

电力市场中效用风险指标及其决策模型的研究

赵 傲¹, 康重庆¹, 胡左浩², 夏 清¹

(1. 清华大学电机系, 北京市 100084; 2. 清华大学经济管理学院, 北京市 100084)

摘要: 电力市场条件下的可靠性问题已经引起人们的广泛关注, 尤其是如何提供有效的手段保障市场条件下系统运行可靠性和经济性的协调发展。文中针对上述问题, 提出了电力系统元件的效用风险指标的基本概念和计算方法。该指标考察了电力系统元件故障前后全社会福利的变化值, 并将其与电力系统元件的物理可靠性结合起来, 形成了一个可以同时评估系统元件可靠性和经济性的新方法, 从而为电力市场条件下的电力系统可靠性研究提供了一条崭新的思路。为了验证所提出的理念, 文中基于经过简化的电力市场模式, 构造了新型的考虑效用风险指标的购电决策模型, 并给出了求解过程。算例分析验证了文中提出的理念的可行性和合理性。

关键词: 电力市场; 可靠性; 效用风险指标; 购电决策模型

中图分类号: TM73; F123.9

0 引言

电力工业引入市场机制后, 电力系统运行的可靠性不断受到新的挑战, 如何在电力市场的环境下保证电力系统运行的可靠性已经成为当前被广泛研究的热点问题。2003 年 8 月 14 日, 美国与加拿大发生了有史以来最大的停电事故, 造成了 300 多亿美元的经济损失, 引起了全世界的关注^[1]。在电力市场条件下, 确保电力系统可靠性和经济性的协调发展已经成为电力工作者刻不容缓的任务。

电力系统可靠性的评估包括 2 个部分^[2]: 系统充裕度和系统安全度。充裕度是指电力系统内部是否拥有容量足够的电力设备满足用户的需求和电力系统运行的安全约束; 安全度是指当电力系统出现扰动时, 系统抵御扰动并能保证电力生产传输安全的能力。研究市场条件下的电力系统可靠性问题, 必须将这两个方面区别对待, 研究系统充裕度问题需要考虑建设大型电力设备所需的巨额投资、设备投运后所承担的容量成本以及设备运营产生的社会效益等, 国内外就上述问题已进行了广泛研究。

在电力市场条件下的电力系统供电安全度方面, 国内外许多学者也已经进行了很多卓有成效的研究。文献[3]对电力系统运行方式进行分类, 根据其对抗扰动的承受能力分为“健康”(health)、“边际”(margin)和“风险”(risk)3 级, 并将这种分级作为评

价机组组合结果的指标, 建立了新型的机组组合模型, 这使得该机组组合模型不仅考虑了系统运营的经济性, 同时也保证了系统在出现扰动情况下抗干扰的能力。文献[4]研究了如何在最优潮流模型中考虑电力系统风险的问题, 并使用系统崩溃造成的经济损失来表达系统风险, 但是利用最优潮流模型很难衡量系统中某个元件的可靠性价值, 以及其对系统风险降低的贡献。文献[5]在机组组合模型的目标函数中, 加入了反映系统可靠性价值的部分, 该模型考虑了机组的不同组合对系统可靠性指标的影响, 然后计算不同机组组合的可靠性价值。

综上所述, 目前针对传统的电力市场运行可靠度的风险研究, 一般是先考查系统的物理可靠性, 然后利用物理指标计算经济损失和风险指标, 并据此探求最优购电决策。这条思路割裂了元件运行风险与系统运行经济性之间的内在联系, 往往无法实现其所希望达到的目的。本文认为, 电力市场的运营评估, 需要一些更加简洁明了、可操作性强、能够直接反映机组运行可靠性和经济性的指标, 以及与之配套的决策模型。

电力系统中运行的每一个元件都可以被看做是一种有使用风险^[6]的资源, 我们可以计算使用各个元件所承担的经济风险并建立相关指标体系, 而且这种风险指标随着对该元件使用程度的不同而不同; 我们还可以把这种风险指标融入购电决策模型, 科学、合理地安排电力生产, 从而从经济基础上确保系统运行的安全。因此, 本文尝试提出了电力市场中效用风险评价指标, 以此反映电力系统运行的经济性和可靠性, 并建立了相应的风险决策模型。

1 电力系统元件的效用风险指标

电力市场的运营,涉及各种电力系统元件,包括发电机、输电线路、变压器等。正是这些元件所组成的电力系统的正常运营,才使全社会获得了巨大的经济效益,或者从经济学的角度,称其为全社会效用^[6]的极大化。另一方面,如果电力系统中的某个元件在使用过程中发生故障,则必然会造成社会福利损失,即效用损失。电力系统中的任何元件都不是百分之百可靠的,都有一定的故障概率,因此,使用电力系统中的任何一个元件都将承担某种程度的效用风险,这种风险可以通过某种指标来衡量。在安排电力生产的过程中,我们必须比较各个元件的成本和风险,尽量投入那些成本与风险都不太高的元件,使全系统的运行既经济又安全。

为考察使用元件 i 的风险,令 W 为元件 i 正常工作时系统运行的社会福利值, W_i 为元件 i 在运行时发生故障后系统运行的社会福利值,这里,以电力市场运营中的一个交易时段为周期考察系统的社会福利,并假设系统仅发生单重故障,令元件 i 发生故障的概率为 O_i ,则元件 i 的效用风险指标 U_i 为:

$$U_i = (W - W_i)O_i \quad (1)$$

该指标可以用来衡量使用元件 i 时系统将承担的风险。但是,社会福利值一般是无法直接描述其总量的。考虑到当电力系统元件发生故障时,一般会产生两种结果:若故障可以通过调整电力生产方式得到解决,则无须中断用户电力供应,此时社会福利的损失主要表现为电力生产成本可能提高;若故障元件在电力生产过程中起着很重要的作用,则元件故障可能会导致用户电力供应中断甚至系统崩溃的后果,此时社会福利的损失将主要表现在社会停电损失。因此,可以回避对社会福利值总量的直接描述,而代之以该元件故障前后的增量。据此,根据文献[7]中的等式:

社会福利 = 电力使用价值 - 电力生产成本 -

电力生产管理费用 - 电力设备投资

并忽略电力生产管理费用和电力设备投资在元件发生故障前后的变化,则元件发生故障前后社会福利的变化可用电力使用价值的变化(可用用户停电损失值表示)和电力生产成本变化值来表达。因此,可将式(1)等效表示为:

$$U_i = (C_i(P_i) + D_i)O_i \quad (2)$$

式中: $C_i(P_i)$ 为元件故障导致的电力生产成本的变化量,其中 P_i 为元件在电力生产中被使用的容量; D_i 为元件故障导致的用户停电损失。

再令:

$$U_{\text{sys}} = \sum_{i \in I} U_i \quad (3)$$

式中: U_{sys} 为电力系统效用风险指标; I 为系统全体元件集合,一旦系统运行方式被确定,系统总体效用风险指标也就确定了。

利用上文提出的系统风险指标,可以构建新的电力市场购电决策模型,合理利用电力系统中的各个元件,确保系统运行的安全性和经济性。

2 考虑效用风险指标的购电决策

2.1 常规的购电决策模型

本文以电力系统中的重要元件发电机组作为研究对象,考察效用风险指标在电力市场购电决策中的应用。在不考虑电力系统传输网络约束的前提下,可以将整个电网等效为一个容量为全系统装机容量容量的电源向系统负荷供电,令 $G = \{g_1, g_2, \dots, g_N\}$ 为参与市场交易的机组集合,其中 N 为参与交易的机组总数;此时我们只关心发电机组,因此系统元件集合 $I = G$; L 为某时段系统负荷;系统对机组 i 的购电费用为 $f_i(P_i)$ (购电费用实际上是机组出力及其报价曲线的函数,这里只是一种简化表示),最大出力和最小出力限制分别为 $P_{\text{imax}}, P_{\text{imin}}$ 。

首先考虑常规的购电决策模型。根据以上设定可以写出该时段系统购电决策优化模型^[8]:

$$\begin{cases} \min \sum_{i \in G} f_i(P_i) \\ \text{s. t.} \quad \sum_{i \in G} P_i = L \\ P_{\text{imin}} \leq P_i \leq P_{\text{imax}} \quad i \in G \end{cases} \quad (4)$$

该问题的目标函数是系统购电费用最低,模型中的决策变量 P_i 表示机组出力,对该优化模型可以方便地求得系统最优的购电决策。

2.2 发电机组的效用风险指标

为从机组故障导致电力生产成本升高的角度考察系统和机组的效用风险指标,可假设仅考虑单重机组故障,令机组 i 的故障概率为 O_i ,不考虑网络约束,当机组 i 发生故障时,假设系统拥有充足的旋转备用,未平衡负荷可以由其他机组承担,而不会造成切负荷事件,则机组 i 的效用风险指标中可以只考虑由于其故障导致的电力生产成本的升高,在电力市场中则体现为系统购电费用的升高,而无须考虑用户停电造成的社会效益损失。

令 $F(L)$ 表示系统总购电费用,当机组 i 在运行发生故障时,系统将不得不在市场中向其他机组购买额外的电力以平衡系统需求,系统的购电费用函数也会发生变化,因此令此时系统的整体购电费用为 $F_i(L)$,则对于机组 i ,有

$$C_i(P_i) = F_i(L) - F(L) \quad (5)$$

$$U_i = C_i(P_i)O_i = (F_i(L) - F(L))O_i \quad (6)$$

于是,便得到了在不考虑网络约束的条件下发电机组的效用风险指标,当系统向机组 i 购买电力 P_i 时,其承担的效用风险即为 U_i 。

2.3 引入效用风险指标的购电计划模型

将风险指标融入购电决策模型有多种方式,本文提出 3 种模型。在电力市场的条件下,机组发生故障后,往往涉及多级市场协调的问题,而且不同的市场模式对应的购电决策模型也不相同(如 PAB 模式、统一出清方式),本文为研究简便、突出重点,以单一现货市场为背景、以 PAB 模式进行讨论。

2.3.1 单一机组效用风险约束模型

首先,可以在购电决策模型的约束方程中加入对机组效用风险指标的限制,由计划制定者根据经验和相关要求定出机组的最高效用风险,这样对于那些高出最高风险的机组,将无法在市场竞争中竞得出力。该模型的数学表达如下:

$$\begin{cases} \min \sum_{i \in G} f_i(P_i) \\ \text{s. t.} & \sum_{i \in G} P_i = L \\ & P_{\min} \leq P_i \leq P_{\max} \quad i \in G \\ & U_i \leq U_0 \quad i \in G \end{cases} \quad (7)$$

模型(7)中的 U_i 可由式(6)计算得到,而 U_0 是计划制定者确定的最高机组效用风险。该模型只适宜在电力供应足够充足、替代机组较多的系统中使用,并且其中 U_0 的确定要非常慎重。

2.3.2 系统总体效用风险约束模型

其次,可以在购电决策问题的约束条件中加入对全系统效用风险指标的限制,由此降低系统运行的风险,数学模型如下:

$$\begin{cases} \min \sum_{i \in G} f_i(P_i) \\ \text{s. t.} & \sum_{i \in G} P_i = L \\ & P_{\min} \leq P_i \leq P_{\max} \quad i \in G \\ & U_{\text{sys}} \leq U_{0\text{sys}} \end{cases} \quad (8)$$

模型(8)中的 $U_{0\text{sys}}$ 是计划制定者根据经验确定的系统最高效用风险值。该模型迫使购电决策不能仅考虑购电费用的最小化,还应该保证系统的效用风险,因此比传统购电决策模型更为合理。

2.3.3 购电费用与效用风险联合优化模型

最后,将系统购买风险和购电费用联合优化,将其一起置于模型的目标函数中,其模型如下:

$$\begin{cases} \min \sum_{i \in G} f_i(P_i) + U_{\text{sys}} \\ \text{s. t.} & \sum_{i \in G} P_i = L \\ & P_{\min} \leq P_i \leq P_{\max} \quad i \in G \end{cases} \quad (9)$$

使用这种模型可以将系统运行的经济性和承担的效用风险联合考虑,使系统运行在一个理性的风险水平上。

在电力市场运营过程中,采用哪种模型进行购电决策的优化,需要根据应用的实际情况确定。本文认为,2.3.3 节的思路是一种较周全的方案。

3 一个原型系统的分析

3.1 考虑机组效用风险的等效电价

考察模型(9)的目标函数,将 $U_{\text{sys}} = \sum_{i \in G} U_i$ 带入

目标函数可得新的目标函数为:

$$\min \sum_{i \in G} (f_i(P_i) + U_i) \quad (10)$$

为简化分析,突出主要矛盾,本文考虑单点报价(即报价曲线是水平线)的情形,令 ρ_i 表示机组报价,则目标函数的购电费用可表示为:

$$f_i(P_i) = \rho_i P_i \quad (11)$$

由此,可将目标函数变形为:

$$\min \sum_{i \in G} \left(\rho_i + \frac{U_i}{P_i} \right) P_i \quad (12)$$

令

$$\rho_{ri} = \rho_i + \frac{U_i}{P_i} \quad (13)$$

称 ρ_{ri} 为机组 i 考虑购买风险后的等效电价,把该等效电价作为机组的报价,计算系统的购电决策,就可以在购电决策的过程中体现对系统的效用风险指标进行优化的思想。

3.2 算例分析

本文的算例将在 3.1 节的假定条件的基础上展开。采用 IEEE RTS79 系统作为算例研究的系统^[9]。为了研究方便,算例未考虑系统中的水电机组,并且,由于系统没有给出发电机组的报价,本文根据文献[9~11]给出的数据为基础,构造了各台机组的报价,具体数据见表 1。式(6)中用到了电力系统元件的故障概率值 O_i 计算 U_i ,在算例中用 IEEE RTS 中机组的强迫停运率作为机组的故障概率值进行运算。其他数据请参见文献[9]。

本文将计算 IEEE RTS79 中第 1 个星期的星期一的最高负荷时段的购电决策,根据文中数据,该时段的负荷 L 应为 2 284.73 MW。

为研究简便,在计算各发电机组的效用风险指标时,可将式(5)简化,忽略多级电力市场之间购电费用的耦合,则对于某台故障机组,该机组的出力将被转移到其他机组上去,相当于在等效负荷中增加了该机组的出力,因此,可令 $C_i(P_i) = F(L + P_i) - F(L)$,以此为基础得到各台机组效用风险的计算结果,并计算出机组的等效电价,如表 2 所示。

表 1 机组数据
Table 1 Unit data

机组 编号	机组 容量/ MW	机组强 迫停 运率	机组报价/ (美元· (MW·h) ⁻¹)	机组 编号	机组 容量/ MW	机组强 迫停 运率	机组报价/ (美元· (MW·h) ⁻¹)
1	12	0.02	18.5	17	76	0.02	15.5
2	12	0.02	25.0	18	76	0.02	16.5
3	12	0.02	31.0	19	76	0.02	14.5
4	12	0.02	25.0	20	100	0.04	20.5
5	12	0.02	18.5	21	100	0.04	22.5
6	20	0.10	28.0	22	100	0.04	21.0
7	20	0.10	30.0	23	155	0.04	12.5
8	20	0.10	37.0	24	155	0.04	11.0
9	20	0.10	45.0	25	155	0.04	12.0
10	50	0.01	24.5	26	155	0.04	10.0
11	50	0.01	23.5	27	197	0.05	26.5
12	50	0.01	22.0	28	197	0.05	19.0
13	50	0.01	24.0	29	197	0.05	20.5
14	50	0.01	21.5	30	350	0.08	13.0
15	50	0.01	26.0	31	400	0.12	19.5
16	76	0.02	17.0	32	400	0.12	6.0

表 2 机组效用风险及等效电价
Table 2 Unit utility risk and equivalent price

i	ρ_i	U_i/P_i	ρ_i+U_i/P_i	i	ρ_i	U_i/P_i	ρ_i+U_i/P_i
1	18.5	0.39	18.89	17	15.5	0.41	15.91
2	25.0	0.39	25.39	18	16.5	0.41	16.91
3	31.0	0.39	31.39	19	14.5	0.41	14.91
4	25.0	0.39	25.39	20	20.5	0.82	21.32
5	18.5	0.39	18.89	21	22.5	0.82	23.32
6	28.0	2.00	30.00	22	21.0	0.82	21.82
7	30.0	2.00	32.00	23	12.5	0.82	13.32
8	37.0	2.00	39.00	24	11.0	0.82	11.82
9	45.0	2.00	47.00	25	12.0	0.82	12.82
10	24.5	0.20	24.70	26	10.0	0.82	10.82
11	23.5	0.20	23.70	27	26.5	1.02	27.52
12	22.0	0.20	22.20	28	19.0	1.02	20.02
13	24.0	0.20	24.20	29	20.5	1.02	21.52
14	21.5	0.20	21.70	30	13.0	1.64	14.64
15	26.0	0.20	26.20	31	19.5	2.47	21.97
16	17.0	0.41	17.41	32	6.0	2.47	8.47

注： $\rho_i, U_i/P_i, \rho_i+U_i/P_i$ 的单位均为美元/(MW·h)。

求出考虑机组购买风险的等效电价后,在此算例的条件下,用机组逐台投入的方法即可确定系统购电决策。计算结果表明,若仅考虑机组报价,追求系统购电费用最低,则被购买的机组集合为: {32, 26, 24, 25, 23, 30, 19, 17, 18, 16, 1, 5, 28, 31}, 而若目标函数中考虑系统效用风险指标,则购买结果为: {32, 26, 24, 25, 23, 30, 19, 17, 18, 16, 1, 5, 28, 20, 29, 14, 22}。对比购买结果发现,若仅考虑系统购电费用最低,则机组 31 是系统的边际机组,而考虑系统效用风险指标后,机组 31 被机组 20、机组 29、机组 14 和机组 22 这 4 台机组所取代,边际机组也发生

了变化。这说明,虽然机组 31 的申报价格较低,但由于其容量很大且故障概率高,一旦购买该机的容量,系统将承受较大的效用风险,而虽然 4 台小机组的报价可能较机组 31 稍高,但其单机容量小,发生故障的概率也相对较小,系统购买它们的容量时,不会承受太大的效用风险。表 3 列举了系统在考虑购买风险和不考虑购买风险情况下的购电决策。

表 3 系统购电决策结果
Table 3 System trading result

指标	边际 机组	实际购电费 用/美元	系统效用 风险指标*	式(10)的值
不考虑风险	31	30 615.25	3 367.60	33 982.85
考虑风险	22	31 076.35	2 732.65	33 809.00

注: * 表示对于不考虑风险指标的情形,针对其计算结果,按照本文方法计算了其对应的系统风险指标。

由表 3 可以看出,虽然不考虑系统效用风险指标时计算结果中的实际购电费用是最优的,可是其承担的风险较大;而如果考虑系统购买风险,虽然系统购电费用会上升,但承担的风险会减小,购电决策的整体社会效益会上升。

4 本文方法与其他购电决策模型的比较

文献[3,5,12]都研究了如何在机组组合模型中加入系统安全的影响,使机组组合结果能够同时优化经济指标和安全指标。文献[3,12]都是将与安全相关的物理指标直接作用于机组组合模型,这与本文引入的不仅反映系统和元件安全水平,同时反映其经济价值的综合指标有着本质的区别。

文献[5]则在机组组合的目标函数中,加入用户期望停电损失与备用市场购电费用的差值项,作为平衡系统购电决策经济性和安全性的手段。与本文类似,该文献也是从经济而不是物理的角度来考虑系统安全问题,但该文献使用系统 EENS 与全社会单位电能损失之积来表示安全度降低的损失,无法解耦系统中每个元件对系统供电安全度的影响,这与本文提出的,先计算系统各元件效用风险指标,再考虑系统效用风险有较大差异。文献[13]在简易当量电价法基础上发展了计入运行备用辅助服务的随机性简易当量电价法,则完全是从另一个角度探讨电力市场条件下安全与经济相协调的问题。

应该指出,本文为研究简便,未考虑机组故障可能带来的用户停电损失,而是重点从市场购电费用变化的角度对本文提出的指标进行诠释。

5 结语

本文针对在电力市场条件下如何保证电力系统供电可靠度的问题,提出了综合考虑电力系统元件可靠度和元件对系统运营经济影响的元件效用风险

指标,由此构成系统效用风险指标,并把该指标融入电力市场购电决策模型,探索了一条确保电力市场条件下系统安全的新思路。算例诠释了本文提出的新理念,并证明了该思路的有效性。

应该指出,本文的研究还只是一个起步。受文章篇幅和研究时间所限,本文只是提出了一个利用效用风险指标对电力市场条件下的供电可靠性进行风险决策的框架;所构造的算例也只是一个原型系统,离实际应用还有距离。在今后的研究中,电力系统效用风险指标体系还有以下几个方面需要完善:全面考虑系统各种元件(包括机组、线路、变压器等)的效用风险指标的购电决策模型;非水平线报价曲线情况下效用风险指标的计算方法;在计算元件效用风险指标时,如何考虑多级市场(包括日前市场、辅助服务市场和实时市场等)的协调;构建考虑风险效用指标的多阶段决策模型;如何将该指标体系的应用扩展到电力监管、电力系统规划等其他领域。

参考文献

- 1 郭永基(Guo Yongji). 加强电力系统可靠性的研究和应用——北美东部大停电的思考(To Focus on Power System Reliability——A Pondering over the East North America Major Blackout). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2003, 27(19): 1~5
- 2 王秀丽,陈皓勇,甘 志,等(Wang Xiuli, Chen Haoyong, Gan Zhi, et al). 应用随机生产模拟的发电系统可靠性评估方法(Reliability Evaluation of Generation System Based on Probabilistic Production Simulation). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 1999, 23(17): 15~19
- 3 Billinton Roy, Fotuhi-Firuzabad Mahmud. A Reliability Framework for Generating Unit Commitment. Electric Power Systems Research, 2000, 56(1): 81~88
- 4 Fu Weihui, McCalley J D. Risk Based Optimal Power Flow. In: Proceedings of 2001 IEEE Porto Power Tech, Vol 3. Piscataway (NJ): IEEE, 2001. 6~9
- 5 杨梓俊,丁 明,孙 昕(Yang Zijun, Ding Ming, Sun Xin). 电力市场下综合考虑系统可靠性和旋转备用效益的机组组合(Unit Commitment Problem Under the Condition of Electricity Market

- Considering System Reliability and Benefit from Spinning Reserve). 电网技术(Power System Technology), 2003, 27(6): 13~18
- 6 Samuelson P A, Nordhaus W D. Microeconomics. 16th ed. New York: McGraw-Hill, 1998
- 7 Caramanis M C, Bohn R E, Schweppe F C. Optimal Spot Pricing: Practice and Theory. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1982, 101(9): 3234~3245
- 8 王锡凡(Wang Xifan). 我国电力市场竞价模型框架探讨(Study on Framework of Bidding System Model for Power Market in China). 中国电力(Electric Power), 2000, 23(11): 37~40
- 9 Allan R N, Billinton R, Abdel-Gawad N M K. The IEEE Reliability Test System——A Report Prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1979, 98(6): 2047~2054
- 10 Allan R N, Billinton R, Abdel-Gawad N M K. The IEEE Reliability Test System——Extensions to and Evaluation of the Generating System. IEEE Trans on Power Systems, 1986, 1(4): 1~7
- 11 Billinton R, Lakhanpai D. Impacts of Demand-side Management on Reliability Cost/Reliability Worth Analysis. IEE Proceedings——Generation, Transmission and Distribution, 1996, 143(3): 225~231
- 12 Yamin H Y. Security-constrained Price-based Unit Commitment in the Deregulated Power Market. In: 2002 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering. Piscataway (NJ): IEEE, 2002. 18~22
- 13 李晓刚,言茂松(Li Xiaogang, Yan Maosong). 我国运行备用辅助服务市场的模式与定价研究(Market Mode and Pricing Method for Ancillary Service Market of Operating Reserve in China). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2000, 24(9): 12~18

赵 傲(1978—),男,博士研究生,从事电力市场的研究。E-mail: zhaoj00@mails.tsinghua.edu.cn

康重庆(1969—),男,博士,副教授,研究方向包括电力市场、电力系统规划、电力经济与信息技术等。

胡左浩(1965—),男,博士,副教授,研究方向为市场营销、企业发展战略、风险决策等。

RESEARCH ON UTILITY RISK INDEX AND ITS APPLICATIONS IN ELECTRICITY MARKET TRADE MODEL

Zhao Jing, Kang Chongqing, Hu Zuohao, Xia Qing
(Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: Power system reliability in a deregulated environment has been given much attention in recent years. Nowadays, the focus is on maintaining system reliability while achieving economic benefit in the electric power market. This paper proposes the basic concept along with its calculating method of the utility risk index of power systems to solve the problem mentioned above. The index calculates the change of the entire social welfare when a system component is faulty and then combines it with the component's physical reliability index, providing a brand new way to study power system reliability in an electric power market. To verify the idea proposed, a new decision-making model is developed for electricity trade with the utility risk index taken into account based on a simplified market model. The solving method of the decision model is also given. Case study shows the rationality and feasibility of the methodology presented.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 50377016) and Tsinghua University Fundamental Research Fund (No. JC2002018).

Key words: electric power market; reliability; utility risk index; electricity trade model