

DOI:10.3969/j.issn.2097-0706.2022.01.001

面向高比例光伏并网的火电爬坡压力缓解策略

Strategies for relieving ramp pressure of thermal power units with high-proportion photovoltaic power connecting to the grid

张兴科¹, 魏朝阳¹, 王康平¹, 田浩², 缪鹏飞², 周霞^{3*}, 魏聪³
ZHANG Xingke¹, WEI Chaoyang¹, WANG Kangping¹, TIAN Hao², MIAO Pengfei²,
ZHOU Xia^{3*}, WEI Cong³

(1. 国家电网有限公司西北分部, 西安 710048; 2. 国电南瑞科技股份有限公司, 南京 211106; 3. 南京邮电大学 自动化学院 人工智能学院, 南京 210023)

(1. Northwest Branch of State Grid Corporation of China, Xi'an 710048, China; 2. NARI Technology Development Company Limited, Nanjing 211106, China; 3. College of Automation & College of Artificial Intelligence, Nanjing University of Posts and Telecommunications, Nanjing 210023, China)

摘要: 研究高比例光伏并网条件下火电爬坡压力缓解策略对提高光伏消纳水平、保障火电机组稳定运行具有重要意义。首先对高比例光伏并网下电网的安全稳定问题进行分析, 进一步构建了含光伏、火电、直流调制以及储能系统的“源-网-储”协调优化模型, 充分利用储能系统的可时移特性和直流调制的快速响应性对并网光伏进行消纳。然后在改进的IEEE-24节点系统上对所提协调优化模型和策略进行仿真分析, 结果验证了所提策略的优越性和有效性。最后得出所提策略在降低系统运行成本的同时, 可有效缓解火电爬坡压力, 提高系统光伏消纳能力, 保障电网安全有效运行的结论。

关键词: 光伏消纳; 直流调制; 储能系统; 火电机组爬坡率; 净负荷曲线; 高比例光伏并网; “源-网-储”协调

中图分类号: TK 01 **文献标志码:** A **文章编号:** 2097-0706(2022)01-0001-08

Abstract: It is of great significance to study the strategy for relieving ramp pressure of thermal power units with high proportion photovoltaic power connecting to the grid for improving the level of photovoltaic power consumption and stabilizing the operation of thermal power units. Analyzing the security and stability of the grid with high-proportion photovoltaic power, a "source-grid-storage" coordination and optimization model for photovoltaic power, thermal power, DC modulation and energy storage system is constructed. The model makes full use of the time-shifting characteristics of energy storage systems and the fast response of DC modulation to consume grid connected photovoltaic power. The proposed model is simulated on an improved IEEE-24 bus system, and the simulation results verify the superiority and effectiveness of the proposed strategy. This strategy can effectively alleviate the ramp pressure of thermal power units, improve the photovoltaic capacity and ensure the safe and effective operation of the power grid with a reduced system operation cost.

Keywords: photovoltaic consumption; DC modulation; energy storage system; thermal power unit ramp rate; net load curve; high-proportion PV power grid connection; "source-grid-storage" coordination

0 引言

随着清洁可再生能源发电技术的发展, 国务院印发了关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系^[1]的指导意见, 提出要提升可再生能源利用比例, 大力推动风电、光伏发电发展。大规模新能源的并网发电, 使我国电网面临着新能源消纳^[2]、系统调峰、新能源功率预测、计划出力管理^[3-5]等一系列

技术难题。与灵活调度的常规火电不同, 光伏发电等新能源出力具有较强的间歇性、随机性和高频波动性^[6-8], 大大增加了电网调度运行的不确定性, 且晚间出现的负荷高峰与下降的光伏出力曲线并不匹配, 昼夜净负荷之差使净负荷曲线在白天出现较低的谷值, 而晚间出现高峰, 净负荷波动幅度大, 火电机组不能及时响应净负荷波动, 进一步加大了传统火电机组的爬坡压力。因此, 在高比例光伏并网条件下, 如何缓解火电机组爬坡压力, 以减少弃光率, 实现电网安全、经济运行是当前亟待解决的

问题^[9-10]。

国内外学者针对高比例光伏并网导致的火电机组爬坡压力等问题,在“源-网-储”等方面提出了一系列解决措施。在电源侧,文献[11-13]利用水电联调机制有效地提高了系统调峰能力并降低了系统运行成本,但受限于水电运行条件,无法大规模推广;在电网侧,文献[14-15]分别提出了新能源功率爬坡事件的预测与预警模型,通过预警功率爬坡事件以增加火电机组响应时间,但由于云层数据等大气信息难以获取,模型仍存在一定的预测偏差;在储能侧,文献[16-18]提出一种储能辅助火电机组深度调峰的分层优化调度方案,一定程度上减少了新能源丢弃,但因储能成本问题,大部分地区无法装备大容量储能系统。上述方法主要通过单一资源调控或提高光伏功率预测率来解决高比例光伏并网问题,与多资源调控策略相比效果有限,无法在提高光伏消纳水平、缓解火电机组爬坡压力的同时兼顾系统运行成本。本文在综合考虑各类储能控制方法优越性、电网交直流特性等基础上,对已有调峰手段进行改进和综合,提出面向高比例光伏并网的“源-网-储”协调优化的火电机组爬坡压力缓解策略。首先,介绍火电机组、储能和电网直流调制的基本原理,建立其数学模型;然后,基于该模型,以系统综合成本最小为目标,构建“源-网-储”协调优化的光伏消纳系统模型,并提出“源-网-储”协调优化策略,利用火电机组、储能系统,以及直流调制间协调运行能力,提高电网光伏消纳能力,减小火电机组的爬坡压力;最后,在改进的 IEEE-24 节点系统中仿真并验证了本文所提策略的有效性。

1 “源-网-储”数学模型

1.1 火电机组数学模型

火力电站在电力系统中承担基负荷的作用,与其他调峰手段相比,火力调峰技术发展更成熟,应用较为广泛^[19-20]。但近年来,光伏发电飞速发展,与之相匹配的电源结构却改造缓慢,导致火电机组爬坡能力不足以应对快速变化的净负荷波动,灵活性较差,使得光伏利用率不断降低,弃光现象愈发严重^[21],因此研究火电机组出力特性,加大机组的调峰深度是亟待解决的问题。

本文利用 Matpower 工具包对火电机组的启动、升负荷及降负荷、甩负荷 2 个过程进行模拟。首先定义母线参数,设置各节点基准电压,电压初始相位角度,电导、电纳,电压上下限等;接着定义发电机参数,设置各节点输出有功功率、无功功率及允

许输出的最大值等;最后定义并解释支路参数,设置支路首末端号,支路电阻、电抗、电纳标么值,各距离输电支路所允许的容量等。

火电机组的简化数学模型满足以下约束条件

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi,t} \leq P_{gi}^{\max}, \quad (1)$$

$$G_{gi}^{\min} \leq P_{gi,t} - P_{gi,t-1} \leq G_{gi}^{\max}, \quad (2)$$

$$P_{ij,t} = B_{ij}(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}), \quad (3)$$

$$-P_{ij}^{\max} \leq P_{ij,t} \leq P_{ij}^{\max}, \quad (4)$$

$$-\pi \leq \theta_{i,t} \leq \pi, \quad (5)$$

$$0 \leq P_{lj,t} \leq P_{lj}, \quad (6)$$

式中: $P_{gi}^{\max}$, $P_{gi}^{\min}$ 分别为第 i 台火电机组出力上、下限; $G_{gi}^{\max}$, $G_{gi}^{\min}$ 分别为第 i 台火电机组的上、下爬坡率极限值; $P_{gi,t}$ 为 t 时刻第 i 台火电机组出力大小; $P_{ij,t}$ 为 t 时刻以 i, j 为端点线路的传输功率; B_{ij} 为该线路的电纳; $\theta_{i,t}$, $\theta_{j,t}$ 为 t 时刻 i, j 节点的相角; $P_{ij}^{\max}$ 为该线路热稳定极限; $P_{lj,t}$ 为 t 时刻 j 节点的负荷功率,其应大于该节点的失负荷功率 $P_{lj,t}^0$ 。

1.2 储能系统数学模型

储能系统主要由蓄电池组、控制器、逆变器、电流传感器及负载构成,当蓄电池处于未充满状态时,若此时电流传感器检测到有电流流向电网,则先将光伏电力存储到蓄电池中,直至蓄电池充满后,光伏电力才通过逆变器为负载供电;当蓄电池处于充满状态且光伏电力可满足负载用电时,光伏电力并入电网;而当电网无法供电时,则可通过蓄电池放电来为负载供电。

该系统在控制器的调控下,所得能量可以直接供给电网发电,也可以通过蓄电池组,储存于储能系统中^[22]。通过在光伏出力较大时由储能系统进行储能,减小光伏直接并网功率,抬高净负荷曲线,减缓净负荷曲线变化速度;在夜间负荷高峰时段,由储能系统进行放电,拉低夜间净负荷曲线,来缓解净负荷变化速度,平滑净负荷曲线^[23],进而达到缓解火电机组爬坡压力的目的。

储能系统的简化数学模型约束条件主要包括有功平衡约束、储能功率约束、储能荷电约束以及储能容量约束。

(1)有功平衡约束。系统有功功率满足平衡条件,为

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{gen}}} P_{gi,t} + P_{\text{PV},t} = \sum_{j=1}^{N_{\text{load}}} (P_{lj,t} - P_{lj,t}^0), \quad (7)$$

式中: $P_{gi,t}$ 为第 i 台火电机组 t 时刻的发电功率; $P_{\text{PV},t}$ 为 t 时刻光储联合出力; $P_{lj,t}$ 为第 j 个负荷节点 t 时刻负荷功率; $P_{lj,t}^0$ 为第 j 个负荷节点 t 时刻的失负荷功率; N_{gen} 为火电机组数; N_{load} 为负荷节点数。

(2) 储能功率约束。包括储能充电功率约束和储能放电功率约束, 为

$$-P_{\text{in}, \max} \leq P_{\text{in}, t} \leq P_{\text{in}, \max}, \quad (8)$$

$$-P_{\text{o}, \max} \leq P_{\text{o}, t} \leq P_{\text{o}, \max}, \quad (9)$$

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。

(3) 储能荷电约束。此项约束可以避免储能过充、过放, 为

$$SOC_{\min} \leq SOC_t \leq SOC_{\max}, \quad (10)$$

$$SOC_t = SOC_0 - \sum_{i=1}^{n_{\text{js}}} \frac{P_{\text{in}, t} + P_{\text{o}, t}}{E_t}, \quad (11)$$

式中: $SOC_{\max}, SOC_{\min}$ 为储能最大、最小荷电率; SOC_t 为 t 时刻储能电荷率; SOC_0 为初始时刻储能电荷率; E_t 为 t 时刻系统的储能容量; n_{js} 为 1 d 内优化时间间隔数, 此处取 144。

(3) 储能容量约束。此约束用以确保每时每刻的储能容量满足要求, 为

$$E_t + \Delta t(P_{\text{in}, t} - P_{\text{o}, t})/\lambda_1 \geq E_{\min}, \quad (12)$$

$$E_t + (P_{\text{in}, t} - P_{\text{o}, t})\Delta t\lambda_2 \leq E_{\max}, \quad (13)$$

式中: $E_{\max}, E_{\min}$ 分别为储能容量上、下限(这里分别取 100% 的额定容量与 10% 的额定容量); Δt 为时间间隔; λ_1, λ_2 分别为储能充放电效率。

1.3 直流调制数学模型

直流调制是在直流输电控制系统中加入附加直流调制器, 当电网受到扰动后, 基于电网运行参数的变化, 快速改变直流系统输出有功功率, 或者换流站在能量转换过程中快速吸收无功功率, 提高电网阻尼, 维持电网稳定性和可靠性。本文利用直流调制的有功功率的可调节特性, 来应对高比例光伏并网给电网带来的冲击, 提高电网对光伏的消纳能力, 其本质就是通过直流线路来共同分担交流联络线上的功率波动。

直流调制系统的简化数学模型满足以下约束条件

$$P_{z, t} = P'_z - P_{z, 0} = K(t_2 - t_1), \quad (14)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{gen}}} P_{\text{gi}, t} + P_{\text{PV}, t} + P_{z, t} = \sum_{j=1}^{N_{\text{load}}} (P_{\text{lj}, t} - P_{\text{ll}, t}), \quad (15)$$

$$P_{z, \min} \leq P_{z, t} \leq P_{z, \max}, \quad (16)$$

式中: $P_{z, t}$ 为 t 时刻直流输入功率; P'_z 为直流调制后直流线路的功率; $P_{z, 0}$ 为直流不调制时的馈入功率; K 为直流调制速率; $P_{\text{PV}, t}$ 为 t 时刻光储联合出力; t_1 为调制开始的时刻; t_2 为调制结束的时刻; $P_{z, \min}, P_{z, \max}$ 分别为最小和最大调制功率, 此处取 $P_{z, \max} = 1.1P_{z, 0}$,

$$P_{z, \min} = 0.9P_{z, 0}$$

直流系统具有 3 s 的 1.5 倍的短时过负荷能力和 2 h 的 1.1 倍的长期过负荷能力, 具有为电力系统提供备用的潜力, 首先计算单条直流线路在 t 时段的备用能力 D_n

$$D_n = \begin{cases} 1.5P_{dN} - P_{d0} & 0 \text{ s} \leq T \leq 3 \text{ s} \\ 1.1P_{dN} - P_{d0} & 3 \text{ s} < T \leq 2 \text{ h} \end{cases}, \quad (17)$$

式中: P_{dN} 为直流线路额定功率; P_{d0} 为直流线路的初始实际运行功率; T 为响应时间。计算全网直流系统可提供的功率 D

$$D = \begin{cases} \sum_{n=1}^H (1.5P_{dN}^n - P_{d0}^n) & 0 \text{ s} \leq T \leq 3 \text{ s} \\ \sum_{n=1}^H (1.1P_{dN}^n - P_{d0}^n) & 3 \text{ s} < T \leq 2 \text{ h} \end{cases}, \quad (18)$$

式中: P_{dN}^n 为第 n 条线路的额定功率; P_{d0}^n 为第 n 条线路的初始实际运行功率; H 为可以提供功率支援的线路数量。

2 “源-网-储”协调优化数学模型

2.1 目标函数

综合考虑负荷特性、直流调制、储能及火电的调节能力, 以“源-网-储”协调优化系统综合运行成本最小为目标, 建立目标函数为

$$\min \left[\sum_T \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{gen}}} C_{\text{gi}} P_{\text{gi}, t} + \sum_{j=1}^{N_{\text{load}}} C_{\text{Lj}} P_{\text{llj}, t} \right) + \sum_T \left(C_{\text{PV}} P_{\text{PVD}, t} + C_{\text{C}} (P_{\text{in}, t} + P_{\text{o}, t}) \right) + C_{\text{Z}} |P_{z, 0} - P_{z, t}| + \sum_T C_q \left| \frac{d(P_{\text{L}, t} - P_{\text{PV}, t})}{dt} \right| \right], \quad (19)$$

式中: C_{gi} 为第 i 台火电机组发电单位成本; C_{Lj} 为失负荷单位成本; C_{PV} 为弃光单位成本; C_{C} 为储能运行单位成本; C_{Z} 为直流调制单位成本; C_q 为火电机组爬坡单位成本; $P_{\text{PVD}, t}$ 为 t 时刻光伏弃光功率; $P_{\text{L}, t}$ 为 t 时刻的总负荷功率; T 为总优化时间。

2.2 约束条件

“源-网-储”协调优化系统的数学模型满足所有火电机组约束条件、储能系统约束条件和直流调制约束条件, 还满足以下约束条件

$$P_{\text{PV}}^{\min} \leq P_{\text{PV}, t} \leq P_{\text{PV}}^{\max}, \quad (20)$$

$$G_{\text{PV}}^{\min} \leq P_{\text{PV}, t} - P_{\text{PV}, t-1} \leq G_{\text{PV}}^{\max}, \quad (21)$$

$$0 \leq P_{\text{PVD}, t} \leq P_{\text{PV}, t}, \quad (22)$$

式中: $P_{\text{PV}}^{\min}$ 为光伏发电功率下限; $P_{\text{PV}}^{\max}$ 为光伏发电功率上限; $P_{\text{PV}, t}$ 为 t 时刻光伏发电功率; $G_{\text{PV}}^{\min}$ 为光伏下坡爬坡率极限值; $G_{\text{PV}}^{\max}$ 为光伏上坡爬坡率极限值。

2.3 “源-网-储”协调优化调节策略

光伏预测功率受光照强度影响,仅在日升日落及阴晴转换时变化较大,其余时刻相对平稳。综合考虑光伏的波动特性及各调节方式的启停成本和调节特性,将调节策略分为以下 3 种调节模式,如图 1 所示。

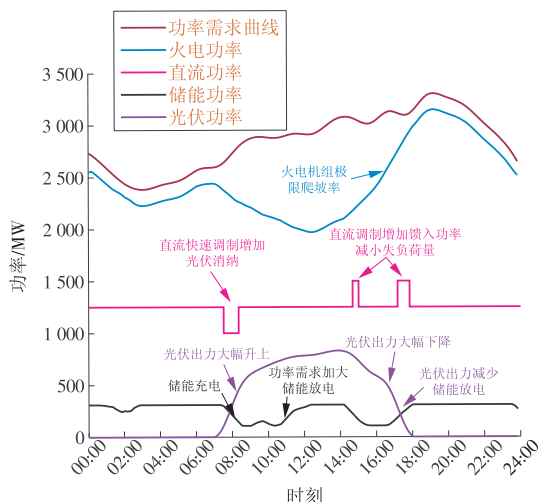


图 1 “源-网-储”协调优化调节策略

Fig. 1 “Source-grid-storage” coordination and optimization regulation strategy

通过在不同时段、不同场景下选用合适的调节模式,达到减小系统运行成本,加强光伏消纳的目的。缓解火电机组爬坡压力的思路如图 2 所示。

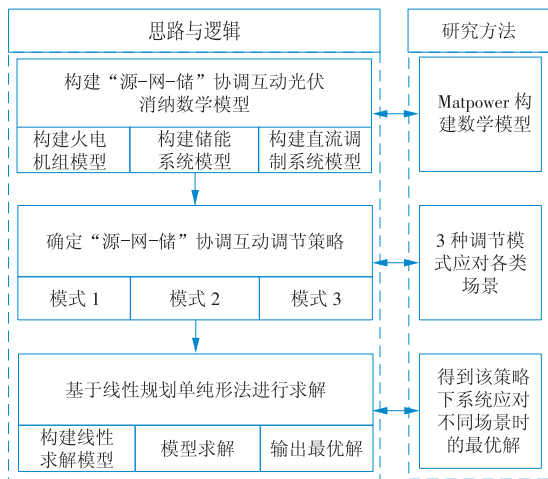


图 2 缓解火电机组爬坡压力思路

Fig. 2 Idea of relieving ramp pressure of thermal power units

模式 1:光伏发电功率的变化较小时,由火电机组和储能系统共同调节以平衡电网功率。在白天光伏并网比例达到一定值后,储能系统充电运行,减小光伏直接并网功率,抬高白天净负荷曲线,减缓净负荷曲线变化速度;在夜间负荷高峰时段,由于光伏发电功率为零,由储能系统进行放电,拉低夜间净负荷曲线,缓解净负荷变化速度。

模式 2:当光伏发电功率下降速率超过给定阈值时,仅靠火电机组和储能系统不足以平衡电网功率,此时先采用模式 1 调节,增加火电机组发电功率、储能放电功率;当火电机组上爬坡率和储能放电功率都达到上限时,采用直流调制增加电网馈入功率以缓解净负荷变化速度。

模式 3:当光伏发电功率上升速率超过给定阈值时,亦先采用模式 1 调节,减小火电机组发电功率,储能开始充电运行;当火电机组上爬坡率和储能充电功率达到上限时,采用直流调制减小电网馈入功率,增加光伏消纳功率以平衡电网功率。

在上述理论分析的基础上,在 MATLAB 中建立仿真模型并求解,具体实现流程如图 3 所示,步骤如下。

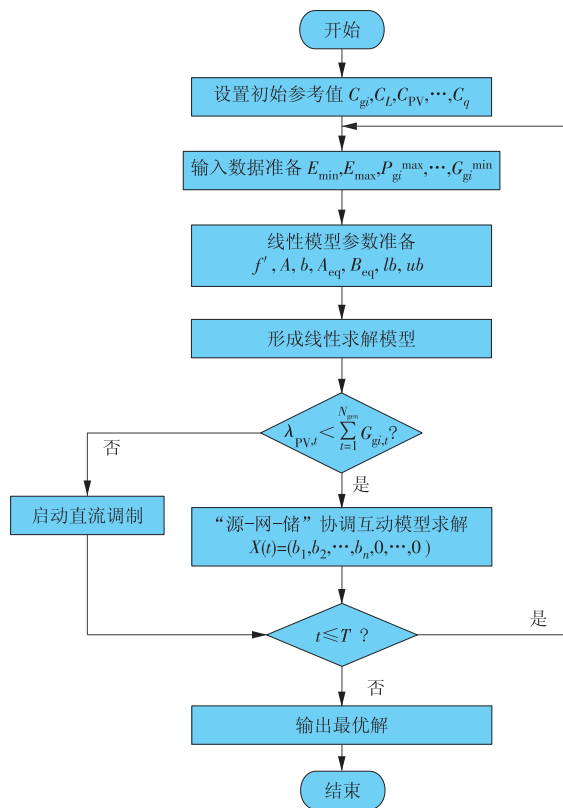


图 3 “源-网-储”数学模型求解流程

Fig. 3 Solution of the “source-grid-storage” mathematical model

(1)设置储能单位成本、机组爬坡单位成本、负荷单位成本、失负荷惩罚系数、直流调制单位成本、储能容量和时间等。

(2)输入数据,如光伏预测功率、负荷功率、火电机组上下限、火电机组上下爬坡率、光伏上下爬坡率、储能容量上下限、储能最大最小荷电率、储能最大充电功率、储能最大放电功率等。

(3)“源-网-储”协调优化的光伏消纳策略:

1)当光伏波动较小,光伏爬坡率 $\lambda_{pv,i}$ 小于阈值 λ_σ 且储能充放电功率未达极限值时,用火电机组和

储能系统进行光伏消纳,采用模式 1。

2) 当光伏出力大幅下降或上升,光伏爬坡率 $\lambda_{pv,t}$ 大于阈值 λ_{σ} , 或火电机组爬坡率已达极限值,储能充放电功率达极限值时,启动直流调制,采用模式 2 或 3。

(4) 设置线性模型参数,如成本向量、火电及光伏爬坡功率系数矩阵、储能充放电约束向量、线路有功等式约束和系统功率平衡约束系数矩阵、线路有功等式向量、系统负荷功率向量、火电机组发电功率、节点相角、线路热稳定功率、光伏功率、负荷功率、弃光功率、直流调制功率、储能充电放电功率、储能荷电率、储能容量上限、储能容量下限。

(5) 设置或更新模型的初始可行解 $X(t)=(b_1, b_2, \dots, b_n, 0, \dots, 0)$, 并计算下一时刻 $t=\Delta t+t$ 的最优解。

(6) 若所有时刻均求出可行解,则输出最优解。

3 算例分析

为验证本文策略的有效性和优越性,对 IEEE-24 标准系统进行改进。在 #16 发电机节点处接入 800 MW 的直流电源,取代原 #16, #23 发电机节点, #19 节点接入储能系统,改进后的系统结构如图 4 所示。对上述“源-网-储”协调优化的火电机组爬坡压力缓解策略进行仿真分析和验证。

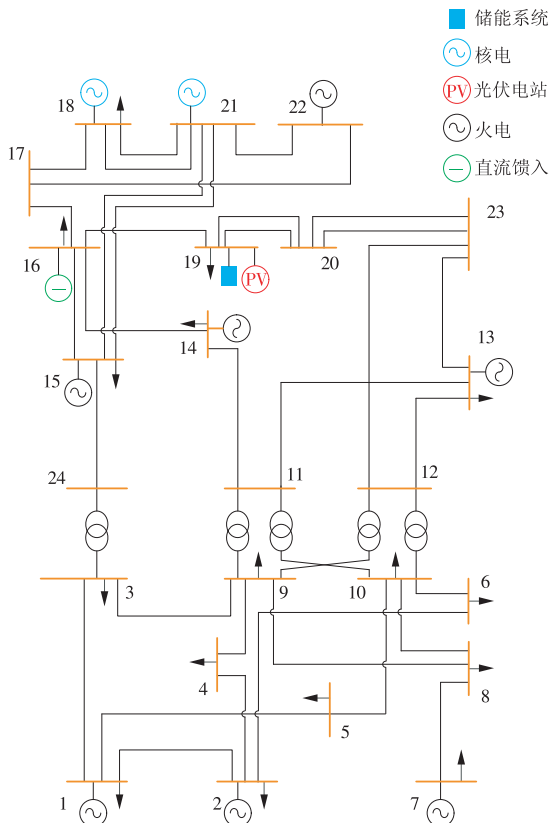


图 4 IEEE-24 节点

Fig. 4 IEEE-24 bus system

3.1 方法有效性分析

IEEE-24 节点系统中火电机组的出力功率范围见表 1。光伏预测功率如图 5 所示。

表 1 火电机组出力功率及成本数据

Table 1 Output and cost of the thermal power unit

节点	最小出力/MW	最大出力/MW	成本/[美元·(MW·h) ⁻¹]
#1	62.4	192	19.10
#2	62.4	192	19.10
#7	75.0	300	37.00
#13	207.0	519	32.00
#14	54.3	155	16.53
#15	66.3	215	16.53
#22	60.0	300	15.20

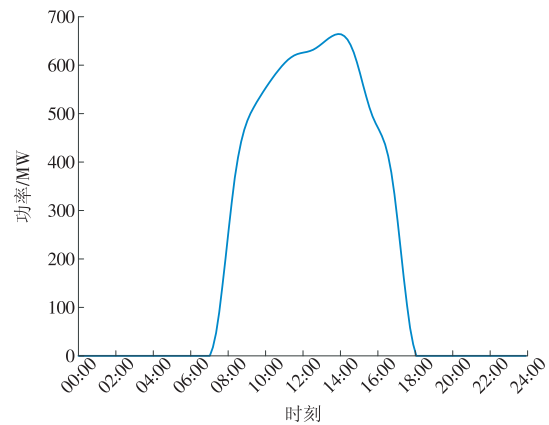


图 5 光伏预测功率

Fig. 5 Predicted PV power

爬坡率取为每分钟调节 2% 的最大出力,爬坡率上、下限均为 20 MW/min,储能系统运行单位成本为 9 美元/(MW·h),直流调制单位成本设为 11 美元/(MW·h),弃光惩罚系数为 11 美元/(MW·h),失负荷惩罚系数为 1 000 美元/(MW·h),火电机组爬坡单位成本取 25 美元/(MW·min⁻¹),成本数据来自乔治亚理工大学电力系统控制和自动化实验室运营的网站。为验证本文所提策略的有效性,考虑以下 2 种调节策略进行对比分析。

策略 1: 借助传统火电机组和储能对并网光伏进行消纳,直流不参加调制。

策略 2: 在策略 1 的基础上,启用直流调制,利用火电机组、储能以及直流调制对并网光伏进行消纳。

基于提出的“源-网-储”协调优化策略,在 Matpower 工具箱中利用线性规划单纯形算法对模型进行求解,图 6 为 1.2 倍光伏预测功率时系统仿真得到的净负荷曲线。

由图 6 可知,策略 1 的净负荷曲线在 08:00—17:00 间出现了极低的谷值,而策略 2 的净负荷波动幅度

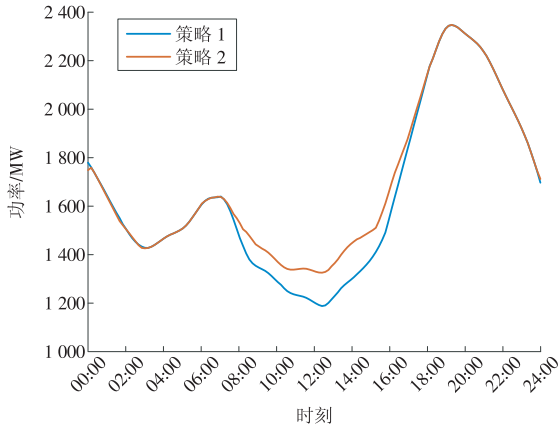


图6 净负荷曲线

Fig. 6 Net load curve

明显减小。这是由于随着光伏爬坡率不断增大,策略1中火电机组爬坡率和储能充放电功率皆已达到上限,无法消纳更多光伏,而策略2利用直流调制增加或减小电网馈入功率,可进一步缓解净负荷变化速度,维持电网功率平衡。本策略有效地平滑了净负荷曲线,大大缓解了火电机组爬坡压力。

3.2 方法优越性分析

保持“源-网-储”光伏消纳策略不变,按比例逐渐增加光伏预测功率,分别对策略1、策略2下的光伏渗透率、弃光功率进行求解。本文光伏渗透率取周期内光储联合系统实际出力与周期内总负荷的比值,为

$$P_{PV}^{st} = \frac{\sum_{t=1}^T P_{PV,t}}{\sum_{t=1}^T P_{L,t}} \times 100\% \quad (23)$$

光伏渗透率计算结果及弃光功率曲线分别如图7和图8所示。由图7可知,随着光伏预测功率增长比例逐渐上升,光伏渗透率和弃光功率均不断增加,当光伏预测功率增长比例上升至1.5时,光伏渗透率已接近饱和,这是由于火电机组爬坡能力及储能容量均有限,为保证系统稳定运行,需采用弃光策略。另一方面,策略2的光伏渗透率始终高于策略1,弃光功率始终低于策略1,这是由于策略2中加入了直流调制系统,在3种方式共同协调作用下,可在极高比例的光伏渗透率下仍然保证消纳大部分光伏功率。

分别对策略1、策略2下的各火电机组出力进行求解,得到火电联合功率曲线,如图9所示。计算得时间节点为60~90 min之间的平均出力之差为76.56 MW,策略2的火电联合爬坡速率平均减少2.55 MW/min。仿真结果验证本文所提策略在维持电网安全稳定运行的同时,有效缓解了火电机组的爬坡压力。

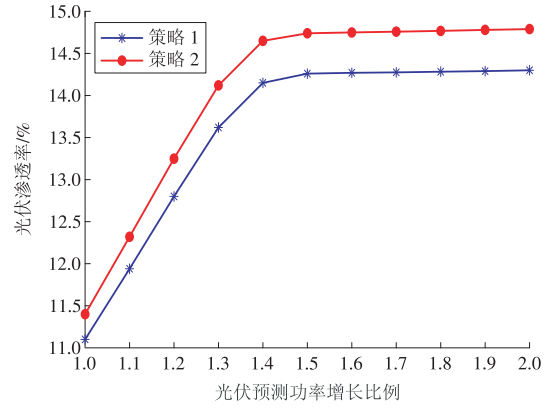


图7 光伏渗透率曲线

Fig. 7 Permeability curve of PV power

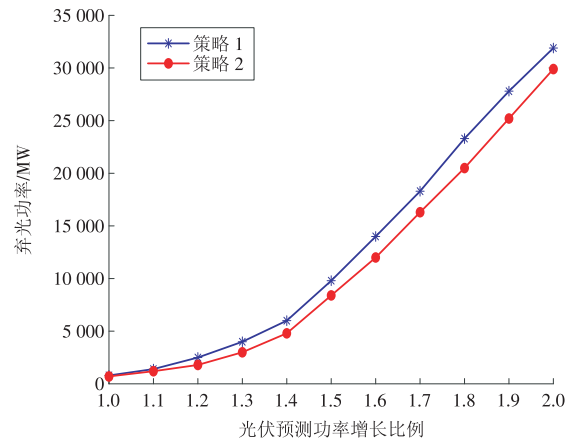


图8 弃光功率曲线

Fig. 8 Abandoned PV power curve

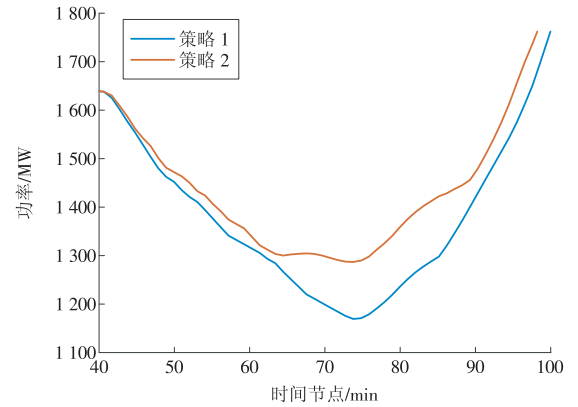


图9 火电联合功率曲线

Fig. 9 Joint power of the thermal power unit

进一步地,保持“源-网-储”光伏消纳策略不变,按比例逐渐增加光伏预测功率,分别对策略1、策略2下的系统综合成本进行求解,结果如图10所示。由图10可知,随着给定光伏预测功率比例逐渐上升,2种策略下系统运行综合成本均先降低后升高,策略1比策略2提前达到谷底,这是因为随着光伏比例的增大,火电机组爬坡率和储能充放电功率均达到上限,系统弃光率不断上升,导致弃光成本增加。另一方面,策略2的系统运行综合成本始终

低于策略1,这是因为策略2的弃光功率始终低于策略1,且策略2中直流调制进一步平滑净负荷曲线,加强系统抗扰动能力,大大减小火电机组爬坡成本。综上所述,本文所提策略有效降低了系统综合成本,提高系统运行经济性。

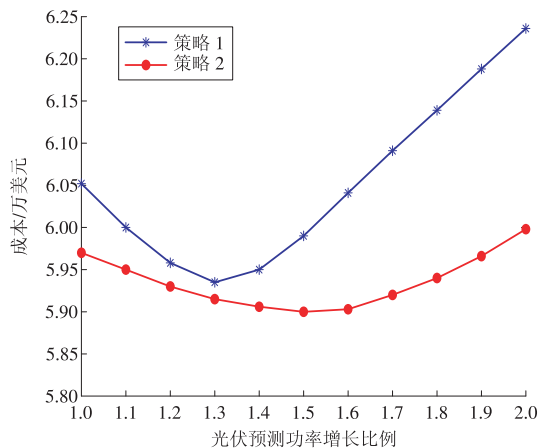


图10 系统运行综合成本曲线

Fig. 10 Comprehensive operation cost of the system

4 结论

本文针对高比例光伏并网下,净负荷功率波动幅度加大,火电机组不能及时响应其变化而产生较大爬坡压力的问题,结合储能系统所具有的可时移、可调节特性和直流调制的快速响应性,提出“源-网-储”协调优化的调节策略,以平滑净负荷曲线,缓解火电机组爬坡压力,并通过实例仿真验证了本文所提策略的有效性。结果表明,本文构建的“源-网-储”协调优化光伏消纳模型及调节策略,充分利用了火电机组、储能系统以及直流调制间的协调运行特性,大幅提高了系统运行的经济性,在减小光伏弃光率、提高光伏消纳能力的同时,加强了火电机组的抗扰动能力,为消纳新能源和缓解系统调峰提供了新思路,对保障电网安全稳定运行具有重要的工程实用价值。

参考文献:

[1]李琼慧,王彩霞.从电力发展“十三五”规划看新能源发展[J].中国电力,2017,50(1):30-36.
LI Qionghui, WANG Caixia. Analysis on new energy development based on the 13th five - year electric power planning[J].Electric Power,2017,50(1):30-36.
[2]胡佳怡,李亦言,周云,等.考虑新能源出力特性的华东电网新能源消纳承载能力分析[J].水电能源科学,2018,36(11):212-216.
HU Jiayi, LI Yiyang, ZHOU Yun, et al. Analysis of east China

power grid's ability of admitting new energy resources considering output characteristics of new energy [J]. Water Resources and Power, 2018, 36(11): 212-216.

[3]SCHUEPBACH E, MUNTWYLER U, SCHOTT T, et al. Swiss energy strategy 2050: Research on photovoltaic electricity production [C]//2015 Tenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVRE). IEEE, Monte Carlo, Monaco, 2015.
[4]CHEN Z, YU R, HU C G, et al. The voltage fluctuation characteristic analysis of regional power network with high-penetration PV system [C]//2017 4th International Conference on Systems and Informatics (ICSAI). IEEE, Hangzhou, China, 2017.
[5]高德宾,李群,金元.东北电网风电运行特性分析与研究[J].电力技术,2010,19(2):33-37.
GAO Debin, LI Qun, JIN Yuan. Analysis and research of operational characteristics of wind power generation in northeast power grid [J]. Electric Power Technology, 2010, 19(2): 33-37.
[6]肖传亮,赵波,周金辉,等.配电网中基于网络分区的高比例分布式光伏集群电压控制[J].电力系统自动化,2017,41(21):147-155.
XIAO Chuanliang, ZHAO Bo, ZHOU Jinhui, et al. Network partition based cluster voltage control of high - penetration distributed photovoltaic systems in distribution networks [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41 (21) : 147-155.
[7]郑能,丁晓群,郑程拓,等.含高比例光伏的配电网有功-无功功率多目标协调优化[J].电力系统自动化,2018,42(6):33-39,91.
ZHENG Neng, DING Xiaqun, ZHENG Chengtuo, et al. Multi - objective coordinated optimization of active and reactive power for distribution network integrated with high proportion of photovoltaic generation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(6) : 33-39, 91.
[8]卢斯煜,周保荣,饶宏,等.高比例光伏发电并网条件下中国远景电源结构探讨[J].中国电机工程学报,2018,38(S1):39-44.
LU Siyu, ZHOU Baorong, RAO Hong, et al. Research of the prospect of China power generation structure with high proportion of photovoltaic generation [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(S1) : 39-44.
[9]蔡永翔,唐巍,张博,等.含高比例户用光伏低压配电网集中-就地两阶段电压-无功控制[J].电网技术,2019,43(4):1271-1280.
CAI Yongxiang, TANG Wei, ZHANG Bo, et al. A two-stage Volt - Var control in LV distribution networks with high proportion of residential PVs [J]. Power System Technology, 2019, 43(4) : 1271-1280.
[10]梁浚杰,兰飞,黎静华.以光伏为主的配电网储能容量需

- 求的网格化场景评估方法[J].电力系统自动化,2018,42(23):40-47,85.
- LIANG Junjie, LAN Fei, LI Jinghua. Gridding scenario evaluation method for energy storage capacity demand of photovoltaic based distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(23): 40-47, 85.
- [11] 宋仕恒, 穆云飞, 孟宪君, 等. 面向分布式电源消纳的配电网-配水网经济调度方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(11): 95-115.
- SONG Shiheng, MU Yunfei, MENG Xianjun, et al. Joint economical dispatch method of power distribution network and water distribution system for distributed generator accommodation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(11): 95-115.
- [12] 张尧翔, 刘文颖, 李潇, 等. 高比例新能源接入电网光热发电-火电联合调峰优化控制方法[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(4): 1-7, 32.
- ZHANG Yaoxiang, LIU Wenying, LI Xiao, et al. Optimal control method of peak load regulation combined concentrating solar power and thermal power for power grid accessed with high proportion of renewable energy [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(4): 1-7, 32.
- [13] 杨秀媛, 陈麒宇, 王蒙, 等. 考虑网络约束的风电水电协同果蝇优化控制[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(18): 5286-5293, 5527.
- YANG Xiuyuan, CHEN Qiyu, WANG Meng, et al. Cooperating control for wind farm and hydro power plant based on the fruit fly optimization [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(18): 5286-5293, 5527.
- [14] 叶林, 路朋, 滕景竹, 等. 考虑风电功率爬坡的功率预测-校正模型[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(6): 49-56.
- YE Lin, LU Peng, TENG Jingzhu, et al. Power prediction and correction model considering wind power ramping events [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(6): 49-56.
- [15] 朱文立, 张利, 杨明, 等. 考虑日周期性影响的光伏功率爬坡事件非精确概率预测[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(20): 31-38.
- ZHU Wenli, ZHANG Li, YANG Ming, et al. Imprecise probabilistic prediction of photovoltaic power ramp event considering daily periodic effect [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(20): 31-38.
- [16] 刘文轩, 宋璇坤, 韩柳, 等. 计及需求响应的用户侧光伏微电网储能配置方法[J]. 电气自动化, 2020, 42(5): 22-24, 79.
- LIU Wenxuan, SONG Xuankun, HAN Liu, et al. Energy storage configuration method for user-side photovoltaic micro-grid considering demand response [J]. Electrical Automation, 2020, 42(5): 22-24, 79.
- [17] 方旭, 彭雪风, 张凯, 等. 燃煤热电联产系统冷端余能供热改造研究进展[J]. 华电技术, 2021, 43(3): 48-56.
- FANG Xu, PENG Xuefeng, ZHANG Kai, et al. Development of heating retrofit using waste heat from coal-fired CHP system cold end [J]. Huadian Technology, 2021, 43(3): 48-56.
- [18] JIN W, XIE Z, BEI L. Battery energy storage system smooth photovoltaic power fluctuation control method and capacity demand analysis [C]//17th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), Hangzhou, China, 2014.
- [19] 肖安南, 张蔚翔, 张超, 等. 含光伏发电与储能的配电网基于源-网-荷互动模式下电压安全最优控制策略[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(2): 120-127.
- XIAO Annan, ZHANG Weixiang, ZHANG Chao, et al. Voltage security optimal control strategy of distribution network with PVs and ESs under "source-grid-load" interaction [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(2): 120-127.
- [20] 冷伟, 房德山, 徐治皋. 火电机组仿真技术的应用与发展[J]. 电力系统自动化, 1999(23): 7-10, 14.
- LENG Wei, FANG Deshan, XU Zhigao. The application and development of fossil power plant simulation [J]. Power System Automation, 1999(23): 7-10, 14.
- [21] 魏海坤, 宋文忠, 李奇. 基于RBF网络的火电机组实时成本在线建模方法[J]. 中国电机工程学报, 2004, 27(7): 246-252.
- WEI Haikun, SONG Wenzhong, LI Qi. A RBF network based online modeling method for realtime cost model in power plant [J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 27(7): 246-252.
- [22] USARATNIWART E, SIRISUKPRASERT S. Adaptive enhanced linear exponential smoothing technique to mitigate photovoltaic power fluctuation [C]//2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia), Melbourne, VIC, Australia, 2016.
- [23] 伏祥运, 汤国晟, 崔红芬, 等. 基于DAB的光储型混合系统功率调节与控制[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(6): 138-143.
- FU Xiangyun, TANG Guosheng, CUI Hongfen, et al. Study on power regulation and control based on DAB for a hybrid system with photovoltaic and storage [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(6): 138-143.

(本文责编: 张帆)

作者简介:

张兴科(1988),男,工程师,工学硕士,从事电力系统稳定方面的研究,42665138@qq.com;

周霞*(1978),女,高级工程师,博士,从事电力系统稳定的研究,zhouxia@njupt.edu.cn。

*为通信作者。