

考虑特性分布的储能电站接入的电网多时间尺度源储荷协调调度策略

金力¹, 房鑫炎¹, 蔡振华², 陈东海², 李亦凡¹

(1. 上海交通大学 电子信息与电气工程学院, 上海市 闵行区 200240;

2. 国网宁波供电公司, 浙江省 宁波市 315000)

Multiple Time-scales Source-storage-load Coordination Scheduling Strategy of Grid Connected to Energy Storage Power Station Considering Characteristic Distribution

JIN Li¹, FANG Xinyan¹, CAI Zhenhua², CHEN Donghai², LI Yifan¹

(1. School of Electronic, Information and Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Minhang District, Shanghai 200240, China;

2. State Grid Ningbo Power Supply Company, Ningbo 315000, Zhejiang Province, China)

ABSTRACT: In order to increase the new energy consumption in the regional power grids, reduce the total costs of the power system and improve the supply reliability of the power system, this paper proposes a multi-time-scale "source-storage-load" coordinated dispatching strategy that considers the distribution and characteristics of pumped energy storage and electrochemical energy storage in power system. The multi-time scale characteristics of the various demand response resources on the energy storage power plant and load side are used to formulate the day-to-day scheduling plan, and the intra-day rolling and real-time correction are used to achieve higher accuracy of the forecast data. Taking the system running costs, the wind curtailment penalty costs and the load loss penalty costs as the objective functions, a multi-time scale scheduling model is established. Finally, the commercial software package CPLEX is called through the MATLAB platform to complete the optimization of mixed integer programming. The results show that the scheduling strategy in this paper can achieve the effect of reducing the operating costs of the system and the wind abandonment rate, and it can also effectively improve the new energy consumption rate of the "source-storage-load" system.

KEY WORDS: energy storage power station; multiple-time scale; "source-storage-load" coordination; CPLEX

摘要: 为提高区域电网新能源消纳率, 使电力系统运行成本

最小, 提高电力系统供电可靠性。提出考虑特性分布的储能电站接入的电网多时间尺度“源-储-荷”协调调度策略。综合储能电站、负荷侧各类需求响应资源的多时间尺度特性制定日前调度计划, 并通过日内滚动与实时修正实现对预测数据更高精度的保证。以系统运行成本、弃风惩罚成本、负荷惩罚成本为目标函数, 建立多时间尺度调度模型。最后通过 MATLAB 平台调用商用软件包 CPLEX 完成混合整数规划优化, 结果表明该调度策略可以达到系统运行成本最优, 降低弃风率的效果。有效提高了“源-储-荷”系统的新能源消纳率。

关键词: 储能电站; 多时间尺度; “源-储-荷”协调; CPLEX

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2020.0330

0 引言

截至 2019 年底, 我国风电装机达 2.1 亿 kW, 较去年增幅为 14%, 光伏装机容量达 2.05 亿 kW, 较去年增幅为 17.4%^[1]。新能源的大规模接入会带来严重的弃风弃光问题。提升电网对新能源的消纳能力是当下的发展趋势。

近年来, 我国对储能电站项目大力支持, 实现了电网从“源网荷”系统向“源网荷储”系统的升级。江苏建山储能电站、南京江北储能电站都是已建成的示范储能电站项目, 采用电化学储能, 通过配备智能“源网荷”互动终端设备, 实现与原江苏地区电力系统的合并, 并升级为“源网荷储”系统, 大幅提升了江苏地区新能源消纳能力。

区域供电网大多是主动配电网, 具有主动控制、主动服务、主动管理的特点。可以通过调度指令对电网中的分布式能源, 储能装置以及响应负荷

基金项目: 国家电网有限公司科技项目(5211NB1800VQ): “基于多源互补的特高压受端电网新能源消纳与协调控制关键技术研究与应用”。

Project Supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation of China(5211NB1800VQ): "Research and Application of Key Technologies for New Energy Consumption and Coordinated Control of UHV Receiving End Power Grid Based on Multi-source Complementary".

实现统一调度控制。目前在“源荷”互补、“网荷储”^[2]互补或“源源”^[3]互补的研究已经较为成熟。但是对于更新型的“源网荷储”协同调度策略研究并不充分。

目前,对“源网荷储”的优化调度理论研究中,文献[4]采用拉格朗日乘子法对能源局域网内各可调度资源进行协同优化;文献[5]采用人工智能算法对“源网荷储”的全局指标进行统一优化;文献[6]基于分布式算法实现了更快计算速度,更好收敛性的协同优化模型的求解;文献[7]中提出通过能源路由器对各可调度资源进行能量优化管理;文献[8]提出电网的3层规划模型,并采用全局搜索能力强大的支持向量机回归(support vector regression, SVR)和并行遗传膜算法(parallel genetic membrane algorithm, PGMA)的结合算法求解协同优化模型。

上述文献分别从能量管理的统一系统、协同模型的分层规划、求解算法的快速搜索能力角度提出创新,通过建立“源网荷储”协同调度模型,制定日前调度计划,从而提高电网的新能源消纳能力。但是存在以下考虑不周之处:1) 新能源出力的波动性与随机性,需求响应负荷的不确定性会对电网制定的日前调度计划准确性造成影响。2) 工程实践表明,电化学储能是目前储能电站的发展趋势,抽水蓄能电站依旧是主要储能方式。而电化学储能具有与传统抽水蓄能电站不一样的出力特性,鲜有相关文献对两类储能电站的出力特性进行比较研究。3) “源网荷储”调度模型的研究只考虑电网日前调度情况,而忽略了电网紧急模式,不利于电网长期运行的稳定性。

为能够解决上述存在的几个问题,本文采用基于场景(scenario-based stochastic programming, SSP)与机会约束(chance-constrained programming, CCP)的随机规划多时间尺度调度模型^[9-10]来实现对日前调度计划的修正,提高精确性;通过比对2类储能电站的储能特性,综合考虑常规机组、风电机组、储能电站、需求响应负荷的时间尺度特性建立多时间尺度的“源网荷储”调度模型;通过在调度模型中增加电网紧急模型的目标函数,提高在紧急模式下电网的供电可靠性。使用 MATLAB/CPLEX 软件对该模型求解,结合实际算例验证模型的效果。

1 储能电站的运行特性

抽水蓄能电站具有快速的启动速度,较大的储能容量的优点,同时也有受地理环境限制更大的劣势。现有的其他储能方式有空间布置灵活,调节速

度快的优势,但是有设备成本高,储能容量有限的劣势。本文选取抽水蓄能电站与最常见的电化学储能电站作为样例进行分析。

1.1 抽水蓄能储能电站

抽水储能电站主要由上水库、引水系统、抽水蓄能机组和下水库组成。在电力系统高峰负荷时发电,在负荷低谷时抽水,达到机械能和电能转化的目的。抽水蓄能电站的发电运行原理与常规水电厂一致,机械能通过水轮机带动发电机转动,发出电能通过变压器接入电网。因此其调节速度与常规的水电机组一致,不具备快速调节能力。

1.2 电化学储能电站

电化学储能技术主要是通过蓄电池或超级电容技术实现电能与化学能的转化。综合能量效率可以达到85%~90%。电化学储能技术不同于常规机组,它有较强的反应速度和灵活调节能力,并且其能量密度很大,可以存储较大容量的电能。电化学储能技术能够较好地平抑分布式电源的出力波动,促进系统消纳,还具有环境适应性强、能够小型分散配置且建设周期短的技术优势^[11]。

2 需求响应资源的分类

负荷侧需求响应资源(demand response, DR)根据用户响应方式的不同分为电价型(price-based demand response, PDR)和激励型(incentive-based demand response, IDR)2种^[12-14]。其中PDR可以通过制定不同的电价策略来改变用户的用电方式,常见的包括分时电价(time of use pricing, TOU)、实时电价(real time pricing, RTP)和尖峰电价(critical peak pricing, CPP)等;IDR是指DR实施机构制定优惠政策来激励用户响应调度信号。主要包括直接负荷控制(direct load control, DLC)、可中断负荷(interruptible load, IL)、需求侧竞价(demand side bidding, DSB)和紧急需求响应(emergency demand response, EDR)。生活中常见有智能家电、智能楼宇等。

在本文模型中电价采用动态的日前定价模式,因此PDR需要在日前调度中确定。而IDR根据响应电网调度指令时间的长短,可以分为以下几种:

- 1) A类IDR, 计划提前1天制定。
- 2) B类IDR, 响应时长15 min~2 h。
- 3) C类IDR, 响应时长5~15 min。
- 4) D类IDR, 实时做出响应。

3 考虑储能电站接入的多时间尺度调度计划

本文设计的考虑2种储能电站参与的“源-储-

荷”多时间尺度调度框架如附录A图A1所示。

1) 日前调度计划的时间尺度为1 h, 执行周期为24 h。在日前调度中需要确定包括常规机组的启停计划、抽水蓄能储能站的充放电量、PDR 负荷响应量、A类IDR 负荷调用计划。并作为确定量代入日内滚动优化中。

2) 日内滚动优化的时间尺度为15 min, 执行周期为4 h。在日内调度中需要制定包括各个新能源机组的出力计划、电化学储能电站的充放电量、B类IDR 负荷的调用计划。用以对日前调度计划与实际情况的偏差修正。其中对日前调度计划中制定的各个机组启停计划和储能站计划、负荷调用量等数据均不变。

3) 实时协调控制执行周期为5 min, 作用是以日内滚动曲线为参考, 实时协调控制调度策略以修正实际工况, 减少偏差。

4 多时间尺度协调调度模型

4.1 日前调度优化模型

根据已有的研究, 日前调度采用适用于大不确定性的多场景随机规划方法^[9], 对于不同负荷、新能源出力预测情境下的误差, 满足系统安全约束条件。

4.1.1 目标函数

为达到提升电网新能源的消纳能力, 提高电网紧急模式下的供电可靠性的目的, 日前调度模型的目标函数应在系统总运行成本最小的基础上, 通过将弃风量和负荷缺电量折算成惩罚成本计入系统运行成本中, 同时计及电化学储能的折旧成本。能达到优化经济性, 提升新能源消纳能力以及紧急模式下供电可靠性。

$$\min f_1 = \sum_{t=1}^{24} (f_{G,t} + f_{erss,t} + f_{DG,t} + f_{load,t}) \quad (1)$$

$$\left\{ \begin{aligned} f_{G,t} &= \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{i=1}^{N_G} [p_s (a_i P_{Gi,t,s}^2 + b_i P_{Gi,t,s} + c_i) + S_i (1 - u_{Gi,t-1}) u_{Gi,t}] \\ f_{erss,t} &= \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{i=1}^{N_{erss}} p_s [C(P_{erss,i,t,s}) + W(P_{erss,i,t,s})] + \sum_{i=1}^{N_{bt}} \pi_{bt} u_{bti,t,s} \\ f_{DG,t} &= \sum_{s=1}^{N_s} \{ \sum_{i=1}^{N_{DG}} [p_s C(P_{DG,i,t,s}) + S_i (1 - u_{DG,i,t-1,s}) u_{DG,i,t,s}] + p_s k_{c,DG} (P_{DG,t,s}^{pre} - P_{DG,t,s}) \} \\ f_{load,t} &= \sum_{s=1}^{N_s} p_s [k_{IDRA} \Delta |P_{IDRA,t}| + k_{IDRB,s} \Delta |P_{IDRB,t,s}| + k_{c,load} P_{loss,t,s}] \end{aligned} \right. \quad (2)$$

式中: f_1 为日前调度优化模型的目标函数, 代表系统运行成本; $f_{G,t}$ 、 $f_{erss,t}$ 、 $f_{DG,t}$ 、 $f_{load,t}$ 分别代表

常规机组、储能电站(包含抽水蓄能和电化学储能)、分布式能源机组和用户负荷的成本函数; N_s 为场景个数; p_s 为第 s 个场景发生的概率系数; N_G 为常规机组数量; $P_{Gi,t,s}$ 为第 i 个常规机组在 s 场景下 t 时刻的发电量; a_i 、 b_i 、 c_i 分别为第 i 台常规机组的发电成本系数; S_i 为第 i 台常规机组的启停成本系数; $u_{Gi,t}$ 为第 i 台常规机组在 t 时刻的启停状态, 1 为启动, 0 为停止; N_{erss} 为储能电站个数; N_{bt} 为电化学储能个数; $P_{erss,i,t,s}$ 为储能电站 i 在 t 时刻 s 场景下的出力量; $C(P_{erss,i,t,s})$ 为储能电站成本函数; $W(P_{erss,i,t,s})$ 为储能电站的维护成本函数; π_{bt} 代表电化学储能的单位时间折旧成本系数; $u_{bti,t,s}$ 代表电化学储能站 i 在 t 时刻的启停状态; N_{DG} 代表分布式新能源的机组数量; $P_{DG,i,t,s}$ 代表第 i 个分布式机组在 t 时刻 s 场景下的出力; $C(P_{DG,i,t,s})$ 代表分布式机组在 t 时刻 s 场景下的成本函数; $u_{DG,i,t,s}$ 为分布式机组的启停状态; $k_{c,DG}$ 代表弃风(弃光)惩罚成本系数; $P_{DG,t,s}^{pre}$ 代表分布式能源在场景 s 下 t 时刻的预测出力; k_{IDRA} 、 $k_{IDRB,s}$ 分别为 A 类和 B 类 IDR 的成本系数; $\Delta |P_{IDRA,t}|$ 为 A 类 IDR 在 t 时刻调用量; $\Delta |P_{IDRB,t,s}|$ 为 B 类 IDR 在 t 时刻 s 场景调用量; $k_{c,load}$ 为负荷失电惩罚系数; $P_{loss,t,s}$ 为负荷在 t 时刻 s 场景的失电量。

4.1.2 约束条件

1) 功率平衡约束条件。

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi,t,s} + \sum_{i=1}^{N_{DG}} P_{DG,i,t,s} + \sum_{i=1}^{N_{erss}} P_{erss,i,t,s} = D^{fixed} + \Delta P_{PDR,t} + \Delta P_{IDRA,t} + \Delta P_{IDRB,t,s} - P_{loss,t,s} \quad (3)$$

式中: D^{fixed} 为负荷中不随电价改变的部分; $\Delta P_{PDR,t}$ 为 PDR 负荷在 t 时刻的变化量; $\Delta P_{IDRA,t}$ 为 A 类 IDR 负荷在 t 时刻的变化量; $\Delta P_{IDRB,t,s}$ 为 B 类 IDR 负荷在 t 时刻场景 s 下的变化量。

2) 常规机组运行约束条件。

① 机组出力约束条件。

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi,t,s} \leq P_{Gi}^{max} \quad (4)$$

式中 P_{Gi}^{min} 和 P_{Gi}^{max} 分别为第 i 个常规机组出力上、下限。

② 机组爬坡约束条件。

$$\begin{cases} P_{Gi,t,s} - P_{Gi,t-1,s} \leq u_{i,t} R_i \\ P_{Gi,t-1,s} - P_{Gi,t,s} \leq u_{i,t-1} R_i \end{cases} \quad (5)$$

式中 R_i 为第 i 个常规机组的爬坡率。

3) 分布式新能源出力约束条件。

$$0 \leq P_{DG,i,t,s} \leq P_{DG,i,t,s}^{pre} \quad (6)$$

新能源发电的出力应当小于预测值。

4) 储能电站运行约束。

①抽水蓄能储能电站约束条件。

抽水蓄能电站的约束条件主要是水库的可容纳水量约束、受到抽防水速率影响的爬坡率约束。

$$\begin{cases} P_{\text{water},t,s}^{\min} \leq P_{\text{water},t,s} \leq P_{\text{water},t,s}^{\max} \\ V_{\text{Pump}}^{\min} \leq V_{\text{water}} \leq V_{\text{Pump}}^{\max} \\ |P_{\text{water},t,s} - P_{\text{water},t-1,s}| \leq \Delta P_R^* \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{\text{water},t,s}^{\min}$ 和 $P_{\text{water},t,s}^{\max}$ 分别代表抽水电站的上下网电量的上、下限; V_{Pump}^{\min} 和 V_{Pump}^{\max} 代表抽水蓄能电站的储水量上、下限; ΔP_R^* 代表抽水蓄能电站的爬坡率。

②电化学储能电站约束条件。

电化学储能主要受逆变器额定功率和储能电站的额定充放电功率约束。

$$\begin{cases} P_{\text{elec},t,s}^{\text{cha}} \leq P_{\text{elec},t,s} \leq P_{\text{elec},t,s}^{\text{dis}} \\ S_{\text{SOCmin}} \leq S_{\text{SOC},t,s} \leq S_{\text{SOCmax}} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $P_{\text{elec},t,s}^{\text{cha}}$ 和 $P_{\text{elec},t,s}^{\text{dis}}$ 分别是逆变器的额定充电功率和额定放电功率; S_{SOC} 为储能电站荷电状态; 上下限; S_{SOCmax} 、 S_{SOCmin} 为储能电站荷电状态上下限。

5) 传输线的输电功率约束。

$$-P_{ij}^{\max} \leq B_{ij}(\theta_{i,t,s} - \theta_{j,t,s}) \leq P_{ij}^{\max} \quad (9)$$

式中: P_{ij}^{\max} 为节点 ij 之间传输线的最大输送功率; B_{ij} 为节点 ij 之间的电纳; $\theta_{i,t,s}$ 为 i 节点 s 场景 t 时刻的相角。

6) 各场景调节约束调节。

$$\begin{cases} |P_{Gi,t,s} - P_{Gi,t,bs}| \leq \psi_i \\ |P_{\text{erss},t,s} - P_{\text{erss},t,bs}| \leq \psi_{\text{erss}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $P_{Gi,t,bs}$ 和 $P_{\text{erss},t,bs}$ 分别为常规机组和储能电站的基准场景出力值; ψ_i 和 ψ_{erss} 分别为常规机组和储能电站的灵活调节能力。

7) 各类 DR 资源的约束条件。

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

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{IDRA},t}^+ \leq P_{\text{IDRA}}^{+, \max} \\ 0 \leq P_{\text{IDRA},t}^- \leq P_{\text{IDRA}}^{-, \max} \end{cases} \quad (12)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{IDRB},t}^+ \leq P_{\text{IDRB}}^{+, \max} \\ 0 \leq P_{\text{IDRB},t}^- \leq P_{\text{IDRB}}^{-, \max} \end{cases} \quad (13)$$

式中: P_{PDR}^{\min} 和 P_{PDR}^{\max} 分别为 PDR 负荷的调用量下限和上限; $P_{\text{IDRA},t}^+$ 和 $P_{\text{IDRB},t}^+$ 分别为 A、B 类 IDR 增加负荷量; $P_{\text{IDRA},t}^-$ 和 $P_{\text{IDRB},t}^-$ 为 A、B 类 IDR 减少负荷量。

4.1.3 优化结果

通过优化算法对日前调度模型进行求解, 将:

1) 常规机组启停状态; 2) 抽水蓄能机组充放电量; 3) PDR 调用量, A 类 IDR 调用量。作为确定条件代入之后的日内和实时协调调度模型中。

4.2 日内滚动调度优化模型

日内滚动优化调度通常是将当前状态下实测的系统数据反馈到日内滚动优化模型中, 结合未来 4 h 内时间尺度为 15 min 的风光负荷的预测数据来求解最优控制序列,

4.2.1 目标函数

日内滚动优化的目标函数同样为系统运行成本最小, 相较于日前调度模型, 滚动模型中改变的只有 IDR 类负荷的调用量成本, 由于 A 类已经确定, 负荷总成本为 B 类和 C 类 IDR 之和。 $f_{G,t}$ 、 $f_{\text{erss},t}$ 、 $f_{\text{DG},t}$ 同上。

$$\min f_2 = \sum_{t=1}^{24} f_{G,t} + f_{\text{erss},t} + f_{\text{DG},t} + f_{\text{load},t} \quad (14)$$

$$f_{\text{load},t} = \sum_{s=1}^{N_s} p_s [k_{\text{IDRB},s} \Delta |P_{\text{IDRB},t}| + k_{\text{IDRC},s} \Delta |P_{\text{IDRC},t,s}| + k_{c,\text{load}} P_{\text{loss},t,s}] \quad (15)$$

式中: $k_{\text{IDRC},s}$ 为 C 类 IDR 的成本系数; $\Delta |P_{\text{IDRC},t,s}|$ 为 C 类 IDR 在 t 时刻 s 场景的调用量。

4.2.2 约束条件

由于日内滚动模型同样采用了多场景随机规划方法来抑制不确定性带来的不利因素, 因此其约束条件与日前调度模型中基本一致。多一条 C 类 IDR 的约束条件。在此不重复赘述。

4.2.3 优化结果

日内调度在日前调度已经确定常规机组启停状态、抽水蓄能机组充放电量、PDR 调用量, A 类 IDR 调用量的基础上(将其设置为已知代入计算), 最终将确定:

- 1) 分布式新能源机组启停计划。
- 2) 电化学储能电站充放电量。
- 3) B 类 IDR 负荷调用量。

4.3 实时调度模型

由于实时调度的时间尺度为 5 min, 对调度决策量的鲁棒性要求更高, 适用于日前调度和日内滚动模型的多场景随即规划方法变得不再适用。本文采用数学模型中的机会约束方法, 通过设置一定的约束条件, 使得约束条件成立的概率不得小于某一置信水平。

4.3.1 目标函数

对于实时协调调度模型因为采用机会约束方法, 设置备用容量的约束条件, 使得约束条件小于

置信水平,从而确定系统所需的旋转备用。

$$\min f_3 = \sum_{t=1}^{24} f_{G,t} + f_{\text{crss},t} + f_{\text{DG},t} + f_{\text{load},t} + f_{R,t} \quad (16)$$

$$\left\{ \begin{aligned} f_{G,t} &= \sum_{i=1}^{N_G} [(a_i P_{Gi,t}^2 + b_i P_{Gi,t} + c_i) + S_i(1 - u_{Gi,t-1})u_{Gi,t}] \\ f_{\text{crss},t} &= \sum_{i=1}^{N_{\text{crss}}} [C(P_{\text{crss},i,t}) + W(P_{\text{crss},i,t})] + \sum_{i=1}^{N_{bt}} \pi_{bt} u_{bti,t,s} \\ f_{\text{DG},t} &= \left\{ \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} [C(P_{\text{DG},i,t}) + S_i(1 - u_{\text{DG},i,t-1})u_{\text{DG},i,t}] + \right. \\ &\quad \left. k_{c,\text{DG}}(P_{\text{DG},t}^{\text{pre}} - P_{\text{DG},t}) \right\} \\ f_{\text{load},t} &= k_{\text{IDRC}} \Delta |P_{\text{IDRC},t}| + k_{\text{IDRD}} \Delta |P_{\text{IDRD},t}| + \\ &\quad k_{c,\text{load}} P_{\text{loss},t} \\ f_{R,t} &= k_{R,G} \left(\sum_{i=1}^{N_G} R_{Gi,t}^+ + \sum_{i=1}^{N_G} R_{Gi,t}^- \right) + k_{R,\text{crss}} \cdot \\ &\quad \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{water}}} R_{\text{water},i,t}^+ + \sum_{i=1}^{N_{\text{crss}}} R_{\text{water},i,t}^- \right) \end{aligned} \right. \quad (17)$$

式中: $f_{R,t}$ 为系统旋转备用成本; $k_{R,G}$ 、 $k_{R,\text{DG}}$ 、 $k_{R,\text{crss}}$ 分别为常规机组、分布式机组和抽水蓄能储能的旋转备用成本系数; $R_{Gi,t}^+$ 、 $R_{Gi,t}^-$ 分别为常规机组的正、反旋转备用; $R_{\text{water},i,t}^+$ 、 $R_{\text{water},i,t}^-$ 分别为抽水蓄能储能电站的正、反旋转备用。

4.3.2 约束条件

日内调度确定了常规机组启停状态、PDR 和 A 类 IDR、抽水蓄能储能站的调度量,日内滚动确定了分布式机组启停状态、B 类 IDR 和电化学储能站的调度量。因此在此只剩下了功率平衡约束条件、C 类和 D 类的 IDR 约束条件和备用容量约束条件。而系统约束条件和 IDR 约束条件与前面基本相同,本节不再赘述。主要阐述备用容量约束条件。

$$\left\{ \begin{aligned} \Pr \left\{ \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi,t} + \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} P_{\text{DG},i,t} + \sum_{i=1}^{N_{\text{crss}}} P_{\text{crss},i,t} + \Delta P_{\text{IDRD},t} + \right. \\ \left. \sum_{i=1}^{N_G} R_{Gi,t}^+ + \sum_{i=1}^{N_{\text{water}}} R_{\text{water},i,t}^+ \geq P_{\text{load},t} + \right. \\ \left. \Delta P_{\text{IDRA},t} + \Delta P_{\text{IDRB},t} + \Delta P_{\text{IDRC},t} \right\} \geq \alpha \\ \Pr \left\{ \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi,t} + \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} P_{\text{DG},i,t} + \sum_{i=1}^{N_{\text{crss}}} P_{\text{crss},i,t} + \Delta P_{\text{IDRD},t} - \right. \\ \left. \sum_{i=1}^{N_G} R_{Gi,t}^- - \sum_{i=1}^{N_{\text{water}}} R_{\text{water},i,t}^- \geq P_{\text{load},t} + \Delta P_{\text{IDRA},t} + \right. \\ \left. \Delta P_{\text{IDRB},t} + \Delta P_{\text{IDRC},t} \right\} \geq \beta \end{aligned} \right. \quad (18)$$

式中: $\Pr\{\}$ 为置信度表达式; α 、 β 分别是满足正旋转备用容量和负旋转备用容量的置信度,取值为 0.95。

4.3.3 优化结果

对实时调度模型进行优化计算,可以确定以下

优化结果:

- 1) 所有机组启停状态和出力。
- 2) 旋转备用容量。
- 3) C 类 IDR 和 D 类 IDR 调用量。

5 算例分析

5.1 算例介绍

为能够实际解决新能源消纳受限严重的情况,本文调研了华东区域某新能源消纳受限严重的区域电网,以此作为算例对本文所提调度策略进行验证。该区域电网包含 6 个常规火电机组,分别位于节点 1、2、5、8、11、13 处,火电机组参数见附录 A 表 A1。在节点 2 处接入一个 400 MW 的风电场和一个 50 MW/200 MW·h 的电化学储能电站,在节点 8 接入一个 100 MW/400 MW·h 的抽水蓄能电站。拓扑图见附录 A 图 A2。假设 PDR 变化范围为总负荷的 10%,A 类、B 类、C 类 IDR 的调用量不超过总负荷的 5%,D 类 IDR 的调用量不超过总负荷的 3%。为简化计算过程,IDR 的补偿成本系数均采用固定值,数值见附录 A 表 A2。模型在 MATLAB 平台中的 YALMIP 工具包调用 CPLEX 软件进行求解。

负荷和风电的预测均根据实测数据加上白噪声生成(预测误差服从正态分布),其中实测曲线的时间尺度从 1 h 的基础上拓展到 15 min,即每小时内 4 个数据相同,都是每个小时点的数据,共 96 个数据点。负荷的日前、日内、实时的预测误差分别为 3%、1%、0.5%。风电的日前、日内、实时的预测误差分别为 5%、3%、1%。负荷和风电实测和预测曲线见附录 A 图 A2。

5.2 调度结果分析

图 1 为风电的正调峰和反调峰 2 种场景下的调度计划,每一条曲线为前一条曲线加对应机组(或 DR 资源)出力的总和。图 2 为 2 种场景下 DR 资源调用计划。图 3 为 2 种场景下抽水蓄能储能电站和电化学储能电站的调度计划。

分别对 2 种场景调度计划进行分析,可以获得以下结论:

- 1) 当风电正调峰时,风电出力曲线趋势与负荷曲线基本吻合,风电高发时段为日中(10:00—14:00)与午后(16:00—19:00),此段时间因为系统非需求响应型负荷量高,IDR 类资源调用量比反调峰场景同时段少。
- 2) 当风电反调峰时,风电出力曲线趋势与负荷曲线不吻合,风电高发时段为凌晨(2:00—6:00)

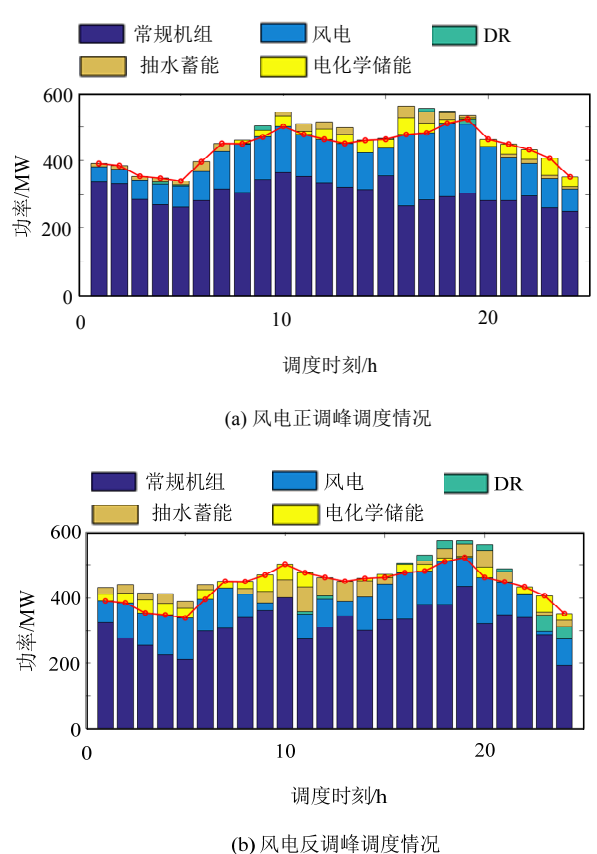


图 1 系统调用计划
Fig. 1 System scheduling plan

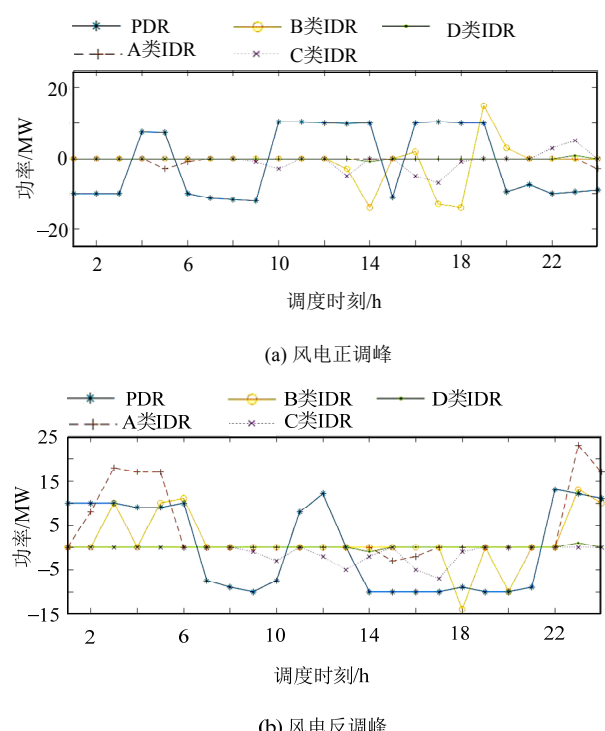


图 2 DR 资源调用计划
Fig. 2 DR resource scheduling plan

和傍晚(16:00—21:00), 此时段系统非需求响应型负荷低, 通过 IDR 资源正调用和储能电站充电来提高该时段的风电消纳水平。

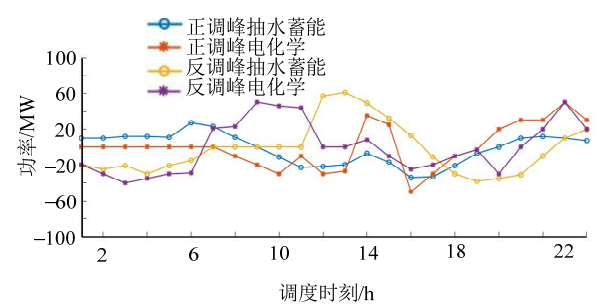


图 3 储能电站调用计划
Fig. 3 Energy storage power station scheduling plan

3) 从图 2 各部分调用计划可以看出, 主要还是由常规机组承担功率调整, 完成调峰调频任务, IDR 类因为调用量限制较小, 只能对变化较为剧烈的功率调整量做出响应。

4) 从图 3 各类 DR 资源调用情况基本可以看出, 在白天时 IDR 资源主要用于削峰以及平抑风电波动, 在晚上时, IDR 资源主要用于填谷。

5) 从图 2 看出风电正调峰时, 储能调用量比风电反调峰场景下更小。面对风电突变与负荷突变时段, 抽水蓄能无法做到快速响应调节, 电化学储能可以完成快速响应调节。2 种储能电站的存在能够更好地提供削峰填谷能力。结合图 3, 风电的弃风情况基本被消除。

5.3 调度模式策略对比分析

为能够体现 2 种储能电站接入对提高风电消纳率, 减少弃风现象, 降低系统成本的作用。本文同样在风电的正、反调峰 2 种场景下, 设置对比案例进行讨论。

调度方案 1。没有储能电站参与, 同时不考虑多时间尺度调度, 所有调度计划均为日前调度计划。

调度方案 2。抽水蓄能储能电站参与, 同时不考虑多时间尺度调度, 所有调度计划均为日前调度计划。

调度方案 3。本文调度策略。即 2 种储能电站同时参与的多时间尺度调度。

表 1 为 3 种不同调度方案下的结果对比情况。

1) 无储能电站参与的调度方案 1, 特别是在风电反调峰场景下, 在风电高发时段(2:00—6:00, 16:00—21:00)少量的需求响应负荷调用无法满足对

表 1 不同调度方案对比			
Tab. 1 Comparison of different scheduling schemes			
风电场景	调度方案	成本/万元	弃风率/%
正调峰	1	175.96	17.25
	2	171.85	11.63
	本文方案	165.38	4.33
反调峰	1	187.52	23.34
	2	173.22	12.33
	本文方案	167.07	5.70

风电的大规模消纳,导致严重的弃风现象,弃风率达到23.34%。

2)单一抽水蓄能水电站参与的调度方案2中,由于抽水蓄能电站不具备快速调节特性,在风电反调峰场景下无法做到及时反应,因此反调峰场景与正调峰场景下,该调度策略模式下2种场景的弃风率基本相同。

3)2种储能电站参与调度的方案3,电化学储能电站的快速调节特性与抽水蓄能电站的大容量高功率运行形成互补,加上需求响应资源的小幅调节,能够实现在正反调峰场景下,弃风率的大幅减小,以及系统运行成本的小幅减小。

综上所述,对比单一抽水蓄能储能电站对“源网荷储”系统新能源消纳能力的改善研究,本文所提的考虑2种储能电站特性的多时间尺度调度策略能够更好地消除新能源预测的不确定性带来的不利影响,更好地提升新能源消纳能力。

为了更好地验证本文所提方法在不同电网环境下,对区域电网的新能源消纳能力、系统运行成本的优化。在前文案例的电网结构基础上,改变常规机组的安放位置、容量配置,改变储能电站的容量配置以及出力特性,以此作为新的算例对本文方法进行适用广泛性的验证。拓扑图如附录A图A5所示,常规火电机组分别位于节点1、2、22、27、23、13,火电机组参数见附录A表A3。节点2接入400 MW风电场并处于反调峰场景,同节点2处接入10 MW/40 MW·h电化学储能电站,节点8接入40 MW/100 MW·h抽水蓄能电站。DR资源配置与风电负荷预测结果同上,不再赘述。

针对弃风率更高的风电反调峰场景进行调度方案对比,方案设置同上,结果见表2。

表2 不同调度方案对比
Tab. 2 Comparison of different scheduling schemes

风电场景	调度方案	成本/万元	弃风率/%
反调峰	1	193.47	24.71
	2	177.34	14.19
	本文方案	170.69	7.94

对比新案例的区域电网,在改变电网拓扑结构以后,由调度方案1结果可见,改变电源分布位置后的无储能电站参与的区域电网的风电消纳能力基本相同,而系统运行成本由于机组出力分配不同有了一定程度的变化。根据调度方案2、3的结果,储能电站容量配置的减小,使得储能电站无法对高发时期风电进行消纳,导致电网弃风率和成本较之前有所提高。但新算例验证了本文方法在不同电网环境下,均能提高区域电网的新能源消纳能力,降

低区域电网的运行成本。

6 结论

本文提出了综合考虑抽水蓄能和电化学储能电站时间特性和DR资源的多时间尺度特性的“源-储-荷”调度计划。对2种储能电站的出力特性进行分析,并结合DR资源的多时间尺度特性进行互动,实现了日前调度计划的制定,并通过日内滚动与实时修正对新能源预测与负荷预测的不确定性进行一定程度的抑制。算例的结果表明:

1)2种储能电站参与调度计划的制定能够提高风电消纳,降低风电惩罚成本从而降低系统运行成本。

2)电化学储能电站有快速调节能力,能够有效地对抽水蓄能储能电站的调节能力进行互补,为高发时期的风电与火电提供更好的存储空间。实现在不同时间的调峰效果。

3)多时间尺度能够更好地利用电化学储能电站和DR资源的快速调节能力。使得系统对预测数据的精确性有了更好的提升。

4)本文所提调度方法能够广泛适用在新能源出力受限的区域电网,提升风电消纳能力。

将本文方法与文献[15-16]所提的仅计及需求响应的调度策略的研究结论进行对比,本文对储能电站进行了基于时间特性的研究,结合了抽水蓄能的大功率储能效果以及电化学储能的快速调节特性,更有效地缓解了由于风电出力与负荷需求呈逆向分布导致的大量弃风现象,更有效提高了风电消纳能力。对“源网荷储”系统的新能源消纳有更好的参考作用。

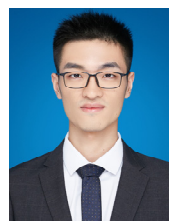
本文方案对于电化学储能电站的组成仅考虑锂电池这一种情况,不同的电池类型和储能技术会有不一样的出力特性^[1]。未来的电力系统会接入形式各异的大规模储能系统,对各类储能技术的建模方法各不相同,接下来的研究中可以对各种储能技术以及各类电化学储能技术展开进一步的研究。

附录见本刊网络版(<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

参考文献

- [1] 国家能源局. 2019年全国电力工业统计数据[EB/OL]. [2020-07-21]. http://www.nea.gov.cn/2020-01/20/c_138720881.htm.
- [2] 张宁, 胡兆光, 周渝慧, 等. 考虑需求侧低碳资源的新模糊双目标机组组合模型[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(17): 25-30. Zhang Ning, Hu Zhaoguang, Zhou Yuhui, et al. A novel fuzzy bi-objective unit commitment model considering demand side low-

- carbon resources[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(17): 25-30(in Chinese).
- [3] 高赐威, 李倩玉, 李慧星, 等. 基于负荷聚合商业的需求响应资源整合方法与运营机制[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(17): 78-86.
- Gao Ciwei, Li Qianyu, Li Huixing, et al. Methodology and operation mechanism of demand response resources integration based on load aggregator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17): 78-86(in Chinese).
- [4] 张福兴, 张涛, 王锐, 等. 考虑多源-荷-储协同优化的能源局域网系统能量管理研究[J]. 电网技术, 2017, 41(12): 3942-3950.
- Zhang Fuxing, Zhang Tao, Wang Rui, et al. System energy management research of energy local area network based on cooperative optimization of multiple generation-load-storage[J]. Power System Technology, 2017, 41(12): 3942-3950(in Chinese).
- [5] 姜琦, 黄堃, 赵俊, 等. 基于遗传算法的主动配电网“源网荷储”协调优化模型研究[J]. 电力与能源, 2020, 41(1): 1-5, 19.
- Jiang Qi, Huang Kun, Zhao Jun, et al. Study of “power-network-load-storage” coordinated optimization model for active distribution network based on genetic algorithm[J]. Power & Energy, 2020, 41(1): 1-5, 19(in Chinese).
- [6] 张鑫, 邓莉荣, 李敬光, 等. 基于一致性算法的“源-网-荷-储”协同优化方法[J]. 电力建设, 2018, 39(8): 2-8.
- Zhang Xin, Deng Lirong, Li Jingguang, et al. A “source-grid-load-storage” cooperative optimization method based on consensus algorithm[J]. Electric Power Construction, 2018, 39(8): 2-8(in Chinese).
- [7] 徐荆州, 肖晶, 许洪华, 等. 基于能源路由器的源网荷储优化管理[J]. 电力需求侧管理, 2018, 20(6): 16-17, 21.
- Xu Jingzhou, Xiao Jing, Xu Honghua, et al. Research on source-grid-load-storage optimization management based on energy router[J]. Power Demand Side Management, 2018, 20(6): 16-17, 21(in Chinese).
- [8] 李逐云, 雷霞, 邱少引, 等. 考虑“源-网-荷”三方利益的主动配电网协调规划[J]. 电网技术, 2017, 41(2): 378-387.
- Li Zhuyun, Lei Xia, Qiu Shaoyin, et al. Coordinated planning of active distribution network considering “source-grid-load” benefits[J]. Power System Technology, 2017, 41(2): 378-387(in Chinese).
- [9] 包宇庆, 王蓓蓓, 李扬, 等. 考虑大规模风电接入并计及多时间尺度需求响应资源协调优化的滚动调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(17): 4589-4600.
- Bao Yuqing, Wang Beibei, Li Yang, et al. Rolling dispatch model considering wind penetration and multi-scale demand response resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(17): 4589-4600(in Chinese).
- [10] 崔杨, 张家瑞, 仲悟之, 等. 考虑源-荷多时间尺度协调优化的大规模风电接入多源电力系统调度策略[J/OL]. 电网技术, 2020: 1-11[2020-07-21]. https://kns.cnki.net/kns/brief/default_result.aspx.
- Cui Yang, Zhang Jiarui, Zhong Wuzhi, et al. Scheduling strategy of wind penetration multi-source system considering multi-time scale source-load coordination[J/OL]. Power System Technology, 2020: 1-11. [2020-07-21]. https://kns.cnki.net/kns/brief/default_result.aspx (in Chinese).
- [11] 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 Ershun, et al. Review on modeling method for operation efficiency and lifespan decay of large-scale electrochemical energy storage system on power grid side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(12): 193-207(in Chinese).
- [12] 鞠立伟, 于超, 谭忠富. 计及需求响应的风电储能两阶段调度优化模型及求解算法[J]. 电网技术, 2015, 39(5): 1287-1293.
- Ju Liwei, Yu Chao, Tan Zhongfu. A two-stage scheduling optimization model and corresponding solving algorithm for power grid containing wind farm and energy storage system considering demand response[J]. Power System Technology, 2015, 39(5): 1287-1293(in Chinese).
- [13] Kuk-Hyun H, Jong-Hwan K. Genetic quantum algorithm and its application to combinatorial optimization problem[C]//Proceedings of IEEE International Conference on Evolutionary Computation. California, USA: IEEE, 2000: 1354-1360.
- [14] 张钦, 王锡凡, 王建学, 等. 电力市场下需求响应研究综述[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(3): 97-106.
- Zhang Qin, Wang Xifan, Wang Jianxue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 97-106(in Chinese).
- [15] 彭春华, 余愿, 孙惠娟. 基于源网荷协同优化的配电网光储联合系统规划[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3944-3951.
- Peng Chunhua, Yu Yuan, Sun Huijuan. Planning of combined PV-ESS system for distribution network based on source-network-load collaborative optimization[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3944-3951(in Chinese).
- [16] 韩自奋, 张柏林, 崔凯华, 等. 考虑新能源消纳能力及发电成本的风光火储联合调度策略研究[J]. 电工技术, 2020(8): 21-25.
- Han Zifen, Zhang Bolin, Cui Kaihua, et al. Research on joint dispatching strategy of wind-solar-thermal power storage system considering new energy accommodation capacity and power generation cost[J]. Electric Engineering, 2020(8): 21-25(in Chinese).



金力

收稿日期: 2020-04-13.

作者简介:

金力(1996), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源消纳与灾变恢复, E-mail: jinli4114@sjtu.edu.cn;

房鑫炎(1963), 男, 通信作者, 副教授, 研究方向为继电保护等, E-mail: xyfang2000@sjtu.edu.cn.

(责任编辑 马晓华)

附录 A

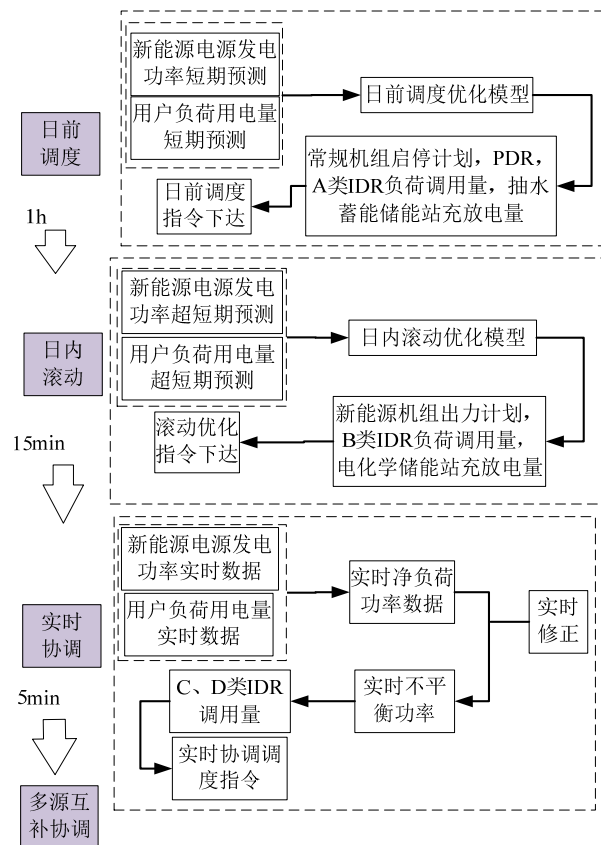


图 A1 多时间尺度调度框架图

Fig. A1 Multi-time-scale scheduling framework

表 A1 常规机组参数

Tab. A1 Parameters of conventional unit

机组编号	节点	P_{\max}/MW	P_{\min}/MW	$a/(\text{元}/(\text{MW})^2)$
1	1	200	50	0.0375
2	2	80	20	0.175
3	5	50	15	0.625
4	8	35	10	0.0834
5	11	30	10	0.25
6	13	40	12	0.25

$b/(\text{元}/\text{MW})$	$C/\text{元}$	R_u/R_d 爬坡速率/(MW/h)	T_s/T_D 最小开关机时间/h
20	372.5	72	2
17.5	352.3	48	2
10	316.5	30	2
32.5	329.2	21	2
30	276.4	18	2
30	232.2	24	2

表 A2 IDR 补偿成本系数

Tab. A2 Compensation cost factor of IDR

IDR 类型	补偿成本系数/(元/(MW·h))
A	100
B	125
C	150
D	150

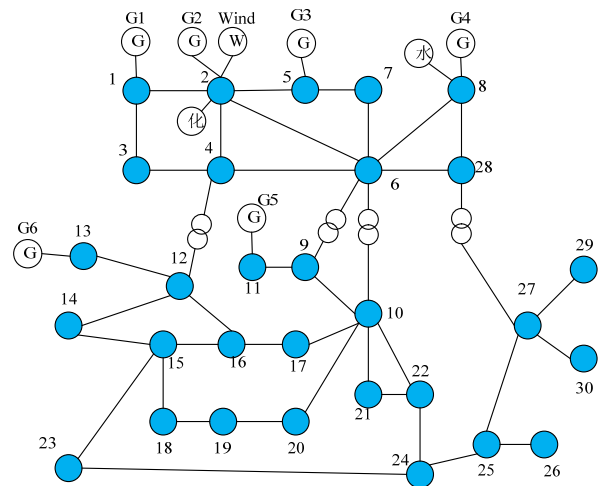


图 A2 区域电网拓扑图

Fig. A2 Regional grid diagram

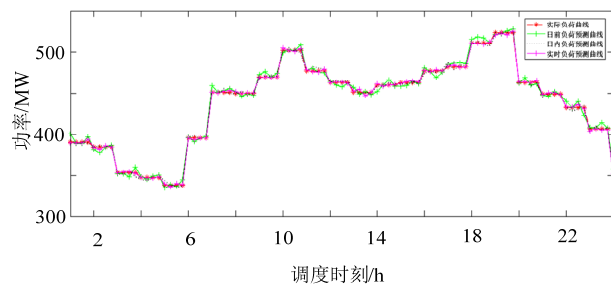
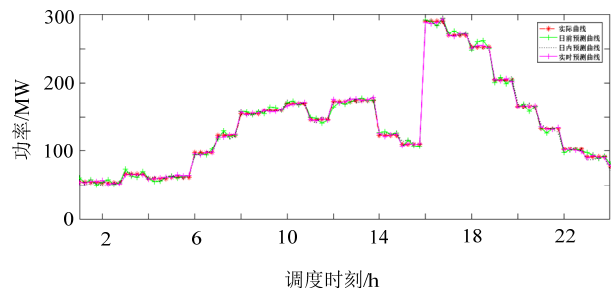
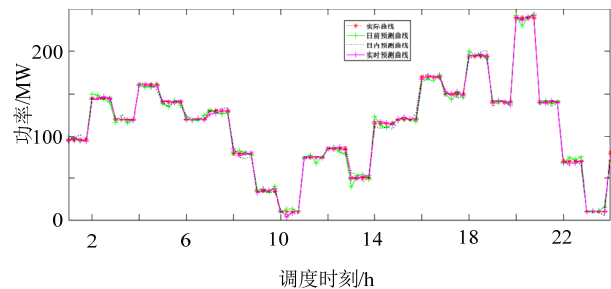


图 A3 负荷实测和预测曲线图

Fig. A3 Load measurement and forecast curve



(a) 风电正调峰实测与预测曲线



(b) 风电反调峰实测与预测曲线

图 A4 风电正/反调峰实测和预测曲线图

Fig. A4 Wind power positive/negative peak modulation actual measurement and prediction curve

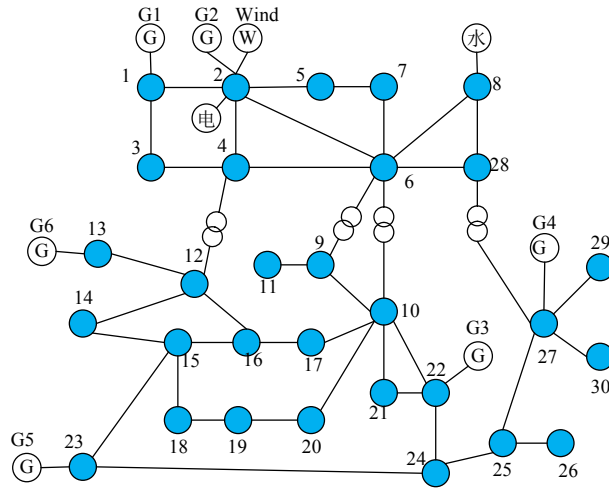


图 A5 区域电网拓扑

Fig. A5 Regional grid diagram

表 A3 常规机组参数

Tab. A3 Parameters of conventional unit

机组编号	节点	P_{\max}/MW	P_{\min}/MW	$a/(\text{元}/(\text{MW})^2)$	$b/(\text{元}/\text{MW})$	$C/\text{元}$	R_u/R_d 爬坡速率/ (MW/h)	T_S/T_D 最小开关机时间/h
1	1	150	50	0.0375	20	372.5	72	2
2	2	60	20	0.175	17.5	352.3	48	2
3	22	60	15	0.625	10	316.5	30	2
4	27	50	10	0.0834	32.5	329.2	21	2
5	23	40	10	0.25	30	276.4	18	2
6	13	45	12	0.25	30	232.2	24	2