第 41 卷 第 14 期 2017 年 7 月 25 日
DOI：10.7500/AEPS20170217005
电力系统自动化
Automation of Electric Power Systems
Vol.41 No.14 July 25，2017

含分布式电源和可调负荷的售电公司优化调度模型

顾 伟[1]，任佳依[1]，高 君[1]，高 菲[2]，宋晓辉[2]，刘海波[1]
（1. 东南大学电气工程学院，江苏省南京市 210096；2. 中国电力科学研究院，北京市 100192）

摘要：售电公司是电力体制中售电侧改革的焦点，在电力市场环境下，售电公司承担着从市场购电并向用户供电的责任。分布式电源和可调负荷的发展，使得售电公司除从市场购电外，有了更多的供电选择，如何在竞争环境中既满足用户需求又提升自身运营效益是售电公司亟须研究的问题。将分布式电源和可调负荷纳入售电公司的优化调度中，综合考虑售电公司对运营经济性和安全性的要求，建立了以售电公司日前运营收益最大为目标的优化调度模型，并对模型中的非凸约束进行凸松弛，使之能够采用二阶锥优化的方法求解，最后采用修改后的 IEEE 33 节点配电系统进行算例验证。算例结果表明，通过对分布式电源和可调负荷的优化调度，可以使售电公司在降低运行成本的同时有效提升盈利空间，在保证所辖配电网安全运行的同时实现经济效益的最大化。

关键词：分布式电源；可调负荷；售电公司；二阶锥；优化调度

0 引言

国内目前正在进行电力改革，2015 年 3 月发布的《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》明确提出开放售电侧市场，向社会资本放开售电业务，成立售电主体，并且要求积极发展分布式电源（DG）和需求侧管理[1]。

售电侧改革后，参与竞争的售电主体可分为三类：一是电网企业的售电公司；二是社会资本投资增量配电网，拥有配电网运营权的售电公司；三是独立的售电公司，不拥有配电网运营权，不承担保底供电服务[2]。本文的研究主体为拥有配电网运营权的售电公司，即售电主体的前两种。在配、售分离的电力市场环境下，售电公司面临着各种不确定性问题，尤其是电价和负荷波动，以及 DG 接入所带来的风险[3]，对售电公司及所辖配电网的安全经济运行具有很大影响。因此售电公司如何对所辖配电网进行优化调度，在保证系统安全运行的前提下提升自身经济效益显得尤为重要。

虽然 DG 的接入给电网的安全运行带来了一定的挑战，但也为售电公司提供了一定的盈利空间，燃气轮机、燃料电池等 DG 具有良好的可调度性，通过调整其出力，可降低售电公司的购电成本，同时 DG 的发电余量可进行上网销售[4]，进一步增加售电公司的售电收益。此外，随着智能电网的发展和远程控制设备的投入，配电网内的部分负荷具有一定的可调特性，可调负荷能够在负荷高峰时段提供市场备用容量，缓解高额电费支出，是售电公司规避风险、提高收益的重要手段[5]。售电公司在参与电力市场购售电的同时，可以通过对 DG 和可调负荷进行综合优化调度以达到降损提效、实现经济效益最大化的目的。

国内由于刚刚开展售电侧改革，对于售电公司优化调度方面的研究较少，目前的研究主要集中在售电公司的经营模式和营销策略上。文献[6]分析了售电侧改革面临的难题，提出了包括管制化和市场化结合的方式培育售电主体，激励售电公司提供多样化增值服务等建议。文献[7]分析了竞争环境下售电公司可能面临的新问题，基于心理学方法建立了用户对售电公司的选择行为模型，提出了售电公司费率制定的计算方法。文献[8]研究了市场环境下售电公司的竞争行为特征，提出了售电业务的五大发展方向。在这些研究中，有关售电公司的优化调度问题，尤其是接入 DG 和可调负荷情况下，拥有配电网运营权的售电公司调度问题则鲜有涉及和探讨。

因此，本文针对电力市场环境下拥有配电网运营权的售电公司，建立了较为全面的售电公司调度模型，该模型将 DG 和可调负荷纳入售电公司的优

收稿日期：2017-02-17；修回日期：2017-03-06。
上网日期：2017-05-05。
国家重点研发计划资助项目（2016YFB0900400，2016YFB09004004）；国家自然科学基金资助项目（51477029）；国家电网公司科技项目（PD71-15-001）。

化调度中，同时结合售电公司在运营经济性、安全性等方面的要求，将可调度的无功功率考虑到模型中，充分发挥 DG 和可调负荷降损提效，扩大售电公司盈利空间的作用。对于调度模型中的潮流约束，本文采用二阶锥优化的方法求解，保证调度结果的计算效率和最优性。算例结果表明，本文所提售电公司优化调度模型通过合理调度 DG、可调负荷等有功、无功资源，能够在保证所辖配电网安稳运行的同时实现售电公司运行经济效益的最大化。

1　售电公司运营模式构建

在电力市场环境下，售电公司的运营与外部市场紧密相关，此外，所辖配电网内的负荷需求、DG 出力、可调负荷等也会对售电公司的运营带来极大影响。本文借鉴美国、英国等国的电力市场运营模式，结合国内售电侧市场的实际要求，对售电公司的运营模式进行了合理假设和构建。

在购电侧方面，售电公司可通过双边交易和日前现货市场购电方式从电力市场购电，考虑到日前现货市场电价波动性较大，给售电公司带来较大的购电风险，故本文假设售电公司的大部分购电量通过双边交易市场签购，剩余电量以及双边交易购电的差额电量则在日前现货市场上交易，以此来降低售电公司的购电成本和购电风险。

售电侧方面，在竞争性的电力零售市场中，售电公司虽然具有自主定价权，但由于失去了垄断地位，需要面临售电电价过高时用户可能流失的风险[9]，因此，售电公司需要综合考虑购电费用、市场份额及用户满意度等多重因素，合理制定售电电价。此外，DG 和可调负荷的接入，也为售电公司提供了一定的盈利空间，售电公司可以将 DG 剩余电量在现货市场中进行交易，从而进一步提升售电收益。

售电公司运营模式如图 1 所示。在售电公司的运营过程中，综合调度 DG 及可调负荷所带来的效益主要体现在：①DG 在现货市场电价较高时段和用户用电负荷较高时段启动，减少售电公司购电成本的同时增加售电收益；②可调负荷在购电电价较高时段削减部分负荷，减少从日前现货市场的购电成本；③通过调节 DG 和可调负荷的无功可调功率，适应售电公司在运营安全性方面的要求，同时降低其所辖配电网中的网络损耗，进一步间接提高售电公司运行的经济效益。

本文中的可调负荷是指与售电公司签订合同，可以接受售电公司调控的负荷，主要包括直接负荷控制（DLC）负荷[10]和可中断负荷（IL）[11]两类。DLC 主要面向具有热储能能力的负荷，一般为空调和热水器，通过循环控制，在尽量不影响用户体验的情况下减少用电，为了使环境恢复被控前的状态，DLC 对象会在控制结束后增加用电，因此会有反弹负荷现象。IL 则主要面向具有一定准入容量的大工业用户。

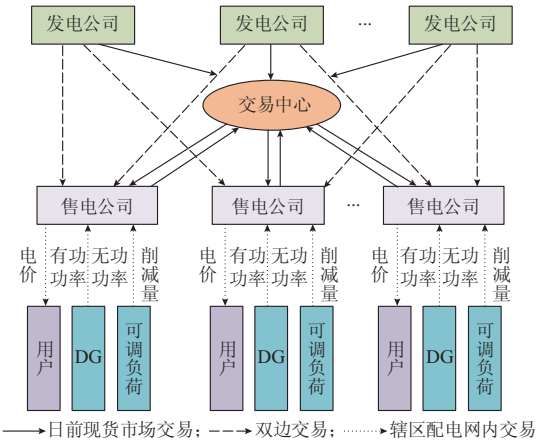


图 1　售电公司运营结构图

Fig.1　Operating structure diagram of electricity retailers

对于售电公司所拥有的 DG，本文根据其有功功率发电是否可以接受调控将其分成不可控的可再生能源发电（如光伏等）和可控的 DG（如微型燃气轮机等）两种。在本文的建模中，考虑 DG 为售电公司所有，故仅考虑 DG 的发电成本。

2　售电公司调度模型

2.1　优化目标

售电公司优化目标为经济收益最大化，如下式所示：

$$\max F=\Delta T\sum_{t=1}^{T}\left\{\rho_t^{\text{sell}}\left[P_t^{\text{d}}-\sum_{j=1}^{N}P_{j,t}^{\text{IL}}-\sum_{j=1}^{K}(P_{j,t}^{\text{DLC}}-P_{j,t}^{\text{reb}})\right]-\rho^{\text{buy,B}}P_t^{\text{g,B}}-\rho_t^{\text{buy,F}}P_t^{\text{g,F}}-\sum_{i=1}^{M}\rho_i^{\text{DG}}P_{i,t}^{\text{DG}}-\sum_{j=1}^{N}\rho_j^{\text{IL}}P_{j,t}^{\text{IL}}-\sum_{k=1}^{K}\rho_k^{\text{DLC}}P_{k,t}^{\text{DLC}}\right\}\tag{1}$$

式中：F 为售电公司的全天总利润；ΔT 为时间间隔；T 为调度周期；ρ_t^{sell} 为 t 时段售电电价；P_t^{d} 为 t 时段用户总用电负荷，由日前预测得到；N 为 IL 用户数量；K 为 DLC 用户数量；$P_{j,t}^{\text{IL}}$，$P_{j,t}^{\text{DLC}}$，$P_{j,t}^{\text{reb}}$ 分别为第 j 个 IL 用户负荷中断量、DLC 用户负荷受控量及其反弹负荷量；$\rho^{\text{buy,B}}$ 和 $P_t^{\text{g,B}}$ 分别为售电公司双边交易购电电价及 t 时段购电量，由售电公司与发电商协议签订；$\rho_t^{\text{buy,F}}$ 和 $P_t^{\text{g,F}}$ 分别为 t 时段日前现货市场电价及交易电量，当售电公司从现货市场购电时，$P_t^{\text{g,F}}$ 为正数，而当售电公司电量剩余时，则可

通过现货市场交易出售，此时 $P_t^{g,F}$ 为负；M 为可控 DG 数量；ρ_i^{DG} 为第 i 台 DG 的出力成本系数；$P_{i,t}^{DG}$ 为 DG 发出有功功率；ρ_j^{IL} 为 IL 用户 j 中断负荷单位补偿；ρ_k^{DLC} 为 DLC 用户 k 接受负荷控制的单位补偿。

式(1)中等式右边第一项为售电公司的售电收益，第二项为售电公司从双边交易市场的购电成本，第三项为售电公司从日前现货市场的购电成本，第四项为可控 DG 发电成本，第五项和第六项分别为 IL 用户补偿成本及 DLC 用户补偿成本，此外，由于光伏发电为可再生能源，且假设为售电公司所有，此处忽略其出力成本。

2.2　约束条件

1)潮流约束

对于辐射形配电网，本文采用 DistFlow 等式[12]表示支路潮流，如下式所示：

$$\begin{cases} P_{ij,t}=\sum\limits_{k(j,k)}P_{jk,t}+r_{ij}I_{ij,t}^2+P_{j,t} \\ Q_{ij,t}=\sum\limits_{k(j,k)}Q_{jk,t}+x_{ij}I_{ij,t}^2+Q_{j,t} \\ P_{j,t}=P_{j,t}^{d}+P_{j,t}^{ch}-P_{j,t}^{dis}-P_{j,t}^{DG}-P_{j,t}^{PV}- \\ \qquad P_{j,t}^{IL}-P_{j,t}^{DLC}+P_{j,t}^{reb} \\ Q_{j,t}=Q_{j,t}^{d}-Q_{j,t}^{SVC}-Q_{j,t}^{DG}-Q_{j,t}^{PV}-Q_{j,t}^{IL} \\ V_{j,t}^2=V_{i,t}^2-2(r_{ij}P_{ij,t}+x_{ij}Q_{ij,t})+ \\ \qquad (r_{ij}^2+x_{ij}^2)I_{ij,t}^2 \\ I_{ij,t}^2=\dfrac{P_{ij,t}^2+Q_{ij,t}^2}{V_{i,t}^2} \end{cases} \tag{2}$$

式中：$P_{ij,t}$ 和 $Q_{ij,t}$ 分别为 t 时段支路 ij 上的有功功率和无功功率；$k(j,k)$ 表示以节点 j 为首节点的末端节点集合；r_{ij} 和 x_{ij} 分别为支路 ij 的电阻和电抗；$I_{ij,t}$ 为支路 ij 的线路电流幅值；$P_{j,t}$ 和 $Q_{j,t}$ 分别为节点 j 处的有功功率和无功功率净注入值；$P_{j,t}^{d}$ 为节点 j 负荷有功功率；$P_{j,t}^{ch}$ 和 $P_{j,t}^{dis}$ 分别为储能充、放电功率；$P_{j,t}^{PV}$ 和 $P_{j,t}^{DG}$ 分别为光伏有功功率和可控 DG 有功功率；$Q_{j,t}^{d}$，$Q_{j,t}^{DG}$，$Q_{j,t}^{PV}$，$Q_{j,t}^{IL}$，$Q_{j,t}^{SVC}$ 分别为 t 时段节点 j 处负荷无功功率、可控 DG 无功功率、光伏无功功率、IL 无功中断负荷及 SVC 补偿无功功率；$V_{i,t}$ 和 $V_{j,t}$ 分别为节点 i 和 j 处的电压幅值。

2)可控 DG 运行约束[13]

①可控 DG 出力上下限约束：

$$\begin{cases} P_i^{min}C_{i,t}\leqslant P_{i,t}^{DG}\leqslant P_i^{max}C_{i,t} \\ Q_i^{min}C_{i,t}\leqslant Q_{i,t}^{DG}\leqslant Q_i^{max}C_{i,t} \end{cases} \tag{3}$$

式中：$C_{i,t}$ 为第 i 台可控 DG 在 t 时段的状态，为 0-1 变量；P_i^{max}，P_i^{min} 和 Q_i^{max}，Q_i^{min} 分别为第 i 台可控 DG 输出有功和无功功率的上、下限。

②可控 DG 爬坡速度约束：

$$\begin{cases} P_{i,t+1}^{DG}-P_{i,t}^{DG}\leqslant R_{up,i} \\ P_{i,t}^{DG}-P_{i,t+1}^{DG}\leqslant R_{down,i} \end{cases} \tag{4}$$

式中：$P_{i,t+1}^{DG}$ 为第 i 台可控 DG 在 $t+1$ 时段发出的有功功率；$R_{up,i}$ 和 $R_{down,i}$ 分别为第 i 台可控 DG 的向上爬坡速率限制和向下爬坡速率限制。

③启停时间约束：

$$\begin{cases} C_{i,m}\geqslant C_{i,t}-C_{i,t-1} \\ \qquad m=t,t+1,\cdots,\min\{T,t+M_{i,on}^{min}-1\} \\ C_{i,n}\leqslant 1-(C_{i,t}-C_{i,t-1}) \\ \qquad n=t,t+1,\cdots,\min\{T,t+M_{i,off}^{min}-1\} \end{cases} \tag{5}$$

式中：$M_{i,on}^{min}$ 和 $M_{i,off}^{min}$ 分别为第 i 台可控 DG 的开机后最小运行时间和停机后最小停运时间。

接入配电网的 DG 容量较小，操作灵活性较高，具有短期开、停机的特点，一般不需要考虑启停时间约束，但为了模型的通用性，即使得模型适用于小时间尺度间隔的调度，本文将该约束考虑进模型中。

3)IL 约束

$$\begin{cases} P_{j,t}^{IL}\leqslant P_{j,max}^{IL} \\ Q_{j,t}^{IL}=P_{j,t}^{IL}\tan\varphi_{IL} \end{cases} \tag{6}$$

式中：$P_{j,max}^{IL}$ 为第 j 个 IL 中断负荷的上限值；φ_{IL} 为 IL 的功率因数角。

4)DLC 负荷运行约束

①负荷控制时间约束：

$$\begin{cases} \sum\limits_{t=1}^{T_0}X_{k,t}\leqslant T_{k,on}^{max} \\ \qquad T_0=\min\{T,t+T_{k,on}^{max}\} \\ X_{k,l}\leqslant 1-(X_{k,t-1}-X_{k,t}) \\ \qquad l=t,t+1,\cdots,\min\{T,t+T_{k,off}^{min}-1\} \end{cases} \tag{7}$$

式中：$X_{k,t}$ 为 t 时段第 k 个 DLC 负荷是否被控制的 0-1 状态变量，1 表示被控制，0 表示没有被控制；$T_{k,on}^{max}$ 和 $T_{k,off}^{min}$ 分别为第 k 个 DLC 的最大连续受控时间和最小连续不受控时间。

对于受控负荷，为了保证用户的满意度和舒适度，不能对其长时间进行控制，也不能在结束控制后的短时间内再次对其进行控制，故需要最长连续受控时间和最小连续不受控时间约束。

②负荷控制容量约束：

$$0\leqslant P_{k,t}^{DLC}\leqslant X_{k,t}P_{k,DLC}^{max} \tag{8}$$

式中：$P_{k,DLC}^{max}$ 为第 k 个 DLC 的控制容量上限，由售电公司和 DLC 用户结合实际并通过签订合同确定。

③受控时段约束：

$$\begin{cases} P_{k,t}^{DLC}\geqslant 0 & t\in S \\ P_{k,t}^{DLC}=0 & t\notin S \end{cases} \tag{9}$$

式中：S 为可以采取 DLC 措施的时段。

④反弹负荷约束：对于 DLC 的反弹负荷建模，本文采用通用的 3 阶段反弹负荷模型。

$$P_{k,t}^{\mathrm{reb}}=\alpha P_{k,t-1}^{\mathrm{DLC}}+\beta P_{k,t-2}^{\mathrm{DLC}}+\gamma P_{k,t-3}^{\mathrm{DLC}} \tag{10}$$

式中：α,β,γ 分别为 DLC 用户在 $t-1,t-2,t-3$ 时段受控负荷的系数。

5)所辖配电网运行安全约束

本文所提调度方法针对的主体为拥有配电网运营权的售电公司，其在进行电力零售交易的同时需对所辖配电网用户提供保底供电服务，需保证所辖配电网的安全稳定运行，因此本文在模型中添加所辖配电网运行安全约束，包括电压安全约束、电流安全约束及主网联络线交换功率约束：

$$\begin{cases}V_i^{\min}\leqslant V_{i,t}\leqslant V_i^{\max}\\ I_{ij,t}\leqslant I_{ij}^{\max}\\ P_0^{\min}\leqslant P_t^0\leqslant P_0^{\max}\\ Q_0^{\min}\leqslant Q_t^0\leqslant Q_0^{\max}\end{cases} \tag{11}$$

式中：$V_i^{\max}$ 和 $V_i^{\min}$ 分别为节点 i 电压幅值上、下限；$I_{ij}^{\max}$ 为支路 ij 电流幅值上限；P_t^0 和 Q_t^0 分别为 t 时段上级电网通过主网联络线流入售电公司所辖配电网的有功和无功功率；$P_0^{\max}$，$P_0^{\min}$ 和 $Q_0^{\max}$，$Q_0^{\min}$ 分别为调控中心设定的有功和无功功率交换上、下界。

6)储能运行约束[14]

$$\begin{cases}E_{i,t}^{\mathrm{bat}}+P_{i,t}^{\mathrm{ch}}\eta_{\mathrm{ch}}\Delta T-\dfrac{P_{i,t}^{\mathrm{dis}}}{\eta_{\mathrm{dis}}}\Delta T=E_{i,t+1}^{\mathrm{bat}}\\ \qquad\qquad t=1,2,\cdots,T-1\\ E_{i,T}^{\mathrm{bat}}+P_{i,T}^{\mathrm{ch}}\eta_{\mathrm{ch}}\Delta T-\dfrac{P_{i,T}^{\mathrm{dis}}}{\eta_{\mathrm{dis}}}\Delta T=E_{i,1}^{\mathrm{bat}}\end{cases} \tag{12}$$

式中：$E_{i,t}^{\mathrm{bat}}$ 为 t 时段节点 i 上连接储能的总能量；η_{ch} 和 η_{dis} 分别为储能的充、放电效率。

式(12)表示储能装置的容量约束。为了保证储能在新的调度周期内具有相同的调节特性，将储能的本周期初始容量 $E_{i,1}^{\mathrm{bat}}$ 和下一个周期的初始容量 $E_{i,T+1}^{\mathrm{bat}}$ 设定相等。

$$\begin{cases}0\leqslant P_{i,t}^{\mathrm{ch}}\leqslant P_{i,\mathrm{ch}}^{\max}D_{i,t}^{\mathrm{ch}}\\ 0\leqslant P_{i,t}^{\mathrm{dis}}\leqslant P_{i,\mathrm{dis}}^{\max}D_{i,t}^{\mathrm{dis}}\\ D_{i,t}^{\mathrm{ch}}+D_{i,t}^{\mathrm{dis}}\leqslant 1\end{cases} \tag{13}$$

式中：$P_{i,\mathrm{ch}}^{\max}$ 和 $P_{i,\mathrm{dis}}^{\max}$ 分别为节点 i 上连接储能的充、放电功率上限；$D_{i,t}^{\mathrm{ch}}$ 和 $D_{i,t}^{\mathrm{dis}}$ 为 0-1 变量。

考虑到储能实际运行过程中，在任何一个时刻充放电不能同时进行，因此引入 $D_{i,t}^{\mathrm{ch}}$ 和 $D_{i,t}^{\mathrm{dis}}$，并约束两变量的和不大于 1，即表示在任一时刻，储能不会出现既充电同时又放电的物理不可行情况。

$$E_{i,\mathrm{bat}}^{\max}\times 20\%\leqslant E_{i,t}^{\mathrm{bat}}\leqslant E_{i,\mathrm{bat}}^{\max}\times 90\% \tag{14}$$

式中：$E_{i,\mathrm{bat}}^{\max}$ 为节点 i 上连接储能的容量限值。

为了储能系统的正常使用，保证其工作效率和延长使用寿命，需要对电量进行限制，本文将其实际使用范围设定为 20%～90%[15]。同时为了保证在调度开始时储能就能够充放电，将储能的初始电量设置为容量限制的 50%～60%。

7)静止无功补偿装置 SVC 约束

$$Q_{i,\mathrm{SVC}}^{\min}\leqslant Q_{i,t}^{\mathrm{SVC}}\leqslant Q_{i,\mathrm{SVC}}^{\max} \tag{15}$$

式中：$Q_{i,\mathrm{SVC}}^{\max}$ 和 $Q_{i,\mathrm{SVC}}^{\min}$ 分别为第 i 台 SVC 可调节功率的上限值和下限值。

8)光伏运行约束

根据国内大力推行新能源发电的政策，在本文模型中，设定分布式光伏有功功率为最大功率点追踪(MPPT)模式。光伏电池通过逆变器接入配电网时可通过逆变器的复用技术产生无功功率[16]，故其无功出力约束主要受逆变器最大视在功率限制：

$$\begin{cases}P_{j,t}^{\mathrm{PV}}=P_{j,t,\mathrm{pre}}^{\mathrm{PV}}\\ (P_{j,t}^{\mathrm{PV}})^2+(Q_{j,t}^{\mathrm{PV}})^2\leqslant(S_{\mathrm{PV},j}^{\max})^2\end{cases} \tag{16}$$

式中：$P_{j,t,\mathrm{pre}}^{\mathrm{PV}}$ 为连接在节点 j 上的光伏在 t 时段有功出力预测值；$S_{\mathrm{PV},j}^{\max}$ 为光伏逆变器最大视在功率。

9)售电电价约束

如前文所述，在竞争性的电力零售市场中，售电公司需要综合考虑购电费用、市场份额、用户满意度等因素制定售电电价，本文借鉴国外零售市场运营模式[15]，设定售电电价的制定遵循如下约束条件：

$$\begin{cases}\rho_{\min}^{\mathrm{sell}}\leqslant\rho_t^{\mathrm{sell}}\leqslant\rho_{\max}^{\mathrm{sell}}\\ \dfrac{1}{T}\sum\limits_{t=1}^{T}\rho_t^{\mathrm{sell}}=\rho_{\mathrm{constant}}^{\mathrm{sell}}\end{cases} \tag{17}$$

式中：$\rho_{\min}^{\mathrm{sell}}$ 和 $\rho_{\max}^{\mathrm{sell}}$ 分别为售电电价的下限值和上限值；$\rho_{\mathrm{constant}}^{\mathrm{sell}}$ 为平均售电电价，可由售电公司通过市场分析或与用户协商的方式确定。

式(17)中的第一个约束保证售电电价维持在一定范围内，避免过高电价导致售电公司市场竞争力降低的风险，第二个约束则要求售电公司的平均售电电价维持在一定水平，以保证售电公司的市场份额[5]。

在上述优化调度模型中，潮流约束是非线性、非凸的，给模型的求解带来了困难。因此，本文对该约束条件进行一定的变形转化，使模型可以用二阶锥优化方法求解，并能够在较短时间内获得最优解。

3　模型的二阶锥转化

3.1　二阶锥优化理论

二阶锥优化问题可描述为在有限个非空凸锥的笛卡尔乘积与仿射子空间的交集上求一个线性目标函数最小的问题[17]。标准形式如下：

$$\begin{cases}\min\ \boldsymbol{c}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{x}\\ \mathrm{s.t.}\quad \boldsymbol{A}\boldsymbol{x}=\boldsymbol{b}\\ \qquad\ \ \boldsymbol{x}\in\boldsymbol{K}\end{cases} \tag{18}$$

式中：$\boldsymbol{x}\in\mathbf{R}^n$；$\boldsymbol{c}\in\mathbf{R}^n$；$\boldsymbol{A}\in\mathbf{R}^{m\times n}$；$\boldsymbol{b}\in\mathbf{R}^m$；$\boldsymbol{K}$ 为有限个非空凸锥的笛卡尔积乘积，即 $\boldsymbol{K}=\boldsymbol{K}^{n_1}\boldsymbol{K}^{n_2}\cdots\boldsymbol{K}^{n_r}$，且 $n_1+n_2+\cdots+n_r=n$。

非空凸锥的形式主要有以下两种。

1）二阶锥

$$\boldsymbol{K}^{n_i}\triangleq\{[z_1\quad \boldsymbol{z}_2^{\mathrm{T}}]^{\mathrm{T}}\mid z_1^2\geqslant\|\boldsymbol{z}_2\|^2,z_1\geqslant0,\boldsymbol{z}_2\in\mathbf{R}^{n_i-1}\}\tag{19}$$

式中：$\|\cdot\|$ 表示欧几里得范数。

2）旋转二阶锥

$$K^{n_i}\triangleq\{[z_1\quad z_2\quad \boldsymbol{z}_3^{\mathrm{T}}]^{\mathrm{T}}\mid 2z_1z_2\geqslant\|\boldsymbol{z}_3\|^2,\ z_1\geqslant0,z_2\geqslant0,\boldsymbol{z}_3\in\mathbf{R}^{n_i-2}\}\tag{20}$$

3.2　约束条件的锥转化

为了能够采用二阶锥方法求解，首先对式(2)进行凸松弛，如下式所示：

$$I_{ij,t}^2\geqslant\frac{P_{ij,t}^2+Q_{ij,t}^2}{V_{i,t}^2}\tag{21}$$

文献[18]证明了经过松弛后，虽然扩大了解的搜索空间，但并不改变解的最优性。

进一步，引入新的变量：

$$\nu_{i,t}\triangleq V_{i,t}^2\tag{22}$$

$$l_{ij,t}\triangleq I_{ij,t}^2\tag{23}$$

则潮流约束变成：

$$\begin{cases}P_{ij,t}=\sum\limits_{k(j,k)}P_{jk,t}+r_{ij}l_{ij,t}+P_{j,t}\\ Q_{ij,t}=\sum\limits_{k(j,k)}Q_{jk,t}+x_{ij}l_{ij,t}+Q_{j,t}\\ P_{j,t}=P_{j,t}^{\mathrm{d}}+P_{j,t}^{\mathrm{ch}}-P_{j,t}^{\mathrm{dis}}-P_{j,t}^{\mathrm{DG}}-P_{j,t}^{\mathrm{PV}}-\\ \qquad P_{j,t}^{\mathrm{IL}}-P_{j,t}^{\mathrm{DLC}}+P_{j,t}^{\mathrm{reb}}\\ Q_{j,t}=Q_{j,t}^{\mathrm{d}}-Q_{j,t}^{\mathrm{SVC}}-Q_{j,t}^{\mathrm{DG}}-Q_{j,t}^{\mathrm{PV}}-Q_{j,t}^{\mathrm{IL}}\\ \nu_{j,t}=\nu_{i,t}-2(r_{ij}P_{ij,t}+x_{ij}Q_{ij,t})+\\ \qquad (r_{ij}^2+x_{ij}^2)l_{ij,t}\\ \nu_{i,t}l_{ij,t}\geqslant P_{ij,t}^2+Q_{ij,t}^2\end{cases}\tag{24}$$

并将式(21)进一步等价变换成如下形式：

$$2\frac{\nu_{i,t}}{\sqrt{2}}\frac{l_{ij,t}}{\sqrt{2}}\geqslant P_{ij,t}^2+Q_{ij,t}^2\tag{25}$$

经过上述处理后，本文的调度模型在不考虑DG、储能等变量的约束时已然是一个二阶锥优化问题，在加入了整数变量以后，由于将潮流这一非凸约束进行了凸化，也可以利用成熟商业软件保证解的计算效率和最优性[19]。

4　算例分析

为了验证本文所提售电公司调度模型的准确性，本文在 MATLAB 环境下利用 Mosek 算法包开发上述调度模型，系统配置为 Intel(R) Core(TM) i7-5500 2.40 GHz，8 GB 内存，并采用修改后的 IEEE 33 节点配电系统进行算例分析。该配电系统为辐射状，运行电压等级为 12.66 kV，总有功负荷为 3 635 kW，总无功负荷为 2 265 kvar。对于 IEEE 33 节点配电系统所做的修改主要体现在网络拓扑结构和负荷数据方面，在原有网络结构的基础上，添加了光伏、可调负荷、可控 DG、储能及无功补偿装置，详细参数见附录 A。

为了模型的简化，本文假设在循环运行模式下，DLC 负荷(空调)每次统一被控制 15 min，即 $\Delta T=15$ min，$T=96$。从受控负荷用户的接受角度来看，关停 15 min 并不会使用户舒适度感到明显的降低[20]。

由于 IEEE 33 节点只有某一时刻的负荷数据，因此本文根据日负荷曲线，对负荷数据进行扩充，对于日前负荷曲线，本文参照文献[14]给出原标准算例对应于 15:00 时的负荷数据。本文假设用户用电量的 90%从长期双边交易市场中购买，剩余电量及负荷预测误差所产生的用电量差额在日前现货市场中进行交易。长期双边市场购电量曲线及日前负荷预测曲线见附录 A 图 A2。

日前现货市场价格及售电价格以 1 h 为时间间隔进行确定。设定售电公司从长期双边交易市场购电的电价为 0.4 元/(kW·h)，平均售电电价为 0.55 元/(kW·h)[21]，售电电价的上下限设定为[0.25，0.85]元/(kW·h)。对于日前现货市场电价，根据对 PJM 日前市场负荷水平以及现货价格的统计分析[22]，在一定的负荷范围内，现货电价与负荷水平呈现一定的线性关系，故本文假设日前现货市场电价和负荷的关系服从下式：

$$\rho_t^{\mathrm{buy,F}}=aP_t^{\mathrm{d}}+b\tag{26}$$

式中：a 和 b 为现货市场电价和负荷的关系系数。

图 2 所示为优化调度得到的售电公司售电电价制定策略，售电电价的制定基本上随着日前现货交易市场电价的变化而变化，在现货市场电价较高时段抬升售电电价，从而避免售电公司由于购电成本过高而导致亏损的风险。

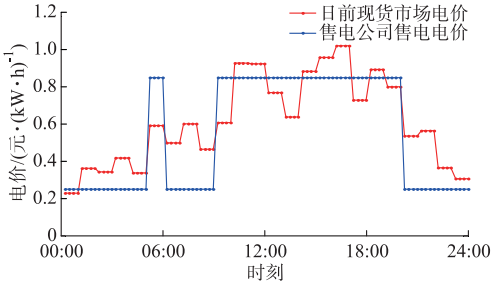
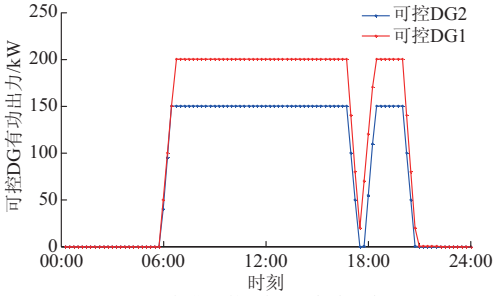


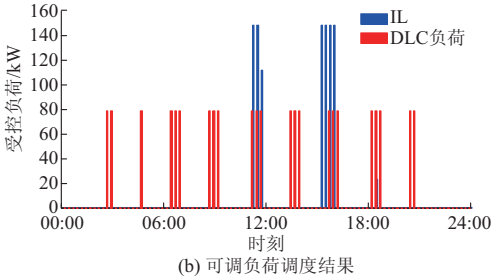
图 2　售电公司售电电价

Fig.2　Electricity sale price of electricity retailers

图 3 为 DG 和可调负荷的优化调度结果。从图 3(a)可以看出，DG 运行在负荷曲线的高峰时段，此时现货市场电价高于 DG 的运行成本，开启 DG 可减少从市场的购电量，降低运行成本；另一方面，在此时段发电，售电公司将多余的发电量通过现货市场进行出售，相应可以得到更大的售电收益。在负荷低谷时段，电价较低，此时从现货市场购电的成本较小，且此时现货市场电价低于 DG 发电成本，DG 发电不能给售电公司带来较高的经济效益，因此 DG 在此时段关停。



(a) 优化后的可控DG有功出力



(b) 可调负荷调度结果

图 3　DG 和可调负荷调度结果

Fig.3　Scheduling results of DG and adjustable load

图 3(b)为 DLC 负荷项目和 IL 项目的实施情况。DLC 负荷和 IL 也集中在日前现货市场电价较高时段实施，从而减少从日前现货市场的购电量，或者增加该时段向现货市场销售的电量，进一步扩大售电公司的盈利空间。DLC 负荷项目由于补偿费用较低，故可在不影响用户用电舒适度的情况下灵活调用，而 IL 项目由于面向具有一定容量的大用户，且补偿费用较高，故仅在电价高峰时段调用。

图 4 为售电公司在日前现货市场的交易情况，图中红色部分为售电公司从日前现货市场购电量，蓝色部分为售电公司向日前现货市场销售的电量，可见通过 DG 和可调负荷的合理调度，售电公司在现货市场电价较高阶段减少购电量，并将多余发电量进行上网销售，在降低购电成本的同时增加售电收益，使得售电公司盈利能力大幅提升。考虑 DG 和可调负荷调度前后售电公司的运行效益对比如表 1 所示，可见通过合理调度所辖配电网内的 DG 和可调负荷，可以大大提升售电公司的运营收益。

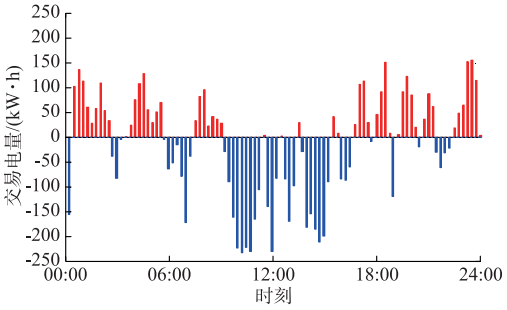


图 4　售电公司日前现货市场交易电量

Fig.4　Electricity of electricity retailers exchanged in day-ahead spot market

表 1　不同情况下售电公司收益对比

Table 1　Profits comparison of electricity retailers in different cases

优化情况	运行收益/元
不考虑 DG 和可调负荷	10 830.50
考虑 DG 和可调负荷有功功率	14 228.55
考虑 DG 和可调负荷有功、无功功率	14 505.02

此外，本文针对拥有配电网运营权的售电公司，在模型中也考虑了 DG 和可调负荷能够提供的无功功率，在满足售电公司所辖配电网安全稳定运行的同时降低电能损耗。调节 DG 及可调负荷无功功率前后系统的网络损耗对比见附录 B 图 B1，无功功率优化前后售电公司收益对比如表 1 所示。可见通过调整 DG 及可调负荷的无功功率，可以减少售电公司所辖配电网的电能损耗，在保证系统安全性的同时间接提升售电公司的经济效益。

最后，针对模型的非凸非线性特性，为验证本文所提求解方法的准确性和时效性，分别采用 Mosek，Cplex，Gurobi 三种算法包对本文所提方法进行求解，并将求解结果与粒子群优化(PSO)算法求解结果进行比较。考虑 PSO 算法求解具有一定随机性，故本文对该算法进行 30 次独立试验，取其中最优解和平均求解时长，与锥优化方法结果进行比较。不同算法求解对比结果如附录 B 表 B1 所示。从表中可得，由于调度模型较为复杂，通过 PSO 算法求解容易陷入局部最优，且求解时间较长。而采用本文中二阶锥转化的方法求解，通过三种算法包求解的结果是一致的，且求解时长相较 PSO 算法要短得多，在求得最优解的准确性、稳定性以及求解的高效性等方面都更有优势，对于现场实际应用来说是更加切实可行的方案。

5　结语

本文在电力市场环境下，建立了含 DG 和可调

负荷的售电公司优化调度模型，并进行了算例验证，结果表明：通过调节 DG 和可调负荷的有功、无功功率，可以在减少售电公司购电成本的同时提升其售电收益，扩大其盈利空间，同时降低售电公司的电能损耗，在保证所辖配电网安全稳定运行的同时进一步实现降损提效；本文对售电公司调度模型中的非凸非线性约束进行凸松弛并采用二阶锥优化方法求解，其在求解效率和解的最优性等方面相较智能算法都更有优势。

本文的研究成果可为售电公司优化调度提供一定的理论支持，但着重探讨了 DG 和可调负荷调度对售电公司运营的影响，对于用户响应对售电公司的影响则考虑得相对简单，所建立的售电电价模型相对简化。在后续研究中可综合考虑用户响应等因素建立更为完善的售电公司定价和调度模型，为售电公司提供更为全面的决策支持。

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

参 考 文 献

[1] 关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发〔2015〕9 号文）[EB/OL].[2015-03-15]. http://smartgrids.ofweek.com/2015-03/ART-290010-8480-28942130.html.

[2] 关于推进售电侧改革的实施意见[EB/OL].[2015-11-26]. http://finance.sina.com.cn/china/bwdt/20151130/094523886922.shtml.

[3] 张钦，王锡凡，王建学.需求侧实时电价下供电商购售电风险决策[J].电力系统自动化，2010，34(3)：22-27.
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Jianxue. Electricity purchasing and selling risk decision for power supplier under real-time pricing[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(3): 22-27.

[4] 胡晨，杜怀松，苏娟，等.新电改背景下我国售电公司的购售电途径与经营模式探讨[J].电网技术，2016，40(11)：3293-3299.
HU Chen, DU Huaisong, SU Juan, et al. Preliminary research of trading approach and management modes of Chinese electricity retail companies under new electricity market reform [J]. Power System Technology, 2016, 40(11): 3293-3299.

[5] 罗琴.市场环境下售电公司购售电策略研究[D].上海：上海交通大学，2014.

[6] 白杨，谢乐，夏清，等.中国推进售电侧市场化的制度设计与建议[J].电力系统自动化，2015，39(14)：1-7. DOI：10.7500/AEPS20150514003.
BAI Yang, XIE Le, XIA Qing, et al. Institutional design of Chinese retail electricity market reform and related suggestions [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(14): 1-7. DOI: 10.7500/AEPS20150514003.

[7] 罗琴，宋依群.售电市场环境下计及可中断负荷的营销策略[J].电力系统自动化，2015，39(17)：134-139. DOI：10.7500/AEPS20140910001.
LUO Qin, SONG Yiqun. Marketing strategy in competitive retail market considering interruptible load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 134-139. DOI: 10.7500/AEPS20140910001.

[8] 包强，王晓雯.市场竞争环境下售电业务发展方向探索[J].电力需求侧管理，2015，17(4)：48-51.
BAO Qiang, WANG Xiaowen. Research on the development direction of the electric sales business under the market competition environment[J]. Power Demand Side Management, 2015, 17(4): 48-51.

[9] 罗琴，宋依群，徐剑，等.基于 AHP-Logit 模型的竞争性售电公司决策研究[J].华东电力，2013，41(11)：2373-2377.
LUO Qin, SONG Yiqun, XU Jian, et al. AHP-Logit based decision-making scheme for competitive electricity retailer[J]. East China Electric Power, 2013, 41(11): 2373-2377.

[10] 张钦，王锡凡，别朝红，等.电力市场下直接负荷控制决策模型[J].电力系统自动化，2010，34(9)：23-28.
ZHANG Qin, WANG Xifan, BIE Zhaohong, et al. A decision model of direct load control in electricity markets [J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(9): 23-28.

[11] 艾欣，周树鹏，赵阅群.基于场景分析的含可中断负荷的优化调度模型研究[J].中国电机工程学报，2014，34(增刊 1)：25-31.
AI Xin, ZHOU Shupeng, ZHAO Yuequn. Research on optimal dispatch model considering interruptible loads based on scenario analysis [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(Supplement 1): 25-31.

[12] GALLEGO R A, MONTICELLI A J, ROMERO R. Optimal capacitor placement in radial distribution networks[J]. IEEE Power Engineering Review, 2001, 21(10): 59.

[13] 孟晓丽，高君，盛万兴，等.含分布式电源的配电网日前两阶段优化调度模型[J].电网技术，2015，39(5)：1294-1300.
MENG Xiaoli, GAO Jun, SHENG Wanxing, et al. A day-ahead two-stage optimal scheduling model for distribution network containing distributed generation[J]. Power System Technology, 2015, 39(5): 1294-1300.

[14] 刘一兵，吴文传，张伯明，等.基于混合整数二阶锥规划的主动配电网有功-无功协调多时段优化运行[J].中国电机工程学报，2014，34(16)：2575-2583.
LIU Yibing, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. A mixed integer second-order cone programming based active and reactive power coordinated multi-period optimization for active distribution network [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2575-2583.

[15] GABASH A, LI P. Active-reactive optimal power flow in distribution networks with embedded generation and battery storage[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2012, 27(4): 2026-2035.

[16] DEHGHANPOUR K, NEHRIR H, SHEPPARD J, et al. Agent-based modeling of retail electrical energy markets with demand response[J/OL]. IEEE Trans on Smart Grid[2016-11-23]. DOI: 10.1109/TSG.2016.2631453.

[17] 赵金利，于莹莹，李鹏，等.基于锥优化的储能系统参与配电网

运行调节快速计算方法[J].电力系统自动化，2016，40(2)：30-35.DOI:10.7500/AEPS20150417002.
ZHAO Jinli，YU Yingying，LI Peng，et al. A fast calculation method of energy storage system for distribution network regulation based on conic programming[J]. Automation of Electric Power Systems，2016，40(2)：30-35. DOI：10.7500/AEPS20150417002.

[18] FARIVAR M，CLARKE C R，LOW S H，et al. Inverter VAR control for distribution systems with renewables[C]// IEEE International Conference on Smart Grid Communications，October 17-20，2011，Brussels，Belgium：457-462.

[19] 刘一兵，吴文传，张伯明，等.基于混合整数二阶锥规划的三相有源配电网无功优化[J].电力系统自动化，2014，38(15)：58-64.DOI:10.7500/AEPS20131211011.
LIU Yibing，WU Wenchuan，ZHANG Boming，et al. Reactive power optimization for three-phase distribution networks with distributed generators based on mixed integer second-order cone programming[J]. Automation of Electric Power Systems，2014，38(15)：58-64. DOI：10.7500/AEPS20131211011.

[20] HSU Y Y，SU C C. Dispatch of direct load control using dynamic programming[J]. IEEE Trans on Power Systems，1991，6(3)：1056-1061.

[21] 安建强.节能调度环境下省级电力公司购售电优化模型[D].北京：华北电力大学，2013.

[22] 朱兆霞，邹斌.PJM日前市场电价的统计分析[J].电力系统自动化，2006，30(23)：53-57.
ZHU Zhaoxia，ZOU Bin. Statistical analysis of day-ahead prices in PJM market[J]. Automation of Electric Power Systems，2006，30(23)：53-57.

顾　伟(1981—)，男，通信作者，博士，教授，主要研究方向：分布式电源与微电网、主动配电网及电能质量。E-mail：wgu@seu.edu.cn

任佳依(1992—)，女，硕士研究生，主要研究方向：配电网运行与优化。E-mail：seurenjiayi@163.com

高　君(1991—)，男，硕士研究生，主要研究方向：配电网优化调度。E-mail：seugaojun@163.com

（编辑　万志超）

Optimal Dispatching Model of Electricity Retailers Considering Distributed Generator and Adjustable Load

GU Wei[1]，*REN Jiayi*[1]，*GAO Jun*[1]，*GAO Fei*[2]，*SONG Xiaohui*[2]，*LIU Haibo*[1]

(1. School of Electrical Engineering，Southeast University，Nanjing 210096，China；
2. China Electric Power Research Institute，Beijing 100192，China)

Abstract: The reform of electricity sales is an important part of power system reform，whose focus is electricity retailers. In the electricity market environment，selling electricity purchased from market to users is the responsibility of electricity retailers. The development of the distributed generator and adjustable load has given electricity retailers more choices in addition to power purchased from market. How to meet the need of users and increase operation profit is a problem demanding prompt study in a competitive environment. Distributed generator and adjustable load are considered in the optimal dispatching model of electricity retailers whose objective is to maximize the day-ahead operation profit. The security constraints on the distribution network are also considered in the model. This paper is intended to relax the non-convex constraints on the model in order to solve the model in second-order cone programming. Finally，the modified IEEE 33-bus distribution system is used as a test case. The results of a case study show that distributed generator and adjustable load is an effective supplement to the power supply mode of electricity retailers to maximize operation benefits in the market environment while ensuring the safety of the system.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2016YFB0900400，No. 2016YFB09004004)，National Natural Science Foundation of China (No. 51477029) and State Grid Corporation of China (No. PD71-15-001).

Key words: distributed generator；adjustable load；electricity retailers；second-order cone；optimal dispatching