

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.181284

计及动态稳定限额的水电市场化外送消纳弃水风险管控模型

文旭^{1,2,3}, 杨可¹, 毛锐¹, 黄淼³, 颜伟², 高春成⁴

(1. 国家电网公司西南分部, 四川 成都 610041; 2. 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室(重庆大学), 重庆 400030; 3. 重庆邮电大学自动化学院, 重庆 400065; 4. 北京科东电力控制系统有限责任公司, 北京 100192)

摘要: 从促进清洁能源大范围消纳的视角, 在全国统一电力市场格局下, 计及跨省输电通道“动态”稳定限额机会约束建立了水电外送消纳弃水风险管理模型。首先, 构建了跨省输电通道动态稳定限额数学表达式, 实现了稳定限额管理从“静态”到“动态”的转变。同时借鉴半绝对离差的概念建立了弃水风险评估指标, 实现了弃水评估从确定性到不确定性的扩展。然后, 提出了弃水风险管理理念, 在随机规划框架内, 在月度市场计及跨省输电通道动态稳定限额, 建立了省级电网水电外送消纳弃水风险管控模型, 实现了弃水风险的有效管理。随后, 在重点给出跨省输电通道动态稳定限额处理技巧基础上, 采用内嵌 Monte-Carlo 模拟技术的多目标遗传算法求解所建模型。最后, 以西藏电网为例对上述工作的有效性给予了验证, 并探讨了所做研究的普适性。

关键词: 电力市场; 风险管控; 稳定限额; 水电外送; 弃水; 跨省交易

A risk management and control model of transferring hydropower and water discharge considering dynamic stability limit in electricity market

WEN Xu^{1,2,3}, YANG Ke¹, MAO Rui¹, HUANG Miao³, YAN Wei², GAO Chuncheng⁴

(1. Southwest Subsection of State Grid, Chengdu 610041, China; 2. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology (Chongqing University), Chongqing 400030, China; 3. College of Automation, Chongqing University of Posts and Telecommunications, Chongqing 400065, China; 4. Beijing Kedong Electric Power Control System Co., Ltd., Beijing 100192, China)

Abstract: From the perspective of promoting large-range accommodation of clean energy, under the national unified power market, a risk management and control model of accommodation and water discharge of transferring hydropower is developed in this paper. The model takes a dynamic stability limit of cross-provincial transmission channel as an opportunity constraint. First, a mathematical expression about the cross-provincial transmission dynamic stability limit is constructed, thus it is realized that the management of stability limits changes from static state to dynamic state. At the same time, the concept of semi absolute deviation is used to establish the risk assessment index of water discharge, thus it is realized that deterministic assessment extends to uncertainty assessment. Then, based on the framework of stochastic programming and the proposed concept of risk management of water discharge, and the risk management and control model of accommodation and water discharge of provincial power grid is established in monthly market, so as to control the risk of water discharge effectively. After using some techniques to deal with the dynamic stability limit of the cross-provincial transmission channel, a multi objective genetic algorithm with embedded Monte-Carlo simulation technology is proposed to solve the model. Finally, taking Tibet power grid as an example, the validity of the above work is verified, and the universality of the research is discussed.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51677012), Scientific and Technological Research Project of Chongqing Municipal Education Commission (No. KJ1704101), and Management Consulting Project of State Grid Corporation of China (No. SGSW0000DKWT1900116).

Key words: electricity market; risk control; stability limit; hydropower transmission; water discharge; cross-provincial trade

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(51677012); 重庆市教委科技项目(KJ1704101); 国家电网公司管理咨询项目(SGSW0000DKWT1900116)

0 引言

在一次能源逐渐短缺的今天, 水电等清洁能源

得到了快速发展^[1]。而我国电力供需的逆向分布特征，决定了西南大规模水电资源必须在全国范围内优化配置。但受制于网源规划不协调等诸多因素，西南水电出现了大规模的弃水现象，且有愈演愈烈之势^[2-3]。如何充分挖掘现有跨省输电通道能力，通过市场化手段实现经济效益最大化的同时减少弃水风险具有重要的现实意义。

从国外市场化交易决策典型研究成果来看，文献[4]强调了购电商购电组合及风险管控；文献[5]从分布式电源的视角研究售电决策；文献[6]从充分消纳清洁能源的角度分析购电商购电行为。综上，国外的研究更强调从购电商或者售电商的角度，开展购售电收益与经济风险协调的研究，由于资源禀赋、电力体制、网架结构以及市场化改革进程的差异，由于其市场主体不承担全网电力电量平衡以及电网安全运行责任，一般不需考虑网络约束对购售电决策的影响，其研究成果无法适用于目前我国电力体制下“省为实体”的交易决策需要^[7-10]。

鉴于全国统一电力市场在我国资源配置中的决定性作用，文献[11]提出了省级电网跨省交易决策理论框架。在此框架内考虑跨省通道网络约束的影响，文献[12-13]考虑了典型负荷状态下直流潮流热稳定限额对省级电网月度跨省交易策略的影响，但没有考虑开机容量、暂态稳定以及安控策略等“动态”因素对输电通道限额的影响，其“静态”化的简约处理有待商榷。

在实际的省级电网跨省交易组织中，一般先由运行方式人员给出不同电网运行方式和安全稳定控制策略下的输电通道稳定限额，再由交易组织人员人工测算开展跨省交易，即稳定限额的确定与交易组织过程存在“解耦”^[14]。显然该流程缺乏全局最优性，无法完全满足当前市场化环境下资源大范围优化配置，特别是在送端电网弃水压力较大形势下水电外送的迫切需要。

考虑当前水电供大于求的市场消纳矛盾以及弃水管理的需要，现有文献多采用装机弃水、调峰弃水等确定性指标进行弃水评估和管理^[2]。但由于水电出力大都具有随机性特征，上述指标本质上只适合“事后”确定性评估，无法满足随机环境下“事前”弃水风险评估和管理需要。

鉴于此，本文从促进清洁能源跨省优化配置的角度出发，在全国统一电力市场格局下，在以下 3 个方面进行了开拓性研究：1) 提出了跨省输电通道动态稳定限额数学表达式，实现了跨省交易稳定限额从“静态”向“动态”管理的转变；2) 构建了半绝对离差弃水风险评估指标，将弃水评估从确定性

扩展到了不确定性，并提出了弃水风险事前管理的理念；3) 计及跨省输电通道动态稳定限额机会约束，建立了省级电网月度水电外送消纳弃水风险管控模型，实现了弃水风险的有效管理。在重点给出跨省输电通道动态稳定限额处理技巧基础上，采用内嵌 Monte-Carlo 模拟技术的多目标遗传算法求解所建模型。以西藏电网为例对上述工作的有效性给予了验证，并探讨了所做研究的普适性。

1 跨省输电通道“动态”稳定限额表达式以及弃水风险评估指标的构建

1.1 跨省输电通道“动态”稳定限额的公式化表达

现有的跨省交易模型中，跨省输电通道限额均假设为静态^[12-13]，实际上跨省交易输电通道稳定限额的影响因素极为复杂，一般包括关键机组开机台数(或)开机容量、关键机组可切机容量、关键机组出力、关联耦合断面输电功率等，同时同一跨省输电通道受电和送电方向的不同，其影响因素也不尽相同^[14]。为实现跨省输电通道限额的“动态”管理，以某跨省输电通道构建其动态表达式如式(1)。

$$P_{\text{ex},k,\text{max}} = \begin{cases} P_{\text{ex},k,1,\text{max}} & \text{if } N_G = 1; \\ & P_{G,i,1,\text{max}} > P_G > P_{G,i,1,\text{min}}; \\ & P_{G,Q,\text{max}} > P_{G,Q} > P_{G,Q,\text{min}}; \\ & P_{gl,\text{max}} > P_{gl} > P_{gl,\text{min}}; \\ & \vdots \\ P_{\text{ex},k,n,\text{max}} & \text{if } N_G = n_G; \\ & P_{G,i,n,\text{max}} > P_G > P_{G,i,n,\text{min}}; \\ & P_{G,Q,\text{max}} > P_{G,Q} > P_{G,Q,\text{min}}; \\ & P_{gl,n,\text{max}} > P_{gl} > P_{gl,n,\text{min}}; \\ & \dots \end{cases} \quad (1)$$

式中： $P_{\text{ex},k,n,\text{max}}$ 表示第 n 个因素影响下的第 k 个跨省输电通道动态限额值； N_G 表示影响跨省通道限额的关键机组总开机台数 n_G ； P_G 、 $P_{G,i,\text{max}}$ 和 $P_{G,i,\text{min}}$ 分别表示影响跨省通道限额的关键机组开机出力及对应上下限； P_{gl} 、 $P_{gl,\text{max}}$ 和 $P_{gl,\text{min}}$ 分别表示影响跨省通道限额的关联通道输电功率及对应上下限； $P_{G,Q}$ 、 $P_{G,Q,\text{max}}$ 和 $P_{G,Q,\text{min}}$ 分别表示影响跨省通道限额的可切机量及对应上下限。需指出的是：

1) 若已在检修计划中明确了某通道或者机组检修状态，则其对应稳定限额的影响因素将发生变

化,此时在跨省交易输电通道中应给予明确考虑。

2) 不同跨省输电断面影响其稳定限额的因素不尽相同,将本文提出的稳定限额考虑思路在实际应用时,需结合具体对象给予明确解析。

1.2 半绝对离差弃水风险评估指标的构建

影响水电弃水的因素极为复杂,有水情、电站、调度运行、消纳市场等多重因素。从本文研究的市场消纳视角看,现有的弃水评估指标如装机弃水、调峰弃水均为确定性指标^[2],而水电出力大都具有随机性特征,上述指标本质上只适合事后评估,无法满足随机环境下的事前弃水风险评估和管理需要,显然事前评估对弃水风险的预防和管理更具工程意义。为此,考虑水电出力的随机性,借鉴半绝对离差风险的基本概念^[12,15],构建弃水风险评估指标为

$$E \left[\left| \sum_{k=1}^{N_w} (W_{w,k} - W_{w,k,m}) \right| \right] \quad (2)$$

式中: $E[\cdot]$ 表示期望算子; N_w 表示水电机组台数; $W_{w,k,m}$ 表示第 k 个水电机组月随机电量; $W_{w,k}$ 表示第 k 台水电机组月期望电量。

由式(2)可知,当水电机组实际上网电量低于其对应期望值时,即存在弃水风险,可见构建的弃水风险评估指标继承了半绝对离差经济风险指标风险严重性程度的定义方法,同时该指标将现有的弃水评估从确定性扩展到了不确定性。基于此,本文提出弃水风险管理的理念,利用该指标来实现弃水风险的事前评估及管控。

2 水电市场化外送消纳弃水风险管控模型的构建

2.1 建模思路及其假设条件

基于第1节建立的省级电网跨省输电通道动态稳定限额表达式和弃水风险评估指标,在月度市场建立省级电网水电市场化外送消纳弃水风险管理模型。考虑随机因素较多以及充分挖掘市场优化空间和省间输电通道能力,在随机规划框架内建模。

借鉴文献[13],在月度市场分成月峰、平、谷典型时段描述月电力、电量、机组出力对电网安全和市场交易决策的影响,同时所建模型还作如下假设: 1) 负荷、电价等随机因素均服从正态分布; 2) 忽略交易网损; 3) 年度优先发电计划已在分月计划总负荷中扣除,不再单独表示; 4) 各水电站和火电厂均等效为一台机组。

2.2 模型的构建

2.2.1 目标函数

以省级电网在跨省和省内月度市场总购电费用期望值和弃水风险期望值最小为目标,建立水电外送消纳弃水风险管控模型为

$$\min \sum_{k=1}^{N_w} u_{w,k} W_{w,k} + \sum_{k=1}^{N_t} u_{t,k} W_{t,k} - \sum_{k=1}^{N_{ex}} u_{ex,k} W_{ex,k} \quad (3)$$

$$\min E \left[\left| \sum_{k=1}^{N_w} (W_{w,k} - W_{w,k,m}) \right| \right] \quad (4)$$

式中: $u_{w,k}$ 、 $u_{t,k}$ 和 $u_{ex,k}$ 分别表示第 k 台(个)水电机组、火电机组和外送电单位电价期望值; N_t 和 N_{ex} 分别表示火电机组台数和外送电单位个数。

鉴于式(4)较传统文献^[12-13]采用的半绝对离差经济风险物理概念不同,由此所建模型目标函数内涵为在供大于求市场环境下,考虑了电网公司的经济效益(购电费用最低化),也兼顾了各水电企业的社会效益(弃水风险最小化),尽可能实现了厂网各方的共赢,比较适合当前电力体制下水电送端电网跨省交易决策的需要。

2.2.2 约束条件

1) 跨省输电通道“动态”稳定限额机会约束

$$\alpha_{s,ex} = \Pr \{ P_{s,ex,k} \geq P_{s,ex,k,max} \} \leq \alpha_{s,ex,max} \quad s=1,3 \quad (5)$$

式中: $\Pr \{ \}$ 表示概率算子; 当 s 分别取 1、2、3 时即对应峰平谷 3 种负荷状态; $\alpha_{s,ex}$ 、 $\alpha_{s,ex,max}$ 分别表示在 s 典型负荷状态下省级电网外送水电模式下跨省通道稳定限额概率以及对应极限值; $P_{s,ex,k}$ 、 $P_{s,ex,k,max}$ 分别表示 s 负荷状态第 k 个外送电单位功率及其对应的外送通道稳定限额,表达式见式(1)。

2) 计及水电外送的月电量平衡机会约束

$$\gamma_1 = \Pr \left\{ W_{d,max} \leq \sum_{k=1}^{N_w} W_{w,k,m} + \sum_{k=1}^{N_t} W_{t,k} - \sum_{k=1}^{N_{ex}} W_{ex,1,k} \right\} < \gamma_{1,max} \quad (6)$$

$$\gamma_3 = \Pr \left\{ W_{d,min} \geq \sum_{k=1}^{N_w} W_{w,k,m} + \sum_{k=1}^{N_t} W_{t,k} - \sum_{k=1}^{N_{ex}} W_{ex,3,k} \right\} < \gamma_{3,max} \quad (7)$$

式中: γ_s 表示在月电量平衡上下越限风险概率值($s=1$ 表示上越限, $s=3$ 表示下越限); $W_{d,max}$ 和 $W_{d,min}$ 分别表示月最大和最小电量; $\gamma_{1,max}$ 和 $\gamma_{3,max}$ 分别表示月电量平衡越限概率水平极限值。

3) 计及水电外送的月峰荷与谷荷状态调峰机会约束

在水电出力具有随机性的情况下,结合外送交易一般具有刚性电力约束特点,可能造成网内调峰困

难,故需考虑上下两种旋转备用。由此,计及水电外送的月峰荷与谷荷状态调峰机会约束可表示如下。

$$\beta_1 = \Pr \left\{ \begin{array}{l} \sum_{k=1}^{N_d} P_{d,s,k} \geq \sum_{k=1}^{N_w} P_{w,s,k} + \sum_{k=1}^{N_l} P_{l,k,\max} - \\ \sum_{k=1}^{N_{ex}} P_{ex,s,k} - P_{r,s} \end{array} \right\} < \beta_{1,\max} \quad (8)$$

$$\beta_3 = \Pr \left\{ \begin{array}{l} \sum_{k=1}^{N_d} P_{d,s,k} \leq \sum_{k=1}^{N_w} P_{w,s,k} + \sum_{k=1}^{N_l} P_{l,k,\min} - \\ \sum_{k=1}^{N_{ex}} P_{ex,s,k} + P_{r,s} \end{array} \right\} < \beta_{3,\max} \quad (9)$$

式中: β_s 和 $P_{r,s}$ 分别表示在 s 负荷状态下调峰风险度量指标和系统旋转备用容量; $P_{d,s,k}$ 和 $P_{w,s,k}$ 分别表示 s 负荷状态下第 k 个负荷节点、第 k 台水电机组的随机功率; $P_{l,k,\max}$ 和 $P_{l,k,\min}$ 分别表示第 k 台火电机组功率上下限; $\beta_{1,\max}$ 和 $\beta_{3,\max}$ 分别表示峰荷和谷荷状态调峰概率水平极限值; N_d 表示负荷节点个数。其中,按调度运行规定, $P_{r,s}$ 包括火电和水电备用, $P_{r,1}$ 要不小于最大负荷 5% 和系统单机最大容量两者中的最大值, $P_{r,3}$ 要不小于最小负荷的 2%; 上调备用容量火电为 $10 \text{ min} \times$ 上调速率,水电为当前最大可发出力-实际出力; 下调备用容量火电为 $10 \text{ min} \times$ 下调速率,水电为实际出力-当前最小可发出力。

4) 计及水电外送的月典型状态支路潮流机会约束

计及水电外送以水电出力的随机性、月峰荷和谷荷状态各支路潮流越限机会约束的一般表达可表示如式(10)。

$$\alpha_{s,l} = \Pr \{ |P_{s,l}| \geq P_{l,\max} \} < \alpha_{3,l,\max} \quad (10)$$

$$l = 1, 2, \dots, N_l; s = 1, 3$$

式中: $\alpha_{1,l,\max}$ 和 $\alpha_{3,l,\max}$ 分别表示峰荷和谷荷状态支路 l 的潮流越限概率水平极限值; $\alpha_{s,l}$ 和 $P_{s,l}$ 分别表示在 s 负荷状态下支路 l 的潮流越限概率度量指标和输电功率; $P_{l,\max}$ 表示支路 l 的输电容量极限值; N_l 表示支路总数。其中, $P_{s,l}$ 可用灵敏度方法表示为^[16]

$$P_{s,l} = \sum_{k=1}^{N_l} G_{t,s,l-k} P_{t,s,k} + \sum_{k=1}^{N_w} G_{w,s,l-k} P_{w,s,k} - \sum_{k=1}^{N_{ex}} G_{ex,s,l-k} P_{ex,s,k} - \sum_{k=1}^{N_d} G_{d,s,l-k} P_{d,s,k} \quad (11)$$

$$l = 1, 2, \dots, N_l; s = 1, 3$$

式中: $G_{t,s,l-k}$ 、 $G_{w,s,l-k}$ 、 $G_{ex,s,l-k}$ 和 $G_{d,s,l-k}$ 分别表示在 s 负荷状态下火电机组、水电机组、外送电和负荷 k

所在节点对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子; $P_{l,s,k}$ 表示 s 负荷状态下第 k 个火电机组功率。

另外,所建模型其余约束还包括:月峰荷和谷荷状态直流潮流功率平衡方程、月峰荷和谷荷状态支路潮流功率方程、各火(水)电机组功率上下限约束、月火(水)电机组电量上下限约束等,限于篇幅,不再赘述。

3 所建模型的求解算法

所建模型本质上是含概率约束的多目标模型^[17-18],借鉴文献[19],在遗传算法框架内求解模型,采用目标相对占优的方法计算多目标函数的适应度。算法步骤包括输入基础数据、产生初始种群、计算跨省通道稳定限额、机会约束检验、计算适应度函数、选择交叉变异操作、获得水电外送方案和弃水风险等,算法流程见图 1。限于篇幅,现重点给出文献[12-13]无法处理的计算跨省输电通道稳定动态限额等核心环节算法处理技巧。

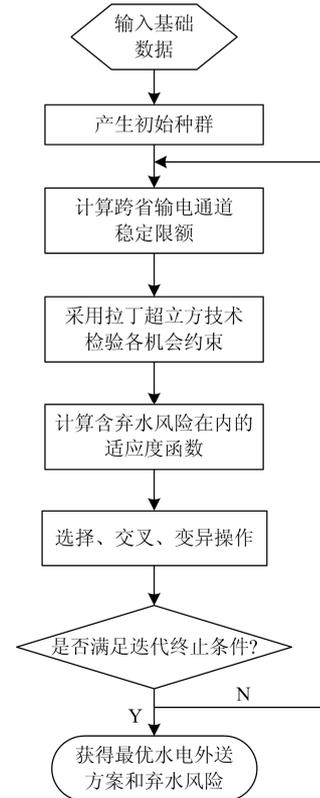


图 1 含跨省输电通道动态稳定限额计算的遗传算法

Fig. 1 Genetic algorithm dynamic stability limit of cross-provincial transmission channel

1) 各次迭代种群生成环节。在利用水电、火电机组上下约束生成种群的基础上,各外送输电功率可通过各月典型负荷状态功率平衡方程得到,而不

随机产生以避免出现不满足等式约束的种子, 同时也可间接提高求解效率。

2) 计算跨省输电通道动态稳定限额环节。在种群各次迭代过程中, 采用直流潮流方程计算出网络支路潮流状态, 确定各机组出力状态, 得到影响跨省通道限额的关键机组开机台数、关键机组出力、关联通道输电功率等关键信息, 结合式(1)获得各次迭代种群对应的跨省输电通道动态稳定限额。

3) 机会约束检验环节。建议采用拉丁超立方采样技术^[20]产生水电典型负荷状态出力等各随机样本, 检验各机会约束是否满足条件, 以提高检验效率。

4 算例验证

4.1 基础数据

采用西藏电网 2017 年 7 月的基础数据^[21]验证所做研究的有效性。不失一般性, 假定藏中电力联网工程该月已投运, 即西藏原昌都电网和藏中电网联网运行, 西藏电网通过柴拉直流和川藏联络线实现水电外送, 其示意如图 2 所示。

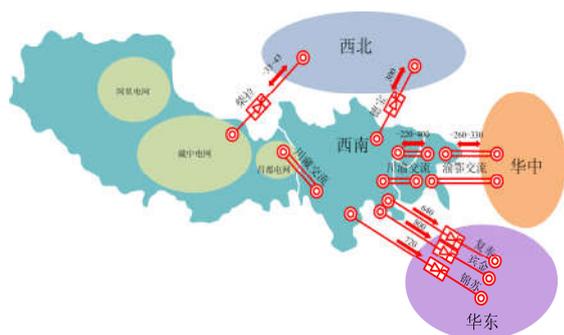


图 2 西藏电网跨省输电通道示意图

Fig. 2 Schematic diagram of trans-provincial power channels to Tibet power grid

设定基础数据如下: 月负荷电量 4.1 亿 kWh; 月最大高峰电力 100 万 kW、月最小负荷电力 50 万 kW; 各月电量标准差均按期望值的 20% 确定; 各机会约束概率均取 10.0%; 柴拉直流最大稳定限额 43 万 kW、川藏联络线最大稳定限额 13 万 kW; 拉丁超立方采样规模 500 次; 遗传算法种群规模 80、交叉概率 0.60、变异概率 0.10、最大迭代次数 300, 迭代终止判据为最优个体连续 30 代保持不变或达到最大迭代次数。

4.2 跨省输电通道动态稳定限额对清洁能源外送消纳的影响分析

基于 4.1 节的仿真条件, 将所建模型与文献[12-13]的跨省输电通道稳定限额处理方法进行对比

仿真, 由此得到结果如表 1 所示。

表 1 跨省输电通道动态稳定限额对水电外送消纳的影响

Table 1 Comparison of hydropower outgoing considering trans-provincial power stability limit

方案	购电费/亿元	弃水电量/亿 kWh	外送电量/亿 kWh
文献[12]	1.40	0.53	1.81
文献[13]	1.46	0.67	1.89
本文	1.58	0.83	1.61

由表 1 可见, 本文所建模型详细考虑了跨省输电通道动态稳定限额后, 其购电费用、弃水电量均大幅增加, 外送消纳电量减少。究其本质原因在于, 本文严格考虑了跨省输电通道稳定“动态”限额对清洁能源外送消纳的影响, 跨省通道稳定限额不再是固定的最大限额值, 而是随网内开机组合、可切机容量等因素动态变化。传统文献没考虑跨省输电通道限额的动态变化, 不符合电网实际运行情况。

由此说明, 在组织跨省交易中必须考虑跨省通道稳定限额不同电网运行方式下的动态变化, 才能适应市场化改革资源配置的需要, 同时也验证了所建模型的实用性。

4.3 弃水风险管控有效性验证及其对清洁能源外送消纳的影响分析

保持仿真条件不变, 以考虑弃水风险评估指标(方案 1)和不考虑弃水风险评估指标(方案 2)两种方案来验证所建模型对弃水风险的管理及其对清洁能源外送消纳的影响, 由此得到结果如表 2 所示。

表 2 弃水风险指标对水电外送消纳的影响

Table 2 Comparison of hydropower outgoing considering surplus water risk

方案	购电费/亿元	弃水电量/亿 kWh	弃水风险/亿 kWh	外送电量/亿 kWh
1	1.58	0.83	0.32	1.61
2	1.46	0.77	0.18	1.82

备注: 方案 1 中的弃水风险采用文献[12]中给出的事后评估方法得到。

由表 2 可见, 在考虑了弃水风险评估指标后, 购电费用和弃水风险均降低, 外送消纳电量提高, 反映出引入弃水风险管理措施后促进了清洁能源的大范围消纳。就其本质原因在于, 引入弃水风险评估指标后, 为了降低弃水风险, 在网内负荷需求一定的情况下, 省级电网的交易决策优化空间自然向外送消纳延伸, 电网公司获得了更多的外送售电收益, 使得整体经济效益提升和弃水风险下降, 实现了电网和发电企业的双赢。

由此说明, 所建弃水风险评估指标能够实现弃水风险的有效评估, 所建模型也促进了清洁能源的

大范围消纳,实现了弃水风险的管控,具有合理性。

4.4 机会约束概率对清洁能源外送消纳的影响分析

保持仿真条件不变,机会约束概率分别取5.0%、10.0%、15.0% 3种方案来验证机会约束概率对弃水风险及清洁能源外送消纳的影响,由此得到结果如表3所示。

表3 机会约束概率对水电外送消纳的影响

Table 3 Comparison of hydropower outgoing considering different probabilistic chance constraints

机会约束 概率	购电费/ 亿元	弃水电量/ 亿 kWh	弃水风险/ 亿 kWh	外送电量/ 亿 kWh
5.0%	1.65	0.89	0.42	1.53
10.0%	1.58	0.83	0.32	1.61
15.0%	1.49	0.77	0.28	1.72

由表3可见,随着机会约束概率值不断增大,购电费用和弃水风险均降低,外送消纳电量提高,反映出机会约束概率选取对促进清洁能源大范围消纳具有影响。就其本质原因在于,机会约束概率值的增大数学上表现为优化模型的寻求空间扩大,物理上表现为在网内负荷需求一定的情况下,省级电网优化决策自然向水电外送延伸,以谋求更大收益,使得整体经济效益提升和弃水风险下降。

由此说明,所建随机规划模型通过对机会约束概率的调控,可实现对弃水风险的管控,具有合理性。需要强调的是,机会约束概率取值影响因素较为复杂,既取决于诸多不同约束条件的物理条件限制,也取决于决策者对风险的偏好程度。建议实际应用中综合考虑上述因素确定机会约束概率值。

4.5 所做研究的普适性分析

1) 所建跨省输电通道稳定动态限额数学表达式的普适性分析

影响跨省输电通道稳定限额的因素极其复杂,一般没有通用的数学表达式,如西南电网的川渝断面稳定限额,在渝鄂背靠背工程投运之前与三大特高压直流、长南荆输电功率均密切相关。因此将本文所提动态限额表达式具体应用时,须结合电网实际运行特点进行重构,但在跨省交易中考虑动态稳定限额的方法和原理依然适用。

2) 所建弃水风险评估指标普适性分析

本文结合弃水管理以及水电外送消纳的需要建立了弃水风险评估指标,将现有的弃水评估指标从确定性扩展到了不确定性,由于半绝对离差风险的概念具有体现风险的本质特征,显然所建风险评估指标可直接适用于新能源接入电网时的弃光、弃风等风险度量。

3) 所建模型的普适性分析

本文建立的清洁能源消纳模型是从“送端”的角度,由于我国各省级电网承担的经济责任和社会责任均类似,即省级电网在购电决策时也要考虑跨省断面稳定限额、弃水电量、电力电量平衡等约束,故所建模型也适用于省级电网购入清洁能源的交易决策需要。

5 结论

从促进清洁能源大范围消纳的视角,在全国统一电力市场格局下,提出了跨省输电通道动态稳定限额数学表达式,构建了半绝对离差弃水风险评估指标,以此为基础构建了省级电网月度水电市场化外送消纳弃水风险管控模型,结论如下:

1) 跨省输电通道稳定限额涉及网内关键机组开机容量、开机组合、机组出力,关联通道限额等诸多复杂因素,即跨省通道稳定限额会随电网运行方式的变化而动态变化,本文将跨省通道稳定限额从“静态”扩展到“动态”更具合理性。

2) 考虑水电出力不确定性,所建弃水风险评估指标将现有的弃水评估从确定性扩展到了不确定性,能有效刻画出弃水风险的严重程度,提出的弃水风险管理理念有助于清洁能源的大范围消纳,同时也较现有指标更适合事前弃水风险的管控。

3) 所建的计及跨省输电通道动态稳定限额的水电外送消纳弃水风险管控模型,在当前供大于求的市场环境下,在达到经济效益最优化的同时实现了弃水风险的有效管理,以及电网企业和发电企业的双赢,具有实用性和推广价值。

参考文献

- [1] KAHRL F, WILLIAMS J H. The political economy of electricity dispatch reform in China[J]. Energy Policy, 2013, 9(8): 361-369.
- [2] 国家发展与改革委员会、国家能源局. 关于促进西南地区水电消纳的通知[R]. 2017.
- [3] 陈跃辉, 向萌, 张斌, 等. 跨省联络线的优化调度模式及预警策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(18): 100-107.
- [4] CHEN Yuehui, XIANG Meng, ZHANG Bin, et al. Optimal dispatch modes of cross-provincial tie-line and early-warning strategy[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(18): 100-107.
- [5] LIU Y A, GUAN X H. Purchase allocation and demand bidding in electric power markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(1): 106-112.
- [6] ZHENG Dehua, ESEYE A T, ZHANG Jianhua, et al.

- Short-term wind power forecasting using a double-stage hierarchical ANFIS approach for energy management in microgrids[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2017, 2(2): 136-145. DOI: 10.1186/s41601-017-0041-5.
- [6] VILIM M. WND power bidding in electricity markets with high wind penetration[J]. *Applied Energy*, 2014, 118: 141-155.
- [7] KAHRL F, WILLIAMS J H, HU Junfeng. The political economy of electricity dispatch reform in China[J]. *Energy Policy*, 2013, 39(8): 361-369.
- [8] 颜伟, 汪敏, 龙漪澜, 等. 小时级月度发购电计划的优化模型及其混合智能求解策略[J]. *电网技术*, 2017, 41(9): 2823-2830.
- YAN Wei, WANG Min, LONG Yilan, et al. Optimization model of hour-level monthly generation and purchase scheduling and its hybrid intelligent solution strategy[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(9): 2823-2830.
- [9] PATTANAİK J K, BASU M, DASH D P. Review on application and comparison of metaheuristic techniques to multi-area economic dispatch problem[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2017, 2(2): 178-188. DOI: 10.1186/s41601-017-0049-x.
- [10] 文旭, 颜伟, 王俊梅, 等. 考虑跨省交易能耗评估的区域节能电力市场与随机规划购电模型[J]. *电网技术*, 2013, 37(2): 500-506.
- WEN Xu, YAN Wei, WANG Junmei, et al. Regional energy-saving electricity market and stochastic programming power purchasing model considering assessment on energy consumption in trans-provincial transaction[J]. *Power System Technology*, 2013, 37(2): 500-506.
- [11] 尚金成. 跨区跨省电力交易机制与风险控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2010, 34(19): 52-57.
- SHANG Jincheng. Mechanism and risk control strategies for trans-regional and trans-provincial power exchange[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2010, 34(19): 52-57.
- [12] 颜伟, 文旭, 王俊梅, 等. 考虑网内与网外购电计划差异的月度最优外购电模型[J]. *电力系统自动化*, 2012, 36(17): 56-60.
- YAN Wei, WEN Xu, WANG Junmei, et al. An optimal monthly power purchasing model considering differences between Internal and external grid[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2012, 36(17): 56-60.
- [13] 文旭, 王俊梅, 郭琳. 计及风电不确定性的省级电网月度购电风险管理模型[J]. *电力自动化设备*, 2015, 35(7): 106-112.
- WEN Xu, WANG Junmei, GUO Lin. A monthly power purchasing risk management model for provincial power grid considering wind power uncertainty[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2015, 35(7): 106-112.
- [14] 国家电网公司西南分部. 2017年西南主网稳定运行规定[R]. 2017.
- [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.
- [16] 李文沅. 电力系统安全经济运行-模型与方法[M]. 重庆: 重庆大学出版社, 1989.
- [17] 刘故帅, 肖异瑶, 贺禹强, 等. 考虑新能源类型的电力系统多目标并网优化方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2017, 45(10): 31-37.
- LIU Gushuai, XIAO Yiyao, HE Yuqiang, et al. Multi-objective optimal method considering types of grid connected new energy of electric power system[J]. *Power System Protection and Control*, 2017, 45(10): 31-37.
- [18] 严俊, 严凤. 基于两步规划的电动汽车充换电服务设施选址方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(14): 48-56.
- YAN Jun, YAN Feng. Location method of charging and swapping service facilities based on a two-step planning[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(14): 48-56.
- [19] 林焯. 发电设备检修计划及其安全校核的优化方法[D]. 重庆: 重庆大学, 2011.
- LIN Ye. Studies on optimization of global generation and transmission maintenance scheduling and its security correction[D]. Chongqing: Chongqing University, 2011.
- [20] YU H, CHUNG C Y, WONG K P, et al. Probabilistic load flow evaluation with hybrid Latin hypercube sampling and Cholesky decomposition[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2009, 24(2): 661-667.
- [21] 国网西藏电力有限公司. 西藏电网2017年年运行方式[R]. 2017.

收稿日期: 2018-10-16; 修回日期: 2019-03-28

作者简介:

文旭(1978—), 男, 通信作者, 博士, 高级工程师, 硕导, 主要研究方向为电力系统优化运行与控制及风险评估、电力市场; E-mail: wenxu@cqu.edu.cn

杨可(1972—), 男, 博士, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统优化运行与控制, 电力市场;

毛锐(1981—), 男, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统优化运行与控制, 电力市场。

(编辑 魏小丽)