

考虑需求响应的馈线可开放容量评估

孙伟卿, 黄福泉, 张巍

(上海理工大学 机械工程学院, 上海 200093)

摘要:需求响应是调节用户负荷的重要手段,通过削峰填谷可以有效削减系统的高峰负荷,进而接纳更多的用户进入系统,为此有必要开展考虑需求响应的馈线可开放容量评估研究。分析不同类型的需求响应对馈线可开放容量的影响;根据不同需求响应的实施机制,建立以用户收益最大为目标的响应模型;基于馈线分段转供,综合考虑需求响应及实际负荷分布,建立馈线可开放容量评估模型;根据算例对比分析不同类型的需求响应对可开放容量的影响及作用机理。结果表明考虑需求响应可以有效降低系统在负荷高峰时的备用容量和 $N-1$ 故障时的负荷转供压力,充分挖掘馈线的可开放容量。

关键词:配电网;可开放容量; $N-1$ 准则;馈线分段转供;需求响应

中图分类号:TM 732

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202101008

0 引言

由于城市用地日益紧张,新建馈线困难,挖掘现有馈线的供电潜力受到广泛关注^[1-2]。用户申报容量的接入需要参考业扩报装可开放容量数据,然而该数据仍处于人工依据经验分析阶段,准确性不高。目前研究大多是评估配电网整体的供电能力,传统供电能力评估基于潮流计算,从经济性角度评估网络所能带的最大负荷^[3];后来又有研究提出基于 $N-1$ 安全准则的最大供电能力TSC(Total Supply Capability)评估方法,该方法考虑了主变及馈线联络关系对供电能力的影响^[4-5],然而基于 $N-1$ 安全准则的评估方法虽然保证了供电可靠性,但没有考虑需求侧管理对供电能力的影响,馈线需要留有较大的备用容量,利用率低。

需求响应DR(Demand Response)是一种调节用户负荷的手段,其利用电价或激励机制,通过削峰填谷提高系统在负荷高峰时段的可靠性^[6]。按照响应机制的不同,DR可以分为价格型需求响应PBDR(Price-Based Demand Response)和激励型需求响应IBDR(Incentive-Based Demand Response)这2种。由于DR可以有效削减尖峰负荷,有学者开始研究DR对配电网供电能力的影响。文献[7]在分析不同用户互动方式对TSC影响的基础上,建立考虑IBDR的TSC评估模型。文献[8]结合考虑负荷高峰时的 $N-1$ 安全准则及分布式电源、储能和IBDR等问题,提出计及可靠性与IBDR的主动配电网供电能力评估方法。然而实际中TSC模型存在无穷多解^[9],容易出现馈线负载能力分配不均衡的情况,同时TSC

是评估整个配电网的供电能力而实际运行中往往更关心单条馈线的供电能力。因此,TSC的计算结果不能直接用以指导业扩报装工作,有必要对馈线的可开放容量展开进一步研究。

目前关于馈线可开放容量的研究较少。文献[1]基于路径描述,考虑馈线分区 $N-1$ 校验,建立用于馈线可开放容量计算的混合整数线性规划模型。文献[10]考虑负荷的同时系数与需要系数,从数据挖掘的角度提出馈线可开放容量的计算公式。文献[11]基于TSC的计算结果,对不合理联络开关进行调整后重新计算,反复调整计算后得到满足实际负荷分布的馈线可开放容量。然而以上对于馈线可开放容量的研究没有考虑DR的影响,未能充分挖掘馈线的供电潜力,因此本文研究考虑DR的馈线可开放容量评估方法。首先分析不同类型DR对馈线可开放容量的影响;其次根据DR的实施机制,以用户参与响应的收益最大为目标,分别建立PBDR、IBDR的用户响应模型;然后基于 $N-1$ 故障时馈线分段转供,以单条馈线的可开放容量最大为目标,综合考虑DR以及实际负荷分布约束,建立馈线可开放容量评估模型;最后通过算例分析不同类型的DR对馈线可开放容量的影响及其作用机理,验证该评估方法的可行性和有效性。

1 DR对馈线可开放容量的影响

1.1 PBDR

PBDR通过价格信号引导用户调整用电行为,达到削峰填谷的目的,由于实际尖峰负荷被削减,馈线的可开放容量将增大。

PBDR包括分时电价TOU(Time-Of-Use pricing)、实时电价RTP(Real-Time Pricing)和尖峰电价CPP(Critical Peak Pricing)^[6]3种类型。TOU能够有效反映不同供电时段成本差别,包括峰谷电价、季节

收稿日期:2020-04-03;修回日期:2020-11-12

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777126)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777126)

电价等常见形式;RTP更新周期短,能够精确反映各时段供电成本的变化并且可以利用电价快速传达,然而技术要求高;CPP是通过在TOU上叠加尖峰费率而形成的,其实施机构预先公布尖峰事件的时段设定标准以及对应的尖峰费率,在非尖峰时段执行TOU,在尖峰时段执行尖峰费率^[6]。其中,TOU作为最常见的电价模式与激励模式已被广泛采用^[12-13],因此本文考虑基于TOU的PBDR对馈线可开放容量的影响。

1.2 IBDR

IBDR提前通知时间短、响应速度快,在参与电力系统中期、短期运行方面呈现出较好的潜力^[14]。常见的IBDR项目包括直接负荷控制DLC(Direct Load Control)、可中断负荷IL(Interruptible Load)、紧急需求响应EDR(Emergency Demand Response)和容量/辅助服务计划CASP(Capacity/Ancillary Service Program)等^[7]。

IL是指在系统负荷高峰或紧急情况下,其实施机构向协议用户发出中断信号,用户响应削减或中断负荷,从而获得电费折扣与中断补偿。若用户没有完成响应,则会受到惩罚^[7]。IL响应速度快、未投入时零成本,在处理电网紧急状况方面越来越受到关注。在系统发生N-1故障时,IL可以在主变允许的短时过载时间内快速响应,减小负荷的转供压力,因此本文将研究IL对馈线可开放容量的影响。

EDR执行方式与IL相似,但是EDR用户削减负荷是自愿的行为,若不响应不会受到惩罚,EDR协议只有中断补偿这一种补偿方式^[15]。EDR对配电网负荷转供的作用类似IL,本文将研究其对可开放容量的影响。

DLC的负荷削减由电力部门统一控制,虽然在系统发生N-1故障时也可以减小负荷转供压力,然而其参与负荷通常为空调和热水器等允许短时停电且具有热/冷能储存能力的负荷,停电次数和时间限制大,难以达到预期效果^[7],本文不对其进行研究。而CASP服务主要用于保证供电可靠性和电能质量^[7],既不用于负荷的削峰填谷,又不会在配电网发生N-1故障时采用,因此CASP对馈线可开放容量没有影响。

2 用户响应模型

2.1 PBDR用户响应模型

实施TOU后,利用弹性系数对各时段用电量与电价变化的关系进行定量分析。弹性系数可以分为自弹性系数 $\varepsilon_{i,i}$ 和交叉弹性系数 $\varepsilon_{i,j}$:

$$\varepsilon_{i,i} = \frac{\Delta q_i}{q_i} \frac{p_i}{\Delta p_i} \quad (1)$$

$$\varepsilon_{i,j} = \frac{\Delta q_i}{q_i} \frac{p_j}{\Delta p_j} \quad (2)$$

其中, Δq_i 、 Δp_i 分别为实施TOU前、后*i*时刻用电量 q_i 和电价 p_i 的变化量。

若将一天分为*n'*个时段,则可由自弹性系数和交叉弹性系数组成弹性矩阵 E :

$$E = \begin{bmatrix} \varepsilon_{1,1} & \varepsilon_{1,2} & \cdots & \varepsilon_{1,n'} \\ \varepsilon_{2,1} & \varepsilon_{2,2} & \cdots & \varepsilon_{2,n'} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \varepsilon_{n',1} & \varepsilon_{n',2} & \cdots & \varepsilon_{n',n'} \end{bmatrix} \quad (3)$$

PBDR用户响应模型一般有单时段响应模型和多时段响应模型之分^[16]。

(1)单时段响应表示用户只会根据当前时段的电价调整自身用电量,用自弹性系数表示其灵敏度,一般小于等于0。

单时段响应模型的用户收益*S*为:

$$S(q(i)) = B(q(i)) - q(i)p(i) \quad (4)$$

其中, $i = 1, 2, \dots, n'$; $B(q(i))$ 为用户在*i*时段消耗电量 $q(i)$ 的收入; $p(i)$ 为*i*时段电价。

为使用户获得最大收益,令 $\partial S / \partial q(i) = 0$ 。根据文献^[16]有:

$$B(q(i)) = B_0(q_0(i)) + p_0(i)(q(i) - q_0(i)) \left(1 + \frac{q(i) - q_0(i)}{2E(i,i)q_0(i)} \right) \quad (5)$$

其中,下标0表示对应变量的初始值; $B_0(q_0(i))$ 为传统模式下*i*时段的用电收益; $E(i,i)$ 为矩阵 E 第*i*行第*i*列元素。

结合式(5)可得单时段响应模型下用户的负荷模型为:

$$q(i) = q_0(i) \left(1 + E(i,i) \frac{p(i) - p_0(i)}{p_0(i)} \right) \quad (6)$$

(2)多时段响应表示用户会考虑多个时段的电价,将负荷转移到合适的时段,对应的交叉弹性系数一般大于0,原因是不同时段用电消费一般可以互相替代。

根据弹性系数的定义,假设 $\Delta q_i / \Delta p_j$ 为定值,需求函数为线性函数^[16],则实施TOU后*i*时段的用电量为:

$$q(i) = q_0(i) \left(1 + \sum_{j=1}^{n'} E(i,j) \frac{p(j) - p_0(j)}{p_0(j)} \right) \quad (7)$$

综合式(6)、(7),则实施TOU后*i*时段用户的综合用电需求模型为:

$$q(i) = q_0(i) \left(1 + \sum_{j=1}^{n'} E(i,j) \frac{p(j) - p_0(j)}{p_0(j)} \right) \quad (8)$$

弹性矩阵可以通过分析历史TOU下用户用电

数据获得,则根据原始负荷、原始电价、TOU以及弹性矩阵即可以计算得到实施TOU后各时段的电量需求。

2.2 IBDR 用户响应模型

目前IBDR建模方法主要有聚合控制建模^[17]、不确定性建模^[18]、基于数据统计^[19]的方法和需求侧目标优化^[7]等。其中,需求侧目标优化虽然需要考虑的现实因素较多,但其目标明确,思路清晰,适用范围广^[7],因此本文采用该方法,以用户收益最大为目标建立响应模型。

用户不参与响应的收益 S_0 为:

$$S_0 = M_0 - N_0 \quad (9)$$

其中, M_0 为不参与响应的用电收益; N_0 为不参与响应的电费。

用户参与响应的收益 S_1 为:

$$S_1 = B + M_1 - N_1 - P \quad (10)$$

其中, B 为中断补偿; M_1 为参与响应后的用电收益; N_1 为参与响应后的电费; P 为未完成要求响应量的惩罚。

以用户参与响应前后的收益差最大为目标函数:

$$\max E = B + (N_0 - N_1) - (M_0 - M_1) - P \quad (11)$$

建立响应模型如下:

$$\max E = B + C - L' - P \quad (12)$$

$$B = \begin{cases} \Delta R_n A t & \Delta R_n \geq \Delta R_a \\ \Delta R_a A t & \Delta R_n < \Delta R_a \end{cases} \quad (13)$$

$$C = \int_{t_0}^{t_0+t} [(1-\alpha)\lambda R(t) + \alpha\lambda \Delta R_a] dt \quad (14)$$

$$L' = (K_1 \Delta R_n^2 + K_2 \Delta R_a - K_2 \Delta R_a \theta) t \quad (15)$$

$$P = \begin{cases} 0 & \Delta R_n \geq \Delta R_a \\ (\Delta R_n - \Delta R_a) \beta t & \Delta R_n < \Delta R_a \end{cases} \quad (16)$$

$$0 \leq \Delta R_a \leq R(t) \quad (17)$$

$$\alpha = \begin{cases} \alpha & \Delta R_n \geq \Delta R_a \\ 1 & \Delta R_n < \Delta R_a \end{cases} \quad (18)$$

其中, C 为参与响应前后电费差; L' 为参与响应前后用户用电收益差,即用户的停电损失; ΔR_n 为供电方要求的响应量; A 为单位响应量补偿金额; t 为用户响应持续时间; t_0 为响应开始时刻; ΔR_a 为用户实际响应量; α 为电费折扣率,EDR用户无电费折扣优惠,即EDR用户的电费折扣率 $\alpha=1$; λ 为电价; $R(t)$ 为原始负荷; K_1 、 K_2 为常数; θ 为用户的停电意愿,其取值带有用户的主观性,可通过历史数据预测获得; β 为惩罚系数,EDR用户没有惩罚,即EDR用户的惩罚系数 $\beta=0$ 。DR实施机构会提前与用户签订合同,明确要求削减负荷大小及核算标准、提前通知时间、补偿和电价折扣标准以及违约的惩罚等信息,因此可根据具体的合同获取相应的参数。

式(13)~(18)为约束条件,式(13)为用户参与响应的补偿约束;式(14)为用户参与响应前后电费差约束;式(15)为用户停电损失约束,用二次型函数进行量化描述^[7],加入 θ 可用于区分不同用户类型的停电成本;式(16)为未按要求完成响应的惩罚约束;式(17)表示实际响应量不大于用户原始负荷;式(18)表示只有当IL用户实际响应量达到供电方要求时才有电费折扣优惠。

3 考虑DR的馈线可开放容量评估模型

传统的供电能力评估模型在考虑负荷转供时以整条馈线为转供单元,没有考虑实际馈线的分段特性,未能充分挖掘馈线的供电潜力。以图1所示的结构为例进行说明,其是由4台主变构成的网络。图中,T表示主变;F表示馈线;实心圆圈表示常闭开关;空心圆圈表示常开开关。

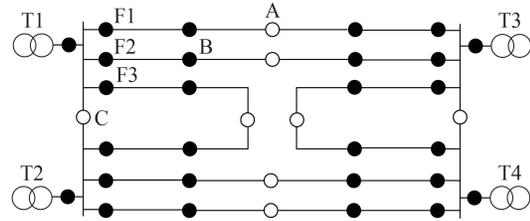


图1 四主变网络结构

Fig.1 Network structure with four main transformers

假设T1发生 $N-1$ 故障,若不考虑馈线分段转供,则F3的负荷只能转给T2,而F1的负荷可以通过联络开关A转给T3或通过母联开关C转给T2,F2同理。则仅考虑主变容量约束时,F2的最大负载能力为:

$$M_2 = \max \{ R_{T2} - L_{T2} - L_{F3}, R_{T3} - L_{T3} \} \quad (19)$$

其中, M_2 为F2的最大负载能力; R_{T2} 、 R_{T3} 分别为T2、T3的容量; L_{T2} 、 L_{T3} 分别为T2、T3的负荷; L_{F3} 为F3的负荷。

当F2考虑分段转供时,可以将开关B断开,F2前一馈线段的负荷转给T2,后一馈线段的负荷转给T3。则仅考虑主变容量约束时,F2可带的最大负荷为:

$$M'_2 = \max \{ (R_{T3} - L_{T3} - L_{F1}) + (R_{T2} - L_{T2} - L_{F3}), (R_{T2} - L_{T2} - L_{F3} - L_{F1}) + (R_{T3} - L_{T3}) \} \quad (20)$$

由式(19)、(20)可知考虑分段转供后,F2可带的最大负荷会更大,可开放容量也会更大。

PBDR和IBDR存在一定联系,可以实现互补。因此在正常运行时只考虑PBDR,只有当发生 $N-1$ 故障时参与负荷转供的IBDR用户才会响应。由于负荷是变化的,因此当满足配电网负荷高峰情况下的正常运行约束及发生 $N-1$ 故障运行约束时,其余时段的运行约束也能满足。建立馈线可开放容量评

估模型如下:

$$\max F_{mk} = F_m - F_{m0} \quad (21)$$

$$F_m = \sum_{i=1}^b f_{m_i} + \sum_n \sum_j f_{n_j} \quad (22)$$

$$P_i = \sum_{m \in N_{Ti}} F_m + \sum_{z \in N_{Tj}} \sum_k f_{z_k} \quad (23)$$

$$F_{m0} = \sum_{i=1}^b f_{m_{i0}} \quad (24)$$

$$F_m \leq R_{Fm} \quad \forall m \quad (25)$$

$$P_i \leq R_{Ti} \quad \forall i \quad (26)$$

$$f_{m_{i0}} - \tau \Delta f_{m_{i0}} \leq f_{m_i} \quad \forall m, i \quad (27)$$

其中, F_{mk} 为馈线 m 的可开放容量; F_m 为馈线 m 的负载能力; F_{m0} 为 IBDR 用户响应前馈线 m 的实际负荷; f_{m_i} 为馈线 m 第 i 个分段的负载能力; b 为馈线 m 的分段数; P_i 为主变 i 的负载能力; N_{Ti} 为隶属于主变 i 的馈线集合; $f_{m_{i0}}$ 为馈线 m 第 i 个分段上 IBDR 用户参与响应前的实际负荷; R_{Fm} 为馈线 m 的容量; R_{Ti} 为主变 i 的容量; τ 为响应系数, 配电网正常时 $\tau=0$, 表示 IBDR 用户不参与响应, 发生 $N-1$ 故障时 $\tau=1$, 表示 IBDR 用户收到信号并做出响应; $\Delta f_{m_{i0}}$ 为馈线 m 第 i 个分段上 IBDR 用户总的响应量。

式(22)表示馈线 m 的负载能力由两部分组成, 包括本馈线的负载能力和为其他馈线做备用的负载能力, 即馈线 m 的最大负荷包括本身负荷和馈线 n 发生 $N-1$ 故障时转给馈线 m 的负荷。用 $w_{m_i}^{n_j}$ 表示馈线 m 的第 i 个分段与馈线 n 的第 j 个分段之间的联络开关状态, 只有当 $w_{m_i}^{n_j}=1$ 联络开关闭合时, 馈线 m 才能转带馈线 n 的负荷。式(23)表示主变 i 的负载能力, 包括隶属于主变 i 的所有馈线的负载能力之和以及通过母联开关为其他主变做备用的负载能力, 即主变 i 的最大负荷包括隶属于主变 i 的所有馈线负荷和主变 j 发生 $N-1$ 故障时通过母联开关转给主变 i 的负荷。用 w_{ij} 表示主变 i 和主变 j 之间的母联开关状态, 只有当 $w_{ij}=1$ 时, 主变 i 才能转带主变 j 的负荷。式(25)、(26)分别为馈线及主变容量约束。式(27)为实际负荷分布约束, 表示该模型的计算结果能保证对已接入电网的负荷正常供电。至此, 建立了考虑 DR 的馈线可开放容量评估模型。

4 算例分析

本文算例采用 IEEE RBTS-bus4 经过线路扩展后的结构图^[7], 见附录中图 A1。主变 S1—S4 的容量为 $16 \text{ MV}\cdot\text{A}$, S5、S6 的容量为 $10 \text{ MV}\cdot\text{A}$; 变电站 SP1、SP2 下的馈线容量为 $6.91 \text{ MV}\cdot\text{A}$, SP3 下的馈线容量为 $5.83 \text{ MV}\cdot\text{A}$ 。功率因数为 0.9。峰值负荷数据及 IBDR 用户签订协议情况参考文献^[7], 分别见附录

中表 A1 和表 A2。

由于基于 $N-1$ 准则的评估需要刚性满足负荷高峰时的转供需求, 所以馈线需留有较大备用容量, 为充分研究故障时 DR 对可开放容量的影响, 本文设置 2 个不同场景。场景 1 旨在模拟电网的实际负荷情况, 实际中只有部分用户签订 IBDR 协议并且收到信号后的响应情况也各不相同; 场景 2 假设全网用户均参与需求响应, 并且在故障时其响应量逐步增大, 该场景主要用来研究充分考虑 DR 时馈线可开放容量的变化情况。

4.1 PBDR 用户响应结果

本文取峰时段电价为 $0.8422 \text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$, 平时段电价为 $0.6418 \text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$, 谷时段电价为 $0.3139 \text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。弹性系数^[16]如表 1 所示。

表 1 弹性系数
Table 1 Elasticity coefficient

时段	弹性系数		
	峰	平	谷
峰	-0.0200	0.0032	0.0024
平	0.0032	-0.0200	0.0020
谷	0.0024	0.0020	-0.2000

参考文献^[20]的典型日负荷, 其中峰时段为 08:00—11:00、16:00—21:00, 平时段为 11:00—16:00、21:00—24:00、05:00—08:00, 谷时段为 24:00 至次日 05:00。得到实施 TOU 前、后的负荷如图 2 所示。可以看到, 采取基于 TOU 的 DR 后, 原本峰时段的负荷会部分被转移到谷时段, 而平时段的负荷几乎不发生变化, 削峰填谷作用明显, 可以有效降低高峰负荷。

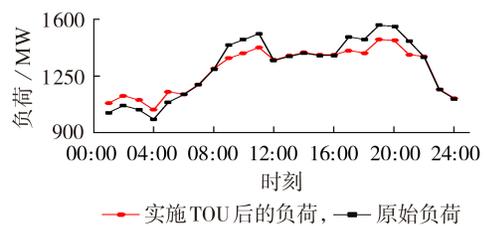


图 2 实施 TOU 前、后的负荷

Fig.2 Load before and after implementation of TOU

4.2 IBDR 用户响应结果

假设在负荷高峰时刻 19:00 配电网发生 $N-1$ 故障, 供电方要求的削减量及单位时段的用户实际响应量见附录中表 A2。用户停电意愿可由历史数据预测得到, 用二次函数对服务和生产损失量化描述即可得到停电损失的一、二次系数, 此处不妨直接设定以获得用户响应情况。设定单位电量惩罚为 $0.06 \text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$, 中断补偿为 $0.40 \text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$, 电费折扣率为 0.80, 常数 K_1 、 K_2 分别为 0.0015、1.50^[7]。表 2 为部分 EDR 用户的响应情况。

表2 19:00时部分EDR用户实际响应情况

Table 2 Actual response for part of EDR users at 19:00

节点	原始负荷/kW	实施TOU后的负荷/kW	供电方要求削减比例/%	用户停电意愿	实际削减负荷/kW	实际削减比例/%	用户收益/元
19	443.5	418.6	13.03	0.10	0	0	0
1	443.5	418.6	61.47	0.35	88.95	21.25	11.90
8	815.0	769.3	37.49	1.00	283.79	36.89	231.68

由于在停电损失中加入用户停电意愿,用户的停电意愿会以停电损失的形式影响最终的响应结果。节点19用户停电意愿为0.1接近于0,此时的停电损失相当大,因此该用户不参与此次响应;节点1用户停电意愿为0.35,用户响应的实际削减比例为21.25%还没达到供电方要求的削减比例;节点8用户的停电意愿为1,表明此时停电对用户的影响不大,对应的停电损失非常小,因此该用户的实际削减比例36.89%和供电方要求削减的比例十分接近。某些情况下如果用户的停电损失非常小,则在参与响应前后电费差的影响下,用户的实际削减比例会超过供电方要求的削减比例。

4.3 场景1可开放容量计算结果

当前,电力公司评估可开放容量的计算公式如下:

$$F_k = \sqrt{3} U_b (70\% I_m - I_h) \quad (28)$$

其中, F_k 为可开放容量; U_b 为线电压; I_m 为线路最大允许电流; I_h 为负荷电流;70%为依据经验划分的线路重载界限。

不考虑DR时,部分馈线的可开放容量 F_k 、实际负荷 L 以及最大开放容量占馈线容量的比例 r 如表3所示。

由表3可知,不考虑DR时,计算所得的馈线最大的开放容量占馈线容量的比例各不相同,只有馈线F1的占比接近70%,其余馈线均与70%有差异。

表3 不考虑DR时部分馈线的可开放容量

Table 3 Part of feeder available capacity when DR is not considered

馈线	$F_k / (MV \cdot A)$	$L / (MV \cdot A)$	$r / \%$	馈线	$F_k / (MV \cdot A)$	$L / (MV \cdot A)$	$r / \%$
F1	1.25	3.62	70.51	F7	2.01	1.89	56.44
F2	1.25	2.03	47.48	F8	2.01	1.93	67.58
F3	0.26	3.09	48.48	F9	1.45	2.33	54.70
F4	0.26	2.48	47.00	F10	1.45	3.12	66.14
F5	1.85	3.25	73.81	F11	4.09	1.73	84.23
F6	1.85	1.81	52.97	F12	4.09	1.09	74.96

这不但与馈线的联络关系有关,还会受实际负荷的分布影响。馈线F11、F12互相联络,这2条馈线上的负荷分别为1.73、1.09 $MV \cdot A$,均比较小,因此这2条馈线的最大开放容量占比分别为84.23%、74.96%,均大于70%。而馈线F3、F4的负荷分别为3.09、2.48 $MV \cdot A$,较大的负荷导致发生故障时转供压力大,因此这2条馈线的最大开放容量占比分别为48.48%、47.00%,远小于70%。

当考虑不同类型的DR后,馈线可开放容量计算结果如图3所示。可以看出考虑DR后馈线的可开放容量比不考虑DR时的可开放容量有所提升,综合考虑PBDR与IBDR的提升效果最明显。IBDR的提升效果取决于相应馈线故障时用户的响应情况,馈线F11、F12上由于没有签订IBDR协议的用户,因此只考虑IBDR时的可开放容量没有得到提升。

以馈线F1为例,详细分析不同类型的DR对可

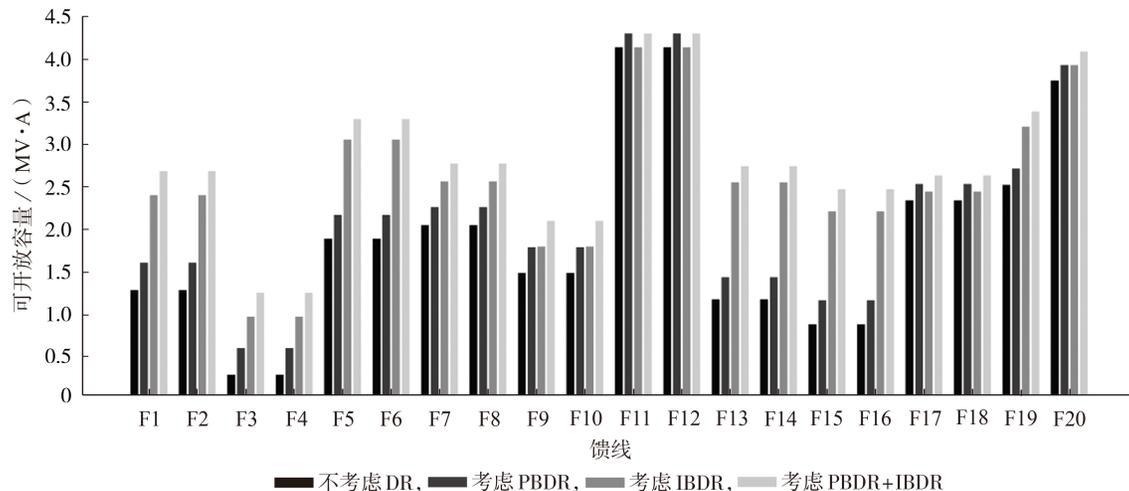


图3 考虑不同类型DR时馈线可开放容量结果

Fig.3 Feeder available capacity results when different types of DR are considered

开放容量的提升作用,如图 4 所示,由内向外分别是不考虑 DR、考虑 PBDR、考虑 IBDR 及综合考虑两者时馈线 F1 的各部分容量占馈线总容量的比例。

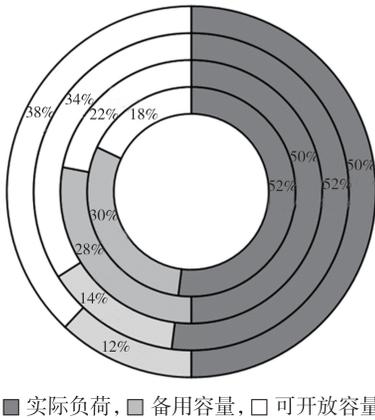


图 4 考虑不同类型 DR 时馈线 F1 各部分容量占比

Fig.4 Capacity proportion of each part for Feeder F1 when different types of DR are considered

比较不考虑 DR 与考虑 PBDR,当考虑 PBDR 后,馈线 F1 自身的峰负荷会降低,占比由初始的 52% 降为 50%,同时与其相联络的馈线 F2 的负荷也会降低,因此馈线 F1 的备用容量由初始的 30% 降为 28%,在这两者的共同影响下,馈线 F1 的可开放容量由 18% 提升至 22%。比较不考虑 DR 与考虑 IBDR,由于 IL、EDR 用户只有在 $N-1$ 故障时才会响应削减负荷,因此在正常情况下,馈线 F1 的实际负荷并不会发生变化。然而在发生故障时,由于馈线 F1、F2 上的用户可以响应削减负荷,负荷转供压力有效减小,因此馈线 F1 的备用容量减小至 14%,开放容量提升至 34%。当综合考虑 2 种 DR 时,不但实际负荷会减小,备用容量也会减小,此时可开放容量为 38% 最为理想。

4.4 场景 2 可开放容量计算结果

为方便研究应急时刻充分考虑 DR 的影响,假设在发生 $N-1$ 故障时所有用户的响应量均按照统一的比例增长。考虑不同响应程度时馈线可开放容量结果如图 5 所示。可以发现随着响应量的增加,各馈线的可开放容量也逐渐增加,在达到一定值之后便不再增大。如馈线 F1、F5、F8 等,当响应量达到实际负荷的 50% 时就已经达到了最大值,此时馈线的可开放容量为馈线容量减去实际馈线负荷。这是因为响应到一定程度,发生 $N-1$ 故障时负荷转供都能顺利完成,相当于原模型中 $N-1$ 安全约束失效,馈线可开放容量只受正常运行时的约束,馈线不必再为其相联络馈线提供备用容量。

综合 2 个场景可以看出,本文模型得到的馈线可开放容量会随着用户的响应情况变化而变化,对比实际人工依据经验评估可开放容量的方法,该模型可以有效提升馈线的可开放容量,反映了 DR 对可开放容量的提升潜力。

5 结论

本文研究考虑 DR 的馈线可开放容量评估,分析不同类型 DR 对可开放容量的影响,并对 PBDR 及 IBDR 用户响应进行建模,结合算例探讨不同类型 DR 对可开放容量提升的机理。研究表明:正常运行时,实施 TOU 后,通过削峰填谷可以减小尖峰负荷,有效提升馈线的可开放容量;在系统发生 $N-1$ 故障时,通过 IBDR 激励用户削减负荷,减少负荷转供压力,可以进一步挖掘馈线的供电潜力。本文在考虑 DR 时仅将 PBDR 及 IBDR 简单结合,且没有考虑负荷及 DR 的不确定性,这些将在下一步研究中进行完善。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

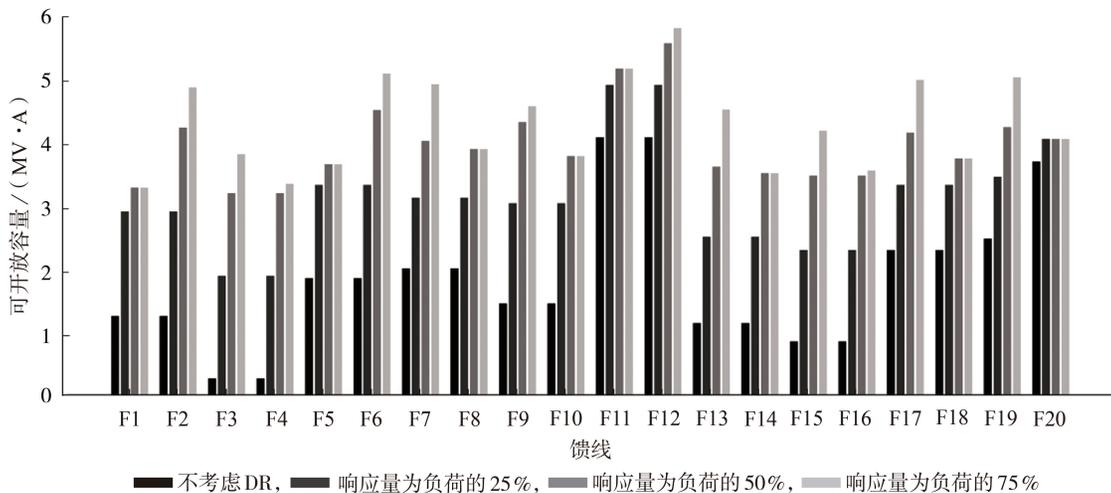


图 5 考虑不同响应程度时馈线可开放容量结果

Fig.5 Feeder available capacity results when different degrees of response are considered

参考文献:

- [1] 孙明,董树锋,夏圣峰,等. 基于路径描述的馈线分区 $N-1$ 可装机容量计算方法[J]. 电力系统自动化,2017,41(16):123-129.
SUN Ming, DONG Shufeng, XIA Shengfeng, et al. Path description based calculation method for available capacity of feeder partition satisfied with $N-1$ security criterion[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(16): 123-129.
- [2] 肖峻,龙梦皓,程敏,等. 计及变电站低压侧接线的配电网最大供电能力计算与分析[J]. 电力自动化设备,2018,38(2):18-26,43.
XIAO Jun, LONG Menghao, CHENG Min, et al. Calculation and analysis of total supply capability of distribution network considering connection mode at low voltage side of substation [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(2): 18-26, 43.
- [3] 郭焱林,刘俊勇,魏震波,等. 配电网供电能力研究综述[J]. 电力自动化设备,2018,38(1):33-43.
GUO Yanlin, LIU Junyong, WEI Zhenbo, et al. Load supply capability of distribution network [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(1): 33-43.
- [4] LUO F, WANG C, XIAO J, et al. Rapid evaluation method for power supply capability of urban distribution system based on $N-1$ contingency analysis of main-transformers [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2010, 32(10): 1063-1068.
- [5] 肖峻,祖国强,贺琪博,等. 馈线联络对配电网最大供电能力的作用机理[J]. 电力系统自动化,2015,39(8):38-44,52.
XIAO Jun, ZU Guoqiang, HE Qibo, et al. Influence mechanism of feeder links on total supply capability for distribution networks [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(8): 38-44, 52.
- [6] 王锡凡,肖云鹏,王秀丽. 新形势下电力系统供需互动问题研究及分析[J]. 中国电机工程学报,2014,34(29):5018-5028.
WANG Xifan, XIAO Yunpeng, WANG Xiuli. Study and analysis on supply-demand interaction of power systems under new circumstances [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5018-5028.
- [7] 肖峻,李思岑,王丹. 计及用户分级与互动的配电网最大供电能力模型[J]. 电力系统自动化,2015,39(17):19-25,41.
XIAO Jun, LI Sicen, WANG Dan. Model of supply capability for distribution network considering customer classification and interaction [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 19-25, 41.
- [8] 葛少云,孙昊,刘洪,等. 考虑可靠性与故障后负荷响应的主动配电网供电能力评估[J]. 电力系统自动化,2019,43(6):77-84.
GE Shaoyun, SUN Hao, LIU Hong, et al. Power supply capability evaluation of active distribution network considering reliability and post-fault load response [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(6): 77-84.
- [9] 肖峻,郭晓丹,王成山,等. 配电网最大供电能力模型解的性质[J]. 电力系统自动化,2013,37(16):59-65,79.
XIAO Jun, GUO Xiaodan, WANG Chengshan, et al. Properties of total supply capability model solution for distribution networks [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(16): 59-65, 79.
- [10] 郑勇,孙明,曹照静,等. 一种基于数据挖掘的馈线可装机容量模型分析方法[J]. 现代电力,2018,35(2):64-70.
ZHENG Yong, SUN Ming, CAO Zhaojing, et al. An analysis method of feeder available capacity based on data mining [J]. Modern Electric Power, 2018, 35(2): 64-70.
- [11] 俞伟,陈运,胡晓哲,等. 基于TSC的馈线接入用户容量计算方法[J]. 电力系统保护与控制,2018,46(8):80-87.
YU Wei, CHEN Yun, HU Xiaozhe, et al. Calculation method of user accessible capacity based on TSC [J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(8): 80-87.
- [12] EVANGELOPOULOS V A, GEORGILAKIS P S, HATZIARGYRIOU N D. Optimal operation of smart distribution networks: a review of models, methods and future research [J]. Electric Power Systems Research, 2016, 140: 95-106.
- [13] PATERAKIS N G, ERDING O, CATALAO J P S. An overview of demand response: key-elements and international experience [J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2017, 69: 108-113.
- [14] 易文飞,张艺伟,曾博,等. 多形态激励型需求侧响应协同平衡可再生能源波动的鲁棒优化配置[J]. 电工技术学报,2018,33(23):5541-5554.
YI Wenfei, ZHANG Yiwei, ZENG Bo, et al. Robust optimization allocation for multi-type incentive-based demand response collaboration to balance renewable energy fluctuations [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(23): 5541-5554.
- [15] MOLINA-GARCIA A, BOUFFARD F, KIRSCH D S. Decentralized demand-side contribution to primary frequency control [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(1): 411-419.
- [16] 雷敏,魏务卿,曾进辉,等. 考虑需求响应的负荷控制对供电可靠性影响分析[J]. 电力系统自动化,2018,42(10):53-59.
LEI Min, WEI Wuqing, ZENG Jinhui, et al. Effect of load control on power supply reliability considering demand response [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(10): 53-59.
- [17] 杨旭英,周明,李庚银. 智能电网下需求响应机理分析与建模综述[J]. 电网技术,2016,40(1):220-226.
YANG Xuying, ZHOU Ming, LI Gengyin. Survey on demand response mechanism and modeling in smart grid [J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 220-226.
- [18] 牛文娟,李扬,王磊. 基于风险评估和机会约束的不确定性可中断负荷优化调度[J]. 电力自动化设备,2016,36(4):62-67,84.
NIU Wenjuan, LI Yang, WANG Lei. Optimal dispatch of uncertain interruptible loads based on risk assessment and chance constraint [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(4): 62-67, 84.
- [19] 刘继东. 电力需求侧响应的效益评估与特性分析[D]. 济南: 山东大学,2013.
LIU Jidong. Benefit assessment and characteristics analysis of demand response [D]. Jinan: Shandong University, 2013.
- [20] 李春燕,许中,马智远. 计及用户需求响应的分时电价优化模型[J]. 电力系统及其自动化学报,2015,27(3):11-16.
LI Chunyan, XU Zhong, MA Zhiyuan. Optimal time-of-use electricity price model considering customer demand response [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2015, 27(3): 11-16.

作者简介:



孙伟卿

孙伟卿(1985—),男,上海人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统规划与优化、新能源消纳(E-mail:sidswq@163.com);

黄福泉(1995—),男,福建泉州人,硕士研究生,主要研究方向为配电网供电能力(E-mail:1156026591@qq.com);

张巍(1983—),男,湖北仙桃人,讲师,博士,主要研究方向为综合能源系统、电力系统运行与控制(E-mail:24482427@qq.com)。

(编辑 李玮)

Evaluation of feeder available capacity considering demand response

SUN Weiqing, HUANG Fuquan, ZHANG Wei

(School of Mechanical Engineering, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai 200093, China)

Abstract: Demand response is an important means to adjust user load. The peak load of system can be reduced and more users can be accepted by peak load shifting. Therefore, it is necessary to carry out the research on evaluation of feeder available capacity considering demand response. The influence of different demand responses on feeder available capacity is analyzed. The response model is established according to different demand response implementation mechanisms, which aims to maximize the user's benefit. Then, based on feeder section transfer, the evaluation model of feeder available capacity is established by taking the demand response and actual load distribution into consideration comprehensively. The influence of different demand responses on available capacity and its mechanism are compared and analyzed according to the example. Results show that when considering demand response, reserve capacity of system at peak load time and load switching pressure during $N-1$ failure can be effectively reduced, and feeder available capacity can be fully exploited.

Key words: distribution network; available capacity; $N-1$ criterion; feeder section transfer; demand response

(上接第 155 页 continued from page 155)

Comprehensive evaluation of receiving end grid peak shaving modes under background of large-scale new energy

SUN Rong^{1,2}, ZHANG Chengzhi¹, CHEN Bing², LIAO Xingxing¹, SUN Guoqiang¹,
ZANG Haixiang¹, WEI Zhinong¹

(1. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China;

2. Electric Power Research Institute of State Grid Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 211103, China)

Abstract: The problem of peak shaving of the receiving end grid is gradually exposed under the connection of large-scale new energy, and it is necessary to comprehensively evaluate and study its peak shaving means and effects. So a comprehensive evaluation method for the combination of multiple peak shaving modes of the receiving end grid under the connection of large-scale new energy is proposed. Firstly, according to the actual data of wind power and photovoltaic farms, a truncated versatile distribution model is used to fit the output of new energy. Secondly, the peak shaving mode and peak shaving capacity evaluation index system of the receiving end grid are established, and the ability evaluation model for multiple combination modes participating in peak shaving is proposed and solved by stochastic programming and heuristic algorithms. Finally, the objective entropy weight method is used to comprehensively evaluate various combination modes of peak shaving, and the recommendations of optimal combination mode under different new energy penetration rate scenarios are obtained. The IEEE 57-bus system is taken as an example to verify the effectiveness and practicability of the proposed method.

Key words: receiving end grid; large-scale new energy; truncated versatile distribution model; combination modes of peak shaving; comprehensive evaluation

附录

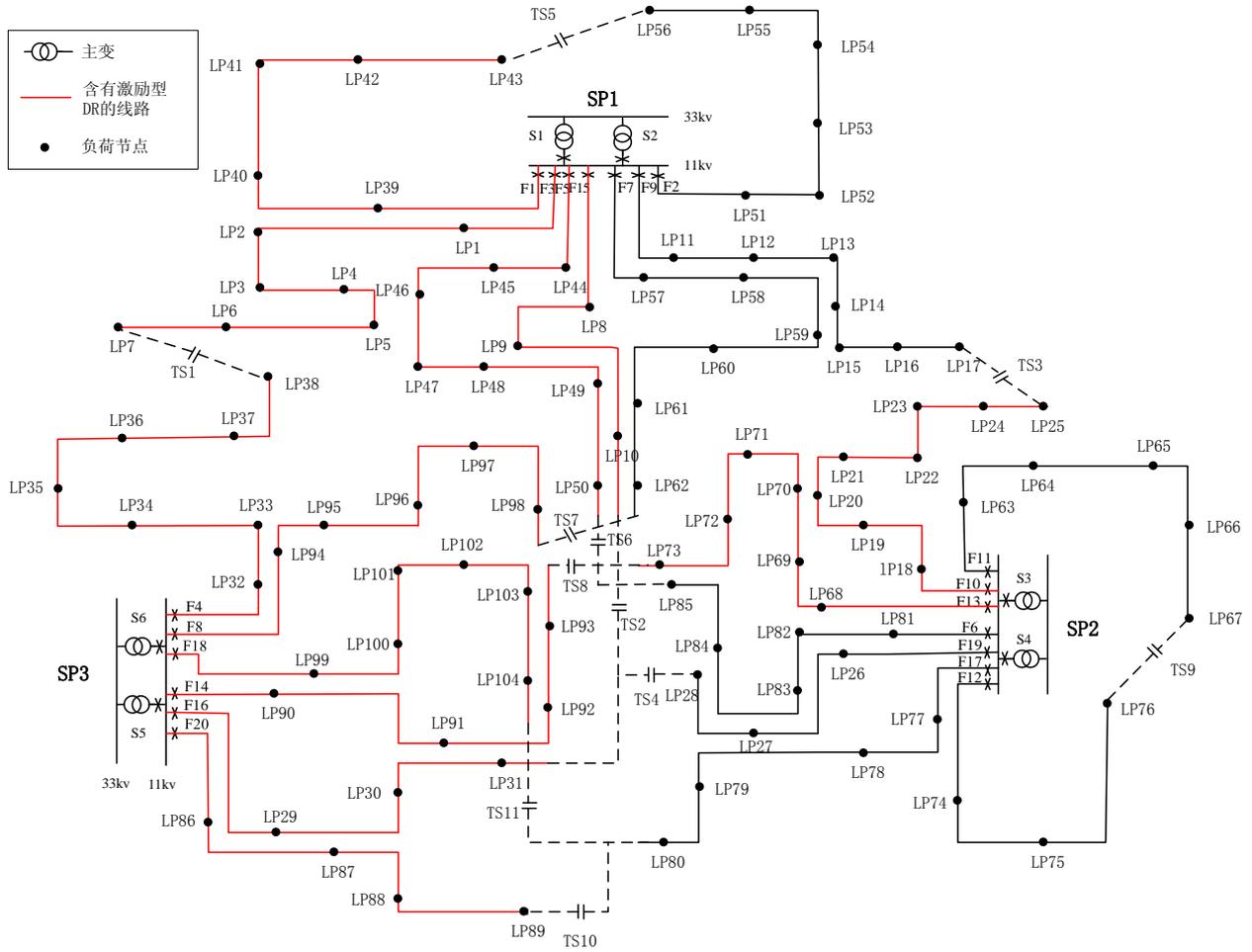


图 A1 IEEE RBTS-bus4 扩展线路结构
Fig.A1 IEEE RBTS-bus4 expansion structure

表 A1 负荷节点数据
Table A1 Data of feeders' load

节点数	节点	平均负荷/MW	峰值负荷/MW
20	26—28,74—88,91,92	0.2	0.326
12	14,15, 21—23,37, 54,60—62, 102,103	0.1667	0.2712
24	11—13, 33—36, 51—53,57—59, 63—65, 69—71, 95—97,99,100	0.1817	0.2956
14	5-7,16,17, 24,25, 38,50,55,56, 66,67, 104	0.2075	0.3357
6	48,49,72,73,98,101	0.25	0.4069
14	1—4,18—20, 32, 44—47,68, 94	0.2725	0.4435
8	30,31,39—42, 89,93	0.375	0.6113
6	8—10, 29,43,90	0.5	0.815
总负荷		24.58	40.00

表 A2 用户协议情况及 19:00 时刻用户响应情况

Table A2 Condition of customers' agreement signing and actual responses at 19:00

节点	协议类型	该时刻原始 负荷/kW	实施分时电价 后的负荷/kW	供电方要求 削减比例/%	用户停电 意愿	实际削减 电量/kW	实际削减 比例/%	用户收益/元
1	签订 EDR	443.5	418.6	61.47	0.35	88.95	21.25	11.9
2	签订 EDR	443.5	418.6	49.68	0.7	204.92	48.95	99.21
3	签订 EDR	443.5	418.6	39.1	0.2	14.07	3.36	0.3
4	签订 EDR	443.5	418.6	27.18	0.6	111.96	26.75	53.09
8	签订 EDR	815	769.3	37.49	1	283.79	36.89	231.68
9	签订 EDR	815	769.3	38.25	0.4	114.1	14.83	19.51
10	签订 EDR	815	769.3	53.5	0.5	164.05	21.32	40.38
18	签订 EDR	443.5	418.6	81.06	0.4	113.93	27.22	19.52
19	签订 EDR	443.5	418.6	13.03	0.1	0	0	0
20	签订 EDR	443.5	418.6	50.72	0.5	164.04	39.19	40.38
29	签订 EDR	815	769.3	14.28	0.1	0	0	0
30	签订 IL	611.3	577	88.95	0.9	382.5	66.29	190.96
31	签订 IL	611.3	577	13.13	1	224.58	38.92	202.66
32	签订 EDR	443.5	418.6	76.85	0.5	164.02	39.18	40.38
39	签订 IL	611.3	577	66.84	0.1	0	0	0
40	签订 IL	611.3	577	85.82	0.85	361.04	62.57	164.16
41	签订 IL	611.3	577	58.99	1	335.19	58.1	288.43
42	签订 IL	611.3	577	26.41	0.35	150.05	26.01	78
43	签订 EDR	815	769.3	30.88	0.4	114.11	14.83	19.52
44	签订 EDR	443.5	418.6	12.41	0.8	180.73	43.17	69.44
45	签订 EDR	443.5	418.6	46.6	0.8	192.74	46.04	125.57
46	签订 EDR	443.5	418.6	69.68	0.3	64.1	15.31	6.16
47	签订 EDR	443.5	418.6	49.06	0.8	202.31	48.33	129.12
48	签订 IL	406.9	384.1	20.49	1	224.78	58.52	171.32
49	签订 IL	406.9	384.1	36.26	0.2	137.17	35.71	19.08
68	签订 EDR	443.5	418.6	83.22	0.6	214.4	51.22	68.74
72	签订 IL	406.9	384.1	49.06	0.5	185.51	48.3	73.17
73	签订 IL	406.9	384.1	80.77	0.75	306.09	79.69	137.15
89	签订 IL	611.3	577	26.72	0.2	151.94	26.33	43.27
90	签订 EDR	815	769.3	69.5	0.6	214.16	27.84	68.74
93	签订 IL	611.3	577	44.2	0.7	251.05	43.51	159.2
94	签订 EDR	443.5	418.6	34.18	1	280.92	67.11	174.52
98	签订 IL	406.9	384.1	5.2	0.9	174.71	45.49	118.28
101	签订 IL	406.9	384.1	22.62	0.55	85.51	22.26	87.79