

智能电网环境下需求响应参与系统备用的风险协调优化模型

于娜¹, 于继来²

(1. 东北电力大学电气学院, 吉林 吉林 132012; 2. 哈尔滨工业大学电气学院, 黑龙江 哈尔滨 150001)

摘要: 基于风险管理思想, 构建了智能电网环境下紧急需求响应参与系统备用的协调优化模型。通过对备用容量配置的风险分析, 运用马尔可夫链预测未来时段的系统运行状态概率, 考虑事故发生后系统安全运行所付出的费用代价, 实现了以概率方式对事故状态集的货币化度量, 从而将事故后的风险损失引入备用优化模型。在电力市场环境有效优化了发电侧和需求侧备用资源的配置。IEEE30节点系统算例表明, 所提模型和方法有效可行。

关键词: 电力市场; 备用; 紧急需求响应; 风险; 概率; 协调优化

Spinning reserve risk coordination optimization model of power system considering emergency demand response in smart grid environment

YU Na¹, YU Ji-lai²

(1. School of Electrical Engineering, Northeast Dianli University, Jilin 132012, China;

2. School of Electrical Engineering, Harbin Institute of Technology, Harbin 150001, China)

Abstract: A coordinate optimization model including EDRP (Emergency Demand Response Program) is built based on the risk management theory. By the risk analysis of the reserve allocation, the Markov Chain is used to forecast the system operation state probability of future period, and the cost of post-emergency system safety operation after fault is considered to realize the monetization of fault state sets measured by probability mode. Thus the post-emergency risk loss is introduced into the reserve optimization model. The supply side and the demand side reserve resources are coordinated efficiently. An IEEE30 model is used to testify the effectiveness and feasibility of the model and algorithm.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 50877014).

Key words: power market; spinning reserve; emergency demand response; risk; probability; coordinate optimization

中图分类号: TM73 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2010)21-0077-06

0 引言

智能电网的建立使需求响应(Demand Response, DR)的应用更为便捷、灵活, 为DR的进一步开展提供了新的发展机遇^[1]。智能电网对电网的可靠性提出了更高的要求, 而备用水平与质量的提高有助于满足此要求^[2]。为提高备用水平, 电网公司可从发电侧和需求侧购买备用容量, 以充分利用各类备用资源的经济互补性。需求侧资源参与系统备用, 对电力系统安全可靠运行发挥积极作用。电网公司作为系统备用的购买方, 需要从可靠性与经济性协调的角度来合理配置各类备用容量^[3-4]。

DR的开展对提高电力系统经济和安全运行有积极的作用^[5-7], 以合约或竞价等方式有条件停电的

可中断负荷(Interruptible Load, IL)作为一种间接的备用发电容量资源和输电容量资源, 在调峰和降低阻塞等方面备受关注^[8-9]。特别是在系统运行备用缺乏的时候, 为应对小概率高风险的容量事故, 调用DR资源参与备用服务市场具有重要意义, 这类DRP主要用于保证在系统运行备用不足时的实时安全调控, 又被称为紧急需求响应项目^[10]

(Emergency Demand Response Program, EDRP)。对供电可靠性要求不是很高的用户, 在一定的经济补偿条件下, 可以容忍小概率停电事故。IL作为需求侧参与备用市场的激励方式, 有助于提高备用容量配置的经济性, 抑制备用市场上的市场力。文献[6]评述了IL在备用市场中的地位, 基于风险观点, 提出IL市场与发电侧备用市场之间的协调, 以及不同类型的IL之间的协调。文献[11]提出了IL在二级备用辅助服务市场中的方式及相应的最优潮流模型,

基金项目: 国家自然科学基金项目(50877014)

通过 IL 来实现高峰时段和预想事故发生时负荷削减。文献[12]则基于风险管理理论建立了用户参与备用市场的风险决策模型,分析用户的决策行为。文献[13]研究了秒级 IL 对解决系统边际运行状态的影响,对秒级 IL 参与调度的容量、策略进行了层次比较研究,在调用 IL 的同时兼顾系统的安全性与经济性。

本文针对日前电力交易市场和备用市场先后交易,备用市场采取顺序投标方式的电力市场模式进行研究。在分析 EDRP 运作模式的基础上,提出了 EDRP 用户参与备用市场的优化决策模型,该模型考虑了预想事故发生的可能性和由此产生的代价,从事务风险角度协调发电侧和需求侧备用资源的优化配置。算例分析表明所提模型和方法的有效性。

1 EDRP 的实施

在智能电网中,和用户建立的双向实时的通信系统是实现鼓励和促进用户积极参与电力系统运行和管理的基础。实时通知用户其电力消费的成本、实时电价、电网目前的状况、计划停电信息以及其他一些服务的信息,同时,用户也可以根据这些信息制定自己的电力使用方案。美国纽约电力市场中的 EDRP,就是在这一背景下实施的,EDRP 采用两种方式在系统运行备用不足时调用 DR 资源^[10]:一种是用户基于市场价格信号变化,调整自身用电需求;另一种则是用户通过参与日前的需求侧竞价来确定减少的容量和价格。前者利用电价来自动调控参与 EDRP 用户的用电需求,适用于需求侧完全开放采用实时电价机制的情形;后者对于我国目前市场开放情况调动 DR 资源作为紧急备用有很大启发。这些参与 EDRP 的用户,具有灵活调整自身用电方式的能力,如拥有自备电源或蓄能装置等,供应电力临时性中断不会对其生产和经营产生较大的影响,而且通过参与 EDRP 可以在电能的使用过程中获得一定的优惠。

EDRP 的具体实施流程如下:

(1) 首先,电网公司根据日前能量交易市场的出清结果,依据系统运行规程,对发电侧的备用资源应对预想事故的能力进行分析评估,以确定运行备用不足的时段;

(2) 对于系统运行备用不足的时段,由交易中心组织 EDRP 用户进行竞价,用户根据自身用电特性向交易中心提交折扣率竞价曲线;

(3) 交易中心考虑预想事故可能发生的概率,以及相应安全校正费用代价,根据相应模型(例如本文所提的优化模型)确定参与 EDRP 用户的负荷

削减容量。

这里所提 EDRP 用户的日前折扣率竞价与文献[12]中 ILL 市场竞价方式类似,只是此处用户以日前竞价交易的形式申报各自的电价折扣率曲线。对于系统运行备用不足的时段 T ,交易中心组织 EDRP 用户提交电价折扣率曲线。假设在时段 T 正常售电电价为 ρ_0 ,用户 i 所申报的电价折扣率为 $d_i(P_{IL,i})$,它是中断容量 $P_{IL,i}$ 的非下降函数。若用线性函数描述,可表示为:

$$d_i(P_{IL,i}) = u_i + v_i P_{IL,i} \quad (1)$$

式中, u_i 、 v_i 分别为用户所申报折扣率函数的截距和斜率。

于是,电网公司向用户 i 少收取的费用为:

$$C_{pd,i}(P_{IL,i}) = \rho_0 d_i(P_{IL,i}) \quad (2)$$

电网公司以电价折扣的方式向 EDRP 用户提供用电优惠,当事故发生时 EDRP 用户将削减部分负荷,从而为系统提供紧急备用。无论是否发生容量事故,电网公司都将预先支付用户这部分折扣费用。

电网公司向 EDRP 用户购买的中断容量,则需要通过协调发电侧和需求侧备用资源,以最终确定。通常,可以采取优化模型进行计算。本文在确定购买 EDRP 中断容量的过程中计入了风险因素。

2 备用容量配置的风险分析

一般来说,备用交易市场包括三类备用:旋转备用、快速启动备用和热备用。这三类备用依次出清,其出清顺序为:先出清旋转备用,再依次出清快速启动备用和热备用^[3]。本文主要以旋转备用为例,探讨备用配置问题。

电网公司购买备用的主要目的是提高系统的可靠性,满足给定的负荷需求,尽量减少停电损失^[4]。若备用配置过少,会降低系统的可靠性并可能造成较高的停电损失费用;反之,备用配置过多,虽然提高系统的可靠性并降低停电损失,但会出现过多备用被闲置,造成备用资源的浪费。因此,备用的配置不但要考虑购买备用的费用,还要考虑因为使用备用提高可靠性而创造的效益。本文从电网公司的角度,考虑输电网络元件发生故障的概率,以及由此产生的调整运行方式的代价,分析备用容量配置的风险,以此作为评判备用配置方案优劣的指标,反映备用提高系统可靠性的经济涵义。

尽管学术界对风险的定义还不统一,但较为普遍的观点认为“风险是指在一定条件下和一定时期内,由于各种结果发生的不确定性而导致行为主体遭受损失的大小以及这种损失发生可能性的大小。”从电网公司的角度看,若只考虑输电网络元件故障

的情况,按照 $N-1$ 系统安全运行准则,对于由 L 个输电元件组成的输电网,其预想事故集 N_c 中所包含的事件总数为 L , T 为所研究的时段,则发生第 k 个事故状态的概率为:

$$q^k(T) = p_f^k(T) \prod_{j \in N_l, j \neq k} [1 - p_f^j(T)] \quad (3)$$

式中: $q^k(T)$ 是反映输电网运行状态的概率,与电网元件可靠性参数有关; $p_f^k(T)$ 为 T 时段系统元件 k 发生故障的概率; N_l 为输电网元件集合。

实际运行状态下,输电元件发生故障的可能性与运行条件、天气和环境等因素密切相关,构建电网元件可靠性参数的时变模型较为困难。本文假定电网中各输电元件处于寿命盆谷曲线中的稳定运行期,元件工作寿命和故障修复时间均呈确知的指数分布^[15]。采用马尔科夫链对电网未来运行状态的概率进行预测,具体计算方法可参见文献^[16]。

系统在第 k 个事故状态下,为了维持系统安全运行所付出的代价或费用表示为

$$C_s^k(\mathbf{P}_g^k, \Delta \mathbf{P}_d^k) = C_{rg}^k(\mathbf{P}_g^k) + C_d^k(\Delta \mathbf{P}_d^k) \quad (4)$$

其中:

$$C_{rg}^k(\mathbf{P}_g^k) = \sum_{i \in N_g} \alpha_{g,i} (P_{g,i}^k - P_{g,i}^0)^2 \quad (5)$$

$$C_d^k(\Delta \mathbf{P}_d^k) = \sum_{i \in N_d} \beta_{d,i} (\Delta P_{d,i}^k) \quad (6)$$

式中: \mathbf{P}_g^k 为第 k 个预想事故状态下发电机组输出功率向量; $\Delta \mathbf{P}_d^k$ 为第 k 个预想事故状态下被中断负荷向量; $C_{rg}^k(\mathbf{P}_g^k)$ 表示发电机组在第 k 个预想事故状态下的再调度费用; $C_d^k(\Delta \mathbf{P}_d^k)$ 表示在第 k 个预想事故状态下的切负荷补偿费用; N_g 和 N_d 分别为对应系统的发电机组集合和负荷集合; $P_{g,i}^0$ 和 $P_{g,i}^k$ 分别表示系统正常运行状态下和第 k 个预想事故状态下机组 i 的输出功率; $\Delta P_{d,i}^k$ 表示第 k 个预想事故状态下节点 i 切负荷容量; $\alpha_{g,i}$ 为发电机组 i 再调度费用函数系数; $\beta_{d,i}$ 为切负荷的单位补偿费用。

在 $N-1$ 安全准则下(预想事故集 N_c 下),给定一个备用配置方案,该备用配置方案的风险损失 RL 由式(7)定义:

$$RL = \sum_{k \in N_c} q^k(T) C_s^k(\mathbf{P}_g^k, \Delta \mathbf{P}_d^k) \quad (7)$$

采用如下优化模型确定 RL :

$$RL \rightarrow \min \quad (8)$$

$$\text{s.t. } P_i^k(\boldsymbol{\theta}^k) = \sum_{j \in i} P_{g,j}^k - (P_{d,i}^0 - \Delta P_{d,i}^k - \bar{P}_{l,i}) \quad (i=1 \sim N) \quad (9)$$

$$P_{g,i}^{\min} \leq P_{g,i}^k \leq P_{g,i}^0 + \bar{P}_{r,i} \quad (i \in N_g) \quad (10)$$

$$0 \leq \Delta P_{d,i}^k \leq \Delta P_{d,i}^{\max} \quad (i \in N_d) \quad (11)$$

$$|P_l^k(\boldsymbol{\theta}^k)| \leq P_l^{k,\max} \quad (l \in N_l) \quad (12)$$

式中, $k \in N_c$ 。

式(8)~(12)构成的模型,反映的是在备用容量确定的条件下,电网元件发生故障系统为保证安全运行所付出的经济代价和事故状态发生概率之间的量化关系。 RL 可以理解为事故状态下的系统最小期望损失,是以概率方式对事故集的货币化度量。

在约束条件中,式(9)表示系统在第 k 个预想事故状态下潮流平衡约束, $P_i^k(\boldsymbol{\theta}^k)$ 表示对应节点 i 的注入有功功率, $\boldsymbol{\theta}^k$ 为由对应节点相角构成的向量, $\bar{P}_{l,i}$ 表示给定备用配置方案中节点 i 的用户提供的备用容量;式(10)表示发电机组在故障发生后调整有功功率约束, $\bar{P}_{r,i}$ 表示给定备用配置方案中第 i 台机组的备用容量;式(11)表示节点 i 削减负荷约束, $\Delta P_{d,i}^{\max}$ 表示节点 i 可削减的最大负荷容量;式(12)表示流经输电元件 l 上的有功功率限值约束, $P_l^k(\boldsymbol{\theta}^k)$ 和 $P_l^{k,\max}$ 分别表示输电元件 l 传输功率及其所能承受的短时过载限值。

由优化模型可知,对于给定的备用配置方案,风险损失 RL 表示的是,在预想事故集 N_c 和相应事故发生概率下,系统为维持安全运行,所付出代价或费用的最小期望值。在模型中 $P_{g,i}^0$, $\bar{P}_{l,i}$ ($i \in N_g$) 和 $\bar{P}_{r,i}$ ($i \in N_d$) 为给定值, \mathbf{P}_g^k , $\Delta \mathbf{P}_d^k$ 和 $\boldsymbol{\theta}^k$ 为优化变量。

3 EDR 参与系统备用的协调优化模型

3.1 协调优化模型

电网公司通过低电价折扣的形式,预先支付给 EDRP 用户中断负荷的补偿费用,可以在一定程度上缓解系统运行备用不足,减少故障发生后切除负荷的赔偿费用,从而减少系统运行风险损失。

电网公司采用如下协调优化模型确定 EDRP 用户的中断容量和折扣率:

$$\left[\sum_{i \in N_l} C_{pd,i} (P_{l,i}) + \sum_{i \in N_g} C_{r,i} (P_{r,i}) \right] [1 - \sum_{k \in N_c} q^k(T)] + RL \rightarrow \min \quad (13)$$

$$\text{s.t. } P_i^k(\boldsymbol{\theta}^k) = \sum_{j \in i} P_{g,j}^k - (P_{d,i}^0 - \Delta P_{d,i}^k - P_{l,i}) \quad (i=1 \sim N) \quad (14)$$

$$P_{g,i}^{\min} \leq P_{g,i}^k \leq P_{g,i}^0 + P_{r,i} \quad (i \in N_g) \quad (15)$$

$$0 \leq \Delta P_{d,i}^k \leq \Delta P_{d,i}^{\max} \quad (i \in N_d) \quad (16)$$

$$|P_l^k(\boldsymbol{\theta}^k)| \leq P_l^{k,\max} \quad (l \in N_l) \quad (17)$$

$$P_{LL,i}^{\min} \leq P_{LL,i} \leq P_{LL,i}^{\max} \quad (i \in N_i) \quad (18)$$

$$0 \leq P_{r,i} \leq P_{g,i}^{\max} - P_{g,i}^0 \quad (i \in N_g) \quad (19)$$

$$\sum_{i \in N_g} P_{r,i} + \sum_{i \in N_l} P_{LL,i} \geq P_{rd} \quad (20)$$

式(13)~(20)构成的模型为电网公司协调发电侧和需求侧备用资源的优化模型,该模型是在日前能量交易市场出清后,以系统未来第 T 时段(运行备用不足时段)为时间背景,综合考虑预想事故集 N_c 下事故发生可能性与严重程度的协调优化模型。

模型的目标函数包括三部分: $\sum_{i \in N_i} C_{pd,i}(P_{LL,i})$ 表示实施EDRP电网公司减少的总费用, N_i 为EDRP用户集合; $\sum_{i \in N_g} C_{r,i}(P_{r,i})$ 表示电网公司支付给发电机组提供旋转备用的费用, $C_{r,i}(P_{r,i}) = \gamma_{r,i} P_{r,i}$ 为发电机组 i 的旋转备用成本函数, $P_{r,i}$ 为机组 i 提供的旋转备用, $\gamma_{r,i}$ 为常数; RL 为预想事故集下的风险损失。

约束条件式(14)~(17)与式(9)~(12)的物理意义类似,只是前者包含的需求侧和发电侧的备用容量为待优化的变量,即模型中不仅 P_g^k , ΔP_d^k 和 θ^k 为优化变量, $P_{LL,i}(i \in N_g)$ 和 $P_{r,i}(i \in N_d)$ 也是优化变量;式(18)表示EDRP用户中断负荷的容量约束;式(19)为发电机组提供的旋转备用约束;式(20)反映系统提供的备用容量应不小于最小旋转备用容量需求 P_{rd} , P_{rd} 的确定与系统规模的大小有关^[17]。

3.2 模型求解流程

本文所提模型包括预想事故状态下的发电机组有功功率和潮流平衡约束。即使仅考虑系统中输电元件单重故障,模型的规模也很庞大。对于某确定系统,不同的事故状态对系统运行的影响,对应该事故状态配置的备用容量也不相同,一些对系统运行影响较小的事故状态约束相对于某些严重的事故状态约束是冗余的。在预想事故集 N_c 中略去这些事故状态,得到相对于该优化模型有效事故集 N_{ec} ,从而使问题的求解得到简化。有效集 N_{ec} 定义为,在预想事故状态下,需要调整发电机输出功率才能满足系统潮流平衡方程的预想事故状态,所形成的事故集合。

这里,将问题的求解分解为两部分:在系统的发电机有功功率 P_g^0 确定的条件下,针对潮流分布对系统作 $N-1$ 断线分析,利用支路开断分布因子分析预想事故对系统运行的影响,将需要调整的预想事

故约束加入优化模型中(形成有效集 N_{ec});在有效事故集 N_{ec} 下,求解优化模型。

求解该问题的具体流程如下:

(1)确定时段 T ,并根据输电元件的运行状态运用马尔科夫链方法计算 $q^k(T)$;

(2)在确定 P_g^0 的条件下,计算系统潮流;

(3)运用支路开断分布因子,确定有效事故集 N_{ec} ;

(4)在有效事故集 N_{ec} 下,形成二次规划模型(目标函数和约束集只包括 N_{ec}),利用原对偶内点法求解,计算最优的备用容量。

4 算例分析

以IEEE30节点系统为例。系统网络参数取自文献[16-17],输电元件的故障率和修复率取自文献[18],发电机组的技术参数、所提供的旋转备用成本系数和再调度成本系数由表1给出。假设所有节点的切负荷补偿价格均为5000元/MWh,售电电价 $\rho_0=400$ 元/MWh。表2给出EDRP用户向电网公司申报的折扣率曲线参数以及中断容量范围。

表1 发电机组技术参数

机组	$P_{g,i}^0$ /MW	$P_{g,i}^{\min}$ /MW	$P_{g,i}^{\max}$ /MW	$\alpha_{g,i}$	$\gamma_{r,i}$
G1	182.84	50	185	0.05	90
G2	47.35	20	50	0.20	87.5
G5	18.24	15	30	0.70	80.0
G8	10	10	35	0.10	112.5
G11	10	10	20	0.30	100
G13	15	12	30	0.30	100

表2 EDRP用户数据

用户	$P_{LL,i}^{\min}$ /MW	$P_{LL,i}^{\max}$ /MW	v_i	u_i
2	0	10	0.000 25	0.25
5	0	8	0.000 3	0.25
7	0	5	0.000 6	0.23
8	0	15	0.000 8	0.37
12	0	15	0.000 8	0.32
21	0	18	0.001 3	0.40

根据文献[15]方法,计算预想事故状态可能发生的概率。由计算得到,测试系统正常运行的概率为0.85。运用支路开断分布因子法,分析优化模型有效预想事故集 N_{ec} 。 N_{ec} 包括四种事故状态C1~C4,对应的故障支路和故障状态发生概率如表3所示。

假设研究时段备用容量最低要求 $P_{dr}=55$ MW。

计算分以下三种条件: 条件 1 为需求侧不参与系统备用, 且不考虑预想事故影响; 条件 2 为需求侧 EDRP 用户参与备用, 但不考虑预想事故影响; 条件 3 为需求侧和发电侧都参与备用, 且考虑预想事故发生可能性和后果(计及风险), 并采用本文协调优化模型得到备用配置方案。

表 3 有效集预想事故状态及其发生概率

Tab.3 Probability of the effective contingency state

	C1	C2	C3	C4
停运支路	1-2	1-3	3-4	2-5
事故状态概率	0.004 9	0.004 1	0.005 3	0.003 5

表 4 给出三种情况的备用配置结果, 以及对应的 ERC 、 RC 和 RL 值。其中, RC 表示对应条件购买备用的成本, RL 为对应备用配置方案的风险损失, ERC 表示对应条件的期望备用成本, 等于 $(1 - \sum_{k \in Ne} q^k(T))RC + RL$ 。

表 4 三种情况的备用优化结果

Tab.4 Optimal results for 3 cases

备用	方案 1	方案 2	方案 3
$ERC/元$	5 894.2	5 827.8	5 786.1
$RC/元$	5 377.9	5 180	5 840
$RL/元$	612.03	740.0	50.05
G1/MW	2.16	2.16	2.16
G2/MW	2.65	2.65	2.65
G5/MW	11.76	11.76	4.27
G8/MW	13.43	0	2.2
G11/MW	10	10	8.21
G13/MW	15	15	10.40
EDRP2/MW	0	4.60	9.52
EDRP 5/MW	0	3.83	7.32
EDRP 7/MW	0	5	4.83
EDRP 8/MW	0	0	2.47
EDRP 12/MW	0	0	2.10
EDRP 21/MW	0	0	1.26

由表 4 可以看出, 方案 2 的备用成本最低, 需求侧参与备用, 使得备用成本与方案 1 相比有所降低, 但由于没有考虑事故状态下系统的风险损失, 这两种备用配置下的风险损失相对于方案 3 都很高。而方案 3 的备用成本虽然最高, 但系统在该备用配置下风险损失和期望备用成本最小。可见, 采用本文协调优化模型可以有效计及事故后的风险损失指标, 起到综合考虑备用配置的经济性和可靠性的作用。

5 结论

在系统紧急运行情况下, 需求侧与发电侧资源都可以作为可调度的备用资源, 如何在已有运行条件下可靠、经济地配置需求侧备用资源是电力市场需要解决的问题。本文提出的 EDRP 参与系统备用的协调优化模型, 可以在电力市场环境下优化配置发电侧和需求侧备用资源。模型除了考虑购买备用成本外, 还考虑了预想事故集下的系统风险损失, 从而实现了备用配置问题中经济性和可靠性的协调。

参考文献

- [1] 张钦, 王锡凡, 付敏, 等. 需求相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 Xi-fan, FU Min, et al. Smart grid from the perspective of demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33 (17): 49-55.
- [2] Alexander Hamlyn, Helen Cheung, Todd Mander, et al. Network security management and authentication of actions for smart grids operations[C]. //2007 IEEE Canada Electrical Power Conference. 2007: 31-36.
- [3] 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, 14. WANG Jian-xue, WANG Xi-fan, BIE Chao-hong. Reserve in the power market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25 (15): 7-11, 14.
- [4] 谭伦农, 张保会. 市场环境下的事故备用容量[J]. 中国电机工程学报, 2002, 22 (11): 54-58. TAN Lun-nong, ZHANG Bao-hui. Reserve capacity for accident in power market environment[J]. Proceedings of the CSEE, 2002, 22 (11): 54-58.
- [5] Burke R B, Henderson M I. Incorporating demand response in operating reserve in new England[C]. //IEEE Power Engineering Society General Meeting. 2005: 1570-1574.
- [6] 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 Yu-sheng, LUO Yun-hu, LI Bi-jun, et al. A review of interruptible load participating in system reserve[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31 (10): 1-6.
- [7] 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 Xi-fan, WANG Jian-xue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32 (3): 97-106.
- [8] CHEN C S, LUE J T. Interruptible load control for

- Taiwan power company[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1990, 5 (2): 460-465.
- [9] Shayesteh E, Moghaddam M, Taherynejhad S, et al. Congestion management using demand response programs in power market[C]. //2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy Power and Energy in the 21st Century. Pittsburgh (USA): 1-8.
- [10] Lawrence D J. 2001 performance of New York ISO demand response programs[C]. //IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. 2002: 995-998.
- [11] Tuan L A, Bhattacharya K. Interruptible load management within secondary reserve ancillary service market[C]. //IEEE Porto Power Tech Conference. Porto (Portugal): 2001: 1-6.
- [12] 罗运虎, 邢丽冬, 王勤, 等. 可靠性需求市场中用户的风险决策[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28 (22): 113-117.
LUO Yun-hu, XING Li-dong, WANG Qin, et al. Risk decision-making for customer in reliability demand market[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28 (22): 113-117.
- [13] 都亮, 刘俊勇, 田立峰, 等. 电力市场环境下的秒级可中断负荷研究[J]. 中国电机工程学报, 2008, 26 (16): 92-97.
DU Liang, LIU Jun-yong, TIAN Li-feng, et al. Seconds level interruptible loads and application in power market environment[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 26 (16): 92-97.
- [14] 赖业宁, 薛禹胜, 汪德星, 等. 备用容量服务市场的风险决策[J]. 电力系统自动化, 2006, 30 (16): 1-5.
LAI Ye-ning, XUE Yu-sheng, WANG De-xing, et al. Risk decision-making for reserve capacity market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30 (16): 1-5.
- [15] 李文沅. 电力系统风险评估: 模型、方法和应用[M]. 北京: 科学出版社, 2006: 62-66.
- [16] 张强, 韩学山, 徐建政. 安全经济调度与均匀调度间关系分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2005, 17 (2): 84-89.
ZHANG Qiang, HAN Xue-shan, XU Jian-zheng. Analysis of security economic dispatch and homogeneous dispatch[J]. Proceedings of the CSU-EPSSA, 2005, 17 (2): 84-89.
- [17] 查浩, 韩学山, 杨朋朋. 电网运行状态下的概率优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28 (28): 54-60.
ZHA Hao, HAN Xue-shan, YANG Peng-peng. Probabilistic optimal dispatching under operating condition of power network[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28 (28): 54-60.
- [18] 高亚静, 周明, 李庚银, 等. 基于马尔科夫链和故障枚举法的可用输电能力计算[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26 (19): 41-46.
GAO Ya-jing, ZHOU Ming, LI Geng-yin, et al. Available transfer capability calculation based on markov chain and enumeration method[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26 (19): 41-46.

收稿日期: 2010-06-05

作者简介:

于娜(1977-), 女, 博士, 讲师, 研究方向为电力市场需求侧的研究; E-mail: yuna0616@163.com

于继来(1965-), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统分析与控制。

(上接第 76 页 continued from page 76)

- [3] Luis Romeral, Antoni Arias, Emilian Aldabas. Novel fuzzy adaptive sensorless induction motor drive[J]. IEEE Trans Ind Elctron, 2006, 53 (4) .
- [4] Roberto Cardenas, Ruben Pena, Greg Asher, et al. Sensorless control of induction machines for wind energy applications[J]. Electrical Power and Energy Systems, 2002.
- [5] CAO Jian-bo, CAO Bing-gang. Fuzzy-logic-based sliding-model controller design for position-sensorless electric vehicle[J]. IEEE Trans Ind Elctron, 2009, 24 (10) .
- [6] Ruben Pena, Roberto Cardenas, Jose Proboste, et al. Sensorless control of doubly-fed induction generators using a rotor-current-based MRAS observer[J]. IEEE Trans Ind Elctron, 2008, 55 (1): 330-339.
- [7] 陈伯时. 电力拖动自动控制系统—运动控制系统 [M]. 3版. 北京: 机械工业出版社, 2004.
- [8] 陈新海, 李言俊, 周军. 自适应控制及应用[M]. 西安: 西北工业大学出版社, 2003.
- [9] 胡虎. 新型直接转矩控制策略及无速度传感器运行的研究[D]. 北京: 清华大学, 2003.
- [10] 章卫国, 杨向忠. 模糊控制理论与应用[M]. 西安: 西北工业大学出版社, 1999.
- [11] 刘金琨. 先进PID控制及其MATLAB仿真[M]. 北京: 电子工业出版社, 2003.

收稿日期: 2010-04-15; 修回日期: 2010-09-01

作者简介:

康忠健(1971-), 男, 副教授, 目前研究方向为电力系统分析与控制、电力系统故障检测与诊断和油田自动化设备开发; E-mail: kangzjzh@163.com

吕学志(1986-), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统分析与控制;

陈天立(1983-), 男, 硕士, 从事电力系统分析与控制研究工作。