

考虑电价不确定性的主动配电网网损成本鲁棒优化模型

张旭东¹,王昊婧²,武 赓³,曾 鸣³,周 旋⁴

(1. 华北电力大学 经济与管理学院,北京 102206;

2. 国网北京市电力公司 北京电力经济技术研究院,北京 100055;

3. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,北京 102206;4. 上海电机学院 电气学院,上海 200245)

摘要: 提高配电网的运行效率和可靠性是配电网运营商优化系统运行的主要目标,在开放电力市场中,市场电价波动可能会使得上述优化目标下不能够最小化配电网的网损成本。基于此,构建考虑电价不确定性的配电网运营商网损成本鲁棒优化模型。分析不同优化目标下电价波动以及需求响应和储能调度策略对配电网运行网损成本的影响,并给出在不同情境下的最优运行策略。IEEE 33 节点配电网的仿真结果验证了所提模型的有效性。

关键词: 主动配电网; 配电网运营商; 网损成本; 储能; 需求响应; 鲁棒优化; 模型

中图分类号: TM 761

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.09.018

0 引言

随着不同类型的分布式电源和储能的大规模接入,传统被动的配电网运行管理模式将逐步向主动管理调控转变,主动配电网 ADN(Active Distribution Network)的概念被提出^[1-2]。基于国际大电网会议提出的 ADN 的基本内涵,ADN 所定义的是一种能够向上兼容主干电网,同时实现内部分布式电源、储能以及可调控负荷协调控制,具备开放体系架构的配电网形态,是未来保证可再生能源高效利用、实现系统源-网-荷-储协调优化的重要技术实现手段^[3-5]。

在当前我国电力体制改革不断深入、电力市场建设不断完善的背景下,电力配售业务将初步放开,配电网系统中分布式电源、储能、电网可能由不同的主体投资建设^[6-7]。未来配电网运营商 DNO(Distribution Network Operator)将承担配电网的管理调控任务,其作为独立的市场主体,会从自身经营效益出发,依据市场电价以及配电网中的可调控资源,制定自身最优的运行管理策略^[8-9]。因此,研究未来 ADN 背景下 DNO 的最优运行管理策略,对于提高 DNO 对配电网的运行管理效率、促进我国电力市场的健康有序发展都具有重要的意义。

国内外学者对储能、需求响应 DR(Demand Response)资源的调控策略以及市场电价对配电网网损的影响进行了较多的研究。文献[10]提出了一种计及网损的配电网电池储能站运行优化模型,通过构建双层的优化模型分析了电池储能选址以及运行方案

对于配电网网损的影响,为制定配电网短期以及中长期运行策略提供了相应的决策参考。文献[11]以配电网运行网损最小为目标,在对系统内负荷弹性分析的基础上,构建了配电网中 DR 资源调控策略和最优定价模型。文献[12]在对 DR 资源激励机制分类的基础上,以用户用电成本最小为目标构建了智能电网中 DR 资源最优调控策略模型。文献[13]在对价格响应型和直接可控型 DR 资源建模分析的基础上,对比分析了以 DNO 运营成本最低、系统网损最小以及用户用电成本最小 3 个目标下的 DR 资源运行调控策略以及对系统运行的影响,但在 DNO 网损成本的建模中使用了固定电价,没有考虑电价波动对于上述目标的影响。文献[14]分别以用户用电成本最小和系统供电成本最小为目标构建了考虑 DR 资源的微网运行优化模型,主要研究了 DR 对系统中各类型发电资源运行经济性的影响。文献[15-16]在对系统网损成本的建模中也使用了固定的市场电价,并没有考虑电价不确定性对于网损成本的影响。

综上所述,针对电价波动对 DNO 网损成本以及对 ADN 中储能和 DR 调度策略影响的研究还比较少。基于此,本文构建了考虑电价不确定性的 DNO 网损成本鲁棒优化模型,在 IEEE 33 节点配电网系统对上述模型进行仿真计算,对比分析了以网损最小和以网损成本最低为目标的 2 种配电网运行策略下储能和 DR 的调度策略以及不同情景下 ADN 的网损成本。

1 考虑储能和 DR 的 ADN 调控策略模型

在 ADN 的背景下,DNO 能够通过信息与通信技术 ICT(Information and Communications Technology)和先进的自动控制技术对系统中储能和可调控

收稿日期:2017-01-19;修回日期:2017-07-04

基金项目:中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2016-XS80)

Project supported by the Fundamental Research Funds for the Central Universities(2016XS80)

DR 资源进行主动管理,以实现自身经营效益最优,ADN 为实现配电网的精细化管理提供了相应的技术支持和管理模式^[15]。在传统的配电网运行策略下,DNO 往往会以网损最小为目标对配电网运行策略进行优化,其目标函数可表示为:

$$\min E_{\text{loss}}^{\text{grid}} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^n P_{i,t}^{\text{grid}} + E_t^{\text{loss}} \right) \quad (1)$$

其中, $E_{\text{loss}}^{\text{grid}}$ 为配电网运行网损; $P_{i,t}^{\text{grid}}$ 为 t 时段节点 i 处的净有功功率; E_t^{loss} 为 t 时段储能充放电能量损耗; T 为时段数; n 为节点数。

在电力市场环境, DNO 作为独立的市场主体,是市场价格的承担者,系统网损以及市场电价波动都会对其网损成本产生影响,因此,在电价波动条件下,配电网运行优化的目标函数可表示为:

$$\min C_{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T \left[\left(\sum_{i=1}^n P_{i,t}^{\text{grid}} + E_t^{\text{loss}} \right) \tilde{p}_t \right] \quad (2)$$

其中, C_{loss} 为配电网运行网损成本; $\tilde{p}_t$ 为日前市场 t 时段的单位电价。

a. 潮流约束。

$$P_{i,t}^{\text{grid}} = P_{i,t}^{\text{G}} - P_{i,t}^{\text{D}} - P_{i,t}^{\text{EVC}} + P_{i,t}^{\text{EVD}} \quad (3)$$

$$Q_{i,t}^{\text{grid}} = Q_{i,t}^{\text{G}} - Q_{i,t}^{\text{D}} \quad (4)$$

$$P_{i,t}^{\text{grid}} = U_{i,t} \sum_{j \in N(i)} Y_{ij} U_{j,t} \cos(\delta_{i,t} - \delta_{j,t} - \theta_{ij}) \quad (5)$$

$$Q_{i,t}^{\text{grid}} = U_{i,t} \sum_{j \in N(i)} Y_{ij} U_{j,t} \sin(\delta_{i,t} - \delta_{j,t} - \theta_{ij}) \quad (6)$$

$$U_{i,\min} \leq U_{i,t} \leq U_{i,\max} \quad (7)$$

$$|I_{l,t}| \leq \bar{I}_l \quad l \in \Omega_L \quad (8)$$

其中, $P_{i,t}^{\text{grid}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{grid}}$ 分别为节点 i 处的净有功和无功功率; $\delta_{i,t}$ 为节点 i 的电压相角; $N(i)$ 表示与节点 i 连接的节点集合; $P_{i,t}^{\text{EVC}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{EVD}}$ 分别为节点 i 处储能在 t 时段内的充电和放电速率; $P_{i,t}^{\text{G}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{G}}$ 分别为节点 i 处主网供应或者分布式电源的有功和无功功率; $P_{i,t}^{\text{D}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{D}}$ 分别为节点 i 处负荷的有功和无功功率; $U_{i,t}$ 为节点 i 处的电压; Y_{ij} 、 θ_{ij} 分别为导纳矩阵第 i 行 j 列元素的导纳值和相角; $U_{i,\max}$ 、 $U_{i,\min}$ 分别为电压上、下限; $I_{l,t}$ 为线路 l 在 t 时段的载流量; $\bar{I}_l$ 为线路 l 允许最大载流量。约束式(7)和约束式(8)分别表示节点 i 处的电压约束和线路 l 的电流约束。

b. 储能充放电约束。

$$\text{SOC}(t)_i = \text{SOC}(t-1)_i + (P_{i,t}^{\text{EVC}} r_{\text{chg}} - P_{i,t}^{\text{EVD}} / r_{\text{dis}}) \Delta t \quad (9)$$

$$\text{SOC}_{i,\min} \leq \text{SOC}(t)_i \leq \text{SOC}_{i,\max} \quad (10)$$

$$R_{i,\min}^{\text{chg}} \leq P_{i,t}^{\text{EVC}} \leq R_{i,\max}^{\text{chg}}, \quad R_{i,\min}^{\text{dis}} \leq P_{i,t}^{\text{EVD}} \leq R_{i,\max}^{\text{dis}} \quad (11)$$

$$E_t^{\text{loss}} = P_{i,t}^{\text{EVC}} (1 - r_{\text{chg}}) + P_{i,t}^{\text{EVD}} (1 - r_{\text{dis}}) / r_{\text{dis}} \quad (12)$$

其中, $\text{SOC}(t)_i$ 为节点 i 处储能在 t 时段所储电量; $\text{SOC}_{i,\max}$ 、 $\text{SOC}_{i,\min}$ 分别为节点 i 处储能的最大和最小可储电量; Δt 为储能在 t 时段内的充放电时长; r_{chg} 、 r_{dis} 分别为储能的充、放电效率; $R_{i,\max}^{\text{chg}}$ 、 $R_{i,\min}^{\text{chg}}$ 分别为节点 i 处储能最大和最小充电速率; $R_{i,\max}^{\text{dis}}$ 、 $R_{i,\min}^{\text{dis}}$ 分别为

最大和最小放电速率。

c. DR 约束。

本文中假设 DNO 与配电网区域内的负荷集成商或者具有较大 DR 资源的负荷集成商事先签订 DR 合同,确定各节点 DR 最大参与比例,因此,DR 约束可表示为:

$$P_{i,t}^{\text{D}} = (1 - \kappa_{i,t} \varepsilon_{i,t}) P_{i,t}^{\text{D}_0}, \quad \varepsilon_{i,t}^{\min} \leq \varepsilon_{i,t} \leq \varepsilon_{i,t}^{\max} \quad (13)$$

$$\sum_{i=1}^T P_{i,t}^{\text{D}} \geq \eta_i \sum_{i=1}^T P_{i,t}^{\text{D}_0} \quad (14)$$

其中, $P_{i,t}^{\text{D}_0}$ 为节点 i 处不参与 DR 时的初始有功功率; $\varepsilon_{i,t}$ 表示节点 i 处负荷在 t 时段的 DR 参与程度; $\kappa_{i,t}$ 为节点 i 处负荷在 t 时段是否参与 DR 的 0-1 决策变量; $\varepsilon_{i,t}^{\max}$ 和 $\varepsilon_{i,t}^{\min}$ 表示节点 i 处用户在 t 时段参与 DR 的程度,即 DR 所占原始负荷比例的上、下限约束; η_i 为节点 i 处参与 DR 的比例限制。约束式(14)表示节点 i 处负荷参与 DR 后在 T 个时段内用电量应不低于原始负荷的一定比例,从而保证用户参与 DR 后整体的用电满意度。用户参与 DR 的比例限制由用户根据 DNO 或者负荷集成商给出的激励价格和自身用电负荷需求决定。

2 考虑日前市场电价波动的鲁棒优化模型

在电力市场环境, DNO 会根据日前市场的预测电价制定第二天的配电网运行策略。由于电价预测存在误差, DNO 需要在制定运行策略时考虑电价波动的不确定性,从而降低自身经营风险,因此本文引入了考虑电价不确定性的配电网运行鲁棒优化模型。

假设日前市场 t 时段电价的预测值为 $\tilde{p}_t$,用区间数来表示实际电价的不确定性,则电价波动可表示为 $\tilde{p}_t \in \psi(\tilde{p}_t) = \{p_t^{\min} \leq \tilde{p}_t \leq p_t^{\max}\}$,其中 $p_t^{\max}$ 、 $p_t^{\min}$ 分别为日前市场预测电价的最大和最小值。对于 DNO 而言,当市场中某时段的电价低于预测电价时,执行之前的优化策略, DNO 所需承担的网损成本会较之前所得的优化结果有所下降,即不会影响之前运行策略所造成的网损成本对于电价波动的鲁棒性,因为电价向下波动不会影响鲁棒模型所确定的“最差情况”的结果。因此,本文中只考虑电价向上波动的情况,电价的不确定性可表示为:

$$p_t = \tilde{p}_t + \mu_t (p_t^{\max} - \tilde{p}_t) \quad (15)$$

$$0 \leq \mu_t \leq 1 \quad (16)$$

其中, μ_t 为电价预测误差因子。式(16)表示市场电价 p_t 的不确定性约束。

基于上述对电价不确定性的假设和建模,对于 DNO 而言,需要保证优化后的运营策略能够在最大的电价波动程度下使自身运营成本最小,因此考虑电

价不确定性的配电网运行鲁棒优化模型可表示为:

$$\min_{P_{i,t}^{\text{grid}}, E_{i,t}^{\text{loss}}} \max_{\mu_t} C_{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^n P_{i,t}^{\text{grid}} + E_{i,t}^{\text{loss}} \right) [\tilde{p}_t + \mu_t (p_t^{\text{max}} - \tilde{p}_t)] \quad (17)$$

$$\text{s.t. } 0 \leq \mu_t \leq 1$$

$$\sum_{t=1}^T \mu_t \leq \Gamma \quad (18)$$

约束式(3)—(15)

其中, Γ 表示鲁棒优化的保守程度,即该运行策略对于电价波动程度的可接受程度,根据 μ_t 的取值范围, Γ 可取 0~24 之间的正整数。

为简化模型表达形式,设 $f_t = \sum_{i=1}^n P_{i,t}^{\text{grid}} + E_{i,t}^{\text{loss}}$, $\Delta p_t = p_t^{\text{max}} - \tilde{p}_t$, 则内层优化问题可表示为:

$$\max_{\mu_t} f^* \Delta p \mu^T \quad (19)$$

$$\text{s.t. } \begin{bmatrix} E \\ Y \end{bmatrix} \mu \leq \begin{bmatrix} Y^T \\ \Gamma \end{bmatrix} \quad (20)$$

其中, f 表示向量 $(f_1, f_2, \dots, f_T)$, Δp 表示向量 $(\Delta p_1, \Delta p_2, \dots, \Delta p_T)$, $f^* \Delta p$ 表示 f 与 Δp 的 Hadamard 乘积; μ 表示向量 $(\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_T)$; E 为标准对角矩阵; Y 表示全 1 横向量。根据线性规划中的强对偶理论,内层的优化问题可转化为:

$$\min_{\beta \geq 0, \lambda} [Y, \Gamma] \begin{bmatrix} \lambda \\ \beta \end{bmatrix} \quad (21)$$

$$\text{s.t. } \begin{bmatrix} E \\ Y \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \lambda \\ \beta \end{bmatrix} \geq [f^* \Delta p]^T \quad (22)$$

其中, λ 表示向量 $(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_T)$; $\lambda_t (t=1, 2, \dots, T)$ 、 β 为内层优化问题的对偶变量。上述优化问题可表示为:

$$\min_{P_{i,t}^{\text{grid}}, E_{i,t}^{\text{loss}}} \min_{\lambda_t} C_{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T (f_t \tilde{p}_t + \lambda_t) + \beta \Gamma \quad (23)$$

$$\text{s.t. } \beta \geq 0, \lambda_t \geq 0 \quad \forall t=1, 2, \dots, T$$

$$\begin{bmatrix} E \\ Y \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \lambda \\ \beta \end{bmatrix} \geq [f^* \Delta p]^T \quad (24)$$

约束式(3)—(5)

因此,通过上述对偶变换,该鲁棒优化模型转化为单层的优化问题。

3 算例分析

在引入了 DR 节点后,上述考虑储能和 DR 资源的配电网运行优化模型是一个规模较大的混合整数非线性优化问题。由于常规的交流潮流计算是一个非凸的非线性寻优问题,因此,本文利用锥规划将配电网中交流潮流进行等值计算和线性化^[16-17],将上述问题转化为混合整数线性优化问题,再通过 CPLEX Solver 对上述模型进行求解。

本文在图 1 所示 IEEE 33 节点算例系统中对本文所提鲁棒优化模型进行仿真计算,利用冀北地区某地负荷对原系统中负荷进行了修正,系统中日负

荷曲线如图 2 所示。选取澳大利亚能源市场运营商(AEMO)所处电力市场的电价数据作为历史数据^[18],利用 ARIMA 模型对第二天电价以及电价波动上下边界进行预测^[19-20],预测电价如图 3 所示,图中 AUD 为澳大利亚货币单位。储能和 DR 参数如表 1 所示,储能在初始时段所储电量为 $\text{SOC}(0)=2 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 。假设算例系统中设备均不发生故障,系统中失负荷概率为 0。算例仿真将主要分析储能和 DR 接入对 DNO 运营策略的影响,不考虑分布式电源的调控,假设算例系统中没有分布式电源接入。

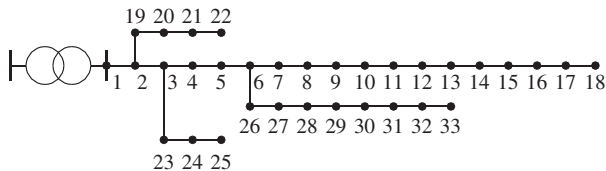


图 1 IEEE 33 节点配电系统

Fig.1 IEEE 33-bus distribution network

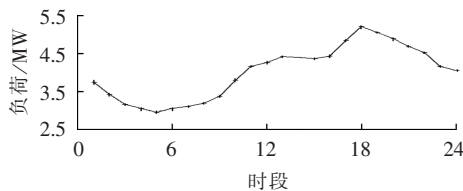
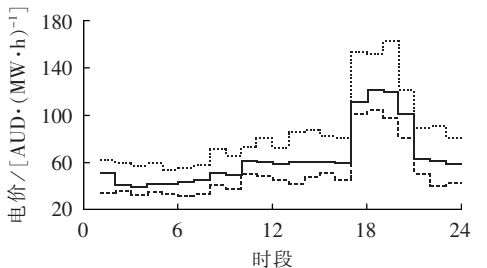


图 2 系统负荷曲线

Fig.2 Curve of system load



..... 预测电价上界, — 电价预测值, 预测电价下界

图 3 预测电价

Fig.3 Predicted electricity price

表 1 储能和 DR 相关参数

Table 1 Related parameters of ESS and DR

参数	取值
储能电量/(MW·h)	$\text{SOC}_{i,\text{max}}=4, \text{SOC}_{i,\text{min}}=1$
充放电速率/MW	$R_{\text{chg}}^{\text{max}}=R_{\text{dis}}^{\text{max}}=1, R_{\text{chg}}^{\text{min}}=R_{\text{dis}}^{\text{min}}=0$
充放电效率	$r_{\text{chg}}=r_{\text{dis}}=0.95$
DR 参与程度	$\varepsilon^{\text{min}}=0, \varepsilon^{\text{max}}=0.2$

本文将通过 3 种不同的情景,分析储能、DR 接入以及市场电价波动对配电网运行以及 DNO 网损成本的影响。

a. 情景 1:不考虑储能与 DR 的配电网运行网损成本。

该情景为基准情景。在该情景下,系统中没有可调用的储能和 DR 节点,在不考虑电价不确定性的条

件下 ($\Gamma=0$), 系统网损成本为 611.725 AUD, 各时段网损如表 2 所示。

表 2 不同时段网损数据
Table 2 Hourly power-losses

时段	网损/(MW·h)	时段	网损/(MW·h)	时段	网损/(MW·h)
1	0.291	9	0.232	17	0.543
2	0.250	10	0.299	18	0.610
3	0.209	11	0.363	19	0.568
4	0.190	12	0.401	20	0.532
5	0.195	13	0.447	21	0.476
6	0.197	14	0.440	22	0.431
7	0.201	15	0.433	23	0.370
8	0.213	16	0.449	24	0.393

考虑电价不确定性, 不同 Γ 值下系统网损成本如图 4 所示。

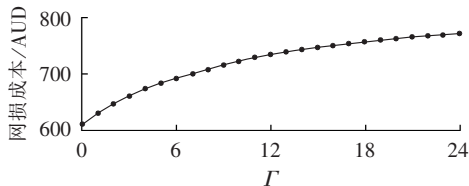


图 4 不同 Γ 值下系统网损成本

Fig.4 System power-loss cost for different Γ values

在不考虑储能和 DR 的情况下, 通过求解上述鲁棒优化模型, 可以发现系统运行策略对于电价波动是没有弹性的, 在不同 Γ 值下, 系统网损始终为 8.733 MW·h, 运行策略并没有发生变化。系统运行产生的最大网损成本由 611.725 AUD 增加到 770.45 AUD, 这主要是因为通过上述模型得出的最优运行策略是在电价波动最大情况下的最优解, 电价向上波动程度随着 Γ 值增加而增加, 因此系统运行可能产生的最大网损成本也随之增加。

b. 情景 2: 只考虑储能的配电网运行网损成本。

在该情境下, 假设储能设备只在单一节点接入系统。在网损最小的优化策略下, 储能在不同位置接入时系统网损变化如图 5 所示。

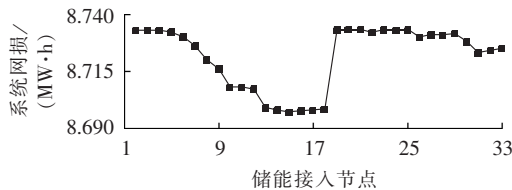


图 5 储能在不同节点接入时系统网损

Fig.5 System power-loss for different ESS integration nodes

由图 5 可以看出, 当储能设备接入节点 15 时, 系统网损最小, 较情景 1 下降了 0.41%, 系统网损成本为 597.253 AUD, 较情景 1 下降了 2.37%, 说明储能的接入位置会对配电网最优运行策略产生一定的影响。

在网损成本最小的优化策略下, 不同 Γ 值下, 储

能在各节点接入系统可能出现的最大运行成本见图 6。

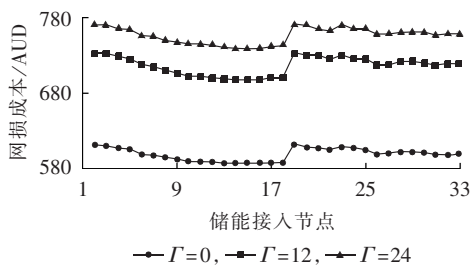


图 6 不同 Γ 值下储能在各节点接入系统网损成本

Fig.6 System power-loss cost for different ESS integration nodes and different Γ values

从图 6 中可以看出, 在运行成本最小的优化策略下, $\Gamma=0$ 时, 系统网损成本为 585.708 AUD, 较网损最小的优化策略, 系统运行成本下降了 1.93%, 但是系统网损增加了 67.41 kW·h。同时, 随着 Γ 值的变化, 储能在节点 15 也不再是最优的接入位置, 当 $\Gamma=12$ 和 $\Gamma=24$ 时, 储能在节点 14 接入时系统运行成本最小。

在网损最小和网损成本最小 2 种配电网运行策略下, 系统网损以及可能产生的最大网损成本随 Γ 值增大的变化情况如图 7 所示。

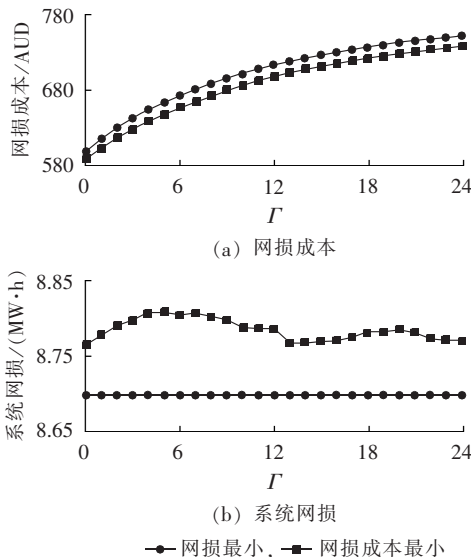


图 7 不同优化目标下系统网损和网损成本

Fig.7 System power-loss and power-loss cost for different optimization objectives

从图 7 中可以看出, 在网损最小的优化策略下, 由于没有考虑电价的不确定性, 随着市场电价波动, 其最优运行策略没有变化, 系统网损始终为 8.697 MW·h。同时由于电价的向上波动, 在该策略下系统网损成本随着 Γ 增大而增加。在网损成本最小的优化策略下, 随着 Γ 值的增大, 其系统运行策略也发生了变化, 系统网损在 8.764~8.806 MW·h 之间波动, 较网损最小的优化结果均有所增加, 但其网损成本较前者下降了 1.73%~2.58%。

综上所述,可以得出储能在不同位置接入会对系统网损和网损成本产生影响。在考虑市场电价的情况下,网损最小的运行策略可能不再是最优的运行策略;同时网损最小的配电网运行策略对电价没有弹性,在一定程度上使得储能没有充分发挥对于提高系统运行灵活性以及 DNO 运营效益方面的作用。

c. 情景 3:只考虑 DR 的配电网运行策略。

在该情景下,假设只有一个节点 DR 资源可调控。本文中不考虑 DR 资源的调控成本以及相应的激励手段,只分析不同优化目标以及 DR 节点下的配电网运行策略和成本变化。在网损最小的优化策略下,调用不同节点位置的 DR 时系统网损变化如图 8 所示。

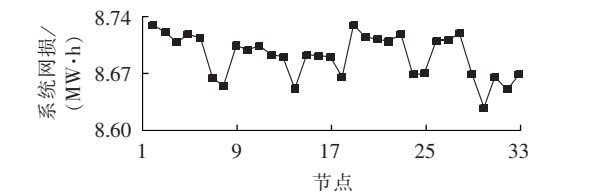


图 8 调用不同节点 DR 时系统网损
Fig.8 System power-loss when DR is applied for different nodes

从图 8 中可以看出,调用节点 30 的 DR 资源时,系统网损最小,较情景 1 下降了 1.21%;系统运行成本为 583.936 AUD,较情景 1 减少了 4.54%;对比情景 1、情景 2 和情景 3,在该算例系统中,调用不同位置的 DR 资源对系统最优运行策略能够产生一定的影响,且调用 DR 的效果要优于储能接入时的系统优化结果。

在网损成本最小的优化策略下,在不同 Γ 值下,调用系统中不同节点的 DR 资源,系统运行可能产生的最大网损成本如图 9 所示。

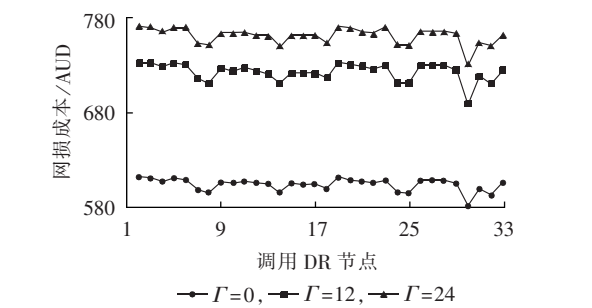


图 9 不同 Γ 值下调用不同节点 DR 时系统网损成本
Fig.9 System power-loss cost when DR is applied for different nodes and different Γ values

从图 9 中可以看出,在运行成本最小的优化策略下, $\Gamma=0$ 时,系统的最小网损成本为 579.811 AUD,较网损最小的优化策略下降了 0.7%,系统网损增加了 19.35 kW·h。在 2 种优化策略下,调用节点 30 的 DR 资源始终能使系统运行策略达到最优,但是各时段 DR 调用策略不同。在网损最小和网损成本最

小 2 种配电网运行策略下,系统网损以及可能产生的最大网损成本随 Γ 值增大的变化情况如图 10 所示。

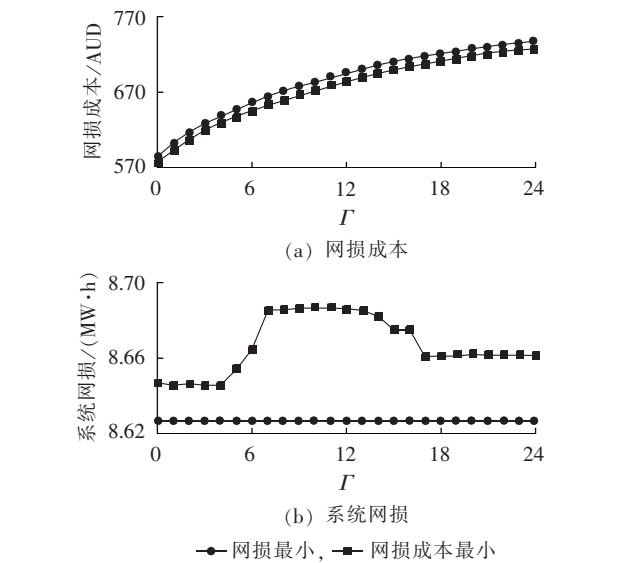


图 10 不同优化目标下的系统网损和网损成本
Fig.10 System power-loss and power-loss cost for different optimization objectives

从图 10 中可以看出,与情景 2 类似,在网损最小的优化策略下,其最优运行策略对于电价波动没有弹性,系统网损始终为 8.627 MW·h,此时节点 30 在各时段的调用策略随 Γ 变化是没有改变的。在网损成本最小的优化策略下,在不同电价波动程度下,系统运行策略也随之改变,网损在 8.645~8.687 MW·h 之间波动,较网损成本最小的优化策略有所增加,但是系统网损成本下降了 1.10%~1.66%。

通过该情景下算例结果可以得出,调用不同节点的 DR 资源对于系统网损和网损成本都会产生一定的影响。在 2 种优化目标下,节点 30 都是最优的 DR 调用节点,但在不同的目标和 Γ 值下 DR 在各时段的调用策略不同。对比情景 1 和情景 2 可以发现,调用 DR 对于该算例系统网损和网损成本的优化结果更明显,在情景 2 中,由于要根据电价调整储能的充放电策略,储能充放电次数和深度有所增加,使得在网损成本最小的优化策略下,网损较其他情景增加较多。

d. 情景 4:考虑储能和 DR 的配电网运行策略。

在该情景下,假设储能接入节点 15,可调用 DR 在节点 30 处,分析储能和 DR 联合调控对于配电网运行优化策略的影响。在不同 Γ 值下,分别以网损最小和网损成本最小为目标对涵盖储能和 DR 的配电网运行进行优化,其系统网损以及可能产生的最大网损成本如图 11 所示。

从图 11 中可以看出,在网损最小的优化策略下,对比情景 1—3 中的算例结果,储能和 DR 联合调控对于系统网损的降低效果最好,较情景 1 中网损下降

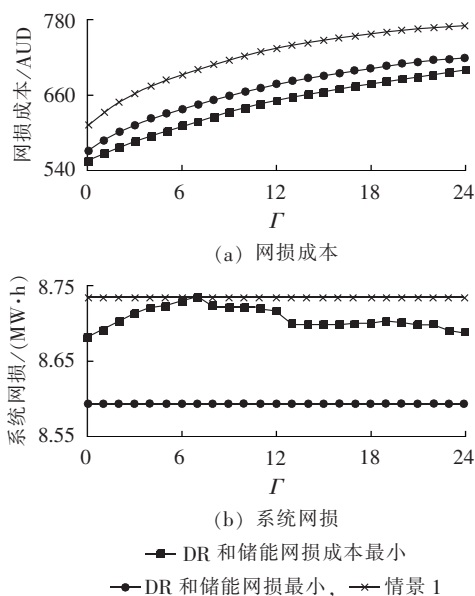


图 11 不同优化目标下的系统网损和网损成本
Fig.11 System power-loss and power-loss cost for different optimization objectives

了 1.6%。在以网损成本最小的配电网运行策略下,储能和 DR 的联合调控对于网损运行成本的降低效果也最明显,在不同的 Γ 值下,较情景 1 系统网损成本下降了 9.28%~12%。

4 讨论

a. 模型鲁棒性检验。

为了检验上述模型的鲁棒性,本文选取情景 4 中的配电网运行策略进行鲁棒性检验,利用蒙特卡洛抽样,在电价波动约束下,选取了 15000 个电价样本,选取 $\Gamma=12$ 时的系统运行策略进行验证,将电价样本代入后,系统网损成本的样本均值为 619.541 AUD,最大样本值为 648.376 AUD,最小样本值为 589.736 AUD,没有超过 $\Gamma=12$ 时上述模型优化出的系统运行成本 651.607 AUD,因此,在相应的电价波动范围内,上述模型的求解结果能够保证系统运行成本不增加。

集合算例中 4 种情景中的分析结果可以看出,在网损最小的优化策略下,无论是储能还是 DR 参与配电网运行调控后,都能够降低系统网损。在电力市场环境下,以网损成本最小对配电网运行策略进行优化时,储能和 DR 资源的接入也能够有效降低系统整体的网损成本。同时,在不同位置接入储能以及调用不同负荷节点的 DR 都能够影响配电网的运行优化策略,进而影响系统网损和整体的网损成本。通过对 2 个优化目标下的配电网运行策略的对比分析可以得出,网损最小的配电网调控策略不一定适用于电力市场环境下的 DNO,主要是因为一方面电价的波动使得一天中各个时段的电价是不相同的;另一方面,在考虑储能和 DR 资源约束后,当前时段的

系统网损不仅取决于现阶段的系统运行情况,还受下一时段运行状态的影响。系统的调控策略可能需要在某一低电价时段增加系统网损,从而保证在高电价时段降低系统网损,降低系统整体的网损成本。

b. 不同负荷水平下的考虑储能和 DR 的配电网运行策略分析。

基于算例中情景 4 中的基本情景假设,根据冀北该地区在该月的实际负荷,选取了该地区该月最大负荷日和最低负荷日,对比分析不同负荷水平下 2 种优化目标下的系统网损成本。负荷曲线如图 12 所示。在不同负荷水平下,系统网损成本变化如图 13 所示。从图 13 中可以看出,在不同的负荷水平下,本文所提出的网损优化模型都能够降低系统网损成本,并且在负荷水平较高的条件下,网损最小和网损成本最优 2 个优化目标下系统的网损成本相差最多。

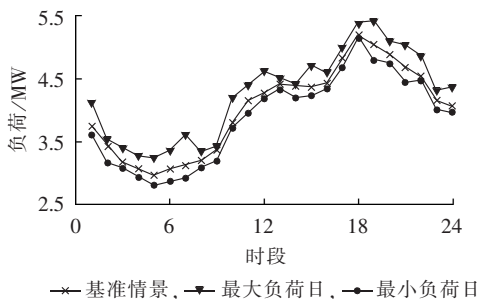


图 12 不同负荷水平下的系统负荷
Fig.12 System load for different load levels

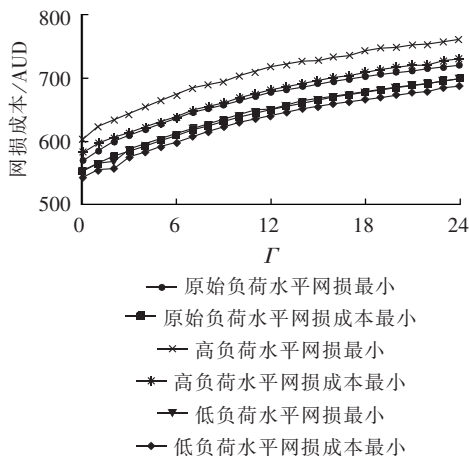


图 13 不同优化目标不同负荷水平下系统网损成本
Fig.13 System power-loss cost for different optimization objectives and different load levels

假设系统运行在不同负荷水平下,储能(充放电策略)和 DR(调用量和调用时间)仍采用原始负荷下的调用策略,在 $\Gamma=12$ 的条件下,高负荷水平下的系统网损成本为 693.45 AUD,低负荷水平下系统网损成本为 643.73 AUD,仍小于网损最小运行策略下

系统的网损成本 717.53 AUD、651.42 AUD。

5 结论

本文构建了考虑电价不确定性的 ADN 网损成本优化模型,在考虑电价不确定性的条件下,通过对比以网损最小和以网损成本最小为目标的配电网运行策略,对储能、DR 接入后对 ADN 运行策略和网损成本的影响进行了分析,从而为未来 DNO 对配电网的运行管理提供一定的决策参考。本文主要得出了以下结论。

a. 在电力市场环境下,储能和 DR 的接入能够给未来 DNO 提供应对电价波动的调节工具,降低系统的网损成本。

b. 在储能容量和 DR 参与程度相同的条件下,其接入位置的不同对系统网损和网损成本都能够产生一定的影响。并且,在考虑电价波动因素的情况下,传统以网损最小的配电网运行优化策略不一定适用于未来作为独立市场主体的 DNO,其造成的网损成本往往要高于网损最小优化目标下的优化结果。

c. 在电力市场环境下,DR 是未来 ADN 中的重要可调控资源,协调优化系统中“硬储能”(传统储能)和“软储能”(DR 资源)能够更有效地降低配电网网损成本。

参考文献:

- [1] 尤毅,刘东,于文鹏,等. 主动配电网技术及其进展[J]. 电力系统自动化,2012,36(18):10-16.
YOU Yi,LIU Dong,YU Wenpeng,et al. Technology and its trends of active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(18):10-16.
- [2] 李勋,龚庆武,胡元潮,等. 智能配电网体系探讨[J]. 电力自动化设备,2011,31(8):108-111.
LI Xun,GONG Qingwu,HU Yuanchao,et al. Discussion of smart distribution grid system[J]. Electric Power Automation Equipment,2011,31(8):108-111.
- [3] 赵波,王财胜,周金辉,等. 主动配电网现状与未来发展[J]. 电力系统自动化,2014,38(18):125-135.
ZHAO Bo,WANG Caisheng,ZHOU Jinhui,et al. Present and future development trend of active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(18):125-135.
- [4] 李鹏,窦彭冲,李雨薇,等. 微电网技术在主动配电网中的应用[J]. 电力自动化设备,2015,35(4):8-16.
LI Peng,DOU Pengchong,LI Yuwei,et al. Application of micro-grid technology in active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(4):8-16.
- [5] 刘东,陈云辉,黄玉辉,等. 主动配电网的分层能量管理与协调控制[J]. 中国电机工程学报,2014,34(31):5500-5506.
LIU Dong,CHEN Yunhui,HUANG Yuhui,et al. Hierarchical energy management and coordination control of active distribution network[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(31):5500-5506.
- [6] 曾鸣. 深化我国电力体制改革的若干思考[J]. 中国电力企业管理,2014,23(12):62-64.

- ZENG Ming. Some thoughts about deepening the reform of electrical industries of China[J]. China Power Enterprise Management,2014,23(12):62-64.
- [7] KARIM L A,MICHAEL G P. The role of distribution network operators in promoting cost-effective distributed generation:lessons from the united states of America for Europe[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews,2015,51(11):484-496.
- [8] 陈政,曾鸣,张翔,等. 放松管制环境下基于改进布谷鸟搜索算法的 DGO 与 DNO 效益均衡模型[J]. 电力建设,2015,36(8):7-14.
CHEN Zheng,ZENG Ming,ZHANG Xiang,et al. Benefit equilibrium model of DGO and DNO in deregulated environment based on ICSEA[J]. Electric Power Construction,2015,36(8):7-14.
- [9] VASILEIOS A E,PAVLOS S G,NIKOS D H. Optimal operation of smart distribution networks:a review of models,methods and future research[J]. Electric Power Systems Research,2016,140:95-106.
- [10] 章美丹,宋晓喆,辛焕海,等. 计及网损的配电网电池储能站优化运行策略[J]. 电网技术,2013,37(8):2123-2128.
ZHANG Meidan,SONG Xiaozhe,XIN Huanhai,et al. Optimal operation strategy of battery energy storage system in distribution networks with consideration of power losses[J]. Power System Technology,2013,37(8):2123-2128.
- [11] HU Weihao,CHEN Zhe,BAK-JENSEN B,et al. Fuzzy adaptive particle swarm optimization for power loss minimization in distribution systems using optimal load response[J]. IET Generation,Transmission & Distribution,2014,8(1):1-10.
- [12] DERAKHSHAN G,SHAYANFAR H A,KAZEMI A. The optimization of demand response programs in smart grids[J]. Energy Policy,2016,94(6):295-306.
- [13] SHARMA I,BHATTACHARYA K,CANIZARES C. Smart distribution system operations with price-responsive and controllable loads[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2015,6(2):795-807.
- [14] ZHOU Lin,LI Furong,GU Chenghong,et al. Cost/benefit assessment of a smart distribution system with intelligent electric vehicle charging[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2014,5(2):839-847.
- [15] GHASEMI S,MOSHTAGH J. A novel codification and modified heuristic approaches for optimal reconfiguration of distribution networks considering losses cost and cost benefit from voltage profile improvement[J]. Applied Soft Computing,2014,25:360-368.
- [16] MISHRA A,FARZINFAR M,BAHADORNEJAD M,et al. Evaluating the impact of different PV control strategies on distribution network operation[C]//Power Engineering Conference (AUPEC),2014 Australasian Universities. [S.L.]:IEEE,2014:1-6.
- [17] 张建华,曾博,张玉莹,等. 主动配电网规划关键问题与研究展望[J]. 电工技术学报,2014,29(2):13-23.
ZHANG Jianhua,ZENG Bo,ZHANG Yuying,et al. Key issues and research prospects of active distribution network planning [J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2014,29(2):13-23.
- [18] JABR R. Polyhedral formulations and loop elimination constraints for distribution network expansion planning [J]. IEEE Transactions on Power Systems,2013,28(2):1888-1897.
- [19] 温俊强,曾博,张建华. 配电网中分布式风电可调度鲁棒优化规划

[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 227-233.

WEN Junqiang, ZENG Bo, ZHANG Jianhua. Adjustable robust optimization for distributed wind power planning in distribution network[J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 227-233.

[20] AMEO[EB/OL]. [2016-07-01]. <http://www.aemo.com.au/Electricity/Data/Price-and-Demand/Price-and-Demand-Graphs>.

[21] CONTRERAS J, ESPINOLA R, NOGALES F J, et al. ARIMA models to predict next-day electricity prices[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(3): 1014-1020.

[22] 周明, 严正, 倪以信, 等. 含误差预测校正 ARIMA 电价预测新方法[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(12): 63-68.

ZHOU Ming, YAN Zheng, NI Yixin, et al. A novel ARIMA approach on electricity price forecasting with the improvement of

predicted error[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(12): 63-68.

作者简介:



张旭东

张旭东(1965—), 男, 山西灵丘人, 博士研究生, 主要研究方向为电力技术经济、电力市场(**E-mail**: zxd-dl@163.com);

王昊婧(1989—), 女, 河北石家庄人, 硕士, 主要研究方向为电力技术经济、电力规划(**E-mail**: wanghaojing2010@163.com);

武 赓(1990—), 男, 河南南阳人, 博士研究生, 主要研究方向为需求响应、电力市场(**E-mail**: wugengmath@163.com)。

Robust power-loss cost optimization model considering price uncertainty for active distribution network

ZHANG Xudong¹, WANG Haojing², WU Geng³, ZENG Ming³, ZHOU Xuan⁴

(1. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Beijing Electric Power Economic Research Institute, State Grid Beijing Electric Power Company, Beijing 100055, China; 3. State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

4. School of Electrical Engineering, Shanghai Dianji University, Shanghai 200245, China)

Abstract: The main objective of system operation optimization of DNO (Distribution Network Operator) is to improve the operational efficiency and reliability of distribution network, but the fluctuation of electricity price in an open electricity market may affect the minimization of power-loss cost. A robust power-loss cost optimization model considering the price uncertainty is built for DNO. The impacts of price fluctuation, demand response and energy storage dispatch strategy on the power-loss cost are analyzed for different optimization objectives and the optimal operating strategy is given for different scenarios. The simulative results of IEEE 33-bus distribution network verify the effectiveness of the proposed model.

Key words: active distribution network; DNO; power-loss cost; energy storage; demand response; robust optimization; models

(上接第 130 页 continued from page 130)

Cost-benefit analysis and financing channels for demand response under electric reform

SHEN Yunwei¹, LI Yang¹, JIAO Xize², ZHOU Lei³, WANG Zhe¹, WANG Chen¹

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China;

2. State Grid Jiangsu Electric Power Maintenance Branch Company, Nanjing 211102, China;

3. State Grid Suzhou Power Supply Company, Suzhou 215004, China)

Abstract: The DR (Demand Response) implementations at home and abroad are researched, the cost and benefit of each DR participant are analyzed, a DR cost-benefit model is built, and rational DR financing channels are proposed. The proposed model is verified by a case, the typical DR-participated loads are selected for simulation and analysis, and the feasibility and effectiveness of the proposed DR financing channels are proved. Research shows that, the rational improvement of the benefit-cost ratio of power grid enterprise may control the peak-valley difference of power grid while bring direct economic and social benefits to each participant.

Key words: demand response; transmission and distribution price; cost-benefit analysis; benefit-cost ratio; financing channel