

[源网荷储]

基于改进遗传算法的源网荷储协同控制方法

文/李成¹ 匡也²

1. 国家电投集团江苏电力有限公司; 2. 上海发电设备成套设计研究院有限责任公司

从源网荷储一体化的实施模式和重要意义入手, 介绍源网荷储协同控制模型的构建方法, 基于改进遗传算法对模型进行求解, 并开展仿真实验分析。研究结果显示: 采用该协同控制方法, 电力系统中的风光弃电量明显减小、运行成本明显降低, 能提高电网对新能源的消纳能力, 有助于促进源网荷储一体化发展。

截至2023年底, 我国电力装机总容量达到29.2亿kW, 其中光伏装机容量约6.1亿kW, 同比增长55.2%; 风电装机容量约4.4亿kW, 同比增长20.7%。然而, 光伏和风电两者的发电量占比仅为15%, 电网通道限制、风光波动带来的不确定性, 成为电力消纳中的一个难题。2024年7月, 《加快构建新型电力系统行动方案(2024—2027年)》发布, 标志着新型电力系统的建设步伐加速, 以便更好、更快实现“双碳”目标。

源网荷储一体化可保障电力系统运行的可靠性和稳定性, 近年来成为一个研究热点。在源网荷储的优化调度方面, 有学者提出双层控制策略, 上层建立网损最小优化模型, 下层对能源耦合设备与柔性负荷协调调度, 将其用在含多微网的配电网中, 有效降低了系统运行成本^[1]。刘晓宇等^[2]为了消除电力系统在不同区域存在的调频控制偏差, 引入分解调频信号频谱和微分方程, 最终协调了电网的运行过程。姜涛等^[3]针对配电网电压越限、网损过大等问题, 采用二阶锥松弛技术和交替方向乘子法, 显著减小了电网损耗。本研究在此基础上, 综合考虑分布式能源的发电特点和柔性负荷存在的波动因素, 建立源网荷储协同控制模型, 并采用改进遗传算法求解。

源网荷储一体化的实施模式和重要意义

1. 实施模式

源网荷储一体化, 是指在电力网络中将发电端、输电网络、用电需求及储能装置整合为一个整体, 目的是提高新能源电力的使用率, 增强电力系统的稳定性和灵活性, 从而解决规模化新能源与新型负荷大量接入、即插即用的问题。据不完全统计, 目前已有内蒙古、新疆和青海等多个地区制定了源网荷储一体化试点方案。

具体实施时, 按照范围大小分为区域级、市县级和园区级3种模式: ①区域级模式。将电源供应商、电力消费者以及独立储能服务等市场参与者纳入体系, 采用市场导向的交易机制, 利用价格杠杆激励各市场主体灵活调整其电力供应与需求, 既增强用户的电力负荷管理能力, 又能激发电力调峰方面的主动参与度, 逐渐实现全网统一调度。②市县级模式。在部分城市构建具备高度协同性的源网荷储一体化局部电网项目, 明确城市的核心用电需求, 探索优化局部电网架构的策略; 同时设计热电联供机组、可再生能源发电站以及灵活调控的电热负荷综合运营模式。③园区级模式。选择城市住宅区和商业区, 利用已有的电力基础设施打造并网型微电网, 积极开发分布式能源, 达到就近并网利用

的效果。同时运用先进技术手段，增强负荷侧的灵活调节与响应能力。

2. 重要意义

1) 增强电力系统的稳定性。根据相关调查分析，未来5~10年间我国每年新增用电量约为5 000亿kW·h，这部分新增加的电量需求，主要依靠清洁能源发电机组生产的电力满足。但是，大规模新型电能接入电网会带来电压波动问题，此时就需要研发新型电力系统。源网荷储一体化发展，能加快新能源对传统电源的安全可靠替代，有助于新能源就地消纳利用，保障电力系统的稳定性，并且减少碳排放量，更好实现“双碳”目标。

2) 提高电力系统的调节能力。随着我国新能源的增长加速，相应的消纳压力也在增加，源网荷储一体化发展能提高电力系统的调节能力。具体来看，对电源侧而言，有助于充分发挥常规电源的灵活调节作用；对电网侧而言，能进一步提高电网平台的资源配置能力；对负荷侧而言，在明确用电需求的基础上能灵活调节电能资源；对储能侧而言，可增强电力保供和新能源消纳能力，尤其在调峰紧张时段可实现储能的充分调用与共享。

源网荷储协同控制模型的构建

1. 确定目标函数

电源侧、负荷侧和储能侧的设备数量多，在空间上分布并不集中，确定目标函数时，首先要统计终端配置节点的数量，然后将节点数据传输至云平台，采用优化算法实现协同控制。如此，整个电力系统的运行更加稳定，还能减少损耗，突出环保优势。从这个角度出发，源网荷储协同控制的目标有两个：一是减少风光弃电量，提高风电、光电的利用率；二是减小系统运行成本，这些成本包括响应成本、损耗成本、污染治理成本等。基于此，确定源网荷储协同控制的目标函数为

$$\begin{cases} \min C_{\Sigma} = C_{PV,M} + C_F + C_{\Omega} + C_{DR} + C_{ES} \\ \min F = \sum_{t=1}^T P_{PV,t} + \sum_{t=1}^T P_{M,t} \end{cases} \quad (1)$$

式中， C_{Σ} 为电力系统运行时的各类成本总和； $C_{PV,M}$ 为光伏和风电的发电成本； C_F 为火电生产的能耗成本； C_{Ω} 为污染治理成本； C_{DR} 为用户侧相应成本； C_{ES} 为储能侧损耗成本； F 为电力系统对风光的弃电

量之和； P_{PV} 为光伏机组的输出功率； P_M 为风电机组的输出功率； T 为时长。

(1) 总能耗成本

电力系统的总能耗成本由火电机组能耗成本、风电机组能耗成本和光伏能耗成本三个部分组成。

火电机组的能耗成本为

$$C_F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_F} [C_{P,i} P_{it} a_{it} + C_{S,i} a_{it} (1 - a_{it(t-1)})] \quad (2)$$

式中， N_F 为火电机组的个数； P_{it} 为机组 i 在时刻 t 的输出功率； a_{it} 为机组功率输出状态，0代表没有输出，1代表正常输出； $C_{S,i}$ 为火电机组在启动时的能耗成本； $C_{P,i}$ 表示火电机组出力时的能耗成本。

光伏和风电的发电成本为

$$C_{PV,M} = \sum_{t=1}^T (\sum_{i=1}^{N_{PV}} C_{PV} P_{PV,i,t} + \sum_{i=1}^{N_M} C_M P_{M,i,t}) \quad (3)$$

式中， C_{PV} 为光伏机组单位发电量的成本电价； C_M 为风电机组单位发电量的成本电价； N_{PV} 为光伏机组的数量； N_M 为风电机组的数量； P_{PV} 为光伏机组的输出功率； P_M 为风电机组的输出功率。

其中， P_{PV} 和光伏机组额定功率、光照强度和环境温度等因素有关，计算公式为

$$P_{PV}(t) = P_0 \frac{S(t)}{S_0} \{1 + \kappa_T [\theta(t) - \theta_0]\} \quad (4)$$

式中， P_0 为光伏机组的额定输出功率； $S(t)$ 为时段 t 的光照强度； S_0 为光照强度标准值； κ_T 为温度系数； $\theta(t)$ 为时段 t 的外部温度； θ_0 为环境温度标准值。 P_M 则与风机叶片大小、风速、空气密度、风能转化率等因素有关，计算公式为

$$P_M = \frac{\pi r_M^2 v^3 \rho \eta_M}{2} \quad (5)$$

式中， r_M 为风机叶片半径； v 为当地平均风速； ρ 为当地空气密度； η_M 为风机对风能的转化率。

(2) 用户侧响应成本

用户侧响应成本指的是电力系统中电能的供应与需求不平衡时，通过补偿负荷措施或利用分时电价政策，让用户改变用电方式，尽量达到供需平衡状态，以维持电力系统的安全稳定运行。计算公式为

$$C_{DR} = \sum_{t=1}^T \{ [\sum_{k=1}^{N_{DR}} \varepsilon_a (P_{DRk,t} - \bar{P}) + N_{DR} \varepsilon_b \bar{P}] + \sum_{l=1}^{N_{DR}} \varepsilon_b P_{DRl,t} \} \quad (6)$$

式中， N_{DR} 为电力用户响应个数； $\bar{P}$ 为响应补偿价格的临界功率； ε_a 为 P_{DR} 大于 $\bar{P}$ 时补偿系数取值； ε_b

为 P_{DR} 小于 $\bar{P}$ 时补偿系数取值； $P_{DR,k,t}$ 为大于 $\bar{P}$ 时的补偿量； $P_{DR,t}$ 为小于 $\bar{P}$ 时的补偿量。

(3) 储能侧损耗成本

储能装置的功能是保证电力系统稳定运行，防止电压、电流等参数出现突然、明显的波动，其实实现途径主要有两个：一是削峰平谷，二是有功和无功补偿。在现实应用中，影响储能装置使用寿命的因素较多，常见如环境温度、环境湿度和充放电次数等。该装置正常使用时，一次充放电消耗的成本为

$$C_0 = \frac{C_E}{N_t} = \frac{C_E}{\alpha_1 D_{0D}^{-\alpha_2}} \quad (7)$$

式中， C_E 为储能装置的固定投资； N_t 为储能装置的设计寿命； α_1 、 α_2 分别为充电和放电系数； D_{0D} 为充放电强度。

储能装置正常运行时，其损耗成本计算公式为

$$C_{ES} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{ES}} C_{0,ti} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{ES}} \frac{C_{ES,i}}{m_i \left(\frac{Q_{ti}}{Q_{ES,i}} \right)^{-ni}} \quad (8)$$

式中， N_{ES} 为储能装置的设置个数； $C_{0,ti}$ 为装置在时段 t 的损耗成本； Q_{ti} 表示放电量； $Q_{ES,i}$ 为存储容量。

(4) 污染排放治理成本

在火电、风电和光伏机组中，只有火电机组会排放污染物，典型代表如含氮化合物、 CO_2 和 SO_2 。火电机组在电力生产中，需要对各类污染物进行治理后再排放，在这个过程中产生的成本为

$$C_{\Omega} = \sum_{k=1}^K \rho_k \left\{ \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_F} [(\lambda_{ki} + \beta_{ki} P_{ki} + v_{ki} P_{it}^2) s_{it}] \right\} \quad (9)$$

式中， λ_{ki} 、 β_{ki} 、 V_{ki} 为污染物排放量与机组输出功率的相关性系数； ρ_k 为污染物排放量与治理成本的相关性系数； s_{it} 为影响污染物排放量的相关因素。

2. 设置约束条件

源网荷储一体化运行中，协同控制需要满足3个条件：①保持系统功率平衡，提高电力系统的运行稳定性。②将储能装置的容量控制在一定范围内，以降低装置的运行成本、延长其使用寿命。③电力负荷可根据实际用电需求进行调整，响应及时高效。

为满足条件①，设置约束条件为

$$P_L = P_{Mr} + P_{PVt} + P_{DRt} + P_{ESt} \quad (10)$$

式中， P_L 为负荷需求电量； P_{DR} 为用户侧响应值； P_{ES} 为储能装置的输出功率，其余同上。

为满足条件②，设置约束条件为

$$\begin{cases} Q_{\min} \leq Q_t \leq Q_{\max} \\ Q_t = (1-\tau)Q_{t-1} + \Delta Q_t \end{cases} \quad (11)$$

式中， $Q_{\min}$ 、 $Q_{\max}$ 分别表示最小和最大储能电量； τ 表示剩余电量的单位损耗情况。

为满足条件③，设置约束条件为

$$P_{L,x}^{\min} \leq P_{L,x} \leq P_{L,x}^{\max} \quad (12)$$

式中， $P_{L,x}^{\min}$ 为可削减负荷量 x 的上限值； $P_{L,x}^{\max}$ 为可削减负荷量 x 的下限值。

基于改进遗传算法的源网荷储协同控制模型求解方法

遗传算法是一种基于自然选择和遗传学原理的优化搜索算法，通过模拟自然界的进化过程，如选择、交叉和变异等操作，不断优化种群中的个体，以求得问题的最优解。然而，该算法的一个明显缺陷是随着运行时间延长，其搜索能力降低，进而产生早熟收敛的现象。为弥补这个缺陷，在遗传算法的基础上联合混沌算法，既能保证种群数量，又能减少进化次数，从而缩短求解用时。改进遗传算法应用中，迭代方式采用帐篷映射，表达式为

$$\varphi_{n+1} = \begin{cases} \bar{\omega} X_n & \text{if } X_n < 0.5 \\ \omega(1 - X_n) & \text{if } X_n \geq 0.5 \end{cases} \quad (13)$$

式中， X_n 为需要优化的个体； $\bar{\omega}$ 为混沌参数，取值范围1~2，随着取值增大、混沌效应增强。

算法改进后，求解步骤如下：①根据目标函数设置初始参数，主要包括种群数、迭代次数、优化步长等；②根据目标函数，计算所有个体对应的函数值，并且判断该数值是否早熟；③记录进化次数，当次数超过最大迭代次数的50%时，对种群进行混沌优化；若次数小于最大迭代次数的50%，就进入下一步；④进行个体选择，形成新的个体 X'_n ；⑤进行交叉变异操作；⑥重复迭代优化过程，直至满足所有约束条件后停止，此时即得到模型的最优解。

仿真实验分析

为验证该模型的控制效果，本次研究采用MATLAB软件，选择IEEE33节点系统为实验对象进行仿真分析。其中10个节点中，5个设置为光伏机组和风电机组，3个设置为储能装置，另外2个设置为可控负荷。

1. 系统参数设置

该电力系统的电压设置为12.6 kV，额定功率为10 MV·A，光伏机组的最大容量为1.0 MW，风电机组的最大容量为1.5 MW，储能装置的最大充放电功率为0.5 MW。仿真分析过程中，主要参数设置见表1，其他参数采用系统默认值。

表1 主要参数设置

参数	符号	取值
环境温度系数	κ_T	0.85
标准环境温度	θ_0	25 ℃
光伏机组单位发电量的成本电价	C_{PV}	0.30元/(kW·h)
风电机组单位发电量的成本电价	C_M	0.45元/(kW·h)
P_{DR} 大于 $\bar{P}$ 时补偿系数	ε_a	1.06
P_{DR} 小于 $\bar{P}$ 时补偿系数	ε_b	0.95
储能装置的充电放电系数	$\alpha_1、\alpha_2$	0.9
储能装置的充放电深度	D_{OD}	0.8
火电机组污染物排放量与出力的关系系数	λ_{ki}	0.78 kg/kW
	β_{ki}	0.04 kg/kW
	V_{ki}	0.005 kg/kW
污染排放治理成本与排放量的关系系数	ρ_k	0.009元/kW

2. 系统运行情况

电力系统24 h运行情况见表2。分析可知：
① 10:00—22:00是用电高峰时段，常规负荷在3.0~4.7 MW之间。24:00—次日8:00是用电低谷时段，常规负荷在1.0~2.8 MW之间。
② 风电机组在20:00—次日4:00的输出功率较大，且不同时刻的输出功率变化较大。
③ 光伏机组在8:00—16:00的输出功率较大，20:00—次日4:00的输出功率均为0。

表2 电力系统24 h运行功率变化

时刻/h	风电机组/ MW	光伏机组/ MW	常规负荷/ MW	柔性负荷/ MW
2	2.8	0	1.0	0
4	2.5	0	1.4	0
6	1.8	0.8	2.4	0
8	1.9	1.5	2.8	0
10	1.9	1.7	4.2	0.1
12	1.7	1.9	4.7	1.0
14	1.7	1.8	3.9	1.0
16	1.8	1.2	3.2	0
18	1.9	0.2	3.6	1.1
20	2.2	0	3.9	1.1
22	2.8	0	3.0	0.8
24	2.0	0	2.2	0

3. 优化控制结果

采用改进遗传算法对系统运行进行优化，设置交叉算子的最大值为0.9，最小值为0.6；变异算子的最大值为0.01，最小值为0.001；迭代200次；以风光弃电量和运行成本最低为优化目标。通过优化控制，在晨间（4:00—6:00）和下午（12:00—18:00），风电机组和光伏机组的发电量可满足负荷需求，该时段内不需购电、售电。在凌晨及深夜（22:00—次日4:00），风电发电量超过负荷需求，超过的部分由储能装置吸收。在晚间（18:00—22:00），风电和光伏的联合发电量不满足负荷需求，此时储能装置放电，增加电能供给总量；并配合分时电价政策，改变部分用户的用电方式，达到负荷调整、供需平衡的目标。一方面，优化后电力系统的负荷曲线更加平缓，发挥出明显的削峰填谷作用。另一方面，电力系统的风光弃电量为0.88 MW，能耗总成本为1.50万元，运行成本为2.34万元，相较于优化前的1.93 MW、2.58万元和3.04万元明显降低。

结束语

综上所述，大力发展光伏发电和风力发电等清洁能源，是我国能源产业的未来发展趋势，而清洁能源并网、电力系统稳定运行成为一个技术难点。本次研究针对源网荷储一体化运行中的协同控制问题，提出一种基于改进遗传算法的调度控制模型。该模型的应用，不仅具有削峰填谷作用，而且降低了系统的风光弃电量和运行成本，具有较高的应用价值，可保障新型电力系统的稳定运行。EA

（收稿日期：2024-12-20）

参考文献

[1] 林永君, 陈鑫, 杨凯, 等. 含多微网的主动配电网双层分布式优化调度[J]. 系统仿真学报, 2022, 34(11): 2323-2336.

[2] 刘晓宇, 王斌. 基于源网荷储优化的电力系统协同控制方法[J]. 电气自动化, 2021, 43(5): 45-47.

[3] 姜涛, 张东辉, 李雪, 等. 含分布式光伏的主动配电网电压分布式优化控制[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 102-109.