

# 售电公司应对新电改的运营策略对电源容量配置的影响

刘哲<sup>1</sup>, 董真<sup>1</sup>, 刘婧<sup>1</sup>, 顾玖<sup>2</sup>, 解大<sup>2</sup>

(1. 国网上海市电力公司电力科学研究院, 上海 200080; 2. 上海交通大学电子信息与电气工程学院, 上海 200240)

**摘要:**随着新一轮电力市场改革和泛在电力物联网的发展,售电公司根据其拥有的资源不同,逐渐发展成综合能源服务商。在此背景下,针对新电改背景下发电侧电源容量配置问题,建立考虑售电公司运营状况的电源容量配置的双层模型,下层优化对象为包含风机、光伏电池、微燃机和可控负荷的综合能源服务商,上层以发电商电源投资成本最低为优化目标。双层规划模型通过运用非线性规划工具进行求解。算例结果验证该方法的有效性。在该文算例中,售电公司从新能源消纳增长和需求侧响应削减峰荷2个方面对发电商电源容量规划产生影响。

**关键词:**电源规划;能源服务商;负荷聚合商;售电公司;负荷预测

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2021.04.004 中图分类号:TM621 文章编号:1673-9140(2021)04-0029-08

## Impact of electricity sales company operation strategy in response to new electricity reform on power capacity allocation

LIU Zhe<sup>1</sup>, DONG Zhen<sup>1</sup>, LIU Jing<sup>1</sup>, GU Jiu<sup>2</sup>, XIE Da<sup>2</sup>

(1. Electric Power Science Research Institute, State Grid Shanghai Electric Power Company, Shanghai 200080, China;  
2. School of Electronic Information and Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China)

**Abstract:** With the new round of power market reform and the development of the ubiquitous power internet of things, power sales companies have gradually developed into integrated energy service providers based on the different resources they have. Aiming at the problem of power capacity allocation on the power generation side under the background of new electricity reform, the paper establishes a two-layer model of power capacity allocation considering the operating status of electricity sales companies. The lower optimization object is an integrated energy service provider including wind turbines, photovoltaic cells, micro-turbines and controllable loads. The upper layer takes the lowest power investment cost of the power generator as the optimization goal. The bi-level programming model is solved by using the nonlinear programming tool. The results of numerical examples verify the effectiveness of the method. In the example, the electricity sales company impact the power supply capacity planning of the power generator from the two aspects of new energy consumption growth and demand-side response reduction in peak load.

**Key words:** power planning; energy service providers; load aggregators; power sales companies; load forecasting

收稿日期:2020-01-05;修回日期:2020-06-14

基金项目:上海市科技创新行动计划项目(18DZ1203700);国家电网公司科技项目(SGTYHT/17-JS-199)

通信作者:解大(1969-),男,博士,教授,主要从事能源互联网、电力系统规划等研究;E-mail:xieda@sjtu.edu.cn

在能源互联网的大背景下,售电公司为了扩大其市场份额而逐渐转型为综合能源服务公司<sup>[1]</sup>,这些售电公司作为电力市场的中间商,通过从能源市场购买能源以及自备电源等方式,为用户提供参与电力市场的有效途径,并为市场提供多种灵活性的技术及服务。

售电公司作为电力市场的参与者,可以为用户提供各种能源服务<sup>[2]</sup>,同时代表用户参与市场竞争。文献[3]针对售电侧市场化改革,分析了多元售电主体的竞争策略,提出了电网企业优质电力增值服务的运用模式;文献[4]在考虑售电市场多元化利益主体的博弈下,研究了配电网运营商的电网扩展规划模型;文献[5]研究了负荷聚合商参与市场交易的新模式,利用市场时段对资源进行整合利用;文献[6-7]研究了售电公司的购电问题,分别使用条件风险价值和不确定性处理方法,求解考虑多能量、多时间尺度市场的购电模型;文献[8]在总结不同国家的电力市场建设成效的典型做法基础上,构建了中国售电市场建设发展成效评估指标体系;文献[9]同时考虑环境成本、电源投资成本等因素,提出了分布式电源的优化配置模型;文献[10]在考虑新能源参与市场交易的情况下,建立了基于委托代理原则的发电企业售电模型和基于条件价值风险理论的售电公司风险管理模型。上述文献主要考虑了峰谷分时电价、可再生能源消纳、需求响应和泛在电力物联网对购售电策略的影响。

随着分布式电源(distributed generation, DG)并网技术的日益成熟,分布式电源的渗透率不断提高, DG将对电网的安全运行产生巨大影响<sup>[11]</sup>,合理的 DG规划将减少其对电网的负面影响。另外,需求响应技术随着泛在电力物联网的推行,得到各地的广泛开展。目前,已有许多学者对 DG的优化配置和需求响应的影响开展研究。文献[12]以售电公司为研究对象,构建了基于双层规划的售电公司经营模型,同时考虑了盈利和可再生能源消纳;文献[13]以配电网作为研究目标,建立同时考虑配电网可靠性以及需求侧资源的配电网多目标规划模型;文献[14]在配电网 DG选址定容规划中,综合考虑电压稳定性、系统网损、电流裕度多项指标;文献[15]考虑光伏投资方的利益,建立配电网分布式光

伏的规划模型;文献[16]利用节点边际容量成本理论为分布式光伏的选址定容方案提供依据。但是由于目前的发电主体仍然为火力发电,上述文献并没有综合考虑 DG配置和需求响应对发电侧电源规划的影响。

火电厂具有装机容量大,运行功率稳定的特点,仍然是中国的主要发电类型,随着电力市场的开放,火电厂的新建需要考虑更多因素,尤其是售电公司中拥有光伏、风电、储能的能源服务商和拥有可中断负荷、可转移负荷的负荷聚合商。从长期来看,这一类综合能源型售电公司的增长情况对火电的装机容量有一定的影响。文献[17]针对碳排放约束下的电源规划问题,分别增加了燃煤约束、需求侧资源影响作为约束,以电源规划总成本最小作为研究目标;文献[18]在综合考虑源—网—荷协同下,利用全成本电价和有效输电成本,实现电力系统整体优化配置;文献[19]针对含间歇性电源的电源规划,采用了以综合年费为目标的电源结构评价方法。上述文献有针对源—荷的整体规划,也有针对碳排放的电源规划。在电力市场背景下的电源规划需达到各市场主体利益最大化的平衡<sup>[20]</sup>,从上述的研究文献可见,目前针对新电改形势下新兴市场主体的售电公司对电网电源规划影响研究较少。

该文针对新电改背景下的电源容量配置问题,在考虑售电公司运营状况的基础上,建立电源规划的双层模型。上层模型以发电侧投资成本最低为目标函数,并满足各类安全约束;下层模型以售电公司收益最大为目标函数,分别考虑能源服务商和负荷聚合商的运营策略,包括消纳分布式的可再生能源和调节可中断负荷,将下层获得售电公司的 DG配置和需求响应电量的优化结果代入上层模型,从而得到传统火电厂电源规划的总体投入。

## 1 典型售电公司运营策略

综合能源服务商和负荷聚合商是售电侧放开后的市场新兴主体,统一称为售电公司,定义的不同主要根据各售电公司的主体业务的不同。综合能源服务商的特点在于其拥有一定量的自备电源;负荷聚合商的特点在于其拥有一定量的负荷资源。

### 1.1 能源服务商运营业务

综合能源服务商 (integrated energy service provider, IESP) 指与电力市场和天然气市场签订合同,可同时向用户提供电力、热力和天然气服务的中间商,来满足终端用户对于多元化能源的需求。

随着电力市场的交易规模逐渐扩大,能源服务商在市场发展的各个阶段的策略如图 1 所示。在市场孵化期,为了实现多种能量的融合,先以工业园区为代表的电力大用户为对象,建立高效的热电联产机组以及分布式电源,逐渐实现区域能源自给自足以及能源高效利用;在市场上升期,由于综合能源服务商已具有一定量自备电源和固定用户,可将区域产生多余的电、气参加到电力市场和天然气市场的交易中;在市场的成熟阶段,实现不同综合能源服务商管辖区域的能量双边交易,并充分利用大数据技术挖掘当地用户的用能需求。

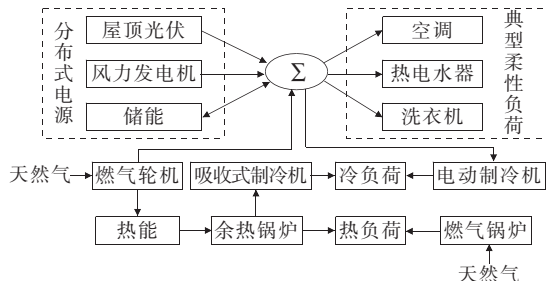


图 2 综合能源服务商的运营情况

Figure 2 Operation status of integrated energy service providers

### 1.2 负荷聚合商运营业务

负荷聚合商 (load aggregator, LA) 是指拥有需求侧资源、可向电网公司提供相关服务的电力市场中间商,以满足电网调峰调频的需求,实现用户与电网的优化互动。

负荷聚合商的发展策略如图 3 所示。在市场孵化阶段,与电力大用户签订需求响应合同,参与电网的削峰填谷;在市场上升阶段,参加电力现货市场,根据电价是否高于签订的需求响应合同,决定响应是否触发;在市场成熟阶段,发展综合能源服务,针对用户需求提供定制服务,优化用户的用能体验。负荷聚合商的运营策略如图 4 所示,在负荷聚合商与各种电力用户签订各种类型的需求侧响应合同的前提下,当电力市场出现短时能量需求以及高电价刺激的时候,会触发需求侧响应的行为,并调节各种用户用电状况与用电行为。

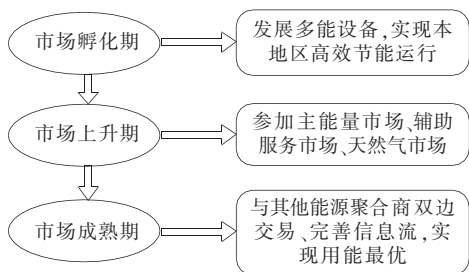


图 1 综合能源服务商的发展策略

Figure 1 Development strategy of integrated energy service providers

典型综合能源服务商的运营情况如图 2 所示。综合能源服务商通过给区域用户安装屋顶光伏、小型风力发电机和储能装置以及给该区域配备的余热锅炉和燃气锅炉来满足该区域用户对于电、热和气多种能源的需求。

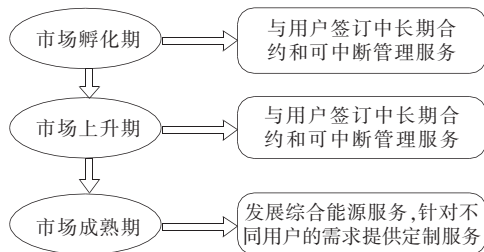


图 3 负荷聚合商的发展策略

Figure 3 Development strategy of load aggregators

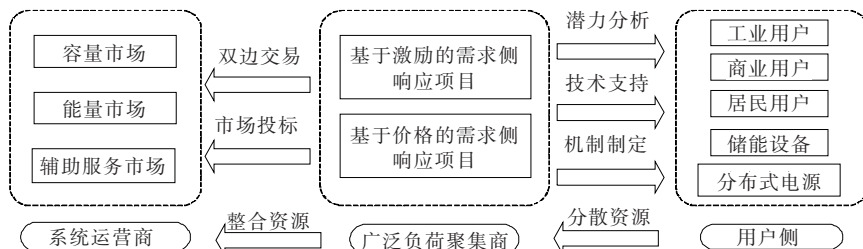


图 4 负荷聚合商的运营策略

Figure 4 Operation strategy of load aggregators

## 2 考虑售电公司收益的电源容量规划模型

### 2.1 双层电源容量规划框架

双层规划模型是求解双层决策问题的数学模型,是一种具有双层递阶结构的系统优化模型,上、下层都有其各自的目标函数和约束条件。

该文上层为规划层,以传统火电为优化对象、以总投资成本最小为目标函数,可计算得到火电电源容量规划方案;下层运行层以考虑分布式电源消纳和需求响应的售电公司的收益最大化为目标,计算得到的售电公司消纳的容量返回到规划层,作为电源总容量的一部分进行下一次所需要的优化,迭代循环,求得全局最优解。在进行电源中、长期规划的求解中,上、下层影响变量包括:上层模型中地区的发电设备容量、用电最高负荷等;下层模型中售电公司各场景的分布式电源的装机总容量、可控负荷资源的总容量等。该文双层规划模型的整体流程如图5所示。

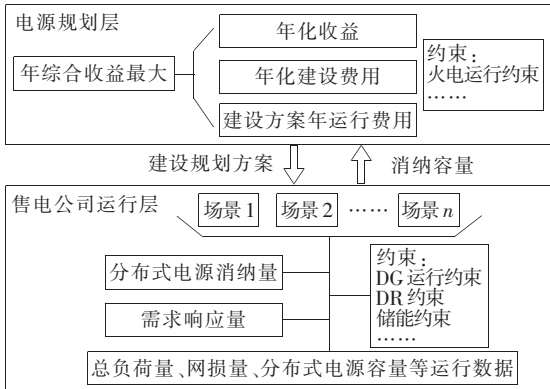


图5 电源双层规划模型

Figure 5 Power bil-level programming model

### 2.2 上层电源规划层模型

该文的电源投资建设由区域的发电集团承担,由于售电公司DG电源的建设是根据市场竞争自发性建设的,不受规划的控制,因此,该文电源规划的上层规划目标仅考虑区域的火电集团。上层规划目标为区域发电集团的电源投资成本、发电成本及火电碳排放成本最小为目标函数,各部分的表达式为

$$\min C = \min \sum_y \sum_{m \in \Omega_M}^{n_y} (X_{Gm} c_m^I + G_m c_m^G) \quad (1)$$

式中  $C$  为电源规划总成本;  $n_y$  为总的规划年;  $\Omega_M$  为待规划电源的集合;  $X_{Gm}$  为第  $m$  类电源的容量;  $c_m^I$  为第  $m$  类电源的单位投资成本;  $G_m$  为第  $m$  类电源的年度发电量;  $c_m^G$  为第  $m$  类电源单位发电成本。

上层约束包含区域内功率平衡约束方程、区域内负荷电量供应裕度约束、火力发电机组出力约束、碳排放约束。

1) 区域内功率平衡约束方程。

$$\sum_{m \in \Omega_M} P_{Gm}^t + \sum_{n \in \Omega_N} P_{DGn}^t + \sum_{j \in \Omega_J} P_{MTj}^t + \sum_{k \in \Omega_K} P_{DRk}^t + P_{EX}^t = P_{load}^t \quad (2)$$

式中  $P_{load}^t$  为  $t$  时刻该区域产生的负荷;  $P_{Gm}^t$  为  $t$  时刻第  $m$  类待规划电源的出力;  $P_{DGn}^t$  为  $t$  时刻  $n$  个节点的分布式电源的出力;  $P_{MTj}^t$  为  $t$  时刻  $j$  个微燃机出力;  $P_{DRk}^t$  为  $t$  时刻  $k$  个节点的需求侧响应电量;  $P_{EX}^t$  为联络线流入该区域的功率。

2) 区域内负荷电量供应裕度约束。

$$G + H_m^{\max} \sum_{m \in \Omega_M} X_{Gm} + H_n^{\max} \sum_{n \in \Omega_N} X_{DGn} > D \quad (3)$$

式中  $G$  为已有电源的历史发电量;  $H_m^{\max}$ 、 $H_n^{\max}$  分别表示第  $m$  类火电和第  $n$  类分布式电源的年度最大利用小时;  $D$  为预测的该区域用电量。

3) 火力发电机组出力约束。

$$P_{Gm, \min}^t \leq P_{Gm}^t \leq P_{Gm, \max}^t \quad (4)$$

4) 碳排放约束。

$$G_m e_m < E^{\text{cap}} \quad (5)$$

式中  $e_m$  为第  $m$  类电源的碳排放密度;  $E^{\text{cap}}$  为对于新建电源的碳排放总量的控制目标。

### 2.3 下层售电公司运行层模型

下层售电公司运行层以售电公司的收益最大化为目标函数,其获得的DG配置容量和需求侧响应容量优化结果传入上层电源规划层。

$$\max F = C_b - C_i - C_o \quad (6)$$

式中  $F$  为售电公司净收益,由  $C_b$ 、 $C_i$ 、 $C_o$  3个部分构成;  $C_b$  为售电公司年售电收益;  $C_i$  为综合能源服务商和负荷聚合商的投资成本;  $C_o$  为售电公司年运营成本。

1) 售电公司年售电利益  $C_b$ 。

$$\begin{cases} C_b = C_{bIESP} + C_{bLA} \\ C_{bIESP} = 8\,760 \sum_{s=1}^{N_s} p_s c_b \left( \sum_{i=1}^{N_{DG}} P_{DG_i,s} + \sum_{j=1}^{J_{MT}} P_{MT_j,s} \right) \\ C_{bLA} = 8\,760 \sum_{s=1}^{N_s} p_s c_{b,DR} \sum_{k=1}^{K_{DR}} P_{DRk,s} \end{cases} \quad (7)$$

式中  $C_{bIESP}$ 、 $C_{bLA}$  分别为综合能源服务商和负荷聚合商年收益;  $N_s$  为场景总数;  $N_{DG}$  为待安装的 DG 电源的节点数量;  $K_{DR}$  为待装配的需求响应数量;  $J_{MT}$  为待装配的微燃机数量;  $c_b$ 、 $c_{b,DR}$  分别为单位电价和需求响应单位收益;  $p_s$  为场景  $s$  发生的概率;  $P_{DG_i,s}$  为第  $i$  个节点在场景  $s$  的 DG 电源发电量;  $P_{MT_j,s}$  为第  $j$  个节点在场景  $s$  的 MT 电源发电量;  $P_{DRk,s}$  为第  $k$  个节点在场景  $s$  的需求侧响应电量。

2) 售电公司投资成本  $C_i$ 。

$$C_i = \sum_{i=1}^{N_{DG}} S_{DG,i} C_{DG} + \sum_{j=1}^{J_{DR}} S_{MT,j} C_{MT} + \sum_{k=1}^{K_{DR}} S_{DR,k} C_{DR} \quad (8)$$

式中  $S_{DG,i}$ 、 $S_{MT,j}$ 、 $S_{DR,k}$  分别为第  $i$  个节点 DG 容量、第  $j$  个节点 MT 容量和第  $k$  个节点需求侧响应电量;  $C_{DG}$ 、 $C_{MT}$ 、 $C_{DR}$  分别为单位容量的 DG、MT 和需求侧响应的投资成本。

3) 售电公司年运营成本  $C_o$ 。

$$\begin{aligned} C_o = 8\,760 \sum_{s=1}^{N_s} p_s \left( c_{o,DG} \sum_{i=1}^{N_{DG}} P_{DG_i,s} + \right. \\ \left. c_{o,MT} \sum_{j=1}^{J_{MT}} P_{MT_j,s} + c_{o,DR} \sum_{k=1}^{K_{DR}} P_{DRk,s} \right) \quad (9) \end{aligned}$$

式中  $c_{o,DG}$ 、 $c_{o,MT}$  分别为 DG、MT 单位发电量运行维护费用;  $c_{o,DR}$  为售电公司给参与需求侧响应的单位电量补偿费用。

每个场景的约束条件为

$$\begin{cases} U_{\min,i} \leq U_{i,s} \leq U_{\max,i} \\ S_{DG,\min} \leq S_{DG} \leq S_{DG,\max} \\ S_{DR,\min} \leq S_{DR} \leq S_{DR,\max} \\ \text{s. t. } \begin{cases} P_{DG_i,\min}^t \leq P_{DG_i}^t \leq P_{DG_i,\max}^t \\ P_{DRk,\min}^t \leq P_{DRk}^t \leq P_{DRk,\max}^t \\ P_{MT_j,\min}^t \leq P_{MT_j}^t \leq P_{MT_j,\max}^t \end{cases} \end{cases} \quad (10)$$

式中  $U_{\min,i}$ 、 $U_{\max,i}$  分别为节点  $i$  电压的上、下限;  $S_{DG,\min}$ 、 $S_{DG,\max}$  分别为该区域分布式电源装机容量的上、下限;  $S_{DR,\min}$ 、 $S_{DR,\max}$  分别为该区域可中断负荷电量的上、下限;  $P_{DG_i,\min}^t$ 、 $P_{DG_i,\max}^t$  分别为分布式

电源  $t$  时刻出力的上、下限;  $P_{DRk,\min}^t$ 、 $P_{DRk,\max}^t$  分别为需求侧响应  $t$  时刻可提供电量;  $P_{MT_j,\min}^t$ 、 $P_{MT_j,\max}^t$  分别为微燃机  $t$  时刻出力的上、下限。

### 3 仿真算例

#### 3.1 售电公司数据

该地区的额定风速约为 7.33 m/s, 光伏的额定光照强度为 3.92 kW·h/(m<sup>2</sup>·d), DG 单位额定容量为 100 kW, 单台微燃机的容量为 1.2 GW。根据文献[21]生成的日内电价场景, 取常规售电电价为 0.5 元/(kW·h)。结合实时电价中的峰时电价及新能源发电补贴, 设定可控负荷资源的运行收益为实时电价中的峰时电价, 设定可控负荷的补偿电价为 1.5 元/(kW·h)。售电公司的典型设备参数如表 1 所示; 该区域系统运行参数如表 2 所示。

表 1 典型设备参数

Table 1 Typical equipment parameters

类型	功率/ kW	投资成本/ 万元	运行成本/(元/ (kW·h))
分布式电源	100	8	0.20
微燃机	1 200	200	0.55
受控负荷	100	0	2.00

表 2 系统运行参数

Table 2 System operating parameters

电压/p. u.		DG 额定 容量/kW		微燃机 功率/kW		可控负荷 功率/kW	
上限	下限	上限	下限	上限	下限	上限	下限
1.05	0.95	100	0	1 200	0	100	0

该文针对该地区的实际风/光及需求响应的负荷资源, 采用考虑售电公司的运营状况双层电源规划模型进行计算。该区域的综合能源服务商所拥有的典型发电资源包括风电、光伏、微燃机。负荷聚合商拥有的负荷资源包括住宅负荷、商业负荷、工业负荷等。售电公司可以通过配备自备电源以及与用电客户签订可控负荷资源合同, 从而影响发电侧电源规划总量。

#### 3.2 模型求解

该文采用 Matlab 编写的程序对双层优化模型进行求解。求解过程分为 2 层: 上层为电源规划层

模型、下层为售电公司运行层模型。

### 1) 下层模型求解。

对于下层的售电公司运行模型,该文采用求解非线性多目标问题的 NSGA-II 算法,变量为各种不同的应用场景,目标函数为式(6)~(9)。算法分内、外 2 层,外层对机组的配置进行编码,将生成的机组组合传递到算法内层,根据目标函数和约束条件确定对应的最低运行成本;再将更新的适应度函数值传递到外层,反复迭代实现机组优化;最后,将最优机组组合和消纳的容量作为下层结果输出给上层。

### 2) 上层模型求解。

上层的电源容量规划模型以式(1)的投资成本最低为目标,考虑功率相关的约束,采用遗传算法(genetic algorithm, GA)计算,获得发电侧电源的最优配置,再使用线性回归模型对该地区的中长期的规划结果进行预测。

## 3.3 下层优化结果

为了研究售电公司运营状况对发电侧电源规划的影响,该文对 2 种方案进行求解。

方案 1 不考虑负荷聚合商,仅考虑综合能源服务商的分布式电源的影响,同时配备 2 台微燃机作为调节可再生能源的波动性。

方案 2 综合考虑负荷聚合商的调峰效果,配备 1 台微燃机作为调节可再生能源的波动性。

按照上述 2 种方案对系统进行优化配置,售电公司的 DG 电源规划结果如表 3 所示;售电公司收益情况如表 4 所示。

由表 3 可知,在同时考虑能源服务商和负荷聚合商后,DG 的接入总量比只考虑能源服务商规划

表 3 售电公司的 DG 电源规划结果

Table 3 DG power planning of power sales company

方案	DG 优化配置结果		总接入容量/ kW
	数量	容量/kW	
1	40	—	4 000
2	55	100	5 600

表 4 区域售电公司年收益情况

Table 4 Annual income of regional power

方案	sales companies			万元
	售电收入	投资成本	运行成本	
1	886.3	512.0	295.1	99.2
2	1 370.2	637.5	519.6	271.1

多了 1 600 kW,说明需求响应能够促进售电公司之间的协同合作,提高 DG 的渗透率。

表 4 为区域售电公司年收益情况,将常规电源微燃机的投资成本计算在内,可以看出,考虑负荷聚合商的影响后,售电公司的投资成本和运行成本都相应提高。方案 2 中该区域售电公司的年综合收益为 271.1 万元,相对于方案 1 的 99.2 万元,增加了 171.9 万元,说明采用需求侧管理有利于售电公司增加 DG 的消纳,从而提高售电公司的总收益。由此可以看出,综合能源服务商和负荷聚合商有竞争关系也存在互利的特点。

## 3.4 上层优化结果

由于区域的火电厂容量非常大,因此,该文根据售电公司所属地区的火电厂作为研究对象,这样就可以更加凸显出售电公司对火电厂的影响,避免了两者容量等级的差距。结合该地区的负荷增长状况以及售电公司的运营状况优化结果,计算出本地区售电公司的自备分布式电源的增长情况,如图 6 所示。将方案 1、2 的优化结果代入上层模型,获得发电侧电源容量规划的结果,并与常规电源容量规划结果进行对比,如图 7 所示。

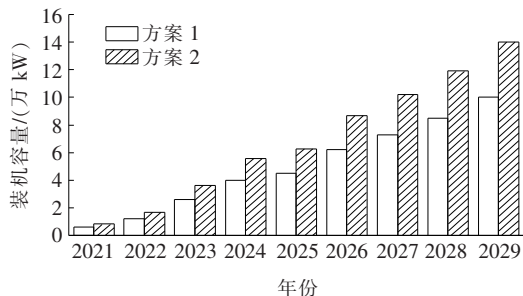


图 6 售电公司自备电源规划结果

Figure 6 Own power supply planning results for sales company

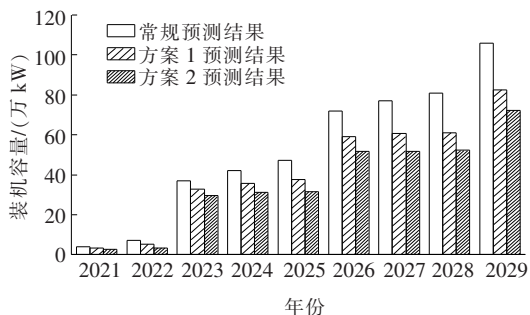


图 7 发电侧电源规划结果

Figure 7 Power planning results on power generation side

从图6可以看出,方案1只考虑综合能源服务对传统电源规划装机总量的影响;方案2既考虑了综合能源服务商也考虑了负荷聚合商的情况。考虑负荷资源的方案2中售电公司整体的电源资源增速明显高于方案1,进一步体现了未来需求响应资源对于售电公司的重要性。

由图7可以看出,常规预测结果的装机容量明显高于方案1、2的结果,表明售电公司自备电源容量的逐年增长将导致发电侧电源装机容量的逐年下降;对比方案1、2的结果,可以发现方案2由于考虑需求侧管理,其发电侧电源装机容量的下降幅度更大,与图6中的结果相对应。

## 4 结语

该文讨论了新电改背景下售电公司对电源规划的影响,以某地区为研究对象得到以下结论。

1)随着新电改的推进,将有越来越多的售电公司参与到电力市场中。售电公司的增加有利于电网的稳定运行,提高新能源渗透率,促进能源的高效利用,制定电源规划方案时应考虑售电公司带来的影响。

2)需求响应电量的增加可以促进DG的消纳,即综合能源服务商和负荷聚合商可以相互影响,从而进一步影响发电侧电源规划的结果。

3)不同类型的售电公司所面向的对象不同,负荷聚合商主要负责电网调峰的功能,能源服务商的作用在于消纳分布式能源,二者从不同的角度降低了电源规划的容量。

## 参考文献:

[1] 李宇泽,齐峰,朱英伟,等.多能互补综合能源电力系统的建设模式初探[J].电力科学与技术学报,2019,34(1):3-10.  
LI Yuze, QI Feng, ZHU Yinwei, et al. A preliminary investigation on construction modes of a multi-energy complementary integrated energy system[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(1): 3-10.

[2] 朱永娟,陈挺.巴西电力市场交易机制研究及对中国的启示[J].中国电力,2020,53(6):124-132.  
ZHU Yongjuan, CHEN Ting. Research on Brazil's e-

lectricity market transaction mechanism and its enlightenment to China[J]. Electric Power, 2020, 53(6): 124-132.

- [3] 肖先勇,马愿谦,莫文雄,等.售电侧放开背景下电网公司优质电力增值服务模式[J].电力科学与技术学报,2016,31(4):4-10.  
XIAO Xianyong, MA Yuanqian, MO Wenxiong, et al. Premium power based value-added service model for power supply company under the opening electricity retail side[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2016, 31(4): 4-10.
- [4] 黄淳驿,王承民,谢宁,等.基于运行—市场强耦合特性的配电网扩展规划[J].中国电机工程学报,2019,39(16):4716-4731.  
HUANG Chunyi, WANG Chengmin, XIE Ning, et al. Distribution expansion planning based on strong coupling of operation and spot market[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(16): 4716-4731.
- [5] Bessa R J, Matos M A, Soares F J. Framework for the participation of EV aggregators in the electricity market [C]//IEEE Electric Vehicle Conference, Florence, Italy, 2014.
- [6] 罗舒瀚,蒋传文,王旭,等.新电改背景下售电公司的购售电策略及风险评估[J].电网技术,2019,43(3):944-953.  
LUO Shuhan, JIANG Chuanwen, WANG Xu, et al. Purchase and sale strategy and risk assessment of power sales companies in the context of new power reform[J]. Power System Technology, 2019, 43(3): 944-953.
- [7] 贾晨,杜欣慧,姚宏民.计及不确定因素的售电公司动态购电决策多目标优化研究[J].电力系统保护与控制,2019,47(21):134-143.  
JIA Chen, DU Xinhui, YAO Hongmin. Multi-objective optimization research on dynamic procurement strategy for electricity retailers considering uncertainty factors [J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(21): 134-143.
- [8] 薛松,胡源,李维,等.售电市场建设发展成效评估国际经验及我国售电市场评估体系[J].电网技术,2019,43(6):1969-1977.  
XUE Song, HUYuan, LI Wei, et al. International experience in construction and development evaluation of electricity retail market and China's electricity retail market evaluation system design[J]. Power System Technology, 2019, 43(6): 1969-1977.

- [9] 雷勇. 基于BFPSO算法的分布式电源优化配置[J]. 电力科学与技术学报, 2018, 33(1): 115-119.  
LEI Yong. Optimized allocation of distributed generation based on BFPSO[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2018, 33(1): 115-11.
- [10] 闫豪楠, 赵文会, 刘玮. 考虑新能源参与的售电公司风险管理模型[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(23): 6947-6954.  
YAN Haonan, ZHAO Wenhui, LIU Wei. A risk management model of power retailers considering the participation of new energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(23): 6947-6954.
- [11] 刘小聪, 单葆国, 王成洁, 等. 高比例清洁能源替代潜力评估模型及关键影响因素分析[J]. 电网技术, 2017, 41(9): 2755-2761.  
LIU Xiacong, SHAN Baoguo, WANG Chengjie, et al. Substitution potential model of high proportion of clean energy and analysis of key affecting factors[J]. Power System Technology, 2017, 41(9): 2755-2761.
- [12] 何也帅, 杨镜非, 陈飞雄. 基于双层规划的售电公司经营模型研究[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(3): 71-77.  
HE Yeshuai, YANG Jingfei, CHEN Feixiong, et al. Research on operation model of electricity retail company based bi-level optimization[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(3): 71-77.
- [13] 郑洁云, 胡梦月, 胡志坚, 等. 考虑可靠性及需求响应的配电网规划模型[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(3): 173-182.  
ZHENG Jieyun, HU Mengyue, HU Zhijian, et al. Multi-objective planning model of distribution network considering reliability and demand response[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(3): 173-182.
- [14] 孙顺祥, 李晓明, 刘振盛, 等. 计及电压稳定性评估的配电网DG选址定容的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(3): 88-94.  
SUN Shunxiang, LI Xiaoming, LIU Zhensheng, et al. Research on locating and sizing of DG in the distribution network considering voltage stability assessment[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(3): 88-94.
- [15] 孙旻, 张大, 余愿, 等. 计及投资方收益与主动配电网管理的分布式光伏电源规划[J]. 智慧电力, 2020, 48(9): 56-62.  
SUN Min, ZHANG Da, YU Yuan, et al. Planning of distributed photovoltaic generations considering investor benefits and active distribution network management[J]. Smart Power, 2020, 48(9): 56-62.
- [16] 杨建林, 朱泽安, 黄一超, 等. 计及不确定性与节点边际容量成本的分布式光伏电源规划[J]. 电测与仪表, 2019, 56(18): 1-9.  
YANG Jianlin, ZHU Zean, HUANG Yichao, et al. Distributed photovoltaic generation planning considering uncertainty and locational marginal capacity cost[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 56(18): 1-9.
- [17] 罗金山, 路畅, 孟繁骏. 碳排放及燃煤约束下的电源规划及其效益评价[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(11): 47-52.  
LUO Jinshan, LU Chang, MENG Fanjun. Power planning and benefit evaluation under carbon emission and coal-fired constraints[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(11): 47-52.
- [18] 陈典, 钟海旺, 夏清. 基于全成本电价的源—网—荷协同规划[J]. 电网技术, 2017, 41(9): 2816-2822.  
CHEN Dian, ZHONG Haiwang, XIA Qing. Source-network-load collaborative planning based on full cost price[J]. Power System Technology, 2017, 41(9): 2816-2822.
- [19] 赵娟, 王雷, 吴磊, 等. 基于年费用的电源结构评价[J]. 电网与清洁能源, 2019, 35(12): 7-14.  
ZHAO Juan, WANG Lei, WU Lei, et al. Power structure evaluation based on annual cost[J]. Power System and Clean Energy, 2019, 35(12): 7-14.
- [20] 贾德香. 电力市场环境下的电源规划方法研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2007.
- [21] 武庚, 武庆国, 王昊婧, 等. 考虑风险规避的综合能源服务商能源购置策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(6): 12-20.  
WU Geng, WU Qingguo, WANG Haojing, et al. Energy purchase strategy of comprehensive energy service providers considering risk aversion[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(6): 12-20.