

DOI: 10.7667/PSPC171751

基于广义需求侧资源聚合的电力系统短期负荷预测模型

陈丽娜¹, 张智晟^{1,2}, 于道林³

(1. 青岛大学电气工程学院, 山东 青岛 266071; 2. 智能电网教育部重点实验室(天津大学), 天津 300072;
3. 国网莱阳供电公司, 山东 莱阳 265226)

摘要: 需求响应计划的广泛实施对电力系统短期负荷预测将产生一定的影响。为了获得理想的预测精度, 需要准确计及需求响应因素的实时变化, 并将其融入短期负荷预测模型的构建中。首先提出了一种能够通过电价合同实现的需求响应调度方式, 该方式借助负荷聚合商机构实现了广义需求侧资源的最优调度, 并能够以需求响应信号的形式提供给系统调度员利用。以此为基础, 构建了基于广义需求侧资源聚合的电力系统短期负荷预测模型, 将需求响应因素融入到短期负荷预测模型的构建中。仿真结果表明, 构建的短期负荷预测模型能够有效弥补传统负荷预测模型的不足, 有利于提升模型的预测精度。

关键词: 短期负荷预测; 广义需求侧资源; 聚合商; 径向基函数神经网络; 电力系统

Short-term load forecasting model of power system based on generalized demand side resources aggregation

CHEN Lina¹, ZHANG Zhisheng^{1,2}, YU Daolin³

(1. College of Electrical Engineering, Qingdao University, Qingdao 266071, China; 2. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China; 3. State Grid Laiyang Electric Power Supply Company, Laiyang 265226, China)

Abstract: The extensive implementation of the demand response plan will have a negative influence on short-term load forecasting of power system. To acquire satisfactory forecasting accuracy, it is necessary to consider real-time changes of the demand response factors, which can be blended in the building of the short-term load forecasting model. Firstly, a demand response scheduling method which can be realized depending on the electricity price contract is presented. With the aid of load aggregation, it achieves the optimal scheduling of the generalized demand side resources and then be employed by the dispatcher in the form of demand response signal. On this basis, a short-term load forecasting model of power system based on generalized demand side resources aggregation is constructed, and the demand response factors are integrated into the course. The simulation result shows that the model newly built effectively makes up for the shortage of the traditional load forecasting models, improving the forecasting accuracy.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51477078) and Open Research Fund of Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education (2018).

Key words: short-term load forecasting; generalized demand side resources; load aggregation; radical basis function-neural networks; power system

0 引言

需求侧用户的广泛参与通常被认为是智能电网条件下降低峰值需求、增加负荷弹性, 提高电力网运行效率和稳定性的必然解决方案^[1-4]。灵活的需求

响应(Demand Response, DR)可以有效地解决供需矛盾, 减少需求缺口, 为供需双方带来更多选择。如何充分挖掘需求侧资源, 消除电力市场需求响应资源融合的障碍成为当下研究的热点^[5]。需求响应鼓励能源消费者通过刺激电价或合同补偿等手段与能源供应商进行互动, 但是当前电力市场的电价和激励机制尚不成熟, 有关需求响应试点的调查研究

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51477078); 智能电网教育部重点实验室开放研究基金(2018)

显示, 智能化设施的完善虽然有助于提高用户对动态价格信号的响应能力, 但总体来说效果并不理想。基于需求价格弹性的需求响应模型对 DR 市场的影响仍处于理论阶段, 并不能为电力市场提供实用的 DR 工具^[6-8]。因此, 如何在竞争性的电力市场中设计适应不同市场环境和系统运行的 DR 实用工具, 提高需求侧用户参与的积极性和响应能力, 被认为是需求响应成功实施的重大挑战。

在当前的电力系统中, 负荷聚合商(Load Aggregation, LA)及虚拟发电厂^[9](Virtual Power Plants, VPP)等机构通常被认为是需求侧资源聚合的重要中介, 它们可以通过专业的技术手段挖掘具有潜在价值的需求响应资源, 并为其提供参与市场调节的机会, 协助 DR 产品的聚合和售出, 本文对于 LA 和 VPP 的概念不作区分。文献[10]从不同客户参与需求响应的意愿的角度进行了详细的研究, 研究结果显示合同方式有利于提高用户参与需求响应的积极性。文献[11]重点关注了基于负荷聚合商业业务的需求响应资源的整合方法与运营机制, 指出 LA 框架下 DR 资源调度的主要实现手段分为电价和合同两种, 而后者是 LA 的主要业务。文献[12]提出了一种基于电价合同的 DR 调度操作方案, 该方案以聚合商处的最大收益作为优化目标, 虽实现了不同需求响应资源的实时调度, 但在一定程度上限制了参与者的灵活性和协调性, 不利于促进弱势资源参与需求侧管理。

本文从激励不同需求响应资源参与需求侧管理的角度出发, 构建了基于广义需求侧资源的最优调度模型。该模型充分考虑了 LA 框架下不同 DR 选项下的各种可能, 并通过电价合同的约束实现了不同资源的整合和优势互补, 减少了需求侧资源参与的不确定性。本文主要考虑可削减负荷(Load Curtailment, LC)、可负荷转移(Load Shift, LS)和能源存储系统(Energy Storage System, ESS)三种控制资源。将需求响应因素融入到短期负荷预测模型的建模中, 构建了计及广义需求侧资源的短期负荷预测模型, 对需求响应因素对短期负荷预测产生的影响进行了探讨。通过结合实际地区的负荷进行仿真测试, 结果表明, 基于广义需求侧资源聚合的短期负荷预测模型具有较高的预测精度, 预测结果明显优于不计及需求响应因素的预测模型。

1 基于广义需求侧资源的 DR 信号模型及其构造

随着智能电网技术的发展, 需求侧许多具备一

定调节能力的需求响应资源逐渐被挖掘, 这部分资源聚合之后数量可观, 在参与电力需求侧管理方面拥有巨大的潜力^[13-14]。如系统运营商可以利用灵活的电价政策引导需求侧用户的用电行为。一方面, 可通过提升预测日的峰时电价, 激励需求侧用户签订经济可行的 DR 合同, 减轻峰时供电压力, 另一方面, 可降低谷荷时段的电价, 引导用户进行负荷转移或电能存储, 实现电力疏导。

为了激励不同种类的用户参与 DR 项目, 本节模拟了一种可以通过电价合同实现的需求响应资源调度模型, 该模型以各类资源在能源市场中的最优经济分布作为目标调度函数, 并以此为依据确定出各类 DR 子信号, 具体确定过程如下。

1.1 LC 子信号的确定

电力系统中电价信号的高低在一定程度上可以反映用电需求的多寡, 因此用户可以根据电价信号的波动情况来响应 DR 计划, 以减少峰时用电, 实现自身的经济化运行^[15-16]。负荷削减策略的主要思想是借助 LA 机构, 一方面聚合能够响应负荷削减计划的中小型用户, 另一方面与电力系统运营商签订可执行的 LC 合同, 按照用户在日前能源市场中的最大化收益安排负荷削减的最佳时段, 并从合同价格与实时电价的差价中获取利润。LC 子信号可通过下述调度函数进行确定。

$$Q_{\max}^{\text{LC}} = \sum_{t \in T} (\rho_t LR_t^{\text{LC}} - CLR_t^{\text{LC}}) \quad (1)$$

$$LR_t^{\text{LC}} = \sum_{k \in N_{\text{LC}}} P_{kt}^{\text{LC}} \quad (2)$$

$$CLR_t^{\text{LC}} = \sum_{k \in N_{\text{LC}}} (IC_{kt}^{\text{LC}} + c_{kt}^{\text{LC}} P_{kt}^{\text{LC}}) \quad (3)$$

式中: Q_{\max}^{LC} 表示 LC 选项下负荷削减的最大收益目标; LR_t^{LC} 对应 t 时刻 LC 聚合机构下的计划减载量; CLR_t^{LC} 对应 t 时刻的支出成本; ρ_t 为电力市场的实时电价; N_{LC} 为 LC 合同的数量; P_{kt}^{LC} 为第 k 个 LC 合同规定 t 时刻的减载量; c_{kt}^{LC} 为第 k 个 LC 合同 t 时刻的约定价格; IC_{kt}^{LC} 为启动成本; $T(T=1, 2, \dots, 96)$ 为负荷的时间序列。具体约束设置为

$$0 \leq P_{kt}^{\text{LC}} \leq P_{\max} \quad \forall k, \forall t \quad (4)$$

$$\sum_{t \in T} P_{kt}^{\text{LC}} t \leq E_k^{\max, \text{LC}} \quad \forall k \quad (5)$$

式(4)表示对于任意合同其负荷削减功率不应超过合同规定的最大削减功率, 即额定功率; 式(5)表示 LC 合同的负荷总削减量不应超过合同的上限。

1.2 LS 子信号的确定

不同于 LC 策略, 负荷转移选项下的客户可以通

过电价指导重新安排用电计划, 将客户一天中减少的用电量转移到相邻的谷荷时段, 从而起到移峰填谷的作用。由于谷时段的电价较低, 负荷转移的经济性也可以得到更充分的体现。LS选项下负荷削减的调度方式与LC选项类似, 这里不作赘述。负荷转移前后的能量平衡关系可通过式(6)作补充描述, 即恢复后的负荷数量不超过转移前的负荷总量。

$$\begin{cases} 0 \leq \sum_{t \in T_k^{SH}} SL_{kt}^{LS} \leq \sum_{t \in T_k^{LR}} P_{kt}^{LS} & \forall k, \forall t \\ SL_{kt}^{LS} = 0 & \forall k, \forall t \notin T_k^{SH} \end{cases} \quad (6)$$

式中: SL_{kt}^{LS} 表示第 k 个 LS 合同规定的负荷削减量; P_{kt}^{LS} 表示第 k 个 LS 合同规定的负荷转移量; T_k^{LR} 、 T_k^{SH} 分别对应负荷转移及恢复的时间段。

1.3 ES 子信号的确定

未来灵活高效的储能资源将成为电力生产分配和能源结构优化的关键, 储能的规模化应用有益于提升网络的柔性化水平, 同时也有利于加强电网的需求侧管理^[17-20]。假定能源存储系统的能量供应充足, 其主要来源可由可再生能源或谷时段电力进行补充。作为 LA 聚合框架下 DR 信号的重要组成部分, ES 子信号的调度方案可通过式(7)和(8)确定。

$$Q_{\max}^{ES} = \sum_{t \in 96} (\rho_t LR_t^{ES} - CLR_t^{ES}) \quad (7)$$

$$CLR_t^{ES} = \sum_{k \in N_{ES}} c_{kt}^{ES} P_{kt}^{ES} \quad (8)$$

式中: Q_{\max}^{ES} 表示 ES 选项下能源存储系统聚合所得的最大化收益; LR_t^{ES} 为 ESS 在 t 时刻的计划减载量; CLR_t^{ES} 表示 ESS 在 t 时刻的成本支出; P_{kt}^{ES} 则表示 t 时刻第 k 个 ES 合同的计划减载量。具体约束设置为

$$0 \leq P_{kt}^{ES} \leq \eta_k^{\max, ES} P_k \quad \forall k, \forall t \quad (9)$$

$$\sum_{t \in T} P_{kt}^{ES} \leq E_k^{\max, ES} \quad \forall k \quad (10)$$

式(9)表示对于任意的 ES 合同其负荷削减功率不超过最大放电效率下储能装置的放电功率; 式(10)表示任意 ES 合同的总发电量不能超过合同规定的储能装置的最大储能量。

1.4 用户实际的需求响应模拟

本文结合美国 PJM 电力交易市场的电价数据及电力合同确定出各类 DR 子信号, 通过信号叠加形成 DR 总信号, 并提供给电力系统运营商作最终的审核调整, 合同的主要内容如表 1 所示。聚合所得的 DR 信号可以描述为

$$DR = LR^{LC} + LR^{LS} + LR^{ES} \quad (11)$$

式中: DR 表示聚合后的需求响应总信号, 用来模

拟用户实际的需求响应; LR^{LC} 、 LR^{LS} 和 LR^{ES} 分别对应于各类子信号, 其中 LR^{LC} 表示负荷削减选项下的负荷减少量, LR^{LS} 表示负荷转移选项下的负荷转移量, LR^{ES} 表示储能系统的调节量。若规定削减负荷记为正, 负荷增加记为负, 则实时电价下某日的需求响应信号及其构成可通过图 1 来反映, 某个月份内可能出现的需求响应信号可通过图 2 进行模拟。

表 1 基于广义需求侧资源的 DR 合同方案

Table 1 DR contract schemes based on generalized demand side resources

| 合同类别 | 合同 1/2/3 的定价/\$ | 能源容量/(\$/MW) | 额定功率/MW | 充放电效率 |
|------|-----------------|--------------|---------|-------|
| LC | 38/40/42 | 60 | 20 | / |
| LS | 38/40/42 | 60 | 20 | / |
| ES | 38/40/42 | 60 | 20 | 0.9 |

| 合同类别 | 最短服务时间/h | 最长服务时间/h | 每日合同最大执行次数 | 启动费用/\$ |
|------|----------|----------|------------|---------|
| LC | 1 | 3 | 1 | 20 |
| LS | 1 | 3 | 1 | 20 |
| ES | 1 | 3 | 1 | / |

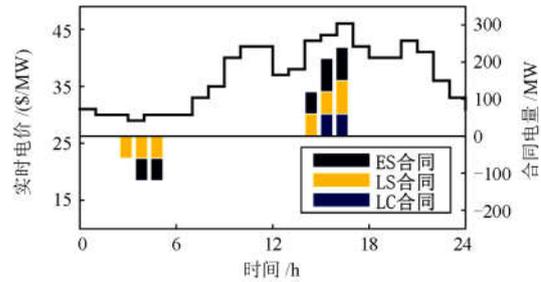


图 1 实时电价下 DR 信号的聚合原理图

Fig. 1 Aggregation schematic diagram of DR signals under real-time pricing

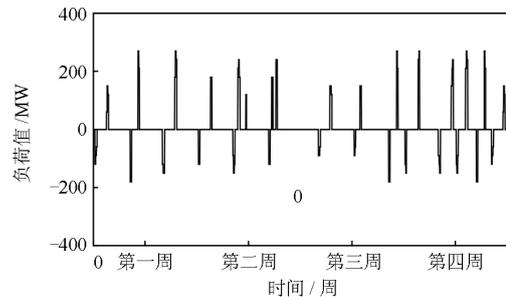


图 2 DR 信号模拟图

Fig. 2 DR signals simulation diagram

由图 1 可以看出: 实时电价下, 对负荷具有削减作用的 DR 信号一般出现在电价较高的时段, 这与电价的引导规律有关, 且由于电价高峰时段与负荷高峰时段往往一致, 这将有损于削峰移谷; 起电

力疏导作用的 DR 信号则出现在用电低谷时段，主要包含储能和负荷转移两种负荷，此时电价较低，调度的经济性较好。

由图 2 可以看出：系统调度员发送 DR 信号的时间间隔由电价的高低和电能的供需情况共同决定，若某日电价较低或峰值负荷较低，则该日调度员不发出 DR 信号，因此实际的需求响应还具有一定的灵活性和随机性。

2 基于广义需求侧资源聚合的 RBF-NN 预测模型

2.1 RBF-NN 预测模型

RBF-NN 是一种基于多变量插值原理的多层前馈型神经网络，在网络训练上具有较大的优越性，适合于电力系统的短期负荷预测^[21]。RBF-NN 一般选取 Gaussian 型函数作为隐含层的传输函数，可通过不断地学习训练把低维空间的输入数据映射到高维空间，将非线性问题转化成线性问题，具有学习速度快、函数逼近效果好等特点。RBF-NN 的结构原理图如图 3 所示。其隐含层的非线性传输函数公式如式(12)所示，输出层的线性变换输出公式如式(13)所示。

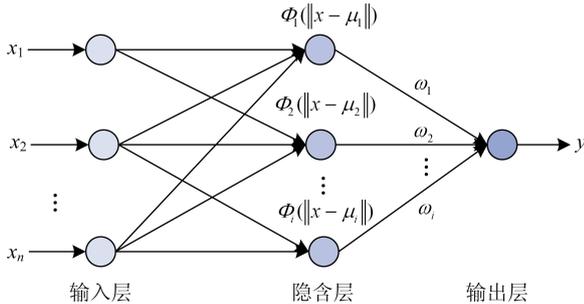


图 3 RBF-NN 的结构原理图

Fig. 3 Schematic diagram of RBF-NN

$$\Phi_i(x) = \exp\left(-\frac{\|\mathbf{x} - \mu_i\|^2}{2\delta_i^2}\right) \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (12)$$

$$y = \sum_{i=1}^m \omega_i \Phi_i(x) \quad (13)$$

式(12)中： \mathbf{x} 为神经网络的输入矩阵， $\mathbf{x}=[x_1, x_2, \dots, x_n]^T$ ； μ_i 对应第*i*个径向基函数的中心； δ_i 为第*i*个隐含层节点对应的感知变量； m 为感知单元的个数； $\|\mathbf{x} - \mu_i\|$ 表示输入向量 \mathbf{x} 到隐含层基函数中心 μ_i 的欧式距离。式(13)中： ω_i 为第*i*个隐含层节点到输出层节点的权值； y 对应网络的期望输出结果，即待预测的负荷点。

2.2 基于广义需求侧资源聚合的负荷预测模型

在传统的负荷预测模型中，通常选取与负荷特性有关的历史负荷数据、气象、日类型等基本影响因素作为预测模型的输入量。在对预测模型的输入量矩阵进行描述时，本文采用了按序列举的向量表示法。举例如下：

$$\text{矩阵 } [\mathfrak{R}(a_i^j)] \text{ 表示 } [a_i^1, a_i^2, a_i^3];$$

$$\text{矩阵 } [\mathfrak{R}(\mathfrak{R}(a_i^j))] \text{ 表示 } [a_1^1, a_1^2, a_1^3, a_2^1, a_2^2, a_2^3].$$

假设RBF-NN预测模型中待预测负荷点的时序编号为第*d*天*b*时刻，则该点可通过其14维的输入量矩阵进行确定，记输入矩阵为 $\mathbf{I}_{1,d}^b$ ，则有

$$\mathbf{I}_{1,d}^b = [\mathbf{h}_d^b, \mathbf{u}_d]^T \quad (14)$$

式中： \mathbf{h}_d^b 表示历史负荷矩阵； \mathbf{u}_d 表示外界不确定性影响因素矩阵，且有

$$\mathbf{h}_d^b = [\mathfrak{R}(\mathfrak{R}(l_i^j))] \quad (15)$$

$$\mathbf{u}_d = [\mathfrak{R}(t_{\max,i}, t_{\text{avg},i}, t_{\min,i}, s_i)] \quad (16)$$

式中： l_i^j 表示第*i*天*j*时刻的历史负荷值； $t_{\max,i}$ 、 $t_{\text{avg},i}$ 、 $t_{\min,i}$ 、 s_i 分别表示第*i*天的温度上限、平均温度、温度下限和日类型。由式(15)和式(16)可知，历史负荷输入矩阵由预测日前两天和前三天的预测时刻及相邻时刻共 6 维负荷数据输入量组成，外界因素输入矩阵由这两天的气温及日类型等 8 维外界因素输入量构成。

随着智能电网技术的进一步发展，上述预测模型对于新出现的需求响应等具有时变特点的复杂非线性影响因素表现出了一定的不适应性，这可能会增加预测的难度^[22-23]。为了提高预测的准确性，本文从负荷构成的物理机理的角度出发，对传统的负荷预测模型作出改进。由于在电网实际运行过程中需求响应资源的实时调度情况与负荷曲线的波动密切相关，而传统的预测模型并未计及该变化因素的影响，因此考虑将前文构造的LC、LS、ES等需求响应子信号作为预测模型的新增输入量，以加强对含有需求响应信号的负荷曲线的跟踪预测能力，记改进后预测模型的输入矩阵为 $\mathbf{I}_{2,d}^b$ ，则有

$$\mathbf{I}_{2,d}^b = [\mathbf{h}_d^b, \mathbf{u}_d, \mathbf{lc}_d^b, \mathbf{ls}_d^b, \mathbf{es}_d^b]^T \quad (17)$$

式中： \mathbf{lc}_d^b 表示三维的 LC 子信号输入矩阵； \mathbf{ls}_d^b 表示三维的 LS 子信号输入矩阵； \mathbf{es}_d^b 表示三维的 ES 子信号输入矩阵，即改进后预测模型的输入量在原来的基础上新增了九维需求响应输入量。矩阵的新增输入元素由待预测负荷点所在时刻及其相邻时刻的需求响应子信号来确定，具体构成为

$$lc_d^b = [\Re_{j=b-1}^{b+1}(lc_d^j)] \quad (18)$$

$$ls_d^b = [\Re_{j=b-1}^{b+1}(ls_d^j)] \quad (19)$$

$$es_d^b = [\Re_{j=b-1}^{b+1}(es_d^j)] \quad (20)$$

式中, lc_d^j 、 ls_d^j 和 es_d^j 分别表示地区电网第 d 天 j 时刻的负荷削减量、负荷转移量和储能变化量。

负荷预测模型的输入量确定完毕后, 由于不同的负荷预测模型的输入量纲各异且值域差距较大, 还需要对其统一进行归一化处理再作输入, 这里不作重点介绍。

3 算例分析

为了验证所提预测模型的有效性, 结合地区电网的实际负荷数据对DR信号融入前后预测模型的预测性能进行了对比分析。预测时, 可根据预测模型的输入量确定RBF-NN的各项参数, 并经过大量数据样本的学习训练, 完成负荷预测。不计及需求响应因素的常规负荷预测模型和计及了需求侧DR信号的改进模型其对比分析结果如图4所示, 其中, 图4(a)对应工作日的预测结果, 图4(b)则对应休息日的预测结果。

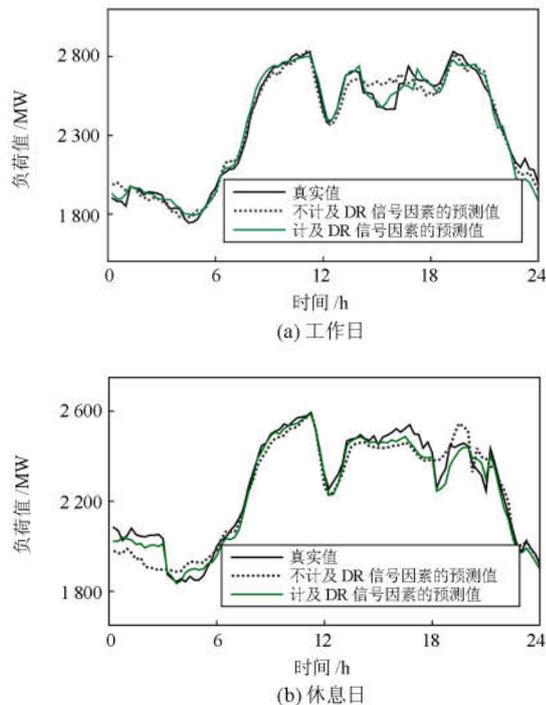


图 4 计及DR信号前后的负荷预测结果

Fig. 4 Load forecasting results before and after taking DR factors into account

由图4可以看出: 该地区实施需求响应计划后, 工作日和休息日负荷曲线的峰值负荷都因DR信号的融入而得到了有效的控制, 移峰填谷也取得了较好的效果。从预测结果来看, 传统负荷预测模型的预测效果较差, 尤其是受需求响应信号影响的部分, 预测曲线与实际负荷曲线之间的偏差较大, 而改进后的预测模型则能准确捕捉到需求响应信号的变化规律, 表现出了较好的预测性能。

随机选取三天含有DR信号的负荷曲线进行预测, 计及DR信号因素负荷预测模型与不计及DR信号因素预测模型的误差如表2所示。

表 2 预测模型改进前后的误差分析结果
Table 2 Error analysis results before and after improving the forecasting model

| 需求响应 序号 | 不计及DR信号因素 | | 计及DR信号因素 | |
|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 平均相对 误差/% | 最大相对 误差/% | 平均相对 误差/% | 最大相对 误差/% |
| 1 | 2.52 | 8.68 | 1.69 | 5.81 |
| 2 | 2.41 | 7.52 | 1.55 | 5.25 |
| 3 | 2.32 | 7.79 | 1.30 | 3.63 |

由表2可以看出: 不计及DR信号因素时, 预测模型的预测误差较大, 其平均相对误差和最大相对误差的变化范围分别达到了2.32%~2.52%和7.52%~8.68%, 而在预测模型的输入量中计及了DR信号因素后, 预测性能得到了有效的改善, 其平均相对误差的最大波动上限不超过1.69%, 最大相对误差的波动范围不超过5.81%。上述分析结果充分说明了需求响应因素对于负荷预测的重要性。

为了进一步验证所提计及广义需求侧资源聚合预测方案的泛化能力及预测稳定性, 对连续一周的负荷进行了连续跟踪预测, 并与改进前预测模型的预测结果进行对比, 误差改进情况如表3所示。

表 3 预测模型的误差改进结果

Table 3 Error improvement results of the improved forecasting model

| 日期 | 平均相对误差 的改进量/% | 最大相对误差 的改进量/% |
|----|------------------|------------------|
| 周日 | 0.69 | 1.99 |
| 周一 | 0.83 | 2.81 |
| 周二 | 0.86 | 2.27 |
| 周三 | 1.02 | 3.96 |
| 周四 | 0.91 | 3.11 |
| 周五 | 0.77 | 2.72 |
| 周六 | 0.94 | 3.02 |

由表3可以看出: 计及DR信号因素后, 改进后的预测模型在一周内的平均相对误差较改进前平

均下降了 0.86 个百分点,日最大相对误差平均下降了 2.84 个百分点。总体而言,改进后的负荷预测模型较传统的预测模型表现出了更好的预测性能和预测稳定性。

在预测模型的实际应用时,由于改进后的负荷预测方案考虑了需求响应相关因素,预测模型的输入维数得到了拓展,这虽然在一定程度上增加了调度的工作量,但是从预测效果看,将有益于预测模型精度的提升。因此,考虑广义需求侧资源聚合的短期负荷预测模型具有一定的实践应用价值。

4 结论

电力系统中,DR 信号等新增不确定影响因素的存在增加了负荷预测的难度。为此,本文提出了基于广义需求侧资源聚合的电力系统短期负荷预测模型,研究广义需求侧资源聚合的存在对负荷预测产生的影响。为了简化模型,研究过程忽略了 DR 信号反弹等其他可能性因素产生的影响。主要研究成果如下。

1) 根据智能电网中广义需求侧资源调度的主要实现手段,分别确定了不同需求响应资源的子信号,并经过 LA 的聚合形成 DR 总信号,用来模拟用户的实际需求响应。

2) 在改进后的负荷预测模型中新增与 DR 信号有关的输入量,达到提高模型预测精度的目的。

3) 分析融入 DR 信号前后预测模型精度的变化情况。仿真结果显示,计及广义需求侧资源聚合的短期负荷预测模型的预测性能有了明显改善,这说明该研究具有较好的实践价值。

参考文献

- [1] 张钦,王锡凡,王建学,等. 电力市场下需求响应研究综述[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(3): 97-106.
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 97-106.
- [2] 张钦,王锡凡,付敏,等. 需求响应视角下的智能电网[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(17): 49-55.
ZHANG Qin, WANG Xifan, FU Min, et al. Smart grid from the perspective of demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(17): 49-55.
- [3] GARULLI A, PAOLETTI S, VICINO A. Models and techniques for electric load forecasting in the presence of demand response[J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2015, 23(3): 1087-1097.
- [4] PEDRASA M A A, SPOONER T D, MACGILL I F. Scheduling of demand side resources using binary particle swarm optimization[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3): 1173-1181.
- [5] LI Bosong, SHEN Jingshuang, WANG Xu, et al. From controllable loads to generalized demand-side resources: a review on developments of demand-side resources[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 53: 936-944.
- [6] 唐学军,韩佶,苗世洪,等. 基于需求侧响应的多类型负荷协调控制模型[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(16): 116-123.
TANG Xuejun, HAN Ji, MIAO Shihong, et al. Coordinated control model of multi-type load based on demand response[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(16): 116-123.
- [7] PARVANIA M, FOTUHI-FIRUZABAD M, SHAHIDEHPUR M. ISO's optimal strategies for scheduling the hourly demand response in day-ahead markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(6): 2636-2645.
- [8] 孙博宇,喻洁,梅军,等. 考虑可调负荷集群响应不确定性的联合调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(23): 61-67.
SUN Boyu, YU Jie, MEI Jun, et al. Combined dispatch model of adjustable load clusters considering response uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(23): 61-67.
- [9] AI Qian, FAN Songli, PIAO Longjian. Optimal scheduling strategy for virtual power plants based on credibility theory[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 48-55. DOI: 10.1186/s41601-016-0017-x.
- [10] HE X, KEYAERTS N, AZEVEDO I, et al. How to engage consumers in demand response: a contract perspective[J]. Utilities Policy, 2013, 27(8): 108-122.
- [11] 高赐威,李倩玉,李慧星,等. 基于负荷聚合商业务的需求响应资源整合方法与运营机制[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(17): 78-86.
GAO Ciwei, LI Qianyu, LI Huixing, et al. Methodology and operation mechanism of demand response resources integration based on load aggregator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17): 78-86.
- [12] PARVANIA M, FOTUHI-FIRUZABAD M, SHAHIDEHPUR M. Optimal demand response aggregation in wholesale electricity markets[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(4): 1957-1965.
- [13] 汤庆峰,刘念,张建华. 计及广义需求侧资源的用户侧自动响应机理与关键问题[J]. 电力系统保护与控制,

- 2014, 42(24): 138-147.
- TANG Qingfeng, LIU Nian, ZHANG Jianhua. Theory and key problems for automated demand response of user side considering generalized demand side resources[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(24): 138-147.
- [14] ZENG Ming, XUE Song, MA Mingjuan, et al. Historical review of demand side management in China: Management content, operation mode, results assessment and relative incentives[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013, 25(5): 470-482.
- [15] 谢东亮, 薛峰, 宋晓芳. 基于最优价值网络的储能系统调度优化及仿真[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(24): 42-48.
- XIE Dongliang, XUE Feng, SONG Xiaofang. Optimization and simulation for dispatch of energy storage systems based on optimal value networks[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(24): 42-48.
- [16] 雷霞, 刘俊勇, 都亮, 等. 基于随机机会约束规划的最优电价决策[J]. 电工技术学报, 2008, 23(12): 173-177.
- LEI Xia, LIU Junyong, DU Liang, et al. Optimal price determination based on stochastic chance-constrained programming[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2008, 23(12): 173-177.
- [17] 张旭升, 李瑞生, 黄利军, 等. 基于分层储能的主动配电网需求响应控制策略研究及实现[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(15): 40-49.
- ZHANG Xusheng, LI Ruisheng, HUANG Lijun, et al. Research and application on demand response based on hierarchical power storage[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(15): 40-49.
- [18] XU Y X, XIE L, SINGH C. Optimal scheduling and operation of load aggregators with electric energy storage facing price and demand uncertainties[C] // 2011 North American Power Symposium, August 4-6, 2011, Boston, USA: 1-7.
- [19] 熊雄, 杨仁刚, 叶林, 等. 电力需求侧大规模储能系统经济性评估[J]. 电工技术学报, 2013, 28(9): 224-230.
- XIONG Xiong, YANG Rengang, YE Lin, et al. Economic evaluation of large-scale energy storage allocation in power demand side[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(9): 224-230.
- [20] 孙近文, 万云飞, 郑培文, 等. 基于需求侧管理的电动汽车有序充电策略[J]. 电工技术学报, 2014, 29(8): 64-69.
- SUN Jinwen, WAN Yunfei, ZHENG Peiwen, et al. Coordinated charging and discharging strategy for electric vehicles based on demand side management[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(8): 64-69.
- [21] 彭显刚, 胡松峰, 吕大勇. 基于RBF神经网络的短期负荷预测方法综述[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(17): 144-148.
- PENG Xiangang, HU Songfeng, LÜ Dayong. Review on grid short-term load forecasting methods based on RBF neural network[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(17): 144-148.
- [22] 顾熹, 廖志伟. 基于相空间重构和高斯过程回归的短期负荷预测[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(5): 73-79.
- GU Xi, LIAO Zhiwei. Short-term load forecasting based on phase space reconstruction and Gaussian process regression[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(5): 73-79.
- [23] 康重庆, 夏清, 张伯明. 电力系统负荷预测研究综述与发展方向的探讨[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(17): 1-11.
- KANG Chongqing, XIA Qing, ZHANG Boming. Review of power system load forecasting and its development[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(17): 1-11.

收稿日期: 2017-12-01; 修回日期: 2018-02-10

作者简介:

陈丽娜(1993—), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统短期负荷预测; E-mail: wytln@126.com

张智晟(1975—), 男, 通信作者, 博士后, 教授, 硕士生导师, 主要研究方向为电力系统短期负荷预测、电力系统经济调度等; E-mail: slnzszs@126.com

于道林(1991—), 男, 硕士, 主要研究方向为电力系统短期负荷预测。E-mail: 1247872068@qq.com

(编辑 周金梅)