



**ТЕХНИЧЕСКИ УНИВЕРСИТЕТ – СОФИЯ**

---

**Електротехнически Факултет  
Катедра „Електроснабдяване, електрообзавеждане и  
електротранспорт“**

**Маг. инж. Дженгиз Йълмаз Ибрам**

**ВЪЗОБНОВЯЕМИ ЕНЕРГИЙНИ ИЗТОЧНИЦИ И  
УПРАВЛЕНИЕ НА РЕАКТИВНА ЕНЕРГИЯ**

**А В Т О Р Е Ф Е Р А Т**

на дисертация за придобиване на образователна и научна степен  
"ДОКТОР"

Област: 5. Технически науки

Професионално направление: 5.2. Електротехника, електроника и автоматика

Научна специалност: Електроснабдяване и електрообзавеждане на  
промишлеността

**Научен ръководител: проф. д-р инж. Вълчан Георгиев**

СОФИЯ, 2026 г.

Дисертационният труд е обсъден и насочен за защита от Катедрения съвет на катедра „Електроснабдяване, електрообзавеждане и електротранспорт“ към Електротехнически Факултет на ТУ-София на редовно заседание, проведено на 17.02.2026 г.

Публичната защита на дисертационния труд ще се състои на 02.06.2026 г. от 13:00 часа в Конферентната зала на БИЦ на Технически университет – София на открито заседание на научното жури, определено със заповед № ОЖ-5.2-26 / 25.02.2026 г. на Ректора на ТУ-София в състав:

1. доц. д-р инж. Борислав Богданов Бойчев – председател
2. Проф. д-р инж. Пламен Миланов Ризов – научен секретар
3. доц. д-р инж. Христо Тодоров Ибришимов
4. доц. д-р инж. Валентин Николов Гюров
5. доц. д-р инж. Орлин Любомиров Петров

Рецензенти:

1. доц. д-р инж. Борислав Богданов Бойчев
2. доц. д-р инж. Христо Тодоров Ибришимов

Материалите по защитата са на разположение на интересуващите се в канцеларията на Електротехнически Факултет на ТУ-София, блок № 12, кабинет № 12222.

Дисертантът е редовен докторант към катедра „Електроснабдяване, електрообзавеждане и електротранспорт“ на Електротехнически Факултет. Изследванията по дисертационната разработка са направени от автора, като някои от тях са подкрепени от научноизследователски проекти.

Автор: маг. инж. Дженгиз Ибрам

Заглавие: Възобновяеми енергийни източници и управление на реактивна енергия.

Тираж: 30 броя

Отпечатано в ИПК на Технически университет – София

# I. ОБЩА ХАРАКТЕРИСТИКА НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

## **Актуалност на проблема**

Енергийната стратегия на Европейския съюз, в контекста на Зеления пакт и директивите за декарбонизация, поставя конкретни цели пред страните-членки за достигане на климатична неутралност до 2050 г. Това предполага не само драстично увеличаване дела на ВЕИ в енергийния микс, но и трансформация на съществуващата енергийна инфраструктура в посока на цифровизация, децентрализация и интелигентно управление. В този контекст, България също поема ангажименти за устойчиво развитие на енергийния си сектор чрез националния план за възстановяване и устойчивост и интегрирания национален план „Енергетика и климат“ (ИНПЕК).

С нарастването на броя и мощността на ВЕИ в електроенергийната система се появяват редица технически и експлоатационни предизвикателства, които поставят под въпрос надеждността, устойчивостта и ефективността на мрежата. За разлика от конвенционалните електроцентрали, които разполагат с възможности за централизирано регулиране на активната и реактивната мощност, възобновяемите генератори (особено фотоволтаичните и вятърните инсталации) се характеризират с нестабилна и трудно прогнозируема производителност, зависима от метеорологични условия.

В този контекст, проблемът с управлението на реактивната енергия се очертава като критичен. Неравномерното производство и потребление на реактивна мощност в мрежата води до нежелани колебания в напрежението, допълнителни загуби на енергия и намаляване на експлоатационния живот на оборудването. Без ефективно управление на реактивната енергия, дори най-модерните ВЕИ системи не могат да гарантират качество на електроенергията. Управлението на реактивната мощност придобива още по-голямо значение в условията на децентрализация на генерацията и нарастваща динамика в електроенергийните потоци.

## **Цел на дисертационния труд, основни задачи и методи за изследване**

Целта на дисертационния труд е изследване на възможностите на електронните преобразуватели на ВЕИ да компенсират реактивна мощност и да изпълняват функцията на регулатор на напрежение.

Задачите, поставени за изпълнение на зададената цел са:

- Да се изследва ефективността на компенсиране на реактивна мощност посредством фотоволтаичен инвертор
- Да се оценят технико-икономическите аспекти на компенсиране посредством електронни преобразуватели на ВЕИ и да се сравнят с класическите пасивни компенсиращи устройства;
- Да се разработят модели и алгоритми за управление на фотоволтаичен инвертор за компенсиране на реактивна мощност.

## **Научна новост**

1) Разработен е алгоритъм за дистанционно управление на фактора на мощност на фотоволтаичен инвертор;

2) Разработен е модел на компенсиране на реактивна мощност посредством трифазен мрежови инвертор, работещ в режим като *STATCOM*;

3) Разработен е модел на компенсиране на реактивна мощност посредством еднофазен фотоволтаичен инвертор. Разработен е и подобрен модел по отношение на имплементиране на *ШИМ*.

## **Практическа приложимост**

Проведено е изследване на състоянието на реактивната мощност на индустриален обект и високите разходи за върнатата енергия в *ЕЕС*. След анализиране на товарите са предложени решения за компенсиране както с класически компенсиращи устройства, така и с фотоволтаичен инвертор. Направена е и технико – икономическа оценка, на чиято база е установено, че периодът на откупуване е сходен и за двете предложени решения.

## **Апробация**

Резултатите от дисертационния труд са докладвани на международни конференции: BulEF, SIELA и ELMA.

## **Публикации**

Основни постижения и резултати от дисертационния труд са публикувани в 7 броя научни публикации, от които 1 е самостоятелна. Всички публикации са индексирани в международната база Scopus, като са отчетени и 6 броя цитирания.

## **Структура и обем на дисертационния труд**

Дисертационният труд е в обем от **125** страници, като включва увод, 4 глави за решаване на формулираните основни задачи, списък на основните приноси, списък на публикациите по дисертацията и използвана литература. Цитирани са общо **163** литературни източници, като **140** са на латиница и **23** на кирилица, а останалите са интернет адреси. Работата включва общо **109** фигури и **11** таблици. Номерата на фигурите и таблиците в автореферата съответстват на тези в дисертационния труд.

## II. СЪДЪРЖАНИЕ НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

---

### ГЛАВА 1. КОМПЕНСИРАНЕ НА РЕАКТИВНА ЕНЕРГИЯ ПРИ НАЛИЧИЕ НА ВЪЗОБНОВЯЕМИ ЕНЕРГИЙНИ ИЗТОЧНИЦИ

Въпреки множеството предимства на ВЕИ, в частност на ФЕЦ, характерните им недостатъци не трябва да бъдат подценявани и пренебрегвани. Един от тези недостатъци е свързан с това, че те са в основата на т.нар. децентрализирано производство (разпределена генерация), а също и поради непостоянния характер на работата им (дори могат да се разглеждат като стохастични), то се правят изследвания за влиянието, което оказват ВЕИ, върху надеждността на ЕЕС. Един от основните проблеми, които се проявяват от по-голямото участие на ВЕИ в енергийния микс на България, се оказва, че в мрежата се получава значително повишаване на напрежението (над допустимите 10 %) в периодите на ниска консумация, но с висока производителност от ВЕИ (в частност ФЕЦ). Друг проблем, който възниква, е знакопроменливата реактивна мощност (РМ), респективно и реактивна енергия (РЕ). Знакопроменливата проява се дължи на влиянието на нелинейните товари. Такива товари са най-често индукционни пещи, заваръчни агрегати, а също така и силовите електронни устройства с нелинейни волтамперни характеристики (ВАХ). Фотоволтаичните (ФВ) клетки, от които са изградени ФВ панелите на ФЕЦ, също са силови електронни елементи с нелинейна ВАХ. Други устройства, които се характеризират с нелинейна ВАХ, са мощни токоизправители, честотни регулатори в електрозадвижванията, а дори и съвкупностите от множество светодиодни осветители, заедно с необходимите електронни баласта, множеството микропроцесори за управление на електрообзавеждането, както и изобилието от настолни компютри, непрекъсваемите захранващи устройства (UPS) и сървъри. Хармониците на напрежението и тока, създадени от нелинейни товари, увеличават загубите на мощност в мрежата, променят стойностите на фактора на мощност (PF) и намаляват ефективността и надеждността на ЕЕС. Всичко това обуславя необходимостта от използване на средства и методи за управление на РМ, за подобряване на PF и за намаляване на влиянието на висши хармоници.

Реактивната мощност винаги е била неразделна част от променливотоковите системи. Загубите на мощност, загубите на напрежение, захранването на потребителите с енергия с намалено качество и т.н. често са причинени от неправилен или дори липсата на контрол на РМ. Това е основание за създаването на дефиниция на РМ и въвеждането на методи и средства за нейното измерване и анализ в синусоидални режими. Когато, обаче, във веригата има включен нелинеен товар, условията на работа се променят в несинусоидални, т.е. налице е влияние от висши хармоници. В такъв случай традиционната ситуация, наблюдавана при синусоидални режими, при която мощностите се определят съгласно триъгълника на мощност, съществува равенство между  $\cos \varphi$  и PF, е нарушена и неприложима.

Разликите в множеството теории и подходи за определяне на реактивната мощност в несинусоидални режими може да се сведе до търсене на отговори на следните два въпроса:

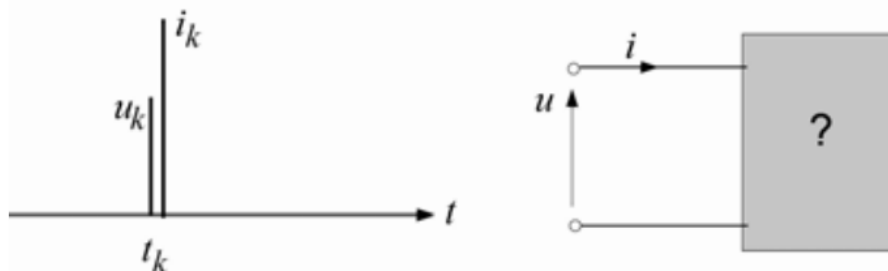
- В коя област (времевата или честотната) трябва да бъдат описвани мощностните характеристики на една система?

Този въпрос може допълнително да се сведе до въпроса „трябва ли да се използва концепцията за хармоници на тока за определяне на реактивната мощност и използването му помага ли за тази цел?“ От една страна третирането на токовете и напреженията, като суми на хармонични съставляващи (честотна област), води до недопустими заключения, като това, че активната мощност (съответно оттам и енергията), представена като произведението на ток и напрежение, представлява безкрайна сума на осцилиращи компоненти. Това е доказано, че не е вярно, още от изследването на Фризе. Във времевата област не се наблюдава подобно осцилиране на енергия във веригата, т.е. с този пример може да се приеме, че времевата област е превъзхождаща. Обаче, се забелязват и други

фактори. Реактивният ток по Шефърд и Закикани, както и *разпръснатия* ток по Чарнецки, са дефинирани в честотната област, т.е. влияят се от хармоници. А наличието на тези токове е причината за стойността на пълната мощност  $S$  да бъде по-голяма от стойността на активната мощност  $P$ . Следователно един от основните въпроси ( $S > P$ ) има отговор в честотната област.

- По какъв начин да бъдат описвани въпросните мощностни характеристики, като моментни или като осреднени за даден период от време?

Тъй като моментната активна мощност  $p(t)$  е фундаментална величина в електрическите системи, чрез която се определя енергийния поток във всеки един момент от време, може да бъде направен аргумент, че трябва теорията да се представя с моментни величини. Използването на моментни величини е и от голямо значение в изследването на смущения и повреди. Най-голямото препятствие пред това да бъде категорично избрано използването на моментни величини е, че при разглеждане на товара не могат да бъдат идентифицирани моментни величини. За пояснение служи Фиг. 1-3, т.е. товарът, представен, като черна кутия, може да бъде резистор, индуктивност или кондензатор.



Фиг. 1-3. Неизвестни стойности на напрежението и тока на товара.

Относно осредняването на величините, те могат да бъдат включени в моментната теория, но това би „подкопало“ самото твърдение на теорията. В теорията на моментната  $PM$  активната мощност  $P$  може да бъде определена единствено чрез осредняване на моментната активна мощност  $p$ , но пък тогава концепциите за пълна мощност  $S$  и за коефициент на мощност  $\cos \varphi$  (респективно и  $PF$ ) не съществуват.

За жалост, все още не може да бъде даден еднозначен и категоричен отговор на тези два въпроса.

В основата на проблемите, възникващи с  $PM$ , от една страна стои липсата на недвусмислена дефиниция в специализираната литература, стандарти и нормативни документи, представяща същината ѝ точно, ясно и коректно, когато се говори за несинусоидални режими. От друга страна начините за измерване на  $PM$  и тарифите, по които се заплаща, също се явяват препятствие. Поради липсата на еднозначна дефиниция, всеки производител на измервателни устройства (най-общо електромери) за  $PM$  може да използва която и да е от описаните дефиниции за  $PM$ . Следователно, оттук се поражда и необходимостта системите за управление на компенсиращите устройства да са съобразени с използваната дефиниция за измерване на реактивната мощност. На практика се стига до ситуацията, в която задачата за управление на  $PM$  не се състои в компенсиране на консумираната или на отдадената („върнатата“) в мрежата  $PE$ , а се свежда до управление (регулиране, компенсиране) на разликата между измерените стойности между електромерите на потребителя и на доставчика.

Тъй като постановката на проблема се заключава до това, че компенсирането на  $PM$ , съответно на  $PE$ , трябва да бъде строго конкретизирано за всеки индивидуален случай, тогава трябва да се обърне внимание и на цената, по която се заплаща некомпенсираната  $PE$ . Това е от особено значение за България, но и не само, поради това, че компенсирането на  $PM$  се осъществява по начини, които имат за цел да поддържат коефициента на мощност  $\cos \varphi = 0.9$  (формално между границите 0.9 изпреварващ, т.е. капацитивен характер, и 0.9 изоставащ, т.е. индуктивен характер).

С въведената от Комисията за Енергийно и Водно Регулиране (КЕВР) Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия е определен регламент, по който отдадената в мрежата реактивна енергия се заплаща многократно по-скъпо спрямо консумираната реактивна енергия от потребители с присъединена мощност, по-голяма от 100 kW. Типично, битовите ФЕЦ както у нас, така и по света са проектирани, изградени и присъединени с мощности  $\leq 30 \text{ kWp}$ , поради субсидиране. Обаче, поради същите причини, съществуват и множество ФЕЦ, чиито мощности биват именно  $> 100 \text{ kWp}$ .

Казаното дотук ясно показва защо е важно и необходимо да се управлява РМ, поддържайки я в съответните ѝ граници.

Поради това, че елементите от силовата електроника, са нелинейни товари и са едни от основните причини за въвеждането на хармоници и реактивни мощности в системата, за подобряването на показатели, като фактора на мощност PF и хармоничния състав на токовете, могат да бъдат дефинирани две основни направления за развитие, както следва:

- Новите преобразуватели да бъдат създавани по нови схеми и да бъдат управлявани по нови методи, по които показателите да са подобрени;
- Да бъдат създавани електронни устройства, които служат за коригиране на PF и за подобряване на хармоничния състав на токовете на вече съществуващи електрически съоръжения и оборудвания.

Налице са успешни примери и по двете направления, но предимно методологията на компенсиране на РМ е водена от второто направление. По тази причина може да бъде направена условна класификация на компенсиращите средства.

**1.3.1 КЛАСИЧЕСКИ КОМПЕНСИРАЩИ УСТРОЙСТВА** – кондензаторни батерии и шунтови реактори.

**1.3.2 ТИРИСТОРНО УПРАВЛЯЕМИ КОМПЕНСИРАЩИ УСТРОЙСТВА** – статични компенсатори на реактивна мощност (SVC), тиристорно управляеми последователни компенсатори (тиристорно превключваеми последователни кондензатори (ТППК) и тиристорно управляеми последователни кондензатори (ТУПК)).

**1.3.3 СТАТИЧНИ СИНХРОННИ КОМПЕНСАТОРИ** – статичен синхронен компенсатор (STATCOM) и статичен синхронен последователен компенсатор (SSSC).

**1.3.4 КОНТРОЛЕРИ НА МОЩНОСТНИ ПОТОЦИ** (power flow controllers).

**1.3.5 АКТИВНИ СИЛОВИ ФИЛТРИ** – паралелни (шунтови) и последователни (серийни).

**1.3.6 КОМПЕНСИРАНЕ ПОСРЕДСТВОМ МРЕЖОВ ИНВЕРТОР.**

## **1.4 ИЗВОДИ КЪМ ГЛАВА 1.**

От направения литературен преглед могат да бъдат направени следните изводи:

Проблемите със знакопроменливата реактивна мощност, съответно енергия, са изключително интересни и актуални. Тъй като реактивната мощност не е физична величина, в практиката няма единна дефиниция за нейното определяне. Наличието на множество дефиниции на свой ред води до възможности за получаване на различни резултати, особено в несинусоидални режими. Това води до нееднозначност – задачата за компенсиране се свежда не до компенсиране на определена физична величина, а на показанието на уреда за търговско измерване.

В последните няколко години се наблюдава все по-често разпределено производство на електроенергия чрез оползотворяване на *ВЕИ* както за индустриални, така и за битови цели. Непостоянният характер на работата на *ВЕИ*, обаче, водят до проблеми, намаляващи надеждността на *ЕЕС*. Тези проблеми се състоят в повишаване на напрежението в мрежата, както и наличие на знакопроменлива реактивна мощност от нелинейните *ВАХ* на електронните елементи.

В съвременните електроснабдителни системи могат да се наблюдават знакопроменливи реактивни товари. В зависимост от режима на работа, обобщеният товар изменя своя характер от активно – индуктивен на активно – капацитивен и обратно. Такива товари могат

да се компенсират с класически средства, но възможността да се компенсират с помощта на силовата електроника на *ВЕИ* става все по-атраaktivна.

От гледна точка на *ФЕЦ* реактивната мощност може да бъде компенсирана и чрез управление на фотоволтаичния инвертор. Традиционно, тези инвертори работят в режими, при които коефициента на мощност е единица ( $\cos \varphi = 1$ ), но теоретично могат да променят  $\cos \varphi$  в широк диапазон. Оказва се, че компенсирането на реактивна мощност посредством управление на *ФВ* инвертор, е съвременен метод за компенсиране, при който не е необходимо въвеждането на допълнителни устройства.

## ГЛАВА 2. УПРАВЛЕНИЕ НА ФОТОВОЛТАИЧЕН ИНВЕРТОР

От литературния обзор стана ясно, че съществува разлика в методите за изчисление на реактивната мощност, респективно енергия. Тази разлика е причина за получаване на различни резултати от измервателните апарати, което на практика води и до финансови разходи, които в някои случаи могат да бъдат значителни. В такъв случай е редно да се направи оценка на точността на методите, срещани в практиката. Освен това, интерес представлява и изследването на фотоволтаичните инвертори в ролята на компенсатори на реактивна мощност, тъй като са все по-често срещани в наши дни. По тази причина е направено експериментално изследване на хибриден фотоволтаичен инвертор в благоприятни условия (слънчев ден) и неблагоприятни условия (облачен ден).

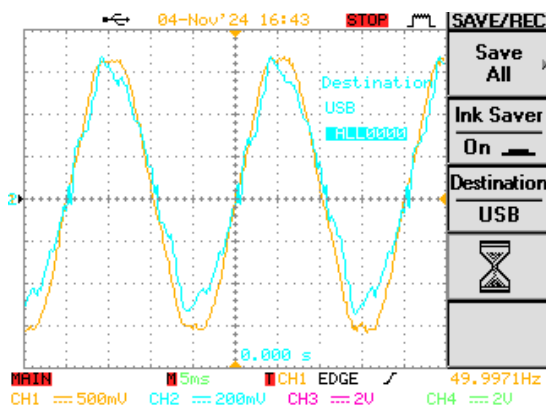
### 2.5 ХИБРИДЕН ФОТОВОЛТАИЧЕН ИНВЕРТОР В РЕЖИМ НА КОМПЕНСИРАНЕ НА РЕАКТИВНА МОЩНОСТ.

Направено е експериментално изследване на режимите на работа на еднофазен хибриден инвертор с оглед способностите му да регулира реактивна мощност. Изследваната система се състои от 4 броя *ФВ* панели, всеки от които с номинална мощност 550 Wp, хибриден инвертор на фирма *Deue* с номинална мощност 6 kW, чиито параметри са описани по-подробно в Приложение № 1. Това е един от най-популярния избор за хибриден инвертор на българския пазар, поради широката си съвместимост с батерии на различни производители.

Управлението на реактивна мощност следва напълно конвенционалните настройки за PF в разискваните граници. Точността на регулиране на инвертора *Deue* е 1 %, което означава, че има 41 възможности за избор на PF. В изследването са избрани 5 от тях, считани за основни. Те са именно PF = 0.8 L; PF = 0.9 L; PF = 1; PF = 0.9 C; PF = 0.8 C. По този начин се прави оценка за поведението на инвертора при знакопроменливи условия на работа. За всеки един от тези режими са измерени напрежението и тока на изхода на инвертора в условията на слънчев и на облачен ден, като са визуализирани формите на напрежението и на тока. Направени са и съответните изчисления за реактивната мощност.

#### 2.5.1 ЕКСПЕРИМЕНТАЛНО ИЗСЛЕДВАНЕ В СЛЪНЧЕВ ДЕН

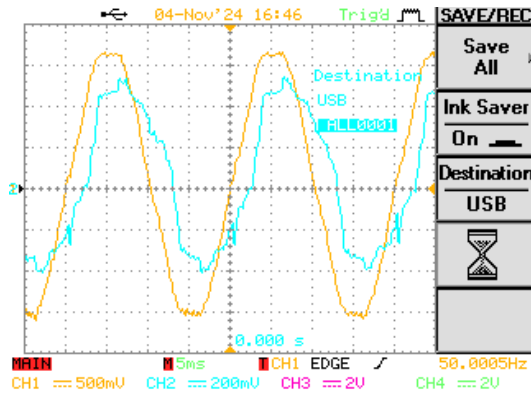
- Задание PF = 1



Фиг. 2-7. Напрежение (жълто) и ток (синьо) при PF = 1 в слънчев ден.

Разглежда се работа на хибридният инвертор при задание PF = 1. На Фиг. 2-7. са представени напрежението и тока. Очакван резултат за заданието е това, че напрежението и тока са във фаза.

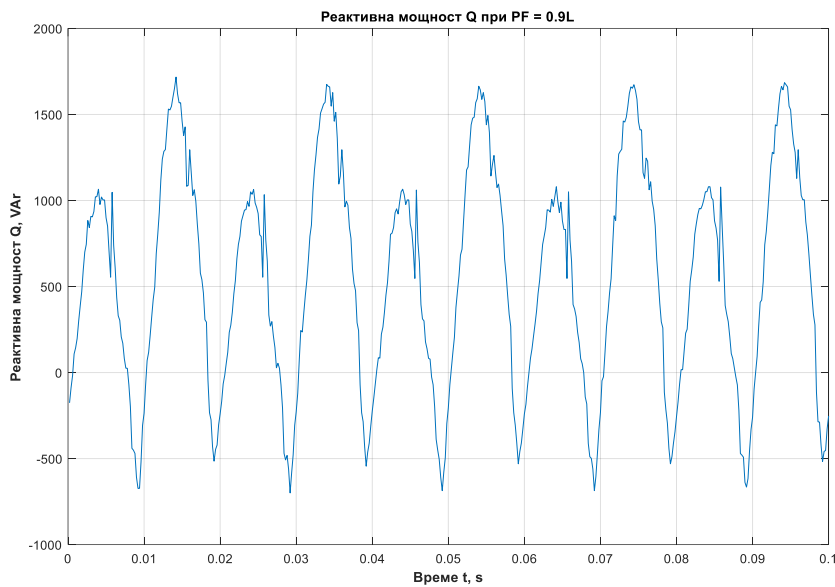
- Задание PF = 0.9 (индуктивен характер)



Разглежда се работа на хибридният инвертор при задание PF = 0.9. На Фиг. 2-8. са представени напрежението и тока. Очакван резултат за заданието е това, че напрежението изпреварва тока.

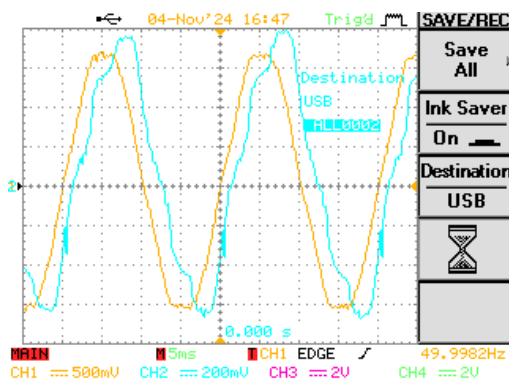
На Фиг. 2-9 е представена изчислената реактивна мощност по теорията на Акаги

Фиг. 2-8. Напрежение (жълто) и ток (синьо) при PF = 0.9 в слънчев ден.



Фиг. 2-9. Реактивна мощност Q при PF = 0.9 индуктивен.

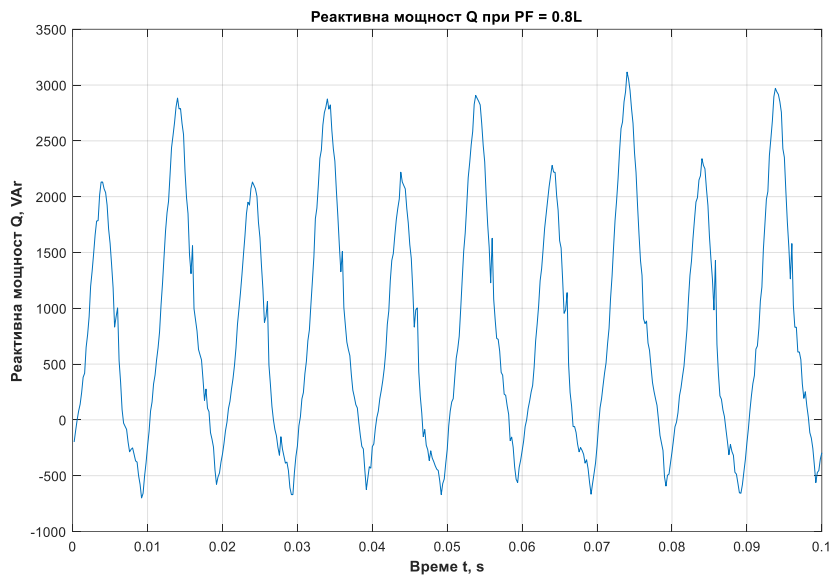
- Задание PF = 0.8 (индуктивен характер)



Разглежда се работа на хибридният инвертор при задание PF = 0.8. На Фиг. 2-10. са представени напрежението и тока. Очакван резултат за заданието е това, че напрежението изпреварва тока.

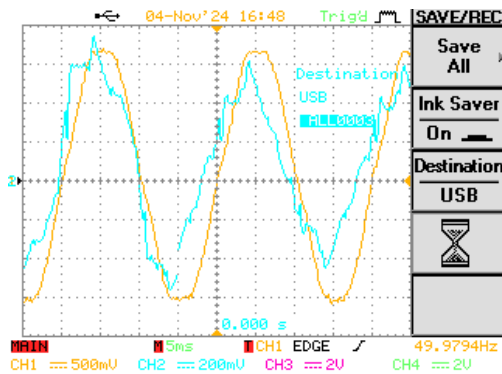
На Фиг. 2-11 е представена изчислената реактивна мощност по теорията на Акаги

Фиг. 2-10. Напрежение (жълто) и ток (синьо) при PF = 0.8 в слънчев ден.



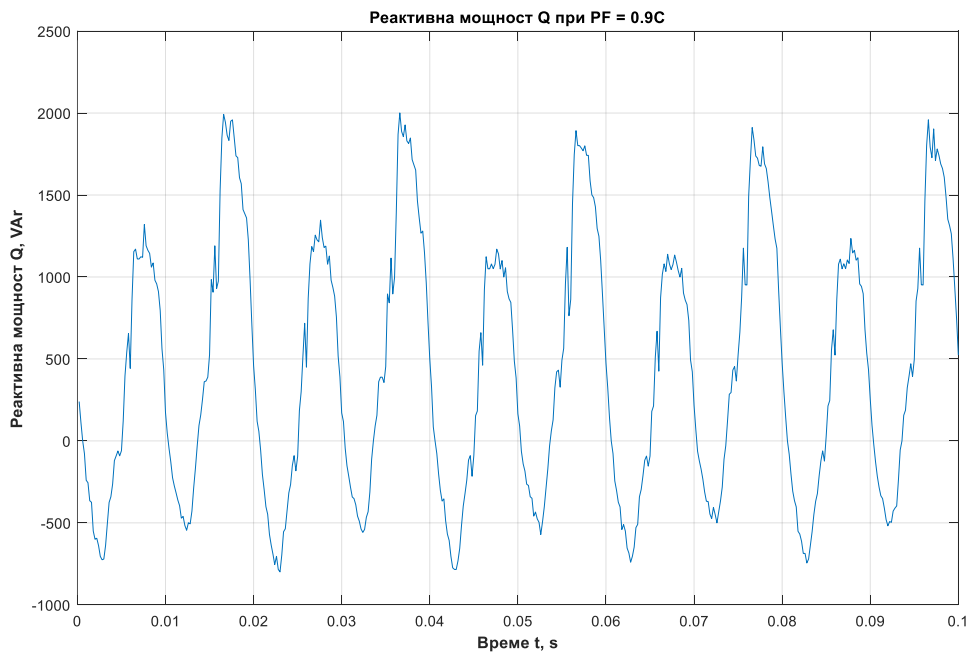
Фиг. 2-11. Реактивна мощност Q при PF = 0.8 индуктивен.

- Задание PF = -0.9 (капацитивен характер)



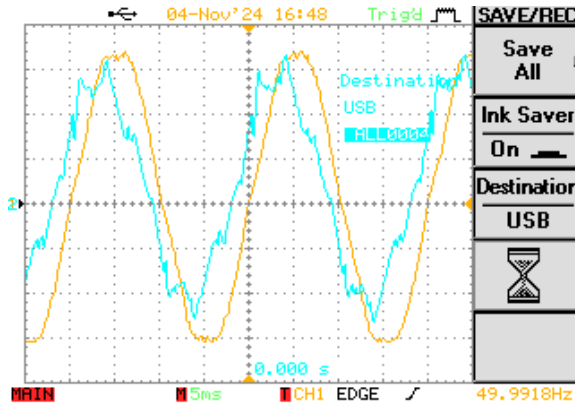
Фиг. 2-12. Напрежение (жълто) и ток (синьо) при PF = -0.9 в слънчев ден.

Разглежда се работа на хибридни инвертор при задание PF = -0.9. На Фиг. 2-12. са представени напрежението и тока. Очакван резултат за заданието е това, че напрежението изостава спрямо тока. На Фиг. 2-13 е представена изчислената реактивна мощност по теорията на Акаги



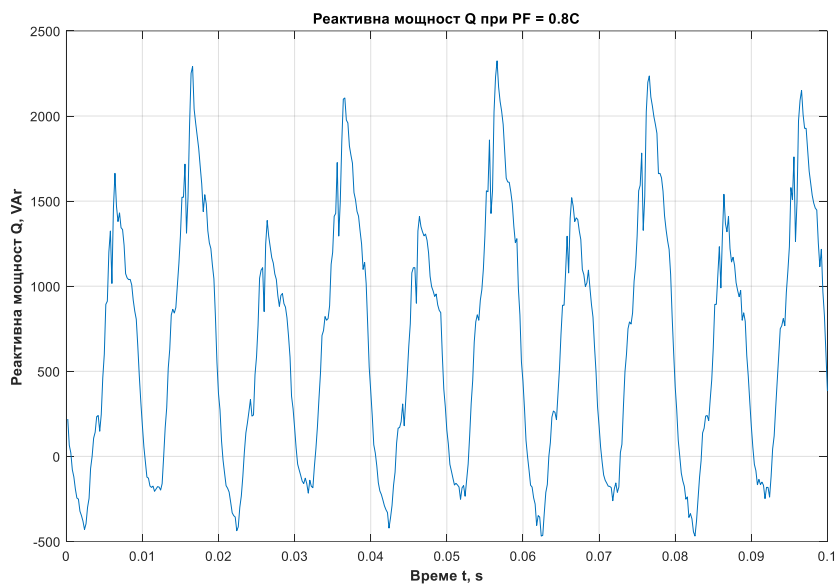
Фиг. 2-13. Реактивна мощност Q при PF = 0.9 капацитивен.

- Задание  $PF = -0.8$  (капацитивен характер)



Разглежда се работа на хибридният инвертор при задание  $PF = -0.8$ . На Фиг. 2-14. са представени напрежението и тока. Очакван резултат за заданието е това, че напрежението изостава спрямо тока. На Фиг. 2-15 е представена изчислената реактивна мощност по теорията на Акаги

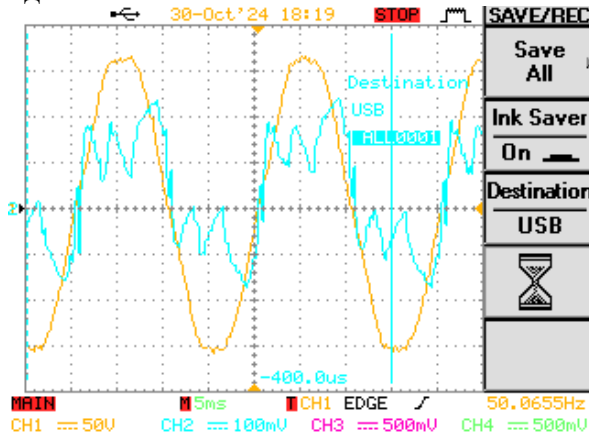
Фиг. 2-14. Напрежение (жълто) и ток (синьо) при  $PF = -0.8$  в слънчев ден.



Фиг. 2-15. Реактивна мощност  $Q$  при  $PF = 0.8$  капацитивен.

## 2.5.2 ЕКСПЕРИМЕНТАЛНО ИЗСЛЕДВАНЕ В ОБЛАЧЕН ДЕН

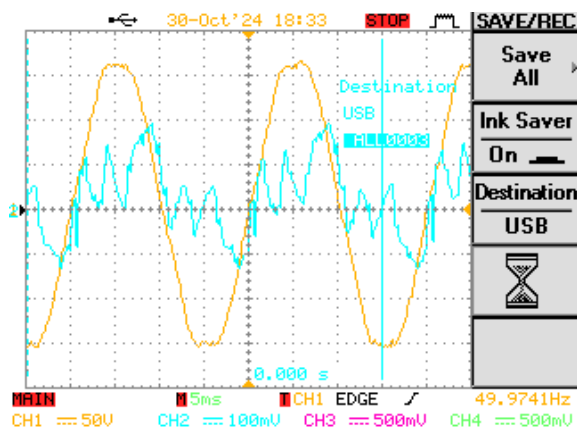
- Задание  $PF = 1$



Разглежда се работа на хибридният инвертор при задание  $PF = 1$ . На Фиг. 2-16. са представени напрежението и тока.

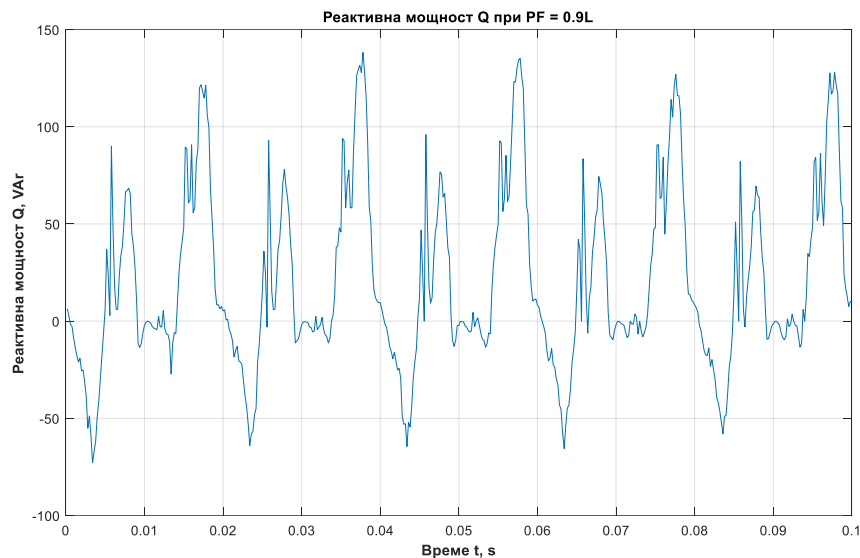
Фиг. 2-16. Напрежение (жълто) и ток (синьо) при  $PF = 1$  в облачен ден.

- Задание PF = 0.9 (индуктивен характер)



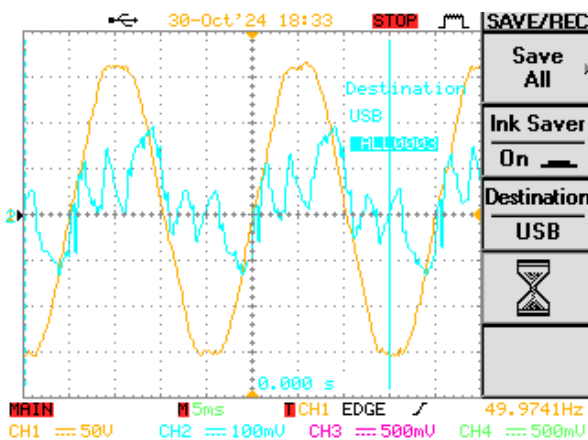
Фиг. 2-17. Напрежение (жълто) и ток (синьо) при PF = 0.9 в облачен ден.

Разглежда се работа на хибридният инвертор при задание PF = 0.9. На Фиг. 2-17. са представени напрежението и тока. На Фиг. 2-18 е представена изчислената реактивна мощност по теорията на Акаги



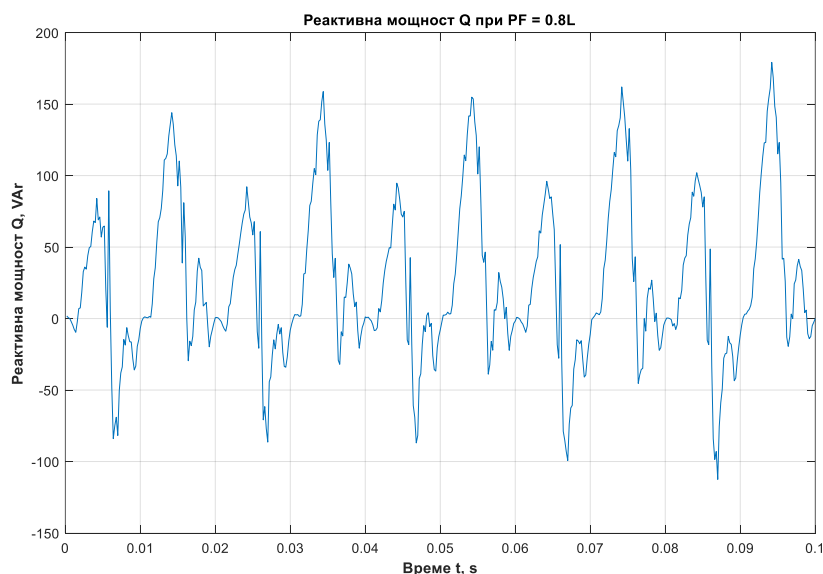
Фиг. 2-18. Реактивна мощност Q при PF = 0.9 индуктивен в облачен ден.

- Задание PF = 0.8 (индуктивен характер)



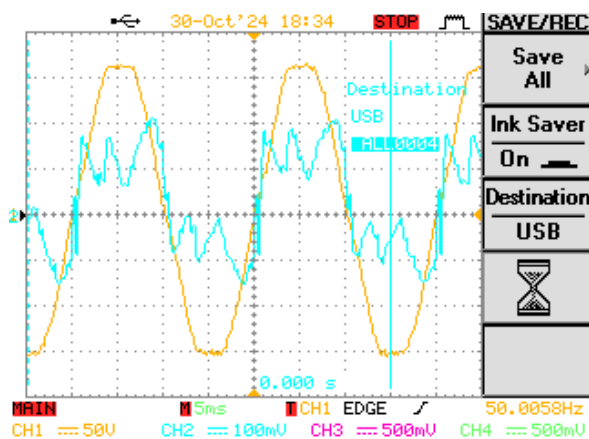
Фиг. 2-19. Напрежение (жълто) и ток (синьо) при PF = 0.8 в облачен ден.

Разглежда се работа на хибридният инвертор при задание PF = 0.8. На Фиг. 2-19. са представени напрежението и тока. На Фиг. 2-20 е представена изчислената реактивна мощност по теорията на Акаги



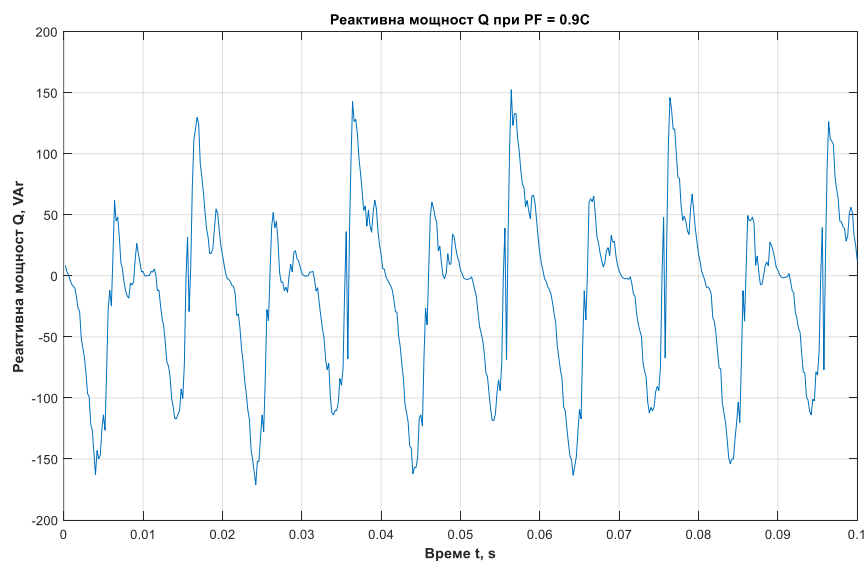
Фиг. 2-20. Реактивна мощност Q при PF = 0.8L индуктивен в облачен ден.

- Задание PF = -0.9 (капацитивен характер)



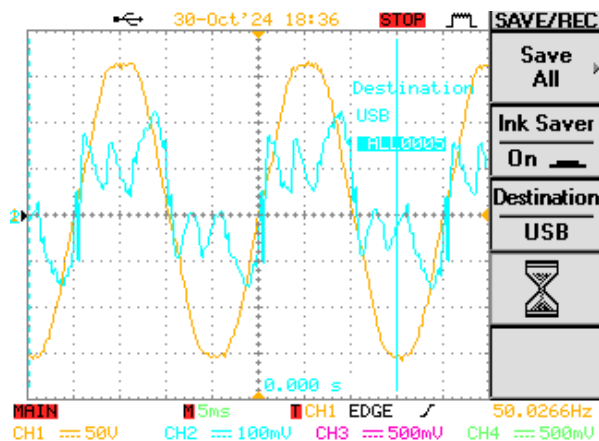
Разглежда се работа на хибридният инвертор при задание PF = -0.9. На Фиг. 2-21. са представени напрежението и тока. На Фиг. 2-22 е представена изчислената реактивна мощност по теорията на Акаги

Фиг. 2-21. Напрежение (жълто) и ток (синьо) при PF = -0.9 в облачен ден.



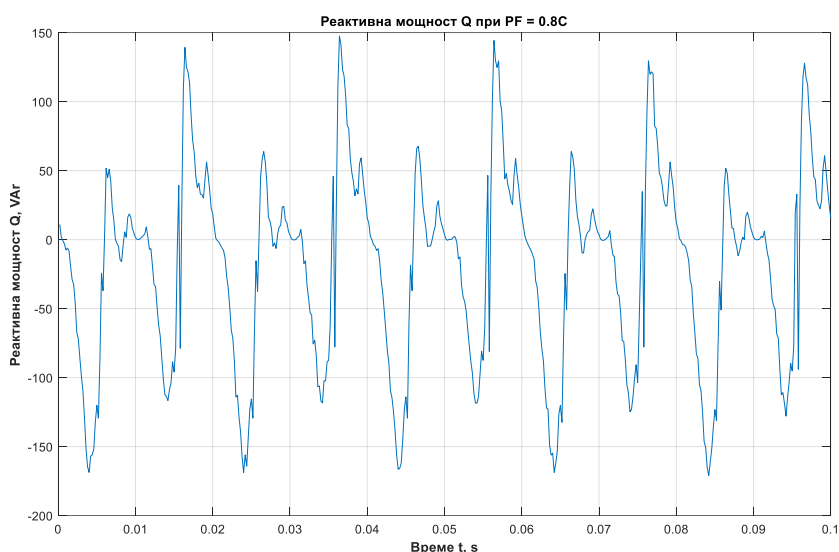
Фиг. 2-22. Реактивна мощност Q при PF = -0.9 капацитивен в облачен ден.

- Задание PF = -0.8 (капацитивен характер)



Фиг. 2-23. Напрежение (жълто) и ток (синьо) при PF = -0.8 в облачен ден.

Разглежда се работа на хибридният инвертор при задание PF = -0.8. На Фиг. 2-23. са представени напрежението и тока. На Фиг. 2-24 е представена изчислената реактивна мощност по теорията на Акаги



Фиг. 2-24. Реактивна мощност Q при PF = -0.8 капацитивен в облачен ден.

От получените резултати може да се заключи, че изключително ниските стойности на реактивната мощност са вследствие на ниската текуща активна мощност. Инверторът се опитва да запази константен фактор на мощността, по аналогия с теорията в 1.3.6.2. Ситуацията се оказва такава, че в слънчевите дни е налице първичен източник, осигуряващ активна мощност, а реактивната се явява част от активната. Обратно, в облачните дни не е наличен достатъчен първичен ресурс за активната мощност, поради което и реактивната е с изключително ниски стойности.

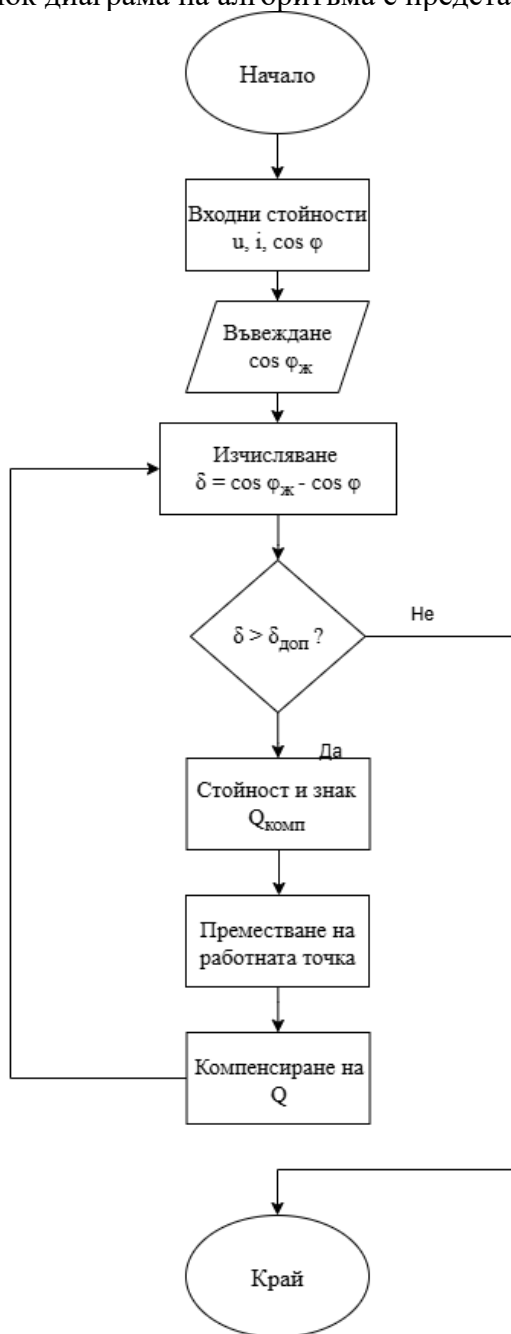
Съществуват и се срещат на пазара *ФВ* инвертори, характеризиращи се с разширени функционалности, позволяващи да работят изцяло с реактивна мощност (аналогично на компенсиращи устройства), а дори и да са източници на реактивна мощност не само в неблагоприятни условия, но и през нощта. Такива са инверторите с функцията „Q at night“ на някои от водещите производители.

## 2.7 АЛГОРИТЪМ ЗА УПРАВЛЕНИЕ НА РЕАКТИВНА МОЩНОСТ ПОСРЕДСТВОМ ФОТОВОЛТАИЧЕН ИНВЕРТОР

Разработен е алгоритъм, посредством който може да се управлява фактора на мощност PF на инверторите в реално време. От направеното лабораторно изследване се вижда, че масово разпространените инвертори, когато работят в неблагоприятни за МРРТ условия, се затрудняват да изпълняват приоритетните си функции, а по-специализираните гами имат възможности за управление на реактивна мощност приоритетно. Алгоритъмът на практика

представява предложение за дистанционно управление на инвертора посредством серийна комуникация RS485 (MODBUS RTU).

Блок диаграма на алгоритъма е представена на Фиг. 2-26.



**Фиг. 2-26 Алгоритъм за компенсиране на реактивна мощност с фотоволтаичен инвертор.**

В съответствие с разработения алгоритъм, на базата на тези измервания се извършва изчисляване на активната мощност, реактивната мощност и  $\cos \varphi$ . Въз основа на получените резултати контролерът формира задание за коефициента на мощността  $\cos \varphi$ , което отразява желаното ниво на реактивна мощност. Заданието се предава към инвертора посредством серийна комуникация, което позволява надежден и стандартизиран обмен на данни между отделните устройства.

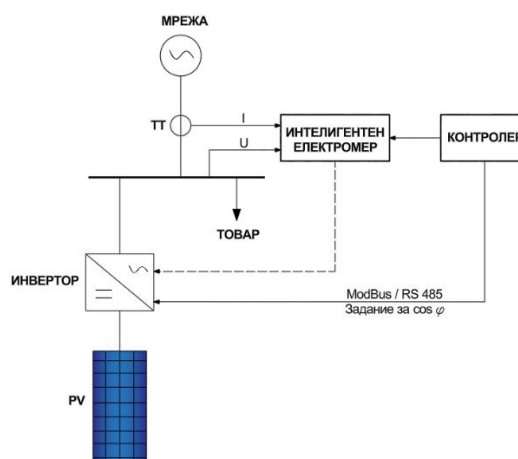
Предимството на този подход е в това, че се използват стандартни устройства, които са масово разпространени (стандартен PLC или програмируем power meter). Недостатък е това, че за различните серии инвертори, дори на един и същи производител, регистрите за напрежение, ток, активна мощност, реактивна мощност и фактор на мощността са на различни адреси.

Действието на алгоритъма е следното. Отчитат се текущи стойности за напрежението, тока и  $\cos \varphi$  (или PF) от измервателната апаратура. Въвежда се съответно задание за  $\cos \varphi_{ж}$ , при което се изчислява разликата  $\delta = \cos \varphi_{ж} - \cos \varphi$ . Тази разлика е нормирана с допустимо отклонение отгоре и отдолу. В случаите, когато текуща разлика е по-голяма от допустимата си стойност, тогава се определя големината и характера (знака) на необходимата компенсираща мощност  $Q_{комп}$  и се преминава към компенсиране. Компенсирането продължава, докато разликата  $\delta$  не стане равна на допустима стойност.

Алгоритъмът работи с промяна (разлика) на  $\cos \varphi$ , но не с фиксирана  $Q - Q$  е част от  $P$ . Тогава, за да се търси работа, като познат компенсатор, то е необходимо да има друг източник на енергия, осигуряващ тази активна мощност (напр. батерия, PV и т.н.).

Алгоритъмът е предвиден да работи с допълнителен външен контролер, чрез който се формира управляващо въздействие. На Фиг. 2-27 е представена схема на дистанционно управление на инвертора. Измерените моментни стойности на тока и напрежението на шините са входни данни за контролера.

В Приложение № 2 е представен листинг на код на езика Python, реализиращ връзка с комуникацията, каквато е необходима за достъп до регистрите на инвертора. Регистрите се отчитат от MODBUS таблици



Фиг. 2-27 Дистанционно управление на инвертор.

## 2.8. ИЗВОДИ КЪМ ГЛАВА 2

Управлението на  $\Phi V$  инвертор за регулиране на реактивни мощности е възможно, но свързано с редица ограничения:

Масовите хибридни инвертори могат да бъдат управлявани в тесен диапазон на фактора на мощността от  $-0.8$  до  $+0.8$ .

Масовите хибридни инвертори позволяват управление (в определен диапазон) на фактора на мощността, но не и на генерираната реактивна мощност, т.е. наличната слънчева радиация определя генерираната активна енергия и, тъй като се задава  $PF$ , те изменят и генерираната реактивна енергия. Казано с други думи, реактивната мощност е само част от текущата активна мощност, с която инверторите работят. Тяхната цел е поддържането на константен фактор на мощността, чрез който косвено може да се твърди за управление на реактивната мощност. Това се потвърждава и от експерименталното изследване. Управлението на реактивната мощност по аналогия с пасивните компенсиращи устройства може да се постигне единствено, ако е наличен първичен източник на активна енергия, напр. батерии, които да се поддържат заредени именно за осигуряването на достатъчна активна мощност, а оттам и на реактивна.

Комерсиално наличните инвертори с възможности „Q on demand 24/7”, „Q at night” могат да работят само в един от режимите – генератор на реактивна или на активна енергия.

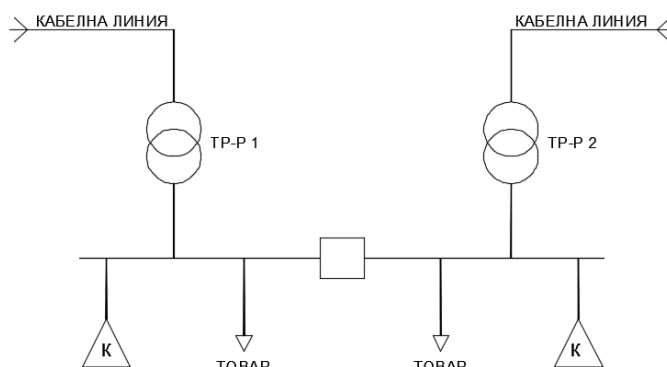
Въпреки гореизброените ограничения, инверторите могат да се използват като компенсатори на реактивна мощност с управление в реално време.

## ГЛАВА 3. КОМПЕНСИРАНЕ НА ЗНАКОПРОМЕНЛИВИ ТОВАРИ

Резултатите от предходната глава показват именно това, че реактивната мощност е част от активната и инверторите се стремят да поддържат зададения си фактор на мощността. Това обуславя необходимостта от изследване на казуса, представен в настоящата глава.

Представен е пример за реален обект, за който е наблюдавана знакопроменлива  $PM$  и са анализирани възможностите за нейното компенсиране.

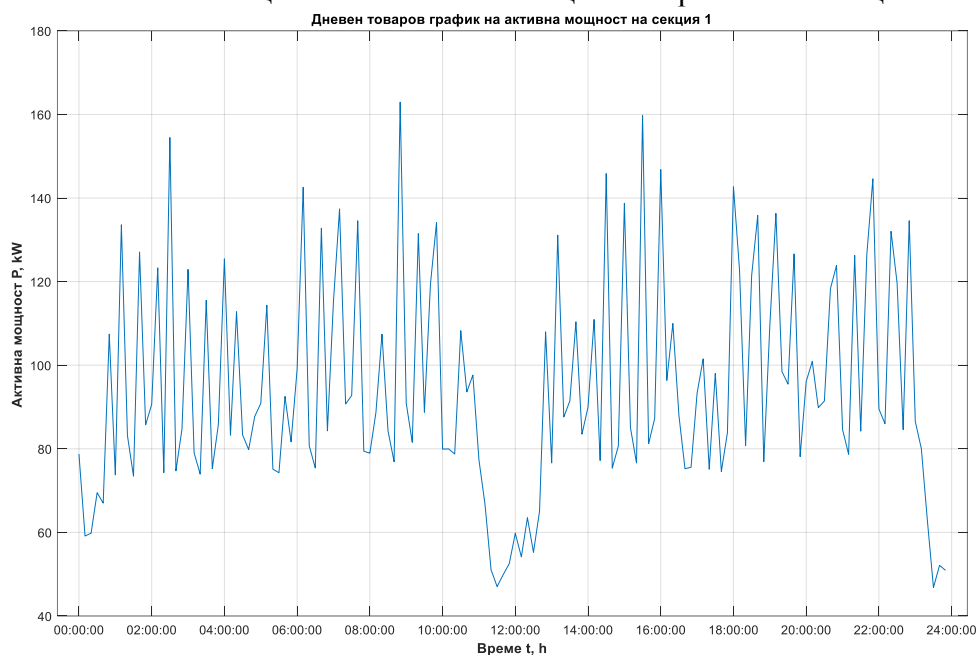
### 3.1 ИНДУСТРИАЛЕН ОБЕКТ



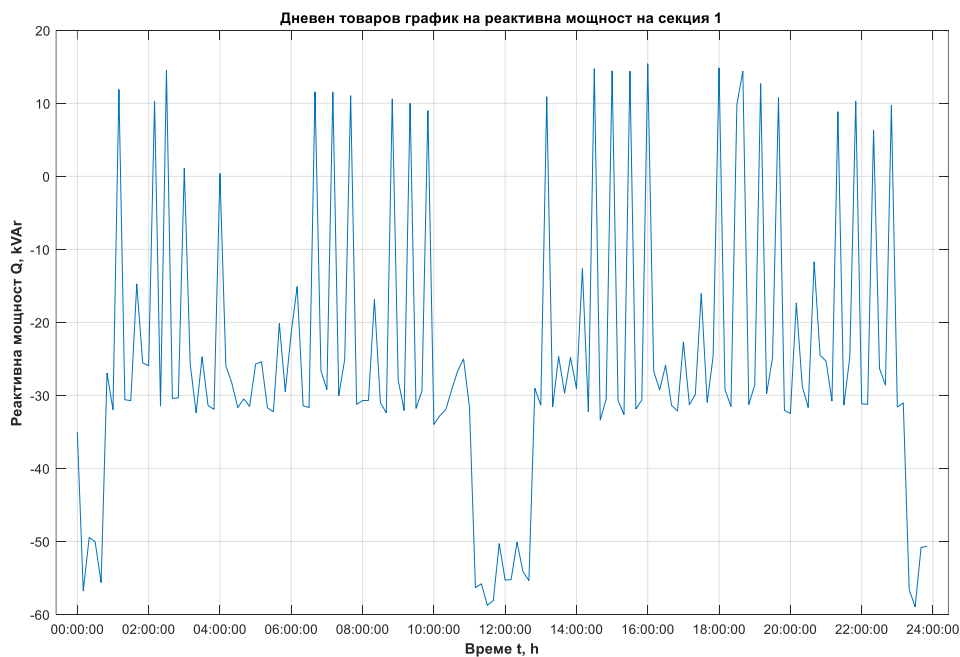
Фиг. 3-1. Еднолинейна схема на електрозахранването.

Направено е изследване на възможностите за компенсиране на реактивната мощност на индустриален обект. Захранването на индустриалния обект е реализирано посредством два броя кабелни линии на *Ср.Н.* 20 kV от съществуваща подстанция 110/20 kV. Отчетени са данни за значителни разходи за заплащане на реактивна енергия. Именно в намаляване на разходите за заплащане на знакопроменлива реактивна енергия и подобряване на качеството на електроснабдяване е изразена и необходимостта от компенсиране.

Представената еднолинейна схема на Фиг. 3-1 представя начина на захранване и постановката на проблема. Двата трансформатора *Тр-р 1* и *Тр-р 2* (20/0.4 kV и номинална мощност 400 kVA) работят в паралел и всяка секция е захранена от съответния си трансформатор. Към секциите са включени както товари с индуктивен характер (електродвигатели, вентилатори, климатици, помпи и чилъри), така и такива с капацитивен характер (силова електроника, светодиодно осветление, сървъри и компютри). Освен това, кабелните линии са източници на значителна капацитивна реактивна мощност.

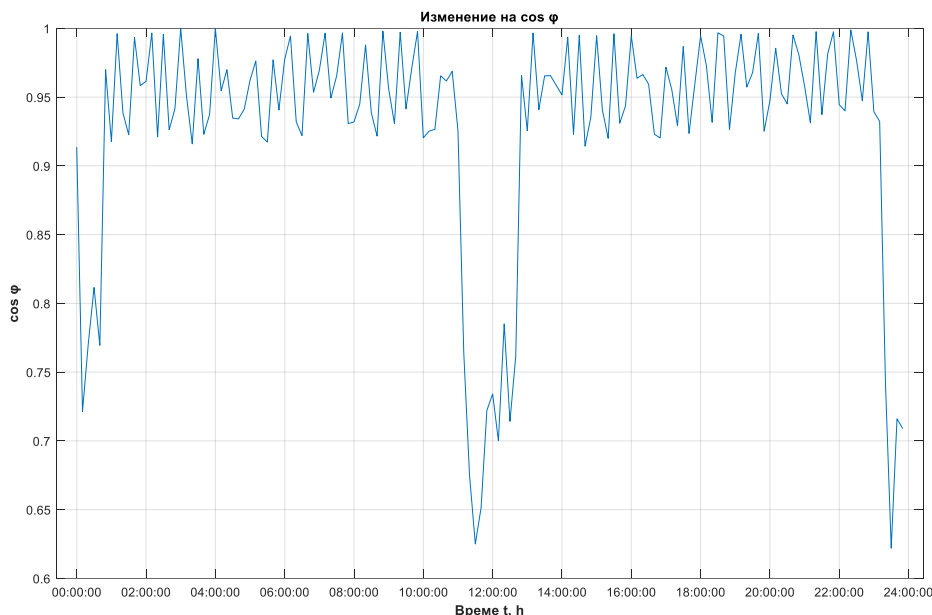


Фиг. 3-2. Дневен товаров график на активната мощност на секцията на трансформатор *Тр-р 1*.

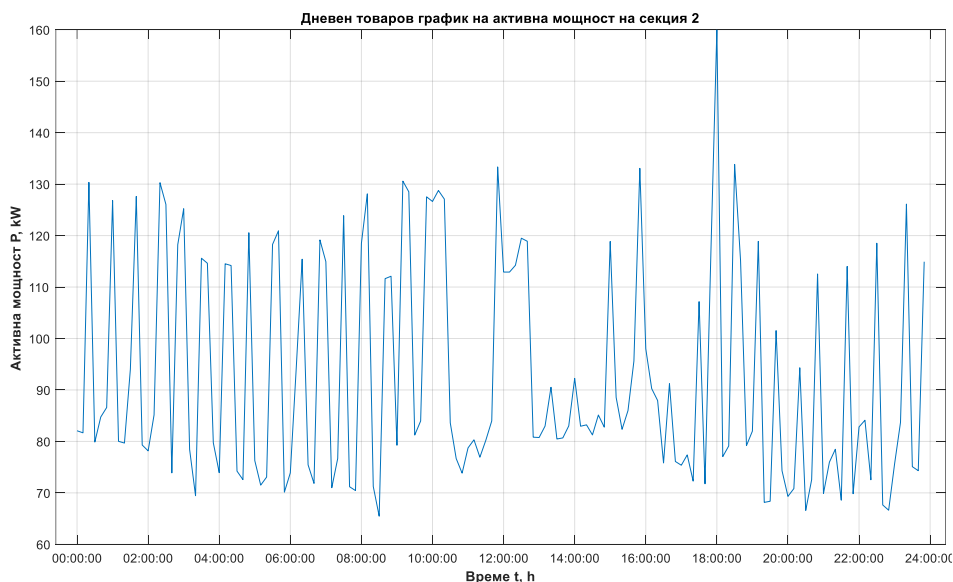


Фиг. 3-3. Дневен товаров график на реактивната мощност на секцията на трансформатор *Тр-р 1*.

Направени са измервания на секциите на  $H.H.$  ( $0.4\text{ kV}$ ) на всеки от трансформаторите. Представени са товарите графици на активната (Фиг. 3-2 за секцията на  $Tr-p1$  и Фиг. 3-5 за секцията на  $Tr-p2$ ) и на реактивната (Фиг. 3-3 и Фиг. 3-6, респективно) мощности, както и изменението на  $\cos \varphi$  на двете секции (Фиг. 3-4 и Фиг. 3-7). Поради това, че косинус е четна функция, за характера на товара се съди от товарите графици на реактивните мощности. Забелязва се знакомпроменливия характер с предимно капацитивно влияние. Причина за значителната реактивна мощност с капацитивен характер са дългите кабелни линии.

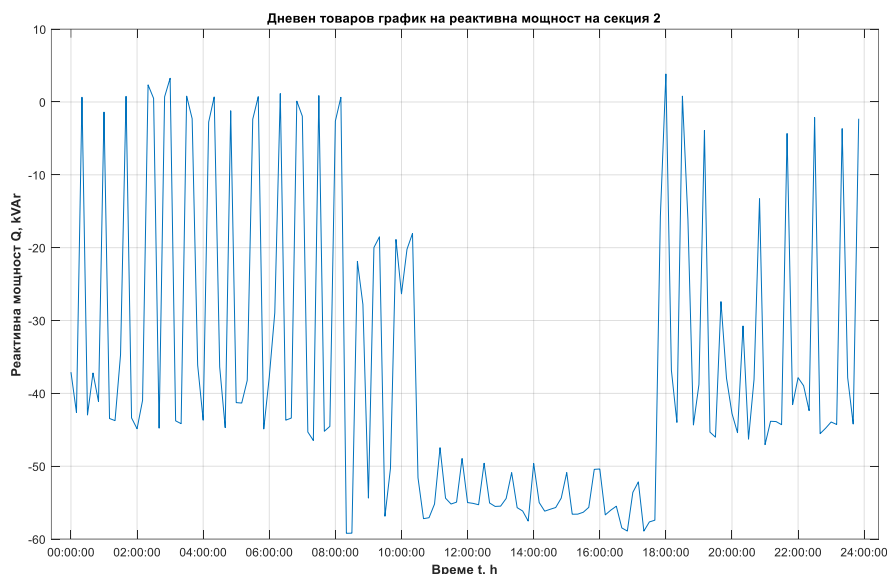


Фиг. 3-4. Изменение на естествения  $\cos \varphi$  на секцията на трансформатор  $Tr-p 1$ .

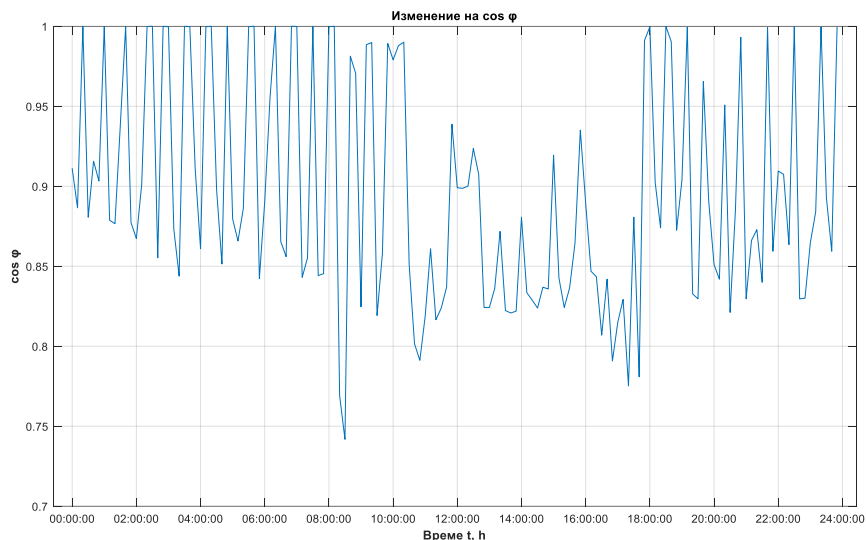


Фиг. 3-5. Дневен товар график на активната мощност на секцията на трансформатор  $Tr-p 2$ .

Наблюдава се следната ситуация, която е пояснена графично с Фиг. 3-8 и Фиг. 3-9. Когато са налице индуктивни товари (Фиг. 3-8), капацитивната реактивна мощност на кабелните линии бива естествено компенсирана.

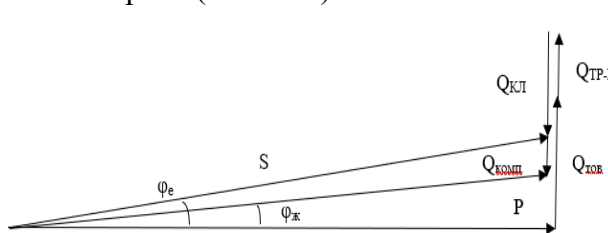


Фиг. 3-6. Дневен товаров график на реактивната мощност на секцията на трансформатор *Tr-p 2*.

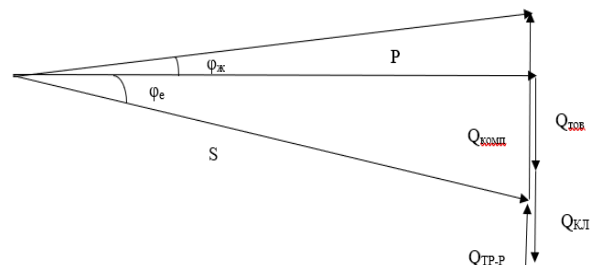


Фиг. 3-7. Изменение на естествения  $\cos \varphi$  на секцията на трансформатор *Tr-p 2*.

Противно, когато товарите с индуктивен характер са изключени, капацитивната реактивна мощност от кабелните линии и капацитивните товари не може да бъде естествено компенсирана (Фиг. 3-9).



Фиг. 3-8. Векторна диаграма на триъгълника на мощности при индуктивен характер на товара.



Фиг. 3-9. Векторна диаграма на триъгълника на мощности при капацитивен характер на товара.

### 3.1.1 РЕАКТИВНА МОЩНОСТ НА КАБЕЛНИ ЛИНИИ

Реактивната мощност на кабелна линия  $Q_{КЛ}$  се определя чрез (3.1).

$$Q_{КЛ} = 3(\omega C_p U_\phi^2 - \omega L_p I^2), \text{ VAr} \quad (3.1)$$

където  $U_\phi$ , V е ефективната стойност на фазовото напрежението,  $I$ , A е ефективната стойност на фазовия ток,  $\omega = 2\pi f$ ,  $s^{-1}$  е ъгловата честота, а  $f = 50 \text{ Hz}$  е честотата на мрежата.

Кабелните линии се характеризират с разпределен капацитет  $C_p$  и разпределена индуктивност  $L_p$  за единица дължина. Обикновено е прието, че разпределената индуктивност  $L_p$  е по-малка от разпределения капацитет  $C_p$ , при което може да бъде пренебрегната. Тогава, за  $Q_{КЛ}$  се свежда до (3.2):

$$Q_{КЛ} = 3\omega C_p U_{\phi}^2, \text{ VAr} \quad (3.2)$$

### 3.1.2 СЕКЦИЯ НА ТРАНСФОРМАТОР ТР-Р 1

Необходимата компенсираща реактивна мощност  $Q_{КОМП}$  може да бъде определена според (1.9), но за пълнота изразът е представен отново с (3.3), .

$$Q_{КОМП} = P(tg \varphi_e - tg \varphi_{ж}) \quad (3.3)$$

От векторните диаграми за  $tg \varphi_e$  се получават изразите (3.4) и (3.5) в зависимост от характера на естествената реактивна мощност.

$$tg \varphi_e = \frac{Q_e}{P} = \frac{Q_{ТОВ} + Q_{ТР-Р} - Q_{КЛ}}{P} \quad (3.4)$$

$$tg \varphi_e = \frac{Q_e}{P} = \frac{-Q_{ТОВ} + Q_{ТР-Р} - Q_{КЛ}}{P} \quad (3.5)$$

Аналогично е и за секцията на трансформатор  $Tr-p 2$ .

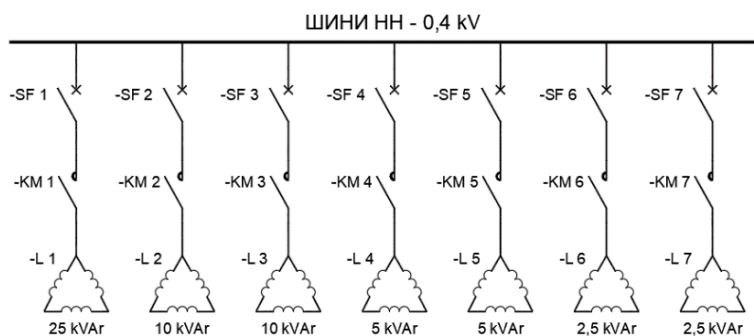
### 3.1.4 КОМПЕНСИРАНЕ ПОСРЕДСТВОМ КЛАСИЧЕСКИ КОМПЕНСИРАЩИ СРЕДСТВА

Представено е решението за секцията на  $Tr-p 1$ , като за секцията на  $Tr-p 2$  то е аналогично.

За изпълнение на критерия за поддържане на  $\cos \varphi \geq 0.9$  е предложен подход, при който постоянно са включени *ШР* с реактивна мощност 35 kVAr, а през отчетените времеви периоди, за които  $\cos \varphi < 0.9$  – се включват допълнителни *ШР*. В Табл. 4 са изложени мощностите на *ШР*, а на Фиг. 3-10 е представена схема на свързване на *ШР* към шините на секцията.

Табл. 4. Стъпално управление на шунтовите реактори на секцията на  $Tr-p 1$ .

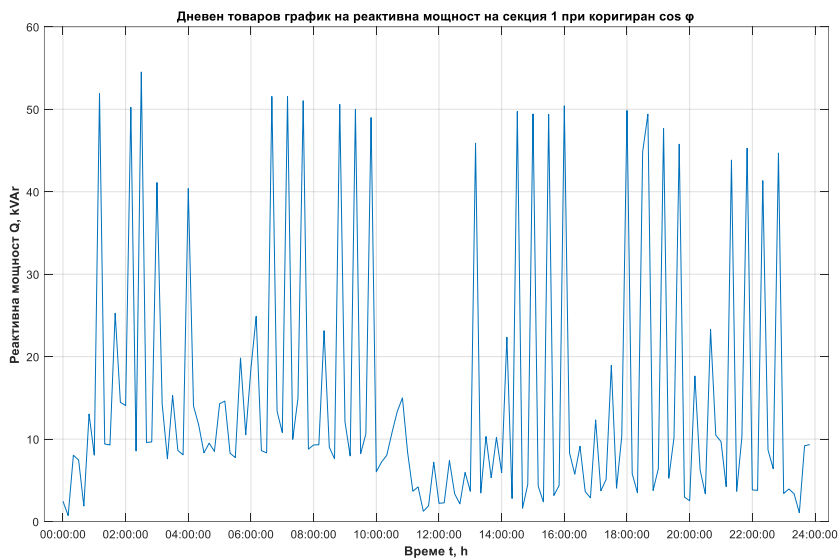
Изчислена $Q_{КОМП}$ , kVAr	Постигната $Q_{КОМП}$ , kVAr	Компенсиращи устройства
35	35	$L_1 + L_2$
37.5	37.5	$L_1 + L_2 + L_6$
40	40	$L_1 + L_2 + L_6 + L_7$
57.5	57.5	$L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5 + L_6$
60	60	$L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5 + L_6 + L_7$



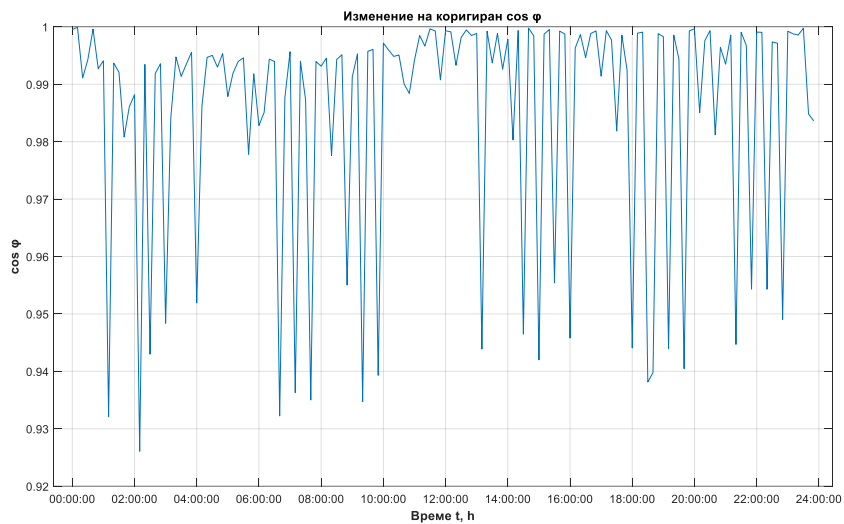
Фиг. 3-10. Схема на свързване на шунтови реактори към шините на секцията на  $Tr-p1$ .

При отчитане на изложеното до момента и заместване със стойности в (3.3) се получават следните резултати за реактивната мощност (Фиг. 3-11) и за коефициента на мощност  $\cos \varphi$  (Фиг. 3-12).

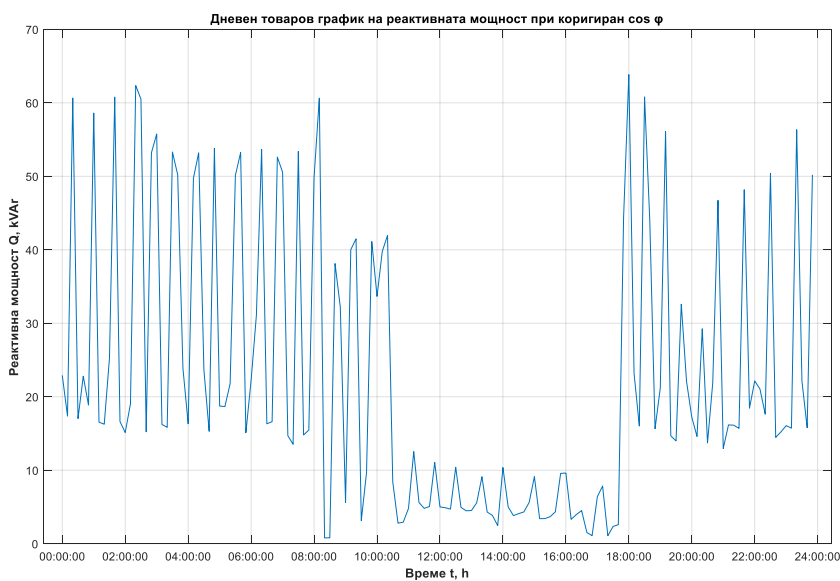
За секцията на  $Tr-p 2$  резултатът за реактивна мощност след компенсирането е на Фиг. 3-14, а за  $\cos \varphi$  – Фиг. 3.15.



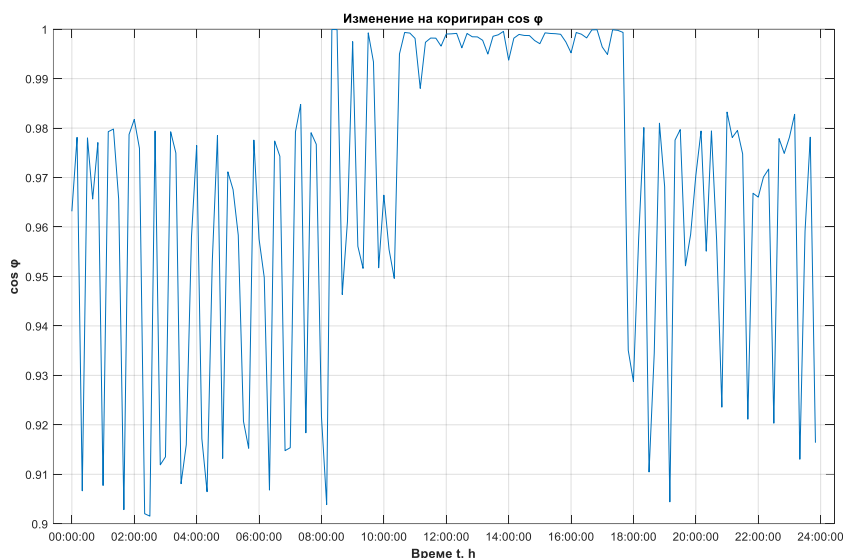
Фиг. 3-11. График на реактивната мощност на секция на *Tr-p 1* след компенсация.



Фиг. 3-12. Изменение на коригиран  $\cos \varphi$  на секцията на *Tr-p 1*.



Фиг. 3-14. График на реактивната мощност на секция на *Tr-p 2* след компенсация.



Фиг. 3-15. Изменение на коригиран  $\cos \varphi$  на секцията на *Tr-p 2*.

### 3.1.5 КОМПЕНСИРАНЕ ПОСРЕДСТВОМ УПРАВЛЕНИЕ НА ФОТОВОЛТАИЧЕН ИНВЕРТОР

Съвременните  $\Phi B$  инвертори работят предимно с активна мощност изцяло, т.е. с коефициент на мощност  $\cos \varphi = 1$ , както е видно от теорията. Възможен е, теоретично, и режим на работа единствено с реактивна мощност –  $\cos \varphi = 0$ . Въпреки това, в практиката  $\Phi B$  инверторите често биват ограничавани до обхвата  $\cos \varphi = [0.8 L, 0.8 C]$ .

Разглежда се покривна ФЕЦ за компенсиране на реактивна мощност. Площта на покрива на обекта е  $S_{\text{обект}} = 860 \text{ m}^2$ . На тази площ може да бъде инсталирана ФЕЦ с номинална мощност  $P_{\text{фец}} = 215 \text{ kWp}$ , съставена от 391 бр. ФВ панели (при приета единична мощност от  $550 \text{ Wp}$ ).

### 3.1.6 ТЕХНИКО – ИКОНОМИЧЕСКИ АНАЛИЗ

#### 3.1.6.1 Оценка на текущото състояние

Съгласно израз (1.3) се определя количеството реактивна енергия, за която се заплаща надбавка. За направените до момента съображения, количеството реактивна енергия  $E_{\text{рпл}}$ , което следва да се заплаща е (3.9):

$$E_{\text{рпл}} = E_{\text{рмес}} - 0.49 \times E_{\text{к}} = 26\,570.43 - 0.49 \times 40\,002.9 = 6969.009 \frac{\text{kVArh}}{\text{месец}} \quad (3.9)$$

Индуктивната част от енергията се заплаща 10 % от цената за активната енергия, а капацитивната част от енергия се заплаща по цената, съответстваща на активната енергия. Тъй като се наблюдава единствено капацитивна електроенергия, месечните разходи, за която се заплаща надбавка, възлизат на (3.10):

$$C_{\text{мес}} = E_{\text{рпл}} \times c_{\text{ед}} = 6969.009 \times 0.132828 = 925.67 \frac{\text{евро}}{\text{месец}} \quad (3.10)$$

Или за година (3.11):

$$C_{\text{год}} = 12 \times C_{\text{мес}} = 12 \times 925.67 = 11\,108.04 \frac{\text{евро}}{\text{год.}} \quad (3.11)$$

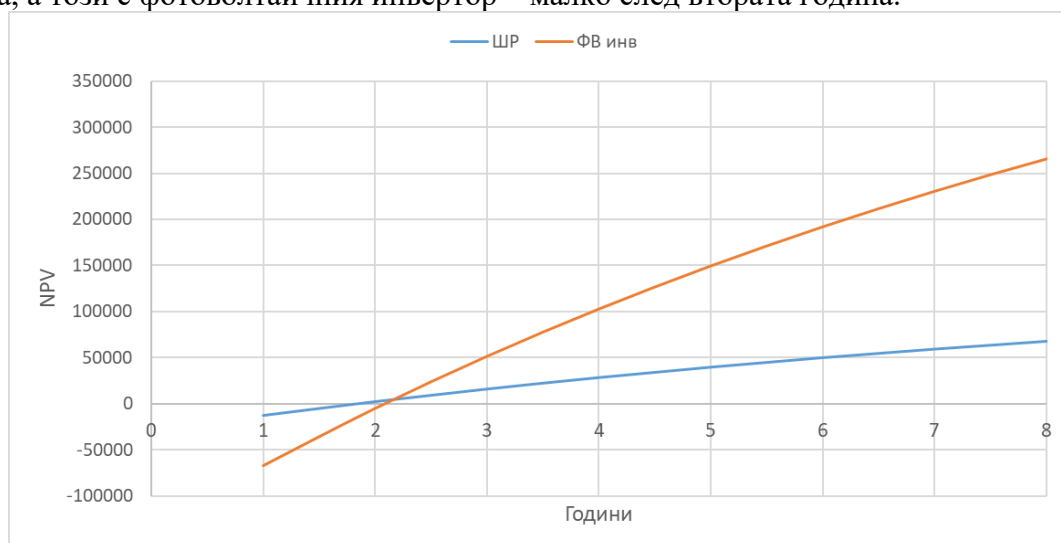
#### 3.1.6.2 Техничко – икономическа оценка на компенсирането с класически средства

Техничко – икономическият анализ може да бъде направен с цел търсене на срок на откупуване на направената инвестиция, или при известен срок каква част на възвръщаемост може да бъде получена при даден лихвен процент. Съществуват и други постановки. Разбира се, във всяка една от тези постановки се използва метода на нетната сегашна стойност (NPV) (3.12).

$$NPV = -K + \sum_{i=1}^n B_i \left( \frac{1}{(1+r)^t} \right) \quad (3.12)$$

където  $K$  са капиталовложенията (знакът минус показва, че са разходи), евро;  $B_i$  са годишните приходи, евро;  $r$  – годишна лихва, %;  $t$  – време, год.

Графична визуализация за сравнение на нетната сегашна стойност на двете решения е представена на Фиг. 3-18. Ясно се вижда, че класическият метод се откупува на втората година, а този с фотоволтаичния инвертор – малко след втората година.



Фиг. 3-18. Графична визуализация на нетната сегашна стойност на двете решения.

### 3.2 ИЗВОДИ КЪМ ГЛАВА 3.

Направено е изследване на компенсирането на реактивна енергия на индустриален обект. Постановката на казуса разкрива, че се получава ситуация, в която капацитивната реактивна мощност на захранващите кабелни линии  $Q_{кл}$  не се компенсира естествено от реактивните мощности с индуктивен характер на товара  $Q_{тов}$  и на трансформаторите  $Q_{тр-р}$ , като разликата води до големи финансови загуби. Изследвано е както компенсирането с класически компенсиращи устройства (ШР), така и с ФВ инвертор. Относно компенсирането посредством ФВ инвертор е разгледани вариант с покривна ФЕЦ. Фокусът не е насочен към оптималното използване на ФЕЦ с присъщия алгоритъм за максимална мощност  $MPPT$ , а към използването на ФВ инвертора като компенсатор на реактивна мощност и регулатор на напрежение. Остатъчната активна мощност е предвидена за собствените нужди.

Направени са и технико – икономически оценки на предложените решения. Периодът на откупуване на инвестицията в случая при компенсиране посредством ШР настъпва на втората година. От другата страна, при компенсиране с ФВ инвертор периодът на откупуване настъпва малко след втората година.

## ГЛАВА 4. ЕЛЕКТРОННИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ЗА КОМПЕНСИРАНЕ НА РЕАКТИВНА ЕНЕРГИЯ

От предходните глави стана ясно, че възможностите на използваните инвертори в практиката по отношение на управление на реактивната мощност са значително ограничени. Електронните преобразуватели са в състояние да работят като генератори на реактивна мощност, но е необходимо да бъде променено управлението им.

В тази глава са изложени разработените модели за управление на фотоволтаични инвертори с цел управление на реактивна мощност. Представените модели са разработени в средата MATLAB/Simulink 2019b. Използвана е библиотеката Simscape.

### 4.1 МОДЕЛИРАНЕ НА СТАТИЧЕН СИНХРОНЕН КОМПЕНСАТОР

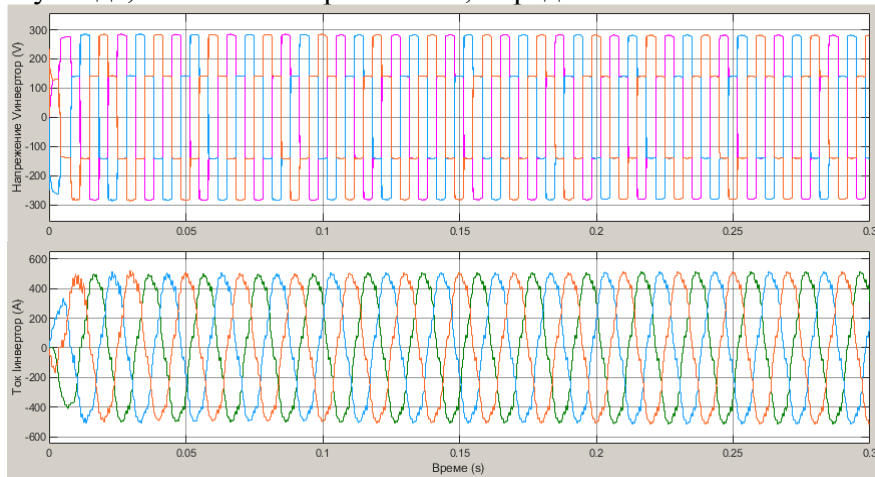
#### 4.1.1 МОДЕЛИРАНА ПОСТАНОВКА НА СТАТИЧЕН СИНХРОНЕН КОМПЕНСАТОР

Разработен е модел на компенсиране на реактивна мощност, изпълнено посредством STATCOM. Моделът е съставен от ФЕЦ, STATCOM, мрежа и товар.

На базата на трансформациите на Кларк и Парк се образува референтно напрежение  $U_{ref}$ , което се използва в ШИМ чрез сравнение с трионообразен сигнал с честота 20 kHz.

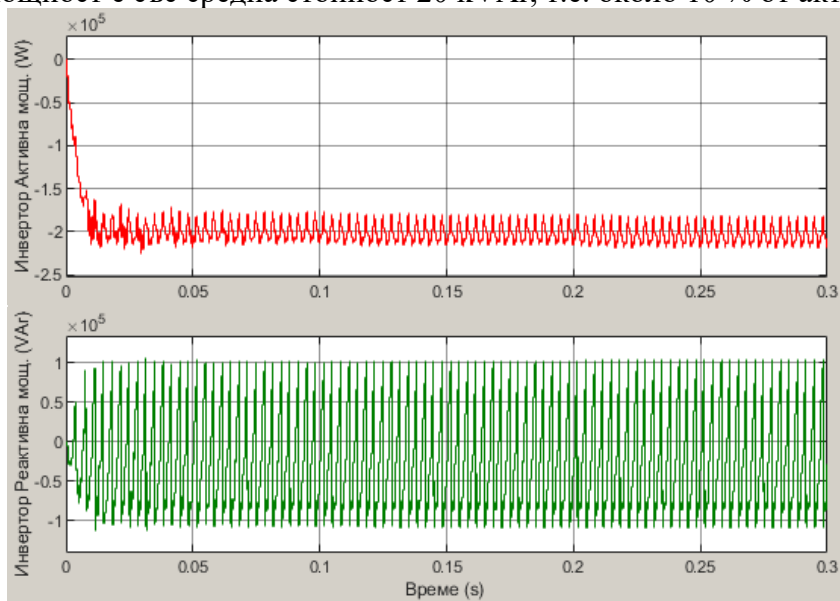
#### 4.1.2 СИМУЛАЦИОННИ РЕЗУЛТАТИ ОТ МОДЕЛИРАНИЯ СТАТИЧЕН СИНХРОНЕН КОМПЕНСАТОР

На Фиг. 4-10 са представени напрежението на инвертора  $V_{\text{инвертор}}$  и тока на инвертора  $I_{\text{инвертор}}$  във функция от времето. Веднага може да бъде забелязано, че напрежението на инвертора задържа правоъгълната си форма, която е характерна и напълно очаквана за инвертор на напрежение. Относно диаграмата на тока  $I_{\text{инвертор}}$ , също може да се каже, че е подобен на синусоида, но с явни изкривявания, поради влиянието на висшите хармоници.



Фиг. 4-10. Напрежение и ток на инвертора.

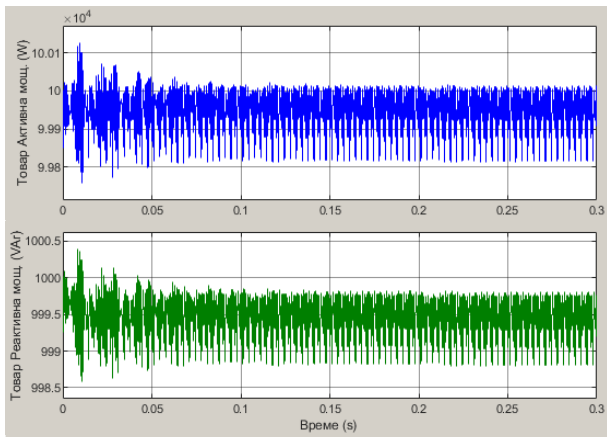
На Фиг. 4-11 са представени функциите на активната и на реактивната мощности на инвертора във времето. Тъй като за периода на симулация,  $\Phi EЦ$  е източникът на енергия, то активната мощност на инвертора е отрицателна, т.е. отдаване в мрежата. Съответно, реактивната мощност е със средна стойност 20 kVAr, т.е. около 10 % от активната.



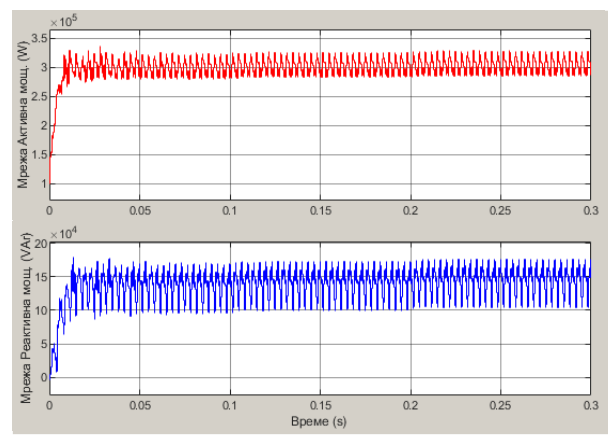
Фиг. 4-11. Активна мощност и реактивна мощност на инвертора.

Активната и реактивна мощности на товара са показани на Фиг. 4-13. Средните стойности отговарят на заложените  $P_T$  и  $Q_T$ , при което може да се счита, че товарът е захранен безпроблемно.

Активната и реактивната мощности на мрежата са изложени на Фиг. 4-15. Активната мощност на мрежата в случая се явява консуматор.



Фиг. 4-13. Активна и реактивна мощност на товара.



Фиг. 4-15. Активна и реактивна мощност на мрежата.

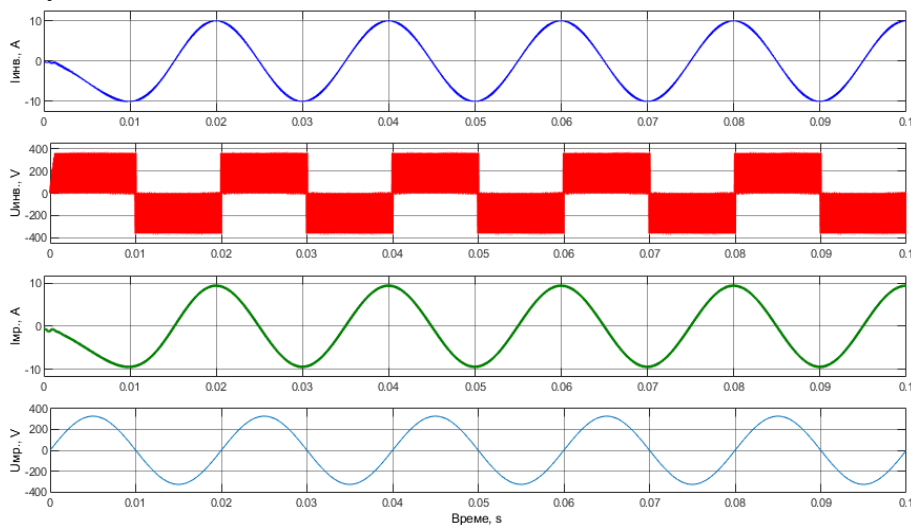
## 4.2 МОДЕЛИРАНЕ НА ЕДНОФАЗЕН ФОТОВОЛТАИЧЕН ИНВЕРТОР

### 4.2.1 ОБЩИ СВЕДЕНИЯ И ПОСТАНОВКА

Моделът е съставен от еднофазен инвертор и мрежа. Отново е приложен подхода за получаване на ШИМ чрез  $U_{ref}$  и трансформациите на Кларк и Парк, като големината на тока на инвертора  $I_{инв}$  може да бъде променяна чрез промяна на стойността на блока, наречен *желана амплитуда*, от подсистемата за образуване на референтното напрежение  $U_{ref}$ .

### 4.2.2 СИМУЛАЦИОННИ РЕЗУЛТАТИ ОТ МОДЕЛИРАНИЯ ЕДНОФАЗЕН ФОТОВОЛТАИЧЕН ИНВЕРТОР

На Фиг. 4-25. са представени диаграмите на тока на инвертора  $I_{инв}(t)$ , на напрежението на инвертора  $U_{инв}(t)$ , на тока на мрежата  $I_{мп}(t)$  и на напрежението на мрежата  $U_{мп}(t)$  при желана амплитуда от 10 А.



Фиг. 4-25. Получени резултати при задание на желаната амплитуда на тока на инвертора 10 А.

Напрежението на мрежата  $U_{мп}(t)$  е дефазирано на  $90^\circ$  спрямо двата тока. Тъй като напрежението изостава спрямо токовете, то характерът на реактивната мощност е капацитивен. Това е условие да се счита, че се отдава реактивна мощност от инвертора в мрежата.

### 4.3 СРАВНИТЕЛЕН АНАЛИЗ НА МЕТОДИТЕ ЗА КОМПЕНСИРАНЕ НА РЕАКТИВНА МОЩНОСТ

Направен е сравнителен анализ на моделираните методи за компенсиране на реактивната мощност – статичен синхронен компенсатор и фотоволтаичен инвертор. Сравнителният анализ се състои в сравняване на хармоничния състав и коефициента на несинусоидалност.

Моделът със *STATCOM* е преработен да моделира еднофазен *STATCOM*, а относно метода с *ФВ* инвертор в сравнителния анализ са включени както модела, представен в 4.2, така и подобрен модел, който е представен по- долу.

#### 4.3.2 РЕЗУЛТАТИ ОТ СРАВНИТЕЛНИЯ АНАЛИЗ

В Табл. 10 е представен, обобщено, направения анализ на постигнатите хармонични състави от моделите.

Табл. 10. Обобщени резултати от съпоставянето на хармоничните състави в различните модели.

Харм. състав, % № на хармоник	Еднофазен STATCOM модел	Модел на еднофазен ФВ инвертор	Подобрен модел на еднофазен ФВ инвертор
	Ток на инвертора $I_{inv}$	Ток на инвертора $I_{inv}$	Ток на инвертора $I_{inv}$
h <sub>3</sub>	0.3325	4.454	0.5525
h <sub>5</sub>	6.358	0.8476	0.3918
h <sub>7</sub>	2.69	0.507	0.287
h <sub>9</sub>	0.1754	0.3229	0.2256
h <sub>11</sub>	0.6908	0.1906	0.1849
h <sub>13</sub>	0.3175	0.1525	0.1567
h <sub>15</sub>	0.1082	0.1308	0.1363
h <sub>17</sub>	0.749	0.1151	0.1209
h <sub>19</sub>	3.074	0.1157	0.1092
THD, %	9.37	11.86	8.48

#### 4.4 ИЗВОДИ КЪМ ГЛАВА 4.

Главата разглежда моделиране на методи за компенсиране на реактивна енергия. В основата на моделите е заложена ФЕЦ, свързана с мрежата. От изложеното в главата могат да бъдат направени следните изводи:

- Разработен е модел на трифазен статичен синхронен компенсатор за компенсиране на реактивна мощност. Показано е, че се отдава мощност от ФЕЦ в мрежата, като напрежението на мрежата и на товара са синусоидални. Реактивната мощност е в заложените граници, поради това, че в модела ефективно е заложен преоразмерен инвертор, осигуряващ достатъчна активна мощност. При това може да се счита, че моделът изпълнява задачата за компенсиране на реактивна мощност и товарът се запазва със синусоидални напрежение и ток;

- Разработен е модел на еднофазен фотоволтаичен инвертор. Съставен е алгоритъм за получаване на референтно напрежение според зададена желана амплитуда на тока на инвертора. Референтното напрежение се използва за реализиране на ШИМ, с която да се управлява ФВ инвертора, след като се образува пространствен вектор с трансформациите на Кларк и на Парк според р-q теорията на Акаги. От получените резултати става ясно, че се отдава реактивна мощност от инвертора към мрежата;

- Направен е сравнителен анализ на методите за компенсиране на реактивна мощност. Въпреки че подобреният модел на еднофазен ФВ инвертор представя най- добри резултати по отношение на хармонични изкривявания, може да бъде казано, че всеки един от моделите изпълнява задачата за компенсиране на реактивна мощност – моделираните инвертори са параметризирани така, че да осигуряват необходимата реактивна мощност във всеки един момент, т.е. преоразмерени са по активна мощност.

#### НАУЧНО-ПРИЛОЖНИ И ПРИЛОЖНИ ПРИНОСИ

Научно – приложни приноси:

- 1) Разработен е алгоритъм за дистанционно управление на фактора на мощност на фотоволтаичен инвертор;
- 2) Разработен е модел на компенсиране на реактивна мощност посредством трифазен мрежови инвертор, работещ в режим като *STATCOM*;

- 3) Разработен е модел на компенсиране на реактивна мощност посредством еднофазен фотоволтаичен инвертор. Разработен е и подобрен модел по отношение на имплементиране на *ШИМ*.

**Приложни приноси:**

- 1) Проведено е изследване на състоянието на реактивната мощност на индустриален обект и високите разходи за върнатата енергия в *ЕЕС*. След анализиране на товарите са предложени решения за компенсиране както с класически компенсиращи устройства, така и с фотоволтаичен инвертор. Направена е и технико – икономическа оценка, на чиято база е установено, че периодът на откупуване е сходен и за двете предложени решения.

## СПИСЪК НА ПУБЛИКАЦИИТЕ ПО ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

- П1. Ibram, D. *A Case Study on Compensating Reactive Power of Medium Voltage Cables*, 2023 Eight Junior Conference on Lighting (Lighting), Sozopol, Bulgaria, 2023, pp. 1-4, doi: 10.1109/Lighting59819.2023.10298843.
- П2. Ibram, D. and Georgiev, V. *Control of loads of road tunnel Zheleznitsa*, 2019 11th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF), Varna, Bulgaria, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/BulEF48056.2019.9030750.
- П3. Ibram, D. and Gueorgiev, V. *Comparative analysis of two simulation models for reactive power compensation in grid tied single-phase photovoltaic systems*, 2022 22nd International Symposium on Electrical Apparatus and Technologies (SIELA), Bourgas, Bulgaria, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/SIELA54794.2022.9845693.
- П4. Ibram, D. and Gueorgiev, V. *Control and Compensation of Reactive Power of Road Tunnels*, 2022 Seventh Junior Conference on Lighting (Lighting), Sozopol, Bulgaria, 2022, pp. 1-4, doi: 10.1109/Lighting56379.2022.9929148.
- П5. Ibram, D. and Gueorgiev, V. *Control of Reactive Power of a Single-Phase Photovoltaic Inverter*, 2020 12th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF), Varna, Bulgaria, 2020, pp. 1-4, doi: 10.1109/BulEF51036.2020.9326067.
- П6. Ibram, D. and Gueorgiev, V. *Reactive Power Compensation in Grid Connected Photovoltaic System Using Static Synchronous Compensator*, 2021 13th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF), Varna, Bulgaria, 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/BulEF53491.2021.9690827.
- П7. Ibram, D. and Gueorgiev, V. *Reactive power of nonlinear sign - changing loads*, 2021 17th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA), Sofia, Bulgaria, 2021, pp. 1-4, doi: 10.1109/ELMA52514.2021.9503011.

## **RENEWABLE ENERGY SOURCES AND REACTIVE POWER CONTROL**

**Author:** Msc. Eng. Dzhengiz Yalmaz Ibram

### **SUMMARY**

The dissertation is comprised of four chapters. First chapter consists of literature review on the current state of renewable energy sources, reactive power issues that occur in power grids with high presence of renewables and the necessity of reactive power compensation. The different compensation methods have been explored. In contemporary power supply systems variable loads can be observed. Depending on operation mode, loads change their character from active-inductive to active-capacitive and vice versa. Loads of such kind can be compensated by conventional means, but utilizing RES' power electronics is becoming increasingly more appealing.

Second chapter concerns experimental research on a hybrid photovoltaic inverter and its capabilities to operate as a reactive power compensator. Furthermore, an algorithm for remote control of power factor has been developed.

A case study of a real industrial facility with regards to reactive energy issues and their respective financial expenses has been explored in third chapter. Load schedules have been constructed based on the provided input data. The reactive energy is predominantly active-capacitive in nature. Two solutions have been proposed – using conventional compensation means and using photovoltaic inverter control. A technical – economic assessment of the two solutions has been made.

The previous chapters have shown that the capabilities of inverters used in practice in terms of reactive power control are significantly limited. Electronic converters are capable of operating as reactive power generators, but their control needs to be modified. Thus, the fourth chapter is purposed to the development of simulation models for reactive power compensation via control of photovoltaic inverters. Three distinguished models have been developed. Obtained results have shown respective key characteristics in relation to their reactive power control capabilities.



# **TECHNICAL UNIVERSITY – SOFIA**

---

**Faculty of Electrical Engineering  
Department „Electrical supply, electrical equipment and electrical  
transport“**

**Msc. Eng. Dzhengiz Yalmaz Ibram**

## **RENEWABLE ENERGY SOURCES AND REACTIVE POWER CONTROL**

### **S U M M A R Y**

of dissertation for the acquisition of an educational and scientific degree  
**"Doctor"**

Field: 5. Technical Sciences

Professional field: 5.2. Electrical Engineering, Electronics, and Automation

Scientific specialty: Electrical Supply and Electrical Equipment for Industry

**Scientific supervisor: Prof. Dr. Eng. Vultchan Gueorgiev**

SOFIA, 2026

The dissertation was discussed and sent for defense by the Departmental Council of the Department of Electrical Supply, Electrical Equipment and Electric Transport at the Faculty of Electrical Engineering of the Technical University of Sofia at a regular meeting held on 17.02.2026.

The public defense of the dissertation will take place on 02.06.2026 at 13:00 in the Conference Hall of the BIC of the Technical University of Sofia at an open meeting of the scientific jury, determined by Order № OZ-5.2-26 / 25.02.2026 of the Rector of the Technical University of Sofia, consisting of:

1. Assoc. prof. Dr. Eng. Borislav Bogdanov Boychev – chairman
2. Prof. Dr. Eng. Plamen Milanov Rizov – academic secretary
3. Assoc. prof. Dr. Eng. Hristo Todorov Ibrishimov
4. Assoc. prof. Dr. Eng. Valentin Nikolov Gyurov
5. Assoc. prof. Dr. Eng. Orlin Lyubomirov Petrov

Reviewers:

1. Assoc. prof. Dr. Eng. Borislav Bogdanov Boychev
2. Assoc. prof. Dr. Eng. Hristo Todorov Ibrishimov

The materials on the defense are available to those interested in the office of the Faculty of Electrical Engineering of the Technical University of Sofia, block No 12, room No 12222.

The dissertation student is a full-time PhD student at the Department of Electrical Supply, Electrical Equipment and Electric Transport of the Faculty of Electrical Engineering. The research on the dissertation development was done by the author, and some of them are supported by research projects.

Author: Msc. Eng. Dzhengiz Yalmaz Ibram

Title: Renewable energy sources and reactive power control.

Circulation: 30 copies

Printed at the Technical University – Sofia's publishing and printing complex (PPC)

## I. GENERAL CHARACTERISTICS OF THE DISSERTATION

### **Actuality of the problem**

The energy strategy of the European Union, in the context of the Green Deal and the decarbonisation directives, sets specific goals for member states to achieve climate neutrality by 2050. In this context, Bulgaria is also committing to the sustainable development of its energy sector through the National Recovery and Resilience Plan and the Integrated National Energy and Climate Plan (INPEC).

With the increase in the number and capacity of renewable energy sources in the electricity system, a number of technical and operational challenges emerge that call into question the reliability, sustainability and efficiency of the grid. Unlike conventional power plants, which have the ability to centrally regulate active and reactive power, renewable generators (especially photovoltaic and wind installations) are characterised by unstable and difficult to predict performance dependent on weather conditions.

In this context, the problem of reactive energy management emerges as critical. Uneven production and consumption of reactive power in the grid leads to unwanted voltage fluctuations, additional energy losses and a reduction in the service life of the equipment. Without effective reactive energy management, even the most modern RES systems cannot guarantee electricity quality. Reactive power management is becoming even more important in the context of decentralization of generation and increasing dynamics in electricity flows.

### **Purpose of the dissertation, main tasks and research methods**

The aim of the dissertation is to investigate the capabilities of electronic RES converters to compensate for reactive power and perform the function of a voltage regulator.

The tasks set for the implementation of the set goal are:

1. To investigate the efficiency of reactive power compensation using a photovoltaic inverter
2. To assess the technical and economic aspects of compensation by means of electronic *RES* converters and to compare them with classic passive compensating devices;
3. To develop models and algorithms for controlling a photovoltaic inverter for reactive power compensation.

### **Scientific novelty**

1) An algorithm for remote control of the power factor of a photovoltaic inverter has been developed;

2) A model of reactive power compensation has been developed using a three-phase grid inverter operating in a mode such as *STATCOM*;

3) A model of reactive power compensation using a single-phase photovoltaic inverter has been developed. An improved model has also been developed regarding *PWM implementation*.

### **Practical applicability**

A study has been carried out on the state of the reactive power of an industrial site and the high costs for the returned energy to the *UES*. After analyzing the loads, solutions for compensation with both classic compensating devices and a photovoltaic inverter have been proposed. A technical and economic assessment has also been made, on the basis of which it has been found that the buyback period is similar for both proposed solutions.

### **Approbation**

The results of the dissertation have been reported at international conferences: BULEF, SIELA and ELMA.

## **Publications**

Main achievements and results of the dissertation have been published in 7 scientific publications, of which 1 is independent. All publications are indexed in the international database Scopus, and 6 citations are also reported.

## **Structure and volume of the dissertation**

**The dissertation is 125 pages long, including an introduction, 4 chapters on solving the main problems, a list of main contributions, a list of publications on the dissertation and references. A total of 163 literary sources are cited, 140 of which are in Latin and 23 in Cyrillic, and the rest are Internet addresses.** tables. The numbers of the figures and tables in the abstract correspond to those in the dissertation.

## II. CONTENT OF THE DISSERTATION

---

### CHAPTER 1. OFFSETTING REACTIVE ENERGY IN THE PRESENCE OF RENEWABLES

Despite the many advantages of RES, in particular of PV plants, their characteristic disadvantages should not be underestimated and ignored. One of these disadvantages is related to the fact that they are the basis of the so-called. decentralized generation (distributed generation), and also due to the intermittent nature of their operation (they can even be considered stochastic), research is being done on the impact of RES on the reliability of the EES. One of the main problems that are manifested by the greater participation of RES in the energy mix of Bulgaria turns out to be that there is a significant increase in voltage in the grid (above the permissible 10%) during periods of low consumption, but with high productivity from RES (in particular PV plants). Another problem that arises is the variable reactive power (RM), respectively reactive energy (PE). The sign variable manifestation is due to the influence of non-linear loads. Such loads are most often induction furnaces, welding units, as well as power electronic devices with nonlinear voltampere characteristics (VAH). The photovoltaic (PV) cells, from which the PV panels of the PV power plant are built, are also power electronic elements with nonlinear VAH. Other devices that are characterized by non-linear VAH are powerful rectifiers, frequency drives in electric drives, and even the sets of multiple LED luminaires, along with the necessary electronic ballasts, multiple microprocessors to control electrical equipment, as well as the abundance of desktop computers, uninterruptible power supplies (UPS) and servers. Voltage and current harmonics created by nonlinear loads increase power losses in the network, change the power factor (PF) values, and reduce the efficiency and reliability of the EES. All this determines the need to use means and methods for managing PM, to improve PF and to reduce the influence of higher harmonics.

Reactive power has always been an integral part of AC systems. Power losses, voltage losses, power supply to consumers with reduced quality, etc., are often caused by improper or even lack of PM control. This is the basis for the creation of a definition of PM and the introduction of methods and means for its measurement and analysis in sinusoidal modes. When, however, a nonlinear load is included in the circuit, the operating conditions change to non-sinusoidal, i.e. there is an influence from higher harmonics. In such a case, the traditional situation observed in sinusoidal regimes, in which the powers are determined according to the power triangle, there is equality between  $\cos \varphi$  and PF, is violated and not applicable.

The differences in the many theories and approaches to determining reactive power in non-sinusoidal modes can be reduced to a search for answers to the following two questions:

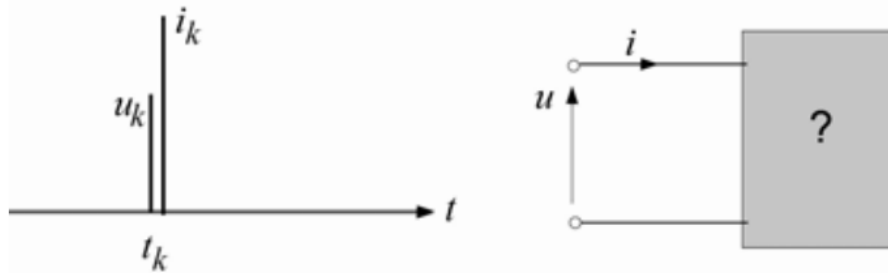
1. In which domain (time or frequency) should the power characteristics of a system be described?

On the one hand, treating currents and voltages as sums of harmonic constituents (frequency domain) leads to inadmissible conclusions, such as that active power (hence energy), represented as the product of current and voltage, it represents an infinite sum of oscillating components. This has been proven to be not true since Friese's study. In the time domain, no such oscillation of energy in the circuit is observed, i.e. with this example, it can be assumed that the time domain is superior. However, other factors are also noticeable. The Shefford and Zakikani reactive current, as well as the Czarnecki scattered current, are defined in the frequency domain, i.e. they are influenced by harmonics. And the presence of these currents is the reason for the value of the total power  $S$  to be greater than the value of the active power  $P$ . Therefore, one of the main questions ( $S > P$ ) has an answer in the frequency domain.

2. How should the power characteristics in question be described, as instantaneous or as averaged over a given period of time?

Since the instantaneous active power  $p(t)$  is a fundamental quantity in electrical systems by which the energy flow at any given moment in time is determined, an argument can be made that

the theory should be represented by instantaneous quantities. The use of instantaneous quantities is also of great importance in the study of interference and failure. that no instantaneous quantities could be identified when examining the load. Fig. 1-3, that is, the load represented as a black box can be a resistor, inductance or capacitor.



**Fig. 1-3. Unknown values of voltage and load current.**

As for the averaging of quantities, they can be included in the instantaneous theory, but this would "undermine" the very statement of the theory. In the theory of instantaneous  $RM$ , the active power  $P$  can only be determined by averaging the instantaneous active power  $p$ , but then the concepts of total power  $S$  and power factor  $\cos \varphi$  (respectively PF) do not exist.

Unfortunately, an unequivocal and definite answer to these two questions cannot yet be given.

At the heart of the problems arising with PM, on the one hand, is the lack of an unambiguous definition in the specialized literature, standards and normative documents, presenting its essence accurately, clearly and correctly when talking about non-sinusoidal modes. On the other hand, the ways of measuring PM and the tariffs at which it is paid are also an obstacle. Due to the lack of an unambiguous definition, any manufacturer of measuring devices (generally electricity meters) for PM can use any of the described definitions of PM. Therefore, there is also the need for the control systems of compensating devices to comply with the definition used for measuring reactive power. In practice, it comes to the situation in which the task of PM management does not consist in compensating for the consumed or (returned) to the grid, but is reduced to managing (adjusting, compensating) the difference between the measured values between the electricity meters of the consumer and the supplier.

Since the formulation of the problem is that the compensation of the PM, respectively of the PE, must be strictly specified for each individual case, then attention should also be paid to the price at which the uncompensated RE is paid. This is of particular importance for Bulgaria, but not only because the compensation of the PM is carried out in ways that aim to maintain the power factor  $\cos \varphi = 0.9$  (formally between the boundaries of 0.9 ahead of the curve, i.e. capacitive nature, and 0.9 lagging behind, i.e. inductive nature).

With Ordinance No. 1 on regulation of electricity prices, introduced by the Energy and Water Regulatory Commission (EWRC), a regulation has been defined, according to which the reactive energy supplied to the grid is paid many times more than the consumed reactive energy by consumers with connected power greater than 100 kW. Typically, domestic solar power plants both in our country and around the world are designed, built and connected with capacities  $\leq 30$  kWp, due to subsidies. However, for the same reasons, there are many PV plants whose capacities are precisely  $> 100$  kWp.

What has been said so far clearly shows why it is important and necessary to manage the PM, keeping it within its respective limits.

Due to the fact that the elements of power electronics are non-linear loads and are one of the main reasons for the introduction of harmonics and reactive power in the system, for the improvement of indicators such as the power factor PF and the harmonic composition of currents, two main directions for development can be defined, as follows:

- New converters to be created according to new schemes and to be managed by new methods by which the indicators are improved;
- To create electronic devices that serve to correct PF and to improve the harmonious current composition of already existing electrical equipment and equipment.

There are successful examples in both strands, but mainly the methodology of compensating the PM is guided by the second strand. For this reason, a conditional classification of compensatory means can be made.

**1.3.1 CLASSIC COMPENSATING DEVICES** – condenser batteries and shunt reactors.

**1.3.2 THYRISTOR-CONTROLLED COMPENSATORS** – static reactive power compensators (SVCs), thyristor-controlled series compensators (thyristor-controlled serial capacitors (TCCs) and thyristor-controlled series capacitors (TUPCs)).

**1.3.3 STATIC SYNCHRONOUS COMPENSATORS** – static synchronous compensator (STATCOM) and static synchronous sequential compensator (SSSC).

**1.3.4 Power** flow controllers.

**1.3.5 ACTIVE POWER FILTERS** – parallel (shunt) and series (series).

**1.3.6 OFFSETTING BY NETWORK INVERTER.**

**1.4 CHAPTER 1 CONCLUSIONS.**

The following conclusions can be drawn from the literature review:

The problems with alternating reactive power, respectively energy, are extremely interesting and relevant. Since reactive power is not a physical quantity, in practice there is no uniform definition for its determination. The presence of multiple definitions, in turn, leads to the possibility of obtaining different results, especially in non-sinusoidal modes. This leads to ambiguity – the task of compensating is not limited to compensating for a certain physical quantity, but to the reading of the commercial meter.

In the last few years, there has been an increasing frequency of distributed electricity production through the utilization of *RES* for both industrial and domestic purposes. However, the inconsistent nature of the *RES* operation leads to problems that reduce the reliability of the *UES*. These problems consist in an increase in the voltage in the grid, as well as the presence of variable reactive power from non-linear *VCs* of electronic elements.

Depending on the mode of operation, the aggregated load changes its character from active – inductive to active – capacitive and vice versa. Such loads can be compensated by classical means, but the possibility to compensate with the help of the power electronics of *RES* is becoming more and more attractive.

From the point of view of *the PV plant*, the reactive power can also be compensated by controlling the photovoltaic inverter. Traditionally, these inverters operate in modes where the power factor is one ( $\cos \varphi = 1$ ), but theoretically they can change *the*  $\cos \varphi$  over a wide range. inverter is a modern method of compensation in which the introduction of additional devices is not necessary.

## **CHAPTER 2. PV INVERTER CONTROL**

From the literature review it became clear that there is a difference in the methods for calculating reactive power, respectively energy. This difference is the reason for obtaining different results from the meters, which in practice also leads to financial costs, which in some cases can be significant. In this case, it is appropriate to assess the accuracy of the methods encountered in practice. In addition, the study of photovoltaic inverters in the role of reactive power compensators is also of interest, as they are becoming more and more common these days. For this reason, an experimental study of a hybrid photovoltaic inverter in favorable conditions (sunny day) and unfavorable conditions (cloudy day) was carried out).

### **2.5 HYBRID PHOTOVOLTAIC INVERTER IN REACTIVE POWER COMPENSATION MODE.**

An experimental study of the operating modes of a single-phase hybrid inverter has been carried out in view of its ability to regulate reactive power. The studied system consists of 4 PV panels, each of which has a nominal power of 550 Wp, a hybrid inverter of Deye with a nominal power of 6 kW, the parameters of which are described in more detail in Appendix No. 1. This is one of the most popular choices for a hybrid inverter on the Bulgarian market, due to its wide compatibility with batteries from different manufacturers.

The reactive power management follows the fully conventional PF settings within the limits under discussion. The adjustment accuracy of the Deye inverter is 1%, which means that there are 41 choices of PF. In the study, 5 of them were selected, considered basic. They are precisely PF = 0.8 L; PF = 0.9 L; PF = 1; PF = 0.9 C; PF = 0.8 C. In this way, an assessment of the behavior of the inverter under variable operating conditions is made. For each of these modes, the voltage and current at the output of the inverter in sunny and cloudy conditions are measured, and the voltage and current forms are visualized. The relevant calculations for the reactive power have also been made.

### 2.5.1 EXPERIMENTAL STUDY ON A SUNNY DAY

- Setting PF = 1

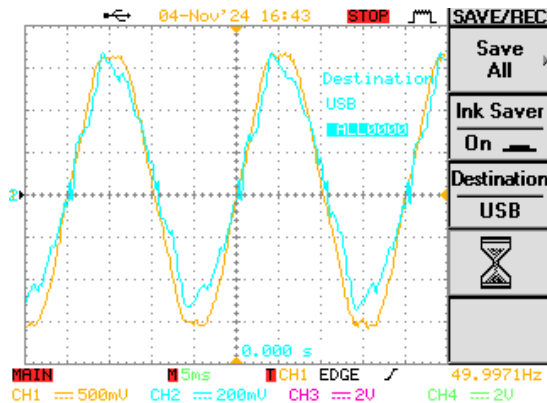


Fig. 2-7. Voltage (yellow) and current (blue) at PF = 1 on a sunny day.

The operation of the hybrid inverter is considered at the PF = 1 setting. In Fig. 2-7. Voltage and current are presented. An expected result for the assignment is that the voltage and current are in phase.

- Setting PF = 0.9 (inductive)

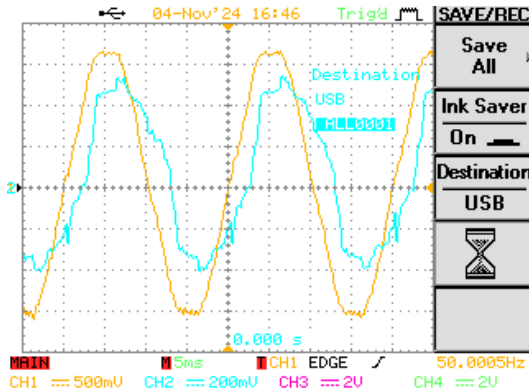


Fig. 2-8. Voltage (yellow) and current (blue) at PF = 0.9 on a sunny day.

The operation of the hybrid inverter is considered at setting PF = 0.9. In Fig. 2-8. Voltage and current are presented. An expected result for the assignment is that the voltage outstrips the current. In Fig. 2-9 presents the calculated reactive power according to the Akagi theory.

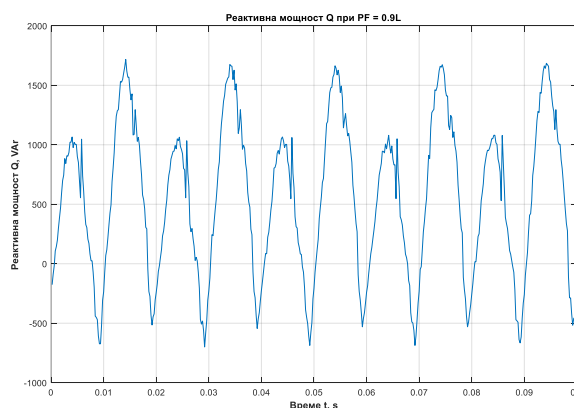


Fig. 2-9. Reactive power Q at PF = 0.9 inductive.

- Setting PF = 0.8 (inductive)

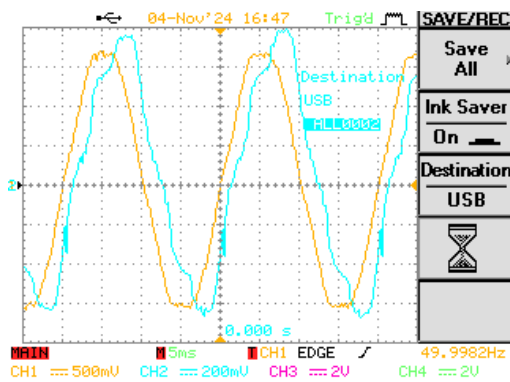


Fig. 2-10. Voltage (yellow) and current (blue) at PF = 0.8 on a sunny day.

The operation of the hybrid inverter is considered at the PF = 0.8 setting. In Fig. 2-10. Voltage and current are presented. An expected result for the assignment is that the voltage outstrips the current.

In Fig. 2-11 presents the calculated reactive power according to the Akagi theory

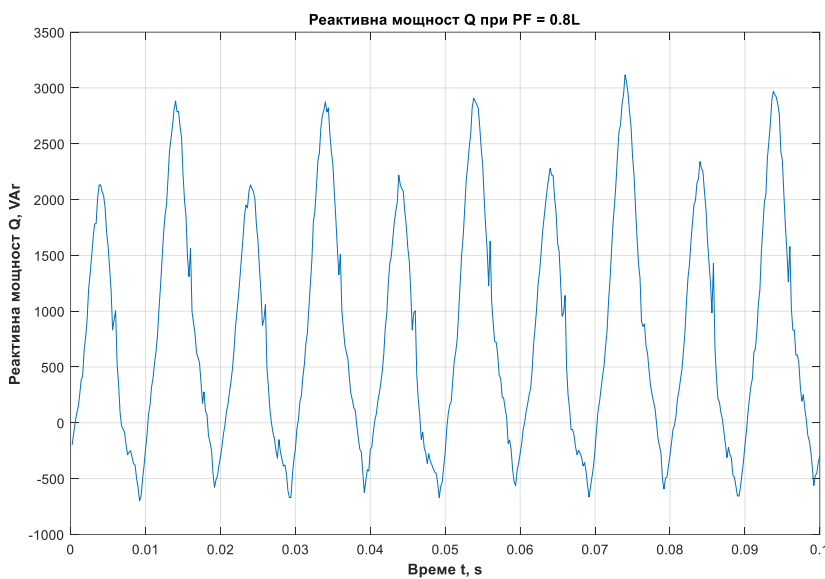


Fig. 2-11. Reactive power Q at PF = 0.8 inductive.

- Setting PF = -0.9 (capacitive)

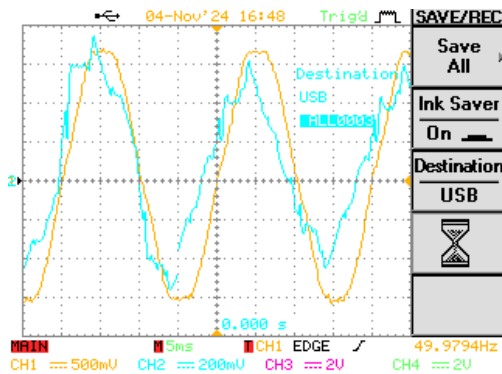


Fig. 2-12. Voltage (yellow) and current (blue) at PF = -0.9 on a sunny day.

The operation of the hybrid inverter is considered at setting PF = -0.9. In Fig. 2-12. Voltage and current are presented. An expected result for the assignment is that the voltage lags behind the current.

In Fig. 2-13 presents the calculated reactive power according to the Akagi theory

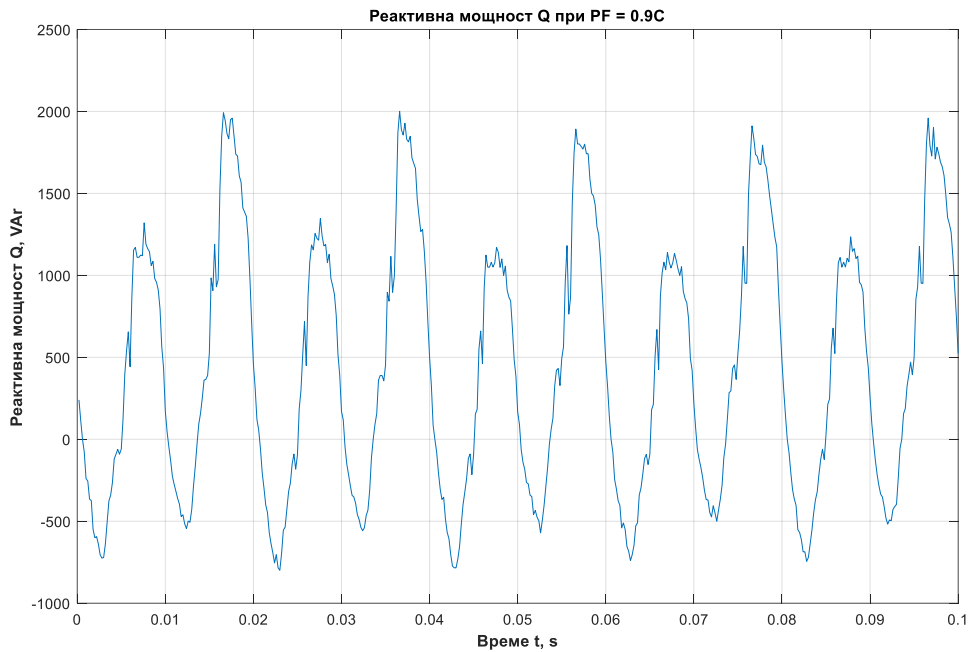


Fig. 2-13. Reactive power Q at PF = 0.9 capacitive.

- Setting PF = -0.8 (capacitive)

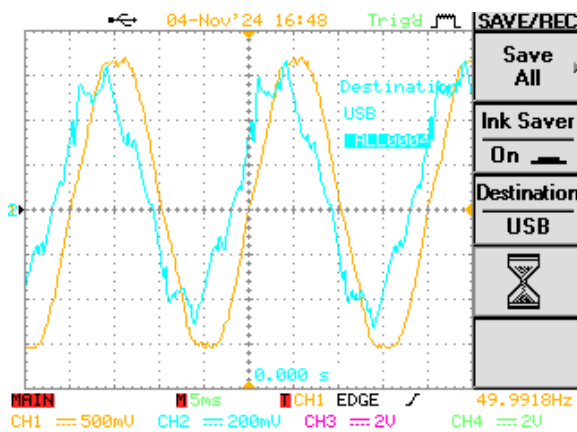


Fig. 2-14. Voltage (yellow) and current (blue) at PF = -0.8 on a sunny day.

The operation of the hybrid inverter is considered at setting PF = -0.8. In Fig. 2-14. Voltage and current are presented. An expected result for the assignment is that the voltage lags behind the current.

In Fig. 2-15 presents the calculated reactive power according to the Akagi theory.

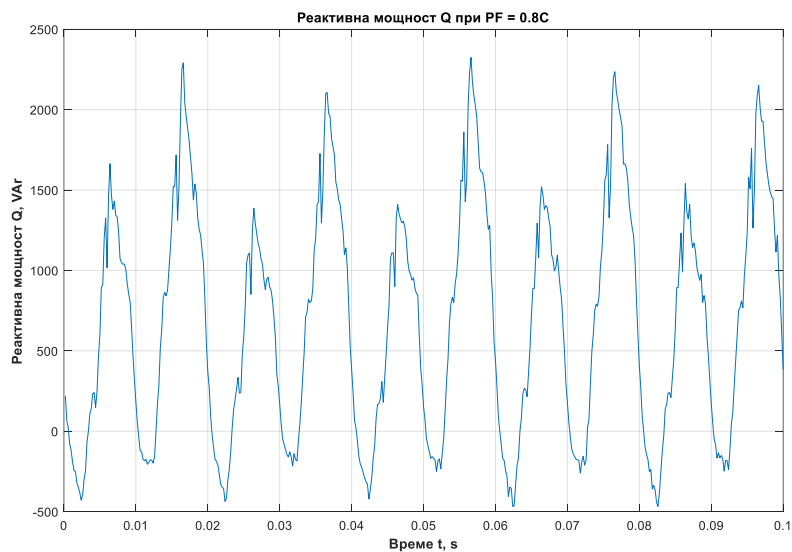


Fig. 2-15. Reactive power Q at PF = 0.8 capacitive.

## 2.5.2 EXPERIMENTAL STUDY ON A CLOUDY DAY

- Setting PF = 1

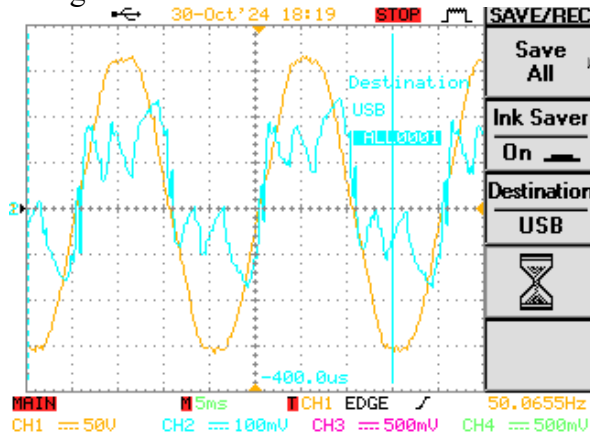


Fig. 2-16. Voltage (yellow) and current (blue) at PF = 1 on a cloudy day.

The operation of the hybrid inverter is considered at the PF = 1 setting. In Fig. 2-16. Voltage and current are presented.

- Setting PF = 0.9 (inductive)

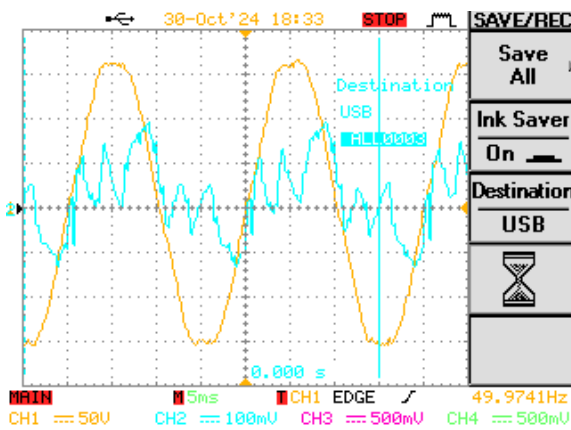


Fig. 2-17. Voltage (yellow) and current (blue) at PF = 0.9 on a cloudy day.

The operation of the hybrid inverter is considered at setting PF = 0.9. In Fig. 2-17. Voltage and current are presented. In Fig. 2-18 presents the calculated reactive power according to the Akagi theory.

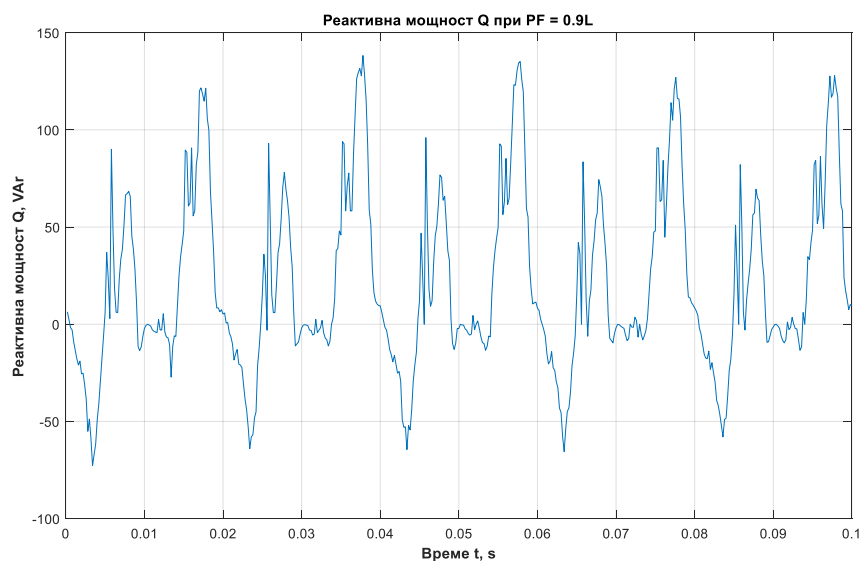


Fig. 2-18. Reactive power Q at PF = 0.9 inductive on a cloudy day.

- Setting = 0.8 (inductive)

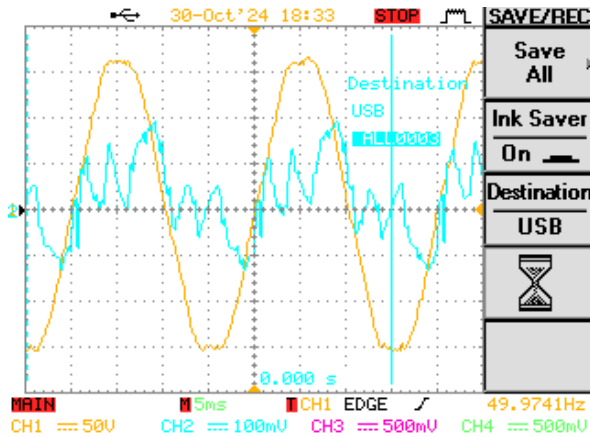


Fig. 2-19. Voltage (yellow) and current (blue) at PF = 0.8 on a cloudy day.

The operation of the hybrid inverter is considered at the PF = 0.8 setting. In Fig. 2-19. Voltage and current are presented. In Fig. 2-20 presents the calculated reactive power according to the Akagi theory.

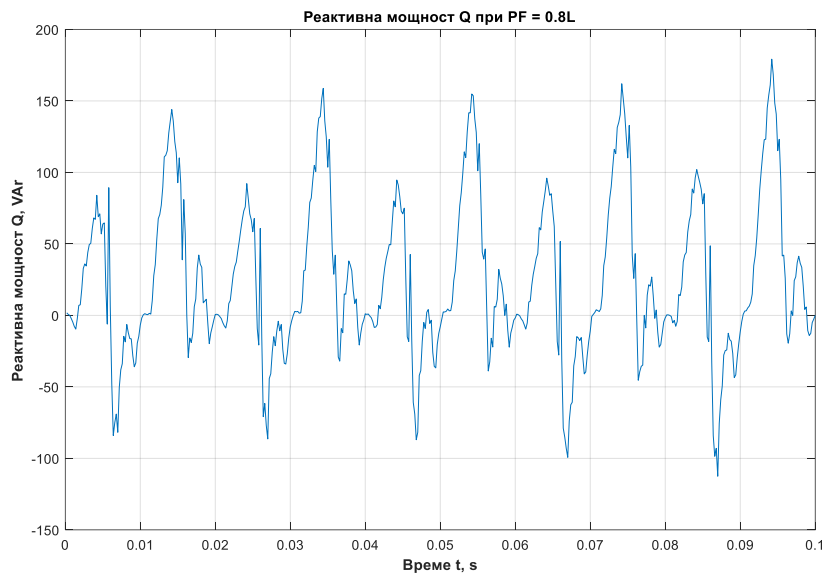


Fig. 2-20. Reactive Power Q at PF = 0.8 inductive on a cloudy day.

- Setting = -0.9 (capacitive)

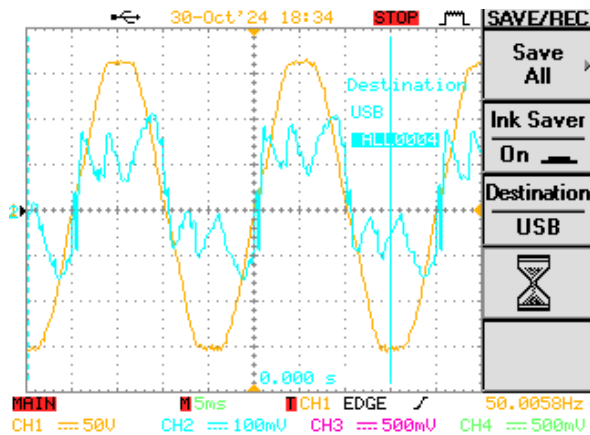


Fig. 2-21. Voltage (yellow) and current (blue) at PF = -0.9 on a cloudy day.

The operation of the hybrid inverter is considered at setting PF = -0.9. In Fig. 2-21. Voltage and current are represented. In Fig. 2-22 presents the calculated reactive power according to the Akagi theory.

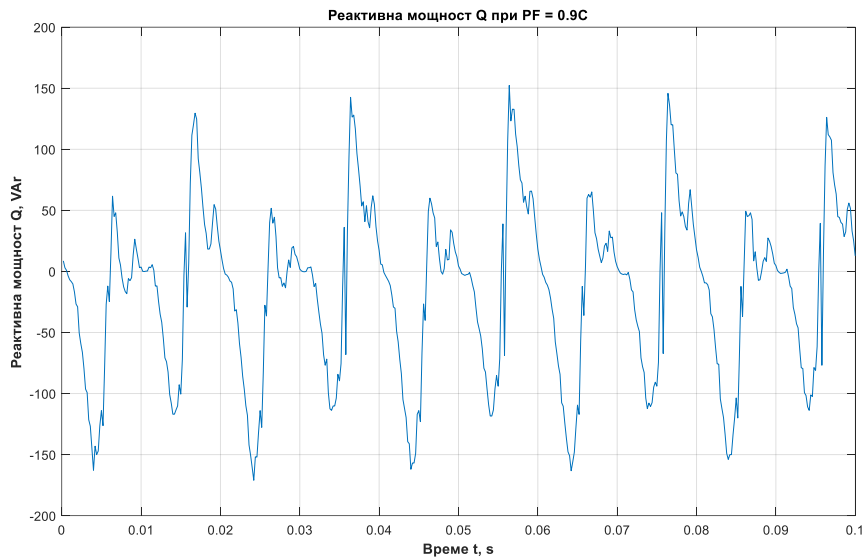


Fig. 2-22. Reactive power Q at PF = -0.9 capacitive on a cloudy day.

- Setting PF = -0.8 (capacitive nature)

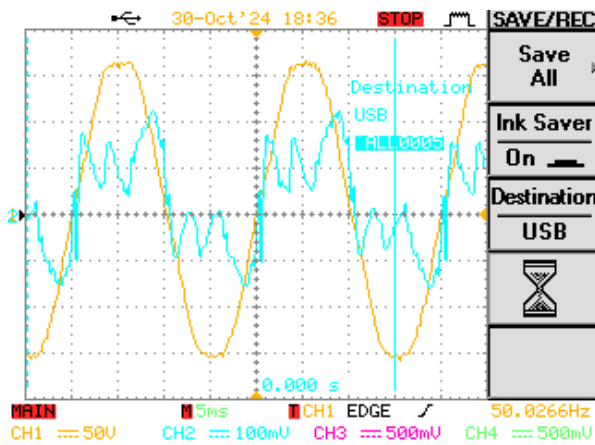


Fig. 2-23. Voltage (yellow) and current (blue) at PF = -0.8 on a cloudy day.

The operation of the hybrid inverter is considered at setting PF = -0.8. In Fig. 2-23. Voltage and current are represented. In Fig. 2-24 presents the calculated reactive power according to the Akagi theory.

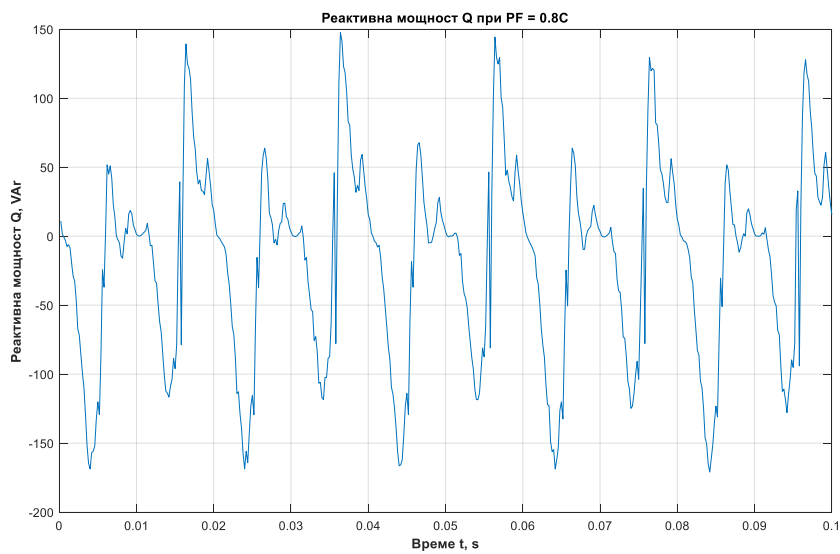


Fig. 2-24. Reactive power Q at PF = -0.8 capacitive on a cloudy day.

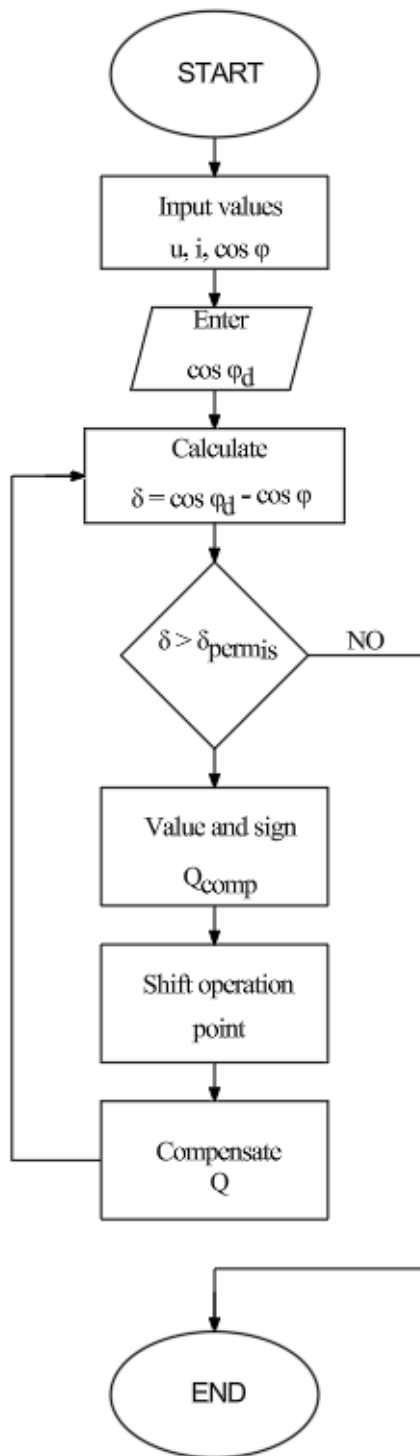
From the results obtained, it can be concluded that the extremely low values of reactive power are due to the low current active power. The inverter tries to maintain a constant power factor, by analogy with the theory in 1.3.6.2. The situation turns out to be such that on sunny days there is a primary source providing active power, and the reactive one is part of the active one. Conversely, on cloudy days, there is not enough primary resource available for active power, which is why reactive power is extremely low.

There are and are found on the market *PV* inverters, characterized by advanced functionalities, allowing them to operate entirely with reactive power (analogous to compensating devices), and even if they are sources of reactive power not only in adverse conditions, but also at night. Such are the inverters with the "Q at night" function of some of the leading manufacturers.

## **2.7 ALGORITHM FOR CONTROLLING REACTIVE POWER USING A PHOTOVOLTAIC INVERTER**

An algorithm has been developed by means of which the PF power factor of inverters can be controlled in real time. A laboratory study showed that widespread inverters, when operating in unfavorable conditions for MPPT, find it difficult to perform their priority functions, and more specialized ranges have the ability to control reactive power as a priority. The algorithm is practically a proposal for remote control of the inverter via RS485 serial communication (MODBUS RTU).

A block diagram of the algorithm is presented in Fig. 2-26.



**Fig. 2-26 Reactive Power Compensation Algorithm with Photovoltaic Inverter.**

In accordance with the developed algorithm, on the basis of these measurements, the calculation of active power, reactive power and  $\cos \varphi$  is performed. Based on the results obtained, the controller forms a task for the power factor  $\cos \varphi$ , which reflects the desired level of reactive power. The task is transmitted to the inverter through serial communication, which allows reliable and standardized data exchange between the individual devices.

The advantage of this approach is that standard devices that are widely used (standard PLC or programmable power meter) are used. The disadvantage is that for different series of inverters, even from the same manufacturer, the registers for voltage, current, active power, reactive power and power factor are at different addresses.

The action of the algorithm is as follows. Current values for voltage, current and  $\cos \varphi$  (or PF) from the measuring equipment are reported. A corresponding assignment for  $\cos \varphi_{zh}$  is entered, in which the difference  $\delta = \cos \varphi_{zh} - \cos \varphi$  is calculated. In cases where the current difference is greater than its permissible value, then the size and nature (sign) of the required compensating power  $Q_{comp}$  is determined and compensation is switched to. Compensation continues until the difference  $\delta$  equal to a permissible value.

The algorithm works with a change (difference) of  $\cos \varphi$ , but not with a fixed  $Q - Q$  is part of  $P$ . Then, in order to look for work, as a known compensator, it is necessary to have another energy source providing this active power (e.g. battery, PV, etc.).

The algorithm is designed to work with an additional external controller, through which a control effect is formed. In Fig. 2-27 is a diagram of remote control of the inverter. The measured instantaneous values of the current and voltage of the busbars are input data for the controller.

Appendix No. 2 presents a listing of code in the Python language, making a connection to the communication, which is necessary to access the registers of the inverter. Registers are reported from MODBUS tables

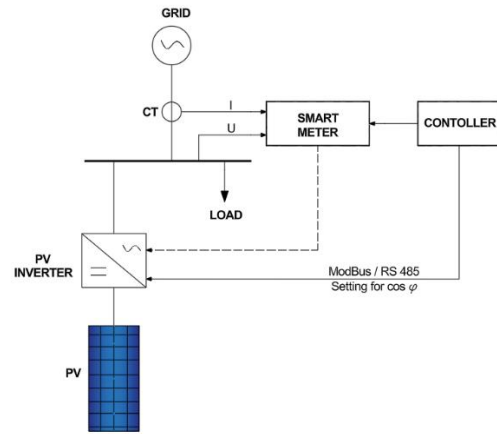


Fig. 2-27 Remote Control Per Inverter.

## 2.8. CONCLUSIONS TO CHAPTER 2

The control of a *PV* inverter for reactive power regulation is possible, but it is associated with a number of limitations:

Mass hybrid inverters can be controlled in a narrow power factor range of -0.8 to +0.8.

Mass hybrid inverters allow control (within a certain range) of the power factor, but not of the reactive power generated, i.e. the available solar radiation determines the active energy generated and, as *PF* is set, they also alter the generated reactive energy. In other words, reactive power is only a fraction of the current active power that the inverters operate with. through which it can be indirectly claimed to control the reactive power. This is also confirmed by the experimental study. The control of reactive power by analogy with passive compensating devices can only be achieved if a primary source of active energy is available, e.g. batteries to be kept charged precisely to ensure sufficient active power, and hence reactive.

Commercially available inverters with "Q on demand 24/7", "Q at night" capabilities can operate in only one of the modes - reactive or active energy generator.

Despite the above limitations, inverters can be used as reactive power compensators with real-time control.

## CHAPTER 3. COMPENSATION FOR VARIABLE LOADS

The results of the previous chapter show precisely that reactive power is part of the active power and inverters strive to maintain their set power factor. This necessitates the study of the case presented in this chapter.

An example of a real object for which a sign-variable PM has been observed and the possibilities for its compensation have been analyzed.

### 3.1 INDUSTRIAL SITE

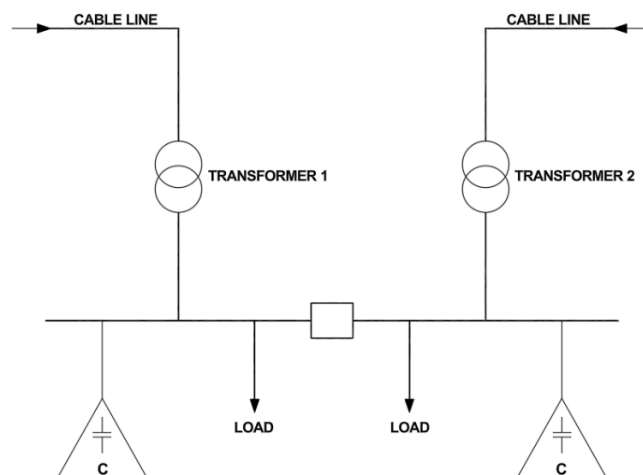


Fig. 3-1. Single-line power supply scheme.

A study of the possibilities for compensating the reactive power of an industrial site has been carried out. The power supply of the industrial site has been realized through two cable lines of *S.N.* 20 kV from an existing 110/20 kV substation. It is in reducing the cost of paying for variable reactive energy and improving the quality of electricity supply that the need for compensation is expressed.

The presented single-line diagram of Fig. 3-1 presents the method of power supply and the formulation of the problem. The two transformers *Tr-r 1* and *Tr-r 2* (20/0.4 kV and rated power 400 kVA) operate in parallel and each section is powered by its respective transformer. LED lighting, servers and computers). In addition, cable lines are sources of significant capacitive reactive power.

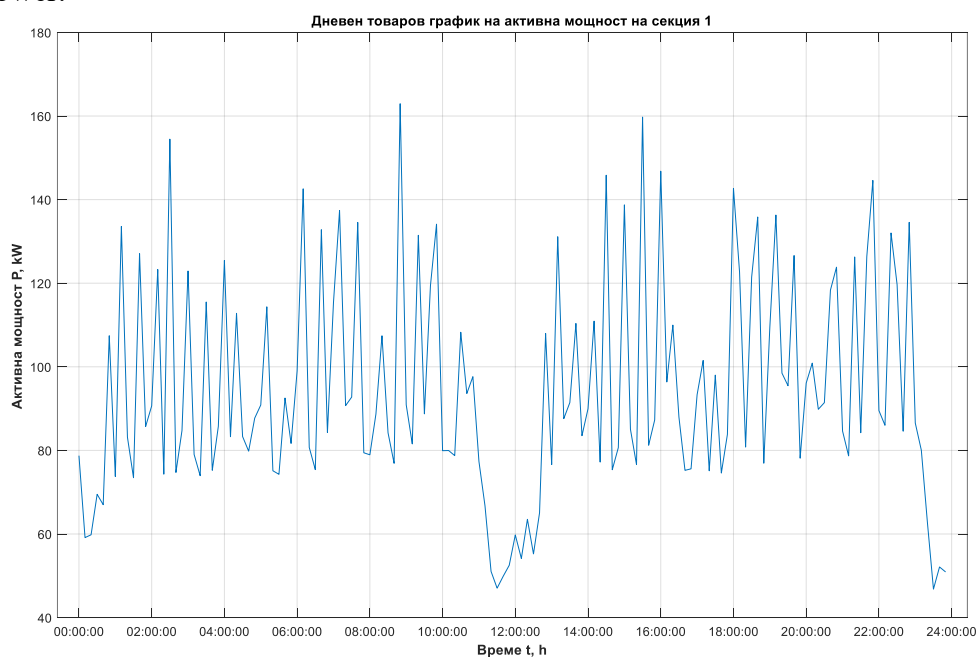


Fig. 3-2. Daily load schedule of the active power of the section of transformer *Tr-r 1*.

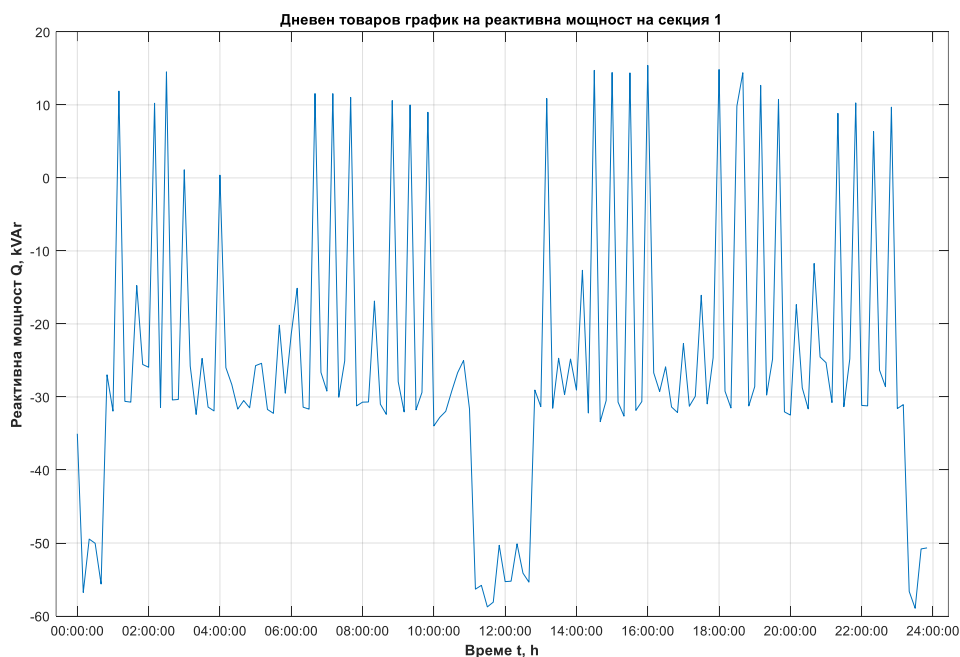
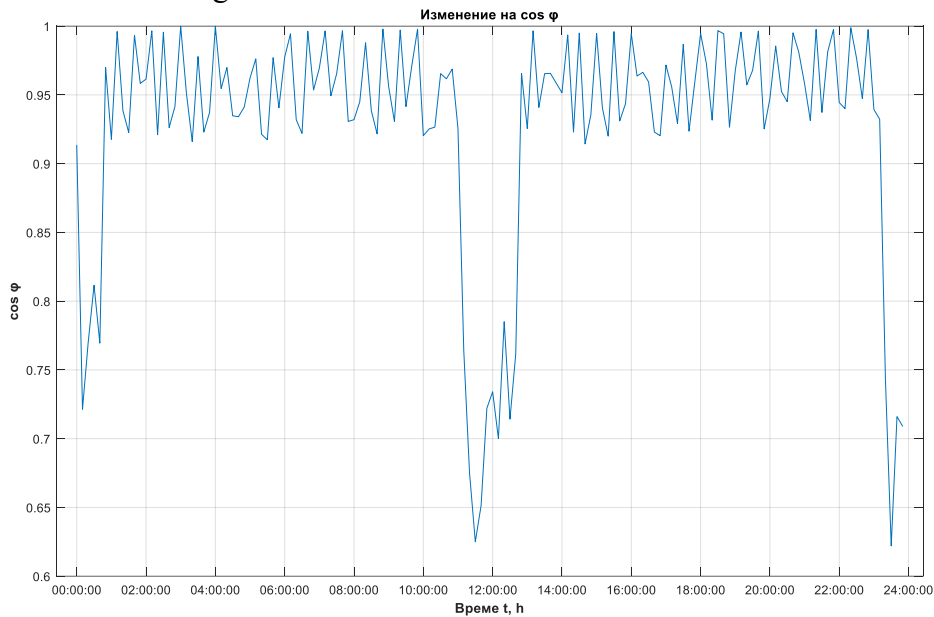


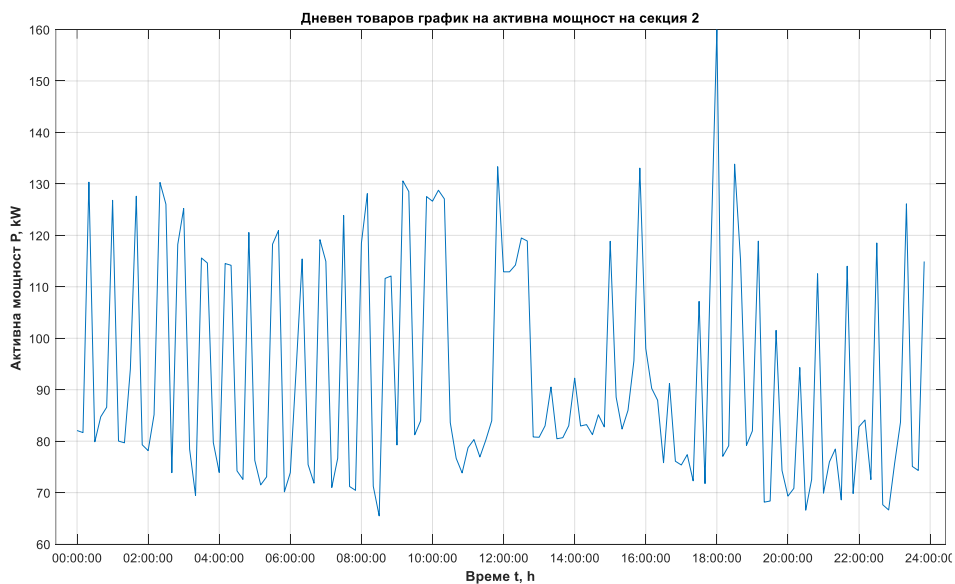
Fig. 3-3. Daily load schedule of the reactive power of the section of transformer *Tr-r 1*.

Measurements of the sections of *N.N.* (0.4 kV) of each of the transformers are made. The load schedules of the active (Fig. 3-2 for the section of *Tr-r1* and Fig. 3-5 for the section of *Tr-r2*) and of the reactive (Figs. 3-3 and Figs. 3-6, respectively) powers, as well as the change of  $\cos \varphi$  of the

two sections (Figs. 3-4 and Figs. 3-7). Because cosine is an even function, the nature of the load is judged by the load schedules of the reactive powers. A familiar variable character with a predominantly capacitive influence is noticeable. The reason for the significant reactive power of a capacitive nature is the long cable lines.



**Fig. 3-4. Amendment of the natural  $\cos \varphi$  of the section of transformer  $Tr-r 1$ .**



**Fig. 3-5. Daily load schedule of the active power of the section of transformer  $Tr-r 2$ .**

The following situation is observed, which is graphically clarified in Fig. 3-8 and Fig. 3-9. When inductive loads are present (Fig. 3-8), the capacitive reactive power of the cable lines is naturally compensated.

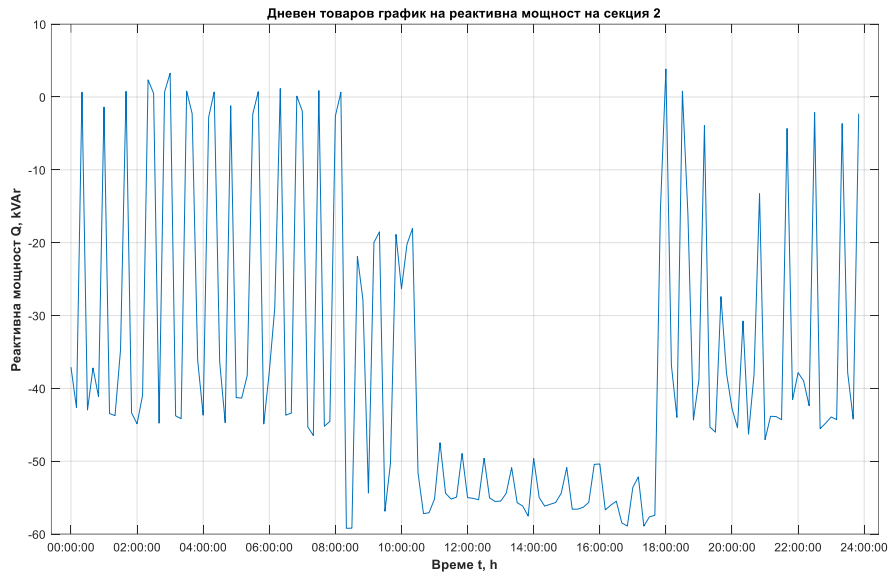


Fig. 3-6. Daily load schedule of the reactive power of the section of transformer *Tr-r 2*.

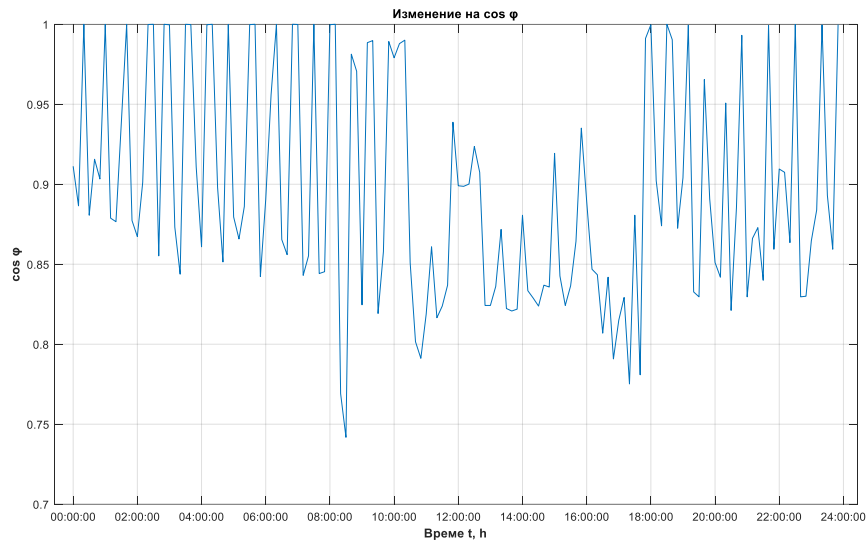


Fig. 3-7. Amendment of the natural  $\cos \phi$  of the section of transformer *Tr-r 2*.

On the contrary, when inductive loads are switched off, the capacitive reactive power from the cable lines and capacitive loads cannot be naturally compensated (Fig. 3-9).

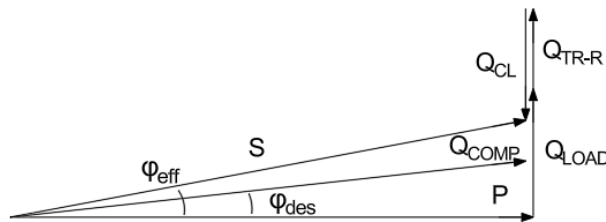


Fig. 3-8. Vector diagram of the power triangle under inductive nature of the load.

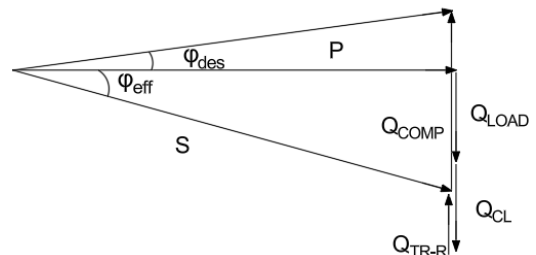


Fig. 3-9. Vector diagram of the power triangle under capacitive nature of the load.

### 3.1.1 REACTIVE POWER OF CABLE LINES

Cable lines' reactive power  $Q_{cl}$  can be determined by (3.1).

$$Q_{cl} = 3(\omega C_p U_{ph}^2 - \omega L_p I^2), \text{ VAr} \quad (3.1)$$

where  $U_{ph}$ , V is root mean square of phase voltage,  $I$ , A is root mean square of phase current,  $\omega = 2\pi f$ ,  $s^{-1}$  is angular frequency, and  $f = 50$  Hz is grid's frequency.

Cable lines are characterized by distributed capacitance  $C_p$  and distributed inductance  $L_p$  per unit length. It is generally accepted that the distributed inductance  $L_p$  is smaller than the distributed capacitance  $C_p$ , in which case it can be neglected. Then, for  $Q_{cl}$  it reduces to (3.2):

$$Q_{cl} = 3\omega C_p U_{ph}^2, \text{ VAr} \quad (3.2)$$

### 3.1.2 TRANSFORMER SECTION TR-R 1

The required compensating reactive power  $Q_{COMP}$  can be determined according to (1.9), but for completeness the expression is again represented by (3.3),

$$Q_{comp} = P(tg \varphi_e - tg \varphi_d) \quad (3.3)$$

Equations (3.4) and (3.5) for  $tg \varphi_e$  with regards to the character of the actual reactive power can be determined from vector diagrams.

$$tg \varphi_e = \frac{Q_e}{P} = \frac{Q_{load} + Q_{tr} - Q_{cl}}{P} \quad (3.4)$$

$$tg \varphi_e = \frac{Q_e}{P} = \frac{-Q_{load} + Q_{tr} - Q_{cl}}{P} \quad (3.5)$$

It is similar for the section of transformer  $Tr-r 2$ .

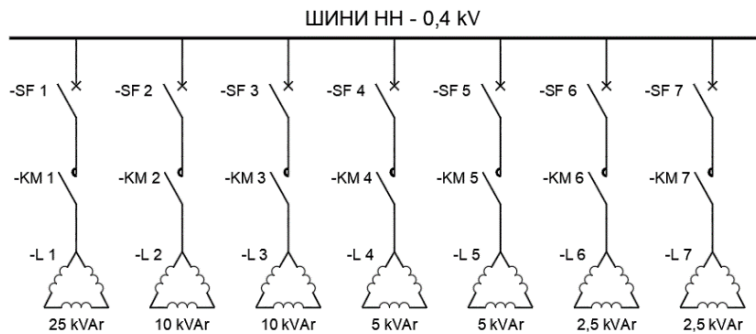
### 3.1.4 COMPENSATION BY CLASSICAL COMPENSATORY MEANS

The decision for the section of  $Tr-r 1$  is presented, and for the section of  $Tr-r 2$  it is analogous.

To meet the criterion for maintaining  $\cos \varphi \geq 0.9$ , an approach is proposed, in which CP with a reactive power of 35 kVAr is constantly switched on, and during the reported time periods, for which  $\cos \varphi < 0.9$  – additional CP is included. Table 4 shows the capacities of the CP, and Fig. 3-10 presents a diagram of connecting CPR to the section busbars.

**Table. 4. Stepwise control of the shunt reactors of the section of  $Tr-r 1$ .**

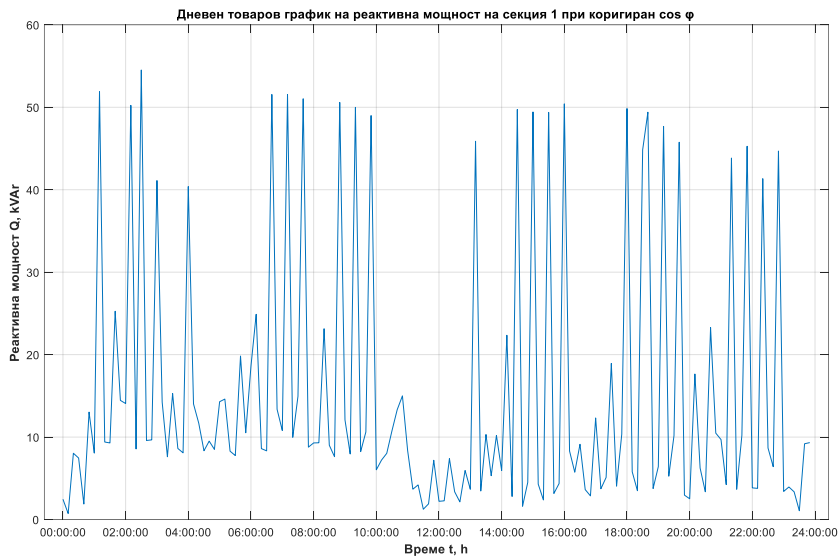
Calculated $Q_{comp}$ , kVAr	Achieved $Q_{comp}$ , kVAr	Compensating devices
35	35	$L_1 + L_2$
37.5	37.5	$L_1 + L_2 + L_6$
40	40	$L_1 + L_2 + L_6 + L_7$
57.5	57.5	$L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5 + L_6$
60	60	$L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5 + L_6 + L_7$



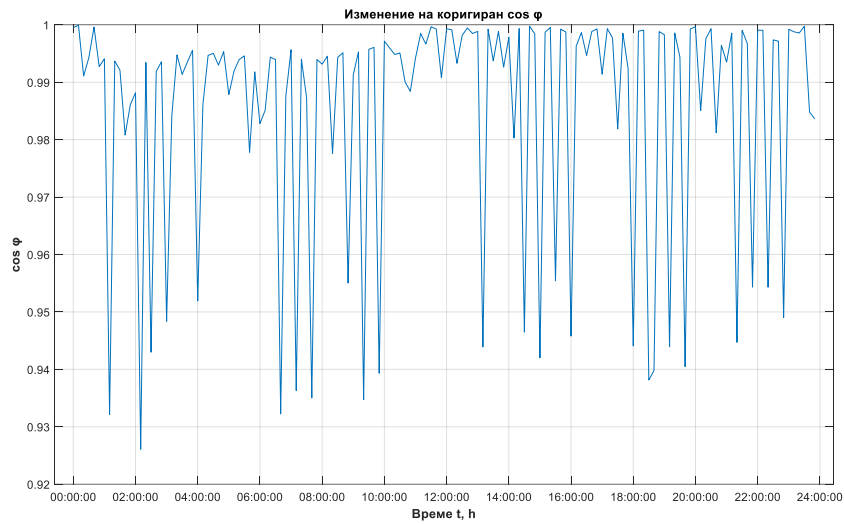
**Fig. 3-10. Scheme of connection of shunt reactors to the rails of the section of  $Tr-r 1$ .**

Taking into account the above mentioned so far and substituting with values in (3.3), the following results are obtained for the reactive power (Fig. 3-11) and for the power factor  $\cos \varphi$  (Fig. 3-12).

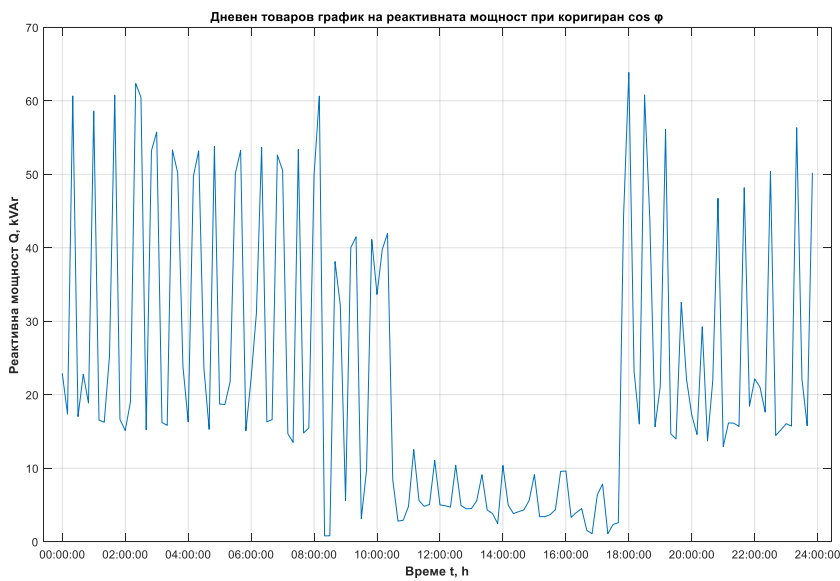
Section  $Tr-r 2$  reactive power results after compensation are presented in Fig. 3-14, as for power factor  $\cos \varphi$  – Fig. 3-15.



**Fig. 3-11.** Schedule of the reactive power of section of *Tr-r 1* after compensation.



**Fig. 3-12.** Amendment of the corrected  $\cos \varphi$  of the section of *Tr-r 1*.



**Fig. 3-14.** Schedule of the reactive power of section of *Tr-r 2* after compensation.

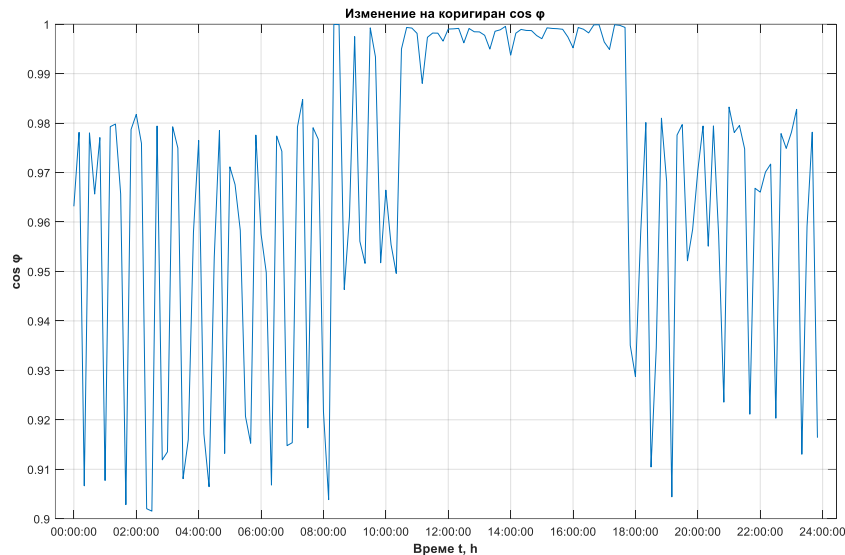


Fig. 3-15. Amendment of the corrected  $\cos \varphi$  of the section of  $Tr-r$  2.

### 3.1.5 COMPENSATION BY CONTROLLING A PHOTOVOLTAIC INVERTER

Modern  $PV$  inverters operate mainly with active power in their entirety, i.e. with a power factor  $\cos \varphi = 1$ , as can be seen from the theory. It is also possible, theoretically, to operate only with reactive power –  $\cos \varphi = 0$ . However, in practice,  $PV$  inverters are often limited to the range  $\cos \varphi = [0.8 L, 0.8 C]$ .

A rooftop solar power plant is being considered to compensate for reactive power. The roof area of the site is Object = 860 m<sup>2</sup>. On this area, a solar power plant with a rated capacity of  $PV = 215$  kWp, consisting of 391 pcs. PV panels (with an accepted unit power of 550 Wp).

### 3.1.6 TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS

#### 3.1.6.1 Assessment of current status

According to expression (1.3), the amount of reactive energy for which a surcharge is payable is determined. Based on the considerations made so far, the amount of reactive energy  $E_{rc}$  that should be paid is (3.9):

$$E_{rc} = E_{r_{monthly}} - 0.49 \times E_c = 26\,570.43 - 0.49 \times 40\,002.9 = 6969.009 \frac{kVArh}{month} \quad (3.9)$$

The inductive part of the energy is paid 10 % of the price for the active energy and the capacitive part of the energy is paid at the price corresponding to the active energy. As only capacitive electricity is observed, the monthly costs for which a surcharge is paid amount to (3.10):

$$C_{month} = E_{rc} \times c_{sing} = 6969.009 \times 0.132828 = 925.67 \frac{EUR}{month} \quad (3.10)$$

Or for a year (3.11):

$$C_{annual} = 12 \times C_{month} = 12 \times 925.67 = 11\,108.04 \frac{EUR}{year} \quad (3.11)$$

#### 3.1.6.2 Technical and economic assessment of the compensation by classical means

The technical and economic analysis can be done in order to search for a period of redemption of the investment made, or at a certain period of time what part of the return can be obtained at a given interest rate. There are other productions. Of course, each of these assumptions uses the net present value (NPV) method (3.12).

$$NPV = -K + \sum_{i=1}^n B_i \left( \frac{1}{(1+r)^t} \right) \quad (3.12)$$

where  $K$  are the capital investments (the minus sign indicates that they are expenses), EUR;  $B_i$  are the annual revenues, euros;  $r$  – annual interest, %;  $t$  – time, year.

A graphical visualization to compare the net present value of the two solutions is presented in Fig. 3-18. It is clearly seen that the classic method is bought out in the second year, and the one with the photovoltaic inverter – shortly after the second year.

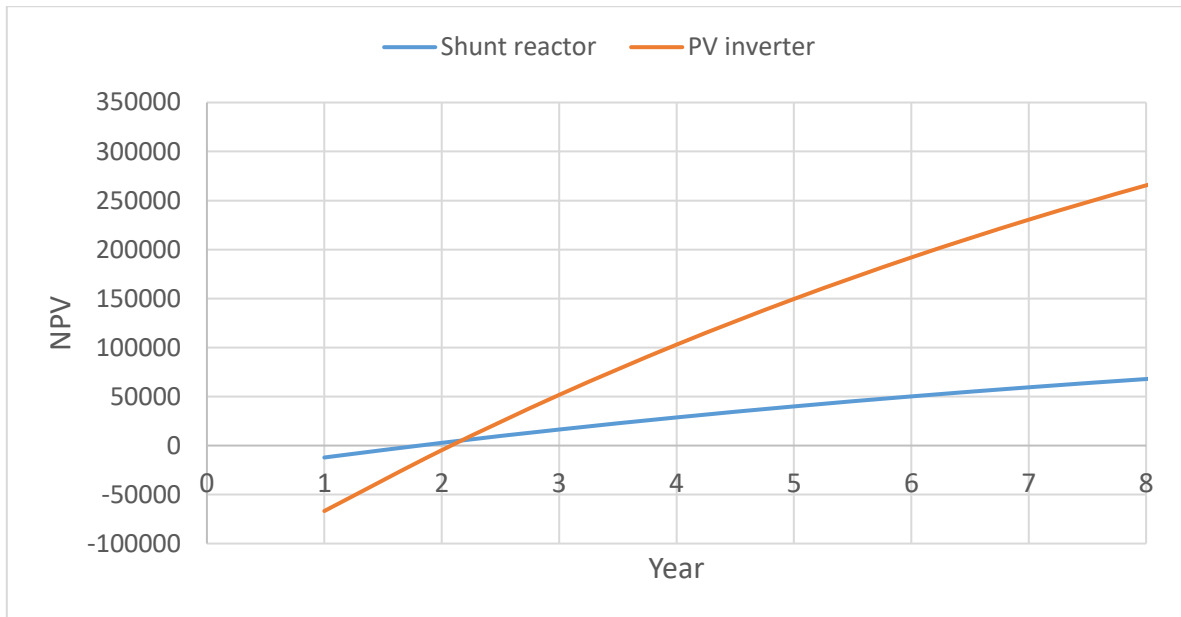


Fig. 3-18. Graphic visualization of NPV of both proposals.

### 3.2 CONCLUSIONS TO CHAPTER 3.

A study on reactive energy compensation at an industrial facility is conducted. The case study reveals that a situation arises in which the capacitive reactive power of the power supply cable lines  $Q_{cl}$  is not naturally compensated by the inductive reactive powers of the load  $Q_{load}$  and the transformers  $Q_{tr}$ , with the difference leading to significant financial losses. Both compensation with conventional compensation devices (shunt reactors) and with a *PV* inverter have been investigated. With regard to compensation by means of a *PV* inverter, a variant with a rooftop *PV* system has been considered. The focus is not on the optimal use of the *PV plant* with the inherent MPPT maximum power algorithm, but on the use of the *PV* inverter as a reactive power compensator and voltage regulator. The residual active power is provided for own needs.

Technical and economic assessments of the proposed solutions have also been made. The redemption period of the investment in this case in case of compensation by means of shunt reactors occurs in the second year. On the other hand, in case of compensation with a *PV* inverter, the redemption period occurs shortly after the second year.

## CHAPTER 4. ELECTRONIC CONVERTERS FOR REACTIVE ENERGY COMPENSATION

From the previous chapters it became clear that the possibilities of the inverters used in practice in terms of reactive power management are significantly limited. Electronic converters are able to operate as reactive power generators, but their control needs to be changed.

This chapter outlines the developed models for controlling photovoltaic inverters for the purpose of reactive power management. The presented models were developed in the MATLAB/Simulink 2019b environment. The Simscape library was used.

### 4.1 STATIC SYNCHRONOUS COMPENSATOR MODELING

#### 4.1.1 MODELED SETTING OF A STATIC SYNCHRONOUS COMPENSATOR

A model of reactive power compensation has been developed, implemented by means of *STATCOM*. The model is composed of *PV plants*, *STATCOM*, network and load.

Based on the Clark and Park transformations, a Uref reference voltage is formed, which is used in *PWM* by comparison with a 20 kHz trio-shaped signal.

#### 4.1.2 SIMULATION RESULTS OF THE MODELED STATIC SYNCHRONOUS COMPENSATOR

Inverter's voltage  $V_{inv}$  and inverter's current  $I_{inv}$  with relation to time are exhibited in Fig. 4-10. Immediately, it can be seen that inverter's voltage  $V_{inv}$  keeps its' rectangular waveform, which is an expected trait of voltage inverters. On the other hand, inverter's current  $I_{inv}$  can be said to be similar to sinusoidal, but with evident distortions due to high order harmonics.

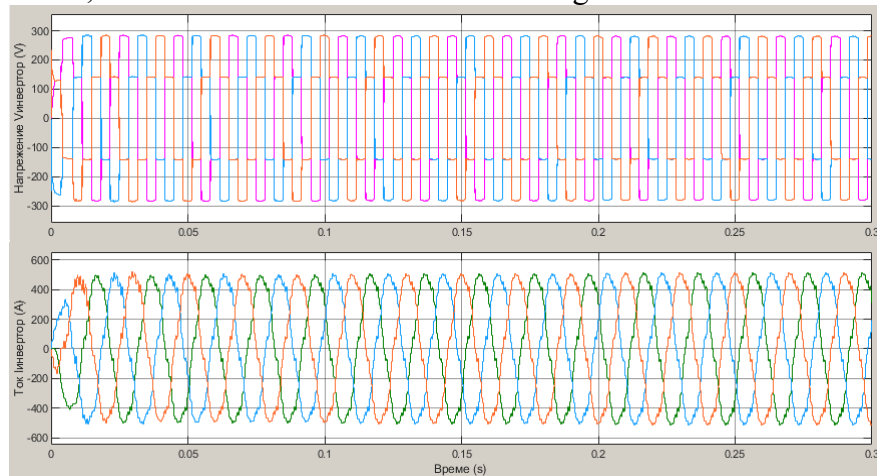


Fig. 4-10. Inverter voltage and current.

Figs. 4-11 show the functions of the active and reactive power of the inverter over time. Since for the period of simulation, *the PV plant* is the source of energy, the active power of the inverter is negative, i.e. output to the grid. Accordingly, the reactive power has an average value of 20 kVar, i.e. about 10% of the active power.

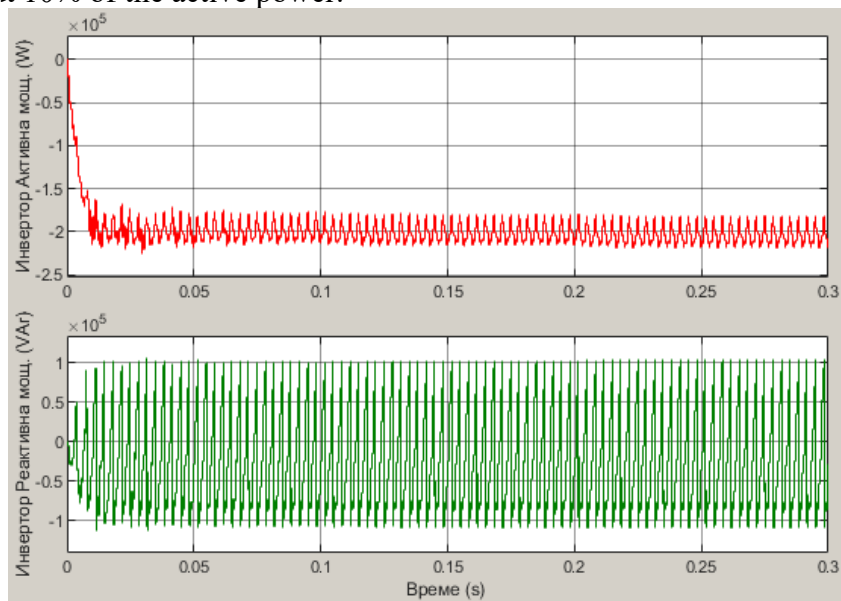


Fig. 4-11. Active power and reactive power of the inverter.

The active and reactive power of the load are shown in Fig. 4-13. The average values correspond to the set  $PT$  and  $QT$ , whereby it can be considered that the load is loaded smoothly.

The active and reactive capacities of the network are shown in Fig. 4-15. The active power of the network in this case is the consumer.

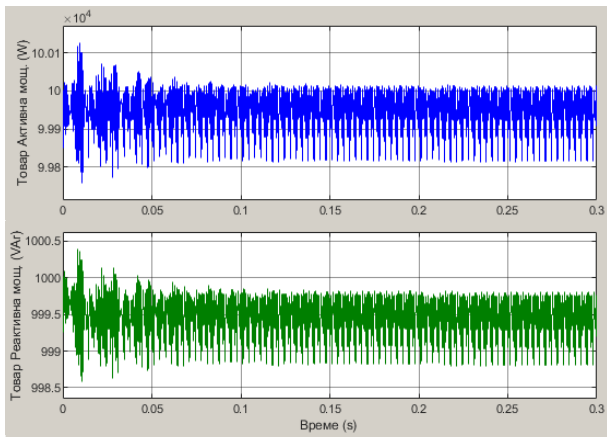


Fig. 4-13. Active and reactive load power.

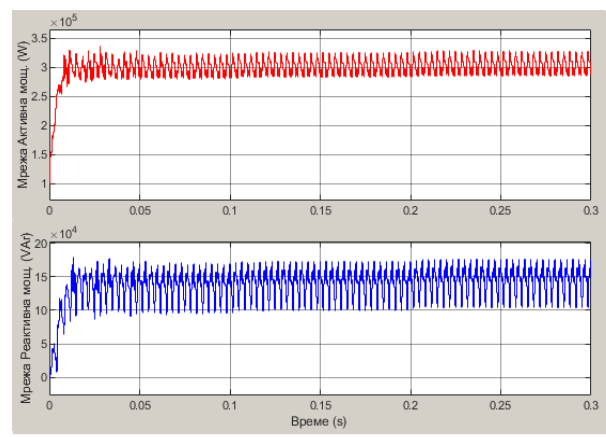


Fig. 4-15. Active and reactive grid power.

## 4.2 MODELING A SINGLE-PHASE PHOTOVOLTAIC INVERTER

### 4.2.1 GENERAL INFORMATION AND STAGING

The model is comprised of a single – phase inverter and a grid. Once again, the approach for obtaining PWM through  $U_{ref}$  and the Clarke’s and Park’s transformations has been applied, whereby the magnitude of the inverter current  $I_{inv}$  can be changed by changing the value of the block called desired amplitude from the subsystem for forming the reference voltage  $U_{ref}$ .

### 4.2.2 SIMULATION RESULTS OF THE MODELED SINGLE-PHASE PHOTOVOLTAIC INVERTER

In Fig. 4-25 are presented diagrams of inverter’s current  $I_{inv}(t)$ , inverter’s voltage  $U_{inv}(t)$ , grid’s current  $I_{grid}(t)$  and grid’s voltage  $U_{grid}(t)$  as a function of time at desired amplitude of 10 A.

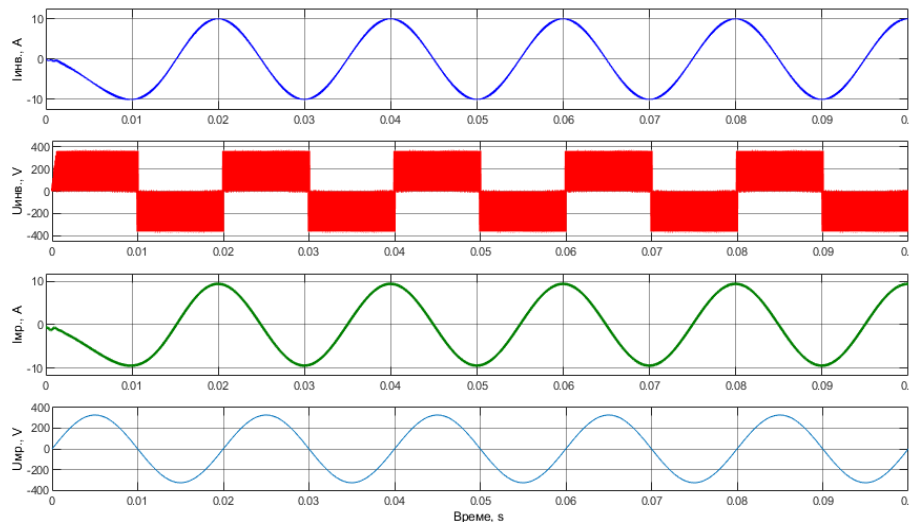


Fig. 4-25. Results obtained when setting the desired amplitude of the current of the inverter 10 A.

Grid’s voltage  $U_{grid}(t)$  is out of phase with regards to both currents at  $90^\circ$ . Due to voltage lagging behind currents, it can be determined that reactive power’s character is capacitive. That is a prerequisite for consideration that reactive power is being supplied by the inverter to the grid.

## 4.3 COMPARATIVE ANALYSIS OF REACTIVE POWER COMPENSATION METHODS

A comparative analysis of the modeled methods for compensation of reactive power is made - static synchronous compensator and photovoltaic inverter. The comparative analysis consists of comparing the harmonic composition and the non-sinusoidal coefficient.

The *STATCOM model* has been redesigned to model single-phase *STATCOM*, and regarding the *PV inverter method*, both the model presented in 4.2 and an improved model, which is presented below, are included in the benchmarking analysis .

### 4.3.2 RESULTS OF THE BENCHMARKING

In Table. 10 presents, in summary, the analysis of the harmonic compositions achieved by the models.

**Table. 10. Summarized results of the comparison of harmonic compositions in different models.**

harmonics results, % № of harmonics	Single-phase STATCOM model	Single-phase inverter model	Improved single-phase PV model
	<i>Inverter current <math>I_{inv}</math></i>	<i>Inverter current <math>I_{inv r}</math></i>	<i>Inverter current <math>I_{inv pv}</math></i>
h3	0.3325	4.454	0.5525
h5	6.358	0.8476	0.3918
h7	2.69	0.507	0.287
h9	0.1754	0.3229	0.2256
h11	0.6908	0.1906	0.1849
h13	0.3175	0.1525	0.1567
h15	0.1082	0.1308	0.1363
h17	0.749	0.1151	0.1209
h19	3.074	0.1157	0.1092
THD, %	9.37	11.86	8.48

### 4.4 CONCLUSIONS TO CHAPTER 4.

The chapter discusses modeling methods for compensating for reactive energy. The models are based on a solar power plant connected to the grid. From what has been stated in the chapter, the following conclusions can be drawn:

- A model of a three-phase static synchronous compensator has been developed to compensate for reactive power. It is shown that power is supplied by a PV plant to the network, as the voltage of the network and the load are sinusoidal. The reactive power is within the set limits, due to the fact that the model effectively has a resized inverter that provides sufficient active power. In this case, it can be considered that the model performs the task of compensating for reactive power and the load is supplied with sinusoidal voltage and current;
- A model of a single-phase photovoltaic inverter has been developed. An algorithm has been compiled for obtaining a reference voltage according to a set desired amplitude of the inverter's current. The reference voltage is used to realize PWM to control the PV inverter after a spatial vector is formed with the Clark and Park transformations according to Akagi's p-q theory. From the results obtained, it becomes clear that reactive power is delivered from the inverter to the grid;
- A comparative analysis of the methods for compensating for reactive power is made. Although the improved model of a single-phase PV inverter presents the best results in terms of harmonic distortions, it can be said that each of the models performs the task of compensating for reactive power – the modeled inverters are parameterized so as to provide the required reactive power at any given time, i.e. they are resized by active power.

## **SCIENTIFIC, APPLIED AND APPLIED CONTRIBUTIONS**

### **Scientific and applied contributions:**

- 1) An algorithm for remote control of the power factor of a photovoltaic inverter has been developed;
- 2) A model of reactive power compensation has been developed using a three-phase grid inverter operating in a mode such as *STATCOM*;
- 3) A model of reactive power compensation using a single-phase photovoltaic inverter has been developed. An improved model has been developed in terms of *PWM implementation*.

### **Applied contributions:**

- 1) A study of the state of the reactive power of an industrial site and the high costs of the returned energy in the *UES has been carried out*. After analyzing the loads, solutions for compensation with both classic compensating devices and a photovoltaic inverter have been proposed. A technical and economic assessment has also been made, on the basis of which it has been established that the redemption period is similar for both proposed solutions.

## LIST OF PUBLICATIONS ON THE DISSERTATION

- P1. Ibram, D. *A Case Study on Compensating Reactive Power of Medium Voltage Cables*, 2023 Eight Junior Conference on Lighting (Lighting), Sozopol, Bulgaria, 2023, pp. 1-4, doi: 10.1109/Lighting59819.2023.10298843.
- P2. Ibram, D. and Georgiev, V. *Control of loads of road tunnel Zheleznitsa*, 2019 11th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF), Varna, Bulgaria, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/BulEF48056.2019.9030750.
- P3. Ibram, D. and Gueorgiev, V. *Comparative analysis of two simulation models for reactive power compensation in grid tied single-phase photovoltaic systems*, 2022 22nd International Symposium on Electrical Apparatus and Technologies (SIELA), Bourgas, Bulgaria, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/SIELA54794.2022.9845693.
- P4. Ibram, D. and Gueorgiev, V. *Control and Compensation of Reactive Power of Road Tunnels*, 2022 Seventh Junior Conference on Lighting (Lighting), Sozopol, Bulgaria, 2022, pp. 1-4, doi: 10.1109/Lighting56379.2022.9929148.
- P5. Ibram, D. and Gueorgiev, V. *Control of Reactive Power of a Single-Phase Photovoltaic Inverter*, 2020 12th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF), Varna, Bulgaria, 2020, pp. 1-4, doi: 10.1109/BulEF51036.2020.9326067.
- P6. Ibram, D. and Gueorgiev, V. *Reactive Power Compensation in Grid Connected Photovoltaic System Using Static Synchronous Compensator*, 2021 13th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF), Varna, Bulgaria, 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/BulEF53491.2021.9690827.
- P7. Ibram, D. and Gueorgiev, V. *Reactive power of nonlinear sign - changing loads*, 2021 17th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA), Sofia, Bulgaria, 2021, pp. 1-4, doi: 10.1109/ELMA52514.2021.9503011.

# RENEWABLE ENERGY SOURCES AND REACTIVE POWER CONTROL

**Author:** Msc. Eng. Dzhengiz Yalmaz Ibram

## SUMMARY

The dissertation is comprised of four chapters. First chapter consists of literature review on the current state of renewable energy sources, reactive power issues that occur in power grids with high presence of renewables and the necessity of reactive power compensation. The different compensation methods have been explored. In contemporary power supply systems variable loads can be observed. Depending on operation mode, loads change their character from active-inductive to active-capacitive and vice versa. Loads of such kind can be compensated by conventional means, but utilizing RES' power electronics is becoming increasingly more appealing.

Second chapter concerns experimental research on a hybrid photovoltaic inverter and its capabilities to operate as a reactive power compensator. Furthermore, an algorithm for remote control of power factor has been developed.

A case study of a real industrial facility with regards to reactive energy issues and their respective financial expenses has been explored in third chapter. Load schedules have been constructed based on the provided input data. The reactive energy is predominantly active-capacitive in nature. Two solutions have been proposed – using conventional compensation means and using photovoltaic inverter control. A technical – economic assessment of the two solutions has been made.

The previous chapters have shown that the capabilities of inverters used in practice in terms of reactive power control are significantly limited. Electronic converters are capable of operating as reactive power generators, but their control needs to be modified. Thus, the fourth chapter is purposed to the development of simulation models for reactive power compensation via control of photovoltaic inverters. Three distinguished models have been developed. Obtained results have shown respective key characteristics in relation to their reactive power control capabilities.