

智能电网下计及用户侧互动的 发电日前调度计划模型

刘小聪¹, 王蓓蓓¹, 李扬¹, 姚建国², 杨胜春²

(1. 江苏省智能电网技术与装备重点实验室(东南大学), 江苏省 南京市 210096; 2. 中国电力科学研究院, 江苏省 南京市 210003)

Day-ahead Generation Scheduling Model Considering Demand Side Interaction Under Smart Grid Paradigm

LIU Xiaocong¹, WANG Beibei¹, LI Yang¹, YAO Jianguo², YANG Shengchun²

(1. Key Laboratory of Smart Grid Technology and Equipment in Jiangsu Province, Southeast University, Nanjing 210096, Jiangsu Province, China; 2. China Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, Jiangsu Province, China)

ABSTRACT: Demand side has become significant interactive resources under smart grid framework. This paper established a generation scheduling model considering demand side interaction under smart grid paradigm which brought demand response into generation dispatching on account of the mechanism of supply and demand side. This model took both the diversity of power consumption mode and intention of choice into account. Load curve was predicted by principle of user response considering consumer psychology. The model calculated the optimal price and reserve which can minimize generating cost based on coordinating and optimizing the interrupted load reserve and generation reserve. The generation scheduling solution would be presented on basis of above-mentioned optimal price and reserve. The result of IEEE 24-bus system indicated this model can decrease the generating cost effectively. It demonstrates the scheme combined power side and demand side based on demand side interaction may be conducive to the safety and economic operation in power system.

KEY WORDS: smart grid; demand response; time-of-use price; interruptible load; unit commitment

摘要: 需求响应是智能电网框架下的重要互动资源, 在综合考虑供应侧和需求侧作用机理的基础上, 将需求响应纳入发电调度, 建立智能电网下计及用户侧互动的发电调度模型。

基金项目: 国家自然科学基金项目(71001026); 国家 863 高技术基金项目(2011AA05A115); 国家电网公司科学技术项目(SG11035)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (71001026); The National High Technology Research and Development of China 863 Program (2011AA05A115); The Science and Technology Project of State Grid (SG11035).

考虑了用户用电模式的多样性和选择的意愿性, 以基于消费者心理学的分时电价用户响应原理预测的负荷曲线为基础, 考虑可中断备用与发电侧备用的协调优化, 综合衡量各方利益, 选取使发电成本最低的最优分时电价和最优可中断备用容量, 并以此制定发电调度方案。IEEE 24 节点算例结果表明, 所提模型有效降低了发电成本, 证明了考虑用户侧互动下将发电侧和需求侧的资源进行综合规划有利于电力系统的安全经济运行。

关键词: 智能电网; 需求响应; 分时电价; 可中断负荷; 机组组合

0 引言

智能电网是 21 世纪电力系统的重大科技创新和变革趋势, 是当今电力行业的研究热点^[1-4]。智能电网作为新型的智能化服务网络, 其突出特点是通过创建开放的信息系统和共享的信息模式, 灵活地整合、调度需求侧资源, 尤其强调与用户信息和电能的双向互动^[5-6]; 鼓励用户改变传统的用电方式, 积极参与电网运行, 根据实时电价调整用电模式^[7]; 进而优化电力基础设施运行和管理, 保证电力工业的稳定可靠运行^[8]。

电能的特殊性决定了电网必须通过预先规划以保证系统运行的可靠性。电力系统规模的扩大、电力需求的不断增长和电力市场改革的逐步深化与发展, 使得电力系统日渐接近极限运行。传统的日前调度仅通过优化调度发电侧资源实现电力平衡, 这种模式已不能满足目前能源紧缺和电力紧张

的局面。另外，随着生态文明和环保意识的提升，电力公司正积极寻求不同于传统的方式来满足供需平衡^[9]。需求响应(demand response, DR)是智能电网框架下的重要互动资源，是需求侧管理在竞争性电力市场的最新发展^[8-10]，推动了电力公司与终端用户的互动，提高了需求弹性，同时为用户提供多种选择性。文献[11]对需求侧项目的综合效益进行评述，指出智能电网时代为实现信息和电能的互动必须依靠有效的需求侧管理项目。文献[12]总结归纳了参与主能量市场和辅助服务市场竞争的需求响应研究成果，前者主要包括需求竞价及策略，后者则包括可中断负荷参与备用服务和针对不同可靠性支付可靠性费用，最后针对我国电力市场发展就完善需求侧管理的运作机制提出了建议。需求响应的发展使需求侧资源逐渐成为一种虚拟资源而参与电网调度运行。

目前我国电力市场尚未完善，实时电价缺失，一般通过峰谷分时电价引导用户削峰填谷。文献[13-14]从发电成本的角度考虑，根据发电厂煤耗等变动成本确定峰谷分时电价；文献[15]提出了基于负荷响应分析的峰谷分时电价制定方法。上述文献分别以需求侧和供应侧自身成本最小化为目标，忽略了电价和负荷之间存在的相互影响和控制作用。文献[16]通过对大工业用户的响应分析指出合理的峰谷电价结构能够达到良好的削峰填谷效果，有利于系统的经济安全运行。因此有必要将用户响应纳入发电调度，并增强与用户侧的互动从而统一优化发电侧和需求侧资源。

备用作为辅助服务的重要部分，对电力系统的安全可靠运行起着重要的作用^[17]。随着智能电网建设的不断推进，需求响应逐步应用于备用、辅助服务等调度运行中。文献[18]提出将可中断负荷(interruptible load, IL)作为特殊的备用容量资源，特别是在应对小概率高风险的容量事故时，对备用服务市场的意义重大。文献[19]运用最优潮流和 IL 报价优化配置用于备用服务市场的 IL 资源。文献[20-21]基于发电侧备用和可中断备用的经济互补性，从风险管理角度提出不同备用的协调模型和优化算法。文献[22]提出将 IL 视为一种可调度备用资源，并运用最优潮流定量研究了需求弹性对最优备用容量的影响。以上文献主要考虑了可中断负荷对备用服务成本的影响，忽略了可中断备用对发电成本的影响，并可以作为一种可调度资源融入发电

调度。

由上述分析可以看出现有文献多是分别从基于价格的 DR 和基于激励的 DR 角度分析和优化需求响应对系统运行的影响。而两类 DR 项目存在着一定的内在联系，并可以实现互补^[23]。因此本文尝试建立一种智能电网框架下的计及用户侧互动的发电调度计划模型，将分时电价对负荷曲线的优化作用和可中断负荷参与备用对系统安全性和经济性的提高融入同一模型，体现二者的互补性，综合考虑供应侧和需求侧的作用机理，建立了计及用户侧互动的发电调度计划模型。以基于消费者心理学的峰谷电价用户响应原理为基础确定用户响应曲线，根据用户申报的可中断容量和价格，协调优化可中断备用与发电侧备用，实现与用户的互动。在综合衡量各方利益的基础上选取最优分时电价和最优可中断备用容量，并以此制定发电成本最低的发电调度计划方案。

1 计及用户侧互动对发电调度的影响

1.1 计及用户侧互动的运营规则

机组组合是制定日前节能发电调度计划的重要内容，现阶段总体用电量不断增长，联合运行机组的规模不断扩大，为满足周期性起伏波动的负荷要求，并且考虑到系统安全性和经济性要求，必须预先合理调度安排发电机组的启停和出力，进而合理的利用发电资源。

本文所探讨的计及用户侧互动的运营流程如图 1 所示，调度计划模型基于以下前提条件：

1) 分时电价的制定参照欧洲分时电价运营规则，采用按固定时段划分，但每时段电价标准按日

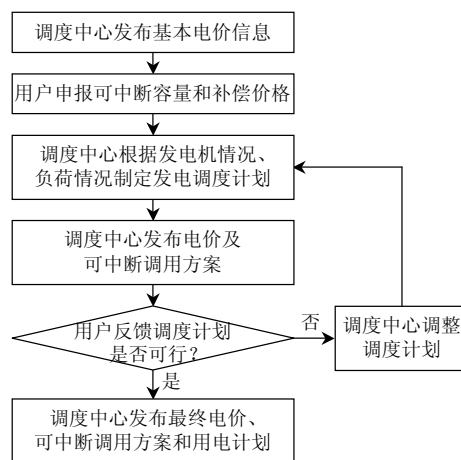


图 1 计及用户侧互动的运营流程

Fig. 1 Process of considering demand side interaction

浮动,调度部门根据发电机运行状况和用户响应的测算制定次日分时电价,并提前一天通知用户,使用户及时调整自身用电计划。

2) 用户提前一天向调度部门申报次日可削减负荷及赔偿标准,由调度部门在综合考虑发电机运行状况、负荷情况和用户申报的基础上确定可中断负荷的调用情况,包括是否调用及调用多少。调度部门根据上述结果与用户签订可中断负荷合同,内容包括中断时间,补偿价格等,最后根据实际调用情况和合同规定对用户进行补偿。

1.2 分时电价对发电调度的影响

1.2.1 基于消费者心理学原理的用户响应曲线

分时电价(time-of-use price, TOU)通过价格信号引导用户合理调节和改善用电结构和用电方式,进行移峰填谷,缓解负荷高峰期电力供应紧张的压力,形成较为平稳的电力负荷运行状态。用户对电价的响应行为是决定移峰填谷效果的关键,研究用户响应并以此预测负荷曲线是制定机组组合方案的基础。本文采用基于消费者心理学的分时电价用户响应原理确定负荷曲线。

根据消费者心理学原理,用户对不同价格存在不同程度的响应。负荷转移率为实行分时电价后,负荷从高电价时段向低电价时段转移量与高时段电价负荷之比。假定负荷转移率与峰平、峰谷、平谷之间的电价差是成比例的^[24]。根据大量社会调查数据,基于负荷转移率的用户响应模型可以近似拟合合成式(1)所示的分段线性函数。

$$\lambda_{pvj} = \begin{cases} 0, & 0 \leq \Delta p_{pv} \leq a_{pvj} \\ K_{pvj}(\Delta p_{pvj} - a_{pvj}), & a_{pvj} \leq \Delta p_{pv} \leq \frac{\lambda_{pvj}^{\max}}{K_{pvj}} + a_{pvj} \\ \lambda_{pvj}^{\max}, & \Delta p_{pv} \geq \frac{\lambda_{pvj}^{\max}}{K_{pvj}} + a_{pvj} \end{cases} \quad (1)$$

式中: j 为第 j 类用户; λ_{pvj} 为其峰时段到谷时段的转移率; Δp_{pv} 为峰时段电价 p_p 与谷时段电价 p_v 之差; 点 $(a_{pvj}, 0)$ 为分段线性峰谷时段转移率曲线的死区拐点, a_{pvj} 为死区阈值; 点 $(\lambda_{pvj}^{\max}/K_{pvj} + a_{pvj}, \lambda_{pvj}^{\max})$ 为分段线性峰谷时段转移率曲线的饱和区拐点, $b_{pv} = \lambda_{pvj}^{\max}/K_{pvj} + a_{pvj}$ 为饱和区阈值, λ_{pvj}^{\max} 为在分时电价差变化下峰时段到谷时段的最大负荷转移率; K_{pvj} 为 j 用户分段线性峰谷时段转移率曲线线性区的斜率。

同理可以绘制分段线性的峰时段到平时段的负荷转移率曲线以及平时段到谷时段的负荷转移

率曲线,并可建立相应的分段线性模型。实施分时电价后,用户负荷会发生相应的峰平、峰谷和平谷转移,对应不同分时电价的负荷转移率假定符合上述响应曲线,则各时段的拟合负荷可以表示为

$$L_t = \begin{cases} L_{t0} + \lambda_{pv} \bar{L}_p + \lambda_{tv} \bar{L}_t, & t \in T_v \\ L_{t0} + \lambda_{pf} \bar{L}_p - \lambda_{tv} \bar{L}_t, & t \in T_f \\ L_{t0} - \lambda_{pv} \bar{L}_p - \lambda_{pf} \bar{L}_p, & t \in T_p \end{cases} \quad (2)$$

式中: λ_{pv} 、 λ_{pf} 、 λ_{tv} 分别为峰时段到谷时段的负荷转移率、峰时段到平时段的负荷转移率、平时段到谷时段的负荷转移率; T_p 、 T_f 、 T_v 分别为峰时段、平时段、谷时段, t 为其中的任一时段; L_{t0} 、 L_t 分别为 TOU 实施前 t 时段的实测负荷、实施后 t 时段的拟合负荷; \bar{L}_p 、 \bar{L}_t 分别为实施前峰、平时段总负荷在相应时段内的平均值。

根据式(1)、(2)求解不同电价下的负荷曲线,进而确定发电机出力计算发电成本。通过用户对价格变化的响应将需求侧的影响融入发电调度计划。

1.2.2 分时电价的制定

本文中分时电价作为控制变量将直接决定移峰填谷的效果进而影响发电成本,通过最小发电成本的优化计算确定适应本模型的最优分时电价。但同时要考虑到分时电价的实行可能会给供电方带来经营风险,为了保证寻优计算中的可选电价符合分时电价的制定原则,参照峰谷电价的制定方法,将峰谷拉开比 Δ 引入本文模型中。

峰谷分时电价一般是在平均电价进行适当调整的基础上实现的,即一般将平均电价设为平时段电价 p_f ,在其基础上上下浮动得出峰时段电价 p_p 和谷时段电价 p_v 。

$$\begin{cases} p_p = p_f(1 + \mu) \\ p_v = p_f(1 - \omega) \end{cases} \quad (3)$$

式中 μ 和 ω 分别为上浮和下浮比例。拉开比 $\Delta = \mu/\omega$, 分时电价比 $\gamma = (1 + \mu)/(1 - \omega)$ 。同时考虑分时电价的设置原则,综合考虑供电方和用户的利益,拉开比 Δ 需满足以下条件^[25]:

$$W_3 / W_1 \leq \Delta \leq 1 \quad (4)$$

式中: W_3 为谷时段总用电量; W_1 为峰时段总用电量。由于行业和地区负荷特性的差异,目前峰谷分时电价比 γ 集中在 1.96:1 和 5:1 之间^[15]。对应确定的分时电价比,改变拉开比,可得到多种电价方案,进而可求得使发电成本最小的最优电价方案。

1.3 可中断负荷对发电调度的影响

为保障实际系统运行的安全必须保持一定的发电有功备用^[17]。可中断负荷在系统峰荷或故障时,可以减少负荷需求量,等效于增加了备用容量,故可中断负荷通常被看作一种特殊的备用。可中断负荷作为备用资源可以增加需求侧弹性、降低备用成本和优化电力资源配置。

可中断负荷的备用成本包括对参与用户的可中断容量补偿和可中断电量补偿两部分。在计及用户侧互动的模式下,不同用户通过竞价方式申报可中断容量和补偿价格,则可中断备用成本可以表示成阶梯上升的曲线,调度中心通过最优发电调度方案的计算可以确定可中断参与用户及最优备用容量。容量补偿与事故无关,为对参与可中断负荷的用户按合同支付的固定成本,本文采用电价折扣的方式,即在合同规定范围内负荷不被中断此部分成本也不会减少;电量补偿属于与事故概率有关的风险成本,当事故发生且可中断负荷实际被调用后产生。具体成本计算见式(5)、(6)。

购买第 j 个用户可中断容量的成本:

$$C'_{iLLj} = C_{iLLj} Q_{iLLj} \quad (5)$$

式中: C_{iLLj} 为合同中规定的针对用户 j 的电价折扣; Q_{iLLj} 为合同规定的用户 j 的削减量。

购买第 j 个用户可中断电量的成本:

$$C'_{iLj} = \sum C'_{iLj0} I'_j Q'_{iLj} \quad (6)$$

式中: C_{iLj0} 为合同中规定的用户 j 的单位削减负荷成本; Q'_{iLj} 为用户 j 的 t 时刻的负荷削减量; I'_j 为可中断负荷的调用状态, $I'_j=1$ 表示可中断负荷被调用, $I'_j=0$ 表示未被调用。

2 计及用户侧互动的发电调度计划模型

2.1 模型建立

智能电网的发展为用户参与信息互动提供了技术基础和条件,因此本文尝试建立了在传统机组组合模型基础上,引入电价作为引导用户优化用电行为的手段,并考虑可中断负荷备用对发电成本和调度的影响的发电调度计划模型,从而优化协调发电侧和需求侧资源。

目标函数为

$$\text{Min} F(P_i^t, U_i^t, C'_{iLj}) = \text{Min} \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^N [f(P_i^t) + C_{i,t}(1-U_i^{t-1})] U_i^t + \sum_{j=1}^{N_{LL}} C'_{iLLj} \right\} \quad (7)$$

式中: T 为系统调度期间的时段数; N 为系统总机组数; N_{LL} 为参与可中断负荷的用户数; $f(P_i^t)$ 为机组 i 在 t 时刻的运行费用, $f(P_i^t) = a_i + b_i P_i^t + c_i (P_i^t)^2$; P_i^t 为机组 i 在 t 时刻的有功出力; $C_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的启动费用; U_i^t 为机组 i 在 t 时刻的状态, $U_i^t=0$ 表示停机, $U_i^t=1$ 表示开机; C'_{iLLj} 为第 j 个用户的可中断负荷作备用的容量成本,表达式见式(5)。

约束条件包括系统约束条件和机组约束条件。

1) 系统约束条件。

① 功率平衡约束:

$$\sum_{i=1}^N P_i^t = L_{tL} \quad (8)$$

式中: L_{tL} 为 t 时段的总负荷, $L_{tL} = L_t - \sum I'_j Q'_{iLj}$ 。其中, L_t 为用户响应分时电价后 t 时段的总负荷,由式(2)确定; $\sum I'_j Q'_{iLj}$ 为可中断负荷备用调用时 t 时刻的负荷削减量。

② 系统备用约束:

$$\sum_{i=1}^N \bar{P}_i U_i^t + \sum_{j=1}^{N_{LL}} I'_j Q'_{iLj} \geq L_t + R^t \quad (9)$$

式中: R^t 为 t 时刻负荷备用需求; \bar{P}_i 为机组 i 的最大出力。

2) 机组约束条件。

① 发电机输出功率上下限约束:

$$\underline{P}_i U_i^t \leq P_i^t \leq \bar{P}_i U_i^t, \quad i=1,2,\dots,N \quad (10)$$

式中 \bar{P}_i 、 \underline{P}_i 分别为机组 i 输出功率上下限。

② 最小启停时间约束:

$$\begin{cases} (U_i^{t-1} - U_i^t)(T_i^{t-1} - T_i^{\text{on}}) \geq 0 \\ (U_i^t - U_i^{t-1})(-T_i^{t-1} - T_i^{\text{off}}) \geq 0 \end{cases} \quad (11)$$

式中: T_i^{t-1} 为机组 i 在时段 $t-1$ 的总持续时间; T_i^{on} 和 T_i^{off} 分别为机组 i 的最小运行时间和最小停机时间。

③ 机组爬坡速度约束:

$$\begin{cases} P_i^t U_i^t - P_i^{t-1} U_i^{t-1} \leq U_{p_rampi} \\ P_i^{t-1} U_i^{t-1} - P_i^t U_i^t \leq D_{\text{own_rampi}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: P_i^{t-1} 为机组 i 在时刻 $t-1$ 的出力; U_{p_rampi} 为机组 i 的上爬坡速率限制; $D_{\text{own_rampi}}$ 为机组 i 的下爬坡速率限制。

2.2 模型求解流程

模型求解流程如图 2 所示。其中, Q_{iL} 为可中

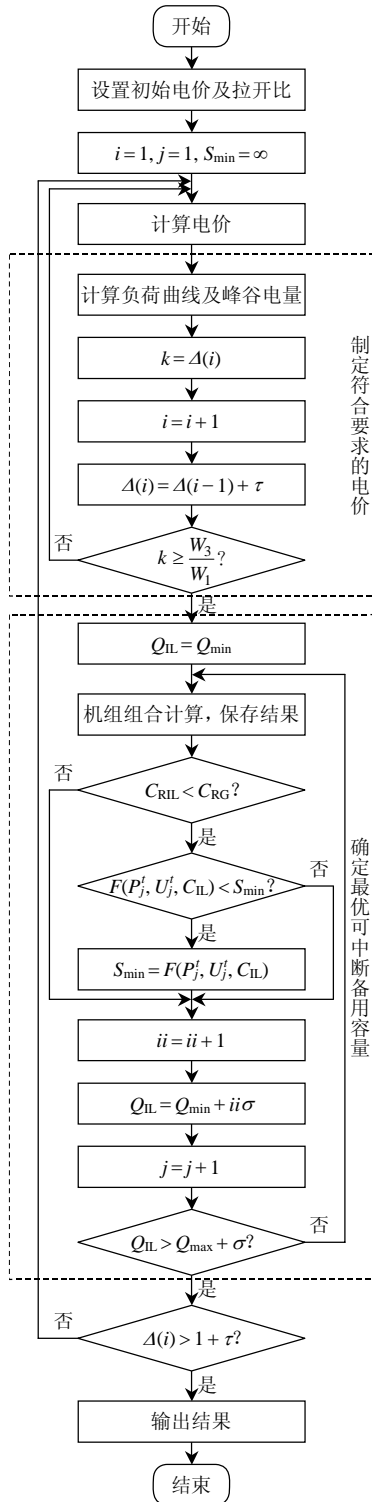


图2 发电调度计划模型计算流程图

Fig. 2 Calculation flow chart of generation scheduling model

断备用容量； C_{RIL} 和 C_{RG} 分别为可中断备用成本和发电机备用成本。首先根据实际负荷特点确定初始电价及拉开比，计算备选电价，选取满足要求的电价，并在此电价下按用户申报的可中断负荷容量报价曲线计算不同可中断备用容量下发电成本，对比不同电价不同可中断备用容量下的发电成本，选取

发电成本最小，即满足式(7)所示目标函数的方案作为求解方案。具体算法为在基本电价的基础上步进拉开比，遍历可选的峰谷电价方案，对应每个电价方案，按用户申报形成的阶梯状可中断补偿曲线，按特定步长遍历待选可中断方案，找出满足约束条件的最优解。根据不同地区用户的特点选取合适的步长，就可以满足精度和速度的要求。机组组合求解采用优先顺序法。

3 算例分析

3.1 算例参数

算例选取 IEEE 24 节点 26 机系统，结合某地区 24h 原始负荷数据求解机组组合方案。本文模型分析计及用户侧互动模式下融入分时电价和可中断负荷备用的机组组合方案，主要侧重于分析用户对电价的响应和用户申报可中断方案对发电成本的影响。时段划分参照峰谷分时电价方案，如表 1 所示。

表 1 分时电价时段划分

Tab. 1 Periods of TOU

负荷状况	时段
峰	08:00—12:00, 17:00—21:00
平	12:00—17:00, 21:00—24:00
谷	00:00—8:00

本算例中有 50% 的用户存在着较大的移峰潜力，在设定的电价变化范围内转移率一直处在线性区，并有较大的负荷转移率；30% 的用户在设定的电价变化范围内转移率一直处在线性区，但负荷转移率比较小；20% 的用户对电价差不敏感， λ_{pv} 、 λ_{pf} 、 λ_{fv} 中至少有一个处在饱和区，移峰潜力很小。

可中断负荷备用参数见表 2。

表 2 可中断负荷备用参数

Tab. 2 Parameter of IL reserve

用户	可中断容量/MW	容量成本折扣率	电量成本/(元/MW)
1	10	0.05	80
2	20	0.10	100
3	40	0.20	200
4	50	0.25	320
5	60	0.40	500

3.2 计及用户侧互动的发电日前调度

结合负荷特点，本文列举了峰谷比为 5:1 时的机组组合方案求解结果。

经计算得到最优电价如表 3 所示。

为方便说明考虑用户侧互动模式下融入分时

表 3 最优分时电价方案

Tab. 3 Optimal TOU

时段	价格/元
峰	0.975
平	0.610
谷	0.195

电价和可中断负荷对调度计划的影响，特比较 4 种模式下的调度结果，4 种模式的定义见表 4。另外，本算例中可中断负荷仅影响发电备用，分时电价才对负荷曲线产生影响，4 种模式下只对应 2 条负荷曲线，如图 3 所示。

表 4 模式定义

Tab. 4 Definition of different mode

模式	定义
1	只考虑发电侧资源的传统模式
2	融入分时电价的发电调度模式
3	融入可中断负荷的发电调度模式
4	同时融入分时电价和可中断负荷的发电调度模式(本文模式)

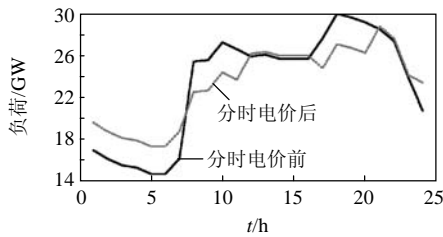


图 3 分时电价前后用户负荷曲线对比

Fig.3 Load curve comparison: with vs. without TOU

图 4 为 4 种模式下的发电机启停台数对比，图 5—8 为 4 种模式下发电机有功出力示意图。从图中可以得出以下结论：

1) 图 4 中模式 2 和 4 的发电机启动台数曲线以及图 6 和 8 中的发电机有功出力曲线比其它模式更加平稳。这是因为模式 2 和 4 融入分时电价的影响后，负荷曲线更加平稳，减少了发电机的频繁启停。

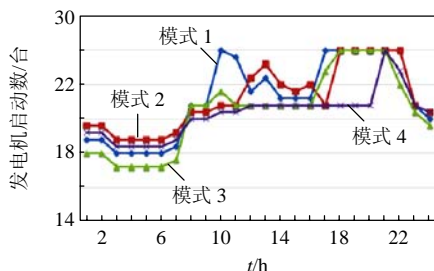


图 4 不同模式下发电机启动台数

Fig.4 Number of generation units in operation with different modes

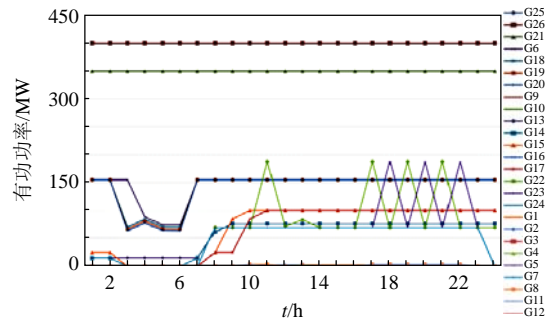


图 5 模式 1 下机组有功出力计划

Fig. 5 Generation scheduling with mode 1

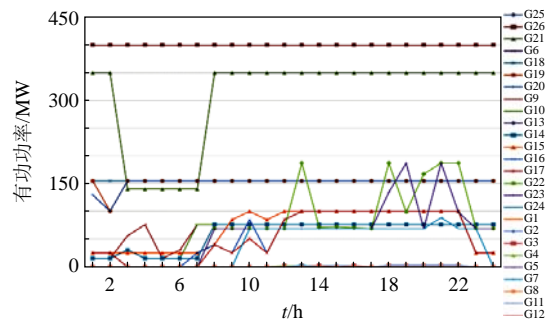


图 6 模式 2 下机组有功出力计划

Fig. 6 Generation scheduling with mode 2

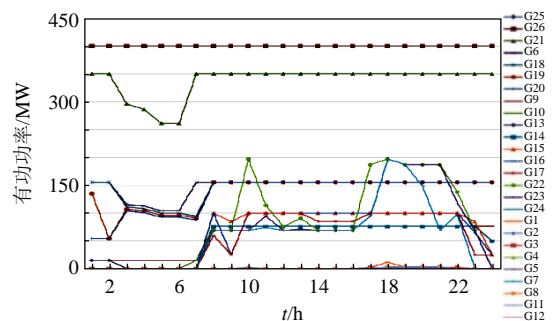


图 7 模式 3 下机组有功出力计划

Fig. 7 Generation scheduling with mode 3

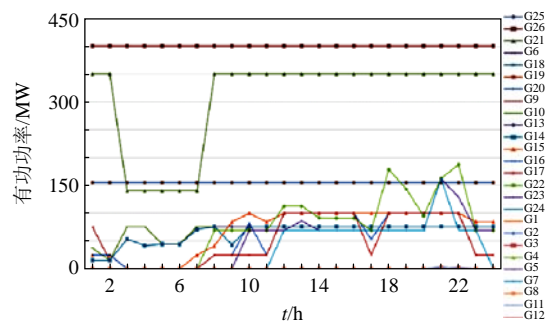


图 8 模式 4 下机组有功出力计划

Fig. 8 Generation scheduling with mode 4

2) 图 4 中可以看出，模式 3 和 4 大部分时段的发电机启动台数小于其他两种模式。模式 3 和 4 将可中断负荷备用融入调度计划，即由用户申报的

可中断负荷取代了一部分发电机备用,从而可以有效减少因保障系统稳定运行而增开的作为备用的发电机台数。

3) 表5中模式2发电成本和启停成本比仅考虑发电侧资源的模式1都有所下降,因分时电价的引入使得负荷曲线更加平稳,减少了机组的调峰和启停,但成本降低的幅度取决于用户对电价的响应程度。模式3启停成本和发电成本与模式1和模式2相比都有所下降,可中断负荷的引入减少了因满足备用要求而开启的发电机台数,启停成本相较前两种方式有明显降低,另外发电备用的减小有利于功率在发电机组间的经济分配,从而进一步降低了发电成本。模式4为本文所建立的计及用户侧互动的调度计划模型,发电成本和启停成本都是4种模式中最低的。模式4综合考虑了分时电价和可中断负荷的影响,使得发电成本和启停成本比其他模式相比都有显著降低。

表5 成本对比

Tab. 5 Comparison of cost

模式	总成本/ 元	发电运行 成本/元	机组启动 成本/元	可中断备 用成本/元	可中断备用 容量/MW	发电机备用 容量/MW
1	756023.20	749300	6723.20	0.00	0	400
2	750115.09	744260	5855.90	0.00	0	400
3	755785.67	720680	4875.40	30230.27	140	260
4	742243.74	707640	4433.47	30230.27	140	260

4) 模式4综合了两种需求响应项目的影响,即结合了模式2和3的优点。上述分析说明了本文模型,即计及用户侧互动的调度计划模型有助于充分调动用户参与电网运行的积极性,体现了两种需求响应策略的互补性,有效提高了系统运行的经济性。

3.3 计及用户侧互动的运行调度

可中断负荷的备用电量成本只有在备用容量被调用时产生,因此本文对比计算在有无可中断负荷备用两种情况下,发电机事故停运产生备用需求时备用成本不同,以说明可中断负荷对系统备用成本的影响。为方便说明,将只有发电机备用的方案称为模式5,有可中断负荷备用的方案称为模式6。假设系统正常运行时,22时6号机组因故障退出运行,备用需求为155MW。

模式6中IL调用容量和发电机提供的备用容量存在多种组合方案,算例只是为说明IL的效用,最优组合方案不是本文重点,因此,按一定步长增

大IL调用容量,只要备用成本小于仅由发电机提供备用的情况即认为组合方案是可行的。本文列举了其中一种情况,即135MW的备用由发电机提供,20MW的备用由IL提供。两种模式下机组间备用容量的分配则根据备用成本的不同,按照等微增率原则进行。仿真结果如表6所示。

表6 备用方案

Tab. 6 Reserve scheme

模式	调用备用容量/MW				备用成本/ 元	总成本/ 元
	22	23	24	IL		
5	51.99	51.80	51.21	—	8319.2	45537
6	—	67.89	67.11	20	8269.3	45427

表6中,22、23、24为机组编号,总成本为调用备用后的发电总成本。从表6可以看出:在系统备用中引入可中断负荷,在事故调用备用时比发电机备用成本略有降低,经济效益不够明显。但事故状态为系统运行中的概率性偶然事件,传统备用模式因存在“备用不用”的问题导致发电成本增大^[26],从长期来看,可中断负荷备用取得的经济效益要明显优于传统仅由发电机提供备用的模式。

4 结论

1) 本文建立了一种计及用户侧互动的发电调度计划模型,将需求侧的影响融入发电调度计划,并将分时电价对负荷的优化和可中断负荷对系统备用的影响综合融入本文模型中。分时电价有利于降低电网峰荷时段的重载水平,改变负荷曲线形状,减少了发电机的频繁启停,从而可以减少发电成本和启停成本;根据用户申报的可中断负荷容量和补偿价格确定取代发电机备用的可中断负荷容量,可以减少因满足备用要求而开启的发电机的台数,有利于功率的经济分配。本文模型综合了二者的效用,算例结果表明了该模型的有效性,说明了制定发电调度计划时计及用户侧互动有利于系统的安全经济运行。

2) 随着智能电网的发展,作为其关键技术的高级量测体系^[27]将进一步完善和普及,这将提高与电力用户的互动水平。因此在本文模型基础上对不同需求响应项目进行深入研究,利用不同项目间的内在联系,加强统筹规划,并进一步实现不同项目在不同时间尺度上的协调优化,有利于提高系统的整体性能和效率,有助于全面提高能源利用效率,确保电力工业的可持续发展。

参考文献

- [1] U.S. Department of Energy. Office of electricity delivery and energy reliability: our work[EB/OL]. [2008-07-21]. <http://www.oe.energy.gov/ourwork.html>.
- [2] U.S. Department of Energy. The smart grid: an introduction[EB/OL]. [2008-07-21]. [http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages\(1\).pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages(1).pdf).
- [3] U.S. Department of Energy. Grid2030: a national vision for electricity's second 100 years[EB/OL]. [2008-07-21]. http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/Electric_Vision_Document.pdf.
- [4] U.S. Department of Energy. Grid 2030: a national vision for electricity's second 100 years[EB/OL][2008-07-21]. http://www.oe.energy.gov/Document sand Media/Electric_Vision Document.pdf.
- [5] FARUQUIA. Will the smart grid promote smart customer decisions?[EB/OL]. [2008-07-21]. http://www.drsgcoalition.org/resources/other/Smart_Grid_Smart_Customer_Decisions.pdf.
- [6] DOE's Office of Electricity Delivery and Energy Reliability. The smart grid: an introduction[EB/OL]. [2008-08-13]. [http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages\(1\).pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages(1).pdf).
- [7] 王蓓蓓, 李扬, 高赐威. 智能电网框架下的需求侧管理展望与思考[J]. 电力系统自动化, 2009(20): 17-22.
Wang Beibei, Li Yang, GAO Ciwei. Demand side management outlook under smart grid infrastructure[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009(20): 17-22(in Chinese).
- [8] 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(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(in Chinese).
- [9] 余贻鑫, 栾文鹏. 智能电网述评[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(34): 1-8.
Yu Yixin, Luan Wenpeng. Smart grid and its implementations[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(34): 1-8(in Chinese).
- [10] U.S. Department of Energy. Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them: a report to the United State Congress pursuant to section 1252 of the Energy Policy Act of 2005[EB/OL]. [2007-07-21]. <http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/congress 1252d.pdf>.
- [11] 王蓓蓓, 李扬. 面向智能电网的电力需求侧管理规划及实施机制[J]. 电力自动化设备, 2010(12): 19-24.
Wang Beibei, Li Yang. Demand side management planning and implementation mechanism for smart grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010(12): 19-24(in Chinese).
- [12] 张国新, 王蓓蓓. 引入需求响应的电力市场运行研究及对我国电力市场改革的思考[J]. 电力自动化设备, 2008(10): 28-33.
Zhang Guoxin, Wang Beibei. Study of power market operation with demand response and consideration of China's power market reform[J]. Electric Power Automation Equipment, 2008(10): 28-33(in Chinese).
- [13] Celebi E, David F J. A model for efficient consumer pricing schemes in electricity markets[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2007, 22(1): 60-67.
- [14] 王绵斌, 谭忠富, 张蓉, 等. 发电侧峰谷分时电价设计及电量分配优化模型[J]. 电力自动化设备, 2007, 27(8): 16-20.
Wang Mianbin, Tan Zhongfu, Zhang Rong, et al. Design of time-of-use power price at generation side and optimal model of electricity distribution[J]. Electric Power Automation Equipment, 2007, 27(8): 16-20(in Chinese).
- [15] 郜麟. 基于用户响应的峰谷分时电价决策优化模型的应用研究[D]. 合肥: 合肥工业大学, 2010.
Gao Lin. The Application study of time-of-use decision price optimizing model based on customer's response[D]. Hefei: Hefei University of Technology, 2010(in Chinese).
- [16] 李扬, 王治华, 卢毅, 等. 峰谷分时电价的实施及大工业用户的响应[J]. 电力系统自动化, 2001(08): 45-48.
Li Yang, Wang Zhihua, Lu Yi, et al. The implementation of peak and valley time price for electricity and the response of large industries[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001(08): 45-48(in Chinese).
- [17] 王建学, 王锡凡, 别朝红. 电力市场中的备用问题[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(15): 7-11.
Wang Jianxue, Wang Xifan, Bie Zhaohong. Reserve in the power market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(15): 7-11(in Chinese).
- [18] 薛禹胜, 罗运虎, 李碧君, 等. 关于可中断负荷参与系统备用的评述[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(10): 1-6.
Xue Yusheng, Luo Yunhu, Li Bijun, et al. A review of interruptible load participating in system reserve[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(10): 1-6(in Chinese).
- [19] Tuan L A, Bhattacharya K. Interruptible load management within secondary reserve ancillary service market[C]// IEEE Porto Power Tech Conference. Porto, Portugal: IEEE, 2001: 1-6.
- [20] 罗运虎, 吴旭文, 潘双来, 等. 需求侧两种可中断负荷与发电侧备用容量的协调[J]. 山东大学学报: 工学版, 2007, 37(6): 66-70.
Luo Yunhu, Wu Xuwen, Pan Shuanglai, et al. Coordination of two kinds of interruptible loads of

- demand side and reserve capacity of generation side[J]. Journal of Shangdong University: Engineering Science, 2007, 37(6): 66-70(in Chinese).
- [21] 罗运虎, 薛禹胜, Dong Z Y, 等. 低电价与高赔偿 2 种可中断负荷的协调[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(11): 17-21.
Luo Yunhu, Xue Yusheng, Dong Z Y, et al. Coordination of low price interruptible load and high compensation interruptible load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(11): 17-21(in Chinese).
- [22] 王蓓蓓, 李扬, 万秋兰, 等. 需求弹性对系统最优备用投入的影响[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(11): 13-17.
Wang Beibei, Li Yang, Wan Qiulan, et al. Influence of demand elasticity on optimal system spinning reserve[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(11): 13-17(in Chinese).
- [23] 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(in Chinese).
- [24] 罗运虎, 邢丽冬, 王勤, 等. 峰谷分时电价用户响应模型参数的最小二乘估计[J]. 华东电力, 2009(01): 67-69.
Luo Yunhu, Xing Lidong, Wang Qin, et al. Least-squares estimation of parameters of customer response models for peak and valley time-of-use electricity price[J]. East China Electric Power, 2009(01): 67-69(in Chinese).
- [25] 胡福年. 电力市场环境下的峰谷分时电价理论建模与影响分析[D]. 南京: 南京理工大学, 2007.
Hu Funian. Study on modeling and analysis of peak-valley TOU power price in electricity market[D]. Nanjing: Nanjing University of Science and Technology, 2007(in Chinese).
- [26] 吴集光, 刘俊勇, 段登伟, 等. 电力市场下实用可中断负荷补偿机制研究[J]. 四川大学学报: 工程科学版, 2005, 37(1): 90-95.
Wu Jiguang, Liu Junyong, Duan Dengwei, et al. A Practical Compensation Mechanism for the Interruptible Loads in the Power Market Environment[J]. Journal of Sichuan university: Engineering Science, 2005, 37(1): 90-95(in Chinese).
- [27] Novosel D. Emerging technologies in support of smartgrids[C]//IEEE Power and Energy Society General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. Pittsburgh, PA, USA: IEEE, 2008: 20-24.



刘小聪

收稿日期: 2012-04-24。

作者简介:

刘小聪(1987), 女, 博士研究生, 主要从事需求侧管理研究, lxiaocong07@163.com;
王蓓蓓(1979), 女, 博士, 副教授, 硕士生导师, 本文通讯作者, 主要从事电力市场、需求侧管理等研究, wangbeibei@seu.edu.cn;

李扬(1961), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事电网规划、电力市场、需求侧管理等研究, Li_yang@seu.edu.cn;

杨胜春(1973), 男, 研究员级高级工程师, 主要从事智能电网战略研究、需求响应、定制电力、微电网技术等基础性和前瞻性工作, yangshengchun@epri.sgcc.com.cn;

姚建国(1963), 研究员级高级工程师, 主要从事能量管理系统和电力系统智能调度等研究。

(责任编辑 张玉荣)