

**ИЗСЛЕДВАНЕ ЗАГУБИТЕ ПРИ ПРОИЗВОДСВО  
НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ ОТ ХИБРИДНИ  
ФОТОВОЛТАИЧНИ ЦЕНТРАЛИ  
(НАУЧНА СТУДИЯ)**

**Камен Сейменлийски, Силвия Лецковска,  
Атанас Йовков, Радослав Симионов**  
*Бургаски свободен университет*

***Резюме:** Повишаването на нивото на използване на фотоволтаичната енергия в електрическите мрежи е перспективно решение за декарбонизация на електроенергийния сектор. То от своя страна, носи със себе си нови предизвикателства за мрежовите оператори по отношение на моделирането и оценката на работата на електроенергийната мрежа. Поради тази причина оценката на работата на фотоволтаичните системи по отношение на различни видове загуби на мощност може да бъде много полезна за операторите на фотоволтаични системи. От друга страна, наличието на точен модел за производство на електроенергия от фотоволтаични системи, съвместим с местните условия на околната среда, може да бъде много полезен за операторите на електрическа мрежа, за да може да се поддържа оптималната работа на мрежата. Част от тези проблеми са изследвани в настоящата студия.*

***Ключови думи:** фотоволтаична енергия, електрически мрежи, PV системи, оператори на електрическа мрежа.*

**STUDY OF LOSSES IN ELECTRICITY PRODUCTION FROM  
HYBRID PHOTOVOLTAIC PLANTS  
(SCIENTIFIC STUDY)**

**Kamen Seymenliyski, Silvija Letskovska,  
Atanas Yovkov, Radoslav Simionov**  
*Burgas Free University*

***Abstract:** Increasing the level of use of photovoltaic energy in electricity networks is a promising solution for the decarbonisation of the electricity sector. This, in turn, brings with it new challenges for network operators in terms of modeling and evaluating the performance of the electricity network. For this reason, evaluating the performance of PV systems in terms of different types of power losses can be very useful for PV system operators. On the other hand, having an accurate model of electricity production from photovoltaic systems compatible with local environmental conditions can be very useful for grid operators to be able to maintain optimal grid operation. Some of these problems are investigated in the present publication.*

***Keywords:** photovoltaic energy, electricity networks, PV systems, network operators.*

## Въведение

През последните няколко години броят на фотоволтаичните (PV) инсталации се е увеличил значително. Това се случва не само в райони с високи нива на слънчева радиация, но и в студени райони, с наличие на снежни валежи. Подобрването на технологиите и намаляването на цената на фотоволтаичните масиви са два ключови фактора, които ги правят по-привлекателна опция за инвеститорите в областта на възобновяемите енергийни ресурси [1, 2, 6, 7].

Това е причината фотоволтаичните системи да се използват все повече не само в голям мащаб под формата на фотоволтаични ферми, но и в малък мащаб, например, като покривни инсталации.

За разлика от конвенционалните агрегати за производство на електроенергия, фотоволтаичните системи са известни като периодични енергийни източници.

Това означава, че фотоволтаичните системи не винаги могат постоянно да произведат желаното количество енергия по всяко време на деня.

Причина за това е факта, че интензивността на слънчевата радиация варира между изгрева и залеза в резултат на въртенето на Земята. Въпреки че тази вариация е предсказуема, има други фактори, които намаляват слънчевата радиация, достигаща повърхността на фотоволтаичните панели, които не могат лесно да бъдат предвидени.

Тези фактори включват засенчване от облачна покривка, близка растителност, сгради, както и покрития от прах, полени, сняг и др. В допълнение, ефективността на слънчевите клетки при производството на фототок и разсейването на мощността в електрическите компоненти на фотоволтаичната система влияе върху електрическата мощност, подадена към мрежата.

Поради тази причина оценката на работата на фотоволтаичните системи по отношение на различни видове загуби на мощност може да бъде много полезна за операторите на фотоволтаични системи. От друга страна, наличието на точен модел за производство на електроенергия от фотоволтаични системи, съвместим с местните условия на околната среда, може да бъде много полезен за операторите на електрическа мрежа, за да може да се поддържа оптималната работа на мрежата [3,4,5,7].

Повишаването на нивото на използване на фотоволтаичната енергия в електрическите мрежи е обещаващо решение за декарбонизиране на електроенергийния сектор. Но това повишаване носи нови предизвикателства за мрежовите оператори по отношение на моделирането и оценката на работата на електроенергийната мрежа.

Цялостната производителност на фотоволтаичната система при преобразуването на слънчевата енергия в електричество зависи не само от ефективността на всяка отделна част от системата, но и от метеорологичните условия и условията на околната среда. Това изисква цялостна оценка на различните видове загуби на мощност в системата.

Дискретният характер на производството на фотоволтаична енергия е другото предизвикателство при вземането на решения от старана на мрежовите оператори. Този фактор влияе негативно особено на фотоволтаичните инсталации в северните райони на Земята, където производството на фотоволтаична енергия може да бъде често прекъсвано през зимата поради снеговалежи [10, 12, 13,14,15].

Следователно, моделирането на производителността на една фотоволтаичната система и генерирането на електроенергия по отношение на характеристиките на системата и метеорологичните условия е ключов елемент в планирането и работата на електрическата мрежа.

Моделирането на производителността на една фотоволтаична система по отношение на различни видове загуби на мощност, а също и по отношение на генерирането на електроенергия може да се категоризира в три направления: аналитично моделиране, статистическо и машинно /компютърно/ моделиране [8, 9, 11, 31, 32, 33, 34, 35].

*Аналитичното моделиране* изисква големи познания за физиката на процесите и зависимостите, които съществуват между производителността на фотоволтаичната система и всички влияещи върху работата ѝ фактори.

Математическото моделиране на загубите на електроенергия от една PV-система и генерирането на електроенергия чрез извличане на основните зависимости между всички електрически и метеорологични фактори и представянето им под формата на емпирични уравнения, т.н. аналитично моделиране, е много сложна задача. То не само изисква обширни познания за основните физически и електрически величини и процеси, правилата за преобразуване на енергията и характеристиките на всички части на системата, но също така изисква точни измервания и наблюдения на всички фактори, влияещи върху работата на системата.

В крайна сметка получените математически зависимости може да са толкова сложни и да включват толкова много външни параметри, които да затруднят решаването им, или могат да бъдат толкова опростени, че да не могат точно да моделират поведението на системата при променящи се условия.

Със *статистическото* моделиране се търсят начини за представянето на тези зависимости чрез параметрични модели на база на натрупаните данни за стойностите на основните параметри на системата.

От друга страна, статистическото моделиране на производителността на фотоволтаичната система може да реши много въпроси на аналитичното моделиране. Статистическите модели могат да идентифицират математическите връзки между независимите и зависимите променливи по автоматичен начин.

*Компютърното моделиране* използва алгоритми, които обработват огромно количество записи на стойности на параметри на фотоволтаичната система и дава възможност да се получат точни прогнози за нейната ефективност, използвайки възможностите на компютърната техника и софтуерните продукти.

Възможно е моделите да покажат нелинейно поведение на изследваната система и да правят прогнози въз основа на ограничен брой входни променливи.

Ефективността на фотоволтаичните системи зависи както от ефективността на всяка отделна част от системата, включително фотоволтаичните панели и инвертори, така и от времето и условията на околната среда, включително слънчевото излъчване, околната температура и засенчването/замърсяването на повърхността на панелите, причинено от облаци, растителност, сгради, прах, сняг и т.н.

Ефективността на една фотоволтаична система зависи в крайна сметка от различните видове електрически загуби. Всъщност тези загуби са много сложни по природа и стойностите на всяка от тях зависят от много електрически и метеорологични фактори, някои от които може при дадени условия да не са налични или дори да не могат да бъдат измерени.

Не само липсата на данни е основният проблем при изчисляването на точните стойности на всеки тип загуба на мощност в една фотоволтаична система, но също така е необходим много изчерпателен анализ, за да се извлекат точните стойности на всяка една от общите изчислени загуби на мощност.

За да се преодолее тази сложност и да осигури надеждно решение за получаване на справедлива оценка на бъдещите стойности на загубите на една фотоволтаичната система, една от възможностите е да се предложи моделиране, базирано на получените стойности за всеки тип загуба на мощност, като се използват налични данни.

По този начин разработените модели не само ще могат да анализират сложния характер на загубите, но и да използват достъпните данни като входни данни за моделите за прогнозиране на бъдещите стойности на загубите.

## I. ЗАГУБИ НА МОЩНОСТ ПРИ РАБОТА НА ФОТОВОЛТАИЧНИТЕ СИСТЕМИ

Преобразуването на слънчевата енергия в електричество чрез фотоволтаични клетки е едно от най-практичните научни открития от последните няколко години. Използването на слънчева енергия е много по-малко вредно за околната среда от изгарянето на изкопаеми горива за генериране на енергия.

Фотоволтаичната (PV) енергия като чист и зелен алтернативен енергиен източник е екологична енергия и е в изобилие [5,16,17]. В сравнение с други възобновяеми енергийни източници като хидроенергията, вятъра и геотермалната енергия, слънчевата енергия има предимство, че е достъпна навсякъде.

Соларната фотоволтаична система може да работи в два режима – самостоятелен /автономен/ режим и режим на свързване към мрежата.

Фотоелектричният метод за преобразуване на слънчевата енергия в електрическа енергия се основава на явлението фотоелектричен ефект – освобождаването на свободни електрони в приемника на радиация под въздействието на квантуваната слънчева радиация [18,19, 20, 21].

Този ефект се използва в полупроводникови материали, в които енергията на радиационните кванти създава например фототок в p-n прехода.

За събиране на електромагнитното излъчване и превръщането му в използваемо електричество се използва полупроводниково устройство, известно като фотоволтаична клетка. Фотоволтаичните клетки обикновено се правят от монокристален, поликристален или аморфен силиций, но могат да се използват и други тънкослойни полупроводникови материали. Видът на използвания материал оказва влияние върху ефективността на слънчевата клетка.

Фотоволтаичните клетки се състоят от два противоположно заредени полупроводника, разделени от неутрална връзка: отрицателният слой (N-полупроводник) се получава чрез модифициране на кристалната структура на силиция, за да се получи излишък от електрони, а в положителния слой (P-полупроводник) липсват електрони, получават се т.н. дупки, така че той се държи като положителен заряд в кристалната решетка. В резултат – възниква неутрализиране на заряда в зоната на контакт (P/N преход). Когато N зоната е изложена на слънчева светлина, освобождава електрони чрез увеличаване на потенциалната разлика между N и P зоните.

Тази разлика в затворена верига поражда електрически ток, част от който е електричеството, достъпно за потребителя.

Архитектурата на слънчевата клетка играе съществена роля в движението на електроните. N-легираният слой е много тънък и се поставя директно под стъклото, върху много по-дебелия p-легиран слой. Това означава, че слънчевата светлина прониква през p-страната и достига p-n прехода. Увеличената дебелина на p-страната също създава много по-голяма обеднена зона, отколкото, ако двете страни бяха еднакви по размер.

Енергията от фотоните се предава на електроните, така те могат да се движат през обеднената зона и към р-зоната. Електроните рекомбинират с дупките от р-страната, а слънчевата светлина непрекъснато стимулира образуването на нови двойки електрон-дупка в обеднената зона.

Това постоянно движение е източникът на електрически ток. Силицият остава в това електрически заредено състояние, докато слънцето огрява панела. Когато слънцето залезе, силицият се връща в равновесното си състояние и зоната на обедняване/обеман заряд се връща към първоначалната си концентрация.

Ефективността на фотоволтаичните системи и достъпността на тяхното внедряване по отношение на загубите на електроенергия, причинени на системата от различни фактори, винаги са били голямо предизвикателство за инвеститорите.

Входната верига поддържа напрежението на фотоволтаичната система, а инверторът преобразува постоянното напрежение на фотоволтаичния масив в синусоидално променливо напрежение и изходен ток във фаза на напрежението на мрежата с фактор на мощността единица.

Слънчевата PV система влиза в самостоятелен режим в условия на поддръжка, прекъсване или по икономически причини и работи автономно.

Изходната мощност на фотоволтаичните масиви е променлива и зависи от нивото на слънчева осветеност и температурата. Фотоволтаичната система (PV системата) е система, която използва един или повече слънчеви панели за преобразуване на слънчевата светлина в електричество. Състои се от множество компоненти, включително фотоволтаични модули, механични и електрически връзки, монтажни елементи и средства за регулиране или модифициране на електрическата мощност.

В съответствие с определението за енергийна ефективност, дадено от Международния стандарт EN ISO 50001 „Енергийната ефективност е съотношението или друга количествена връзка между получените на изхода резултати, изразени като характеристики, услуги, продукти, стоки или енергия и вложената на входа енергия“.

Когато на входа и на изхода има електрическа енергия, енергийната ефективност се дефинира като електроенергийна ефективност. Високата ефективност се постига, ако по-голямата част от вложената енергия се преобразува в полезна работа с минимални загуби.

Фотоволтаично (PV) производство на електроенергия се счита за една от най-перспективните технологии на възобновяемата енергетика.

Предложените модели на работа възпроизвеждат модел при който всички падащи фотони с енергия над забранената зона се абсорбират и всеки абсорбиран фотон може да генерира двойка електрон-дупка, а заредените частици могат да бъдат транспортирани до външната верига без никакви загуби.

При реалната слънчева клетка обаче преобразуването е с много по-ниска ефективност, възникват загуби в целия физически процес.

**Загубата на мощност** при работа на фотоволтаичните системи зависи от характеристиките на материала, от който е направен фотоволтаичния модул – оптичният коефициент, генерирането на токоносителите, транспортирането им и рекомбинацията, влиянието на температурата и интензивността на слънчевата радиация.

Резултатите от тестване на фотоволтаични панели [1, 22, 23] показват, че около 57,25% от общата падаща върху модула слънчева енергия се губи при генерирането на токоносителите, докато останалите 1,28%, 23,47% и 2,10% се губят съответно при транспортирането, рекомбинацията и при работа на клетката; 72,16% от падащата

слънчева радиация се разсейва под формата на топлина, което води до повишаване на температурата на клетката и почти 11,94% от слънчевата енергия се отразява.

Установено е също, че когато температурата на модула се повиши, намаляването на изходната мощност се дължи главно на увеличаването на рекомбинационните загуби на фотоволтаичната клетка.

Ефективността на фотоволтаичните панели зависи от тяхното качество, условия на поставяне и професионализма при настройка на цялата система. Намаляването на производителността им може да се дължи на намаления интензитет на ултравиолетовата радиация и излагането им на екстремни климатични условия, каквито са [2,24,25]:

- Високите температури. Те са причина за намаляване на ефективността около 1% за година;
- Градушките. Независимо, че повечето производители уточняват какъв тип градушка или буря могат да издържат техните продукти, сериозни щети могат да се получат дори на много добри стъклени модули;
- Замръзването на вода от топящ се сняг през зимата, което може да повреди повърхността на панела;
- Появата на пукнатини и микропукнатини по фотоклетките. Този проблем е основната причина за загубата на мощност на фотоволтаичните панели;
- Горещите точки или нагрятите клетки. Повишаването на температурата в определени зони на панелите води до намаляване на ефективността на работата им и ускорява процесите на стареене на панела.
- Деламинацията. Отлепването може да доведе до загуба на производителност на един модул, както и до възникването на повреди на част от слънчевата електроцентра. При превключване на слънчевите панели (паралелно или последователно свързване) може да възникне късо съединение на неизолираните контакти на слънчевата батерия;
- Потъмняването или изгарянето е процес, който е следствие от химическото взаимодействие на несъвместими компоненти. Поради това фотоволтаичните модули могат да прегреят и да намалят ефективността си;
- Дехерметизацията между стъклото и алуминиевата рамка;
- Деформацията на фотомодула от въздействието на метеорологичните условия.

Загубите на енергия във фотоволтаична централа се разделят на загуби на слънчева и електрическа енергия.

### 1.1. Загубите на слънчева енергия

Тези загуби при работа на една фотоволтаична централа включват загуби от засенчване, загуби от неефективна пространствена ориентация на модула, загуби от деградация на модулите, от нагриване, от ниска ефективност на фотоволтаичните модули и от непостоянна работа на фотоволтаични панели.

Потенциалното *влошаване на качеството на модулите* води до загуба на мощност в тях чрез изтичане на ток към земята. Загубите възникват най-вече при влажни условия, когато влагата навлиза в EVA листовите на модула. EVA (стилен-винил ацетат) е важен компонент на фотоволтаичните (PV) клетки. Това е термопластичен съполимер, който обикновено се използва за капсулиране на соларните модули. Има добра адхезия към стъкло, отлична устойчивост на атмосферни влияния, UV устойчивост и висока пропускливост. Тези свойства го правят идеален материал за капсу-

лиране на фотоволтаични клетки, предпазвайки ги от факторите на околната среда и максимизирайки тяхната енергийна мощност.

Когато влагата навлезе в EVA листовите на модула се блокира преминаването на електроните през общата шина и вместо това електроните текат към алуминиевата рамка и върху рамката се появява потенциал и тъй като тя е заземена, зарядите текат към земята, което води до загуба на мощност. Засегнати са най-вече клетките по периферията, тъй като те са по-близо до рамката, влагата също се съсредоточава близо до периферията. Този процес обикновено възниква, когато потенциалната разлика между модулите и земята е много висока около 1000-1500 V DC.

**Засенчването** може да причини последваща загуба на мощност, тъй като ще намали потока на ток през целия стринг.

Това е така, защото всяка клетка в стринга ще работи с ефективността на най-малко производителната клетка, тъй като всички са свързани последователно, така че през всички тях трябва да протича еднакво количество ток. Поради това малка сянка може да доведе до загуба на мощност на цялата верига.

Ако плътни обекти хвърлят сянка върху слънчевия панел това ще намали напрежението, докато меко засенчване /причинено например от облаци или смог/ ще намалява и тока. Частичното засенчване също може да доведе до годишни загуби от порядъка на 10-20% [4,26,27].

Засенчването също допринася за генерирането на т.н. горещи точки, тъй като засенчената клетка действа като диод, който е поляризиран в обратна посока и генерира обратна мощност. Когато това обратно разсейване надвиши критичното разсейване на мощността на тази клетка, клетката може да изгори/да се повреди/.

За да се намалат неизправностите, дължащи се на генериране на горещи точки, нагрятата слънчева клетка трябва да се смени, когато покаже температура с 10 °C по-висока от средната температура на такъв панел [4,28,29]. Това може да се предотврати само чрез редовна поддръжка и постоянен мониторинг чрез термовизия на модулите. Термографията използва инфрачервено изображение за измерване на температурата на обектите. Когато се прилага към соларни панели, тя може да разкрие аномалии в температурата, които показват потенциални проблеми. Например, горещите точки върху панела могат да показват лошо свързване или дори физически повреди като микропукнатини.

Намаляването на загубите от близко засенчване изисква оптимизиране по отношение на относителното разположение на фотоволтаичните модули, тъй като в този случай само разсеяни и отразени компоненти на слънчевата радиация достигат до повърхността на модулите, което води до значително намаляване на конвертирания светлинен поток.

**Натрупването на прах и замърсявания** върху соларните модули действа като сянка, тъй като количеството слънчева радиация вътре във фотоволтаичните клетки става по-малко от радиацията, налична на повърхността. Степента на замърсяване варира за различните местоположения, като средната степен на замърсяване е от порядъка на 0,4%/ден или повече. Ако се почистват панелите на всеки 30 дни, нормална степен на замърсяване от 0,4%/ден възлиза на 12% загуба на мощност.

Ако почистването на модула се извършва по конвенционален метод, т.е. чрез директно подаване на вода, почистването с водата трябва да се извършва през деня, така че слънчевите панели да не остават мокри за по-дълго време, тъй като има вероятност водата да проникне вътре в крепежните елементи на панела, а водата трябва да е дестилирана/чиста, тъй като нечистата/йонизирана вода може да доведе до нат-

рупване на остатъци или корозия върху панелите, което води до ниска ефективност. Трябва да се отбележи, че почистването с водата трябва да се извършва сутрин или вечер през лятото, защото в следобедните часове температурата на панелите е висока, така че при внезапно понижаване на температурата поради почистване с вода стъклото може да се счупи вследствие голямата температурна разлика.

Поради липсата на системи за събиране на вода, цялата вода, която се използва за почистване на слънчеви панели, се губи. Трябва да се прилагат определени техники за събиране на водата, за да се спести ценна вода или да се използва роботизирано химическо чистене.

Понякога поради *термична повреда, частично разреждане или стареене* кабелните връзки или кабелите се повреждат, което води до протичане на ток към земя и инверторът се изключва поради заземяване. Шансовете за ток на утечка се увеличават предимно през дъждовния сезон, тъй като дъждовната вода преминава в кабелопроводите. За да се преодолеят тези неизправности, кабелите трябва да са на земята в правилно изолирани канали. Понякога съединителите също могат да се повредят поради преждевременно стареене или поради DC дъга.

DC дъга може да възникне, ако има срязване на системното окабеляване или окабеляването на модула или когато е налице неправилно запояване или лошо сглобяване на DC щепсела. Тази висока температура на дъгата може да причини повреда на системата или може да причини пожар в тежки случаи.

Чрез постоянен мониторинг на кабелите, окабеляването на системата и правилната инсталация на цялото оборудване, дъгите могат да бъдат предотвратени. След като инсталацията влезе в експлоатация, конекторите за постоянен ток не трябва да се отварят многократно, тъй като това увеличава вероятността от поява на дъга [4].

*Ориентацията на фотоволтаичните модули* има голямо значение за ефективната им работа.

Най-голямото количество слънчева енергия пада на повърхността фотоволтаичен модул, когато е разположен перпендикулярно спрямо падащата радиация. При такава ориентация на падане на светлинният поток количеството на отразена радиация е значително по-малко, в сравнение с други ъгли на падане. Коефициентът на отражение е по-малък от 5%. За да се осигури обаче такова пространствено разположение на модулите е необходимо използването на соларни системи за проследяване или оптимизиране на ъгъла им на наклон за избран период от време (месец, сезон, година).

Най-често използваният критерий за ефективната работа на PV-системата е осигуряването на максимална падаща слънчева радиация за разглеждан период от време.

Определянето на енергията, генерирана от фотоволтаичния модул може да се определи от зависимостта:

$$E = (I \cdot K_0 \cdot V_{\text{мод.}} \cdot K_{\text{заг.}}) / U \quad (1)$$

Където:

- $I$  (kWh/m<sup>2</sup>) – интензивност на слънчевата радиация върху хоризонтална приемаща равнина;
- $V_{\text{мод.}}$  (kW) – номинална мощност на слънчевата клетка или на веригата на модулите. Дава се в паспортните данни на модула;



- $K_{\text{заг}}$  – коефициент, отчитащ загубите на фотоволтаичната клетка при преобразуване и предаване на електроенергията;
- $U_{\text{теств}}$  ( $\text{kW/m}^2$ ) – интензивност на слънчевата радиация, при която се тестват фотоволтаичните панели (STC – Standart Test Conditions),  $1000 \text{ W/m}^2$ .

## 1.2. Загубите на електрическа енергия

Електрическите загуби във фотоволтаичните централи включват загубите в проводниците, инверторите, трансформаторите и далекопроводите.

Тези загуби също могат да бъдат разделени условно на:

- загуби във веригата на постоянен ток;
- загуби във веригата на променлив ток;
- загуби при преобразуването на постоянен в променлив ток.

*Загубите в проводниците* са структурни и променливи, като последните зависят от натоварването. Правилното проектиране и определяне на напречното сечение и броя на проводниците и редовната поддръжка на електрическото оборудване са основните начини за борба със загубите в DC и AC кабелите.

*Загубите в трансформаторите* се класифицират като:

- постоянни (загуби поради хистерезис и вихрови токове);
- променливи (зависещи от товара).

Те могат да бъдат намалени на етапа на проектиране на фотоволтаична централа чрез избор на устройства с висока производителност и чрез избор на мощност на трансформатора, която да осигурява оптималното му натоварване.

*Загубите на електрическа енергия в инвертора* се отразяват главно в два аспекта:

- загуби, зависещи от ефективността на преобразуване на инвертора;
- загуби, зависещи от възможността за проследяване на максималната мощност на MPPT инвертора.

И двата аспекта на загубите се определят от производителността на самия инвертор.

Инверторът е един от най-технологично сложните и основни компоненти на слънчевата електроцентрала.

Основните функции на инверторите във фотоволтаична централа са:

- преобразуване на постоянен ток в променлив;
- контрол на мрежовия ток;
- активна защита от претоварване.

Ефективността на инвертора има нормално стойност  $96 \div 98 \%$ . Въпреки това, при непоследователна съвместна работа на инвертора и фотоволтаичната група може цялата или значителна част от генерираната енергия да бъде загубена [30, 31, 32, 33, 34].

Охлаждането на слънчевите PV-инвертори е важен критерий за осигуряване на надеждната им работа. Ако температурата на връзките на превключващото устройство надвиши допустимите стойности, устройството ще излезе от строя.

Друг вид загуба възниква, когато инверторът работи във фаза на намаляване на мощността. Състояние на намаляване на номиналните стойности на мощността възниква, когато инверторът намали своята активна мощност по време на пиковите часове на генериране поради някои външни фактори, като например прегряване.

Когато работната температура на инвертора надхвърли критична стойност, тогава той намалява активната си мощност, така че да не се достигне максималната температура, при която се изключва. Идеята е електронни компоненти да не се нагряят до

опасно високи температури и да се предотврати повреда. Тъй като този тип намаляване на мощността зависи от условията в реално време, точните стойности на загубите на електрическата енергия не може да бъдат изчислени теоретично.

Намаляването на мощността на инвертора се случва най-вече през лятото, когато температурата на околната среда е много висока и топлината не може да се разсейва бързо. Поради това трябва да се осигури подходящ монтаж на инвертора с цел правилното отвеждане на топлината, той не трябва да работи на пряка слънчева светлина или при високи температури на околната среда и трябва да се монтира на по-хладно място.

Следователно, изборът на оборудване в началния етап на изграждане на фотоволтаичната централа има за цел намаляване на загубите чрез подходящ избор на инвертор с най-обри технически характеристики.

На по-късен етап от експлоатацията и поддръжката, данните за работата на инвертора могат да бъдат събирани и анализирани с помощта на интелигентни инструменти за да подпомогнат вземането на решения при избор на оборудване за нова електроцентрала.

MPPT /Maximum Power Point Tracking/ е технология, използвана в слънчевите контролери за зареждане с цел осигуряването на максимална мощност при различни условия на работа. В основата си MPPT използва алгоритъм за определяне на максималната мощност на изхода на фотоволтаичен панел.

Соларният инвертор с MPPT контролер за зареждане подобрява ефективността на системата чрез намаляване на загубите, свързани с несъответствието между входното напрежение и напрежението на батерията. Това гарантира, че фотоволтаичният панел винаги ще работи при оптимални стойности на ток и напрежение.

MPPT на соларната система обикновено е отделен модул или вграден в инвертора. Соларните инвертори с вграден контрол на зареждането са едномодулни и многомодулни MPPT.

Едномодулният инвертор има само един MPPT канал за свързване към слънчевия масив. С други думи, той може да следи само изходната мощност на целия панелен масив. Единичните MPPT инвертори обикновено са най-евтиният вариант. Те обаче имат по-ниски нива на ефективност от тези, които използват повече от един MPPT.

Многоканалният MPPT инвертор използва множество MPPT канали или входове. Този дизайн позволява проследяване на отделни панели в масив.

Multi-MPPT инверторите обикновено са по-ефективни от единичните MPPT инвертори, но също така са по-къпи.

Основната идея на оборудването на соларен инвертор с MPPT система е постоянното регулиране на тока в системата и постигане на оптимално ниво на мощност.

Соларният инвертор MPPT работи чрез намиране на оптималната работна точка на слънчевия панел. След това непрекъснато регулира тока въз основа на променящите се условия като температура, интензитет на слънчевата светлина и др. Това предлага няколко предимства.

Първо, това повишава ефективността на системата. Това е едно от основните предимства на MPPT. Чрез постоянно регулиране на работната точка на масива, MPPT модулът е в състояние да извлече повече мощност от панелите, което води до подобрена обща ефективност. Това е желателно за всяка соларна инсталация.

Второ, тъй като MPPT е в състояние да проследи максималната мощност на PV панелите дори при слаба слънчева радиация, това може да помогне за подобряване на работата на слънчевата система при различни условия. Това е особено полезно за

системи, инсталирани в райони с ниски стойности на слънчевата радиация, при наличието на проблеми със засенчване или прах. Ако такъв инвертор се добави към фотоволтаичната система, това означава повече мощност от панелите дори в периоди, когато те не работят на пълен капацитет.

Соларният инвертор PWM (Pulse Width Modulation – PWM контролер) с широкоимпулсната модулация е по-стара технология, която включва и изключва соларна верига много бързо, обикновено при честота от стотици килохерци. Работният цикъл на обекта се променя, за да се контролира количеството заряден ток. Идеята е да се изравни напрежението, така че да не надвишава напрежението на батерията.

PWM има редица предимства пред MPPT. Той е по-евтин и необходимото оборудване не е много сложно. Основният недостатък е по-искрата ефективност. Освен това може да не е подходящ за ситуации, при които напрежението на масива е твърде високо, което води до загуба на излишна мощност.

### 1.3. Методики за изчисляването на загубите на мощност

Методики за изчисляването на загубите на мощност във фотоволтаичните системи и използваните на техники за моделиране на някои специфични типове загуби на мощност в тях са представени в голям брой научни публикации по темата.

Тези методики отчитат факта, че инверторите преобразуват постоянен ток, осигурен от масивите фотоволтаични модули, в променлив ток, съвместим с електропреносната мрежа. Повечето инвертори са най-ефективни в диапазона на мощността от 30% до 90%.

Методиките включват определянето на моментната ефективност на инвертора:

$$\eta = AC_{\text{захранване}} / DC_{\text{захранване}} \quad (2)$$

Използва се формула за изчисляване на входящата постоянна мощност:

Входяща постоянна мощност = /слънчева радиация/ x /брой модули, свързани с конкретен инвертор/ x /площта на модула/ x /ефективност на преобразуване на модула/ x /ефективност на преобразуване на инвертора/ x /брой дни/ [5].

Загубите на инвертора включват комутационните и омичните загуби в превключващите устройства, чрез които ШИМ техниките се прилагат към инвертора. Загубата на инвертора може да се получи с помощта на следното уравнение:

$$P_{\text{инв.заг.}} = P_{\text{инв. вх.}} - P_{\text{инв.изх.}} \quad (3)$$

Където:

- $P_{\text{инв.заг.}}$  – загубата на мощност;
- $P_{\text{инв. вх.}}$  – входна мощност (DC страна) на инвертора;
- $P_{\text{инв.изх.}}$  – изходна мощност (AC страна) на инвертора.

В съвременните фотоволтаични системи инверторът обикновено е подценен по отношение на мощността на инсталираните модули. Тази конструктивна опция е избрана нарочно, тъй като фотоволтаичният генератор рядко работи на номиналната си мощност. Въпреки това, при ниски температури на околната среда и наличие на слънчева радиация, инверторът може да ограничи изходната мощност на системата.

Загубата от ограничение на мощността на инвертора може лесно да бъде открита чрез визуализиране на входната и изходната мощност на инвертора с помощта на линейна графика.

В случай, че са налични само измерванията на параметрите от страната на инвертора, е разработена техника за оценка на загубите на DC окабеляването на фотоволтаичната система.

Повечето от инверторите, използвани във фотоволтаичните системи, включват устройство за проследяване на максимална мощност в своите контролери за проследяване на максималната точка на мощност на техния вход.

Постоянното напрежение и постоянният ток на входа на инвертора са достъпни от набора от данни. Процентът на загуби в DC кабели (PDC Cabling Loss) може да бъде определен с помощта на зависимостта:

$$P_{DC \text{ каб. заг.}} = (\Delta V_{DC} \cdot I_{DC, \text{изм.}}) / (V_m \cdot I_m \cdot Q_{\text{вл. кач.}}) \quad (4)$$

Където:

- $I_m$  – максималният изходен ток;
- $V_m$  – максимално напрежение;
- $\Delta V_{DC}$  – потенциална разлика в DC кабелите;
- $I_{DC, \text{изм.}}$  – измереният постоянен ток на входа на инвертора;
- $Q_{\text{вл. кач.}}$  – коефициент на влошаването на качеството на фотоволтаичните модули.

Температурата на фотоволтаичните панели зависи от няколко фактора:

- температура на околната среда;
- интензивност на слънчевата радиация;
- скорост на вятъра.

Работната температура играе ключова роля в процеса на преобразуване на енергията. Както електрическата ефективност, така и изходната мощност на фотоволтаичния модул зависят от работната температура.

Производителността на слънчевите клетки намалява значително с повишаване на температурата. Известно е, че по-ниските температури подобряват ефективността на работа на фотоволтаичните модули.

Измененията в производството на електроенергия, дължаща се на изменения на температурата, също зависят от вида на слънчевия панел. Загубите, причинени от температурата ( $P_{\text{темп. заг.}}$ ) могат да бъдат определени с помощта на зависимостта:

$$P_{\text{темп. заг.}} = P_{STC} (G / G_{STC}) \cdot Q_{\text{вл. кач.}} \cdot C_{\text{темп.}} \cdot (25 - T) \quad (5)$$

Където:

- $P_{STC}$  е максималната мощност на фотоволтаичната система при стандартни тестови условия /STC/. Излъчването при стандартни условия на изпитване (STC) е  $1000 \text{ W/m}^2$ ;
- $C_{\text{темп.}}$  е температурен коефициент;
- $G$  – слънчева радиация;
- $G_{STC}$  – слънчева радиация при стандартни тестови условия;
- $T$  – температура на модула.

Следователно, температурните загуби ще бъдат положителни, когато температурата на модула не надвиши  $25^\circ\text{C}$ , в противен случай загубите са отрицателни.

Качеството на фотоволтаичните панели намалява с времето. Според сертификатите за качество за панелите обикновено е осигурена гаранция за изходна мощност 90% от номиналната изходна мощност през първите десет години на експлоатация и 80% през следващите двадесет и пет години.

*Загубите от несъответствие* се причиняват от взаимното свързване на слънчеви клетки или модули, които нямат идентични свойства или функционират при различни условия на работа.

Всъщност мощността на целия фотоволтаичен модул при най-неблагоприятни условия се определя от слънчевата клетка с най-ниска мощност. Това несъответствие може да бъде причинено например от частично засенчване на модулите.

Освен това ефектът от натрупването на прах, полени, сняг и други замърсители върху фотоволтаичните модули, обикновено наричан замърсяване, е важен екологичен фактор, който причинява намалено генериране на енергия от фотоволтаичните системи.

Тъй като загубите от несъответствие и замърсяване не могат да бъдат директно изчислени от наличните набори от данни, е разработена методология за оценка на тези загуби: очакваната DC мощност се изчислява като се използва наличният набор от данни и се отчита влошаването на качеството на модула и загубата на температура.

Тогава общите загуби на енергия от страната на постоянен ток без влошаване на качеството и загубите на температура се получават от зависимостта:

$$P_{\text{общидС.заг.}} = P_{\text{вх.инв.}} - P_{\text{ДСочакв.}} = P_{\text{ДСочакв.}} \cdot \{P_{\text{СТ.}}(G/G_{\text{СТС}}) \cdot Q_{\text{вл.кач.}} [1 - C_{\text{темп.}}(25 - T)]\} \quad (6)$$

Където:

- $P_{\text{общидС.заг.}}$  – общите загуби на DC страна;
- $P_{\text{вх.инв.}}$  – измерената мощност от страната на DC на инвертора;
- $P_{\text{ДСочакв.}}$  – очакваната DC мощност на системата.

Разработена е и техника за получаване на загубите, дължащи се на ниска радиация, спектрални и отражателни ефекти. Фотоволтаичните модули работят само на ограничен диапазон от дължини на вълните.

Отражението или оптичните загуби се дължат на факта, че част от светлината се отразява от повърхността на фотоволтаичните панели и следователно не може да допринесе за производството на фототок.

Следователно, при ниски нива на излъчване, ефективността на фотоволтаичния модул е значително по-ниска, отколкото при стандартните тестови условия. Този ефект може да се наблюдава чрез визуализиране на стойностите на общите странични загуби на постоянен ток и слънчевото излъчване за слънчев ден.

За да се оценят загубите поради ниски стойности на слънчевата радиация, при спектрални и отражателни ефекти, е разработена следната процедура.

- Изчислява се средната стойност на общите странични загуби на DC за няколко слънчеви дни (т.е. когато радиацията е между  $800 \text{ W/m}^2$  и  $1000 \text{ W/m}^2$ );
- Намира се разликата между тази средна стойност и общите загуби от страна на постоянния ток при ниски нива на излъчване, което представлява ниските загуби на излъчване, спектралните загуби и загубите в резултат на отражение.

*Натрупаният сняг/лед* върху модулите има отрицателен ефект върху работата на PV-системата и намалява изходната мощност. Това намаляване на мощността не може да бъде директно изчислено. За да се оценят загубите в този случай се определя средната стойност на несъответствието и загубите от замърсяване през месеците без наличие на сняг.

Освен това, дневните стойности на снеговалежа и дълбочината на снега в близост до местоположението на фотоволтаичната система се използват, за да се гарантира, че получените стойности на снеговалеж наистина съответстват на снежната покривка върху повърхността на панелите.

**Коефициентът на производителност** ( $P_{пр.}$ ) се използва, да се определи колко ефективно системата преобразува слънчевата светлина, събрана от фотоволтаичните панели, в променливотокова енергия, доставена към мрежата.

Всъщност този показател количествено определя общия ефект от различните типове загуби. Коефициентът на производителност представлява съотношението на генерираното електрическа енергия към енергията, която би била генерирана, ако системата последователно преобразува слънчевата светлина в електричество на нивото, очаквано на база на техническите характеристики на панелите, дадени от производителите. Този коефициент може да се определи от зависимостта [25]:

$$\sum_F P_{вх. инв.} / \sum_F P_{ГТС} \cdot (G / G_{STC}) \quad (7)$$

Където:

- $T$  е периодът, за който се изчислява коефициента на производителност.

Коефициентът на производителност по времето на повреда се счита за средният коефициент на производителност на фотоволтаичната инсталация за 15 месеца. За определянето му се използват данни за почасово измерване на производството на енергия, слънчевата радиация в равнината на модулите, измерена с пиранометър, и температурата на модула.

Обикновено коефициента на ефективност варира от 0,6 до 0,8 в зависимост от местоположението, климатичните условия, но не зависи от ефективността на PV-модула [13].

При фотоволтаичните централи може да се приеме, че повредата представлява пълна или частична неизправност на едно или повече оборудвания на фотоволтаичната инсталация, които не са на разположение за производство [3].

Не е невъзможно да се получи на изхода максималната стойност електрическа енергия от даден фотоволтаичен масив при на работа на фотоволтаичната инсталация в реални условия, тъй като възникват енергийни загуби вследствие на повреди и загуби на енергия, причинени от неефективната работа на масива.

Международният електротехнически речник – Глава 191: Надеждност и качество на услугата /IEC 60050-191 – International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 191: Dependability and Quality of Service/ определя повредата като „прекратяване на способността на елемент да изпълнява изисквана функция“.

**Повредите** при фотоволтаичните централи се отнасят до повреди на фотоволтаичния модул, които водят до замяната му в съответствие с гаранцията или условията за работа, като например: счупено стъкло, голямо разслояване и наличие на горещи точки, повреда на вътрешна верига, повреда на спойка и диод, повреда на инвертор или повреда на трансформатор, изразена като изключване от електрическата мрежа.

При количественото определяне на загубите на енергия, свързани с повреда, се взема предвид оборудването, което е повредено, и останалото оборудване, което е засегнато преди повреденото оборудване, като вземаме предвид глобалното почасово излъчване на нивото на фотоволтаичната матрица, средна часова температура на панела по време на времето на престой, средното съотношение на производи-

телност на фотоволтаичната инсталация през 15-те месеца и времето на престой, от часа, в който е открита повредата, до часа, в който повредата е била отстранена.

Когато възникне повреда във фотоволтаичен модул, свързаните с него енергийни загуби се определят, като се приема, че в периода от време между момента, в който повредата е открита и заменена, модулът там не е произвел електроенергия в пълния низ, към който принадлежи фотоволтаичният модул.

При изчисляването на загубите на енергия, причинени от повреда, разглежданото време на повреда включва изминалото време между часа, в който повредата е била открита, до часа, в който повредата е била отстранена.

Неефективната работа на централата води до загуби на енергия, причинени от неоптимална работа на едно или повече оборудвания на фотоволтаичната инсталация.

В тези случаи оборудването работи на ниво под очакваното. В много случаи неефективната работа на модулите не изисква незабавни коригиращи действия.

Има много причини за тези типове загуби на енергия, като например температурни промени в модула, поява на мехурчета, обезцветяване, ефект на засенчване и замърсяване, деградация на фотоволтаични модули, несъответствие на системата за проследяване на слънцето, загуби в окабеляването, ефект на несъответствие в слънчевия масив и прегряване на инвертора. В някои от тези случаи загубите, причинени например при проследяване на максимална мощност, в резултат на дефектиране на фотоволтаичните модули, в окабеляването, в резултат на засенчване, е трудно да се избегнат, когато фотоволтаичната инсталация е завършена и работи.

Други неизправности, такива като ефекта на намаляване на мощността, ефекта на замърсяване и неправилно регулиране на системата за проследяване на слънцето, могат да бъдат коригирани.

Всички тези прояви на неефективност отнемат време, за да може да се проявят и изискват по-сложни анализи за идентифициране на коригиращото действие, отколкото загубите на електрическата енергия.

От гореизложеното става ясно, че фотоволтаична инсталация в реални условия на работа произвежда изходно значително по-малко количество електрическа енергия в резултат на двата типа загуби – на слънчева и електрическа енергия.

Общите загуби, които възникват в инсталацията поради високата температура на фотоволтаичния модул, замърсяването, повредите в компонентите, неефективността на инвертора или несъответствие на окабеляването се отразяват комплексно на тези загуби.

За намаляване на всички видове енергийни загуби в слънчевите електроцентрали се разработват и успешно прилагат различни мерки. Те включват:

- използване на полупроводници с оптимална ширина на забранената зона за слънчева радиация;
- целенасочено подобряване на свойствата на полупроводниковата структура чрез нейното оптимално легиране и създаване на вградени електрически полета;
- преход от хомогенни към хетерогенни и градиентни полупроводникови структури;
- оптимизиране на проектните параметри на PV (дълбочина на pn-прехода, дебелина на основния слой, честота на контактната мрежа и др.);
- използването на многофункционални оптични покрития, които осигуряват антирефлекс, термична регулация и защита на слънчевите клетки от космическо лъчение;

- разработване на слънчеви клетки, които са прозрачни в дълговълновата област на слънчевия спектър отвъд границата на основната лента на поглъщане;
- създаване на каскадни фотоволтаични клетки от полупроводници, специално подбрани по ширина на забранената им зона.

## II. ИЗСЛЕДВАНЕ НА ЗАГУБИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ В PV – ЦЕНТРАЛА ПРИ ПРЕНОС И ПРЕОБРАЗУВАНЕ

Изследваният обект представлява фотоволтаична централа за производство на електрическа енергия за собствено потребление и отдаване на неизползваната енергия в електрическата мрежа. Централата е инсталирана на покрива на сграда със стопанско предназначение, който е двускатен, с изложение юг-север и с наклон  $22^\circ$  (40,4 %). Площта на южния скат на покрива е  $249 \text{ m}^2$ , а на северния –  $224 \text{ m}^2$ .

Сградата се използва като хранителен магазин. Има предимно дневна консумация на електроенергия. Основните консуматори са: хладилни камери, хладилни витрини, апарати за климатизация, осветление. През нощта консумацията на електрическа енергия е много по-ниска, климатизацията и осветлението се изключват, хладилните машини се включват на големи интервали от време, т.к. не се отварят и запазват зададената температура дълго време.

Фотоволтаичната централа е изградена със силициеви модули и свързани към тях два броя без трансформаторни инвертора в два отделни електрически контура – постоянен ток и променливо ток. Фотоволтаичният генератор е частта от фотоволтаичната система, която пряко преобразува енергията от слънчевата радиация в постоянен електрически ток и се състои от свързани помежду си фотоволтаични модули. Системата е проектирана с 171 броя модули тип Trina Solar TSM – 440DEG17MC.20 (II) - (BI, DG, HC, HV, MBV, R30, EVO2), като 90 броя от тях са разположени на юг, а останалите 81 броя – на север.

В Таблица 1 са представени някои от характеристиките на модулите.

Таблица 1.

Електрически характеристики	Единица	Стойност
Номинална пикова мощност	$W_p$	440~+3W
Гарантирана номинална мощност	$W_p$	440
Номинално напрежение	V	41.10
Номинален ток	A	10.71
Ток при отворена верига	A	11.28
Напрежение при отворена верига	V	49.10
Ток на късо съединение	A	20
Температурен коефициент	V(oc)	-0.270%
Температурен коефициент	A(sc)	+0.048%
Дължина	mm	2111
Височина	mm	30
Ширина	mm	1046
Тегло	kg	28.6



Модулите отговарят на изискванията на следните стандарти: IEC / EN 61215-1:2016, IEC / EN 61215-1-1:2016, IEC 61215-1:2016/ EN 61215-2:2017.

Инверторно-преобразователният блок е изграден от два броя инвертори HUAWEI SUN2000-40KTL-M2. Те са снабдени с комуникационен блок, чрез който се предават данни за тяхната работа по информационна магистрала тип „bus”. Телекомуникационният канал е реализиран по RS485 стандарт.

Връзката към PC се осъществява посредством RS485-USB преобразувател и специален софтуер разработен фирма Huawei.

Някои от техническите характеристики на инвертора са посочени в Таблица 2.

Таблица 2.

Входни данни (DC)		SUN2000-40KTL
Максимална (DC) мощност ( $\cos\varphi=1$ )	W	40600
Максимално изменение на (DC) напрежение	V	1000
Минимално вх. (DC) напрежение	V	200
Минимално вх. ток	A	23
Брой ММП устройства	бр.	4
Максимален брой паралелни стрингове	бр.	8
Номинална (AC) мощност	kW	40
Максимална (AC) мощност	kVA	33
Максимален изходен ток	A	40
Номинално (AC) напрежение	V	277 V/480 V, 3W+PE
Честота на мрежата	Hz	50/60 $\pm$ 5
Фактор мощността ( $\cos\varphi$ )		0,8
Свързване (AC)		трифазно
Максимално к.п.д	%	98,6
Европейски приравнен к.п.д.	%	98,3
Диапазон на работната температура	°C	От -25° до +60

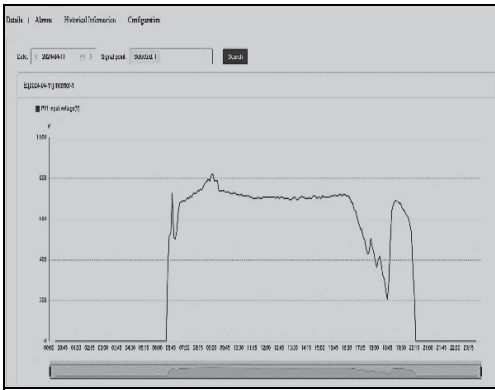
За целите на изследването са подбрани два дни от годината с различна продължителност на слънцегреенето – 13,12 ч. (ден А – слънчев ден) и 11,48 ч. (ден Б – разкъсана облачност).

Изследвани бяха следните параметри: ток, напрежение, количество произведена енергия от генератора (DC) на входа на инвертора и преобразуван ток, напрежение и количество отдадена енергия (AC) към сградата и мрежата.

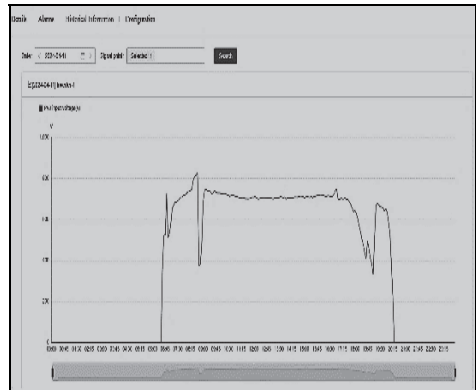
### 2.1. Експериментални резултати от работата на инвертор 1

Към Инвертор 1 са свързани 81 броя фотоволтаични модули тип Trina Solar TSM-440DEG17MC.20 (II) - (BI, DG, HC, HV, MBB, R30, EVO2), разположени на север.

На Фиг. 1 и на Фиг. 2 са показани данни за напрежението (V, DC), получено от фотоволтаичните панели на входа на Инвертор 1 за ден А и ден Б.



MPPT-1



MPPT-2



MPPT-3



MPPT-4

Фиг. 1. Данни за напрежението (V, DC) за ден А.  
Напрежение (V, DC) на тракер MPPT-1, MPPT-2, MPPT-3 и MPPT-4.



MPPT-1



MPPT-2



MPPT-3



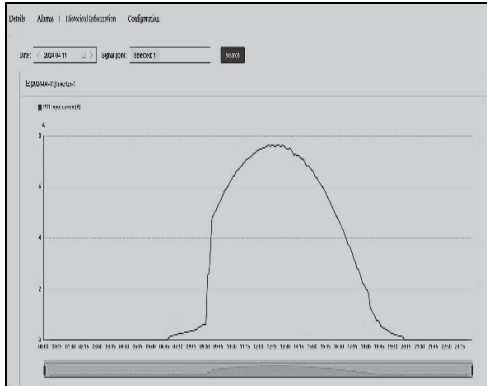
MPPT-4

Фиг. 2. Данни за напрежението (V, DC) за ден Б.  
Напрежение (V, DC) на тракер MPPT-1, MPPT-2, MPPT-3 и MPPT-4.

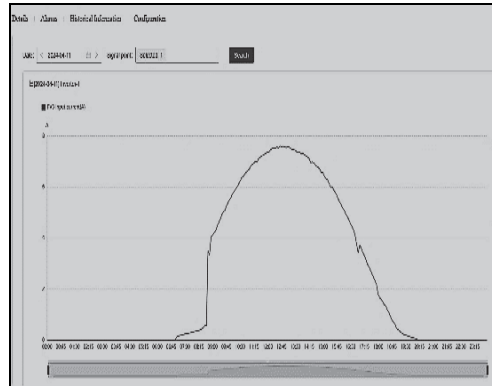
Разликата в стойностите на напреженията се дължат на факта, че към всеки MPPT тракер са присъединени различен брой фотоволтаични панели.

Разликата в стойностите на напреженията се дължат на факта, че към всеки MPPT тракер са присъединени различен брой фотоволтаични панели.

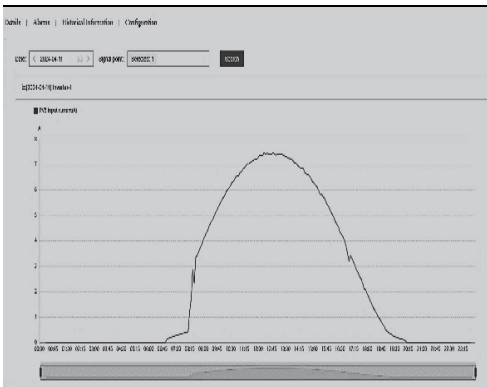
На Фиг. 3 и Фиг. 4 са показани данни за големината на тока (A, DC), получен от фотоволтаичните панели на входа на Инвертор 1 за ден А и Б:



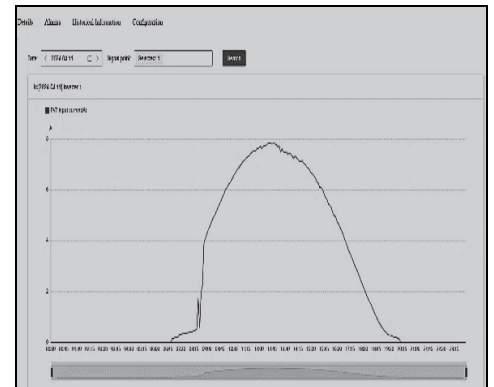
MPPT-1



MPPT-2

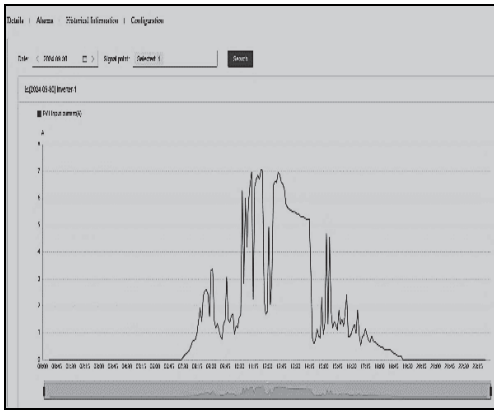


MPPT-3

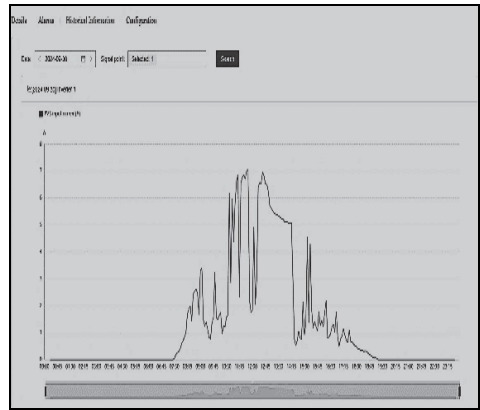


MPPT-4

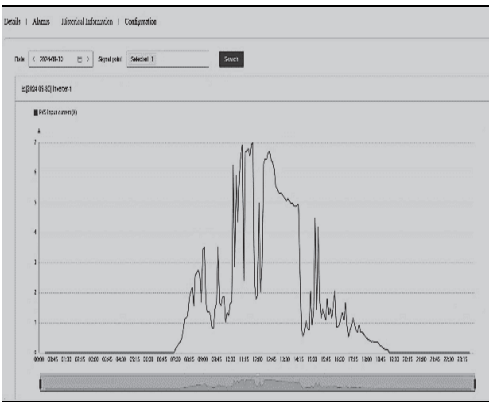
Фиг. 3. Данни за големината на тока (A, DC), Инвертор 1, ден А.  
Ток (A, DC) на тракер MPPT-1, MPPT-2 , MPPT-3 и MPPT-4.



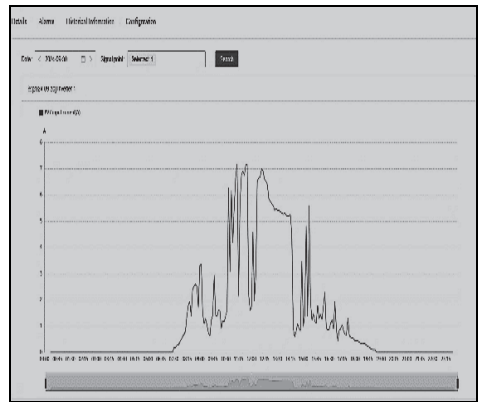
MRPT-1



MRPT-2



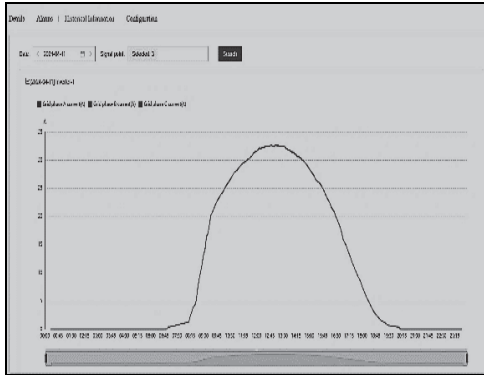
MRPT-3



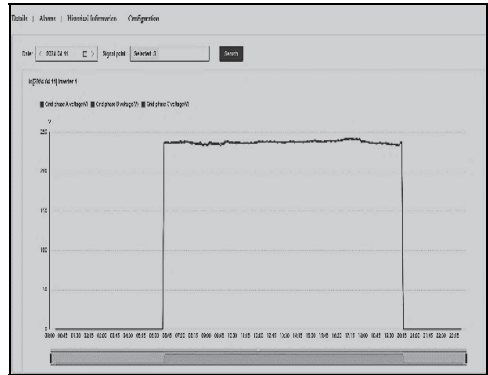
MRPT-4

Фиг. 4. Данни за силата на тока (А, DC), Инвертор 1, ден Б.  
Ток (А, DC) на тракер MRPT-1, MRPT-2, MRPT-3 и MRPT-4.

На Фиг. 5 за ден А и на Фиг. 6 за ден Б са изобразени данни за големина на тока (A, AC) и напрежението (V, AC), вече преобразувани на изхода на Инвертор 1 за ден А.

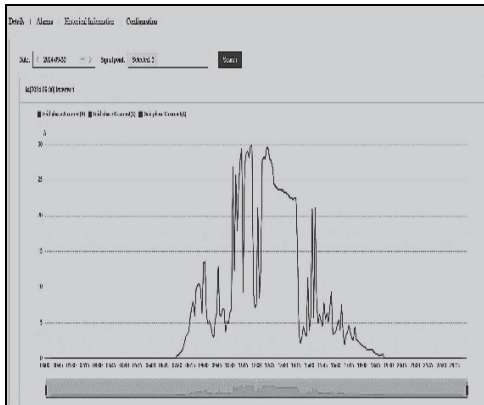


A, AC

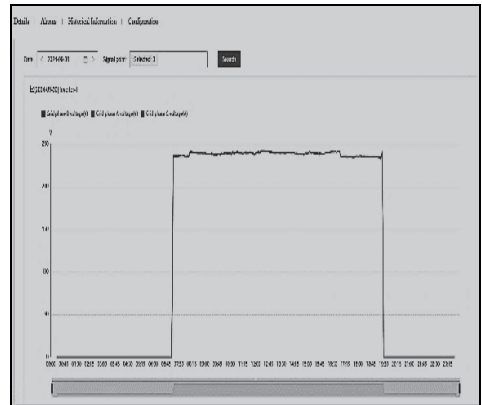


V, AC

Фиг. 5. Данни за големина на тока (A, AC) и напрежението (V, AC), вече преобразувани на изхода на Инвертор1 за ден А.



A, AC



V, AC

Фиг. 6. Данни за големина на тока (A, AC) и напрежението (V, AC), вече преобразувани на изхода на Инвертор1 за ден Б.

**2.2. Експериментални резултати от работата на инвертор 2.**

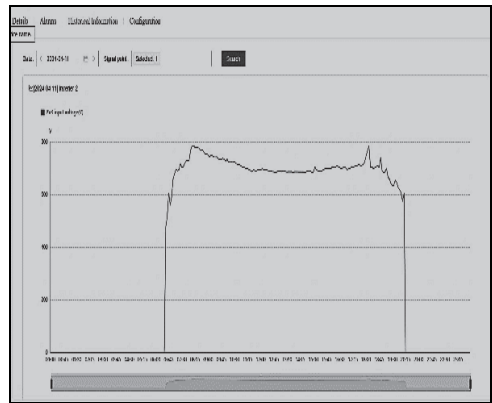
Към Инвертор 2 са свързани 90 броя фотоволтаични модули тип Trina Solar TSM-440DEG17MC.20 (II) - (VI, DG, HC, HV, MBB, R30, EVO2), ориентирани на юг.

Данните са получени при работа на фотоволтаичната централа при слънчев ден с продължителност 13,12 ч.(ден А) и ден с разкъсана облачност и продължителност 11,48 ч.(ден Б).

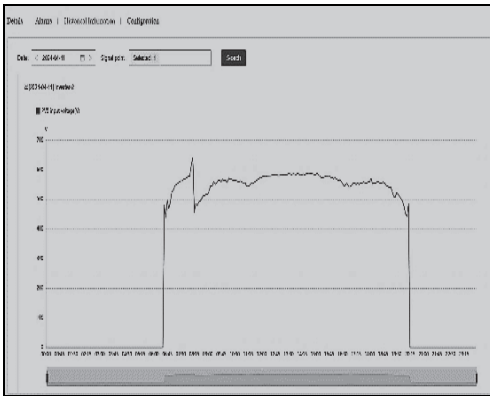
На Фиг. 7 за ден А и на Фиг. 8 за ден Б са показани резултатите от измереното напрежение (DC), получено от фотоволтаичните панели на входа на Инвертор 2.



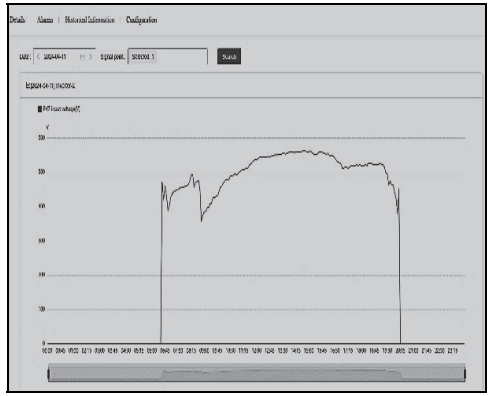
MPPT-1



MPPT-2



MPPT-3



MPPT-4

Фиг. 7. Данни за напрежение (DC), ден А.  
Напрежение (V, DC) на тракер MPPT-1, MPPT-2 , MPPT-3 и MPPT-4.



MPPT-1



MPPT-2



MPPT-3



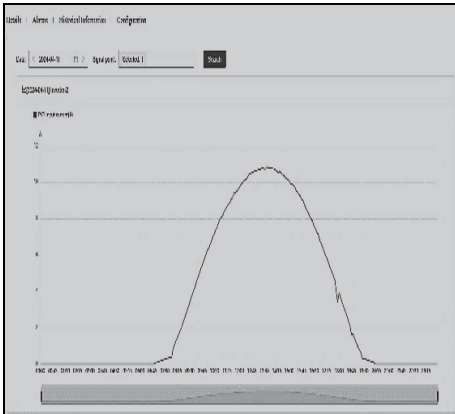
MPPT-4

Фиг. 8. Данни за напрежение (DC), ден Б.  
Напрежение (V, DC) на тракер MPPT-1, MPPT-2, MPPT-3 и MPPT-4.

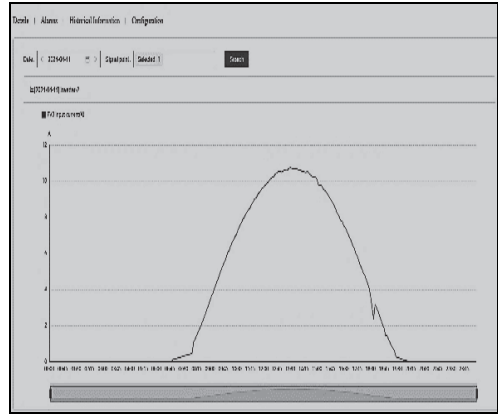
Разликата в напреженията е резултат от това, че към всеки MPPT тракер са присъединени различен брой фотоволтаични панели. Броят панели е определен на база максимално оползотворяване на площите на покрива.



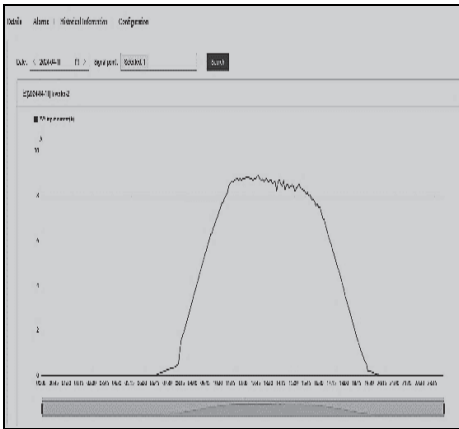
На Фиг. 9 за ден А и на Фиг. 10 за ден Б са визуализирани данни за големината на тока (A, DC) получен от фотоволтаичните панели на входа на Инвертор 2.



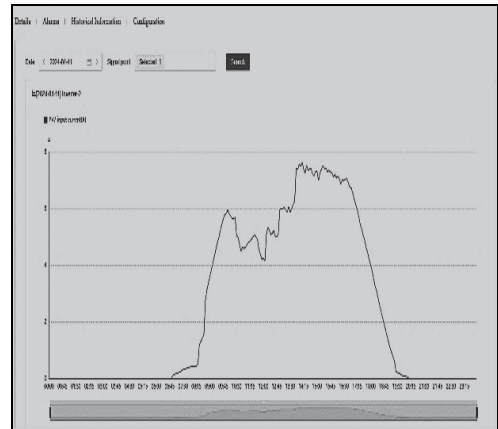
MPPT-1



MPPT-2

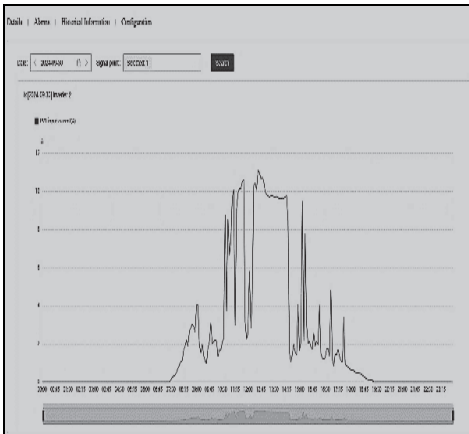


MPPT-3

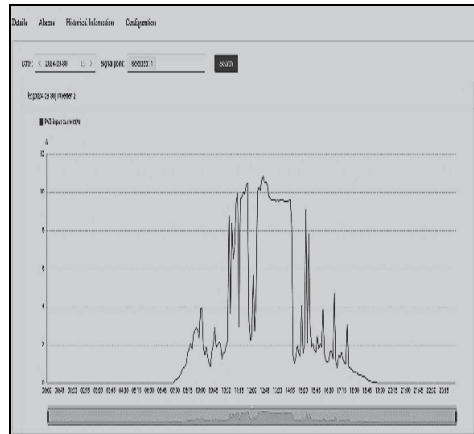


MPPT-4

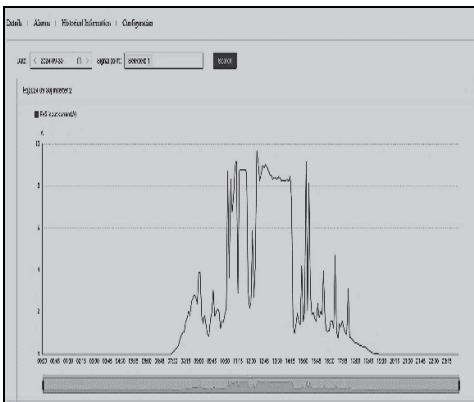
Фиг. 9. Данни за големината на тока (A, DC), Инвертор 2, ден А.  
Ток (A, DC) на тракер MPPT-1, MPPT-2 , MPPT-3 и MPPT-4.



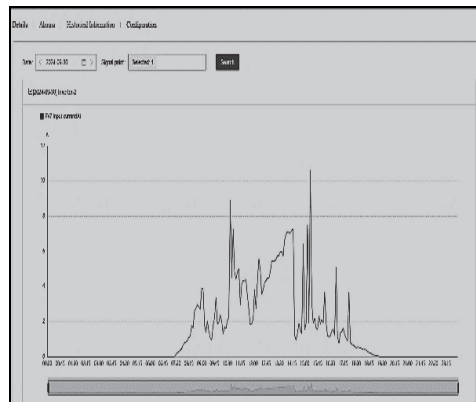
MRPT-1



MRPT-2



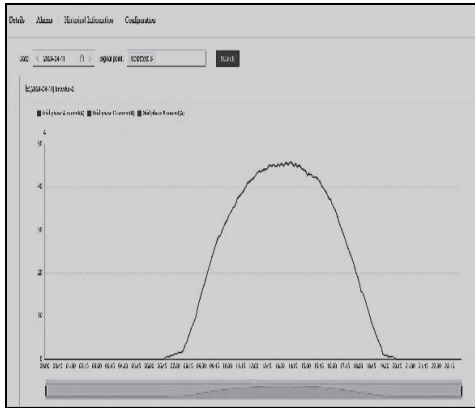
MRPT-3



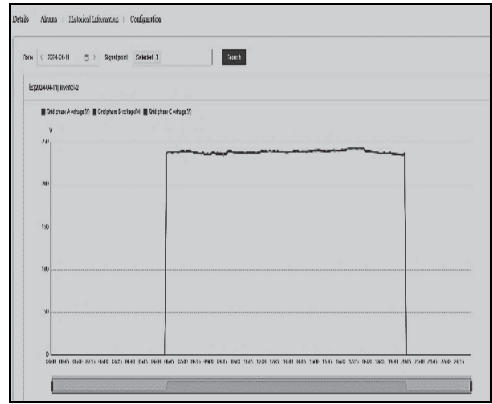
MRPT-4

Фиг. 10. Данни за големината на тока (А, DC), Инвертор 2, ден Б.  
Ток (А, DC) на тракер MRPT-1, MRPT-2, MRPT-3 и MRPT-4.

На Фиг. 11 за ден А и на Фиг. 12 за ден Б са изобразени данни за големина на тока (A, AC) и напрежението (V, AC), вече преобразувани на изхода на Инвертор 2.

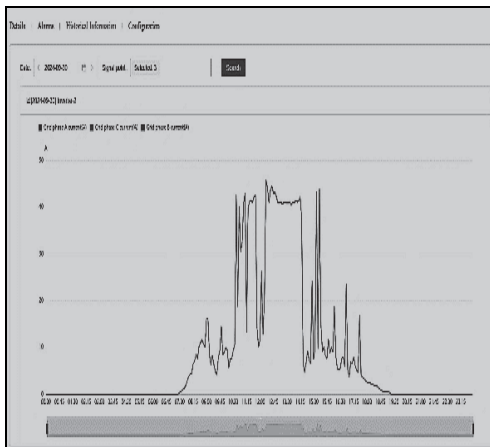


A, AC

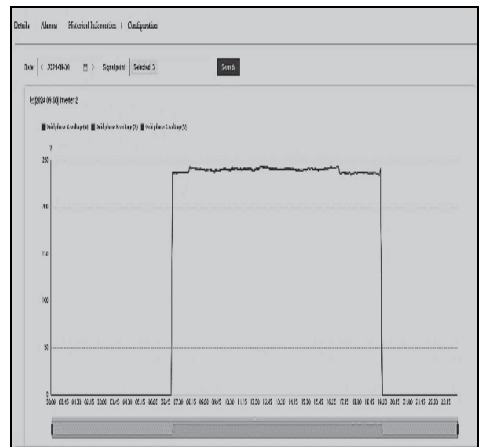


V, AC

Фиг. 11. Данни за големина на тока (A, AC) и напрежението (V, AC), преобразувани на изхода на Инвертор 2, ден А.



A, AC



V, AC

Фиг. 12. Данни за големина на тока (A, AC) и напрежението (V, AC), преобразувани на изхода на Инвертор 2, ден Б.

От Фиг. 5, 6, 11, 12 на изхода на инвертори 1 и 2 се вижда отчетливо колко голямо влияние оказва облачността върху крайната производителността на фотоволтаичната централа.

В Таблицы 3÷6 са представени данните от работата на двата инвертора, при натоварване 15% ,30% и 100% в два дни от годината при слънчев ден с продължителност 13,12 ч. (ден А) и ден с разкъсана облачност и продължителност 11,48 ч. (ден Б):

**ИНВЕРТОР 1**

Таблица 3.

DC P(W)	AC P(W)	Загуби, %
3166	2921	7,74
12147	11678	3,87
23641	23122	2,2

Резултатите от изчисленията, показани в Табл. 3 са за ден А и показват, че загубите са най-големи при по-ниска генерация на енергия от централата.

Те са приблизително в границите от 2% до 8%. Тук трябва да се има предвид, че фотоволтаичните панели са ориентирани на север.

Таблица 4.

DC P(W)	AC P(W)	Загуби, %
4474,6	4269,3	4,59
2553,1	2366,8	7,30
18031,5	17621,0	2,28

Резултатите от изчисленията, показани в Табл. 4 са за ден Б и показват, че загубите остават приблизително в границите от 2% до 8 %, но се наблюдава спад на произведената енергия, като следствие от по-късата продължителност на деня и влошените метеорологични условия.

**ИНВЕРТОР 2**

Таблица 5.

DC P(W)	AC P(W)	Загуби, %
5767	5589	3,09
12724	12375	2,75
32746	32078	2,04

В таблици 5, ден А изчисленията показват, че загубите също са най-големи при по-ниска генерация на енергия от централата, те са приблизително в границите от 2% до почти 3 %, като фотоволтаичните панели са ориентирани на юг.

Таблица 6.

DC P(W)	AC P(W)	Загуби, %
5680	5485	3,43
3626	3443	5,05
30276	29612	2,2

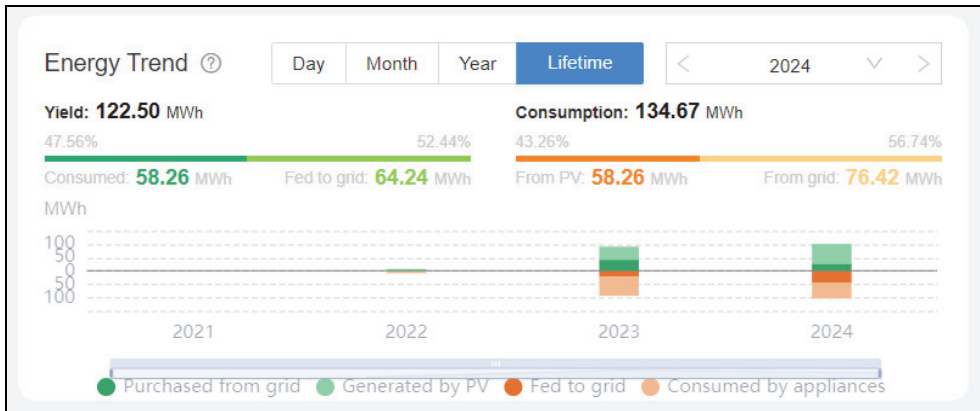
Резултатите от изчисленията, показани в Табл. 6 са за ден Б и показват, че загубите са приблизително в границите от 2% до 5 %, има и спад на произведената енергия, като следствие от по-късата продължителност на деня и влошените метеорологични условия.

Високата ефективност на съоръжението, близо 90%, се дължи на извършен предварителният мониторинг и оценка на потребностите от електроенергия на консуматорите в сградата. На база на събраните данни е проектирана и изградена фотоволтаичната централа.

На Фиг. 13 са показани данни за произведената и консумираната електроенергия за период от 2 години.

### ИЗВОДИ:

1. При работа на централите в режим на непълна генерация се реализират загуби, които са значително по-големи от теоретично очакваните;
2. С увеличаване на натоварването, загубите значително намаляват, но не достигат тези зададени от фирмите производители на отделните компоненти.



Фиг. 13. Произведена енергия – 122,50 MWh, консумирана енергия – 134,67 MWh.

3. Поради това, че PV централите работят на мощности близки до номиналните, само в тесен часови диапазон, загубите не могат да бъдат намалени значително при работа с основните генериращи източници.

4. Намаляване на загубите може да се постигне само при включване на допълнителен източник в определени периоди от време.

Цялостната производителност на фотоволтаичната система при преобразуването на слънчевата енергия в електричество зависи не само от ефективността на всяка отделна част от системата, но и от метеорологичните условия и условията на околната среда.

Моделирането на производителността на една фотоволтаичната система и генерирането на електроенергия по отношение на характеристиките на системата и метеорологичните условия е ключов елемент в планирането и работата на електрическата мрежа. Това изисква цялостна оценка на различните видове загуби на мощност в системата, според различните часови диапазони на работа за различни сезони и климатични условия.

### Литература:

1. Analysis of the power loss and quantification of the energy distribution in PV module, Lu Shen, Zhenpeng Li, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114333>
2. <https://xn--80ajamiccthtvc4b5g.xn--p1ai/info/publikatsii>
3. Isidoro Lillo-Bravo, Pablo González-Martínez, Miguel Larrañeta and José Guasumba-Codena, Impact of Energy Losses Due to Failures on Photovoltaic Plant Energy Balance, *Energies* 2018, 11(2), 363; <https://doi.org/10.3390/en11020363>

4. Ashwin Sharma, Nikunj Singh, Suresh Kumar Gawre, Operational Losses of a Solar Power Plant: a Case Study, 2021 IEEE 2nd International Conference on Electrical Power and Energy Systems (ICEPES), Bhopal, India. Dec 10-11, 2021
5. Sushil Patel, Deepa Golani, Loss Analysis of Grid Connected Solar PV System: A Review, International Journal of Research in Engineering, Science and Management V. 2, Issue-3, March-2019 www.ijresm.com | ISSN: 2581-5792
6. Behzad Hashemi, Shamsodin Taheri, Ana-Maria Cretu, Edris Pouresmaeil, Systematic photovoltaic system power losses calculation and modeling using computational intelligence techniques, Applied Energy, V. 284, 15. 02 2021
7. Behzad Hashemi, Computational intelligence-based photovoltaic system performance modeling in snow conditions, Thesis Presented to Département d'informatique et d'ingénierie Université du Québec en Outaouais (UQO) In partial fulfillment of the requirements for the degree of Ph.D. June 2023
8. Silviya, A., Letskovska, Nikolay, A., Mollov Eldar, D., Zaerov, Inspection Of Buildings For Energy Efficiency, ICTRS '21, November 15, 16, 2021, Virtual Conference, Bulgaria ACM ISBN 978-1-4503-9018-7/21, 2021, p. 37-42
9. Radostin Dolchinkov, Atanas Yovkov, Velizar Todorov, Kristian Ventsislavov, Integrated platform for vehicle charging based on renewable energy resources, 12th International Conference, ICTRS 2023, Rhodes, Greece, September 18-19, 2023, Proceedings, ISBN 978-3-031-49262-4, eBook ISBN 978-3-031-49263-1
10. Dolchinkov R., Mechanisms and machines in RES, Electronic journal of CITN for computer science and communications, i. 3, ISSN 1314-7846, pp. 31-42, 2013
11. Matsankov M., Ivanova, M, Selection of optimal variant of hybrid system under conditions of uncertainty, The 2nd International Conference on Electrical Engineering and Green Energy Roma, Italy, June 28-30, 2019, <https://www.e3sconferences.org/articles/e3sconf/abs/2019/41/contents/contents.html>, E3S Web of Conferences, 2019, 115, 01007
12. Долчинков Р., П. Георгиева, Ефективност на системи за слънчево проследяване. Год. на БСУ, том XXVIII, с. 243-255, 2012, ISSN 1311-221-X
13. Dolchinkov R., Teaching methods in computer design of technological systems, SEVILLE, SPAIN, 6TH INTERNATIONAL CONFERENCE OF EDUCATION, RESEARCH AND INNOVATION, ISBN 978-84-616-3849-9, p. 5785-5795, 2013.
14. Долчинков Р., М. Бангев, Предотвратяване на пожари причинени от електрическа дъга, Международна научна конференция СИНЯ ИКОНОМИКА И СИНЬО РАЗВИТИЕ, ISBN: 978-619-7126-57-0, стр.441-451, 2018
15. Елдар Заеров, Повишаване на производителността на слънчеви панели с плоски рефлектори, Increase solar panel performance with flat reflectors, БСУ – ГОДИШНИК Том XLIV, 2021, с.290-296, ISSN: 1311-221X
16. J. Faludi, D. M. Lepech и G. Loisos, Using life cycle assessment methods to guide architectural decision-making for sustainable prefabricated modular buildings, Journal of Green Building, том 3, № 7, p. 151–170, 2012.
17. M. Deru и P. Torcellini, Source Energy and Emission Factors for Energy Use in Buildings, Technical Report NREL/TP-550-38617. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2007.
18. P. Torcellini, S. Pless, M. Deru и D. Crawley, „Zero Energy Buildings: A Critical Look at the Definition, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Pacific Grove, California, 2006.
19. P. Torcellini, S. Pless и M. Deru, „Zero Energy Buildings: A Critical Look at the Definition Preprint,“ ACEEE Summer Study, 2006.

20. Ecofys, Politecnico di Milano, & University of Wuppertal, Towards nearly zeroenergy buildings: Definition of common principles under the EPBD, Köln, Germany, 2013.
21. Eldar Zaerov, Use Of Perovskit In Solar Energy, Yearbook BSU 2018, Volume XXXVIII ISSN: 1311-221X, p. 255 - 260.
22. Eldar Zaerov, Study of the potential for hydrogen production with photovoltaic power plant and fuel cell Yearbook BSU 2015, volume XXXI ISSN: 1311-221X, p. 36 – 39
23. Радостин Долчинков, Христо Михайлов, ИНЖЕНЕРИНГОВА БЕЗОПАСНОСТ ПРИ ЕКСПЛОАТАЦИЯ НА ЕНЕРГИЙНИ СИСТЕМИ, БСУ - ГОДИШНИК Том XLVIII, 2023, с.330-345, ISSN: 1311-221X
24. Гинко Георгиев, Борислав Цветанов, ЕЛЕКТРОМАГНИТНА СЪВМЕСТИМОСТ ПРИ СЪВМЕСТНА ЕКСПЛОАТАЦИЯ МЕЖДУ ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНА СИСТЕМА И ФОТОВОЛТАИЧНА ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛА, БСУ – ГОДИШНИК, том XLVI, 2022, с.116-121, ISSN: 1311-221X
25. Пламен А. Ангелов, „Симулация на малка PV система монтирана в градска среда - част.1”, Международна научна конференция „Дигитални трансформации, медии и обществено включване, БСУ Бургас, 2020, ISBN 978-619-7126-92-1, стр.432-436
26. Пламен А. Ангелов, „Симулация на малка PV система монтирана в градска среда - част.2”, Международна научна конференция“ Дигитални трансформации, медии и обществено включване, БСУ Бургас, 2020, ISBN 978-619-7126-92-1, стр.437-443
27. Борислав Б. Цветанов, Гинко А. Георгиев, ВЪРХУ ЕДНА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ПОДОБРЯВАНЕ ЕКСПЛОАТАЦИОННИТЕ ВЪЗМОЖНОСТИ НА СИЛОВИ ФИЛТРИ НА ВИСШИ ХАРМОНИЦИ В ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНИТЕ СИСТЕМИ, Списание „Компютърни науки и комуникации” Том 11, No1 (2022), БСУ, ISSN: 1314-7846, с. 2-11
28. Гинко Георгиев, ИЗПОЛЗВАНЕ ВЪЗМОЖНОСТИТЕ НА ИЗОБРАЗЯВАЩИЯ ВЕКТОР НА ТОКА И НАПРЕЖЕНИЕТО ЗА ОЦЕНКА НА НЕСИМЕТРИЯТА В ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНИТЕ СИСТЕМИ, Списание „Компютърни науки и комуникации” Том 9, No1 (2020), БСУ, ISSN: 1314-7846, с. 102-108
29. Гинко Георгиев, ИЗПОЛЗВАНЕ ВЪЗМОЖНОСТИТЕ НА ИЗОБРАЗЯВАЩИЯ ВЕКТОР НА ТОКА ЗА КАЧЕСТВЕНА ОЦЕНКА ПРИ РАБОТА НА МОЩЕН НЕУПРАВЛЯЕМ ИЗПРАВИТЕЛ, Списание „Компютърни науки и комуникации” Том 9, No1 (2020), БСУ, ISSN: 1314-7846, с. 93-101
30. Даниела Марева, Основни направления за подобряване ефективността на системата на възобновяеми енергийни източници, ч. 2, БСУ, Годишник на БСУ 23 г. том XLVIII, ISSN: 1311-221X, с. 178 - 182
31. Даниела Марева, Основни направления за подобряване ефективността на системата на възобновяеми енергийни източници, част 1, БСУ, Годишник на БСУ 23 г. том XLVIII, ISSN: 1311-221X, с. 172 - 177
32. Даниела Марева, Иновации при производството на фотоволтаични панели, БСУ, Годишник на БСУ 2019 г. том XL ISSN: 1311-221X, с. 282 – 285
33. Неделчева Ст. М. Мацанков, Анализ на методите за прогнозиране на електрическите товари в електрическите мрежи, Известия на ТУ – Сливен, № 1, 2019 г., стр. 44 – 49, ISSN 1312-3920
34. Bakardjieva J., M. Matsankov and S. Slavov, Sectioning of branches of distribution networks with connected wind power plants, International Conference on Technics, Technologies and Education (ICTTE) Nov. 2020, DOI 10.1088/1757-899X/1031/1/012046, <https://iopscience.iop.org/issue/1757-899X/1031/1>
35. Israel, Michel, Ivanova, Michaela, Shalamanova, Tsvetelina and Zaryabova, Victoria, 2021, A Guide of Non-Ionizing Radiation Protection, ISBN 978-954-8404-35-8, Publisher: NCPHA