

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.221963

考虑储能寿命的风-光-火-储打捆外送系统容量优化配置

吴雄¹, 贺明康¹, 何雯雯¹, 李晓飞¹, 王鹏磊², 吴云翼²

(1. 西安交通大学电气工程学院, 陕西 西安 710049; 2. 中国长江三峡集团有限公司, 湖北 武汉 430010)

摘要: 风光和火电打捆外送是新能源消纳的重要方式, 如何确定其容量比成为难题。储能调节灵活, 可以平抑新能源出力不确定性造成的影响, 但频繁充放电会对电池储能的寿命造成影响。考虑储能的放电深度和循环次数建立了电池寿命量化模型, 提出了计及储能寿命的风光火储打捆外送系统双层容量优化模型。上层以系统总成本最小为目标, 下层以典型日调度成本最小为目标。利用机会约束处理新能源出力不确定性对系统备用容量的影响, 基于序列运算将概率性机会约束转换为确定性约束, 将问题转换为易于求解的混合整数线性规划问题。算例结果表明, 配置储能可以有效降低系统成本。同时考虑储能寿命可以在保证经济性的前提下制定更合理的调度策略, 延长储能使用寿命, 验证了模型的有效性。

关键词: 容量优化; 电池寿命; 备用容量; 机会约束; 序列运算理论

Optimal capacity of a wind-solar-thermo-storage-bundled power transmission system considering battery life

WU Xiong¹, HE Mingkang¹, HE Wenwen¹, LI Xiaofei¹, WANG Penglei², WU Yunyi²

(1. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

2. China Three Gorges Corporation, Wuhan 430010, China)

Abstract: Combined transmission of wind, solar and thermal power is an important type of new energy consumption. How to determine the capacity ratio is a difficult problem. The flexibility of energy storage regulation can smooth out the impact caused by the uncertainty of new energy output. However, frequent charging and discharging will reduce the service life of battery storage. A quantitative model of battery life is established based on the discharge depth and number of cycles of energy storage. A two-layer capacity optimization model of the wind-solar-thermo-storage-bundled power transmission system is established. The upper layer aims at minimizing the total cost of the system, and the lower layer aims at minimizing the typical daily scheduling cost. The influence of the uncertainty of new energy output on the system reserve capacity is treated by a chance constraint. The chance constraint is converted into a deterministic constraint by using sequence operation. The problem is converted into a mixed integer linear programming problem which is easy to solve. The results show that the energy storage configuration can effectively reduce system cost. At the same time, considering the energy storage service life, a more reasonable scheduling strategy can be formulated to help ensure economy, and the service life of the energy storage can be extended. This verifies the effectiveness of the model.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2021YFB2400700).

Key words: capacity optimization; storage life; reserve capacity; chance constrained; sequence operation theory

0 引言

为了应对全球气候变暖, 我国提出了“双碳”目标, 新能源占比不断提高。但新能源出力具有不

确定性, 对电力系统的安全稳定运行造成了严峻挑战^[1]。火电机组作为传统电源, 其稳定性较强, 同时也具有一定的调节能力, 逐步由发电电源转向调节电源。

对于高比例新能源外送系统, 仅靠火电调节无法很好地抑制新能源出力波动性带来的影响, 而储能具有快速调节能力, 通过配置一定容量的储能,

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2021YFB2400700); 中国长江三峡集团有限公司科研项目资助(202303056)

可以更准确地应对新能源出力不确定性带来的影响,提高系统稳定性和经济性。文献[2-4]以消纳新能源和最小化系统运行成本为目标,建立了风火储的优化调度模型。文献[5]为了应对大规模新能源并网产生的不利影响,考虑分时电价,以系统成本和出力波动最小为目标,建立了风光火储的“削峰”调度模型。上述文献为含风光火储的调度提供了较好的策略,但储能不同于传统电源,其主要通过释放储存的电进行功率输出,而频繁充放电会对储能寿命造成损耗,因此在容量规划和调度过程中考虑储能寿命的影响很有必要。文献[6-7]基于储能放电深度建立了储能寿命模型,进而考虑储能的运行成本。文献[8]针对储能容量配置问题,考虑了储能容量保持率对寿命的影响,并转换为储能的维护成本,以系统成本最小为目标建立了储能容量优化模型。文献[9]基于电压和温度建立了电池储能容量衰减模型,但并未考虑循环次数、放电深度等因素的影响。如何建立储能寿命模型,形成储能运行约束,并纳入打捆外送系统容量规划与调度模型中仍有待研究。

目前针对新能源出力不确定性问题,国内外学者已展开广泛研究^[10-12],主要处理方法有鲁棒优化、随机规划和机会约束等,其中机会约束主要思路是在一定置信水平下使得含随机变量的约束成立。文献[13]使用拉丁超立方抽样对新能源出力进行采样,进而将机会约束条件转换为确定性约束。文献[14]认为随机变量符合经验分布,通过样本均值抽样法将机会约束转换为确定性约束。但以上文献在处理机会约束时均需要生成大量的样本数据,导致求解难度大,计算时间长。文献[15]采用机会约束应对风电出力不确定性产生的影响,并以此建立了经济调度模型。文献[16]针对含不确定风电出力的机组组合问题,基于机会约束建立了两阶段随机规划模型,并利用解析法将机会约束转换为确定性约束。但大部分文献是在优化调度模型中通过机会约束处理风光不确定性,但在容量规划模型中,特别是大规模新能源外送系统容量规划模型,目前少有文献采用机会约束和序列运算理论处理风光不确定性。

综上所述,通过配置储能可以有效减少弃风弃光现象,提高新能源消纳率,但频繁充放电会影响储能寿命,目前鲜有研究在打捆外送系统中考虑储能寿命的影响。本文基于风光火储打捆外送系统,建立储能寿命模型纳入约束条件,并考虑风光出力的不确定性,而新能源出力为0这种极端情况出现的概率很小,因此采用机会约束处理系统备用约束

条件,并利用序列运算理论将含多维随机变量的机会约束问题转换为混合整数线性规划问题。最后通过算例分析验证了所提模型的有效性。

1 打捆外送系统电源模型

1.1 风电出力模型

由于风速的不确定性,使得风电出力具有波动性和随机性,研究表明实际风速近似服从 Weibull 分布^[17],其概率分布密度函数为

$$f_v(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1)$$

式中: f_v 为风速的概率分布密度函数; k 为形状参数; c 为尺度参数; v 为实际风速。

结合风电出力和风速之间的关系,得到风电出力的概率密度函数^[18]为

$$f_w(P_w) = \frac{(v_e - v_{in})k}{cP_{w,e}} h^{k-1} e^{-h^k} \quad (2)$$

其中

$$h = \frac{v_{in}P_{w,e} + (v_e - v_{in})P_w}{cP_{w,e}} \quad (3)$$

式中: f_w 为风电概率密度函数; P_w 为风电实际出力; $P_{w,e}$ 为风电额定出力; v_{in} 、 v_e 分别为切入风速、额定风速; h 为引入的中间变量。

1.2 光伏出力模型

光伏出力受多种因素的影响,但主要取决于光照强度、温度和自身特性等。研究表明太阳辐射近似服从 Beta 分布^[19],其概率分布密度函数为

$$f_r(r) = \frac{\Gamma(\lambda_1) + \Gamma(\lambda_2)}{\Gamma(\lambda_1)\Gamma(\lambda_2)} \left(\frac{r}{r_{max}} \right)^{\lambda_1-1} \left(1 - \frac{r}{r_{max}} \right)^{\lambda_2-1} \quad (4)$$

式中: f_r 为太阳辐射概率分布密度函数; Γ 为 Gamma 函数; λ_1 、 λ_2 为形状参数; r 、 r_{max} 分别为实际光照强度和最大光照强度。

结合光伏出力与光照强度的关系,可得光伏出力概率密度函数为

$$f_{pv}(P_{pv}) = \frac{\Gamma(\lambda_1) + \Gamma(\lambda_2)}{\Gamma(\lambda_1)\Gamma(\lambda_2)} \left(\frac{P_{pv}}{P_{pv,max}} \right)^{\lambda_1-1} \left(1 - \frac{P_{pv}}{P_{pv,max}} \right)^{\lambda_2-1} \quad (5)$$

式中: f_{pv} 为光伏出力的概率密度函数; P_{pv} 为光伏实际出力; $P_{pv,max}$ 为光伏出力最大值。

1.3 火电煤耗模型

火电机组的发电成本是其出力的二次函数,可由式(6)表示。

$$C^{fuel} = aP^2 + bP + c \quad (6)$$

式中: C^{fuel} 为火电机组的发电成本; a 、 b 、 c 为火电

机组的特性参数,由厂家提供; P 为火电机组出力。

1.4 储能寿命模型

电池储能的寿命与其工作方式密切相关,影响因素包括温度、放电速率、放电深度、过充过放次数等^[20]。在实际应用中,储能电站会采用散热装置控制储能设备的温度,进而限制放电速率在合理范围内,因此,本文只考虑放电深度和循环次数对储能寿命的影响。

储能电池的实际寿命由浮充寿命和循环寿命决定,如式(7)所示。

$$T_{\text{cal}} = \min\{T_{\text{float}}, T_{\text{life}}\} \quad (7)$$

式中: T_{cal} 为储能电池实际寿命; T_{float} 为浮充寿命; T_{life} 为循环寿命,反映了电池达到寿命终点时的循环次数。

实际工程中,常使用雨流计数法确定储能电池的放电深度^[21],进而储能电池的循环次数可以表示为

$$N_{\text{life}} = N_0 (D_{\text{OD}}^{\text{cyc}})^{-k_p} \quad (8)$$

式中: N_{life} 为储能电池达到使用寿命时的循环次数; N_0 为储能电池以 100% 放电深度运行时的循环次数; $D_{\text{OD}}^{\text{cyc}}$ 为放电深度; k_p 为拟合因子,通常由厂商提供。

由式(8)可知,储能电池放电深度越大,寿命越短,因此常常对储能电池的放电深度进行限制。而实际应用中,放电深度并不是确定值,因此可以将不同放电深度下的循环次数折算为 100% 放电深度下的等效全循环次数^[22],由式(9)表示。

$$n_{\text{eq},t} = (D_{\text{OD},t}^{\text{cyc}})^{k_p} \quad (9)$$

式中: $n_{\text{eq},t}$ 为 t 时刻等效全循环次数; $D_{\text{OD},t}^{\text{cyc}}$ 为 t 时刻实际循环放电深度。

则储能每日的等效全循环次数 $N_{\text{eq,day}}$ 为

$$N_{\text{eq,day}} = \sum_{t=1}^{24} n_{\text{eq},t} \quad (10)$$

由此可得储能电池的循环寿命为

$$T_{\text{life}} = \frac{N_0}{\sum_{\text{day}=1}^{365} N_{\text{eq,day}}} \quad (11)$$

通过求和可以得到 1 年消耗的储能循环电池环次数,进而可以得到储能电池的使用年限,即循环寿命。

储能电池由放电过程变为充电过程即完成一次充放电循环,图 1 为某储能 SOC 变化曲线,如图所示储能电池在 C 点完成一次充放电循环,则该次

循环的放电深度为 S_{OC,t_c} 。引入状态变量 S_t^E , 其值为 1 时表示完成一次充放电循环,即由放电状态变为充电状态,如式(12)所示。

$$S_t^E = \max(y_{e,c,t}^{\text{cyc}} - y_{e,c,t-1}^{\text{cyc}}, 0) \quad (12)$$

式中, $y_{e,c,t}^{\text{cyc}}$ 为充电过程状态变量,为 1 表示储能电池处于充电过程。

储能电池的充电和放电过程状态变量不仅与此刻储能的充放电状态有关,还与上一时刻的充放电过程状态变量有关,如式(13)一式(16)所示。

$$y_{e,c,t}^{\text{cyc}} \geq y_{e,c,t-1}^{\text{cyc}} - y_{e,d,t} - y_{e,c,t} \quad (13)$$

$$y_{e,c,t}^{\text{cyc}} \geq y_{e,c,t} \quad (14)$$

$$y_{e,d,t}^{\text{cyc}} \geq y_{e,d,t-1}^{\text{cyc}} - y_{e,d,t} - y_{e,c,t} \quad (15)$$

$$y_{e,d,t}^{\text{cyc}} \geq y_{e,d,t} \quad (16)$$

式中: $y_{e,d,t}^{\text{cyc}}$ 为放电过程状态变量,为 1 表示储能电池处于放电过程; $y_{e,c,t}$ 为充电状态变量,为 1 表示储能电池正在充电; $y_{e,d,t}$ 为放电状态变量,为 1 表示储能电池正在放电。

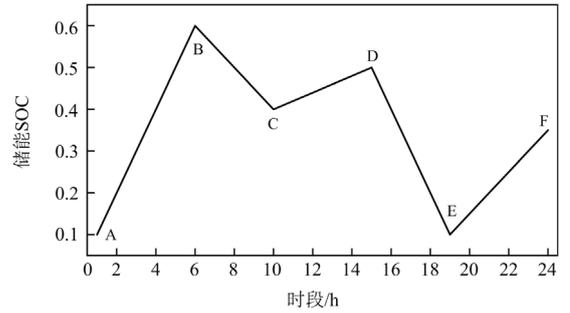


图 1 储能电池 SOC 变化曲线

Fig. 1 Energy storage SOC variation curve

在同一时刻,储能电池仅能处于充电或放电过程。如式(17)所示。

$$y_{e,c,t}^{\text{cyc}} + y_{e,d,t}^{\text{cyc}} = 1 \quad (17)$$

在图 1 中, C 点的 S_t^E 值 $S_{t_c}^E$ 为 0, 而下一时刻 $S_{t_c+1}^E$ 的值为 1, 则 A-B-C 段循环放电深度为 C 点 S_{OC,t_c} 乘 $S_{t_c+1}^E$, 因此可以得到储能电池实际循环放电深度计算公式,如式(18)所示。

$$D_{\text{OD},t}^{\text{cyc}} = (1 - S_{\text{OC},t-1}) S_t^E \quad (18)$$

式中, $S_{\text{OC},t-1}$ 为 $t-1$ 时刻储能电池的荷电状态。

2 风光火储外送系统容量优化配置模型

为进行打捆外送系统容量规划,本文构建了以系统成本最小为目标的双层容量规划模型。上层模

型以总成本最小为目标优化各类电源容量, 并将得到各电源的容量传递给下层模型; 下层模型以系统运行成本最小为目标进行各机组出力优化, 并将得到的系统运行成本返回至上层模型。

2.1 上层容量规划模型

2.1.1 目标函数

上层容量规划模型以系统总成本 C 最小为目标函数, 如式(19)所示, 包括投资成本 C^{sys} 、维护成本 C^{maint} 和运行成本 C^{op} ; 如式(20)所示, 投资成本包括风光火储的投资成本; 如式(21)所示, 每年的维护成本与其投资成本成正比; 如式(22)所示, 系统运行成本为日运行成本之和, 可由下层计算得出。

$$\min C = C^{\text{sys}} + C^{\text{maint}} + C^{\text{op}} \quad (19)$$

$$C^{\text{sys}} = N_w C_w^{\text{sys}} + N_{pv} C_{pv}^{\text{sys}} + N_g C_g^{\text{sys}} + N_e C_e^{\text{sys}} \quad (20)$$

$$C^{\text{maint}} = \sum_{j=1}^Y \frac{\sum_{g=1}^G K_g^{\text{maint}} C_g^{\text{sys}} (1+r^{\text{maint}})^{j-1}}{(1+r^d)^{j-1}} \quad (21)$$

$$C^{\text{op}} = \sum_{d=1}^Y C_{\text{day}}^{\text{op}} \quad (22)$$

式中: C_w^{sys} 、 C_{pv}^{sys} 、 C_g^{sys} 、 C_e^{sys} 分别为风电、光伏、火电和储能单个机组的投资建设成本, 其中储能投资建设成本包含电池更换成本; N_w 、 N_{pv} 、 N_g 、 N_e 分别为风电、光伏、火电和储能机组的数量; Y 为规划年限; G 为发电机个数; K_g^{maint} 为发电机 g 的维护系数; r^d 为贴现率; r^{maint} 为维护成本增长率; $C_{\text{day}}^{\text{op}}$ 为系统日运行成本。

2.1.2 约束条件

式(23)和式(24)表示风电和光伏的规划容量约束; 式(26)表示在没有风光出力时, 火电和储能要满足负荷需求; 式(27)表示储能的调节能力需大于风电和光伏的变化量; 式(28)表示火电机组的补偿能力需大于风电和光伏的装机容量; 式(29)表示风光利用率的要求; 式(30)表示外送通道新能源占比的要求。

$$c_{w,\min} \leq N_w c_w \leq c_{w,\max} \quad (23)$$

$$c_{pv,\min} \leq N_{pv} c_{pv} \leq c_{pv,\max} \quad (24)$$

$$c_{\text{new},\min} \leq N_w c_w + N_{pv} c_{pv} \leq c_{\text{new},\max} \quad (25)$$

$$N_g c_g + N_e c_e \geq P_L \quad (26)$$

$$\gamma_e N_e c_e \geq \gamma_w N_w c_w + \gamma_{pv} N_{pv} c_{pv} \quad (27)$$

$$(1-\rho) N_g c_g \geq N_w c_w + N_{pv} c_{pv} \quad (28)$$

$$\sum_{t=1}^T \left(\frac{\sum_{m=1}^{N_w} P_{w,m,t} + \sum_{n=1}^{N_{pv}} P_{pv,n,t}}{\sum_{m=1}^{N_w} P_{w,m,t}^{\text{pre}} + \sum_{n=1}^{N_{pv}} P_{pv,n,t}^{\text{pre}}} \right) \geq \delta_1 \quad (29)$$

$$\sum_{t=1}^T \left(\frac{\sum_{m=1}^{N_w} P_{w,m,t} + \sum_{n=1}^{N_{pv}} P_{pv,n,t}}{P_{L,t}} \right) \geq \delta_2 \quad (30)$$

式中: $c_{w,\min}$ 、 $c_{w,\max}$ 分别为风电装机容量下限和上限; $c_{pv,\min}$ 、 $c_{pv,\max}$ 分别为光伏装机容量下限和上限; $c_{\text{new},\min}$ 、 $c_{\text{new},\max}$ 分别为新能源规划总容量的下限和上限; c_w 、 c_{pv} 、 c_g 、 c_e 分别为单个风电机组、光伏机组、火电机组和储能机组的容量; γ_e 为储能的调节率; γ_w 和 γ_{pv} 分别为风电和光伏每分钟的出力变化率; ρ 为火电机组最小出力率; T 为调度周期; P_L 为外送通道额定容量; $P_{w,m,t}^{\text{pre}}$ 、 $P_{w,m,t}$ 分别为 t 时刻第 m 个风电机组的预测出力和实际出力; $P_{pv,n,t}^{\text{pre}}$ 、 $P_{pv,n,t}$ 分别为 t 时刻第 n 个光伏机组的预测出力和实际出力; δ_1 、 δ_2 分别为新能源利用率要求和外送通道新能源占比要求。

2.2 下层运行调度模型

2.2.1 目标函数

下层运行调度模型以系统日运行成本最小为目标函数, 如式(31)所示, 包括火电燃料成本、火电启停成本、火电备用成本、弃风弃光惩罚成本、电量不足惩罚成本; 如式(32)所示, 火电燃料成本为其出力的二次函数; 如式(33)和式(34)所示, 火电机组启停成本为其单次启停成本之和; 如式(35)所示, 火电备用成本与其备用功率成正比; 式(36)和式(37)为弃风弃光惩罚成本; 式(38)为电量不足惩罚成本。

$$\min C_{\text{day}}^{\text{op}} = C_g^{\text{fuel}} + C_g^{\text{U}} + C_g^{\text{D}} + C_g^{\text{R}} + C_w^{\text{a}} + C_{pv}^{\text{a}} + C_L^{\text{a}} \quad (31)$$

$$C_g^{\text{fuel}} = \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{t=1}^T (a_i P_{g,i,t}^2 + b_i P_{g,i,t} + c_i) \quad (32)$$

$$C_g^{\text{U}} = \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{t=1}^T C_{g,i,t}^{\text{U}} \quad (33)$$

$$C_g^{\text{D}} = \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{t=1}^T C_{g,i,t}^{\text{D}} \quad (34)$$

$$C_g^{\text{R}} = \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{t=1}^T K_t^{\text{R}} R_{g,i,t} \quad (35)$$

$$C_w^{\text{a}} = \sum_{m=1}^{N_w} \sum_{t=1}^T K_w^{\text{a}} (P_{w,m,t}^{\text{pre}} - P_{w,m,t}) \quad (36)$$

$$C_{pv}^a = \sum_{n=1}^{N_{pv}} \sum_{t=1}^T K_{pv}^a (P_{pv,n,t}^{pre} - P_{pv,n,t}) \quad (37)$$

$$C_L^a = \sum_{t=1}^T K_L^a (P_{L,t}^{pre} - P_{L,t}) \quad (38)$$

式中: C_g^U 、 C_g^D 分别为火电机组的启停成本; $C_{g,i,t}^U$ 、 $C_{g,i,t}^D$ 分别为 t 时刻火电机组 i 的启动和停机成本; C_g^R 为火电备用成本; C_w^a 、 C_{pv}^a 、 C_L^a 分别为弃风、弃光和电量不足惩罚成本; a_i 、 b_i 、 c_i 分别为第 i 个火电机组的特性参数; $P_{g,i,t}$ 为 t 时刻第 i 个火电机组的出力; $R_{g,i,t}$ 为 t 时刻第 i 个火电机组的备用容量; K_t^R 为 t 时刻单位备用容量价格; K_w^a 、 K_{pv}^a 、 K_L^a 分别为弃风、弃光和电量不足惩罚系数; $P_{L,t}^{pre}$ 、 $P_{L,t}$ 分别为 t 时刻外送通道预测需求和实际需求。

2.2.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{g,i,t} + P_{co,t} + \sum_{q=1}^{N_c} (P_{e,q,d,t} - P_{e,q,c,t}) = P_{L,t} \quad (39)$$

$$P_{co,t} = \sum_{m=1}^{N_w} P_{w,m,t} + \sum_{n=1}^{N_{pv}} P_{pv,n,t} \quad (40)$$

式中: $P_{co,t}$ 为风电和光伏机组在 t 时刻的联合出力; $P_{e,q,d,t}$ 、 $P_{e,q,c,t}$ 分别为储能电站 q 在 t 时刻的放电和充电功率。

2) 风电和光伏相关约束

风电和光伏出力上下限约束为

$$0 \leq P_{w,m,t} \leq P_{w,m,t}^{pre} \quad (41)$$

$$0 \leq P_{pv,n,t} \leq P_{pv,n,t}^{pre} \quad (42)$$

风电和光伏出力变化率约束为

$$-P_{w,r} \leq P_{w,m,t} - P_{w,m,t-1} \leq P_{w,r} \quad (43)$$

$$-P_{pv,r} \leq P_{pv,n,t} - P_{pv,n,t-1} \leq P_{pv,r} \quad (44)$$

式中, $P_{w,r}$ 、 $P_{pv,r}$ 分别为风电和光伏机组的最大爬坡速率。

3) 火电相关约束

火电机组的出力上下限约束为

$$y_{g,i,t} P_{g,\min} \leq P_{g,i,t} \leq y_{g,i,t} P_{g,\max} \quad (45)$$

式中: $y_{g,i,t}$ 为 t 时刻火电机组 i 的启停状态, 取值为 0 表示停机状态, 取值为 1 表示开机状态; $P_{g,\min}$ 、 $P_{g,\max}$ 分别为火电机组的出力下限和上限。

火电机组的爬坡约束为

$$-R_g \leq P_{g,i,t} - P_{g,i,t-1} \leq R_g \quad (46)$$

式中, R_g 为火电机组的最大爬坡速率。

火电机组的启停时间约束为

$$(T_{g,i,t}^{\text{on}} - T_{g,\min}^{\text{on}})(y_{g,i,t} - y_{g,i,t+1}) \geq 0 \quad (47)$$

$$(T_{g,i,t}^{\text{off}} - T_{g,\min}^{\text{off}})(y_{g,i,t+1} - y_{g,i,t}) \geq 0 \quad (48)$$

式中: $T_{g,i,t}^{\text{on}}$ 、 $T_{g,i,t}^{\text{off}}$ 分别为火电机组 i 到 t 时刻已连续开机与关停时间; $T_{g,\min}^{\text{on}}$ 、 $T_{g,\min}^{\text{off}}$ 分别为火电机组的最小开机和关停时间。

火电机组的启停费用约束为

$$C_{g,i,t}^U \geq C_g^U (y_{g,i,t} - y_{g,i,t-1}) \quad (49)$$

$$C_{g,i,t}^D \geq C_g^D (y_{g,i,t-1} - y_{g,i,t}) \quad (50)$$

式中, C_g^u 、 C_g^d 分别为火电机组单次启动和停机的费用。

4) 储能相关约束

储能充放电时功率上下限约束为

$$y_{e,q,c,t} P_{e,\min} \leq P_{e,q,c,t} \leq y_{e,q,c,t} P_{e,\max} \quad (51)$$

$$y_{e,q,d,t} P_{e,\min} \leq P_{e,q,d,t} \leq y_{e,q,d,t} P_{e,\max} \quad (52)$$

式中: $y_{e,q,c,t}$ 为储能电站 q 在 t 时刻的充电状态, 取值为 1 表示正在充电; $y_{e,q,d,t}$ 为储能电站 q 在 t 时刻的放电状态, 取值为 1 表示正在放电; $P_{e,\min}$ 、 $P_{e,\max}$ 分别为储能电站充放电功率下限和上限。

为了避免过度充放电影响储能的寿命, 储能荷电状态上下限约束为

$$S_{OC,q,\min} \leq S_{OC,q,t} \leq S_{OC,q,\max} \quad (53)$$

式中: $S_{OC,q,t}$ 为储能电站 q 在 t 时刻的荷电状态; $S_{OC,q,\min}$ 、 $S_{OC,q,\max}$ 分别为储能电站 q 的荷电状态的下限和上限。

$S_{OC,q,t}$ 的计算公式为

$$S_{OC,q,t} = S_{OC,q,t-1}(1-\sigma) + (P_{e,q,c,t} \eta_{e,q,c} - \frac{P_{e,q,d,t}}{\eta_{e,q,d}}) \frac{\Delta t}{c_{e,q}} \quad (54)$$

式中: σ 为储能电站自放电率; $\eta_{e,q,c}$ 、 $\eta_{e,q,d}$ 分别为储能电站 q 的充放电效率; $c_{e,q}$ 为储能电站 q 的额定容量; Δt 为时间间隔。

为了保证储能电站的运行连续性, 须保证其始末荷电状态相同, 如式(55)所示。

$$S_{OC,q,1} = S_{OC,q,T} \quad (55)$$

在同一时刻, 储能电站不能同时充电和放电, 因此有式(56)所示的状态变量约束。

$$y_{e,q,c,t} + y_{e,q,d,t} \leq 1 \quad (56)$$

为了保证储能的寿命满足使用要求, 因此有

$$T_{\text{cal},q} \geq Y_c \quad (57)$$

式中: $T_{\text{cal},q}$ 为储能电站 q 的寿命; Y_c 为储能规划使用年限。

5) 旋转备用约束

由于风光等新能源出力的不确定性, 系统需要额外的备用容量来抑制其出力的波动性, 达到恒功率外送的要求。旋转备用约束可以描述为

$$P_{g,i,t} + R_{g,i,t} \leq y_{g,i,t} P_{g,\max} \quad (58)$$

$$P_{e,q,d,t} + R_{e,q,t} \leq P_{e,\max} \quad (59)$$

式中, $R_{e,q,t}$ 为 t 时刻储能电站 q 的备用容量。

在极端情况下, 新能源的出力可能为 0, 因此外送系统需要有足够的备用容量弥补新能源出力的空缺, 但这种极端情况出现的概率很小, 因此可以将备用约束转换为如式(60)所示的机会约束。

$$P_r \left\{ \sum_{i=1}^{N_g} R_{g,i,t} + \sum_{q=1}^{N_e} R_{e,q,t} \geq E(P_{\text{co},t}) - P_{\text{co},t} \right\} \geq \alpha \quad (60)$$

式中: $P_r \{ \}$ 为约束成立的概率; $E(P_{\text{co},t})$ 为 t 时刻风电和光伏联合出力的期望值; α 为设定的置信水平。

3 模型求解

针对以上提出的双层容量规划模型, 通过日运行成本求和得到年运行成本, 从而将双层模型转换为单层模型进行求解。

混合整数线性规划相对于其他非线性模型, 具有较高的求解效率, 可求解问题的规模也较大。本文采用混合整数线性规划求解容量优化问题, 但上述模型中含有非线性量, 对问题求解造成一定困难, 本节将对模型中的非线性量进行线性化处理。

3.1 非线性函数线性化

1) 储能放电深度

式(18)表示的储能放电深度为连续变量与 0-1 变量的乘积, 利用大 M 法将其进行线性化处理。

$$D_{\text{od},t}^{\text{cyc}} \leq 1 - S_{\text{oc},t-1} \quad (61)$$

$$0 \leq D_{\text{od},t}^{\text{cyc}} \leq M S_t^E \quad (62)$$

$$D_{\text{od},t}^{\text{cyc}} \geq 1 - S_{\text{oc},t-1} - M(1 - S_t^E) \quad (63)$$

式中, M 为一个很大的数。

2) 火电发电成本和储能等效全循环次数

式(6)所示的发电成本为出力的二次函数, 式(9)所示的等效全循环次数为幂函数, 故采用分段线性化^[23]的方法进行处理。设定在区间 $[x_{\min}, x_{\max}]$ 上的非线性函数 $g(x)$, 将区间划分成 O 个子区间, 故有

$$\sum_{o=1}^O z_o = 1 \quad (64)$$

$$x_{o-1,\min} z_o \leq x_o \leq x_{o,\max} z_o \quad (65)$$

$$\sum_{o=1}^O x_o = x \quad (66)$$

$$g(x) \approx \sum_{o=1}^O [z_o x_{o-1,\max} + \frac{g(x_{o,\max}) - g(x_{o-1,\max})}{x_{o,\max} - x_{o-1,\max}} (x_o - z_o x_{o-1,\max})] \quad (67)$$

式中: x_{\min} 、 x_{\max} 分别为函数 $g(x)$ 自变量取值范围的最小值和最大值; z_o 为 0-1 变量; x_o 为第 o 个子区间内 x 的取值; $x_{o,\min}$ 、 $x_{o,\max}$ 分别为第 o 个子区间的下限和上限。

3.2 机会约束转换

机会约束是指在一定的置信条件下, 使得含随机变量的约束条件成立。目前, 求解方法主要有两种, 一种是模拟法^[24], 通过模拟产生大量的样本数据, 统计满足约束条件的频率, 这种方法虽然简单, 但存在计算量大, 计算时间长等缺点。另一种是解析法^[25], 通过随机变量的概率分布函数, 将机会约束转换为确定性约束。本文基于序列运算理论将不确定量转换为概率性序列, 并进行序列运算, 求得风光联合概率分布, 从而将概率性的机会约束转换为易于求解的确定性约束, 提高了计算速度。

序列是按照一定顺序排列的一组数据, 概率性序列如式(68)所示。

$$\sum_{i_a=0}^{N_a} a(i_a) = 1 \quad (68)$$

式中: a 为 1 个概率性序列; N_a 为该序列中数据的个数, 即序列长度; i_a 为该序列的序号; $a(i_a)$ 为序列在 i_a 处的概率分布, 且 $a(i_a) \geq 0$ 。

由于风电和光伏出力的概率密度函数已知, 故可得到其概率性序列 $a_w(i_{a,w})$ 和 $a_{\text{pv}}(i_{a,\text{pv}})$, 以风电为例, 其概率性序列如表 1 所示, 序列长度 $N_{a,w}$ 为

$$N_{a,w} = \left\lceil \frac{P_{w,\max}}{s} \right\rceil \quad (69)$$

式中: 设 x 为任意实数, 则 $[x]$ 表示不超过 x 的最大整数; $P_{w,\max}$ 为风电最大出力; s 为离散步长。

表 1 风电出力的概率性序列

Table 1 Probabilistic sequence of wind power output						
出力	0	s	...	$u_w s$...	$N_{a,w} s$
概率	0	$a_w(1)$...	$a_w(u_w)$...	$a_w(N_{a,w})$

根据风电出力概率密度函数, 计算得到其概率性序列, 如式(70)所示。

$$a_w(i_{a,w}) = \begin{cases} \int_0^{s/2} f_w(P_w) dP_w & i_{a,w} = 0 \\ \int_{i_{a,w} s - s/2}^{i_{a,w} s + s/2} f_w(P_w) dP_w & 0 < i_{a,w} < N_{a,w} \\ \int_{i_{a,w} s - s/2}^{i_{a,w} s} f_w(P_w) dP_w & i_{a,w} = N_{a,w} \end{cases} \quad (70)$$

同理可得光伏出力的概率性序列 $a_{pv}(i_{a,pv})$ ，二者的联合概率性序列可由卷积计算得到，如式(71)所示。

$$a_{co}(i_{a,co}) = \sum_{i_{a,w} + i_{a,pv} = i_{a,co}} a_w(i_{a,w}) a_{pv}(i_{a,pv}) \quad (71)$$

式中， a_{co} 为风电光伏联合概率性序列。

为了将式(60)转换为确定性约束，引入 0-1 变量 $y_{r,t}$ ，当系统备用容量满足要求时，其值为 1，否则为 0，如式(72)所示。

$$y_{r,t} = \begin{cases} 1 & \sum_{i=1}^{N_g} R_{g,i,t} + \sum_{q=1}^{N_c} R_{e,q,t} \geq E(P_{co,t}) - i_{a,co} s \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (72)$$

因此式(60)可表示为

$$\sum_{i_{a,co}=0}^{N_{a,w} + N_{a,pv}} y_{r,t} a_{co}(i_{a,co}) \geq \alpha \quad (73)$$

利用大 M 法将式(72)转换为线性约束，如式(74)所示。

$$\left(\sum_{i=1}^{N_g} R_{g,i,t} + \sum_{q=1}^{N_c} R_{e,q,t} - E(P_{co,t}) + i_{a,co} s \right) / M \leq y_{r,t} \leq 1 + \left(\sum_{i=1}^{N_g} R_{g,i,t} + \sum_{q=1}^{N_c} R_{e,q,t} - E(P_{co,t}) + i_{a,co} s \right) / M \quad (74)$$

利用式(73)和式(74)代替式(60)，即可将含机会约束问题转换为混合整数线性规划问题。

4 算例分析

4.1 参数设置

为了验证模型的有效性，本文以某 8000 MW 外送系统为例，进行容量优化配置。

新能源拟规划总容量取为 1000~20 000 MW。风电规划容量取为 3000~5000 MW，单个风机的容量为 2 MW，其参数 $v_{in} = 3$ m/s，切出风速 $v_{out} = 25$ m/s， $v_c = 15$ m/s， $k = 1.8$ ， $c = 10$ m/s， $\gamma_w = 1.5\%/min$ 。光伏规划容量取为 10 000~15 000 MW，单个光伏机组的容量为 1 MW，其参数 $S_{pv} = 7000$ m²， $\eta_{pv} = 0.09$ ， $\gamma_{pv} = 2\%/min$ 。

火电采用额定容量为 500 MW 的机组，储能采用电池储能，额定功率为 100 MW，额定容量为 400 MWh，并在第 10 年进行电池更换。打捆外送

系统参数如表 2 所示，下层调度模型调度周期为 288 h，时间间隔为 1 h。

表 2 基本参数

Table 2 Basic parameters

参数	取值	参数	取值
$P_{g,min}/MW$	180	$P_{w,r}/MW$	1.5
$P_{g,max}/MW$	600	$P_{pv,r}/MW$	1
$C_g^u/\text{元}$	2.5×10^4	$Y/\text{年}$	20
$C_g^d/\text{元}$	1.25×10^4	$\Delta t/h$	1
$R_{g,i}/MW$	30	$C_w^{sys}/\text{元}$	4.84×10^6
$T_{g,min}^{on}/h$	2	$C_{pv}^{sys}/\text{元}$	4.24×10^6
$T_{g,min}^{off}/h$	2	$C_g^{sys}/\text{元}$	3.48×10^6
$a/(\text{元}/MW^2)$	0.1	$C_c^{sys}/\text{元}$	1.80×10^6
$b/(\text{元}/MW)$	45.2	$P_{e,min}/MW$	10
$c/\text{元}$	945.6	$P_{e,max}/MW$	50
δ_1/δ_2	0.9/0.5	c_c/MWh	100
r_{maint}	0.1	$S_{OC,q,min}$	0.1
γ^d	0.08	$S_{OC,q,max}$	0.9
γ_e	0.3	$\eta_{e,q,c}/\eta_{e,q,d}$	0.9/0.9

每个月选取一个典型日，共 12 个典型日的外送通道预测需求如图 2 所示。

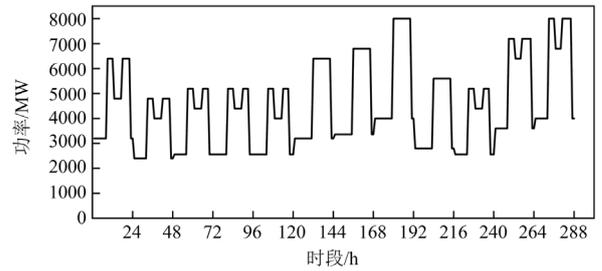


图 2 外送通道预测曲线

Fig. 2 Outbound channel prediction curve

4.2 结果分析

置信水平 α 取 0.9，求解上述模型，得到风电、光伏、火电和储能的装机容量分别为：4000 MW、11 520 MW、4000 MW 和 1200 MW，系统日运行成本为 0.0785 亿元，总成本为 1323.8 亿元，下层典型日调度中各类电源的出力如图 3 所示。

由模型求解结果可知，新能源和火电装机容量比值为 3.88，通道新能源电量占比 61.01%，新能源利用率 90.27%。由于中午时段外送需求较低，而光伏出力较多，为满足外送需求，储能充电，火电降低出力。同时为了满足备用容量要求，火电和储能需预留一部分出力，而储能备用成本较高，且考虑储能电池更换，系统会优先使用火电作为备用。储能利用电价差获取收益，而储能充电时，无法提供

备用, 因此系统备用容量主要由火电提供。

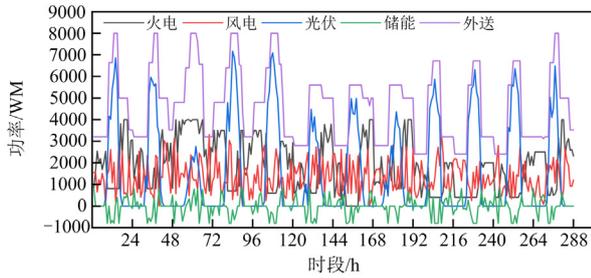


图3 电源出力曲线

Fig. 3 Power source output diagram

结合实际工程需求, 分别考虑火电装机容量固定、风光储能机组参与优化, 以及风光装机容量固定、火电和储能机组参与优化等场景进行研究分析, 容量优化结果如表3所示。

表3 不同方案容量优化结果

Table 3 Capacity optimization results under different plans

配置方案	火电/ MW	风电/ MW	光伏/ MW	储能/ MW	日成本/ 亿元	总成本/ 亿元
无电源 固定容量	4000	4000	11 520	1200	0.0785	1323.8
火电 3000 MW	3000	4680	12 000	1600	0.0796	1387.3
风电 4000 MW、光 伏 10000 MW	4500	4000	10 000	1500	0.0801	1381.1

当固定火电容量时, 为满足外送需求, 风光储能容量增加, 导致系统投资维护成本容量增加, 同时由于新能源出力增加, 导致系统所需备用容量增加, 使得日运行成本增加, 最终导致总成本增加。当固定风光容量时, 通过增加火电容量满足外送需求, 增加储能容量满足外送通道新能源电量占比要求, 导致系统投资维护成本增加, 同时由于系统备用成本增加, 导致日运行成本增加, 总成本增加。

图4和图5分别为不同置信水平下0~24 h内备用容量变化曲线和总成本变化曲线。随着置信水平的不断提高, 系统备用容量越来越多, 火电储能需要预留更多的出力以满足系统备用要求, 导致系统运行成本增加。

4.3 对比分析

为了验证所提出的考虑储能寿命的风光火储外送容量优化模型的有效性, 本文建立3种不同的方案: 方案1) 不配置储能; 方案2) 配置储能, 但不考虑储能寿命的影响; 方案3) 配置储能, 同时考虑储能寿命的影响。求解3种方案, 得到系统成本如表4所示。

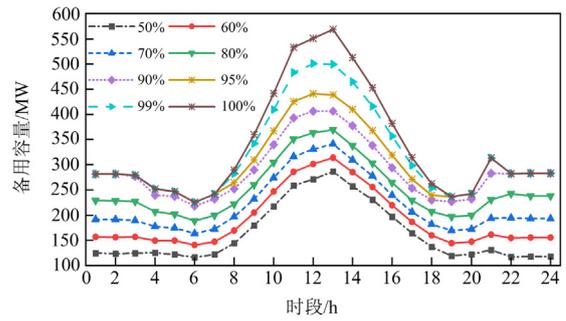


图4 不同置信水平下的系统备用容量曲线

Fig. 4 System backup capacity curve at different confidence levels

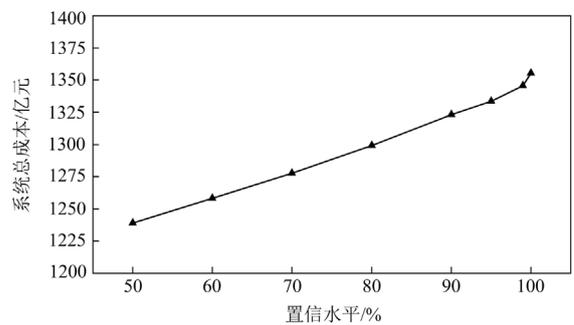


图5 不同置信水平下的系统总成本

Fig. 5 Total cost of system at different confidence levels

表4 3种方案结果对比

Table 4 Results comparison of three schemes

方案	日运行成本/亿元	总成本/亿元
1	0.0816	1431.7
2	0.0742	1271.7
3	0.0785	1323.8

由表4的结果对比分析可知, 由于方案1没有配置储能, 虽然系统投资成本降低, 但备用容量全部由火电机组承担, 使得系统日运行成本最高, 且弃风弃光惩罚也较高, 导致最终总成本也最高。方案2配置储能, 但未考虑储能寿命的影响, 储能SOC只受上下限的约束, 放电深度也较大, 最大可达80%, 每日充放电功率不受储能寿命约束的影响, 并可以参与系统备用, 使得系统日运行成本最小, 最终总成本也最小, 但按照所提储能寿命模型估算, 单个储能电站寿命只有6.6年, 低于规划使用年限10年。方案3不仅配置储能, 而且考虑储能寿命的影响, 由于储能寿命和SOC密切相关, 即SOC不仅受到上下限的约束, 还要受到放电深度的约束, 保证储能使用寿命大于规划使用年限, 每日充放电功率受到进一步的限制, 使得储能每日充放电次数和放电深度有所降低, 系统日运行成本增高, 但相

较于方案 2 日运行成本只增加了 5.8%。

通过以上对比,本文提出的考虑储能寿命的外送系统容量优化模型在保证经济性的前提下,可以制定更合理的调度策略,验证了模型的有效性。

4.4 与模拟法对比分析

为了验证机会约束处理中序列运算法的正确性和有效性,进一步与蒙特卡洛模拟法的系统成本与计算耗时进行对比,结果如表 5 所示。

表 5 两种算法指标对比

Table 5 Indices comparison of two algorithms

置信水平/%	序列运算法		蒙特卡洛法	
	总成本/亿元	计算耗时/s	总成本/亿元	计算耗时/s
70	1201.0	101.2	1203.5	901.3
80	1270.9	112.3	1265.4	943.8
90	1323.8	104.8	1324.3	957.5

由表 5 结果可知,由于蒙特卡洛模拟法需要生成大量的样本,并计算满足约束条件的样本个数,从而判断是否满足机会约束条件,导致计算时间较长。而序列运算法通过卷积得到不确定性变量的联合概率分布,从而计算满足机会约束的概率,不仅计算速度快,而且结果均在可允许的误差范围内,验证了序列运算法的正确性和有效性。

5 结论

本文考虑风光等新能源的不确定性和储能寿命,提出了基于机会约束的含风光火储的打捆外送系统容量优化模型,通过算例分析得到了以下结论:

1) 针对风光等新能源出力的不确定性,采用基于机会约束规划的系统备用容量约束代替传统的确定性约束,并采用序列运算法将概率性约束转换为确定性约束,序列运算法不仅可以处理含多维随机变量的机会约束,而且相对于模拟法有着更短的计算时间;

2) 在打捆外送系统中配置储能可以有效降低系统调峰压力,同时考虑储能使用寿命的影响可以制定更合理的调度策略,从而更合理地利用储能,延长储能的使用寿命。

参考文献

[1] 白浩,袁智勇,周长城,等. 计及新能源波动与相关性的配电网最大供电能力调度方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(8): 66-73.
BAI Hao, YUAN Zhiyong, ZHOU Changcheng, et al. Dispatching method of maximum power supply capacity of a power distributed network considering fluctuation and correlation of renewable energy[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(8): 66-73.

[2] LI J, WANG S, YE L, et al. A coordinated dispatch method with pumped-storage and battery-storage for compensating the variation of wind power[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(1): 21-34.
YE Ze, LI Xiangqi, JIANG Fei, et al. Hierarchical optimization economic dispatching of combined wind-PV-thermal-energy storage system considering the optimal energy abandonment rate[J]. Power System Technology, 2021, 45(6): 2270-2280.
[3] 叶泽,李湘旗,姜飞,等. 考虑最优弃能率的风光火储联合系统分层优化经济调度[J]. 电网技术, 2021, 45(6): 2270-2280.
ZANG Zikun, YANG Xiaohui, LI Zhaohui, et al. Low-carbon economic scheduling of solar thermal storage considering heat storage transformation and optimal energy abandonment[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(12): 33-43.
[4] 臧紫坤,杨晓辉,李昭辉,等. 考虑储热改造与最优弃能的风光火储低碳经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(12): 33-43.
YANG Xiaoping, LIU Haojie, HUANG Qiang. Optimal dispatching model of wind-sunlight-storage combining with "peak shaving" considering time-of-use electricity price[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2018, 39(6): 1752-1760.
[5] 杨晓萍,刘浩杰,黄强. 考虑分时电价的风光储联合“削峰”优化调度模型[J]. 太阳能学报, 2018, 39(6): 1752-1760.
DUGGAL I, VENKATESH B. Short-term scheduling of thermal generators and battery storage with depth of discharge-based cost model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 2110-2118.
[6] 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.
[7] 赵伟,袁锡莲,周宜行,等. 考虑运行寿命内经济性最优的梯次电池储能系统容量配置方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(12): 16-24.
ZHAO Wei, YUAN Xilian, ZHOU Yixing, et al. Capacity configuration method of a second-use battery energy storage system considering economic optimization within service life[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(12): 16-24.
[8] 贺鸿杰,张宁,杜尔顺,等. 电网侧大规模电化学储能运行效率及寿命衰减建模方法综述[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(12): 193-207.
HE Hongjie, ZHANG Ning, DU Erdun, et al. Review on modeling method for operation efficiency and lifespan decay of large-scale electrochemical energy storage on power grid side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(12): 193-207.

- [10] 杨波, 汤文成, 吴福保, 等. 考虑 CVaR 的“新能源+储能”电厂日前市场投标策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(9): 93-100.
YANG Bo, TANG Wencheng, WU Fubao, et al. Day-ahead market bidding strategy for "renewable energy + energy storage" power plants considering conditional value-at-risk[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(9): 93-100.
- [11] 张靠社, 冯培基, 张刚, 等. 考虑机会约束的多能源微电网双层优化配置[J]. 太阳能学报, 2021, 42(8): 41-48.
ZHANG Kaoshe, FENG Peiji, ZHANG Gang, et al. Bi-level optimization configuration method for multi-energy microgrid considering chance constraint[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2021, 42(8): 41-48.
- [12] 黄淼, 陈鑫, 文旭, 等. 计及市场风险的含电动汽车风光互补微电网随机规划调度模型[J]. 电网技术, 2020, 44(8): 2883-2890.
HUANG Miao, CHEN Xin, WEN Xu, et al. Stochastic programming dispatching model for wind and photovoltaic microgrid integrated with electric vehicles considering market risk[J]. Power System Technology, 2020, 44(8): 2883-2890.
- [13] 李志伟, 赵书强, 刘金山. 基于相关机会目标规划的电力系统日内滚动调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(11): 77-85.
LI Zhiwei, ZHAO Shuqiang, LIU Jinshan. Intraday rolling dispatching of power system based on dependent chance goal programming[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(11): 77-85.
- [14] ROALD L, MISRA S, KRAUSE T, et al. Corrective control to handle forecast uncertainty: a chance constrained optimal power flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 32(2): 1626-1637.
- [15] 于珍, 沈沉, 刘锋, 等. 计及风电不确定性的含暂态稳定约束的经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(22): 7270-7282.
YU Zhen, SHEN Chen, LIU Feng, et al. Transient stability-constrained economic dispatch considering wind power uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(22): 7270-7282.
- [16] WANG Q, GUAN Y, WANG J. A chance-constrained two-stage stochastic program for unit commitment with uncertain wind power output[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(1): 206-215.
- [17] 冉金周, 李华强, 李彦君, 等. 考虑灵活性供需匹配的孤岛微网优化调度策略[J]. 太阳能学报, 2022, 43(5): 36-44.
RAN Jinzhou, LI Huaqiang, LI Yanjun, et al. Optimal scheduling of isolated microgrid considering flexible power supply and demand[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2022, 43(5): 36-44.
- [18] 金鹏, 艾欣, 许佳佳. 基于序列运算理论的孤立微电网经济运行模型[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(25): 52-59, 10.
JIN Peng, AI Xin, XU Jiajia. An economic operation model for isolated microgrid based on sequence operation theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25): 52-59, 10.
- [19] LI Y, YANG Z, LI G, et al. Optimal scheduling of an isolated microgrid with battery storage considering load and renewable generation uncertainties[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(2): 1565-1575.
- [20] XU B, OUDALOV A, ULBIG A, et al. Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2): 1131-1140.
- [21] 修晓青, 唐巍, 李建林, 等. 计及电池健康状态的源储荷协同配置方法[J]. 高电压技术, 2017, 43(9): 3118-3126.
XIU Xiaoqing, TANG Wei, LI Jianlin, et al. Collaborative configuration of distributed generation, energy storage and load in microgrid considering state of health[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(9): 3118-3126.
- [22] 葛玉友, 尚策. 寿命约束的储能规划[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6150-6161.
GE Yuyou, SHANG Ce. Energy storage planning constrained by its life[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6150-6161.
- [23] 徐箭, 胡佳, 廖思阳, 等. 考虑网络动态特性与综合需求响应的综合能源系统协同优化[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(12): 40-48.
XU Jian, HU Jia, LIAO Siyang, et al. Coordinated optimization of integrated energy system considering dynamic characteristics of network and integrated demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(12): 40-48.
- [24] 马丽叶, 王志强, 陆肖宇, 等. 基于机会约束规划的风-火-蓄联合系统优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(9): 3311-3320.
MA Liye, WANG Zhiqiang, LU Xiaoyu, et al. Optimal scheduling of combined wind-thermo-storage system based on chance constrained programming[J]. Power System Technology, 2019, 43(9): 3311-3320.
- [25] 栗子豪, 吴文传, 朱洁, 等. 基于机会约束的主动配电网热泵日前调度模型及可解性转换[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(11): 24-31.
LI Zihao, WU Chuanwen, ZHU Jie, et al. Chance-constrained model for day-ahead heat pump scheduling in active distribution network and its tractability transformation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(11): 24-31.

收稿日期: 2022-12-20; 修回日期: 2023-05-23

作者简介:

吴雄(1986—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统运行与规划; E-mail: wuxiong@mail.xjtu.edu.cn

贺明康(1999—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统运行与规划。E-mail: hmk@stu.xjtu.edu.cn

(编辑 周金梅)