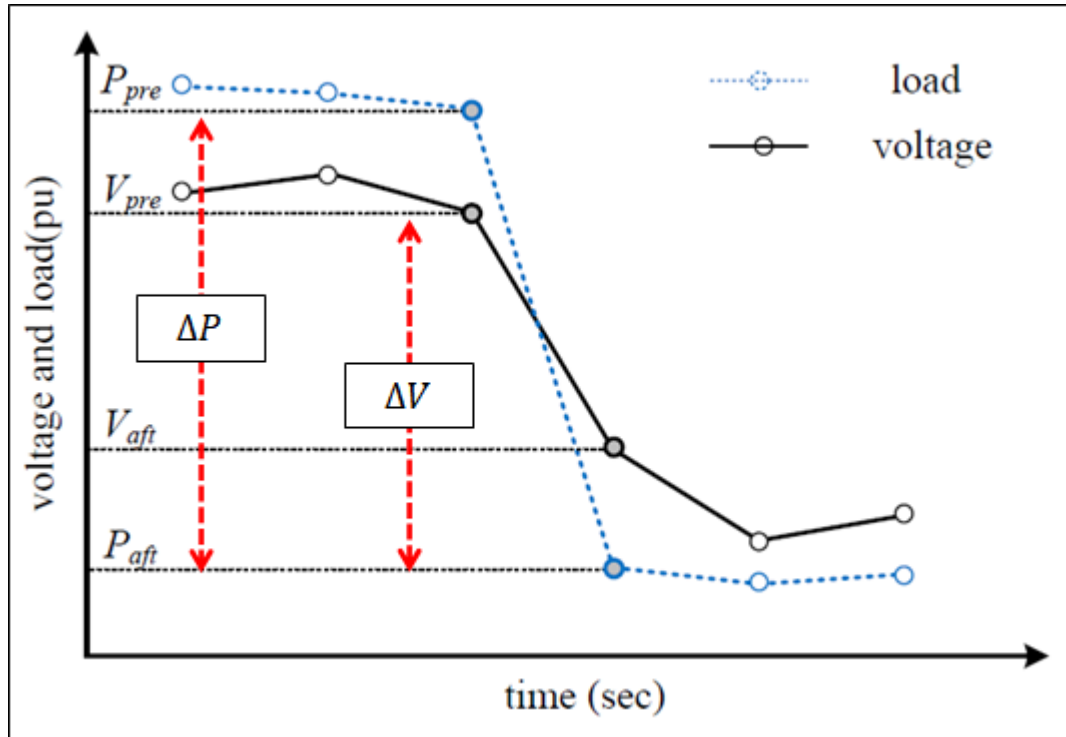


Калькулятор терміну окупності пристрою КРП з CVR(опис методу).  
Цей інструмент створений для проведення попереднього аналізу  
можливості реалізації проекту енергозбереження за методом CVR.

CVR (Conservation Voltage Reduction) нова технологія енергозбереження.



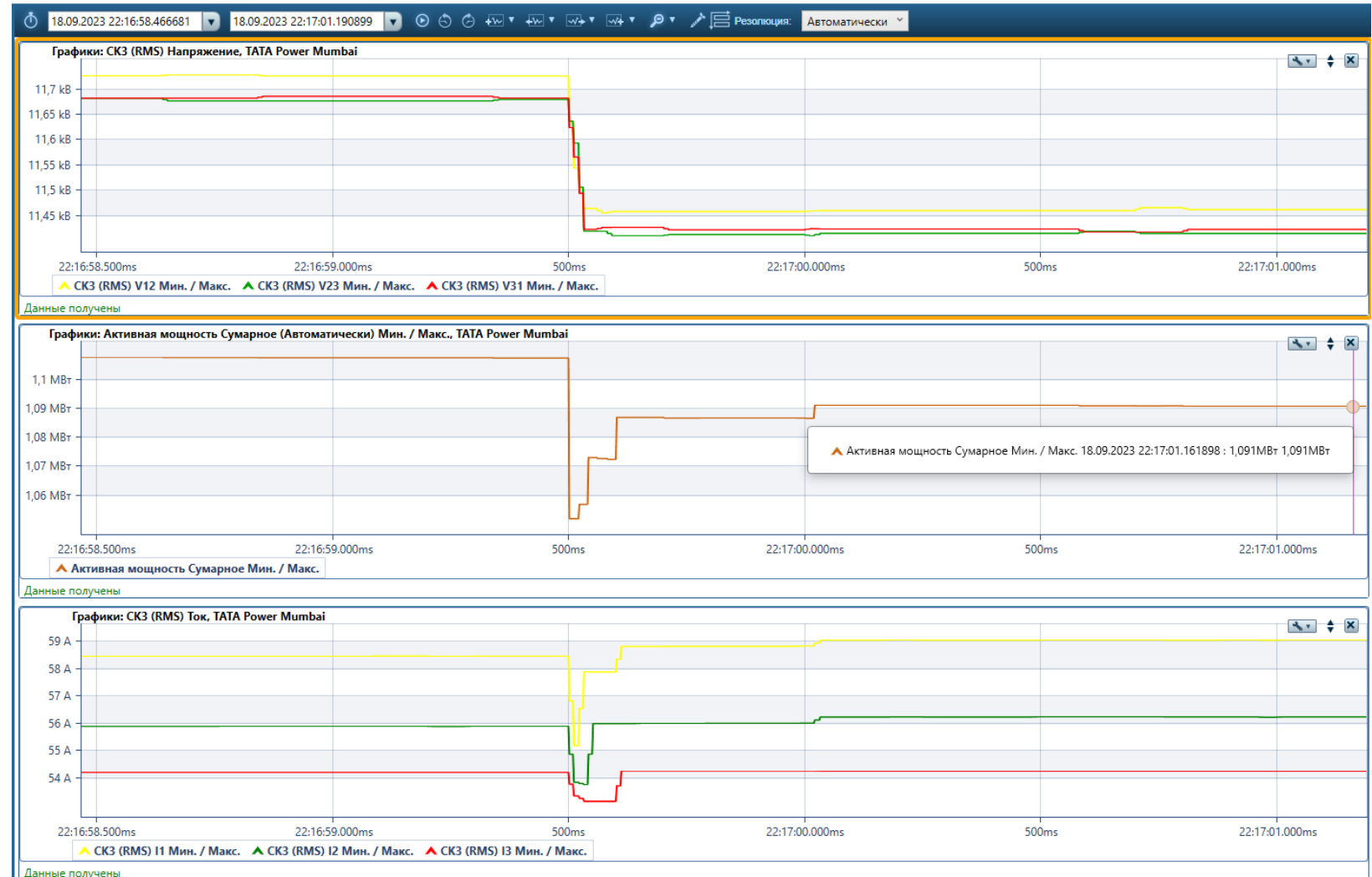
Коефіцієнт  $CVR = \% \Delta P / \% \Delta V$ .

Conservation Voltage Reduction (CVR) — це метод зменшення потреби в електроенергії та споживанні енергії шляхом зниження напруги в допустимих межах. Протягом багатьох років розподільчі підприємства використовували CVR для тимчасового зменшення навантаження, МВт у години пікового попиту на окремих фідерах або станціях, а в деяких випадках і в усій системі. CVR зазвичай впроваджувався у разі перевантаження обладнання та/або системних непередбачених ситуацій, даючи системним операторам час відновити систему до більш безпечної конфігурації.

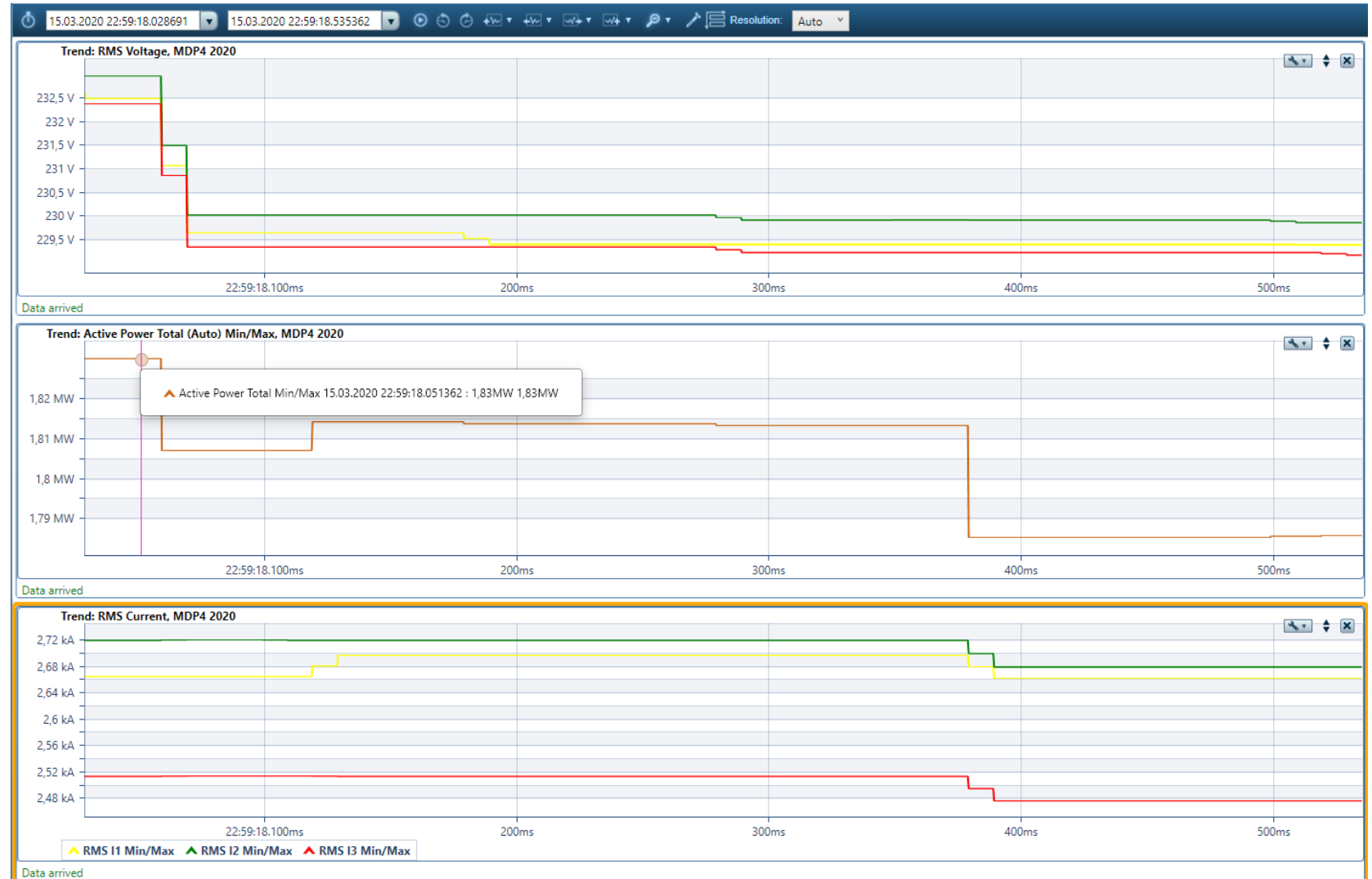
Для прикладу, зменшення напруги на 2,5% призводить до зменшення споживання на 2% В такому різі  $CVR=0,8$ . Це значення є середнім на основі проведених досліджень, та прийнято для розрахунку у калькулятору окупності.

Розглянемо декілька прикладів з реальних вимірювань, яким чином змінюється споживання при зниженні напруги, мережа СН:

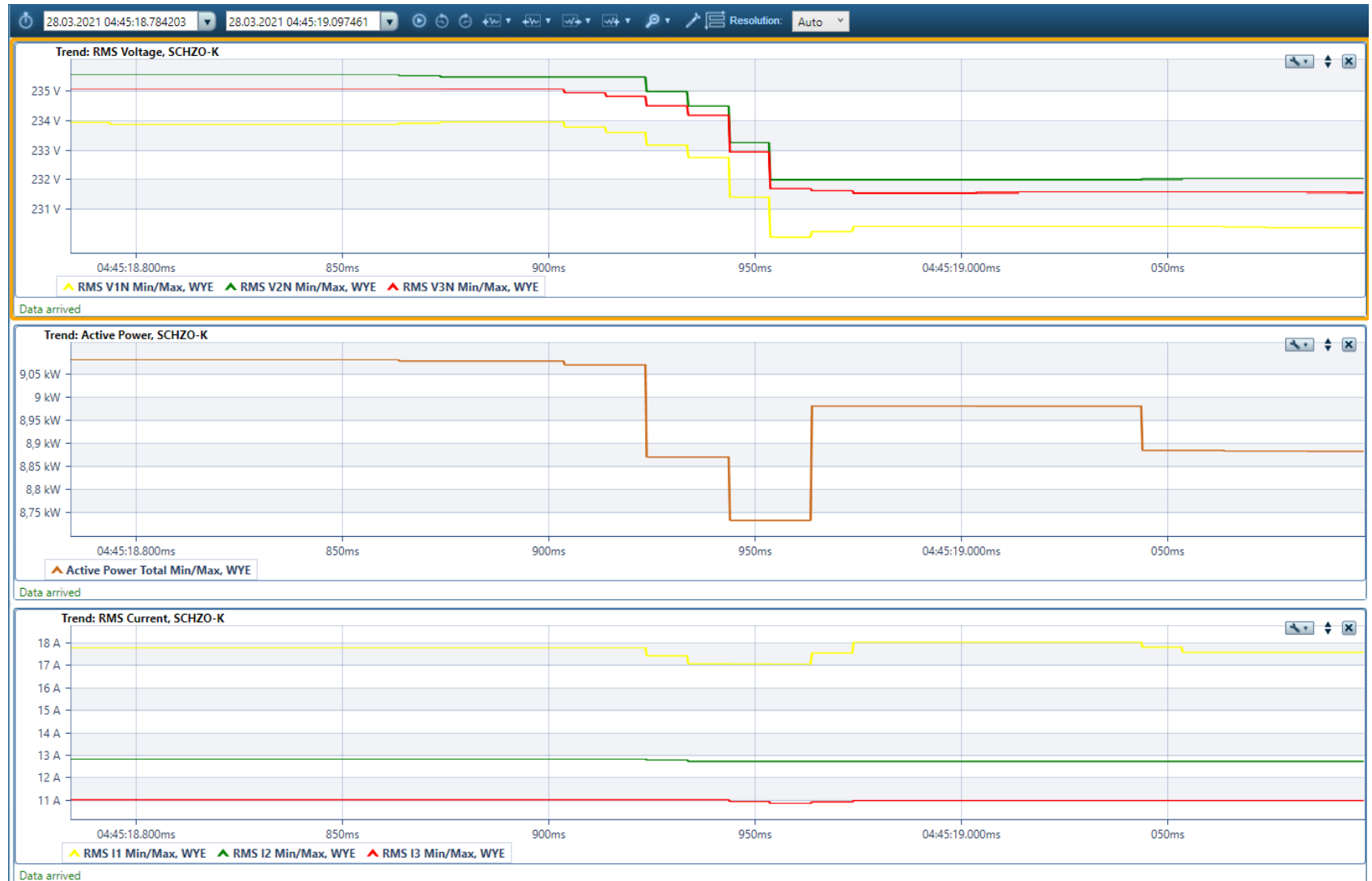
Зниження напруги (РПН) на 2% призводить до зменшення споживання активної потужності на 1,2% (14 кВт)



Зниження напруги (РПН) на 1,25% призводить до зменшення споживання активної потужності на 2,5% (45 кВт)



Зниження напруги (РПН) на 1,5% призводить до зменшення споживання активної потужності на 2,1% (0,19 кВт)



### CVR для різних типів навантаження

No	Appliance	CVR <sub>factor</sub>
1	Aircond (inverter type)	0.33
2	Aircond (old/non-inverter)	1.20
3	CFL light	1.74
4	Fluorescent light	2.19
5	Incandescent light	1.53
6	LED light	0.45
7	Fan	1.86
8	Laptop (charging)	-0.37
9	Laptop (no battery)	0.57
10	PC (Computer)	-0.48
11	Tablet	0.11
12	TV (LED)	0.01
13	Microwave	2.02
14	Rice Cooker	1.71
15	Shower Heater	2.50
16	Refrigerator	0.80
17	Washing Machine	2.397

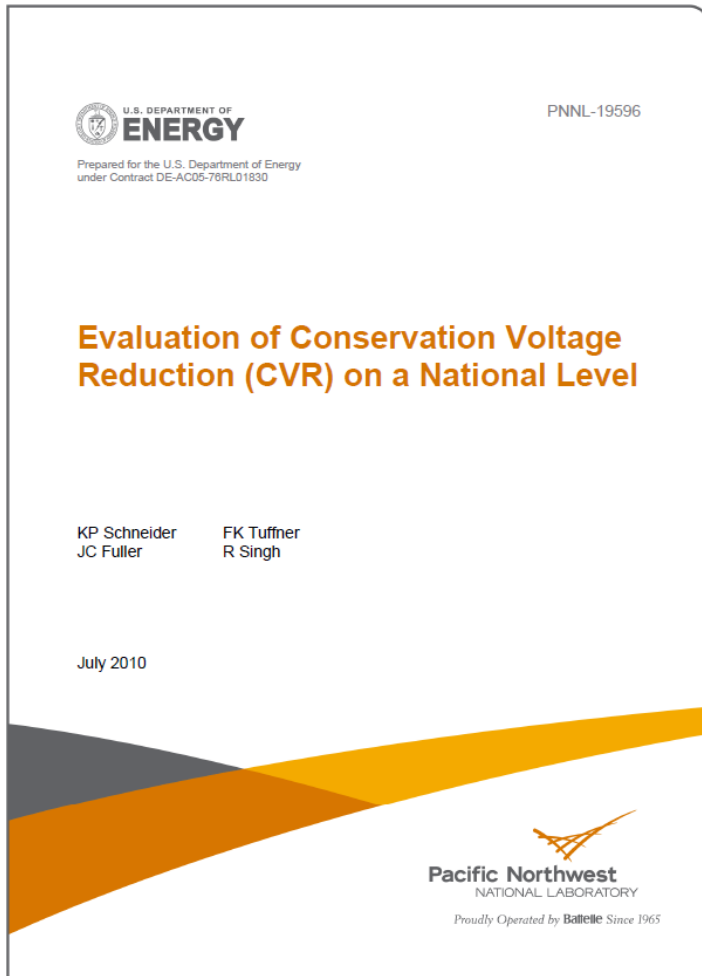
Можна помітити два типи навантаження, які збільшують споживання активної потужності, при зниженні напруги: це комп'ютери та ноутбуки.

Відповідно до цих досліджень найбільше значення CVR характерне для промислових підприємств- 1,824, особливо у нічний період- 2,429

### CVR для різних видів споживачів

Load Type	CVR <sub>f</sub> (P)			CVR <sub>f</sub> (P) Average	Remarks/Observations
	Day	Evening	Night		
	(0800 - 1700)	(1701 - 2200)	(2201 - 0759)		
Residential	1.021	1.448	1.150	1.206	Consistent CVR <sub>f</sub> (P), from 1.02 to 1.45. Highest CVR <sub>f</sub> (P) was recorded during the evening.
Commercial	0.864	1.480	1.187	1.177	Slightly low CVR <sub>f</sub> (P) was observed during the day (0.86). Highest CVR <sub>f</sub> (P) was recorded during the evening (1.48).
Industrial	NA	1.219	2.429	1.824	Small Medium Industry

[https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical\\_reports/PNNL-19596.pdf](https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19596.pdf)



### 2.3.1.3. Oscillating Fan

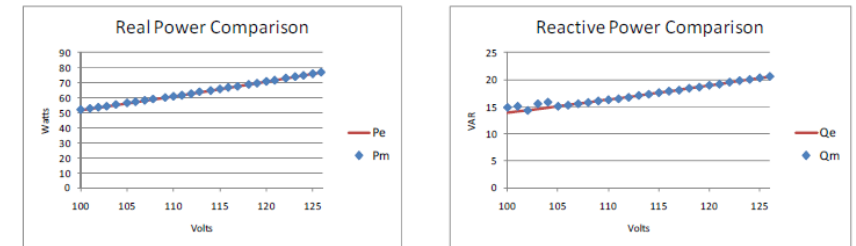


Figure 2.5: Voltage Dependent Energy Consumption of an Oscillating Fan

	ZIP Values					
	Z-%	I-%	P-%	Z-pf	I-pf	P-pf
Oscillating Fan	73.32%	25.34%	1.35%	0.97	0.95	-1.00

### 2.3.1.4. Liquid Crystal Display (LCD) – Dell

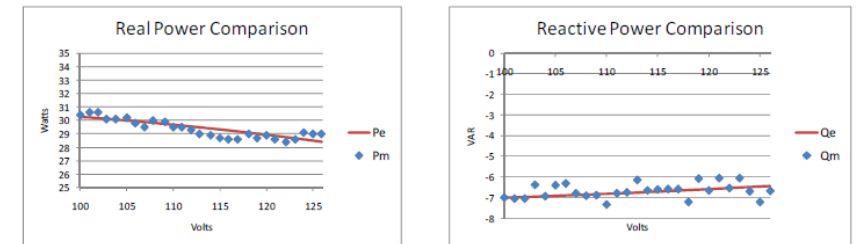


Figure 2.6: Voltage Dependent Energy Consumption of a Dell LCD

	ZIP Values					
	Z-%	I-%	P-%	Z-pf	I-pf	P-pf
LCD - Dell	-40.70%	46.29%	94.41%	-0.97	-0.98	-0.97

## Впровадження методу на 100% фідерів дозволить зменшити споживання активної енергії на 3,04%

If the analyzed CVR scheme were applied to all of the non-networked distribution feeders in the United States, with the exception of feeders represented by R1-25.00-1, the reduction in energy consumption would be approximately 6,500 MWyr; which is nearly the output of Grand Coulee Dam if operated at nameplate capacity for the entire year.

As with most technologies it is necessary to use discretion when deploying CVR. From Section 3 it is clear that while some feeders do show improvement, it is minimal and would not warrant the capital expenditure of a CVR system. Figure 4.1 is a plot showing the percent total benefit as a function of percent of total number of feeders. For example, it can be seen that if CVR is deployed on 40% of the total feeders in the United States, over 80% of the potential benefit can be achieved. In fact, the individual feeder results from Section 3 as well as Figure 4.1 show that CVR deployment on only the heavily loaded, higher voltage feeders yields 37% of the total benefit and only requires 10% of the total feeders to deploy CVR.

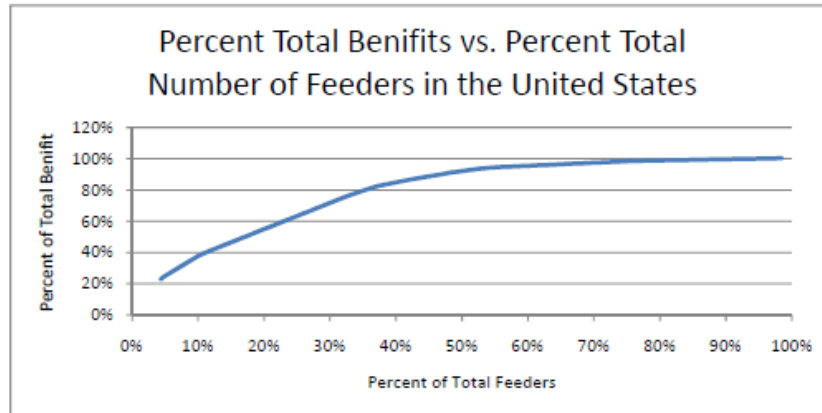


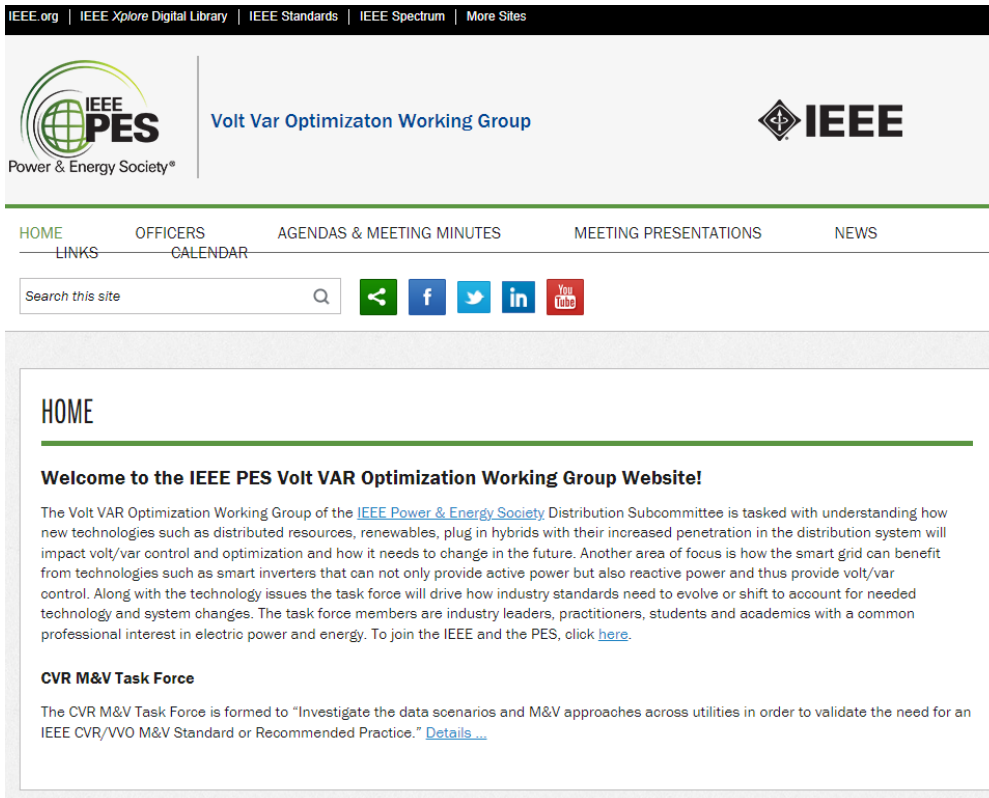
Figure 4.1: Percent Total Benefit vs. Percent Total Number of Feeders in the United States

## 5. Concluding Remarks

This report has examined the benefits of deploying CVR and extrapolated those benefits to a national level. The CVR scheme implemented is 20 years old and is in the public domain, but newer proprietary methods are expected to provide improved results. The principle results obtained from this analysis are as follow:

- 1) The analysis of CVR, as well as other smart grid technologies, requires the use of time-series simulations.
- 2) The behavior of end use loads is more complicated than generally acknowledged. Voltage dependent multi-state models must be used.
- 3) CVR provides peak load reduction and annual energy reduction of approximately 0.5%-3% depending on the specific feeder.
- 4) When extrapolated to a national level it can be seen that a complete deployment of CVR, 100% of distribution feeders, provides a 3.04% reduction in annual energy consumption.
- 5) If deployed only on high value distribution feeders, 40% of distribution feeders, the annual energy consumption is still reduced by 2.4%.
- 6) In a practical deployment of CVR heavily loaded higher voltage feeders should be targeted.
- 7) Loss reduction is not a significant benefit of CVR.

- <https://site.ieee.org/pes-vvtf>



IEEE.org | IEEE Xplore Digital Library | IEEE Standards | IEEE Spectrum | More Sites

IEEE PES Power & Energy Society®

Volt Var Optimizatон Working Group

IEEE

HOME LINKS OFFICERS CALENDAR AGENDAS & MEETING MINUTES MEETING PRESENTATIONS NEWS

Search this site

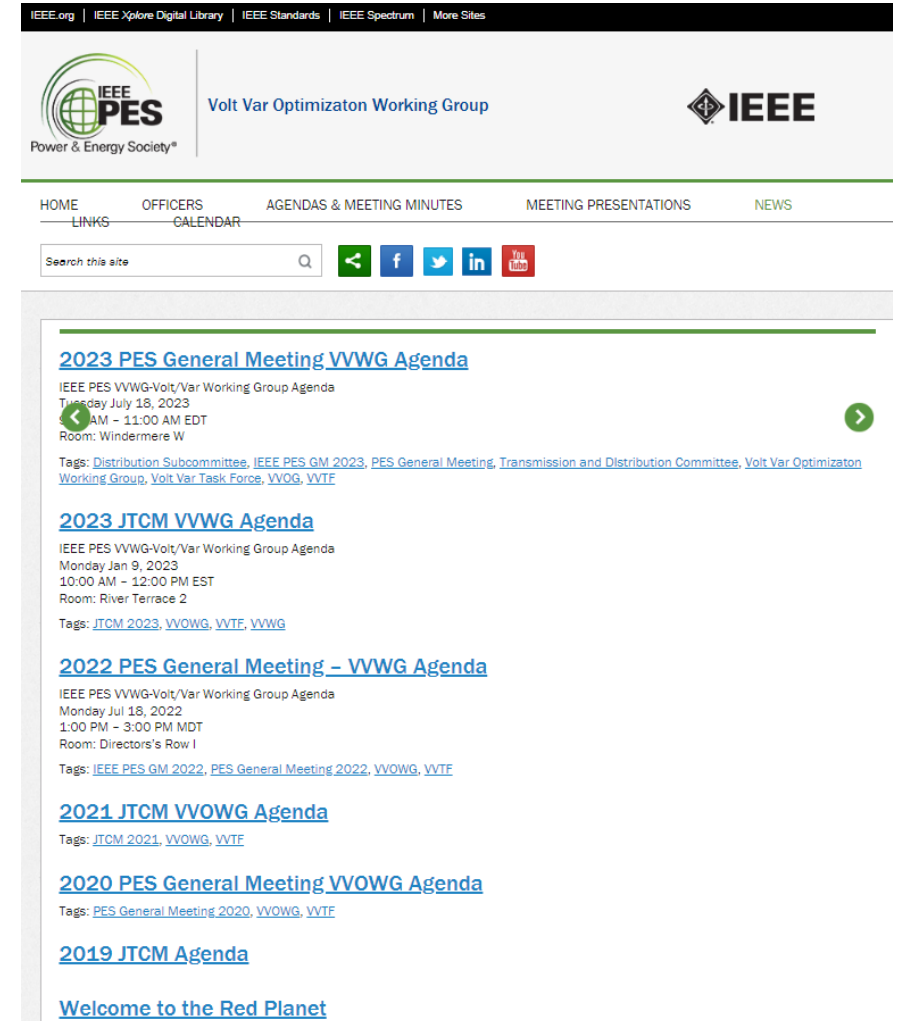
HOME

**Welcome to the IEEE PES Volt VAR Optimization Working Group Website!**

The Volt VAR Optimization Working Group of the [IEEE Power & Energy Society](#) Distribution Subcommittee is tasked with understanding how new technologies such as distributed resources, renewables, plug in hybrids with their increased penetration in the distribution system will impact volt/var control and optimization and how it needs to change in the future. Another area of focus is how the smart grid can benefit from technologies such as smart inverters that can not only provide active power but also reactive power and thus provide volt/var control. Along with the technology issues the task force will drive how industry standards need to evolve or shift to account for needed technology and system changes. The task force members are industry leaders, practitioners, students and academics with a common professional interest in electric power and energy. To join the IEEE and the PES, click [here](#).

**CVR M&V Task Force**

The CVR M&V Task Force is formed to "Investigate the data scenarios and M&V approaches across utilities in order to validate the need for an IEEE CVR/VVO M&V Standard or Recommended Practice." [Details...](#)

IEEE.org | IEEE Xplore Digital Library | IEEE Standards | IEEE Spectrum | More Sites

IEEE PES Power & Energy Society®

Volt Var Optimizatон Working Group

IEEE

HOME LINKS OFFICERS CALENDAR AGENDAS & MEETING MINUTES MEETING PRESENTATIONS NEWS

Search this site

[2023 PES General Meeting VVWG Agenda](#)

IEEE PES VVWG-Volt/Var Working Group Agenda  
Tuesday July 18, 2023  
8:00 AM - 11:00 AM EDT  
Room: Windermere W

Tags: [Distribution Subcommittee](#), [IEEE PES GM 2023](#), [PES General Meeting](#), [Transmission and Distribution Committee](#), [Volt Var Optimizatон Working Group](#), [Volt Var Task Force](#), [VVWG](#), [VVTF](#)

[2023 JTCM VVWG Agenda](#)

IEEE PES VVWG-Volt/Var Working Group Agenda  
Monday Jan 9, 2023  
10:00 AM - 12:00 PM EST  
Room: River Terrace 2

Tags: [JTCM 2023](#), [VVOWG](#), [VVTF](#), [VVWG](#)

[2022 PES General Meeting – VVWG Agenda](#)

IEEE PES VVWG-Volt/Var Working Group Agenda  
Monday Jul 18, 2022  
1:00 PM - 3:00 PM MDT  
Room: Directors's Row I

Tags: [IEEE PES GM 2022](#), [PES General Meeting 2022](#), [VVOWG](#), [VVTF](#)

[2021 JTCM VVOWG Agenda](#)

Tags: [JTCM 2021](#), [VVOWG](#), [VVTF](#)

[2020 PES General Meeting VVOWG Agenda](#)

Tags: [PES General Meeting 2020](#), [VVOWG](#), [VVTF](#)

[2019 JTCM Agenda](#)

[Welcome to the Red Planet](#)



- [https://site.ieee.org/pes-vvtf/files/2021/05/IEEE\\_CVR\\_VVO\\_MV\\_TF\\_Report\\_final.pdf](https://site.ieee.org/pes-vvtf/files/2021/05/IEEE_CVR_VVO_MV_TF_Report_final.pdf)

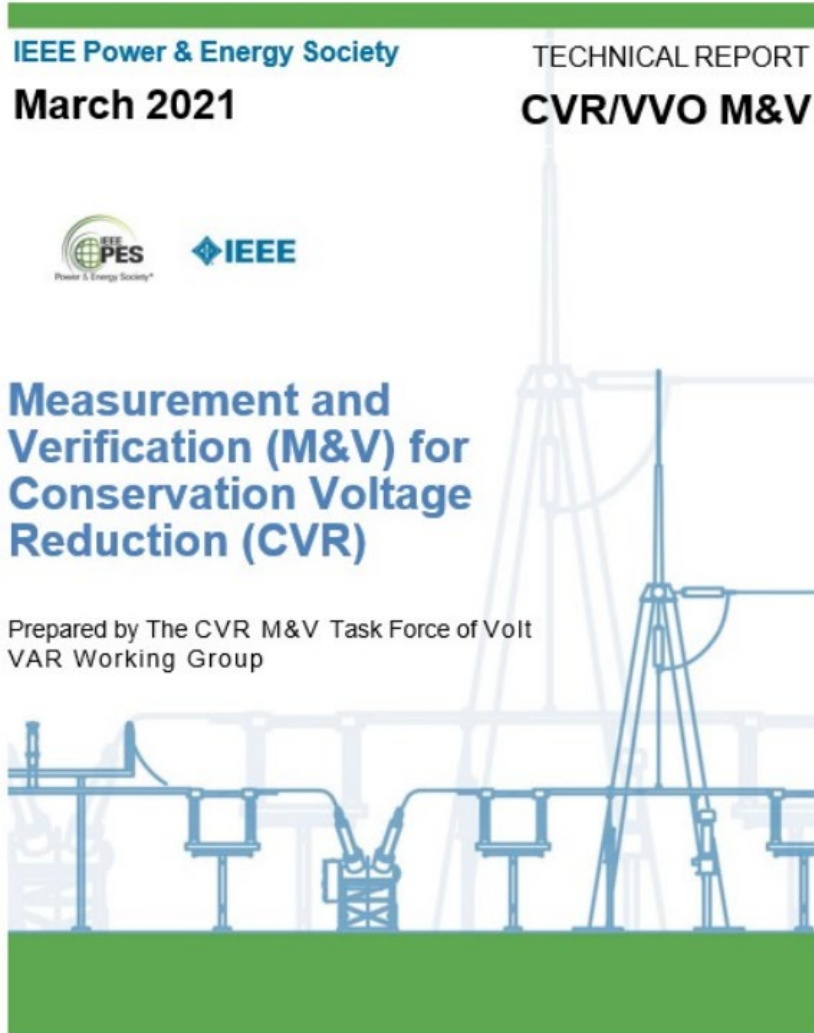


Table 3.18. Summary of studied cases

Utility/Project	Type	Year	CVR Factor Method	Assessment	CVR Factor
AEP [6]-[11]	Program	2014/2016/2019	Regression-based		*
Central Lincoln People's Utility District [12]	Pilot	2013-2014	Comparison-based		0.43 (summer); 1.05 (winter)
EKPC [13]	Test case	2019	Regression-based		*
AIC [14]-[15]	Pilot/Program	2012-2013/2017-2018/2018-2025	Regression-based		0.148-1.48
ComEd [16]-[18]	Program	2018-2025	Regression-based/Constant CVR factor		0.8
IPC [19]-[21]	Program	2009-2016	Constant CVR factor/ Comparison-based		0.41-5.75 (residential); 0.19-2.89 (commercial)
PEPCO [22]-[23]	Pilot	2012-2014/2018	Regression-based		*
West Penn Power Company [22], [24]	Study	2012-2014	Regression-based		0.86
IPL [22], [25]	Program	2012-2013	Comparison-based		0.85 (2012); 0.75 (2013)
PECO [26]-[28]	Program	2009-2012/2013-2016	Regression-based		1.08
PGE [20], [29]	Pilot/Plan for program	2014/2018	Comparison-based		*
SMUD [30]-[31]	Test/Plan for program	2010-2014/2017	Comparison-based		*
Duke Energy Ohio [32]-[34]	Pilot	2008-2016	Constant CVR factor		0.50-0.79
Xcel Energy [35]-[37]	Pilot/Plan for program	2011-2012/2015-2020/2019	Simulation-based method/Statistical analysis		1.7 (2011); 2.7 (2012); 0.8(2019); 0.78 (2020); 0.77(2021)
Avista Utilities [38]-[39]	Program/Plan for program	2013-2014/2019	Regression-based/Simulation-based		0.833-0.881
PG&E [40]-[41]	Pilot/Plan for program	2013-2016	Regression-based		0.6-0.8
SCE [42]	Demonstration Project/Plan for program	2012-2015/2019	Regression-based		1.56
GWP [43]-[44]	Pilot/Program	2014-2015/2015-2018	Comparison-based		*
PSE [45]	Program	2015-2016	Regression-based		0.475
Dominion Energy [46]	Program	2009-2011	Comparison-based		0.92
I&M [47]-[49]	Program	2014-2015/2019	Regression-based		-1.13-11.38 (2014-2015); -0.43-4.48 (2018)
PSE&G [50]	Plan for pilot	2018-2025	Regression-based		*
KCP&L [51]-[52]	Demonstration Project	2015	Comparison-based		0.14-2.073 (overall 0.889)
Choptank Electric Cooperative [53]	Program	2018	Comparison-based		*

38

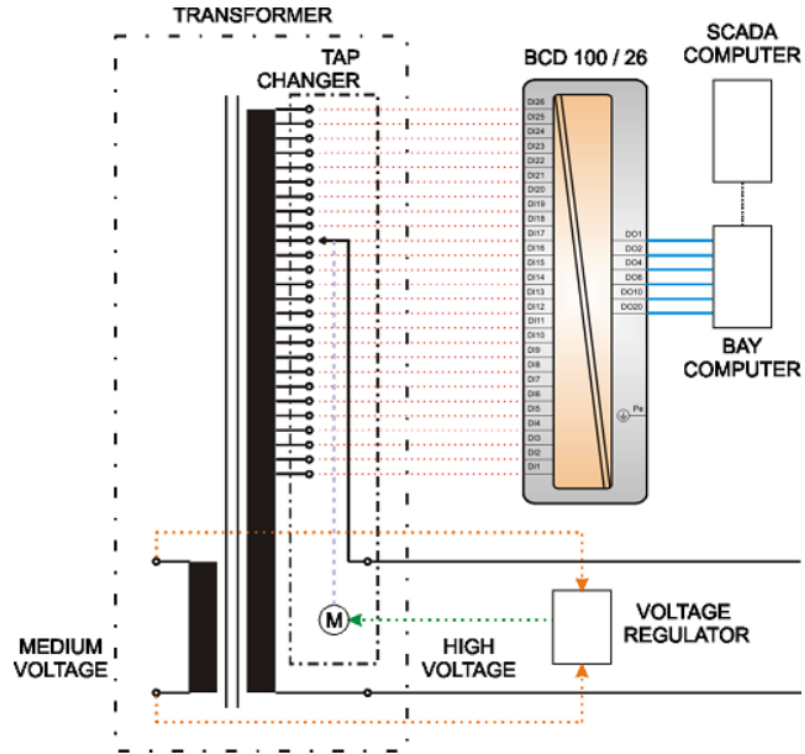
NRECA [54]	Test	2012-2014	Comparison-based		1.04-1.05
NEEA [19]	Pilot	2006-2007	Comparison-based		0.17-1.12

\* No CVR factor was found

# VECTOR VS

## Регулювання напруги при CVR

1.Зміна за допомогою РПН



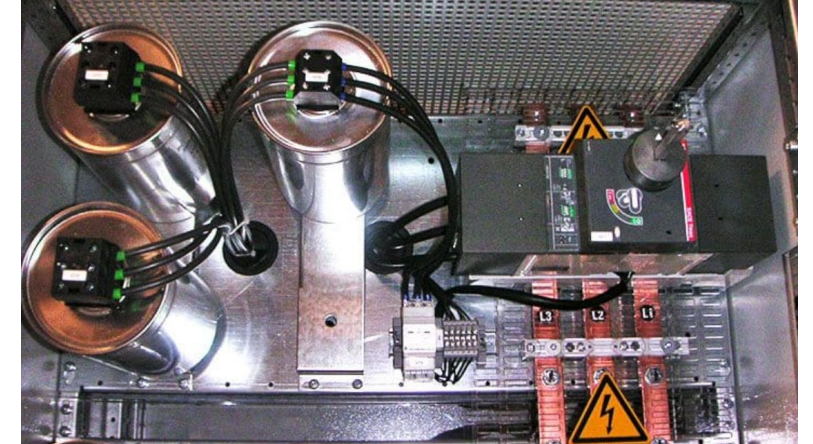
Використовується в системах розподілу

2.Зміна за допомогою ПБВ



Використовується по місцю

3.За допомогою конденсаторів 0,4 кВ



Використовується по місцю

Розглянемо графік моменту підключення КУ на одному з об'єктів:

Рівень напруги зростає з 236,5 до 238,5 (на 0,84%). Реактивна потужність зменшується з 270 до 150 кВАр (на 120 кВАр). Тобто, для цієї мережі, напруга збільшується десь на 0,69 % при додаванні 100 кВАр реактивної потужності. Крім того, за рахунок підвищення напруги, споживання активної потужності збільшилось з 492,7 до 498 кВт. (на 5,3 кВт, або 1%).

Таким чином, підключення КУ призвело до зменшення споживання реактивної потужності на 120 кВАр, та зростання споживання активної потужності на 5,3 кВт. Перерахуємо це у грошовий еквівалент  $120 \text{ кВАр} * 0,10 \text{ грн}$  та  $5,3 \text{ кВт} * 5 \text{ грн}$ . Економія 12 грн за годину на реактивній потужності, та збільшення витрат на 26,5 грн. на активну потужність. Тобто збільшення споживання активної потужності перебиває розмір економії.



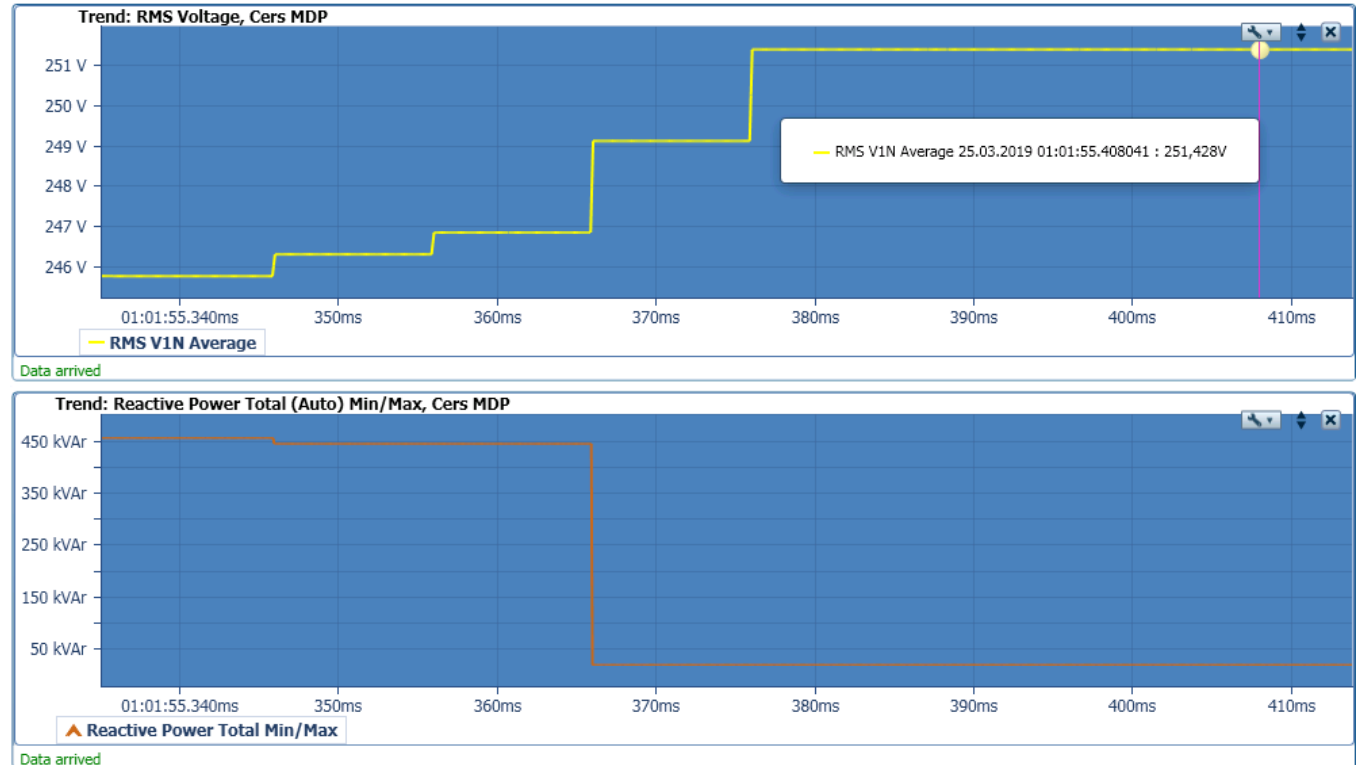
Чи є методи для оцінки впливу ПКРП на рівень напруги. Так, ця інформація доступна, наприклад, в матеріалах Ю.С. Желєзко наводяться наступні дані:

Потужність трансформатора, кВА.	Підвищення напруги, % на 100 кВАр.
100	+5,5
160	+3,5
250	+2,3
400	+1,45
630	+0,9
1000	+0,59

Таким чином вплив ПКРП на рівень напруги визначається потужністю джерела живлення. Наприклад, підключення ємності 300 кВАр до трансформатора 1000 кВА призведе до підвищення напруги на 1,77%. А підключення 600 кВАр до трансформатора 1600 кВА підніме напругу на 2,21%.

Враховуючи попередні данні, щодо впливу реактивної потужності на рівень напруги. Цей фактор обов'язково повинен бути врахований при встановленні ПКРП. На графіках праворуч вимірювання на одному з підприємств, де рівень фазної напруги при включенні конденсаторів підвищився до значення 251 В. Це не тільки призводить до підвищеного споживання активної енергії, а також значно зменшує термін експлуатації всього підключеного до мережі обладнання.

Тобто в сучасних умовах, при встановленні ПКРП треба враховувати існуючий рівень напруги, та проводити заходи з його оптимізації, для отримання додаткової суттєвої економії за рахунок зниження споживання активної потужності.



## Розрахунок встановлення ПКРП 780 кВАр без зниження напруги.

Зробимо розрахунок для ТП1600 кВА без зниження напруги. Рівень напруги до встановлення ПКРП 415 В. Після встановлення, виріс до 422 В, а саме головне, за рахунок підвищення напруги зросло і споживання активної потужності на 10,62 кВт на годину, збільшення споживання активної потужності перебиває розмір економії за рахунок компенсації реактивної (907 євро на місяць економія реактивної потужності, та -969, вартість додаткового споживання активної потужності.)


### ТП1600 без зн. напр.

Вказані типові значення, підставте свої для необхідних обчислень

Споживання активної енергії, P кВт*год/міс.	Споживання реактивної енергії, Q кВАр*год/міс.
<input type="text" value="511000"/>	<input type="text" value="365000"/>
Максимальне споживання реактивної потужності, Q max кВАр*год трансформатора, S кВА	Потужність силового трансформатора, S кВА
<input type="text" value="650"/>	<input type="text" value="1600"/>
Середнє значення лінійної напруги в мережі, В	Положення перемикача на стороні ВН трансформатора, %
<input type="text" value="415"/>	<input type="text" value="2.5 %"/>
Вартість активної потужності P, грн. за кВт*год	Зниження напруги для розрахунку, %
<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="0 %"/>
Вартість реактивної потужності P, грн. за кВАр*год	Положення перемикача на стороні ВН трансформатора після регулювання, %
<input type="text" value="0,1"/>	<input type="text" value="2,5"/>

### Економія енергії, на місяць

Після встановлення пристрою компенсації



Вартість КРП, EUR	42 900,00
Економія, EUR/міс.	-62,50
<b>Термін окупності</b>	<b>-686,45 міс</b>

### Результат обчислень

<input type="checkbox"/> Середнє значення лінійної напруги в мережі після встановлення КУ, В	422,76
<input type="checkbox"/> Рекомендований рівень лінійної напруги в мережі, В	390,00
<input type="checkbox"/> Рекомендована потужність пристрою компенсації, кВАр	780,00
<input type="checkbox"/> Середнє значення напруги в мережі після зниження, В	422,76
<input type="checkbox"/> Економія активної потужності, кВт/год	-10,62

[Завантажити в Excel](#)



## Розрахунок встановлення ПКРП 780 кВАр зі зниженням напруги 7,5%.

Тепер зробимо розрахунок для ТП1600 кВА зі зниженням напруги на 7,5%. Рівень напруги до встановлення ПКРП 415 В. Після встановлення, та зниження 7,5% дорівнює 391 В, а саме головне за рахунок зниження напруги зменшилось споживання активної потужності на 32,76 кВт на годину, зменшення споживання активної потужності значно збільшує розмір економії (907 євро на місяць економія реактивної потужності, та 2989, євро вартість економії активної потужності.)

### ТП1600 7,5% зн. напр

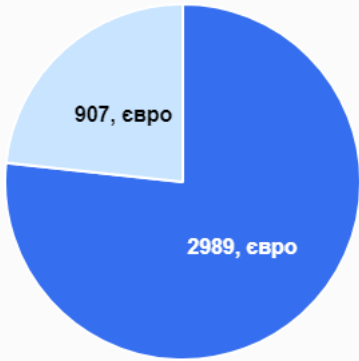
Вказані типові значення, підставте свої для необхідних обчислень

Споживання активної енергії, P кВт*год/міс.	Споживання реактивної енергії, Q кВАр*год/міс.
<input type="text" value="511000"/>	<input type="text" value="365000"/>
Максимальне споживання реактивної потужності, Q max кВАр*год трансформатора, S кВА	Потужність силового трансформатора, S кВА
<input type="text" value="650"/>	<input type="text" value="1600"/>
Середнє значення лінійної напруги в мережі, В	Положення перемикача на стороні ВН трансформатора, %
<input type="text" value="415"/>	<input type="text" value="2.5 %"/>
Вартість активної потужності P, грн. за кВт*год	Зниження напруги для розрахунку, %
<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="7.5 %"/>
Вартість реактивної потужності P, грн. за кВАр*год	Положення перемикача на стороні ВН трансформатора після регулювання, %
<input type="text" value="0,1"/>	<input type="text" value="-5"/>

### Економія енергії, на місяць

Після встановлення пристрою компенсації

- Активна
- Реактивна



Вартість КРП, EUR	42 900,00
Економія, EUR/міс.	3 895,92
Термін окупності	11,01 міс

---

### Результат обчислень

Середнє значення лінійної напруги в мережі після встановлення КУ, В	422,76
Рекомендований рівень лінійної напруги в мережі, В	390,00
Рекомендована потужність пристрою компенсації, кВАр	780,00
Середнє значення напруги в мережі після зниження, В	391,06
Економія активної потужності, кВт/год	32,76

[Завантажити в Excel](#)

При застосуванні методу CVR необхідно приділити особливу увагу провалам напруги, які існують в мережі підприємства. На графіках праворуч наведені вимірювання одного з промислових підприємств. На графіках рівня напруги можна відслідкувати одне переривання напруги, три провали, які перевищують за своєю глибиною інші (скоріше за все викликані зовнішніми причинами). Також окремо можна зазначити велику кількість просадок напруги до 200-195 В, які обумовлені запуском потужних двигунів. Під час зниження напруги обов'язково необхідно враховувати ці просадки, та вживати заходів для їх зменшення.





# VECTOR VS

## Тип ПКРП при застосуванні методу CVR

На графіках приведено вимірювання на промисловому об'єкті під час роботи звичайних (контакторних) пристроїв компенсації реактивної потужності.

Як ми можемо побачити, під час короточасних піків споживання реактивної потужності (до 1,2 МВАр) звичайна ПКРП не встигає компенсувати цей накид споживання, що призводить до значної просадки напруги в мережі. Знижувати напругу в таких умовах дуже небезпечно, тому що значно підвищуються ймовірність відключення обладнання внаслідок недостатнього рівня напруги



У збільшеному масштабі момент пуску з попередньої сторінки (звичайні КУ в роботі). Споживання реактивної потужності біля 1145 кВАр. Воно є основним чинником зниження напруги з 226 до 214 В на 12В (5,6%). Додатковий струм з мережі під час пуску 2800-1600=1200А.

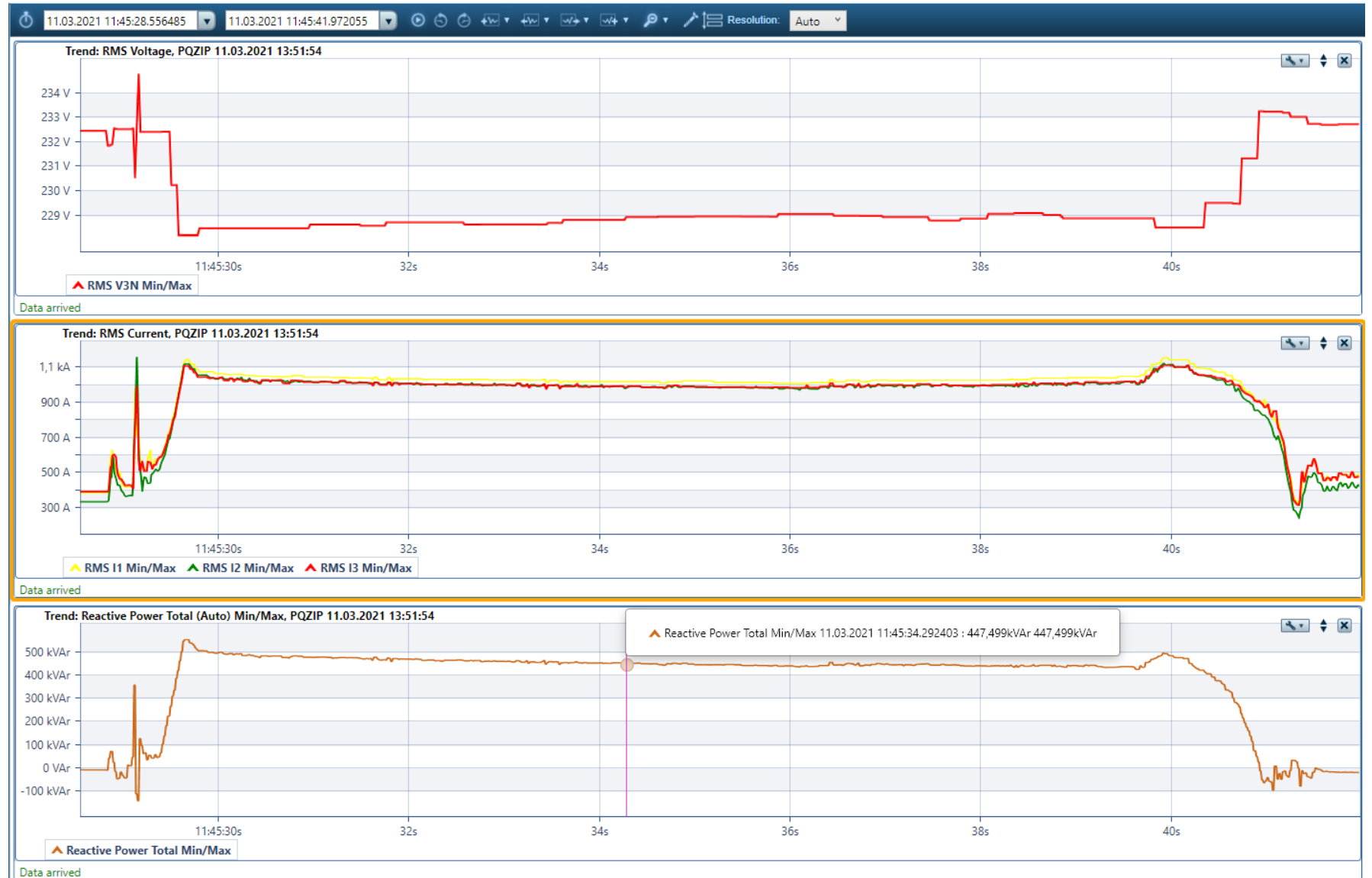


# VECTOR VS

## Тип ПКРП при застосуванні методу CVR

### Аналогічний запуск

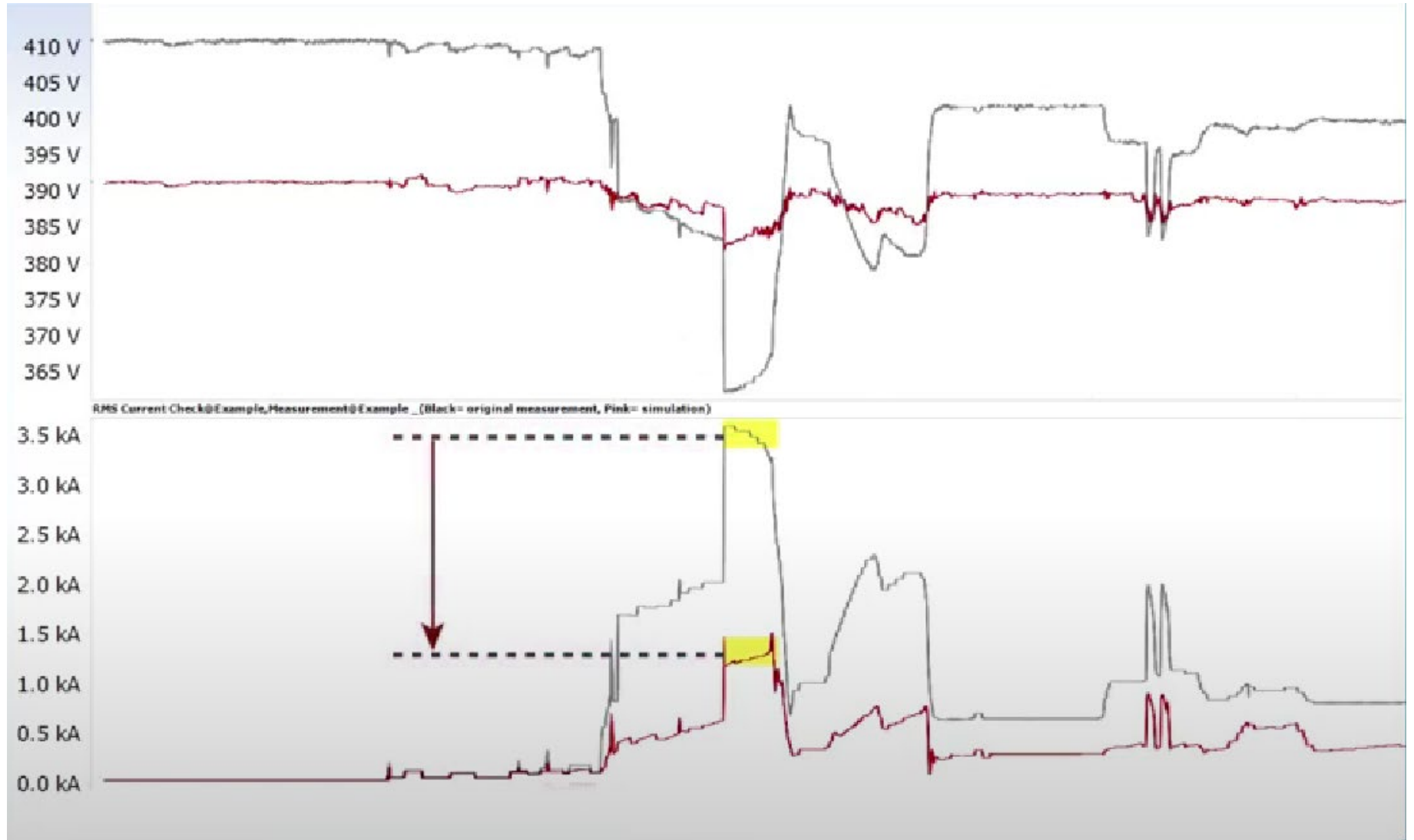
після заміни звичайних, контакторних ПКРП, на установки динамічної компенсації 780кВАр. Споживання реактивної потужності в момент пуску близько 447 кВАр(проти 1145 кВАр). (установка миттєво включилася на повну потужність і компенсувала значну частину реактивної потужності). Зниження напруги з 232,5 до 229 В на 3,5 В (1,5%). Таким чином рівень просадки напруги знижений більш ніж у 3 рази. Додатковий струм з мережі під час пуску  $1100-400=700\text{A}$ , зменшився на 500А.



# VECTOR VS

## Моделювання рівня напруги в мережі після встановлення ПКРП

На графіках праворуч відображені виміряні параметри напруги та струму (чорним кольором), та моделювання параметрів мережі при зниженні напруги на (5%) і встановленні швидкодіючої ПКРП. На графіку напруги можна помітити, що встановлення швидкодіючої ПКРП дозволяє зменшити просадку до 385 В, в порівнянні з 365 В, яка була раніше, також пікове значення струму зменшилося з 3,5 до 1,5 кА. Тобто запровадження швидкодіючої ПКРП дозволяє безпечно знизити напругу на 5%, та стабілізувати її.



1. Попередній аналіз показників за допомогою калькулятора окупності ПКРП.
2. При позитивних попередніх розрахунках, проведення необхідних вимірювань, аналізатором класу А для підтвердження попередніх даних, уточнення рівня просадок напруги, які існують в мережі.
3. Аналіз проведених вимірювань. Надання звіту з урахуванням уточнених даних, та техніко-економічного обґрунтування впровадження проекту енергозбереження.
4. Впровадження проекту енергозбереження (розробка проекту підключення, закупівля, встановлення та пуско-наладка обладнання).
5. Проведення вимірювань, та підготовка звіту, щодо реальних показників енергозбереження проекту.

1. Використання методу CVR в поєднанні з швидкодіючими пристроями компенсації реактивної потужності дозволяє суттєво підвищити економічний ефект від встановлення пристроїв компенсації, та в деяких випадках скоротити термін окупності проекту до 1 року.

2. Навпаки, встановлення пристроїв компенсації без урахування їх впливу на рівень напруги призводить до зворотнього ефекту. Зменшення споживання реактивної потужності перекривається збільшенням споживання активної потужності внаслідок зростання напруги. Особливо це вдається взнаки в сучасних умовах, коли вартість активної потужності зросла дуже суттєво.

3. Найбільш перспективними з точки зору ефективності впровадження цього методу є об'єкти в яких є наступні ознаки:

3.1. Підвищений середній рівень напруги, вище  $1,05 U_n$ .

3.2. Середнє завантаження трансформатору від 30%, а краще вище 50%.

3.3. Наявна можливість зниження напруги.

4. Крім зниження споживання реактивної та активної потужності цей метод дозволяє суттєво скоротити значення пікового споживання підприємства (в середньому на 2% на 1% зниження напруги). Це дозволяє отримати додатковий резерв потужності, та можливість встановлення нових виробничих ліній.