

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240324

基于源荷储协调运行的电网可用输电能力优化方法

陈艳波¹, 王德帅¹, 田昊欣¹, 范海威², 李劲松³, 罗雅迪³

(1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京 102206; 2. 国网福建省电力有限公司, 福建 福州 350001; 3. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192)

摘要: 充分利用灵活性资源的调节作用能够优化电网的可用输电能力(available transfer capability, ATC), 提高系统运行的安全性和经济性, 因此提出一种计及源荷储多调节资源的两阶段随机动态 ATC 优化方法。首先, 采用动态场景分析法对新能源出力不确定性建模, 建立激励型需求响应模型和基于放电深度的储能等效循环寿命成本模型。其次, 第一阶段构建日前两阶段源荷储随机优化经济调度模型, 以优化结果作为基态, 建立日前随机动态 ATC 计算模型以确定阻塞时段。然后, 第二阶段构建日前随机动态 ATC 双层优化模型, 上层以阻塞时段的 ATC 最大为目标, 下层以基态运行成本最小为目标, 上层确定储能和负荷响应情况与下层基态机组出力情况相互交互, 采用 Karush-Kuhn-Tucker(KKT)条件将下层模型转化以实现双层模型的求解。算例分析表明, 通过优化源荷储运行方式能够在提升 ATC 的同时兼顾系统运行的经济性。

关键词: 可用输电能力; 储能寿命模型; 源荷储协调运行; 两阶段优化模型

An optimal method for the available transfer capability of a power grid based on coordinated operation of source-load-storage

CHEN Yanbo¹, WANG Deshuai¹, TIAN Haoxin¹, FAN Haiwei², LI Jinsong³, LUO Yadi³

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 2. State Grid Fujian Electric Power Co., Ltd., Fuzhou 350001, China; 3. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: Making full use of the regulating role of flexible resources can optimize the available transfer capability (ATC) of the power grid and improve the safety and economy of system operation. A two-stage stochastic dynamic ATC optimization method considering multiple regulating resources of source-load-storage is proposed. First, dynamic scenario analysis is used to model the uncertainty of new energy output, and an incentive-based demand response model and an energy storage equivalent cycle life cost model based on depth of discharge are established. Secondly, in the first stage, a two-stage stochastic optimization economic dispatch model of source-load-storage is constructed, and the optimization result is used as the base state to establish a day-ahead stochastic dynamic ATC calculation model to determine the congestion period. Then, in the second stage, a day-ahead stochastic dynamic ATC bi-level optimization model is constructed, with the objectives of maximizing the ATC during the congestion period at the upper level and minimizing the base operating cost at the lower level. The interaction between the storage and load response conditions at the upper level and the base unit output conditions at the lower level is determined, and the lower-level model is transformed using Karush-Kuhn-Tucker (KKT) conditions to achieve the analysis of the bi-level model. Finally, the case study indicates that optimizing the operational mode of source-load-storage can not only enhance the ATC but also considers the economic efficiency of system operation.

This work is supported by the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 5100-202155577A-0-5-SF).

Key words: ATC; energy storage life model; coordinated operation of source-load-storage; two-stage optimization model

基金项目: 国家电网有限公司科技项目资助(5100-202155577A-0-5-SF)

0 引言

随着“双碳”目标的提出,以风电、光伏为主的可再生能源得到快速发展,但其出力的随机性和波动性使得新能源大规模并网后带来调峰和消纳难题^[1-3]。由于电能不能大量储存,电力系统需要时刻维持电力电量的平衡,传统电力系统的负荷难以进行调度,需要不断调节发电机出力以平衡负荷的变化。随着新型电力系统的不断演进,源网荷三者之间的关系正从传统的“源随荷动”逐步向“源网荷协同互动”转变^[4-6]。需求响应作为一种有效手段,鼓励电力用户改变用电习惯,通过减小或推移特定时间段的负荷,积极响应电力供应需求。这不仅有助于调节峰谷差,促进新能源的消纳,还能有效缓解系统的调峰压力^[7-8]。储能技术作为一种灵活性极高的调节资源,在电网侧发挥着调峰、调频等多重功能。其合理配置能显著降低线路损耗,缓解输电阻塞,进一步提升电力系统的安全可靠性^[9-10]。因此,如何协同调度源荷储多调节资源以保证电力系统安全经济运行、促进新能源的消纳显得至关重要。

可用输电能力(available transfer capability, ATC)衡量的是两区域间剩余可靠的功率传输容量,是一种反映电网灵活性的指标,对于指导电力市场交易、维持系统安全稳定运行具有重要意义^[11]。目前,国内外关于 ATC 的研究主要集中在 ATC 的计算方法上,包括确定性计算方法^[12-15]和不确定性计算方法^[16-20]。确定性计算方法主要包括灵敏度法^[12]、重复潮流法^[13]、连续潮流法^[14]、最优潮流法^[15]等。不确定性计算方法考虑源网荷具有的随机特性,将不确定因素视为随机变量,基于概率分布和统计理论计算区域间 ATC 的概率分布,主要包括随机规划法、区间优化算法、蒙特卡洛模拟法等。文献[16]基于风速的 Weibull 分布建立风电场出力概率模型,采用蒙特卡洛模拟法对风电并网系统的 ATC 进行概率评估,单一 ATC 样板值采用原-对偶内点法求解。为改善蒙特卡洛模拟法效率低的问题,文献[17]采用拉丁超立方采样生成风电出力场景,然后进行场景缩减,基于随机优化方法建立考虑风电出力不确定性的线性化最优潮流 ATC 计算模型。文献[18]采用区间优化的方法处理风电出力不确定性,该方法只需确定不确定变量的上下边界,无需生成大量的风电出力样本,通过大 M 法和对偶理论计算得到 ATC 的范围。文献[19]提出一种基于机会约束含风电接入的 ATC 计算方法,将机会约束规划问题等价成线性化问题求解。考虑到多风电出力相关性对 ATC 计算精度的影响,文献[20]利用 Cholesky 分解

对多风电出力相关性进行建模,得到样本场景,提出了 ATC 的最优潮流灵敏度计算方法。文献[21]基于风电历史数据的相关系数矩阵和 Couple 函数对风电预测误差空间相关性进行建模,构建了基于二阶锥规划的 ATC 双层优化模型,上层以 ATC 最大为目标,下层以基态发电成本最小为目标,最终得到兼顾系统运行经济性和安全性的 ATC 指标。

目前,关于源荷储协调运行已有大量的研究,文献[22]提出一种储能参与削峰填谷的日前优化调度策略。文献[23]在需求侧通过分时电价和可中断负荷优化负荷曲线,构建含风电系统的深度调峰优化调度模型。文献[24]提出了风储联合优化的双层机组组合模型以应对风电出力不确定,提高了风电消纳率。文献[25]基于火电机组的调峰特性以及储能削峰填谷特性,提出一种风光火储多能互补分层优化调度模型,提升了新能源消纳能力和系统经济性。文献[26]提出一种考虑需求响应的火储协调双层优化策略,上层利用分时电价引导用户优化负荷曲线,下层以调度成本最低为目标,建立考虑火电深度调峰的风光火储联合优化调度模型,所提策略改善了系统调峰压力,提高新能源消纳能力和运行经济性。

上述文献做了很有意义的研究,但仍存在以下不足:(1)现有的静态 ATC 计算方法针对的是某一时刻的 ATC,忽略了整个调度周期内不同时段间的耦合作用;(2)传统的 ATC 计算方法未考虑源荷储多调节资源对 ATC 的影响,且较少考虑系统运行的经济性;(3)已有研究集中在以运行成本最小或新能源消纳最大为目标的源荷储优化调度上,当输电通道阻塞时,对如何统筹源荷储调节资源以提升 ATC 的研究较少。

综合考虑安全性和经济性,本文提出一种计及源荷储多调节资源的两阶段随机动态 ATC 优化方法。首先,基于随机优化方法处理新能源不确定性,采用动态场景分析法生成新能源出力场景,并采用 K-means++与同步回代消除法相结合的方法进行场景缩减,为 ATC 计算和优化提供可靠的基础数据;进而建立激励型需求响应(incentive-based demand response, IDR)模型,并考虑储能全寿命周期的投资成本和运行成本,构建基于放电深度的储能等效循环寿命成本模型,将其嵌入到电力系统优化调度中;在此基础上,第一阶段构建日前两阶段源荷储随机优化经济调度模型,以优化结果作为基态,建立日前随机动态 ATC 计算模型以确定阻塞时段;然后,第二阶段建立日前随机动态 ATC 双层优化模型,通过协调源荷储运行方式对阻塞时段的 ATC 进行优化提升。最后,通过改进 IEEE 30 节点系统验证所提模型和算法的正确性和有效性。

1 源荷储多调节资源建模

1.1 新能源出力不确定性处理

随机优化通过场景分析法刻画随机变量的不确定性, 场景分析法包括场景生成和缩减两部分。

1.1.1 动态场景生成

常用的随机抽样和拉丁超立方采样属于静态场景生成法, 没有考虑新能源出力预测误差时间相关性。相较之下, 动态场景法生成的场景集与新能源出力的随机性和波动性更相近, 具体步骤如下。

首先, 分别统计由出力预测值、实际值、预测误差构成的风电和光伏历史数据并将其归一化。将归一化后的数据按照预测值从小到大进行排序, 按照顺序将历史数据平均分配到 50 个箱中。对于光伏数据, 另外生成一个预测值为 0 的预测箱。拟合各个预测箱的预测误差累计经验概率分布函数。

然后, 生成 S 个服从联合正态分布 $N(\boldsymbol{\mu}_0, \boldsymbol{\Sigma})$ 的随机向量 $\mathbf{Z} = (Z_1, Z_2, \dots, Z_K)^T$, $\boldsymbol{\mu}_0$ 为 K 维零向量, $\boldsymbol{\Sigma}$ 为协方差矩阵, 可表示为

$$\boldsymbol{\Sigma} = \begin{bmatrix} \sigma_{1,1} & \sigma_{1,2} & \cdots & \sigma_{1,K} \\ \sigma_{2,1} & \sigma_{2,2} & \cdots & \sigma_{2,K} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \sigma_{K,1} & \sigma_{K,2} & \cdots & \sigma_{K,K} \end{bmatrix} \quad (1)$$

$\sigma_{m,n}$ 为 m 和 n 时段的预测误差协方差, 表示两时段预测误差相关性大小。采用指数函数法确定协方差矩阵中元素:

$$\sigma_{m,n} = \exp\left(-\frac{|m-n|}{\varepsilon}\right), 0 \leq m, n \leq K \quad (2)$$

式中, ε 为常数, 用来控制不同时段随机变量间的相关性强度, 具体计算方法见文献[27]。

最后, 确定每一时段预测值对应的预测箱, 基于预测箱预测误差累计经验分布函数, 采用逆变换的方法[28]得到实际出力, 进而得到出力场景。

1.1.2 场景缩减

基于划分的 K-means 聚类具有简单、计算速度快、适用于大量数据聚类等优点, 但 K-means 采用均值更新的聚类中心代替缩减后的场景集合会解耦初始场景的时间相关性[29]。同步回代消除法通过迭代不断削减与其他场景概率距离较小的场景直到满足要求, 该方法能够保留初始场景的概率分布, 计算精度较高, 适用于初始场景规模较小的缩减问题。为兼顾计算精度和效率, 本文采用 K-means++ 与同步回代消除法相结合的场景缩减方法, 具体步骤如下。

首先, 利用 K-means++ 进行聚类, 划分得到 N_s 个簇, 每一个簇包含的样本数除以总样本数为该簇

对应场景的概率。

然后, 采用基于 Kantorovich 距离的同步回代消除法分别对 N_s 个簇进行场景削减, 假设第 k 个簇有 D 个样本, 削减后的样本个数为 M , M 取 1, 如式(3)所示。

$$\min_{i=1,2,\dots,D} \pi_{M_i} \left(\min_{j \neq i, j=1,2,\dots,D} \pi_{M_j} \|w_{M_i} - w_{M_j}\|_2 \right) \quad (3)$$

式中, π_{M_i} 和 π_{M_j} 分别为第 i 个样本 M_i 和第 j 个样本 M_j 的概率; $\|w_{M_i} - w_{M_j}\|_2$ 为样本 M_i 和 M_j 之间的欧氏距离。

最后, 分别得到 N_s 个日前风电和光伏场景, 组合得到 N_s^2 个总场景, 采用基于 Kantorovich 距离的同步回代消除法进行场景缩减, 最终得到 N_s 个风电-光伏出力典型场景。

1.2 激励型负荷需求响应模型

负荷需求响应按照用户响应方式分为电价型需求响应(price-based demand response, PDR)和基于合同的 IDR。PDR 的价格弹性系数难以获取且对于“小时级”控制信号难以及时响应, 不适用于大规模新能源并网后的运行与控制。IDR 是指用户与电力公司签订合同并赋予调度机构移动或削减部分负荷, 从中获取收益的响应模式, 该模式更容易实施。在本文的 IDR 模型中, 参与 IDR 的节点响应负荷由需求响应供应商汇集, 并在日前向电力调度机构提供分段报价曲线, 如图 1 所示。

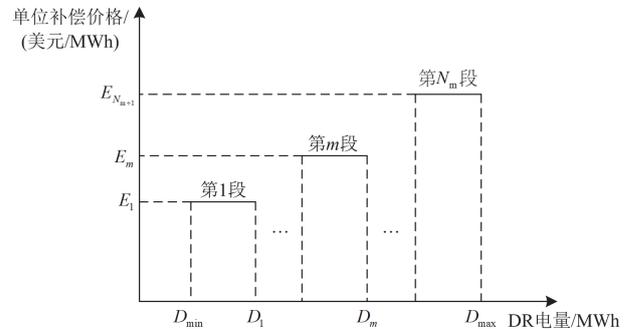


图 1 IDR 报价曲线

Fig. 1 IDR quotation curve

t 时段参与 IDR 的节点 i 调度成本 $C_{\text{IDR},i,t}$ 为

$$C_{\text{IDR},i,t} = \sum_{m=1}^{N_m} E_{i,m}^+ D_{i,t,m}^+ + \sum_{m=1}^{N_m} E_{i,m}^- D_{i,t,m}^- \quad (4)$$

式中: $D_{i,t,m}^+$ 和 $D_{i,t,m}^-$ 分别为 t 时段节点 i 位于分段函数 m 段的负荷增、减电量; $E_{i,m}^+$ 和 $E_{i,m}^-$ 分别为分段函数第 m 段增、减电量的单位报价成本; N_m 为分段报价分段数。

IDR 包含直接负荷、可转移负荷、可中断负荷

等多种基于激励的 DR 项目, IDR 还需满足调度量上下限约束、调度持续时间约束等。

1.3 考虑储能寿命的成本模型

电池储能实际寿命 T_{actual} 由浮充寿命和循环寿命之间的最小值确定, 即

$$T_{\text{actual}} = \min\{T_{\text{float}}, T_{\text{cycle}}\} \quad (5)$$

式中: T_{float} 为储能固定服务年限; T_{cycle} 为储能循环次数到达寿命终点对应的工作年限, 储能寿命终点对应储能容量衰减到 80% 额定容量时的时间点。

电池储能全寿命周期内的投资成本与运维成本之和 C_{deg} 为

$$\begin{cases} C_{\text{deg}} = \left(C_{\text{op}} + C_{\text{iv}} \frac{\rho(1+\rho)^{T_{\text{actual}}}}{(1+\rho)^{T_{\text{actual}}}-1} \right) \cdot T_{\text{actual}} \\ C_{\text{op}} = C_{\text{op,int}} S_{\text{ES,max}} \\ C_{\text{iv}} = C_{\text{iv,int}} S_{\text{ES,max}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: C_{op} 为年运维成本; C_{iv} 为初始总投资成本; $C_{\text{op,int}}$ 和 $C_{\text{iv,int}}$ 分别为单位容量的年运维成本和初始投资成本; $S_{\text{ES,max}}$ 为储能额定容量; ρ 为折现率。

放电深度是影响储能循环寿命的关键因素^[30], 定义储能一个充放循环为 $S_{\text{oc1}} \rightarrow S_{\text{oc2}} \rightarrow S_{\text{oc3}}$, 其中 S_{oc1} 、 S_{oc2} 、 S_{oc3} 分别为储能充电开始、充电结束和放电结束的荷电状态, 该循环的放电深度 $D_{\text{OD}} = 1 - S_{\text{oc3}}$ 。工程中采用雨流计数法拟合得到储能循环寿命与放电深度的函数表达式, 如式(7)所示。

$$N_{\text{life}} = N_0 D_{\text{OD}}^{-k_p} \quad (7)$$

式中: N_{life} 为以放电深度 D_{OD} 运行达到寿命终点的循环次数; N_0 为储能以 100% 放电深度进行充放电的循环次数; N_0 和 k_p 为常数, 由储能厂家提供。

以放电深度 $D_{\text{OD},k}$ 进行一次充放电循环折算到 100% 放电深度的等效循环次数为

$$N_{\text{eq},k} = D_{\text{OD},k}^{k_p} \quad (8)$$

式中, $N_{\text{eq},k}$ 为折算系数。

在一个调度周期内储能寿命折损成本 C_{ES} 为

$$\begin{cases} C_{\text{ES}} = N_{\text{eq}}^{\text{day}} \frac{C_{\text{deg}}}{N_0} \\ N_{\text{eq}}^{\text{day}} = \sum_{t=1}^T D_{\text{OD},t}^{k_p} \\ D_{\text{OD},t} = (1 - S_{\text{oc},t-1}) U_{\text{es},t} \\ U_{\text{es},t} = \max\{u_{\text{es},t} - u_{\text{es},t-1}, 0\} \\ N_{\text{cycle}}^{\text{day}} = \sum_{t=1}^T U_{\text{es},t} \end{cases} \quad (9)$$

式中: T 为调度周期, 本文取 24 h; $u_{\text{es},t}$ 为 0-1 变量, 取 1、0 分别表示储能在 t 时段为充、放电状态; $U_{\text{es},t}$ 为充放电状态转换变量, 取 1 表示 t 时段发生了放电到充电的状态转换, 反之取 0; $N_{\text{eq}}^{\text{day}}$ 为一个调度周期内的等效循环次数, 由式(8)计算得到; $D_{\text{OD},t}$ 为上一个完整充放电循环的放电深度; $N_{\text{cycle}}^{\text{day}}$ 表示一个调度周期内的实际循环次数。

为保证储能的循环寿命不低于浮充寿命, 引入了日等效循环次数约束。

$$\begin{cases} N_{\text{eq}}^{\text{day}} \leq N_{\text{day}}^{\text{lim}} \\ N_{\text{day}}^{\text{lim}} = \frac{N_0}{365 T_{\text{float}}} \end{cases} \quad (10)$$

式中, $N_{\text{day}}^{\text{lim}}$ 为等效日循环次数最大值。

2 两阶段随机动态 ATC 优化模型

为缓解输电线路阻塞、提高新能源消纳能力和系统运行的安全性、经济性, 提出一种基于源荷协调运行的两阶段随机动态 ATC 优化模型, 如图 2 所示。第一阶段构建以经济性最优为目标的 ATC 计算模型, 首先以系统运行成本最小和新能源消纳能力最大为目标协调源荷储运行方式, 建立两阶段随机优化经济调度模型; 然后以优化结果作为基态, 基于直流最优潮流建立日前随机动态 ATC 计算模型, 通过 ATC 的计算来结果确定阻塞时段。若调度周期内的 ATC 值均较大, 此时系统安全稳定裕度较高, 无需进行第二阶段的 ATC 优化, 通过优化结果直接制定各类电源、储能、IDR 的日前调度计划以保证系统运行经济性最优。若某时段的 ATC 值较小, 代表此时区域间输电断面发生阻塞或重载, 需要对该时段 ATC 进行优化提升。第二阶段为 ATC 双层优化模型, 上层模型通过优化各类电源出力、IDR 响应情况、储能运行方式来实现阻塞时段 ATC 的优化提升, 下层模型为经济调度模型, 上下层相互耦合, 通过联合优化结果制定日前调度计划以保证 ATC 优化提升的同时兼顾系统运行的经济性。

2.1 第一阶段: ATC 计算模型

2.1.1 随机优化经济调度模型

随机优化的一般形式为

$$\begin{cases} \min \mathbf{c}^T \mathbf{x} + \sum_{s \in \Omega} p(s) \mathbf{q}_s^T \mathbf{y}_s \\ \text{s.t. } \mathbf{A} \mathbf{x} \leq \mathbf{b} \\ \mathbf{W}_s \mathbf{y}_s \leq \mathbf{h}_s - \mathbf{T}_s \mathbf{x}, \forall s \in \Omega \end{cases} \quad (11)$$

式中: \mathbf{x} 、 \mathbf{y}_s 分别为第一阶段和第二阶段的决策变量; \mathbf{c} 、 \mathbf{q}_s 、 \mathbf{A} 、 \mathbf{b} 、 \mathbf{W}_s 、 \mathbf{h}_s 、 \mathbf{T}_s 为常系数矩阵或向量;

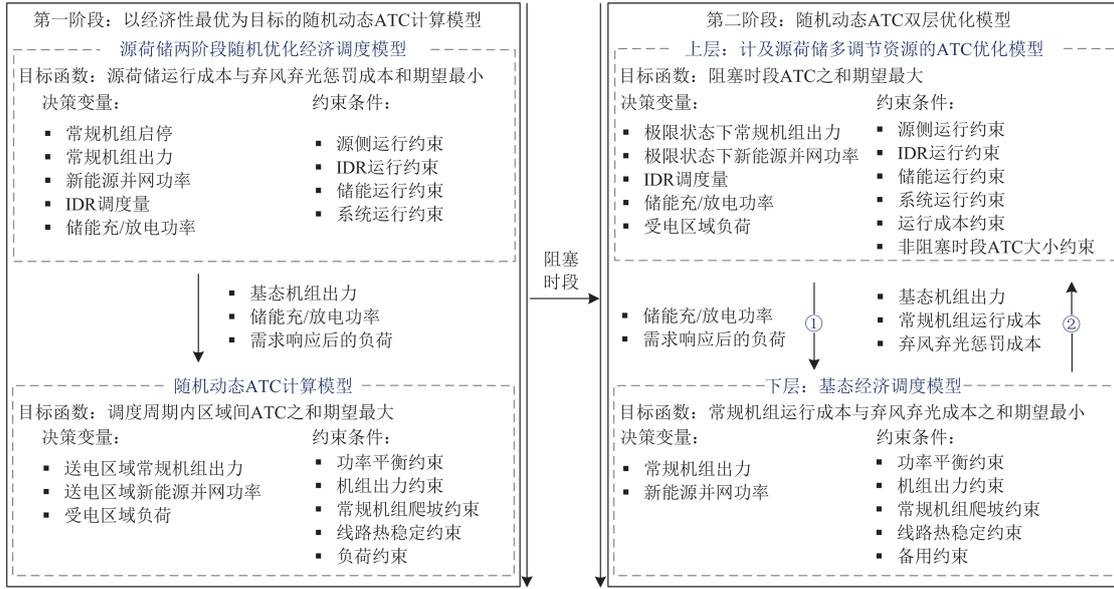


图2 两阶段 ATC 优化框架

Fig. 2 Two-stage ATC optimization framework

Ω 为 s 场景集合。本文日前优化调度在第一阶段确定常规机组启停计划, 该阶段的决策变量和约束条件不随场景的变化而改变, 第二阶段确定不同风光光伏场景下的源荷储运行情况。

1) 目标函数

为促进新能源的消纳, 考虑弃风弃光惩罚成本, 目标函数为常规机组启停费用与源荷储运行成本的期望之和最小。

$$\min f_1 = f_{QT} + \sum_{s=1}^{N_s} p_s (f_{G,s} + f_{IDR,s} + f_{ES,s} + f_{CF,s}) \quad (12)$$

其中

$$\begin{cases} f_{QT} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} [G_{q,i} u_{i,t} (1 - u_{i,t-1}) + G_{s,i} u_{i,t-1} (1 - u_{i,t})] \\ f_{G,s} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} (a_i P_{Gi,t,s}^2 + b_i P_{Gi,t,s} + u_{i,t} c_i) \\ f_{IDR,s} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{IDR}} C_{IDRi,t,s} \\ f_{ES,s} = \sum_{i=1}^{N_{ES}} C_{ESi,s} \\ f_{CF,s} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{NE}} C_{NEi} q_{i,t,s} \end{cases} \quad (13)$$

式中: f_1 为日前经济调度目标函数; f_{QT} 为第一阶段常规机组启停费用; $f_{G,s}$ 、 $f_{IDR,s}$ 、 $f_{ES,s}$ 、 $f_{CF,s}$ 分别为场景 s 下的常规机组发电费用、IDR 调度费用、储能寿命折损成本和弃风弃光惩罚成本; p_s 为场景 s 发生的概率; N_s 为场景数; N_G 、 N_{IDR} 、 N_{ES} 、 N_{NE}

分别为常规机组台数、参与 IDR 节点数、储能电站个数和新能源场站个数; $G_{q,i}$ 、 $G_{s,i}$ 分别为常规机组 i 开机和停机费用; $u_{i,t}$ 为机组启停状态, 启动时取 1, 停机运行时取 0; $P_{Gi,t,s}$ 为机组 i 在场景 s 下 t 时段的有功出力; a_i 、 b_i 、 c_i 为常规机组发电成本比例系数; $C_{IDRi,t,s}$ 为第 i 个参与 IDR 节点在场景 s 下 t 时段的调度费用, 见式(4); $C_{ESi,s}$ 为储能电站 i 在场景 s 下整个调度周期内的寿命折损成本, 见式(9); $q_{i,t,s}$ 为新能源场站 i 在场景 s 下 t 时段的弃风弃光功率; C_{NEi} 为新能源场站 i 单位功率的弃风弃光惩罚成本。

2) 约束条件

(1) 源侧运行约束

受限于常规机组的调节灵活性不足, 式(14)和式(15)分别为常规机组开机和停机的最小持续时间约束; 式(16)为常规机组出力约束; 式(17)为常规机组爬坡约束; 式(18)为新能源场站出力约束。

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{H_i} (1 - u_{i,t}) = 0, H_i = \min \{T, (T_{u,i} - U_{i,0}) u_{i,0}\} \\ \sum_{n=t}^{t+T_{u,i}-1} u_{i,n} - T_{u,i} (u_{i,t} - u_{i,t-1}) \geq 0 \\ \quad t = H_i + 1, H_i + 2, \dots, T - T_{u,i} + 1 \\ \sum_{n=t}^T [u_{i,n} - (u_{i,t} - u_{i,t-1})] \geq 0 \\ \quad t = T - T_{u,i} + 2, T - T_{u,i} + 3, \dots, T \end{cases} \quad (14)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{t=1}^{L_i} u_{i,t} = 0, L_i = \min\{T, (T_{s,i} - S_{i,0})(1 - u_{i,0})\} \\ \sum_{n=t}^{t+T_{s,i}-1} (1 - u_{i,n}) - T_{s,i} (u_{i,t-1} - u_{i,t}) \geq 0 \\ \quad t = L_i + 1, L_i + 2, \dots, T - T_{s,i} + 1 \\ \sum_{n=t}^T [(1 - u_{i,n}) - (u_{i,t-1} - u_{i,t})] \geq 0 \\ \quad t = T - T_{s,i} + 2, T - T_{s,i} + 3, \dots, T \end{array} \right. \quad (15)$$

$$u_{i,t} P_{Gi,\min} \leq P_{Gi,t,s} \leq u_{i,t} P_{Gi,\max}, \forall i \in N_G \quad (16)$$

$$R_{i,\min} P_{Mi} \leq P_{Gi,t,s} - P_{Gi,t-1,s} \leq R_{i,\max} P_{Mi}, \forall i \in N_G \quad (17)$$

$$0 \leq q_{i,t,s} \leq P_{NEi,t,s}^{\text{pre}}, \forall i \in N_{NE} \quad (18)$$

式(16)一式(18) $\forall t \in T, \forall s \in N_s$

式中: $u_{i,0}$ 为常规机组 i 的初始运行状态; $T_{u,i}$ 、 $T_{s,i}$ 分别为常规机组 i 的最小开机和停机持续时间; $U_{i,0}$ 和 $S_{i,0}$ 分别为常规机组 i 初始开机、停机时间; $P_{Gi,\max}$ 、 $P_{Gi,\min}$ 分别为常规机组 i 出力的上下限; $R_{i,\min}$ 、 $R_{i,\max}$ 分别为常规机组 i 的向下和向上爬坡率; P_{Mi} 为常规机组 i 的额定功率; $P_{NEi,t,s}^{\text{pre}}$ 为新能源场站 i 场景 s 下 t 时段的预测出力。

(2) IDR 运行约束

IDR 运行约束如式(19)一式(23)所示。式(19)为 IDR 负荷削减量上下限约束; 式(20)为 IDR 负荷增加量上下限约束; 式(21)为 IDR 状态约束; 式(22)为负荷调度持续时间约束; 式(23)为调度周期内总负荷削减量约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} D_{i,t,s}^- = \sum_{m=1}^{N_m} D_{i,t,s,m}^- \\ I_{i,t,s}^- D_{i,\min} \leq D_{i,t,s,1}^- \leq I_{i,t,s}^- D_{i,1}, m=1 \\ 0 \leq D_{i,t,s,m}^- \leq I_{i,t,s}^- (D_{i,m} - D_{i,m-1}), m > 1 \\ I_{i,t,s}^- D_{i,\min} \leq D_{i,t,s}^- \leq I_{i,t,s}^- D_{i,\max} \end{array} \right. \quad (19)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} D_{i,t,s}^+ = \sum_{m=1}^{N_m} D_{i,t,s,m}^+ \\ I_{i,t,s}^+ D_{i,\min} \leq D_{i,t,s,1}^+ \leq I_{i,t,s}^+ D_{i,1}, m=1 \\ 0 \leq D_{i,t,s,m}^+ \leq I_{i,t,s}^+ (D_{i,m} - D_{i,m-1}), m > 1 \\ I_{i,t,s}^+ D_{i,\min} \leq D_{i,t,s}^+ \leq I_{i,t,s}^+ D_{i,\max} \end{array} \right. \quad (20)$$

$$I_{i,t,s}^+ + I_{i,t,s}^- \leq 1 \quad (21)$$

式中: $I_{i,t,s}^-$ 、 $I_{i,t,s}^+$ 为 0-1 变量, $I_{i,t,s}^-$ 取 1 时表示 t 时段发生了负荷削减, 否则取 0, $I_{i,t,s}^+$ 取 1 时表示有负荷转移到 t 时段, 否则取 0; $D_{i,t,s}^-$ 为节点 i 在场景

s 下 t 时段的响应负荷削减量; $D_{i,t,s,m}^-$ 为节点 i 第 m 分段响应负荷削减量; $D_{i,m}$ 为第 m 分段对应的最大负荷响应量, 见图 1; $D_{i,\min}$ 为节点 i 响应负荷量的下限; $D_{i,\max}$ 为节点 i 响应负荷量的上限, 一般取节点负荷峰值的 10%~15%; $D_{i,t,s}^+$ 为节点 i 场景 s 下 t 时段的响应负荷增加量; $D_{i,t,s,m}^+$ 为节点 i 第 m 分段响应负荷增加量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{t=j}^{j+T_{IDRi,\text{cut}}-1} I_{i,t,s}^- \geq (I_{i,j,s}^- - I_{i,j-1,s}^-) T_{IDRi,\text{cut}} \\ \quad 2 \leq j \leq 1 + T - T_{IDRi,\text{cut}} \\ \sum_{t=j}^{j+T_{IDRi,\text{nocut}}-1} I_{i,t,s}^+ \geq (I_{i,j,s}^+ - I_{i,j-1,s}^+) T_{IDRi,\text{nocut}} \\ \quad 2 \leq j \leq 1 + T - T_{IDRi,\text{nocut}} \end{array} \right. \quad (22)$$

式中, $T_{IDRi,\text{cut}}$ 、 $T_{IDRi,\text{nocut}}$ 分别为节点 i 处于负荷削减状态和增加状态的最小持续时间。

$$\sum_{t=1}^T (D_{i,t,s}^- - D_{i,t,s}^+) \leq D_{IDRi,\text{cut}}^{\max} \quad (23)$$

式中, $D_{IDRi,\text{cut}}^{\max}$ 为 IDR 在调度周期内总的负荷削减电量上限, $D_{IDRi,\text{cut}}^{\max}$ 取 0 且该约束取等号时, 可保证 IDR 响应前后电量不变。

(3) 储能运行约束

考虑寿命的储能运行约束如式(24)一式(29)所示。式(24)和式(25)为充放电功率约束; 式(26)和式(27)为考虑自放电损耗的荷电状态约束; 式(28)为调度周期期末电量平衡约束; 基于式(9)和式(10), 式(29)为日等效循环次数约束, 以保证储能的循环寿命不低于浮充寿命。

$$0 \leq P_{ch,i,t,s} \leq u_{es,i,t,s} P_{NC,i} \quad (24)$$

$$0 \leq P_{cf,i,t,s} \leq (1 - u_{es,i,t,s}) P_{NC,i} \quad (25)$$

$$S_{oc,i,t,s} = (1 - \alpha_i) S_{oc,i,t-1,s} + (P_{ch,i,t,s} \eta_{ch,i} - P_{cf,i,t,s} / \eta_{cf,i}) \Delta t \quad (26)$$

$$\mu_{i,\min} S_{NC,i} \leq S_{oc,i,t,s} \leq \mu_{i,\max} S_{NC,i} \quad (27)$$

$$S_{oc,i,T,s} = S_{oc,i,0,s} \quad (28)$$

式中: $P_{ch,i,t,s}$ 、 $P_{cf,i,t,s}$ 分别为储能充、放电功率; $P_{NC,i}$ 为储能额定功率; $u_{es,i,t,s}$ 为储能运行状态, 为 0-1 变量, 取 1 时, 处于充电状态, 否则取 0; $S_{oc,i,t,s}$ 为储能 t 时段的荷电状态; α_i 为自放电率; $\eta_{ch,i}$ 、 $\eta_{cf,i}$ 分别为储能 i 的充电和放电效率; $\mu_{i,\max}$ 、 $\mu_{i,\min}$ 分别为储能 i 的固有荷电状态上、下限系数; $S_{NC,i}$ 为储能额定容量; Δt 为时间尺度, 本文取 1 h。

$$\begin{cases} U_{ESi,t,s} = \max\{u_{es,i,t,s} - u_{es,i,t-1,s}, 0\} \\ D_{ODi,t,s} = (1 - S_{oc,i,t-1,s}/S_{NC,i})U_{ESi,t,s} \\ N_{eq,i,s}^{\text{day}} = \max\left\{\sum_{t=1}^T D_{ODi,t,s}^{k_{p,j}}, (1 - S_{oc,i,0,s}/S_{NC,i})^{k_{p,j}}\right\} \\ N_{eq,i,s}^{\text{day}} \leq \frac{N_{0,i}}{365T_{\text{float},i}} \end{cases} \quad (29)$$

式中: $U_{ESi,t,s}$ 为 0-1 变量, 取 1 表示储能电站 i 在场景 s 下 t 时段发生了放电状态到充电状态的转换, 否则取 0; 当 $U_{ESi,t,s}$ 值为 1 时, $D_{ODi,t,s}$ 取值不为 0, 此时 $D_{ODi,t,s}$ 为上一完整充放电循环的放电深度; $D_{ODi,t,s}^{k_{p,j}}$ 为折算到 100% 放电深度的等效循环次数; $N_{eq,i,s}^{\text{day}}$ 为日等效循环次数, 受限于式(28)调度周期始末电量平衡约束, 当一个调度周期内充放电循环次数为 0 或每一次循环放电深度较小时, 以 $(1 - S_{oc,i,0,s}/S_{NC,i})^{k_{p,j}}$ 近似表示日等效循环次数; $N_{0,i}$ 为全寿命周期内 100% 放电深度总循环次数。

(4) 系统运行约束

系统运行约束如式(30)一式(32)所示。式(30)为功率平衡约束; 式(31)为线路热稳定约束; 式(32)为系统正负备用约束。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi,t,s} + \sum_{i=1}^{N_{NE}} P_{NEi,t,s} + \sum_{i=1}^{N_{ES}} P_{ESi,t,s} = \sum_{i=1}^N P_{Di,t,s}^0 \\ P_{NEi,t,s} = P_{NEi,t,s}^{\text{pre}} - q_{i,t,s} \\ P_{ESi,t,s} = P_{cf,i,t,s} - P_{ch,i,t,s} \\ P_{Di,t,s}^0 = P_{Di,t,s} + D_{i,t,s}^+ - D_{i,t,s}^- \end{cases} \quad (30)$$

$$\begin{cases} -P_{l,\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{SF,l-i} P_{inj,i,t,s} \leq P_{l,\max}, l \in N_l \\ P_{inj,i,t,s} = P_{Gi,t,s} + P_{NEi,t,s} + P_{ESi,t,s} - P_{Di,t,s}^0 \end{cases} \quad (31)$$

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_G} u_{i,t} (P_{Gi,\max} - P_{Gi,t,s}) \geq r_d P_{Di,t,s} + r_f P_{NEi,t,s}^{\text{pre}} \\ \sum_{i=1}^{N_G} u_{i,t} (P_{Gi,t,s} - P_{Gi,\min}) \geq r_d P_{Di,t,s} + r_f P_{NEi,t,s}^{\text{pre}} \end{cases} \quad (32)$$

式中: $P_{NEi,t,s}$ 、 $P_{NEi,t,s}^{\text{pre}}$ 分别为新能源场站 i 实际并网功率和预测出力; $P_{Di,t,s}^0$ 、 $P_{Di,t,s}$ 分别为节点 i 响应前、后负荷; N 为系统节点数; $G_{SF,l-i}$ 为节点 i 对线路 l 的转移因子; $P_{inj,i,t,s}$ 为节点 i 的注入有功功率; $P_{l,\max}$ 为线路 l 的传输功率上限; N_l 为系统线路集合; r_d 、 r_f 分别为系统负荷、新能源发电的备用系数。

2.1.2 随机动态 ATC 计算模型

传统的 ATC 计算方法仅考虑某一时段的 ATC 指标, 忽略了调度周期内不同时间段的耦合作用, 因

此本文提出一种基于最优潮流(optimal power flow, OPF)随机动态 ATC 计算模型, 考虑相邻时段间机组爬坡约束的影响, 在经济调度优化结果的基础上, 通过不断增加受电区域负荷和受电区域机组出力的方式得到调度周期内动态 ATC 值。

为建立线性化计算模型, 忽略节点电压和无功功率的影响, 采用直流 OPF 线性化模型近似处理; 忽略负荷的波动性, 仅考虑新能源出力的不确定性; 仅考虑静态安全稳定约束, 包括发电机出力约束和线路热稳定约束; 忽略可靠性裕度和容量效益裕度的影响, 以受电区域负荷累加量最大值表示 ATC。本文所提方法同样适用于考虑预想故障($N-1$)下 ATC 的计算。

1) 目标函数

$$\min f_{\text{ATC}} = -\sum_{s=1}^{N_s} P_s \left(\sum_{t=1}^T \sum_{i \in S_D} (P_{Di,t,s}^1 - P_{Di,t,s}^0) \right) \quad (33)$$

式中: f_{ATC} 为目标函数, 是一个调度周期内所有场景下 ATC 之和最大; $P_{Di,t,s}^1$ 为节点在 i 极限状态下的负荷; S_D 为受电区域节点集合。

2) 约束条件

(1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi,t,s}^1 + \sum_{i=1}^{N_{NE}} P_{NEi,t,s}^1 + \sum_{i=1}^{N_{ES}} P_{ESi,t,s} = \sum_{i=1}^N P_{Di,t,s}^1 \quad (34)$$

式中, $P_{Gi,t,s}^1$ 、 $P_{NEi,t,s}^1$ 、 $P_{Di,t,s}^1$ 分别为极限状态下的机组出力、新能源并网功率和有功负荷。

(2) 机组出力约束

在极大化区域间 ATC 时, 送电区域机组出力不得超过出力限值, 受电区域出力维持不变。

$$\begin{cases} P_{Gi,t,s} \leq P_{Gi,t,s}^1 \leq u_{i,t} P_{Gi,\max}, i \in S_G \\ P_{NEi,t,s} \leq P_{NEi,t,s}^1 \leq P_{NEi,t,s}^{\text{pre}}, i \in S_G \\ P_{NEi,t,s}^1 = P_{NEi,t,s}, P_{Gi,t,s}^1 = P_{Gi,t,s}, i \in S_D \end{cases} \quad (35)$$

式中, S_G 为送电区域节点集合。

(3) 常规机组爬坡约束

$$R_{i,\min} P_{Mi} \leq P_{Gi,t,s}^1 - P_{Gi,t-1,s}^1 \leq R_{i,\max} P_{Mi} \quad (36)$$

(4) 线路热稳定约束

$$-P_{l,\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{SF,l-i} P_{inj,i,t,s}^1 \leq P_{l,\max} \quad (37)$$

式中, $P_{inj,i,t,s}^1$ 为极限状态下节点 i 注入有功功率。

(5) 负荷约束

在极大化区域间的 ATC 时, 受电区域负荷水平不断增大, 送电区域负荷水平维持不变。

$$\begin{cases} P_{Di,t,s}^0 \leq P_{Di,t,s}^1, i \in S_D \\ P_{Gi,t,s}^0 = P_{Gi,t,s}^1, i \in S_G \end{cases} \quad (38)$$

2.2 第二阶段：ATC 双层优化模型

由第一阶段的 ATC 计算结果确定阻塞时段 Z_T ，构建一种基于源荷储协调运行的 ATC 双层优化模型，上层模型以极大化阻塞时段的 ATC 为目标，下层模型以基态下发电成本和弃风弃光惩罚成本之和最小为目标。在 ATC 双层优化模型中，上层协调源荷储运行方式，将优化后储能充放电功率、IDR 响应后的负荷传递给下层，下层基态经济调度模型确定基态下的机组出力和运行成本并传递给上层，下面予以详细介绍。

2.2.1 上层模型

基于本文 2.1.2 节的 ATC 计算模型，分别引入源侧、IDR 和储能运行约束，通过协调源荷储运行方式实现对阻塞时段 ATC 的优化提升。

1) 目标函数

$$\min f_{ATC1} = -\sum_{s=1}^{N_s} p_s \left(\sum_{t \in Z_T} \sum_{i \in S_D} (P_{Di,t,s}^1 - P_{Di,t,s}^0) \right) \quad (39)$$

式中， f_{ATC1} 为目标函数，为阻塞时段 Z_T 的 ATC 之和期望最大。

2) 约束条件

源侧运行约束包括机组出力约束，见式(35)和式(36)；负荷侧约束包括 IDR 和负荷约束，见式(19)一式(23)、式(38)；储能运行约束见式(24)一式(29)；系统运行约束为线路热稳定约束，见式(37)。

相较于 2.1.1 节源荷储经济调度的运行成本 f_1 ，ATC 的优化提升会导致系统运行成本的增加，为了兼顾系统运行经济性，引入成本系数 α_c ，如式(40)所示。

$$f_{QT} + \sum_{s=1}^{N_s} p_s (f_{G,s} + f_{IDR,s} + f_{ES,s} + f_{CF,s}) \leq \alpha_c f_1 \quad (40)$$

式中： f_{QT} 、 $f_{IDR,s}$ 、 $f_{ES,s}$ 分别为机组启停费用、IDR 调度成本和储能寿命折损成本，由上层模型确定； $f_{G,s}$ 、 $f_{CF,s}$ 分别为常规机组发电费用与弃风弃光惩罚成本，由下层模型确定。

为避免出现对阻塞时段 ATC 的优化引起非阻塞时段 ATC 大幅度降低，对非阻塞时段的 ATC 大小进行约束，如式(41)所示。

$$A_{TCt,s} \geq A_{TCmin}, t \notin Z_T \quad (41)$$

式中： $A_{TCt,s}$ 为场景 s 下 t 时段的 ATC 值； A_{TCmin} 为 ATC 的最小设定值。

2.2.2 下层模型

1) 目标函数

双层模型中的下层模型为计及弃风弃光惩罚成本的基态经济调度模型，目标函数为常规机组发电成本与弃风惩罚成本之和最小。

$$\min f_2 = \sum_{s=1}^{N_s} p_s (f_{G,s} + f_{CF,s}) \quad (42)$$

2) 约束条件

基态经济调度模型等式约束包括功率平衡约束，不等式约束包括常规机组出力约束、新能源出力约束、爬坡约束、线路热稳定约束及正负备用约束。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi,t,s} + \sum_{i=1}^{N_{NE}} P_{NEi,t,s} + \sum_{i=1}^{N_{ES}} P_{ESi,t,s} = \sum_{i=1}^N P_{Di,t,s}^0 \\ u_{i,t} P_{Gi,min} \leq P_{Gi,t,s} \leq u_{i,t} P_{Gi,max} \\ 0 \leq P_{NEi,t,s} \leq P_{NEi,t,s}^{pre} \\ R_{i,min} P_{Mi} \leq P_{Gi,t+1,s} - P_{Gi,t,s} \leq R_{i,max} P_{Mi} \\ -P_{l,max} \leq \sum_{i=1}^N G_{SF,l-t} P_{inj,i,j,s} \leq P_{l,max} \\ \sum_{i=1}^{N_G} u_{i,t} (P_{Gi,max} - P_{Gi,t,s}) \geq r_d P_{Di,t,s} + r_f P_{NEi,t,s}^{pre} \\ \sum_{i=1}^{N_G} u_{i,t} (P_{Gi,t,s} - P_{Gi,min}) \geq r_d P_{Di,t,s} + r_f P_{NEi,t,s}^{pre} \end{cases} \quad (43)$$

3 模型求解

3.1 模型预处理

3.1.1 目标函数线性化

1) 常规机组运行成本线性化

常规机组运行成本为机组出力的二次函数(见式(13))，将其分段线性化以便于求解。

$$\begin{cases} f_{G,s} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} \left[p_s \left(u_{i,t} K_{Gi} + \sum_{m=1}^{M_i} B_{Gi,m} P_{Gi,t,s,m} \right) \right] \\ 0 \leq P_{Gi,t,s,m} \leq u_{i,t} P_{Gi,m,max} \end{cases} \quad (44)$$

式中： M_i 为机组 i 出力分段数； K_{Gi} 、 $B_{Gi,m}$ 分别为机组 i 对应第 m 分段的线性化系数； $P_{Gi,t,s,m}$ 、 $P_{Gi,m,max}$ 分别为机组 i 在 m 分段的机组实际出力和最大出力。

2) 常规机组启停费用线性化

对于式(13)中 $u_{i,t} u_{i,t-1}$ 相乘的非线性形式，引入辅助 0-1 变量 $v_{i,t}$ 进行线性化，令 $v_{i,t} = u_{i,t} u_{i,t-1}$ ，辅助约束为

$$\begin{cases} v_{i,t} \leq u_{i,t} \\ v_{i,t} \leq u_{i,t-1} \\ v_{i,t} \geq u_{i,t} + u_{i,t-1} - 1 \end{cases} \quad (45)$$

3.1.2 约束条件线性化

1) 储能充放电状态转换线性化

对于含 \max 的非线性约束条件，通过引入两个 0-1 变量 γ_1 、 γ_2 ，并引入大 M 法对式(29)第一行进行线性化处理，式(29)第三行线性化过程同理。

$$\begin{cases} U_{ES,t} \geq u_{es,t} - u_{es,t-1} \\ U_{ES,t} \geq 0 \\ U_{ES,t} \leq u_{es,t} - u_{es,t-1} + M_U(1-\gamma_1) \\ U_{ES,t} \leq M_U(1-\gamma_2) \\ \gamma_1 + \gamma_2 \geq 1 \end{cases} \quad (46)$$

式中, M_U 是一个较大的正实数。

2) 放电深度 D_{OD} 线性化

$S_{oc,t-1}U_{ES,t}$ 为式(29)第二行放电深度计算等式中的非线性项, 令 $\beta_t = S_{oc,t-1}U_{ES,t}$ 且 $\beta_t \in [0, S_{NC}]$, 非线性项可等价

$$\begin{cases} 0 \leq \beta_t \leq S_{NC}U_{ES,t} \\ \beta_t \leq S_{oc,t-1} \\ \beta_t \geq S_{oc,t-1} - S_{NC}(1-U_{ES,t}) \end{cases} \quad (47)$$

3) 折算系数 N_{eq} 线性化

折算系数 N_{eq} 是放电深度的幂函数, 对式(29)第三行幂函数进行分段线性化拟合, 如图 3 所示。

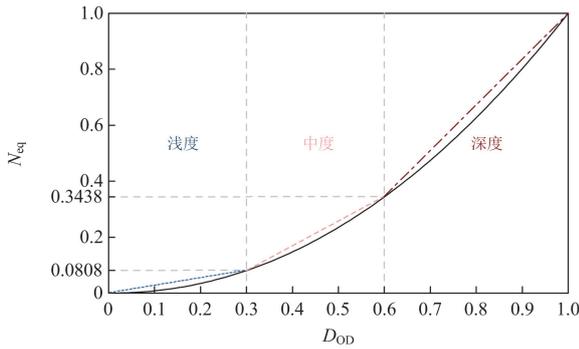


图 3 电池储能 N_{eq} - D_{OD} 分段线性化

Fig. 3 N_{eq} - D_{OD} piecewise linearization for battery energy storage

引入 4 个连续变量 ε_1 、 ε_2 、 ε_3 、 ε_4 及 3 个 0-1 变量 z_1 、 z_2 、 z_3 对分段函数线性化处理, 得到

$$\begin{cases} D_{OD} = 0.3\varepsilon_2 + 0.6\varepsilon_3 + \varepsilon_4 \\ N_{eq} = 0.0808\varepsilon_2 + 0.3438\varepsilon_3 + \varepsilon_4 \\ \varepsilon_1 \leq z_1, \varepsilon_2 \leq z_1 + z_2, \varepsilon_3 \leq z_2 + z_3, \varepsilon_4 \leq z_3 \\ \varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3 + \varepsilon_4 = 1, \varepsilon_i \geq 0 \\ z_1 + z_2 + z_3 = 1, z_i \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (48)$$

式中, z_1 、 z_2 、 z_3 分别表示储能处于浅度、中度、深度的放电状态。

4) 常规机组发电费用线性化

与第一阶段的发电费用线性化方法不同, 第二阶段的常规机组发电费用的非线性项在约束条件中, 无法采用式(44)的处理方法, 因此本文采用与折算系数 N_{eq} 相同的线性化方法, 在此不做赘述。

3.2 双层模型求解

上下层模型相互耦合, 难以直接求解, 对下层模型进行重构可得

$$\begin{cases} \min_{\mathbf{x}} \mathbf{x}^T \mathbf{A} \mathbf{x} + \mathbf{B}^T \mathbf{x} + \mathbf{c} \\ \text{s.t. } \mathbf{Q}_1 \mathbf{x} + \mathbf{E} \mathbf{y} = \mathbf{0} \rightarrow \lambda_1 \\ \mathbf{Q}_2 \mathbf{x} + \mathbf{Q}_3 \mathbf{y} + \mathbf{h}_1 \geq \mathbf{0} \rightarrow \lambda_2 \geq \mathbf{0} \end{cases} \quad (49)$$

式中: \mathbf{x} 为下层模型的决策变量, 表示基态机组出力情况; \mathbf{y} 为上层模型决策变量, 表示机组启停计划、响应后的负荷、储能充放电功率; \mathbf{A} 、 \mathbf{B} 、 \mathbf{c} 、 \mathbf{Q}_1 、 \mathbf{E} 、 \mathbf{Q}_2 、 \mathbf{Q}_3 、 \mathbf{h}_1 分别为常系数矩阵或向量; 第一条约束为等式约束, 对应式(43)第一行约束; 第二条约束为不等式约束, 对应式(43)第二至第七行约束; λ_1 、 λ_2 分别为各条约束对应的对偶变量。

下层模型为凸二次规划问题, 通过构建下层模型的拉格朗日函数(式(50)), 并采用 KKT 条件将下层模型转化成一系列的约束(式(51))。

$$L(\mathbf{x}) = \mathbf{x}^T \mathbf{A} \mathbf{x} + \mathbf{B}^T \mathbf{x} + \mathbf{c} - \lambda_1^T (\mathbf{Q}_1 \mathbf{x} + \mathbf{E} \mathbf{y}) - \lambda_2^T (\mathbf{Q}_2 \mathbf{x} + \mathbf{Q}_3 \mathbf{y} + \mathbf{h}_1) \quad (50)$$

$$\begin{cases} (\mathbf{A}^T + \mathbf{A}) \mathbf{x} + \mathbf{B} - \mathbf{Q}_1^T \lambda_1 - \mathbf{Q}_2^T \lambda_2 = \mathbf{0} \\ \mathbf{Q}_1 \mathbf{x} + \mathbf{E} \mathbf{y} = \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \leq \lambda_2 \perp \mathbf{Q}_2 \mathbf{x} + \mathbf{Q}_3 \mathbf{y} + \mathbf{h}_1 \geq \mathbf{0} \end{cases} \quad (51)$$

式中: “ \perp ” 表示 λ_2 中每一个元素与相对应的约束乘积为 0。

利用大 M 法并引入 0-1 变量消除式(51)中的非线性项。

$$\begin{cases} (\mathbf{A}^T + \mathbf{A}) \mathbf{x} + \mathbf{B} - \mathbf{Q}_1^T \lambda_1 - \mathbf{Q}_2^T \lambda_2 = \mathbf{0} \\ \mathbf{Q}_1 \mathbf{x} + \mathbf{E} \mathbf{y} = \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \leq \lambda_2 \leq M_\lambda \nu_\lambda \\ \mathbf{0} \leq \mathbf{Q}_2 \mathbf{x} + \mathbf{Q}_3 \mathbf{y} + \mathbf{h}_1 \leq M_\lambda (1 - \nu_\lambda) \end{cases} \quad (52)$$

式中: M_λ 为一个较大的正实数; ν_λ 为互补松弛条件线性化过程中引入的 0-1 变量。

综上, ATC 双层优化模型转化成单层混合整数线性规划(mixed integer linear programming, MILP)模型, 便于求解器高效求解, 如式(53)所示。

$$\begin{cases} \min f_{ATCI} = -\sum_{s=1}^{N_s} p_s \left(\sum_{t \in Z_T} \sum_{i \in S_D} (P_{Di,t,s}^1 - P_{Di,t,s}^0) \right) \\ \text{s.t. 式(14)、式(15)、式(19)一式(29)、} \\ \text{式(35)一式(38)、式(40)、式(41)、式(52)} \end{cases} \quad (53)$$

3.3 求解流程

整个日前两阶段 ATC 随机优化模型的计算流程如图 4 所示。

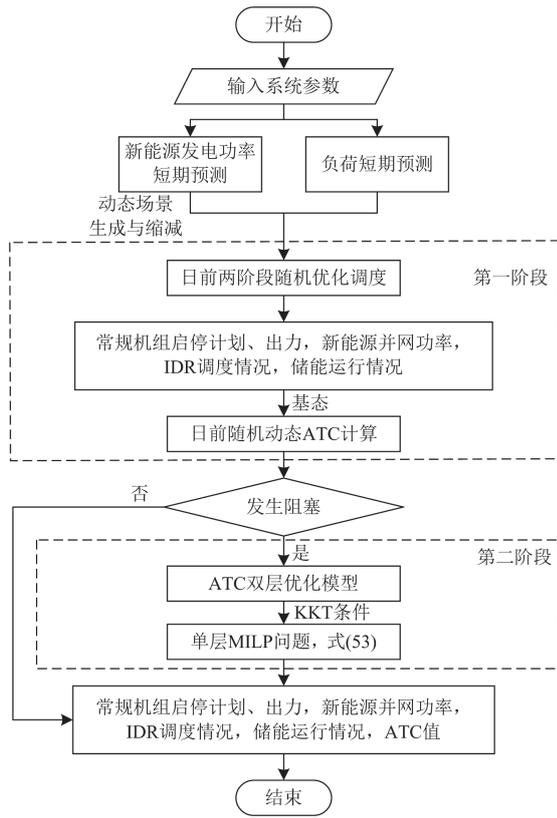


图 4 计算流程

Fig. 4 Calculation process

4 算例分析

4.1 算例介绍

以改进的 IEEE 30 节点系统为算例进行分析, 如附录 A 图 A1 所示。该系统有 6 台常规火电机组, 火电机组参数如附录 A 表 A1 所示, 节点处 2 接入一个 200 MW 容量的风电场和一个磷酸铁锂电化学储能电站, 储能系统参数如附录 A 表 A2 所示, 在节点 7 处接入一个 50 MW 容量的光伏电站, 节点 2、5、7、8、12、15、17、19、21、24、30 参与 IDR, 各节点 IDR 分段参数和报价如附录 A 表 A3 所示, 单位容量弃风弃光惩罚成本为 600 元/kWh, 成本系数 α_c 取 1.1。输电断面由线路 4-12、6-10、9-10、28-27 构成, 该断面将系统分为区域 1 和区域 2。

日前风电和光伏出力场景采用本文 1.1 节的方法生成, 各场景的概率如附录 A 图 A2 所示。参考北京地区的日典型负荷曲线, 本文将日负荷曲线分为工作日和节假日负荷曲线两类, 如附录 A 图 A3 所示。

算例仿真平台为 3.2 GHz AMD7735HS 处理器, 32 GB 内存笔记本电脑, 所提模型通过 Matlab 软件平台基于 YALMIP 工具箱调用 GUROBI 求解器进

行求解。

4.2 第一阶段优化运行结果

设置以下 4 组情景对比分析需求响应和储能接入对运行结果的影响:

- 1) 情景 1 IDR 和储能均不参与系统日前优化调度;
- 2) 情景 2 仅 IDR 参与系统日前优化调度;
- 3) 情景 3 仅储能参与系统日前优化调度;
- 4) 情景 4 同时考虑 IDR 和储能参与日前调度。

4.2.1 节假日典型负荷下优化结果

节假日典型负荷不同情景下的两阶段随机优化经济调度模型运行结果见表 1。

表 1 不同情景下的系统优化结果

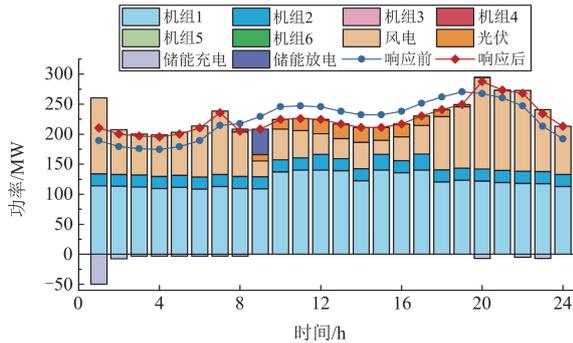
Table 1 Optimization results in different scenarios

情景	火电费用/万元	机组启停费用/万元	弃风弃光成本/万元	IDR 成本/万元	储能折损成本/万元	总成本/万元	弃风弃光率/%
1	75.77	2	47.6	—	—	125.37	32.2
2	71.18	2	34.39	6.54	—	114.11	23.8
3	74.91	2	41.45	—	2.48	120.84	28.1
4	70.36	2	28.42	6.58	2.48	109.84	19.8

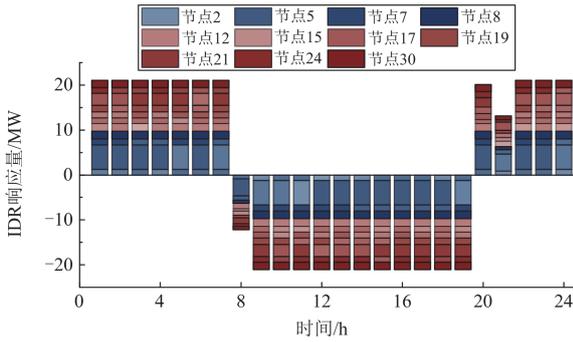
由表 1 对比可得, 不同情景下的机组启停计划均相同, 但由于节假日典型负荷较小, 此时风电光伏消纳率较低。在不考虑 IDR 和储能时, 火电费用、弃风弃光率和弃风弃光惩罚成本最高。仅考虑 IDR 时, 新能源消纳率提升了 8.4%, 火电机组费用和系统总运行成本均有所改善, 火电机组费用降低了 4.59 万元, 系统总运行成本降低了 11.26 万元。仅考虑储能时, 火电发电费用改善效果并不明显, 而新能源消纳率提升了 4.1%, 系统总运行成本降低了 4.53 万元。同时考虑储能和 IDR 时, 新能源消纳率提升了 12.4%, 火电发电费用和系统总运行成本分别降低了 5.41 万元和 15.53 万元。IDR 相较于储能对系统新能源的消纳和运行经济性提升效果更为明显, 同时考虑储能和需求响应实现了系统运行的最佳优化效果。

以风电光伏出力场景 1 为例, 情景 4 的源荷储调节资源日前优化运行结果如图 5 所示。常规机组的启停计划如图 5(a)所示, 由于机组 1 和 2 的发电费用成本较低, 因此机组 1 和机组 2 投入运行, 其余常规机组均退出运行。由图 5(a)和图 5(b)可得, 参与 IDR 的节点无论是处于送电区域还是非送电区域, 在 1~7 h 和 20~24 h 时段, IDR 响应负荷为转移负荷, 此时负荷增加, 在 8~19 h 时段响应负荷为削减负荷, 此时负荷减小, IDR 将负荷由峰时转移到谷时, 显著降低了峰谷差, 促进了新能源出力的

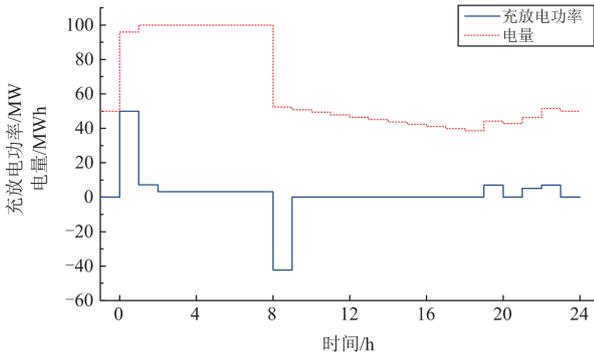
消纳, 提高了系统运行的经济性。由图 5(c)可得, 在新能源出力较大和负荷较小时, 储能进行充电, 在新能源出力较小和负荷较大时, 储能进行放电, 考虑储能自放电时的放电深度为 0.61, 此时等效为 100%放电深度的日循环次数为 0.36, 小于等效日循环次数最大值 N_{day}^{lim} , 保证了储能寿命不低于浮充寿命, 验证了本文考虑储能寿命成本模型的正确性和有效性。



(a) 各调节资源出力情况



(b) IDR响应情况



(c) 储能充放电功率及电量

图 5 情景 4 优化运行结果

Fig. 5 Optimized operation results in scenario 4

以两阶段随机优化经济调度模型优化结果作为基态, 得到日前随机动态 ATC 计算结果, 见图 6。

由图 6 可得, ATC 与负荷有关, 负荷较大时, ATC 较小, 负荷较小时, ATC 较大, 这是由于负荷越大时, 输电断面线路负载率越高, 系统安全稳定裕度越低, ATC 相应越小。在工作日典型负荷下, 1~24 h 时段的 ATC 期望值均较大, 输电断面的阻塞程度较低, 无需进行第二阶段的 ATC 优化提升。

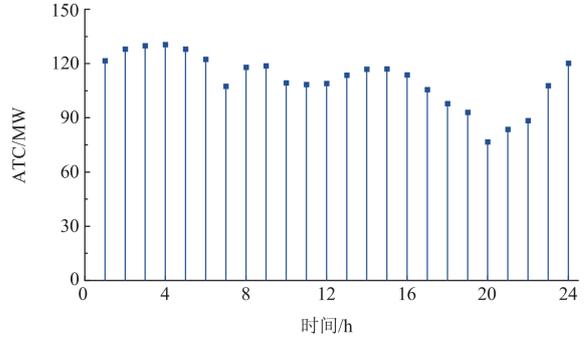


图 6 情景 4 日前 ATC 计算结果

Fig. 6 Day-ahead ATC calculation results in scenario 4

4.2.2 工作日典型负荷下优化结果

工作日典型负荷不同情景下的系统运行结果如表 2 所示, 由表 2 对比可得, 与情景 1 的常规机组启停计划不同, 情景 2—情景 4 下的机组启停计划均相同且启停费用更小。由于节假日典型负荷较大, 新能源消纳率较高。对比情景 2、3 与情景 1 可得, IDR 或储能可有效减少火电发电费用和系统总运行成本, 提高新能源的消纳率, 且 IDR 优化效果优于储能。情景 4 与情景 1、2 对比可得, 同时考虑 IDR 和储能时系统运行经济性相较于仅考虑 IDR 更差, 但能够实现新能源的完全消纳。

表 2 不同情景下的系统优化结果

Table 2 Optimization results in different scenarios

情景	火电费 用/万元	启停费 用/万元	弃风弃 光成本/ 万元	IDR 成 本/万元	储能折 损成本/ 万元	总成本/ 万元	弃风弃 光率/%
1	176.11	7.7	4.79	—	—	188.60	3.55
2	174.82	3.5	0.02	2.33	—	180.67	0.39
3	177.91	3.5	1.25	—	2.48	185.14	1.37
4	176.08	3.5	0	1.17	2.58	183.33	0

以风电-光伏出力场景 1 为例, 情景 4 的日前两阶段经济调度优化结果如图 7 所示, 不同新能源出力场景下各时段的 ATC 期望值如图 8 所示, 由图 8 可得, 在工作日典型负荷下, 18~22 h 时段的 ATC 期望值均小于 30 MW, 输电断面阻塞程度较高, 系统安全稳定裕度较低, 由此确定阻塞时段为 18~22 h, 需要通过调动源荷储多调节资源对阻塞时段的 ATC 进行第二阶段的优化提升。

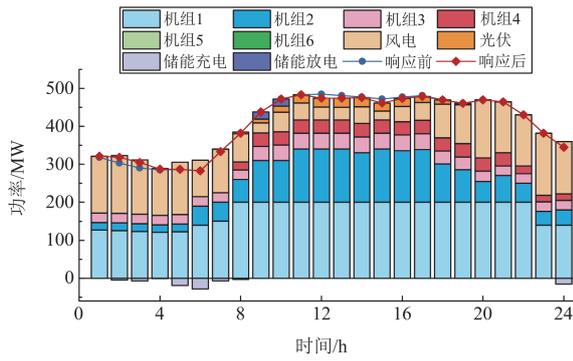


图 7 情景 4 优化运行结果

Fig. 7 Optimized operation results in scenario 4

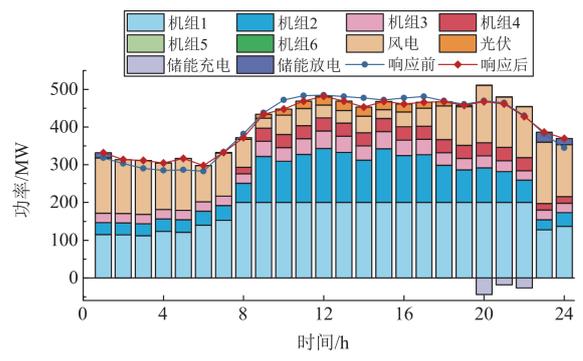


图 10 场景 1 源侧出力情况

Fig. 10 Source side output in scenario 1

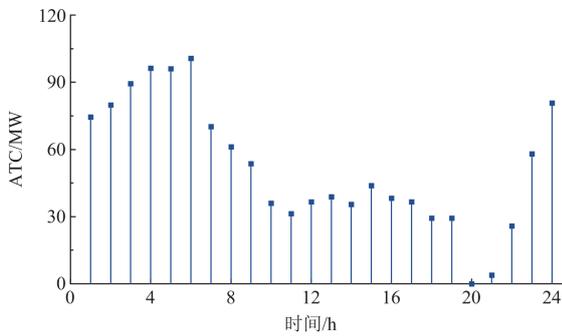


图 8 情景 4 日前 ATC 计算结果

Fig. 8 Day-ahead ATC calculation results in scenario 4

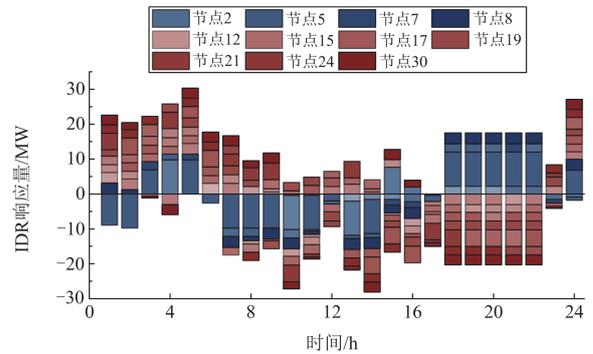


图 11 场景 1 IDR 响应情况

Fig. 11 IDR in scenario 1

4.3 第二阶段优化运行结果

对工作日典型负荷下进行 ATC 优化运行, 不同情景下的 ATC 优化结果如图 9 所示, 以新能源出力场景 1 为例, 源荷储协调优化调度结果分别如图 10—图 12 所示。由图 10 可得, 由于 ATC 双层优化模型下层模型的限制, 源侧火电、风电、光伏出力情况与第一阶段出力情况基本相同, 保证了系统运行的经济性, 验证了所提双层优化模型的优点。由图 11 可得, 在阻塞时段受电区域所有参与 IDR 节点的响应负荷均为削减负荷, 受电区域的负荷减小,

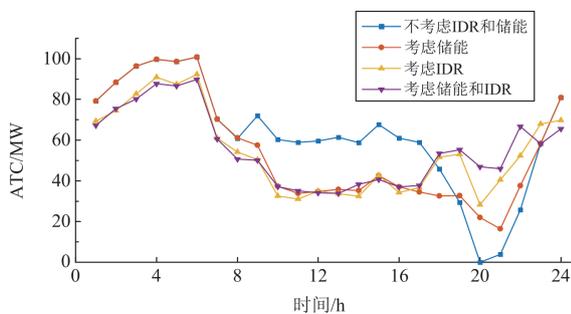


图 9 不同情景下 ATC 优化结果

Fig. 9 ATC optimization results in different scenarios

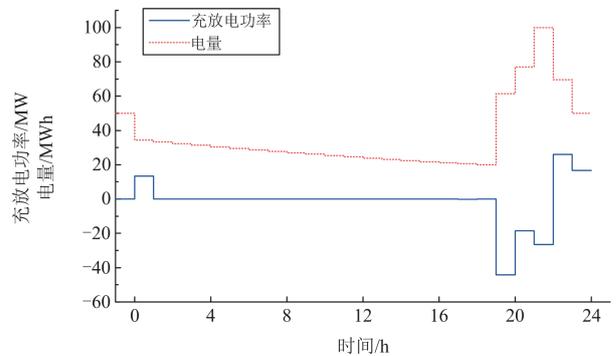


图 12 场景 1 储能充放电功率及电量

Fig. 12 Energy storage charging and discharging power and energy in scenario 1

缓解了输电断面的阻塞程度, ATC 增大, 提升了系统安全稳定裕度。由图 12 可得, 储能通过在阻塞时段进行充电, 非阻塞时段进行放电的方式可以提升 ATC。

此外, 由图 9 可得, IDR 和储能接入后降低了非阻塞时段的 ATC, 提高了阻塞时段 ATC, 使得系统在一个调度周期内的 ATC 分布更为均衡, IDR 和储能均可提升阻塞时段 ATC, 但 IDR 对 ATC 提升

效果更明显, 且 IDR 和储能同时协调运行对 ATC 优化提升效果最优。

4.4 不同 ATC 优化方式对比

设置以下不同 ATC 优化方式: 方式 1 为本文的第一阶段 ATC 计算方法; 方式 2 为本文的第二阶段 ATC 双层优化方法; 方式 3 为不考虑常规机组运行经济性, 以 ATC 最大为目标函数的单层优化模型。3 种方式 ATC 的优化结果如图 13 所示, 运行成本如表 3 所示。

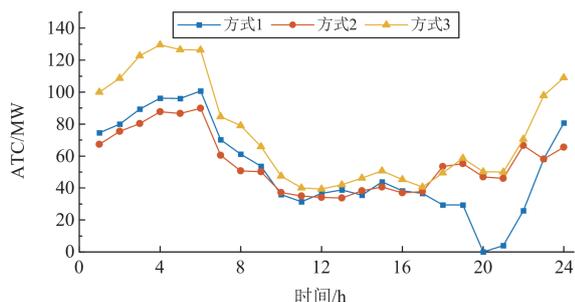


图 13 不同方式的 ATC 优化结果

Fig. 13 Optimization results of different ATC methods

表 3 不同优化方式的运行成本

Table 3 Operating costs of different optimization methods

方式	火电费 用/万元	启停费 用/万元	弃风弃 光成本/ 万元	IDR 成 本/万元	储能折 损成本/ 万元	总成本/ 万元	弃风弃 光率/%
1	176.08	3.5	0	1.17	2.59	183.34	0
2	179.38	3.5	3.75	9.36	4.61	200.60	2.51
3	200.16	3.5	4.81	4.57	4.33	217.37	3.22

附录 A

表 A1 火电机组参数

Table A1 Thermal power unit parameters

机组编号	节点编号	P_{max}/MW	P_{min}/MW	$a/(美元/MW^2)$	$b/(美元/MW)$	$c/美元$	爬坡速率/ (MW/h)	开机费用/ 万元	停机费用/ 万元	最小开关机 时间/h
1	1	200	80	0.2625	140	2607.5	72	30	8	3
2	2	200	80/40	1.225	122.5	2466.1	72	30	8	3
3	13	50	25	4.375	70	2215.5	30	5	2	3
4	22	35	17.5	0.5838	227.5	2304.4	21	3.5	1.4	3
5	23	30	15	1.75	210	1934.8	18	3	1.2	3
6	27	40	20	1.75	210	1625.4	24	4	1.6	3

表 A2 磷酸铁锂电池储能参数

Table A2 Energy storage parameters of lithium iron phosphate batteries

容量/ MWh	额定功率/ MW	荷电状态 上限	荷电状态 下限	充电 效率	放电 效率	自放 电率/%	N_0	k_p	浮充 寿命/年	折现率 ρ %	$C_{iv,int}/(元/MWh)$	$C_{op,int}/(元/MWh)$
100	50	1	0.2	0.95	0.95	3	1591	2.09	10	8	1 107 000	3220

由图 13 和表 3 可得, 通过调节源侧、需求响应、储能等资源可以显著提升 ATC, 与方式 3 相比, 所提双层优化模型经济性更优, 新能源消纳率更高, 验证了双层优化模型在经济性和安全性的优越性。

5 结论

本文提出了综合考虑 IDR、电网侧储能、新能源出力不确定性的日前两阶段随机动态 ATC 优化方法, 该模型计及需求响应和储能对日前调度和 ATC 计算的影响, 制定机组的启停计划、调度方案和 ATC 计算结果, 并确定 IDR 和储能的调度方案, 为电力系统在运行层面通过调节源荷储等资源以提升区域间的 ATC 提供了模型基础。所得到结论如下:

1) 基于放电深度的储能寿命折损成本计算方法精确度更高, 且能够保证储能实际寿命不低于浮充寿命, 该模型嵌入到电力系统优化调度中可以更准确地反映储能的经济效益;

2) 负荷水平较低时, 系统阻塞程度较低, IDR 和储能能够优化负荷曲线, 降低峰谷差, 提高系统运行经济性和新能源消纳率, IDR 的优化效果相较于储能更优;

3) 负荷水平较高时, 系统阻塞程度较高, IDR 和储能通过缓解输电线路阻塞以提升 ATC, 所提 ATC 双层优化模型兼顾了系统运行的经济性和安全性。

表 A3 IDR 分段参数和报价

Table A3 IDR segmentation parameters and quotation

节点编号	D_{min}/MW	D_{max}/MW	D_1/MW	D_2/MW	D_3/MW	$E_1/(元/MWh)$	$E_2/(元/MWh)$	$E_3/(元/MWh)$
2	0.5	3.5	1.2	2.3	3.5	120	150	200
5	2.0	15.1	5.0	10.1	15.1	120	150	200
7	0.5	3.7	1.2	2.4	3.7	120	150	200
8	0.6	4.8	1.6	3.2	4.8	120	150 <td 200	
12	0.6	4.7	1.6	3.1	4.7	120	150	200
15	0.5	3.5	1.2	2.3	3.5	120	150	200
17	0.5	3.8	1.3	2.5	3.8	120	150	200
19	0.5	4.0	1.3	2.7	4.0	120	150	200
21	1.0	7.4	2.5	4.9	7.4	120	150	200
24	0.5	3.7	1.2	2.4	3.7	120	150	200
30	0.6	4.4	1.5	3.0	4.4	120	150	200

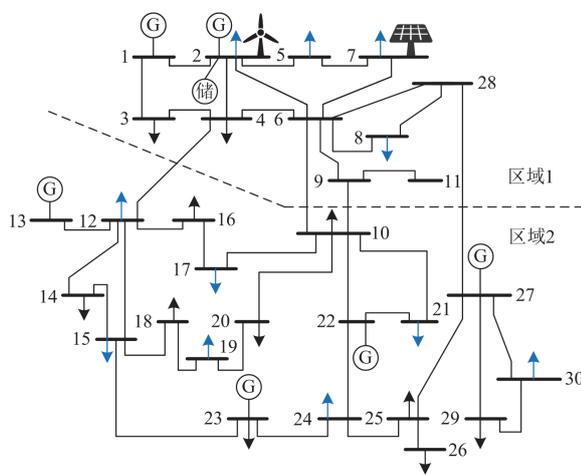


图 A1 改进 IEEE 30 节点系统图

Fig. A1 Improved IEEE 30-bus system diagram

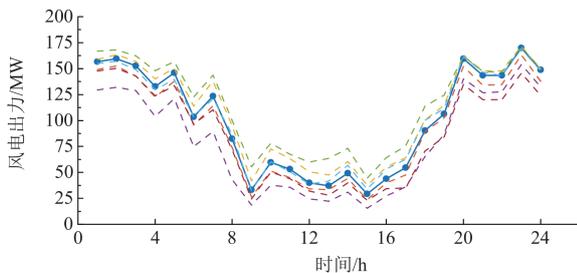
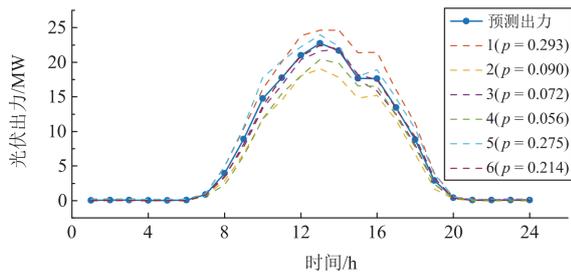


图 A2 光伏和风电场景

Fig. A2 Scenarios of wind power and photovoltaic power

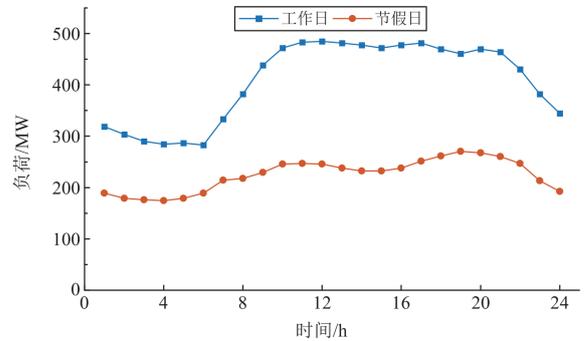


图 A3 日负荷曲线

Fig. A3 Daily load curves

参考文献

[1] 王延峰, 申永鹏, 唐耀华, 等. 双碳目标下 NB-IoT 能源物联网安全构架及关键技术[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(8): 179-187.
WANG Yanfeng, SHEN Yongpeng, TANG Yaohua, et al. Framework and key technologies for NB-IoT energy internet of things to achieve carbon peak and neutrality goals[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(8): 179-187.

[2] 叶宇剑, 王卉宇, 刘曦木, 等. 电-碳耦合市场环境下可再生能源投资规划优化方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(23): 92-104.
YE Yujian, WANG Huiyu, LIU Ximu, et al. Optimization method for renewable energy investment planning under electricity-carbon coupled market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(23): 92-104.

[3] 刘吉臻, 王庆华, 胡阳, 等. 新型电力系统的内涵、特征及关键技术[J]. 新型电力系统, 2023, 1(1): 49-65.
LIU Jizhen, WANG Qinghua, HU Yang, et al. Connotation, characteristics, and key technologies of new power systems[J]. New Power System, 2023, 1(1): 49-65.

[4] 刘金森, 罗宁, 王杰, 等. 基于海量场景降维的配电网源网荷储协同规划[J]. 中国电力, 2022, 55(12): 78-85.

- LIU Jinsen, LUO Ning, WANG Jie, et al. Massive scenario reduction based distribution-level power system planning considering the coordination of source, network, load and storage[J]. *Electric Power*, 2022, 55(12): 78-85.
- [5] 蔡绍荣, 沈力, 江栗, 等. 考虑水风光互补与机会约束的电力系统源网荷协调扩展规划研究[J]. *电网与清洁能源*, 2022, 38(11): 134-145.
- CAI Shaorong, SHEN Li, JIANG Li, et al. A study on source-network-demand coordinated expansion planning of the power system considering hydro-wind-solar complementary and chance constraints[J]. *Power System and Clean Energy*, 2022, 38(11): 134-145.
- [6] 罗金满, 刘丽媛, 刘飘, 等. 考虑源网荷储协调的主动配电网优化调度方法研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(1): 167-173.
- LUO Jinman, LIU Liyuan, LIU Piao, et al. An optimal scheduling method for active distribution network considering source network load storage coordination[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(1): 167-173.
- [7] 王樊云, 刘敏, 李庆生, 等. 新型电力系统下电力用户的需求响应潜力评估[J]. *电测与仪表*, 2023, 60(8): 105-113, 132.
- WANG Fanyun, LIU Min, LI Qingsheng, et al. Evaluation of demand response potential of power users in novel power system[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2023, 60(8): 105-113, 132.
- [8] 徐慧慧, 田云飞, 缪猛, 等. 计及碳交易和需求响应的虚拟电厂低碳经济调度[J]. *智慧电力*, 2023, 51(8): 1-7.
- XU Huihui, TIAN Yunfei, MIAO Meng, et al. Low carbon economy dispatch of virtual power plants considering carbon trading and demand response[J]. *Smart Power*, 2023, 51(8): 1-7.
- [9] 余鹏飞, 朱继忠, 熊小伏, 等. 基于储能的电力系统安全调控方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(19): 173-186.
- YU Pengfei, ZHU Jizhong, XIONG Xiaofu, et al. Regulating & control method of power system security based on battery energy storage[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(19): 173-186.
- [10] 李建林, 丁子洋, 游洪灏, 等. 构网型储能支撑新型电力系统稳定运行研究[J]. *高压电器*, 2023, 59(7): 1-11.
- LI Jianlin, DING Ziyang, YOU Honghao, et al. Research on stable operation of new power system supported by grid-forming energy storage system[J]. *High Voltage Apparatus*, 2023, 59(7): 1-11.
- [11] 陶然, 张涛, 冉华军, 等. 计及可用输电能力的风电并网系统中 STATCOM 的双层优化配置[J]. *智慧电力*, 2022, 50(12): 86-93.
- TAO Ran, ZHANG Tao, RAN Huajun, et al. Bi-level optimal configuration of statcom in wind power grid-connected system considering available transfer capacity[J]. *Smart Power*, 2022, 50(12): 86-93.
- [12] 王晨旭, 唐飞, 刘涤尘, 等. 基于双层代理模型的概率-区间潮流计算及灵敏度分析[J]. *电工技术学报*, 2022, 37(5): 1181-1193.
- WANG Chenxu, TANG Fei, LIU Dichen, et al. Probabilistic-interval power flow and sensitivity analysis using double layer surrogate method[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2022, 37(5): 1181-1193.
- [13] 白浩, 于力, 姜臻, 等. 考虑售电侧放开后的配电网供电能力计算方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(10): 99-105.
- BAI Hao, YU Li, JIANG Zhen, et al. Calculation method of power supply capacity of a distribution network considering the opening of power sale side[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(10): 99-105.
- [14] 孙国强, 陈胜, 郑玉平, 等. 计及电-气互联能源系统安全约束的可用输电能力计算[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(23): 26-32, 42.
- SUN Guoqiang, CHEN Sheng, ZHENG Yuping, et al. Available transfer capability calculation considering electricity and natural gas coupled energy system security constraints[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(23): 26-32, 42.
- [15] 孙鑫, 饶宇飞, 肖浩, 等. 基于线性化最优潮流的电网可用输电能力计算[J]. *电力自动化设备*, 2020, 40(10): 194-199.
- SUN Xin, RAO Yufei, XIAO Hao, et al. Available transfer capability calculation based on linearized optimal power flow[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(10): 194-199.
- [16] 陈厚合, 李国庆, 张芳晶. 风电并网系统区域间概率可用输电能力计算[J]. *电力系统保护与控制*, 2014, 42(21): 59-65.
- CHEN Houhe, LI Guoqing, ZHANG Fangjing. Calculation of probabilistic available transfer capability of wind farm incorporated system[J]. *Power System Protection and Control*, 2014, 42(21): 59-65.
- [17] 张清松, 卫志农, 徐基光, 等. 含大规模风电场的电力系统线性化最优潮流计算[J]. *电力建设*, 2017, 38(10): 93-98.
- ZHANG Qingsong, WEI Zhinong, XU Jiguang, et al. Linearized optimal power flow calculation of power systems with large scale wind farm[J]. *Electric Power Construction*, 2017, 38(10): 93-98.
- [18] KOU Xiao, LI Fangxing. Interval optimization for available transfer capability evaluation considering wind power uncertainty[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020, 11(1): 250-259.
- [19] 陈金富, 孙鑫, 段献忠, 等. 基于机会约束规划的含风

- 电场电力系统可用输电能力计算[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(23): 6804-6814.
- CHEN Jinfu, SUN Xin, DUAN Xianzhong, et al. A chance-constrained approach for available transfer capability evaluation for power systems with wind farm integration[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(23): 6804-6814.
- [20] 罗钢, 石东源, 蔡德福, 等. 计及相关性的含风电场电力系统概率可用输电能力快速计算[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(7): 1024-1032.
- LUO Gang, SHI Dongyuan, CAI Defu, et al. Fast calculation of probabilistic available transfer capability considering correlation in wind power integrated systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(7): 1024-1032.
- [21] 李雪, 李佳奇, 张儒峰, 等. 计及风电出力相关性和条件价值风险的电力系统概率可用输电能力评估[J]. 电工技术学报, 2023, 38(15): 4162-4177.
- LI Xue, LI Jiaqi, ZHANG Rufeng, et al. Probabilistic available transfer capability assessment in power system considering conditional value-at-risk and correlated wind power[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(15): 4162-4177.
- [22] 李军徽, 张嘉辉, 穆钢, 等. 计及负荷峰谷特性的储能调峰日前优化调度策略[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(7): 128-136.
- LI Junhui, ZHANG Jiahui, MU Gang, et al. Day-ahead optimal scheduling strategy of peak regulation for energy storage considering peak and valley characteristics of load[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(7): 128-136.
- [23] 邓婷婷, 娄素华, 田旭, 等. 计及需求响应与火电深度调峰的含风电系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(15): 34-41.
- DENG Tingting, LOU Suhua, TIAN Xu, et al. Optimal dispatch of power system integrated with wind power considering demand response and deep peak regulation of thermal power units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(15): 34-41.
- [24] 李本新, 韩学山, 刘国静, 等. 风电与储能系统互补下的火电机组组合[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(7): 32-37, 54.
- LI Benxin, HAN Xueshan, LIU Guojing, et al. Thermal unit commitment with complementary wind power and energy storage system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 32-37, 54.
- [25] 李铁, 李正文, 杨俊友, 等. 计及调峰主动性的风光水火储多能系统互补协调优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(10): 3622-3630.
- LI Tie, LI Wenwen, YANG Junyou, et al. Coordination and optimal scheduling of multi-energy complementary system considering peak regulation initiative[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3622-3630.
- [26] 陈艳波, 武超, 焦洋, 等. 考虑需求响应与储能寿命模型的火储协调优化运行策略[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(2): 16-24.
- CHEN Yanbo, WU Chao, JIAO Yang, et al. Coordinated optimal operation strategy of thermal power-energy storage considering demand response and life model of energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(2): 16-24.
- [27] MA Xiyuan, SUN Yuanzhang, FANG Hualiang. Scenario generation of wind power based on statistical uncertainty and variability[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 4(4): 894-904.
- [28] 仇梦林, 胡志坚, 王小飞, 等. 基于动态场景集和需求响应的二阶段随机规划调度模型[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(11): 68-76.
- ZHANG Menglin, HU Zhijian, WANG Xiaofei, et al. Two-stage stochastic programming scheduling model based on dynamic scenario sets and demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(11): 68-76.
- [29] 赵书强, 要金铭, 李志伟. 基于改进 K-means 聚类 and SBR 算法的风电场景缩减方法研究[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 3947-3954.
- ZHAO Shuqiang, YAO Jinming, LI Zhiwei. Wind power scenario reduction based on improved K-means clustering and SBR algorithm[J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3947-3954.
- [30] 吴雄, 贺明康, 何雯雯, 等. 考虑储能寿命的风-光-火-储打捆外送系统容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(15): 66-75.
- WU Xiong, HE Mingkang, HE Wenwen, et al. Optimal capacity of a wind-solar-thermo-storage-bundled power transmission system considering battery life[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(15): 66-75.

收稿日期: 2024-03-22; 修回日期: 2024-05-09

作者简介:

陈艳波(1982—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 博导, 研究方向为电力系统态势感知、能量管理、新能源电力系统规划与运行等; E-mail: chenyanbo@ncepu.cn

王德帅(2000—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统规划运行、输电能力提升等; E-mail: wangds1213@163.com

田昊欣(1996—), 男, 博士研究生, 研究方向为新能源电力系统规划和运行、能源与交通融合等。E-mail: haoxin_tian@ncepu.edu.cn

(编辑 姜新丽)