

DOI:10.12158/j.2096-3203.2020.06.014

储能电站对电网购电特性的影响研究

傅旭¹, 严欢², 李富春¹, 王喆², 吴雄³, 贾宏刚²

(1. 中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司, 陕西 西安 710075;

2. 国网陕西省电力公司经济技术研究院, 陕西 西安 710075;

3. 西安交通大学电气工程学院, 陕西 西安 710049)

摘要: 储能电站在电网中应用广泛, 由于其能量搬运作用, 大规模储能电站对电网购电特性的影响很大。文中采用基于数学优化的生产模拟仿真程序, 考虑了机组启停、水电跨周调节、抽蓄跨日调节、光热电站跨日调节, 比较了储能电站对电网购电减少量、最大购电功率和新能源弃电的影响, 研究了购电曲线对购电量的影响, 确定外购电方式。并在确定购电方式后, 分析储能电站对购电特性的影响。西北某实际电网的仿真计算结果表明, 相比于直线购电方式, 阶梯式购电方式可减少电网外购电量和新能源弃电率, 但最大购电功率增加; 在阶梯式购电基础上, 建设储能电站, 可进一步降低电网外购电量、新能源弃电率和最大购电功率, 建议采用阶梯式购电方式并建设1 200 MW储能电站。研究成果可为我国高比例新能源系统电网侧储能电站的建设提供参考。

关键词: 储能电站; 新能源弃电率; 生产模拟; 购电量; 购电曲线

中图分类号: TM712

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2020)06-0098-06

0 引言

电力系统调峰问题一直是电力行业研究热点^[1-3], 随着风电、光伏等新能源发电的大规模并网^[4-5], 电网的调峰压力越来越大^[6-7], 新能源消纳困难。提高电网新能源消纳能力一般可以考虑电网侧措施^[8-9]和电源侧措施^[10-12]。

文献[8]将联络线功率作为待优化的变量, 通过合理安排联络线功率来促进风电、光伏的消纳。文献[9]以节能环保和新能源消纳最大为优化目标, 建立跨区直流互动调峰的新能源与常规能源协调优化模型。文献[10]采用瓶颈场景分析法, 以最小化储能容量配置成本消除电力系统快速调频的瓶颈场景。文献[11]研究了P2G设备的启停控制策略, 通过天然气-电力耦合协调调度提高新能源的消纳能力。文献[12-14]研究了通过建设灵活性调节电源提高新能源消纳能力的方法, 如建设抽水蓄能电站、大规模电池储能等。文献[15]先确定负荷高峰与低谷时段机组开机状态, 再确定机组出力计划, 最终确定储能最优配置容量。文献[16-17]建立了储能选址定容双层规划模型, 外层模型以规划期内系统运行成本与储能投资总成本最小为目标, 内层模型以典型日系统运行成本最小为目标。文献[18]构建了考虑机组燃料成本、启停成本、环境成本及运行维护成本的机组组合模型。文献

[19]提出了储能两阶段鲁棒规划模型, 以包含机组燃料成本、储能投资成本、弃风惩罚成本及切负荷惩罚成本的综合成本最小为目标, 采用列生成算法求解。文献[20]采用场景树模型模拟风电出力的随机性, 建立了不同典型日下系统期望运行成本的平均值最小模型。上述研究方法主要针对储能装置的规划和调度运行, 一般采用两层规划模型, 外层规划以年为尺度, 内层规划以典型日为尺度, 对于进行全年8 760 h长时间尺度的生产模拟, 研究储能对电网购电特性影响的研究较少。文中电网购电特性指的是电网通过省间联络线从外省购电的外购电量、购电曲线形状和最大购电功率。

文中采用基于数学优化的8 760 h长时间尺度生产模拟仿真程序, 研究了大规模储能电站对电网购电特性的影响, 考虑了机组启停、水电跨周调节、抽蓄跨日调节、光热电站跨日调节, 研究了储能电站对购电减少量、最大购电功率和新能源弃电的影响。通过西北某实际电网的案例研究证明阶梯购电能够降低新能源弃电率和购电量, 且储能电站加入运行后, 外购电量、新能源弃电率进一步降低。

1 考虑外购电的生产模拟

1.1 外购电模拟方法

文中电网外购电通过签订长期协议确定, 考虑2种购电模式。(1) 直线购电: 逐月每天24 h购电功率相同, 为1条直线, 一年为12条直线, 允许各直线购电数值不同;(2) 阶梯购电: 逐月每天两台阶式

收稿日期: 2020-05-23; 修回日期: 2020-07-09

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51807149)

购电,一年为12条购电曲线,允许每个月的购电曲线数值不同,但保持两台阶式购电形状。

基于购电模式,分析不同的储能电站规模对电网购电量、购电功率、新能源弃电、电源利用小时等系统运行特性的影响,计算流程如图1所示。

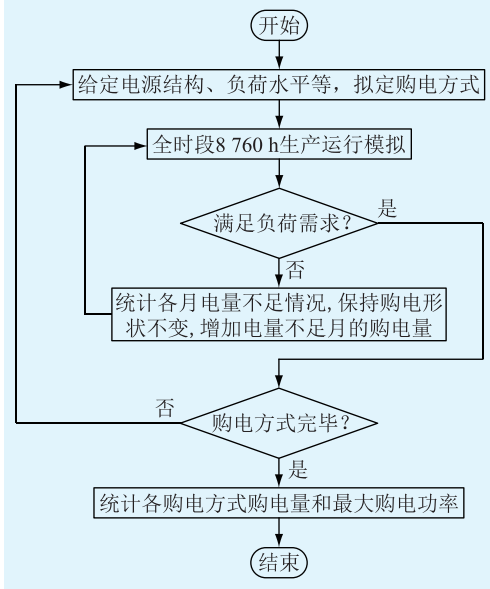


图1 计算流程

Fig.1 Calculation process

1.2 生产模拟数学模型

1.2.1 目标函数

综合考虑新能源弃电量和发电煤耗,在满足负荷需求约束下,尽量减少新能源弃电量和系统发电煤耗,目标函数为:

$$\min \left[\sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^G C_{it}(P_{i,t}, U_{i,t}) + \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^G (Q_{it,up}(U_{i,t-1}, U_{i,t}) + Q_{it,off}(U_{i,t-1}, U_{i,t})) + \lambda_1 \sum_{i=1}^T \sum_{b=1}^B (W_{bt}^{(0)} - W_{bt}) + \lambda_2 \sum_{i=1}^T \sum_{b=1}^B (S_{bt}^{(0)} - S_{bt}) + \lambda_3 \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^M E_{it} + \lambda_4 \sum_{i=1}^T \sum_{b=1}^B l_{b,t} + \lambda_5 \sum_{i=1}^T \sum_{b=1}^B h_{b,t} \right] \quad (1)$$

式中: C_{it} 为火电机组 i 在时段 t 的发电成本函数; $P_{i,t}$ 为火电机组 i 在时段 t 的有功出力; $Q_{it,up}, Q_{it,off}$ 分别为火电机组 i 在时段 t 的启动和停机费用; $U_{i,t}$ 和 $U_{i,t-1}$ 分别为火电机组 i 在时段 t 和 $t-1$ 的运行状态; $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ 分别为弃风、弃光、弃水的惩罚因子; λ_4 为失负荷惩罚因子; λ_5 为失备用惩罚因子; W_{bt} 为时段 t 内风电场 b 的出力; $W_{bt}^{(0)}$ 为时段 t 内风电场 b 的预测出力; S_{bt} 为时段 t 内光伏电站 b 的出力; $S_{bt}^{(0)}$ 为时段 t 内光伏电站 b 的预测出力; E_{it} 为水电机组 i

时段 t 的弃水; $l_{b,t}, h_{b,t}$ 分别为 t 时刻节点 b 的失负荷量和失备用量; G 为火电机组个数; M 为水电机组个数; T 为时段个数; B 为节点个数。

1.2.2 约束条件

约束包括系统平衡约束、电站/机组运行约束、地区间联络线功率约束等,具体表达式见文献[21]。文中主要介绍储能电站约束。

(1) 储能电站约束。储能电站在参与系统功率平衡时的贡献为放电功率减去充电功率:

$$P_{B,t} = P_{BOut,i,t} - P_{BIn,i,t} \quad (2)$$

式中: $P_{B,t}$ 为储能电站 t 时刻对系统的功率贡献; $P_{BOut,i,t}$ 为第 i 个储能电站 t 时刻的放电功率; $P_{BIn,i,t}$ 为第 i 个储能电站 t 时刻的充电功率。

平衡约束为:

$$\begin{cases} x_{BIn,i,t} P_{BIn-min,i} \leq P_{BIn,i,t} \leq x_{BIn,i,t} P_{BIn-max,i} \\ x_{BOut,i,t} P_{BOut-min,i} \leq P_{BOut,i,t} \leq x_{BOut,i,t} P_{BOut-max,i} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $x_{BIn,i,t}$ 为第 i 个储能电站 t 时刻是否充电的 0-1 变量, 1 表示储能处于充电状态, 0 表示储能未处于充电状态; $P_{BIn-min,i}$ 为最小充电功率; $P_{BIn-max,i}$ 为最大充电功率; $x_{BOut,i,t}$ 为第 i 个储能电站 t 时刻是否发电的 0-1 变量, 1 表示储能电站处于发电状态, 0 表示机组未处于发电状态; $P_{BOut-min,i}$ 为最小发电功率; $P_{BOut-max,i}$ 为最大发电功率。在最大、最小限值的基础上乘以是否在充放电的状态变量可以保证只有在一定的状态才会有相对应的功率变化。

充放电状态整数变量约束为:

$$0 \leq x_{BIn,i,t} + x_{BOut,i,t} \leq 1 \quad (4)$$

该式保证了对于任意储能电站, 任意时刻, 其充电和放电的状态唯一。

储能电站能量流动为:

$$E_{i,t+1} = E_{i,t} + \left(\eta_{BIn} P_{BIn,i,t} - \frac{P_{BOut,i,t}}{\eta_{BOut}} \right) \quad (5)$$

式中: $E_{i,t}$ 为第 i 个储能电站 t 时刻内部存储的电能; η_{BIn} 为储能电站充电效率; η_{BOut} 为储能电站放电效率。式(5)表示储能电站在任意 2 个时刻存储的电能差等于充电功率减去放电功率。

储能电站能量约束:

$$E_{Min,i} \leq E_{i,t} \leq E_{Max,i} \quad (6)$$

式中: $E_{Max,i}, E_{Min,i}$ 分别为第 i 个储能电站内部存储的电能的极大值与最小值。

充电状态切换整数变量约束:

$$\begin{cases} x_{BIn,i,t} - x_{BIn,i,t-1} = s_{BIn-up,i,t} - s_{BIn-down,i,t} \\ x_{BOut,i,t} - x_{BOut,i,t-1} = s_{BOut-up,i,t} - s_{BOut-down,i,t} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $s_{BIn-up,i,t}$ 为第 i 个储能电站 t 时刻由非充电转

换到充电的动作变量,为1表示由未充电切换到充电,为0表示状态未变化; $s_{BIn-down,i,t}$ 为第*i*个储能电站*t*时刻由充电切换到未充电的动作变量,为1表示由充电切换到未充电,为0表示状态未变化。类似的, $s_{BOut-up,i,t}$ 为第*i*个储能电站*t*时刻由非放电切换到放电的动作变量,为1表示由未放电切换到放电,为0表示状态未变化; $s_{BOut-down,i,t}$ 为第*i*个储能电站*t*时刻由放电切换到未放电的动作变量,为1表示由放电切换到未放电,为0表示状态未变化。

上述充电状态切换整数变量二者不可同时发生,故有约束:

$$\begin{cases} 0 \leq s_{BIn-up,i,t} + s_{BIn-down,i,t} \leq 1 \\ 0 \leq s_{BOut-up,i,t} + s_{BOut-down,i,t} \leq 1 \end{cases} \quad (8)$$

(2) 地区间联络线功率约束。

$$\mu_L \leq \mu \leq \mu_H \quad (9)$$

式中: μ_L, μ_H 分别为区域对外联络线传输功率下限和上限; μ 为联络线输送功率。

2 实际电网案例分析

2.1 电网基本情况和研究基础

以西北某实际电网为案例分析储能电站对电网购电特性的影响,储能电站考虑为抽水蓄能电站,电网电源结构如表1所示。该省特高压直流投产后,11时—22时满容量送电,其他时段低台阶运行。全年送出电量约 2.06×10^{10} kW·h,年利用小时数约5 150 h。为满足网内负荷和特高压直流外送需求,需从西北主网购电。

表1 电源结构和储能建设方案

Table 1 Structure of power sources and construction plan of energy storage

电源结构		储能建设方案	
电源	装机容量 $\times 10^4$ /kW	方案	方案描述
水电	1 301	A	直线购电
光伏	1 400	B	阶梯式购电
风电	500	C	阶梯式购电,1 200 MW 储能
光热	34	D	阶梯式购电,2 400 MW 储能
合计	3 235		

研究过程分两部分:(1) 研究购电曲线对购电量的影响,确定购电方式;(2) 在确定购电方式后,分析储能电站对购电特性的影响。鉴于该省水电资源丰富,储能发挥调频、备用、无功/电压、黑启动等作用的需求不大,储能主要是为大规模发展新能源提供调峰服务,其规模需求在百万千瓦级以上,文中所设储能电站规模按1 200 MW和2 400 MW考虑。

2.2 购电曲线形状对购电特性的影响

2.2.1 方案 A

采用全时段8 760 h生产模拟,对逐月直线购电进行优化,外购电曲线如图2所示,运行模拟计算结果如表2所示。

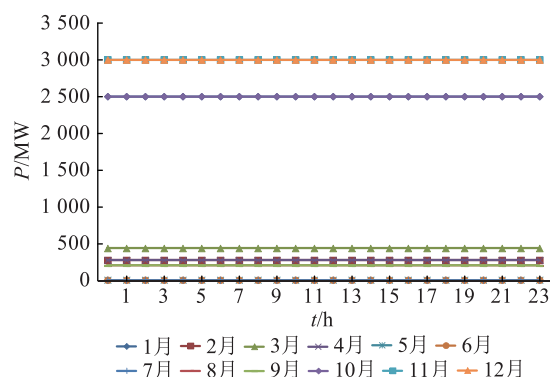


图2 逐月购电曲线(方案 A)

Fig.2 Monthly electricity purchase curves (case A)

表2 电网运行指标(方案 A)

Table 2 Operational indicators (case A)

指标	数值
需电量 $\times 10^8$ /(kW·h)	1 046
省内需电量 $\times 10^8$ /(kW·h)	840
直流送电量 $\times 10^8$ /(kW·h)	206
水电装机/MW	13 010
新能源装机/MW	19 340
光伏发电功率/MW	14 000
光热发电功率/MW	340
风电发电功率/MW	5 000
弃电率/%	8.06
弃光率/%	10.02
弃风率/%	3.67
火电利用小时数	5 022
长期购电量 $\times 10^8$ /(kW·h)	90.90

采用直线购电时,全年购电量 9.09×10^9 kW·h,最大购电功率需求为3 000 MW,新能源弃电率为8.06%,其中弃光率10.02%,弃风率3.67%。可以看出,电网新能源弃电率较高,长期购电量较多。

2.2.2 方案 B

采用全时段8 760 h生产模拟,对逐月购电曲线进行阶梯式优化,购电曲线如图3所示,系统运行模拟计算结果如表3所示,未标出的指标其数值与表2一致,下文同。

采用阶梯购电时,全年购电量 8.05×10^9 kW·h,最大购电功率需求为4 000 MW。新能源弃电率为4.92%,其中弃光率5.79%,弃风率2.96%。可以看出,和直线购电方式相比,采用阶梯购电方式,新能源弃电率和购入电量均下降,但购电功率最大值提

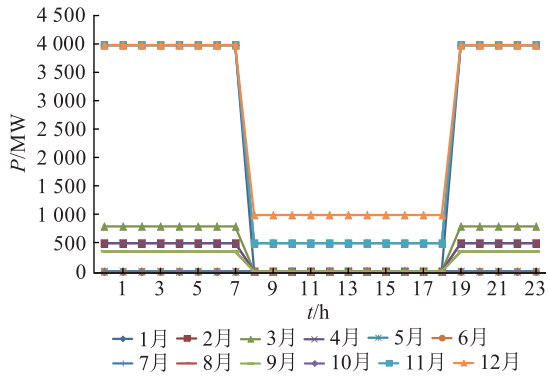


图3 逐月购电曲线(方案B)

Fig.3 Long-term electricity purchase curves(case B)

表3 电网运行指标(方案B)

Table 3 Operational indicators(case B)

指标	数值
弃电率/%	4.92
弃光率/%	5.79
弃风率/%	2.96
火电利用小时数	5 019
长期购电量 $\times 10^8/(kW \cdot h)$	80.50

高至 4 000 MW。

对比方案 A 和方案 B 可知,为了降低新能源弃电率,进而降低外购电量,采用阶梯购电方式较优。

2.3 储能电站对购电特性的影响

确定外购电方式后,研究需建设的储能电站的规模,从而进一步降低新能源弃电率和外购电量,同时降低最大购电功率。

2.3.1 方案 C

该方案在方案 B 的基础上,增加 1 200 MW 抽水,通过生产仿真模拟,得到如图 4 所示购电曲线,计算结果见表 4。全年购电量 7.531×10^9 kW·h,最大购电功率 3 000 MW,新能源弃电率 2.56%,其中弃光率 2.90%,弃风率 2.41%。

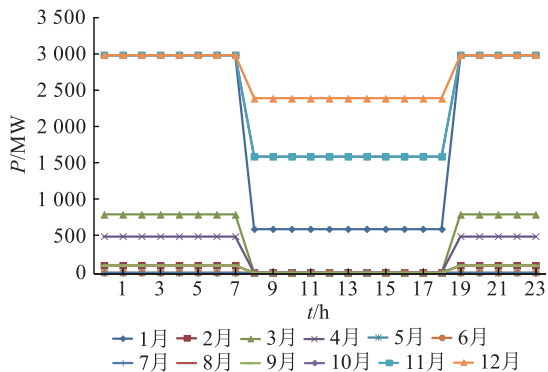


图4 长期购电曲线(方案C)

Fig.4 Electricity purchase curves(case C)

对比方案 C 和方案 B 可知,由于储能电站的加入,最大购电功率降低约 1 000 MW,全年购电量降

表4 电网运行指标(方案C)

Table 4 Operational indicators(case C)

指标	数值
弃电率/%	2.56
弃光率/%	2.90
弃风率/%	2.41
火电利用小时数	5 012
长期购电量 $\times 10^8/(kW \cdot h)$	75.31

低约 5×10^8 kW·h。即储能电站加入系统运行后,储能电站有约 1 000 MW 的容量效益。

2.3.2 方案 D

该方案在方案 B 的基础上,增加 2 400 MW 储能电站,购电曲线如图 5 所示,计算结果如表 5 所示。全年购电量为 7.16×10^9 kW·h,最大购电功率 3 000 MW,新能源弃电率 1.23%,其中弃光率 0.96%,弃风率 1.85%。

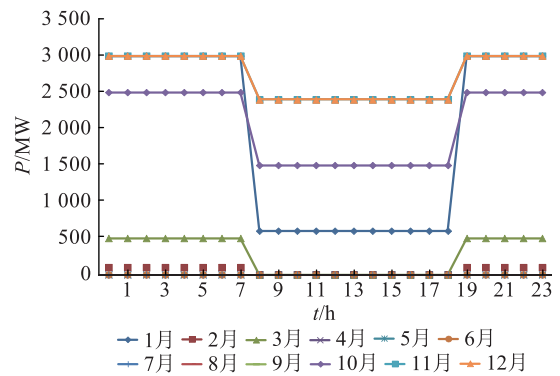


图5 购电曲线(方案D)

Fig.5 Electricity purchase curves(case D)

表5 电网运行指标(方案D)

Table 5 Operational indicators(case D)

指标	数值
弃电率/%	1.23
弃光率/%	0.96
弃风率/%	1.85
火电利用小时数	5 019
长期购电量 $\times 10^8/(kW \cdot h)$	71.60

对比方案 D 和方案 C 可以看出,2 400 MW 储能电站加入运行,最大购电功率不变,新能源弃电率降低。

2.4 综合分析

对各方案进行汇总,如表 6 所示。可以看出:(1) 阶梯式购电能够降低新能源弃电率和外购电量,但最大购电功率有所提高,为了降低外购电量,采用阶梯购电;(2) 储能电站加入运行后,外购电量、新能源弃电率进一步降低,最大购电功率比无储能电站时降低约 1 000 MW;(3) 建设 2 400 MW

和 1 200 MW 储能电站相比,在降低外购电量和最大购电功率方面基本相同。建议采用阶梯式购电,并建设 1 200 MW 储能电站。

表 6 计算结果汇总
Table 6 Summary of calculation results

指标	方案			
	A	B	C	D
弃电率/%	8.06	4.92	2.56	1.23
购电量 $\times 10^8$ /(kW·h)	90.90	80.50	75.30	71.60
最大购电功率/MW	3 000	4 000	3 000	3 000
火电利用小时数	5 022	5 019	5 012	5 019

3 结语

文中研究了储能电站对电网外购电量、新能源弃电率和最大购电功率的影响。采用基于数学优化的 8 760 h 长时间尺度的生产模拟仿真程序,考虑了机组启停、水电跨日、周调节、抽蓄跨日调节、光热电站跨日、周调节。西北某实际电网仿真案例表明:阶梯式购电可降低新能源弃电率和外购电量,储能电站加入运行后,外购电量、新能源弃电率和最大购电功率进一步降低,2 400 MW 和 1 200 MW 储能电站相比,在降低购电量和最大购电功率方面基本相同,因此建议采用阶梯购电方案,并建设 1 200 MW 储能电站。

参考文献:

[1] 吴慧军,申建建,程春田,等. 网省两级调度多电源短期联合调峰方法[J]. 中国电机工程学报,2015,35(11):2743-2755.
WU Huijun, SHEN Jianjian, CHENG Chuntian, et al. Coordination method of regional and provincial grids for short-term peak shaving operation among hybrid energy sources[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(11): 2743-2755.

[2] 董超,卢恩,谭力强,等. 基于电源特性优化协调的广东电网调峰策略[J]. 广东电力,2016,29(1):41-44.
DONG Chao, LU En, TAN Liqiang, et al. Peak regulation strategy for Guangdong power grid based on optimization and coordination of power source characteristic[J]. Guangdong Electric Power, 2016, 29(1): 41-44.

[3] 程鑫,卢洵,樊扬,等. 广东调峰电源调用序位研究[J]. 广东电力,2018,31(5):56-63.
CHENG Xin, LU Xun, FAN Yang, et al. Research on dispatching order of peak load regulation power source in Guangdong[J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(5): 56-63.

[4] 杨震,夏俐,管晓宏. 带有储能的可再生能源调度问题研究[J]. 智慧电力,2017,45(7):25-30,50.
YANG Zhen, XIA Li, GUAN Xiaohong, et al. Study on renewable energy dispatching with energy storage[J]. Smart Power, 2017, 45(7): 25-30, 50.

[5] 张强,代建. 基于 WSR 的用户参与新能源发电并网调峰系

统研究[J]. 智慧电力,2018,46(6):27-33.
ZHANG Qiang, DAI Jian. Study on end-user's participation in new energy power generation and network peaking based on WSR methodology[J]. Smart Power, 2018, 46(6): 27-33.

[6] 毛晓姝,周博文. 考虑可再生能源和需求管理的电源优化规划问题研究[J]. 智慧电力,2018,46(7):35-41.
MAO Xiaoshu, ZHOU Bowen. Study on generation expansion plan considering renewable energy and demand management[J]. Smart Power, 2018, 46(7): 35-41.

[7] 杨宏,刘建新,苑津莎. 风电系统中常规机组负调峰能力研究[J]. 中国电机工程学报,2010,30(16):26-31.
YANG Hong, LIU Jianxin, YUAN Jinsha. Research of peak load regulation of conventional generators in wind power grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(16): 26-31.

[8] 钟海旺,夏清,丁茂生,等. 以直流联络线运行方式优化提升新能源消纳能力的新模式[J]. 电力系统自动化,2015,39(3):36-42.
ZHONG Haiwang, XIA Qing, DING Maosheng, et al. A new mode of HVDC tie-line operation optimization for maximizing renewable energy accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(3): 36-42.

[9] 韩红卫,涂孟夫,张慧玲,等. 考虑跨区直流调峰的日前发电计划优化方法及分析[J]. 电力系统自动化,2015,39(16):138-143.
HAN Hongwei, TU Mengfu, ZHANG Huiling, et al. Day-ahead generation scheduling method considering adjustable HVDC plan and its analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(16): 138-143.

[10] 樊海锋,俞智鹏,刘文龙,等. 储能参与电力系统快速调频的需求评估方法[J]. 电力工程技术,2019,38(2):18-24.
FAN Haifeng, YU Zhipeng, LIU Wenlong, et al. A demand assessment approach of energy storage for participating in fast frequency regulation of power system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2019, 38(2): 18-24.

[11] 孟冰冰,郭丰慧,胡林献,等. 考虑天然气-电力耦合的多能源系统风电消纳分析[J]. 电力工程技术,2019,38(6):2-8.
MENG Bingbing, GUO Fenghui, HU Linxian, et al. Wind abandonment analysis of multi-energy systems considering gas-electricity coupling[J]. Electric Power Engineering Technology, 2019, 38(6): 2-8.

[12] 任震,潘锡芒,黄雯莹,等. 市场环境下抽水蓄能电站问题的几点思考[J]. 水电自动化与大坝监测,2003,27(1):6-10.
REN Zhen, PAN Ximang, HUANG Wenying, et al. Reflections on the issues of pumped storage power station in deregulated power market[J]. Dam Observation & Geotechnical Tests, 2003, 27(1): 6-10.

[13] 徐得潜,韩志刚,翟国寿,等. 抽水蓄能电站与火电站配合运行优化模型研究[J]. 水利发电学报,1996(4):11-20.
XU Deqian, HAN Zhigang, ZHAI Guoshou, et al. Research on the optimal cooperation pattern of a pumped-storage station with thermal power plants[J]. Journal of Hydroelectric Engi-

- neering, 1996(4):11-20.
- [14] 张国玉,洪超,陈杜琳,等. 面向储能电站调度的光储发电系统运行优化策略研究[J]. 电力工程技术, 2017, 36(3): 50-56.
- ZHANG Guoyu, HONG Chao, CHEN Dulin, et al. Operation optimization of photovoltaic-energy storage hybrid system based on scheduling of battery energy storage system [J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(3): 50-56.
- [15] ZHANG N, KANG C, KIRSCHEN S K, et al. Planning pumped storage capacity for wind power integration [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 4(2): 393-401.
- [16] DVORKIN Y, FERNANDEZ-BLANCO R, KIRSCHEN D S, et al. Ensuring profitability of energy storage [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 611-623.
- [17] 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.
- ZHENG Le, HU Wei, LU Qiuyu, et al. Research on planning and operation model for energy storage system to optimize wind power integration [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2533-2543.
- [18] ZHANG N, LU X, MCELROY M B, et al. Reducing curtailment of wind electricity in China by employing electric boilers for heat and pumped hydro for energy storage [J]. Applied Energy, 2016(184): 987-994.
- [19] JABR R A, DZAFIC I, PAL B C. Robust optimization of storage investment on transmission networks [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(1): 531-539.
- [20] XIONG P, SINGH C. Optimal planning of storage in power systems integrated with wind power generation [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(1): 232-240.
- [21] 孙沛,傅旭,李富春,等. 含有电加热装置的光热机组运行策略研究[J]. 智慧电力, 2018, 46(3): 38-43.
- SUN Pei, FU Xu, LI Fuchen, et al. Study on the operation of concentrating solar power with electric heating device [J]. Smart Grid, 2018, 46(3): 38-43.

作者简介:



傅旭

傅旭(1976),男,博士,教授级高级工程师,注册咨询工程师,从事电力系统规划分析方面的研究工作(E-mail: fuxu@nwepdi.com);

严欢(1988),女,硕士,工程师,从事电网规划与分析研究工作;

李富春(1982),男,硕士,高级工程师,从事电力系统规划设计研究工作。

Influence of energy storage power station on the power purchase characteristics of power grid

FU Xu¹, YAN Huan², LI Fuchun¹, WANG Zhe², WU Xiong³, JIA Honggang²

(1. Northwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group, Xi'an 710075, China; 2. State Grid Shaanxi Electric Company Economic Research Institute, Xi'an 710075, China; 3. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: With the widespread application of energy storage power stations in the power grid, due to the energy relocation of energy storage power stations, the impact of large-scale energy storage power stations on the power purchase characteristics of the power grid is becoming increasingly important. The production simulation program based on mathematical optimization is adopted to study the demand for electricity purchase and the power grid operation condition considering the start and stop of the unit, hydropower cross-week adjustment, pumping and storage cross-day adjustment, solar thermal power station cross-day adjustment. The influence of the power purchase curve mode on the amount of purchased electricity is studied, and the external power purchase mode is determined. Then the impact of the energy storage power station on external power purchase mode is analyzed. The simulation results of an actual power grid in northwest China show that compared with the straight-line power purchase mode, the step power purchase mode can reduce the amount of purchased electricity and new energy abandonment rate, but the maximum power purchase is increased. On the basis of the step power purchase mode, the construction of an energy storage power station can further reduce the amount of external purchased electricity, new energy abandonment rate and the maximum purchased power. It is recommended to adopt step power purchase mode and a 1 200 MW energy storage power station. The research results can provide references for the construction of grid-side energy storage station in high proportion of new energy systems in China.

Keywords: energy storage power station; new energy abandonment rate; production simulation; purchase electricity energy; purchase power curve

(编辑 方晶)