

基于博弈论的主动配电网扩展规划与光储选址定容交替优化

刘洪¹, 范博宇¹, 唐 翀¹, 葛少云¹, 王 莹², 郭 力¹

(1. 智能电网教育部重点实验室(天津大学), 天津市 300072; 2. 国网天津市电力公司, 天津市 300010)

摘要: 针对当前主动配电网规划方法无法反映投资者先后决策的问题, 提出了基于博弈理论的主动配电网扩展规划与光储选址定容的双层交替优化方法。首先, 基于当前欧洲国家广泛采用的自消费模式, 提出了考虑峰谷电价的光伏和储能系统运行策略; 其次, 在此基础上建立了主动配电网扩展规划和光储选址定容的双层优化模型; 然后, 提出了双层优化模型求解方法, 上层优化模型应用二进制粒子群算法进行优化, 下层优化模型中引入博弈理论, 决定光储的容量配置; 最后, 采用某规划区的配电系统进行仿真, 优化结果表明, 光储系统的合理配置与接入方案可有效降低用户的用电成本, 也可有效降低配电系统的网络损耗。

关键词: 光伏; 储能; 自消费; 交替优化; 博弈理论

0 引言

主动配电网是通过使用灵活的网络拓扑结构来管理潮流、以便对局部分布式能源(DER)设备进行主动控制和主动管理的配电系统。其中, DER包括分布式电源、储能、可控负荷等。近年来, 光伏发电迅速发展, 已成为中国能源结构中不可或缺的一部分, 同时, 储能系统的合理配置可以有效减少光伏出力 and 弃风功率, 增加可再生能源消耗。光伏和储能对于配电网的潮流、电压等影响显著, 而主动配电网扩展规划对于提高光储渗透率和综合利用率具有重要意义。

目前, 对分布式电源和储能系统已有大量的研究。文献[1-4]在分布式电源的选址定容方面展开了工作。文献[5-8]对储能系统的选址定容问题进行了深入研究。文献[9]利用二阶锥规划模型构建了计及分布式电源和储能装置接入的主动配电网规划模型, 但该模型仅从配电网规划的层面考虑了配电网企业的投资和运营成本, 并未从用户层面考虑其经济性成本问题。文献[10]构建了一个考虑储能选址定容和电压调整策略的双层优化模型, 但该模型并未考虑配电网的扩展规划。以上研究从不同的角度建立了分布式电源和储能的优化配置模型, 但没有与主动配电网的扩展规划相结合。同时, 对从

配电网企业和分布式电源所有者角度考虑先后顺序决策的最优规划问题的研究相对较少。

为此, 本文提出了在自消费模式下考虑峰谷电价的光伏和储能的运行策略, 在此基础上建立了双层交替优化模型来优化配电网运营商和用户的总成本。本文研究的是 10 kV 的中压配电网的扩展规划, 考虑的是各低压用户光伏和储能设备。上层优化模型的决策变量是储能和光伏的安装位置, 优化目标是配电公司的总成本。下层优化模型的决策变量是光伏和储能的容量, 优化目标是用户的总成本。进而提出双层优化模型的优化方法和求解过程, 上层优化模型应用二进制粒子群算法, 在下层模型中, 引入非合作 Nash 博弈方法^[11]在不同的用户中产生优化策略。最后, 本文采用某规划区的配电系统进行了仿真, 仿真结果说明, 在自消费模式下合理配置光伏和储能可以有效减少用户的成本, 实现光伏的完全利用。

1 自消费模式下的光储运行策略

1.1 自消费模式

对于并网型分布式电源而言, 目前国际上有多种通用的商业模式。其中新模式主要包括上网电价模式^[12-14]、净电量结算模式和自消费模式^[15-16]。分布式电源接入电网在不同的模式中发挥的经济影响不同。本文的研究主要基于在德国、丹麦、荷兰和其他欧洲国家广泛应用的自消费模式^[6]。自消费模式的基本原则是, 分布式电源产生的电能优先供给用户, 富余电量按照当地燃煤脱硫机组标杆电价卖给电网公司。

收稿日期: 2017-01-18; 修回日期: 2017-06-02。

上网日期: 2017-07-25。

国家重点研发计划资助项目(2016YFB0900401); 国家自然科学基金资助项目(51477116)。

1.2 光伏和储能的运行策略

安装了光储系统的用户应遵循如下原则:①光伏及储能装置出力应首先满足用户自身内部电力供应,减少对电网的影响;②考虑峰谷电价,在峰时电价时段,光伏发电富余电量优先反送入电网获取收益,在谷时电价时段,光伏发电富余电量优先存入储能装置;③当光伏发电不足以满足负荷需求时,应优先让储能装置放电以填补差额,不足部分由电网提供。

本文中,储能装置的充放电策略主要根据光伏与负荷的功率差额以及储能运行约束条件进行调整。在此基础上,可获取光储系统的详细运行策略。

2 光储选址定容与主动配电网扩展规划的双层优化模型

2.1 主动配电网扩展规划上层优化模型

2.1.1 上层模型目标函数

配电网企业解决配电网规划以及光储的选址问题,考虑配电网企业总成本/收益最优的目标函数如下:

$$C_{\text{Bdno,tol}} = B_{\text{dno,trans}} - C_{\text{dno,nl}} - C_{\text{net,los}} - C_{\text{up,pur}} \quad (1)$$

式中: $C_{\text{Bdno,tol}}$ 为配电网企业的总成本/收益,当值为正时,表示配电网企业可获得收益,值为负时,表示配电网企业亏损; $B_{\text{dno,trans}}$ 为与用户交易所取得的收益,即配电网企业与用户进行电能交易的收益,若用户向配电网倒送功率,配电网企业向用户支付上网费用,若配电网向用户输送功率满足负荷需求,配电网企业从用户侧获取售电收益; $C_{\text{dno,nl}}$ 为线路投资成本,即配电网企业在进行扩展规划的过程中新建线路和转供路径的投资成本,本文中采用其等年值进行计算; $C_{\text{net,los}}$ 为网损成本,即配电网在运行过程中产生的网络损耗成本; $C_{\text{up,pur}}$ 为购电成本,即配电网企业向上级电网购置电能的购电成本。

各项成本/收益的具体计算公式如下。

$$B_{\text{dno,trans}} = \sum_{i \in \Psi_{\text{PV}}} B_{\text{pvess}(i), \text{grid}} - \sum_{i \in \Psi_{\text{LD}}} C_{\text{load}(i), \text{sup}} \quad (2)$$

式中: Ψ_{PV} 为待安装光储系统的节点集合; $B_{\text{pvess}(i), \text{grid}}$ 为节点*i*上的用户向电网倒送功率所获取的收益; Ψ_{LD} 为负荷节点集合; $C_{\text{load}(i), \text{sup}}$ 为节点*i*上的用户向电网购电的购电成本。

当安装光储节点上的用户向电网倒送功率时,这部分用户向上级电网购电成本为零;当安装光储的节点向上级电网购电时,这部分用户向电网倒送功率为零。

$$C_{\text{dno,nl}} = \frac{r(1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \sum_{k=1}^{N_b} c_{\text{nl}} x_{\text{Nk}} l_k \quad (3)$$

式中: c_{nl} 为投资建设单位长度线路的费用; x_{Nk} 为第

k 条待新建线路或转供路径的状态,为1时表示该线路被选择新建,为0时表示未被选择新建; l_k 为第*k*条待新建线路或转供路径的长度; N_b 为网络中待新建线路和转供路径的总数; r 为贴现率; T 为工程周期。

$$C_{\text{net,los}} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} c_{\text{loss}} P_{\text{loss}(t), d} \quad (4)$$

式中: c_{loss} 为单位网损电量的费用; $P_{\text{loss}(t), d}$ 为第*d*天第*t*小时的系统网损功率。

$$C_{\text{up,pur}} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} c_{\text{up}} \left(P_{\text{loss}(t), d} + \sum_{i \in \Psi_{\text{LD}}} P_{\text{sup}(t, i), d} \right) \quad (5)$$

式中: c_{up} 为配电网企业向上级电网购电的单位购电电价; $P_{\text{sup}(t, i), d}$ 为第*i*个负荷节点第*d*天第*t*小时的网供负荷功率。

当安装光储节点上的用户向电网倒送功率时,这部分节点的网供负荷功率为零;当安装光储节点上的用户需向电网购电时,这部分节点的网供负荷功率不为零。

2.1.2 上层模型约束条件

配电网的扩展规划是在保证配电网的安全可靠运行的前提下进行的,因此分布式电源优化配置问题需满足配电网的潮流约束、节点电压与潮流越限约束、环状供电结构消除约束、馈线接线模式约束等。

1) 配电网的潮流约束

$$\begin{cases} P_i = U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_i = U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (6)$$

式中: P_i 和 Q_i 分别为节点*i*处有功、无功注入; U_i 和 U_j 分别为节点*i*和*j*电压幅值; G_{ij} 和 B_{ij} 分别为支路*ij*的电导、电纳; θ_{ij} 为节点*i, j*间电压相角差; $j \in i$ 表示与节点*i*相邻的节点。

2) 节点电压与潮流越限约束

为维护配电网的安全运行,配电网中各节点电压和各支路潮流不可超出其约束范围,但该约束并不严格,允许短时间某种程度上的过电压和潮流越限,对于该问题可以用机会约束条件解决:

$$U_{i \min} < U_i < U_{i \max} \quad (7)$$

$$P_j < P_{j \max} \quad (8)$$

式中: $U_i, U_{i \max}, U_{i \min}$ 分别为第*i*个节点的节点电压及其上、下限; P_j 和 $P_{j \max}$ 分别为第*j*条支路的传输功率及其上限。

3) 环状供电结构消除约束

配电线路在规划设计时需要满足“闭环设计、开环运行”的原则,因此,在进行配电网扩展规划的过

程中,应避免出现环状供电结构,具体表达式如下:

$$\sum_{e \in \Psi_{LL} \cap \Psi_{EL}} y_e + \sum_{k \in \Psi_{LL} \cap \Psi_{NL}} y_k \leq N_{LL} - 1 \quad \forall \Psi_{LL} \quad (9)$$

式中: Ψ_{LL} 为环状结构所含支路集; Ψ_{EL} 为原有线路支路集; Ψ_{NL} 为待新建线路支路集; N_{LL} 为支路集 Ψ_{LL} 中所含支路总数; y_e 和 y_k 分别为支路 e 和 k 的状态。

4) 馈线接线模式约束

正常运行状态下,同一负荷节点仅允许由一台主变进行供电。同时,应满足每条 10 kV 馈线至少有一条转供路径与其他 10 kV 馈线相连,且每两条 10 kV 馈线之间最多有一条转供路径,具体表达式如下:

$$\sum_{e \in \Psi_{ij, SCL} \cap \Psi_{EL}} y_e + \sum_{k \in \Psi_{ij, SCL} \cap \Psi_{NL}} y_k + \sum_{t \in \Psi_{ij, SCL} \cap \Psi_{CL}} y_t \leq N_{ij, SCL} \quad (10)$$

$$\sum_j \sum_{t \in \Psi_{ij, SCL} \cap \Psi_{CL}} y_t \geq 1 \quad (11)$$

$$\sum_{t \in \Psi_{ij, SCL} \cap \Psi_{CL}} y_t \leq 1 \quad (12)$$

式中: $\Psi_{ij, SCL}$ 为变电站 i 和变电站 j 间相连的支路集合, $i \neq j$; Ψ_{CL} 为联络线集; $N_{ij, SCL}$ 为支路集 $\Psi_{ij, SCL}$ 中所含支路总数; y_t 为支路 t 的状态。

5) 围栏约束

任何带有负荷的节点,及由该节点和其邻近节点构成的集合,应有支路与大电网相连^[17-18],即满足围栏约束。该约束数学形式在此略去。

6) 线路负载率约束

线路的负载率约束按照单联络供电模型来考虑,不得超过 50%。

2.2 光储容量配置下层优化模型

光伏发电具有一定的不确定性,其发电方式非恒功率发电,当前较多文献研究通过构建光伏发电的概率模型来反映光伏发电的不确定性。但是考虑到光伏发电具有较强的时序特性和季节特性,采用单一的概率模型无法完整体现光伏发电的时序特性,选用典型场景下光伏发电的时序出力模型更为适合。同时,本文的研究重点在于考虑峰谷电价的前提下,光伏、储能以及负荷之间相互匹配的特性,由于储能的充放电过程与负荷功率也存在一定的不确定性,采用概率模型将大大增加求解难度。因此,本文通过选用典型场景的方法,计算全年 365 个场景下,考虑光伏发电时序出力模型和负荷功率时序模型的目标函数值。

2.2.1 下层模型目标函数

配电公司确定可安装光伏和储能的位置之后,用户投资光伏和储能,光伏和储能的投资和维护费用由用户承担。下层优化模型的决策变量是光伏和储能的容量,光伏和储能的容量是连续变化的值,本文取定单位容量,用户安装光储的容量是单位容量的倍数,用光伏安装数和储能安装数来表示,将连续性的问题处理为离散性的问题,以方便提高计算效率。考虑用户总成本/收益最优的目标函数如下:

$$C_{Bco} = [C_{Bco(1), tol} \quad \cdots \quad C_{Bco(i), tol} \quad \cdots \quad C_{Bco(n_{PV}), tol}] \quad (13)$$

$$C_{Bco(i), tol} = B_{pv(i), gen} - C_{co(i), ins} - C_{co(i), re} - C_{co(i), ma} - C_{co(i), trans} \quad (14)$$

式中: n_{PV} 为安装光储系统的用户总数; $C_{Bco(i), tol}$ 为用户 i 的总成本/收益,值为正时,表示用户获得收益,值为负时,表示用户亏损; $B_{pv(i), gen}$ 为光伏发电补贴,即为鼓励用户安装光伏,政府通常根据光伏发电量进行的政策性补贴; $C_{co(i), ins}$ 为设备安装成本,即安装光伏和储能装置的成本费用,本文中采用等年值进行计算,认为光伏和储能完全对应; $C_{co(i), re}$ 为设备置换成本,考虑到光伏与储能装置具有使用寿命,当达到使用寿命的终期时,需要及时进行置换,光伏或储能装置在整个投资周期内进行置换所花费的成本,记为设备置换成本,本文采用等年值进行计算; $C_{co(i), ma}$ 为设备维护成本,即设备运行过程中所需维护的成本费用; $C_{co(i), trans}$ 为电能交易成本,当光储系统无法完全满足用户的用电需求时,用户需要通过向电网支付购电费用获取所需电量,当光储系统具有富余电量时,用户可将富余电量反送电网获取收益。

在本文中,用户与电网交易产生的费用或收益记为用户的电能交易成本。通过读入光伏功率和负荷功率的全年小时数据,以 1 h 为计算步长,产生功率平衡年数据。在下一步中,以 1.2 节中的光储运行策略为基础,计算出由光伏和储能产生的倒送功率和由电网提供的负荷功率。需要注意的是,用户的电能交易成本和配电网企业与用户交易所取得的收益互为相反数。详细的计算方法和表达式见附录 A。

各项成本的具体计算公式如下。

$$C_{co(i), trans} = C_{load(i), sup} - B_{pvess(i), grid} \quad (15)$$

$$C_{co(i), inv} = \frac{r(1+r)^T}{(1+r)^T - 1} (N_{pv(i)} C_{pv, inv} + N_{ess(i)} C_{ess, inv}) - \alpha \frac{r}{(1+r)^T - 1} \cdot (N_{pv(i)} C_{pv, inv} + N_{ess(i)} C_{ess, inv}) \quad (16)$$

式中: α 为设备残值占设备初值的百分比; $N_{pv(i)}$ 为光伏安装数; $N_{ess(i)}$ 为储能安装数; $C_{pv,inv}$ 为单个光伏安置成本; $C_{ess,inv}$ 为单个储能安置成本。

$$C_{co(i),re} = \frac{r(1+r)^T}{(1+r)^T - 1} (R_{pv(i)} C_{pv,ins} + R_{ess(i)} C_{pv,ins}) \quad (17)$$

$$\begin{cases} R_{pv(i)} = N_{pv(i)} \frac{T}{L_{pv}} \\ R_{ess(i)} = N_{ess(i)} \frac{T}{L_{ess}} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $R_{pv(i)}$ 为整个工程周期内光伏的置换数; $R_{ess(i)}$ 为储能的置换数; L_{pv} 为光伏使用寿命; L_{ess} 为储能使用寿命。

$$C_{co(i),ma} = N_{pv(i)} C_{pv,ma} + N_{ess(i)} C_{ess,ma} \quad (19)$$

式中: $C_{pv,ma}$ 为单个光伏装置的维护成本; $C_{ess,ma}$ 为单个储能装置的维护成本。

2.2.2 下层模型约束条件

在储能的运行过程中,通常要考虑的约束条件主要包括充放电功率约束、剩余容量约束及始末容量约束^[15]。具体表达式如下。

1) 充放电功率约束

$$\begin{cases} 0 \leq u_{c,t} \leq 1 \\ 0 \leq u_{d,t} \leq 1 \\ u_{c,t} + u_{d,t} \leq 1 \end{cases} \quad (20)$$

式中: $u_{c,t}$ 为 t 时刻的充电标志位,即储能装置充电时为 1,不充电时为 0; $u_{d,t}$ 为 t 时刻的放电标志位,即储能装置放电时为 1,不放电时为 0。

$$\begin{cases} 0 \leq p_{c,t} \leq u_{c,t} p_{cmax} \\ 0 \leq p_{d,t} \leq u_{d,t} p_{dmax} \end{cases} \quad (21)$$

式中: $p_{c,t}$ 为 t 时刻的实际充电功率; $p_{d,t}$ 为 t 时刻的实际放电功率; p_{cmax} 为最大充电功率; p_{dmax} 为最大放电功率。

2) 剩余容量约束

储能装置的寿命一般与充放电深度相关,过充过放都会增加储能装置的寿命损耗,所以需要对 t 时刻储能装置的剩余容量以及荷电状态进行约束:

$$S_{min} E_S \leq E_{SOC,t} \leq S_{max} E_S \quad (22)$$

式中: $E_{SOC,t}$ 为 t 时刻的储能剩余容量; E_S 为储能的额定容量; S_{min} 为最小荷电状态; S_{max} 为最大荷电状态。

其中, $E_{SOC,t}$ 的具体推导公式如下:

$$E_{SOC,t+1} = E_{SOC,t} + \left(u_{c,t} p_{c,t} \eta_c - u_{d,t} \frac{p_{d,t}}{\eta_d} \right) \Delta t \quad (23)$$

式中: η_c 为储能装置的充电效率; η_d 为放电效率; Δt

为充放电时间间隔,本文记为 1 h。

3) 始末容量约束

一个完整的充电周期内,需保证储能装置起始时刻的剩余电量与终止时刻的剩余电量相等,即在一个周期内,储能充电电量与储能放电量需一致。

$$\sum_t^{T_N} p_{c,t} \eta_c = \sum_t^{T_N} \frac{p_{d,t}}{\eta_d} \quad (24)$$

式中: T_N 为一个完整的充放电周期时段数。

4) 倒送功率约束

光储倒送功率过大会对电网的稳定性与经济性造成不利影响,故需对微电网的倒送功率有所限制。

$$P_{PV,ESS(i),grid} \leq P_{grid,i,max} \quad (25)$$

式中: $P_{PV,ESS(i),grid}$ 为节点 i 上安装的光伏或储能装置向电网传输的倒送功率; $P_{grid,i,max}$ 为倒送功率允许的最大值。

3 双层优化模型求解方法

3.1 上层优化方法

上层优化模型中,所采用的优化方法为二进制粒子群算法。选择上层优化模型的目标函数,即配电网企业的总成本 $C_{dno,tol}$ 作为粒子群优化的适应度值。算法的详细流程见文献[19]。具体编码方法如下:假定配电网中有 N_b 条待新建的线路, N_t 条转供路径和 N_p 个可安装光伏及储能装置的负荷节点,则第 i 个粒子的位置和速度如式(26)所示。

$$\begin{cases} \mathbf{X}_i = [x_{1,1} & x_{1,2} & \cdots & x_{1,N_b} & x_{1,N_b+1} & x_{1,N_b+2} & \cdots \\ & x_{1,N_b+N_t} & x_{n,1} & x_{n,2} & \cdots & x_{n,N_p}] \\ \mathbf{V}_i = [v_{1,1} & v_{1,2} & \cdots & v_{1,N_b} & v_{1,N_b+1} & v_{1,N_b+2} & \cdots \\ & v_{1,N_b+N_t} & v_{n,1} & v_{n,2} & \cdots & v_{n,N_p}] \end{cases} \quad (26)$$

式中: $i=1,2,\dots,M$; $\mathbf{X}_i$ 中的任一元素取值为 0 或者 1; M 为粒子数量;下标 1 和 n 分别表示线路和节点对应的量。

3.2 下层优化方法

当通过上层优化模型确定了光伏储能装置的安装节点以及网架结构之后,下层模型根据节点处光伏出力与负荷功率的差额大小及储能运行策略,计算求取用户的总成本。由于配电网存在潮流约束和倒送功率约束,用户对自身光储容量优化配置的同时,还需考虑其他用户的配置策略,因此,不同节点处的用户利益间相互制约。本文采用完全信息环境下非合作 Nash 博弈理论,研究不同决策主体(安装光储设备的各个用户)在上层给定信息的条件下如何配置自身设备容量以实现自身利益最大化。

本文构建的非合作 Nash 博弈模型中,各用户

的决策变量为各自的光伏安装容量、储能安装容量以及节点处最大倒送功率,若在博弈中存在均衡点,则应满足以下公式:

$$(N_{pv(i)}^*, N_{ess(i)}^*, P_{grid, max(i)}^*) =$$
$$\underset{(N_{pv(i)}, N_{ess(i)})}{\operatorname{argmax}} C_{co(i), inv} \{ (N_{pv(i)}, N_{ess(i)},$$
$$P_{grid, max}^* | (N_{pv(j)}^*, N_{ess(j)}^*, P_{grid, j, max}^*), j \neq i \}$$

(27)

式中: $(N_{pv(i)}^*, N_{ess(i)}^*, P_{grid, max}^*)$ 为节点 i 上光伏安装数、储能安装数和最大倒送功率的均衡解值。

具体的博弈模型求解流程如下。
步骤 1: 设定均衡点初值。本文在策略空间随机选定初值。

步骤 2: 各博弈参与者依次进行独立优化决策。各参与者根据上一轮优化结果,通过优化算法(本文中采用粒子群算法^[19-21])得到最优组合,具体而言:假定博弈过程中进行了多轮优化,记第 $t-1$ 轮的优化结果为 $(N_{pv(i)}^{t-1}, N_{ess(i)}^{t-1}, P_{grid, i, max}^{t-1})$,则可计算求得第 t 轮的优化结果如式(28)所示。

$$(N_{pv(i)}^t, N_{ess(i)}^t, P_{grid, i, max}^t) =$$
$$(N_{pv(i)}^{t-1}, N_{ess(i)}^{t-1}, P_{grid, i, max}^{t-1}) =$$
$$(N_{pv(i)}^*, N_{ess(i)}^*, P_{grid, i, max}^*)$$

(28)

步骤 3: 信息共享。将各用户最优配置策略进行信息共享,并判定最优组合是否满足约束条件,若满足约束条件,继续步骤 4,若不满足,则返回步骤 1。

步骤 4: 判断系统是否找到 Nash 均衡点。若各博弈参与者在相邻两轮得到的最优解相同,则在该策略组合下博弈达到了 Nash 均衡点。

3.3 双层优化流程

本文没有将不同主体的利益直接加和或者处理为多目标问题,而是通过双层优化的方法使不同的主体之间达到利益均衡。上层以配电网企业新建线路和光储系统的位置为决策变量,优化配电网企业的线路投资成本和运营成本,下层以用户配置光储的容量为决策变量,优化用户的光储投资成本和运营成本。下层将局部优化结果反馈给上层,上层再进行整体优化,如此迭代反复,最后完成整个优化过程。双层优化流程如图 1 所示。

4 算例分析

4.1 算例概况

以某地区的实际配电网结构作为算例,规划区配电网网络结构见附录 B 图 B1,包含 3 座变电站、3 个电源节点(节点 1、节点 14 和节点 21)、57 个负荷节点和 4 条馈线,其中节点 1 和节点 14 各带一条

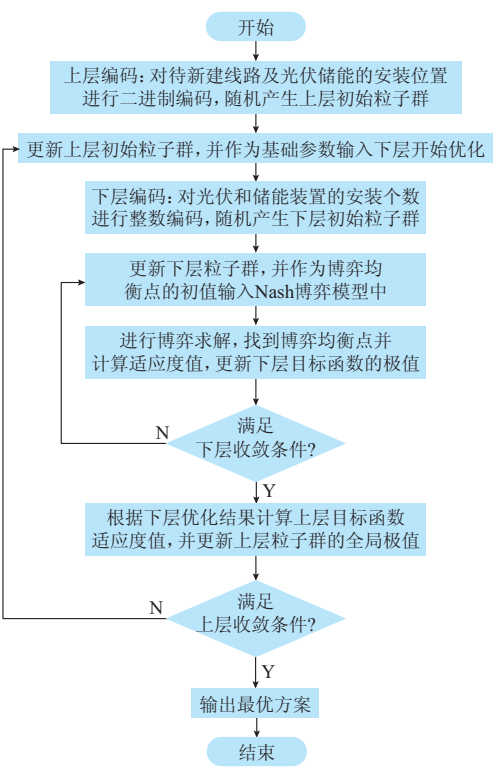


图 1 双层优化流程图
Fig.1 Flow chart of bi-level optimization

馈线,节点 21 带两条馈线,配电网各网络节点的坐标及用电高峰时刻的负荷见附录 B 表 B1。图 B1 中,节点 44 至 60 为新增负荷节点,节点 25 至 50 均可安装光伏及储能装置,实线代表已建馈线线路,虚线代表待新建馈线线路。单位长度的线路阻抗假定为 $(0.025 + i0.0006) \Omega/\text{km}$ 。各条馈线的线路长度等于位于该馈线上的两节点之间的直线距离。

本算例中,峰时用电时段为 10:00 至 14:00 及 18:00 至 21:00,谷时用电时段为 00:00 至 09:00, 15:00 至 17:00 及 22:00 至 23:00。优化算法的种群数量为 20,迭代次数为 200。其他参数详见附录 B 表 B2 至表 B4。参数来源详见文献[22-24]。

光伏出力和负荷功率全年小时数据选用某地的实测数据,并对其标么化,详见附录 B 图 B2。

4.2 算例结果

1) 光储接入对配电网规划结果的影响
分别考虑两种不同方案下的配电网规划结果。方案 1 为不引入光伏和储能的规划方案;方案 2 为引入光伏和储能的规划方案。两种规划方案的结果如图 2 所示。图中,粗实线表示新建线路,红虚线表示转供线路,红色节点表示安装光伏储能装置的节点。

两种方案下的配电网企业最优成本分解详见表 1。光储选址定容的具体规划结果在附录 B

表 B5 中给出。

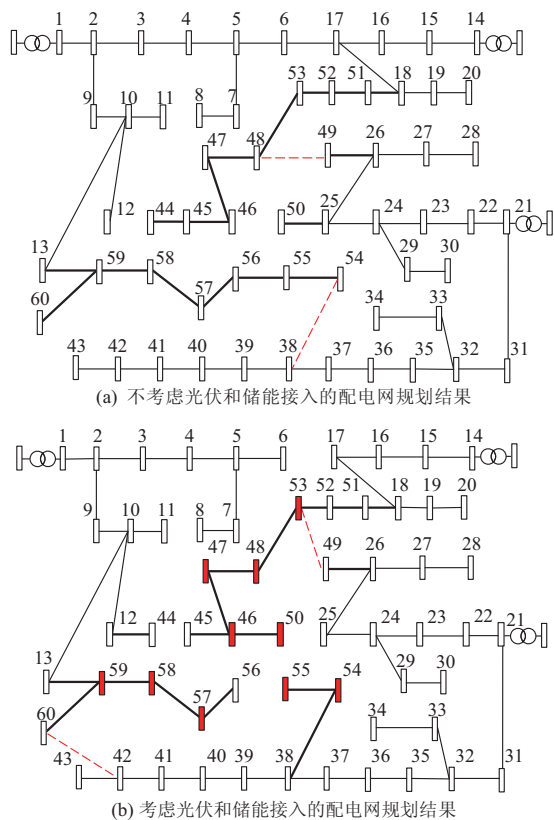


图 2 规划区配电网规划结果
Fig.2 Planning results of distribution network in planning area

表 1 不同方案下配电网企业等年值成本
Table 1 Equivalent annual cost of distribution network operator under different programmes

方案	万元				
	总成本	线路成本	网损成本	向上级电网购电的成本	与用户交易所取得的收益
1	423.15	13.59	19.11	1 401.90	1 897.73
2	369.06	10.85	17.61	1 104.20	1 501.72

从表 1 可以看出,两种方案下配电网都可获得收益。接入光储系统后,配电网企业的线路投资成本降低了 20.2%,表明了提出的双层优化模型可减小配电网规划规模;减少了网供负荷的大小,降低了系统中的线路传输功率和网损功率,致使网损成本和向上级购电成本减少,其中配电网企业的网损成本减少了 7.85%,向上级购电成本减少了 21.2%;同时,配电网企业向用户获取的购电收益也随之减少,并需要额外向用户支付上网费用,造成配电网企业与用户交易所取得的收益减少了 20.9%。总体来看,接入光储后配电网的收益有所下降。

2) 光储接入对用户总成本的影响

为更直观反映接入光储前后用户的电能交易成

本变化,本文通过全年每小时用户电能交易成本的累加,获取全年每日的用户成本,对比结果见图 3。

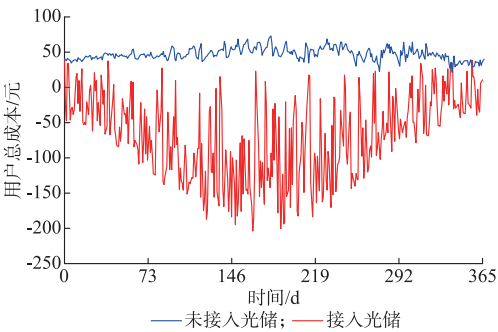


图 3 用户全年成本分析对比
Fig.3 Analysis and comparison of annual cost of customers

图 3 表明,接入光储系统前,用户的全年日交易成本皆为正值,即用户需要全部从配电网企业购取电能,同时,在 180 d 附近取得峰值成本,说明该地夏季为全年用电高峰;接入光储系统后,用户的全年日交易成本曲线整体上移,并开始产生正值,且于 180 d 附近取得谷值成本,说明该地夏季的光伏资源较为充裕,可以有效缓解用户的高负荷用电。

3) 光储安装容量与用户总成本关系特性分析

选取节点 30 处的用户总成本进行分析,可求得光伏安装容量与用户总成本的函数关系曲线以及储能安装容量与用户总成本的函数关系曲线,如图 4 所示。

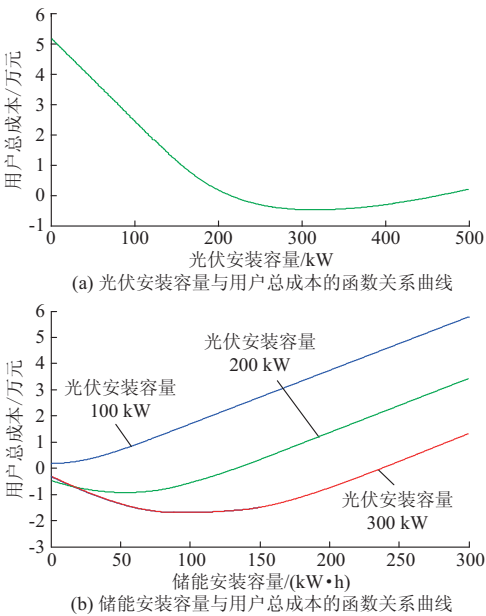


图 4 光伏/储能安装容量与用户总成本的函数关系曲线
Fig.4 Function curves between photovoltaic/energy storage system installed capacity and total cost of customers

进一步考虑节点 30 处,当最大倒送功率改变时,光伏安装容量与用户总成本的函数关系曲线以及储能安装容量与用户总成本的函数关系曲线的变化情况,如图 5 所示。

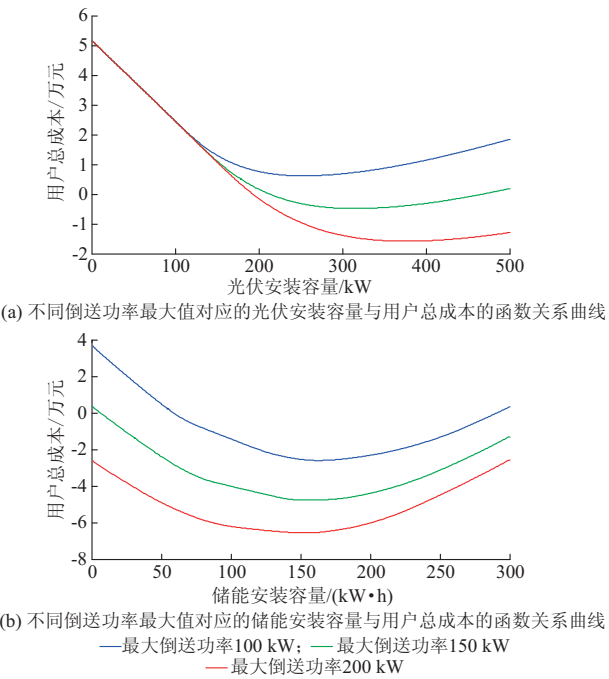


图 5 不同倒送功率最大值对应的光伏/储能安装容量与用户总成本的函数关系曲线
Fig.5 Function curves between photovoltaic/energy storage system installed capacity and total cost of customers under different maximum values of reverse power

从图 4 可以看出,随着光伏安装容量的上升,用户总成本呈现先下降再上升的趋势,因为随着光伏的接入,用户的电能交易成本开始下降,且降幅明显大于光伏购置、置换及维护成本,而当光伏安装容量超过极值点时,用户电能交易成本降幅开始小于光伏购置、置换及维护成本,则用户成本开始呈现上升趋势。同理,用户随着储能安装容量的提升也呈现出先上升后下降的特性,且配置相同的储能容量时,光伏安装容量越高,用户总成本越低。

从图 5 可以看出,随着倒送功率的上限值不断增大,在配置相同的光伏容量与储能容量情况下,倒送功率的上限值越大,用户的总成本越低,即倒送功率上限值与用户总成本呈现负相关的关系。

此外,从图 5 的曲线变化趋势也可以看出,对于确定的倒送功率上限值,可以计算得到唯一的光伏及储能安装容量最优值。在此基础上,可以将 3.2 节中构建的非合作 Nash 博弈模型的决策变量,由光伏安装容量、储能安装容量以及节点处最大倒送功率简化为仅考虑节点处的最大倒送功率。通过

上述简化,可以极大地减小优化过程的计算时间。

5 结语

本文建立了自消费模式下以配电网企业和用户为主体、以求取经济性成本最优为目标的双层交替优化模型,并引入粒子群算法和非合作 Nash 博弈理论提出快速求解方案,通过实例分析可知,光储系统接入和配电网扩展规划的交替优化,可以在准确度量光伏在电量就地平衡方面作用和效益的同时,实现配电网企业和用户之间利益的有效协同。

光伏等新能源发电受自然条件影响较大,在特殊气象条件下可能出现出力为零的情况。为保证在此场景下的供电可靠性,现有配电网规划技术导则未因接入分布式电源而减少设备容量配置。而从更长时间尺度来看,因为用户的负荷需求可以实现部分自给自足,若配置有储能则更可实现网供负荷的调节,这将导致配电网企业的资产利用效率变差,在同等投资规模下的售电收益也有所降低。本文从经济性的角度出发,构建了以配电网企业和用户间效益平衡为目标的交替优化模型,从理论层面探究了通过合理的规划手段降低配电网建设规模、提升运营经济性的新方法,后续将进一步结合实际电网开展该方法的实用化研究与应用。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

[1] KANWAR N, GUPTA N, NIAZI K R, et al. Optimal distributed generation allocation in radial distribution systems considering customer-wise dedicated feeders and load patterns [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2015, 3(4): 475-484.

[2] 曾鸣,杨雍琦,向红伟,等.计及需求侧响应的电力系统鲁棒优化规划模型[J].电力系统自动化,2016,40(17):137-145. DOI: 10.7500/AEPS20150615001.

ZENG Ming, YANG Yongqi, XIANG Hongwei, et al. Robust optimization planning model of power system considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(17): 137-145. DOI: 10.7500/AEPS20150615001.

[3] KARIMYAN P, GHAREHPETIAN G B, ABEDI M, et al. Long term scheduling for optimal allocation and sizing of DG unit considering load variations and DG type[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014, 54(1): 277-287.

[4] 任洪伟,韩丛英,裴玮,等.基于多目标优化模型的分布式电源选址方案研究[J].电力系统保护与控制,2013,41(24):64-69.

REN Hongwei, HAN Congying, PEI Wei, et al. Research on distributed generation locating based on multi-objective optimization model[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(24): 64-69.

- [5] 肖峻,张泽群,梁海深.配电网络公共储能位置与容量的优化方法[J].电力系统自动化,2015,39(19):54-60. DOI: 10.7500/AEPS20141130037.
XIAO Jun, ZHANG Zequn, LIANG Haishen. Optimal method for placement and capacity of energy storage in distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(19): 54-60. DOI: 10.7500/AEPS20141130037.
- [6] HAJIPOUR E, BOZORG M, FOTUHI-FIRUZABAD M. Stochastic capacity expansion planning of remote microgrids with wind farms and energy storage[J]. IEEE Trans on Sustainable Energy, 2015, 6(2): 491-498.
- [7] HONG Y Y, LAI Y M, CHANG Y R, et al. Optimizing capacities of distributed generation and energy storage in a small autonomous power system considering uncertainty in renewables[J]. Energies, 2015, 8(4): 2473-2492.
- [8] PALIWAL P, PATIDAR N P, NEMA R K. Determination of reliability constrained optimal resource mix for an autonomous hybrid power system using particle swarm optimization[J]. Renewable Energy, 2014, 63(1): 194-204.
- [9] XING Haijun, CHENG Haozhong, ZHANG Yi, et al. Active distribution network expansion planning integrating dispersed energy storage systems[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2016, 10(3): 638-644.
- [10] XIAO Jun, ZHANG Zequn, BAI Linquan, et al. Determination of the optimal installation site and capacity of battery energy storage system in distribution network integrated with distributed generation[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2016, 10(3): 601-607.
- [11] RASMUSEN E. Games and information: an introduction to game theory[M]. Oxford, UK: Wiley-Blackwell Publishers, 2006.
- [12] GEORGITSIOTI T, PEARSALL N, FORBES I. Simplified levelised cost of the domestic photovoltaic energy in the UK: the importance of the feed-in tariff scheme[J]. IET Renewable Power Generation, 2014, 8(5): 451-458.
- [13] 苏剑,周莉梅,李蕊.分布式光伏发电并网的成本/效益分析[J].中国电机工程学报,2013,33(34):50-56.
SU Jian, ZHOU Limei, LI Rui. Cost-benefit analysis of distributed grid-connected photovoltaic power generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(34): 50-56.
- [14] IFTIKHAR H, WAQAS A, MUSTAFA K, et al. Assessment of most suitable location for solar feed in tariff policy implementation in Pakistan [C]// International Conference on Energy Systems and Policies, November 24-26, 2014, Islamabad, Pakistan: 7p.
- [15] GHIANI E, VERTUCCIO C, PILO F. Optimal sizing and management of a smart microgrid for prevailing self-consumption[C]// IEEE Eindhoven Power Tech, June 29-July 2, 2015, Eindhoven, Netherlands: 639-645.
- [16] HELENO M, RUA D, GOUVEIA C, et al. Optimizing PV self-consumption through electric water heater modeling and scheduling[C]// IEEE Eindhoven Power Tech, June 29-July 2, 2015, Eindhoven, Netherlands: 2-19.
- [17] WALL D L, THOMPSON G L, NORTHGOTE-GREEN J E D. An optimization model for planning radial distribution networks[J]. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1979, PAS-98(3): 1061-1068.
- [18] 沈欣炜,朱守真,郑亮宏,等.考虑分布式电源及储能配合的主动配电网规划-运行联合优化[J].电网技术,2015,39(7):1913-1920.
SHEN Xinwei, ZHU Shouzheng, ZHENG Jinghong, et al. Active distribution network planning-operation co-optimization considering the coordination of ESS and DG[J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1913-1920.
- [19] LI Peng, XU Duo, ZHOU Zeyuan, et al. Stochastic optimal operation of microgrid based on chaotic binary particle swarm optimization[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2016, 7(1): 66-73.
- [20] 韩鹏,李银红,何璇,等.结合量子粒子群算法的光伏多峰最大功率点跟踪改进方法[J].电力系统自动化,2016,40(23):101-108. DOI: 10.7500/AEPS20160304010.
HAN Peng, LI Yinhong, HE Xuan, et al. Improved maximum power point tracking method for photovoltaic multi-peak based on quantum-behaved particle swarm optimization algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(23): 101-108. DOI: 10.7500/AEPS20160304010.
- [21] ABDI S, AFSHAR K. Application of IPSO-Monte Carlo for optimal distributed generation allocation and sizing [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2013, 44(1): 786-797.
- [22] 赵波,包侃侃,徐志成,等.考虑需求侧响应的光储并网型微电网优化配置[J].中国电机工程学报,2015,35(21):5465-5474.
ZHAO Bo, BAO Kankan, XU Zhicheng, et al. Optimal sizing for grid-connected PV-and-storage microgrid considering demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(21): 5465-5474.
- [23] 郭力,刘文建,焦冰琦,等.独立微网系统的多目标优化规划设计方法[J].中国电机工程学报,2014,34(4):524-536.
GUO Li, LIU Wenjian, JIAO Bingqi, et al. Multi-objective optimal planning design method for stand-alone microgrid system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(4): 524-536.
- [24] 陈健,刘玉田,张文,等.基于博弈论的配电网中多级微电网优化配置分析[J].电力系统自动化,2016,40(1):45-52. DOI: 10.7500/AEPS20150130005.
CHEN Jian, LIU Yutian, ZHANG Wen, et al. Optimal sizing analysis of multilevel microgrids in distribution network based on game theory[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(1): 45-52. DOI: 10.7500/AEPS20150130005.

刘 洪(1979—),男,博士,副教授,主要研究方向:城市电网规划和评估等。E-mail: liuhong@tju.edu.cn
范博宇(1994—),女,通信作者,硕士研究生,主要研究方向:主动配电网规划和运行。E-mail: boyu0101@sina.com

唐 翀(1993—),男,硕士研究生,主要研究方向:主动配电网规划和运行。E-mail: tc_tju1895@163.com

(编辑 万志超)

(下转第 116 页 continued on page 116)

Game Theory Based Alternate Optimization Between Expansion Planning of Active Distribution System and Siting and Sizing of Photovoltaic and Energy Storage

LIU Hong¹, FAN Boyu¹, TANG Chong¹, GE Shaoyun¹, WANG Ying², GUO Li¹

(1. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education (Tianjin University), Tianjin 300072, China;

2. State Grid Tianjin Electric Power Company, Tianjin 300010, China)

Abstract: As the current active distribution network planning method does not reflect which investor makes the decision earlier, a bi-level alternate programming method is proposed between expansion planning of active distribution system and siting and sizing of photovoltaic power and storage based on the game theory. Firstly, based on a self-consumption trade pattern widely applied in European countries, a novel operation strategy for photovoltaic (PV) and energy storage system (ESS) considering peak and valley price is proposed. Based on this strategy, a bi-level optimization model is set up to optimize expansion planning of distribution network and siting and sizing of PV and energy storage. And then the binary particle swarm optimization algorithm is utilized in the upper level model for the optimization of installation nodes of new lines and distributed generators, the game theory is employed in the lower level model to determine the capacity configuration of PV and ESS in the lower level optimization. Finally, simulation tests are carried out in a distribution system in a certain planning area. Test results show that reasonable optimal storage system configuration and access solutions can reduce electricity cost of customers and effectively lower network loss in a distribution system.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2016YFB0900401) and National Natural Science Foundation of China (No. 51477116).

Key words: photovoltaic; energy storage; self-consumption; alternate optimization; game theory