اول این پروژه با عنوان "مطالعه تجربیات دنیا و استخراج ملزومات اولیه برای مدل‌سازی مسئله"، انواع طرح‌های حمایت از ذخیره‌سازها در صنعت برق بررسی و مشخص شد که یکی از کارآمدترین مدل‌های طرح‌های حمایتی، که در ایران نیز قبلاً برای حمایت از نصب منابع تجدیدپذیر مورد استفاده قرار گرفته است، استفاده از طرح قیمت‌گذاری حمایتی است.

گزارش مربوط به مرحله دوم پروژه با عنوان "ارائه مدل حل مسأله تعیین ظرفیت مناسب باتری در شبکه توزیع" و مرحله سوم پروژه با عنوان "پیاده‌سازی مدل پیشنهادی" است که در آن، مدل اولیه‌ای برای حمایت از سرمایه‌گذاری خرد در راستای اهداف مورد نیاز سیستم قدرت ارائه و شبیه‌سازی می‌شود. این گزارش توسط آقای دکتر مصطفی کاظمی، عضو هیأت علمی مرکز آموزش عالی شهرضا، در راستای اجرای طرح فرصت مطالعاتی ایشان در پژوهشگاه نیرو، تهیه و تدوین شده است و توسط آقای مهندس حبیب‌اله رؤفی بازنگری و اصلاح شده است.

فهرست مطالب

<u>عنوان</u>	<u>صفحه</u>
پیشگفتار.....	۱
مطالعات امکان‌سنجی استفاده از ذخیره‌سازهای انرژی الکتریکی در شبکه توزیع برق.....	۹
فصل ۱- مطالعه فناوری‌های ذخیره‌سازی.....	۱۰
مقدمه.....	۱۱
1-1- مشخصات ذخیره‌سازهای انرژی.....	۱۱
۱-۲- انواع ذخیره‌سازهای انرژی.....	۱۲
۱-۳- کاربرد ذخیره‌سازهای انرژی در سیستم‌های قدرت.....	۲۰
۱-۴- نتیجه‌گیری.....	۲۲
فصل ۲- بررسی فنی و اقتصادی باتری‌ها.....	۲۳
مقدمه.....	۲۴
۲-۱- بررسی مشخصات فنی باتری‌ها.....	۲۴
۲-۲- معرفی انواع باتری‌ها.....	۲۷
۲-۳- سیستم‌های ذخیره‌سازهای انرژی باتری‌ها.....	۳۵
۲-۴- بررسی اقتصادی پروژه‌های ذخیره‌ساز باتری.....	۳۸
۲-۵- جمع‌بندی مشخصات فنی و هزینه‌های باتری‌ها.....	۴۱
۲-۶- کاربردهای سیستم‌های ذخیره‌سازهای باتری.....	۴۳
۲-۸- بررسی نمونه‌های عملی پروژه‌های ذخیره‌ساز باتری.....	۴۳
۲-۹- نتیجه‌گیری.....	۵۰
فصل ۳- بررسی مکانیزم‌های تشویقی توسعه باتری‌ها در شبکه‌های توزیع.....	۵۱
مقدمه.....	۵۲
۳-۱- موانع پیش‌روی سرمایه‌گذاری در باتری‌ها.....	۵۲
۳-۲- معرفی مکانیزم‌های تشویقی برای توسعه باتری‌ها.....	۵۵
۳-۳- نتیجه‌گیری.....	۶۲
فصل ۴- ارائه مدل پیشنهادی برای تعیین شرایط بهینه خرید و فروش برق باتری‌ها در شبکه توزیع.....	۶۳
۴-۱- علائم و نمادها.....	۶۴
۴-۲- مقدمه.....	۶۷
۴-۳- مسأله سطح اول: بهینه‌سازی از دیدگاه سیاست‌گذار.....	۶۸
مراجع.....	۸۱
ارائه مدل حل مسأله تعیین ظرفیت مناسب باتری در شبکه توزیع و پیاده‌سازی مدل پیشنهادی.....	۸۴
فصل ۵- ارائه مدل پیشنهادی برای تعیین شرایط بهینه خرید و فروش برق باتری‌ها در شبکه توزیع.....	۸۶
۵-۱- علائم و نمادها.....	۸۷
۵-۲- مقدمه.....	۹۰
۵-۳- مسأله سطح اول: بهینه‌سازی از دیدگاه سیاست‌گذار.....	۹۱

۳-۵	مسأله سطح دوم: بهینه‌سازی از دیدگاه سرمایه‌گذار خرد.....	۱۰۱
۴-۵	خطی‌سازی و نحوه‌ی حل مدل دوسطحی.....	۱۰۳
۵-۵	مدل‌سازی تصمیم‌گیری مشترکین در قبال قیمت‌های حمایتی.....	۱۲۰
۶-۵	تعیین دوره‌های بهینه پیک و غیرپیک.....	۱۲۴
فصل ۶- مطالعه موردی.....		
۱-۶	مقدمه.....	۱۲۷
۲-۶	داده‌های ورودی.....	۱۲۷
۳-۶	نتایج شبیه‌سازی.....	۱۳۲
فصل ۷- نتیجه‌گیری و پیشنهادات.....		
مراجع.....		
پیوست ۱ (کد GAMS).....		
پیوست ۲ (کد MATLAB).....		

فهرست اشکال

عنوان	صفحه
شکل ۱-۱: انواع ذخیره‌سازهای انرژی.....	۱۳
شکل ۲-۱: شماتیک یک ذخیره‌ساز تلمبه‌ذخیره‌ای نمونه.....	۱۳
شکل ۳-۱: شماتیک یک ذخیره‌ساز هوای فشرده نمونه.....	۱۴
شکل ۴-۱: شماتیک یک ذخیره‌ساز چرخ طیار نمونه.....	۱۴
شکل ۵-۱: شماتیک یک ذخیره‌ساز ابرخازن نمونه.....	۱۵
شکل ۶-۱: شماتیک یک ذخیره‌ساز انرژی مغناطیسی ابرسانای نمونه.....	۱۵
شکل ۷-۱: شماتیک یک ذخیره‌ساز هیدروژن نمونه.....	۱۶
شکل ۸-۱: شماتیک یک ذخیره‌ساز حرارتی ترموشیمیایی نمونه.....	۱۷
شکل ۹-۱: شماتیک یک ذخیره‌ساز حرارتی گرمای نهان نمونه.....	۱۷
شکل ۱۰-۱: شماتیک یک ذخیره‌ساز حرارتی گرمای محسوس نمونه.....	۱۸
شکل ۱۱-۱: مقایسه انواع ذخیره‌سازها از نظر ظرفیت توان و زمان دشارژ [۷].....	۱۹
شکل ۱-۲: ساختار شیمیایی باتری اسید سرب.....	۲۸
شکل ۲-۲: نمایش یک باتری اسید سرب دارای تهویه.....	۲۸
شکل ۳-۲: نمایش یک باتری اسید سرب با قابلیت تنظیم با شیر.....	۲۹
شکل ۴-۲: ساختار کلی باتری لیتیوم‌یون.....	۳۰
شکل ۵-۲: ساختار کلی باتری سدیم سولفور.....	۳۲
شکل ۶-۲: ساختار کلی باتری نیکل کادمیوم.....	۳۴
شکل ۷-۲: ساختار کلی باتری فلوی وانادیم ری‌داکس.....	۳۴
شکل ۸-۲: شماتیک یک سیستم ذخیره‌ساز باتری.....	۳۶
شکل ۹-۲: شماتیک یک ذخیره‌ساز باتری شامل اجزای مختلف.....	۳۷
شکل ۱۰-۲: نمایش توپولوژی‌های مختلف اتصال باتری‌ها به شبکه.....	۳۸
شکل ۱۱-۲: نمودار روند کاهشی قیمت سلول‌های باتری لیتیوم‌یون (دلار بر مگاوات‌ساعت).....	۳۹
شکل ۱۲-۲: هزینه سرمایه‌گذاری برای یک سیستم ذخیره‌ساز باتری (3 kW/7 kWh) (دلار بر مگاوات‌ساعت).....	۴۰
شکل ۱۳-۲: هزینه سرمایه‌گذاری برای یک سیستم ذخیره‌ساز باتری (1 MW/1 MWh) (دلار بر مگاوات‌ساعت).....	۴۰
شکل ۱۴-۲: رابطه بین تعداد سیکل‌های شارژ و دشارژ و عمق دشارژ.....	۴۱
شکل ۱۵-۲: نمایی از پروژه ذخیره‌ساز PNM.....	۴۹
شکل ۱۶-۲: نمایی از پروژه ذخیره‌ساز East Penn.....	۵۰
شکل ۱-۳: مکانیزم‌های تشویقی پیاده‌سازی شده در ایالات مختلف در آمریکا.....	۵۸
شکل ۲-۳: نمایش تأثیر مکانیزم‌های حمایتی در آمریکا.....	۵۹
شکل ۱-۴: رابطه قیمت‌های حمایتی و قیمت‌های فعلی.....	۶۹
شکل ۲-۴: نمایی گرافیکی از نحوه ارتباط متغیرهای مورد استفاده در مدل دوم سود برای مدل‌سازی زمان توسعه پست.....	۷۵
شکل ۳-۴: نحوه ارتباط دو مسأله بهینه‌سازی سطح اول و دوم.....	۷۹
شکل ۱-۵: رابطه قیمت‌های حمایتی و قیمت‌های فعلی.....	۹۲
شکل ۲-۵: نمایی گرافیکی از نحوه ارتباط متغیرهای مورد استفاده در مدل دوم سود برای مدل‌سازی زمان توسعه پست.....	۹۷
شکل ۳-۵: نحوه ارتباط دو مسأله بهینه‌سازی سطح اول و دوم.....	۱۰۱

- شکل ۴-۵: نمای گرافیکی مدل PQC استفاده‌شده در پروژه..... ۱۲۲
- شکل ۵-۵: فلوچارت نحوه تخمین میزان مشارکت سرمایه‌گذاران خرد به کمک PQC بدون غیرخطی شدن مسأله..... ۱۲۳
- شکل ۵-۶: فلوچارت نحوه محاسبه زمان‌های پیک و غیرپیک به روش جستجوی کامل..... ۱۲۵
- شکل ۶-۱: منحنی بار نمونه برای روزهای مدل‌کننده فصول گرم (مستخرج از داده‌های بار شهر یزد)..... ۱۳۰
- شکل ۶-۲: منحنی بار نمونه برای روزهای مدل‌کننده فصول سرد (مستخرج از داده‌های بار شهر یزد)..... ۱۳۱
- شکل ۶-۳: نحوه کاهش تفکیک زمانی بار از ۲۴ ساعت به سه دوره زمانی در طول روز..... ۱۳۱
- شکل ۶-۴: الگوی شارژ و دشارژ سرمایه‌گذاران خرد باتری به همراه سطح انرژی باتری‌ها..... ۱۳۳
- شکل ۶-۵: نمودار بار معادل شبکه در روزهای گرم طی ۱۰ سال با و بدون استفاده از باتری..... ۱۳۴
- شکل ۶-۶: نحوه همگرایی برنامه در یافتن مقدار مشارکت سرمایه‌گذاران از منظر ظرفیت نصب‌شده باتری‌ها..... ۱۳۵
- شکل ۶-۷: نحوه همگرایی برنامه از منظر تابع هدف مسأله بهینه‌سازی..... ۱۳۶
- شکل ۶-۸: زمان‌های بهینه مستخرج از شبیه‌سازی برای تعیین بازه‌های پیک و غیرپیک در طول روزهای سرد سال..... ۱۳۷
- شکل ۶-۹: زمان‌های بهینه مستخرج از شبیه‌سازی برای تعیین بازه‌های پیک و غیرپیک در طول روزهای گرم سال..... ۱۳۷
- شکل ۶-۱۰: نمودار بار معادل شبکه در روزهای گرم طی ۱۰ سال با و بدون استفاده از باتری برای ترکیب زمانی منتخب..... ۱۳۸
- شکل ۶-۱۱: نمودار بار معادل شبکه در روزهای گرم طی ۱۰ سال با و بدون استفاده از باتری برای ترکیب زمانی منتخب..... ۱۳۸
- شکل ۶-۱۲: نحوه همگرایی برنامه در یافتن مقدار مشارکت سرمایه‌گذاران از منظر ظرفیت نصب‌شده باتری‌ها با لحاظ کردن $m=10$ ۱۳۹

فهرست جداول

عنوان	صفحه
جدول ۱-۱: مشخصات اصلی انواع ذخیره‌سازها [۶].....	۱۸
جدول ۲-۱: مشخصات انواع تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی [۸].....	۱۹
جدول ۳-۱: کاربرد ذخیره‌سازهای انرژی مورد نیاز برای کاربردهای متفاوت [۸].....	۲۱
جدول ۱-۲: مقایسه چند نوع باتری از نظر ساختار شیمیایی و تعداد سیکل‌های شارژ و دشارژ.....	۴۱
جدول ۲-۲: مشخصات فنی انواع باتری‌ها.....	۴۲
جدول ۳-۲: ادامه مشخصات فنی انواع باتری‌ها و هزینه‌ها.....	۴۲
جدول ۴-۲: کاربردهای ذخیره‌سازهای باتری برای شبکه و شرایط لازم.....	۴۳
جدول ۵-۲: مشخصات تعدادی از پروژه‌های باتری‌های با ظرفیت زیاد در دنیا [۱۶].....	۴۴
جدول ۶-۲: مرور تعدادی از پروژه‌های نصب باتری تا سال ۲۰۰۹ در شبکه‌های توزیع.....	۴۴
جدول ۷-۲: مرور تعدادی از پروژه‌های نصب باتری تا سال ۲۰۰۹ در شبکه‌های توزیع.....	۴۶
جدول ۸-۲: مشخصات پروژه‌های هیبرید نیروگاه خورشیدی و باتری.....	۴۷
جدول ۱-۳: جمع‌بندی مکانیزم‌های تشویقی در آمریکا.....	۵۸
جدول ۲-۳: جمع‌بندی مکانیزم‌های پیاده‌شده در FERC.....	۶۰
جدول ۳-۳: سازوکارهای سیاست‌گذاری استفاده شده در کشورهای مختلف برای توسعه باتری‌ها.....	۶۱
جدول ۱-۶: پارامترهای ورودی مسأله.....	۱۲۸
جدول ۲-۶: داده‌های پیک بار سالیانه شرکت برق منطقه‌ای یزد به همراه رشد بار.....	۱۲۸
جدول ۳-۶: اطلاعات بار استفاده‌شده در شبیه‌سازی برای روزهای سرد و گرم نمونه (مستخرج از داده‌های بار شهر یزد در سال ۱۳۹۶).....	۱۲۹
جدول ۴-۶: پارامترهای فرضی برای تست کارکرد هسته بهینه‌سازی.....	۱۳۲
جدول ۵-۶: الگوی شارژ و دشارژ دارندگان باتری طی ۱۰ سال.....	۱۳۲
جدول ۶-۶: ضرایب قیمت‌های حمایتی محاسبه‌شده توسط هسته اصلی بهینه‌سازی.....	۱۳۳
جدول ۷-۶: تابع هدف به ازای ترکیب‌های زمانی مختلف.....	۱۳۶
جدول ۸-۶: ضرایب قیمت‌های حمایتی محاسبه‌شده برای بهترین ترکیب زمانی ممکن.....	۱۳۸
جدول ۹-۶: ضرایب قیمت‌های حمایتی محاسبه‌شده برای بهترین ترکیب زمانی ممکن با لحاظ کردن $m=10$	۱۴۰

مطالعات امکان‌سنجی استفاده از ذخیره‌سازهای انرژی الکتریکی در شبکه توزیع برق

پس از مطرح‌شدن بحث تجدید ساختار در صنعت برق، چالش‌های جدیدی به‌وجود آمده است. از جمله این چالش‌ها، می‌توان به تأثیرگذاری قابل توجه سرمایه‌گذاران در تصمیمات برنامه‌ریزی توسعه اشاره کرد. امروزه این چالش برای ذخیره‌سازهای انرژی به یک مسأله جدی تبدیل شده است. قابلیت فنی ذخیره‌سازهای انرژی و تأثیر آن‌ها در عملکرد بخش‌های مختلف سیستم‌های قدرت به اثبات رسیده است. اما حضور این عناصر، چالش‌هایی را نیز برای برنامه‌ریزهای سیستم‌های قدرت به‌وجود آورده است. از جمله این چالش‌ها می‌توان به موانع پیش روی سرمایه‌گذاری در آن‌ها مثل هزینه بالای سرمایه‌گذاری اشاره کرد. به‌منظور برطرف کردن این موانع و سوق‌دادن سرمایه‌گذاران به سمت استفاده از ذخیره‌سازهای انرژی می‌توان از مکانیزم‌های تشویقی استفاده کرد. در این گزارش به مطالعه این مسأله در کشورهای مختلف دنیا با تمرکز بر تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی باتری‌ها پرداخته می‌شود. به این منظور در فصل اول، انواع تکنولوژی‌های ذخیره‌ساز انرژی مطالعه می‌شود. در این فصل، مشخصات فنی و اقتصادی ذخیره‌سازهای انرژی، انواع ذخیره‌سازها و کاربرد آن‌ها در سیستم‌های قدرت بررسی خواهد شد. در فصل دوم، باتری‌ها به‌عنوان تکنولوژی ذخیره‌سازی مورد نظر در این پروژه به‌صورت جامع مورد مطالعه قرار خواهند گرفت. به این منظور، مشخصات فنی و اقتصادی و انواع تکنولوژی‌های باتری‌ها و مزایا، معایب و کاربردهای آن‌ها مطالعه می‌شود. در پایان در فصل سوم، به مطالعه انواع مکانیزم‌های تشویقی برای توسعه باتری‌ها در شبکه‌های توزیع پرداخته خواهد شد. در این فصل در ابتدا، موانع پیش روی سرمایه‌گذاری در باتری‌ها که سیاست‌گذاران را به استفاده از مکانیزم‌های تشویقی ملزم می‌کند بررسی می‌شود. پس از آن انواع مکانیزم‌های تشویقی توسعه باتری‌ها مرور شده و در نهایت به مطالعه تجربیات سایر کشورها از به‌کارگیری این راه‌کارها پرداخته می‌شود.

فصل ۱- مطالعه فناوری‌های ذخیره‌سازی

مقدمه

حضور ذخیره‌سازهای انرژی با توجه به خواص منحصر به فرد آن‌ها، تأثیرات قابل توجهی را در عملکرد سیستم‌های قدرت خواهد داشت. از طرفی، ذخیره‌سازهای انرژی می‌توانند چالش‌های زیادی که پیش‌روی تصمیم‌گیرندگان سیستم‌های قدرت وجود دارد را برطرف کنند. از طرف دیگر حضور این عناصر، چالش‌های جدیدی را پیش‌روی آن‌ها قرار خواهد داد. در این فصل به منظور ورود به بحث اصلی پروژه، به معرفی ذخیره‌سازهای انرژی پرداخته شده و همچنین، مفاهیم و موضوعات پیش‌رو در ارتباط با ذخیره‌سازهای انرژی مطرح می‌شود. به این منظور در ابتدا، مشخصات ذخیره‌سازهای انرژی شامل مشخصات فنی و اقتصادی به اختصار بررسی می‌شود. پس از آن انواع تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی معرفی و خصوصیات آن‌ها مورد ارزیابی قرار خواهد گرفت. در پایان کاربرد ذخیره‌سازهای انرژی در سیستم‌های قدرت و مشخصات ذخیره‌سازهای مورد نیاز برای برآورده کردن هر یک از کاربردها مورد بررسی قرار می‌گیرد. از آن‌جا که تمرکز اصلی این پروژه بر روی باتری‌ها است، بنابراین این نوع تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی به طور کامل در فصل آینده مطالعه شده و در این فصل تمرکز بر روی مفاهیم کلی مطرح شده برای تمام ذخیره‌سازها و معرفی سایر تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی است.

۱-۱- مشخصات ذخیره‌سازهای انرژی

بدون شک، توسعه بهینه هر یک از اجزای سیستم‌های قدرت به مشخصات فنی و اقتصادی آن‌ها بستگی دارد. ذخیره‌سازهای انرژی، با توجه به قابلیت دریافت و تحویل انرژی الکتریکی، نسبت به سایر عناصر موجود، متفاوت و منحصر به فرد هستند. به طور کلی مشخصات ذخیره‌سازهای انرژی را می‌توان به سه دسته زیر تقسیم‌بندی نمود [۳-۱]:

۱- مشخصات ذخیره‌سازی: این مشخصات تعیین‌کننده قابلیت ذخیره‌سازی ذخیره‌سازها و شامل موارد زیر است:

- ظرفیت توان^۱: ماکزیمم توان لحظه‌ای است که ذخیره‌ساز می‌تواند تولید و یا مصرف کند.
- ظرفیت انرژی^۲: مقدار انرژی است که می‌تواند در ذخیره‌ساز ذخیره شود و یا تحویل داده شود.
- بازده انرژی^۳: نسبت انرژی تحویل گرفته شده از ذخیره‌ساز انرژی در حالت دشارژ، به انرژی تحویل داده شده به آن در حین شارژ است. یکی از دلایل کاهش انرژی تحویلی به ذخیره‌ساز، دشارژ خودی^۴ است که مقدار انرژی است که داخل ذخیره‌ساز هدر می‌رود. گاهی اوقات به جای تعریف بازده انرژی برای ذخیره‌ساز، دو بازده شارژ و دشارژ به صورت جداگانه تعیین می‌شود. در این حالت، بازده انرژی به صورت حاصل ضرب این دو تعریف خواهد شد [۲].

۲- مشخصات بهره‌برداری: این خصوصیات به همراه مشخصات ذخیره‌سازی، در برنامه‌ریزی بهره‌برداری از ذخیره‌سازها بسیار تعیین‌کننده بوده و شامل موارد زیر است:

- ظرفیت سیکل‌های شارژ و دشارژ^۵: حداکثر تعداد سیکل‌های شارژ و دشارژی که ذخیره‌ساز انرژی می‌تواند در طول عمر مفید خود داشته باشد. یکی از تفاوت‌های اصلی ذخیره‌سازهای انرژی نسبت به سایر تجهیزات موجود در سیستم‌های قدرت،

Power capacity^۱
Energy capacity^۲
Energy efficiency^۳
Self-discharge^۴
Cycling capacity^۵

ظرفیت سیکل‌های شارژ و دشارژ آن‌ها است. در سایر تجهیزات، ملاک پایان یافتن عمر مفید، اتمام طول عمر نامی آن‌ها است. اما در ذخیره‌سازهای انرژی، ظرفیت سیکل‌های شارژ و دشارژ، از جمله مشخصه‌های عمر مفید آن‌هاست. اگر پیش از سپری شدن طول عمر نامی، این ظرفیت به پایان برسد، نمی‌توان از ذخیره‌سازها انتظار ارائه مشخصات فنی پیشین را داشت.

- زمان پاسخ‌گویی^۱: مدت زمانی که طول می‌کشد ذخیره‌ساز انرژی پس از تصمیم به دشارژ بتواند شروع به تحویل انرژی نماید.

- طول عمر^۲: مدت زمانی که ذخیره‌ساز انرژی بتواند با بازده انرژی نامی خود، شارژ و دشارژ شود. قابل ذکر است که در واقعیت با گذشت زمان، بازده ذخیره‌ساز کاهش می‌یابد.

۳- هزینه ذخیره‌سازی: یکی از مهم‌ترین چالش‌های توسعه ذخیره‌سازهای انرژی در سیستم‌های قدرت، هزینه آن‌ها است. هزینه ذخیره‌سازی را می‌توان به صورت زیر تقسیم‌بندی نمود:

- هزینه سرمایه^۳: در ذخیره‌سازهای انرژی، هزینه سرمایه، مجموع دو مؤلفه هزینه توان و انرژی است. هزینه توان مجموع هزینه ادوات تأمین‌کننده توان ذخیره‌ساز و هزینه انرژی، هزینه زیرساخت لازم برای ذخیره انرژی در آن‌ها است.*

- هزینه بهره‌برداری و نگهداری: این هزینه در طول زمان بهره‌برداری از ذخیره‌ساز صرف می‌شود و با مدت‌زمان استفاده از ذخیره‌ساز و میزان شارژ و دشارژ آن متناسب است.

۱-۲- انواع ذخیره‌سازهای انرژی

ذخیره‌سازهای انرژی را می‌توان بر مبنای نوع انرژی ذخیره‌شده تقسیم‌بندی نمود. در شکل (۱-۱) انواع فناوری‌های ذخیره‌سازی انرژی نشان داده شده است. مطابق این شکل، ذخیره‌سازهای انرژی به چهار دسته مکانیکی، الکتریکی، شیمیایی و حرارتی تقسیم‌بندی می‌شود. در ادامه هر کدام از آن‌ها به اختصار معرفی خواهد شد:

۱- ذخیره‌سازهای مکانیکی: در این نوع ذخیره‌ساز، انرژی به صورت پتانسیل یا جنبشی ذخیره می‌شود. ذخیره‌سازهای تلمبه‌ذخیره‌ای^۴، هوای فشرده^۵ و چرخ طیار^۶ از مهم‌ترین نمونه‌های ذخیره‌سازهای مکانیکی هستند [۳-۲].

- ذخیره‌ساز تلمبه‌ذخیره‌ای: در میان ذخیره‌سازهای انرژی، ذخیره‌ساز تلمبه‌ذخیره‌ای از قدیمی‌ترین، بزرگ‌ترین و پرکاربردترین آن‌ها است. در این نوع فناوری، از دو سد با ارتفاع متفاوت برای ذخیره آب استفاده می‌شود. در زمان پمپ شدن آب از ارتفاع پایین به بالا، ذخیره‌ساز شارژ شده و در حالت دشارژ، آب از ارتفاع بالا به سمت پایین حرکت کرده و به صورت واحد برق‌آبی، انرژی الکتریکی تولید می‌شود. در شکل (۱-۲) شماتیک یک ذخیره‌ساز تلمبه‌ذخیره‌ای نمونه نمایش داده شده است.

^۱ Response time

^۲ Life time

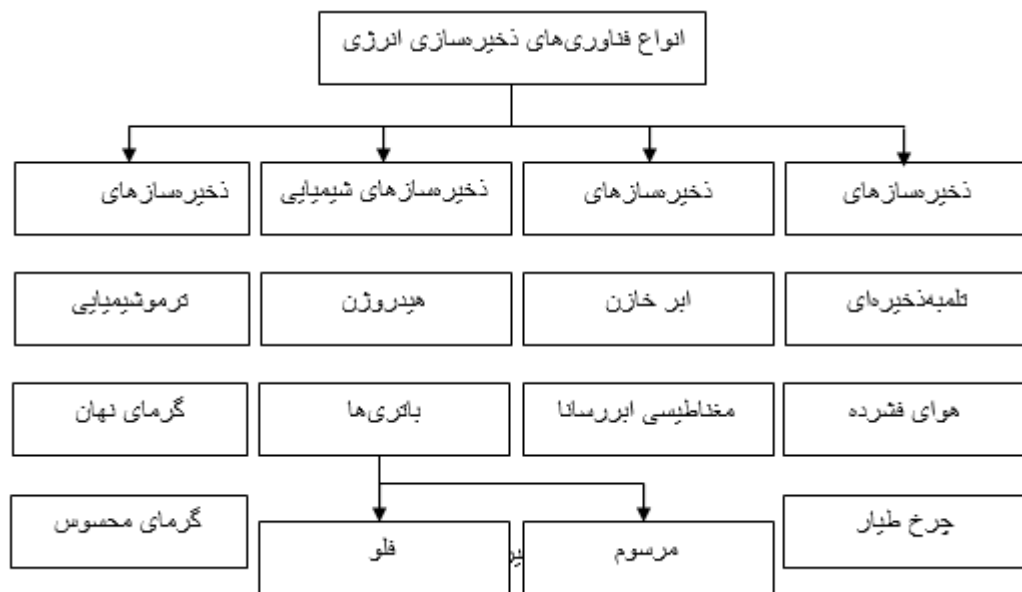
^۳ Capital cost

* به عنوان مثال برای باتری‌ها، هزینه توان صرف ادوات الکترونیک قدرت و هزینه انرژی صرف سایر تجهیزات باتری می‌شود.

^۴ Pump Hydro Energy Storage (PHES)

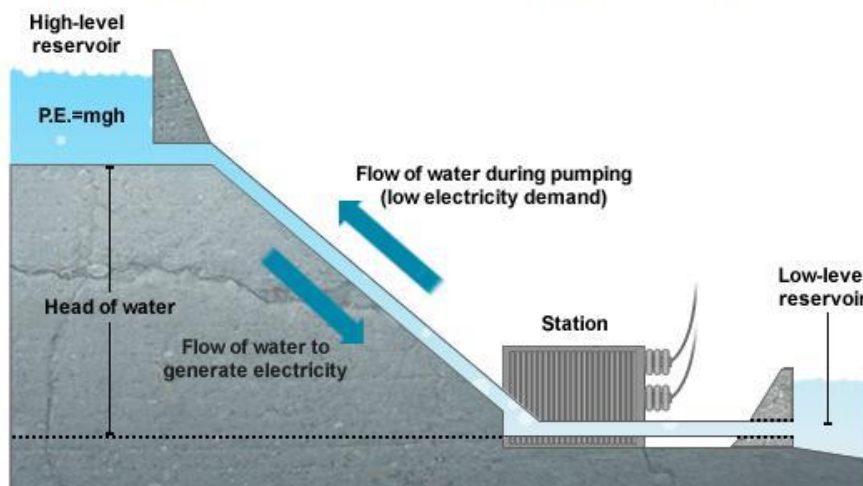
^۵ Compressed Air Energy Storage (CAES)

^۶ Fly wheel



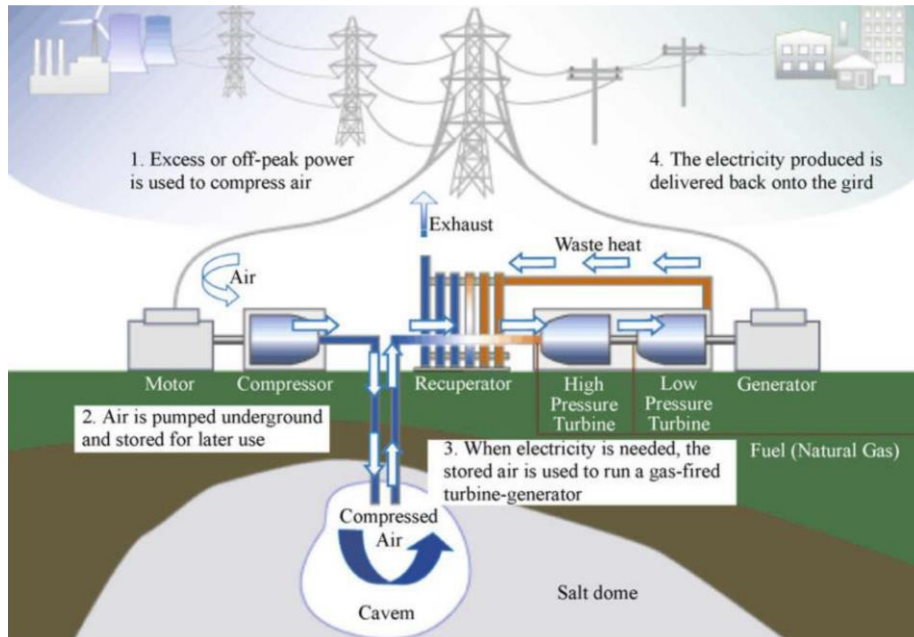
شکل ۱-۱: انواع ذخیره‌سازهای انرژی

Pumped Hydroelectric Energy Storage (PHES)



شکل ۱-۲: شماتیک یک ذخیره‌ساز تلمبه‌ذخیره‌ای نمونه

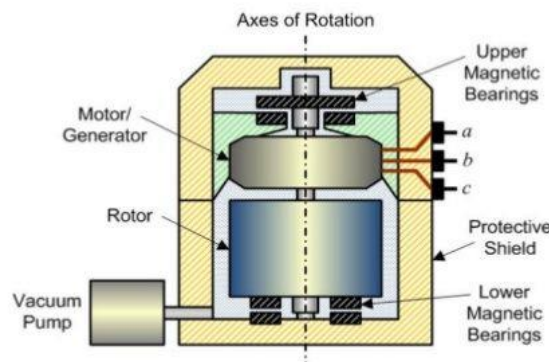
- ذخیره‌ساز هوای فشرده: این نوع ذخیره‌ساز، دومین فناوری پرکاربرد در سیستم‌های قدرت است. در این نوع ذخیره‌ساز، هوا متراکم شده و تحت فشار، ذخیره می‌شود. هوای فشرده در هنگام دشارژ، آزاد شده، از درون توربین عبور کرده و انرژی الکتریکی تولید می‌کند. در شکل (۱-۳) شماتیک یک ذخیره‌ساز هوای فشرده نمونه قابل مشاهده است.



شکل ۱-۳: شماتیک یک ذخیره‌ساز هوای فشرده نمونه

- ذخیره‌ساز چرخ طیار: در این نوع ذخیره‌ساز که شماتیک آن در شکل (۱-۴) مشاهده می‌شود، انرژی الکتریکی به صورت جنبشی ذخیره می‌شود. چرخ طیار، جرمی است که حول یک محور می‌چرخد. در حالت شارژ، این ساختار به صورت یک موتور عمل می‌کند و در حالت دشارژ، انرژی جنبشی به الکتریکی تبدیل شده و عملکرد ژنراتوری وجود خواهد داشت.

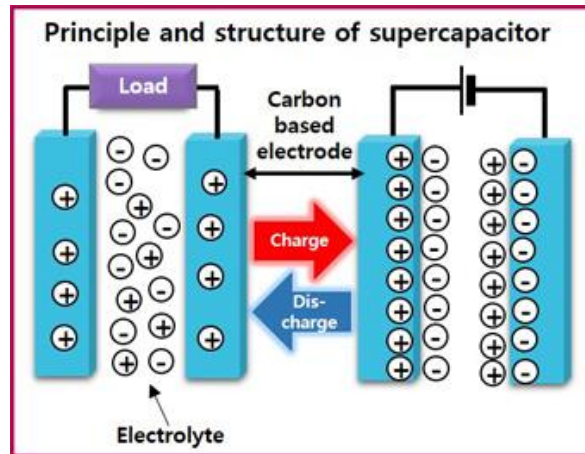
Flywheel Energy Storage System



شکل ۱-۴: شماتیک یک ذخیره‌ساز چرخ طیار نمونه

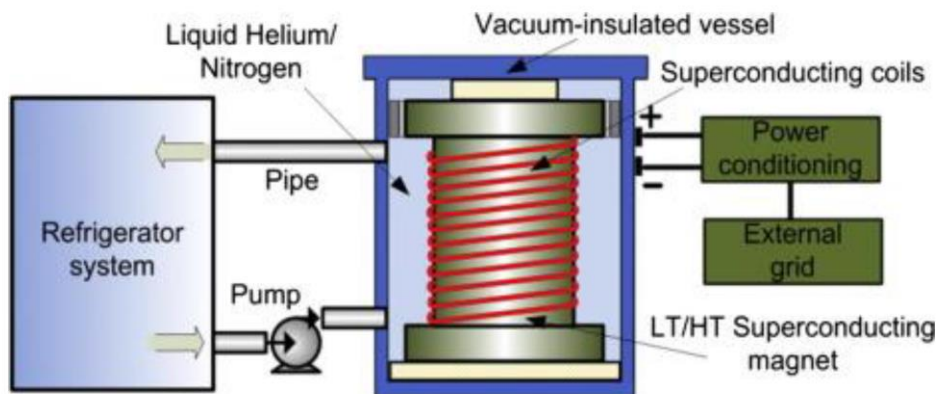
- ۲- ذخیره‌سازهای الکتریکی: در این نوع ذخیره‌ساز، انرژی به صورت میدان‌های الکتریکی یا مغناطیسی ذخیره می‌شود. ابرخازن‌ها^۱ و ذخیره‌سازهای انرژی مغناطیسی ابررساناها^۲ از مهم‌ترین ذخیره‌سازهای الکتریکی هستند [۲-۴].
- ابرخازن‌ها: در این نوع فناوری، انرژی الکتریکی در میدان الکتریکی خازن ذخیره می‌شود. عملکرد این تجهیزات، مشابه خازن‌های معمولی است. در ادوات، از لایه‌های مایع قطبیده به منظور افزایش ظرفیت خازنی استفاده می‌شود. شماتیک یک ذخیره‌ساز ابرخازن نمونه، در شکل (۱-۵) ارائه شده است.

^۱ Super capacitor
^۲ Superconducting magnet energy storage (SMES)



شکل ۱-۵: شماتیک یک ذخیره‌ساز ابرخازن نمونه

- ذخیره‌سازهای انرژی مغناطیسی ابررسانا: در این نوع ذخیره‌ساز، انرژی الکتریکی در میدان مغناطیسی تولید شده توسط جریان DC جاری شده در سیم‌پیچ‌های ابررسانا ذخیره می‌شود. برای کاهش تلفات مقاومتی، سیم‌پیچ با کمک سیستم‌های خنک‌کننده هلیومی یا نیتروژنی در دمای پایین و در شرایط ابررسانایی نگه‌داشته می‌شود. در شکل (۱-۶) شماتیک یک ذخیره‌ساز انرژی مغناطیسی ابررسانای نمونه قابل مشاهده است.



شکل ۱-۶: شماتیک یک ذخیره‌ساز انرژی مغناطیسی ابررسانای نمونه

- ۳- ذخیره‌سازهای شیمیایی: در این نوع ذخیره‌ساز، انرژی الکتریکی به صورت شیمیایی ذخیره می‌شود. باتری‌ها یکی از مهم‌ترین ذخیره‌سازهای شیمیایی هستند که چند مورد از نمونه‌های پرکاربرد آن‌ها عبارتند از:

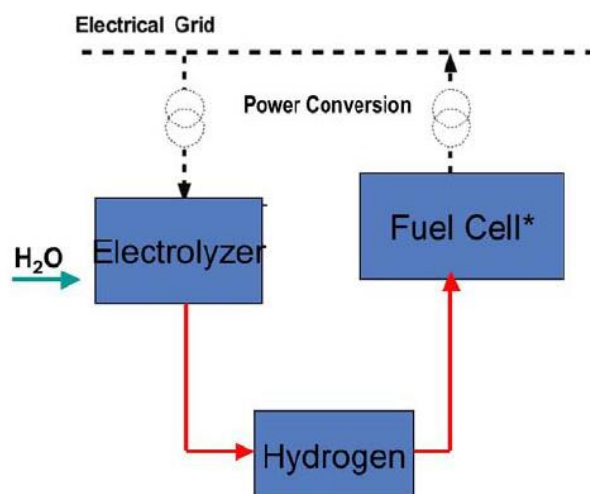
- اسید - سرب^۱
- نیکل - متال هیدرید^۲
- لیتیوم - یون^۳
- نیکل - کادمیوم^۴

Lead-acid^۱
Nickel-metal Hybrid^۲
Lithium-ion^۳
Nickel-cadmium^۴

- سدیم - سولفور^۱
- ذخیره‌سازهای باتری فلو^۲: این نوع فناوری نسبت به سایر باتری‌ها جدیدتر است. مبنای عملکرد این نوع باتری‌ها مشابه باتری‌های معمولی، واکنش‌های الکتروشیمیایی برگشت‌پذیر است. با این تفاوت که در باتری‌های فلو، دو الکترولیت محلول در دو تانک مجزا قرار می‌گیرد و برای انجام فرآیند، به داخل سلول‌های الکتروشیمیایی پمپ می‌شود. برای دستیابی به یک ولتاژ خاص، سلول‌های باتری‌ها، به صورت سری یا موازی و یا سری-موازی قرار می‌گیرد. باتری وانادیوم ری‌داکس^۳ یک نمونه از این باتری‌ها است.

باتری‌ها به صورت مفصل و جامع در فصل بعد مورد بررسی قرار می‌گیرند.

- ذخیره‌ساز هیدروژن^۴: در این ذخیره‌ساز در حین شارژ، با الکترولیز آب، هیدروژن تولید می‌شود، سپس هیدروژن تولید شده فشرده و ذخیره خواهد شد. در زمان دشارژ برای دریافت انرژی از هیدروژن می‌توان از روش‌های متداولی نظیر موتور احتراق داخلی یا پیل‌های سوختی استفاده نمود. در شکل (۷-۱) شماتیک یک ذخیره‌ساز هیدروژن قابل مشاهده شده است [۴].



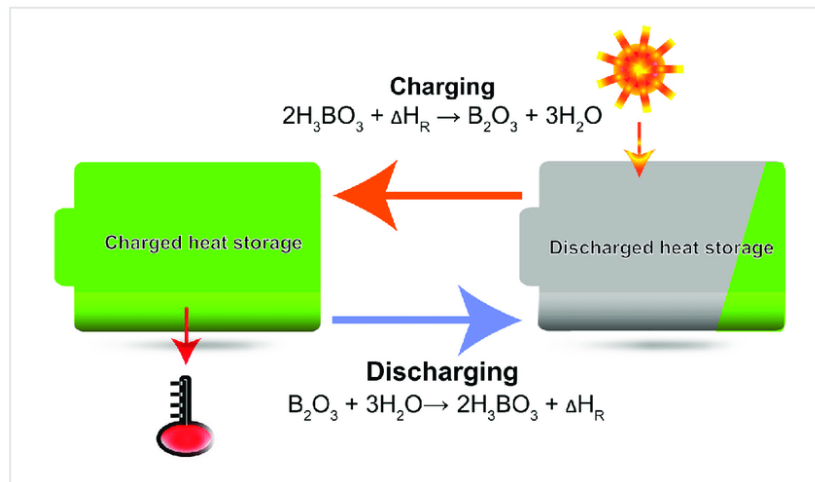
شکل ۷-۱: شماتیک یک ذخیره‌ساز هیدروژن نمونه

- ۴- ذخیره‌سازهای حرارتی: در این نوع ذخیره‌ساز، انرژی در قالب گرما ذخیره می‌شود. گرما صرف تغییر انرژی داخلی مواد شده و به صورت‌های ترموشیمیایی^۵، گرمای نهان^۶، گرمای محسوس^۷ و یا ترکیب آن‌ها ذخیره خواهد شد. گرمای نهان صرف تغییر ماده از یک فاز به فاز دیگر و گرمای محسوس باعث تغییر دمای آن می‌شود [۵].

- ذخیره‌ساز حرارتی ترموشیمیایی: در این نوع ذخیره‌ساز، انرژی پس از انجام یک فرآیند شیمیایی ذخیره شده و با انجام عکس آن فرآیند، آزاد می‌شود. در حالت شارژ، برای انجام واکنش شیمیایی، گرما مورد نیاز است و با صرف حرارت، شرایط برای انجام واکنش فراهم شده و بدین صورت انرژی حرارتی، ذخیره می‌شود. در حالت دشارژ، واکنش شیمیایی

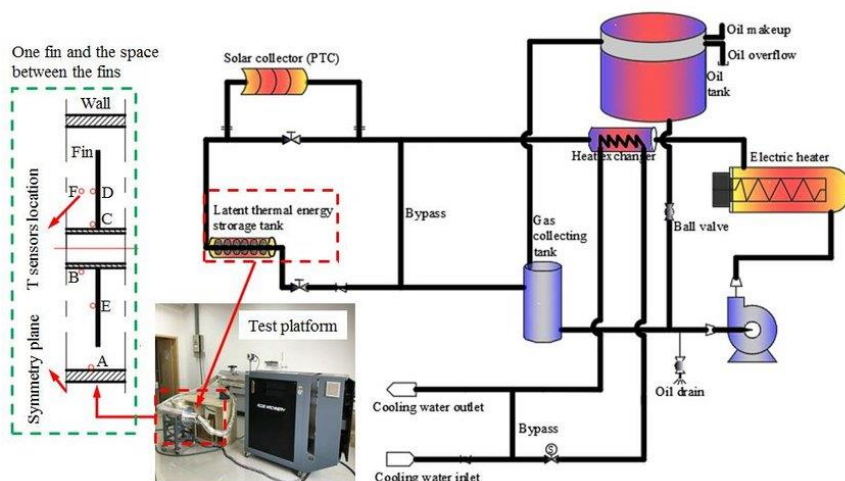
Sodium-sulfur^۱
Flow battery energy storage^۲
Vanadium-Redox^۳
H₂ Storage^۴
Thermochemical^۵
Latent heat^۶
Sensible heat^۷

عکس حالت شارژ انجام خواهد شد. در این حالت، واکنش گرمازا بوده و از گرمای حاصل می‌توان انرژی الکتریکی تولید نمود. در شکل (۸-۱) شماتیک یک ذخیره‌ساز حرارتی ترموشیمیایی نمونه نمایش داده شده است.

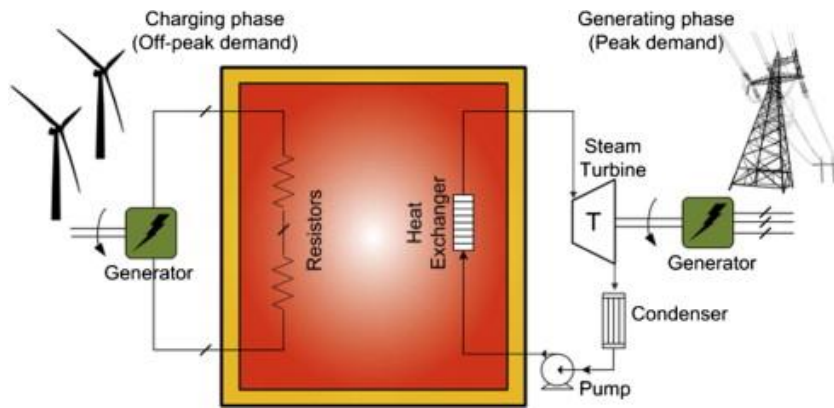


شکل ۸-۱: شماتیک یک ذخیره‌ساز حرارتی ترموشیمیایی نمونه

- ذخیره‌ساز حرارتی گرمای نهان: در این نوع ذخیره‌ساز که شماتیک آن در شکل (۹-۱) نشان داده شده است، برای تبدیل ماده از یک فاز به فاز دیگر، انرژی مصرف شده و در حالت عکس، آزاد می‌شود. به عنوان مثال، در حالت شارژ، گرما صرف تبدیل ماده از فاز مایع به گاز شده و در حالت دشارژ ماده از فاز گاز به مایع تبدیل می‌شود و گرما آزاد خواهد شد.
- ذخیره‌ساز حرارتی گرمای محسوس: در این نوع ذخیره‌ساز، گرما بدون تبدیل ماده از فازی به فاز دیگر به صورت افزایش دما، ذخیره می‌شود. در حالت شارژ، گرما صرف افزایش دمای ماده شده و در حالت دشارژ، دمای ماده کاهش یافته و گرما آزاد می‌شود. در شکل (۱۰-۱) شماتیک یک ذخیره‌ساز حرارتی گرمای محسوس نمونه ارائه شده است.



شکل ۹-۱: شماتیک یک ذخیره‌ساز حرارتی گرمای نهان نمونه



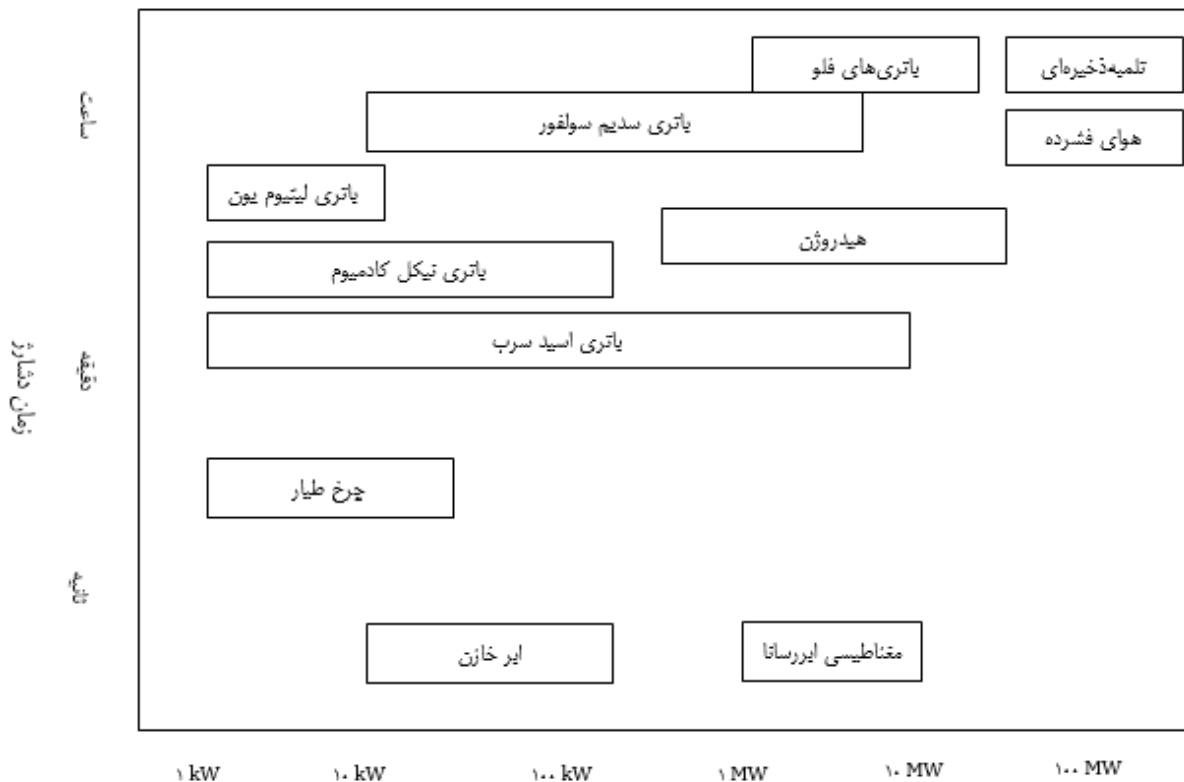
شکل ۱-۱۰: شماتیک یک ذخیره‌ساز حرارتی گرمای محسوس نمونه

در جدول (۱-۱)، مشخصات انواع ذخیره‌سازهای انرژی که باعث به کارگیری آن‌ها در قسمت‌های مختلف سیستم‌های قدرت می‌شود ارائه شده است. ذخیره‌سازهای با ظرفیت توان و انرژی زیاد در مواقعی که نیاز به ذخیره حجم زیاد انرژی، مثل هموار کردن بار وجود دارد، استفاده می‌شود. پاسخ‌دهی سریع، قابلیت است که امکان فراهم کردن خدماتی مثل کنترل فرکانس و بهبود معیارهای کیفیت توان را فراهم می‌کند. شکل (۱-۱۱)، مشخصه ظرفیت توان و زمان دشارژ برای انواع ذخیره‌سازها را نشان داده است. بررسی این شکل نشان می‌دهد که تصمیم‌گیرندگان سیستم‌های قدرت بسته به هدف خود از به کارگیری ذخیره‌سازها، می‌توانند انتخاب‌های متفاوتی داشته باشند. همچنین در جدول (۱-۲)، مشخصات انواع تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی معرفی شده به غیر از باتری‌ها ارائه شده است. همان‌طور که پیش از این نیز مطرح شد باتری‌ها در فصل آینده مورد مطالعه قرار می‌گیرند.

جدول ۱-۱: مشخصات اصلی انواع ذخیره‌سازها [۶]

نوع ذخیره‌ساز	مشخصه اصلی
ذخیره‌ساز تلمبه‌ذخیره‌ای	- ظرفیت انرژی و توان زیاد
ذخیره‌ساز هوای فشرده	- ظرفیت انرژی و توان زیاد - زمان پاسخ‌دهی نسبتاً سریع (ثانیه-دقیقه)
ذخیره‌ساز حرارتی	- ظرفیت انرژی و توان زیاد
ذخیره‌ساز هیدروژن	- چگالی جرمی بزرگ انرژی (وات‌ساعت بر کیلوگرم) - انعطاف‌پذیری بالا
باتری‌های مرسوم	- قدرت پاسخ‌دهی لحظه‌ای (میکروثانیه)
باتری‌های فلو	- زمان دشارژ و ظرفیت انرژی زیاد نسبت به باتری‌های مرسوم
ذخیره‌ساز چرخ طیار	- پاسخ‌دهی سریع
ذخیره‌ساز سوپر خازن	- بازده زیاد - چگالی توان و انرژی زیادتر از باتری‌ها - پاسخ‌دهی سریع

ذخیره‌ساز مغناطیسی ابررسانا	- پاسخ‌دهی سریع - نرخ توان زیاد
-----------------------------	------------------------------------



شکل ۱۱-۱: مقایسه انواع ذخیره‌سازها از نظر ظرفیت توان و زمان دشارژ [۷]

جدول ۱-۲: مشخصات انواع تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی [۸]

هزینه		بازده (درصد)	طول عمر (سال)	ظرفیت سیکل‌های شارژ و دشارژ	زمان ذخیره‌سازی مناسب	نرخ توان (مگاوات)	تکنولوژی ذخیره‌ساز
هزینه انرژی (دلار بر کیلووات ساعت)	هزینه توان (دلار بر کیلووات)						
۱۰۰-۵	۲۰۰۰-۶۰۰	۸۵-۶۵	۶۰-۴۰	۵۰۰۰-۲۰۰۰	ساعت‌ها تا ماه‌ها	۵۰۰۰-۱۰۰	تلمبه‌ذخیره‌ای
۵۰-۲	۸۰۰-۲۰۰	۸۹-۴۰	۴۰-۲۰	۳۰۰۰-۱۰۰۰	ساعت‌ها تا ماه‌ها	۳۰۰-۵	هواوی فشرده
۶۰-۳۰	۴۰۰-۱۰۰	۶۰-۳۰	۱۵-۵	بیش از ۱۳۰۰۰	دقیقه‌ها تا ماه‌ها	۶۰-۰	حرارتی
۱۵-۲	۳۰۰۰-۵۰۰	۴۰-۳۵	۱۵	۲۰۰۰	دقیقه‌ها تا ماه‌ها	۰/۵۰-۱	هیدروژن
۵۰۰۰-۱۰۰۰	۳۵۰-۲۵۰	۹۵-۸۰	۱۵	بیش از ۲۰۰۰	ثانیه‌ها تا دقیقه‌ها	۰-۰/۲۵	چرخ طیار
۲۰۰۰-۳۰۰	۳۰۰-۱۰۰	۹۵-۷۵	بیش از ۲۰	بیش از ۱۰۰۰۰	ثانیه‌ها تا ساعت‌ها	۰-۰/۳	سوپر خازن

مغناطیسی ابرسانا	۰/۱۰-۱	دقیقه‌ها تا ساعت‌ها	بیش از ۱۰۰۰۰	بیش از ۲۰	بیش از ۹۵	۳۰۰-۱۰۰	۱۰۰۰-۱۰۰۰۰
---------------------	--------	------------------------	-----------------	--------------	--------------	---------	------------

۱-۳- کاربرد ذخیره‌سازهای انرژی در سیستم‌های قدرت

ذخیره‌سازهای انرژی بسته به مشخصات فنی، در سیستم قدرت استفاده می‌شود، که در ادامه مرور می‌شود [۴].

۱- افزایش نفوذ منابع تولید انرژی تجدیدپذیر: یکی از مهم‌ترین دلایل استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر، در دسترس بودن و نامحدود بودن آن‌ها است. به عنوان مثال، محاسبات نشان می‌دهد مقدار انرژی که در طول یک ساعت توسط زمین از خورشید گرفته می‌شود معادل مصرف یک سال انرژی توسط انسان‌ها در زمین است [۹]. از دیگر مزایای به کارگیری این منابع می‌توان به کاهش آلودگی و کاهش مصرف سوخت‌های فسیلی اشاره نمود. یکی از مهم‌ترین مشکلات این منابع، غیرقابل پیش‌بینی و متغیر بودن تولید آن‌ها است. به کارگیری منابع تجدیدپذیر در تولید برق، باعث تأثیرگذاری بر مسائلی از قبیل قابلیت اطمینان سیستم، کیفیت توان و مسائل پایداری خواهد شد. ذخیره‌سازهای انرژی با برطرف کردن این مشکلات، قابلیت نفوذ بیشتر این منابع را به وجود خواهد آورد.

۲- کاهش نیاز به توسعه و تقویت شبکه انتقال و توزیع: با تعبیه ذخیره‌سازهای انرژی در نقاط مناسبی از سیستم قدرت و بهره‌برداری مناسب از آن‌ها، می‌توان توسعه سیستم انتقال و توزیع را تا زمان اقتصادی شدن آن، به تأخیر انداخته و یا در برخی موارد، از آن اجتناب نمود. ذخیره‌سازهای انرژی با کاهش تراکم خطوط انتقال^۱ این قابلیت را در شبکه انتقال به وجود می‌آورند. در شبکه توزیع نیز با مدیریت بارگذاری خطوط، نیاز به تقویت شبکه توزیع به تعویق می‌افتد.

۳- تولیدکننده پیک^۲: ذخیره‌سازهای انرژی می‌توانند در زمان بار حداقل که انرژی ارزان است، انرژی را از شبکه خریداری کرده، شارژ شده و در ساعت‌های حداکثر مصرف انرژی، دشارژ شوند. بنابراین از آن‌ها می‌توان به عنوان منابع تولید توان پیک یاد نمود که موجب کاهش استفاده از نیروگاه‌های پیک مرسوم می‌شوند. این توانایی، برش پیک توان^۳ نیز نامیده می‌شود، که امکان سودآوری^۴ را به دنبال خواهد داشت.

۴- خدمات جانبی: ذخیره‌سازهای انرژی به دلیل سرعت پاسخ‌دهی نسبتاً زیاد، می‌توانند با فراهم کردن خدمات تنظیم ولتاژ و فرکانس، مسائل پایداری ولتاژ و فرکانس که بیشتر ناشی از حضور منابع تولید تجدیدپذیر هستند را بهبود دهند. این عناصر با داشتن قابلیت تأمین توان در مدت زمان کوتاه قادر خواهند بود در فراهم‌آوری خدمات رزرو چرخان و غیرچرخان به بهره‌بردار شبکه کمک کنند. همچنین، ذخیره‌سازها در صورت داشتن ذخیره انرژی می‌توانند در زمان فروپاشی سیستم، انرژی خود را در اختیار سیستم قراردادده و به بازیابی سیستم کمک کنند. این قابلیت تحت عنوان خدمت راه‌اندازی تاریک^۵ ارائه می‌شود.

۵- پشتیبانی از منابع تولید پراکنده: حضور ذخیره‌سازهای انرژی در کنار منابع تولید پراکنده مثل منابع تولید تجدیدپذیر باعث می‌شود، چالش‌های پیش‌روی این منابع از جمله مسائل پایداری و قابلیت اطمینان کاهش یابد.

۶- مدیریت بار^۶: فعالیت‌های مربوط به مدیریت بار شامل موارد زیر است:

Transmission congestion^۱
Peak generation^۲
Peak shaving^۳
Arbitrage^۴
Black start^۵
Load management^۶

- هموارسازی بار^۱: در ساعات غیر پیک بار، می‌توان ذخیره‌ساز انرژی را شارژ نمود و در ساعات پیک از انرژی ذخیره‌شده در ذخیره‌ساز برای تأمین بار استفاده کرد. بدین ترتیب، در حضور ذخیره‌سازهای انرژی، کل نیاز تولید توان، هموارتر خواهد شد.
- پیگیری بار^۲: زمانی که سطح مصرف از سطح تولید کمتر می‌شود، ذخیره‌ساز انرژی می‌تواند انرژی را تحویل بگیرد و همچنین در شرایطی که انرژی بیشتری نسبت به سطح تولید، مورد نیاز است توانایی تحویل انرژی را دارد. این قابلیت ذخیره‌ساز تحت عنوان پیگیری بار شناخته می‌شود. [۱۰]

در جدول (۱-۳) مشخصه ذخیره‌ساز لازم برای کاربردهای متفاوت ارائه شده است. نتایج این جدول نشان می‌دهد که ذخیره‌سازهای انرژی با توجه به کاربردهای مختلف، در محدوده وسیعی از ظرفیت توان و انرژی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

جدول ۱-۳: کاربرد ذخیره‌سازهای انرژی مورد نیاز برای کاربردهای متفاوت [۸]

زمان دشارژ	کاربرد	زمان دشارژ	ظرفیت توان	ظرفیت انرژی	زمان پاسخ‌گویی	مکان
دشارژ سریع	گذرا	ثانیه	کمتر از ۱ مگاوات	حدود ۲ کیلووات‌ساعت	کمتر از ۱/۴ سیکل	مصرف‌کننده نهایی و توزیع
	پایدارسازی انتقال و توزیع	ثانیه	تا ۱۰۰ ها مگاوات‌آمپر	۳۰ تا ۵۰ کیلووات‌آمپر‌ساعت	کمتر از ۱/۴ سیکل	انتقال و توزیع
دشارژ زمان کوتاه تا بلند	تنظیم ولتاژ	دقیقه	تا ۱۰ مگاوار	۲۵۰ تا ۲۵۰۰ کیلووات‌ساعت	کمتر از ۱/۴ سیکل	انتقال
	رزرو چرخان پاسخ سریع	کمتر از ۳۰ دقیقه	۱۰ تا ۱۰۰ مگاوات	۵ تا ۵۰۰ مگاوات‌ساعت	کمتر از ۳ ثانیه	تولید
	رزرو چرخان مرسوم	کمتر از ۳۰ دقیقه	۱۰ تا ۱۰۰ مگاوات	۵ تا ۵۰۰ مگاوات‌ساعت	کمتر از ۱۰ دقیقه	تولید
	پیک‌سایی ^۳ انتقال و مصرف‌کننده نهایی	۱ تا ۳ ساعت	کمتر از ۵ مگاوات	۱ تا ۱۵۰ مگاوات‌ساعت	ثانیه‌ها	مصرف‌کننده نهایی و توزیع
	به تعویق انداختن سرمایه‌گذاری انتقال	۱ تا ۳ ساعت	تا ۱۰۰ ها مگاوات	۱ تا ۵۰۰ مگاوات‌ساعت	ثانیه‌ها	انتقال
	تطابق ^۴ تجدیدپذیر (دشارژ زمان کوتاه)	دقیقه ۱ تا ساعت	کمتر از ۱۰۰ مگاوات	۱۰ تا ۱۰۰۰۰۰ کیلووات‌ساعت	کمتر از یک سیکل	تولید
	تطابق تجدیدپذیر (دشارژ زمان بلند)	۱ تا ۱۰ ساعت	کمتر از ۱۰۰ مگاوات	۱ تا ۱۰۰ مگاوات‌ساعت	ثانیه‌ها	تولید

^۱ Load leveling

^۲ Load following

^۳ Peak shaving

^۴ Matching

تولید	دقیقه‌ها	۱۰۰ تا ۱۰۰۰ مگاوات ساعت	۱۰۰ ها مگاوات	۶ تا ۱۰ ساعت	هموارسازی بار
انتقال و توزیع	کمتر از یک سیکل	۱۰ تا ۱۰۰۰ مگاوات ساعت	۱۰ تا ۱۰۰ ها مگاوات	چندین ساعت	پیگیری بار
مصرف کننده نهایی	ثانیه‌ها	۲۴ مگاوات ساعت	کمتر از ۱ مگاوات	۲۴ ساعت	پشتیبانی اضطراری
مصرف کننده نهایی و تولید	ثانیه تا دقیقه‌ها	۲۰ تا ۲۰۰ مگاوات ساعت	۱۰۰ کیلووات تا ۱ مگاوات	روزها	پشتیبانی تجدیدپذیرها

۱-۴- نتیجه‌گیری

در این فصل به منظور آشنایی با ذخیره‌سازهای انرژی، در ابتدا مشخصات فنی و اقتصادی شامل ظرفیت توان و انرژی، بازده، مشخصات بهره‌برداری و هزینه ذخیره‌سازهای انرژی مورد مطالعه قرار گرفت. پس از آن انواع ذخیره‌سازهای انرژی شامل ذخیره‌سازهای مکانیکی، الکتریکی، شیمیایی و حرارتی معرفی و بررسی شد. در ادامه مشخصات فنی و اقتصادی هر کدام از این تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی بررسی و مقایسه شد. پس از آن انواع کاربردهای ذخیره‌سازهای انرژی شامل افزایش نفوذ منابع تولید تجدیدپذیر، تأمین خدمات جانبی، به تعویق انداختن سرمایه‌گذاری در بخش‌های انتقال و توزیع مورد بررسی قرار گرفت. در پایان نیز نوع ذخیره‌سازهای لازم برای تأمین هر کدام از کاربردهای ذکر شده تعیین شد.

فصل ۲- بررسی فنی و اقتصادی باتری‌ها

مقدمه:

باتری‌ها به‌عنوان یکی از قدیمی‌ترین ذخیره‌سازهای انرژی، به منظور برآورده کردن اهداف بسیاری به کار گرفته می‌شده است. در گذشته، باتری‌ها بیشتر در ذخیره‌سازی‌های با حجم انرژی کم استفاده می‌شده‌اند. امروزه با پیشرفت تکنولوژی ساخت باتری‌ها در دنیا، این نوع ذخیره‌سازها برای به‌گزین‌های مناسبی برای برطرف کردن چالش‌های پیش‌روی سیستم‌های قدرت تبدیل شده‌اند و می‌توانند ظرفیت‌های توان و انرژی نسبتاً بالایی داشته باشند.

در این فصل باتری‌ها به‌عنوان یکی از تکنولوژی‌های در حال توسعه ذخیره‌سازی انرژی مورد مطالعه قرار می‌گیرد. به این منظور در ابتدا، تعدادی از مشخصات فنی باتری‌ها معرفی می‌شود. از آن‌جا که در فصل قبل، تعدادی از مشخصه‌های ذخیره‌سازی در بخش ۱- معرفی شده است در این فصل بیشتر بر روی مشخصات مطرح در مورد باتری‌ها بحث می‌شود و از تکرار مباحث مطرح‌شده در فصل اول خودداری می‌شود. پس از آن، تعدادی از باتری‌های پرکاربرد که امروزه در سیستم‌های قدرت استفاده می‌شوند معرفی می‌شود. در این قسمت، مزایا و معایب هر کدام از باتری‌های معرفی‌شده مورد بررسی قرار می‌گیرد. در ادامه، اجزای سیستم‌های ذخیره‌ساز باتری مطالعه خواهد شد. سپس، مباحث اقتصادی مرتبط با پروژه‌های به‌کارگیری باتری‌ها در سیستم‌های قدرت مطرح می‌شود. مشخصه‌های لازم برای باتری‌ها به‌منظور استفاده در بخش‌های مختلف و جمع‌بندی مشخصات فنی و اقتصادی باتری‌ها، موضوع مطالعات بعدی خواهد بود. در پایان نیز، تعدادی از پروژه‌های عملی به‌کارگیری باتری‌ها در دنیا بررسی می‌شود.

۱-۲- بررسی مشخصات فنی باتری‌ها

در فصل اول نیز بیان شد که باتری‌ها از نوع ذخیره‌سازهای شیمیایی هستند که انرژی شیمیایی را به الکتریکی و بالعکس تبدیل می‌کند. در ادامه مفاهیم اصلی مربوط به باتری‌ها تشریح شده است:

مفاهیم اساسی باتری‌ها:

سلول^۱، ماژول‌ها^۲، بسته‌ها^۳:

در سیستم‌های قدرت معمولاً از بسته‌های باتری ولتاژ بالا استفاده می‌شود که شامل چندین ماژول تکی و سلول‌های سری و موازی هستند. یک سلول کوچکترین جزء تشکیل‌دهنده باتری است. یک ماژول شامل چندین سلول است که به‌صورت سری یا موازی به یکدیگر متصل هستند. یک بسته باتری، از اتصال چندین ماژول تشکیل شده است که ماژول‌ها نیز می‌توانند اتصال سری یا موازی داشته باشند [۱۱].

کلاس‌بندی^۴ باتری‌ها:

باتری‌ها می‌توانند از نقطه‌نظرهای متفاوت دسته‌بندی شوند. یکی از کلاس‌بندی‌های رایج برای باتری‌ها، طبقه‌بندی بر مبنای توان و انرژی آن‌ها است. باتری‌ها می‌توانند توان بالا و یا انرژی بالا باشند و لزوماً نباید این دو مشخصه را هم‌زمان داشته باشند. معمولاً

کارخانجات سازنده از این منظر، باتری‌ها را کلاس‌بندی می‌کنند. یکی دیگر از کلاس‌بندی‌های رایج باتری‌ها، دوام^۱ بالای آن‌ها است. در واقع طول عمر باتری‌ها، معیار طبقه‌بندی این‌چنینی آن‌ها است [۱۱].

نرخ‌های C و E^۲:

در توصیف مشخصات باتری‌ها، جریان دشارژ به‌منظور نرمالیزه‌شدن نسبت به ظرفیت باتری به‌صورت نرخ C نمایش داده می‌شود. این معیار معمولاً برای باتری‌های مختلف، بسیار متفاوت است. نرخ C به‌صورت نرخ دشارژ باتری نسبت به ظرفیت ماکزیمم تعریف می‌شود. یک نرخ 1C به این معنی است که جریان دشارژ، کل باتری را در مدت زمان یک ساعت تخلیه می‌کند. برای یک باتری با ظرفیت ۱۰۰ آمپر-ساعت، این نرخ معادل آن است که جریان دشارژ برابر ۱۰۰ آمپر است. نرخ 5C برای این باتری ۵۰۰ آمپر بوده و نرخ C/2 ۵۰ آمپر خواهد بود. به‌طور مشابه، یک نرخ E، توان دشارژ را بیان می‌کند. یک نرخ 1E، توان دشارژی است که کل باتری را در یک ساعت تخلیه می‌کند [۱۱].

معرفی مشخصات فنی باتری‌ها:

حالت شارژ^۳ (%):

حالت شارژ به‌صورت ظرفیت باقی‌مانده از باتری تعریف می‌شود که تحت تأثیر شرایط بهره‌برداری مثل جریان بار و دما قرار دارد. این معیار به‌صورت زیر محاسبه می‌شود [۱۲]:

$$\text{حالت شارژ} = \frac{\text{ظرفیت باقی مانده}}{\text{ظرفیت نامی}}$$

عمق دشارژ^۴ (%):

عمق دشارژ نشان‌دهنده نسبت ظرفیت دشارژ‌شده باتری به ظرفیت حداکثر آن است. عمق دشارژ با استفاده از رابطه زیر با حالت شارژ در ارتباط است [۱۲]:

$$\text{حالت شارژ} - ۱ = \text{عمق دشارژ}$$

ولتاژ ترمینال^۵ (ولت):

ولتاژ بین ترمینال‌های باتری پس از اعمال بار به‌عنوان ولتاژ ترمینال شناخته می‌شود. ولتاژ ترمینال با تغییر حالت شارژ و جریان شارژ/دشارژ تغییر می‌کند [۱۲].

ولتاژ مدار باز^۶ (ولت):

ولتاژ بین ترمینال‌های باتری، در حالی که باری از باتری کشیده نمی‌شود، ولتاژ مدارباز نامیده می‌شود. ولتاژ مدارباز نیز به حالت شارژ باتری بستگی دارد و با افزایش حالت شارژ، افزایش پیدا می‌کند [۱۲].

مقاومت داخلی^۷ (اهم):

^۱ Durability

^۲ C- and E-rates

^۳ State of charge (SOC)

^۴ Depth of discharge (DOD)

^۵ Terminal voltage

^۶ Open circuit voltage

^۷ Internal resistance

مقاومت داخلی باتری است که برای وضعیت‌های شارژ و دشارژ باتری متفاوت بوده و به حالت شارژ آن بستگی دارد. با افزایش مقاومت داخلی، بازده و پایداری حرارتی باتری به دلیل تبدیل بیشتر انرژی تحویلی به باتری به حرارت کاهش می‌یابد [۱۲].

ولتاژ نامی^۱ (ولت):

ولتاژ مرجع باتری است که در مشخصات فنی آن ذکر می‌شود که گاهی اوقات تحت عنوان ولتاژ نرمال باتری شناخته می‌شود [۱۲].

ولتاژ قطع^۲ (ولت):

حداقل ولتاژ مجاز باتری است که در این ولتاژ، حالت باتری "خالی" تعریف می‌شود [۱۲].

ظرفیت یا ظرفیت نامی^۳ (آمپرساعت برای یک نرخ C مشخص):

کل آمپرساعت در دسترس، هنگام تخلیه باتری در یک جریان دشارژ مشخص (تعیین شده به صورت یک نرخ C) از حالت شارژ ۱۰۰ درصد تا ولتاژ قطع، تعریف می‌شود. ظرفیت با ضرب جریان دشارژ در زمان تخلیه محاسبه می‌شود و با افزایش نرخ C افزایش می‌یابد [۱۲].

انرژی یا انرژی نامی^۴ (وات ساعت برای یک نرخ C مشخص):

کل وات ساعت در دسترس، هنگام تخلیه باتری در یک جریان دشارژ مشخص (تعیین شده به صورت یک نرخ C) از حالت شارژ ۱۰۰ درصد تا ولتاژ قطع، تعریف می‌شود. انرژی به صورت حاصل ضرب توان دشارژ در زمان تخلیه محاسبه می‌شود. مشابه ظرفیت، انرژی با افزایش نرخ C کاهش می‌یابد [۱۲].

توان یا انرژی نامی^۵ (وات):

ماکزیم توانی است که ذخیره‌ساز می‌تواند تحویل بگیرد و یا تحویل دهد [۱۲].

ظرفیت چرخه^۶ (تعداد برای یک عمق دشارژ مشخص):

تعداد سیکل‌های شارژ و دشارژ که باتری می‌تواند پیش از دست دادن معیارهای عملکردی مشخص خود تجربه کند. ظرفیت چرخه برای شرایط شارژ و دشارژ مشخص تخمین زده می‌شود. عمر بهره‌برداری عملی باتری به شرایط زیادی از جمله عمق سیکل‌ها، دما و رطوبت بستگی دارد. عمق دشارژ بیشتر، ظرفیت چرخه کمتری را به دنبال دارد [۱۲].

انرژی مخصوص^۷ (وات ساعت بر کیلوگرم):

نسبت انرژی نامی باتری به جرم آن تعریف می‌شود. انرژی مخصوص به مشخصات شیمیایی باتری و نوع پکینگ آن بستگی دارد [۱۲].

توان مخصوص^۸ (وات بر کیلوگرم):

حداکثر توان در دسترس باتری در واحد جرم آن تعریف می‌شود. توان مخصوص نیز مشابه انرژی مخصوص به مشخصات شیمیایی باتری و نوع پکینگ آن بستگی دارد [۱۲].

Nominal voltage^۱

Cut-off voltage^۲

Nominal capacity^۳

Nominal energy^۴

Nominal energy^۵

Cycle life^۶

Specific energy^۷

Specific power^۸

چگالی انرژی^۱ (وات ساعت بر مترمکعب یا وات ساعت بر لیتر):

انرژی نامی باتری در واحد حجم باتری تعریف می‌شود [۱۲].

چگالی توان^۲ (وات بر مترمکعب):

توان حداکثر در دسترس در واحد حجم باتری تعریف می‌شود [۱۲].

جریان دشارژ پیوسته حداکثر^۳:

جریان حداکثری که باتری می‌تواند به صورت پیوسته دشارژ شود تعریف می‌شود. این محدودیت معمولاً توسط کارخانه سازنده باتری

تعیین می‌شود تا از نرخ دشارژ اضافی جلوگیری شده و به باتری صدمه وارد نشود و ظرفیت آن کاهش پیدا نکند [۱۲].

۲-۲- معرفی انواع باتری‌ها:

باتری اسید سرب:

باتری اسید سرب یکی از قدیمی‌ترین و مرسوم‌ترین باتری‌های قابل شارژ است. این باتری از سلول‌های با اتصال سری، یک الکترولیت و الکترودهای مثبت و منفی تشکیل شده است. ساختار این باتری در شکل (۲-۱) نشان داده شده است. همان‌طور که در این شکل مشخص است، الکتروده مثبت از دی‌کسید سرب و الکتروده منفی از سرب اسفنجی تشکیل شده است که هر دوی الکترودها در اسیدسولفوریک غوطه‌ور هستند [۱۳].

دو نوع مرسوم باتری اسید سرب در بازار شامل باتری اسید سرب با قابلیت تخلیه^۴ (VLA) و اسید سرب تنظیم‌شده با شیر^۵ (VRLA) است. یک نمونه باتری VLA در شکل (۲-۲) نمایش داده شده است. در این نوع باتری، کلاهک‌هایی در قسمت بالایی باتری وجود دارد که امکان تخلیه گازهای تشکیل‌شده در هنگام شارژ باتری یعنی هیدروژن و اکسیژن را ایجاد می‌کند. در باتری نوع VRLA که در شکل (۲-۳) یک نمونه از این نوع باتری نمایش داده شده است برای تنظیم فشار ناشی از گاز هیدروژن، از یک شیر استفاده می‌شود.

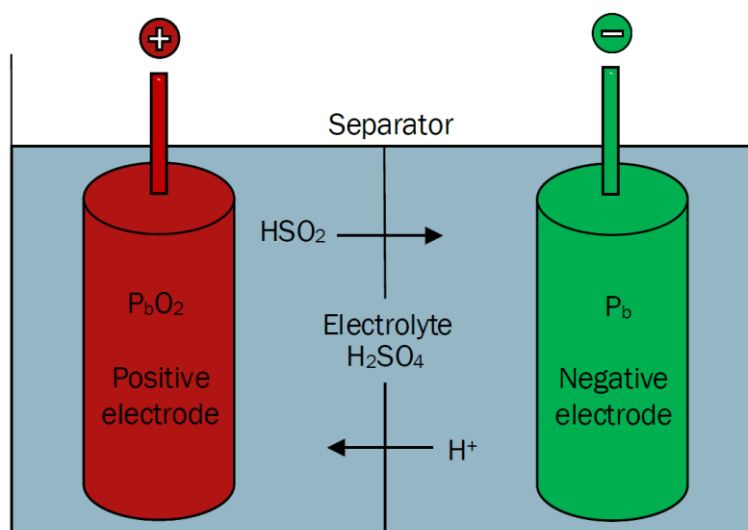
^۱ Energy density

^۲ Energy density

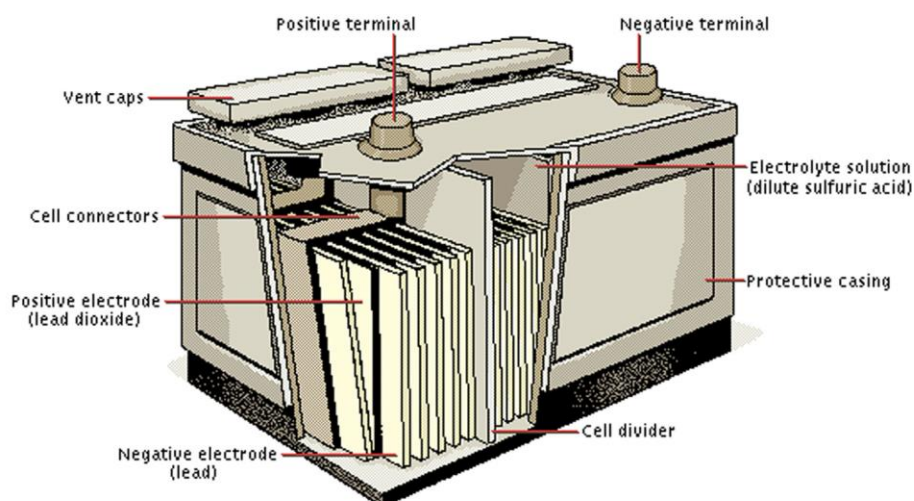
^۳ Maximum continous discharge current

^۴ Vented lead-acid (VLA)

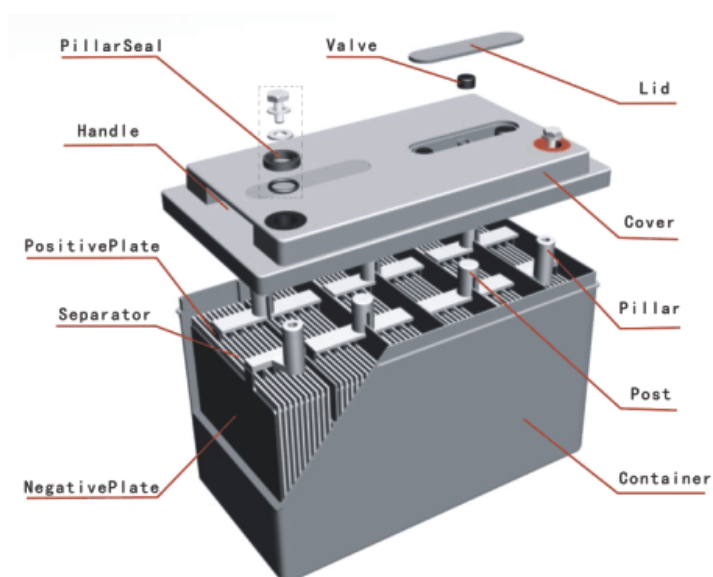
^۵ Valved regulated lead-acid (VRLA)



شکل ۱-۲: ساختار شیمیایی باتری اسید سرب



شکل ۲-۲: نمایش یک باتری اسید سرب دارای تهویه



شکل ۲-۳: نمایش یک باتری اسید سرب با قابلیت تنظیم با شیر

در مقایسه با سایر باتری‌ها، باتری اسید سرب به دلیل قدیمی بودن و پیشرفت کافی، گسترش زیادی پیدا کرده است و به همین سبب هزینه نسبتاً پایین تری دارد. در کاربردهایی که هزینه چالش اصلی است و ظرفیت انرژی و ظرفیت سیکل‌های شارژ و دشارژ اهمیت چندانی ندارد باتری اسید سرب می‌تواند گزینه مناسبی باشد. به عنوان مثال این باتری می‌تواند به عنوان پشتیبان استفاده شود. زیرا در این نوع کاربرد، معمولاً تعداد سیکل‌های شارژ و دشارژ زیادی مورد نیاز نیست و طول عمر و هزینه معیارهای مهم‌تری هستند. از مزایای این باتری می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

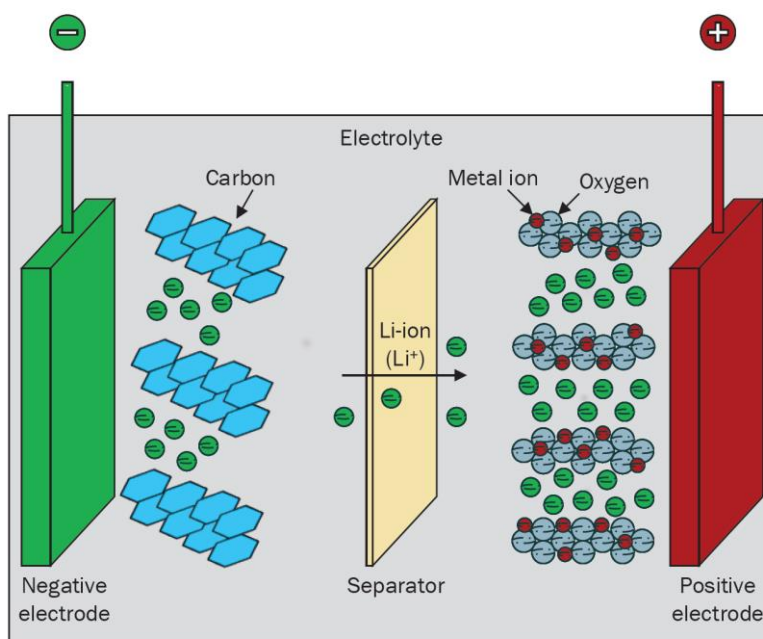
- قیمت نسبتاً کم
- ولتاژ بالا برای هر سلول
- عملکرد قابل قبول در دمای اتاق
- ساده بودن تکنولوژی شارژ
- نیاز به نگهداری نسبتاً کم
- ظرفیت ذخیره‌سازی نسبتاً زیاد
- ضد نشت بودن و قابلیت حمل و نقل نسبتاً آسان
- زمان پاسخ‌دهی سریع
- نرخ دشارژ خودی روزانه کوچک
- بازده نسبتاً بالا

از معایب این نوع باتری می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- حجم بودن (چگالی انرژی و انرژی مخصوص کم)
- مشخصات ضعیف در دمای پایین و نیاز به سیستم مدیریت حرارتی
- خرابی باتری در اثر قرار گرفتن طولانی مدت در وضعیت دشارژ
- قابلیت شارژ و دشارژ کم
- عمق دشارژ کم
- شارژ آهسته (۱۴ تا ۱۶ ساعت لازم برای شارژ کامل)
- طول عمر محدود
- سمی و خطرناک بودن

باتری لیتیوم یون:

در طول سال‌های اخیر، باتری‌های لیتیوم یون پیشرفت قابل توجهی داشته‌اند. ساختار نوعی یک باتری لیتیوم یون در شکل (۲-۴) نمایش داده شده است. این باتری شامل الکترودهای مثبت و منفی جدا شده توسط مواد پلیمری متخلخل و غوطه‌ور در یک الکترولیت است. الکترود مثبت شامل یک یون فلزی (مثل کبالت، نیکل و منگنز) و اکسیژن است. الکترود منفی نیز از مواد کربنی مثل گرافیت ساخته شده است. همچنین الکترولیت شامل نمک‌های لیتیوم در مایع ارگانیک است. همان‌طور که در شکل (۲-۴) مشخص است در فرآیند شارژ، یون‌های لیتیوم از کاتد جدا شده و به آنود تزریق می‌شود و عکس این کار در فرآیند دشارژ انجام می‌شود [۱۳-۱۴].



شکل ۲-۴: ساختار کلی باتری لیتیوم یون

انواع باتری‌های لیتیوم یون در ادامه معرفی شده است:

- اکسید کبالت لیتیوم^۱: این نوع باتری از یک کاتد با جنس اکسید کبالت با ساختار لایه‌لایه و یک آند از جنس کربن گرافیت تشکیل شده است. در هنگام دشارژ، یون‌های لیتیوم از سمت آند به سمت کاتد حرکت کرده و این جریان در حالت شارژ برعکس می‌شود. مشکل اصلی این نوع باتری، طول عمر نسبتاً پایین و قابلیت تحمل بار محدود است.
- اکسید منگنز لیتیوم^۲: در این نوع باتری، ساختار اسپینل‌های منگنز در لیتیوم یون مورد استفاده قرار می‌گیرد. به این منظور، یک ساختار اسپینل سه‌بعدی تشکیل می‌شود که جریان یون در الکتروود را بهبود می‌دهد و در نتیجه مقاومت داخلی کوچک‌تر و کنترل جریان آسان‌تر می‌شود. مزیت دیگر ساختار اسپینل، پایداری حرارتی بالا و بالا رفتن ایمنی است. اما طول عمر این نوع باتری محدود است.
- اکسید کبالت منگنز نیکل لیتیوم^۳: یکی از موفق‌ترین سیستم‌های لیتیوم یون، ترکیب کاتد نیکل، منگنز و کبالت است که در این نوع باتری مورد استفاده قرار می‌گیرد.
- فسفات آهن لیتیوم^۴: در این نوع باتری، فسفات به‌عنوان کاتد استفاده شده است. فسفات لیتیوم، عملکرد الکتروشیمیایی بهتری با مقاومت پایین به‌وجود می‌آورد. این قابلیت می‌تواند با مواد کاتد فسفات با ابعاد نانو حاصل شود. فایده اصلی این نوع باتری، نرخ جریان زیاد، قابلیت سیکل شارژ و دشارژ زیاد در کنار پایداری حرارتی خوب و ایمنی قابل قبول است.

^۱ Lithium cobalt oxide (LiCoO₂)

^۲ Lithium manganese oxide (LiMn₂O₄)

^۳ Lithium nickel manganese cobalt oxide (LiNiMnCoO₂, or NMC)

^۴ Lithium iron phosphate (LiFePO₄)

- تیتانات لیتیوم^۱: در این نوع باتری، گرافیت آند با تیتانات جایگزین شده و مواد به‌فرم ساختار اسپینل در می‌آیند. کاتد می‌تواند اکسید منگنز لیتیوم باشد. تیتانات لیتیوم دارای ولتاژ نامی سلول ۲/۴ ولت می‌تواند سریع شارژ شود و جریان دشارژ 10C یا ۱۰ برابر ظرفیت نامی را تحویل دهد. تعداد سیکل‌های این نوع باتری، بسیار بیشتر از باتری‌های لیتیوم یون مرسوم است. این نوع باتری، ایمن، دارای مشخصات عالی دشارژ در دمای پایین است. این باتری می‌تواند در دمای ۳۰- درجه به ظرفیت ۸۰ درصد برسد.

باتری‌های لیتیوم‌یون، چگالی انرژی بالایی دارند و بنابراین پتانسیل زیادی برای به‌کارگیری در رنج وسیعی از سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی را دارند. سایر مزایای این نوع باتری شامل موارد زیر است:

- چگالی توان بالا
- بازده بالا
- تعداد سیکل‌های شارژ و دشارژ زیاد
- ولتاژ دشارژ پایدار
- دمای بهره‌برداری وسیع
- نداشتن اثر حافظه^۲
- سطح ایمنی بالا
- وزن سبک
- انعطاف‌پذیری بسته‌بندی
- ارزان بودن ماده اولیه کاتد
- قابلیت بازیابی نمک‌ها و اکسید لیتیوم
- نداشتن تأثیرات زیست‌محیطی
- انرژی مخصوص بالا
- ولتاژ سلول بالا
- عمق دشارژ بالا
- عملکرد خیلی خوب در دمای پایین
- ماندگاری شارژ عالی

از معایب این نوع باتری می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- گرم شدن مقاومت داخلی و امکان خرابی باتری به این دلیل
- نیاز به سیستم‌های حفاظتی ولتاژ بالا و جریان بالا برای جلوگیری از گرمای زیاد
- بالا رفتن هزینه به دلیل مدارهای حفاظتی شارژ زیاد و روش‌های بسته‌بندی مخصوص

^۱ Lithium titanate ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$)

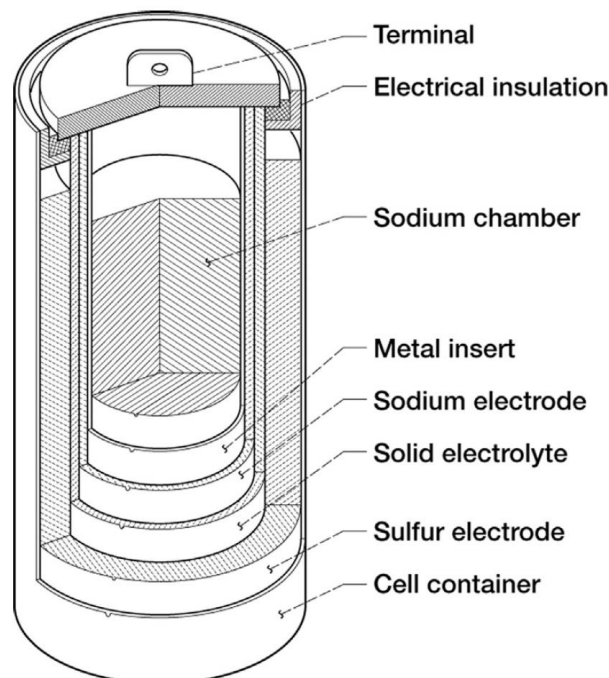
^۲ Memory effect

- رویارویی با مسائل ایمنی در صورت فراتر رفتن از ولتاژ شارژ حداکثر
- پیچیدگی مدار شارژ
- نیاز به پایش هر کدام از سلول‌ها
- قابل اشتعال بودن لیتیوم
- عدم امکان شارژ سریع در دماهای پایین

باتری سدیم سولفور:

باتری‌های سدیم سولفور، یکی از انواع باتری‌های قابل شارژ دما بالا هستند که از فلز سدیم استفاده می‌کنند. این نوع باتری، یک نوع باتری فلز مذاب ساخته شده از سدیم و سولفور است که ساختار آن در شکل (۲-۵) نمایش داده شده است. این نوع باتری به دلیل خواص منحصر به فرد، بیشتر در جاهایی استفاده می‌شود که به ذخیره‌سازی حجم زیاد انرژی احتیاج بوده و نیاز به جابجایی وجود ندارد [۱۵]. مزایای این باتری شامل موارد زیر است:

- چگالی انرژی بالا
- چگالی توان بالا
- قیمت نسبتاً پایین
- بهره‌برداری انعطاف‌پذیر: عملکرد سلول‌ها در رنج وسیعی از شرایط (نرخ دشارژ، عمق دشارژ و دما)
- مقاومت منطقی
- بازده انرژی بالا
- عدم حساسیت نسبت به شرایط محیطی



شکل ۲-۵: ساختار کلی باتری سدیم سولفور

در ادامه معایب این باتری ارائه شده است:

- نیاز به بهره‌برداری در دمای بالای ۳۰۰ درجه
- واکنش‌پذیری بسیار بالای فلز سدیم و قابل اشتعال بودن در هنگام قرارگیری در معرض آب
- هزینه نسبتاً بالا برای ساختن حصار به‌منظور جلوگیری از نشتی
- نیاز به تعمیر و نگهداری دقیق
- قابلیت جابجایی کم

باتری نیکل کادمیوم:

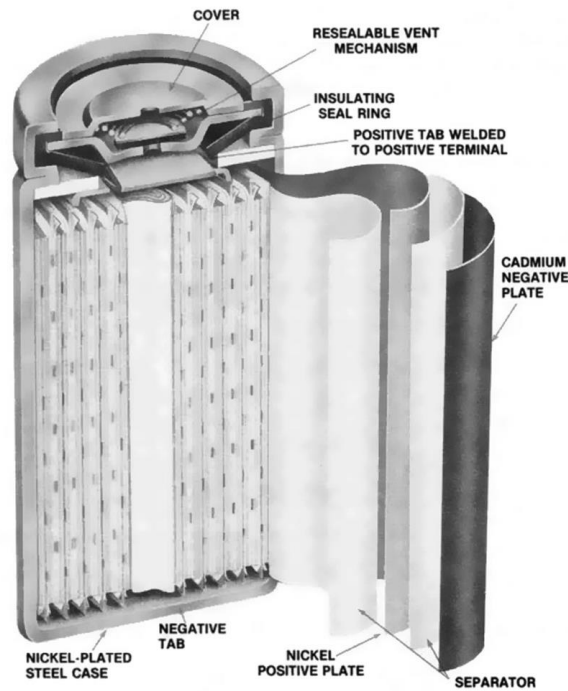
در این نوع باتری که ساختار آن در شکل (۲-۶) نمایش داده شده است، صفحه الکتروود مثبت از جنس هیدروکسید نیکل، صفحه الکتروود منفی از جنس کادمیوم و الکتروولیت از جنس آلکالین است. این نوع باتری بیشتر برای رایانه‌های قابل حمل، مته‌ها، دوربین‌های فیلمبرداری و سایر دستگاه‌های کوچک مورد استفاده قرار می‌گیرد [۱۴-۱۵].

مزایای این باتری عبارتست از:

- تعدادی سیکل‌های شارژ و دشارژ بالا در صورت نگهداری درست
- عدم نیاز به کنترل
- عملکرد مناسب در دمای پایین
- داشتن رنج ظرفیت‌های وسیع
- حمل و نقل آسان

معایب این باتری شامل موارد زیر است:

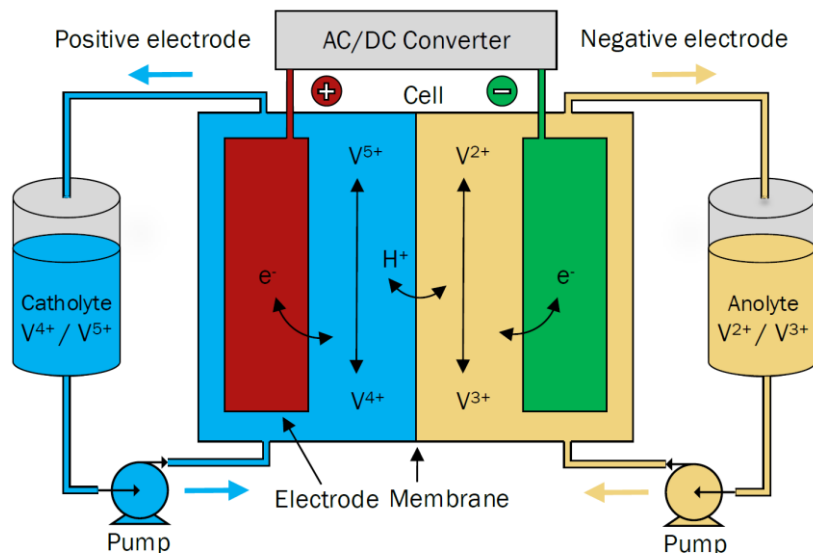
- انرژی مخصوص نسبتاً کم
- نیاز به شارژ کامل دوره‌ای (اثر حافظه)
- آلوده‌کننده بودن کادمیوم
- دشارژ خودی بالا
- ولتاژ سلول پایین و نیاز به تعداد زیاد سلول برای دستیابی به یک ولتاژ بالا



شکل ۲-۶: ساختار کلی باتری نیکل کادمیوم

باتری فلوی وانادیوم ری‌داکس:

باتری‌های وانادیوم ری‌داکس از پرکاربردترین باتری‌های فلو هستند. تفاوت آن‌ها نسبت به باتری‌های مرسوم آن است که در فرآیند ذخیره‌سازی، آن‌ها از دو تانک خارجی برای ذخیره الکترولیت استفاده می‌کنند. الکترولیت در طول فرآیندهای شارژ و دشارژ به سلول‌های الکتروشیمیایی پمپ می‌شود. این باتری‌ها از دو نوع الکترولیت مایع بار مثبت و بار منفی که توسط یک غشا جدا می‌شوند استفاده می‌کنند. در شکل (۲-۷) ساختار نمونه یک باتری فلوی وانادیوم ری‌داکس نمایش داده شده است [۱۳].



شکل ۲-۷: ساختار کلی باتری فلوی وانادیوم ری‌داکس

مزایای این باتری به‌صورت زیر است:

- قابلیت سیکل‌های شارژ و دشارژ زیاد

- توان خروجی زیاد
- نرخ تبدیل انرژی زیاد
- مناسب برای ذخیره‌سازی انرژی‌ها با مقیاس بزرگ
- طول عمر زیاد
- ایمنی بالا
- تلفات کم در حالت بدون استفاده بودن باتری
- انعطاف‌پذیر برای طراحی ظرفیت‌های توان و انرژی متفاوت

معایب این باتری در ادامه ارائه شده است:

- پیچیدگی (نیاز به پمپ، سنسور و ...)
- چگالی انرژی کم

۲-۳- سیستم‌های ذخیره‌سازهای انرژی باتری‌ها:

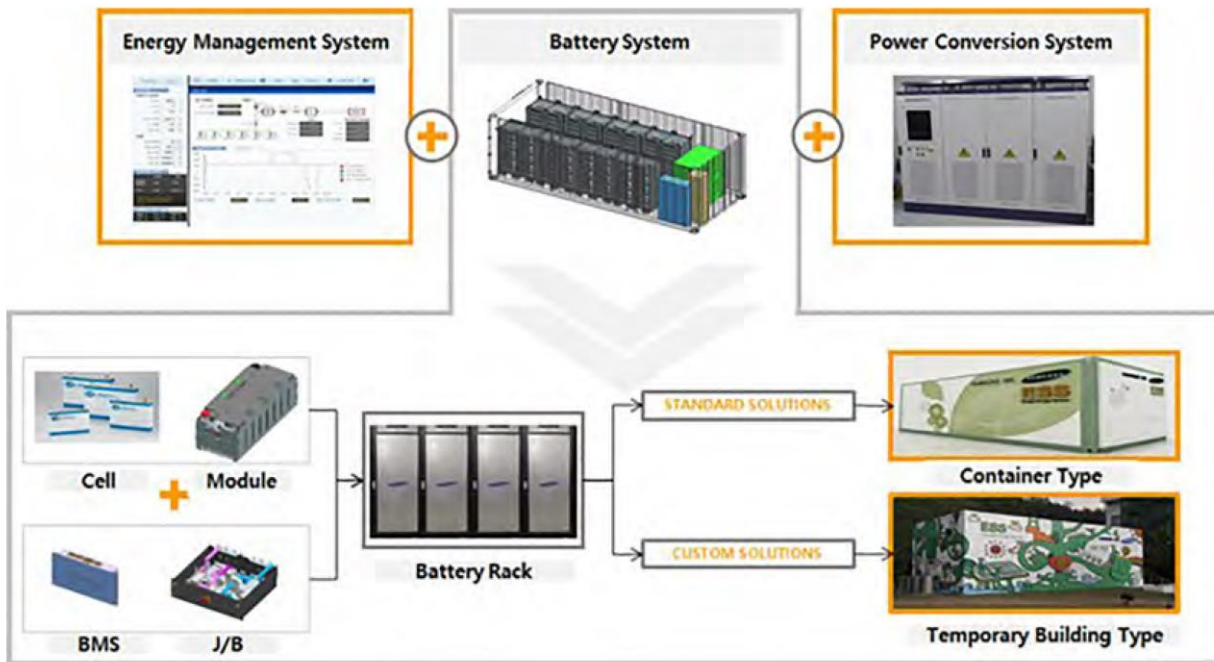
باتری تنها یک قسمت از سیستم ذخیره‌سازی باتری است. در شکل (۲-۸) شماتیک یک ذخیره‌ساز باتری، نمایش داده شده است. در این شکل، J/B جعبه اتصال^۱ و BMS سیستم مدیریت باتری^۲ است. یک سیستم ذخیره‌ساز باتری شامل چندین جزء اصلی است. از جمله این اجزاء می‌توان به باتری، سیستم‌های کنترل و پایش^۳ و تبدیل توان اشاره نمود. باتری‌های مبتنی بر سلول از سلول‌های جداگانه تشکیل شده که به مازول متصل بوده و داخل یک بسته قرار می‌گیرند.

سیستم مدیریت باتری از شارژ بیش از حد سلول‌ها جلوگیری کرده و شارژ و دشارژ باتری را کنترل می‌کند. این موضوع برای ایمنی و عملکرد مهم است. پایش سلول‌های باتری و سایر قطعات با توجه به چالش‌های مختلف پیش‌روی باتری‌ها ممکن است برای باتری‌های مختلف، متفاوت باشد. به عنوان مثال، پایش و کنترل دما برای باتری‌های لیتیوم‌یون به دلیل تمایل برای افزایش دما بسیار مهم است [۱۱].

^۱ Junction box

^۲ Battery management system

^۳ monitoring



شکل ۲-۸: شماتیک یک سیستم ذخیره‌ساز باتری

اجزای سیستم ذخیره‌ساز باتری:

به‌منظور بررسی دقیق‌تر اجزای سیستم ذخیره‌ساز باتری، در شکل (۲-۹) یک سیستم ذخیره‌ساز واقعی در حالت متصل به شبکه نمایش داده شده است. به‌طور کلی سیستم ذخیره‌ساز باتری را می‌توان به اجزای باتری، اجزای لازم برای عملکرد مطمئن^۱ سیستم و اجزای اتصال به شبکه، دسته‌بندی نمود که در ادامه مورد بررسی قرار می‌گیرد [۱۱].

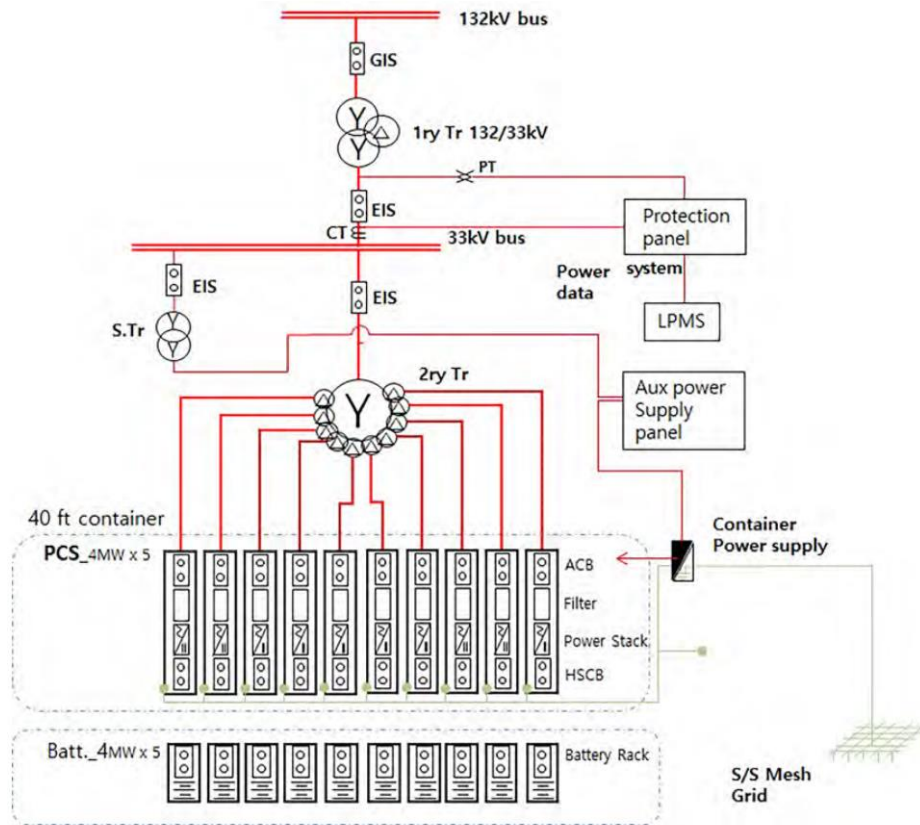
• اجزای باتری شامل موارد زیر است:

- پک باتری شامل چندین سلول برای دستیابی به ظرفیت و ولتاژ مناسب
- سیستم مدیریت باتری (BMS): محافظت‌کننده سلول از بهره‌برداری نادرست و خطرناک با کنترل ولتاژ، دما و جریان برای دستیابی به بهره‌برداری ایمن و مطمئن و تعادل حالت شارژ باتری
- سیستم مدیریت حرارتی باتری^۲ (B-TMS): کنترل‌کننده دمای سلول‌ها

• اجزای لازم برای عملکرد مطمئن سیستم شامل موارد زیر است:

^۱ Reliable

^۲ Battery thermal management system



شکل ۲-۹: شماتیک یک ذخیره‌ساز باتری شامل اجزای مختلف

- سیستم کنترل و پایش سیستم
- سیستم مدیریت انرژی
- سیستم مدیریت حرارتی سیستم

پایش و کنترل سیستم، یک پایش کلی است که به سیستم کنترلی اسکادای اصلی متصل می‌شود. اما می‌تواند شامل حفاظت آتش‌سوزی یا واحدهای آلام نیز باشد.

سیستم مدیریت انرژی مسئولیت کنترل فلوئی توان سیستم، مدیریت و توزیع را برعهده دارد. سیستم مدیریت حرارتی سیستم کلیه عملکردهای مربوط به گرمایش و تهویه سیستم را کنترل می‌کند.

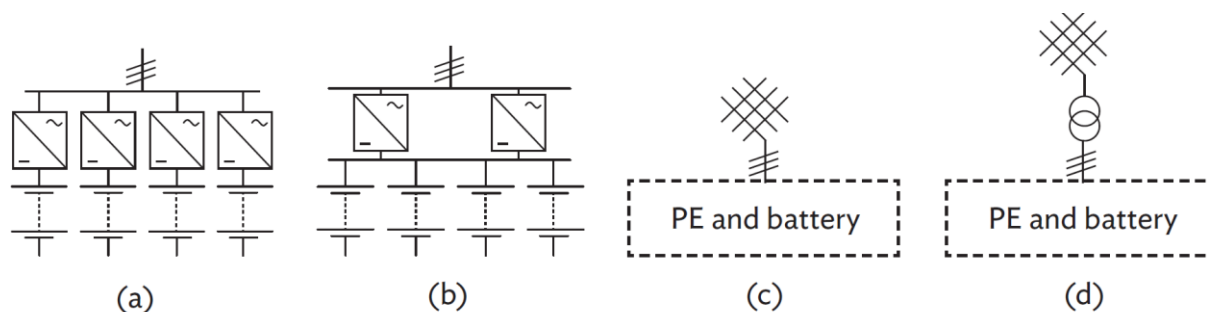
● اجزای اتصال به شبکه شامل موارد زیر است:

- واحد تبدیل^۱: تبدیل‌کننده فلوئی توان بین شبکه و باتری
- اجزای پایش (مثل حسگر ولتاژ)
- اجزای کنترل (مثل فن‌های خنک‌کننده برای مدیریت گرما)

^۱ Conversion unit

اتصال ذخیره‌ساز باتری‌ها به شبکه:

در شکل (۲-۱۰)، توپولوژی‌های اتصال به شبکه سیستم‌های ذخیره‌ساز باتری که شامل چندین بسته باتری و واحدهای اینورتر است مرور شده است. واحدهای الکترونیک قدرت^۱ (PE)، می‌توانند مشابه شکل (a) جداگانه به باتری‌ها و شبکه متصل شوند. توپولوژی دیگر در شکل (b) مشاهده می‌شود که در آن بسته‌های باتری به صورت موازی متصل شده و به شین DC متصل می‌شوند. ترکیب باتری و واحدهای الکترونیک قدرت می‌تواند مشابه شکل‌های (c) و (d) به ترتیب به شبکه سطح ولتاژ پایین و سطح ولتاژ بالا با استفاده از ترانسفورماتور متصل شوند [۱۱].



شکل ۲-۱۰: نمایش توپولوژی‌های مختلف اتصال باتری‌ها به شبکه

۴-۲- بررسی اقتصادی پروژه‌های ذخیره‌ساز باتری:

موفقیت اقتصادی پروژه‌های ذخیره‌ساز باتری به عوامل متفاوتی بستگی دارد که در ادامه مورد بررسی قرار گرفته است [۱۱]:

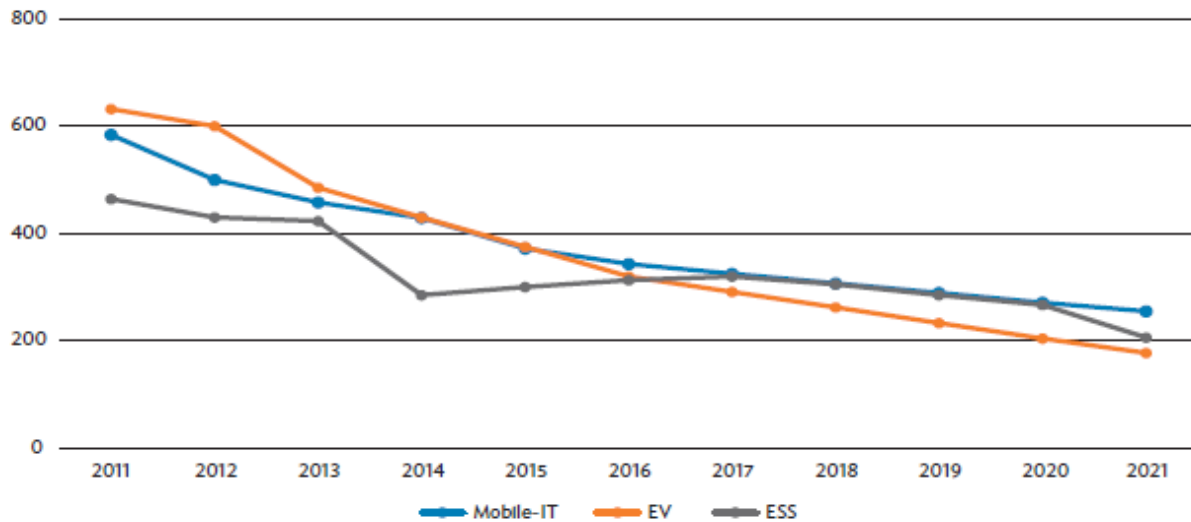
- هزینه‌های ذخیره‌سازی: هزینه باتری‌ها یکی از عوامل مهم تأثیرگذار در تصمیم‌گیری برای سرمایه‌گذاری در پروژه‌های ذخیره‌سازی است. هزینه باتری‌ها مشابه سایر ذخیره‌سازها به ظرفیت توان و انرژی آن‌ها بستگی دارد.
- هزینه تقویت شبکه: معمولاً روش‌های مرسوم تقویت شبکه‌های انتقال و توزیع هزینه نسبتاً بالایی را به سیستم قدرت تحمیل می‌کند. امکان استفاده از ذخیره‌سازها به عنوان یک جایگزین، ارزش پروژه‌های باتری‌ها را از نظر اقتصادی افزایش می‌دهد.
- شرکت در بازارها: باتری‌ها می‌توانند در بازارهایی مثل بازارهای خدمات جانبی، عمده‌فروشی و ظرفیت شرکت کرده و بدین ترتیب با افزایش سودآوری، به موفقیت اقتصادی پروژه ذخیره‌ساز باتری کمک کنند.
- سیاست‌گذاری‌ها: برداشتن موانع پیش‌روی سرمایه‌گذاری در ذخیره‌سازها و مهیا کردن شرایط مناسب برای سرمایه‌گذاری، یکی از عوامل تعیین‌کننده در موفقیت اقتصادی پروژه‌های ذخیره‌ساز باتری است.

عوامل متفاوتی در تحلیل اقتصادی پروژه‌های باتری‌ها مؤثر هستند. در ادامه عوامل تأثیرگذار در آنالیز سود-منفعت پروژه‌های

باتری‌ها مورد بررسی قرار گرفته است:

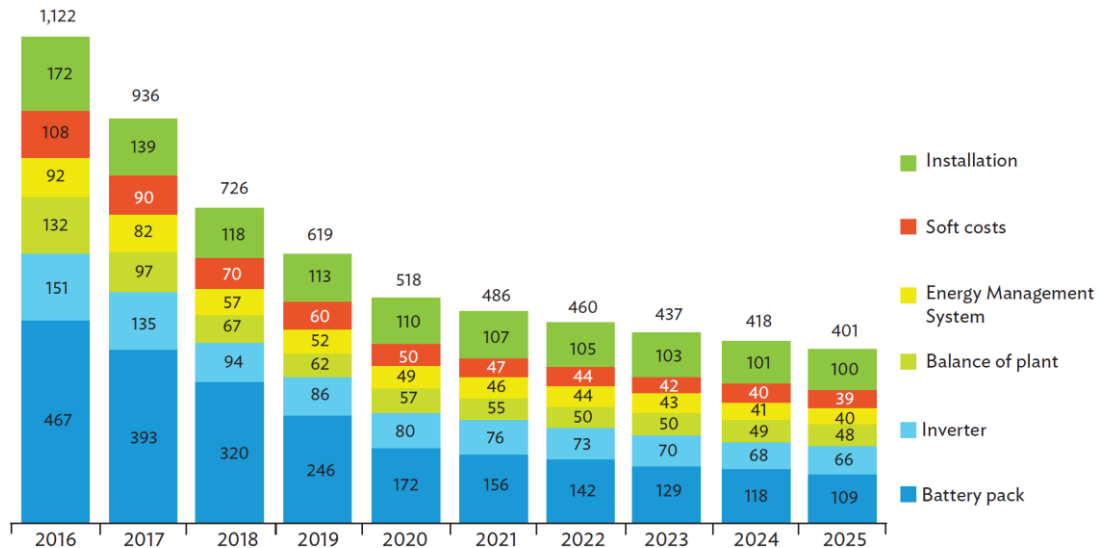
- قیمت سلول باتری: آنالیز اقتصادی پروژه‌های باتری حساسیت زیادی به قیمت سلول‌های باتری و همچنین هزینه جایگزین کردن آن‌ها در آینده دارد. مطالعات نشان می‌دهد که هزینه باتری‌ها در طول سالیان گذشته روند کاهشی داشته است و برآورد می‌شود این روند در آینده نیز ادامه پیدا کند. به عنوان مثال با توجه به مطالعات انجام‌شده توسط انجمن صنعت باتری کره، انتظار می‌رود قیمت سلول باتری لیتیوم‌یون در طول چند سال آینده کاهش پیدا کند. در شکل (۲-۱۱)، با توجه به کاهش قیمت سلول‌های

این باتری در چند سال قبل از سال ۲۰۱۸، قیمت تا سال ۲۰۲۱ پیش‌بینی شده است. در این شکل قیمت برای کاربردهای تکنولوژی اطلاعات (IT) - موبایل، خودروهای برقی (EV) و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی (ESS) به صورت جداگانه نمایش داده شده است.



شکل ۲-۱۱: نمودار روند کاهش قیمت سلول‌های باتری لیتیوم‌یون (دلار بر مگاوات‌ساعت)

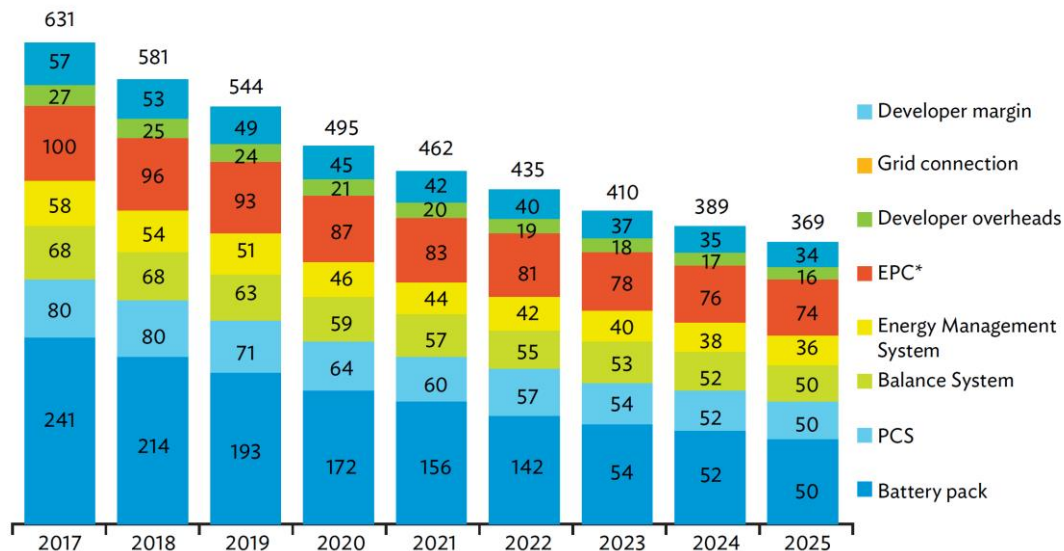
- هزینه سرمایه‌گذاری برای نصب یک سیستم ذخیره‌ساز کامل خانگی: در شکل (۲-۱۲) هزینه نصب کامل یک سیستم ذخیره‌ساز باتری برای کاربرد خانگی ۳ کیلووات و ۷ کیلووات‌ساعت با جزئیات کامل برای سال‌های ۲۰۱۶ تا ۲۰۲۵ مقایسه شده است. این شکل روند کاهشی قابل توجه هزینه نصب باتری‌ها در سالیان آینده را نشان می‌دهد که سرمایه‌گذاران را به سرمایه‌گذاری در ذخیره‌سازها ترغیب خواهد نمود.
- هزینه سرمایه‌گذاری برای نصب یک سیستم ذخیره‌ساز کامل برای اتصال به شبکه: در شکل (۲-۱۳) هزینه نصب کامل یک سیستم ذخیره‌ساز باتری برای اتصال به شبکه ۱ مگاوات و ۱ مگاوات‌ساعت با جزئیات کامل برای سال‌های ۲۰۱۶ تا ۲۰۲۵ مقایسه شده است. این منحنی نیز کاهش هزینه‌ها را نمایش می‌دهد.



kW = kilowatt, kWh = kilowatt-hour.

Source: Bloomberg New Energy Finance (BNEF).

شکل ۲-۱۲: هزینه سرمایه‌گذاری برای یک سیستم ذخیره‌ساز باتری (3 kW/7 kWh) (دلار بر مگاوات-ساعت)



EPC = engineering, procurement, and construction; ESS = energy storage system; MW = megawatt; MWh = megawatt-hour; PCS = power conversion system.

Source: Bloomberg New Energy Finance (BNEF)

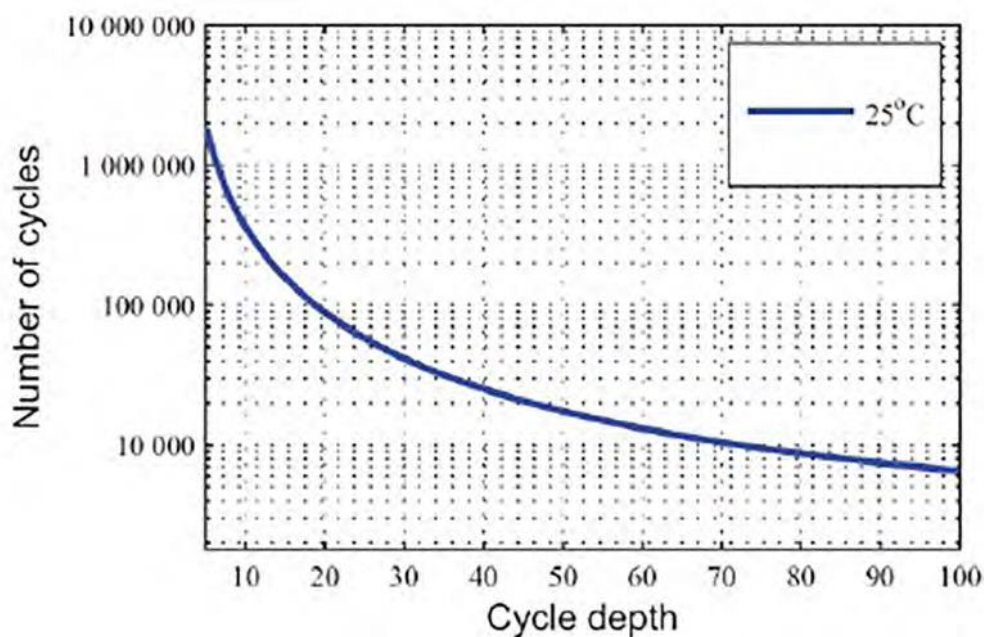
شکل ۲-۱۳: هزینه سرمایه‌گذاری برای یک سیستم ذخیره‌ساز باتری (1 MW/1 MWh) (دلار بر مگاوات-ساعت)

- طول عمر باتری: طول عمر باتری از نظر تعداد سیکل شارژ و دشارژ به دو عامل اساسی ساختار شیمیایی سلول و پیری بستگی دارد. ساختار شیمیایی باتری شامل مواد تشکیل‌دهنده آند و کاتد، ظرفیت سلول (بر حسب آمپر-ساعت)، چگالی انرژی (بر حسب وات-ساعت بر لیتر) و نسبت انرژی به توان است. در جدول (۲-۱)، ساختار شیمیایی چند نوع باتری لیتیوم-یون مختلف، مقایسه شده است. پیری باتری از کم‌اثر شدن مواد داخل باتری در اثر سیکل‌های شارژ و دشارژ ناشی می‌شود. چگونگی بهره‌برداری از باتری، تأثیر زیادی در پیری باتری دارد. یکی از عوامل تأثیرگذار در پیری زودرس عمق دشارژ باتری است.

به‌عنوان مثال یک باتری ۷ وات‌ساعت لیتیوم-نیکل-منگنز-کبالت، برای عمق دشارژ ۱۰ درصد می‌تواند ۵۰۰۰۰ سیکل شارژ و دشارژ داشته باشد. اما برای عمق دشارژ ۱۰۰ درصد این عدد به ۵۰۰ سیکل می‌رسد. در شکل (۲-۱۴) رابطه بین قابلیت تعداد سیکل‌های شارژ و دشارژ و عمق دشارژ باتری مذکور، نمایش داده شده است. معمولاً برای مطالعات و آنالیزهای اقتصادی، عمق دشارژ ۸۰ درصد در نظر گرفته می‌شود [۱۱].

جدول ۲-۱: مقایسه چند نوع باتری از نظر ساختار شیمیایی و تعداد سیکل‌های شارژ و دشارژ

کاتد	آند	چگالی انرژی (Wh/kg)	تعداد سیکل‌ها
لیتیوم-آهن-فسفات	گرافیت	۱۰۵-۸۵	۲۰۰۰-۲۰۰
لیتیوم-اکسید منگنز	گرافیت	۱۸۰-۱۴۰	۲۰۰۰-۸۰۰
لیتیوم-اکسید منگنز	لیتیوم-اکسید تیتانات	۹۵-۸۰	۲۵۰۰۰-۲۰۰۰
لیتیوم-اکسید کبالت	گرافیت	۲۰۰-۱۴۰	۸۰۰-۳۰۰
نیکل-کبالت-اکسید آلومینیوم	گرافیت	۱۶۰-۱۲۰	۵۰۰۰-۸۰۰
نیکل-منگنز-کبالت	گرافیت، سیلیکن	۱۴۰-۱۲۰	۲۰۰۰-۸۰۰



شکل ۲-۱۴: رابطه بین تعداد سیکل‌های شارژ و دشارژ و عمق دشارژ

۲-۵- جمع‌بندی مشخصات فنی و هزینه‌های باتری‌ها:

در جدول (۲-۲) مشخصات فنی و هزینه‌های باتری‌های معرفی‌شده در این گزارش ارائه و مقایسه شده است. در ادامه در جدول (۲-۳) سایر مشخصات فنی باتری‌ها و هزینه‌های آن‌ها ارائه شده است. هزینه‌ها شامل هزینه توان، انرژی و تعمیر و نگهداری هستند [۱۴-۱۶].

جدول ۲-۲: مشخصات فنی انواع باتری‌ها

نوع باتری	انرژی نامی (مگاوات ساعت)	توان نامی (مگاوات)	انرژی مخصوص (وات ساعت بر کیلوگرم)	توان مخصوص (وات بر کیلوگرم)	چگالی انرژی (وات ساعت بر لیتر)	چگالی توان (وات ساعت بر لیتر)
سدیم سولفور	۲۵۰	کمتر از ۳۴	۳۴۵-۱۰۰	۲۴۰-۹۰	۳۴۵-۱۵۰	۱/۱۸۰-۳
اسید سرب	۰/۴۰-۰۰۱	۴۰-۰	۵۰-۲۵	۳۰۰-۷۵	۹۰-۲۵	۴۰۰-۱۰
لیتیوم یون	۰/۱۰-۰۰۴	۱۰۰- ۰/۰۰۵	۲۰۰-۷۵	۲۰۰۰- ۱۵۰	۵۰۰-۹۴	۱۰۰۰۰-۵۶
نیکل کادمیوم	۶/۷۵	۴۰-۰	۸۰-۳۵	۳۰۰- ۱۵۰	۱۵۰-۱۵	۶۰۰-۳۸
وانادیوم ری‌داکس	کمتر از ۶۰	۰/۱۰۰-۵	۵۰-۱۰	۱۶۰- ۱۵۰	۹۰-۱۶	۳۳-۲/۴

جدول ۳-۲: ادامه مشخصات فنی انواع باتری‌ها و هزینه‌ها

نوع باتری	قابلیت شارژ و دشارژ (سیکل)	طول عمر (سال)	بازده (درصد)	هزینه		
				هزینه انرژی (یورو بر کیلووات ساعت) (سال)	هزینه توان (یورو بر کیلووات) (سال)	هزینه تعمیر و نگهداری (یورو بر کیلووات ساعت در سال)
سدیم سولفور	۵۰۰۰-۱۰۰۰	۲۰-۱۰	۹۲- ۷۵	۴۵۰-۲۷۰	۲۷۰۰- ۳۱۵	۷۲
اسید سرب	۲۰۰۰-۲۰۰	۱۵-۵	۹۰- ۶۳	۵۴۰-۴۵	۵۴۰-۱۸۰	۴۵
لیتیوم یون	۲۰۰۰۰-۱۰۰۰	۱۶-۵	۹۷- ۷۵	۳۴۲۰-۲۰۲	۳۶۰۰- ۸۱۰	---
نیکل کادمیوم	۳۵۰۰-۱۵۰۰	۲۰-۳	۹۰- ۶۰	۲۱۶۰-۳۶۰	۱۳۵۰- ۴۵۰	۱۸
وانادیوم ری‌داکس	بیش از ۱۲۰۰۰	۲۰-۵	۸۵- ۶۵	۹۰۰-۱۳۵	۲۲۵۰- ۵۴۰	۶۳

۶-۲- کاربردهای سیستم‌های ذخیره‌سازهای باتری

کاربردهای ذخیره‌سازهای انرژی به صورت جامع در فصل اول معرفی و بررسی شده است. در این قسمت تمرکز بر روی تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی باتری است. به منظور تحلیل دقیق‌تر، در جدول (۲-۴)، کاربردهای ذخیره‌سازهای باتری در سیستم‌های قدرت ارائه شده است. همچنین مشخصات فنی مورد نیاز برای هر کاربرد بیان شده است. بدین ترتیب با توجه به مشخصات فنی باتری‌های بررسی شده در بخش‌های قبل و هزینه آن‌ها می‌توان، نوع باتری مورد نیاز برای هر کاربرد را مشخص کرد [۱۴-۱۶].

جدول ۲-۴: کاربردهای ذخیره‌سازهای باتری برای شبکه و شرایط لازم

ملاحظات فنی			کاربرد
حداقل سیکل در سال	طول زمان دشارژ (ساعت)	ظرفیت سیستم ذخیره‌ساز (مگاوات)	
بیشتر از ۲۵۰	کمتر از ۱	۵۰۰-۱	سوداگری (شیفت زمانی انرژی الکتریکی)
۱۰۰-۵۰	۶-۲	۵۰۰-۱	ظرفیت تأمین برق (جایگزین خرید از بازار و نیروگاه‌ها)
۵۰-۲۰	۱۵ دقیقه تا ۱ ساعت	۱۰۰-۱۰	رزرو چرخان، غیر چرخان و تکمیلی
---	---	۱۰-۱ مگاوار	پشتیبانی ولتاژ
۲۰-۱۰	۱۵ دقیقه تا ۱ ساعت	۵۰-۵	راه‌اندازی خاموش
---	۱۵ دقیقه تا ۱ ساعت	۱۰۰-۱	پیگیری بار/تولید تجدیدپذیر
۵۰-۱۰	۸-۲	۱۰۰-۱۰	به تعویق انداختن تقویت شبکه انتقال
۱۰۰-۵۰	۴-۱	۱۰۰-۱	از بین بردن تراکم انتقال
۱۰۰-۵۰	۴-۱	۵-۱/۱۰۰	به تعویق انداختن تقویت شبکه توزیع و پشتیبانی ولتاژ
۲۰۰-۱۰	۱۰ ثانیه تا ۱۵ دقیقه	۱/۱۰۰-۱	کیفیت توان
۵۰۰-۵۰	۴-۱	۵/۱۰۰-۰	مدیریت بار مصرف‌کننده‌ها

۸-۲- بررسی نمونه‌های عملی پروژه‌های ذخیره‌ساز باتری

در گذشته اکثر باتری‌ها در توان‌های پایین مورد استفاده قرار می‌گرفتند و تنها تعداد محدودی از آن‌ها در توان‌های بالا به کار گرفته شده بودند. در چند سال گذشته با مطرح شدن انواع باتری‌ها با خصوصیات فنی متفاوت و پیشرفت فناوری ساخت آن‌ها، تأثیرگذاری آن‌ها در سیستم‌های قدرت اثبات شده است. همچنین در کشورهای مختلف، نمونه‌های با توان زیاد آن‌ها ساخته و عملیاتی شده است. در جدول (۲-۵)، مشخصات تعدادی از پروژه‌هایی که به نصب باتری‌های با ظرفیت زیاد پرداخته‌اند، ارائه شده است. در جدول (۲-۶) تعدادی از پروژه‌های نصب باتری در شبکه‌های توزیع تا سال ۲۰۰۹ مورد بررسی قرار گرفته است [۱۷].

جدول ۲-۵: مشخصات تعدادی از پروژه‌های باتری‌های با ظرفیت زیاد در دنیا [۱۶]

نام پروژه	مکان	نوع باتری	مشخصات باتری	کاربرد
Amplex Group	امارات متحده عربی	سدیم سولفور	۳۵۰ مگاوات	پایداری شبکه، تنظیم فرکانس، پشتیبانی ولتاژ، کیفیت توان، جابجایی بار، سوداگری قیمت
Laurel Mountain	ویرجینیای غربی، آمریکا	لیتیوم یون	۳۲ مگاوات، ۸ مگاوات ساعت	تنظیم فرکانس، هموار کردن خروجی منابع تجدیدپذیر
Zhangbei	چین	لیتیوم یون	۲۰ مگاوات، ۳۶ مگاوات ساعت	پایداری شبکه، افزایش قابلیت اطمینان، هموار کردن خروجی منابع تولیدی خورشیدی و بادی
Southern California Edison Chino Battery Storage Project	کالیفرنیا، آمریکا	اسید سرب	۱۴ مگاوات، ۴۰ مگاوات ساعت	هموار کردن بار، پایداری خطوط انتقال، راه‌اندازی خاموش

جدول ۲-۶: مرور تعدادی از پروژه‌های نصب باتری تا سال ۲۰۰۹ در شبکه‌های توزیع

نام پروژه	کاربرد	تاریخ بهره‌بردار	ظرفیت توان (مگاوات)	ظرفیت انرژی (مگاوات ساعت)	تکنولوژی باتری	مشخصات سلول‌ها	کارخانه سازنده باتری
Crescent Electric Membership Cooperative BESS, Statesville, NC, USA	پیکس ایی	۲۰۰۲-۱۹۸۷	۰/۵	۰/۵	اسید سرب	2,080 Ah @ C/5 324 cells	GNB Industrial Battery
Berliner Kraft- und Licht (BEWAG) Battery System, Berlin, Germany	تنظیم فرکانس، رزرو چرخان	۱۹۹۵-۱۹۸۷	۸/۵	۱۴	اسید سرب	1,000 Ah 7,080 cells	C&D Battery
Metlakatla Power and Light Alaska, Battery	تنظیم ولتاژ	۱۹۹۷- تاکنون	۱	۱/۴	اسید سرب	100Ah 1,134 cells	GNB Industrial Battery, now Exide

Technologies, and General Electric							System, Alaska, USA
---	--	--	--	--	--	--	------------------------

جدول ۲-۷: مرور تعدادی از پروژه‌های نصب باتری تا سال ۲۰۰۹ در شبکه‌های توزیع

نام پروژه	کاربرد	تاریخ بهره‌بردار	ظرفیت توان (مگاوات)	ظرفیت انرژی (مگاوات ساعت)	تکنولوژی باتری	مشخصات سلول‌ها	کارخانه سازنده باتری
Golden Valley Electric Association (GVEA) Fairbanks, Alaska, USA	پشتیبانی توان راکتیو، رزرو چرخان	۲۰۰۳- تاکنون	۲۷	۱۴/۶	نیکل کادمیوم	13,760 cells	ABB and Saft
AEP Sodium Sulfur Distributed Energy Storage System at Chemical Station, N. Charleston, WV, USA	به تعویق انداختن تقویت پست	۲۰۰۶- تاکنون	۱	۷/۲	سدیم سولفور	50 kW 20 Module	NGK Insulators LTD (battery)/ S & C Electric Co. (balance of system)
Long Island, New York Bus Terminal Energy Storage System, NY, USA	شیفت بار	۲۰۰۸- تاکنون	۱/۲	۶/۵	سدیم سولفور	60 kW 20 Module	NGK Insulators LTD (battery)/ABB Inc. (integration and balance of system)
Vanadium-Redox Battery at the Sumitomo Densetsu Office, Osaka, Japan	پیک‌سای	۲۰۰۰- تاکنون	۳	۰/۸	وانادیم ری‌داکس	50 kW Sumitomo battery modules	Sumitomo Electric Industries (SEI) of Osaka, Japan
Pacificorp Castle Valley, Utah Vanadium-Redox Battery	به تعویق انداختن تقویت شبکه	۲۰۰۴- تاکنون	۰/۲۵	۲	وانادیم ری‌داکس	50 kW Sumitomo battery modules, 250 kW for 8 hours	VRB Power Systems (purchased by Prudent)

Energy Co., Beijing, China in 2009)						توزیع، پشتیبانی و لنتاژ	(VRB) System, Utah, USA
-------------------------------------	--	--	--	--	--	-------------------------	-------------------------

در جدول (۷-۲)، پروژه‌های عملی به‌کارگیری باتری‌ها در کنار نیروگاه‌های خورشیدی (هیبرید نیروگاه خورشیدی و باتری) در چند سال اخیر مرور شده است. در این جدول، سائز، تکنولوژی باتری‌ها و خدمات تأمین‌شده توسط آن‌ها ارائه شده است. در بیشتر پروژه‌ها، باتری‌های لیتیوم‌یون مورد استفاده قرار گرفته است اما باتری‌های دیگری نظیر اسید سرب نیز استفاده شده است.

جدول ۸-۲: مشخصات پروژه‌های هیبرید نیروگاه خورشیدی و باتری

محل نصب	خدمات	توان نامی خورشیدی (مگاوات)	ظرفیت توان باتری (مگاوات)	ظرفیت انرژی باتری (مگاوات‌ساعت)	نوع تکنولوژی باتری
Puerto Rico	کنترل فرکانس، رمپینگ	۴۰	۱۹	---	لیتیوم‌یون
Hokkaido, Japan	رمپینگ	۱۴/۵	۱۰	۶/۷۵	لیتیوم‌یون
Tudela, Spain	کنترل فرکانس، رمپینگ	۱/۱۸	۱	۰/۵۶	لیتیوم‌یون
Queensland, Australia	شیفت زمانی، ظرفیت تأمین برق	۵۵	۲۰	۸۰	لیتیوم‌یون
Bedfordshire, UK	شیفت زمانی، پاسخ فرکانسی سریع	۱۰	۶	۶	لیتیوم‌یون
Catania, Italy	شیفت زمانی، ظرفیت تأمین برق	۱۰۰	۱	۲	کلرید نیکل سدیم
Zhejiang, China	رمپینگ، شیفت زمانی	۲	۱/۲	۱	اسید سرب
Kaua'i, Hawaii	شیفت زمانی، ظرفیت تأمین برق	۱۳	۱۳	۵۲	لیتیوم‌یون
Kaua'i, Hawaii	شیفت زمانی، ظرفیت تأمین برق	۲۰	۲۰	۱۰۰	لیتیوم‌یون
Oahu, Hawaii	شیفت زمانی	۲۰	۲۰	۸۰	لیتیوم‌یون
Bailesti, Romania	رمپینگ، تنظیم فرکانس، شیفت زمانی، تنظیم ولتاژ	۳	۱	۰/۹۵	لیتیوم‌یون
La Paz, Mexico	رمپینگ، تنظیم فرکانس، شیفت زمانی، تنظیم ولتاژ	۱۰	۱۰	۵/۶۰۵	لیتیوم‌یون

لیتیوم‌یون	۴/۲	۲۱/۶	۷۱	تنظیم فرکانس، شیفت زمانی، تنظیم ولتاژ	Oriana, Puerto Rico
------------	-----	------	----	---	------------------------

در ادامه پروژه‌های ذخیره‌ساز باتری شرکت خدمات عمومی نیومکزیک^۱ (PNM) و East Pen بررسی می‌شود.

پروژه ذخیره‌ساز شرکت عمومی نیومکزیک:

این پروژه توسط دپارتمان انرژی و PNM تأمین مالی شده و تحت حمایت سازمان‌های زیر قرار گرفته است [۱۷]:

- Sandia National Laboratories
- University of New Mexico
- Ecoult/East Penn Manufacturing
- Northern New Mexico College
- Electric Power Research Institute (EPRI)

در شکل (۲-۱۵) نمای این پروژه نمایش داده شده است. اهداف این پروژه شامل موارد زیر بوده است:

- حل چالش متغیربودن خروجی نیروگاه‌های خورشیدی
- پایداری ولتاژ
- شیفت بار

در این پروژه، دو باتری از تکنولوژی اسید سرب در کنار یک نیروگاه خورشیدی ۵۰۰ کیلووات قرار گرفته است که ترکیب باتری‌ها و نیروگاه خورشیدی یک منبع تولید پراکنده قابل دیسپچ تشکیل دهند. باتری مورد نظر ساخته شرکت Ecoult/East Penn است. باتری دیگری به‌منظور شیفت بار با ظرفیت ۲۵۰ کیلووات و ۱ مگاوات‌ساعت نیز در این پروژه نصب شده است. باتری مورد استفاده برای هموارسازی خروجی نیروگاه خورشیدی ۵۰۰ کیلووات و ۳۳۳ کیلووات‌ساعت است. بهره‌برداری از این پروژه در سال ۲۰۱۱ آغاز شده است. این پروژه در کنار یک پست در جنوب شرقی آلبورک پیاده‌سازی شده است.

^۱Public Service Company of New Mexico (PNM)



شکل ۲-۱۵: نمایی از پروژه ذخیره‌ساز PNM

پروژه ذخیره‌ساز کارخانه East Penn:

کارخانه East Penn در سال ۲۰۰۹ شروع به نصب پروژه ذخیره‌ساز باتری نموده است [۱۷]. این کارخانه برای نصب این ذخیره‌ساز از کمک حامیان زیر استفاده کرده است:

- Ecoult
- PJM
- Noble Americas Energy Solutions
- Met-ED

کل هزینه این پروژه ۵۰۸۷۲۶۹ دلار برآورد شده است. شکل (۲-۱۶) نمایی از این پروژه را به نمایش می‌گذارد. این پروژه در سال ۲۰۱۲ شروع به بهره‌برداری کرده است. در این پروژه یک ظرفیت ۳ مگاواتی به‌منظور شرکت در بازار تنظیم فرکانس در PJM تأمین شده است. علاوه بر این، یک ظرفیت ۱ مگاواتی برای مدیریت بار در نظر گرفته شده است. علاوه بر باتری‌ها این پروژه شامل سیستم تهویه مطبوع، کنترلر قابل برنامه‌ریزی اصلی و یک سیستم پایش باتری است.

اهداف این پروژه شامل موارد زیر است:

- اتصال سیستم ذخیره‌ساز به شبکه مجاور
- ارزیابی قابلیت سیستم ذخیره‌ساز در تنظیم فرکانس و پاسخ‌گویی بار

مزایای مورد ادعای این پروژه، توسط شرکت سازنده شامل موارد زیر است:

- ایجاد شغل

- کاهش هزینه برق
- بهبود قابلیت اطمینان شبکه
- نفوذ بیشتر منابع تولید تجدیدپذیر
- کاهش آلودگی زیست محیطی

دسترس‌پذیری این سیستم ۹۰ درصد برآورد شده است. به‌طوریکه در سال ۲۰۱۵، کل انرژی تولیدی از زمان شروع به کار آن حدود ۶۱۵۰ مگاوات‌ساعت بوده است. این سیستم در زمان بهره‌برداری ۲ مگاوات، در طول روز دو سیکل با عمق دشارژ ۱۰۰ درصد را تجربه می‌کند و زمانی که با توان ۳ مگاوات بهره‌برداری می‌شود در طول روز سه سیکل کامل با عمق دشارژ ۱۰۰ درصد را دارد. بازده این سیستم حدود ۸۲ درصد برآورد شده است.



شکل ۲-۱۶: نمایی از پروژه ذخیره‌ساز East Penn

۹-۲- نتیجه‌گیری

در این فصل به مطالعه انواع تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی باتری پرداخته شد. در ابتدا، مشخصات فنی باتری‌ها معرفی شدند. پس از آن چندین نمونه از انواع تکنولوژی‌های باتری پرکاربرد شامل باتری‌های اسید سرب، لیتیوم‌یون، سدیم‌سولفور، نیکل کادمیوم و وانادیوم ری‌داکس معرفی شد. در این قسمت، چگونگی عملکرد این باتری‌ها و ساختار شیمیایی آن‌ها و مزایا و معایب هر کدام مورد بررسی قرار گرفت. پس از آن اجزای تشکیل‌دهنده سیستم‌های ذخیره‌ساز باتری معرفی شد. در ادامه مباحث اقتصادی مرتبط با باتری‌ها مورد مطالعه قرار گرفت. مطالعات کاهش قابل توجه هزینه سرمایه‌گذاری در باتری‌ها را نشان می‌دهد. پس از آن کاربرد باتری‌ها مورد بررسی قرار گرفته و نمونه‌های عملی استفاده از باتری‌ها در شبکه‌های توزیع در دنیا مرور شد.

فصل ۳- بررسی مکانیزم‌های تشویقی توسعه باتری‌ها در شبکه‌های توزیع

مقدمه

مطالعات انجام‌شده در فصل‌های قبل نشان می‌دهد حضور ذخیره‌سازهای انرژی مزایای مختلفی را برای سیستم‌های قدرت، به دنبال خواهد داشت. اما برای قرار گرفتن ذخیره‌سازهای انرژی، چالش‌هایی نیز وجود دارد. این چالش‌ها می‌تواند مانع از حضور بهینه ذخیره‌سازهای انرژی شده و بدین‌ترتیب سیستم قدرت از فواید حضور آن‌ها بهره‌مند نخواهد شد. این مسأله در کشورهایی که تجدید ساختار در صنعت برق آن‌ها اتفاق افتاده است جدی‌تر است. در این شرایط سرمایه‌گذاران، یکی از تأثیرگذارترین عناصر در تصمیم‌گیری‌های برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از سیستم هستند که برای استفاده از تجهیزات مختلف، به انگیزه و جذابیت کافی به‌خصوص از نظر اقتصادی احتیاج دارند. در این میان مکانیزم‌های تشویقی ابزاری کاربردی و تأثیرگذار برای سوق‌دادن سرمایه‌گذاران به سمت اهداف پیش روی سیاست‌گذاران، به شمار می‌آیند. این مسأله برای حضور ذخیره‌سازهای انرژی نیز صدق می‌کند. باتری‌ها به‌عنوان ذخیره‌سازهایی که زمان زیادی از حضور آن‌ها در سیستم‌های قدرت نمی‌گذرد و برخی از تکنولوژی‌های آن‌ها وارد فاز تجاری‌سازی نشده‌اند از جمله مواردی است که برای حضور در سیستم نیاز به دخالت سیاست‌گذاران دارند. در این فصل، به مطالعه مکانیزم‌های تشویقی به‌منظور توسعه باتری‌ها در شبکه‌های توزیع پرداخته می‌شود. به این‌منظور در ابتدا، موانعی که پیش روی سرمایه‌گذاری در باتری‌ها وجود دارد پرداخته می‌شود. پس از آن انواع مکانیزم‌های تشویقی برای توسعه باتری‌ها، مطالعه شده و در پایان مکانیزم‌های به‌کارگرفته‌شده در کشورهای مختلف بررسی می‌شود.

۳-۱- موانع پیش‌روی سرمایه‌گذاری در باتری‌ها

موانع سرمایه‌گذاری در باتری‌ها می‌تواند ناشی از عوامل درونی و بیرونی باشد. عوامل درونی به مشخصات فنی و اقتصادی باتری‌ها بر می‌گردد. منظور از عوامل بیرونی، شرایط و قوانین بازار و سیستم قدرتی است که باتری در آن قرار گرفته و بهره‌برداری می‌شود. بررسی موانع پیش‌روی سرمایه‌گذاری به‌منظور توسعه باتری‌ها می‌تواند دیدگاه مناسبی را برای رفع آن‌ها و ارائه مکانیزم‌های مناسب به‌منظور تهییج سرمایه‌گذاران ایجاد کند. در چند سال گذشته مطالعات مختلفی در زمینه موانع سرمایه‌گذاری در ذخیره‌سازها، در قالب مقالات و گزارش‌های فنی مؤسسات تحقیقاتی انجام شده است. معمولاً در این مطالعات، یک یا چند منطقه از دنیا مورد بررسی قرار گرفته و نتیجه بررسی آن‌ها ارائه شده است. با توجه به تفاوت‌های موجود در نقاط مختلف دنیا از جمله تفاوت ساختار و قوانین بازار و شرایط اقتصادی، موانع پیش‌روی ذخیره‌سازها نیز متفاوت خواهد بود. در ادامه بررسی این مطالعات ارائه شده است.

موانع اقتصادی

یکی از بزرگ‌ترین چالش‌های پیش‌روی سرمایه‌گذاران برای استفاده از باتری‌ها در شبکه‌های قدرت، هزینه بالای سرمایه‌گذاری در آن‌ها است. مطالعات گوناگون در نقاط مختلف دنیا نشان می‌دهد که تنها شرکت در بازار انرژی و استفاده از امکان سودآوری نمی‌تواند در تحلیل‌های هزینه-سود، جذابیت کافی برای سرمایه‌گذاری در باتری‌ها را ایجاد کند [۱۸]. قابلیت ارائه چندین خدمات توسط باتری‌ها می‌تواند فرصت‌های سودآوری بیشتری را ایجاد کند. حتی در این شرایط نیز اقتصادی بودن سرمایه‌گذاری در باتری‌ها، نیاز به مطالعات و آنالیزهای دقیق اقتصادی دارد و فاکتورهای مختلفی تأثیرگذار هستند.

موانع قانون‌گذاری و چالش‌های رگولاتوری

مطالعات مختلف در نقاط مختلف دنیا نشان می‌دهد که توسعه ذخیره‌سازها با موانع بیرونی شامل نیازمندی‌های بازار و رگولاتوری روبرو است که آن‌ها را از ورود به بازار و رقابت عادلانه با رقبای سنتی خود دور می‌کند [۱۹]. ارزش‌گذاری ذخیره‌سازها و تعیین درک

قابلیت آن‌ها برای برطرف‌سازی چالش‌های پیش‌روی سیستم قدرت دیدگاه خوبی به تصمیم‌گیرندگان می‌دهد و می‌تواند به قوانین بازار و سیاست‌گذاری‌های بهتر منجر شود. به این منظور باید به صورت دقیق سنجیده شود که حضور ذخیره‌ساز، نیاز به کدامیک از خدمات را مرتفع می‌کند و تأمین آن خدمت، توسط ارزان‌ترین جایگزین، چه مقدار هزینه برای سیستم در پی خواهد داشت. به عنوان مثال، ذخیره‌ساز می‌تواند در پشتیبانی ولتاژ به شبکه کمک کند. به منظور تعیین ارزش این قابلیت ذخیره‌ساز، هزینه تأمین این خدمت توسط ارزان‌ترین جایگزین ارزیابی می‌شود.

ارزش اختصاص داده شده به ذخیره‌ساز کاملاً متغیر است. در طرف ذخیره‌ساز، عواملی مثل ظرفیت و بازده می‌تواند در سودآوری آن تأثیرگذار باشد. از طرفی از دیدگاه بازار، چارچوب رگولاتوری و سیاست‌گذاری می‌تواند سودآوری ذخیره‌ساز را تحت تأثیر قرار دهد. بنابراین تعیین میزان سودآوری و نوع مکانیزم تشویقی و مقدار آن در نقاط مختلف دنیا متفاوت خواهد بود.

در حال حاضر مطالعات زیادی به این نتیجه رسیده‌اند که ذخیره‌سازهای انرژی برای سودآوری باید خدمات متفاوت را به صورت هم‌زمان برآورده کنند. که در این شرایط هم، این که چه مقدار از ظرفیت ذخیره‌ساز به هر خدمت اختصاص پیدا کند چالش جدیدی خواهد بود. برخی از خدمات‌ها ممکن است مانع تأمین خدمات دیگر شود. به عنوان مثال ممکن است که ذخیره‌ساز برای تأمین خدمت تنظیم فرکانس قرارداد بسته باشد اما به دلیل فشار کامل شدن به منظور سوداگری، توانایی ارائه خدمت مورد نظر را نخواهد داشت.

چالش دیگر، تعیین میزان دقیق سودرسانی ذخیره‌سازها برای بازیگران مختلف است. به عنوان مثال ذخیره‌ساز می‌تواند هم‌زمان به مصرف‌کننده‌ها و توزیع‌کننده‌ها سودآور باشد و تعیین سهم دقیق برای هر کدام از آن‌ها کار پیچیده‌ای است. از طرف دیگر، ذخیره‌سازهای انرژی ممکن است در هر لحظه برای بازیگرانی سودآور باشند اما بازیگران دیگری را دچار ضرر کنند. مثلاً در زمانی که ذخیره‌ساز پیک بار را از نظر زمانی جابجا می‌کند، تعداد زیادی از مصرف‌کننده‌ها سود می‌کنند اما تولیدکننده پیک دچار ضرر خواهد شد.

یکی از چالش‌های اصلی پیش‌روی سرمایه‌گذاران باتری‌ها آن است که ذخیره‌سازهای انرژی در هیچ‌یک از گروه‌های طبقه‌بندی‌های مرسوم یعنی تولیدکننده‌ها، بار، انتقال‌دهنده‌ها و توزیع‌کننده‌ها قرار نمی‌گیرد. در واقع یک سؤال اساسی آن است که ذخیره‌سازها باید در یکی از طبقه‌های مذکور قرار گیرند و یا اینکه طبقه‌بندی جدیدی تعریف شود. به عنوان مثال ذخیره‌ساز انرژی می‌تواند خدمات تنظیم فرکانس را انجام دهد. اما در قوانین بازارهای کشورهای مختلف، معمولاً برای منابع ژنراتوری و غیرژنراتوری تأمین‌کننده این خدمات قوانین متفاوتی وضع شده است. در این شرایط دقیقاً مشخص نیست که ذخیره‌ساز باید از کدامیک از این قوانین تبعیت کند. نکته دیگر این که سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی قابلیت تأمین چند خدمت با یک تجهیز را دارد و این نکته می‌تواند پیچیدگی تصمیم‌گیری‌ها را افزایش دهد. به عنوان مثال، ذخیره‌ساز انرژی هم‌زمان قابلیت شیف‌ت زمانی در بخش تولید و پشتیبانی ولتاژ برای شبکه انتقال را دارد. معمولاً در شرایط سنتی، تجهیزات مربوط به بخش‌های تولید و انتقال به صورت جداگانه این خدمات را برآورده می‌کنند و باید مجوزهای متفاوتی را اخذ کنند.

در ادامه چالش‌های پیش‌روی ذخیره‌سازها مربوط به قوانین بازار ارائه شده است [۲۰]:

- قرار نداشتن ذخیره‌سازها به عنوان برآورده‌کننده خدمت: در برخی بازارها مجوز برآورده کردن تعدادی از خدمات به دسته خاصی داده می‌شود. به عنوان مثال، در سیستم برق آلبرتا تنها ژنراتورها اجازه ارائه خدمت تنظیم فرکانس را دارند. در این صورت ذخیره‌ساز نخواهد توانست، این خدمت را ارائه کند. این چالش به راحتی و با تغییرات کوچک در قوانین و دستورالعمل‌ها برطرف خواهد شد.
- نیازهای فنی: در قوانین کشورهای مختلف به منظور تأمین خدمات، شرایط فنی خاصی وضع می‌شود که تجهیز مورد نظر باید شرایط برآورده کردن آن را داشته باشد. به عنوان مثال، نیروگاه‌ها به عنوان کاهش‌دهنده یا افزایش‌دهنده خروجی، می‌توانند در خدمت تنظیم فرکانس شرکت کنند. اما ذخیره‌ساز انرژی برای تأمین این خدمت می‌تواند در هر دو حالت قرار داشته باشد.

- چالش‌های قیمتی: دو دسته چالش در این قسمت مطرح می‌شود. اول این که در برخی شرایط، خدمت تأمین‌شده توسط ذخیره‌ساز در بازار تعریف‌شده نیست و بنابراین بهایی برای آن در نظر گرفته نمی‌شود. به عنوان مثال برای هموار کردن خروجی منابع تولید تجدیدپذیر در بازار بهایی در نظر گرفته نمی‌شود. چالش دیگر این که ممکن است قوانین بازار امکان سودآوری ذخیره‌ساز به واسطه تأمین چند خدمت به صورت هم‌زمان را برآورده نکند. به عنوان مثال، با توجه به قوانین کشور مورد نظر، امکان دارد تجهیزاتی که در خدمات مربوط به سیستم انتقال مورد استفاده قرار می‌گیرد اجازه شرکت در خدمات مربوط به تولید را نداشته باشد و بدین ترتیب سود حاصل از بخش تولید را از دست خواهد داد.

در سال ۲۰۱۳ گزارشی توسط آزمایشگاه ملی SANDIA^۱ در آمریکا منتشر شده است که در آن به صورت مفصل بر اساس تجربیات کشور آمریکا، موانع پیش‌روی ذخیره‌سازهای انرژی و به طور خاص باتری‌ها بررسی شده است [۲۰]. در این مطالعه، موانع به پنج دسته رگولاتوری، بازاری و اقتصادی، مدل تجاری کاربران^۲ و توسعه‌دهنده‌ها^۳، موانع ناشی از تجربه کم و تکنولوژی تقسیم می‌شود. در ادامه این موانع به صورت خلاصه ارائه شده است:

- موانع رگولاتوری: تأخیر اداری در اجرای مقررات جدید برای رفع موانع استقرار ذخیره‌ساز انرژی خود به عنوان یک مانع در نظر گرفته می‌شود. نمونه‌هایی از این تأخیرها شامل تصویب با تأخیر پرداخت‌ها و تأخیر در اصلاحات قوانین است.
- موانع بازاری و اقتصادی: تعدادی از قوانین بازار مورد استفاده برای سایر تجهیزات، لزوماً برای ذخیره‌سازهای انرژی قابل پیاده‌سازی نیستند. به عنوان مثال در برخی بازارها، قیمت خدمات جانبی نیروگاه‌ها بر اساس هزینه فرصت ژنراتورها در زمان استفاده نکردن ظرفیت تولید در بازار انرژی تعیین می‌شود. در این شرایط، این قیمت معمولاً به صورت اتوماتیک محاسبه می‌شود. اما این مکانیزم لزوماً برای ذخیره‌ساز انرژی پاسخگو نیست. به عنوان مثال برای ذخیره‌سازی که برای شرکت در بازار خدمات جانبی طراحی شده است هزینه فرصت بر مبنای بازار انرژی وجود ندارد که بتوان بر اساس آن قیمت تسویه بازار خدمات جانبی را تعیین کرد. بنابراین اگر ظرفیت ذخیره‌ساز انرژی در حدی زیاد باشد که تمام خدمات جانبی توسط ذخیره‌سازها تأمین شود، قیمت بازار خدمات جانبی به سمت صفر میل خواهد کرد.
- موانع مرتبط با مدل تجاری کاربران و توسعه‌دهنده‌ها: عدم قطعیت‌ها و ریسک‌های پیش‌روی توسعه‌دهنده‌ها و کاربران، به عنوان یکی از موانع برای استفاده از ذخیره‌سازهای انرژی قلمداد می‌شود. از جمله این عدم قطعیت‌ها می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

- در حال توسعه بودن ذخیره‌سازها و احتمال پایین آمدن هزینه سرمایه‌گذاری در آن‌ها در سالیان آینده
- عدم شناخت کامل نسبت به قابلیت‌های فنی و اقتصادی و خصوصیات فنی ذخیره‌سازها برای تعدادی از بازیگران
- متغیر بودن قیمت سوخت‌های فسیلی به عنوان ورودی رقابتی ذخیره‌سازهای انرژی
- عدم قطعیت در قیمت‌های بازار و مصرف برق
- عدم قطعیت‌های سیاست‌گذاری‌ها مثل سیاست‌گذاری‌های مربوط به ذخیره‌سازها، آلودگی و منابع تولید تجدیدپذیر
- موانع ناشی از تجربه کم: اطلاعات محدود نسبت به ذخیره‌سازهای انرژی به دلیل نداشتن تجربه کافی می‌تواند به موارد زیر منجر شود:

Sandia national laboratories^۱Utilities^۲Developers^۳

- کمبود معلومات نسبت به قابلیت‌های ذخیره‌سازهای انرژی غیر از پشتیبانی از منابع تولید تجدیدپذیر
 - در نظر نگرفتن استفاده از ذخیره‌سازهای انرژی برای اهداف انتقال و توزیع
 - در نظر نگرفتن قابلیت ذخیره‌سازها برای برآورده کردن هم‌زمان چند خدمت
 - اطلاع نداشتن برتری‌های ذخیره‌سازها نسبت به سایر تکنولوژی‌ها
 - آگاه نبودن از تفاوت عملکرد و هزینه تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی مختلف
 - پیچیدگی بهره‌برداری از ذخیره‌سازها
- موانع مربوط به تکنولوژی: تعدادی از خصوصیات مربوط به تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی خود به‌عنوان مانعی برای استفاده از آن‌ها در سیستم قدرت عمل می‌کند. از جمله این خصوصیات می‌توان به قیمت بالای سرمایه‌گذاری در آن‌ها و محدودیت‌های طول عمر و ظرفیت سیکل‌های شارژ و دشارژ اشاره نمود.

۳-۲- معرفی مکانیزم‌های تشویقی برای توسعه باتری‌ها

- کشورهای مختلف بر مبنای چشم‌اندازها و سیاست‌های کلان خود، ساختار صنعت برق و قوانین موجود و همچنین شرایط اقتصادی، باید از مکانیزم‌های تشویقی متفاوتی برای توسعه باتری‌ها استفاده کنند. از دیدگاه کلی انواع مکانیزم‌های تشویقی را می‌توان به چهار دسته حمایت مالی مستقیم^۱، دستور حکومتی مستقیم، خرید تضمینی و بازبینی قوانین و دستورالعمل‌ها تقسیم نمود [۲۱-۲۲]. در ادامه، این مکانیزم‌ها معرفی می‌شود و در بخش بعد، تجربیات کشورهای دنیا از به‌کارگیری مکانیزم‌ها مختلف مطالعه خواهد شد.
- مکانیزم حمایت مالی مستقیم: در این مکانیزم، سرمایه‌گذاران برای تأمین سرمایه اولیه لازم برای توسعه ذخیره‌سازها، پشتیبانی می‌شوند. گاهی اوقات این حمایت به‌صورت مستقیم پرداخت می‌شود و در برخی شرایط، بخشی از هزینه سرمایه‌گذاری در ذخیره‌سازها از مالیات سالانه آن‌ها کسر می‌شود. در برخی کشورها این حمایت به مطالعات تحقیق و توسعه تخصیص می‌یابد.
 - مکانیزم دستور حکومتی مستقیم: اخیراً، این مکانیزم برای تأمین ذخیره‌سازهای انرژی، با موفقیت زیادی همراه بوده است. در این روش، بر اساس سیاست‌های مورد نظر قانون‌گذار، پروژه‌هایی از طرف دولت تعیین می‌شود. سرمایه‌گذاران مختلف، برای سرمایه‌گذاری در پروژه مورد نظر پیشنهاد داده و قانون‌گذار پس از بررسی پیشنهادها، سرمایه‌گذار مورد نظر خود را تعیین می‌کند.
 - مکانیزم خرید تضمینی با پرداخت تعرفه ثابت^۲: در این مکانیزم، انرژی تأمین‌شده توسط ذخیره‌ساز انرژی برای مدت زمانی معین با قیمتی مشخص به‌صورت تضمینی خریداری می‌شود. چگونگی تعیین FiT به مطالعات دقیق نیاز دارد. در برخی از کشورها FiT از دیدگاه رفاه اجتماعی تعیین می‌شود [۱۸]. به این منظور برای تعیین حاشیه سود سرمایه‌گذاری مورد نظر، نقطه سر به سر که در آن، هزینه‌ها و سودها برابر هستند مشخص خواهد شد. در این روش، هزینه‌ها و سودهای اجتماعی با هزینه ذخیره‌ساز مقایسه می‌شود. در ابتدا ظرفیت ذخیره‌ساز لازم برای دستیابی به هدف مورد نظر مثلاً نفوذ ظرفیت مورد نیاز نیروگاه بادی تعیین شده و پس از آن، هزینه تأمین انرژی الکتریکی توسط ذخیره‌ساز انرژی مشخص خواهد شد.
 - مکانیزم بازبینی قوانین و دستورالعمل‌ها: در بخش قبل، بررسی شد که چگونه قوانین و ساختار بازارهای انرژی و خدمات جانبی می‌توانند به‌عنوان مانع، سودآوری باتری‌ها را کاهش داده و سرمایه‌گذاران را از استفاده از باتری‌ها منصرف کند. بنابراین

^۱ Direct financial support^۲ Feed in Tariff (FiT)

به نظر می‌رسد یکی از راه‌حل‌های رفع چالش‌ها و موانع ذکرشده، اصلاح قوانین بازارهای انرژی و خدمات جانبی است، به‌طوری‌که با وجود در نظر گرفتن شرایط فنی و اقتصادی کل سیستم، فرصت‌های سودآوری از باتری‌ها را افزایش دهد. از طرف دیگر می‌توان طبقه‌بندی تجهیزات نسبت به طبقه‌بندی سنتی (تولید، انتقال و توزیع) را تغییر داد. به‌منظور طبقه‌بندی‌های جدید، باید مشخصات فنی، ساختار مالکیت و قوانین تصمیم‌گیری بهره‌برداری مد نظر قرار گیرد. مشخصات فنی، خصوصیات بهره‌برداری و عملکردی که هر تجهیز می‌تواند با داشتن آن‌ها، در طبقه مذکور قرار بگیرد را شامل می‌شود. مشخصه‌های اصلی شامل شاخص‌های عملکردی، ظرفیت، توان، امنیت، استانداردهای محیط زیست، استانداردهای تکنولوژی و ارتباطاتی است [۱۹]. یکی دیگر از پیشنهادات در این حوزه آن است که ذخیره‌سازها به‌نحوی تشویق شوند که توسعه شبکه به تعویق بیفتد و هزینه کمتری به مصرف‌کننده تحمیل شود. از طرف دیگر می‌توان برای پیش‌بینی اشتباه، جرایمی برای منابع تولید تجدیدپذیر در نظر گرفته شود. به‌طوریکه از مالک منبع تولید تجدیدپذیر ترجیح دهد برای کاهش خطای پیش‌بینی از ذخیره‌ساز استفاده کند.

مکانیزم‌های تشویقی توسعه باتری‌ها پیاده‌شده در کشورهای مختلف

آزمایشگاه ملی اقیانوس آرام شمال غربی^۱ (PNNL) پنج نوع سیاست مختلف برای پیاده‌سازی در ایالت‌های مختلف آمریکا را معرفی کرده است [۲۳]:

- اهداف تأمین^۲: در این نوع سیاست، هدف خاصی در نظر گرفته می‌شود و کاربران برای دستیابی به آن هدف ملزم می‌شوند. در این روش، به‌منظور ارزیابی بهتر، سرمایه‌گذاران از نظر داده و اطلاعات نیز حمایت‌شده و مواردی از جمله، اطلاعات بهره‌برداری و تجربیات گذشته برای آنالیز دقیق در اختیار آن‌ها قرار می‌گیرد. در این نوع مکانیزم، در برخی ایالت‌ها، سرمایه‌گذاران در مرحله ارزیابی پروژه‌ها به‌طور کامل حمایت می‌شوند.
- تطبیق رگولاتوری^۳: در این روش، نوع مقررات به‌گونه‌ای تغییر می‌کند که به ظرفیت مورد نظر ذخیره‌ساز منتج شود. به‌عنوان مثال در برخی ایالت‌ها به ذخیره‌سازها اجازه شرکت در بازار خدمات جانبی داده شد و یا در برنامه‌ریزی توسعه تولید، ذخیره‌سازها نیز مثل منابع تولید تجدیدپذیر در نظر گرفته می‌شوند.
- برنامه‌های طرح و توسعه: در این نوع سیاست، دولت مرجع مستقیم تصمیم‌گیری برای پروژه ذخیره‌ساز است و حتی بودجه توسط دولت تأمین می‌شود. در این روش، دولت بودجه‌ای را اختصاص می‌دهد تا یک طرح مطالعاتی انجام شود و تجربیات آن در آینده مورد استفاده قرار گیرد. مثلاً در سال ۲۰۱۳، واشنگتن مبلغ ۱۴/۳ میلیون دلار برای کمک به شرکت‌های بزرگ برای نصب چهار پروژه ذخیره‌ساز باتری ارائه داده است که از طریق آن، مشخصات شیمیایی باتری‌ها را مطالعه کند. در ماساچوست در سال ۲۰۱۷ مبلغ ۲۰ میلیون دلار برای نصب یک سیستم ذخیره‌ساز برای آنالیز فنی و اقتصادی آن در نظر گرفته شده است. هدف به‌دست آوردن تجربه برای پروژه‌های مشابه در این ایالت در نظر گرفته شده است.

¹ Pacific Northwest National Laboratory (PNNL)

² Procurement targets

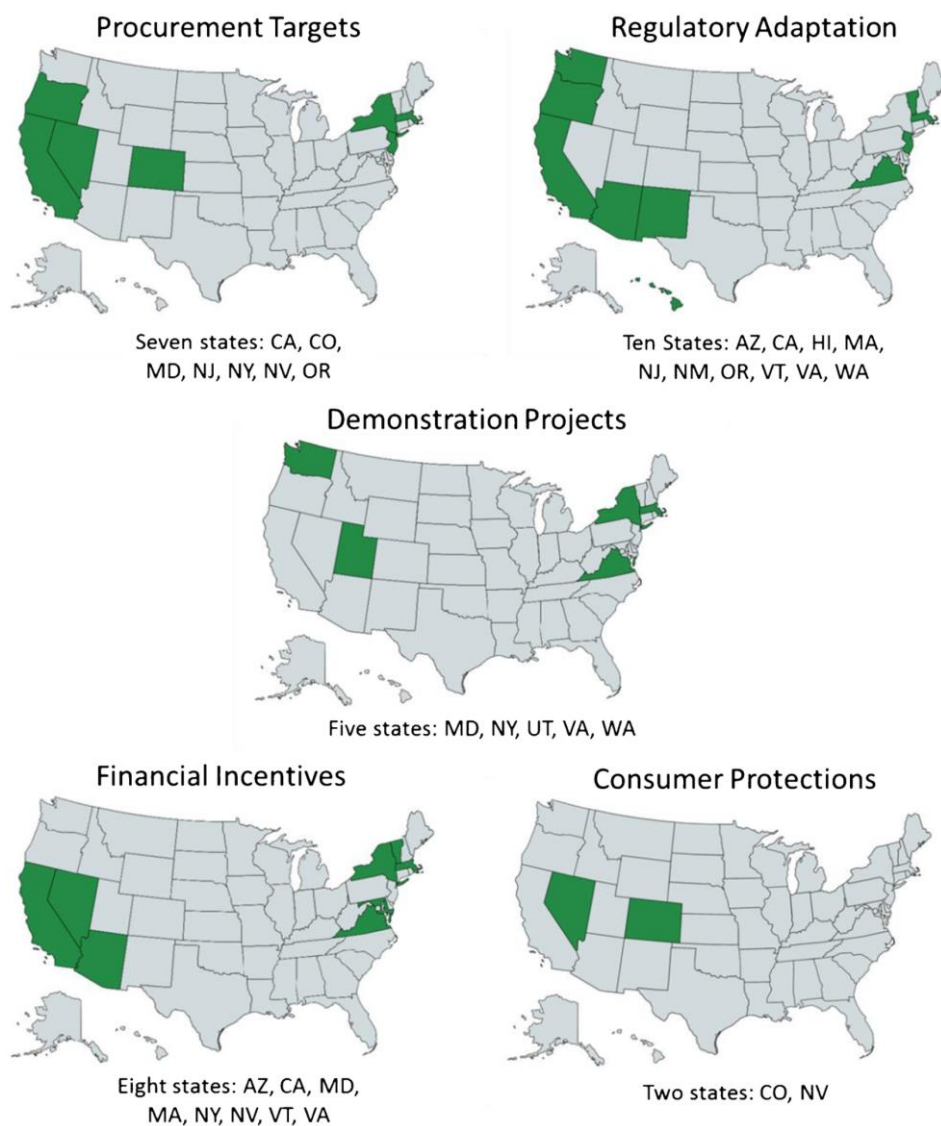
³ regulatory adaptation

- مشوق‌های مالی^۱: در این نوع سیاست به صورت مستقیم کمک مالی در اختیار مصرف‌کننده‌های نهایی قرار می‌گیرد و یا امتیازات مالیاتی اعطا می‌شود تا پشت کنتورهای خود، باتری نصب کنند. در سال ۲۰۱۶، در کالیفرنیا حدود ۴۴۸ میلیون دلار برای کمک مالی برای باتری‌های پشت کنتور اختصاص داده شده است. در مریلند در سال ۲۰۱۸، حدود ۵۰۰۰ دلار برای مشتریان خانگی و ۷۵۰۰۰ دلار برای مشتریان تجاری و صنعتی و حداکثر سالانه ۷۵۰۰۰ دلار تخفیف مالیاتی در نظر گرفته شده است.
- حمایت‌های مشتری^۲: در این نوع سیاست حقوق مشخصی برای مشتری‌هایی که باتری نصب می‌کنند در نظر گرفته می‌شود. در برخی ایالت‌ها به آن‌ها برای اتصال به شبکه و یا خرید تضمینی اطمینان می‌دهد.

در شکل (۱-۳) مکانیزم‌های به کار گرفته شده در ایالت‌های مختلف نمایش داده شده است. به منظور بررسی بهتر، در جدول (۱-۳)، مکانیزم‌های ارائه شده در شکل (۱-۳) جمع‌بندی شده است. همان طور که در این جدول، قابل مشاهده است در برخی از ایالات هم‌زمان چندین مکانیزم پیاده‌سازی شده است.

^۱ financial incentives

^۲ consumer protections



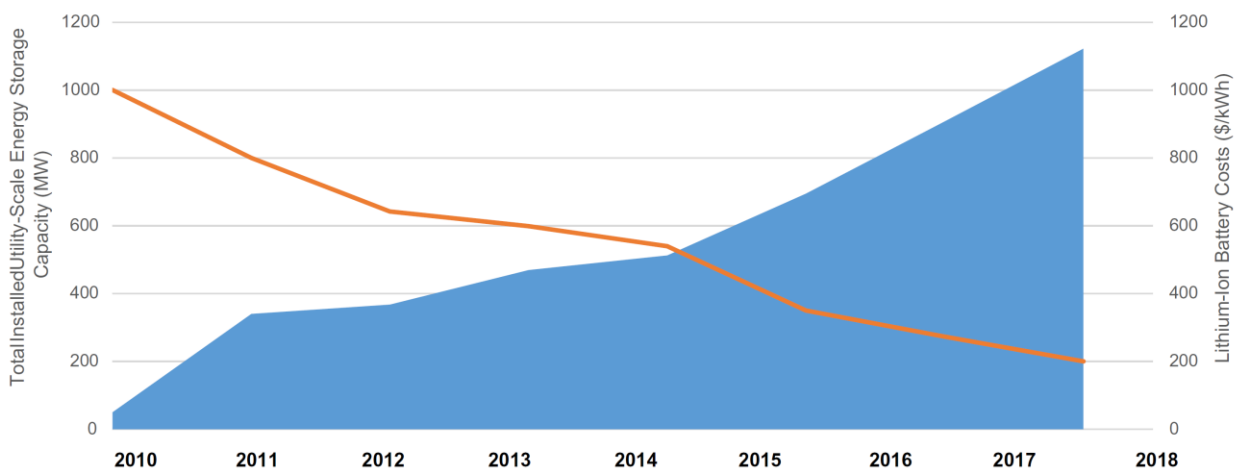
شکل ۳-۱: مکانیزم‌های تشویقی پیاده‌سازی شده در ایالات مختلف در آمریکا

جدول ۳-۱: جمع‌بندی مکانیزم‌های تشویقی در آمریکا

سیاست‌ها					مخفف	نام ایالت
حمایت‌های مشتری	مشوق‌های مالی	برنامه‌های نمایشی	تطبیق رگولاتوری	اهداف تأمین		
	✓		✓	✓	CA	کالیفرنیا
✓				✓	CO	کلرادو
	✓	✓		✓	MD	مریلند
			✓	✓	NJ	نیوجرسی
	✓	✓		✓	NY	نیویورک
✓	✓			✓	NV	نوادا
			✓	✓	OR	اورگان
	✓		✓		AZ	آریزونا

			✓		HI	هاوایی
			✓		NM	نیومکزیکو
	✓		✓		VT	ورمانت
		✓	✓		WA	واشینگتن
		✓			UT	یوتا
	✓	✓	✓		VA	ویرجینیا
	✓		✓		MA	ماساچوست

در شکل (۲-۳)، تأثیر سیاست‌گذاری در ایالت‌های آمریکا از سال ۲۰۱۰ تا سال ۲۰۱۷ نمایش داده شده است. در این شکل ظرفیت توان ذخیره‌سازهای انرژی به جز تلمبه ذخیره‌ای و هوای فشرده مشاهده می‌شود. این ظرفیت از حدود ۵۰ مگاوات در سال ۲۰۱۰ به ۱۱۰۰ مگاوات در سال ۲۰۱۷ رسیده است. به منظور پیدا کردن دیدگاه بهتر، در این شکل هزینه سرمایه‌گذاری در باتری لیتیوم یون نیز رسم شده است. این هزینه از ۱۰۰۰ دلار به‌ازای هر کیلووات‌ساعت به ۲۰۰ دلار بر کیلووات‌ساعت کاهش پیدا کرده است. بررسی‌ها نمایش می‌دهد که ایالات مختلف در سال ۲۰۱۸، چشم‌انداز دستیابی به ۴۵۰۰ مگاوات ظرفیت بیشتر در سال ۲۰۳۰ را پیشروی خود قرار داده و سیاست‌های لازم را پیاده کرده‌اند.



شکل ۲-۳: نمایش تأثیر مکانیزم‌های حمایتی در آمریکا

مطالعات انجام‌شده توسط FERC، نشان می‌دهد که برخورد با ذخیره‌سازها مشابه تجهیزات سنتی برای شرکت در بازار و تأمین خدمات جانبی، سودرسانی آن‌ها را محدود می‌کند [۲۴]. در گذشته در FERC تجهیزات برای ارائه خدمت باید در یکی از طبقه‌بندی‌های تولید، انتقال و توزیع قرار می‌گرفتند. این مسأله، برای ذخیره‌سازها که هم‌زمان می‌توانند چند سرویس را ارائه دهند چالش ایجاد خواهد کرد. به‌طوری‌که در FERC، تا چندین سال، ذخیره‌سازها به‌صورت مورد به مورد بررسی می‌شدند. در CAISO در سال ۲۰۱۴، طبقه جدیدی تحت عنوان منابع غیر تولیدکننده^۱ پیشنهاد شد که ذخیره‌سازها می‌توانند در این طبقه قرار گرفته و خدماتی مثل تنظیم فرکانس، سوداگری و سایر خدمات مرتبط با بخش تولید را ارائه دهند.

^۱ Non generating resources

از سال ۲۰۱۱، در بازار تنظیم فرکانس در FERC یک پرداخت براساس عملکرد نیز انجام می‌شود که به این ترتیب به دلیل سرعت و دقت پاسخ‌گویی بالایی ذخیره‌سازها، پول اضافه‌تری نسبت به سایر منابع دریافت می‌کنند. طبق این قانون (FERC Order 755) به منابع دو بهای متفاوت پرداخت می‌شود. اولی بر اساس هزینه فرصت ظرفیت رزرو و دومی بر اساس عملکرد منبع پرداخت می‌شود. PJM اولین بازاری بود که در سال ۲۰۱۲ پرداخت بر اساس عملکرد^۱ را به منظور عملکرد بهتر بازار تنظیم مورد استفاده قرار داد. بعد از یک سال PJM موارد زیر را مشاهده نمود:

- کاهش نیاز خدمات تنظیم از یک درصد بار پیک تا کف در اکتبر ۲۰۱۲ به ۰/۷ درصد تنها طی دو ماه
- کاهش هزینه میانگین تنظیم فرکانس از ۰/۴۸۸ دلار بر مگاوات از سال ۱۹۹۹ تا ۲۰۱۱ به ۰/۲۴۴ برای سال‌های بین ۲۰۱۲ تا ۲۰۱۶

در جدول (۲-۳)، مکانیزم‌های پیاده‌شده در FERC برای توسعه باتری‌ها ارائه شده است.

جدول ۲-۳: جمع‌بندی مکانیزم‌های پیاده‌شده در FERC

شماره قانون	بازارهای متأثر	توضیحات
Order 890	خدمات جانبی	خدمات جانبی می‌توانند توسط ذخیره‌سازهای انرژی و تحت طبقه‌بندی منابع غیر تولیدکننده تأمین شوند.
Order 1000	خدمات جانبی	اپراتورهای ISO باید بیشتر با یکدیگر در ارتباط باشند تا ناهماهنگی‌ها کاهش یافته و قوانین بازار برای بازارهای خدمات جانبی ناحیه‌ای یکنواخت‌تر شود.
Order 719	بازارهای عمده‌فروشی	امکان شرکت فعال‌تر بارها تحت عنوان پاسخ‌گویی بار به وجود می‌آید.
Order 745	انرژی	پرداختی برای ذخیره‌سازهای انرژی در نظر گرفته شده است.
Order 755	خدمات جانبی-تنظیم فرکانس	پرداخت اضافه‌تری برای منابع به دلیل پاسخ‌گویی سریع‌تر در بازار تنظیم فرکانس در نظر گرفته می‌شود.
Order 784	خدمات جانبی-تنظیم فرکانس	قانون 755 توسعه داده شده است به‌طوری‌که دقت و سرعت در زمان خرید برای خدمات انتقال در نظر گرفته شود.
Order 719	خدمات جانبی-تنظیم فرکانس	اجبار برای این که حتما مقدار مشخصی خدمات تنظیم فرکانس برای هر ناحیه اجباری است.

^۱ Pay for performance

در جدول (۳-۳)، تعدادی از مکانیزم‌های تشویقی برای افزایش به‌کارگیری باتری‌ها، در کشورهای مختلف، ارائه شده است. مکانیزم حمایت مالی مستقیم در کشورهای مختلف مورد استفاده قرار می‌گیرد. حمایت مالی مستقیم می‌تواند از طریق اعتبار مالیات سرمایه‌گذاری^۱ پیاده شود. این نوع سیاست، یکی از سیاست‌های حمایتی مؤثر برای ذخیره‌سازهای انرژی است. مطابق این سیاست، درصدی از هزینه سرمایه‌گذاری از مالیات سرمایه‌گذاران کسر می‌شود. تحقیقات نشان داده است که در آمریکا، به‌کارگیری سیاست ITC به اندازه ۲۰ درصد هزینه سرمایه‌گذاری برای مدت ۱۰ سال، سرمایه‌گذاری در ذخیره‌سازها را نسبت به حالتی که از این سیاست استفاده نشود ۳ برابر می‌کند [۲۵].

در تورنتو در کشور کانادا و کالیفرنیا در آمریکا، سازوکار دستور حکومتی مستقیم پیاده شده است. اخیراً در کالیفرنیا یک پروژه ۵۰ مگاوات ذخیره‌ساز انرژی اعلان عمومی شده و حدود ۵۰۰ پروپوزال رسمی دریافت شده است [۲۱]. بازبینی بازار انرژی و خدمات جانبی به‌طور مفصل در قسمت قبل مورد بررسی قرار گرفته است. همان‌طور که توضیح داده شد، اخیراً FERC در آمریکا، قوانین بهره‌برداری از بازار برق را بازبینی کرده است. در این بازبینی، چگونگی توزیع بار بین واحدهای تولیدی، تغییراتی پیدا کرده است. در این سازوکار، واحدهای تولیدی برای شرکت در بازارهای انرژی و خدمات جانبی، بر اساس سرعت و دقت پاسخ‌دهی طبقه‌بندی می‌شود. با این سازوکار، ذخیره‌سازهای انرژی، جایگاه قابل توجهی در بازارها، به‌خصوص در بازارهای خدمات جانبی، پیدا خواهند کرد. در کانادا نیز روش بهره‌برداری از بازار انرژی و خدمات جانبی به‌گونه‌ای تغییر کرده است که فرصت سودآوری بیشتری را برای ذخیره‌سازهای انرژی فراهم کرده است [۲۱]. در آلمان معیارهای شرکت در بازار خدمات جانبی، به‌گونه‌ای تغییر کرده است که این امکان وجود دارد که باتری‌ها هم در بازار خدمات جانبی شرکت کنند.

تعدادی از کشورها، ذخیره‌سازهای انرژی را در کنار پروژه‌های انرژی تجدیدپذیر پشتیبانی می‌کنند. به‌عنوان مثال، در کشور آلمان، دولت از پروژه‌های ذخیره‌ساز انرژی کوچک به‌منظور پشتیبانی از فناوری‌های خورشیدی پراکنده حمایت می‌کند.

جدول ۳-۳: سازوکارهای سیاست‌گذاری استفاده شده در کشورهای مختلف برای توسعه باتری‌ها

کشورهای نمونه	گزینه سیاست‌گذاری	
	کمک‌هزینه ^۲	حمایت مالی مستقیم
آلمان، آمریکا		
چین، آلمان، ژاپن، کره جنوبی، آمریکا	پشتیبانی تحقیق و توسعه	
کانادا، آمریکا	دستور حکومتی مستقیم	
کانادا	پرداخت تعرفه ثابت	
کانادا، آمریکا، آلمان	بازبینی بازار انرژی و خدمات جانبی	

در ایران در سال ۱۳۹۵ سند راهبردی و نقشه راه طراحی، ساخت و تدوین دانش فنی ذخیره‌سازهای انرژی در صنعت برق منتشر شده است. این سند در راستای برنامه توسعه فناوری در کشور در دستور کار شورای عالی، تحقیقات و فناوری قرار گرفته است. از آنجا که تبیین الزامات بالادستی از ورودی‌های اولیه در تدوین سند ملی است مستندات مربوط به موضوع انرژی مثل قانون اول تا پنجم توسعه و قانون اصلاح الگوی مصرف انرژی نیز در این سند بررسی شده است. در این سند توجه‌پذیری استفاده از ذخیره‌سازهای انرژی الکتریکی از نظر مسائل محیط زیستی، اقتصادی، سیاسی، تکنیکی و عملکردی و رفاه اجتماعی نیز مورد بررسی قرار گرفته است. در ادامه سیاست‌های به‌کارگرفته‌شده در کشورهای دیگر نیز مطالعه شده است. پس از آن سناریوهای حاکم بر توسعه ذخیره‌سازهای

^۱ Investment tax credit (ITC)

^۲ Subsidies

انرژی بررسی شده است. سپس شرکت‌ها و ادارات مرتبط با ذخیره‌سازهای انرژی مرور شده است. در گام بعد ارکان سند راهبردی و نقشه راه توسعه فناوری ذخیره‌سازها شامل چشم‌انداز، اهداف و راهبردها ارائه شده است. در مرحله بعد اقدامات مورد نیاز برای تحقق چشم‌اندازها، اهداف و راهبردهای توسعه ذخیره‌سازها مطالعه شده است. در گام بعد برنامه عملیاتی سند و نقشه راه توسعه ذخیره‌سازها شامل پروژه‌ها، زمان‌بندی و بودجه مورد نیاز آن‌ها ارائه شده است [۲۶].

۳-۳- نتیجه‌گیری

در این فصل به مطالعه انواع مکانیزم‌های تشویقی به منظور توسعه باتری‌ها در شبکه‌های توزیع پرداخته شد. به این منظور در ابتدا، موانع پیش روی سرمایه‌گذاری در باتری‌ها مورد بررسی قرار گرفت. از جمله این موانع می‌توان به هزینه نسبتاً بالای سرمایه‌گذاری، مشکلات قانون‌گذاری و رگولاتوری، مشکلات فنی تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی و اطلاعات و تجربه کم اشاره نمود. پس از آن انواع مکانیزم‌های تشویقی به منظور توسعه باتری‌ها مورد بررسی قرار گرفت. از جمله این مکانیزم‌ها می‌توان از حمایت‌های مالی مستقیم، دستور حکومتی مستقیم، خرید تضمینی و تغییر در قوانین و دستورالعمل‌ها نام برد. در پایان نیز نمونه‌های عملی پیاده‌سازی شده مکانیزم‌های تشویقی در قسمت‌های مختلف دنیا مورد بررسی قرار گرفته و تجربیات آن‌ها مرور شد.

فصل ۴- ارائه مدل پیشنهادی برای تعیین شرایط بهینه خرید و فروش برق باتری‌ها در شبکه توزیع

۴-۱- علائم و نمادها

تعریف علائم و نشانه‌های استفاده شده در این بخش به شرح زیر است:

اندیس‌ها و مجموعه‌ها:

اندیس‌های مربوط به سال	$y, \hat{y}$
اندیس‌های مربوط به روز	$d, \hat{d}$
اندیس‌های مربوط به ساعت	$t, \hat{t}$
مجموعه سال‌های دوره برنامه‌ریزی	Y
مجموعه روزهای دوره برنامه‌ریزی	D
مجموعه ساعت‌های دوره برنامه‌ریزی	T
مجموعه زمان‌های دوره غیرپیک	T^{off}
	$(0 \leq t \leq t_1 \text{ or } t_2 \leq t)$
مجموعه زمان‌های دوره پیک	T^p
	$(t_1 \leq t \leq t_2)$
مجموعه متغیرهای تصمیم‌گیری مسأله بهینه‌سازی سطح اول	Δ
مجموعه متغیرهای تصمیم‌گیری مسأله بهینه‌سازی سطح دوم	Ω

پارامترها:

بار مصرفی فعلی مشترکین در روز d ، ساعت t ام [MW]	$P_{d,t}^D$
ضریب رشد سالیانه بار	α_y
بار رشدیافته مصرفی مشترکین در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام [MW]	$P_{y,d,t}^{De}$
قیمت فعلی فروش برق به مشترکین [\$/MWh]	λ^f
ضریب رشد سالیانه قیمت فروش برق به مشترکین	β_y^L
قیمت رشدیافته فروش برق به مشترکین در سال y ام [\$/MWh]	λ_y^{Fix}
قیمت فعلی خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع [\$/MWh]	λ^G
ضریب رشد سالیانه قیمت خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع	β_y^G
قیمت رشدیافته خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع در سال y ام [\$/MWh]	λ_y^{Gen}
بیشینه نرخ شارژ/دشارژ باتری‌های نصب‌شده [MW]	$P^{\max}$
ظرفیت ذخیره انرژی باتری‌های نصب‌شده [MWh]	$E^{\max}$
میانگین نرخ شارژ/دشارژ باتری‌های نصب‌شده [MW]	P^{avg}
میانگین ظرفیت ذخیره انرژی باتری‌های نصب‌شده [MWh]	E^{avg}

عدد بزرگ استفاده‌شده در روش بهینه‌سازی M بزرگ	M
آستانه توان طرح توسعه پست که در صورت عبور از آن، پست توسعه می‌یابد [MW].	P^{CT}
هزینه طرح توسعه پست [\$]	π^T
آستانه توان طرح توسعه خطوط انتقال، که در صورت عبور از آن، خطوط انتقال توسعه می‌یابد [MW].	P^{CL}
هزینه طرح توسعه خطوط انتقال [\$]	π^L
آستانه توان طرح توسعه سیستم تولید، که در صورت عبور از آن، سیستم تولید توسعه می‌یابد [MW].	P^{CG}
هزینه طرح توسعه سیستم تولید [\$]	π^G
سال شروع طرح توسعه پست، بدون در نظر گرفتن طرح حمایتی باتری	y^T
سال شروع طرح توسعه خطوط انتقال، بدون در نظر گرفتن طرح حمایتی باتری	y^L
سال شروع طرح توسعه سیستم تولید، بدون در نظر گرفتن طرح حمایتی باتری	y^G
زمان شروع دوره پیک	t_1
زمان پایان دوره پیک	t_2
نرخ بهره سالیانه	i
تعداد مشارکت کنندگان در برنامه نصب باتری	N
شیب خط منحنی PQC	m
ضریب وزن دهی در تابع هدف	ω
متغیرها:	
میزان دشارژ باتری در سال yام، روز dام، ساعت tام [MW]	$P_{y,d,t}^{Dis}$
میزان شارژ باتری در سال yام، روز dام، ساعت tام [MW]	$P_{y,d,t}^{Ch}$
سطح انرژی ذخیره‌شده در باتری در سال yام، روز dام، ساعت tام [MWh]	$E_{y,d,t}$
قیمت حمایتی فروش برق به باتری‌ها در دوره غیرپیک در سال yام [\$ / MWh]	λ_y^{Sof}
ضریب تعدیل قیمت فروش برق به باتری‌ها در دوره غیرپیک	γ^{Sof}
قیمت حمایتی خرید برق از باتری‌ها در دوره غیرپیک در سال yام [\$ / MWh]	λ_y^{Bof}
ضریب تعدیل قیمت خرید برق از باتری‌ها در دوره غیرپیک	γ^{Bof}
قیمت حمایتی فروش برق به باتری‌ها در دوره پیک در سال yام [\$ / MWh]	λ_y^{SP}
ضریب تعدیل قیمت فروش برق به باتری‌ها در دوره پیک	γ^{SP}
قیمت حمایتی خرید برق از باتری‌ها در دوره پیک در سال yام [\$ / MWh]	λ_y^{BP}
ضریب تعدیل قیمت خرید برق از باتری‌ها در دوره پیک	γ^{BP}

ضریب لاگرانژ قید حد بالای توان در حالت دشارژ باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$\eta_{y,d,t}^{PdisU}$
ضریب لاگرانژ قید حد پایین توان در حالت دشارژ باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$\eta_{y,d,t}^{PdisD}$
ضریب لاگرانژ قید حد بالای توان در حالت شارژ باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$\eta_{y,d,t}^{PchU}$
ضریب لاگرانژ قید حد پایین توان در حالت شارژ باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$\eta_{y,d,t}^{PchD}$
ضریب لاگرانژ قید حد بالای انرژی باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$\eta_{y,d,t}^{EU}$
ضریب لاگرانژ قید حد پایین انرژی باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$\eta_{y,d,t}^{ED}$
متغیر بایناری استفاده‌شده در خطی‌سازی قید حد بالای توان در حالت دشارژ باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$W_{y,d,t}^{PdisU}$
متغیر بایناری استفاده‌شده در خطی‌سازی قید حد پایین توان در حالت دشارژ باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$W_{y,d,t}^{PdisD}$
متغیر بایناری استفاده‌شده در خطی‌سازی قید حد بالای توان در حالت شارژ باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$W_{y,d,t}^{PchU}$
متغیر بایناری استفاده‌شده در خطی‌سازی قید حد پایین توان در حالت شارژ باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$W_{y,d,t}^{PchD}$
متغیر بایناری استفاده‌شده در خطی‌سازی قید حد بالای انرژی باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$W_{y,d,t}^{EU}$
متغیر بایناری استفاده‌شده در خطی‌سازی قید حد پایین انرژی باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$W_{y,d,t}^{ED}$
سود ناشی از به تعویق انداختن طرح توسعه پست	$Profit^T$
سود ناشی از به تعویق انداختن طرح توسعه خطوط انتقال	$Profit^L$
سود ناشی از به تعویق انداختن طرح توسعه سیستم تولید	$Profit^G$
سود مجموع ناشی از به تعویق انداختن هزینه‌های طرح‌های توسعه پست، خطوط انتقال و سیستم تولید	$Profit$
هزینه ناشی از حمایت از سرمایه‌گذار خرد برای نصب باتری	$Cost$
سود سرمایه‌گذار خرد از نصب باتری	$Profit^B$
متغیر بایناری استفاده‌شده برای تشخیص عبور حد توان از آستانه توسعه پست (P^{CT}) در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$\chi_{y,d,t}^{TS}$
متغیر بایناری کمکی استفاده‌شده برای حذف اندیس‌های d و t از متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$	χ_y^{TS1}
متغیر بایناری تشخیص‌دهنده گذر از صفر به یک در متغیر χ_y^{TS1}	χ_y^{TT}

متغیر بایناری استفاده‌شده برای تشخیص عبور حد توان از آستانه توسعه خطوط انتقال	$\chi_{y,d,t}^{LS}$
(P^{CL}) در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	
متغیر بایناری کمکی استفاده‌شده برای حذف اندیس‌های d و t از متغیر $\chi_{y,d,t}^{LS}$	χ_y^{LS1}
متغیر بایناری تشخیص‌دهنده گذر از صفر به یک در متغیر χ_y^{LS1}	χ_y^{LT}
متغیر بایناری استفاده‌شده برای تشخیص عبور حد توان از آستانه توسعه سیستم تولید	$\chi_{y,d,t}^{GS}$
(P^{CG}) در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	
متغیر بایناری کمکی استفاده‌شده برای حذف اندیس‌های d و t از متغیر $\chi_{y,d,t}^{GS}$	χ_y^{GS1}
متغیر بایناری تشخیص‌دهنده گذر از صفر به یک در متغیر χ_y^{GS1}	χ_y^{GT}
ضریب بار قبل و بعد از نصب باتری در شبکه	LF^{new}, LF^{old}

۴-۲- مقدمه

در بخش قبل به ارائه کلیات و مقدمات بحث پروژه پرداخته شد. در این بخش به ارائه فرمولاسیون و مدل پیشنهادی این پروژه می‌پردازیم. بدین منظور، در ابتدا به تعیین ساختار ورودی‌های مسئله می‌پردازیم و نحوه تغییرات ورودی را طی سال‌های ورودی مسئله مورد بررسی قرار می‌دهیم. پس از آن به معرفی مدل دو سطحی مسئله پرداخته می‌شود که در مدل اول مسئله را از دیدگاه سیاست‌گذار بالادستی مورد بررسی قرار می‌دهیم. در ادامه مدل سطح دوم معرفی می‌شود که در آن مسئله از دید سرمایه‌گذار خرد مورد بررسی قرار می‌گیرد. در ادامه مدل دو سطحی معرفی شده نیز به مدل تک سهمی تبدیل می‌شود. نهایتاً امر، مدل تک سطحی ارائه شده نیز خطی سازی شده و آماده حل می‌گردد. در ادامه، نحوه‌ی پاسخ‌دهی مشترکین به قیمت‌های حمایتی پیشنهادی توسط منحنی PQC تعیین می‌شود و در گام آخر به کمک یک جستجوی کامل، بهترین زمان‌های پیک و غیر پیک تعیین می‌گردد. در ادامه این بخش به بررسی ساختار ورودی‌های مسئله پرداخته می‌شود.

مسئله تعیین ساعت‌های پیک و غیرپیک و قیمت‌های خرید و فروش برق باتری‌ها از نوع برنامه‌ریزی بلندمدت است که باید برای دوره طول عمر باتری‌های نصب‌شده انجام شود. با توجه به عمر باتری‌ها، می‌توان به طور حدودی بیان کرد که افق برنامه‌ریزی مسئله بلند مدت بوده که نشان از بزرگ بودن ابعاد مسئله دارد. از آنجا که پیش‌بینی بار برای افق‌های بلندمدت دارای معضلاتی است که از حوزه کاری این پروژه خارج است، از یک مدل ساده‌شده رشد بار برای تخمین روند تغییرات بار در طی سال‌های دوره برنامه‌ریزی استفاده می‌شود. بنابراین، بار مصرفی مشترکین که یکی از ورودی‌های اصلی مسئله است، با استفاده از رابطه (۱-۲) محاسبه می‌شود:

$$P_{y,d,t}^{De} = P_{d,t}^D \alpha_y \quad \forall y \in Y \quad (1) \quad (2-)$$

در این رابطه، بار پیش‌بینی‌شده برای روز d ام و ساعت t ام با ضریب رشد سالیانه α_y رشد داده می‌شود تا بار سال‌های بعدی تخمین زده شود. به همین ترتیب، قیمت فروش سالیانه برق به مشترکین به کمک ضریب رشد β_y^L توسط رابطه (۲-۲) محاسبه

می‌شود. برای قیمت خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع نیز طبق رابطه (۲-۳) از همین منطق (ضریب رشد β_y^G) استفاده شده است.

$$\lambda_y^{Fix} = \lambda^f \beta_y^L \quad \forall y \in Y \quad (2-2)$$

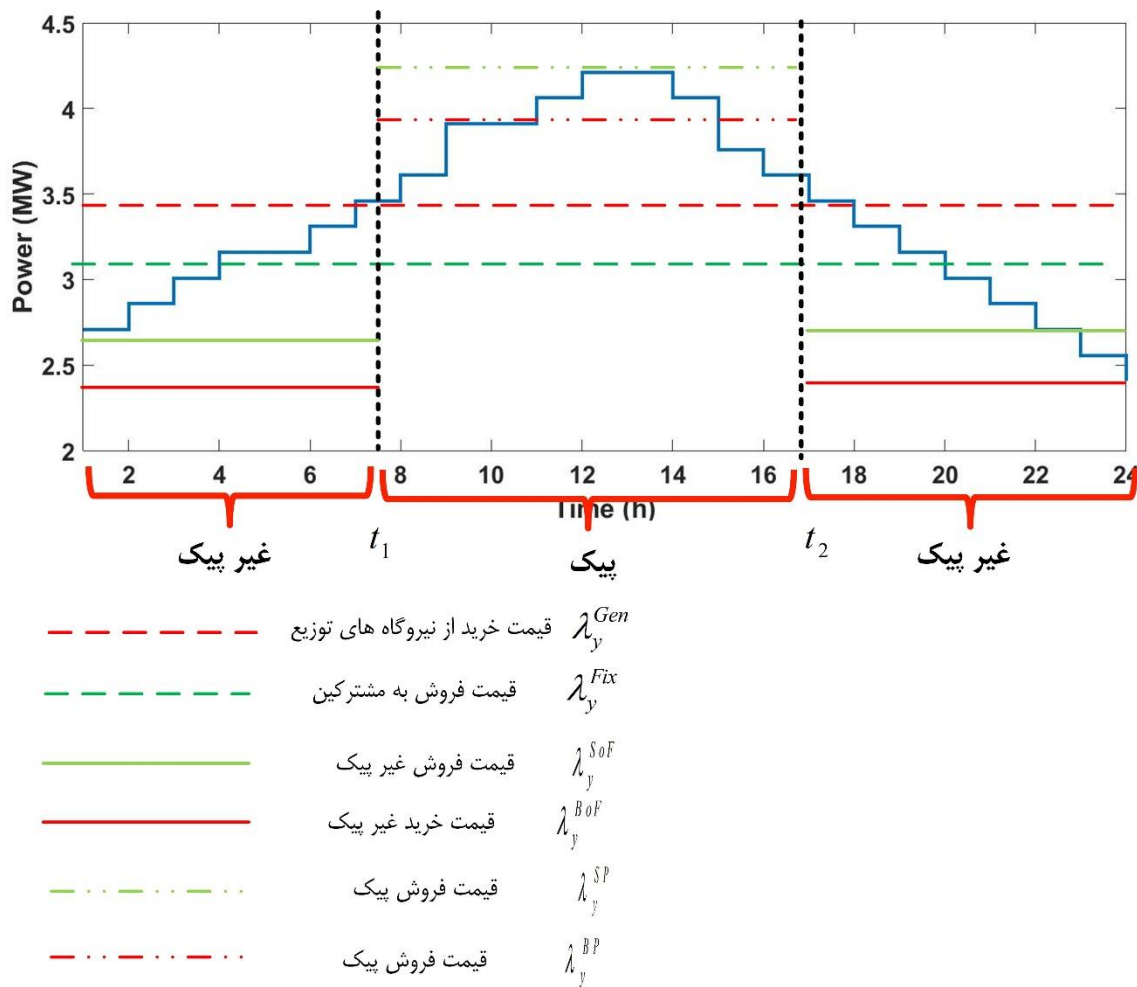
$$\lambda_y^{Gen} = \lambda^G \beta_y^G \quad \forall y \in Y \quad (2-3)$$

پس از تعیین ورودی‌های مورد نیاز مسأله، به تشریح مدل ریاضی مسأله بهینه‌سازی پرداخته می‌شود. مدل مورد استفاده در این مسأله، یک مدل بهینه‌سازی دوسطحی^۱ خواهد بود. در این مدل، سطح اول بهینه‌سازی از منظر سیاست‌گذار بالادستی طراحی می‌شود و سطح دوم مسأله، مدل‌کننده دیدگاه سرمایه‌گذار خرد خواهد بود. حل همزمان این دو مدل، به یک مدل جامع و اساسی منجر خواهد شد که می‌تواند پاسخ‌گوی نحوه بهینه‌سازی گذاری در مسأله مورد نظر در این گزارش باشد.

۴-۳- مسأله سطح اول: بهینه‌سازی از دیدگاه سیاست‌گذار

در سطح اول از مدل، به بررسی دیدگاه سیاست‌گذار بالادستی پرداخته می‌شود. سوال اصلی این گزارش آن است که سیاست نهادهای بالادستی برای تشویق مشارکت‌کنندگان خرد در امر نصب باتری در شبکه توزیع، باید به چه صورت باشد؟ در این گزارش، سیاست قیمت‌گذاری حمایتی برای شارژ و دشارژ مد نظر قرار می‌گیرد. بر مبنای این سیاست، در ساعت‌های مشخص شده غیرپیک، قیمت برق فروخته‌شده توسط شبکه به باتری‌ها (حالت شارژ) کمتر از قیمت عادی فروش برق به مشترکین در نظر گرفته می‌شود و بر عکس، در ساعت‌های مشخص شده پیک، قیمت برق خریداری‌شده از باتری‌ها توسط شبکه (حالت دشارژ) بیشتر از قیمت عادی خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع لحاظ می‌شود. بدین ترتیب، با اعمال نوعی یارانه غیرمستقیم به هزینه خرید و فروش برق باتری‌ها، بازگشت سرمایه این ادوات تسریع می‌شود و اقبال سرمایه‌گذاران خانگی برای مشارکت در نصب باتری‌های خانگی افزایش می‌یابد.

این امر را می‌توان به صورت مناسب‌تری در شکل (۴-۱) مشاهده نمود. در این شکل، یک منحنی نمونه ۲۴ ساعته از بار ارائه شده است که دوره زمانی مصرف آن به دو سطح پیک و غیرپیک تقسیم شده است. فرض می‌شود که قیمت عادی فروش برق توسط شبکه به مشترکین برابر با λ_y^{Fix} و قیمت عادی خرید برق توسط شبکه از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع برابر با λ_y^{Gen} باشد. طبق سیاست مدنظر در این گزارش، در دوره غیرپیک، قیمت‌گذاری حمایتی به صورت ذیل انجام می‌شود:



شکل ۴-۱: رابطه قیمت‌های حمایتی و قیمت‌های فعلی

الف) قیمت فروش برق توسط شبکه به باتری‌ها در حالت غیرپیک (λ_y^{SoF}) کمتر از قیمت عادی فروش برق به مشترکین (λ_y^{Fix}) در نظر گرفته می‌شود. بدین ترتیب، دارندگان باتری به شارژ در دوره غیرپیک ترغیب خواهند شد.

ب) قیمت خرید برق توسط شبکه از باتری‌ها در حالت غیرپیک (λ_y^{BoF})، کمتر از قیمت عادی خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع (λ_y^{Gen}) در نظر گرفته می‌شود. در نتیجه، دارندگان باتری از دشارژ در دوره غیرپیک (مگر در شرایط اضطراری) خودداری خواهند نمود.

به همین صورت، در دوره پیک، قیمت‌گذاری حمایتی به صورت ذیل انجام می‌شود:

الف) قیمت خرید برق توسط شبکه از باتری‌ها در حالت پیک (λ_y^{BP}) بیشتر از قیمت عادی خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع (λ_y^{Gen}) در نظر گرفته می‌شود. بدین ترتیب، دارندگان باتری به دشارژ در دوره پیک ترغیب خواهند شد.

ب) قیمت فروش برق توسط شبکه به باتری‌ها در حالت پیک (λ_y^{SP}) بیشتر از قیمت عادی فروش برق به مشترکین (λ_y^{Fix}) در نظر گرفته می‌شود. در نتیجه، دارندگان باتری از شارژ در دوره پیک (مگر در شرایط اضطراری) خودداری خواهند نمود. لازم به ذکر است که نحوه چینش قیمت‌های فروش و خرید در بازه‌های پیک و غیر پیک نسبت به یکدیگر به صورت نمادین در شکل قرار گرفته و تعیین دقیق این قیمت‌ها در روند بهینه‌سازی مشخص می‌گردد. همچنین برای فهم بهتر لازم به ذکر است که نام‌گذاری این متغیرها از دید سیاست‌گذار بالا دستی انجام شده است. با این سیاست، می‌توان به طور ضمنی نتیجه گرفت که دارندگان باتری‌ها در زمان غیرپیک به شارژ برق و در زمان پیک به فروش برق شارژ شده خواهند پرداخت. این سیاست قیمت‌گذاری حمایتی منجر به افزایش سطح مصرف در دوره غیرپیک و کاهش سطح مصرف در دوره پیک و در نتیجه بهبود ضریب بار^۱ خواهد شد. با بهبود ضریب بار، عوایدی نصیب سیاست‌گذار بالادستی خواهد شد که از آن جمله می‌توان از به تعویق افتادن طرح‌های توسعه سیستم نام برد. در ادامه به تشریح مدل ریاضی مسأله پرداخته می‌شود. در این مدل، هدف بیشینه کردن سود سیاست‌گذار بالادستی است که در اثر تخصیص بودجه برای قیمت‌گذاری حمایتی حاصل می‌شود. در این صورت، می‌توان تابع هدف مسأله سطح اول را به صورت رابطه (۴-۲) نوشت:

تابع هدف:

$$\text{Max}_{\Delta} Z = \text{Profit} - \text{Cost} \quad (2-)$$

(۴)

در تابع هدف فوق، هدف بیشینه‌سازی سود و یا به عبارت بهتر کمینه‌سازی ضرر ناشی از تخصیص کمک به طرح حمایتی مدنظر این گزارش است. در مدل بهینه‌سازی فوق، Δ مجموعه متغیرهای تصمیم‌گیری اصلی مسأله است که به صورت $\Delta = \{\lambda_y^{Sof}, \lambda_y^{Bof}, \lambda_y^{SP}, \lambda_y^{BP}\}$ تعریف می‌شود و بیانگر قیمت‌های حمایتی است که سیاست‌گذار بالادستی به کمک آنها می‌تواند به اهداف مدنظر خود دست یابد. همان‌طور که دیده می‌شود، تابع هدف از دو بخش سود (Profit) و هزینه (Cost) تشکیل شده است که روابط ریاضی آنها در ادامه به طور مفصل ارائه می‌شوند:

هزینه (Cost):

تابع هزینه مطابق با رابطه (۵-۲) به شرح ذیل تعریف می‌شود:

$$\text{Cost} = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \left(\sum_{t \in T^{off}} P_{y,d,t}^{Ch} (\lambda_y^{Fix} - \lambda_y^{Sof}) - P_{y,d,t}^{Dis} (\lambda_y^{Gen} - \lambda_y^{Bof}) + \sum_{t \in T^P} P_{y,d,t}^{Dis} (\lambda_y^{BP} - \lambda_y^{Gen}) - P_{y,d,t}^{Ch} (\lambda_y^{SP} - \lambda_y^{Fix}) \right) \quad (5)$$

(۲-)

همان‌طور که دیده می‌شود، تابع هزینه برابر با مجموع یارانه تخصیص داده‌شده برای اعمال قیمت‌گذاری حمایتی است. این تابع از چهار جمله تشکیل شده است که دو جمله اول مربوط به بازه غیرپیک و دو جمله آخر مربوط به دوره پیک هستند. در دوره غیرپیک، اگر دارنده باتری اقدام به شارژ باتری نماید، مابه‌التفاوت قیمت فروش عادی برق و قیمت فروش حمایتی غیرپیک (

باتری در دوره غیرپیک اقدام به دشارژ باتری نماید، مابه‌التفاوت قیمت خرید غیرپیک و قیمت خرید از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع $(\lambda_y^{Fix} - \lambda_y^{Sof})$ به عنوان یارانه توسط سیاست‌گذار بالادستی تأمین و جزء هزینه‌های او محسوب می‌شود. در مقابل، اگر دارنده

باتری در دوره غیرپیک اقدام به دشارژ باتری نماید، با هزینه‌ای کمتر از نیروگاه‌های عادی موجود در شبکه توزیع، به تزریق برق به شبکه پرداخته است؛ در نتیجه، این مابه‌التفاوت به نوعی درآمد سیاست‌گذار بالادستی محسوب می‌شود و به همین دلیل با علامت منفی در تابع هزینه وارد می‌شود.

به طور مشابه، در دوره پیک، اگر دارنده باتری اقدام به دشارژ باتری نماید، مابه‌التفاوت قیمت خرید حمایتی پیک و قیمت خرید از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع $(\lambda_y^{BP} - \lambda_y^{Gen})$ به عنوان یارانه توسط سیاست‌گذار بالادستی تأمین و جزء هزینه‌های او محسوب می‌شود. در مقابل، اگر دارنده باتری در دوره پیک به شارژ باتری اقدام نماید، مابه‌التفاوت قیمت فروش حمایتی پیک و قیمت فروش عادی برق $(\lambda_y^{SP} - \lambda_y^{Fix})$ باید به عنوان جریمه توسط دارنده باتری به سیاست‌گذار بالادستی پرداخت شود. در این حالت، برق با قیمتی بیشتر از حالت عادی به دارنده باتری فروخته می‌شود. در نتیجه، این مابه‌التفاوت به نوعی درآمد سیاست‌گذار بالادستی محسوب می‌شود و به همین دلیل با علامت منفی در تابع هزینه وارد می‌شود.

سود:

سود عایدشده از سیاست قیمت‌گذاری حمایتی می‌تواند از روش‌های ذیل حاصل شود:

- کاهش پیک شبکه که متناسب با آن، می‌توان طرح‌های توسعه سیستم را، اعم از افزایش ظرفیت ترانسفورماتورهای پست‌های فوق‌توزیع، توسعه خطوط انتقال و توزیع و توسعه سیستم تولید، به تعویق انداخت.
- استراتژی به‌کاررفته در این گزارش موجب مشارکت سرمایه‌گذار خرد در صنعت برق خواهد شد که در راستای افزایش خصوصی‌سازی امری مهم تلقی می‌شود و می‌تواند زمینه را برای اقدامات بعدی و اقبال بیش از پیش سرمایه‌گذاران خرد در سایر حوزه‌های مرتبط با صنعت برق فراهم آورد. همچنین، مشارکت دادن سرمایه‌گذاران خرد در راستای این‌گونه سرمایه‌گذاری‌ها، از بار مالی بخش دولتی در شرایط اقتصادی دشوار کنونی خواهد کاست.
- افزایش ظرفیت ذخیره‌سازها در شبکه، اگرچه در ابتدا با هدف پیک‌سایی انجام شود، ولی در ادامه می‌تواند برای اهداف مهم دیگری مانند کنترل فرکانس، پشتیبانی از شبکه در خاموشی‌ها و راه‌اندازی‌های مجدد، مشارکت در تأمین رزرو برای سیستم و ... نیز مورد استفاده قرار گیرد. به مرور زمان، با ایجاد زیرساخت‌های مناسب، می‌توان از این امکانات ذخیره‌سازها نیز استفاده کرد.
- ایجاد زمینه جهت رشد باتری‌های خانگی در شبکه توزیع، شرایط نصب نیروگاه‌های تجدیدپذیر خانگی (مانند سلول‌های خورشیدی) را تا حد زیادی تسهیل می‌کند و می‌تواند انگیزه‌ای برای ترویج طرح‌های سازگار با محیط زیست را فراهم کند.

از بین موارد فوق، تمرکز این گزارش بر مورد اول (به تعویق افتادن طرح‌های توسعه) خواهد بود؛ به عبارت دیگر، از دیدگاه سیاست‌گذار بالادستی، میزان درآمد ناشی از قیمت‌گذاری حمایتی از طریق میزان تعویق در طرح‌های توسعه پست، خط و تولید ارزیابی خواهد شد.

برای مدل‌سازی سود در این مسأله، دو حالت مختلف به شرح ذیل در نظر گرفته شده است:

حالت اول – بهبود ضریب بار سیستم: این حالت، بر بهبود ضریب بار سیستم در اثر قیمت‌گذاری حمایتی تمرکز دارد و نوعی روش مفهومی محسوب می‌شود. در این حالت، سود طبق رابطه (۲-۶) تعریف می‌شود:

$$Profit = \omega(LF^{new} - LF^{old}) \quad (2-6)$$

از آنجا که ضریب بار جنس متفاوتی از بقیه عبارات تابع هدف دارد و دارای واحد اقتصادی نیست، میزان بهبود در ضریب بار سیستم در یک ضریب ω جهت همسنگ‌سازی عبارات تابع هدف (همسنگ‌سازی Cost و Profit) ضرب می‌شود. با تشویق دارندگان باتری جهت شارژ در دوره غیرپیک و دشارژ در دوره پیک، بار سیستم در دوره غیرپیک افزایش و در دوره پیک کاهش می‌یابد و در نتیجه مقدار ضریب بار سیستم به یک نزدیک‌تر می‌شود که می‌تواند برای سیاست‌گذار بالادستی به عنوان یک عامل مطلوب لحاظ شود.

حالت دوم – تعویق طرح‌های توسعه سیستم: این حالت، بر ارزیابی میزان تعویق سرمایه‌گذاری توسعه سیستم در اثر قیمت‌گذاری حمایتی تمرکز دارد و نوعی روش عملیاتی محسوب می‌شود. برای فهم بهتر این حالت، به عنوان مثال فرض می‌شود که با روند رشد بار شبکه، یک پست فوق توزیع در دو سال آینده نیازمند توسعه خواهد بود. به کمک نصب باتری در شبکه، می‌توان بخشی از مصرف را از ساعت‌های پیک به ساعت‌های غیرپیک منتقل نمود و بدین ترتیب، سرمایه‌گذاری برای توسعه پست را به تعویق انداخت. در این صورت، می‌توان سود حاصل از به تعویق افتادن سرمایه‌گذاری توسعه پست را به عنوان سود سیاست قیمت‌گذاری حمایتی لحاظ کرد. لازم به ذکر است که کاهش پیک بار علاوه بر تمام مطلوبیت‌هایی که در سیستم قدرت دارد، می‌تواند منجر به آسیب در فضای کسب و کار در صنعت برق شود. هر چند تعیین نحوه تاثیر گذاری پیک سایه بر فضای کسب و کار در صنعت برق موضوع کلانی است که از حوزه کاری این پروژه خارج خواهد بود. به عبارت دیگر، پروژه‌های کلان‌تر باید به منظور تعیین حد مناسب پیک سایه تعریف و انجام شود که در آن تمامی فاکتورهای موثر از جمله فضای کسب و کار نیز در نظر گرفته شده باشد. در قدم بعدی می‌توان خروجی پروژه‌های کلان به عنوان ورودی برای این پروژه لحاظ گردد. بدین ترتیب می‌توان با اضافه کردن یک قید مانع از افزایش بیش از حد نصب باتری در شبکه شد و سیاست‌های تشویقی را به نحوی تنظیم نمود که باتری‌های نصب شده از حد مطلوب تجاوز نکند. حد مطلوب نیز همان گونه که گفته شد، از طریق پروژه‌هایی با دید کلان‌تر حاصل خواهد شد و به عنوان حد بالای این قید در نظر گرفته می‌شود.

در مدل ارائه شده در این پروژه سعی بر این بوده است که تا جای ممکن مدل به صورت جامع مطرح شود. به همین منظور سود حاصل از به تعویق افتادن طرح‌های نیروگاهی، انتقال و پست‌ها همگی لحاظ شده‌اند. حال اگر در مدل تجدیدساختار یافته‌ای یکی از این موارد از دوش دولت برداشته شده باشد به راحتی می‌توان با حذف جمله مربوط به آن بخش در تابع هدف، مدل را برای ساختار مد نظر به روز رسانی کرد. به عنوان مثال با حذف جمله سود مربوط به تعویق افتادن طرح تولید، می‌توان اثر این بخش را از تابع هدف حذف کرد و مدل را برای کشوری که بخش تولید آن صددرصد خصوصی سازی شده است، مناسب سازی نمود.

به طور کلی، مدل‌سازی سود در این حالت طبق روابط (۲-۷) تا (۲-۱۹) انجام می‌شود:

$$Profit = Profit^L + Profit^T + Profit^G \quad (2-7)$$

$$M(\chi_{y,d,t}^{TS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M \chi_{y,d,t}^{TS} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-8)$$

$$M(\chi_y^{TS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{TS} \leq M \chi_y^{TS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-9)$$

$$M(\chi_y^{TT} - 1) \leq \chi_y^{TS1} - \chi_{y-1}^{TS1} - 0.1 \leq M \chi_y^{TT} \quad \forall y \in Y \quad (2-10)$$

$$Profit^T = \sum_{y \in Y} \chi_y^{TT} \left(\pi^T \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^T}} \right) \right) \quad (2-11)$$

$$M(\chi_{y,d,t}^{LS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M \chi_{y,d,t}^{LS} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-12)$$

$$M(\chi_y^{LS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{LS} \leq M \chi_y^{LS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-13)$$

$$M(\chi_y^{LT} - 1) \leq \chi_y^{LS1} - \chi_{y-1}^{LS1} - 0.1 \leq M \chi_y^{LT} \quad \forall y \in Y \quad (2-14)$$

$$Profit^L = \sum_{y \in Y} \chi_y^{LT} \left(\pi^L \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^L}} \right) \right) \quad (2-15)$$

$$M(\chi_{y,d,t}^{GS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M \chi_{y,d,t}^{GS} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-16)$$

$$M(\chi_y^{GS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{GS} \leq M \chi_y^{GS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-17)$$

$$M(\chi_y^{GT} - 1) \leq \chi_y^{GS1} - \chi_{y-1}^{GS1} - 0.1 \leq M \chi_y^{GT} \quad \forall y \in Y \quad (2-18)$$

$$Profit^G = \sum_{y \in Y} \chi_y^{GT} \left(\pi^G \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^G}} \right) \right) \quad (2-19)$$

رابطه‌ی (۲-۷)، بیان می‌کند که سود حاصل از طرح‌های حمایتی برابر با مجموع سود حاصل از به تعویق افتادن طرح‌های توسعه پست، خطوط انتقال و سیستم تولید خواهد بود. در مجموعه روابط فوق، قیود (۲-۸) تا (۲-۱۱) مربوط به توسعه پست، قیود (۲-۱۲) تا (۲-۱۵) مربوط به توسعه خطوط انتقال و قیود (۲-۱۶) تا (۲-۱۹) مربوط به توسعه سیستم تولید هستند. از بین روابط فوق، در اینجا قیود مربوط به توسعه پست شرح داده می‌شوند و منطق دو دسته دیگر نیز مشابه خواهد بود که از تکرار توضیحات مشابه خودداری می‌شود.

در رابطه (۲-۸)، عبارت $P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT}$ بیان‌کننده تفاضل بار سیستم در حالتی که عملکرد باتری لحاظ شده است ($P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis}$)، و حد آستانه توسعه پست (P^{CT}) می‌باشد. به عبارت دیگر، هرگاه بار رشدیافته سیستم از حد آستانه توسعه پست بیشتر شود، متغیر بایناری $\chi_{y,d,t}^{TS}$ برابر یک خواهد شد. برای اعمال این موضوع، از روش M بزرگ استفاده شده است. اگر بار سیستم از حد آستانه توسعه پست بیشتر شود و نیاز به توسعه پست وجود داشته باشد، عبارت

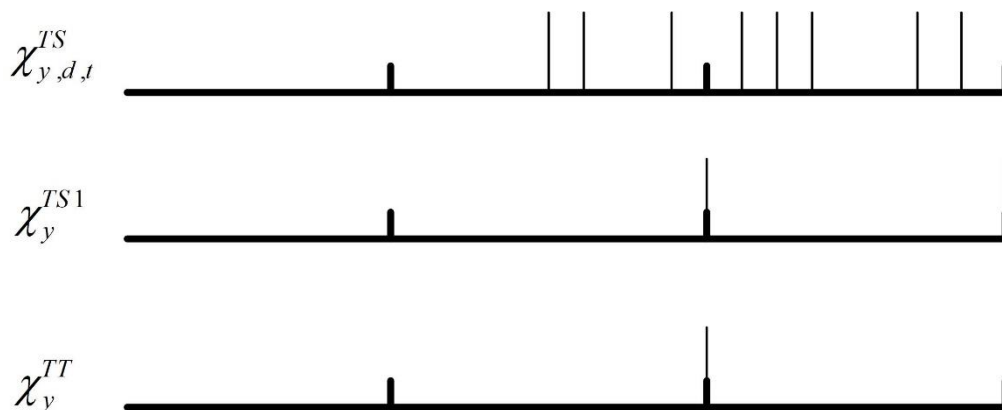
مثبت می‌شود و به منظور برقرار ماندن نامساوی سمت راست، متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ اجباراً برابر با یک خواهد شد. در این حالت، چون عبارت یادشده مثبت است، نامساوی سمت چپ همواره برقرار خواهد بود. به همین ترتیب، اگر بار سیستم از حد آستانه توسعه پست کمتر شود و نیاز به توسعه پست وجود نداشته باشد، عبارت

منفی می‌شود و به منظور برقرار ماندن نامساوی سمت چپ، متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ اجباراً برابر با صفر خواهد شد. در این حالت، چون عبارت یادشده منفی است، نامساوی سمت راست همواره برقرار خواهد بود. بدین ترتیب، می‌توان نتیجه گرفت که بر مبنای رابطه (۸-۲)، هر موقع که بار رشدیافته سیستم از حد آستانه بالاتر رفت، متغیر بایناری $\chi_{y,d,t}^{TS}$ برابر یک می‌شود و در غیر این صورت برابر صفر خواهد بود.

مشکلی که وجود دارد این است که متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ بر اساس اندیس‌های t, d, y طراحی شده است؛ در حالی که لازم است متغیر بایناری مدل‌کننده توسعه سیستم فقط بر حسب اندیس y باشد. به عبارت دیگر، تفکیک دوره زمانی متغیر بایناری تعیین‌کننده زمان توسعه پست باید فقط بر اساس سال باشد و روز و ساعت در تعیین آن اهمیتی نخواهد داشت. برای رفع این مشکل، مفهوم متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ با تفکیک زمانی پایین، بر مبنای رابطه (۹-۲) به متغیر χ_y^{TS1} با تفکیک زمانی سال تبدیل شده است. برای این منظور، مجموع متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ برای روزها و ساعات هر سال با هم جمع شده‌اند ($\sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{TS}$) و سپس از همان روش به‌کاررفته در رابطه (۸-۲) استفاده شده است. بدین ترتیب، اگر در سال y ام، متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ حداقل در یکی از ساعت‌های یک روز برابر با یک شود، نامساوی سمت راست رابطه (۸-۲) منجر به یک شدن متغیر χ_y^{TS1} در سال y ام می‌شود. این امر نشان می‌دهد که حداقل در برخی از ساعات سال، میزان بار سیستم از حد آستانه توسعه پست عبور می‌کند و در نتیجه، در آن سال نیاز به توسعه پست وجود دارد. به همین صورت، اگر در هیچ‌یک از ساعت‌های روزهای سال y ام، متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ فعال نشده باشد، نامساوی سمت چپ رابطه (۸-۲) منجر به صفر شدن متغیر χ_y^{TS1} در سال y ام خواهد شد. این امر نشان می‌دهد که در هیچ‌یک از ساعات سال، میزان بار سیستم از حد آستانه توسعه پست عبور نمی‌کند و در نتیجه، در آن سال نیازی به توسعه پست وجود ندارد. بنابراین، اگر بار رشدیافته سیستم در سال y ام از حد آستانه بالاتر رفت، متغیر بایناری χ_y^{TS1} (متغیر معادل سال برای متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$) برابر یک می‌شود و در غیر این صورت برابر صفر خواهد بود.

پس از اینکه متغیر χ_y^{TS1} ایجاد شد، لازم است مشخص شود که تغییر وضعیت این متغیر در چه سالی رخ داده است. در واقع، متغیر χ_y^{TS1} در ابتدا صفر است و از سال مشخصی به بعد برابر یک می‌شود. این امر بدین معنی است که تا یک سال مشخص، بار رشدیافته سیستم کمتر از حد آستانه توسعه پست است ($\chi_y^{TS1} = 0$) و از آن سال به بعد، بار رشدیافته سیستم بزرگتر از حد

آستانه توسعه پست خواهد شد ($\chi_y^{TS1} = 1$). در این صورت، لازم است سالی که در آن متغیر χ_y^{TS1} از صفر به یک تغییر وضعیت می‌یابد، شناسایی شود. این سال تغییر وضعیت، در واقع همان سال توسعه پست خواهد بود. این موضوع به کمک رابطه (۲-۱۰) لحاظ شده است. برای این منظور، از تفاضل دو سال متوالی استفاده شده است ($\chi_y^{TS1} - \chi_{y-1}^{TS1}$). در صورتی که این تفاضل مثبت باشد، این امر به منزله تغییر وضعیت متغیر خواهد بود و بر مبنای نامساوی سمت راست، متغیر χ_y^{TT} برابر یک خواهد شد. به طریق مشابه، اگر تفاضل مذکور صفر یا منفی باشد، نامساوی سمت چپ منجر به صفر شدن متغیر χ_y^{TT} خواهد شد. بدین ترتیب، هر سالی که در آن متغیر χ_y^{TT} فعال شد، به منزله سال مبدأ برای توسعه پست محسوب خواهد شد. همچنین در این رابطه ثابت 0.1 قرار داده شده تا برای معادلات چپ نامساوی مانع از رخداد حالات $0 < 0$ گردد. در شکل (۲-۲)، نمایی گرافیکی از متغیرهای شرح داده شده در این قسمت نمایش داده شده است. همانطور که مشخص شده است، متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ در ساعات و روزهایی از سال دوم و سوم فعال شده است. روز و ساعت فعال شدن آن برای ما اهمیتی ندارد و باید صرفاً سال فعال شدن را تشخیص دهیم. این امر به کمک متغیر χ_y^{TS1} انجام شده است. در این متغیر نشان داده شده است که در سال دو و سوم ما فعال شدن سطح مورد نظر را داشته‌ایم. در نهایت به کمک متغیر χ_y^{TT} تعیین می‌کنیم که اولین سالی که سطح مذکور تریگر شده چه سالیست. این سطح در مثال شکل (۲-۴) سال دوم است که مشاهده می‌شود این متغیر در سال دوم فعال شده و در بقیه سالها صفر است.



شکل ۲-۴: نمایی گرافیکی از نحوه ارتباط متغیرهای مورد استفاده در مدل دوم سود برای مدل‌سازی زمان توسعه پست

پس از ایجاد متغیر χ_y^{TT} که بیان‌کننده زمان توسعه پست است، به کمک رابطه (۲-۱۱) می‌توان سود حاصل از به تعویق افتادن طرح توسعه پست را محاسبه نمود. در این رابطه، هزینه احداث پست (π^T)، با نرخ $\left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^T}}\right)$ تنزیل به زمان سال y ام شده است. به عبارت دیگر، وقتی که پست به جای توسعه در سال y^T ، (سال تخمین زده شده برای توسعه بدون کمک باتری‌ها)، با حضور باتری‌ها در سال y ام نیازمند توسعه می‌شود، هزینه احداث باید با نرخ سرمایه‌گذاری i تنزیل شود. منطق

این رابطه بدین ترتیب به دست می‌آید. با ضرب متغیر λ_y^{TT} در ضریب فوق، می‌توان صرفاً سالی که پست نیازمند توسعه است را در محاسبات دخیل نمود.

روند فوق‌الذکر صرفاً برای مدل توسعه پست بیان گردید. در مورد مدل‌های توسعه خطوط (روابط (۲-۱۲) تا (۲-۱۵)) و توسعه سیستم تولید ((۲-۱۶) تا (۲-۱۹)) نیز وضعیت مشابهی وجود دارد که در اینجا از تکرار توضیحات قبلی خودداری می‌شود. همان‌طور که قبلاً بیان شد، منطق اصلی هر دو مدل ذکرشده برای تعیین سود حاصل از قیمت‌گذاری حمایتی (بهبود ضریب بار سیستم، تعویق طرح‌های توسعه سیستم) یکسان و بر مبنای کاهش پیک بار شبکه است. در مدل اول، نوعی دید سیستماتیک و مفهومی وجود دارد و این مدل برای مواردی که داده‌های مورد نیاز در دسترس نیستند، مناسب‌تر است. مدل دوم، که با شرح و بسط دقیق‌تری به مدل‌سازی سود پرداخته است، نیازمند داده‌هایی مانند آستانه توسعه پست و خط و تولید است که در مواردی این داده‌ها در شبکه در دسترس نیستند. بنابراین، در صورت وجود داده‌های مورد نیاز مدل دوم سود، استفاده از این مدل می‌تواند نتایج دقیق‌تری به همراه داشته باشد؛ ولی در صورت فقدان این داده‌ها، مدل اول مناسب‌تر است. پس از مشخص شدن تابع هدف مسأله سطح اول، به تعیین قیود آن پرداخته می‌شود. صرف نظر از قیود مربوط به مدل دوم سود که پیشتر بیان شد (روابط (۲-۸) تا (۲-۱۰)، (۲-۱۲) تا (۲-۱۴) و (۲-۱۶) تا (۲-۱۸))، سایر قیود مسأله سطح اول مربوط به قیمت‌های حمایتی هستند که در ادامه توضیح داده می‌شوند.

قیود قیمت‌های حمایتی:

همان‌طور که قبلاً گفته شد، قیمت‌های حمایتی با قیمت عادی خرید از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع و قیمت عادی فروش برق به مشترکین در ارتباط هستند. این ارتباط توسط قیود زیر مشخص می‌شود. عبارات λ_y^{Gen} و λ_y^{Fix} در روابط (۲-۲) و (۲-۳) تعریف شده‌اند.

$$\lambda_y^{Sof} = \gamma^{Sof} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-20)$$

$$0 \leq \gamma^{Sof} \leq 1 \quad (2-21)$$

$$\lambda_y^{Bof} = \gamma^{Bof} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-22)$$

$$0 \leq \gamma^{Bof} \leq 1 \quad (2-23)$$

$$\lambda_y^{SP} = \gamma^{SP} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-24)$$

$$1 \leq \gamma^{SP} \quad (2-25)$$

$$\lambda_y^{BP} = \gamma^{BP} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-26)$$

$$1 \leq \gamma^{BP} \quad (2-27)$$

در روابط فوق، منطق ارائه‌شده در شکل ۴-۱ به صورت ریاضی مدل شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، قیمت‌های خرید از مشترک دارای باتری، λ_y^{BoF} و λ_y^{BP} ، به ترتیب با ضرایب γ^{BoF} و γ^{BP} به قیمت عادی خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع مرتبط شده‌اند. در دوره زمانی پیک، ضریب γ^{BP} بزرگتر از یک و در دوره زمانی غیرپیک، ضریب γ^{BoF} کوچکتر از یک لحاظ شده است، تا منطق ارائه‌شده در شکل (۴-۱) برقرار بماند. به همین صورت، قیمت‌های فروش برق به مشترک دارای باتری، λ_y^{SoF} و λ_y^{SP} ، به ترتیب با ضرایب γ^{SoF} و γ^{SP} به قیمت عادی فروش برق به مشترکین مرتبط شده‌اند. در دوره زمانی پیک، ضریب γ^{SP} بزرگتر از یک و در دوره زمانی غیرپیک، ضریب γ^{SoF} کوچکتر از یک لحاظ شده است، تا منطق ارائه‌شده در **Error! Reference source not found.** شکل ۴-۱ برقرار بماند. به طور خلاصه، در مورد حالت غیرپیک از ضرایب بین صفر و یک استفاده می‌شود. ضریب یک در این حالت به معنی عدم تخفیف (یا حمایت) به باتری‌ها بوده و ضریب صفر به معنی ارائه برق رایگان به آنها خواهد بود. در اینجا می‌توان حد پائینی غیر از صفر برای عدم رخداد حالت برق رایگان در نظر گرفت. همچنین در مورد حالت پیک از ضرایب بزرگتر از یک استفاده می‌شود. ضریب یک در این حالت به معنی عدم تفاوت بین نیروگاه‌های سطح توزیع و باتری‌ها از منظر سیاست‌گذار بالا دستی بوده و به عبارت بهتر بیان‌کننده حداقل حمایت در خرید برق از باتری‌ها خواهد بود.

بنابراین، بسته به اینکه از کدام یک از دو مدل سود استفاده شود، مدل ریاضی کامل مسئله سطح اول، که مربوط به سیاست‌گذار بالادستی است، مطابق با یک از دو مدل ذیل خواهد بود:

مدل اول:

$$\text{Max}_\Delta Z = \text{Profit} - \text{Cost} \quad (2-28)$$

$$\text{Cost} = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \left(\sum_{t \in T^{off}} P_{y,d,t}^{Ch} (\lambda_y^{Fix} - \lambda_y^{SoF}) - P_{y,d,t}^{Dis} (\lambda_y^{Gen} - \lambda_y^{BoF}) + \sum_{t \in T^p} P_{y,d,t}^{Dis} (\lambda_y^{BP} - \lambda_y^{Gen}) - P_{y,d,t}^{Ch} (\lambda_y^{SP} - \lambda_y^{Fix}) \right) \quad (2-29)$$

$$\text{Profit} = \omega (LF^{new} - LF^{old}) \quad (2-30)$$

$$\lambda_y^{SoF} = \gamma^{SoF} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-31)$$

$$0 \leq \gamma^{SoF} \leq 1 \quad (2-32)$$

$$\lambda_y^{BoF} = \gamma^{BoF} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-33)$$

$$0 \leq \gamma^{BoF} \leq 1 \quad (2-34)$$

$$\lambda_y^{SP} = \gamma^{SP} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-35)$$

$$1 \leq \gamma^{SP} \quad (2-36)$$

$$\lambda_y^{BP} = \gamma^{BP} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-37)$$

$$1 \leq \gamma^{BP} \quad (2-38)$$

مدل دوم:

$$\text{Max}_{\Delta} Z = \text{Profit} - \text{Cost} \quad (2-39)$$

$$\text{Cost} = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \left(\sum_{t \in T^{\text{off}}} P_{y,d,t}^{\text{Ch}} (\lambda_y^{\text{Fix}} - \lambda_y^{\text{Sof}}) - P_{y,d,t}^{\text{Dis}} (\lambda_y^{\text{Gen}} - \lambda_y^{\text{Bof}}) \right. \\ \left. + \sum_{t \in T^{\text{P}}} P_{y,d,t}^{\text{Dis}} (\lambda_y^{\text{BP}} - \lambda_y^{\text{Gen}}) - P_{y,d,t}^{\text{Ch}} (\lambda_y^{\text{SP}} - \lambda_y^{\text{Fix}}) \right) \quad (2-40)$$

$$\text{Profit} = \text{Profit}^L + \text{Profit}^T + \text{Profit}^G \quad (2-41)$$

$$M (\chi_{y,d,t}^{\text{TS}} - 1) \leq P_{y,d,t}^{\text{De}} + P_{y,d,t}^{\text{Ch}} - P_{y,d,t}^{\text{Dis}} - P^{\text{CT}} \leq M \chi_{y,d,t}^{\text{TS}} \quad (2-42)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T$$

$$M (\chi_y^{\text{TS1}} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{\text{TS}} \leq M \chi_y^{\text{TS1}} \quad \forall y \in Y \quad (2-43)$$

$$M (\chi_y^{\text{TT}} - 1) \leq \chi_y^{\text{TS1}} - \chi_{y-1}^{\text{TS1}} - 0.1 \leq M \chi_y^{\text{TT}} \quad \forall y \in Y \quad (2-44)$$

$$\text{Profit}^T = \sum_{y \in Y} \chi_y^{\text{TT}} \left(\pi^T \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^T}} \right) \right) \quad (2-45)$$

$$M (\chi_{y,d,t}^{\text{LS}} - 1) \leq P_{y,d,t}^{\text{De}} + P_{y,d,t}^{\text{Ch}} - P_{y,d,t}^{\text{Dis}} - P^{\text{CT}} \leq M \chi_{y,d,t}^{\text{LS}} \quad (2-46)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T$$

$$M (\chi_y^{\text{LS1}} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{\text{LS}} \leq M \chi_y^{\text{LS1}} \quad \forall y \in Y \quad (2-47)$$

$$M (\chi_y^{\text{LT}} - 1) \leq \chi_y^{\text{LS1}} - \chi_{y-1}^{\text{LS1}} - 0.1 \leq M \chi_y^{\text{LT}} \quad \forall y \in Y \quad (2-48)$$

$$\text{Profit}^L = \sum_{y \in Y} \chi_y^{\text{LT}} \left(\pi^L \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^L}} \right) \right) \quad (2-49)$$

$$M (\chi_{y,d,t}^{\text{GS}} - 1) \leq P_{y,d,t}^{\text{De}} + P_{y,d,t}^{\text{Ch}} - P_{y,d,t}^{\text{Dis}} - P^{\text{CT}} \leq M \chi_{y,d,t}^{\text{GS}} \quad (2-50)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T$$

$$M (\chi_y^{\text{GS1}} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{\text{GS}} \leq M \chi_y^{\text{GS1}} \quad \forall y \in Y \quad (2-51)$$

$$M (\chi_y^{\text{GT}} - 1) \leq \chi_y^{\text{GS1}} - \chi_{y-1}^{\text{GS1}} - 0.1 \leq M \chi_y^{\text{GT}} \quad \forall y \in Y \quad (2-52)$$

$$\text{Profit}^G = \sum_{y \in Y} \chi_y^{\text{GT}} \left(\pi^G \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^G}} \right) \right) \quad (2-53)$$

$$\lambda_y^{\text{Sof}} = \gamma^{\text{SoF}} \lambda_y^{\text{Fix}} \quad \forall y \in Y \quad (2-54)$$

$$0 \leq \gamma^{\text{SoF}} \leq 1 \quad (2-55)$$

$$\lambda_y^{Bof} = \gamma^{BoF} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-56)$$

$$0 \leq \gamma^{BoF} \leq 1 \quad (2-57)$$

$$\lambda_y^{SP} = \gamma^{SP} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-58)$$

$$1 \leq \gamma^{SP} \quad (2-59)$$

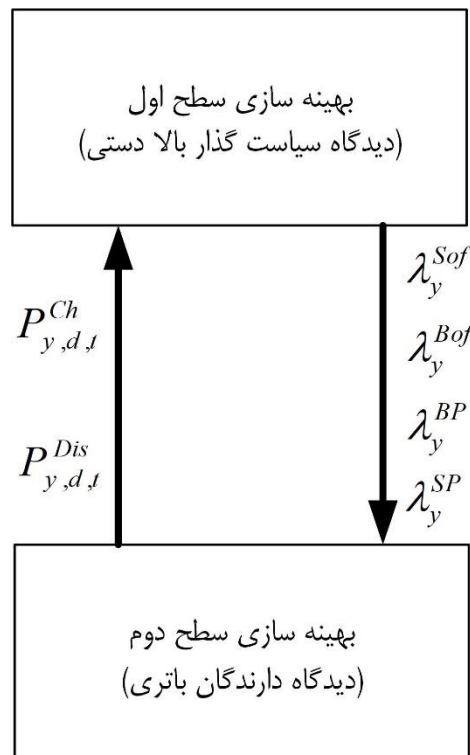
$$\lambda_y^{BP} = \gamma^{BP} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-60)$$

$$1 \leq \gamma^{BP} \quad (2-61)$$

همان‌طور که مشاهده می‌شود، در مدل‌های فوق متغیرهایی وجود دارند که مربوط به رفتار و واکنش سرمایه‌گذاران خرد (دارندگان باتری‌ها) هستند. به عنوان مثال، میزان شارژ و دشارژ باتری‌ها در هر زمان ($P_{y,d,t}^{Dis}$ و $P_{y,d,t}^{Ch}$) متغیرهایی هستند که توسط دارنده باتری تعیین می‌شوند. این گونه متغیرها را می‌توان به عنوان ورودی مسأله بهینه‌سازی سطح اول در نظر گرفت. این امر موجب می‌شود که مدل ارائه‌شده برای قیمت‌گذاری حمایتی، به یک مدل دوسطحی تبدیل شود که در سطح دوم آن، باید دیدگاه دارنده باتری لحاظ شود. در ادامه، به مدل‌سازی سطح دوم مسأله پرداخته می‌شود.

a. مسأله سطح دوم: بهینه‌سازی از دیدگاه سرمایه‌گذار خرد

مسأله سطح دوم، به مدل‌سازی رفتار سرمایه‌گذار خرد (دارنده باتری) می‌پردازد. دارنده باتری، بر اساس قیمت‌های اعلام‌شده توسط سیاست‌گذار بالادستی، باتری خود را به نحوی شارژ و دشارژ می‌کند که بیشترین سود را کسب نماید. بدین ترتیب، می‌توان ارتباط بین دو سطح اول و دوم مسأله را مطابق با شکل (۳-۴) نمایش داد.



شکل ۳-۴: نحوه ارتباط دو مسأله بهینه‌سازی سطح اول و دوم

همان‌طور که در شکل ۳-۴ مشاهده می‌شود، با حل مسئله بهینه‌سازی سطح اول، متغیرهای تصمیم‌گیری اساسی مسئله که همان قیمت‌های حمایتی خرید و فروش برق باتری‌ها در دوره‌های پیک و غیرپیک هستند $(\lambda_y^{Sof}, \lambda_y^{Bof}, \lambda_y^{BP}, \lambda_y^{SP})$ ، به دست می‌آیند. این قیمت‌های حمایتی به عنوان ورودی به مسئله سطح دوم ارسال می‌شوند. در مسئله بهینه‌سازی سطح دوم، به کمک قیمت‌های حمایتی مشخص‌شده در مسئله سطح اول، نحوه و میزان شارژ و دشارژ دارندگان باتری مشخص می‌شود $(P_{y,d,t}^{Dis}, P_{y,d,t}^{Ch})$. سپس، الگوی شارژ و دشارژ به عنوان خروجی مسئله سطح دوم، به عنوان ورودی به مسئله سطح اول ارسال می‌گردد. در اینجا لازم است تاکید شود که مدل ارائه‌شده نیازمند حل همزمان هر دو سطح است؛ زیرا خروجی هر سطح، ورودی سطح دیگر است و برای حل مسئله هر سطح، کلیه ورودی‌های آن مورد نیاز هستند. بدین ترتیب، مدل بهینه‌سازی مسئله گذاری حمایتی یک مدل دوسطحی خواهد بود. در ادامه، مدل ریاضی مسئله سطح دوم بیان می‌شود. در مسئله بهینه‌سازی سطح دوم، هدف بیشینه کردن سود دارندگان باتری به کمک انجام شارژ و دشارژ در زمان‌ها و مقادیر مناسب است. در این مسئله، مجموعه متغیرهای تصمیم‌گیری اصلی با Ω نشان داده می‌شوند که به صورت

$$\Omega = \{P_{y,d,t}^{Ch}, P_{y,d,t}^{Dis}\}$$

تعریف می‌شود. مدل ریاضی این مسئله با روابط (۲-۶۲) تا (۲-۶۶) بیان می‌شود:

$$Max_{\Omega} Profit^B = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \left(\sum_{t \in T^{off}} P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{Bof} - P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{Sof} + \sum_{t \in T^p} P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{BP} - P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{SP} \right) \quad (2-62)$$

$$0 \leq P_{y,d,t}^{Dis} \leq P^{max} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-63)$$

$$0 \leq P_{y,d,t}^{Ch} \leq P^{max} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-64)$$

$$E_{y,d,t} = \left(\sum_{\hat{y}=1}^{y-1} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} P_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{Ch} - P_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{Dis} + \sum_{\hat{d}=1}^{d-1} \sum_{\hat{t} \in T} P_{y,\hat{d},\hat{t}}^{Ch} - P_{y,\hat{d},\hat{t}}^{Dis} + \sum_{\hat{t}=1}^t P_{y,d,\hat{t}}^{Ch} - P_{y,d,\hat{t}}^{Dis} \right) \quad (2-65)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T$$

$$0 \leq E_{y,d,t} \leq E^{max} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-66)$$

در رابطه (۲-۶۲)، تابع هدف بهینه‌سازی از دو جمله تشکیل شده است. جمله اول، مربوط به شارژ و دشارژ باتری در دوره

زمانی غیرپیک است $(t \in T^{off})$. در این دوره، هزینه فروش برق به باتری برای شارژ کردن با

قیمت λ_y^{Sof} و درآمد ناشی از فروش برق باتری به شبکه برای دشارژ کردن با قیمت λ_y^{Bof} محاسبه می‌شود. جمله دوم، مربوط به شارژ و دشارژ باتری در دوره زمانی غیرپیک است

در این دوره، هزینه فروش برق به باتری برای شارژ کردن با قیمت λ_y^{SP} و درآمد ناشی $(t \in T^p)$ $\sum_{t \in T^p} P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{BP} - P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{SP}$

از فروش برق باتری به شبکه برای دشارژ کردن با قیمت λ_y^{BP} محاسبه می‌شود. قیود (۶۳-۲) و (۶۴-۲) نیز محدودیت توان باتری برای شارژ و دشارژ را لحاظ می‌کنند.

در قید (۶۵-۲)، سطح انرژی باتری برای سال y ام، روز d ام و ساعت t ام محاسبه شده است. این قید نیز از سه جمله تشکیل

شده است. در جمله‌ی اول ($\sum_{\hat{y}=1}^{y-1} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} P_{\hat{y}, \hat{d}, \hat{t}}^{Ch} - P_{\hat{y}, \hat{d}, \hat{t}}^{Dis}$)، سطح انرژی باتری تا یک سال قبل از سال y ام محاسبه می‌شود.

در جمله دوم ($\sum_{\hat{d}=1}^{d-1} \sum_{\hat{t} \in T} P_{y, \hat{d}, \hat{t}}^{Ch} - P_{y, \hat{d}, \hat{t}}^{Dis}$)، سطح انرژی باتری ناشی از تبادل توان از ابتدای سال y ام تا یک روز قبل از روز

d ام محاسبه می‌شود. در نهایت، در جمله سوم

($\sum_{\hat{t}=1}^t P_{y, d, \hat{t}}^{Ch} - P_{y, d, \hat{t}}^{Dis}$)، سطح انرژی باتری ناشی از تبادل توان در روز d ام و تا قبل از ساعت t ام محاسبه می‌شود. در نهایت، در قید (۶۶-۲)، محدودیت مربوط به انرژی ذخیره‌شده در باتری به مسأله اعمال می‌شود.

به کمک حل این مدل بهینه‌سازی، می‌توان بهترین استراتژی شارژ و دشارژ را از منظر دارندگان باتری و با توجه به قیمت‌های حمایتی مستخرج از سطح اول، محاسبه نمود. در ادامه، به روند حل مسأله و نحوه خطی‌سازی آن پرداخته می‌شود.

مراجع:

- [1] “Review of energy storage technologies for sustainable power networks”, report Prepared for the Copper Development Association, Inc. (CDA), KEMA, Inc. Fairfax, Virginia, 2012.
- [2] Rufer, A., “Energy storage, systems and components”, Taylor & Francis Group, LLC, 2018.
- [3] Akinyele, D.O., and Rayudu, R.K., “Review of energy storage technologies for sustainable power networks,” Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2014, 8, pp. 74–91.
- [4] Ayodele, T. R., and Ogunjuyigbe, A. S. O., “Mitigation of Wind Power Intermittency: Storage Technology Approach”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.44, pp. 447-456, 2015.
- [5] Mahlia, T.M.I., Saktisadhan, T.J., Jannifar, A., Hasan, M.H., and Matseelar, H.S.C., “A review of available methods and development on energy storage; technology update”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 33, pp. 532-545, 2014.
- [6] Rodrigues, E., Godina, R., Santos, S.F. a., Bizuayehu, A.W., Contreras, J., and Catalao, J.P.S., “Energy storage systems supporting increased penetration of renewables in islanded systems,” Energy, Vol. 75, pp. 265-280, 2014.
- [7] Akinyele, D.O., and Rayudu, R.K., “Review of energy storage technologies for sustainable power networks,” Sustainable Energy Technologies and Assessments, Vol. 8, pp. 74-91, 2014.

- [8] Gonzalez, A., Gallachoir, B., McKeogh, E., “Study of Electricity Storage Technologies and Their Potential to Address Wind Energy Intermittency in Ireland”, Sustainable Energy Research Group, Department of Civil and Environmental Engineering, University College Cork , 2004.
- [9] Zahedi, A., “Maximizing Solar PV Energy Penetration Using Energy Storage Technology”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.15, No.1, pp. 866-870, 2011.
- [10] Connolly, D., Gallachoir, B., McKeogh, E., “An Investigation into the Energy Storage Technologies Available, for the Integration of Alternative Generation Techniques”, Department of Physics, University of Limerick, 9th November 2007
- [11] “Handbook on Battery Energy Storage System”, Asian Development Bank, December 2018
- [12] “A Guide to Understanding Battery Specifications”, MIT Electric Vehicle Team, December 2008.
- [13] Mexis, I., Todeschini, G., “Battery Energy Storage Systems in the United Kingdom: A Review of Current State-of-the-Art and Future Applications”, Energies, Vol.13, 3616, pp. 1-30, 2020.
- [14] Akinyele, D., Rayudu, R., “Review of Energy Storage Technologies for Sustainable Power Networks”, Sustainable Energy Technologies and Assessments, Vol.8, pp. 74-91, 2014.
- [15] Bullich-Massague, E., Cifuentes-Garcia, J., et, al., “A Review of Energy Storage Technologies for Large Scale Photovoltaic Power Plants”, Applies Energy, Vol.274, pp. 195-213, 2020.
- [16] Doughty, D., Butler, P., et, al., “Batteries for Large-Scale Stationary Electrical Energy Storage”, The Electrochemical Society Interface • Fall 2010.
- [17] Bender, D., Byrne, R., Borneo, D., “ARRA Energy Storage Demonstration Projects: Lessons Learned and Recommendations”, SANDIA Report, 2015.
- [18] Zafirakis, D., Chalvatzis, K., Baiocchi, G., Daskalakis, G., “Modeling of Financial Incentives for Investments in Energy Storage Systems that Promote the Large-Scale Integration of Wind Energy”, Applied Energy, Vol. 105, pp.138–154, 2013.
- [19] Wilson, D., Hughes, L., “Barriers to the Development of Electrical Energy Storage: A North American Perspective”, The Electricity Journal, 2017.
- [20] Bhatnagar, D., Currier, A., et. al., “Market and Policy Barriers to Energy Storage Deployment”, SANDIA Report, 2013.
- [21] Yashen, L., Jeremiah, X., Johnson, b., Johanna, L., and Mathieu, a., “Emissions impacts of using energy storage for power system reserves”, Applied Energy, Vol. 168, pp. 444-456, 2016.
- [22] Landry, M., and Gagnon, Y., “Energy Storage: Technology applications and policy options”, Energy Procedia, Vol. 79, pp. 315-320, 2015.
- [23] Twitchell, J., “A Review of State-Level Policies on Electrical Energy Storage”, Current Sustainable/Renewable Energy Reports, Vol. 6, pp. 35-41, 2019.
- [24] Forrester, S., Zaman, a., et. al., “Policy and market barriers to energy storage providing multiple services”, The Electricity Journal, Early Access.

[25] Zame, K., Brehm, C., et. al., “Smart Grid and Energy Storage: Policy Recommendations”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Early Access.

[۲۶] سند راهبردی و نقشه راه طراحی، ساخت و تدوین دانش فنی ذخیره‌سازهای انرژی در صنعت برق، گروه پژوهشی شیمی و فرآیند پژوهشگاه نیرو، سال ۱۳۹۵.

ارائه مدل حل مسأله تعیین ظرفیت مناسب باتری در شبکه توزیع و پیاده‌سازی مدل پیشنهادی

یکی از مهم‌ترین مشکلاتی که بر سر راه توسعه نفوذ ذخیره‌سازها در شبکه توزیع ایران وجود دارد، هزینه بالای آنها است که به‌ویژه با رشد قیمت ارز نیز تشدید شده است. هزینه این ادوات در مقایسه با قیمت یارانه‌ای برق به حدی زیاد است که نه تنها سرمایه‌گذاران خصوصی را جذب نمی‌کند، بلکه برای نهادهای غیرخصوصی هم بار مالی سنگین به همراه خواهد داشت. بنابراین، مشکل جذب سرمایه در زمینه ذخیره‌سازها، یکی از مهم‌ترین موانع رشد نفوذ این تکنولوژی در شبکه توزیع ایران خواهد بود. علاوه بر این، اختلاف نسبتاً پایین قیمت برق در شرایط پیک و غیرپیک شبکه، منجر به اقتصادی نبودن طرح نصب باتری توسط سرمایه‌گذار خرد خانگی خواهد شد.

یکی از روش‌های برطرف کردن این مشکل، تشویق سرمایه‌گذاران خرد به مشارکت در نصب ذخیره‌سازها است. برای این منظور، سیاست‌های تشویقی باید به نحوی تعیین شوند که سرمایه‌گذار خرد را به سمت بهینه‌ترین حالت مشارکت در نصب ذخیره‌ساز سوق دهند. سؤال اصلی این پروژه آن است که سیاست تشویقی نهادهای بالادستی جهت تشویق مشارکت سرمایه‌گذاران خرد در امر نصب باتری در شبکه توزیع، باید به چه صورت باشد؟ با توجه به مطالعه صورت گرفته در مرحله اول این پروژه، برخی از انواع سیاست‌های حمایتی مانند اعطای تسهیلات مستقیم، سرمایه‌گذاری‌های مشارکتی بخش خصوصی و دولتی و ...، بار مالی زیادی را به نهادهای بالادستی تحمیل می‌کنند که در شرایط کنونی اقتصاد کشور معقول نخواهد بود. علاوه بر این، کنترل همزمان تعداد زیادی ذخیره‌ساز پراکنده توسط یک نهاد، نیازمند زیرساخت‌های مخابراتی و کنترلی مناسبی خواهد بود که در حال حاضر وجود ندارند و دستیابی به آن زمان‌بر است.

بنابراین، در این گزارش سیاست‌گذاری حمایتی برای شارژ و دشارژ باتری‌های Li-ion نصب‌شده در شبکه توزیع مد نظر قرار می‌گیرد. بر مبنای این سیاست، در ساعت‌های مشخص‌شده غیرپیک، قیمت برق فروخته‌شده توسط شبکه به باتری‌ها (حالت شارژ) کمتر از قیمت عادی فروش برق به مشترکین در نظر گرفته می‌شود و بر عکس، در ساعت‌های مشخص‌شده پیک، قیمت برق خریداری‌شده از باتری‌ها توسط شبکه (حالت دشارژ) بیشتر از قیمت عادی خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع لحاظ می‌شود. در نتیجه، با اعمال نوعی یارانه غیرمستقیم به هزینه خرید و فروش برق باتری‌ها، روند بازگشت سرمایه این ادوات تسریع می‌شود و اقبال سرمایه‌گذاران خرد برای مشارکت در نصب باتری‌های خانگی افزایش می‌یابد. با این کار، اولاً هزینه تحمیل‌شده به نهاد بالادستی یک‌جا پرداخت نمی‌شود، بلکه در طول چند سال و تحت عنوان سیاست حمایتی به سرمایه‌گذار خرد اعطا می‌شود. ثانیاً، زیرساخت‌های مخابراتی چندانی مورد نیاز نخواهند بود و باتری‌ها توسط مالکین آنها به صورت جزیره‌ای شارژ/دشارژ خواهند شد؛ به نحوی که اهداف بهره‌بردار شبکه نیز تأمین می‌شود. ثالثاً، مشکلاتی که در اعطای مستقیم تسهیلات وجود دارد، مانند عدم به‌کارگیری تسهیلات اعطایی در زمینه مورد نظر (در اینجا نصب باتری)، در این طرح وجود نخواهد داشت. این سیاست یکی از کارآمدترین سیاست‌های تشویقی در ایران است که قبلاً در ایران در مواردی مانند تشویق سرمایه‌گذاران به نصب نیروگاه‌های تجدیدپذیر نیز به کار رفته است. در طرح مورد اشاره، خرید برق از نیروگاه‌های تجدیدپذیر به صورت تضمینی و با نرخ بالاتر از قیمت برق انجام می‌شود [۱۸].

در این گزارش، با استناد به سوابق فوق‌الذکر، به تعیین ساعت‌های بهینه پیک و غیرپیک در شبکه و سطوح بهینه قیمت‌های خرید و فروش برق باتری‌ها در این ساعت‌ها پرداخته می‌شود. این امر باید به گونه‌ای انجام شود که مشارکت سرمایه‌گذاران خرد در نصب باتری‌ها بهینه باشد. لازم به ذکر است که از دید سیاست‌گذار بالادستی، صرفاً مشارکت حداکثری سرمایه‌گذاران مطلوب نیست؛ بلکه لازم است که منافع ایجادشده برای نهاد بالادستی و شبکه برق در اثر این‌گونه حمایت‌ها از نصب باتری نیز مورد بررسی قرار گیرد. برای ارزیابی میزان منفعت نهاد بالادستی، موارد مختلفی می‌توانند مطرح شوند. در این گزارش، به منظور کاربردی بودن تحلیل‌ها، منفعت نهاد بالادستی از اعطای یارانه به باتری‌ها صرفاً به صورت کاهش پیک بار شبکه در نظر گرفته می‌شود و سایر مزایای ذخیره‌ساز برای شبکه (مانند کنترل فرکانس، بهبود کیفیت توان و ...) لحاظ نمی‌شوند. به عبارت دیگر، نهاد بالادستی با اعطای مناسب یارانه و سوق دادن تعداد مناسبی از مشترکان خود (سرمایه‌گذاران خرد) به سمت نصب باتری، ظرفیت مناسبی از باتری‌ها به دست می‌آورد که به کمک آنها، می‌تواند پیک بار شبکه خود را کاهش دهد. با این کار، می‌توان برخی از برنامه‌های توسعه شبکه و توسعه تولید را به تعویق انداخت. بدیهی است که به تعویق انداختن هزینه‌های این‌گونه برنامه‌ها برای نهاد بالادستی سودآور خواهد بود. به طور خلاصه، در این گزارش، ضمن تعیین قیمت‌های حمایتی بهینه جهت خرید و فروش برق از/به باتری‌های خانگی، ساعت‌های بهینه پیک و غیرپیک نیز به نحوی تعیین می‌شوند که منفعت بخش دولتی از تخصیص یارانه (در قالب کاهش هزینه طرح‌های توسعه تولید و شبکه در اثر کاهش پیک شبکه) بیشینه شود.

در ادامه این گزارش، در فصل دوم به ارائه مدل ریاضی مسأله بهینه‌سازی مورد نیاز برای تعیین ساعت‌های پیک و غیرپیک و قیمت‌های بهینه خرید و فروش برق باتری‌ها پرداخته می‌شود. این مدل، یک مدل دوسطحی غیرخطی است که به کمک روش‌های موجود به یک مدل تک‌سطحی خطی تبدیل می‌شود. در فصل سوم نیز، مدل ارائه‌شده برای یک سیستم نمونه مبتنی بر داده‌های بار استان یزد صحت‌سنجی می‌شود و نتایج آن مورد بررسی و تحلیل قرار می‌گیرند. در انتها نیز به ارائه نتیجه‌گیری و پیشنهادات پرداخته می‌شود.

فصل ۵- ارائه مدل پیشنهادی برای تعیین
شرایط بهینه خرید و فروش برق باتری‌ها
در شبکه توزیع

۵-۱- علائم و نمادها

تعریف علائم و نشانه‌های استفاده شده در این بخش به شرح زیر است:

اندیس‌ها و مجموعه‌ها:

اندیس‌های مربوط به سال	$y, \hat{y}$
اندیس‌های مربوط به روز	$d, \hat{d}$
اندیس‌های مربوط به ساعت	$t, \hat{t}$
مجموعه سال‌های دوره برنامه‌ریزی	Y
مجموعه روزهای دوره برنامه‌ریزی	D
مجموعه ساعت‌های دوره برنامه‌ریزی	T
مجموعه زمان‌های دوره غیرپیک	T^{off}
	$(0 \leq t \leq t_1 \text{ or } t_2 \leq t)$
مجموعه زمان‌های دوره پیک	T^P
	$(t_1 \leq t \leq t_2)$
مجموعه متغیرهای تصمیم‌گیری مسأله بهینه‌سازی سطح اول	Δ
مجموعه متغیرهای تصمیم‌گیری مسأله بهینه‌سازی سطح دوم	Ω

پارامترها:

بار مصرفی فعلی مشترکین در روز d ام، ساعت t ام [MW]	$P_{d,t}^D$
ضریب رشد سالیانه بار	α_y
بار رشدیافته مصرفی مشترکین در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام [MW]	$P_{y,d,t}^{De}$
قیمت فعلی فروش برق به مشترکین [\$/MWh]	λ^f
ضریب رشد سالیانه قیمت فروش برق به مشترکین	β_y^L
قیمت رشدیافته فروش برق به مشترکین در سال y ام [\$/MWh]	λ_y^{Fix}
قیمت فعلی خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع [\$/MWh]	λ^G
ضریب رشد سالیانه قیمت خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع	β_y^G
قیمت رشدیافته خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع در سال y ام [\$/MWh]	λ_y^{Gen}
بیشینه نرخ شارژ/دشارژ باتری‌های نصب‌شده [MW]	$P^{\max}$
ظرفیت ذخیره انرژی باتری‌های نصب‌شده [MWh]	$E^{\max}$
میانگین نرخ شارژ/دشارژ باتری‌های نصب‌شده [MW]	P^{avg}
میانگین ظرفیت ذخیره انرژی باتری‌های نصب‌شده [MWh]	E^{avg}
عدد بزرگ استفاده‌شده در روش بهینه‌سازی M بزرگ	M

آستانه توان طرح توسعه پست که در صورت عبور از آن، پست توسعه می‌یابد [MW].	P^{CT}
هزینه طرح توسعه پست [\$]	π^T
آستانه توان طرح توسعه خطوط انتقال، که در صورت عبور از آن، خطوط انتقال توسعه می‌یابد [MW].	P^{CL}
هزینه طرح توسعه خطوط انتقال [\$]	π^L
آستانه توان طرح توسعه سیستم تولید، که در صورت عبور از آن، سیستم تولید توسعه می‌یابد [MW].	P^{CG}
هزینه طرح توسعه سیستم تولید [\$]	π^G
سال شروع طرح توسعه پست، بدون در نظر گرفتن طرح حمایتی باتری	y^T
سال شروع طرح توسعه خطوط انتقال، بدون در نظر گرفتن طرح حمایتی باتری	y^L
سال شروع طرح توسعه سیستم تولید، بدون در نظر گرفتن طرح حمایتی باتری	y^G
زمان شروع دوره پیک	t_1
زمان پایان دوره پیک	t_2
نرخ بهره سالیانه	i
تعداد مشارکت کنندگان در برنامه نصب باتری	N
شیب خط منحنی PQC	m
ضریب وزن دهی در تابع هدف	ω
متغیرها:	
میزان دشارژ باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام [MW]	$P_{y,d,t}^{Dis}$
میزان شارژ باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام [MW]	$P_{y,d,t}^{Ch}$
سطح انرژی ذخیره‌شده در باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام [MWh]	$E_{y,d,t}$
قیمت حمایتی فروش برق به باتری‌ها در دوره غیرپیک در سال y ام [\$/MWh]	λ_y^{Sof}
ضریب تعدیل قیمت فروش برق به باتری‌ها در دوره غیرپیک	γ^{Sof}
قیمت حمایتی خرید برق از باتری‌ها در دوره غیرپیک در سال y ام [\$/MWh]	λ_y^{Bof}
ضریب تعدیل قیمت خرید برق از باتری‌ها در دوره غیرپیک	γ^{Bof}
قیمت حمایتی فروش برق به باتری‌ها در دوره پیک در سال y ام [\$/MWh]	λ_y^{SP}
ضریب تعدیل قیمت فروش برق به باتری‌ها در دوره پیک	γ^{SP}
قیمت حمایتی خرید برق از باتری‌ها در دوره پیک در سال y ام [\$/MWh]	λ_y^{BP}
ضریب تعدیل قیمت خرید برق از باتری‌ها در دوره پیک	γ^{BP}
ضریب لاگرانژ قید حد بالای توان در حالت دشارژ باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$\eta_{y,d,t}^{PdisU}$
ضریب لاگرانژ قید حد پایین توان در حالت دشارژ باتری در سال y ام، روز d ام، ساعت t ام	$\eta_{y,d,t}^{PdisD}$

ضریب لاگرانژ قید حد بالای توان در حالت شارژ باتری در سال y ، روز d ، ساعت t ام	$\eta_{y,d,t}^{PchU}$
ضریب لاگرانژ قید حد پایین توان در حالت شارژ باتری در سال y ، روز d ، ساعت t ام	$\eta_{y,d,t}^{PchD}$
ضریب لاگرانژ قید حد بالای انرژی باتری در سال y ، روز d ، ساعت t ام	$\eta_{y,d,t}^{EU}$
ضریب لاگرانژ قید حد پایین انرژی باتری در سال y ، روز d ، ساعت t ام	$\eta_{y,d,t}^{ED}$
متغیر بایناری استفاده‌شده در خطی‌سازی قید حد بالای توان در حالت دشارژ باتری در سال y ، روز d ، ساعت t ام	$W_{y,d,t}^{PdisU}$
متغیر بایناری استفاده‌شده در خطی‌سازی قید حد پایین توان در حالت دشارژ باتری در سال y ، روز d ، ساعت t ام	$W_{y,d,t}^{PdisD}$
متغیر بایناری استفاده‌شده در خطی‌سازی قید حد بالای توان در حالت شارژ باتری در سال y ، روز d ، ساعت t ام	$W_{y,d,t}^{PchU}$
متغیر بایناری استفاده‌شده در خطی‌سازی قید حد پایین توان در حالت شارژ باتری در سال y ، روز d ، ساعت t ام	$W_{y,d,t}^{PchD}$
متغیر بایناری استفاده‌شده در خطی‌سازی قید حد بالای انرژی باتری در سال y ، روز d ، ساعت t ام	$W_{y,d,t}^{EU}$
متغیر بایناری استفاده‌شده در خطی‌سازی قید حد پایین انرژی باتری در سال y ، روز d ، ساعت t ام	$W_{y,d,t}^{ED}$
سود ناشی از به تعویق انداختن طرح توسعه پست	$Profit^T$
سود ناشی از به تعویق انداختن طرح توسعه خطوط انتقال	$Profit^L$
سود ناشی از به تعویق انداختن طرح توسعه سیستم تولید	$Profit^G$
سود مجموع ناشی از به تعویق انداختن هزینه‌های طرح‌های توسعه پست، خطوط انتقال و سیستم تولید	$Profit$
هزینه ناشی از حمایت از سرمایه‌گذار خرد برای نصب باتری	$Cost$
سود سرمایه‌گذار خرد از نصب باتری	$Profit^B$
متغیر بایناری استفاده‌شده برای تشخیص عبور حد توان از آستانه توسعه پست (P^{CT}) در سال y ، روز d ، ساعت t ام	$\chi_{y,d,t}^{TS}$
متغیر بایناری کمکی استفاده‌شده برای حذف اندیس‌های d و t از متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$	χ_y^{TS1}
متغیر بایناری تشخیص‌دهنده گذر از صفر به یک در متغیر χ_y^{TS1}	χ_y^{TT}
متغیر بایناری استفاده‌شده برای تشخیص عبور حد توان از آستانه توسعه خطوط انتقال (P^{CL}) در سال y ، روز d ، ساعت t ام	$\chi_{y,d,t}^{LS}$
متغیر بایناری کمکی استفاده‌شده برای حذف اندیس‌های d و t از متغیر $\chi_{y,d,t}^{LS}$	χ_y^{LS1}
متغیر بایناری تشخیص‌دهنده گذر از صفر به یک در متغیر χ_y^{LS1}	χ_y^{LT}

$$\begin{aligned}
 & \text{متغیر بایناری استفاده‌شده برای تشخیص عبور حد توان از آستانه توسعه سیستم تولید} & \chi_{y,d,t}^{GS} \\
 & (P^{CG}) \text{ در سال } y, \text{ روز } d, \text{ ساعت } t & \\
 & \text{متغیر بایناری کمکی استفاده‌شده برای حذف اندیس‌های } d \text{ و } t \text{ از متغیر } \chi_{y,d,t}^{GS} & \chi_y^{GS1} \\
 & \text{متغیر بایناری تشخیص‌دهنده گذر از صفر به یک در متغیر } \chi_y^{GS1} & \chi_y^{GT} \\
 & \text{ضریب بار قبل و بعد از نصب باتری در شبکه} & LF^{new}, LF^{old}
 \end{aligned}$$

۵-۲- مقدمه

در بخش قبل به ارائه کلیات و مقدمات مبحث پروژه پرداخته شد. در این بخش به ارائه فرمولاسیون و مدل پیشنهادی این پروژه می‌پردازیم. بدین منظور، در ابتدا به تعیین ساختار ورودی‌های مسئله می‌پردازیم و نحوه تغییرات ورودی را طی سال‌های ورودی مسئله مورد بررسی قرار می‌دهیم. پس از آن به معرفی مدل دو سطحی مسئله پرداخته می‌شود که در مدل اول مسئله را از دیدگاه سیاست‌گذار بالادستی مورد بررسی قرار می‌دهیم. در ادامه مدل سطح دوم معرفی می‌شود که در آن مسئله از دید سرمایه‌گذار خرد مورد بررسی قرار می‌گیرد. در ادامه مدل دو سطحی معرفی شده نیز به مدل تک سهمی تبدیل می‌شود. نهایت امر، مدل تک سطحی ارائه شده نیز خطی سازی شده و آماده حل می‌گردد. در ادامه، نحوه پاسخ‌دهی مشترکین به قیمت‌های حمایتی پیشنهادی توسط منحنی PQC تعیین می‌شود و در گام آخر به کمک یک جستجوی کامل، بهترین زمان‌های پیک و غیر پیک تعیین می‌گردد. در ادامه این بخش به بررسی ساختار ورودی‌های مسئله پرداخته می‌شود.

مسئله تعیین ساعت‌های پیک و غیرپیک و قیمت‌های خرید و فروش برق باتری‌ها از نوع برنامه‌ریزی بلندمدت است که باید برای دوره طول عمر باتری‌های نصب‌شده انجام شود. با توجه به عمر باتری‌ها، می‌توان به طور حدودی بیان کرد که افق برنامه‌ریزی مسئله بلند مدت بوده که نشان از بزرگ بودن ابعاد مسئله دارد. از آنجا که پیش‌بینی بار برای افق‌های بلندمدت دارای معضلاتی است که از حوزه کاری این پروژه خارج است، از یک مدل ساده‌شده رشد بار برای تخمین روند تغییرات بار در طی سال‌های دوره برنامه‌ریزی استفاده می‌شود. بنابراین، بار مصرفی مشترکین که یکی از ورودی‌های اصلی مسئله است، با استفاده از رابطه (۲-۱) محاسبه می‌شود:

$$P_{y,d,t}^{De} = P_{d,t}^D \alpha_y \quad \forall y \in Y \quad (2-1)$$

در این رابطه، بار پیش‌بینی‌شده برای روز d ام و ساعت t ام با ضریب رشد سالیانه α_y رشد داده می‌شود تا بار سال‌های بعدی تخمین زده شود. به همین ترتیب، قیمت فروش سالیانه برق به مشترکین به کمک ضریب رشد β_y^L توسط رابطه (۲-۲) محاسبه می‌شود. برای قیمت خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع نیز طبق رابطه (۲-۳) از همین منطق (ضریب رشد β_y^G) استفاده شده است.

$$\lambda_{y,v}^{Fix} = \lambda^f \beta_y^L \quad \forall v \in Y \quad (2-2)$$

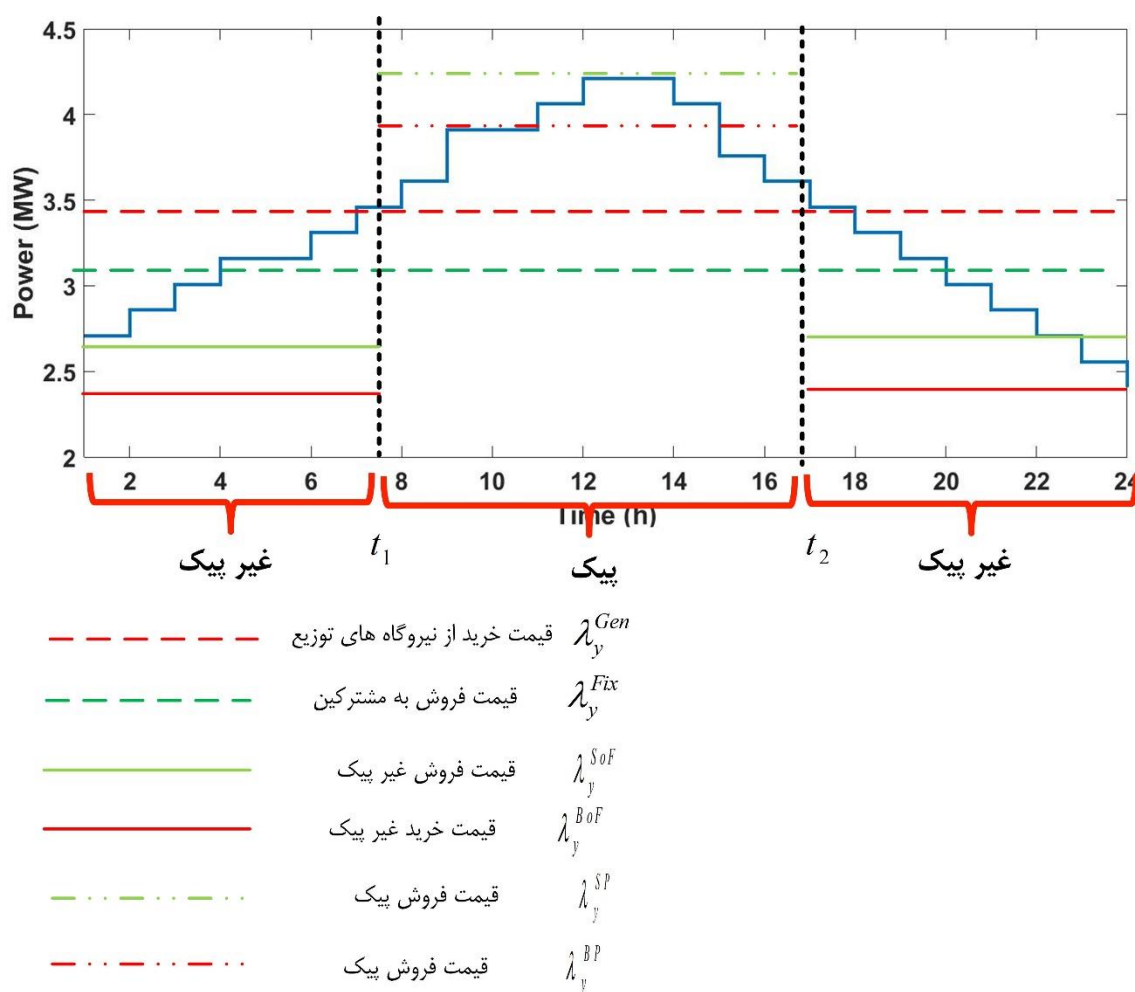
$$\lambda_y^{Gen} = \lambda^G \beta_y^G \quad \forall y \in Y \quad (2-3)$$

پس از تعیین ورودی‌های مورد نیاز مسأله، به تشریح مدل ریاضی مسأله بهینه‌سازی پرداخته می‌شود. مدل مورد استفاده در این مسأله، یک مدل بهینه‌سازی دوسطحی^۱ خواهد بود. در این مدل، سطح اول بهینه‌سازی از منظر سیاست‌گذار بالادستی طراحی می‌شود و سطح دوم مسأله، مدل‌کننده دیدگاه سرمایه‌گذار خرد خواهد بود. حل همزمان این دو مدل، به یک مدل جامع و اساسی منجر خواهد شد که می‌تواند پاسخ‌گوی نحوه بهینه‌سازی سیاست‌گذاری در مسأله مورد نظر در این گزارش باشد.

۳-۵- مسأله سطح اول: بهینه‌سازی از دیدگاه سیاست‌گذار

در سطح اول از مدل، به بررسی دیدگاه سیاست‌گذار بالادستی پرداخته می‌شود. سوال اصلی این گزارش آن است که سیاست نهادهای بالادستی برای تشویق مشارکت‌کنندگان خرد در امر نصب باتری در شبکه توزیع، باید به چه صورت باشد؟ در این گزارش، سیاست قیمت‌گذاری حمایتی برای شارژ و دشارژ مد نظر قرار می‌گیرد. بر مبنای این سیاست، در ساعت‌های مشخص شده غیرپیک، قیمت برق فروخته‌شده توسط شبکه به باتری‌ها (حالت شارژ) کمتر از قیمت عادی فروش برق به مشترکین در نظر گرفته می‌شود و بر عکس، در ساعت‌های مشخص شده پیک، قیمت برق خریداری‌شده از باتری‌ها توسط شبکه (حالت دشارژ) بیشتر از قیمت عادی خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع لحاظ می‌شود. بدین ترتیب، با اعمال نوعی یارانه غیرمستقیم به هزینه خرید و فروش برق باتری‌ها، بازگشت سرمایه این ادوات تسریع می‌شود و اقبال سرمایه‌گذاران خانگی برای مشارکت در نصب باتری‌های خانگی افزایش می‌یابد.

این امر را می‌توان به صورت مناسب‌تری در شکل (۵-۱) مشاهده نمود. در این شکل، یک منحنی نمونه ۲۴ ساعته از بار ارائه شده است که دوره زمانی مصرف آن به دو سطح پیک و غیرپیک تقسیم شده است. فرض می‌شود که قیمت عادی فروش برق توسط شبکه به مشترکین برابر با λ_y^{Fix} و قیمت عادی خرید برق توسط شبکه از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع برابر با λ_y^{Gen} باشد. طبق سیاست مدنظر در این گزارش، در دوره غیرپیک، قیمت‌گذاری حمایتی به صورت ذیل انجام می‌شود:



شکل ۵-۱: رابطه قیمت‌های حمایتی و قیمت‌های فعلی

الف) قیمت فروش برق توسط شبکه به باتری‌ها در حالت غیرپیک (λ_y^{SoF}) کمتر از قیمت عادی فروش برق به مشترکین (λ_y^{Fix}) در نظر گرفته می‌شود. بدین ترتیب، دارندگان باتری به شارژ در دوره غیرپیک ترغیب خواهند شد.

ب) قیمت خرید برق توسط شبکه از باتری‌ها در حالت غیرپیک (λ_y^{BoF})، کمتر از قیمت عادی خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع (λ_y^{Gen}) در نظر گرفته می‌شود. در نتیجه، دارندگان باتری از دشارژ در دوره غیرپیک (مگر در شرایط اضطراری) خودداری خواهند نمود.

به همین صورت، در دوره پیک، قیمت‌گذاری حمایتی به صورت ذیل انجام می‌شود:

الف) قیمت خرید برق توسط شبکه از باتری‌ها در حالت پیک (λ_y^{BP}) بیشتر از قیمت عادی خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع (λ_y^{Gen}) در نظر گرفته می‌شود. بدین ترتیب، دارندگان باتری به دشارژ در دوره پیک ترغیب خواهند شد.

ب) قیمت فروش برق توسط شبکه به باتری‌ها در حالت پیک (λ_y^{SP}) بیشتر از قیمت عادی فروش برق به مشترکین (λ_y^{Fix}) در نظر گرفته می‌شود. در نتیجه، دارندگان باتری از شارژ در دوره پیک (مگر در شرایط اضطراری) خودداری خواهند نمود.

لازم به ذکر است که نحوه چینش قیمت های فروش و خرید در بازه‌های پیک و غیر پیک نسبت به یکدیگر به صورت نمادین در شکل قرار گرفته و تعیین دقیق این قیمت‌ها در روند بهینه‌سازی مشخص می‌گردد. همچنین برای فهم بهتر لازم به ذکر است که نام‌گذاری این متغیرها از دید سیاست‌گذار بالا دستی انجام شده است.

با این سیاست، می‌توان به طور ضمنی نتیجه گرفت که دارندگان باتری‌ها در زمان غیرپیک به شارژ برق و در زمان پیک به فروش برق شارژ شده خواهند پرداخت. این سیاست قیمت‌گذاری حمایتی منجر به افزایش سطح مصرف در دوره غیرپیک و کاهش سطح مصرف در دوره پیک و در نتیجه بهبود ضریب بار^۱ خواهد شد. با بهبود ضریب بار، عوایدی نصیب سیاست‌گذار بالادستی خواهد شد که از آن جمله می‌توان از به تعویق افتادن طرح‌های توسعه سیستم نام برد.

در ادامه به تشریح مدل ریاضی مسأله پرداخته می‌شود. در این مدل، هدف بیشینه کردن سود سیاست‌گذار بالادستی است که در اثر تخصیص بودجه برای قیمت‌گذاری حمایتی حاصل می‌شود. در این صورت، می‌توان تابع هدف مسأله سطح اول را به صورت رابطه (۲-۴) نوشت:

تابع هدف:

$$\text{Max}_{\Delta} Z = \text{Profit} - \text{Cost} \quad (2-4)$$

در تابع هدف فوق، هدف بیشینه‌سازی سود و یا به عبارت بهتر کمینه‌سازی ضرر ناشی از تخصیص کمک به طرح حمایتی مدنظر این گزارش است. در مدل بهینه‌سازی فوق، Δ مجموعه متغیرهای تصمیم‌گیری اصلی مسأله است که به صورت $\Delta = \{\lambda_y^{\text{Sof}}, \lambda_y^{\text{Bof}}, \lambda_y^{\text{SP}}, \lambda_y^{\text{BP}}\}$ تعریف می‌شود و بیانگر قیمت‌های حمایتی است که سیاست‌گذار بالادستی به کمک آنها می‌تواند به اهداف مدنظر خود دست یابد. همان‌طور که دیده می‌شود، تابع هدف از دو بخش سود (Profit) و هزینه (Cost) تشکیل شده است که روابط ریاضی آنها در ادامه به طور مفصل ارائه می‌شوند:

هزینه (Cost):

تابع هزینه مطابق با رابطه (۲-۵) به شرح ذیل تعریف می‌شود:

$$\text{Cost} = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \left(\sum_{t \in T^{\text{off}}} P_{y,d,t}^{\text{Ch}} (\lambda_y^{\text{Fix}} - \lambda_y^{\text{Sof}}) - P_{y,d,t}^{\text{Dis}} (\lambda_y^{\text{Gen}} - \lambda_y^{\text{Bof}}) + \sum_{t \in T^{\text{p}}} P_{y,d,t}^{\text{Dis}} (\lambda_y^{\text{BP}} - \lambda_y^{\text{Gen}}) - P_{y,d,t}^{\text{Ch}} (\lambda_y^{\text{SP}} - \lambda_y^{\text{Fix}}) \right) \quad (2-5)$$

همان‌طور که دیده می‌شود، تابع هزینه برابر با مجموع یارانه تخصیص داده شده برای اعمال قیمت‌گذاری حمایتی است. این تابع از چهار جمله تشکیل شده است که دو جمله اول مربوط به بازه غیرپیک و دو جمله آخر مربوط به دوره پیک هستند. در دوره غیرپیک، اگر دارنده باتری اقدام به شارژ باتری نماید، مابه‌التفاوت قیمت فروش عادی برق و قیمت فروش حمایتی غیرپیک $(\lambda_y^{\text{Fix}} - \lambda_y^{\text{Sof}})$ به عنوان یارانه توسط سیاست‌گذار بالادستی تامین و جزء هزینه‌های او محسوب می‌شود. در مقابل، اگر دارنده باتری در دوره غیرپیک اقدام به دشارژ باتری نماید، مابه‌التفاوت قیمت خرید غیرپیک و قیمت خرید عادی برق به عنوان جریمه توسط دارنده باتری به سیاست‌گذار بالادستی پرداخت شود. به عبارت دیگر، اگر دارنده باتری در دوره غیرپیک اقدام به دشارژ باتری نماید، با هزینه‌ای کمتر از نیروگاه‌های عادی موجود در شبکه توزیع، به تزریق برق به شبکه پرداخته است؛ در نتیجه، این مابه‌التفاوت به نوعی درآمد سیاست‌گذار بالادستی محسوب می‌شود و به همین دلیل با علامت منفی در تابع هزینه وارد می‌شود.

به طور مشابه، در دوره پیک، اگر دارنده باتری اقدام به دشارژ باتری نماید، مابه‌التفاوت قیمت خرید حمایتی پیک و قیمت خرید از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع $(\lambda_y^{BP} - \lambda_y^{Gen})$ به عنوان یارانه توسط سیاست‌گذار بالادستی تأمین و جزء هزینه‌های او محسوب می‌شود. در مقابل، اگر دارنده باتری در دوره پیک به شارژ باتری اقدام نماید، مابه‌التفاوت قیمت فروش حمایتی پیک و قیمت فروش عادی برق $(\lambda_y^{SP} - \lambda_y^{Fix})$ باید به عنوان جریمه توسط دارنده باتری به سیاست‌گذار بالادستی پرداخت شود. در این حالت، برق با قیمتی بیشتر از حالت عادی به دارنده باتری فروخته می‌شود. در نتیجه، این مابه‌التفاوت به نوعی درآمد سیاست‌گذار بالادستی محسوب می‌شود و به همین دلیل با علامت منفی در تابع هزینه وارد می‌شود.

سود:

سود عایدشده از سیاست‌گذاری حمایتی می‌تواند از روش‌های ذیل حاصل شود:

- کاهش پیک شبکه که متناسب با آن، می‌توان طرح‌های توسعه سیستم را، اعم از افزایش ظرفیت ترانسفورماتورهای پست‌های فوق‌توزیع، توسعه خطوط انتقال و توزیع و توسعه سیستم تولید، به تعویق انداخت.
- استراتژی به‌کاررفته در این گزارش موجب مشارکت سرمایه‌گذار خرد در صنعت برق خواهد شد که در راستای افزایش خصوصی‌سازی امری مهم تلقی می‌شود و می‌تواند زمینه را برای اقدامات بعدی و اقبال بیش از پیش سرمایه‌گذاران خرد در سایر حوزه‌های مرتبط با صنعت برق فراهم آورد. همچنین، مشارکت دادن سرمایه‌گذاران خرد در راستای این‌گونه سرمایه‌گذاری‌ها، از بار مالی بخش دولتی در شرایط اقتصادی دشوار کنونی خواهد کاست.
- افزایش ظرفیت ذخیره‌سازها در شبکه، اگرچه در ابتدا با هدف پیک‌سایی انجام شود، ولی در ادامه می‌تواند برای اهداف مهم دیگری مانند کنترل فرکانس، پشتیبانی از شبکه در خاموشی‌ها و راه‌اندازی‌های مجدد، مشارکت در تأمین رزرو برای سیستم و ... نیز مورد استفاده قرار گیرد. به مرور زمان، با ایجاد زیرساخت‌های مناسب، می‌توان از این امکانات ذخیره‌سازها نیز استفاده کرد.
- ایجاد زمینه جهت رشد باتری‌های خانگی در شبکه توزیع، شرایط نصب نیروگاه‌های تجدیدپذیر خانگی (مانند سلول‌های خورشیدی) را تا حد زیادی تسهیل می‌کند و می‌تواند انگیزه‌ای برای ترویج طرح‌های سازگار با محیط زیست را فراهم کند.

از بین موارد فوق، تمرکز این گزارش بر مورد اول (به تعویق افتادن طرح‌های توسعه) خواهد بود؛ به عبارت دیگر، از دیدگاه سیاست‌گذار بالادستی، میزان درآمد ناشی از قیمت‌گذاری حمایتی از طریق میزان تعویق در طرح‌های توسعه پست، خط و تولید ارزیابی خواهد شد.

برای مدل‌سازی سود در این مسأله، دو حالت مختلف به شرح ذیل در نظر گرفته شده است:

حالت اول – بهبود ضریب بار سیستم: این حالت، بر بهبود ضریب بار سیستم در اثر قیمت‌گذاری حمایتی تمرکز

دارد و نوعی روش مفهومی محسوب می‌شود. در این حالت، سود طبق رابطه (۲-۶) تعریف می‌شود:

$$Profit = \omega(LF^{new} - LF^{old}) \quad (2-6)$$

از آنجا که ضریب بار جنس متفاوتی از بقیه عبارات تابع هدف دارد و دارای واحد اقتصادی نیست، میزان بهبود در ضریب بار سیستم در یک ضریب ω جهت همسنگ‌سازی عبارات تابع هدف (همسنگ‌سازی Cost و Profit) ضرب می‌شود. با تشویق دارندگان باتری جهت شارژ در دوره غیرپیک و دشارژ در دوره پیک، بار سیستم در دوره غیرپیک افزایش و در دوره پیک کاهش می‌یابد و در نتیجه مقدار ضریب بار سیستم به یک نزدیک‌تر می‌شود که می‌تواند برای سیاست‌گذار بالادستی به عنوان یک عامل مطلوب لحاظ شود.

حالت دوم – تعویق طرح‌های توسعه سیستم: این حالت، بر ارزیابی میزان تعویق سرمایه‌گذاری توسعه سیستم

در اثر قیمت‌گذاری حمایتی تمرکز دارد و نوعی روش عملیاتی محسوب می‌شود. برای فهم بهتر این حالت، به عنوان مثال فرض می‌شود که با روند رشد بار شبکه، یک پست فوق توزیع در دو سال آینده نیازمند توسعه خواهد بود. به کمک نصب باتری در شبکه، می‌توان بخشی از مصرف را از ساعت‌های پیک به ساعت‌های غیرپیک منتقل نمود و بدین ترتیب، سرمایه‌گذاری برای توسعه پست را به تعویق انداخت. در این صورت، می‌توان سود حاصل از به تعویق افتادن سرمایه‌گذاری توسعه پست را به عنوان سود سیاست قیمت‌گذاری حمایتی لحاظ کرد. به طور کلی، مدل‌سازی سود در این حالت طبق روابط (۲-۷) تا (۲-۱۹) انجام می‌شود:

$$Profit = Profit^L + Profit^T + Profit^G \quad (2-7)$$

$$M(\chi_{y,d,t}^{TS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M\chi_{y,d,t}^{TS} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-8)$$

$$M(\chi_y^{TS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{TS} \leq M\chi_y^{TS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-9)$$

$$M(\chi_y^{TT} - 1) \leq \chi_y^{TS1} - \chi_{y-1}^{TS1} - 0.1 \leq M\chi_y^{TT} \quad \forall y \in Y \quad (2-10)$$

$$Profit^T = \sum_{y \in Y} \chi_y^{TT} \left(\pi^T \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^T}} \right) \right) \quad (2-11)$$

$$M(\chi_{y,d,t}^{LS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M\chi_{y,d,t}^{LS} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-12)$$

$$M(\chi_y^{LS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{LS} \leq M\chi_y^{LS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-13)$$

$$M(\chi_y^{LT} - 1) \leq \chi_y^{LS1} - \chi_{y-1}^{LS1} - 0.1 \leq M\chi_y^{LT} \quad \forall y \in Y \quad (2-14)$$

$$Profit^L = \sum_{y \in Y} \chi_y^{LT} \left(\pi^L \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^L}} \right) \right) \quad (2-15)$$

$$M(\chi_{y,d,t}^{GS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M\chi_{y,d,t}^{GS} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-16)$$

$$M(\chi_y^{GS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{GS} \leq M \chi_y^{GS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-17)$$

$$M(\chi_y^{GT} - 1) \leq \chi_y^{GS1} - \chi_{y-1}^{GS1} - 0.1 \leq M \chi_y^{GT} \quad \forall y \in Y \quad (2-18)$$

$$Profit^G = \sum_{y \in Y} \chi_y^{GT} \left(\pi^G \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^G}} \right) \right) \quad (2-19)$$

رابطه‌ی (۷-۲)، بیان می‌کند که سود حاصل از طرح‌های حمایتی برابر با مجموع سود حاصل از به تعویق افتادن طرح‌های توسعه پست، خطوط انتقال و سیستم تولید خواهد بود. در مجموعه روابط فوق، قیود (۸-۲) تا (۱۱-۲) مربوط به توسعه پست، قیود (۱۲-۲) تا (۱۵-۲) مربوط به توسعه خطوط انتقال و قیود (۱۶-۲) تا (۱۹-۲) مربوط به توسعه سیستم تولید هستند. از بین روابط فوق، در اینجا قیود مربوط به توسعه پست شرح داده می‌شوند و منطق دو دسته دیگر نیز مشابه خواهد بود که از تکرار توضیحات مشابه خودداری می‌شود.

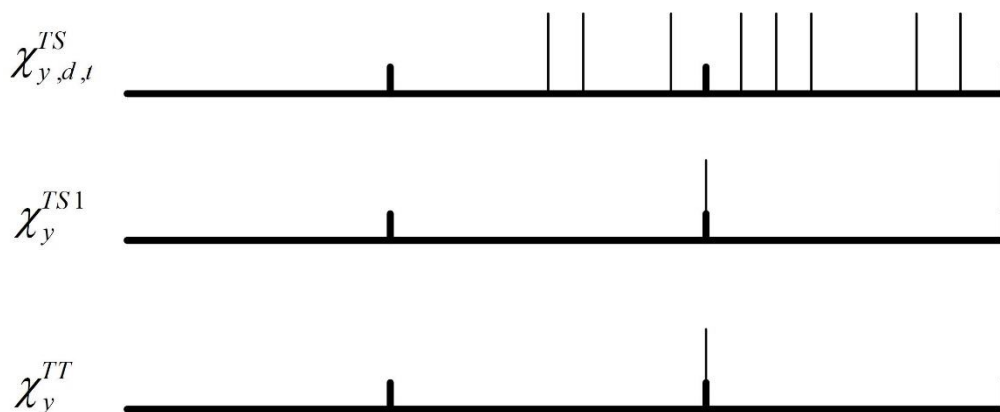
در رابطه (۸-۲)، عبارت $P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT}$ بیان‌کننده تفاضل بار سیستم در حالتی که عملکرد باتری لحاظ شده است $(P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis})$ ، و حد آستانه توسعه پست (P^{CT}) می‌باشد. به عبارت دیگر، هرگاه بار رشدیافته سیستم از حد آستانه توسعه پست بیشتر شود، متغیر بایناری $\chi_{y,d,t}^{TS}$ برابر یک خواهد شد. برای اعمال این موضوع، از روش M بزرگ استفاده شده است. اگر بار سیستم از حد آستانه توسعه پست بیشتر شود و نیاز به توسعه پست وجود داشته باشد، عبارت $P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT}$ مثبت می‌شود و به منظور برقرار ماندن نامساوی سمت راست، متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ اجباراً برابر با یک خواهد شد. در این حالت، چون عبارت یادشده مثبت است، نامساوی سمت چپ همواره برقرار خواهد بود. به همین ترتیب، اگر بار سیستم از حد آستانه توسعه پست کمتر شود و نیاز به توسعه پست وجود نداشته باشد، عبارت $P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT}$ منفی می‌شود و به منظور برقرار ماندن نامساوی سمت چپ، متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ اجباراً برابر با صفر خواهد شد. در این حالت، چون عبارت یادشده منفی است، نامساوی سمت راست همواره برقرار خواهد بود. بدین ترتیب، می‌توان نتیجه گرفت که بر مبنای رابطه (۸-۲)، هر موقع که بار رشدیافته سیستم از حد آستانه بالاتر رفت، متغیر بایناری $\chi_{y,d,t}^{TS}$ برابر یک می‌شود و در غیر این صورت برابر صفر خواهد بود.

مشکلی که وجود دارد این است که متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ بر اساس اندیس‌های y, d, t طراحی شده است؛ در حالی که لازم است متغیر بایناری مدل‌کننده توسعه سیستم فقط بر حسب اندیس y باشد. به عبارت دیگر، تفکیک دوره زمانی متغیر بایناری تعیین‌کننده زمان توسعه پست باید فقط بر اساس سال باشد و روز و ساعت در تعیین آن اهمیتی نخواهد داشت. برای رفع این مشکل، مفهوم متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ با تفکیک زمانی پایین، بر مبنای رابطه (۲-۹) به متغیر χ_y^{TS1} با تفکیک زمانی سال تبدیل شده است. برای این منظور، مجموع متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ برای روزها و ساعات هر سال با هم جمع شده‌اند $(\sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{TS})$ و سپس از همان روش به‌کاررفته در رابطه

(۲-۸) استفاده شده است. بدین ترتیب، اگر در سال y ام، متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ حداقل در یکی از ساعت‌های یک روز برابر با یک شود، نامساوی سمت راست رابطه (۸-۲) منجر به یک شدن متغیر χ_y^{TS1} در سال y ام می‌شود. این امر نشان می‌دهد که حداقل در برخی از ساعات سال، میزان بار سیستم از حد آستانه توسعه پست عبور می‌کند و در نتیجه، در آن سال نیاز به توسعه پست وجود دارد. به همین صورت، اگر در هیچ‌یک از ساعت‌های روزهای سال y ام، متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ فعال نشده باشد،

نامساوی سمت چپ رابطه (۲-۸) منجر به صفر شدن متغیر χ_y^{TS1} در سال y ام خواهد شد. این امر نشان می‌دهد که در هیچ‌یک از ساعات سال، میزان بار سیستم از حد آستانه توسعه پست عبور نمی‌کند و در نتیجه، در آن سال نیازی به توسعه پست وجود ندارد. بنابراین، اگر بار رشدیافته سیستم در سال y ام از حد آستانه بالاتر رفت، متغیر بایناری χ_y^{TS1} (متغیر معادل سال برای متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$) برابر یک می‌شود و در غیر این صورت برابر صفر خواهد بود.

پس از اینکه متغیر χ_y^{TS1} ایجاد شد، لازم است مشخص شود که تغییر وضعیت این متغیر در چه سالی رخ داده است. در واقع، متغیر χ_y^{TS1} در ابتدا صفر است و از سال مشخصی به بعد برابر یک می‌شود. این امر بدین معنی است که تا یک سال مشخص، بار رشدیافته سیستم کمتر از حد آستانه توسعه پست است ($\chi_y^{TS1} = 0$) و از آن سال به بعد، بار رشدیافته سیستم بزرگتر از حد آستانه توسعه پست خواهد شد ($\chi_y^{TS1} = 1$). در این صورت، لازم است سالی که در آن متغیر χ_y^{TS1} از صفر به یک تغییر وضعیت می‌یابد، شناسایی شود. این سال تغییر وضعیت، در واقع همان سال توسعه پست خواهد بود. این موضوع به کمک رابطه (۲-۱۰) لحاظ شده است. برای این منظور، از تفاضل دو سال متوالی استفاده شده است ($\chi_y^{TS1} - \chi_{y-1}^{TS1}$). در صورتی که این تفاضل مثبت باشد، این امر به منزله تغییر وضعیت متغیر خواهد بود و بر مبنای نامساوی سمت راست، متغیر χ_y^{TT} برابر یک خواهد شد. به طریق مشابه، اگر تفاضل مذکور صفر یا منفی باشد، نامساوی سمت چپ منجر به صفر شدن متغیر χ_y^{TT} خواهد شد. بدین ترتیب، هر سالی که در آن متغیر χ_y^{TT} فعال شد، به منزله سال مبدأ برای توسعه پست محسوب خواهد شد. همچنین در این رابطه ثابت 0.1 قرار داده شده تا برای معادلات چپ نامساوی مانع از رخداد حالات $0 < 0$ گردد. در شکل (۲-۲)، نمایی گرافیکی از متغیرهای شرح‌داده‌شده در این قسمت نمایش داده شده است. همانطور که مشخص شده است، متغیر $\chi_{y,d,t}^{TS}$ در ساعات و روزهایی از سال دوم و سوم فعال شده است. روز و ساعت فعال شدن آن برای ما اهمیتی ندارد و باید صرفاً سال فعال شدن را تشخیص دهیم. این امر به کمک متغیر χ_y^{TS1} انجام شده است. در این متغیر نشان داده شده است که در سال دو و سوم ما فعال شدن سطح مورد نظر را داشته‌ایم. در نهایت به کمک متغیر χ_y^{TT} تعیین می‌کنیم که اولین سالی که سطح مذکور تریگر شده چه سالیست. این سطح در مثال شکل (۲-۲) سال دوم است که مشاهده می‌شود این متغیر در سال دوم فعال شده و در بقیه سالها صفر است.



شکل ۲-۵: نمایی گرافیکی از نحوه ارتباط متغیرهای مورد استفاده در مدل دوم سود برای مدل سازی زمان توسعه پست

پس از ایجاد متغیر χ_y^{TT} که بیان‌کننده زمان توسعه پست است، به کمک رابطه (۲-۱۱) می‌توان سود حاصل از به تعویق افتادن طرح توسعه پست را محاسبه نمود. در این رابطه، هزینه احداث پست (π^T)، با نرخ $\left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^T}}\right)$ تنزیل به زمان سال y ام شده است. به عبارت دیگر، وقتی که پست به جای توسعه در سال y^T ، (سال تخمین زده شده برای توسعه بدون کمک باتری‌ها)، با حضور باتری‌ها در سال y ام نیازمند توسعه می‌شود، هزینه احداث باید با نرخ سرمایه‌گذاری i تنزیل شود. منطق این رابطه بدین ترتیب به دست می‌آید. با ضرب متغیر χ_y^{TT} در ضریب فوق، می‌توان صرفاً سالی که پست نیازمند توسعه است را در محاسبات دخیل نمود.

روند فوق‌الذکر صرفاً برای مدل توسعه پست بیان گردید. در مورد مدل‌های توسعه خطوط (روابط (۲-۱۲) تا (۲-۱۵)) و توسعه سیستم تولید ((۲-۱۶) تا (۲-۱۹)) نیز وضعیت مشابهی وجود دارد که در اینجا از تکرار توضیحات قبلی خودداری می‌شود.

همان‌طور که قبلاً بیان شد، منطق اصلی هر دو مدل ذکرشده برای تعیین سود حاصل از قیمت‌گذاری حمایتی (بهبود ضریب بار سیستم، تعویق طرح‌های توسعه سیستم) یکسان و بر مبنای کاهش پیک بار شبکه است. در مدل اول، نوعی دید سیستماتیک و مفهومی وجود دارد و این مدل برای مواردی که داده‌های مورد نیاز در دسترس نیستند، مناسب‌تر است. مدل دوم، که با شرح و بسط دقیق‌تری به مدل‌سازی سود پرداخته است، نیازمند داده‌هایی مانند آستانه توسعه پست و خط و تولید است که در مواردی این داده‌ها در شبکه در دسترس نیستند. بنابراین، در صورت وجود داده‌های مورد نیاز مدل دوم سود، استفاده از این مدل می‌تواند نتایج دقیق‌تری به همراه داشته باشد؛ ولی در صورت فقدان این داده‌ها، مدل اول مناسب‌تر است.

پس از مشخص شدن تابع هدف مسأله سطح اول، به تعیین قیود آن پرداخته می‌شود. صرف نظر از قیود مربوط به مدل دوم سود که پیشتر بیان شد (روابط (۲-۸) تا (۲-۱۰)، (۲-۱۲) تا (۲-۱۴) و (۲-۱۶) تا (۲-۱۸))، سایر قیود مسأله سطح اول مربوط به قیمت‌های حمایتی هستند که در ادامه توضیح داده می‌شوند.

قیود قیمت‌های حمایتی:

همان‌طور که قبلاً گفته شد، قیمت‌های حمایتی با قیمت عادی خرید از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع و قیمت عادی فروش برق به مشترکین در ارتباط هستند. این ارتباط توسط قیود زیر مشخص می‌شود. عبارات λ_y^{Gen} و λ_y^{Fix} در روابط (۲-۲) و (۲-۳) تعریف شده‌اند.

$$\lambda_y^{Sof} = \gamma^{Sof} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-20)$$

$$0 \leq \gamma^{Sof} \leq 1 \quad (2-21)$$

$$\lambda_y^{Bof} = \gamma^{Bof} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-22)$$

$$0 \leq \gamma^{Bof} \leq 1 \quad (2-23)$$

$$\lambda_y^{SP} = \gamma^{SP} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-24)$$

$$1 \leq \gamma^{SP} \quad (2-25)$$

$$\lambda_y^{BP} = \gamma^{BP} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-26)$$

$$1 \leq \gamma^{BP} \quad (2-27)$$

در روابط فوق، منطق ارائه‌شده در شکل (۱-۲) به صورت ریاضی مدل شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، قیمت‌های خرید از مشترک دارای باتری، λ_y^{Bof} و λ_y^{BP} ، به ترتیب با ضرایب γ^{BoF} و γ^{BP} به قیمت عادی خرید برق از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع مرتبط شده‌اند. در دوره زمانی پیک، ضریب γ^{BP} بزرگتر از یک و در دوره زمانی غیرپیک، ضریب γ^{BoF} کوچکتر از یک لحاظ شده است، تا منطق ارائه‌شده در شکل (۱-۲) برقرار بماند. به همین صورت، قیمت‌های فروش برق به مشترک دارای باتری، λ_y^{Sof} و λ_y^{SP} ، به ترتیب با ضرایب γ^{SoF} و γ^{SP} به قیمت عادی فروش برق به مشترکین مرتبط شده‌اند. در دوره زمانی پیک، ضریب γ^{SP} بزرگتر از یک و در دوره زمانی غیرپیک، ضریب γ^{SoF} کوچکتر از یک لحاظ شده است، تا منطق ارائه‌شده در شکل (۱-۲) برقرار بماند. به طور خلاصه، در مورد حالت غیرپیک از ضرایب بین صفر و یک استفاده می‌شود. ضریب یک در این حالت به معنی عدم تخفیف (یا حمایت) به باتری‌ها بوده و ضریب صفر به معنی ارائه برق رایگان به آنها خواهد بود. در اینجا می‌توان حد پائینی غیر از صفر برای عدم رخداد حالت برق رایگان در نظر گرفت. همچنین در مورد حالت پیک از ضرایب بزرگتر از یک استفاده می‌شود. ضریب یک در این حالت به معنی عدم تفاوت بین نیروگاه‌های سطح توزیع و باتری‌ها از منظر سیاست گذار بالا دستی بوده و به عبارت بهتر بیان‌کننده حداقل حمایت در خرید برق از باتری‌ها خواهد بود.

بنابراین، بسته به اینکه از کدام یک از دو مدل سود استفاده شود، مدل ریاضی کامل مسأله سطح اول، که مربوط به سیاست گذار بالادستی است، مطابق با یک از دو مدل ذیل خواهد بود:

مدل اول:

$$\text{Max}_{\Delta} Z = \text{Profit} - \text{Cost} \quad (2-28)$$

$$\text{Cost} = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \left(\sum_{t \in T^{off}} P_{y,d,t}^{Ch} (\lambda_y^{Fix} - \lambda_y^{Sof}) - P_{y,d,t}^{Dis} (\lambda_y^{Gen} - \lambda_y^{Bof}) + \sum_{t \in T^p} P_{y,d,t}^{Dis} (\lambda_y^{BP} - \lambda_y^{Gen}) - P_{y,d,t}^{Ch} (\lambda_y^{SP} - \lambda_y^{Fix}) \right) \quad (2-29)$$

$$\text{Profit} = \omega (LF^{new} - LF^{old}) \quad (2-30)$$

$$\lambda_y^{Sof} = \gamma^{SoF} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-31)$$

$$0 \leq \gamma^{SoF} \leq 1 \quad (2-32)$$

$$\lambda_y^{Bof} = \gamma^{BoF} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-33)$$

$$0 \leq \gamma^{BoF} \leq 1 \quad (2-34)$$

$$\lambda_y^{SP} = \gamma^{SP} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-35)$$

$$1 \leq \gamma^{SP} \quad (2-36)$$

$$\lambda_y^{BP} = \gamma^{BP} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-37)$$

$$1 \leq \gamma^{BP} \quad (2-38)$$

مدل دوم:

$$\text{Max}_{\Delta} Z = \text{Profit} - \text{Cost} \quad (2-39)$$

$$Cost = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \left(\sum_{t \in T^{off}} P_{y,d,t}^{Ch} (\lambda_y^{Fix} - \lambda_y^{Sof}) - P_{y,d,t}^{Dis} (\lambda_y^{Gen} - \lambda_y^{Bof}) \right) + \sum_{t \in T^p} P_{y,d,t}^{Dis} (\lambda_y^{BP} - \lambda_y^{Gen}) - P_{y,d,t}^{Ch} (\lambda_y^{SP} - \lambda_y^{Fix}) \quad (2-40)$$

$$Profit = Profit^L + Profit^T + Profit^G \quad (2-41)$$

$$M (\chi_{y,d,t}^{TS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M \chi_{y,d,t}^{TS} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-42)$$

$$M (\chi_y^{TS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{TS} \leq M \chi_y^{TS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-43)$$

$$M (\chi_y^{TT} - 1) \leq \chi_y^{TS1} - \chi_{y-1}^{TS1} - 0.1 \leq M \chi_y^{TT} \quad \forall y \in Y \quad (2-44)$$

$$Profit^T = \sum_{y \in Y} \chi_y^{TT} \left(\pi^T \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^T}} \right) \right) \quad (2-45)$$

$$M (\chi_{y,d,t}^{LS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M \chi_{y,d,t}^{LS} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-46)$$

$$M (\chi_y^{LS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{LS} \leq M \chi_y^{LS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-47)$$

$$M (\chi_y^{LT} - 1) \leq \chi_y^{LS1} - \chi_{y-1}^{LS1} - 0.1 \leq M \chi_y^{LT} \quad \forall y \in Y \quad (2-48)$$

$$Profit^L = \sum_{y \in Y} \chi_y^{LT} \left(\pi^L \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^L}} \right) \right) \quad (2-49)$$

$$M (\chi_{y,d,t}^{GS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M \chi_{y,d,t}^{GS} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-50)$$

$$M (\chi_y^{GS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{GS} \leq M \chi_y^{GS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-51)$$

$$M (\chi_y^{GT} - 1) \leq \chi_y^{GS1} - \chi_{y-1}^{GS1} - 0.1 \leq M \chi_y^{GT} \quad \forall y \in Y \quad (2-52)$$

$$Profit^G = \sum_{y \in Y} \chi_y^{GT} \left(\pi^G \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^G}} \right) \right) \quad (2-53)$$

$$\lambda_y^{Sof} = \gamma^{Sof} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-54)$$

$$0 \leq \gamma^{Sof} \leq 1 \quad (2-55)$$

$$\lambda_y^{Bof} = \gamma^{Bof} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-56)$$

$$0 \leq \gamma^{Bof} \leq 1 \quad (2-57)$$

$$\lambda_y^{SP} = \gamma^{SP} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-58)$$

$$1 \leq \gamma^{SP} \quad (2-59)$$

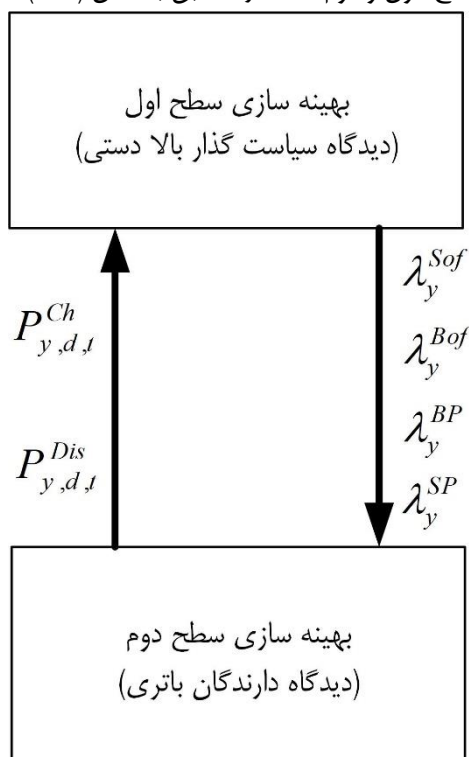
$$\lambda_y^{BP} = \gamma^{BP} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-60)$$

$$1 \leq \gamma^{BP} \quad (2-61)$$

همان‌طور که مشاهده می‌شود، در مدل‌های فوق متغیرهایی وجود دارند که مربوط به رفتار و واکنش سرمایه‌گذاران خرد (دارندگان باتری‌ها) هستند. به عنوان مثال، میزان شارژ و دشارژ باتری‌ها در هر زمان ($P_{y,d,t}^{Dis}$ و $P_{y,d,t}^{Ch}$) متغیرهایی هستند که توسط دارنده باتری تعیین می‌شوند. این‌گونه متغیرها را می‌توان به عنوان ورودی مسئله بهینه‌سازی سطح اول در نظر گرفت. این امر موجب می‌شود که مدل ارائه‌شده برای قیمت‌گذاری حمایتی، به یک مدل دوسطحی تبدیل شود که در سطح دوم آن، باید دیدگاه دارنده باتری لحاظ شود. در ادامه، به مدل‌سازی سطح دوم مسئله پرداخته می‌شود.

۳-۵ - مسئله سطح دوم: بهینه‌سازی از دیدگاه سرمایه‌گذار خرد

مسئله سطح دوم، به مدل‌سازی رفتار سرمایه‌گذار خرد (دارنده باتری) می‌پردازد. دارنده باتری، بر اساس قیمت‌های اعلام‌شده توسط سیاست‌گذار بالادستی، باتری خود را به نحوی شارژ و دشارژ می‌کند که بیشترین سود را کسب نماید. بدین ترتیب، می‌توان ارتباط بین دو سطح اول و دوم مسئله را مطابق با شکل (۳-۵) نمایش داد.



شکل ۳-۵: نحوه ارتباط دو مسئله بهینه‌سازی سطح اول و دوم

همان‌طور که در شکل (۳-۵) مشاهده می‌شود، با حل مسئله بهینه‌سازی سطح اول، متغیرهای تصمیم‌گیری اساسی مسئله که همان قیمت‌های حمایتی خرید و فروش برق باتری‌ها در دوره‌های پیک و غیرپیک هستند ($\lambda_y^{Sof}, \lambda_y^{Bof}, \lambda_y^{BP}, \lambda_y^{SP}$) به دست می‌آیند. این قیمت‌های حمایتی به عنوان ورودی به مسئله سطح دوم ارسال می‌شوند. در مسئله بهینه‌سازی سطح دوم، به کمک قیمت‌های حمایتی مشخص‌شده در مسئله سطح اول، نحوه و میزان

شارژ و دشارژ دارندگان باتری مشخص می‌شود ($P_{y,d,t}^{Dis}$, $P_{y,d,t}^{Ch}$). سپس، الگوی شارژ و دشارژ به عنوان خروجی مسأله سطح دوم، به عنوان ورودی به مسأله سطح اول ارسال می‌گردد. در اینجا لازم است تاکید شود که مدل ارائه‌شده نیازمند حل همزمان هردو سطح است؛ زیرا خروجی هر سطح، ورودی سطح دیگر است و برای حل مسأله هر سطح، کلیه ورودی‌های آن مورد نیاز هستند. بدین ترتیب، مدل بهینه‌سازی مسأله قیمت‌گذاری حمایتی یک مدل دوسطحی خواهد بود. در ادامه، مدل ریاضی مسأله سطح دوم بیان می‌شود.

در مسأله بهینه‌سازی سطح دوم، هدف بیشینه کردن سود دارندگان باتری به کمک انجام شارژ و دشارژ در زمان‌ها و مقادیر مناسب است. در این مسأله، مجموعه متغیرهای تصمیم‌گیری اصلی با Ω نشان داده می‌شوند که به صورت $\Omega = \{P_{y,d,t}^{Ch}, P_{y,d,t}^{Dis}\}$ تعریف می‌شود. مدل ریاضی این مسأله با روابط (۲-۶۲) تا (۲-۶۶) بیان می‌شود:

$$Max_{\Omega} Profit^B = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \left(\sum_{t \in T^{off}} P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{Bof} - P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{Sof} + \sum_{t \in T^P} P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{BP} - P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{SP} \right) \quad (2-62)$$

$$0 \leq P_{y,d,t}^{Dis} \leq P^{max} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-63)$$

$$0 \leq P_{y,d,t}^{Ch} \leq P^{max} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-64)$$

$$E_{y,d,t} = \left(\sum_{\hat{y}=1}^{y-1} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} P_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{Ch} - P_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{Dis} + \sum_{\hat{d}=1}^{d-1} \sum_{\hat{t} \in T} P_{y,\hat{d},\hat{t}}^{Ch} - P_{y,\hat{d},\hat{t}}^{Dis} + \sum_{\hat{t}=1}^t P_{y,d,\hat{t}}^{Ch} - P_{y,d,\hat{t}}^{Dis} \right) \quad (2-65)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T$$

$$0 \leq E_{y,d,t} \leq E^{max} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-66)$$

در رابطه (۲-۶۲)، تابع هدف بهینه‌سازی از دو جمله تشکیل شده است. جمله اول، مربوط به شارژ و دشارژ باتری در دوره زمانی غیرپیک است ($\sum_{t \in T^{off}} P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{Bof} - P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{Sof}$). در این دوره، هزینه فروش برق به باتری برای شارژ کردن

با قیمت λ_y^{Sof} و درآمد ناشی از فروش برق باتری به شبکه برای دشارژ کردن با قیمت λ_y^{Bof} محاسبه می‌شود. جمله دوم، مربوط به شارژ و دشارژ باتری در دوره زمانی غیرپیک است ($\sum_{t \in T^P} P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{BP} - P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{SP}$). در این دوره، هزینه فروش برق به باتری برای شارژ کردن با قیمت λ_y^{SP} و درآمد ناشی از فروش برق باتری به شبکه برای دشارژ کردن با قیمت λ_y^{BP} محاسبه می‌شود. قیود (۲-۶۳) و (۲-۶۴) نیز

محدودیت توان باتری برای شارژ و دشارژ را لحاظ می‌کنند.

در قید (۲-۶۵)، سطح انرژی باتری برای سال y ام، روز d ام و ساعت t ام محاسبه شده است. این قید نیز از سه جمله تشکیل شده است. در جمله اول ($\sum_{\hat{y}=1}^{y-1} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} P_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{Ch} - P_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{Dis}$)، سطح انرژی باتری تا یک سال قبل از سال y ام محاسبه

می‌شود. در جمله دوم $(\sum_{d=1}^{d-1} \sum_{t \in T} P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis})$ ، سطح انرژی باتری ناشی از تبادل توان از ابتدای سال y تا یک روز قبل از روز d محاسبه می‌شود. در نهایت، در جمله سوم $(\sum_{t=1}^t P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis})$ ، سطح انرژی باتری ناشی از تبادل توان در روز d و تا قبل از ساعت t محاسبه می‌شود. در نهایت، در قید (۶۶-۲)، محدودیت مربوط به انرژی ذخیره‌شده در باتری به مسأله اعمال می‌شود. به کمک حل این مدل بهینه‌سازی، می‌توان بهترین استراتژی شارژ و دشارژ را از منظر دارندگان باتری و با توجه به قیمت‌های حمایتی مستخرج از سطح اول، محاسبه نمود. در ادامه، به روند حل مسأله و نحوه خطی‌سازی آن پرداخته می‌شود.

۵-۴ - خطی‌سازی و نحوه‌ی حل مدل دوسطحی

مدل قیمت‌گذاری حمایتی برق باتری‌ها که در بخش‌های قبل ارائه شد، یک مسأله بهینه‌سازی دوسطحی است که جواب مسأله با حل همزمان هر دو سطح به دست می‌آید. ولی باید توجه کرد که مسائل دوسطحی قابل حل توسط نرم‌افزارهای تجاری مانند GAMS نیستند. بدین منظور، در این بخش معادل تک‌سطحی مسأله دوسطحی ارائه می‌شود. از آنجا که مسأله بهینه‌سازی سطح دوم، که با روابط (۶۲-۲) تا (۶۶-۲) بیان می‌شود، یک مسأله بهینه‌سازی خطی است، بنابراین می‌توان آن را با روابط Karush-Kuhn-Tucker (KKT) جایگزین کرد [۱۹]. بدین ترتیب، مسأله بهینه‌سازی سطح دوم به مجموعه‌ای از قیود تبدیل خواهد شد که می‌توان آنها را به مسأله بهینه‌سازی سطح اول (روابط (۲-۲۸) تا (۳۸-۲) با مدل اول سود، یا روابط (۳۹-۲) تا (۶۱-۲) برای مدل دوم سود) اضافه کرد. بدین ترتیب، مسأله بهینه‌سازی دوسطحی به یک مسأله بهینه‌سازی تک‌سطحی تبدیل خواهد شد. برای یافتن معادل KKT مسأله سطح دوم، ابتدا لاگرانژین آن به صورت رابطه (۶۷-۲) نوشته می‌شود:

$$L = \left(\sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \left(\sum_{t \in T^{off}} P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{Bof} - P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{Sof} \right) + \sum_{t \in T^p} P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{BP} - P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{SP} \right) +$$

$$\left(\eta_{y,d,t}^{PdisU} (P_{y,d,t}^{Dis} - P^{max}) - \eta_{y,d,t}^{PdisD} P_{y,d,t}^{Dis} + \eta_{y,d,t}^{PchU} (P_{y,d,t}^{Ch} - P^{max}) - \eta_{y,d,t}^{PchD} P_{y,d,t}^{Ch} + \right.$$

$$\left. \eta_{y,d,t}^{EU} \left(-E^{max} + \sum_{\hat{y}=1}^{y-1} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} P_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{Ch} - P_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{Dis} \right) + \sum_{\hat{d}=1}^{d-1} \sum_{\hat{t} \in T} P_{y,\hat{d},\hat{t}}^{Ch} - P_{y,\hat{d},\hat{t}}^{Dis} \right.$$

$$\left. + \sum_{\hat{t}=1}^t P_{y,d,\hat{t}}^{Ch} - P_{y,d,\hat{t}}^{Dis} \right)$$

$$\sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \left(-\eta_{y,d,t}^{EU} \left(\sum_{\hat{y}=1}^{y-1} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} P_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{Ch} - P_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{Dis} \right) + \sum_{\hat{d}=1}^{d-1} \sum_{\hat{t} \in T} P_{y,\hat{d},\hat{t}}^{Ch} - P_{y,\hat{d},\hat{t}}^{Dis} \right.$$

$$\left. + \sum_{\hat{t}=1}^t P_{y,d,\hat{t}}^{Ch} - P_{y,d,\hat{t}}^{Dis} \right)$$

$$\quad (2-67)$$

با مشتق‌گیری از لاگرانژین فوق نسبت به متغیرهای مسأله و مساوی صفر قرار دادن آنها، بخش اول روابط KKT به صورت روابط (۶۸-۲) تا (۷۱-۲) به دست خواهد آمد.

$$\frac{\partial L}{\partial P_{y,d,t}^{Dis}} = \left(\lambda_y^{Bof} - \eta_{y,d,t}^{PdisU} + \eta_{y,d,t}^{PdisD} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} \right.$$

$$\left. + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} \right) = 0 \quad (2-68)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^{off}$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{y,d,t}^{Dis}} = \left(\lambda_y^{BP} - \eta_{y,d,t}^{PdisU} + \eta_{y,d,t}^{PdisD} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} \right.$$

$$\left. + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} \right) = 0 \quad (2-69)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^p$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{y,d,t}^{Ch}} = \left(\begin{aligned} & -\lambda_y^{Sof} - \eta_{y,d,t}^{PchU} + \eta_{y,d,t}^{PchD} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} \\ & + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} \end{aligned} \right) = 0 \quad (2-70)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^{off}$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{y,d,t}^{Ch}} = \left(\begin{aligned} & -\lambda_y^{SP} - \eta_{y,d,t}^{PchU} + \eta_{y,d,t}^{PchD} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} \\ & + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} \end{aligned} \right) = 0 \quad (2-71)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^p$$

بخش دوم روابط KKT که به عنوان روابط مکمل^۱ شناخته می‌شوند و برای قیود نامساوی تعریف می‌گردند به صورت مجموعه روابط (۷۲-۲) تا (۷۵-۲) بیان می‌شوند. روابط (۶۸-۲) و (۷۰-۲) مربوط به زمان غیر پیک بوده و دو رابطه دیگر مربوط به زمان پیک خواهد بود. این دسته از روابط، تضمین می‌کنند که از بین تفاضل طرفین یک قید نامساوی و ضریب لاگرانژ آن قید، حداقل یکی صفر باشد. به عبارت دیگر، ضریب لاگرانژ یک قید نامساوی زمانی می‌تواند مقداری غیر از صفر داشته باشد که آن قید به حد خود رسیده باشد. روابط مربوط به نرخ شارژ در زیر ارائه شده اند.

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{PdisU} \perp (P_{y,d,t}^{Dis} - P^{max}) \geq 0 \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-72)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{PdisD} \perp P_{y,d,t}^{Dis} \geq 0 \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-73)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{PchU} \perp (P_{y,d,t}^{Ch} - P^{max}) \geq 0 \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-74)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{PchD} \perp P_{y,d,t}^{Ch} \geq 0 \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-75)$$

مجموعه قیود مکمل فوق غیرخطی هستند؛ ولی به کمک روش M بزرگ می‌توان آنها را خطی کرد [۲۰]. بدین ترتیب، می‌توان مجموعه روابط غیرخطی (۷۲-۲) تا (۷۵-۲) را به صورت روابط خطی زیر بازنویسی کرد:

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{PdisU} \leq MW_{y,d,t}^{PdisU} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-76)$$

$$P^{max} - P_{y,d,t}^{Dis} \leq M(1 - W_{y,d,t}^{PdisU}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-77)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{PdisD} \leq MW_{y,d,t}^{PdisD} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-78)$$

$$P_{y,d,t}^{Dis} \leq M(1 - W_{y,d,t}^{PdisD}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-79)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{PchU} \leq MW_{y,d,t}^{PchU} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-80)$$

$$P^{max} - P_{y,d,t}^{Ch} \leq M(1 - W_{y,d,t}^{PchU}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-81)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{PchD} \leq MW_{y,d,t}^{PchD} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-82)$$

$$P_{y,d,t}^{Ch} \leq M (1 - W_{y,d,t}^{PchD}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-83)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{EU} \leq MW_{y,d,t}^{EU} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-84)$$

$$E^{max} - E_{y,d,t} \leq M (1 - W_{y,d,t}^{EU}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-85)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{ED} \leq MW_{y,d,t}^{ED} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-86)$$

$$E_{y,d,t} \leq M (1 - W_{y,d,t}^{ED}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-87)$$

در مجموعه روابط (۲-۷۶) تا (۲-۸۷)، هریک از روابط (۲-۷۲) تا (۲-۷۵) با دو رابطه جایگزین شده است. در اینجا به طور نمونه، جایگزینی رابطه (۲-۷۲) با روابط (۲-۷۶) و (۲-۷۷) شرح داده می‌شود که به طور مشابه در مورد سایر روابط برقرار خواهد بود. در روابط (۲-۷۶) و (۲-۷۷)، M عددی به اندازه کافی بزرگ است که در این معادلات، تقریباً ۱۰۰ برابر بزرگترین عدد موجود در معادلات در نظر گرفته شده است. همچنین، متغیر $W_{y,d,t}^{PdisU}$ یک متغیر بایناری است که برای تعیین اینکه $\eta_{y,d,t}^{PdisU}$ مقدار دارد یا صفر است استفاده می‌شود. همان‌طور که در رابطه (۲-۷۶) دیده می‌شود، زمانی که $\eta_{y,d,t}^{PdisU}$ دارای مقداری غیرصفر باشد، به خاطر سمت راست تساوی، اجباراً باید $W_{y,d,t}^{PdisU} = 1$ باشد. در این صورت، با لحاظ کردن این مقدار در رابطه (۲-۷۷) و مقایسه آن با رابطه (۲-۶۳)، باید $P_{y,d,t}^{Dis} = P^{max}$ باشد. به عبارت دیگر، تنها موقعی $\eta_{y,d,t}^{PdisU}$ مقدار غیرصفر می‌گیرد که قید (۲-۶۳) به حد بالای خود رسیده باشد. به همین ترتیب، وقتی $\eta_{y,d,t}^{PdisU} = 0$ باشد رابطه (۲-۷۲) به خودی خود برقرار خواهد بود چرا که یکی از طرفین رابطه صفر شده و حاصلضرب صفر می‌شود.

بنابراین، می‌توان مسئله بهینه‌سازی تک‌سطحی معادل مسئله بهینه‌سازی دوسطحی معرفی شده را به صورت روابط (۲-۸۸) تا (۲-۹۳) بازنویسی کرد. لازم به ذکر است که در اینجا از مدل دوم سود (که پیچیده‌تر است) استفاده شده است و برای مدل اول، روابط ساده‌تر هستند.

$$Max_{\Delta} Z = Profit - Cost \quad (2-88)$$

$$Cost = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \left(\sum_{t \in T^{off}} P_{y,d,t}^{Ch} (\lambda_y^{Fix} - \lambda_y^{Sof}) - P_{y,d,t}^{Dis} (\lambda_y^{Gen} - \lambda_y^{Bof}) + \sum_{t \in T^p} P_{y,d,t}^{Dis} (\lambda_y^{BP} - \lambda_y^{Gen}) - P_{y,d,t}^{Ch} (\lambda_y^{SP} - \lambda_y^{Fix}) \right) \quad (2-89)$$

$$Profit = Profit^L + Profit^T + Profit^G \quad (2-90)$$

$$M (\chi_{y,d,t}^{TS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M \chi_{y,d,t}^{TS} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-91)$$

$$M (\chi_y^{TS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{TS} \leq M \chi_y^{TS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-92)$$

$$M (\chi_y^{TT} - 1) \leq \chi_y^{TS1} - \chi_{y-1}^{TS1} - 0.1 \leq M \chi_y^{TT} \quad \forall y \in Y \quad (2-93)$$

$$Profit^T = \sum_{y \in Y} \chi_y^{TT} \left(\pi^T \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^T}} \right) \right) \quad (2-94)$$

$$M(\chi_{y,d,t}^{LS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M \chi_{y,d,t}^{LS} \quad (2-95)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T$$

$$M(\chi_y^{LS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{LS} \leq M \chi_y^{LS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-96)$$

$$M(\chi_y^{LT} - 1) \leq \chi_y^{LS1} - \chi_{y-1}^{LS1} - 0.1 \leq M \chi_y^{LT} \quad \forall y \in Y \quad (2-97)$$

$$Profit^L = \sum_{y \in Y} \chi_y^{LT} \left(\pi^L \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^L}} \right) \right) \quad (2-98)$$

$$M(\chi_{y,d,t}^{GS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M \chi_{y,d,t}^{GS} \quad (2-99)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T$$

$$M(\chi_y^{GS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{GS} \leq M \chi_y^{GS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-100)$$

$$M(\chi_y^{GT} - 1) \leq \chi_y^{GS1} - \chi_{y-1}^{GS1} - 0.1 \leq M \chi_y^{GT} \quad \forall y \in Y \quad (2-101)$$

$$Profit^G = \sum_{y \in Y} \chi_y^{GT} \left(\pi^G \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^G}} \right) \right) \quad (2-102)$$

$$\lambda_y^{Sof} = \gamma^{Sof} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-103)$$

$$0 \leq \gamma^{Sof} \leq 1 \quad (2-104)$$

$$\lambda_y^{Bof} = \gamma^{Bof} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-105)$$

$$0 \leq \gamma^{Bof} \leq 1 \quad (2-106)$$

$$\lambda_y^{SP} = \gamma^{SP} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-107)$$

$$1 \leq \gamma^{SP} \quad (2-108)$$

$$\lambda_y^{BP} = \gamma^{BP} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-109)$$

$$1 \leq \gamma^{BP} \quad (2-110)$$

$$0 \leq P_{y,d,t}^{Dis} \leq P^{max} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-111)$$

$$0 \leq P_{y,d,t}^{Ch} \leq P^{max} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-112)$$

$$E_{y,d,t} = \left(\sum_{\hat{y}=1}^{y-1} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} P_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{Ch} - P_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{Dis} + \sum_{\hat{d}=1}^{d-1} \sum_{\hat{t} \in T} P_{y,\hat{d},\hat{t}}^{Ch} - P_{y,\hat{d},\hat{t}}^{Dis} + \sum_{\hat{t}=1}^t P_{y,d,\hat{t}}^{Ch} - P_{y,d,\hat{t}}^{Dis} \right) \quad (2-113)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T$$

$$0 \leq E_{y,d,t} \leq E^{\max} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-114)$$

$$\left(\lambda_y^{\text{Bof}} - \eta_{y,d,t}^{\text{PdisU}} + \eta_{y,d,t}^{\text{PdisD}} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{\text{EU}} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{\text{ED}} \right. \\ \left. + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{\text{EU}} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{\text{ED}} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{\text{EU}} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{\text{ED}} \right) = 0 \quad (2-115)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^{\text{off}} \\ \left(\lambda_y^{\text{BP}} - \eta_{y,d,t}^{\text{PdisU}} + \eta_{y,d,t}^{\text{PdisD}} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{\text{EU}} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{\text{ED}} \right. \\ \left. + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{\text{EU}} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{\text{ED}} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{\text{EU}} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{\text{ED}} \right) = 0 \quad (2-116)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^p \\ \left(-\lambda_y^{\text{Sof}} - \eta_{y,d,t}^{\text{PchU}} + \eta_{y,d,t}^{\text{PchD}} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{\text{ED}} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{\text{EU}} \right. \\ \left. + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{\text{ED}} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{\text{EU}} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{\text{ED}} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{\text{EU}} \right) = 0 \quad (2-117)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^{\text{off}} \\ \left(-\lambda_y^{\text{SP}} - \eta_{y,d,t}^{\text{PchU}} + \eta_{y,d,t}^{\text{PchD}} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{\text{ED}} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{\text{EU}} \right. \\ \left. + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{\text{ED}} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{\text{EU}} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{\text{ED}} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{\text{EU}} \right) = 0 \quad (2-118)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{\text{PdisU}} \leq MW_{y,d,t}^{\text{PdisU}} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-119)$$

$$P^{\max} - P_{y,d,t}^{\text{Dis}} \leq M(1 - W_{y,d,t}^{\text{PdisU}}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-120)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{\text{PdisD}} \leq MW_{y,d,t}^{\text{PdisD}} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-121)$$

$$P_{y,d,t}^{\text{Dis}} \leq M(1 - W_{y,d,t}^{\text{PdisD}}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-122)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{\text{PchU}} \leq MW_{y,d,t}^{\text{PchU}} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-123)$$

$$P^{\max} - P_{y,d,t}^{\text{Ch}} \leq M(1 - W_{y,d,t}^{\text{PchU}}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-124)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{\text{PchD}} \leq MW_{y,d,t}^{\text{PchD}} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-125)$$

$$P_{y,d,t}^{Ch} \leq M (1 - W_{y,d,t}^{PchD}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-126)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{EU} \leq M W_{y,d,t}^{EU} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-127)$$

$$E^{max} - E_{y,d,t} \leq M (1 - W_{y,d,t}^{EU}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-128)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{ED} \leq M W_{y,d,t}^{ED} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-129)$$

$$E_{y,d,t} \leq M (1 - W_{y,d,t}^{ED}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-130)$$

مسئله بهینه‌سازی تک‌سطحی که اکنون به دست آمده است، یک مسئله غیرخطی است و با توجه به ماهیت مسئله، که مربوط به برنامه‌ریزی توسعه در یک دوره زمانی است، ابعاد آن بزرگ است. در این صورت، حل این مسئله با روش‌های غیرخطی نه تنها ممکن است به جواب دقیق نرسد، بلکه ممکن است منجر به عدم همگرایی در حل مسئله بشود. بدین ترتیب، لازم است که مسئله تک‌سطحی ارائه شده خطی شود تا بتوان رسیدن به جواب بهینه سراسری را تضمین کرد. تنها بخش غیرخطی مدل فوق، در جملات مربوط به Cost در تابع هدف (رابطه ۲-۸۹) دیده می‌شود که عبارتند از $P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{SP}$ ، $P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{BP}$ ، $P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{Bof}$ ، $P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{Sof}$. این عبارت‌های غیرخطی می‌توانند حل مسئله را دچار مشکل کنند، مانع از یافتن بیشینه سراسری شوند و جواب مسئله را در بیشینه‌های محلی قرار دهند. در این بخش، سعی بر حل این مشکل خواهد بود تا در نهایت یک مسئله بهینه‌سازی خطی داشته باشیم.

با توجه دوباره به مسئله بهینه‌سازی سطح دوم (مجموعه روابط ۲-۶۲) تا (۲-۶۶) می‌توان فهمید که این روابط خطی بوده و شرایط تئوری دوگان قوی^۱ (SDT) برای آن برقرار است. بر اساس این تئوری، بهینه مسئله (۲-۶۲) - (۲-۶۶) با بهینه‌ی دوگان آن برابر خواهد بود. این امر را می‌توان به صورت ریاضی به کمک رابطه (۲-۱۳۱) نشان داد.

$$\sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \left(\sum_{t \in T^{off}} P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{Bof} - P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{Sof} + \sum_{t \in T^P} P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{BP} - P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{SP} \right) = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} P^{max} (\eta_{y,d,t}^{PdisU} + \eta_{y,d,t}^{PchU}) + E^{max} \eta_{y,d,t}^{EU} \quad (2-131)$$

در رابطه فوق، سمت چپ تساوی همان تابع هدف مسئله سطح دوم (رابطه ۲-۶۲) است و سمت راست تساوی نیز تابع هدف دوگان مسئله سطح دوم (روابط ۲-۶۲) تا (۲-۶۶) می‌باشد. با توجه به برقرار بودن شرایط SDT، این دو تابع هدف در نقاط بهینه خود مقادیر یکسانی دارند. با در نظر داشتن رابطه (۲-۱۳۱)، سایر عملیات ریاضی مورد نیاز برای خطی‌سازی عبارات ذکر شده بیان می‌شوند.

با استفاده از ضرب عبارت $P_{y,d,t}^{Ch}$ در رابطه (۲-۷۰)، که توسط شرایط KKT به دست آمده بود، می‌توان نوشت:

$$\begin{aligned}
& \left(-\lambda_y^{Sof} - \eta_{y,d,t}^{PchU} + \eta_{y,d,t}^{PchD} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} \right. \\
& \left. + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} \right) = 0 \Rightarrow \\
& \left(\begin{aligned} & -P_{y,d,t}^{Ch} \eta_{y,d,t}^{PchU} + P_{y,d,t}^{Ch} \eta_{y,d,t}^{PchD} + \\ & P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} \\ & + P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} \\ & + P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} \end{aligned} \right) = P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{Sof} \quad (2-132)
\end{aligned}$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^{off}$$

از طرف دیگر، بر اساس قید متمم (۷۴-۲) داریم:

$$\begin{aligned}
0 \leq \eta_{y,d,t}^{PchU} \perp (P_{y,d,t}^{Ch} - P^{max}) \geq 0 & \Rightarrow \eta_{y,d,t}^{PchU} (P_{y,d,t}^{Ch} - P^{max}) = 0 \\
\eta_{y,d,t}^{PchU} P_{y,d,t}^{Ch} &= \eta_{y,d,t}^{PchU} P^{max} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-133)
\end{aligned}$$

به همین ترتیب، با استفاده از قید متمم (۷۵-۲) داریم:

$$\begin{aligned}
0 \leq \eta_{y,d,t}^{PchD} \perp P_{y,d,t}^{Ch} \geq 0 & \Rightarrow \eta_{y,d,t}^{PchD} P_{y,d,t}^{Ch} = 0 \\
& \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-134)
\end{aligned}$$

با جایگزینی نتایج به دست آمده از روابط (۱۳۳-۲) و (۱۳۴-۲) در رابطه (۱۳۲-۲) خواهیم داشت:

$$\begin{aligned}
& \left(\underbrace{-P_{y,d,t}^{Ch} \eta_{y,d,t}^{PchU}}_{-\eta_{y,d,t}^{PchU} P^{max}} + \underbrace{P_{y,d,t}^{Ch} \eta_{y,d,t}^{PchD}}_0 + \right. \\
& P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} \\
& + P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} \\
& \left. + P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} \right) = P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{Sof} \quad (2-135)
\end{aligned}$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^{off}$$

با تکرار همین روند، با ضرب عبارت $P_{y,d,t}^{Dis}$ در رابطه (۲-۶۸)، که توسط شرایط KKT به دست آمده بود، می‌توان نوشت:

$$\left(\begin{aligned} & \lambda_y^{Bof} - \eta_{y,d,t}^{PdisU} + \eta_{y,d,t}^{PdisD} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} \\ & + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} \end{aligned} \right) \times P_{y,d,t}^{Dis} = 0 \Rightarrow$$

$$\left(\begin{aligned} & P_{y,d,t}^{Dis} \eta_{y,d,t}^{PdisU} - P_{y,d,t}^{Dis} \eta_{y,d,t}^{PdisD} - \\ & P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} \\ & - P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} \\ & - P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} \end{aligned} \right) = P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{Bof} \quad (2-136)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^{off}$$

از طرف دیگر، بر اساس قید متمم (۲-۷۲) داریم:

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{PdisU} \perp (P_{y,d,t}^{Dis} - P^{max}) \geq 0 \Rightarrow \eta_{y,d,t}^{PdisU} (P_{y,d,t}^{Dis} - P^{max}) = 0 \quad (2-137)$$

$$\eta_{y,d,t}^{PdisU} P_{y,d,t}^{Dis} = \eta_{y,d,t}^{PdisU} P^{max} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T$$

به همین ترتیب، با استفاده از قید متمم (۲-۷۳) داریم:

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{PdisD} \perp P_{y,d,t}^{Dis} \geq 0 \Rightarrow \eta_{y,d,t}^{PdisD} P_{y,d,t}^{Dis} = 0 \quad (2-138)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T$$

با جایگزینی نتایج به دست آمده از روابط (۲-۱۳۷) و (۲-۱۳۸) در رابطه (۲-۱۳۶) خواهیم داشت:

$$\left(\begin{array}{l} \underbrace{P_{y,d,t}^{Dis} \eta_{y,d,t}^{PdisU}}_{\eta_{y,d,t}^{PdisU} P^{max}} - \underbrace{P_{y,d,t}^{Dis} \eta_{y,d,t}^{PdisD}}_0 - \\ P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} \\ - P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} \\ - P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} \end{array} \right) = P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{Bof} \quad (2-139)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^{off}$$

با تکرار همین روند، با ضرب عبارت $P_{y,d,t}^{Ch}$ در رابطه (۲-۷۱)، که توسط شرایط KKT به دست آمده بود، می‌توان

نوشت:

$$\left(\begin{array}{l} -\lambda_y^{SP} - \eta_{y,d,t}^{PchU} + \eta_{y,d,t}^{PchD} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} \\ + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} \end{array} \right) \stackrel{\times P_{y,d,t}^{Ch}}{=} 0 \Rightarrow$$

$$\left(\begin{array}{l} -P_{y,d,t}^{Ch} \eta_{y,d,t}^{PchU} + P_{y,d,t}^{Ch} \eta_{y,d,t}^{PchD} + \\ P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} \\ + P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} \\ + P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} \end{array} \right) = P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{SP} \quad (2-140)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^p$$

با جایگزینی نتایج به دست آمده از روابط (۲-۱۳۳) و (۲-۱۳۴) در رابطه (۲-۱۴۰) خواهیم داشت:

$$\left(\begin{array}{l} \underbrace{-P_{y,d,t}^{Ch} \eta_{y,d,t}^{PchU}}_{-\eta_{y,d,t}^{PchU} P^{max}} + \underbrace{P_{y,d,t}^{Ch} \eta_{y,d,t}^{PchD}}_0 + \\ P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} \\ + P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} \\ + P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} \end{array} \right) = P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{SP} \quad (2-141)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^P$$

با تکرار همین روند، با ضرب عبارت $P_{y,d,t}^{Dis}$ در رابطه (۲-۶۹)، که توسط شرایط KKT به دست آمده بود، می‌توان

نوشت:

$$\left(\begin{array}{l} \lambda_y^{BP} - \eta_{y,d,t}^{PdisU} + \eta_{y,d,t}^{PdisD} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} \\ + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} \end{array} \right) \times P_{y,d,t}^{Dis} = 0 \Rightarrow$$

$$\left(\begin{array}{l} P_{y,d,t}^{Dis} \eta_{y,d,t}^{PdisU} - P_{y,d,t}^{Dis} \eta_{y,d,t}^{PdisD} - \\ P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} \\ - P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} \\ - P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} \end{array} \right) = P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{BP} \quad (2-142)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^P$$

با جایگزینی نتایج به دست آمده از روابط (۲-۱۳۷) و (۲-۱۳۸) در رابطه (۲-۱۴۲) خواهیم داشت:

$$\left(\begin{array}{l} \underbrace{P_{y,d,t}^{Dis} \eta_{y,d,t}^{PdisU}}_{\eta_{y,d,t}^{PdisU} P^{max}} - \underbrace{P_{y,d,t}^{Dis} \eta_{y,d,t}^{PdisD}}_0 - \\ P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} \\ - P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} \\ - P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} \end{array} \right) = P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{BP} \quad (2-143)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^P$$

اکنون به کمک روابط (۲-۱۳۵)، (۲-۱۳۹)، (۲-۱۴۱) و (۲-۱۴۳)، می‌توان عبارت Cost معرفی شده در رابطه (۲-۸۹) را، که دارای جملات غیرخطی است، یک قدم به خطی‌سازی نزدیک کرد. بدین منظور، ابتدا عبارت Cost به صورت زیر بسط داده می‌شود:

$$\begin{aligned}
Cost = & \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \left(\sum_{t \in T^{off}} P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{Fix} \underbrace{- P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{Sof}}_{(135-2)} - P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{Gen} + \underbrace{P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{Bof}}_{(139-2)} \right. \\
& \left. + \sum_{t \in T^p} \underbrace{P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{BP}}_{(143-2)} - P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{Gen} \underbrace{- P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{SP}}_{(141-2)} + P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{Fix} \right) = \\
& \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \left(\sum_{t \in T^{off}} \left(\eta_{y,d,t}^{PchU} P^{max} + \eta_{y,d,t}^{PdisU} P^{max} - P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} \right. \right. \\
& - P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} - P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} \\
& - P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} \\
& \left. \left. - P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} \right) \right. \\
& \left. + \sum_{t \in T^p} \left(\eta_{y,d,t}^{PdisU} P^{max} + \eta_{y,d,t}^{PchU} P^{max} - P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} \right. \right. \\
& - P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} - P_{y,d,t}^{Dis} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} \\
& - P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} \\
& \left. \left. - P_{y,d,t}^{Ch} \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} \right) \right) \\
& + \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{Fix} - P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{Gen}
\end{aligned}
\tag{۲-۱۴۴}$$

با ساده‌سازی رابطه فوق خواهیم داشت:

$$Cost = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \left(P^{max}_{y,d,t} (\eta^{PchU}_{y,d,t} + \eta^{PdisU}_{y,d,t}) + \right. \\ \left. \left(\sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta^{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}_{y,d,t}^{EU} - \eta^{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}_{y,d,t}^{ED} \right) + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta^{\hat{d},\hat{t}}_{y,d,t}^{EU} - \eta^{\hat{d},\hat{t}}_{y,d,t}^{ED} \right. \\ \left. + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta^{\hat{t}}_{y,d,t}^{EU} - \eta^{\hat{t}}_{y,d,t}^{ED} \right) + P^{Ch}_{y,d,t} \lambda^{Fix}_y - P^{Dis}_{y,d,t} \lambda^{Gen}_y \quad (2-145)$$

در رابطه فوق، جمله دوم رابطه (۲-۱۴۵) هنوز غیرخطی است. برای خطی‌سازی این جمله، از سمت چپ رابطه (۲-۱۳۱)، که از شرایط SDT به دست آمده بود، استفاده می‌شود. با بسط این رابطه، دیده می‌شود که این همان رابطه (۲-۱۴۴) است که فاقد جمله $P^{Ch}_{y,d,t} \lambda^{Fix}_y - P^{Dis}_{y,d,t} \lambda^{Gen}_y$ می‌باشد. بنابراین، با استفاده از رابطه (۲-۱۴۵) که با (۲-۱۴۴) معادل است، می‌توان رابطه (۲-۱۳۱) را به صورت زیر بازنویسی کرد:

$$Profit^B = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \left(\underbrace{\sum_{t \in T^{off}} P^{Dis}_{y,d,t} \lambda^{Bof}_y}_{(139-2)} - \underbrace{P^{Ch}_{y,d,t} \lambda^{Sof}_y}_{(135-2)} + \underbrace{\sum_{t \in T^p} P^{Dis}_{y,d,t} \lambda^{BP}_y}_{(143-2)} - \underbrace{P^{Ch}_{y,d,t} \lambda^{SP}_y}_{(141-2)} \right) = \\ \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \left(P^{max}_{y,d,t} (\eta^{PchU}_{y,d,t} + \eta^{PdisU}_{y,d,t}) + \right. \\ \left(\sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta^{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}_{y,d,t}^{EU} - \eta^{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}_{y,d,t}^{ED} \right) + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta^{\hat{d},\hat{t}}_{y,d,t}^{EU} - \eta^{\hat{d},\hat{t}}_{y,d,t}^{ED} \\ \left. + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta^{\hat{t}}_{y,d,t}^{EU} - \eta^{\hat{t}}_{y,d,t}^{ED} \right) \quad (2-146)$$

با توجه به معادل بودن رابطه (۲-۱۴۶) با سمت راست رابطه (۲-۱۳۱)، که از شرایط SDT به دست آمده بود، می‌توان به رابطه زیر رسید:

$$\begin{aligned}
Profit^B = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} & \left(P^{max} (\eta_{y,d,t}^{PchU} + \eta_{y,d,t}^{PdisU}) + \right. \\
& \left. (P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis}) \left(\sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} \right) \right. \\
& \left. + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} \right. \\
& \left. + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} \right) \quad (2-147) \\
= \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} & P^{max} (\eta_{y,d,t}^{PdisU} + \eta_{y,d,t}^{PchU}) + E^{max} \eta_{y,d,t}^{EU}
\end{aligned}$$

و در نهایت، با جایگزینی رابطه (2-147) در رابطه (2-145) خواهیم داشت:

$$Cost = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \left(P^{max} (\eta_{y,d,t}^{PdisU} + \eta_{y,d,t}^{PchU}) + E^{max} \eta_{y,d,t}^{EU} \right. \\
\left. + P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{Fix} - P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{Gen} \right) \quad (2-148)$$

بدین ترتیب، رابطه تابع هزینه کاملاً خطی خواهد شد. در نهایت، می‌توان فرمولاسیون تک‌سطحی خطی شده نهایی مسئله را به صورت مجموعه روابط زیر نوشت. لازم به ذکر است که برای این منظور از مدل دوم سود، که پیچیده‌تر است، استفاده می‌شود و اعمال روابط به مدل اول نیز به شکل مشابه و ساده‌تری انجام خواهد شد.

$$Max_{\Delta} Z = Profit - Cost \quad (2-149)$$

$$Cost = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \left(P^{max} (\eta_{y,d,t}^{PdisU} + \eta_{y,d,t}^{PchU}) + E^{max} \eta_{y,d,t}^{EU} \right. \\
\left. + P_{y,d,t}^{Ch} \lambda_y^{Fix} - P_{y,d,t}^{Dis} \lambda_y^{Gen} \right) \quad (2-150)$$

$$Profit = Profit^L + Profit^T + Profit^G \quad (2-151)$$

$$M (\chi_{y,d,t}^{TS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M \chi_{y,d,t}^{TS} \quad (2-152) \\
\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T$$

$$M (\chi_y^{TS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{TS} \leq M \chi_y^{TS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-153)$$

$$M (\chi_y^{TT} - 1) \leq \chi_y^{TS1} - \chi_{y-1}^{TS1} - 0.1 \leq M \chi_y^{TT} \quad \forall y \in Y \quad (2-154)$$

$$Profit^T = \sum_{y \in Y} \chi_y^{TT} \left(\pi^T \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^T}} \right) \right) \quad (2-155)$$

$$M (\chi_{y,d,t}^{LS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M \chi_{y,d,t}^{LS} \quad (2-156) \\
\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T$$

$$M (\chi_y^{LS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{LS} \leq M \chi_y^{LS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-157)$$

$$M(\chi_y^{LT} - 1) \leq \chi_y^{LS1} - \chi_{y-1}^{LS1} - 0.1 \leq M \chi_y^{LT} \quad \forall y \in Y \quad (2-158)$$

$$Profit^L = \sum_{y \in Y} \chi_y^{LT} \left(\pi^L \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^L}} \right) \right) \quad (2-159)$$

$$M(\chi_{y,d,t}^{GS} - 1) \leq P_{y,d,t}^{De} + P_{y,d,t}^{Ch} - P_{y,d,t}^{Dis} - P^{CT} \leq M \chi_{y,d,t}^{GS} \quad (2-160)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T$$

$$M(\chi_y^{GS1} - 1) \leq -0.1 + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \chi_{y,d,t}^{GS} \leq M \chi_y^{GS1} \quad \forall y \in Y \quad (2-161)$$

$$M(\chi_y^{GT} - 1) \leq \chi_y^{GS1} - \chi_{y-1}^{GS1} - 0.1 \leq M \chi_y^{GT} \quad \forall y \in Y \quad (2-162)$$

$$Profit^G = \sum_{y \in Y} \chi_y^{GT} \left(\pi^G \left(1 - \frac{1}{(1+i)^{y-y^G}} \right) \right) \quad (2-163)$$

$$\lambda_y^{Sof} = \gamma^{Sof} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-164)$$

$$0 \leq \gamma^{Sof} \leq 1 \quad (2-165)$$

$$\lambda_y^{Bof} = \gamma^{BoF} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-166)$$

$$0 \leq \gamma^{BoF} \leq 1 \quad (2-167)$$

$$\lambda_y^{SP} = \gamma^{SP} \lambda_y^{Fix} \quad \forall y \in Y \quad (2-168)$$

$$1 \leq \gamma^{SP} \quad (2-169)$$

$$\lambda_y^{BP} = \gamma^{BP} \lambda_y^{Gen} \quad \forall y \in Y \quad (2-170)$$

$$1 \leq \gamma^{BP} \quad (2-171)$$

$$0 \leq P_{y,d,t}^{Dis} \leq P^{max} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-172)$$

$$0 \leq P_{y,d,t}^{Ch} \leq P^{max} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-173)$$

$$E_{y,d,t} = \left(\sum_{\hat{y}=1}^{y-1} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} P_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{Ch} - P_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{Dis} + \sum_{\hat{d}=1}^{d-1} \sum_{\hat{t} \in T} P_{y,\hat{d},\hat{t}}^{Ch} - P_{y,\hat{d},\hat{t}}^{Dis} + \sum_{\hat{t}=1}^t P_{y,d,\hat{t}}^{Ch} - P_{y,d,\hat{t}}^{Dis} \right) \quad (2-174)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T$$

$$0 \leq E_{y,d,t} \leq E^{max} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-175)$$

$$\left(\lambda_y^{Bof} - \eta_{y,d,t}^{PdisU} + \eta_{y,d,t}^{PdisD} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} \right. \\ \left. + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} \right) = 0 \quad (2-176)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^{off}$$

$$\left(\lambda_y^{BP} - \eta_{y,d,t}^{PdisU} + \eta_{y,d,t}^{PdisD} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} \right) \\ + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} = 0 \quad (2-177)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^p$$

$$\left(-\lambda_y^{Sof} - \eta_{y,d,t}^{PchU} + \eta_{y,d,t}^{PchD} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} \right) \\ + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} = 0 \quad (2-178)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^{off}$$

$$\left(-\lambda_y^{SP} - \eta_{y,d,t}^{PchU} + \eta_{y,d,t}^{PchD} + \sum_{\substack{\hat{y} \in Y \\ \hat{y} > y}} \sum_{\hat{d} \in D} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{\hat{y},\hat{d},\hat{t}}^{EU} \right) \\ + \sum_{\substack{\hat{d} \in D \\ \hat{d} > d}} \sum_{\hat{t} \in T} \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,\hat{d},\hat{t}}^{EU} + \sum_{\substack{\hat{t} \in T \\ \hat{t} \geq t}} \eta_{y,d,\hat{t}}^{ED} - \eta_{y,d,\hat{t}}^{EU} = 0 \quad (2-179)$$

$$\forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T^p$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{PdisU} \leq MW_{y,d,t}^{PdisU} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-180)$$

$$P_{y,d,t}^{max} - P_{y,d,t}^{Dis} \leq M (1 - W_{y,d,t}^{PdisU}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-181)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{PdisD} \leq MW_{y,d,t}^{PdisD} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-182)$$

$$P_{y,d,t}^{Dis} \leq M (1 - W_{y,d,t}^{PdisD}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-183)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{PchU} \leq MW_{y,d,t}^{PchU} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-184)$$

$$P_{y,d,t}^{max} - P_{y,d,t}^{Ch} \leq M (1 - W_{y,d,t}^{PchU}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-185)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{PchD} \leq MW_{y,d,t}^{PchD} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-186)$$

$$P_{y,d,t}^{Ch} \leq M (1 - W_{y,d,t}^{PchD}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-187)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{EU} \leq MW_{y,d,t}^{EU} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-188)$$

$$E^{max} - E_{y,d,t} \leq M(1 - W_{y,d,t}^{EU}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-189)$$

$$0 \leq \eta_{y,d,t}^{ED} \leq MW_{y,d,t}^{ED} \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-190)$$

$$E_{y,d,t} \leq M(1 - W_{y,d,t}^{ED}) \quad \forall y \in Y, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2-191)$$

۵-۵- مدل‌سازی تصمیم‌گیری مشترکین در قبال قیمت‌های حمایتی

در مدل‌سازی قسمت قبل، تصمیم‌گیری مشترکین خرد در حوزه بهره‌برداری از باتری‌هایشان مورد بررسی قرار گرفت. به عبارت بهتر در بخش قبل حوزه تمرکز صرفاً مشترکینی بود که به نصب باتری اقدام کرده بودند. در این بخش حوزه دیدگاه زمانی را برای مشترکین خانگی بلند مدت تر در نظر می‌گیریم و به این سوال پاسخ می‌دهیم که مشترکین خانگی در چه صورت به نصب باتری اقدام خواهند کرد. در واقع میزان ذخیره‌سازی که در شبکه‌ی توزیع توسط مشترکین خرد نصب می‌شود، تابعی از میزان جذاب بودن قیمت‌های حمایتی خواهد بود. هر چه که این میزان جذابیت بیشتر باشد، میزان مشارکت سرمایه‌گذاران خرد در این برنامه بیشتر خواهد بود. به عبارت بهتر، سرمایه‌گذاران خرد، با توجه به استراتژی سرمایه‌گذاری خود و میزان پذیرش ریسک قابل قبول، به برنامه‌ی نصب باتری پاسخ مثبت و یا منفی می‌دهند. مدل‌سازی این نوع پاسخ‌گویی در سیستم‌های قدرت مسأله جدیدی نیست و این موضوع قبلاً در مسائل مختلفی همچون برنامه‌ریزی خرده‌فروشان به کرات مورد بررسی قرار گرفته است [۲۱]–[۲۳]. سه روش عمده برای این منظور در کارهای قبلی مورد توجه قرار گرفته است که عبارتند از:

(۱) روش بازی‌ها^۱: در این روش، با فرض وجود یک محیط رقابتی بین مشترکین خرد و سیاست‌گذار بالادستی، سعی بر یافتن نقطه تعادل نش^۲ بین بازیگران سیستم خواهد بود [۲۱]. با یافتن این نقطه تعادل، میزان مشارکت سرمایه‌گذاران خرد نیز مشخص خواهد شد. یکی از مشکلات این روش، وجود فرض‌های بعضاً غیرواقعی است. به عنوان نمونه، این امر که بازیگران سیستم بر دستیابی به یک نقطه تعادل مانند تعادل نش تلاش می‌کنند، در دنیای واقعی و بازارهای مالی (به‌خصوص در بازه‌های کوتاه‌مدت) نقض شده است و به نوعی نقطه ضعف این روش محسوب می‌شود. همچنین، در این روش داده‌هایی مورد نیاز است که بعضاً یا در دسترس نیستند و یا بازیگران، به‌خصوص سرمایه‌گذاران خرد، از آنها اطلاعی ندارند. به عنوان مثال، نحوه مدل‌سازی رفتار سیاست‌گذار بالادستی و یا اهداف وی از این برنامه قطعاً برای سرمایه‌گذار خرد مفهوم و قابل دسترسی نخواهد بود.

(۲) روش عامل‌های هوشمند: در این روش، برای هر عنصر فعال در این روند تصمیم‌گیری، یک عامل هوشمند فرض می‌شود و با تکرار و ایجاد یک روند آموزشی برای این عناصر، نحوه پاسخ‌گویی آنها در آینده شبیه‌سازی می‌شود [۲۲]. از مزیت‌های این روش آن است که می‌تواند دسته‌های مختلف تصمیم‌گیر خرد را از منظر ریسک‌پذیری/گریزی و

Game theory^۱Nash equilibrium^۲

... با جزئیات مدل کند و امکان ایجاد یک مدل جامع را فراهم می‌کند. مشکل اساسی این روش، مانند روش قبلی، فقدان اطلاعات لازم برای مدل‌سازی رفتار هر آژانس خواهد بود. اطلاعاتی که مدل‌کننده رفتار سرمایه‌گذاران خرد باشد، به معنای وجود اطلاعات رفتاری مردم عادی است؛ در حالی که دسترسی به این اطلاعات نیازمند کار آماری نسبتاً سنگینی است که امکان اجرای آن در این پروژه وجود ندارد. مشکل بزرگتر این روش، نیاز به داده‌های گذشته برای آموزش آژانس‌ها است. در روند حل این‌گونه مدل‌ها، ابتدا به کمک داده‌های گذشته پارامترهای هر آژانس تعیین می‌شود و در نهایت، در روند تصمیم‌گیری مسأله از پارامترهای مستخرج از مرحله آموزش استفاده می‌شود. اما در مسأله مد نظر در این گزارش، داده گذشته وجود ندارد؛ چرا که چنین برنامه‌ای برای اولین بار مورد بررسی قرار گرفته است. بنابراین، امکان انجام مرحله آموزش با داده‌های مناسب وجود ندارد.

۳) روش نمودار PQC^1 : این روش، برای مسائلی با فقدان داده کافی طراحی شده است و سعی در ساده‌سازی و تجمعی کردن مدل دارد [۲۳]. در این روش، میزان پاسخ‌گویی مشترکین به صورت تابعی از میزان جذابیت قیمت‌های حمایتی مدل می‌شود. این تابع، میزان کل پاسخ‌گویی مشترکین را به صورت تجمعی در نظر می‌گیرد و می‌تواند به صورت خطی یا پلکانی در نظر گرفته شود. در این روش، فرض بر این است که عدم قطعیت‌های رفتار سرمایه‌گذاران خرد، یکدیگر را تعدیل می‌کنند و در نهایت یک رفتار یکنواخت قابل مشاهده خواهد بود. هر چه تعداد مشارکت‌کنندگان (سرمایه‌گذاران خرد) بیشتر باشد، انتظار یک رفتار هموارتر نیز بیشتر خواهد شد. این امر، با توجه به کثرت مشترکین شبکه برق، چندان دور از انتظار نخواهد بود.

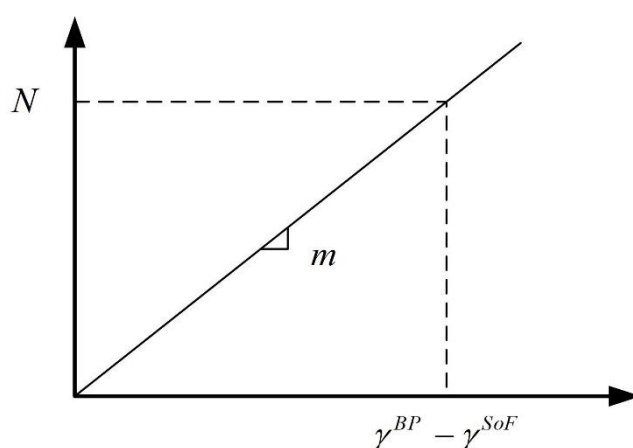
بنابراین، با توجه به محدودیت داده‌های در دسترس در شبکه برق ایران، در این گزارش نحوه تصمیم‌گیری مشترکین در مورد سرمایه‌گذاری یا عدم سرمایه‌گذاری در قبال برنامه حمایتی ارائه شده از سمت سیاست‌گذار بالا دست، از طریق روش PQC تعیین می‌شود. در این روش، میزان پاسخ‌گویی مشترکین خرد به میزان محبوبیت قیمت‌های حمایتی از طریق یک تابع خطی و با استفاده از روابط (۲-۱۹۲) تا (۲-۱۹۴) مدل می‌شود:

$$N = m(\gamma^{BP} - \gamma^{SoF}) \quad (2-192)$$

$$P^{max} = N \times P^{avg} \quad (2-193)$$

$$E^{max} = N \times E^{avg} \quad (2-194)$$

در روابط فوق، میزان جذابیت قیمت‌های حمایتی توسط عبارت $(\gamma^{BP} - \gamma^{SoF})$ مدل شده است. γ^{BP} ، ضریب تعیین‌کننده قیمت خرید برق از دارندگان باتری در دوره پیک و γ^{SoF} نیز ضریب تعیین‌کننده قیمت فروش برق به دارندگان باتری در دوره غیرپیک است. در واقع، یک الگوی مناسب شارژ و دشارژ از دید هر دو سمت سیاست‌گذار بالادستی و سرمایه‌گذار خرد این است که دارند باتری در دوره پیک شارژ و در دوره غیرپیک شارژ نماید. در این الگو، قیمت‌های حمایتی موثر λ_y^{BP} و λ_y^{SoF} خواهند بود. به عبارت دیگر، هر چه اختلاف این دو قیمت بیشتر باشد، امکان کسب سود برای سرمایه‌گذار خرد نیز بیشتر است و سرمایه‌گذاری جذاب‌تری محسوب می‌شود. برای این مدل‌سازی، از اختلاف ضرایب γ^{BP} و γ^{SoF} به نمایندگی از اختلاف قیمت‌های λ_y^{BP} و λ_y^{SoF} استفاده شده است. میزان این اختلاف در فاکتور m ضرب شده تا تعداد مشترکین متقاعدشده به نصب ذخیره‌ساز (N) در اثر قیمت‌های حمایتی تعیین شود. به عبارت دیگر، N نشان‌دهنده تعداد کل مشترکینی است که در برنامه نصب ذخیره‌ساز شرکت کرده‌اند. نمای گرافیکی مدل PQC در شکل (۴-۵) نمایش داده شده است.



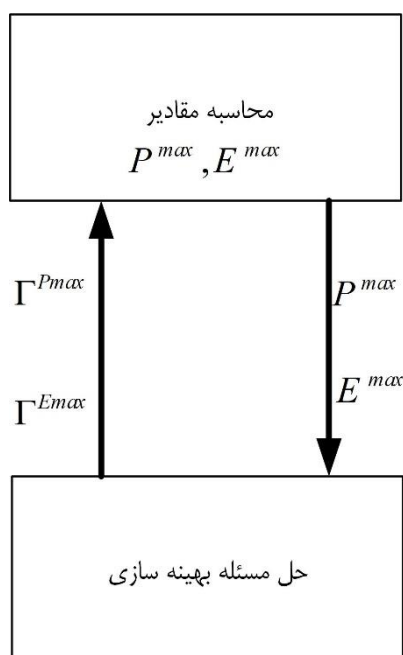
شکل ۵-۴: نمای گرافیکی مدل PQC استفاده‌شده در پروژه

در روابط (۲-۱۹۳) و (۲-۱۹۴) نیز به ترتیب ظرفیت و انرژی مجموع ذخیره‌سازهای نصب‌شده در شبکه تخمین زده شده است. لازم به ذکر است که در این روابط، از ظرفیت متوسط (P^{avg}) و انرژی متوسط (E^{avg}) برای باتری‌های نصب‌شده در شبکه استفاده شده است، که یک فرض ساده‌کننده است. با اضافه کردن روابط (۲-۱۹۲) تا (۲-۱۹۴) به عنوان قید به مدل بهینه‌سازی ارائه‌شده، مسأله از حالت خطی خارج و به یک مدل غیرخطی تبدیل خواهد شد؛ چرا که با اعمال این قیود، عبارات P^{max} و E^{max} در رابطه (۲-۱۵۰) دیگر پارامتر نیستند و به متغیر تبدیل خواهند شد. همان‌طور که قبلاً نیز اشاره شد، یک مدل غیرخطی برای مسأله‌ای با ابعاد ارائه شده در این گزارش، می‌تواند به عدم همگرایی و یا جواب‌های غیربهینه منجر شود. برای حل این مشکل، مجموعه قیود فوق به صورت روابط (۲-۱۹۵) تا (۲-۱۹۶) بازنویسی و به مدل بهینه‌سازی اضافه می‌شوند. در این روابط ε مقدار بسیار کوچکی بوده تا بتوان به کمک آن تقریب ناچیزی به مسئله اضافه کرد و روابط مساوی را به رابطه نامساوی تبدیل نمود.

$$P^{max} - \varepsilon \leq m(\gamma^{BP} - \gamma^{SoF})P^{avg} \leq P^{max} + \varepsilon \quad (2-195)$$

$$E^{max} - \varepsilon \leq m(\gamma^{BP} - \gamma^{SoF})E^{avg} \leq E^{max} + \varepsilon \quad (2-196)$$

در این روابط، همچنان فرض شده است که P^{max} و E^{max} پارامتر هستند تا خطی بودن مدل بهینه‌سازی کماکان حفظ شود. در گام بعدی، برای محاسبه مقادیر P^{max} و E^{max} از یک روند رفت و برگشتی تکراری استفاده خواهد شد. در این روند، مقادیر P^{max} و E^{max} به کمک ضرایب لاگرانژ محاسبه‌شده در حل مسأله بهینه‌سازی به‌روزرسانی می‌شوند. بدین منظور، می‌توان از فلوجارت شکل (۵-۵) برای اعمال غیرمستقیم قیود (۲-۱۹۲) تا (۲-۱۹۴) استفاده کرد.



شکل ۵-۵: فلوچارت نحوه تخمین میزان مشارکت سرمایه‌گذاران خرد به کمک PQC بدون غیرخطی شدن مسئله

همان‌طور که در شکل فوق مشاهده می‌شود، دو بخش کلی در فلوچارت موجود است. در بخش پایین، حل مسئله بهینه‌سازی، که در قسمت‌های قبل مورد بررسی قرار گرفت، انجام می‌شود. این بخش جهت انجام بهینه‌سازی نیازمند داشتن مقادیر P^{max} ، E^{max} خواهد بود که در بخش بالایی محاسبه و به عنوان ورودی به بخش پایینی ارسال می‌شود. به‌منظور محاسبه مقادیر P^{max} و E^{max} در بخش بالایی، در ابتدا مقادیر ضرایب لاگرانژ نظیر قیود (۲-۱۹۵) تا (۲-۱۹۶)، که به ترتیب با Γ^{Pmax} و Γ^{Emax} نمایش داده می‌شوند، از بخش پایینی به بخش بالایی ارسال می‌شوند. این ضرایب در واقع به معنی میزان حساسیت تابع هدف هسته بهینه‌سازی نسبت به تغییرات P^{max} و E^{max} هستند و به نوعی بیان‌گر فیدبک مسئله پایین‌دست به مسئله بالادست می‌باشند. به عنوان مثال، اگر ضریب لاگرانژ مربوط به قید P^{max} (Γ^{Pmax}) مثبت شد، به این معنی است که برای افزایش تابع هدف، لازم است که مقدار P^{max} افزایش یابد. در بخش بالایی، با دریافت مقادیر Γ^{Pmax} و Γ^{Emax} ، مقادیر جدید P^{max} و E^{max} از طریق روابط (۲-۱۹۷) تا (۲-۱۹۹) محاسبه و دوباره به بخش پایینی برای انجام فرایند بهینه‌سازی ارسال می‌شوند. این یک فرآیند تکراری است تا زمانی که همگرایی (بر مبنای معیاری که در ادامه خواهد آمد) حاصل شود.

$$N^{(k+1)} = N^{(k)} + \frac{\mu_1 \Gamma^{Pmax(k)} + \mu_2 \Gamma^{Emax(k)}}{2} \quad (2-197)$$

$$P^{max(k+1)} = N^{(k+1)} \times P^{avg} \quad (2-198)$$

$$E^{max(k+1)} = N^{(k+1)} \times E^{avg} \quad (2-199)$$

در رابطه (۲-۱۹۷)، تعداد مشترکین مرحله $(k+1)$ ام، که با $(N^{(k+1)})$ نمایش داده می‌شود، از خروجی‌های مرحله k ام بخش پایینی ($\Gamma^{Pmax(k)}$ و $\Gamma^{Emax(k)}$) به دست می‌آید. برای این منظور از میانگین وزن‌دار ضرایب لاگرانژ (با به کارگیری ضرایب μ_1 و μ_2 به ترتیب برای Γ^{Pmax} و Γ^{Emax}) استفاده شده است. در این روند، با به کارگیری ضرایب کندکنندگی μ ($0 \leq \mu \leq 1$)، سرعت و دقت همگرایی تنظیم می‌شود. با این کار، از برداشتن گام‌های بزرگ در روند

تکراری جلوگیری می‌شود و همگرایی به خطر نمی‌افتد. بعد از مشخص شدن تعداد مشترکین مرحله $k+1$ ام، مقادیر ظرفیت $P^{max(k+1)}$ و انرژی $E^{max(k+1)}$ مرحله $k+1$ ام به ترتیب بر مبنای روابط (۲-۱۹۸) و (۲-۱۹۹) محاسبه می‌شوند. در ادامه، مقادیر $P^{max(k+1)}$ و $E^{max(k+1)}$ از بخش بالایی به بخش پایینی ارسال می‌شود تا مقادیر $\Gamma^{Pmax(k+1)}$ و $\Gamma^{Emax(k+1)}$ به‌روزرسانی شوند. این روند تکراری تا جایی ادامه خواهد یافت که مقدار Err، که از رابطه (۲-۲۰۰) محاسبه می‌شود، تغییر محسوسی نکند. پس از آن، می‌توان دریافت که همگرایی حاصل شده است.

$$Err = \left| \frac{(P^{max(k+1)} - P^{max(k)}) + (E^{max(k+1)} - E^{max(k)})}{2} \right| \quad (2-200)$$

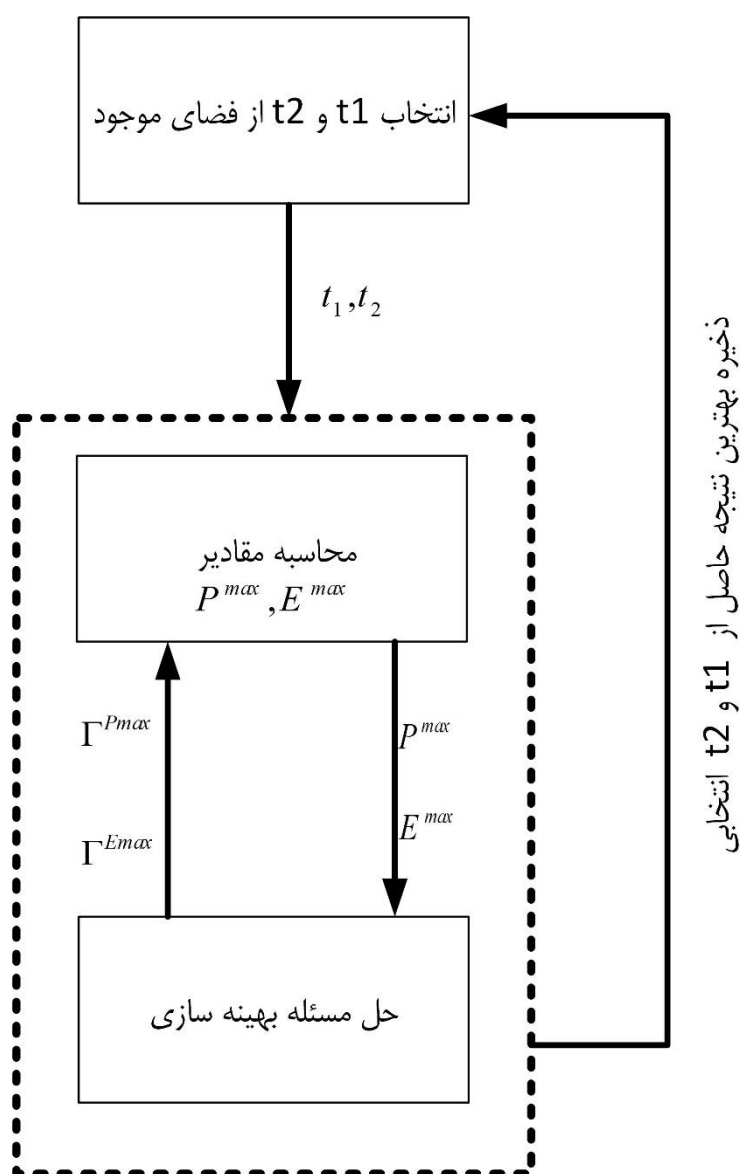
۵-۶- تعیین دوره‌های بهینه پیک و غیرپیک

همان‌طور که در این گزارش شرح داده شد، یکی از عوامل مهم در روند بهینه‌سازی ارائه‌شده، محدوده دوره‌های پیک و غیرپیک بار سیستم است. به عبارت دیگر، برای ترغیب مشترکین به نصب ذخیره‌ساز به کمک قیمت‌های حمایتی، نیاز به تعیین محدوده زمانی دوره‌های پیک و غیرپیک برای اعمال این قیمت‌ها وجود دارد. بدیهی است که تعیین این زمان‌ها می‌تواند بر نحوه کارکرد برنامه مد نظر سیاست‌گذار بالادستی تاثیرگذار باشد. به عنوان مثال، اگر بخشی از دوره پیک جزء دوره غیرپیک لحاظ شود، این امر منجر به افزایش بار سیستم در زمان غیرپیک می‌شود؛ چرا که مشترکین در این زمان‌ها اقدام به شارژ باتری می‌کنند.

بنابراین، لازم است که ساز و کار مناسبی جهت تعیین محدوده زمانی دوره‌های پیک و غیرپیک، یا در واقع زمان‌های t_1 و t_2 ، مشخص شود (به شکل (۵-۱) رجوع شود). بدیهی است که اگر روند تعیین بهینه زمان‌های t_1 و t_2 در فرآیند حل مسأله بهینه‌سازی گنجانده شود، این امر منجر به افزایش بیش از حد پیچیدگی مسأله خواهد شد. به عبارت دیگر، اضافه کردن اندیس‌هایی که خود متغیر تصمیم‌گیری مسئله هستند، منجر به غیر قابل حل شدن مدل خواهد شد.

از طرف دیگر، فضای جستجو برای یافتن مقادیر بهینه t_1 و t_2 فضای بزرگی نیست. اگر تمام ترکیب‌های t_1 و t_2 در نظر گرفته شوند، تعداد حالت‌ها برابر با $\frac{24 \times 23}{2} = 276$ خواهد بود. از طرف دیگر، بسیاری از این حالت‌ها نیاز به

بررسی ندارند؛ چرا که محدوده تقریبی t_1 و t_2 مشخص است و این امر باعث محدود شدن بیشتر فضای جستجو خواهد شد. به عنوان مثال اگر فضای معقول برای t_1 بین ساعات ۱۰ تا ۱۵ و فضای معقول برای t_2 بین ساعات ۱۶ تا ۲۱ باشد، فضای جستجوی مسئله برابر ۳۶ حالت خواهد بود. بدین ترتیب، می‌توان از الگوریتم جستجوی کامل فضای جواب برای تعیین زمان‌های بهینه t_1 و t_2 استفاده کرد. فلوچارت این الگوریتم در شکل (۵-۶) آمده است. در این شکل، فلوچارت شکل (۵-۵)، به عنوان هسته اصلی برنامه استفاده شده است. با اجرای یک حلقه بسته بر روی تمام ترکیب‌های محتمل t_1 و t_2 ، تمامی فضای محتمل موجود جستجو می‌شود. بدین ترتیب، پس از اتمام جستجو، ضمن تعیین مقادیر بهینه t_1 و t_2 ، مقادیر بهینه سایر کمیت‌های مسأله نیز تعیین می‌شوند.



شکل ۵-۶: فلوچارت نحوه محاسبه زمان‌های پیک و غیرپیک به روش جستجوی کامل

فصل ۶- مطالعه موردی

۶-۱- مقدمه

در این فصل، به پیاده‌سازی مدل پیشنهادی در فصل دوم بر روی یک سیستم با داده‌های واقعی پرداخته می‌شود. بدین منظور، با توجه به فلوچارت شکل (۵-۶)، مدل مربوط به حل مسأله بهینه‌سازی در نرم‌افزار GAMS پیاده‌سازی شده است و بقیه مدل، شامل یافتن مقادیر بهینه مشارکت سرمایه‌گذاران (محاسبه مقادیر P^{max} و E^{max}) و تعیین زمان‌های t_1 و t_2 در نرم‌افزار MATLAB پیاده‌سازی شده است. همچنین، کدهای پیاده‌سازی شده در این دو نرم‌افزار از طریق فرمت‌های wgdx و rgdx به یکدیگر متصل شده‌اند تا رفت و برگشت بین دو نرم‌افزار تا همگرایی کامل و جستجوی کامل فضای جواب انجام شود. در ادامه ابتدا به بیان داده‌های ورودی مسئله پرداخته می‌شود و پس از آن، نتایج شبیه‌سازی با توجه به داده‌های ورودی به تفصیل مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرد.

۶-۲- داده‌های ورودی

در این شبیه‌سازی، افق برنامه‌ریزی برابر متوسط طول عمر باتری لحاظ شده است. با در نظر گرفتن باتری‌های نوع Li-ion، که از رایج‌ترین انواع باتری‌ها با تکنولوژی جدید هستند، عمر تقریبی ۱۰ سال برای باتری‌ها لحاظ شده است. در این تحلیل، سعی شده است که از داده‌های نزدیک به واقعیت، مانند داده‌های مقالات گذشته و کارخانجات سازنده مانند Saft، استفاده شود [۲۴] و [۲۵]. همچنین، به منظور ساده‌سازی، عملکرد باتری نیز با بازدهی ۱۰۰ درصد لحاظ شده است (کل توان شارژ شده بدون اتلاف می‌تواند دشارژ شود). لازم به ذکر است که برای تحلیل برنامه‌ریزی بلندمدت در یک دوره ۱۰ ساله، این گونه ساده‌سازی‌ها در مقایسه با خطاهایی مانند پیش‌بینی بار و ... می‌تواند معقول باشند. همچنین در این بخش از داده‌های بار شبکه برق یزد استفاده شده است که در ادامه به تفصیل بیان می‌گردد.

از منظر مدل‌سازی بار نیز، هر سال با دو روز مدل شده است: روز مدل‌کننده فصول گرم و روز مدل‌کننده فصول سرد. همچنین، هر روز نیز به جای مدل‌سازی ۲۴ ساعته، به سه دوره زمانی ابتدای روز تا شروع پیک، زمان پیک و انتهای پیک تا انتهای روز مدل شده است. پس به طور خلاصه، می‌توان گفت که در این شبیه‌سازی، افق برنامه‌ریزی برابر ۱۰ سال لحاظ و به منظور ساده‌سازی، هر سال با دو روز و هر روز با سه دوره زمانی مدل شده است. لازم به ذکر است که این گونه ساده‌سازی‌های در برنامه‌ریزی بلندمدت رایج است. برخی از دلایل این امر عبارتند از:

۱) در افق‌های زمانی در حد ده سال، دقت پیش‌بینی (در اینجا پیش‌بینی بار) تا حد زیادی افت می‌کند و افزایش تفکیک زمانی دوره‌ها از طریق مواردی مانند مدل‌سازی کل ۳۶۵ روز سال یا کل ۲۴ ساعت روز، با وجود آن حد از خطای پیش‌بینی، به بهبود دقت مسأله کمکی نخواهد کرد و بعضاً می‌تواند به نتایج غلط منجر شود.

۲) مسائل برنامه‌ریزی بلندمدت، تا حد زیادی با مسأله سنگین شدن بار نرم‌افزاری و طولانی شدن مدت اجرای نرم‌افزار توسعه‌یافته برای حل مسأله روبرو هستند. در مدل فصل دوم، هرچند با روش‌های مختلف سعی شد که هسته اصلی بهینه‌سازی از نوع برنامه‌ریزی خطی باشد و سایر بخش‌های مختلف مرتبط با بهینه‌سازی نیز از طریق ایجاد روندهای تکراری از هسته اصلی جدا شوند و مسأله بهینه‌سازی سبک شود، ولی باز هم نرم‌افزار توسعه‌یافته برای هسته اصلی بهینه‌سازی کماکان سنگین محسوب می‌شود. افزایش تفکیک زمانی دوره‌های بار در این حالت، منجر به افزایش شدید بار نرم‌افزاری خواهد شد که نهایتاً برنامه نیازمند نامعقولی از حافظه داخلی شده و غیر قابل حل می‌شود. بنابراین، در نظر گرفتن چنین فرض‌های ساده‌سازی نه تنها کمک‌کننده است، بلکه برای حل مسأله نیز ضروری خواهد بود.

سایر پارامترهای ورودی این مطالعه موردی نیز در جدول (۶-۱) ذکر شده‌اند. در این جدول متوسط توان و انرژی برای باتری نوعی لحاظ شده است. قیمت برق خریداری‌شده از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع

(λ^G) برابر با نرخ خرید تضمینی از نیروگاه‌های مقیاس کوچک خورشیدی با توان کمتر از 20 kW فرض شده است که برابر با 1040 T/kWh (λ^G نماد تومان در نظر گرفته شده است) می‌باشد [۲۶]. برای قیمت فروش برق به مشترکین (λ^f) نیز، با توجه به پلکانی بودن قیمت برق در ایران و با توجه به ابعاد در نظر گرفته شده برای باتری (اگر 10kW را در طی یک ماه برای حداقل ۶۰ ساعت استفاده کند)، از پلکان آخر (انرژی مصرفی مازاد بر 600 kWh) استفاده شده است که قیمت آن برابر با 3757 T/kWh می‌باشد.

جدول ۶-۱: پارامترهای ورودی مسئله

پارامتر	مقدار	پارامتر	مقدار
P^{avg} [kW]	10	β_y^L	1.05
E^{avg} [kWh]	10	λ^G [T/kWh]	1040
m	1	β_y^G	1.05
α_y	1.076	M (عدد بزرگ)	1000
λ^f [T/kWh]	375.7		

برای تعیین ضریب رشد بار (α_y)، از داده‌های بار شرکت برق منطقه‌ای یزد استفاده شده است. در جدول (۶-۲)، داده‌های پیک بار سالانه این شرکت برای ۱۵ سال متوالی (از ۱۳۸۲ تا ۱۳۹۶) نمایش داده شده است. همچنین، در این جدول مقادیر رشد بار سالانه نسبت به سال قبل نیز مشخص شده است. با متوسط‌گیری از مقدار رشد بار طی این سال‌ها، مقدار 7.6% به عنوان رشد بار متوسط به دست می‌آید که با استفاده از آن، مقدار ضریب رشد بار مطابق با جدول برابر با ۱.۰۷۶ تعیین می‌شود. در نهایت، ضریب رشد قیمت خرید تضمینی برق (β_y^G) و ضریب رشد قیمت فروش برق به مشترکین (β_y^L) نیز با تورم 5% به صورت فرضی لحاظ شده است.

جدول ۶-۲: داده‌های پیک بار سالانه شرکت برق منطقه‌ای یزد به همراه رشد بار

سال	پیک بار (MW)	رشد نسبت به سال قبل (درصد)
1382	512.8	—
1383	532.8	3.9
1384	593.8	11.4
1385	622.3	4.8
1386	697.1	12
1387	731.9	5
1388	740.7	1.2
1389	793.6	7.1
1390	826.5	4.1
1391	872.9	5.6
1392	1025	17.4
1393	1070.4	4.4
1394	1086.9	1.5

7.9	1172.7	1395
19.7	1403.6	1396

برای اطلاعات منحنی بار روزانه نیز از داده‌های بار شبکه شرکت برق منطقه‌ای یزد در سال ۱۳۹۶ استفاده شده است. مطالعه موردی حاضر برای بار شهر یزد انجام شده است که شامل سه ناحیه "امور یک"، "امور دو" و "امور سه" است. شهر یزد دارای ۱۱ پست 63/20 kV به شرح ذیل است که از خروجی بار اندازه‌گیری شده برای مجموع این پست‌ها به عنوان داده بار شهر یزد در این مطالعه استفاده شده است:

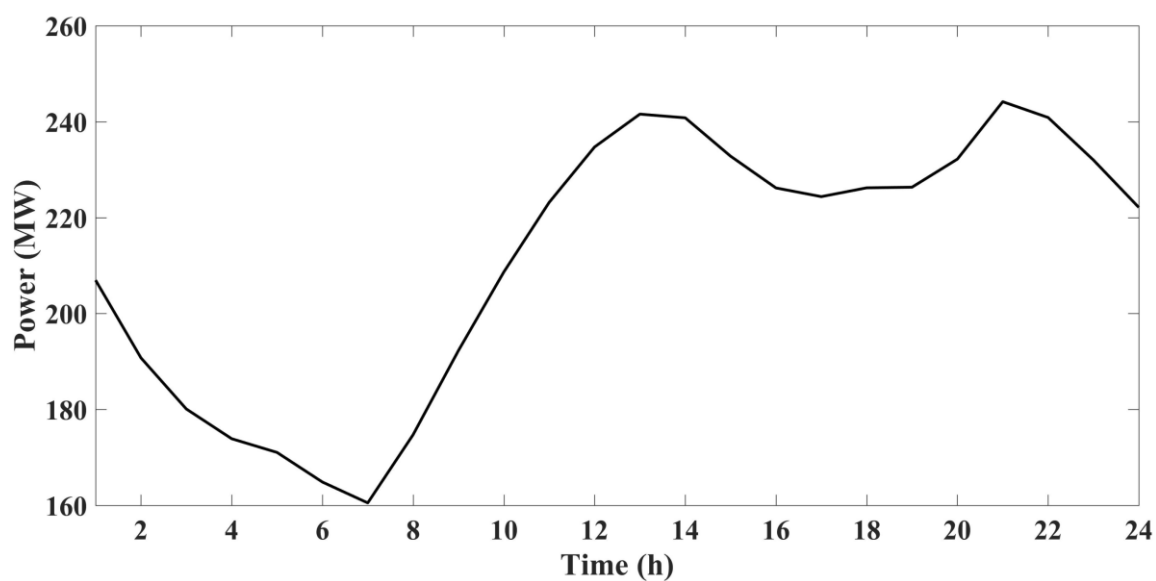
- منتظر قائم
- شرق
- مدرس
- جنوب
- دانشگاه
- آزادگان
- شمال
- امام شهر
- پاکثراد
- غرب
- شهرک صنعتی

همان‌طور که قبلاً اشاره شد، در این مطالعه موردی، هر سال با دو روز سرد و گرم مدل شده است. بدین‌منظور، مجموع داده‌های پست‌های فوق در طی شش ماه اول سال میانگین گرفته شده و به عنوان داده‌های منحنی بار روز گرم سال در نظر گرفته می‌شوند. به همین ترتیب، میانگین مجموع داده‌های پست‌های فوق برای شش ماه دوم سال به عنوان داده‌های بار روز سرد لحاظ می‌شوند. جدول (۳-۶) مقادیر منحنی بار ۲۴ ساعته روزهای گرم و سرد سال را نشان می‌دهد. نمودار منحنی بار روزهای گرم و سرد سال نیز به ترتیب در شکل‌های (۱-۶) و (۲-۶) نمایش داده شده‌اند:

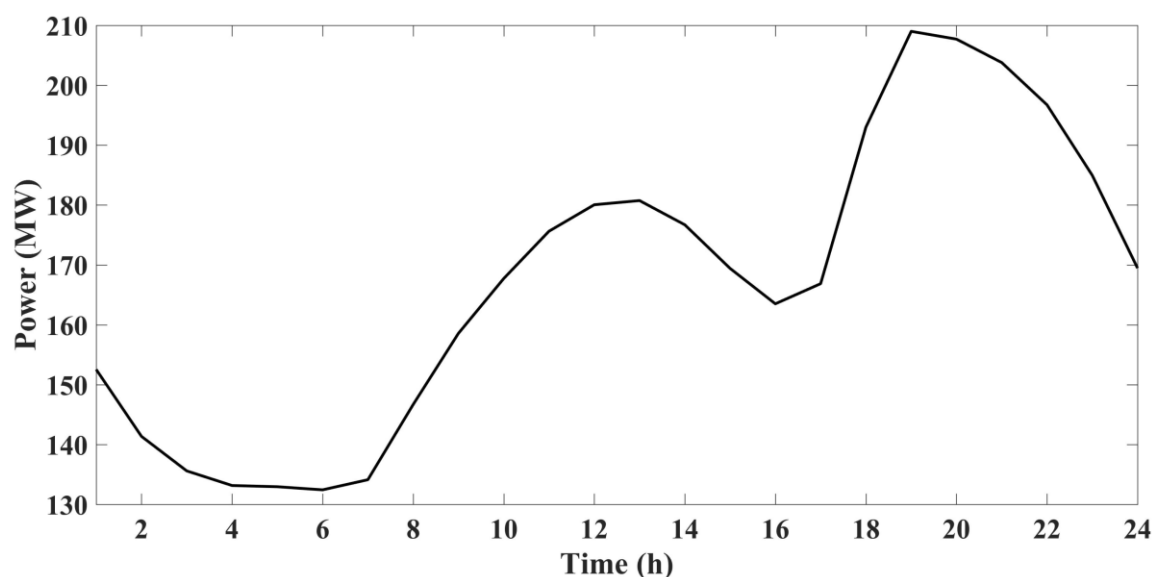
جدول ۳-۶: اطلاعات بار استفاده‌شده در شبیه‌سازی برای روزهای سرد و گرم نمونه (مستخرج از داده‌های بار شهر یزد در سال ۱۳۹۶)

ساعت	بار روز نمونه گرم (MW)	بار روز نمونه سرد (MW)
1	206.9	152.5
2	190.8	141.4
3	180.1	135.6
4	173.9	133.1
5	171.0	132.9
6	164.9	132.4
7	160.5	134.1
8	174.7	146.7
9	192.3	158.6

167.7	208.7	10
175.6	223.2	11
180.0	234.7	12
180.7	241.6	13
176.7	240.8	14
169.4	232.8	15
163.5	226.2	16
166.9	224.4	17
193.0	226.2	18
209.0	226.3	19
207.7	232.2	20
203.8	244.2	21
196.7	240.9	22
184.9	232.0	23
169.5	222.1	24

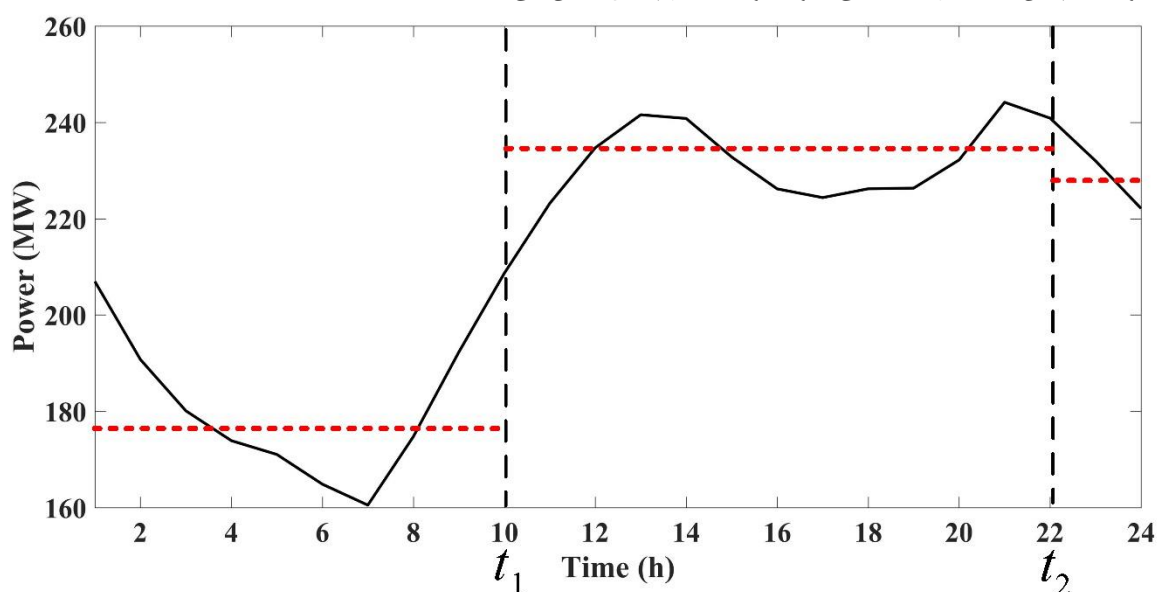


شکل ۶-۱: منحنی بار نمونه برای روزهای مدل‌کننده فصول گرم (مستخرج از داده‌های بار شهر یزد)



شکل ۲-۶: منحنی بار نمونه برای روزهای مدل‌کننده فصول سرد (مستخرج از داده‌های بار شهر یزد)

حال از منحنی‌های فوق برای ایجاد منحنی‌های بار مورد استفاده در شبیه‌سازی استفاده می‌شود. همان‌طور که قبلاً گفته شد، در این مطالعه موردی بار در طول روز به دو دوره پیک و غیرپیک تقسیم شده است. برای این منظور، با توجه به زمان‌های t_1 و t_2 که در حلقه بیرونی نرم‌افزار (کد MATLAB) تعیین می‌شوند، هر روز به سه دوره شروع روز تا زمان پیک، زمان پیک و انتهای زمان پیک تا انتهای روز تقسیم می‌شود. پس از آن، متوسط داده‌های موجود در هر بازه به عنوان بار آن بخش از روز محاسبه می‌شود که توسط هسته اصلی بهینه‌سازی (کد GAMS) استفاده خواهد شد. شکل (۳-۶) نحوه انجام این کار را برای منحنی نمونه روزهای گرم سال نشان می‌دهد.



شکل ۳-۶: نحوه کاهش تفکیک زمانی بار از ۲۴ ساعت به سه دوره زمانی در طول روز

۳-۶- نتایج شبیه‌سازی

برای بررسی معقول بودن نتایج، ابتدا شبیه‌سازی برای هسته اصلی بهینه‌سازی انجام شده است. در این حالت مدل اول سود مورد استفاده قرار گرفته است و هدف بهبود ضریب بار خواهد بود. تعداد مشارکت کنندگان برابر ۴۰۰۰ نفر در نظر گرفته شده است. برای این منظور، پارامترهایی که باید توسط سایر بخش‌های فلوچارت شکل (۵-۶) تعیین شوند، فعلاً مطابق با جدول (۴-۶) فرض می‌شوند تا صرفاً روند اجرای هسته اصلی بهینه‌سازی مورد بررسی قرار گیرد. در این مطالعه ضریب $\omega = 100$ در نظر گرفته شده است. همچنین لازم به ذکر است که در این مطالعات برای جلوگیری از فروش رایگان برق به مشترکین حد پائینی غیر از صفر برای γ^{Sof} در نظر گرفته شده که در اینجا با γ^{SofD} نمایش داده شده است. همچنین به منظور جلوگیری از حمایت بی رویه در خرید برق در زمان پیک از باتری‌ها نیز حد بالایی برای ضریب γ^{BP} در نظر گرفته شده که در اینجا با γ^{BPD} نمایش داده شده است.

جدول ۴-۶: پارامترهای فرضی برای تست کارکرد هسته بهینه‌سازی

پارامتر	مقدار	پارامتر	مقدار
$[MW] P^{max}$	40	t_1	10
$[MWh] E^{max}$	40	t_2	22
γ^{SofD}	0.01	γ^{BPD}	200

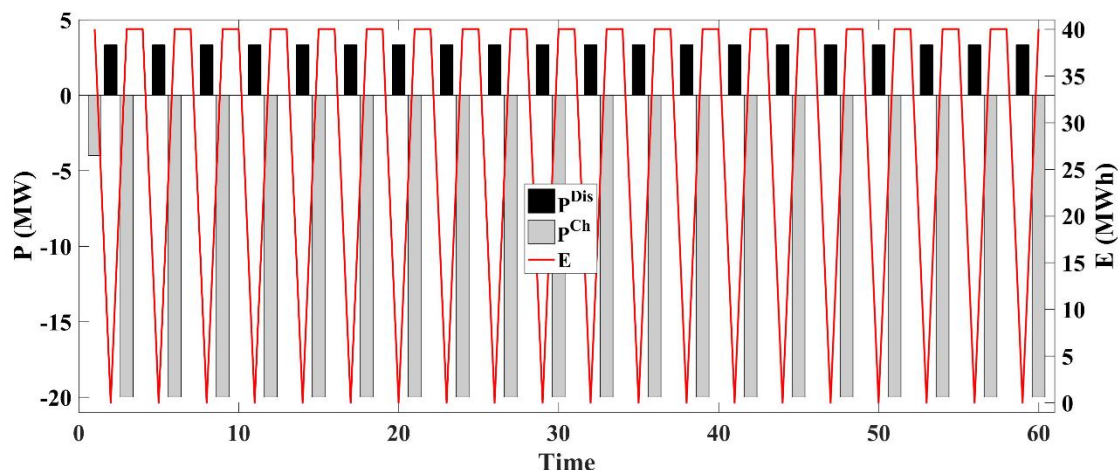
در این صورت، با اجرای هسته اصلی بهینه‌سازی، الگوی شارژ و دشارژ باتری‌ها به صورت جدول (۵-۶) خواهد بود.

جدول ۵-۶: الگوی شارژ و دشارژ دارندگان باتری طی ۱۰ سال

ساعت						سال و روز
T3 (غیرپیک)		T2 (پیک)		T1 (غیرپیک)		
شارژ (MW)	دشارژ (MW)	شارژ (MW)	دشارژ (MW)	شارژ (MW)	دشارژ (MW)	
0	20	0	0	0	4	Y1.D1
0	20	3.333	0	0	0	Y1.D2
0	20	3.333	0	0	0	Y2.D1
0	20	3.333	0	0	0	Y2.D2
0	20	3.333	0	0	0	Y3.D1
0	20	3.333	0	0	0	Y3.D2
0	20	3.333	0	0	0	Y4.D1
0	20	3.333	0	0	0	Y4.D2
0	20	3.333	0	0	0	Y5.D1
0	20	3.333	0	0	0	Y5.D2
0	20	3.333	0	0	0	Y6.D1
0	20	3.333	0	0	0	Y6.D2
0	20	3.333	0	0	0	Y7.D1
0	20	3.333	0	0	0	Y7.D2
0	20	3.333	0	0	0	Y8.D1
0	20	3.333	0	0	0	Y8.D2

0	20	3.333	0	0	0	Y9.D1
0	20	3.333	0	0	0	Y9.D2
0	20	3.333	0	0	0	Y10.D1
0	20	3.333	0	0	0	Y10.D2

برای فهم بهتر این داده‌ها، مقادیر محاسبه شده از الگوی شارژ و دشارژ در شکل (۴-۶) نیز نمایش داده شده‌اند.



شکل ۶-۴: الگوی شارژ و دشارژ سرمایه‌گذاران خرد باتری به همراه سطح انرژی باتری‌ها

همان‌طور که از شکل (۴-۶) و جدول (۵-۶) مشخص است، دارندگان باتری به صورت جمعی از الگوی مد نظر سیاست‌گذار بالادستی برای شارژ و دشارژ باتری‌های خود پیروی نموده‌اند. به عبارت دیگر، در این الگو در دوره پیک اقدام به دشارژ و در دوره غیرپیک اقدام به شارژ باتری‌های خود نموده‌اند. لازم به ذکر است که عدم تناسب نرخ شارژ و دشارژ به دلیل تفاوت مدت زمان‌های پیک و غیرپیک بوده است. به عبارت بهتر دوره پیک در این شبیه‌سازی اولیه برابر ۱۲ ساعت در نظر گرفته شده است و دوره غیر پیک که در آن اقدام به شارژ می‌شود تنها دو ساعت است. بهره‌برداران خرد طی ۱۲ ساعت باتری خود را با نرخ 3.333 MW دشارژ می‌کنند تا کل ۴۰ MWh انرژی را دشارژ کنند و پس از آن طی دو ساعت باتری را با نرخ 20 MW شارژ می‌کنند تا کل 40 MWh انرژی باتری شارژ شود. همچنین، در نمودار فوق میزان انرژی ذخیره‌شده در باتری طی ۱۰ سال نمایش داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، از کل ظرفیت باتری (۴۰ MWh) نیز در این شبیه‌سازی استفاده شده است. به عبارت دیگر، در زمان شارژ، باتری به صورت کامل شارژ و در زمان دشارژ نیز به صورت کامل دشارژ می‌شود.

خروجی مهم دیگر این شبیه‌سازی، ضرایب مربوط به قیمت‌های حمایتی پیشنهادی سیاست‌گذار بالادستی است که طبق جدول (۶-۶) تعیین شده‌اند:

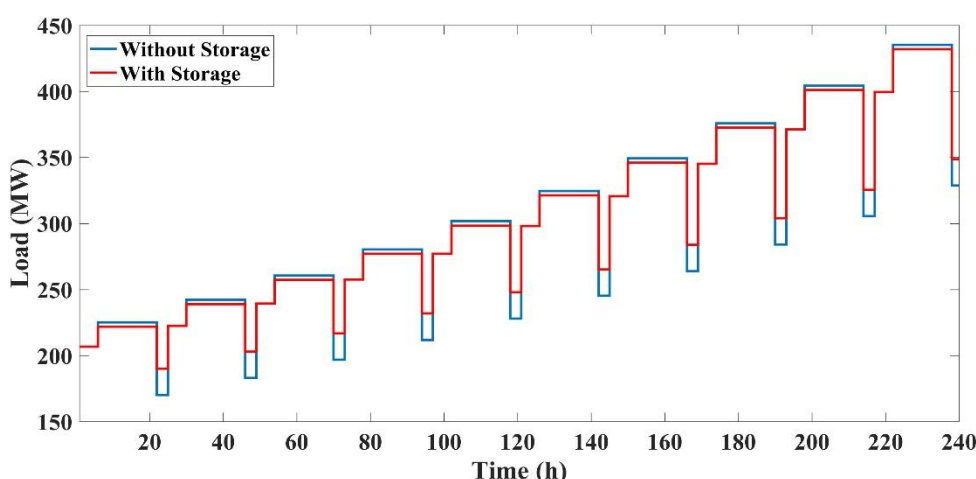
جدول ۶-۶: ضرایب قیمت‌های حمایتی محاسبه‌شده توسط هسته اصلی بهینه‌سازی

مقدار	متغیر
0.01	γ^{Sof} ضریب قیمت فروش غیرپیک
0	γ^{Bof} ضریب قیمت خرید غیرپیک
40.01	γ^{BP} ضریب قیمت خرید پیک

0	ضریب قیمت فروش پیک γ^{SP}
---	----------------------------------

همان‌طور که در جدول (۶-۶) دیده می‌شود، ضرایب قیمت‌های حمایتی خرید برق در دوره غیرپیک و فروش برق در دوره پیک برابر صفر قرار داده شده است تا دارندگان باتری در این ساعات اقدام به شارژ و دشارژ نکنند و بر طبق الگوی مد نظر سیاست گذار بالا دستی رفتار کنند. از طرف دیگر، ضرایب γ^{BP} و γ^{Sof} نیز با توجه به حدود اعمالی بر آنها به نحوی انتخاب شده‌اند که قید PQC با شیب ۱ برقرار شود. به عبارت دیگر، در گام فعلی که صرفاً هسته اصلی بهینه‌سازی مورد ارزیابی قرار می‌گیرد، مقادیر ارائه‌شده فاقد ارزش هستند و مقادیر دقیق این ضرایب با ایجاد فیدبک با سایر بخش‌های فلوچارت شکل (۶-۵) محاسبه خواهند شد. به عبارت بهتر، در ارزیابی مستقل هسته صرفاً هدف بررسی کارایی مدل در شارژ و دشارژ کردن مورد انتظار سیاست گذار بالا دستی خواهد بود. محاسبه دقیق تر فاکتورهای قیمتی نیازمند حل مدل به صورت کامل است.

با در نظر گرفتن این طرح اولیه (که می‌توان از آن با عنوان تکرار صفر ام یاد کرد)، میزان یارانه تخصیص‌داده‌شده توسط سیاست‌گذار بالادستی (تابع هزینه طبق رابطه ۲-۱۵۰) برابر با ۷۴۶۷۰ میلیارد تومان تخمین زده می‌شود که به دارندگان باتری خرد برای خرید در دوران غیرپیک و فروش در دوران پیک پرداخت می‌شود. همچنین، با اتخاذ سیاست حمایتی فوق، مقدار LF به اندازه ۱ درصد بهبود یافت. لازم به ذکر است که این مقدار بهبود تقریبی است؛ چرا که رفتار بار در مدل ارائه‌شده با منحنی روزانه تقریبی سه‌پله‌ای لحاظ شده است. نمودار بار معادل شبکه در طول دوره ۱۰ ساله برای روزهای گرم سال در دو حالت با و بدون استفاده از باتری در شکل (۶-۵) نمایش داده شده است.



شکل ۶-۵: نمودار بار معادل شبکه در روزهای گرم طی ۱۰ سال با و بدون استفاده از باتری

همچنین، برای بررسی صحت روند محاسبات ریاضی اعمال‌شده در فصل دوم برای تبدیل مسأله بهینه‌سازی دوسطحی غیرخطی به مسأله بهینه‌سازی تک‌سطحی خطی، مقادیر تابع هزینه از دو رابطه (۲-۵) (مدل دوسطحی اصلی) و (۲-۱۵۰) (مدل تک‌سطحی خطی) محاسبه گردید که از هر دو روش مقدار ۷۴۶۷۰ میلیارد تومان محاسبه شد و این امر نشان‌دهنده صحت روند ریاضی تبدیل این دو مسأله به یکدیگر است.

یکی دیگر از خروجی‌های مهم شبیه‌سازی انجام‌شده با داده‌های فرضی ارائه‌شده در این بخش، درآمد مشترکین خرد از نصب باتری خواهد بود. درآمد مجموع مشترکین از نصب باتری طبق رابطه (۲-۶۲) برابر با ۷۷۸۵ میلیارد تومان برآورد شده است. با توجه به فرض اینکه ظرفیت متوسط باتری هر سرمایه‌گذار خرد برابر ۱۰ kW در نظر گرفته شده است، تعداد

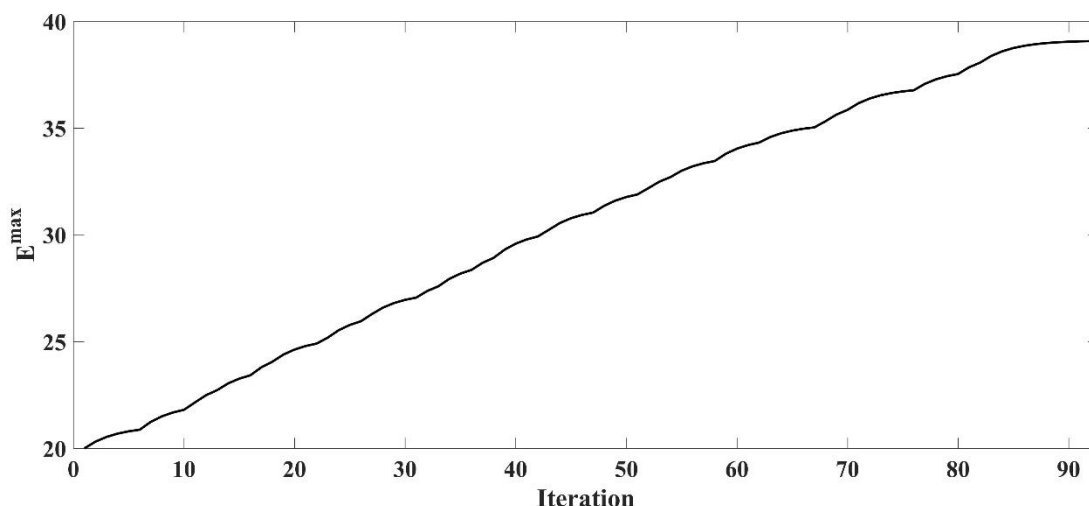
مشترکینی که در این طرح مشارکت نموده‌اند برابر ۴۰۰۰ نفر تخمین زده می‌شود $(\frac{40MW}{10KW} = 4000)$. بدین ترتیب،

درآمد هر یک از سرمایه‌گذاران خرد برابر با $1.946 \times 10^9 T$ است. با در نظر گرفتن قیمت $\frac{7,785 \times 10^9 T}{4000}$

تقریبی $300\$/\text{kWh}$ برای باتری‌ها [۲۶]، و قیمت دلار ۲۱۰۰۰ تومانی، هزینه نصب باتری برای هر سرمایه‌گذار خرد برابر با ۶۳,۰۰۰,۰۰۰ تومان خواهد بود. این بدین معنا است که دارندگان باتری از این سرمایه‌گذاری سود کلانی می‌برند (میلیون تومان $1946-63=1883$). لازم به ذکر است که مبلغ ذکر شده برای سود نیز مجموع غیر زمان حال سود است و اگر مقدار زمان حال آن محاسبه شود، بیشتر از این مقادیر خواهد بود. به عبارت دقیق‌تر، شیب در نظر گرفته شده برای منحنی PQC ($m=1$) فرض نادرستی است و شیب این منحنی باید کمتر از این مقادیر باشد تا نشان دهنده اقبال کمتر سرمایه‌گذاران خرد در این طرح باشد. به عنوان مثال، اگر مقدار m برابر ۱۰ قرار داده شود، سود حاصل برای هر سرمایه‌گذار خرد برابر ۱۹۴,۶۰۰,۰۰۰ تومان خواهد بود که نسبت به مقدار به دست آمده برای $m=1$ منحنی PQC رقم معقول‌تری است.

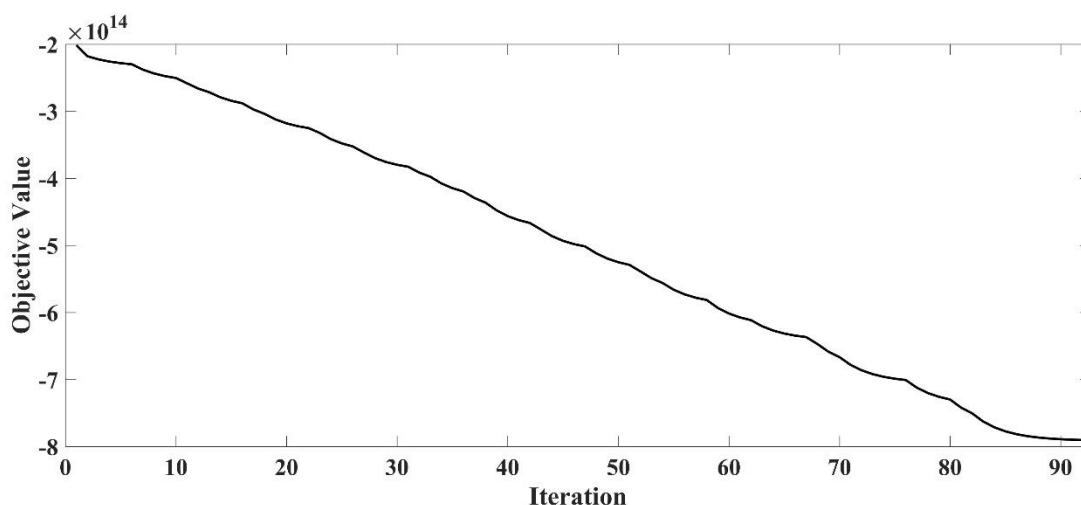
پس از بررسی نحوه عملکرد هسته اصلی بهینه‌سازی، به بررسی عملکرد کلی برنامه نرم‌افزاری توسعه‌یافته برای پیاده‌سازی و حل مسأله بهینه‌سازی پرداخته می‌شود. بدین منظور، برنامه برای داده‌های ورودی ذکر شده اجرا می‌شود. اجرای برنامه بر روی یک سیستم Core i7-2.8GHz به مدت ۲ ساعت و ۲۰ دقیقه به طول انجامید. برنامه ذکر شده، برای ۴۵ ترکیب مختلف از $2 \leq t_1 \leq 6$ و $15 \leq t_2 \leq 23$ اجرا گردید. در هر ترکیب زمانی نیز تعداد مورد نیاز تکرار جهت همگرا شدن برنامه اجرا گردید. کدهای GAMS و MATLAB جهت پیاده‌سازی برنامه به ترتیب در پیوست‌های ۱ و ۲ آورده شده‌اند.

در شکل (۶-۶)، روند همگرایی E^{max} برای $t_1=2$ و $t_2=15$ نمایش داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، برنامه پس از حدود ۹۰ تکرار به مقدار 39.0833 MWh همگرا شده است. بدین ترتیب، می‌توان انتظار داشت که با لحاظ کردن شیب نمودار PQC برابر ۱ ($m=1$)، مقدار مشارکت به اندازه‌ای باشد که مجموع ظرفیت باتری نصب‌شده در شبکه برابر با 39.0833 MWh شود.



شکل ۶-۶: نحوه همگرایی برنامه در یافتن مقدار مشارکت سرمایه‌گذاران از منظر ظرفیت نصب‌شده باتری‌ها

همین روند همگرایی را می‌توان در مقدار تابع هدف به صورت شکل (۷-۶) مشاهده نمود. همان‌طور که مشاهده می‌شود، نهایتاً برنامه برای ترکیب زمانی $t_1=2$ و $t_2=15$ به مقدار -7.9073×10^{14} در تابع هدف همگرا می‌شود.



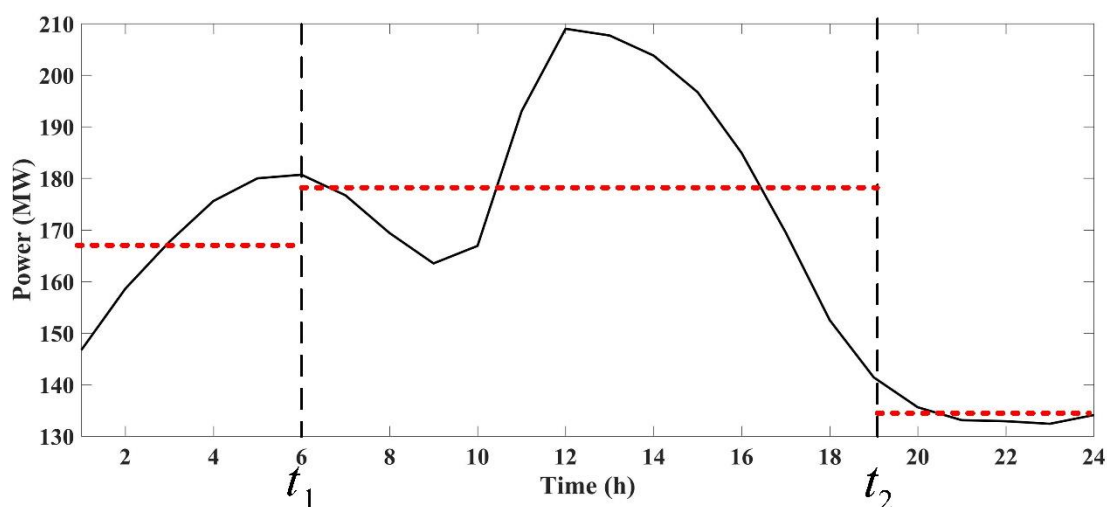
شکل ۷-۶: نحوه همگرایی برنامه از منظر تابع هدف مسأله بهینه‌سازی

با در نظر گرفتن تمامی ترکیب‌های زمانی ممکن، بهترین حالت برای $t_1=6$ و $t_2=19$ رخ خواهد داد. جدول (۷-۶) مقادیر تابع هدف را برای ترکیب‌های زمانی مختلف نشان می‌دهد.

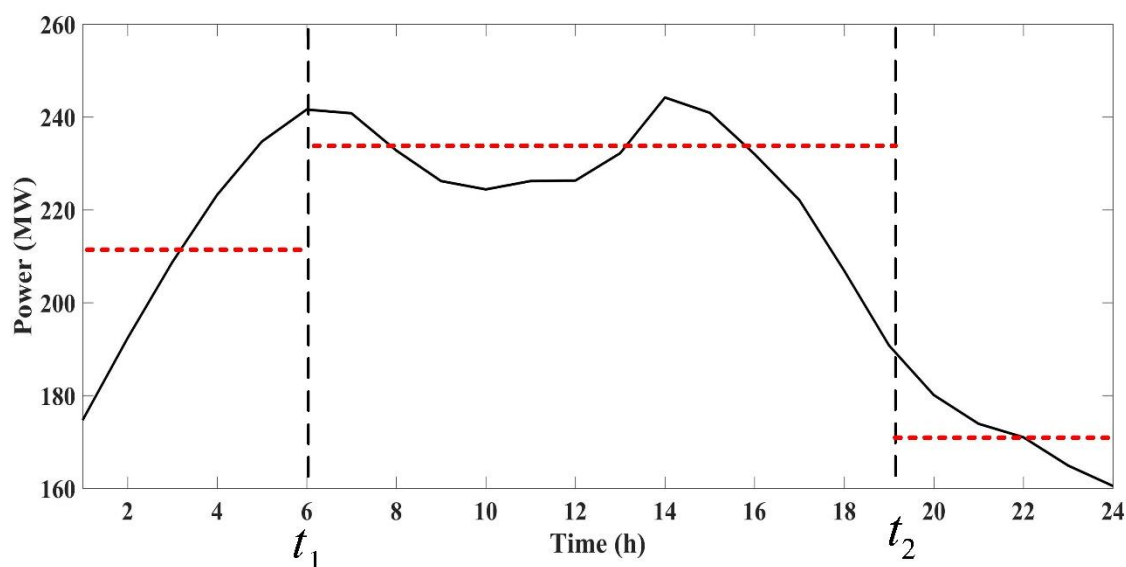
جدول ۷-۶: تابع هدف به ازای ترکیب‌های زمانی مختلف

$t_1=6$	$t_1=5$	$t_1=4$	$t_1=3$	$t_1=2$	
-4.60508E+14	-5.50507E+14	-6.7519E+13	-1.05466E+14	-7.90726E+14	$t_2=15$
-3.5729E+14	-4.14088E+14	-7.19239E+13	-1.16438E+14	-7.04554E+14	$t_2=16$
-2.68304E+14	-5.32785E+13	-7.8646E+13	-1.26467E+14	-7.07061E+14	$t_2=17$
-1.3377E+14	-5.8167E+13	-8.4832E+13	-1.3453E+14	-6.5888E+14	$t_2=18$
-4.87828E+13	-6.25111E+13	-8.86566E+13	-1.45253E+14	-3.23187E+14	$t_2=19$
-5.3514E+13	-1.2352E+14	-9.8949E+13	-1.5063E+14	-3.1787E+14	$t_2=20$
-6.19527E+13	-7.73357E+13	-1.24236E+14	-1.57854E+14	-3.41804E+14	$t_2=21$
-6.01676E+13	-6.97236E+13	-1.18278E+14	-2.03055E+14	-3.56616E+14	$t_2=22$
-6.74298E+13	-6.88639E+13	-1.00398E+14	-2.23823E+14	-6.92193E+13	$t_2=23$

همان‌طور که از جدول فوق مشخص است، بهترین ترکیب زمانی که به ازای آن کمترین هزینه توسط سیاست‌گذار بالادستی باید انجام شود، به ازای $t=6$ و $t_2=19$ به دست خواهد آمد. شکل بار برای ترکیب زمانی فوق در روزهای سرد و گرم سال برای سال اول، به ترتیب مطابق با شکل‌های (۸-۶) و (۹-۶) خواهد بود.



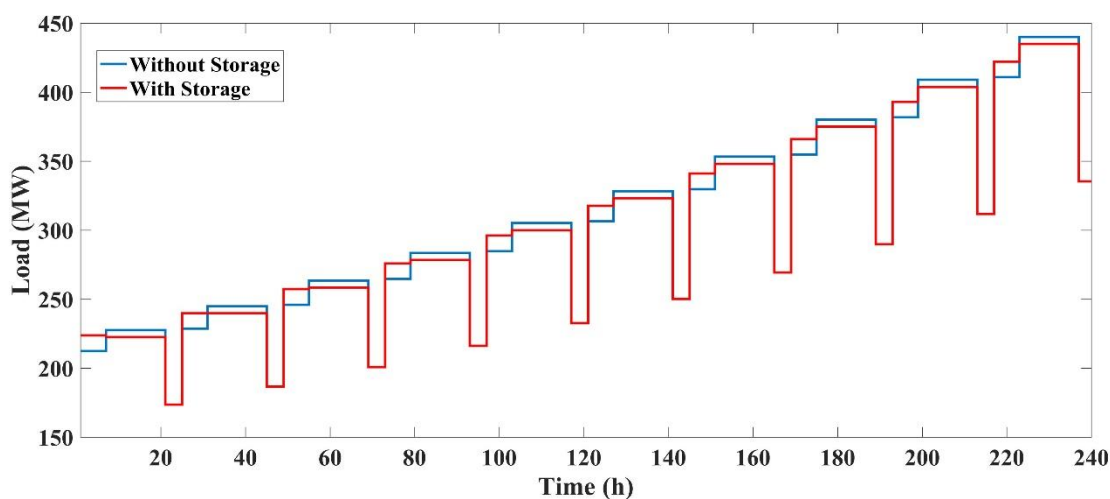
شکل ۶-۸: زمان‌های بهینه مستخرج از شبیه‌سازی برای تعیین بازه‌های پیک و غیرپیک در طول روزهای سرد سال



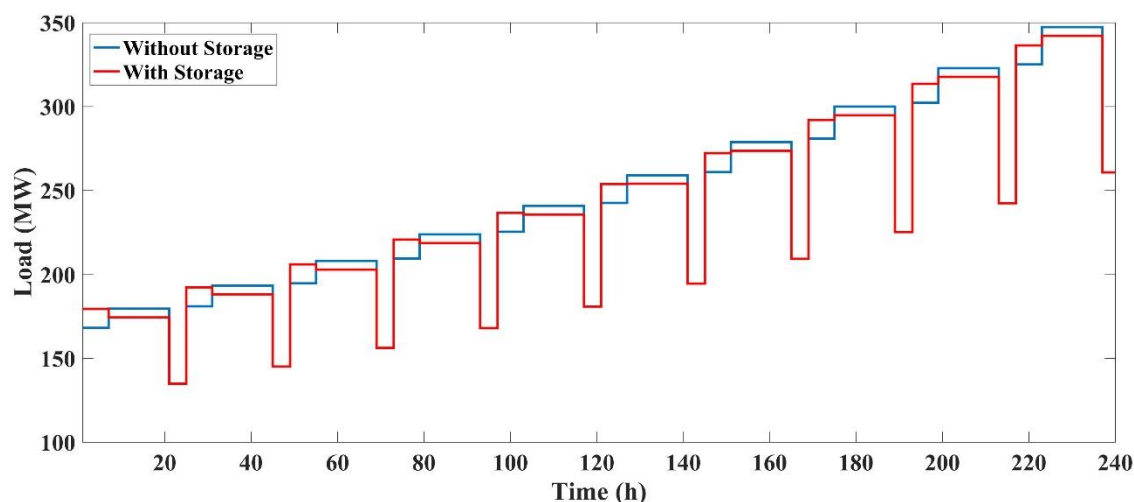
شکل ۶-۹: زمان‌های بهینه مستخرج از شبیه‌سازی برای تعیین بازه‌های پیک و غیرپیک در طول روزهای گرم سال

با در نظر گرفتن ترکیب زمانی فوق، میزان مشارکت سرمایه‌گذاران خرد در مجموع برابر 66.382 MWh محاسبه می‌شود. به عبارت دیگر، با در نظر گرفتن متوسط ظرفیت هر باتری برابر 40kWh، تعداد ۱۶۶۰ نفر اقدام به نصب باتری کرده‌اند. در این حالت، سود مجموع برآوردشده سرمایه‌گذاران خرد از این سرمایه‌گذاری بر طبق رابطه (۲-۶۲) برابر با ۲۱۷۶۸ میلیارد تومان تخمین زده شده است که با توجه به تعداد مشارکت، سهم هر سرمایه‌گذار خرد به صورت متوسط برابر با ۱۳ میلیارد تومان خواهد بود. این رقم بالای سود نشان‌دهنده سطح بسیار زیاد حمایتی و قاعدتاً تخصیص گراف یارانه است که مقدار آن برابر با ۳۷۷ هزار میلیارد تومان است (محاسبه شده از طریق تابع هدف).

نمودار بار معادل شبکه در طول دوره ۱۰ ساله و برای ترکیب زمانی بهینه، برای روزهای سرد و گرم سال به ترتیب مطابق با شکل‌های (۱۰-۳) و (۱۱-۳) است.



شکل ۱۰-۶: نمودار بار معادل شبکه در روزهای گرم طی ۱۰ سال با و بدون استفاده از باتری برای ترکیب زمانی منتخب



شکل ۱۱-۶: نمودار بار معادل شبکه در روزهای گرم طی ۱۰ سال با و بدون استفاده از باتری برای ترکیب زمانی منتخب

همچنین، قیمت‌های حمایتی برای بهترین ترکیب زمانی ارائه شده نیز مطابق جدول (۸-۶) خواهد بود:

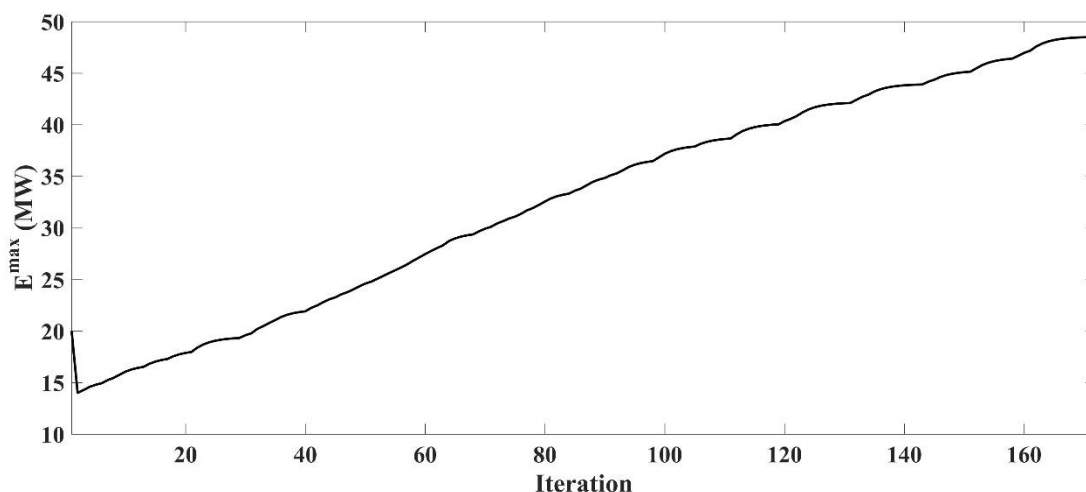
جدول ۸-۶: ضرایب قیمت‌های حمایتی محاسبه شده برای بهترین ترکیب زمانی ممکن

مقدار	متغیر
0.01	γ^{Sof} ضریب قیمت فروش غیرپیک
0	γ^{Bof} ضریب قیمت خرید غیرپیک
66.392	γ^{BP} ضریب قیمت خرید پیک
0	γ^{SP} ضریب قیمت فروش پیک

همان‌طور که از جدول فوق مشاهده می‌شود، ضریب قیمت فروش در حالت گیرپیک (γ^{Sof}) در کمترین مقدار خود قرار داده شده است. به عبارت بهتر، حمایت سیاست‌گذار در این حالت بدین‌صورت است که تقریباً برق را به صورت رایگان در اختیار دارندگان باتری جهت شارژ در ساعات گیرپیک قرار داده است. از طرف دیگر، در ساعات پیک نیز ضریب ۶۶ برابری (γ^{BP}) برای خرید از دارندگان باتری لحاظ شده است. با در نظر گرفتن قیمت خرید از نیروگاه‌های سطح توزیع (λ^G) که برابر با 1040 T/kWh است، مبلغ پرداخت‌شده به دارندگان باتری در ساعات پیک برابر $1040 \times 66.392 = 69,042 \frac{T}{kWh}$ به دست می‌آید که عدد نسبتاً بزرگی است. به عبارت دیگر، میزان اقبال سرمایه‌گذاران خرد به بحث نصب باتری به حدی کم در نظر گرفته شده است که سیاست‌گذار مجبور به پرداخت چنین هزینه هنگفتی خواهد بود.

میزان اقبال سرمایه‌گذاران خرد در واقع توسط شیب خط PQC تعیین می‌شود که از ورودی‌های مسأله است و توسط خبرگان صنعت تعیین می‌شود. در تحلیل فعلی، شیب این خط برابر ۱ ($m=1$) قرار داده شد. برای سنجش تاثیر شیب خط بر خروجی‌ها، شیب خط را ۱۰ برابر کرده ($m=10$) و شبیه‌سازی‌ها را مجدداً بررسی می‌کنیم. با انجام این شبیه‌سازی، ترکیب بهینه شامل زمان‌های $t_1=6$ و $t_2=20$ خواهد بود. مقدار تابع هدف در این حالت برابر با ۳۴۱۸ میلیارد تومان و از جنس هزینه (مقدار منفی) محاسبه شد که در مقایسه با عدد ۳۷۷ هزار میلیارد تومان حالت قبل بهبود چشم‌گیری حاصل شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، ترکیب زمانی بهینه چندان به نحوه مشارکت سرمایه‌گذاران خرد در برنامه نصب باتری وابسته نیست. به عبارت دیگر، هم در حالتی که دید سرمایه‌گذار خرد منفعلانه لحاظ شده بود ($m=1$) و هم در حالتی که سرمایه‌گذار خرد مشتاق به مشارکت در نظر گرفته شد ($m=10$)، ترکیب زمانی بهینه برابر با $t_1=6$ و $t_2=20$ به دست آمد. به عبارت دیگر، می‌توان نتیجه گرفت که بهترین ترکیب زمانی ناشی از شکل منحنی بار خواهد بود و چنین پارامترهای اقتصادی موثر نخواهند بود.

در شکل (۶-۱۲) نحوه همگرایی مسأله بهینه‌سازی در ترکیب زمانی بهینه ($t_1=6$, $t_2=20$) نمایش داده شده است.



شکل ۶-۱۲: نحوه همگرایی برنامه در یافتن مقدار مشارکت سرمایه‌گذاران از منظر ظرفیت نصب‌شده باتری‌ها با لحاظ کردن $m=10$

همان‌طور که در شکل بالا مشاهده می‌شود، در تکرار ۱۶۸ مقدار E^{max} برابر 48.51 MWh محاسبه شده است. در مقایسه با حالت قبل که در آن $m=1$ بود و E^{max} برابر 66.382 MWh بود، شاهد کاهش میزان باتری نصب‌شده در شبکه هستیم. از منظر تعداد مشارکت کنندگان نیز همین مسئله تکرار می‌شود. در حالت $m=1$ تعداد مشارکت کنندگان

برابر ۱۶۶۰ نفر بود و در حالت $m=10$ تعداد مشارکت کنندگان به ۱۲۱۳ نفر کاهش پیدا کرده است. این کاهش در بدو امر ممکن است نامعقول به نظر بیاید، چرا که میزان اقبال مشارکت کنندگان خرد در این طرح ۱۰ برابر لحاظ شده است. ولی باید در نظر گرفت که این اقبال تنها عامل موثر نبوده و قیمت‌های پیشنهادی نیز تاثیر گذارند. در جدول (۶-۹) قیمت‌های پیشنهادی متناسب با ورودی $m=10$ آورده شده است.

جدول ۶-۹: ضرایب قیمت‌های حمایتی محاسبه شده برای بهترین ترکیب زمانی ممکن با لحاظ کردن $m=10$

مقدار	متغیر
0.01	ضریب قیمت فروش غیرپیک γ^{Sof}
0	ضریب قیمت خرید غیرپیک γ^{Bof}
4.86	ضریب قیمت خرید پیک γ^{BP}
0	ضریب قیمت فروش پیک γ^{SP}

همان‌طور که دیده می‌شود، در این حالت قیمت‌های حمایتی به شدت کاهش پیدا کرده‌اند. در حالتی که $m=1$ بود، $\gamma^{BP} = 66.39$ محاسبه گردید و در حالت $m=10$ ، $\gamma^{BP} = 4.86$ خواهد بود. به عبارت دیگر، دلیل کاهش میزان مشارکت سرمایه‌گذاران در این حالت، با وجود افزایش اقبال آنها به سرمایه‌گذاری (منظور از افزایش اقبال از منظر نمودار PQC است که در این حالت شیب آن ده برابر شده است) در بخش باتری‌ها، کاهش قیمت‌های حمایتی بوده است؛ به نحوی که نقطه بهینه سیستم تغییر کرده و به این میزان جدید رسیده است. در حالت $m=10$ ، قیمت خرید از دارندگان

باتری برابر با $\frac{T}{KWh} = 5054 = 1040 \times 4.86$ خواهد بود که عدد کمتری در مقایسه با حالت $m=1$ است.

با در نظر گرفتن ترکیب زمانی فوق، میزان مشارکت سرمایه‌گذاران در مجموع برابر 48.51 MWh محاسبه گردید. به عبارت بهتر با در نظر گرفتن متوسط ظرفیت هر باتری برابر 40kWh، تعداد ۱۲۱۲ نفر اقدام به نصب باتری کرده‌اند. در این حالت، سود مجموع برآوردشده برای سرمایه‌گذاران خرد از این سرمایه‌گذاری به میزان ۱۱۴۶ میلیارد تومان تخمین زده شده است که با توجه به تعداد مشارکت، سهم هر سرمایه‌گذار خرد به صورت متوسط برابر با ۹۴۵ میلیون تومان خواهد بود. در مقایسه با حالت $m=1$ که سود جمعی برابر ۲۱۷۶۸ میلیارد تومان بود، کاهش سود جمعی توسط افزایش m حاصل شده است، هر چند رقم فعلی سود نیز عدد بالایی را نشان می‌دهد. برای روشن‌تر شدن میزان زیاد سود، در ازای سرمایه گذاری ۶۳ میلیون تومانی طی ده سال، سود ۹۴۵ میلیون تومانی حاصل شده است! این رقم بالایی سود، نشان‌دهنده آن است که هر چند در حالت $m=10$ میزان قیمت‌های حمایتی کاهش چشم‌گیری داشته است، ولی کماکان سود حاصله برای هر شخص به صورت نامحسوسی زیاد بوده و احتمالاً باید مقادیر m بزرگتر از این اعداد لحاظ گردد. همچنین تخصیص یارانه در این حالت برابر با ۲۱ هزار میلیارد تومان است که در مقایسه با حالت قبل (۳۷۷ هزار میلیارد تومان)، کاهش چشم‌گیری پیدا کرده است.

به طور خلاصه، می‌توان نتیجه گرفت که سطح قیمت حمایتی تا حد زیادی بستگی به روانشناسی سرمایه‌گذاران خرد دارد و میزان بهینه‌ی قیمت‌های حمایتی تاثیر بسیاری از میزان مشارکت (شیب خط در نمودار PQC) می‌پذیرد. به عبارت دیگر، در شرایطی که جو روانی جامعه پذیرای چنین برنامه‌هایی نیست (مشابه حالت $m=1$)، سطح بهینه قیمت حمایتی به ازای اعطای مقدار زیادی یارانه حاصل می‌شود و قیمت‌های حمایتی به صورتی نامعقول بالا خواهند رفت. چنین برنامه‌ای ممکن است برای سیاست‌گذار بالادستی صرفه اقتصادی نداشته باشد و برنامه را به کل لغو کند. ولی در حالتی که زمینه

پذیرش این برنامه‌ها در جامعه وجود دارد و مردم اقبال مناسبی از خود نشان می‌دهند، منجر به کاهش سطح قیمت‌های حمایتی و در نتیجه کاهش یارانه اعطایی خواهد شد.

فصل ۷- نتیجه گیری و پیشنهادات

در این گزارش، به ارائه یک مدل ریاضی برای تعیین استراتژی حمایتی جهت سوق دادن سرمایه‌گذاران خرد به نصب باتری در سطح شبکه توزیع پرداخته شد. بدین منظور، قیمت‌های حمایتی خرید بالاتر از قیمت خرید از نیروگاه‌های موجود در شبکه توزیع و قیمت‌های حمایتی فروش پائین‌تر از قیمت فروش به مصرف‌کننده خانگی در نظر گرفته شد و یک مدل بهینه‌سازی جهت استخراج مقادیر بهینه این قیمت‌ها ارائه گردید. مدل ارائه‌شده به نحوی طراحی شد که هم سود سرمایه‌گذاران خرد را لحاظ کند و هم اهداف سرمایه‌گذار اعطاکننده یارانه غیرمستقیم را برآورده سازد. بدین ترتیب، مدل ارائه‌شده یک مدل بهینه‌سازی دوسطحی بود که به کمک روش‌های بهینه‌سازی به مدل تک‌سطحی تبدیل گردید. علاوه بر این، با توجه به اینکه برنامه‌ریزی مد نظر یک برنامه ریزی بلندمدت (ده ساله) است، از تکنیک‌های مختلفی همچون روش M بزرگ و SDT جهت خطی‌سازی مسأله استفاده شد تا مسأله حاصل قابلیت حل در افق‌های بلندمدت را داشته باشد. همچنین، مدل ارائه‌شده به نحوی طراحی گردید که امکان تعیین بازه‌های بهینه پیک و غیرپیک را نیز داشته باشد. در مدل ارائه‌شده، نحوه‌ی تصمیم‌گیری مشترکین خرد در قبال قیمت‌های حمایتی اعلامی از سمت سیاست‌گذار بالادستی به وسیله PQC انجام شده است. مدل‌های مذکور از طریق یک الگوریتم تکراری با فیدبک به یکدیگر متصل شده و به وسیله معیار همگرایی تعریف شده اتمام شبیه‌سازی تشخیص داده می‌شود.

با شبیه‌سازی انجام‌شده، نشان داده شد که قیمت‌های حمایتی برای فروش در پیک و خرید در غیرپیک اهمیتی در مدل بهینه‌سازی نداشته و از آنها می‌توان به عنوان عامل جریمه جهت ممانعت از دارندگان باتری جهت فروش در غیرپیک و خرید در پیک استفاده کرد. همچنین، مشاهده شد که با طراحی صورت گرفته، الگوی بهینه استفاده از باتری توسط دارندگان باتری‌ها، در راستای اهداف سیاست‌گذار بالادستی است و منجر به پیک‌سایی بار می‌شود. به عبارت دیگر، دارندگان باتری در زمان‌های پیک اقدام به دشارژ باتری می‌نمایند و در زمان‌های غیرپیک باتری‌های خود را شارژ می‌کنند. بدین ترتیب، بدون نیاز به داشتن بستر مخابراتی-کنترلی برای برنامه‌ریزی شارژ/دشارژ باتری‌های پراکنده در سطح شبکه توزیع، می‌توان رفتار مطلوب را به صورت کنترل جداگانه از سرمایه‌گذاران خرد انتظار داشت.

در مدل ارائه‌شده، جهت مدل‌سازی نحوه پاسخ‌گویی سرمایه‌گذاران خرد به قیمت‌های حمایتی پیشنهاد شده، از روش PQC خطی استفاده گردید. همان‌طور که نشان داده شد، شیب خط PQC یکی از پارامترهای تاثیرگذار در این مدل است؛ به نحوی که اگر این پارامتر دارای تخمین غلطی باشد، می‌تواند منجر به قیمت‌های حمایتی بسیار زیاد و سود سرسام‌آور سرمایه‌گذاران خرد شود یا در جهت مقابل، می‌تواند عدم اقبال سرمایه‌گذاران را در پی داشته باشد. بنابراین، لازم است که این پارامتر از طریق بررسی آماری و میدانی دقیق از جامعه هدف محاسبه شود و استفاده از نظر خبرگان و طراحی پرسشنامه‌های مناسب در این زمینه می‌تواند زمینه‌ساز افزایش دقت تخمین منحنی PQC شود.

در ادامه این کار، پیشنهاد می‌شود که روش‌های دیگری همچون استفاده از روش‌های Agent-Based یا استفاده از تئوری بازی‌ها جایگزین استفاده از روش PQC شود و نحوه پاسخ‌دهی مدل به این روش‌ها نیز بررسی و با روش توسعه‌یافته در این گزارش مقایسه شود. هر چند این روش‌ها نیز نیازمند داده‌هایی هستند که در مقایسه با روش PQC به مراتب کلان‌تر و به نسبت پیچیده‌تر و وابسته‌تر به رفتار انسانی هستند، ولی ممکن است مدل ارائه‌شده نهایتاً حساسیت کمتری به پارامترهای ورودی این روش‌ها داشته باشد. این امر بدون بررسی دقیق‌تر قابل بحث بیشتر نیست.

همچنین پیشنهاد می‌شود که در ادامه این کار، سود حاصل از به‌کارگیری ظرفیت ایجادشده از باتری‌ها در موارد دیگری همچون کنترل فرکانس شبکه، رفع گرفتگی خطوط و غیره دیده شود و مکانیزم مناسبی برای افزایش سود دو طرفه از بستر ایجادشده طراحی شود که هم افزایش سود سرمایه‌گذاران خرد را در پی داشته باشد و هم اهداف بیشتری از سیاست‌گذار بالادستی برآورده شود.

مراجع

- [1] “Utility-scale battery storage to reach 12 gw, \$8.44 billion by 2024,” pv-magazine, U.S., 2015, [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2015/09/17/utility-scale-battery-storage-to-reach-12-gw-8-44-billion-by-2024-100021149/>, accessed Dec. 2016.
- [2] P. Maloney, “After record year, u.s. energy storage forecasted to break 1 gw capacity mark in 2019,” Utility Dive, U.S., 2016, [Online]. Available: <http://www.utilitydive.com/news/after-record-year-us-energy-storage-forecasted-to-break-1-gw-capacity-ma/415081/>, accessed Dec. 2016.
- [3] “Frequency regulation compensation in the organized wholesale power markets,” FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, U.S., 2011.
- [4] H. Oh, “Optimal planning to include storage devices in power systems,” Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 26, no. 3, pp. 1118–1128, 2011.
- [5] I. Duggal and B. Venkatesh, “Short-term scheduling of thermal generators and battery storage with depth of discharge-based cost model,” Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 30, no. 4, pp. 2110–2118, 2015.
- [6] D. Pozo, J. Contreras, and E. E. Sauma, “Unit commitment with ideal and generic energy storage units,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 6, pp. 2974–2984, 2014.
- [7] H. Akhavan-Hejazi and H. Mohsenian-Rad, “Optimal operation of independent storage systems in energy and reserve markets with high wind penetration,” Smart Grid, IEEE Transactions on, vol. 5, no. 2, pp. 1088–1097, 2014.
- [8] C. Hill, M. C. Such, D. Chen, J. Gonzalez, W. M. Grady et al., “Battery energy storage for enabling integration of distributed solar power generation,” Smart Grid, IEEE Transactions on, vol. 3, no. 2, pp. 850–857, 2012.
- [9] M. Fotuhi-Firuzabad, S. Shafiee, and M. Rastegar, “Optimal in-home charge scheduling of plug-in electric vehicles incorporating customers payment and inconvenience costs,” in Plug In Electric Vehicles in Smart Grids. Springer, 2015, pp. 301–326.
- [10] S. Shafiee, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Rastegar, “Impacts of controlled and uncontrolled phev charging on distribution systems,” in Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2012), 9th IET International Conference on. IET, 2012, pp. 1–6.
- [11] G. He, Q. Chen, C. Kang, P. Pinson, and Q. Xia, “Optimal bidding strategy of battery storage in power markets considering performancebased regulation and battery cycle life,” Smart Grid, IEEE Transactions on, vol. 7, no. 5, pp. 2359–2367, 2015.
- [12] H. Mohsenian-Rad, “Optimal bidding, scheduling, and deployment of battery systems in california day-ahead energy market,” Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 31, no. 1, pp. 442–453, 2016.

- [13] E. Drury, P. Denholm, and R. Sioshansi, "The value of compressed air energy storage in energy and reserve markets," *Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 4959–4973, 2011.
- [14] E. Nasrolahpour, S. J. Kazempour, , H. Zareipour, and W. D. Rosehart, "Strategic sizing of energy storage facilities in electricity markets," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 99, 2016.
- [15] A. K. Varkani, A. Daraeepour, and H. Monsef, "A new self-scheduling strategy for integrated operation of wind and pumped-storage power plants in power markets," *Applied Energy*, vol. 88, no. 12, pp. 5002–5012, 2011.
- [16] Kazemi, Mostafa, Hamidreza Zareipour, Nima Amjady, William D. Rosehart, and Mehdi Ehsan. "Operation scheduling of battery storage systems in joint energy and ancillary services markets." *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 8, no. 4 (2017): 1726-1735.
- [17] Kazemi, Mostafa, and Hamidreza Zareipour. "Long-term scheduling of battery storage systems in energy and regulation markets considering battery's lifespan." *IEEE Transactions on Smart Grid* 9, no. 6 (2017): 6840-6849.
- [۱۸] ابلاغ نرخ خرید تضمینی برق از نیروگاه‌های تجدید پذیر و پاک، وزارت نیرو، ۱۳۹۵، http://www.satba.gov.ir/suna_content/media/image/2019/05/7570_orig.pdf
- [19] L. Baringo and A. J. Conejo, "Offering strategy via robust optimization," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1418–1425, Aug. 2011.
- [20] J. Fortuny-Amat and B. McCarl, "A representation and economic interpretation of a two-level programming problem," *Journal of the operational Research Society*, pp. 783–792, 1981.
- [21] Kharrati, Saeed, Mostafa Kazemi, and Mehdi Ehsan. "Equilibria in the competitive retail electricity market considering uncertainty and risk management." *Energy* 106 (2016): 315-328.
- [22] Bompard EF, Abrate G, Napoli R, Wan B. Multi-agent models for consumer choice and retailer strategies in the competitive electricity market. *Int J Emerg Electr Power Syst* 2007;8.
- [23] Kharrati, Saeed, Mostafa Kazemi, and Mehdi Ehsan. "Medium-term retailer's planning and participation strategy considering electricity market uncertainties." *International Transactions on Electrical Energy Systems* 26.5 (2016): 920-933.
- [24] G. He, Q. Chen, C. Kang, P. Pinson, and Q. Xia, "Optimal bidding strategy of battery storage in power markets considering performancebased regulation and battery cycle life," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 7, no. 5, pp. 2359–2367, 2016.
- [25] [Online]. Available: http://www.saftbatteries.com/force_download/ion_battery_life_TechnicalSheet_en_0514_Protected.pdf , accessed May., 2016.

- [26] [Online]. Available:
<https://bourse24.ir/news/186622/%D8%A7%D8%A8%D9%84%D8%A7%D8%BA+%D9%86%D8%B1%D8%AE+%D8%AE%D8%B1%DB%8C%D8%AF+%D8%AA%D8%B6%D9%85%DB%8C%D9%86%DB%8C+%D8%A8%D8%B1%D9%82+%D9%86%DB%8C%D8%B1%D9%88%DA%AF%D8%A7%D9%87%E2%80%8C%D9%87%D8%A7%DB%8C+%D8%AA%D8%AC%D8%AF%DB%8C%D8%AF%D9%BE%D8%B0%DB%8C%D8%B1+%D8%AA%D9%88%D8%B3%D8%B7+%D9%88%D8%B2%DB%8C%D8%B1+%D9%86%DB%8C%D8%B1%D9%88+> ,
accessed Jan 2020.

پیوست ۱ (کد GAMS)

```
*$set matout "'matsol.gdx', Gamma_Sof, Kessi_BP, Marg_Sof, Marg_BP, Marg_E ";
```

```
sets
```

```
Year/Y1*Y10/
```

```
Day/D1*D2/
```

```
Time/T1*T3/
```

```
MyT /ee1/;
```

```
alias(Year,Year2);
```

```
alias(Day,Day2);
```

```
alias(Time,Time2);
```

```
parameter
```

```
temp1(Year,Day,Time)
```

```
temp2(Year,Day,Time)
```

```
temp3
```

```
temp4
```

```
temp5
```

```
Marg_Sof
```

```
Marg_BP
```

```
Marg_E
```

```
rr PQC m
```

```
/10/
```

```
Sof_low(MyT)
```

```
*/ee1 0/
```

```
BP_UP(MYT)
```

```
*/ee1 150/
```

```
Pmax(MyT)
```

```
*/ee1 40/
```

```
E_C(MYT) Installed Capacity
```

```
*/ee1 40/
```

```
P_D(Day,Time)
```

```
TT1(MYT) Duration of the first period T1
```

```
*/ee1 14/
```

```
TT2(MYT) Duration of the first period T2
```

```
*/ee1 6/
```

```
TT3(MYT) Duration of the first period T3
```

```
*/ee1 4/
```

```
;
```

```
$gdxin testdat1.gdx
```

```
$load E_C
```

```
$gdxin
```

```
$gdxin testdat2.gdx
```

```
$load Pmax
```

```
$gdxin
```

```
$gdxin testdat3.gdx
```

```
$load Sof_low
```


\$gdxin

\$gdxin testdat4.gdx

\$load BP_UP

\$gdxin

\$gdxin testdat5.gdx

\$load P_D

\$gdxin

\$gdxin testdat6.gdx

\$load TT1

\$gdxin

\$gdxin testdat7.gdx

\$load TT2

\$gdxin

\$gdxin testdat8.gdx

\$load TT3

\$gdxin

*Table

*P_D(Day,Time) Base

* T1 T2 T3

*D1 183.5 228.1786 194.3100

*D2 152.650 182.0929 151.31

*;

parameter

Alpha Annual Load Growth

/1.076/

Beta_L Annual Price Growth of Demand Side

/1.05/

Beta_G Annual Price Growth of Generation Side

/1.05/

Lambda_F Demand side Price (Base Year)

/375700/

Lambda_G Generation side Price (Base Year)

/1040000/

P_CT Transformer Expansion Threshold

/70/

Pi_T Transformer Expansion Cost

/200/

yT Transformer Expansion Year3

/2/

P_CL Line Expansion Threshold Year4

/74/

Pi_L Line Expansion Cost

/600/

yL Line Expansion Year4

/3/

P_CG Generation Expansion Threshold Year5

/78/

Pi_G Generation Expansion Cost

/800/

yG Generation Expansion Year5

/4/

IR Intrest Rate

/.1/

*tTT1(MyT) start of peak period

*/15/

*tTT2(MyT) end of peak period

*/21/

;

*D3 43 64 25

*D4 48 66 34

;

Parameter

Lambda_Fix(Year) Annual Demand Side Price

P_De(Year,Day,Time) Annual Demand by detail

Lambda_Gen(Year) Annual Generation Side Price

;

Lambda_Fix('Y1')=Lambda_F;

loop(Year\$(ord(year)>1),Lambda_Fix(Year)=Beta_L*Lambda_Fix(Year-1));

Lambda_Gen('Y1')=Lambda_G;

loop(Year\$(ord(year)>1),Lambda_Gen(Year)=Beta_G*Lambda_Gen(Year-1));

loop(Day,

loop(Time,P_De('Y1',Day,Time)=P_D(Day,Time))

);

loop(Year\$(ord(year)>1),

loop(Day,

loop(Time,P_De(Year,Day,Time)=P_De(Year-1,Day,Time)*Alpha)

)

);

parameter

M1/1000/

M /10000000000/

M2 /8000/

;

```
*$if exist matdata.gms $include matdata.gms
```

```
free variable
```

```
Z;
```

```
Variable
```

```
Cost
```

```
Profit    Total Profit
```

```
Profit_L   gained Profit from postponing Transmission expansion
```

```
Profit_G   gained Profit from postponing Generation expansion
```

```
Profit_T   gained Profit from postponing Substation expansion
```

```
;
```

```
Positive variable
```

```
Lambda_Sof(Year) Selling Price during off-peak
```

```
Gamma_Sof    Selling coefficient during off-peak
```

```
Lambda_Bof(Year) Buying Price during off-peak
```

```
Kessi_Bof    Buying coefficient during off-peak
```

```
Lambda_SP(Year) Selling Price during peak
```

```
Gamma_SP     Selling coefficient during peak
```

```
Lambda_BP(Year) Buying Price during peak
```

```
Kessi_BP     Buying coefficient during peak
```

```
SlagV
```

```
P_Ch(Year,Day,Time)
```

```
P_Dis(Year,Day,Time)
```

```
E(Year,Day,Time) SoC
```

```
Eta_PDisU(Year,Day,Time)
```

```
Eta_PDisD(Year,Day,Time)
```

```
Eta_PChU(Year,Day,Time)
```

```
Eta_PChD(Year,Day,Time)
```

```
Eta_EU(Year,Day,Time)
```

```
Eta_ED(Year,Day,Time)
```

```
;
```

```
Binary variable
```

```
W_PDisU(Year,Day,Time)
```

```
W_PDisD(Year,Day,Time)
```

```
W_PChU(Year,Day,Time)
```

```
W_PChD(Year,Day,Time)
```

```
W_EU(Year,Day,Time)
```

```
W_ED(Year,Day,Time)
```

```
Zeta_TS(Year,Day,Time)
```

```
Zeta_TS1(Year)
```

```
Zeta_TT(Year)
```

```
Zeta_LS(Year,Day,Time)
```

```
Zeta_LS1(Year)
```

```
Zeta_LT(Year)
```

```
Zeta_GS(Year,Day,Time)
```

Zeta_GS1(Year)
Zeta_GT(Year)
W_tempDis(Year,Day,Time)
W_tempCh(Year,Day,Time)
W_m
;

Equations
Obj

Def1(Year)
Def2(Year)
Def3(Year)
Def4(Year)

Coff1
Coff2
Coff3
Coff4

Coff5(MyT)
*Coff6
*Coff7
Coff8(MyT)

*PQC(Year)

PCons1(Year,Day,Time,MyT)
PCons2(Year,Day,Time,MyT)
EDef(Year,Day,Time,MyT)
ECons(Year,Day,Time,MyT)

LagCons1(Year,Day,Time,MyT)
LagCons11(Year,Day,Time,MyT)
LagCons2(Year,Day,Time,MyT)
LagCons3(Year,Day,Time,MyT)
LagCons31(Year,Day,Time,MyT)
LagCons4(Year,Day,Time,MyT)

CompDisU1(Year,Day,Time)
CompDisU2(Year,Day,Time,MyT)

CompDisD1(Year,Day,Time)
CompDisD2(Year,Day,Time)

CompChU1(Year,Day,Time)
CompChU2(Year,Day,Time,MyT)

CompChD1(Year,Day,Time)
CompChD2(Year,Day,Time)

CompEU1(Year,Day,Time)
CompEU2(Year,Day,Time,MyT)

CompED1(Year,Day,Time)
CompED2(Year,Day,Time)

CostOb(MyT)
\$ontext
TransPost1(Year,Day,Time)
TransPost11(Year,Day,Time)
TransPost12(Year)
TransPost13(Year)
TransPost2(Year)
TransPost21(Year)
TransPost22
TransPost3(Year)
TransPost4(Year)

LinePost1(Year,Day,Time)
LinePost11(Year,Day,Time)
LinePost12(Year)
LinePost13(Year)
LinePost2(Year)
LinePost21(Year)
LinePost22
LinePost3(Year)
LinePost4(Year)

GenPost1(Year,Day,Time)
GenPost11(Year,Day,Time)
GenPost12(Year)
GenPost13(Year)
GenPost2(Year)
GenPost21(Year)
GenPost22
GenPost3(Year)
GenPost4(Year)

ProfitEQ
\$offtext
tempeq1(Year,Day,Time)
tempeq2(Year,Day,Time)
tempeq3(Year,Day,Time)

abs1(MyT)
abs2(MyT)
*abs3(MyT)
*abs4(MyT)
*abs5(MyT)
*abs6(MyT)

```

tempeqq(MyT)
*****NEQ1(Year)
*****NEQ2(Year)
;

Obj..          Z=e=-100*Profit-Cost;
*

abs1(MyT)..    rr*(Kessi_BP-Gamma_Sof)-E_C(MyT)=l=.1;
abs2(MyT)..    rr*(Kessi_BP-Gamma_Sof)-E_C(MyT)=g=-.1;
*abs1(MyT)..   rr*(Kessi_BP-Gamma_Sof)=e=E_C(MYT);
*abs1(MyT)..   rr*(Kessi_BP-Gamma_Sof)-E_C(MYT)=l=M1*W_m;
*abs2(MyT)..   rr*(Kessi_BP-Gamma_Sof)-E_C(MYT)=g=M1*(W_m-1);
*abs3(MyT)..   SlagV+W_M*M1=l=M1+rr*(Kessi_BP-Gamma_Sof)-E_C(MYT);
*abs4(MyT)..   SlagV-W_M*M1=g=-M1+rr*(Kessi_BP-Gamma_Sof)-E_C(MYT);
*abs5(MyT)..   SlagV+(1-W_M)*M1=l=M1-(rr*(Kessi_BP-Gamma_Sof)-E_C(MYT));
*abs6(MyT)..   SlagV-(1-W_M)*M1=g=-M1-(rr*(Kessi_BP-Gamma_Sof)-E_C(MYT));

Def1(Year)..   Lambda_Sof(Year)=e=Gamma_Sof*Lambda_Fix(Year);
Def2(Year)..   Lambda_Bof(Year)=e=Kessi_Bof*Lambda_Gen(Year);
Def3(Year)..   Lambda_SP(Year)=e=Gamma_SP*Lambda_Fix(Year);
Def4(Year)..   Lambda_BP(Year)=e=Kessi_BP*Lambda_Gen(Year);

*****Def1(Year)..   Lambda_Sof(Year)=e=10;
*****Def2(Year)..   Lambda_Bof(Year)=e=10;
*****Def3(Year)..   Lambda_SP(Year)=e=20;
*****Def4(Year)..   Lambda_BP(Year)=e=20;

*****NEQ1(Year)..   Lambda_Sof(Year)=g=Lambda_Bof(Year);
*****NEQ2(Year)..   Lambda_SP(Year)=l=Lambda_BP(Year);

Coff1..        Gamma_Sof=l=1;
Coff2..        Kessi_Bof=l=1;
Coff3..        Gamma_SP=g=1;
Coff4..        Kessi_BP=g=1;

Coff5(MyT)..    Gamma_Sof=g=Sof_low(MyT);
*Coff6..        Kessi_Bof=g=.1;
*Coff7..        Gamma_SP=l=3;
Coff8(MyT)..    Kessi_BP=l=BP_UP(MYT);
*PQC(Year)..    E_C(MYT)(Year)=e=(Lambda_SP(Year)-Lambda_Bof(Year))*my(Year);

PCons1(Year,Day,Time,MyT).. P_Dis(Year,Day,Time)=l=Pmax(MyT);

```

```

PCons2(Year,Day,Time,MyT).. P_Ch(Year,Day,Time)=l=Pmax(MyT);
EDef(Year,Day,Time,MyT).. E(Year,Day,Time)=e=sum(Year2$(ord(Year2)<=(ord(Year)-1)),
sum(Day2, TT1(MYT)*(P_Ch(Year2,Day2,'T1')-
P_Dis(Year2,Day2,'T1'))+TT2(MYT)*(P_Ch(Year2,Day2,'T2')-
P_Dis(Year2,Day2,'T2'))+TT3(MYT)*(P_Ch(Year2,Day2,'T3')-P_Dis(Year2,Day2,'T3'))
))+sum(Day2$(ord(Day2)<=(ord(Day)-1)), TT1(MYT)*(P_Ch(Year,Day2,'T1')-
P_Dis(Year,Day2,'T1'))+TT2(MYT)*(P_Ch(Year,Day2,'T2')-
P_Dis(Year,Day2,'T2'))+TT3(MYT)*(P_Ch(Year,Day2,'T3')-P_Dis(Year,Day2,'T3'))
))+sum(Time2$(ord(Time2)<=(ord(Time)) and ord(Time2)=1), TT1(MYT)*(P_Ch(Year,Day,'T1')-
P_Dis(Year,Day,'T1')))+sum(Time2$(ord(Time2)<=(ord(Time)) and ord(Time2)=2),
TT2(MYT)*(P_Ch(Year,Day,'T2')-P_Dis(Year,Day,'T2')))+sum(Time2$(ord(Time2)<=(ord(Time))
and ord(Time2)=3), TT3(MYT)*(P_Ch(Year,Day,'T3')-P_Dis(Year,Day,'T3')));
ECons(Year,Day,Time,MyT).. E(Year,Day,Time)=l=E_C(MYT);
*sum(Year2$(ord(Year2)<=ord(Year)),E_C(MYT)(Year))
LagCons1(Year,Day,Time,MyT$(ord(Time)=1).. TT1(MYT)*Lambda_Bof(Year)-
Eta_PDisU(Year,Day,Time)+Eta_PDisD(Year,Day,Time)-
(sum(Year2$(ord(Year2)>ord(Year)),sum(Day2, TT1(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T1')-
Eta_EU(Year2,Day2,'T1'))+TT2(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T2')-
Eta_EU(Year2,Day2,'T2'))+TT3(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T3')-Eta_EU(Year2,Day2,'T3'))
))+sum(Day2$(ord(Day2)>ord(Day)),TT1(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T1')-
Eta_EU(Year,Day2,'T1'))+TT2(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T2')-
Eta_EU(Year,Day2,'T2'))+TT3(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T3')-Eta_EU(Year,Day2,'T3'))
))+sum(Time2$(ord(Time2)>=ord(Time) and ord(Time2)=1),TT1(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T1')-
Eta_EU(Year,Day,'T1')))+sum(Time2$(ord(Time2)>=ord(Time) and
ord(Time2)=2),TT2(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T2')-
Eta_EU(Year,Day,'T2')))+sum(Time2$(ord(Time2)>=ord(Time) and
ord(Time2)=3),TT3(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T3')-Eta_EU(Year,Day,'T3'))))=e=0;
LagCons11(Year,Day,Time,MyT$(ord(Time)=3).. TT3(MYT)*Lambda_Bof(Year)-
Eta_PDisU(Year,Day,Time)+Eta_PDisD(Year,Day,Time)-
(sum(Year2$(ord(Year2)>ord(Year)),sum(Day2, TT1(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T1')-
Eta_EU(Year2,Day2,'T1'))+TT2(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T2')-
Eta_EU(Year2,Day2,'T2'))+TT3(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T3')-Eta_EU(Year2,Day2,'T3'))
))+sum(Day2$(ord(Day2)>ord(Day)),TT1(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T1')-
Eta_EU(Year,Day2,'T1'))+TT2(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T2')-
Eta_EU(Year,Day2,'T2'))+TT3(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T3')-Eta_EU(Year,Day2,'T3'))
))+sum(Time2$(ord(Time2)>=ord(Time) and ord(Time2)=1),TT1(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T1')-
Eta_EU(Year,Day,'T1')))+sum(Time2$(ord(Time2)>=ord(Time) and
ord(Time2)=2),TT2(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T2')-
Eta_EU(Year,Day,'T2')))+sum(Time2$(ord(Time2)>=ord(Time) and
ord(Time2)=3),TT3(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T3')-Eta_EU(Year,Day,'T3'))))=e=0;
LagCons2(Year,Day,Time,MyT$(ord(Time)=2).. TT2(MYT)*Lambda_BP(Year)-
Eta_PDisU(Year,Day,Time)+Eta_PDisD(Year,Day,Time)-
(sum(Year2$(ord(Year2)>ord(Year)),sum(Day2, TT1(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T1')-
Eta_EU(Year2,Day2,'T1'))+TT2(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T2')-
Eta_EU(Year2,Day2,'T2'))+TT3(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T3')-Eta_EU(Year2,Day2,'T3'))
))+sum(Day2$(ord(Day2)>ord(Day)),TT1(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T1')-
Eta_EU(Year,Day2,'T1'))+TT2(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T2')-
Eta_EU(Year,Day2,'T2'))+TT3(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T3')-Eta_EU(Year,Day2,'T3'))
))+sum(Time2$(ord(Time2)>=ord(Time) and ord(Time2)=1),TT1(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T1')-
Eta_EU(Year,Day,'T1')))+sum(Time2$(ord(Time2)>=ord(Time) and
ord(Time2)=2),TT2(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T2')-
Eta_EU(Year,Day,'T2')))+sum(Time2$(ord(Time2)>=ord(Time) and
ord(Time2)=3),TT3(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T3')-Eta_EU(Year,Day,'T3'))))=e=0;
LagCons3(Year,Day,Time,MyT$(ord(Time)=1).. -TT1(MYT)*Lambda_Sof(Year)-
Eta_PChU(Year,Day,Time)+Eta_PChD(Year,Day,Time)+(sum(Year2$(ord(Year2)>ord(Year)),sum(

```

Day2, TT1(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T1')-
 Eta_EU(Year2,Day2,'T1'))+TT2(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T2')-
 Eta_EU(Year2,Day2,'T2'))+TT3(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T3')-Eta_EU(Year2,Day2,'T3'))
))+sum(Day2\$(ord(Day2)>ord(Day)),TT1(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T1')-
 Eta_EU(Year,Day2,'T1'))+TT2(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T2')-
 Eta_EU(Year,Day2,'T2'))+TT3(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T3')-Eta_EU(Year,Day2,'T3'))
)+sum(Time2\$(ord(Time2)>=ord(Time) and ord(Time2)=1),TT1(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T1')-
 Eta_EU(Year,Day,'T1')))+sum(Time2\$(ord(Time2)>=ord(Time) and
 ord(Time2)=2),TT2(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T2')-
 Eta_EU(Year,Day,'T2')))+sum(Time2\$(ord(Time2)>=ord(Time) and
 ord(Time2)=3),TT3(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T3')-Eta_EU(Year,Day,'T3'))))=e=0;
 LagCons31(Year,Day,Time,MyT)\$ (ord(Time)=3).. -TT3(MYT)*Lambda_Sof(Year)-
 Eta_PChU(Year,Day,Time)+Eta_PChD(Year,Day,Time)+(sum(Year2\$(ord(Year2)>ord(Year)),sum(
 Day2, TT1(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T1')-
 Eta_EU(Year2,Day2,'T1'))+TT2(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T2')-
 Eta_EU(Year2,Day2,'T2'))+TT3(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T3')-Eta_EU(Year2,Day2,'T3'))
))+sum(Day2\$(ord(Day2)>ord(Day)),TT1(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T1')-
 Eta_EU(Year,Day2,'T1'))+TT2(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T2')-
 Eta_EU(Year,Day2,'T2'))+TT3(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T3')-Eta_EU(Year,Day2,'T3'))
)+sum(Time2\$(ord(Time2)>=ord(Time) and ord(Time2)=1),TT1(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T1')-
 Eta_EU(Year,Day,'T1')))+sum(Time2\$(ord(Time2)>=ord(Time) and
 ord(Time2)=2),TT2(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T2')-
 Eta_EU(Year,Day,'T2')))+sum(Time2\$(ord(Time2)>=ord(Time) and
 ord(Time2)=3),TT3(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T3')-Eta_EU(Year,Day,'T3'))))=e=0;
 LagCons4(Year,Day,Time,MyT)\$ (ord(Time)=2).. -TT2(MYT)*Lambda_SP(Year)-
 Eta_PChU(Year,Day,Time)+Eta_PChD(Year,Day,Time)+(sum(Year2\$(ord(Year2)>ord(Year)),sum(
 Day2, TT1(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T1')-
 Eta_EU(Year2,Day2,'T1'))+TT2(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T2')-
 Eta_EU(Year2,Day2,'T2'))+TT3(MYT)*(Eta_ED(Year2,Day2,'T3')-Eta_EU(Year2,Day2,'T3'))
))+sum(Day2\$(ord(Day2)>ord(Day)),TT1(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T1')-
 Eta_EU(Year,Day2,'T1'))+TT2(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T2')-
 Eta_EU(Year,Day2,'T2'))+TT3(MYT)*(Eta_ED(Year,Day2,'T3')-Eta_EU(Year,Day2,'T3'))
)+sum(Time2\$(ord(Time2)>=ord(Time) and ord(Time2)=1),TT1(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T1')-
 Eta_EU(Year,Day,'T1')))+sum(Time2\$(ord(Time2)>=ord(Time) and
 ord(Time2)=2),TT2(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T2')-
 Eta_EU(Year,Day,'T2')))+sum(Time2\$(ord(Time2)>=ord(Time) and
 ord(Time2)=3),TT3(MYT)*(Eta_ED(Year,Day,'T3')-Eta_EU(Year,Day,'T3'))))=e=0;

CompDisU1(Year,Day,Time).. Eta_PDisU(Year,Day,Time)=l=M*W_PDisU(Year,Day,Time);
 CompDisU2(Year,Day,Time,MyT).. Pmax(MyT)-P_Dis(Year,Day,Time)=l=M*(1-
 W_PDisU(Year,Day,Time));

CompDisD1(Year,Day,Time).. Eta_PDisD(Year,Day,Time)=l=M*W_PDisD(Year,Day,Time);
 CompDisD2(Year,Day,Time).. P_Dis(Year,Day,Time)=l=M*(1-W_PDisD(Year,Day,Time));

CompChU1(Year,Day,Time).. Eta_PChU(Year,Day,Time)=l=M*W_PChU(Year,Day,Time);
 CompChU2(Year,Day,Time,MyT).. Pmax(MyT)-P_Ch(Year,Day,Time)=l=M*(1-
 W_PChU(Year,Day,Time));

CompChD1(Year,Day,Time).. Eta_PChD(Year,Day,Time)=l=M*W_PChD(Year,Day,Time);
 CompChD2(Year,Day,Time).. P_Ch(Year,Day,Time)=l=M*(1-W_PChD(Year,Day,Time));

CompEU1(Year,Day,Time).. Eta_EU(Year,Day,Time)=l=M*W_EU(Year,Day,Time);
 CompEU2(Year,Day,Time,MyT).. E_C(MYT)-E(Year,Day,Time)=l=M*(1-
 W_EU(Year,Day,Time));

CompED1(Year,Day,Time).. Eta_ED(Year,Day,Time)=l=M*W_ED(Year,Day,Time);
 CompED2(Year,Day,Time).. E(Year,Day,Time)=l=M*(1-W_ED(Year,Day,Time));

*CostOb.. Cost=e=sum(Year,186*sum(Day,8*sum(Time,
 P_Ch(Year,Day,Time)*Lambda_Fix(Year)-P_Dis(Year,Day,Time)*Lambda_Gen(Year)-
 Pmax(MyT)*(Eta_PChU(Year,Day,Time)+Eta_PDisU(Year,Day,Time))-
 Eta_EU(Year,Day,Time)*E_C(MYT)));
 CostOb(MyT).. Cost=e=sum(Year,186*sum(Day,8*sum(Time,
 P_Ch(Year,Day,Time)*Lambda_Fix(Year)-
 P_Dis(Year,Day,Time)*Lambda_Gen(Year)+Pmax(MyT)*(Eta_PChU(Year,Day,Time)+Eta_PDisU(
 Year,Day,Time))+Eta_EU(Year,Day,Time)*E_C(MYT)));
 tempeqq(MyT).. Profit=e=sum(Year,186*sum(Day, TT2(MYT)*(P_Ch(Year,Day,'T2')-
 P_Dis(Year,Day,'T2'))-TT1(MYT)*(P_Ch(Year,Day,'T1')-P_Dis(Year,Day,'T1'))-
 TT3(MYT)*(P_Ch(Year,Day,'T3')-P_Dis(Year,Day,'T3'))));
 \$ontext

TransPost1(Year,Day,Time).. -P_CT+P_De(Year,Day,Time)+P_Ch(Year,Day,Time)-
 P_Dis(Year,Day,Time)=l=M*Zeta_TS(Year,Day,Time);
 TransPost11(Year,Day,Time).. -P_CT+P_De(Year,Day,Time)+P_Ch(Year,Day,Time)-
 P_Dis(Year,Day,Time)=g=M*(Zeta_TS(Year,Day,Time)-1);
 TransPost12(Year).. sum(Day, sum(Time, Zeta_TS(Year,Day,Time)))=l=M*Zeta_TS1(Year);
 TransPost13(Year).. sum(Day, sum(Time, Zeta_TS(Year,Day,Time)))-.1=g=M*(Zeta_TS1(Year)-
 1);
 TransPost2(Year).. Zeta_TS1(Year)-Zeta_TS1(Year-1)=l=M*Zeta_TT(Year);
 TransPost21(Year).. Zeta_TS1(Year)-Zeta_TS1(Year-1)-.1=g=M*(Zeta_TT(Year)-1);
 TransPost22.. Zeta_TT('Y1')=e=0;
 TransPost3(Year).. Profit_T+M2*Zeta_TT(Year)=l=Pi_T*(1-(1/power((1+IR),(ord(Year)-
 yT))))+M2;
 TransPost4(Year).. Profit_T-M2*Zeta_TT(Year)=g=Pi_T*(1-(1/power((1+IR),(ord(Year)-
 yT))))-M2;

LinePost1(Year,Day,Time).. -P_CL+P_De(Year,Day,Time)+P_Ch(Year,Day,Time)-
 P_Dis(Year,Day,Time)=l=M*Zeta_LS(Year,Day,Time);
 LinePost11(Year,Day,Time).. -P_CL+P_De(Year,Day,Time)+P_Ch(Year,Day,Time)-
 P_Dis(Year,Day,Time)=g=M*(Zeta_LS(Year,Day,Time)-1);
 LinePost12(Year).. sum(Day, sum(Time, Zeta_LS(Year,Day,Time)))=l=M*Zeta_LS1(Year);
 LinePost13(Year).. sum(Day, sum(Time, Zeta_LS(Year,Day,Time)))-.1=g=M*(Zeta_LS1(Year)-
 1);
 LinePost2(Year).. Zeta_LS1(Year)-Zeta_LS1(Year-1)=l=M*Zeta_LT(Year);
 LinePost21(Year).. Zeta_LS1(Year)-Zeta_LS1(Year-1)-.1=g=M*(Zeta_LT(Year)-1);
 LinePost22.. Zeta_LT('Y1')=e=0;
 LinePost3(Year).. Profit_L+M2*Zeta_LT(Year)=l=Pi_L*(1-(1/power((1+IR),(ord(Year)-
 yL))))+M2;
 LinePost4(Year).. Profit_L-M2*Zeta_LT(Year)=g=Pi_L*(1-(1/power((1+IR),(ord(Year)-
 yL))))-M2;

```

GenPost1(Year,Day,Time)..          -P_CG+P_De(Year,Day,Time)+P_Ch(Year,Day,Time)-
P_Dis(Year,Day,Time)=l=M*Zeta_GS(Year,Day,Time);
GenPost11(Year,Day,Time)..          -P_CG+P_De(Year,Day,Time)+P_Ch(Year,Day,Time)-
P_Dis(Year,Day,Time)=g=M*(Zeta_GS(Year,Day,Time)-1);
GenPost12(Year)..          sum(Day, sum(Time, Zeta_GS(Year,Day,Time)))=l=M*Zeta_GS1(Year);
GenPost13(Year)..          sum(Day, sum(Time, Zeta_GS(Year,Day,Time)))-.1=g=M*(Zeta_GS1(Year)-
1);
GenPost2(Year)..          Zeta_GS1(Year)-Zeta_GS1(Year-1)=l=M*Zeta_GT(Year);
GenPost21(Year)..          Zeta_GS1(Year)-Zeta_GS1(Year-1)-.1=g=M*(Zeta_GT(Year)-1);
GenPost22..          Zeta_GT('Y1')=e=0;
GenPost3(Year)..          Profit_G+M2*Zeta_GT(Year)=l=Pi_G*(1-(1/power((1+IR),(ord(Year)-
yG))))+M2;
GenPost4(Year)..          Profit_G-M2*Zeta_GT(Year)=g=Pi_G*(1-(1/power((1+IR),(ord(Year)-
yG))))-M2;

ProfitEQ..          Profit=e=Profit_T+Profit_L+Profit_G;
$offtext
tempeq1(Year,Day,Time)..          P_Dis(Year,Day,Time)=l=M*W_tempDis(Year,Day,Time);
tempeq2(Year,Day,Time)..          P_Ch(Year,Day,Time)=l=M*W_tempCh(Year,Day,Time);
tempeq3(Year,Day,Time)..          W_tempDis(Year,Day,Time)+W_tempCh(Year,Day,Time)=l=1;

Model Battery_Gams / all /;
option optcr=0.01;
solve Battery_Gams maximize Z using MIP;
*temp1(Year,Day,Time)=-P_CT+P_De(Year,Day,Time)+P_Ch.l(Year,Day,Time)-
P_Dis.l(Year,Day,Time);
*temp2(Year,Day,Time)=-P_CL+P_De(Year,Day,Time)+P_Ch.l(Year,Day,Time)-
P_Dis.l(Year,Day,Time);
*temp3=sum(Year,186*sum(Day,          TT1(MYT)*(P_Ch.l(Year,Day,'T1')*(Lambda_Fix(Year)-
Lambda_Sof.l(Year))-P_Dis.l(Year,Day,'T1')*(Lambda_Gen(Year)-
Lambda_Bof.l(Year)))+TT3(MYT)*(P_Ch.l(Year,Day,'T3')*(Lambda_Fix(Year)-
Lambda_Sof.l(Year))-P_Dis.l(Year,Day,'T3')*(Lambda_Gen(Year)-
Lambda_Bof.l(Year)))+TT2(MYT)*(P_Ch.l(Year,Day,'T2')*(Lambda_Fix(Year)-
Lambda_SP.l(Year))-P_Dis.l(Year,Day,'T2')*(Lambda_Gen(Year)-Lambda_BP.l(Year)))  ));
*temp4=sum(Year,186*sum(Day,          TT1(MYT)*(P_Dis.l(Year,Day,'T1')*Lambda_Bof.l(Year)-
P_Ch.l(Year,Day,'T1')*Lambda_Sof.l(Year))+TT3(MYT)*(P_Dis.l(Year,Day,'T3')*Lambda_Bof.l(Y
ear)-
P_Ch.l(Year,Day,'T3')*Lambda_Sof.l(Year))+TT2(MYT)*(P_Dis.l(Year,Day,'T2')*Lambda_BP.l(Ye
ar)-P_Ch.l(Year,Day,'T2')*Lambda_SP.l(Year))  ));
*temp5=sum(Year,186*sum(Day,sum(Time,
Pmax(MyT)*(Eta_PdisU.l(Year,Day,Time)+Eta_PchU.l(Year,Day,Time))+E_C(MYT)*Eta_EU.l(Ye
ar,Day,Time)  ));
Marg_Sof=sum(Year,Def1.m(Year)+Coff1.m-Coff5.m('ee1'));
Marg_BP=sum(Year,Def4.m(Year)-Coff4.m+Coff8.m('ee1'));
Marg_E=sum(Year,186*sum(Day,8*sum(Time,ECons.m(Year,Day,Time,'ee1'))));
*display Lambda_Fix, Lambda_Gen, P_De, temp1, temp2, temp3,temp4, temp5, Def1.m, Def4.m;
execute_unload 'tstsol1', Gamma_Sof;
execute_unload 'tstsol2', Kessi_BP;
*execute 'gdxrw.exe tstso2.gdx o=tstso2.xls var=Kessi_BP.l'
execute_unload 'tstsol4', Marg_Sof;
execute_unload 'tstsol3', Marg_BP;
execute_unload 'tstsol5', Marg_E;
execute_unload 'tstsol6', Cost;

```

```
execute_unload 'tstsol7', Profit;  
execute_unload 'tstsol8', Z;  
  
*execute_unload %matout%;  
*$libinclude matout Gamma_Sof.l pow  
*$libinclude matout Kessi_BP.l pow
```

پیوست ۲ (کد MATLAB)

```

function
[Err_S,E_S,Sof_low_S,BP_UP_S,Sof_Val_S,BP_Val_S,E_Marg_S,Sof_Marg_S,BP_Marg_S,Cost_S
,Profit_S,Z_S]=Battery_Link
tic
E_S=zeros;(۵'۹'۳۰۰)
Sof_low_S=zeros;(۵'۹'۳۰۰)
BP_UP_S=zeros;(۵'۹'۳۰۰)
Sof_Val_S=zeros;(۵'۹'۳۰۰)
BP_Val_S=zeros;(۵'۹'۳۰۰)
E_Marg_S=zeros;(۵'۹'۳۰۰)
Sof_Marg_S=zeros;(۵'۹'۳۰۰)
BP_Marg_S=zeros;(۵'۹'۳۰۰)
Cost_S=zeros;(۵'۹'۳۰۰)
Profit_S=zeros;(۵'۹'۳۰۰)
Z_S=zeros;(۵'۹'۳۰۰)
Err_S=zeros;(۵'۹'۳۰۰)

LoadH]=
۱۷۴/۷
۱۹۲/۳
۲۰۸/۷
۲۲۳/۲
۲۳۴/۷
۲۴۱/۶
۲۴۰/۸
۲۳۲/۸
۲۲۶/۲
۲۲۴/۴
۲۲۶/۲
۲۲۶/۳
۲۳۲/۲
۲۴۴/۲
۲۴۰/۹
۲۳۲/۰
۲۲۲/۱
۲۰۶/۹
۱۹۰/۸
۱۸۰/۱
۱۷۳/۹
۱۷۱/۰
۱۶۴/۹
;[۱۶۰/۵
LoadC]=
۱۴۶/۷
۱۵۸/۶
۱۶۷/۷
۱۷۵/۶
۱۸۰/۰
۱۸۰/۷
۱۷۶/۷
۱۶۹/۴
۱۶۳/۵

```

```

۱۶۶/۹
۱۹۳/۰
۲۰۹/۰
۲۰۷/۷
۲۰۳/۸
۱۹۶/۷
۱۸۴/۹
۱۶۹/۵
۱۵۲/۵
۱۴۱/۴
۱۳۵/۶
۱۳۳/۱
۱۳۲/۹
۱۳۲/۴
۱۳۴/۱
;[
LH;[۰ ۰ ۰]=
LC;[۰ ۰ ۰]=
for t1=2:6
    k1=t1-1;
    for t2=15:23
        k2=t2-14;
        EVal=20;
        PVal=20;
        E_New=15;
        err=1000;
        m_E=10;
        m_P=10;
        E_New=0;
        P_New=0;
        alpha=.3;
        BP_UP;[۲۰۰۰]=
        Sof_low;[۰]=
        E_Rec;[]=
        LH(1,1)=mean(LoadH(1:t1,:));
        LH(1,2)=mean(LoadH(t1:t2,:));
        LH(1,3)=mean(LoadH(t2:24,:));

        LC(1,1)=mean(LoadC(1:t1,:));
        LC(1,2)=mean(LoadC(t1:t2,:));
        LC(1,3)=mean(LoadC(t2:24,:));

        TT1=t1-1;
        TT2=t2-t1;
        TT3=24-t2;

        i=0;
        while (abs(err)>.05 || i<10)
            if i>300
                break
            end
            i=i+1
            E_max.name='E_C;'
            E_max.type='parameter;'
            E_max.val=EVal;

```

```

E_max.form='full;'
E_max.uels={'ee1'}      ;
E_max.dim=1;
E_S(k1,k2,i)=EVal;

P_max.name='Pmax;'
P_max.type= 'parameter;'
P_max.val=PVal;
P_max.form='full;'
P_max.uels={'ee1'};
P_max.dim=1;

BP_UP1.name='BP_UP;'
BP_UP1.type= 'parameter;'
BP_UP1.val=max(1,BP_UP(:,end))      ;
BP_UP1.form='full;'
BP_UP1.uels={'ee1'}      ;
BP_UP1.dim=1;
BP_UP_S(k1,k2,i)=max(1,BP_UP(:,end));

Sof_low1.name='Sof_low;'
Sof_low1.type= 'parameter;'
Sof_low1.val=min(Sof_low(:,end),.01);
Sof_low1.form='full;'
Sof_low1.uels={'ee1'}      ;
Sof_low1.dim=1;
Sof_low_S(k1,k2,i)=min(Sof_low(:,end),.99);

P_D1.name='P_D;'
P_D1.type= 'parameter;'
P_D1.val=[LH;LC];
P_D1.form='full;'
P_D1.uels={{'D1' 'D2'},{'T1' 'T2' 'T3'}}      ;
P_D1.dim=2;

TT11.name='TT1;'
TT11.type= 'parameter;'
TT11.val=TT1;
TT11.form='full;'
TT11.uels={'ee1'}      ;
TT11.dim=1;

TT21.name='TT2;'
TT21.type= 'parameter;'
TT21.val=TT2;
TT21.form='full;'
TT21.uels={'ee1'}      ;
TT21.dim=1;

TT31.name='TT3;'
TT31.type= 'parameter;'
TT31.val=TT3;
TT31.form='full;'
TT31.uels={'ee1'}      ;
TT31.dim=1;

```

```

delete testdat1.gdx
delete testdat2.gdx
delete testdat3.gdx
delete testdat4.gdx
delete testdat5.gdx
delete testdat6.gdx
delete testdat7.gdx
delete testdat8.gdx

delete tstsol1.gdx
delete tstsol2.gdx
delete tstsol3.gdx
delete tstsol4.gdx
delete tstsol5.gdx
delete tstsol6.gdx
delete tstsol7.gdx
delete tstsol8.gdx

wgdx('testdat1',E_max);
wgdx('testdat2',P_max);
wgdx('testdat3',Sof_low1);
wgdx('testdat4',BP_UP1);
wgdx('testdat5',P_D1);
wgdx('testdat6',TT11);
wgdx('testdat7',TT21);
wgdx('testdat8',TT31);
%gams('Battery_Gams',Sof_low1,BP_UP1,P_max,E_max,P_D1,TT11,TT21,TT31)
ww=system(['gams Battery_Gams lo=2 --TRIP=']);
if ww~=2

%      a=xlsread('tstso2.xls')

Gamma_BP_Gams.name='Kessi_BP;'
Gamma_BP_Gams.form='full';
%      SHGams.uels;{}=
Gamma_BP_Matlab=rgdx('tstsol2',Gamma_BP_Gams);
LLGamma_BP=Gamma_BP_Matlab.val
BP_Val_S(k1,k2,i)=Gamma_BP_Matlab.val;

Gamma_Sof_Gams.name='Gamma_Sof;'
Gamma_Sof_Gams.form='full';
SHGams.uels;{}=
Gamma_Sof_Matlab=rgdx('tstsol1',Gamma_Sof_Gams);
LLGamma_Sof=Gamma_Sof_Matlab.val
Sof_Val_S(k1,k2,i)=Gamma_Sof_Matlab.val;

Gamma_BP_Margin_Gams.name='Marg_BP;'
Gamma_BP_Margin_Gams.form='full';
%      SHGams.uels={'Y1' 'Y2' 'Y3' 'Y4' 'Y5' 'Y6' 'Y7' 'Y8' 'Y9' 'Y10'};

```

```

Gamma_BP_Margin_Matlab=rgdx('tstsol3',Gamma_BP_Margin_Gams);
BP_Marg_S(k1,k2,i)=Gamma_BP_Margin_Matlab.val;

Gamma_Sof_Margin_Gams.name='Marg_Sof;
Gamma_Sof_Margin_Gams.form='full ';
% SHGams.uels={'Y1' 'Y2' 'Y3' 'Y4' 'Y5' 'Y6' 'Y7' 'Y8' 'Y9' 'Y10'};
Gamma_Sof_Margin_Matlab=rgdx('tstsol4',Gamma_Sof_Margin_Gams);
Sof_Marg_S(k1,k2,i)=Gamma_Sof_Margin_Matlab.val;

Gamma_E_Margin_Gams.name='Marg_E;
Gamma_E_Margin_Gams.form='full ';
% SHGams.uels={'Y1' 'Y2' 'Y3' 'Y4' 'Y5' 'Y6' 'Y7' 'Y8' 'Y9' 'Y10'};
Gamma_E_Margin_Matlab=rgdx('tstsol5',Gamma_E_Margin_Gams);
E_Marg_S(k1,k2,i)=Gamma_E_Margin_Matlab.val;

Cost_Gams.name='Cost;
Cost_Gams.form='full ';
% SHGams.uels={'Y1' 'Y2' 'Y3' 'Y4' 'Y5' 'Y6' 'Y7' 'Y8' 'Y9' 'Y10'};
Cost_Matlab=rgdx('tstsol6',Cost_Gams);
Cost_S(k1,k2,i)=Cost_Matlab.val;

Profit_Gams.name='Profit;
Profit_Gams.form='full ';
% SHGams.uels={'Y1' 'Y2' 'Y3' 'Y4' 'Y5' 'Y6' 'Y7' 'Y8' 'Y9' 'Y10'};
Profit_Matlab=rgdx('tstsol7',Profit_Gams);
Profit_S(k1,k2,i)=Profit_Matlab.val;

Z_Gams.name='Z;
Z_Gams.form='full ';
% SHGams.uels={'Y1' 'Y2' 'Y3' 'Y4' 'Y5' 'Y6' 'Y7' 'Y8' 'Y9' 'Y10'};
Z_Matlab=rgdx('tstsol8',Z_Gams);
Z_S(k1,k2,i)=Z_Matlab.val;

% E_New=E_New*.9;
% E_New=m_E*(Gamma_BP_Matlab.val-Gamma_Sof_Matlab.val);
% P_New=m_P*(Gamma_BP_Matlab.val-Gamma_Sof_Matlab.val);
if round((Gamma_E_Margin_Matlab.val),1,'significant')~=0 &&
isnan(round((Gamma_E_Margin_Matlab.val),1,'significant'))==0
E_New=EVal+(Gamma_E_Margin_Matlab.val/abs((round((Gamma_E_Margin_Matlab.val),1,'signifi
cant'))));
end
E_Rec(:,end+1)=E_New;
P_New=E_New;
err=E_New-EVal+P_New-PVal;
err_MM=err
Err_S(k1,k2,i)=err;

if (round((Gamma_Sof_Margin_Matlab.val),1,'significant'))~=0 &&
isnan(round((Gamma_Sof_Margin_Matlab.val),1,'significant'))==0

```



```

Sof_low(:,end+1)=Sof_low(:,end)+((Gamma_Sof_Margin_Matlab.val/abs(round((Gamma_Sof_Margin_Matlab.val),1,'significant'))));
    end
    Sof_low(:,end)
    if      abs(round((Gamma_BP_Margin_Matlab.val),1,'significant'))~=0      &&
isnan((round((Gamma_BP_Margin_Matlab.val),1,'significant'))==0

BP_UP(:,end+1)=BP_UP(:,end)+((Gamma_BP_Margin_Matlab.val/abs(round((Gamma_BP_Margin_Matlab.val),1,'significant'))));
    end
    BP_UP(:,end)
    E_MMarg=Gamma_E_Margin_Matlab.val
    EVal=EVal+(E_New-EVal)*alpha
    PVal=PVal+(P_New-PVal)*alpha      ;
    end
    end
    end
end
toc

```