

含分布式储能的区域电网多时间尺度优化调度策略

王 枫, 张 辉, 周 斌

(国网湖北省电力有限公司, 湖北 武汉 430077)

摘要: 随着新能源并网发电的规模不断扩大, 区域电网的瞬时性或非计划性功率波动大大增加, 调峰压力不断上升。为加强电网新能源消纳能力, 实现电网安全、经济运行, 提出一种含分布式储能的区域电网多时间尺度优化调度策略。首先详细分析了风力、光伏和火电机组的发电特性以及储能系统的充放电特性, 建立了含分布式储能的风光储区域电网模型; 接着, 从日前优化调度阶段运行成本最小及日内优化调度阶段修正费用最小两个角度建立了区域电网的双目标优化模型, 深度优化风光储出力, 以实现系统运行的综合效益最大; 最后, 用改进的粒子群算法对所建模型进行仿真, 仿真结果验证了本文策略的可行性及优越性。

关键词: 新能源消纳; 电网调度; 储能; 粒子群算法

Research on false data injection attack localization and traceability techniques for substation networks

WANG Feng, ZHANG Hui, ZHOU Bin

(State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd., Wuhan 430077, China)

Abstract: With the continuous expansion of the scale of new energy grid connected power generation, the instantaneous or unplanned power fluctuation of the regional power grid has greatly increased, and the peak shaving pressure has been rising. In order to strengthen the new energy consumption capacity of the power grid and realize the safe and economic operation of the power grid, this paper proposes a multi time scale optimal dispatching strategy of the regional power grid with distributed energy storage. Firstly, the generation characteristics of wind, photovoltaic and thermal power units and the charging and discharging characteristics of energy storage system are analyzed in detail, and the wind and solar energy storage regional power grid model with distributed energy storage is established; Then, from the perspective of minimizing the operation cost in the day ahead optimal dispatching stage and the revision cost in the day in optimal dispatching stage, the dual objective optimization model of regional power grid is established to deeply optimize the wind and solar energy storage capacity, so as to maximize the comprehensive benefits of system operation; Finally, the improved particle swarm optimization algorithm is used to simulate the model. The simulation results verify the feasibility and superiority of this strategy.

Key words: new energy consumption; power grid dispatching; energy storage; particle swarm optimization

0 引言

随着我国新能源产业的发展和升级,光伏与风力并网规模不断扩大,在响应“能源革命”战略的同时,电网的安全稳定运行也受到了新的挑战^[1-2]。一方面,新能源发电不同于传统的火力发电,其受环境因素影响较大,新能源发电的间歇性、不确定性与高频波动性^[3-5],使得传统发电机组的爬坡能力无法满足现有的调峰需求,大大增加了电网的调峰压力;另一方面,随着分布式储能的应用场景不断加深^[6-7],电网优化调度迎来了新的解决思路,但相比于火电机组,储能系统造价较高^[8],且高频充放电会严重影响系统使用寿命^[9],从而增加调峰成本。因此,研究如何在充分利用分布式储能参与电网调峰的基础上,尽量减少区域电网的运行成本具有相当的现实意义。

近年来,国内外学者围绕储能系统参与电网优化调度的问题,在各个方面进行了广泛的研究。在优化模型的创新方面,文献[10-11]为应对多时段系统的不确定因素,分别构建了两阶段优化模型,在不同时间尺度逐步优化资源配置,但并未考虑到新能源并网下多资源协同优化的情况;在调度策略方面,文献[12]提出一种双层决策方案,利用遗传算法优化储能系统布局,一定程度上优化了电网调峰,但该方案并未考虑新能源出现大幅波动时的特殊情况;文献[13]考虑需求响应策略,提出一种多源协同优化调度方法,但该类方案仅适用于特定微电网系统接入情况,在实际场景中的应用仍有待考究;在联合调峰方面,文献[14-15]研究了计及调峰主动性约束的风-光-水-火-储联合系统的优化调度模型,但忽略了该方案较高的系统运行成本。

本文在综合考虑风光储出力特性、系统运行综合成本以及各类调峰策略优越性的基础上,对已有的优化调度手段进行改进和综合,提出含分布式储能的区域电网多时间尺度优化调度策略。首先建立了区域电网内各发电单元的数学模型,并建立了含分布式储能的风光储区域电网模型;接着,为应对多时段系统的不确定因素,分别从

日前及日内两个角度建立了区域电网优化模型,在提升区域电网调峰能力的同时,减少系统的运行成本;最后,用改进的粒子群算法对所建模型进行仿真,仿真结果验证了本文策略的可行性及优越性。

1 区域电网风光储数学模型

1.1 风力发电数学模型

实际电网中风力发电受天气与风速影响较大,其风力出力曲线具有间歇性、随机性和高频波动性。对此,为准确描述区域电网中的风力变化,采用与风速相关的双参数Weibull概率分布函数^[16]建立风力发电数学模型,计算公式为

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (1)$$

式中, V 为风机叶轮处风速; c 、 k 为分布参数、形状参数,具体求解公式为

$$k = \left(\frac{\sigma}{\mu}\right)^{-1.068} \quad (2)$$

$$c = \frac{\mu}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3)$$

式中, σ 为风速的标准差; μ 为通过历史数据求得的平均风速; Γ 为伽马函数。

风力发电机输出功率与风速的Weibull双参数风速概率分布函数曲线如图1所示。其中, V 为实时风速; V_{qr} 为风机切入风速; V_c 为额定风速; V_{qc} 为切出风速; P_{we} 为风机的额定功率。

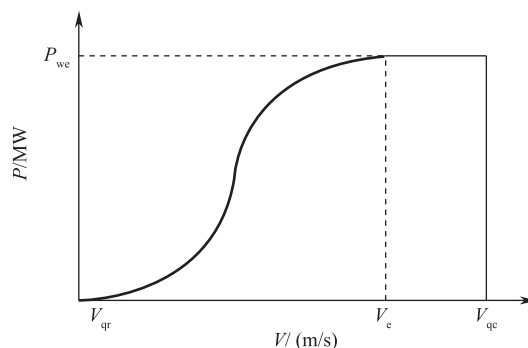


图1 风力发电机输出功率与风速的关系曲线图

Fig. 1 Relationship curve between wind turbine output power and wind speed

风力参与系统调峰过程中满足以下约束条件, 主要包括风电爬坡约束和风电弃风约束, 即

$$\lambda_{w,t} = |P_{w,t+1} - P_{w,t}| / \Delta t \quad (4)$$

$$\lambda_{\min,t} < \lambda_{w,t} < \lambda_{\max,t} \quad (5)$$

$$0 < P_{\text{Loss},t} < P_{w,t} \quad (6)$$

式中, $\lambda_{w,t}$ 为风电爬坡率; $\lambda_{\min,t}$ 、 $\lambda_{\max,t}$ 分别为风电最小、最大爬坡率; Δt 为 t 时刻两个风电功率间的时间间隔; $P_{\text{Loss},t}$ 为 t 时刻的弃风功率; $P_{w,t}$ 为 t 时刻的风电出力。

1.2 光伏发电数学模型

采用与描述太阳光照强度分布相关Beta分布概率密度函数建立光伏发电数学模型, 计算公式为

$$f(r) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{r}{r_{\max}}\right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{r}{r_{\max}}\right)^{\beta-1} \quad (7)$$

式中, r 为光照强度; $r_{\max}$ 为最大光照强度; α 、 β 为Beta分布形状参数, 计算公式为

$$\beta = (1 - \mu) \left(\frac{\mu(1 - \mu)}{\sigma^2} - 1 \right) \quad (8)$$

$$\alpha = \frac{\mu\beta}{1 - \mu} \quad (9)$$

式中, σ 为太阳光强度的方差; μ 为太阳光强度的均值。

太阳光辐射强度、光伏电池板面积以及逆变器转换效率等因素决定了光伏发电单元的输出功率, 具体表达式为

$$P_v = rA\eta \quad (10)$$

式中, P_v 为光伏发电的输出功率; r 为光伏电池板吸收太阳光的辐射强度, W/m^2 ; A 为光伏电池板安装面积, m^2 ; η 为组件的转换效率。

光伏参与系统调峰过程中满足以下约束条件, 主要包括光伏爬坡约束和弃光约束, 即

$$P_{pv}^{\min} \leq P_{pv,t} \leq P_{pv}^{\max} \quad (11)$$

$$G_{pv}^{\min} \leq P_{pv,t} - P_{pv,t-1} \leq G_{pv}^{\max} \quad (12)$$

$$0 \leq P_{pvD,t} \leq P_{pv,t} \quad (13)$$

式中, $P_{pv}^{\min}$ 为光伏发电功率下限; $P_{pv}^{\max}$ 为光伏发电功率上限; $P_{pv,t}$ 为 t 时刻光伏发电功率; $G_{pv}^{\min}$ 为光伏下爬坡率极限值; $G_{pv}^{\max}$ 为光伏上爬坡率极限

值; $P_{pvD,t}$ 为 t 时刻弃光功率。

1.3 储能系统数学模型

由于新能源发电的间歇性较大, 随着大规模新能源的不断并网, 新能源本身也会影响电网功率平衡。对此, 在用电低谷期, 当火电机组爬坡压力较小时, 系统会先将风力与光伏发电存储到储能系统的蓄电池中, 直至蓄电池充满; 当储能系统处于满状态时, 首先通过并网逆变器将新能源发电接入负载; 若新能源出力无法满足电网负载用电, 则通过储能系统放电来维持电网功率平衡。新能源发电在储能系统接入的情况下, 所得电力可接入电网直接为负载供电, 也可以通过储能系统在负荷高峰期放电参与系统调峰, 从而达到削峰填谷的目的。

储能系统在任意时刻的充放电潜力主要通过衡量该时刻储能装置中蓄电池的荷电状态来判断, 表达式为

$$\text{SOC}_t = \frac{E_t}{E_{\text{ESS}}} \times 100\% \quad (14)$$

式中, SOC_t 为 t 时刻储能电荷率; E_t 为 t 时刻储能系统中的能量; E_{ESS} 为系统额定容量。

储能系统参与电网优化调度时需满足以下约束条件, 主要包括功率约束、荷电约束与容量约束, 即

$$-P_{\text{in,max}} \leq P_{\text{in},t} \leq P_{\text{in,max}} \quad (15)$$

$$-P_{\text{o,max}} \leq P_{\text{o},t} \leq P_{\text{o,max}} \quad (16)$$

$$\text{SOC}_{\min} \leq \text{SOC}_t \leq \text{SOC}_{\max} \quad (17)$$

$$\text{SOC}_t = \text{SOC}_0 - \sum_{i=1}^t \frac{P_{\text{in},i} + P_{\text{o},i}}{E_t} \quad (18)$$

$$E_t + \Delta t(P_{\text{in},t} - P_{\text{o},t})/\lambda_1 \geq E_{\min} \quad (19)$$

$$E_t + (P_{\text{in},t} - P_{\text{o},t})\Delta t\lambda_2 \leq E_{\max} \quad (20)$$

式中, $P_{\text{in,max}}$ 为储能最大充电功率; $P_{\text{in},t}$ 为 t 时刻储能的充电功率; $P_{\text{o,max}}$ 为储能最大放电功率; $P_{\text{o},t}$ 为 t 时刻储能的放电功率; $\text{SOC}_{\max}$ 、 $\text{SOC}_{\min}$ 为储能最大、最小荷电率; $E_{\max}$ 、 $E_{\min}$ 分别为储能容量上下限; Δt 为时间间隔; λ_1 、 λ_2 分别为储能充放电效率。

2 多时间尺度下含分布式储能区域电网优化调度研究

2.1 日前优化调度

(1) 日前优化调度策略

日前优化调度利用前一日电网负荷变化量、风光及火电出力数据制订当日调度计划，其中，假设风力与光伏出力不变，日内分为24个时间节点，任意时间节点内各发电单元出力不变。

在初始时刻 t_0 ，首先计算日前负荷与风光出力及火电机组出力之和的差值，并将其记为 ΔP 。若 $\Delta P < 0$ ，风光出力较大，利用储能系统进行新能源消纳，此时储能系统充电，同时运用粒子群算法优化储能系统中各储能单元的充电功

率，若储能系统达到满状态，则向上级电网卖电；若 $\Delta P > 0$ ，此时处于负荷高峰期，仅依靠风光与火电出力不足以满足供电需求，储能系统放电，同时运用粒子群算法优化储能系统中各储能单元的放电功率，若储能系统无法满足供电需求，则向上级电网购电。

在上述理论分析基础上建立仿真模型并求解，具体实现流程如图2所示，步骤如下：

1) 设置储能单位成本、风机分布参数、形状参数和储能容量等初始参考值。

2) 输入日前数据，如光伏发电功率、风力发电功率、负荷功率、火电机组出力和光伏上下爬坡率等。

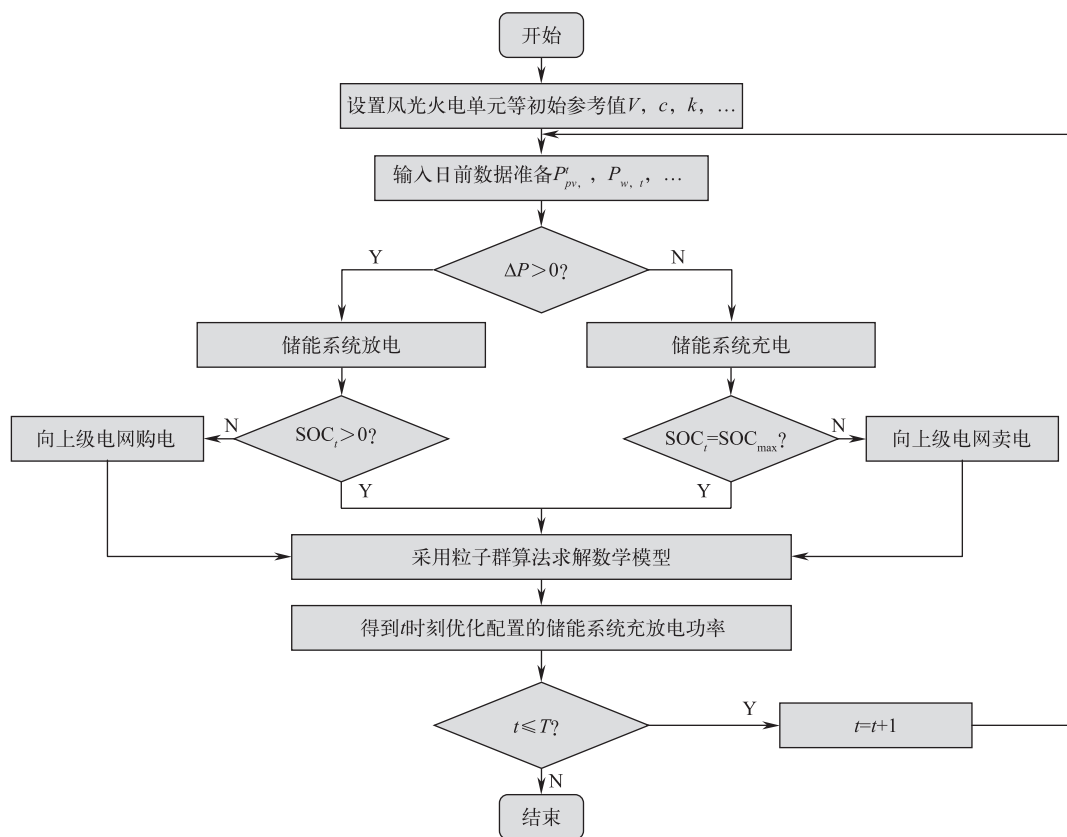


图2 含分布式储能的区域电网优化调度数学模型求解流程图

Fig. 2 Flow chart for solving mathematical model of regional power grid optimal dispatching with distributed energy storage

3) 含分布式储能的区域电网优化调度策略如下：①计算日前负荷与风光出力及火电机组出力之和的差值 ΔP ；② $\Delta P < 0$ ，储能系统充电运

行，同时运用粒子群算法优化储能系统中各储能单元的充电功率，若储能系统达到满状态，则向上级电网卖电；③ $\Delta P > 0$ ，储能系统放电运行，

同时运用粒子群算法优化储能系统中各储能单元的放电功率,若储能系统无法满足供电需求,则向上级电网购电。

4) 得到 t 时刻优化配置的储能系统中各储能单元的充放电功率。

5) 若 $t \leq T$, 令 $t=t+1$, 返回输入下一时刻的日前数据, 设置或更新优化调度模型, 并计算下一时刻储能系统的优化配置。

6) 若所有时刻均求出可行解, 则输出最终解集。

(2) 目标函数

日前优化阶段采用双目标函数联合优化电网调峰, 首先以电网购电成本与储能系统运行成本之和最小为优化目标, 建立目标函数为

$$\min \sum_{t=1}^T [C_{\text{bat}}(t) + C_{\text{line}}(t)] \quad (21)$$

式中, $C_{\text{bat}}(t)$ 为储能单元运行成本; $C_{\text{line}}(t)$ 为系统与上级电网联络线运行成本; T 为优化总时段数。公式为

$$C_{\text{bat}}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{bat}}} [C_{i,t} (P_{\text{out},i,t} - P_{\text{in},i,t}) - C_{p,t} (P_{\text{out},i,t} + P_{\text{in},i,t})] \quad (22)$$

式中, n_{bat} 为储能单元个数; $C_{i,t}$ 为第 i 个储能单元的单元运行成本; $P_{\text{out},i,t}$ 、 $P_{\text{in},i,t}$ 分别为 t 时刻第 i 个储能单元的充、放电功率; $C_{p,t}$ 为 t 时刻电网的实时电价。

接着以系统运行过程中有功网络损耗最小为优化目标, 建立目标函数为

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^a R_{j,t} \frac{P_{j,t}^2 + Q_{j,t}^2}{V_{j,t}^2} \quad (23)$$

式中, a 为区域电网支路数量; $R_{j,t}$ 为 t 时刻第 j 条支路的电阻; $P_{j,t}^2$ 、 $Q_{j,t}^2$ 分别为 t 时刻第 j 条支路的有功功率与无功功率; $V_{j,t}^2$ 为 t 时刻第 j 条支路末端的电压幅值。

2.2 日内优化调度

(1) 日内优化调度策略

日内优化阶段在日前优化调度所得数据的基础上, 经过模型预测计算, 不断更新各储能单元的出力计划, 以达到对日前调度计划的修正。日内优化调度采用滚动优化策略, 为实现在不同尺

度上的无差优化调度, 将一日内进一步分为48个时间节点, 并假设任意时间节点内各发电单元出力不变。日内滚动优化过程首先在初始时刻 t_0 采集系统各发电单元的运行状态, 通过一系列模型预测计算得到 k 时刻后 $[t_0, t_0+k]$ 的系统预测状态与控制优化序列。接着根据系统优化配置的性能指标, 将系统优化序列的第一个值作为新的系统运行状态, 将采样时间更新为下一时刻 t_0+1 , 并更新预测时域与控制时域, 重复以上操作。

在上述理论分析基础上建立仿真模型并求解, 具体实现步骤为:

1) 对 t 时刻风光发电、火电机组、储能单元和系统负荷状态等数据进行采样, 得到 t 时刻系统运行状态 $U(t)$ 。

2) 利用超短期预测, 得到光伏发电功率、风力发电功率和负荷功率等预测结果, 并建立日内优化调度模型, 确定目标函数。

3) 得到未来 $t+1, t+2, \dots, t+k$ 时刻优化配置的修正指令序列, 并将其第一个值用于修正计划。

4) 若 $t \leq T$, 令 $t=t+1$, 返回步骤1), 更新系统运行状态 $U(t+1)$, 并计算下一时刻的修正计划。

5) 若所有时刻均求出可行解, 则输出最终解集。

(2) 目标函数

日内优化阶段考虑了区域电网运行的经济性和功率波动特性, 从日内修正调度成本的角度构建了区域电网的优化模型, 在保证电网安全稳定运行的同时, 进一步降低系统运行成本。公式为

$$\min \sum_{t=1}^T [C'_{\text{bat}}(t) + C'_{\text{line}}(t)] \quad (24)$$

$$C'_{\text{bat}}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{bat}}} [(C_{i,t} - C_{p,t}) (|P'_{\text{out},i,t} - P_{\text{out},i,t}| - |P'_{\text{in},i,t} - P_{\text{in},i,t}|)] n_{\text{bat}} \quad (25)$$

$$C'_{\text{line}}(t) = C_{p,t} |P'_{\text{line},t} - P_{\text{line},t}| \quad (26)$$

式中, $C'_{\text{bat}}(t)$ 为储能单元调整费用; $C'_{\text{line}}(t)$ 为上级联络线运行调整费用; $P'_{\text{line},t}$ 为调整后的上级交换功率。

3 算例分析

3.1 算例描述

为验证本文策略的有效性和优越性,采用改进的区域电网系统进行算例分析,系统中包含3台火电机组,16个共80 MW容量的风电场,5个130 MW容量的光伏电站,4个容量为60 MW、功率为30 MW·h的蓄电池作为储能单元,储能最大、最小荷电率分别取0.9、0.1,储能运行费用定为54元/MW·h,蓄电池一日内最大充放电次数为2次,EV购电价格参考文献[17]。一日内光照强度变化曲线与风速变化曲线分别如图3和图4所示。

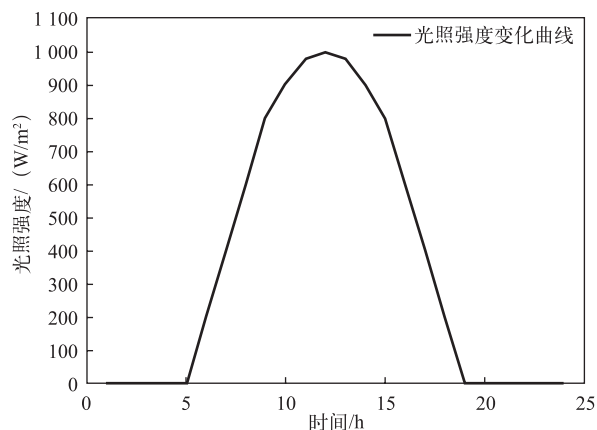


图3 光照强度变化曲线

Fig. 3 Light intensity change curve

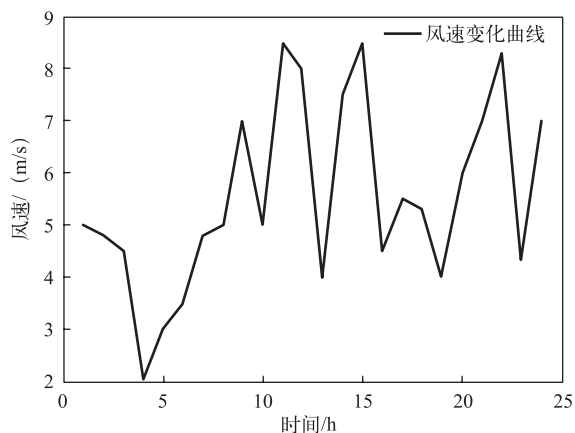


图4 风速变化曲线

Fig. 4 Wind speed curve

区域电网日前负荷及火电机组出力预测数据曲线如图5所示。

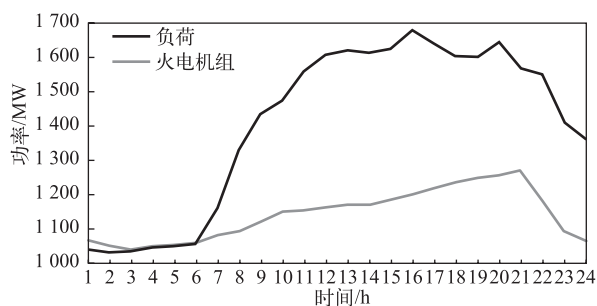


图5 负荷及火电机组出力预测曲线

Fig. 5 Output prediction curve of load and thermal power unit

3.2 日前优化调度仿真分析

为验证本文所提策略的有效性,分别采用无序充放电策略与本文所提日内优化调度策略在所建区域电网内作对比试验,粒子群算法的最大迭代次数为200次,选取300个随机粒子。

策略1: 储能系统无序充放电。

策略2: 储能系统采用日前优化调度策略充放电。

储能系统运行成本与总网络损耗计算结果如图6所示。从图6中可以看出,储能系统运行成本与总网络损耗大小近似呈负相关,当总网络损耗降低时,系统的运行成本随之升高,反之亦然,这是该阶段优化过程中双目标函数之间的博弈关系。从中选取一组合适的解作为该阶段优化过程的全局最优解,具体见下表。该结果表明,本文所提日前优化调度策略相比于常规的无须充放电策略,有效削减了储能系统总运行成本,同时在一定程度上减小了系统的网络损耗,验证了本文策略的有效性。

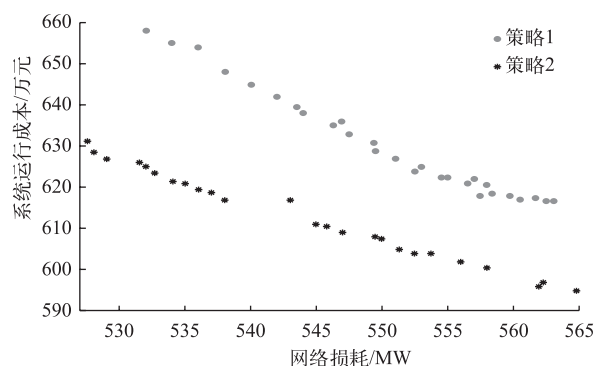


图6 系统运行成本与网络损耗解集图

Fig. 6 Solution set of system operation cost and network loss

表 系统运行成本与网络损耗全局最优解

Tab. Global optimal solution of system operation cost and network loss

	策略 1	策略 2	优化比例 (%)
系统运行成本 / 万元	553	543	1.8
网络损耗 / WM	625	617	1.3

日前优化调度所得蓄电池荷电状态曲线如图7所示。在第1~5 h和13~16 h内, 区域电网处于负荷高峰期, 此时储能系统放电运行, 其中3号蓄电池在第4 h达到储能最小荷电率, 停止放电; 在第6~13 h和16~18 h内, 区域电网调峰压力较小, 风光及火电出力可以满足用电需求, 储能系统充电运行; 在19 h时, 所有蓄电池均达到储能最大荷电率, 停止充电, 多余电量将出售至上级电网以减少运行成本; 在此之后, 蓄电池达到所设置的一日内最大充放电次数, 不再进行充放电, 以避免影响蓄电池使用寿命, 从而导致更高的运行费用。

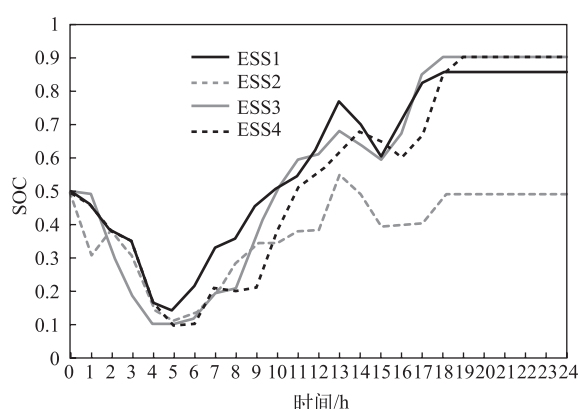


图7 日前蓄电池荷电状态曲线图

Fig. 7 Curve of battery state of charge in the day ahead

3.3 日内优化调度仿真分析

日内优化调度阶段将一日内分为48个时间节点, 在日前调度的基础上, 利用滚动优化策略不断更新系统预测状态与控制优化序列, 从而实时修正储能单元充放电状态。将日内优化阶段系统和上级电网的功率交换曲线与日前优化相比较, 结果如图8所示, 可以看出, 在日内优化阶段, 随着储能单元出力计划的优化, 区域电网与上级电网之间的功率交换得到了更精准的调整, 在一

定程度上降低了联络线的功率波动, 从而削减系统的运行成本。

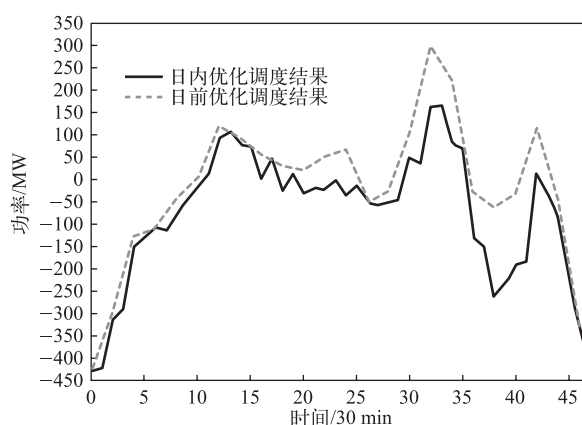


图8 系统与上级电网交换功率曲线图

Fig. 8 Power exchange curve between system and upper power grid

为进一步验证日内优化调度策略对系统新能源消纳的影响, 接着对比研究日前及日内优化阶段对风光出力的消纳能力。当区域电网内风光及火电出力大于系统总负荷时, 一部分电力通过蓄电池存储于储能系统中, 另一部分剩余电力被出售至上级电网, 将这两部分功率的和视为风光消纳功率, 分别对日前及日内阶段作对比仿真, 结果如图9所示。由图9可知, 日内优化阶段系统经联络线流出的电量明显降低, 经计算, 降低幅度约为52%。这是因为经过滚动优化后, 进一步改善了储能单元的充放电计划, 提升了系统资源的协调优化配置, 大大加强了区域电网的新能源消纳能力。

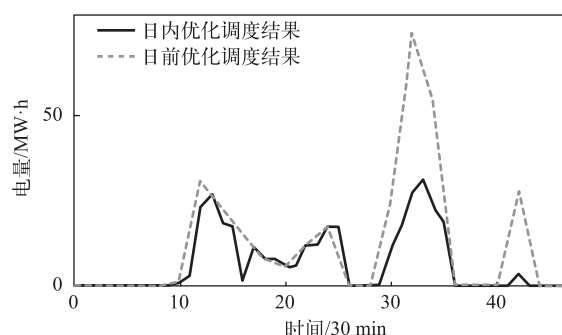


图9 日前与日内阶段新能源消纳效果对比图

Fig. 9 Power exchange curve between system and upper power grid

4 结束语

本文针对多种新能源接入电网下,传统的火电机组无法满足系统负荷供电需求的问题,结合分布式储能的可时移、可调度特性,提出含分布式储能的区域电网多时间尺度优化调度策略,以缓解区域电网的调峰压力,同时降低系统运行的综合成本,并通过仿真验证了本文所提策略的有效性。结果表明,本文提出的日前-日内优化调度模型,充分利用了光伏、风力、火电机组及储能单元间的协调运行特性,深度优化了各储能单元的出力计划,在提升区域电网调峰能力的同时,大幅减小了储能系统运行成本与系统网络损耗,对保障区域电网的安全稳定运行具有重要的工程实用价值。

参考文献

- [1] 张文亮,丘明,来小康.储能技术在电力系统中的应用[J].电网技术,2008(7):1-9.
- [2] 鲁宗相,黄瀚,单葆国,等.高比例可再生能源电力系统结构形态演化及电力预测展望[J].电力系统自动化,2017,41(9):12-18.
- [3] DEILAMI S, MASOUM A S, MOSES P S, et al. Real-time coordination of plug-in electric vehicle charging in smart grids to minimize power losses and improve voltage profile[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2011, 2(3): 456-467.
- [4] SHUMEI C, L Xiaofei, DEWEN T, et al. The construction and simulation of V2G system in micro-grid[C]// 2011.
- [5] YIN Y, GAO W, YAN L. Optimization of PHEV charging schedule for load peak shaving[C]// Transportation Electrification Asia-Pacific. IEEE, 2014.
- [6] 孙波,廖强强,谢品杰,等.车电互联削峰填谷的经济成本效益分析[J].电网技术,2012,36(10):30-34.
- [7] 张娜,唐忠.考虑V2G下电动汽车与风电协同调度的多目标优化策略[J].电测与仪表,2018,

55(12):54-59.

- [8] 张俊涛,程春田,申建建,等.考虑风光不确定性的高比例可再生能源电网短期联合优化调度方法[J].中国电机工程学报,2020,40(18):5921-5932.
- [9] SUN X, QIU J. Hierarchical voltage control strategy in distribution networks considering customized charging navigation of electric vehicles [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(6): 4752-64.
- [10] 崔杨,周慧娟,仲悟之,等.考虑广义储能与火电联合调峰的日前-日内两阶段滚动优化调度[J].电网技术,2021,45(1):10-20.
- [11] 周慧娟.考虑源-荷-储联合调峰的含风电电力系统优化调度[D].吉林:东北电力大学,2021.
- [12] 郑乐,胡伟,陆秋瑜,等.储能系统用于提高风电接入的规划和运行综合优化模型[J].中国电机工程学报,2014,34(16):2533-2543.
- [13] 陈雨阳.考虑需求响应的微电网多源协同优化调度研究[D].重庆:重庆邮电大学,2021.
- [14] 赵书强,吴杨,李志伟,等.考虑风光出力不确定性的电力系统调峰能力及经济性分析[J].电网技术,2022,46(5):1752-1761.
- [15] 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.
- [16] 崔杨,杨海威,李鸿博.基于高斯混合模型的风电场群功率波动概率密度分布函数研究[J].电网技术,2016,40(4):1107-1112.
- [17] 于浩,秦文萍,魏斌,等.考虑预测误差的交直流混合微电网经济调度策略[J].电网技术,2019,43(11):3987-3996.

作者简介

王枫(1970—),男,硕士,高级工程师,研究方向:电力系统规划。

(收稿日期:2022-06-10)