

考虑可再生能源不确定性的分时电价修正策略研究

闫慧霞

(国网宁夏电力有限公司, 宁夏 银川 750001)

摘要: 可再生能源大规模并网加剧了电力系统的不确定性、波动性和随机性。针对新型电力系统中可变可再生能源 (Variable Renewable Energy, VRE) 并网导致能源供需结构不稳定的问题, 提出了一种分时 (Time-of-Use, ToU) 电价修正策略。基于某岛的年度电力系统运行数据, 通过建立系统化程序, 以用电高峰季节 / 时段作为不变量, 根据不同时段用电量的集中程度调整分时电价, 实现需求侧用电高峰与低谷的调整, 从而对孤岛电力系统中 VRE 进行合理削减预测。基于修正后的分时电价的净负荷曲线以及电力需求价格弹性, 对某省未来几年内的 VRE 削减量进行了预测, 充分提高了可再生能源的利用率, 实现可再生能源的经济调度。

关键词: 可再生能源; 能源削减; 预测; 分时电价

Research on time-of-use electricity price correction strategy considering uncertainty of renewable energy

YAN Huixia

(State Grid Ningxia Electric Power Co., Ltd., Yinchuan 750001, China)

Abstract: The large-scale integration of renewable energy aggravates the uncertainty, volatility and randomness of the power system. In this paper, a Time-of-Use (ToU) correction strategy is proposed to solve the problem of unstable energy supply and demand structure caused by the integration of Variable Renewable Energy (VRE) in the new power system. Based on the annual power system operation data of certain Island, by establishing a systematic program, taking the peak season/period of electricity consumption as an invariant, the time-of-use price is adjusted according to the concentration degree of electricity consumption in different periods, so as to realize the adjustment of peak and trough of electricity consumption on the demand side, so as to predict the reasonable reduction of VRE in island power system. Based on the modified net load curve of time-of-use electricity price and the price elasticity of electricity demand, the VRE reduction in Hainan Province in the next few years is predicted, and the utilization rate of renewable energy is fully improved to realize the economic dispatch of renewable energy.

Key words: renewable energy; energy reduction; forecast; time-of-use electricity price

0 引言

可再生能源大规模并网加剧了电力系统面临的不确定性, 其波动性和间歇性给电网的安全经

济运行带来了巨大的挑战^[1]。同时, 由于可再生能源发电的不稳定特性, 导致电网出现弃风、弃光和切负荷的问题, 影响电网运行的经济性^[2]。

大规模新能源电力并网须考虑输出功率不确定性影响,要求储能系统、可控电源与之合理配合,实现系统高质量电能输出。当前电力市场中一般为售电侧对居民用户单向制定电价,考虑负荷供应商对电价的接受程度以及负荷的用电需求量的要求,当前负荷供应商并未充分参与电价制定过程,导致电力市场难以有效引导资源的合理优化配置。若能使得需求侧充分参与制定电价,同时规避因高电价所带来的风险,需通过研究合理的定价机制进行负荷调控优化,使用户能在非高峰和高峰时段进行合理用电规划。

因此,为了实现智能电网中的可再生能源的高效利用,改善能源供需结构,本文提出了一种考虑可再生能源不确定性的分时电价修正策略,以某省的电网运行数据为基础,通过建立系统化程序实现孤岛电力系统中可变可再生能源(VRE)的合理削减,基于分时电价对某省的弹性电力需求变化进行了预测。

1 某省VRE的削减量和分时电价策略

1.1 某省VRE削减

某岛电力系统由常规发电机组、高压直流(High Voltage Direct Current, HVDC)电网互联、输电线路和可再生能源组成。使用液化天然气(Liquefied Natural Gas, LNG)和石油作为燃料的常规发电机组归类为可控发电机组,通过电力调度指令进行输出控制。光伏和风力发电机组归类为可变可再生能源机组,部分类型的可再生能源发电机组(如水能、生物能和废能等)归类为不可控发电机组。HVDC输电线路归类为电网互联。

某省电网互联的发电比例从2019年的36.4%上升到2020年的42.4%。光伏发电占比从2019年的1.8%上升到2020年的2.6%,风能发电占比从2019年的7.0%上升到2020年的9.9%。除光伏和风能以外的可再生能源属于不可控发电机组,发电比例从2019年的0.5%上升到2020年的0.7%。另一方面,以LNG和石油为燃料的可控发电机组

的发电比例下降,表明某岛的可再生能源与电网互联的发电比例增加,可控发电机组的发电比例减少。

VRE的发电量在分钟内会发生较大的变化,可变性可能会引起弃风的风险,因为电力系统要求时刻保证电力的供需平衡。基于2019—2020年某岛关于弃风限电的统计数据,由于没有足够的太阳能设施连接到电力转换系统,只有风力发电机组限制电力输出以平衡电力供需。

2019年发生了3次弃风现象,均发生在夜间,2020年白天和夜间分别发生了8次弃风现象,2019年弃风率为0.04%,2020年弃风率上升至0.23%。

春秋两季白天弃风电量急剧增加,虽然春秋两季的电力需求低于其他季节,但光伏和风能的供电量较高,当可控机组达到最低水平时,为了保证电力的供需平衡,会发生VRE削减。意味着电力系统的灵活性较小,在VRE超过需求时削减量可能更高。

电网公司需要预估未来的VRE削减量,系统地进行可再生能源资源、现有供应能源和需求资源的能源组合规划。某省电力系统中的所有小时需求和供应数据均由电网公司提供。

1.2 修正ToU定价减少需求侧VRE削减

根据各类各时段资源需求对需求侧电价类型进行分类,基于每种类型的供电成本,差异化电价政策给出了不同的用电费用,用户根据不同类型负荷的不同电价进行选择。

分时(ToU)电价在夏季和冬季的高峰季节或某些时段较高,在春季和秋季的非高峰季节或某些时段较低。差异性使得客户倾向于在价格较低的时段进行电力消费,在节省电费的同时,潜在降低电力系统的发电成本。某省不同季节的ToU电价时间范围见表1。

如果引入大量的可再生能源,而不采用能源储存或扩大电网互联等缓解方案,VRE可能会发生削减情况,传统的解决方法一般通过修改能源市场的设计调整电力需求。本文提出了一种系统程序,通过修正能源市场中的ToU电价改善电

力需求,从而缓解VRE削减。目的在于预测未来孤岛电力系统中的VRE削减量,通过应用系统程序,分析修正后的ToU电价对VRE削减的影响。

表1 季节性的ToU电价时间范围

Tab. 1 The time range for the current seasonal ToU tariff

季节	类型	时间段
春秋	非峰值	0:00—09:00/23:00—24:00
	峰值	10:00—12:00/13:00—17:00
夏	非峰值	0:00—09:00/23:00—24:00
	峰值	10:00—12:00/13:00—17:00
冬	非峰值	0:00—09:00/23:00—24:00
	峰值	10:00—12:00/17:00—20:00/ 22:00—23:00

2 修正后的ToU电价对VRE削减影响的分析

2.1 孤岛电力系统的VRE削减估算

为了估算指定年份未来年度的VRE削减量,需要知道指定年份的电力需求、可再生能源发电量、火力发电机最小发电水平和最大并网量。估计计算削减量的表达式为

$$C_{VRE,t}^{year} = \left[\left(P_{VRE,t}^{year} + P_{min,t}^{year} - HVDC_{max,t}^{year} \right) - D_t^{year} \right] \quad (1)$$

式中, t 的单位为h, t 的取值范围为 $1 \sim T$; T 为年末时间; $C_{VRE,t}^{year}$ 为一年中 t 时刻的VRE削减量; $P_{VRE,t}^{year}$ 为一年中 t 时刻VRE的值; $P_{min,t}^{year}$ 为当年 t 时刻火电机组的最小发电水平; $HVDC_{max,t}^{year}$ 为当年 t 时刻HVDC连接的最大传输功率; D_t^{year} 为一年中 t 时刻的电力需求。

$$P_{min,t}^{year} = CF_{VRE,t}^{base} \times CAP_{VRE,t}^{year} \quad (2)$$

式中, $CF_{VRE,t}^{base}$ 为基准年份 t 时刻VRE的容量因子; $CAP_{VRE,t}^{year}$ 为当年 t 时刻VRE的容量。

$$D_t^{year} = D_t^{base} \times \frac{1}{2} \left(\frac{D_{max}^{year}}{D_{max}^{base}} + \frac{G_{total}^{year}}{G_{total}^{base}} \right) \quad (3)$$

式中, D_t^{base} 为基准年份 t 时刻的电力需求量; D_{max}^{year} 为指定年份的最大电力需求量; D_{max}^{base} 为基准年的最大电力需求量; G_{total}^{year} 为指定年份总发电量; G_{total}^{base} 为基准年总发电量。

$$C_{VRE}^{year} = \sum_{t=1}^T C_{VRE,t}^{year} > 0 \quad (4)$$

式中, C_{VRE}^{year} 为当年的总VRE削减量, 仅当 $C_{VRE,t}^{year}$ 的值为正数时计算, 每年的总VRE削减量可以计算为当年 $C_{VRE,t}^{year}$ 值的总和。

根据计算孤岛电力系统全年VRE削减量, 估算VRE削减量的流程如图1所示。

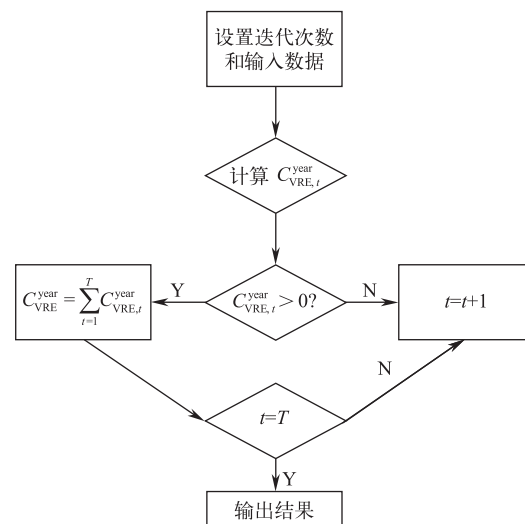


图1 可变可再生能源弃电量长期估算流程

Fig. 1 Flowchart of the long-term estimation of the amount of variable renewable energy curtailment

为了确定预测VRE削减量的方法是否合适, 根据图1将2019—2021年的实际VRE削减量与预测的VRE削减量进行对比, 误差分别为0.295%、0.518%与0.713%, 均在1%以内, 表明预测准确度较高。具体见表2。

表2 实际和预测的VRE削减量之间的误差

Tab. 2 Error between actual and estimated VRE curtailment

	VRE 削减天数			总 VRE 削减量		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
实际	16	16	46	1 301	1 366	9 223
预测	16	16	46	1 297	1 358	9 216
误差 (%)	0	0	0	0.295	0.518	0.713

2.2 修正ToU电价的净负荷曲线分析

净负荷是预测负荷与VRE预期发电量之间的差值, 净负荷曲线的增减取决于VRE的发电量和用电需求。若VRE削减发生在孤岛电力系统中, 可以提出一种修正的ToU电价, 通过改变电力需求来缓解VRE削减。

ToU电价是基于电力需求价格弹性的概念提出的,利用需求价格弹性可以设计合适的分时电价,并管理孤岛电力系统中的负荷。建立修正ToU电价的过程总结为

$$\text{Netload}_t^{\text{year}} = D_t^{\text{year}} - P_{\text{VRE},t}^{\text{year}} \quad (5)$$

式中, $\text{Netload}_t^{\text{year}}$ 为当年 t 时刻的净负荷。

为了分析 $\text{Netload}_t^{\text{year}}$ 的取值,根据 t 时刻所属的当前ToU电价时段,对 $\text{Netload}_t^{\text{year}}$ 的取值进行分离,即

$$\text{Netload}_t^{\text{year}} = \text{Netload}_{s,p,t}^{\text{year}} \quad (6)$$

式中, $s=1$ 为春秋季节, $s=2$ 为夏季, $s=3$ 为冬季; $p=1$ 为高峰期, $p=2$ 为中峰期, $p=3$ 为低峰期。

通过对净负荷的分离,将净负荷年 t 划分为9个时段,季节分为春秋季节、夏季与冬季,每个季节由高、中、低峰时段组成。若某季节内VRE发生削减的时段内的ToU电价降低,则向消费者发送低价信号,消费者在该时段内用电量增加,VRE削减量得到缓解,因此,需要确定ToU电价的变化时间段。

为了确定修正ToU电价的时段,本文比较了同一季节内3个时间段各自发生的VRE削减数量,VRE削减量最高的时段是ToU电价降低的时间。 $K_{s,p}^{\text{year}}$ 为每个季节和时期的VRE削减量,每个季节有高、中、低峰3个时段,比较每个时段VRE削减量 $K_{s,p}^{\text{year}}$ 。在VRE削减数量 $K_{s,p}^{\text{year}}$ 最多的时期,ToU计划电价将被修正为低于原计划。

2.3 修正ToU电价的电力需求弹性价格

电力需求价格弹性的概念对于合理设计或修正ToU电价具有重要意义。产品价格下降,即使是小幅下降,也会明显地增加需求,可以利用需求曲线的导数确定变化量。电力需求价格弹性定义了需求相对变化量与价格相对变化量的比值,表达式为

$$\varepsilon = \frac{\Delta \text{Demand}}{\text{Demand}} / \frac{\Delta \text{Price}}{\text{Price}} = \frac{\text{Price}}{\text{Demand}} \times \frac{\Delta \text{Demand}}{\Delta \text{Price}} \quad (7)$$

从短期来看,由于消费者没有足够的选择权,电力需求的价格弹性较低。从长期来看,由于消费者有足够的时间进行选择,电力需求的价

格弹性更高。此外,电力需求的弹性部分取决于替代品的可得性,在处理替代品和弹性时,应明确替代品的时间尺度。如果两个不同时期的电力需求是互补的,那么一个电力需求的变化将伴随着另一个电力需求的相反变化。

在电力需求由 A 时段过渡到 B 时段时, A 、 B 间某些时段的用电量变化取决于 A 时段电价 ΔPrice_A 的变化,如果降低 A 时段的电价, A 时段的用电量可能增加,而 B 时段的用电量可能相应减少。

定义 A 时段相对需求变化量与 A 时段价格变化量的比值为自弹性 ε_s , B 时段相对需求变化量与 A 时段价格变化量的比值为互弹性 ε_c 。

虽然产品对自身价格的弹性始终为负,但替代产品之间相互影响弹性为正,因为一种产品的价格下降会刺激另一种产品的需求。 A 、 B 周期的自伸缩 $\varepsilon_{s,AA}$ 和交叉弹性 $\varepsilon_{c,BA}$ 表达式为

$$\varepsilon_{s,AA} = \frac{\Delta \text{Demand}_{AA}}{\text{Demand}_{A,0}} / \frac{\Delta \text{Price}_A}{\text{Price}_{A,0}} \quad (8)$$

$$\varepsilon_{c,BA} = \frac{\Delta \text{Demand}_{BA}}{\text{Demand}_{B,0}} / \frac{\Delta \text{Price}_A}{\text{Price}_{A,0}} \quad (9)$$

式中, ΔPrice_A 为 A 时段ToU电价的变化; $\text{Price}_{A,0}$ 为 A 时段ToU电价的初始价格; $\Delta \text{Demand}_{AA}$ 和 $\Delta \text{Demand}_{BA}$ 分别为时段 A 和时段 B 的电力需求变化量; $\text{Demand}_{A,0}$ 和 $\text{Demand}_{B,0}$ 分别为时段 A 和时段 B 的电力需求初始值。

如果已知自弹性 $\varepsilon_{s,AA}$ 和互弹性 $\varepsilon_{c,BA}$,可以计算出每个时期的电力需求变化量。式(8)和式(9)可以表示变化后的需求值

$$\Delta \text{Demand}_{AA} = \varepsilon_{s,AA} \times \frac{\text{Price}_{A,1} - \text{Price}_{A,0}}{\text{Price}_{A,0}} \times \text{Demand}_{A,0} \quad (10)$$

$$\Delta \text{Demand}_{BA} = \varepsilon_{c,BA} \times \frac{\text{Price}_{A,1} - \text{Price}_{A,0}}{\text{Price}_{A,0}} \times \text{Demand}_{B,0} \quad (11)$$

基于过去10年的时间序列数据,对电力需求函数进行估计计算,得到电力需求价格弹性的量化值,进而得到长期弹性和短期弹性。短期电力需求价格弹性估计值为 -0.142 ,长期电力需求

价格弹性估计值为-0.210。

3 案例研究

3.1 2022—2030年某岛电力系统

为了分析未来某岛可再生能源扩张导致的VRE削减,基于电网公司提供的往年数据,对某岛电力系统的容量和发电组合进行了预测。假设随着VRE渗透率的不断增加,某岛电力系统中未引入适当的缓解VRE削减的措施,VRE削减将迅速恶化。图2为预测的某岛至2030年的装机容量。

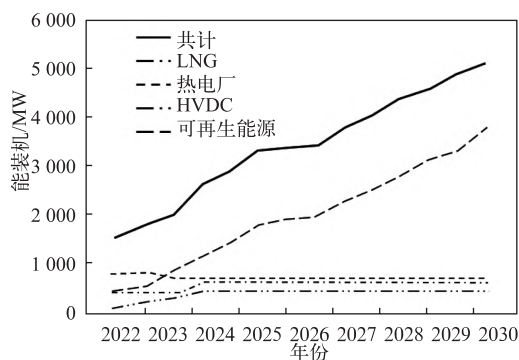


图2 至2030年的装机容量

Fig. 2 Projected installed capacity until 2030

2017年直流装机容量为400 MW,常规发电机组装机容量为706 MW,可再生能源装机容量为405 MW。到2030年,预计直流装机容量将增至600 MW,常规发电机组1 016 MW,可再生能源3 782 MW,VRE的装机容量快速增加。

当可再生能源的功率和其他火力发电机组的最小发电量超过某岛的需求时,采用HVDC从某岛向大陆输送电力。某岛到大陆的HVDC反向传输占总发电量的40%左右,在预测某岛的VRE削减方面具有重要意义。

本文使用系统程序对某岛电力系统中安装HVDC后的VRE削减进行预测。

3.2 某岛2022—2030年VRE削减量估算

某岛的可再生能源容量继续增加,到2030年将占总容量的70%。以风电和光伏发电为例,根据2017年的容量因子,预计2030年风电和光伏

发电占总发电量的74.5%,见表3。

表3 预测的电力需求和VRE容量

Tab. 3 The estimated power demand and the amount of VRE capacity

年份	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
最大需求 / MW	1 111	1 138	1 161	1 182	1 204	1 227	1 252	1 282
总发电量 / GW·h	6 212	6 454	6 696	6 935	7 171	7 403	7 631	7 853
VRE (风能) / MW	975	1 015	1 075	1 265	1 365	1 565	1 815	2 085
VRE (光伏) / MW	659	780	911	1 034	1 121	1 202	1 270	1 337
总RE容量 / MW	1 635	1 795	1 987	2 299	2 486	2 767	3 085	3 422

将电力需求值与季节性VRE发电值相结合,确定了孤岛电力系统中指定年份的净负荷。分析每年的总发电量、VRE发电量和VRE削减量,同时还给出了VRE削减时间和VRE削减率。从2025年开始,VRE的削减率预计将超过每年VRE产生量的1%,到2030年VRE削减率预计将超过10%,VRE削减的预测结果见表4。

表4 每年的削减量

Tab. 4 Amount of curtailment for each year

年份	总发电量 / GW·h	风能 / GW·h	光伏 / GW·h	总计 / GW·h	削减量 / MW·h	时间 / h	削减比例 (%)
2023	6 454	2 020	742	2 762	5 079	63	0.18
2024	6 696	2 140	867	3 007	12 532	109	0.41
2025	6 935	2 518	983	3 501	41 043	246	1.17
2026	7 171	2 717	1 066	3 783	63 971	337	1.69
2027	7 403	3 115	1 143	4 258	126 844	597	2.98
2028	7 631	3 613	1 207	4 821	249 186	945	5.17
2029	7 853	4 151	1 271	5 422	432 456	1 301	7.98
2030	8 068	4 668	1 341	6 010	646 447	1 609	10.76

3.3 修正后的ToU电价对VRE削减的缓解

基于某岛电力系统接入HVDC3后电网互联线路的反向传输,以确定ToU电价的修正时段。比较同一季节内3个时期中每个时期发生的VRE削减数量,对于VRE削减幅度最大的时期,ToU电价将降低。现行ToU电价与修正后ToU电价的

对比见表5。

表5 当前与修正 ToU 电价的对比

Tab. 5 Comparison between current ToU tariff and revised ToU tariff rates

	当前 ToU 电价			修正 ToU 电价		
	春秋	夏	冬	春秋	夏	冬
峰值	0.65	0.88	0.72	0.62	0.81	0.68
中期	0.54	0.7	0.68	0.51	0.7	0.68
低谷	0.41	0.42	0.5	0.41	0.42	0.5

2022年, 春秋季高峰时段的VRE削减次数 $K_{1,1}^{2022}$ 最高可达20次。

不同的定价下, 对VRE削减最多的春秋两季高峰时段的ToU电价分别降5%、10%、20%和30%, 计算得到的电力需求长期价格弹性为: 自弹性 $\varepsilon_{s,AA}$ 为-0.21; 互弹性 $\varepsilon_{c,BA}$ 为0.21。

应用修正价格可以计算出变化后的需求值Demand $_{A,1}$ 和Demand $_{B,1}$ 为

$$\Delta \text{Demand}_{A,1} = \left(\varepsilon_{s,AA} \times \frac{\text{Price}_{A,1} - \text{Price}_{A,0}}{\text{Price}_{A,0}} \times \text{Demand}_{A,0} \right) + \text{Demand}_{A,0} \quad (12)$$

$$\Delta \text{Demand}_{B,1} = \left(\varepsilon_{c,BA} \times \frac{\text{Price}_{A,1} - \text{Price}_{A,0}}{\text{Price}_{A,0}} \times \text{Demand}_{B,0} \right) + \text{Demand}_{B,0} \quad (13)$$

基于修正后的ToU电价计算, 得到年度VRE削减量、年度VRE削减时间和年度VRE削减率, 见表6。

表6 修正前后每年 VRE 削减的结果

Tab. 6 Results of annual VRE curtailment by mitigation scenarios

情景	VRE 发电	削减量	时间	削减比例	修正比例
无修正	2 568	1 820	30	0.071	0
降 5%	2 568	1 736	30	0.068	4.62
降 10%	2 568	1 653	29	0.064	9.16
降 20%	2 568	1 497	28	0.058	17.78
降 30%	2 568	1 345	28	0.051	26.12

4 结束语

本文提出了一种考虑可再生能源不确定性

的ToU电价修正策略。基于某岛的年度电力系统运行历史数据, 通过建立系统化程序, 对某省的VRE削减案例进行研究, 对基于ToU电价的弹性电力需求变化进行了预测, 在保持用电高峰季节和时段不变的情况下, 只改变分时电价, 缓解孤岛电力系统中VRE的合理削减。本文提出的程序以及修正策略可以为电网公司引导调整用户侧需求、提高可再生能源利用率及合理削减接入电网的VRE发电量提供参考。

参考文献

- [1] 万玉良, 尚国政, 刘蒙聪, 等. 考虑源荷不确定性的分时电价动态修正机制研究[J]. 太阳能学报, 2022, 43(11): 493-500.
- [2] 潘华, 梁作放, 薛强中, 等. 基于分时电价的含风-光-气-储虚拟电厂经济调度[J]. 太阳能学报, 2020, 41(8): 115-122.
- [3] 丁明, 王伟胜, 王秀丽, 等. 大规模光伏发电对电力系统影响综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 1-14.
- [4] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 9-20.
- [5] 李星雨, 邱晓燕, 史光耀, 等. 考虑虚拟电厂和分时电价的风光火储系统两阶段优化调度策略[J]. 南方电网技术, 2017, 11(6): 70-77.
- [6] 康守亚, 李嘉龙, 李燕珊, 等. 考虑峰谷分时电价策略的源荷协调多目标发电调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(11): 83-89.
- [7] 郑凌蔚, 刘士荣, 周文君, 等. 并网型可再生能源发电系统容量配置与优化[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(17): 31-37.

作者简介

闫慧霞 (1975—), 女, 学士学位, 会计师, 主要研究方向: 从事可再生能源电价管理研究。

(收稿日期: 2023-01-05)