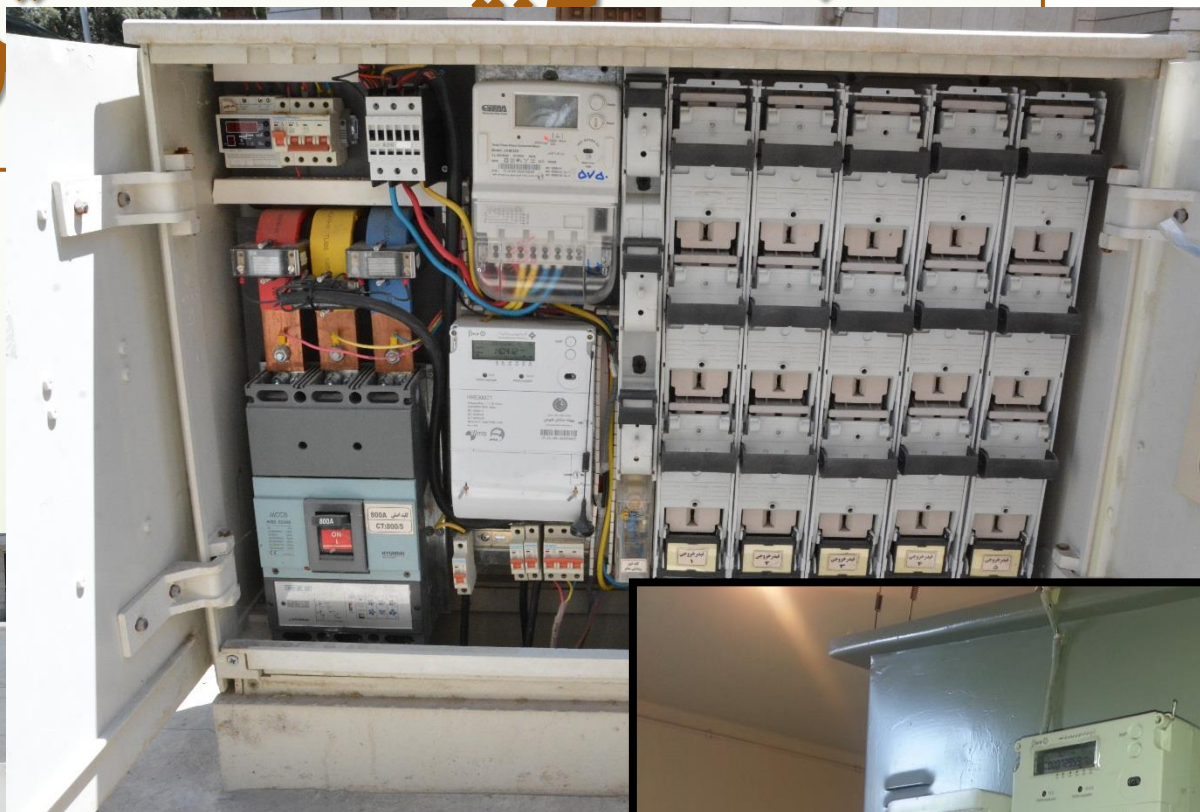




پایش مولفه های موثر بر تلفات فنی

با نصب کنتور هوشمند در خروجی ترانسفورماتورها





اهداف

۱- پایش ضریب بهره برداری ترانس های توزیع

۲- مدیریت ولتاژ

۳- پایش نامتعادلی جریان / ولتاژ

۴- پایش هارمونیک ها



4

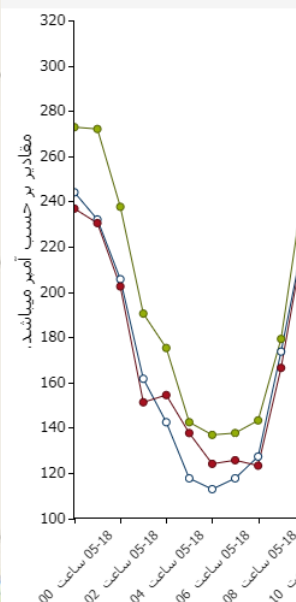
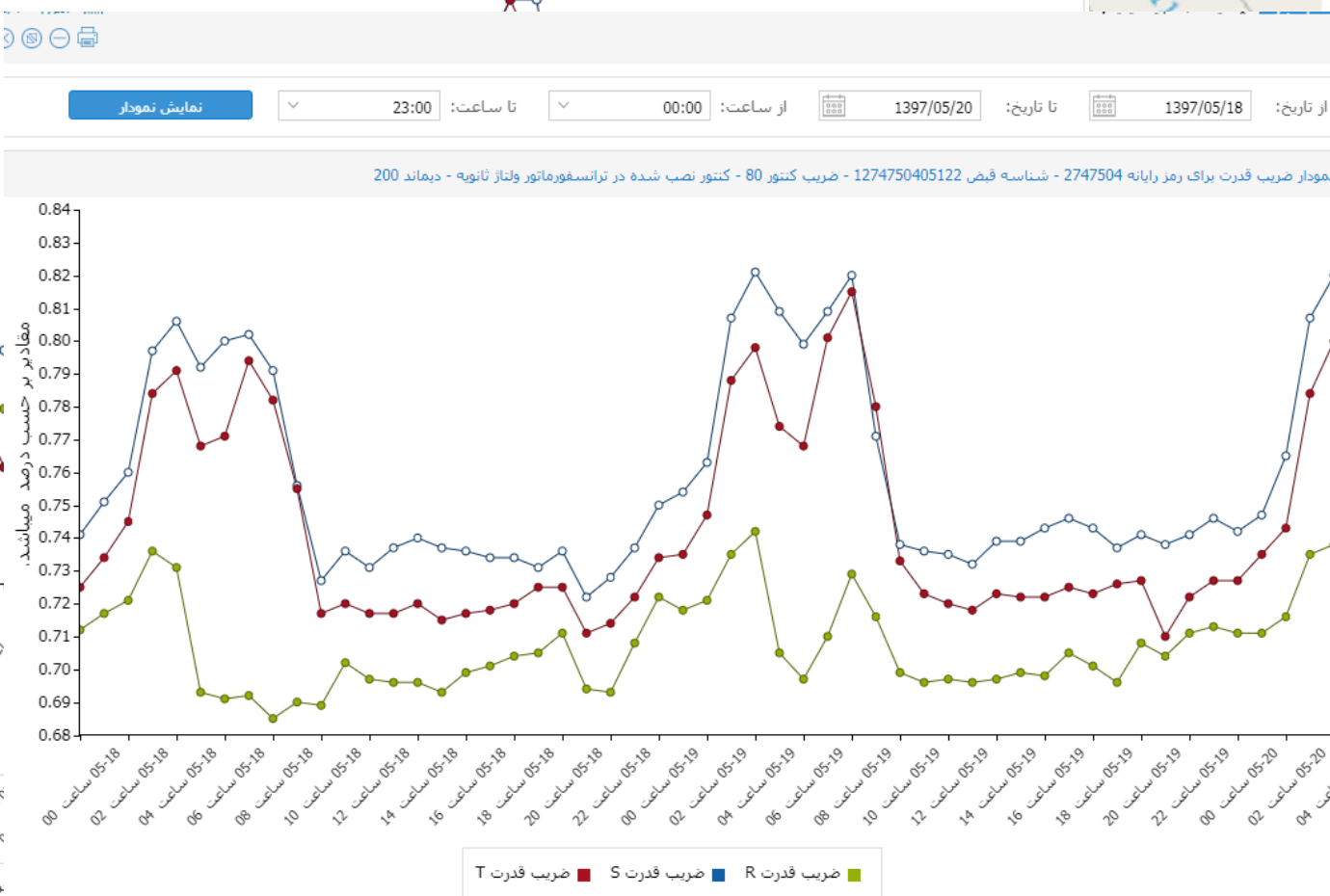
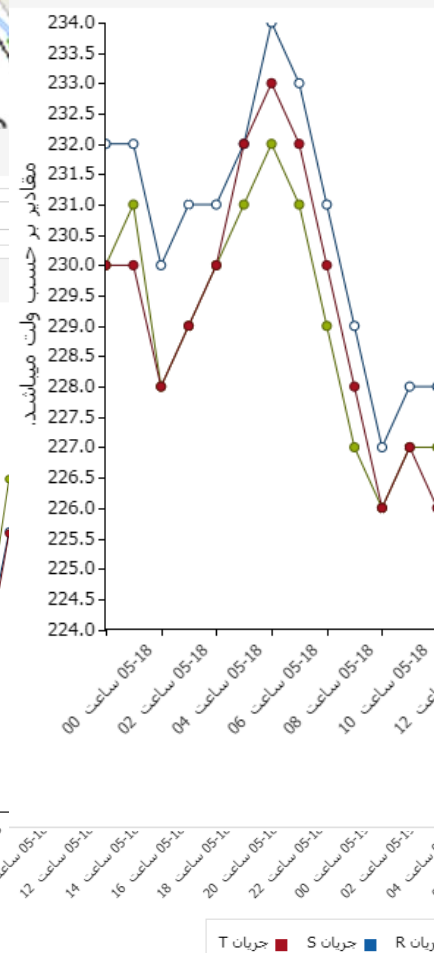
پایش ضریب بهره برداری ترانس های توزیع



بهبود بهره برداری بر اساس اطلاعات کنتورهای مرجع ترانس

از تاریخ: 1397/05/18 تا تاریخ: 1397/05/20 از ساعت: 00:00 تا ساعت: 23:00 نمایش نمودار

نمودار ولتاژ برای رمز رایانه 2747504 - شناسه قبض 1274750405122 - ضریب کنتور 80 - کنتور نصب شده در ترانسفورماتور ولتاژ ثانویه - دیماند 200



نمودار کنتورهای هوشمند

گزارشات ساعتی

جریان

ولتاژ

توان اکتیو

توان راکتیو

ضریب قدرت

THD ضریب

گزارشات روزانه

جریان

ولتاژ

توان اکتیو

توان راکتیو

ضریب قدرت

THD ضریب

آنبالانسی جریان

آنبالانسی ولتاژ

محاسبه ضریب بهره

متوسط ضریب قدرت

متوسط THD



پایش ضریب بهره برداری ترانس های توزیع

جستجو...

سیستم ها

اتوماسیون اداری و بایگانی اسناد

داشبورد اطلاعات مدیریت

خلاصه اطلاعات جیبی

پایش کنتورهای هوشمند

سیستم پایش

سیستم بازار برق

مدیریت اطلاعات شبکه (GIS)

اتوماسیون اداری آزمایشی

کارنامی (صندوق دریافتی)

کارنامی در جریان

تکمیل شده

بایگانی شده

مشاهده

مراحل گردش

درخواست

عنوان مرحله

زمان ارسال

کاربر

ارسال کننده

توضیحات

کارشس مسئول نظارت بر تلفات انرژی

امیر خزاعی

کارتابل

گزارشات

گزارش ساعته

گزارش روزانه

گزارش تلفات

کنتورهای قرائت نشده

گزارش ریز مصرف انرژی

مقیوت ضریب

مقیوت تنه

درصد کنتورهای آفلاین

درصد تلفات روزانه

پیگ بار ترانس های امور

انرژی هالکده

گزارش ضریب بهره برداری

مدیریت کنتور مجازی

مدیریت پروژه



نحوه گزارشگیری



امور

از تاریخ ۱۳۹۸/۰۴/۲۰ تا تاریخ ۱۳۹۸/۰۵/۱۰

کننتور

مشاهده گزارش



خروجی های گزارش



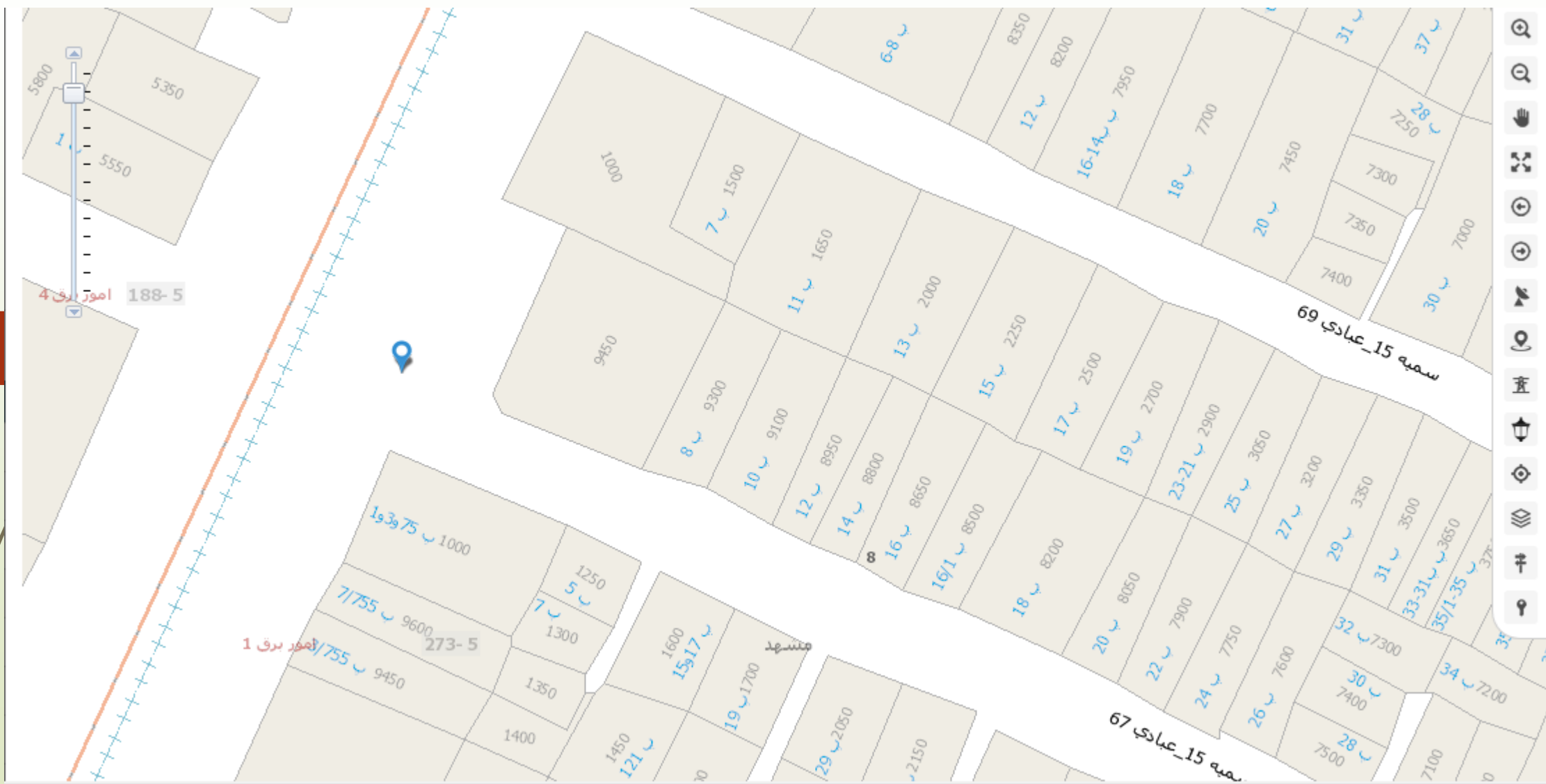
امور	رمز رایانه	تاریخ پیک	ساعت پیک	جریان پیک (آمپر)	جریان فاز A (آمپر)	جریان فاز B (آمپر)	جریان فاز C (آمپر)	ضریب بهره برداری (درصد)	ظرفیت ترانس (کیلو ولت)	نمودار فراوانی	جزئیات	موقعیت (نقشه)
برق 1	2480927	1398-04-29	22	382.4	368.4	417.6	361.2	84	315			
برق 1	2743017	1398-04-30	22	242.8	286	196.5	246	84	200			
برق 1	2471727	1398-04-29	22	374.8	361.2	360	403.2	83	315			
برق 1	2461882	1398-04-31	15	478.4	445.2	528	462	83	400			
برق 1	2480975	1398-04-29	22	378.4	393.6	385.2	356.4	83	315			
برق 1	2479759	1398-04-24	15	597.9	587.2	545.6	660.8	83	500			
برق 1	2477119	1398-04-30	22	598.4	621.6	549.6	624	83	500			
برق 1	2471726	1398-04-30	13	378.0	391.2	366	376.8	83	315			
برق 1	2480209	1398-04-31	16	476.0	465.6	409.2	553.2	83	400			
برق 1	2477413	1398-04-24	13	376.4	373.2	424.8	331.2	83	315			
برق 1	2493850	1398-04-31	12	376.4	295.2	409.2	424.8	83	315			
برق 1	2477112	1398-04-31	0	371.2	374.4	346.8	392.4	82	315			
برق 1	2776241	1398-05-06	23	235.8	298	210.5	199	82	200			
برق 1	2477436	1398-04-29	23	592.4	602.4	637.2	537.6	82	500			
برق 1	2489691	1398-04-30	22	373.6	363.6	400.8	356.4	82	315			
برق 1	2472231	1398-04-23	15	370.4	376.8	320.4	414	82	315			





.... نمایش مکان ترانس

9

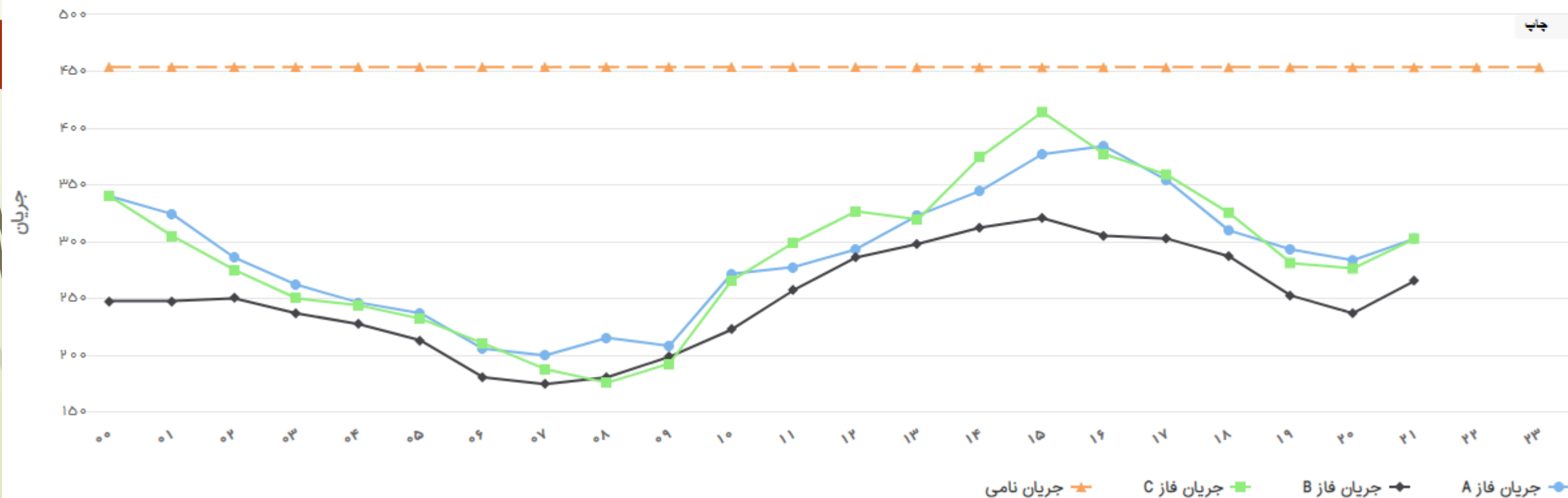




.... ظرفیت پیشنهادی بهینه

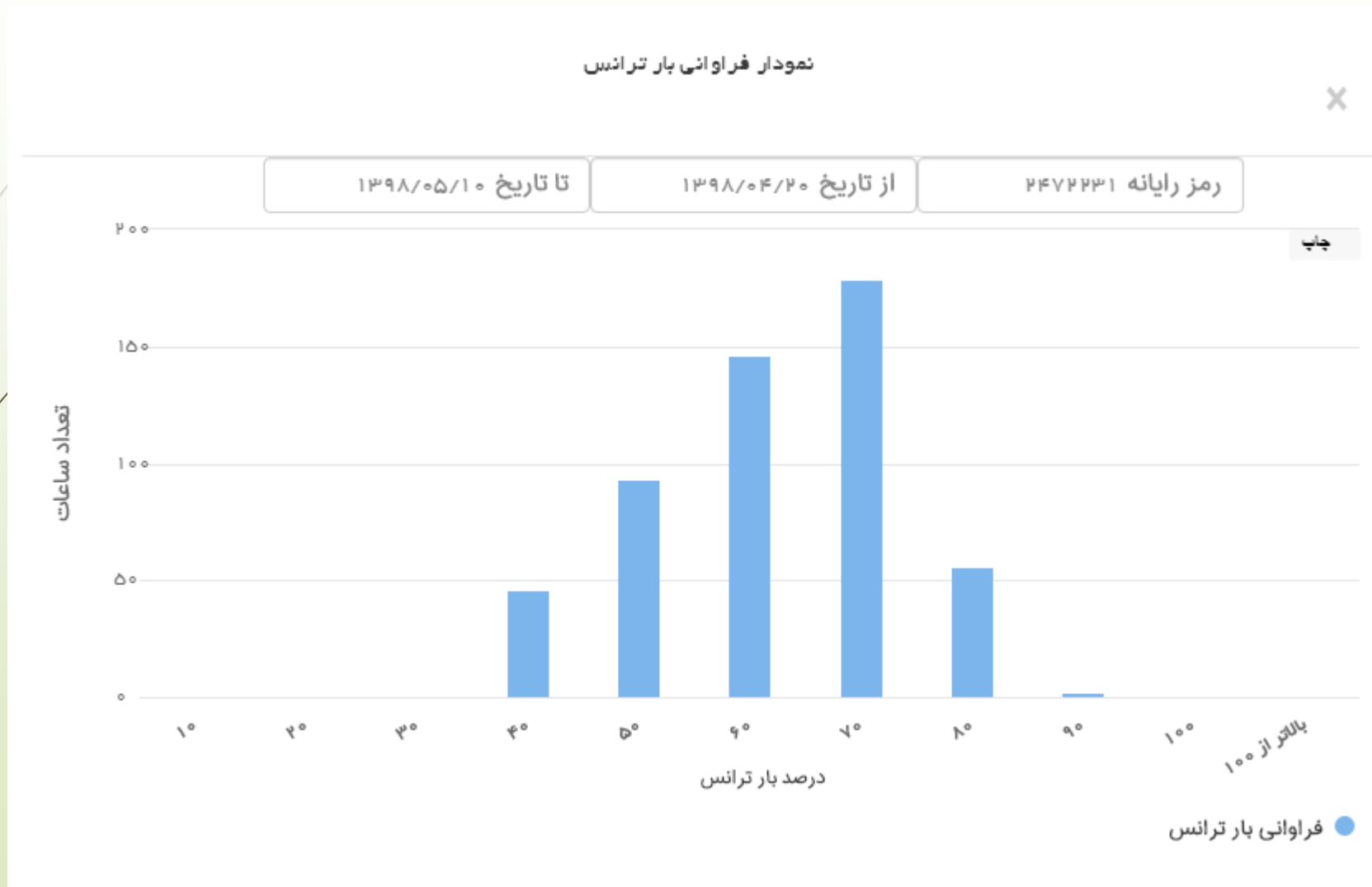
ظرفیت ترانس : ۳۱۵ KVA

امور	رمز رایانه	شماره تنه
برق ۱	۲۴۷۲۲۳۱	۱۲۰۳۹۴۳۰۰۴۵۱۹۰
جریان پیک (آمپر)	جریان نامی (آمپر)	ضریب بهره برداری (درصد)
۳۷۰.۴	۴۵۳.۶۰	۸۱.۶۶
بار پایه S1 (آمپر)	بار پیک S2 (آمپر)	ظرفیت ترانس پیشنهادی (KVA)
۲۴۳.۷۱	۳۲۹.۸۰	۳۵۶.۶۵





.... نمودار فراوانی ضریب بهره‌برداری





اثر نسبت بارگذاری ترانس بر تلفات انرژی

انرژی خروجی در دوره زمانی h

$$\eta_c = \frac{\text{انرژی تلفاتی مس} + \text{انرژی تلفاتی آهن} + \text{انرژی خروجی}}{\text{در دوره زمانی } h + \text{در دوره زمانی } h + \text{در دوره زمانی } h}$$

بازده انتقال انرژی :

12 / 22

میانگین توان مصرفی در دوره زمانی h

$$LF = \frac{\text{میانگین توان مصرفی در دوره زمانی } h}{\text{ماکزیمم توان مصرفی در دوره زمانی } h}$$

ضریب بار :

ماکزیمم توان مصرفی در دوره زمانی h

$$\eta_c = \frac{V_2 I_2 \times LF \times \cos\phi \times h}{V_2 I_2 \times LF \cos\phi \times h + [P_f] \times h + N^2 [P_c \times (LF)^2] \times h}$$

نسبت بارگذاری ترانس ← موثر بر تلفات ← انتخاب نسبت بارگذاری بهینه

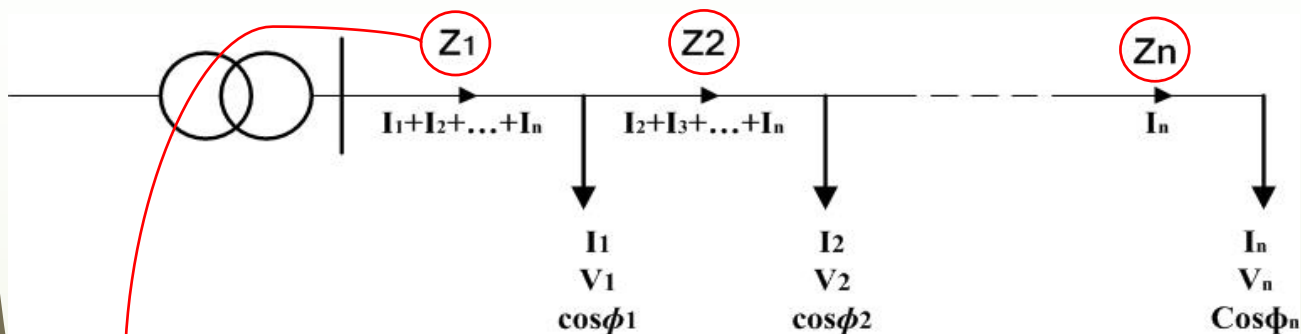


13

پایش کیفیت ولتاژ



رابطه افت ولتاژ و تلفات



تلفات توان با توان ۲ اختلاف ولتاژ رابطه مستقیم دارد.



$Z_k = R_k + jX_k$, $k=1,2,\dots,n$ امپدانس هر قطعه از خط:

14

$I'_1 = (I_1 + I_2 + \dots + I_n)$

جریان هر قطعه از خط:

$I'_2 = (I_2 + I_3 + \dots + I_n)$... $I'_n = I_n$

$$P_{loss} = \sum_{k=1}^n R_k \left(\frac{\Delta V_k}{|Z_k|} \right)^2$$

افت ولتاژ قطعه k:

$\Delta V_k = |Z_k| I'_k$

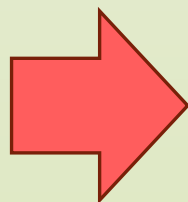
تلفات توان قطعه k:

$P_{loss_k} = R_k (I'_k)^2$

$P_{loss_k} = R_k \left(\frac{\Delta V_k}{|Z_k|} \right)^2$ تلفات توان قطعه k:

$P_{loss} = \sum_{k=1}^n \Delta P_k$

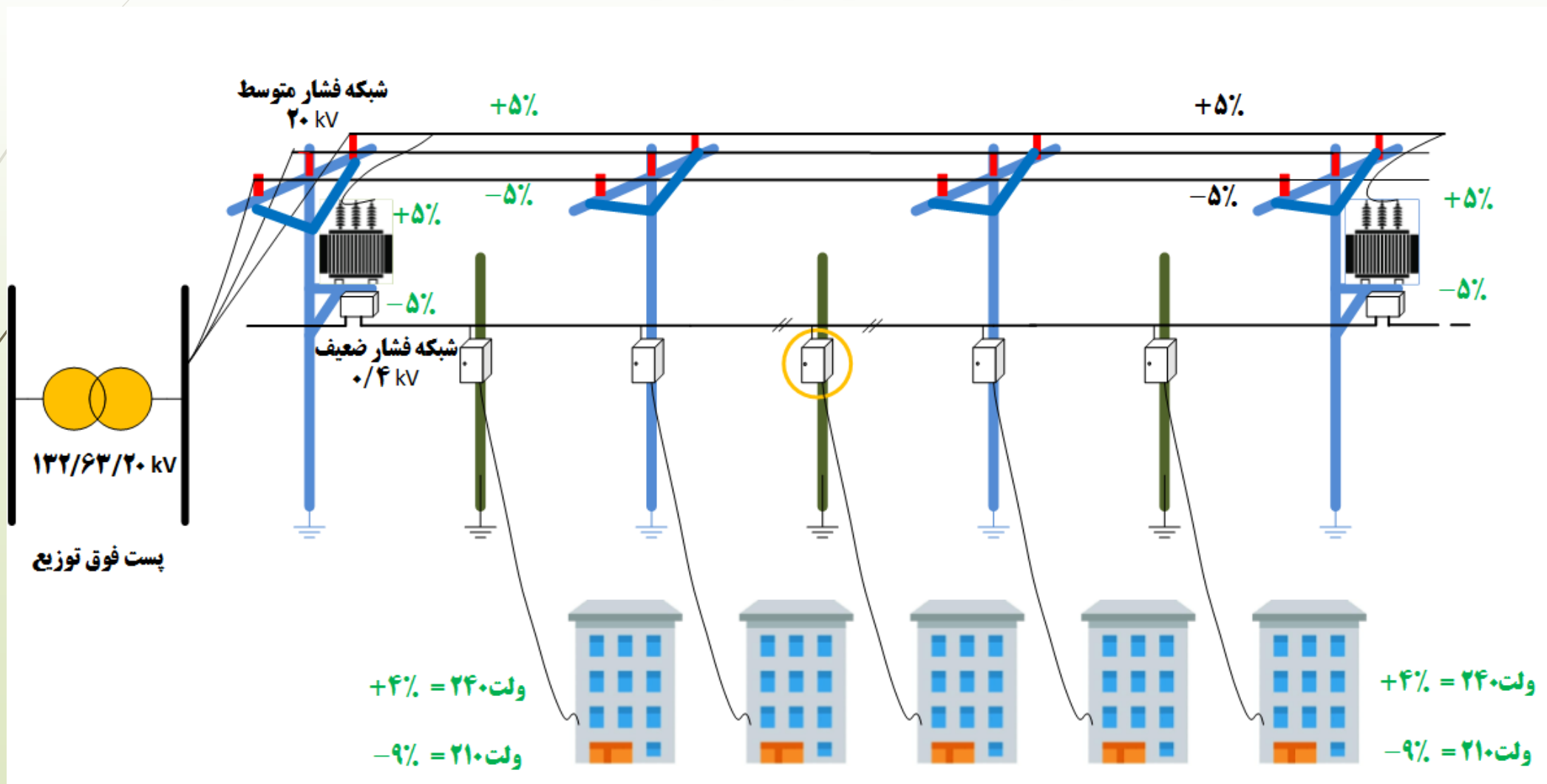
تلفات کل:





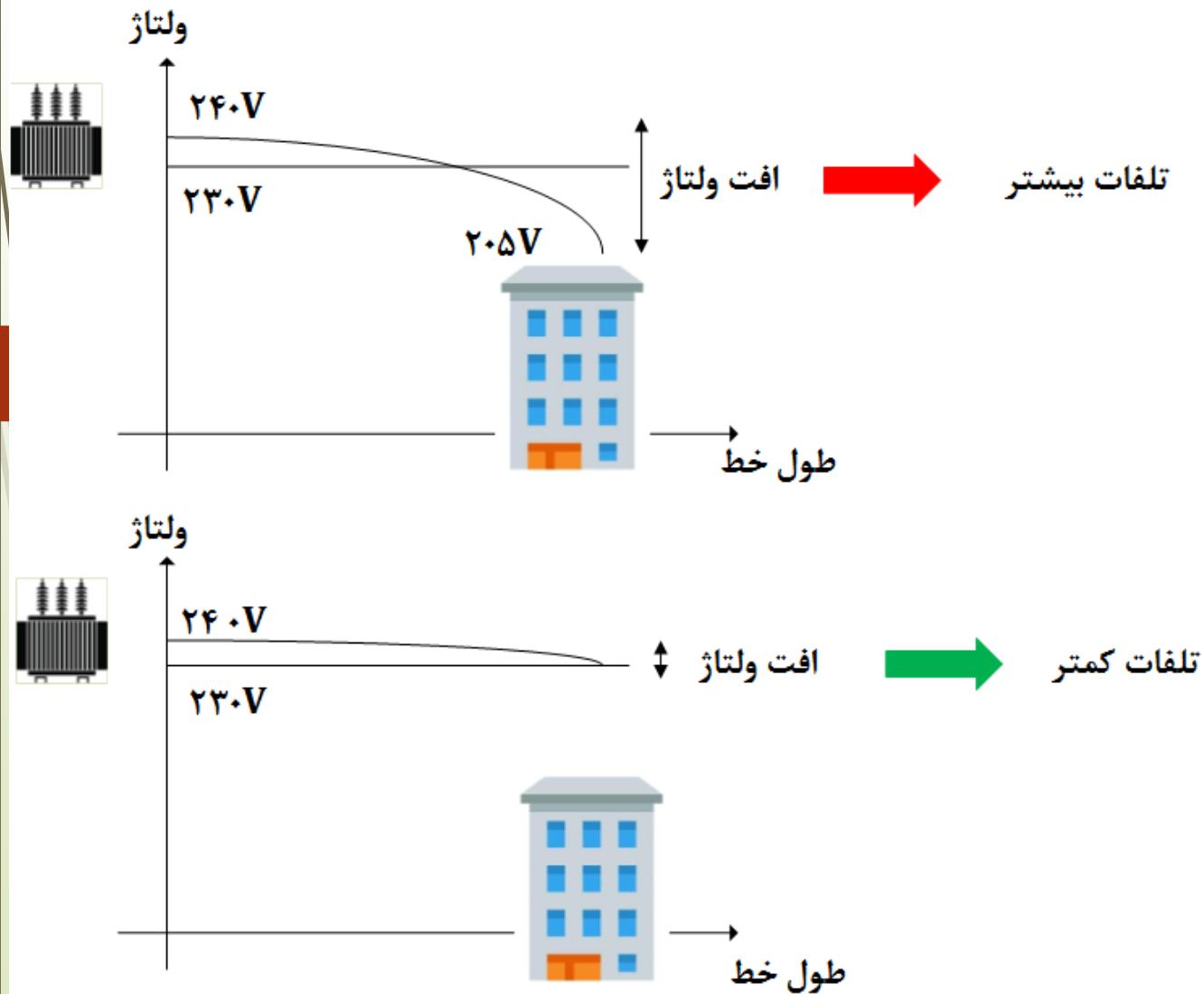
استانداردسازی پروفیل ولتاژ

محدوده استاندارد ولتاژ در لایه های مختلف شبکه





استانداردسازی پروفیل ولتاژ



تلفات می تواند با استانداردسازی
ولتاژ در همه ی لایه ها کاهش یابد.

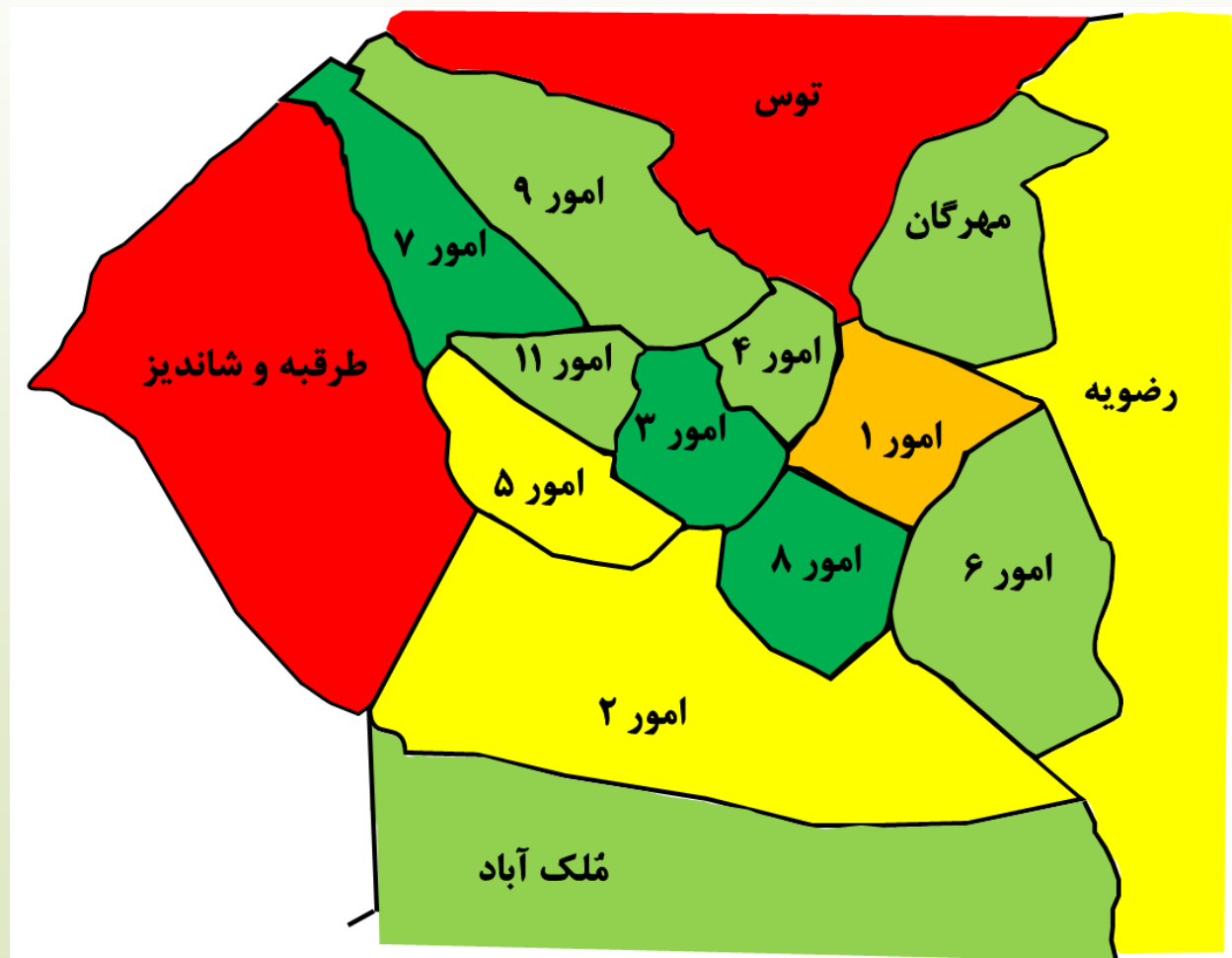
اصلاح پروفیل ولتاژ شبکه نه اصلاح
ولتاژ در یک نقطه

تنها توجه به استاندارد بودن ولتاژ
مشترکین انتهایی تضمینی بر کاهش
تلفات توزیع انرژی نیست.....



پایش و مدیریت ولتاژ

مشترکین فشار ضعیف
برش جغرافیایی به تفکیک ناحیه (Ranking)



17



۱۶۰٪ میانگین شهرستان مشهد

۱۳۰٪ میانگین شهرستان مشهد

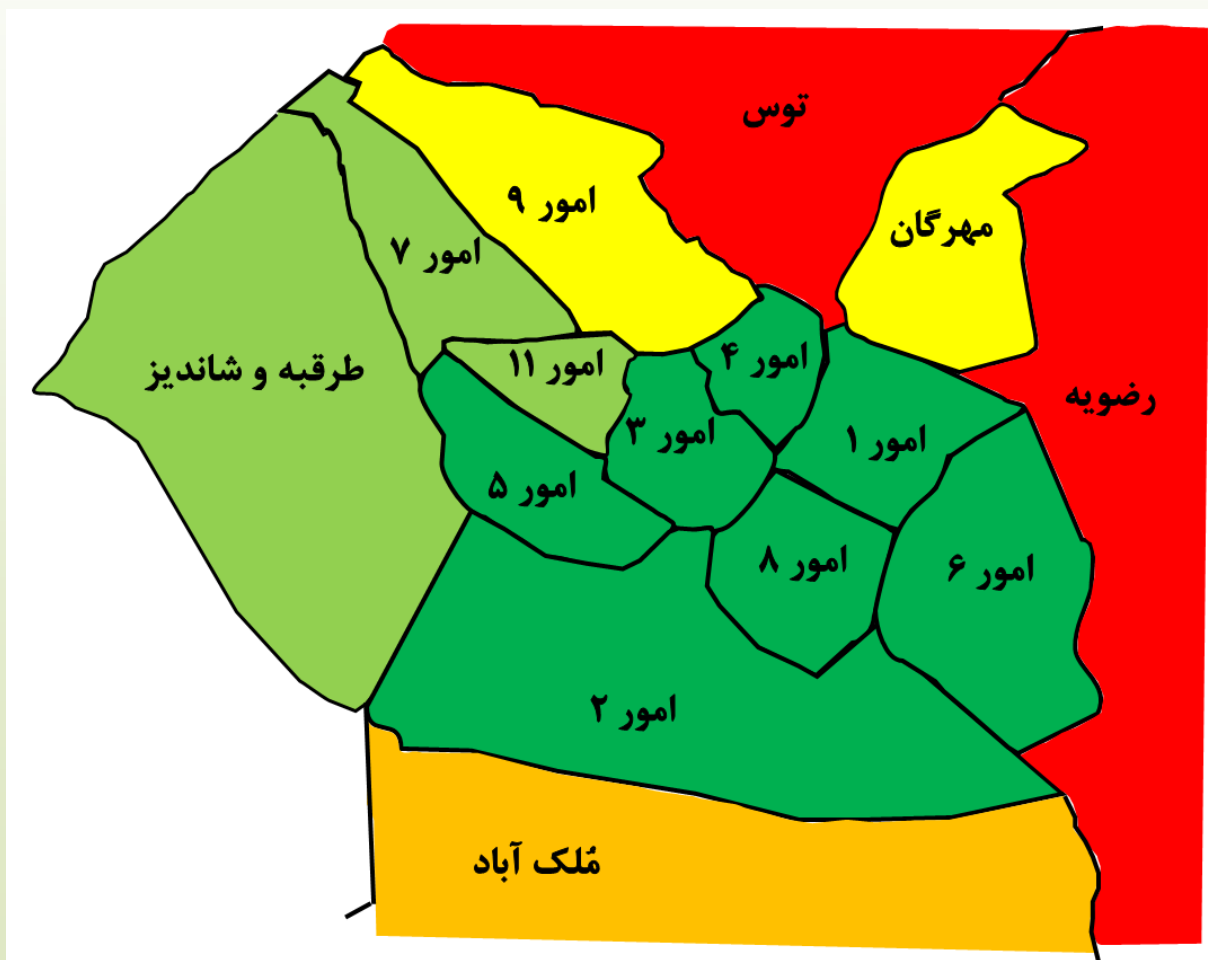
میانگین درصد ولتاژهای غیر استاندارد در شهرستان مشهد

۷۰٪ میانگین شهرستان مشهد



پایش و مدیریت ولتاژ

ترانس‌های توزیع
برش جغرافیایی به تفکیک ناحیه (Ranking)



18



۱۶۰٪ میانگین شهرستان مشهد

۱۳۰٪ میانگین شهرستان مشهد

میانگین درصد ولتاژهای غیر استاندارد در شهرستان مشهد

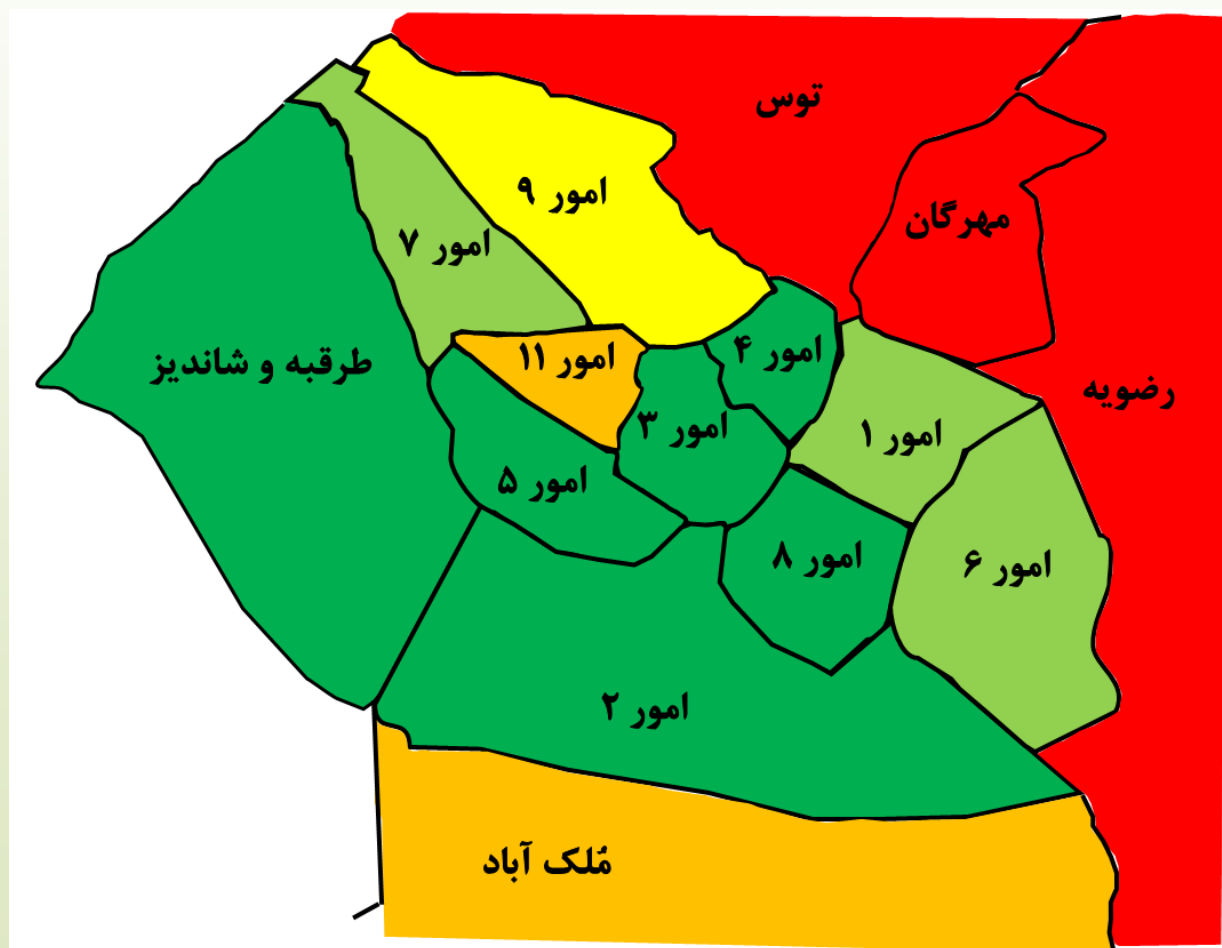
۷۰٪ میانگین شهرستان مشهد



پایش و مدیریت ولتاژ

مشترکین فشار متوسط

برش جغرافیایی به تفکیک ناحیه (Ranking)



19



۱۶۰٪ میانگین شهرستان مشهد

۱۳۰٪ میانگین شهرستان مشهد

میانگین درصد ولتاژهای غیر استاندارد در شهرستان مشهد

۷۰٪ میانگین شهرستان مشهد



پایش و مدیریت ولتاژ

با پایش دوره ای ولتاژ توسط کارشناسان دفتر کاهش تلفات شاخص های مربوطه به تفکیک امورها محاسبه و نتایج در کمیته های سیاست گذاری کاهش تلفات و بهره برداری ارائه می گردد.



لیست لوازم اندازه گیری با ولتاژ غیراستاندارد از طریق دبیرخانه پایش ولتاژ در اختیار متولیان تعیین شده جهت بررسی و انجام اقدامات اصلاحی قرار می گیرد.



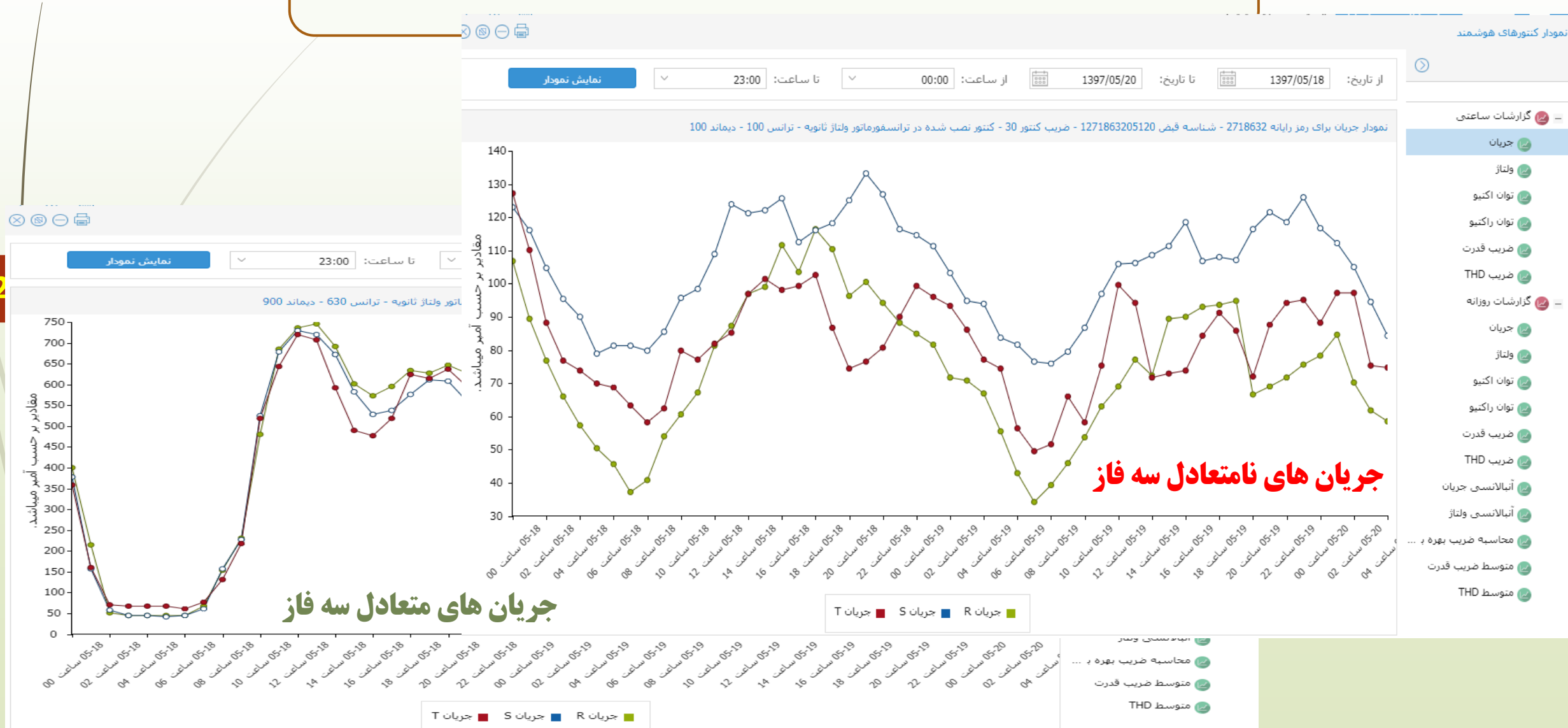
بهبود ۴۰ درصدی شاخص ها نسبت به سال ۱۳۹۷



پایش نامتعادلی جریان



مقایسه پروفیل جریان چند ترانس





نامتعادلی جریان و ولتاژ

معیار نامتعادلی برای فیدرهای ۲۰ کیلوولت و پست‌های توزیع

شماره ردیف	معیار نامتعادلی
۱	$\text{درصد نامتعادلی} = \frac{\text{مقدار موثر مولفه توالی منفی جریان}}{\text{مقدار موثر مولفه توالی مثبت جریان}} \times 100$
۲	$\text{درصد نامتعادلی} = \frac{\text{جریان نول اندازه گیری شده}}{I_{average}} \times 100$

$$D = \sqrt{\frac{6(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2)}{(I_R + I_S + I_T)^2}} - 2$$

روش IEC تغییر یافته: در استاندارد IEC61000-2-2(2002)

در این تقریب نیازی به اندازه‌گیری زاویه فازهای جریان نیست

پارامتر D، بیانگر میزان انحراف از حالت تعادل می‌باشد



محاسبه تلفات به واسطه ی عدم تعادل بار

$$P_{unbalancy\ loss} = R_{phase}(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2) + R_{null}I_N^2$$

تلفات در شرایط نامتعادلی

$$P_{loss} = 3RI_{ave}^2 = 3R\left(\frac{I_R + I_S + I_T}{3}\right)^2$$

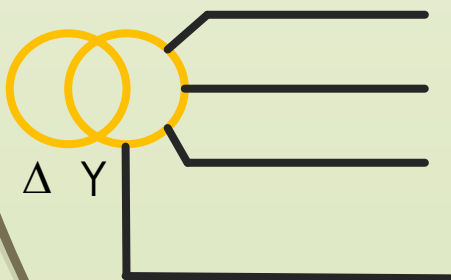
تلفات در شرایط متعادلی

$$I_{av} = \frac{I_R + I_S + I_T}{3}$$

میانگین جریان سه فاز

$$m = \frac{I_N}{I_{ave}}$$

نسبت جریان نول به میانگین جریان سه فاز



I_R ، I_S و I_T : جریان های سه فاز

I_N : جریان نول که از جمع جریان های

سه فاز محاسبه می شود.

R_{null} : مقاومت سیم نول

R_{phase} : مقاومت هر فاز



محاسبه تلفات به واسطه ی عدم تعادل بار

تلفات در شرایط متعادل - تلفات در شرایط نامتعادل = تلفات به واسطه نامتعادلی

$$\Delta P = R_p(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2) + R_n[I_R^2 + I_S^2 + I_T^2 - (I_R I_S + I_R I_T + I_S I_T)] - \frac{R_p(I_R + I_S + I_T)^2}{3}$$

28

$$\frac{\Delta P}{P_{balanced}} \% = 100 * \frac{m^2}{3} * \frac{\left(\frac{2}{3}R_p + R_n\right)}{R_p} \xrightarrow{R_p=R_n} \frac{\Delta P}{P} \% = \frac{5}{3} \frac{m^2 I_{ave}^2}{3 I_{ave}^2} * 100 = \frac{500}{9} m^2$$

درصد تلفات

$$m = \frac{I_N}{I_{ave}}$$

نسبت جریان نول به میانگین جریان سه فاز



محاسبه تلفات به واسطه ی عدم تعادل بار

$$D = \sqrt{\frac{6(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2)}{(I_R + I_S + I_T)^2} - 2}$$

میزان نامتعادلی

$$D = \sqrt{\frac{4I_{null}^2}{9I_{ave}^2}}$$

$$D = \frac{2}{3}m$$

میزان نامتعادلی	نسبت نول به میانگین	درصد تلفات
$D=12.6\%$	$m=18.9\%$	$\frac{500}{9}m^2=2$
$D=15.3\%$	$m=23\%$	$\frac{500}{9}m^2=3$
$D=20\%$	$m=30\%$	$\frac{500}{9}m^2=5$



محاسبه شاخص عدم تعادل بار

فرایند پیشنهادی جهت ارزیابی شاخص نامتعادلی:

۱- گزارش ساعتی جریان های سه فاز

۲- دوره ارزیابی ۷ روزه متوالی به گونه ای که روزهای ۵ شنبه و جمعه نیز حضور داشته باشند

۳- محاسبه پارامتر D برای هر ساعت در این دوره.

۴- برای هر روز CP95 پارامتر D محاسبه می شود.

۵- برای یک دوره ماکزیمم CP95 روزانه شاخص نامتعادلی می باشد.



محرری طرح بهینه سازی و کاهش تلفات

Optimization and Loss Reduction Dep.

شرکت توزیع نیروی برق شهرستان مشهد

Mashhad Electric Energy Distribution Co.



36

باسپاس از توجه شما

