

第 1 章 导 论

1.1 从停电事故谈起

1.1.1 各国停电事故

本书从停电事故谈起,从中可以看出加强现代电力系统控制的必要性和重要性。

最近 10 多年来,世界各地发生了一系列停电事故^[1-5],如表 1-1 所示。

表 1-1 各国停电事故

序号	发生时间 (持续时间)	地点 (范围)	影响	原因
1	2002 年 7 月 30 日晚 8 时—31 日上午	印度中西部地区	印度近 1/3 地区停电	超指标用电导致电网电压迅速下降
2	2002 年 9 月 23 日中午停电约 1 小时	智利全国绝大部分地区		电厂技术故障
3	2002 年 12 月 23 日上午停电约 2 小时	印度首都新德里及邻近地区		大雾和污染造成的两条输电线短路
4	2003 年 5 月 15 日停电约 2 小时	美国得州中部和中北部	约 30 万人生活受影响	雷电袭击
5	2003 年 8 月 14 日 6 时—次日 9 时	美国东北部和加拿大东部地区	美、加两国约 5000 万人受影响	具体原因有待查明
6	2003 年 8 月 28 日晚 上停电 34 分钟	伦敦和东南部部分地区	40 多万人受影响	保险丝安装错误
7	2003 年 9 月 1 日 10 时—15 时	马来西亚 5 个州		
8	2003 年 9 月 1 日下午—次日 9 时	包括悉尼中央商务区在内的大多数街区		电缆沟着火导致一个主要变电站故障
9	2003 年 9 月 23 日停电持续 3 小时	丹麦首都哥本哈根及瑞典南部地区	380 万人受到影响	输电线路发生故障,两座大核电站中断供电
10	2003 年 9 月 28 日凌晨 4 点—早晨 8 点	意大利全境		法国向意大利供电的输电线路断裂

续表

序号	发生时间 (持续时间)	地点 (范围)	影响	原因
11	2005 年 5 月 25 日 10 点	莫斯科及周边 4 个地区		变压器因过负荷爆炸
12	2006 年 7 月 1 日晚上	中国河南、华中、华北		一条 500kV 线路跳开,振荡连锁故障
13	2006 年 11 月 4 日晚上 10 点左右,38 分钟	德国等		2 条线路故障,3 个孤岛
14	2009 年 11 月 10 日晚上 10:13 分	巴西、巴拉圭	巴西 18 个州,巴拉圭全国	线路故障
15	2011 年 2 月 4 日 0:29	巴西东北部	失去 8883MW 负荷	继电保护故障
16	2012 年 4 月 10 日 20:30	深圳电网		开关故障
17	2012 年 7 月 30 日 2:30	印度		电力调度

表 1-1 表明,从事故发生区域来看,停电事件不仅在发展中国家会发生,在发达国家也时有发生。从事故发生时间来看,夏季发生大停电事件最多,其原因在于夏季用电负荷大,而且气象条件引发故障的可能性也大。

1.1.2 我国停电事故

我国电力系统也曾多次发生过系统性事故,比如表 1-1 中列出了我国 2006 年一次停电规模较大的事故,表 1-2 是我国电网在 20 年间的系统性事故发生原因的统计分析^[6]。

表 1-2 我国电网系统性事故及原因统计分析

事故扩大原因	次数	所占比例/%
1. 电网结构原因共计	187	68.6
(1) 长距离或联系阻抗大的单回路	95	34.9
(2) 高低压电磁环网	55	20.2
(3) 弱联系特大环网	14	5.1
(4) 受端联系过弱及头重脚轻电网	22	8.1
(5) 分支线	1	0.37
2. 运行管理原因共计	192	70.6
(1) 静态稳定破坏		
① 负荷潮流控制不严	35	12.9
② 无功不足,电压调节器退出	22	8.1
(2) 暂态稳定破坏		
① 发电机失磁	35	12.9

续表

事故扩大原因	次数	所占比例/%
② 运行方式考虑不周(包括高低压环网),稳定分析计算不够	54	19.9
③ 三相短路	26	9.6
④ 低压电网故障影响	18	6.6
(3) 动态稳定破坏	2	0.74
3. 继电保护原因共计	122	44.9
(1) 保护直接造成	18	6.6
(2) 保护动作不当而扩大	104	38.3

注：由于一次事故扩大可能有多种原因,因此各种原因的百分数之和可能超过 100%。

一系列停电事故给我们敲响警钟,电力系统安全稳定运行事关重大,它不仅会影响到人民群众生活和工农业生产,还会造成巨大的经济损失,甚至会危及国家安全。为此,我国已经将电力安全纳入国家安全体系,表 1-3 是我国对停电事故的等级定义。

表 1-3 我国对停电事故等级定义

序号	I 级停电事件	II 级停电事件
1	区域电网停电,减负达 30%	区域电网停电,减负达 10%~30%
2	重要政治、经济中心城市停电,减负达 50%	重要政治、经济中心城市停电,减负达 20%~50%
3	省电网停电,减负达 40%	省电网停电,减负达 20%~40%
4	省电网 60%容量机组非计划停机,拉限负荷达 50%	省电网 40%~60%容量机组非计划停机
5	设备遭受毁灭性损坏,区域电网停电,减负达 20%	

1.1.3 美加“8·14”大停电案例剖析

下面以历史上最大的停电——美加“8·14”大停电作为典型案例,资料主要来源于美加大停电工作组的最终报告^[5]。

1. 大停电概述

大停电发生在 2003 年 8 月 14 日下午,地点波及美国的 8 个州和加拿大的 2 个省。大停电期间,系统失去大约 61800MW 的负荷,扰乱了 5000 余万人的工作和生活。大部分地区停电长达 29 小时,部分地区甚至达几天。直接经济损失初步估计达 300 亿美元,间接损失更大。这是电力系统有史以来、全球范围内最大的一次停电事故,不仅引起了电力工作者的高度重视,也引起了政府和社会各界对电力系统安全运行的广泛关注。

8月15日,时任美国总统乔治 W. 布什和加拿大总理吉恩·克雷蒂安指示,建立一个调查这次事故及防止今后再次发生类似事故的美加大停电联合工作组(Task Force,以下简称工作组)。工作分成两个阶段:第一阶段调查停电事故,弄清其原因及为何未能得到有效控制;第二阶段形成如何减小今后再次发生停电事故的可能性和影响范围的建议。工作组成立了三个小组来完成各阶段的工作:电力系统小组(ESWG)、核工作小组(NWG)和安全工作小组(SWG)。

2. 大停电过程

按照第一能源公司(FE)系统和周围区域的重要变化,将这次级联停电事故分为几个阶段。

1) 正常的下午恶化,12时15分~14时14分

这是8月的一个普通下午,俄亥俄北部有中等强度的空调需求负荷,这需要耗用很大的无功功率。克里夫兰的两个电厂已经停运 Davis-Besse 和 Eastlake 4# 机组,在13时31分,Eastlake 5# 机组又停止运行,进一步减少了对 Cleveland-Akron 地区的重要电压支持。详细的模拟揭示了 Eastlake 5# 机组停运是造成后来停电的重要因素,由于 Eastlake 5# 机组停运,使得输电线路负荷明显变得更高但仍在额定范围内。FE 的 Harding-Chamberlin 输电线路在15时05分停止供电后,即使线路的负荷不超过额定值,系统最终也无法承受额外的偶发事件。若 Eastlake 5# 机组仍继续供电,线路的负荷将会低一些。但是,Eastlake 5# 机组的停运并未直接引发停电事故。随后,FE 控制室中的计算机故障造成了无法了解情况、FE 的输电线路与树木接触而跳闸,则是停电事故的最重要原因。

在14时02分,由于与树木发生接触,Dayton 电力和照明公司(DPL)的 Stuart-Atlanta 345kV 线路跳闸。这条线路对 FE 的系统没有直接的电气作用,但它影响了 MISO 作为可靠性协调机构的功能,尽管 PJM 是 DPI 输电线路的可靠性协调机构。由于人为操作失误和 DPL 的 Stuart-Atlanta 输电线路停止供电,对 MISO 其他线路的影响被反映在状态估计计算中,MISO 系统状况评估的主要工具之一——状态估计器未能在12时15分~15时34分的大部分时间评估系统的状况。若没有有效的状态估计,MISO 便无法对其区域进行发电和输电线路停止供电的偶发事件分析。因此,到15时34分,MISO 无法确定 Eastlake 5# 机组停运后,若 FE 丧失了重要的输电线路是否会导致其他的输电线路过载,而且不能发布相应的警报和调度指令。

在调查谈话中,所有的供电公司、控制区调度机构和可靠性协调机构都指出,8月14日上午是一个正常普通的日子。FE 管理人员认为当天的峰值负荷并不是很大。调度人员始终说尽管电压值低,但它与过去的电压值是一致的。在8月14日整个上午和下午早期,FE 报告说在中西部地区北部要求电压支持的需求在增长。早在13时13分,FE 调度员就为其系统的低电压状况而担忧,并且要求相关

发电机增发无功以提供电压支撑。Eastlake 5 # 机组在 13 时 31 分停运后,FE 调度员为电压水平更加担忧。为此,调度员在 13 时 41 分打电话给 Bay Shore 电厂、在 13 时 43 分打电话给 Perry 电厂,请求更大的无功电压支撑。由于 Ohio 区域提供大量的无功电压支撑,FE 运行人员认为其峰值负荷并非不正常。

2) FE 的计算机故障,14 时 14 分~15 时 59 分

大约从 14 时 14 分开始,FE 控制室的调度员们缺少了当一个重要设备由正常状况变为不正常状况时能向他们提供声像提示的警报功能。稍后,EMS 系统丧失了大量的遥控功能。接着,具有警报提示功能的主计算机发生故障,尔后备用计算机及其功能在 14 时 54 分停止运行。但是,在一个多小时的时间里,FE 控制室内没有人发现他们的计算机系统已不能正常工作,虽然 FE 的信息技术支持人员了解了问题并在解决,警报缺失和其他迹象向运行人员提供了 EMS 系统状态削弱的众多线索。这样,由于缺少 EMS 的功能或不知道它已停运,FE 的系统调度员仍未能发觉他们的系统状况正在开始变坏。无意中,他们使用了过时的系统状况信息,并不得不使用由其他途径所得到的有关系统问题发展的不完全信息。

3) 第三阶段: FE 的 3 条 345kV 输电线路停运,15 时 5 分~15 时 57 分

在 15 时 05 分 41 秒到 15 时 41 分 35 秒的时间段,3 条 345kV 输电线路停运,而其潮流达到或者低于紧急额定值。这些线路跳开并非偶然,都是由于线路与树木相接触的结果。这些树木在几年间长得太高,超过了线路所需净空要求。每条线路停运后,其负荷转移增加了其余线路的负荷。随着线路的逐步停运,潮流转移到其他传输通道,FE 剩余部分的电压进一步恶化。

4) 第四阶段: 俄亥俄北部的 138kV 输电系统崩溃,15 时 39 分~16 时 08 分

Cleveland 地区 FE 的 345kV 输电线路逐步跳开,给其下一层的 138kV 系统(为 Cleveland 和 Akron 地区供电)增加了负载率并且降低了电压,导致这些线路过载。从 15 时 39 分起,138kV 系统 16 条线路中第一条开始停运。继电保护数据表明,这些线路最终都是由于接地短路而跳闸,这说明线路下垂过多而接触到其下方的物体。

线路停运导致的电压跌落,引起许多具有电压灵敏装置的大型工业用户为了自我保护而自动跳闸。随着 138kV 线路跳闸,导致阿客隆及其西部和南部地区的用户停电,一共损失大约 600MW 负荷。

5) 第五阶段: 俄亥俄北部和密歇根南中部的 345kV 系统连锁故障,16 时 08 分~16 时 10 分

当 FE 的 138kV 系统和一条 345kV 线路(Sammis-Star)失去后,就没有大容量传输线从南面为俄亥俄北部的大量负荷了。这导致从西面和西北面进入密歇根的输电通道过载,从而引发一系列线路和电厂连锁性跳闸。

6) 第六阶段:全面崩溃,16 时 10 分 36 秒~16 时 13 分

由于设备损坏或者自动保护,电网中发生成千上万事故。最终,美国东北部和加拿大安大略省陷入一片漆黑。

3. 防止或减少今后再次发生类似事故的建议

工作组认为,2003 年 8 月 14 日的停电事故是可以预防的。其中包括几个直接的原因和相关因素:①未能保持足够的无功功率支持;②未能保证在安全限额内运行;③植物管理不够;④调度人员培训不充分;⑤未能识别紧急情况并向相邻系统通报系统状况;⑥对大规模电力系统在地区范围上的了解不够。

工作组从四个角度来考虑建议:

(1) 美国和加拿大的政府机构、管制部门、北美地区电力行业和有关组织应当在北美地区的大容量电力系统的规划、设计和调度工作中坚持实行高可靠性标准。市场机制应该在可行的地区实施,但当可靠性和商业目标之间发生矛盾冲突时,必须优先考虑高可靠性。

(2) 管制机构和用户应当认识到可靠性不是可免费的,保持可靠性需要由各方持续投资和支付运行费用。若没有由管制机构作出的这类成本可以通过电价进行回收的保证,被管制的公司将不会进行这样的投入,而未受管制的公司也不会作这样的投入,除非他们认为是有利可图的。

(3) 这些建议除非能够得到落实,否则没有任何价值。因此,工作组强烈希望北美各国政府和电力行业能联合起来共同努力制订下述的改进方案。若在这一方面取得成效,需要特别注意功能监督、高层管理的责任及统一标准的可操作性等方面涉及的机制问题。

(4) 大规模电力系统是经济和社会基础设施中最重要的部分。虽然“8·14”大停电不是由于恶意破坏行动造成的,但仍需采取大量事关安全的措施来提高可靠性。

工作组共提出 46 条建议。

(1) 通过处罚违规行为,确保可靠性标准是强制且可执行的。

美国和加拿大的相关政府部门要采取必要行动,保证可靠性标准是强制且可执行的,并对违规行为进行适当处罚。

(2) 建立一个得到监管机构批准的机制,为 NERC 和地区可靠性委员会提供资金,以保证他们独立于其监督对象。

美国和加拿大监管部门应当与 NERC、地区委员会以及全行业合作,为 NERC 和地区委员会制定并实施一个建立在收取输电附加费基础上的新筹资机制。这样能够确保 NERC 和委员会在独立于其监管对象的前提下,得到合适的资金来源以承担它们不断变化的责任。需要注意,这条建议的实施应该与建议(3)当中所提有关地区委员会未来作用的要求相协调。

(3) 健全北美公司在可靠性管理方面的制度框架。

FERC、DOE 和加拿大相关部门应当与各州、NERC 以及全行业合作,对当前有关可靠性管理的制度框架展开评估并作出适当改进。

(4) 确保用在大容量系统上的谨慎支出和投资(包括用在新技术上的投资)能够通过输电价格得到回报。

FERC 和加拿大相关部门应当确认受监管的企业为维持或提高大容量系统可靠性所付出的谨慎投资能够通过输电价格得到回报。

对于如何通过零售价格获得可靠性成本投资的收益,美国的 FERC 和 DOE 应当和州监管机构合作,判断和解决这个问题。加拿大相关部门要决定是否采取类似的方式,委托有关机构采取行动。

(5) 持续关注可靠性提高建议的执行情况。

在 2004 年 2 月 10 日公布的要求中,NERC 宣布它和地区委员会将启动一个项目,用来记录从 8 月 14 日停电事故和其他历史停电事故中所得到的建议,以及 NERC 和地区对违反可靠性标准行为的报告、合规性审查的结果、系统故障的经验教训。各地区要按季度向 NERC 进行报告。

此外,NERC 打算在 2005 年 1 月 1 日开始执行一项可靠性状况监控功能,它将评估和报告大容量电力系统可靠性状况的发展趋势。

工作组非常支持这些行动,然而,其中的许多建议涉及到政府部门和 NERC 双方,因此:①美国和加拿大有关部门应当合作并建立一个机制,在此机制下,它们要对各自职责范围内的行动实施情况持续关注,并将之向公众汇报。②NERC 应当借鉴上述地区委员会的季度报告向 FERC、加拿大有关部门以及公众进行年度汇报,这份报告要包含全行业对所提建议的遵守情况以及电力系统可靠性状况的发展趋势。

(6) FERC 不得批准任何新 RTO 或 ISO 的运行,直到申请者满足可靠性协调机构设置的最低职能要求。

(7) 要求任何大规模系统组成部分参与运行的实体,必须成为该系统可靠性委员会的一员。

工作组建议,如果有必要的话,立法授权给 FERC 和加拿大的相关部门,准许它们要求在所有 NERC 地区范围内作为大规模系统组成部分参与运行的机构,确保自己是所在地区的地区可靠性委员会成员。

(8) 保障运行机构根据批准的指导原则先行切除负荷的权力,使它们免于因此受到问责。

立法机构和监管机构应当:①确保根据指导原则最先切除负荷的运行者(无论组织还是个人)免于受到责任诉讼。②公开声明根据指导原则切除负荷的行为不属于运行失误。

(9) 把对“可靠性影响”的考虑纳入监管决策过程。

工作组建议 FERC、加拿大有关部门和州监管机构正式将对可靠性影响的考虑纳入监管决策过程当中,保证它们的行动能够提高系统可靠性,至少不能对其造成损害。

(10) 创建独立的可靠性状况信息来源。

美国能源部信息管理局(EIA)应当同其他有关机构以及数据提供机构(FERC、加拿大相关当局、NERC、RTO、ISO、地区委员会、输电经营商和发电公司)协商,建立通用的定义和信息采集标准。如果必要的资源能够得到确认,EIA应当扩大其当前进行的收集可靠性状况的活动。

(11) 对收集和报告进行停电后分析所需数据提出要求。

FERC 和加拿大有关部门应该要求发电公司、输电公司和其他相关单位收集并报告可能需要的数据,这些数据用来分析停电及其他与电网相关的故障。

(12) 委托进行电力行业重组、竞争和可靠性之间关系的独立研究。

DOE 和加拿大自然资源部应委托进行有关电力行业重组、电力市场竞争和电网可靠性之间关系以及如何管理这些关系来为公众利益提供最佳服务的独立研究。

(13) DOE 应当扩展其以可靠性相关工具及技术为研究目标的项目。

DOE 应扩大其研究议程,并在规划及执行这一议程时,经常与国会、FERC、NERC、州监管机构、加拿大管理部门、大学以及全行业进行商议。

(14) 为今后停电及其他故障的调查搭建常设框架。

美国、加拿大、墨西哥三国政府应当与 NERC 磋商,共同为今后停电、系统故障及其他电网相关事故的调查搭建一个常设框架。

(15) 修正“8·14”大停电的直接原因。

NERC 在工作组的停电调查中扮演重要角色,根据调查的结果,NERC 在 2004 年 2 月 10 日向第一能源公司、MISO 和 PJM 公司发布指令,要求他们在 2004 年 6 月 30 日之前,针对被认为是造成“8·14”大停电的漏洞,采取一系列补救措施。

工作组非常赞同 NERC 的短期要求并建议添加有关 ECAR 的要求,以及如下所述的一些其他要素。

(16) 制定维护公共地区电气线路间距安全的强制执行标准。

2 月 10 日,NERC 理事会要求 NERC 的“合规计划”和地区委员会启动一项联合计划,报告大容量电力系统中因植被接触而造成的输电线路跳闸情况。以这些文件为基础,NERC 将考虑制定能保证可靠性安全的最小线路间距标准。

工作组认为有必要采取更加积极的行动。NERC 应当同 FERC、加拿大有关部门、州监管机构、电气和电子工程师协会(IEEE)、公用事业支持人及美国和加拿大的专家合作,制定一个保证输电线路安全间距的标准以使其避免受到通过

地区障碍物的干扰,并且建立一种使该标准能够落实并对违规行为进行处罚的机制。

(17) 加强 NERC 的“合规执行计划”。

2004 年 2 月 10 日,NERC 理事会批准了地区可靠性委员会的指令,该指令将显著加强 NERC 现有的“合规执行计划”。工作组非常支持这些指示,并建议按下述要求采取更多行动。

(18) 完善 NERC 的“可靠性审查程序”。

2004 年 2 月 10 日,NERC 理事会批准启动了一个程序,这个程序用来对所有可靠性协调机构和控制区的可靠性进行定期审查。工作组非常支持这个行动,并建议采取更多措施。

(19) 提高对运行机构、可靠性协调机构和运行支持人员的短期和长期培训及认证要求。

NERC 在 2004 年 2 月 10 日要求,所有可靠性协调机构、控制区和输电运营商每年提供至少 5 天时间,通过模拟现实的方式,让每个负责大容量电力系统实时运行和可靠性监控的员工,得到系统紧急情况时的培训与演练。这个紧急情况训练是对其他训练需求的补充。5 天的紧急情况培训和演练要在 2004 年 6 月 30 日前完成。

工作组支持这些短期需求。从长远来看,工作组建议:①NERC 应当要求对控制区和可靠性协调机构的规划人员,开展关于电力系统特点、负荷、无功以及电压限制的培训,以便他们制定出今后让运行人员遵守的规章制度。②NERC 应当要求控制区和可靠性协调机构培训电网运行人员、IT 支持人员以及他们的监管者,确保他们能够识别自动系统的异常活动并对此作出反应。③NERC 应当委托独立机构出具一份咨询报告以解决有关可靠性训练计划及认证需求的各方面问题。

(20) 对系统运行的正常状态、报警状态和紧急状态进行明确定义。说明各可靠性协调机构及控制区在不同状态下的作用、职责和权限。

NERC 应该在 2004 年 6 月 30 日之前对系统运行的正常状态、报警状态和紧急状态进行明确定义,说明可靠性协调机构和控制区在各状态下的职能、责任、所需能力以及所需权限。

(21) 更有效和更广泛地使用系统保护方案。

NERC 在 2004 年 2 月 10 日要求:①责令输电运营商评估所有 230kV 及以上线路的 3 区继电器整定情况。②责令地区委员会评估在负荷中心安装低压减载装置的可行性与收益。③吸取“8·14”大停电的教训,在一年之内对预备采用的系统保护及控制标准进行评估。④专责小组非常支持这些行动,并建议按下述要求采取更多措施。

(22) 为运行机构和可靠性协调机构评估并采用更好的实时工具。

NERC 在 2004 年 2 月 10 日的要求中责令其运行委员会在一年之内评估用于可靠性运行和可靠性协调的必要实时工具(包括备用能力)。评估报告针对两个方面: 关键可靠性功能的最低标准以及最佳处理方式的指导原则。

工作组非常支持这些要求, 建议 NERC 要求该委员会: ①在报告中对使用了广域状态自动显示系统的控制区和可靠性协调机构的导则制定给予特别关注, 同时要关注系统中数据的完整性。②与 FERC、加拿大有关部门、DOE 和地区委员会进行磋商, 准备撰写报告。报告中还将通报 FERC 和加拿大政府机构为给控制区运行机构和可靠性协调机构建立最低职能要求所采取的行动。

工作组还建议 FERC、DHS 和加拿大有关部门应要求每年都对电力行业的 EMS 和 SCADA 系统进行独立测试和认证, 以确保它们能满足在建议(3)中所期望的最低要求。

(23) 完善所有 NERC 地区的无功功率和电压控制。

NERC 在 2004 年 2 月 10 日的要求中, 提出在一年内重新评估现有的无功功率和电压控制标准以及它们在 10 个 NERC 地区中的实施情况。然而, ECAR 被要求在 2004 年 6 月 30 日前检查它的无功功率和电压标准及程序, 证实它的标准及程序在地区和成员研究以及运行工作中得到完全执行, 并将结果报告给 NERC 理事会。

工作组非常支持这些建议, 并建议 NERC 要求在地区分析中包含能合理提高运行或设施水平的建议, 并由来自受影响地区内外的专家进行严格的审查。

工作组还建议 FERC 和加拿大有关部门要求所有的发电销售合同或价格表中包括这样的规定条款: 如果有必要的话, 为了可靠性目标, 发电公司应提供或增加无功功率输出, 发电公司由于增发无功的需要而减少有功功率销售所造成的收入损失将会得到补偿。

(24) 提高系统建模数据和数据交换的质量。

NERC 在 2004 年 2 月 10 日的要求中指令, 地区委员会必须在一年内根据实际系统的校正模型数据, 为潮流模型和动态仿真中使用的验证数据建立标准并执行程序。

工作组非常支持这些建议, 并且建议 FERC 和加拿大有关部门要求所有发电公司收集发电机运行数据, 并按照获得监管机构批准的模板向 FERC 提供数据。

(25) NERC 应该重新评估其现行可靠性标准的制定过程并尽快采用强制执行的标准。

工作组建议 NERC 在加拿大有关部门和 FERC 的支持下做到: ①重新审查现有的标准、导则等, 找到其中最重要的部分, 保证所有有价值的标准将被纳入现在的标准制定计划。②对计划进行复查, 保证最重要或者最早期的问题已经在过