

MODYFIKACJE ALGORYTMU REGULACJI NAPIĘCIA SN METODĄ KOMPENSACJI SPADKÓW NAPIĘCIA NA WIELU LINIACH NA PODSTAWIE DOŚWIADCZEŃ Z REALIZACJI TESTOWEJ

Jacek JEMIELITY¹, Łukasz CZAPLA², Piotr KOLENDO³

1. Instytut Energetyki O/Gdańsk
tel.: +48 607 300 229 e-mail: j.jemielity@ien.gda.pl
2. Instytut Energetyki O/Gdańsk
tel.: +48 503 605 355 e-mail: l.czapla@ien.gda.pl
3. Instytut Energetyki O/Gdańsk
tel.: +48 791 263 085 e-mail: p.kolendo@ien.gda.pl

Streszczenie: Artykuł przedstawia doświadczenia z testowego wdrożenia zaawansowanego systemu sterowania poziomem napięcia u odbiorców, wykorzystującym algorytm kompensacji spadku napięcia na wielu liniach. Autorzy zaproponowali modyfikacje literaturowych opisów tego algorytmu i jego rozszerzenie tak, że do regulacji napięcia sieci dystrybucyjnej wykorzystywany jest transformator o zmiennej przekładni oraz magazyn energii, jako źródło mocy biernej. W pracy przedstawiono wnioski z badań przeprowadzonych w ramach realizacji programu badawczego GEKON, który dotyczył budowy baterijnego magazynu energii.

Słowa kluczowe: napięcie SN, Multiple Line Drop Compensation - MLDC, Conservation Voltage Reduction - CVR, Demand Response - DR.

1. WSTĘP

Fakt istnienia zależności, pomiędzy poziomem napięcia w sieci SN, a wielkością mocy czynnej i biernej pobieranej przez odbiorców energii elektrycznej, jest powszechnie znany [1, 2]. Zjawisko to wykorzystane w dużej skali, np. przez Operatora Sieci Dystrybucyjnej (OSD), może służyć do szybkiej zmiany bieżącego poboru mocy czynnej i biernej, zarówno w kierunku redukcji, jak i zwiększenia obciążenia, czyli do sterowania popytem na energię (ang. *Demand Response* - DR). Z kolei przy długookresowym, trwałym obniżeniu napięcia u odbiorców do dopuszczalnych poziomów, można obniżyć całkowite zużycie energii, tym samym zwiększając efektywność energetyczną systemu. To drugie zastosowanie, czyli oszczędnościowa redukcja napięcia (ang. *Conservation Voltage Reduction* - CVR), jest powszechnie stosowane np. w Stanach Zjednoczonych.

Jedną z metod prowadzenia regulacji napięcia sieci średniego napięcia z zainstalowaną rozproszoną generacją i magazynami energii jest wykorzystanie algorytmu kompensacji spadku napięcia na wielu liniach (ang. *Multiple Line Drop Compensation* - MLDC), zaproponowanego w publikacjach [3, 4].

2. OPIS ALGORYTMU MLDC

Algorytm MLDC służy do wyznaczania optymalnego położenia podobciążeniowego przełącznika zaczeń (PPZ) transformatora WN/SN zainstalowanego w Głównym Punkcie Zasilania (GPZ). Proces wyznaczania nowego, optymalnego numeru zaczepu opiera się o obliczenia rozprywu mocy na podstawie modelu sieci, do którego są wprowadzone na bieżąco rzeczywiste pomiary i stan topologii. Bezpośrednią korzyścią wynikającą z wdrożenia algorytmu MLDC, jest zapewnienie lepszej kontroli napięć występujących w głębi sieci, szczególnie z uwzględnieniem bardzo dużego zróżnicowania obciążenia poszczególnych linii zasilających wynikającego z działania rozproszonej generacji i magazynów energii. Pozwala to na pełne wykorzystanie dozwolonego zakresu zmienności napięcia u odbiorców (+/-10%) bez utrzymywania zbędnych marginesów bezpieczeństwa.

Algorytm MLDC wymaga znajomości modelu sieci elektroenergetycznej średniego napięcia (SN). Stanowi to obecnie istotną barierę, ponieważ generalnie modele takie nie są osiągalne. W przyszłości, jeżeli nastąpi powszechna implementacja standardu *Common Information Model* (CIM) w systemach informatycznych OSD, to dostępność aktualnego modelu sieci nie będzie stanowiła problemu.

2.1. Definicja funkcji celu algorytmu MLDC

W algorytmie MLDC definiuje się funkcję celu J , korzystającą z wartości skrajnych odchyłek napięcia na liniach zasilających. Funkcję J należy minimalizować:

$$J = \sum_{i=1}^N \left[(U_{i,\max} - U_{\text{nom}})^2 + (U_{\text{nom}} - U_{i,\min})^2 \right] \quad (1)$$

z ograniczeniami:

$$U_{i,\max} \leq U_{\max} \quad (2)$$

$$U_{i,\min} \geq U_{\min} \quad (3)$$

gdzie:

- N liczba linii zasilanych przez transformator GPZ,
 U_{nom} napięcie nominalne sieci,
 $U_{i,max}$ maksymalne napięcie na i-tej linii zasilającej,
 $U_{i,min}$ minimalne napięcie na i-tej linii zasilającej.

Wartości $U_{i,max}$ i $U_{i,min}$ dla wybranego zaczeptu transformatora zainstalowanego w GPZ, są wyznaczane na podstawie rozptywu mocy w aktualnym modelu sieci SN. Są to napięcia na szynach wyższego napięcia transformatorów stacji odbiorczych SN/nn. Przekładnie tych transformatorów oraz spadki napięcia na liniach niskiego napięcia (pomiędzy transformatorami a licznikami energii elektrycznej u odbiorców) są uwzględnione przez przyjęcie odpowiednich wartości U_{min} i U_{max} w ograniczeniach (2) i (3).

2.2. Wyznaczenie optymalnej przekładni transformatora

Wartość funkcji celu J w równaniu (1) zależy ściśle od wartości napięcia występującego na szynach SN w GPZ, czyli od numeru zaczeptu Z transformatora WN/SN. Należy wyznaczyć wartości funkcji celu J dla wszystkich pozycji przełącznika zaczeptów oraz wybrać minimalną wartość funkcji celu J^* , związaną z optymalnym, w danych warunkach, zaczeptem Z^* . Jednak w większości przypadków ewentualne przełączenie PPZ następuje tylko o jeden zaczept a dodatkowo obliczenia dla numerów zaczeptu odległych od bieżącego położenia PPZ mogą dać nierealne wyniki ze względu na brak uwzględnienia zmian obciążenia przy zmianie napięcia. Dlatego można ograniczyć liczbę przeliczanych przypadków rozptywu mocy do kilku w okolicach aktualnego położenia zaczeptu Z (np. $J[Z-3]$, $J[Z-2]$, $J[Z-1]$, $J[Z]$, $J[Z+1]$, $J[Z+2]$, $J[Z+3]$).

2.3. Strefa nieczułości regulacji algorytmu MLDC

Wadą algorytmu MLDC realizowanego tylko w oparciu o równanie (1) z ograniczeniami (2) i (3) mogą być zbyt częste przełączenia PPZ transformatora, dlatego potrzebna jest strefa nieczułości, która wyeliminuje przełączenia poprawiające wartość funkcji celu w niewielkim stopniu. Mając bieżącą wartość funkcji celu J w chwili t tj. $J(Z(t))$ oraz wyliczoną nową, optymalną wartość dla chwili $(t+1)$ tj. $J^*(Z^*(t+1))$ można zdefiniować bezwymiarowy współczynnik *Performance Index Ratio* (*PIR*) [4], służący do wyznaczenia strefy martwej dla zmiany zaczeptu z położenia bieżącego Z na optymalne Z^* :

$$PIR = 1 - \frac{J(Z^*(t+1))}{J(Z(t))} \quad (4)$$

gdzie:

- $Z(t)$ – bieżący numer zaczeptu,
 $Z^*(t+1)$ – wyznaczony nowy, optymalny numer zaczeptu.

Następnie wyznacza się uchyb regulacji e , który przyjmuje wartości:

$$e = \begin{cases} 1 & \text{dla } Z^*(t+1) > Z(t) \text{ i } PIR > \varepsilon \\ -1 & \text{dla } Z^*(t+1) < Z(t) \text{ i } PIR > \varepsilon \\ 0 & \text{w pozostałych przypadkach} \end{cases} \quad (5)$$

gdzie:

- ε - zdefiniowana strefa nieczułości.

Jeśli zmiana zaczeptu z $Z(t)$ na $Z^*(t+1)$ daje niewielką zmianę współczynnika *PIR*, to powinna być wstrzymana (uchyb $e = 0$).

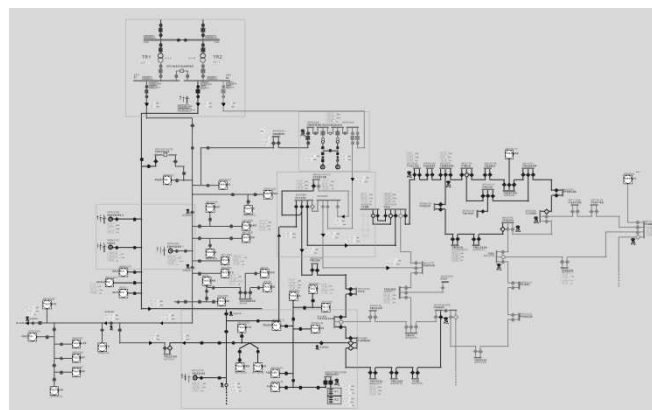
3. PRAKTYCZNA REALIZACJA ALGORYTMU MLDC W ŚRODOWISKU TESTOWYM

Testowe wdrożenie regulacji napięcia zgodnie z algorytmem MLDC wykonano w ramach projektu GEKON [5], którego celem była budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) z baterijnym magazynem energii (ME). Regulacja napięcia realizowana z wykorzystaniem algorytmu MLDC była jedną z dodatkowych funkcji układu sterowania magazynu ME.

Na rysunku 1 pokazano schemat sieci SN, której dotyczył projekt GEKON. Sieć LOB obejmuje trzy linie SN wychodzące z GPZ zasilanego przez dwa transformatory z klasycznymi regulatorami utrzymującymi napięcie na szynach 15 kV. W sieci LOB znajdują się 82 stacje SN/nn oraz źródła rozproszone w postaci 4 farm wiatrowych (3200, 1600, 600 i 600 kW), 2 generatorów synchronicznych w biogazowni (2x400 kW), oraz magazyn ME o mocy 750 kW i pojemności 1500 kWh. Magazyn ME, jako jedyne źródło rozproszone, posiada zdolność generacji mocy biernej, której zakres zależy od aktualnej mocy czynnej ładowania lub rozładowania, zgodnie z ograniczeniem prądu inwertera wynikającym z równania:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}, \quad (6)$$

gdzie S jest mocą pozorną magazynu ME równą 750 kVA.



Rys.1. Schemat sieci testowej LOB

3.1. Modyfikacja algorytmu MLDC – wykorzystanie źródła mocy biernej w sieci SN

Podczas obliczania optymalnej wartości funkcji celu (1) w kolejnych iteracjach obliczeń rozptywu mocy sieci LOB wprowadzono oprócz zmiany numeru zaczeptu Z transformatora, również zadaną zmianę mocy biernej Q_{ME} magazynu ME o dyskretnych wartościach ze zbioru:

$$\left(-Q_{max}, -\frac{2}{3}Q_{max}, -\frac{1}{3}Q_{max}, 0, \frac{1}{3}Q_{max}, \frac{2}{3}Q_{max}, Q_{max}\right),$$

Przyjęcie skoku $\frac{1}{3}Q_{max}$, gdzie Q_{max} jest liczbowo równe mocy pozornej S magazynu, nie jest przypadkowe, lecz wynika z wyznaczonego obliczeniowo wpływu mocy biernej magazynu Q_{ME} na zmianę napięcia w sieci. Obszar poszukiwań optymalnej wartości funkcji celu J przyjmuje formę dwuwymiarowej tablicy (Z, Q_{ME}), jak na rysunku 2. Należy pamiętać, że zgodnie z (6) zakres dostępnej mocy biernej ME na rysunku 2 może być w danej chwili ograniczony przez wartość chwilowej mocy czynnej, której generacja lub pobór ma priorytet. Łącznie znalezienie

optymalnych wartości (Z^* , Q_{ME}^*) wymaga wykonania maksymalnie $7 \times 7 = 49$ obliczeń rozptyłu mocy w sieci testowej.

	Z-3	Z-2	Z-1	Z	Z+1	Z+2	Z+3
Q_{max}			$J^*(t+1)$				
$2/3 Q_{max}$							
$1/3 Q_{max}$							
0				$J(t)$			
$-1/3 Q_{max}$							
$-2/3 Q_{max}$							
$-Q_{max}$							

Rys. 2. Obszar poszukiwań optymalnej wartości funkcji celu $J^*(t+1)$ dla kolejnej iteracji na płaszczyźnie (Z , Q_{ME})

3.2. Sterowanie przełącznikami zacze- pów transformatorów

W charakterze elementów wykonawczych sterujących przełączaniem zacze- pów transformatorów w GPZ w układzie testowym zastosowano regulatory napięcia o zmodyfikowanym algorytmie działania. Modyfikacja polegała na przesłaniu zdalnie do regulatora wartości zadanej napięcia na szynach 15 kV, która była określana w trakcie obliczeń optymalnej wartości funkcji celu J^* . Tak długo, jak istniało aktywne połączenie komunikacyjne regulatora z układem sterującym ME, przesłana zdalnie wartość napięcia zadane- go tymczasowo zastępowała nastawę zapamiętaną w pamięci nastaw regulatora. Po zaniku łączności albo zablokowaniu działania algorytmu MLDC regulator wracał do pierwotnej wartości zadanej.

Zastosowanie regulatorów napięcia w charakterze elementów wykonawczych ma istotny sens, ponieważ regulatory reagują na chwilowe zmiany napięcia na szynach WN i SN stacji oraz odliczają czas opóźnienia regulacji zależny od wartości odchyłki napięcia. Ponadto w regulatorze działają zawsze blokady i diagnostyka pomiarów oraz diagnostyka prawidłowego przełączania i pomiaru numeru zacze- pu. Ostatecznie, jeżeli algorytm MLDC przestanie być realizowany, np. w przypadku awarii sieci łączności lub uszkodzenia źródeł pomiarów używanych do zasilenia modelu obliczeniowego, regulatory bezpiecznie powracają do standardowych nastaw.

3.3. Modyfikacja funkcji celu algorytmu MLDC

Po uruchomieniu testowej wersji oprogramowania realizującego algorytm MLDC, w której oprócz zacze- pów transformatorów zmieniana była również moc bierna magazynu ME, niezbędna okazała się modyfikacja funkcji celu J ze wzoru (1). Dodano składową do funkcji celu, pozwalającą uwzględnić koszt funkcjonowania magazynu ME, jako źródła mocy biernej w algorytmie MLDC. Przez koszt funkcjonowania magazynu ME rozumie się w tym przypadku, względną ilość mocy biernej generowanej przez magazyn pomnożoną przez eksperymentalnie dobrany współczynnik wagowy r .

$$J = \sum_{i=1}^N \left[(U_{i,max} - U_{nom})^2 + (U_{nom} - U_{i,min})^2 \right] + r \times N \times (Q_{ME}/Q_{max})^2 \quad (7)$$

gdzie:

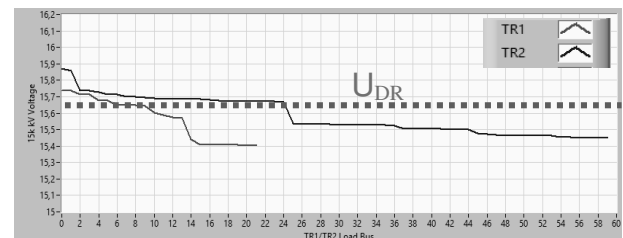
- r współczynnik wagowy dla generacji Q_{ME} ,
- N liczba linii zasilanych przez transformator GPZ,

Q_{ME} moc bierna magazynu ME.

Oryginalnie po załączeniu magazynu ME do generacji mocy biernej, następowało spłaszczenie profilu napięcia w segmencie sieci z magazynem, co w konsekwencji powodowało zmniejszenie wartości funkcji celu (1) tak, że w kolejnych iteracjach szansa na zmniejszenie generowanej mocy biernej przez magazyn była nikła. Po wprowadzeniu modyfikacji (7) w kolejnych krokach iteracji magazyn ME zarówno zwiększał, jak i zmniejszał generowaną moc bierną.

3.4. Analiza topologii sieci SN

Do analizy połączeń sieci i określenia, z którego transformatora GPZ (TR1 lub TR2) są zasilane poszczególne stacje odbiorcze SN/nn wykorzystano zaktualizowany w zakresie odwzorowania łączników model sieci. Wykonanie rozptyłu mocy przy zmianie numeru zacze- pu o 1 dla jednego transformatora dawało nowe, zmienione wartości napięcia na stacjach zasilanych z tego transformatora, co umożliwiło ich szybką identyfikację. Na rysunku 3 pokazano uporządkowane wykresy napięcia na stacjach SN/nn uzyskane po identyfikacji źródła zasilania w wyżej opisany sposób.



Rys. 3. Uporządkowany wykres napięcia stacji SN/nn zasilanych z transformatorów TR1 (22 stacje) i TR2 (60 stacji)

3.5. Wykorzystanie algorytmu MLDC do zmiany poziomu napięcia sieci

We wzorach (1) i (7) występuje napięcie nominalne sieci U_{nom} , jako napięcie odniesienia. Jeżeli w równaniach zastąpimy wartość U_{nom} przez U_{DR} :

$$U_{DR} = \left(1 + \frac{k}{100\%}\right) U_{nom} \quad (8),$$

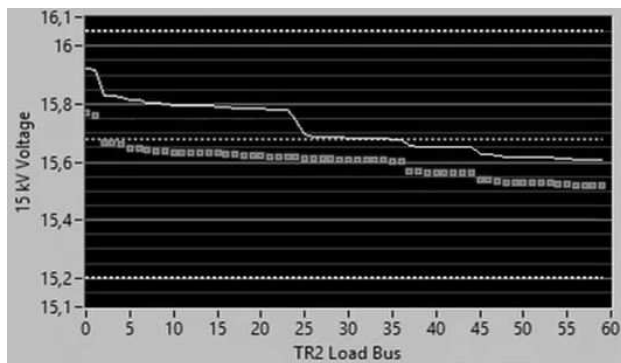
to zmieniając wartość k (wyrażoną w %) można zmieniać wartość napięcia odniesienia w funkcji celu (7) i wymusić zmianę napięcia sieci. Na przykład dla $k = 4,5\%$ w sieci testowej na szynach 15 kV w GPZ otrzymywane było napięcie około 15,8 kV odpowiadające w przybliżeniu standardowej wartości zadanej regulatorów napięcia transformatorów. Czyli zdalnie przesłana wartość zadana napięcia wyznaczona przez algorytm MLDC, odpowiadała nastawie w pamięci regulatora. Przy innych wartościach k , np. $k = 2,5\%$, algorytm MLDC spowoduje obniżenie napięcia sieci o odpowiednio 2%. Zmianę napięcia odniesienia (8) można wykorzystać do realizacji funkcji CVR i DR. Osobnym zagadnieniem jest szacowanie rzeczywistego wpływu obniżenia napięcia sieci na popyt na energię i efektywność energetyczną [6, 7].

4. BADANIA W UKŁADZIE TESTOWYM SIECI LOB

4.1. Próby regulacji według algorytmu MLDC dla standardowego i obniżonego napięcia sieci

W układzie testowym dostępny był aktualizowany na bieżąco model sieci obejmujący jedynie 3 z 14 linii SN zasilanych z GPZ. Z tego powodu warunkiem sprawdzenia w warunkach rzeczywistych poprawności realizacji algorytmu MLDC było utrzymanie poziomu napięcia na szynach SN w GPZ zbliżonego do standardowych nastaw regulatorów, ewentualnie obniżenie tego napięcia do wartości 15,5 kV. Odpowiadało to przyjęciu napięcia odniesienia ze wzoru (8) w przedziale $k \in [2,5..4,5]\%$. Przeprowadzone testy potwierdziły, że regulacja zgodnie z algorytmem MLDC skutecznie zastępowała regulację napięcia na szynach GPZ w oparciu o pomiary lokalne.

Na rysunku 4 pokazano przykład iteracyjnego wyznaczenia optymalnego numeru zaczepu i optymalnej generacji mocy biernej magazynu ME. Cienka linia pokazuje bieżący profil napięcia a linia pogrubiona profil optymalny uzyskany przez przełączenie zaczepu transformatora (przesunięcie krzywej w pionie w kierunku osi kV) oraz zmianę mocy biernej magazynu (spłaszczenie krzywej optymalnej).



Rys. 4. Iteracja algorytmu MLDC: Krzywa wykonana cienką linią – bieżący profil napięcia na stacjach SN/nn, krzywa pogrubiona – profil optymalny

4.1. Wnioski z prób

Podczas prób dobowa liczba przełączeń zaczepów transformatorów zwiększyła się nieznacznie, np. o 2 lub 3 przełączenia, co było skutkiem większej precyzji regulacji i obniżenia napięcia w GPZ w nocy, przy niskim obciążeniu sieci. Odpowiedni dobór strefy nieczułości dla współczynnika PIR , zgodnie ze wzorem (5) był właściwym narzędziem ograniczenia dobowej liczby przełączeń.

Z kolei przy szczytowym obciążeniu sieci testowany algorytm regulacji wykorzystywał moc bierną magazynu energii do kompensacji spadków napięcia na liniach SN.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

W obecności dużej generacji rozproszonej powodującej znaczne zróżnicowanie obciążenia poszczególnych linii sieci SN algorytm MLDC pozwala precyzyjnie utrzymywać napięcia w głębi sieci w dozwolonym zakresie zmienności. W pewnych przypadkach może to być warunkiem koniecznym do zwiększenia penetracji generacji rozproszonej. Precyzja regulacji napięcia umożliwia też kontrolowaną zmianę poziomu napięcia sieci, co jest krokiem w kierunku wdrożenia funkcji DR i CVR.

Ważnym osiągnięciem pracy jest zaproponowanie i przetestowanie możliwości użycia regulatorów napięcia GPZ, jako elementów wykonawczych dla algorytmu MLDC. To technicznie upraszcza rozwiązanie i zwiększa jego bezpieczeństwo.

Algorytm MLDC wymaga znajomości aktualnego modelu sieci SN. Obecnie jest trudne do spełnienia i wymaga dużych nakładów środków.

6. BIBLIOGRAFIA

1. "Distribution Efficiency Inovative"; Northwest Energy Efficiency Alliance, December 2007.
2. R. Singh, F. Tuffner, J. Fuller, and K. Schneider, "Effects of distributed energy resources on conservation voltage reduction (cvr)," in Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, July 2011, pp. 1–7.
3. Joon-Ho Choi, Jae-Chul Kim: Advanced voltage regulation method at the power distribution systems interconnected with dispersed storage and generation systems, IEEE Transactions on Power Delivery, tom 15, nr 2, 04-2000.
4. Joon-Ho Choi, Seung-II Moon: The Dead Band Control of LTC Transformer at Distribution Substation, IEEE Transactions on Power Delivery, tom 24, nr 1 02- 2009.
5. Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB), jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego, zadanie 3, podzadanie 3.1 Opracowanie sparametryzowanych modeli elementów VPP, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk. Instytut Badawczy, Gdańsk 2016.
6. Markushevich N., Berman A., Nielsen R.: Methodologies for Assessment of Actual Field Results of Distribution Voltage and Var Optimisation, PES T&D 2012, 7-10 maj 2012.
7. Hao Jan Liu, Macwan R., Alexander N., Hao Zhu: A Methodology to Analyze Conservation Voltage Reduction Performance Using Field Test Data, 2014 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, Wenecja 2014.

MODIFICATIONS OF MIDDLE VOLTAGE CONTROL ALGORITHM BY MEANS OF MULTIPLE LINES DROP COMPENSATION METHOD ON THE BASIS OF EXPERIENCE FROM THE TRIAL IMPLEMENTATION

The paper presents experiences from the test implementation of an advanced customer voltage level control system using multiple lines voltage drop compensation algorithm. The authors proposed modifications of the literature descriptions of this algorithm and its extension, so that HV/MV transformer and battery energy storage as a source of reactive power in MV network are used to control the voltage. The potential for safe lowering of the network voltage as a means of immediate reduction of energy demand as well as long-term reduction of energy consumption was emphasized.

Keywords: MV network voltage control, Multiple Line Drop Compensation, Conservation Voltage Reduction, Demand Response.