



Interreg - IPA CBC
CCI 2014TC16I5CB006



ПРОИЗВОДСТВО НА ЕНЕРГИЈА ОД ПОКРИВНИ ФОТОВОЛТАИЧНИ СИСТЕМИ



Инвестициски водич од А до Ш за мали и средни претпријатија



ПРОМОВИРАЊЕ НА ДЕЦЕНТРАЛИЗИРАНО ПРОИЗВОДСТВО НА ЕНЕРГИЈА
ОД ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА

Оваа публикација е имплементирана со поддршка на Европската унија преку Програмата за прекугранична соработка ИНТЕРЕГ-ИПА Бугарија - Македонија 2014-2020. Содржината на оваа публикација е единствено одговорност на Фондацијата за локален развој и развој на информатички технологии – Гевгелија и во никој случај не може да се смета дека ги одразува ставовите на Европската Комисија или Управниот орган на Програмата.

Име на документ

Инвестициски водич од А до Ш за мали и средни претпријатија

Документот е изработен во рамките на проектот

Промовирање на децентрализирано производство на енергија од обновливи извори на енергија, со Реф. бр. СВ006.1.11.023 (EnerGAIN)

Финансиран од

ИНТЕРРЕГ - ИПА Прекугранична програма Бугарија – Македонија 2014-2020

Имплементатор на проектот

ФЛОРИТ Гевгелија – Лидер на проектот СПЕЕ-БГ- Проектен партнер

Проектен тим

Ристо Атанасовски, Проектен Менаџер, ФЛОРИТ Гевгелија
Петранка Чалков, Технички и финансиски координатор, ФЛОРИТ Гевгелија
Румјана Попова, Проектен асистент, СПЕЕ-БГ
Маријана Атанасова, Технички и финансиски координатор, СПЕЕ-БГ

Организација одговорна за подготовка на водичот

Центар за климатски промени – Гевгелија

Автори на водичот

Проф. Д-р. Димитар Димитров, Факултет за електротехника и информациски технологии Скопје
Проф. Д-р. Атанас Илиев, Факултет за електротехника и информациски технологии Скопје

ДЕЦЕНТРАЛИЗИРАНО ПРОИЗВОДСТВО СО ФОТОВОЛТАИЧНИ СИСТЕМИ

Инвестициски водич од А до Ш за мали и средни претпријатија

ПРЕДГОВОР

И покрај предностите на фотоволтаичните системи од аспект на заштита на животната средина, сведоци сме дека во последниве години, цените на фотоволтаичните модули, а со тоа и на цената на електричната енергија произведена од овие системи, е значително намалена. Таа е дури и пониска од цената на електричната енергија што им се нуди на потрошувачите врзани во електро дистрибутивната мрежа. Имајќи го предвид тоа, се поставува прашањето дали можеме да ја продадеме произведената електричната енергија од фотоволтаичен систем и да постигнеме соодветна цена за тоа, без да користиме повластени тарифи и други поттикнувања?

Производството на електрична енергија од фотоволтаичните системи е променливо (варијабилно). Тоа директно зависи од интензитетот на сончевото зрачење кое има регуларни (зима-лето, дење-ноќе и сл.) и случајни промени (метеоролошки промени, како облачност и сл.). Поради овие промени и поради други аргументи, фотоволтаичните системи не можат да ја постигнат дури ни производната цена на слободниот пазар.

Исто така важно прашање е дали со примената на фотоволтаичните системи може да се намалат сметките за електрична енергија. Одговорот зависи од повеќе фактори, но главно е дали постои совпаѓање меѓу временските дијаграми на потрошувачката и производството на електрична енергија. Кај малите и средните индустриски претпријатија се покажани бројни примери каде фотоволтаичните системи може да се применат за покривање на дел од потрошената електрична енергија. Но, тие можат да генерираат и реактивна енергија со што дополнително можат да ја намалат сметката. Исто така и делот од сметката што го опфаќа врвното оптоварување може да биде намален, но за тоа се потребни дополнителни анализи и евентуално користење на акумулаторски батерии.

Покривите на халите на индустриските погони, доколку се правилно ориентирани и наклонети се добра локација за поставување на фотоволтаичните модули. На таков начин не се зафаќаат слободни површини, а носечката конструкција е поевтина.

Со овој водич ќе се запознаете со основите на технологиите што се користат во фотоволтаичните системи, нивните енергетски перформанси, но што е најважно, е дадена и методологија за пресметка на исплатливоста на овие системи. Прикажани се искуствата и процедурите за добивање на лиценци за производство на електрична енергија од фотоволтаични системи во Р. Македонија и Р. Бугарија што ќе им овозможи на малите и средните претпријатија полесно да се справат со законските прописи и постапки.

Проектот го имплементираат: Фондација за локален развој и развој на информатички технологии– Гевгелија (ФЛОРИТ) – Гевгелија и Сојуз на производители на еколошка енергија – БГ од Благоевград (СПЕЕ-БГ), Република Бугарија.

Подготовката на „Инвестициски водич од А до Ш за мали и средни претпријатија“ е направена од страна на Центар за климатски промени – Гевгелија и авторите Проф. Др. Димитар Димитров и Проф. Д-р Атанас Илиев. Центар за климатски промени-Гевгелија е здружение на граѓани чија главна цел е заштита и унапредување на животната средина и намалување и ублажување на климатските промени во Македонија и регионот.

Инфо за автор – Димитар Димитров

д-р Димитар Димитров, во моментот е вонреден професор на Факултетот за електротехника и информациски технологии, во состав на Универзитетот Св. Кирил и Методиј во Скопје, Р. Македонија. Магистрирал и докторирал на теми од областа на фотоволтаичните системи. На факултетот предава предмети од областа на обновливите извори на енергија и когенеративните постројки. Активно учествувал во поголем број апликативни и истражувачки проекти од овие области.

Инфо за автор – Атанас Илиев

д-р Атанас Илиев е редовен професор на Факултетот за електротехника и информациски технологии, во состав на Универзитетот Св. Кирил и Методиј во Скопје, Р. Македонија. Магистрирал и докторирал на теми од областа на електроенергетиката. Предава предмети од областа на производството на електрична енергија, разводните постројки, инженерската економика и др. Активно учествувал во голем број апликативни и истражувачки проекти од овие области.

Ставовите изразени во овој водич се единствена одговорност на Фондација за локален развој и развој на информатички технологии – Гевгелија и во никој случај не може да се смета дека ги одразува ставовите на Европската Комисија или на Управниот Орган на Програмата.

Содржина

1. Вовед	6
1.1. Обновливи извори на енергија	6
1.2. Децентрализирано производство на електрична енергија	9
1.3. Искуства од примената на децентрализирано производство	11
1.3.1. Постројка за производство на пареа и електрична енергија во пивара во Früh, CP Германија	11
1.3.2. Тригенеративна постројка во магацин во Essen, CP Германија	11
1.3.4. Тригенеративна постројка комбинирана со ФВ систем во фабрика за фармацевтски препарати	11
1.4 Енергија на сончевото зрачење	12
2. Фотоволтаични системи и компоненти	13
2.1. Локација и ориентација на фотоволтаичните панели	14
2.2. Фотоволтаичен генератор	15
2.2.1. Типови соларни ќелии	15
2.2.2. Карактеристики на фотоволтаични ќелии, модули и генератори	16
2.3. Инвертори како компоненти на фотоволтаичните системи	19
2.4. Останати компоненти на фотоволтаичните системи	20
2.5. Конфигурации на фотоволтаични системи	21
2.5.1. Поврзување на фотоволтаичните генератори и инверторите	21
2.5.2. Димензионирање на компонентите на фотоволтаичните системи	23
2.5.3. Поставување на фотоволтаичните модули на покрив	24
2.6. Акумулирање на енергија	25
2.7. Хибридни фотоволтаични системи	26
2.8. Примери за фотоволтаични системи инсталирани во индустриски објекти	28
2.8.1. ФВ систем на покрив од магацин Papapolitis	28
2.8.2. ФВ систем на покрив од индустриска хала во Тицино (Швајцарија)	28
2.8.3. ФВ систем на покрив од гаража во Германија	28
2.8.4. ФВ систем на покрив од халата Југоктокта – Штип	28
2.8.5. ФВ систем на покрив од халата на Мавис – Штип	28
3. Прописи и административни процедури	29
3.1. Преглед на закони и прописи	29
3.2. Мрежни правила и децентрализирано производство	29
3.3. Постапка за добивање на одобрение за градење и лиценца за производство на електрична енергија	30
3.3.1. Постапка во Р. Македонија	30
3.3.2. Постапка во Р. Бугарија	31

Содржина

4. Финансирање	33
4.1. Механизми за поддршка на за инвестирање во фотоволтаични системи	33
4.1.1. Повластени тарифи	33
4.1.2. Сопствена потрошувачка и размена на електрична енергија	34
4.1.3. Грантови и даночни олеснувања	35
5. Техноекономска анализа	37
5.1. Анализа на структурата на трошоци и добивки, Cash Flow на проектот за градба на фотоволтаичен систем	38
5.1.1. Проценка на годишното производство на електрична енергија од фотоволтаичен систем	40
5.2. Начини на финансирање на проектите на фотоволтаичните системи	41
5.2.1. Карактеристики на кредитите	42
5.3. Временска димензија на парите и паричен тек (Cash Flow) на проектот	44
5.4. Методи за економска анализа на проекти од обновливи извори на енергија	45
5.4.1. Метод - Време за враќање на вложените средства	46
5.4.2. Метод на нето сегашна вредност	47
5.4.3. Пресметка на индексот на профитабилност – Benefit/Cost метод	48
5.4.4. Пресметка на внатрешната стапка на рентабилност	49
5.4.5. Анализа на случај – градба на фотоволтаична централа	49

1. Вовед

1.1. Обновливи извори на енергија

Нашиот живот без електрична енергија е незамислив. Таа може да се произведе со класични електрични централа (термоелектрични, нуклеарни, гасно турбински итн.), но и од системи што користат обновливи извори на енергија (сончева енергија, енергија на ветрот, хидроенергија, енергија добиена од биомаса, геотермална енергија и др.).

Обновливите извори на енергија се извори што се обновуваат или се извори што не можат да се потрошат. Примената на обновливите извори за производство на електрична енергија е во постојан пораст. Според податоците Меѓународната агенција за енергетика (IEA – International Energy Agency), во 2012 година, во светот, од обновливи извори на енергија (вклучувајќи ги и големите хидроелектрични централи) се произведени 13 % од вкупно потрошената електрична енергија. Овој процент до 2020 година се очекува да достигне 26 %. Некои прогнози укажуваат дека до 2040 година уделот на обновливите извори на енергија во однос на 2012 година – тројно ќе се зголеми.

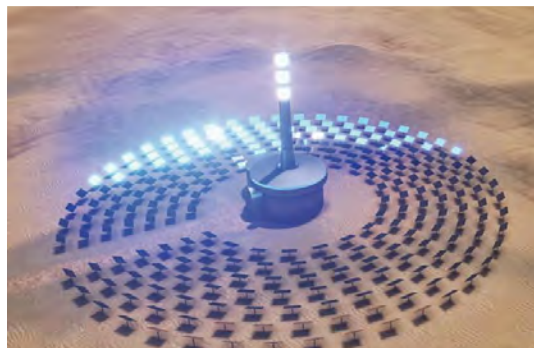
Овие факти можеби на сите ни се јасни, но суштински е да знаеме колку енергија може да произведат овие извори, дали добиената енергија може да се искористи веднаш и дали е исплатлива нивната примена.



Слика 1.1: Обновливи извори на енергија

Покрај улогата во заштитата на животната средина, голема придобивка од користењето на обновливите извори на енергија, е примената на домашните ресурси и намалувањето на потребата од увоз, што истовремено значи и зголемување на бројот на работни места. Од друга страна искористувањето на обновливите извори на енергија е попатено со високи инвестиции и обично производната цена на добиената енергија е повисока отколку од другите извори. Поради тоа, многу се вложува во подобрување на технологиите и ефикасноста, зголемување на обемот на нивното користење, со цел намалување на инвестициите и постигнување конкурентност со останатите (класични) извори на електрична енергија.

Сончевата енергија е резултат на термичките реакции што се случуваат во Сонцето. Од една страна јасно е дека овој извор на енергија еден ден ќе го потроши своето гориво, но од друга страна тоа ќе се случи по неколку милијарди години, што од сегашен аспект е многу долго време, па сончевата енергија се смета за неисцрпна. Сончевата енергија најчесто е применувана за добивање на топлина (топла вода, пареа и сл.) и електрична енергија. Конверзијата на сончевата енергија во електрична се врши со примена на фотоволтаични системи, како и со сончеви термални постројки со концентратори.



Слика 1.2: Системи за искористување на сончевата енергија

Кај **хидроелектричните центри** се користи енергијата на движењето на водата. Обично хидроелектричните центри се протечни – се поставуваат покрај водотеци (реки, водопади и сл.) или акумулациони покрај вештачко езеро. Покрај со класичните хидроелектрични центри, можно е да се примени енергијата на водата од океаните и морињата, преку користење на енергијата на брановите и движењето на водата при процесите прилив-одлив.



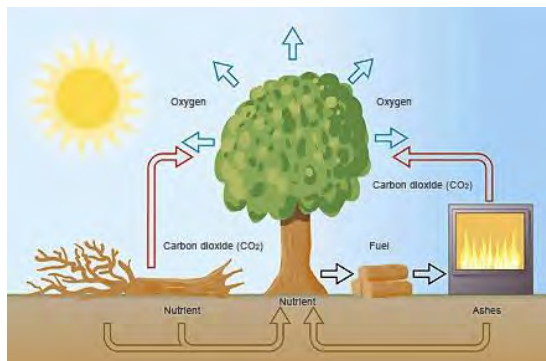
Слика 1.3: Хидроелектрични центри

Енергијата на движењето на воздушните маси – **ветрот** може да се искористи за добивање на електрична енергија со примена на ветрогенератори. Тие може да бидат поставени на копно или вон копна – на некоја водена површина (океан или море).



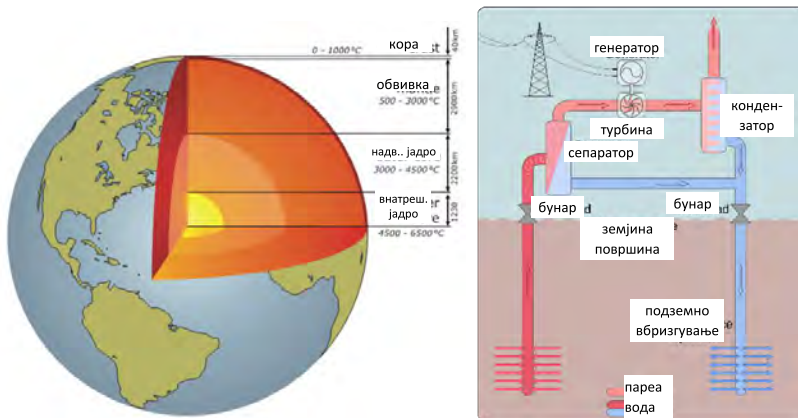
Слика 1.4: Ветерни електрични центри

Биомасата е извор на енергија што е содржана во биолошки разградливи органски материи од растително или животинско потекло (отпадоци од шумарство и земјоделство, наменски одгледувани дрвни и недрвни растенија, отпад од фарми, комунален и индустриски отпад и сл.). Постојат повеќе начини на преработка на биомасата, при што се добиваат цврсти, течни или гасовити горива. Тие потоа се согоруваат во мотори со внатрешно согорување, кои задвижуваат генератори за производство на електрична енергија. Иако во процесот на искористување на биомаса се врши согорување на гориво, што е пропратено со емисија на гасови што негативно влијаат врз околината, биомасата (на пр. кај растенијата) претходно апсорбирала повеќе јаглерод диоксид. Поради тоа се смета дека вкупното влијание врз околината е позитивно. Биомасата се смета за обновлив извор на енергија само ако постои баланс меѓу потрошувачката и засадувањето.



Слика 1.5: Искористување на биомасата

Геотермалната енергија е топлинска енергија од внатрешноста на земјината топка. Оваа топлина, во вид на пареа или топла вода, на некои места избива на самата површина на земјата (геотермални извори, вулкански окна, гејзери и сл.). Со примена на парно-турбински постројки, оваа топлина се претвора во електрична енергија.

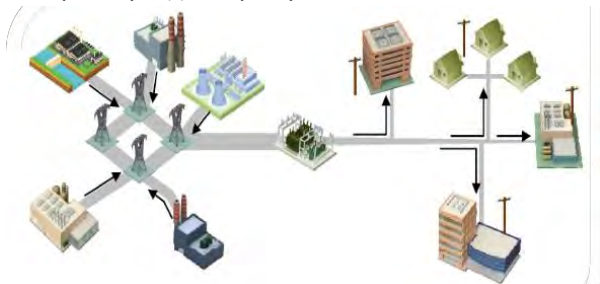


Слика 1.6: Геотермална енергија и постројки за нејзино искористување

Освен геотермалната енергија, акумулираната енергија во уранот и делумно енергијата што се добива при плима-осека, сите други видови енергија во природата, потекнуваат од сончевата енергија.

1.2. Децентрализирано производство на електрична енергија

Во сегашните електроенергетски системи електричната енергија главно се произведува во големи електрични центри, како што се термоелектричните, нуклеарните, хидроелектричните, централите на природен гас и сл. Преку преносната и дистрибутивната мрежа, електричната енергија се пренесува до потрошувачите.



Слика 1.7: Централизирано производство на електрична енергија

Со управувањето со електричните мрежи е достигнато висока доверливост при преносот и дистрибуцијата на електричната енергија, со релативно прифатлива цена. Сепак, потребата од зголемена енергетска ефикасност, непрекинато при снабдувањето со електрична енергија и намалувањето на штетните влијанија врз околината, како и дерегулацијата на пазарот во овој сектор, доведува до промена на споменатиот концепт на електроенергетскиот систем со големи електрични центри и големи потрошувачки центри. Така, во електроенергетскиот систем се повеќе се среќаваат мали производствени единици, што се поставени во близина на потрошувачите, т.е. започнат е процес на децентрализација на производството на електрична енергија.

Децентрализираното производство од повеќе аспекти се разликува од традиционалниот централизиран концепт на електроенергетскиот систем. Притоа, на системот се поврзани голем број производни единици со пониска моќност, кои се веднаш до потрошувачите на електрична енергија. Тие често едновременно произведуваат и топлина, што локалните потрошувачи ја користат за загревање, а дури и за ладење на објекти. Системите што користат обновливи извори на енергија се совпаѓаат со ваквиот концепт. Тие обично имаат помала моќност и најчесто се приклучуваат на дистрибутивната мрежа на среден или низок напон. Во ваков случај, електричната енергија се произведува до самите потрошувачи, со што се намалуваат загубите при преносот и трансформацијата на електричната енергија. Ваквиот начин на производство се нарекува децентрализирано, дисперзирано или дистрибутивно производство. Во некои случаи, децентрализираните единици, покрај производни може да опфаќаат и постројки за акумулирање на енергија и да ја прилагодуваат својата моќност според моменталните барања на системот. Со тоа крајните корисници, покрај улогата на производители активно учествуваат при балансирањето на мрежата.



Слика 1.8: Децентрализирано производство на електрична енергија

Примената на децентрализираното производство има голем број предности. Најочигледната е резултат поставување на децентрализираните производствени единици во близина до потрошувачите. Притоа количеството енергија што се пренесува низ мрежата се намалува што резултира со двојна добивка. Едната е што може значително да се намалат загубите при преносот на електричната енергија. Но, исто така, во случај на зголемување на бројот на потрошувачи, поради послабата оптовареност, може да се избегне потребата од дополнителни инвестиции во „тесните грла“ од мрежата. На следната табела се дадени постројките што се применуваат како децентрализирани постројки.

ТАБЕЛА 1.1 Карактеристики на технологиите за производство на електрична енергија

		ФОСИЛНИ ИЛИ ОБНОВЛИВИ							ОБНОВЛИВИ					
		Парно-турб. постројки со мала моќност	Гасни турбини	Микро-турбини	Мотори со внатрешно согорување	Стирлинг машини	Горивни ќелии - со висока температура	Горивни ќелии - со ниска температура	ФВ системи	Мали ХЕЦ	Ветрогенератори на копно	Ветрогенератори на море	Геотермални	Соларни термални
ОСНОВИ	Типна гориво / извор на енергија	гас, јаглен, дрвен јаглен биомаса	гас	гас	дизел, нафта, биогориво, гас	гас, соларна енергија	гас, водород	гас, водород	соларна енергија	енергија на вода	ветерна енергија	ветерна енергија	топлина од Земјата	соларна енергија
	Моќност [MW]	0.5 - 10+	0.5 - 10+	0.03 - 0.5	0.05 - 10+	<0.01 - 1+	1 - 10+	<0.1 - 3+	<0.001 - 5	0.05 - 1	0.5 - 6+	5 - 10+	0.5 - 3+	<0.001 - 2
	Статус на технологија	Комерцијално достапна	Комерц. достапна	Во развој / комерц. достапна	Комерцијално достапна	во развој / демо / комерц.	Во развој / комерц. достапна	Во развој / комерц. достапна	Во развој / комерц. достапна	Комерц. достапна	Комерц. достапна	Во развој / комерц. достапна	Во развој / демо / комерц.	Во развој / демо / комерц.
	Трошоци	€	€	€€	€	€€/€€€	€€€	€€€	€€€	€€€	€€€	€€€	€€	€€€
	Влијание врз околината	☀☀☀	☀☀☀	☀☀	☀☀☀☀	☀☀	☀☀☀☀☀	☀☀☀☀☀	☀☀☀	☀☀☀	☀☀☀	☀☀☀	☀☀☀	☀☀☀
	Прифатливост од јавноста	•	••	••	•	••/•••	•••	•••	•••	•••	•••	•••	••	•••
ПРИМЕНА	Степен на развој	Висок	Висок	Мал, во пораст	Висок	Мал	Мал	Мал, во пораст	Мал, во брз пораст	Среден	Среден	Мал, во брз пораст	Мал	Мал
	Во индустрија	•••	•••	•	•••	•	•••	••	•	••	••	-	-	-
	Во комерцијални објекти	•	••	••	•••	•••	•	•••	••	•	•	-	-	-
	Во домаќинства	-	-	•••	••	••/•••	-	•••	•••	-	-	-	-	-
	Моќност за когенерација	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Не	Не	Не	Не	Да	Да
Трошоци	Инвестиција [€/kW]	550-1250	500-1100	1000-2000	350-1000	1500-8000	3500-10000	2000-8000	4000-8000	1400-5000	800-2000	1200-3000	800-4000	1500-2000
	Инсталирање [€/kW]	100-200	65-150	50-200	60-120	40-200	500-850	500-850	40-150	100-200	100-200	600-800	200-400	100-200
	Производна цена на ЕЕ [€/kWh]	3-7	3-5	8-15	4-7	9-15	15-35	10-25	20-40	6-14	6-10	8-15	NA	NA
	Работен век	20	20	20	20	15	10	10	20	60	20	20	20	20

1.3. Искуства од примената на децентрализирано производство

1.3.1. Постројка за производство на пареа и електрична енергија во пивара во Früh, CP Германија

Почнувајќи од мај 2014 год. “Früh Kölsch” користи високо ефикасна когенеративна постројка со парна турбина. Така, покрај електричната енергија едновременно се произведува пареа и топла вода, то се користат во технолошкиот процес за добивање на пиво.



ПОДАТОЦИ ЗА ПРОЕКТОТ

- Инвеститор: Kölner Hofbräu P. Josef Früh KG
- Локација: D Cologne-Feldkassel
- Тип на постројка: SOKRATHERM GG 198
- Моќност: 200 kWe, 306 kWth
- Пуштена во погон: 5/2014
- Гориво: природен гас
- Намалување на емисии на CO₂: 840 t/год
- Инвестиција: 430 000 EUR

1.3.2. Тригенеративна постројка во магацин во Essen, CP Германија

Компанијата Logistic Services Essen за снабдување на ладилниците троши големи количества енергија. Ладењето се остварува преку литиум-бромид апсорпционен чилер што се снабдува со отпадната топлина од два мотори со внатрешно согорување, кои преку генератори произведуваат електрична енергија.



ПОДАТОЦИ ЗА ПРОЕКТОТ

- Локација: Essen
- Волумен на замрзнувачот: 196 500 m³
- Моќност: 1000 kWe, 1081 kWth
- Моќност на чилерот: 3600 kW
- Пуштена во погон: 6/2012
- Гориво: природен гас
- Производство на ЕЕ: околу 7,5 GWh/год
- Потрошувачка за ладење: околу 27,1 GWh/год
- Намалување на емисии на CO₂: 848 t/год
- Инвестиција: 2 300 000 EUR
- Период на враќање на инвестицијата: 5,5 год

1.3.3. Тригенеративна постројка комбинирана со ФВ систем во фабрика за фармацевтски препарати

За покривање на дел од енергетските потреби на фармацевтската компанија MEDICE во Iserlohn, во 2011 год. е инсталирана тригенеративна постројка и ФВ систем. Поради потребата, а и поради позитивните од функционирањето, во 2013 год. во фабриката е инсталирана дополнителна когенеративна постројка.

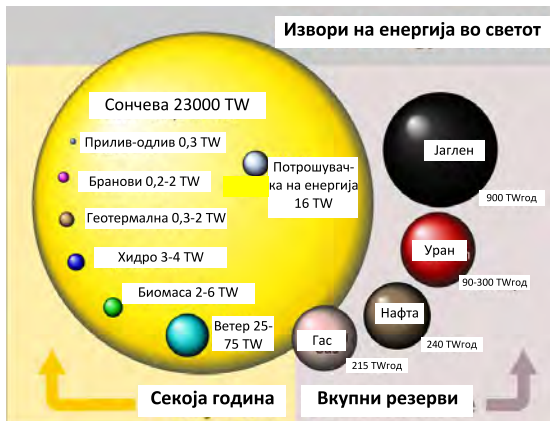


ПОДАТОЦИ ЗА ПРОЕКТОТ

- Локација: Iserlohn
- Моќност на ФВ генератор: 213 kW
- Моќност на когенеративна постројка 1: 240 kWe, 375 kWth
- Моќност на когенеративна постројка 2: 140 kWe, 220 kWth
- Пуштена во погон: 12/2012
- Моќност на апсорпционен чилер: 400 kWth
- Заштеда на масло за ложење: 300 000 лит/год
- Заштеда на ЕЕ: 500 000 kWh/год
- Намалување на емисии на CO₂: 1500 t/год
- Инвестиција: 1 800 000 EUR

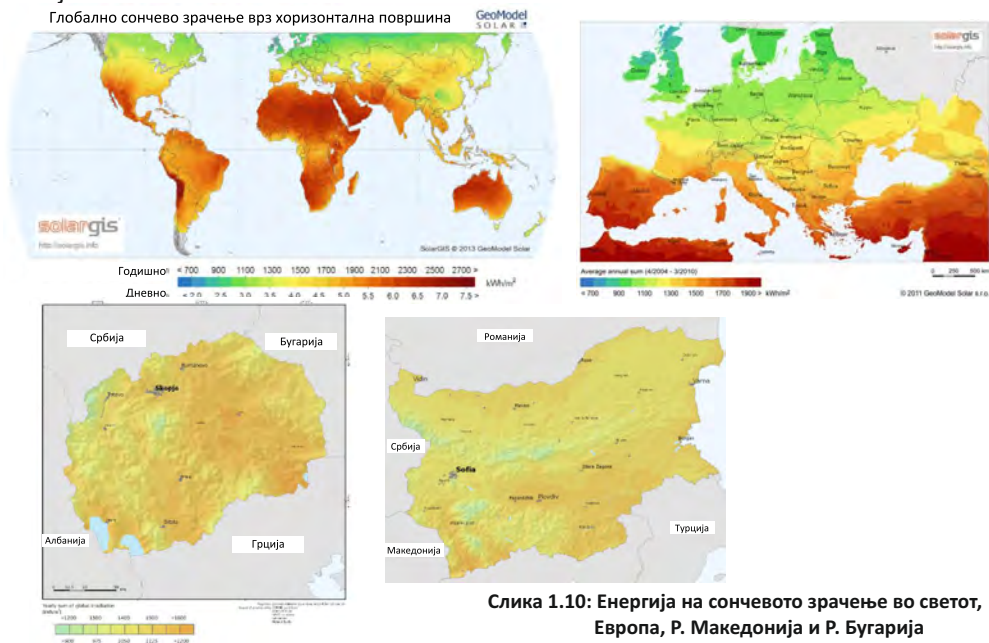
1.4 Енергија на сончевото зрачење

Енергијата на сончевото зрачење е најголемиот извор на енергија на земјата. Врз површината на Земјата упаѓа 10000 пати повеќе енергија отколку што се годишните енергетски потреби во светот. Освен геотермалната и нуклеарната, сите други видови енергија на Земјата потекнуваат од сончевата енергија. На сликата се дадени изворите на енергија во Земјата и нивните количества.



Слика 1.9: Количества на различни видови енергии во светот

Енергијата на сончевото зрачење на Земјината површина е најголема во областите околу екваторот, а најмало е на северниот и на јужниот пол. Покрај ова енергијата на сончевото зрачење зависи од надморската висина, микролокациските услови и др. Во Р. Македонија и во Р. Бугарија, зависно од географската ширина, должина, енергијата на глобалното сончевото зрачење што годишно упаѓа врз хоризонтална површина се движи од 1300 до 1550 kWh/m². Тоа е околу 30-тина проценти повеќе отколку сончевото зрачење во средноевропските земји, на пр. СР Германија.



Слика 1.10: Енергија на сончевото зрачење во светот, Европа, Р. Македонија и Р. Бугарија

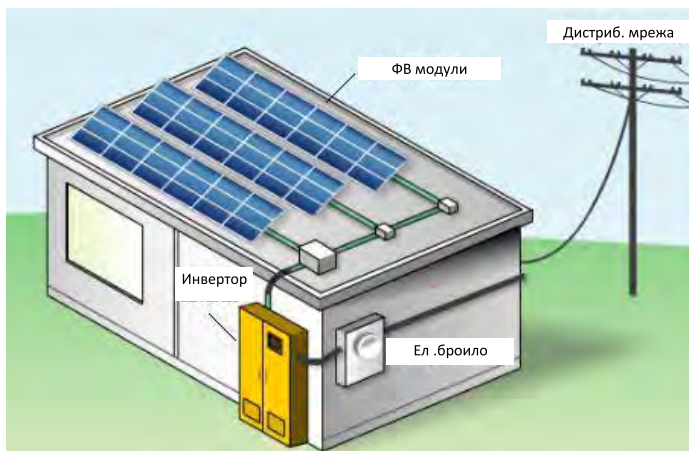
2. Фотоволтаични системи и компоненти

Фотоволтаичните (ФВ) системи се постројки што вршат директна конверзија на сончевото зрачење во електрична енергија и ја прилагодуваат за понатамошна примена. На следната табела се прикажани предностите и недостатоците на ФВ системите.

ПРЕДНОСТИ	НЕДОСТАТОЦИ
• Еколошки-прифатлив извор на електрична енергија • Намалени загуби за пренос и дистрибуција на електричната енергија • Достапна технологија • Ниски трошоци за одржување и др. • Долг експлоатациониен период • Можност за надградба на моќност • Намалена цена	• Варијабилност (дење-ноќе, зима-лето) • Неизвесност (променливи метеоролошки услови) • Не можно да се продаде произведената ЕЕ на либерализиран пазар по задоволувачка цена • Административни бариери

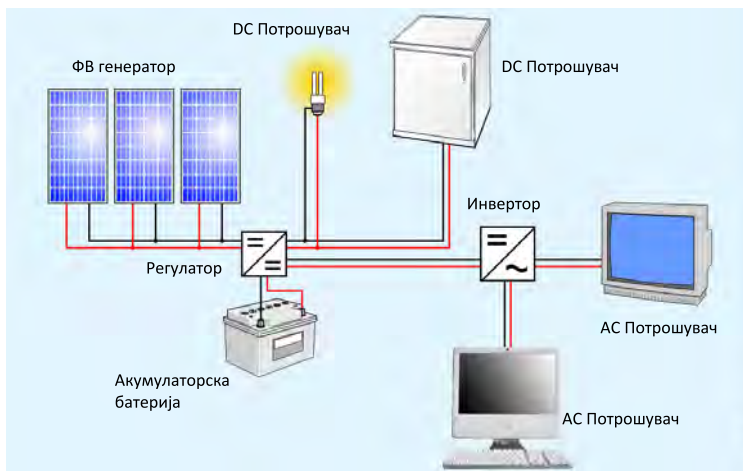
Се делат според типот на крајните корисници, при што разликуваме: системи врзани на мрежа и автономни системи. Како во светот, така и кај нас, најголем број инсталирани ФВ системи се врзани на електродистрибутивната мрежа.

Во случајот на ФВ системите врзани на мрежа, разликуваме големи фотоволтаични центри (со моќност од неколку десетици kW до повеќе стотини MW) кои се инсталираат во поле и помали ФВ системи (до 10-тина kW), што често се интегрираат во објекти.



Слика 2.1: Фотоволтаичен систем врзан на мрежа

Автономните ФВ системи се наменети за снабдување со електрична енергија на потрошувачи што се оддалечени од мрежата. Обично се со пониска моќност (до неколку десетици kW), а за да обезбеди континуирано снабдување со електрична енергија, во системот се користат и акумулаторски батерии. На сликата во продолжение е прикажан автономен систем со кој се снабдуваат потрошувачи на еднонасочна струја (DC потрошувачи) и на наизменична струја (AC потрошувачи). Главниот недостаток на овие системи е потребата од акумулаторска батерија која е со висока цена и со краток работен век.



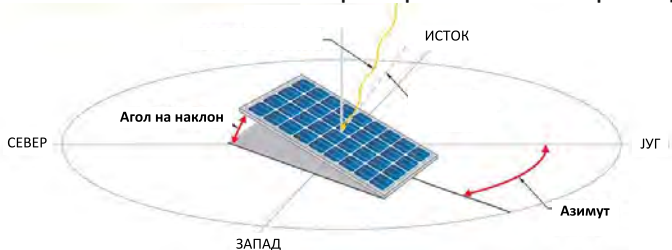
Слика 2.2: Автономен фотоволтаичен систем

2.1. Локација и ориентација на фотоволтаичните панели

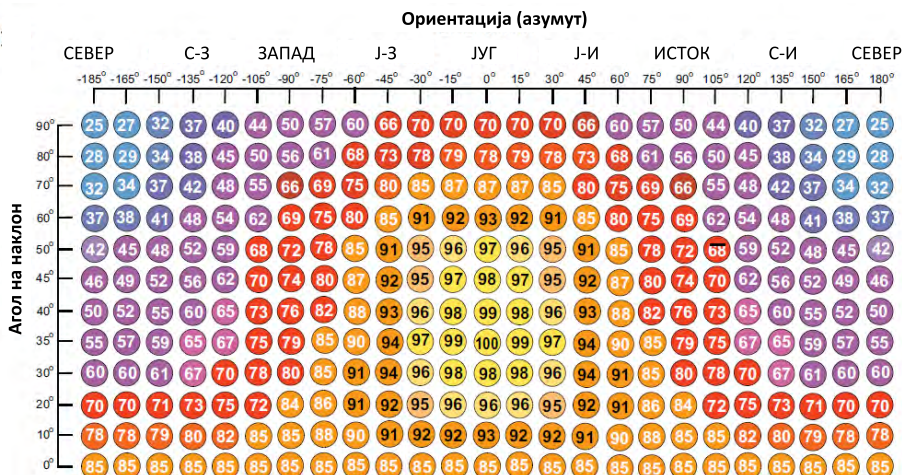
Производството на електрична енергија од ФВ системите зависи од потенцијалот на сончевото зрачење на локацијата каде се поставуваат. Со цел да се зголеми упадното сончево зрачење ФВ модулите се поставуваат по одреден агол наклон, кој за локациите во Р. Македонија и Р. Бугарија, во тек на една година, најдобро е да изнесува меѓу 30° и 35° , со ориентација кон југ (азимут еднаков на нула). Голем број од ФВ системите се поставуваат на објекти (на сидови и покриви), па ориентацијата (азимутот) и аголот на наклон го диктираат од самите објекти. Со тоа делумно се намалува сончевата енергија што упаѓа врз модулите. На сликата подолу е прикажано процентот на енергијата во однос на оптималната поставеност на модулите (југ - азимут нула и агол на наклон 35°). Азимутот има негативна вредност кон исток, а позитивна кон запад. На пр. ако модулите треба да се постават на вертикален сид со ориентација 45° кон запад, упадната енергија во тек на една година ќе биде 66 % од енергијата при оптимална поставеност.



Слика 2.3: ФВ панели поставени на покрив со различен наклон и ориентација



Слика 2.4: Азимут (ориентација) и агол на наклон

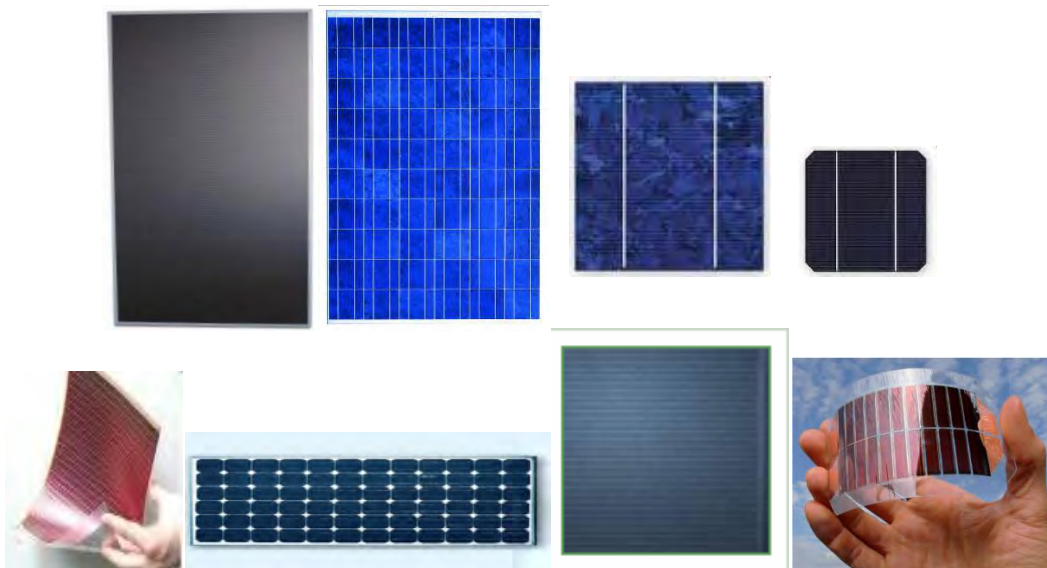


Слика 2.5: Процентуален дел на упадната енергија во однос на енергијата
при оптимална поставеност (на годишно ниво)

2.2. Фотоволтаичен генератор

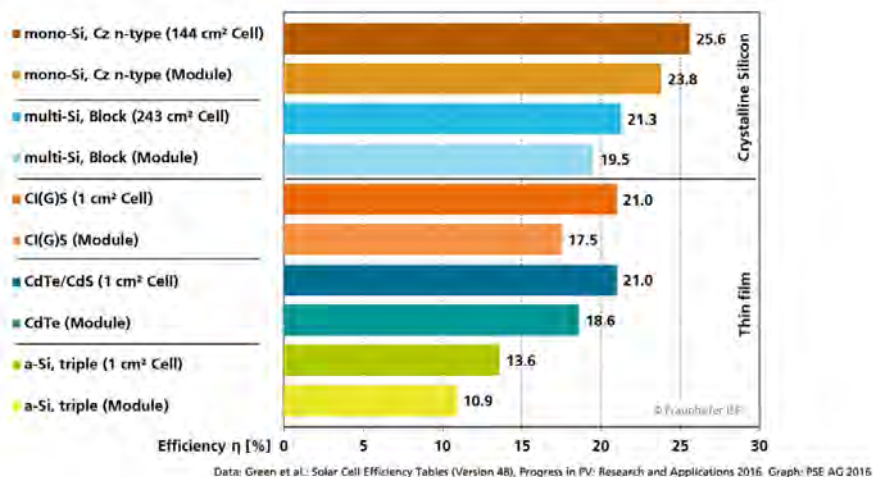
2.2.1. Типови соларни ќелии

Соларните ќелии се „срцето“ на ФВ системите. Тие директно го претворат сончевото зрачење во електрична енергија. Претворбата се одвива без вртливи делови, преку сложени квантно-динамички процеси. Ќелиите се изработуваат полупроводен материјал: моно-кристален и поликристален силициум, аморфен силициум, галиум арсенид, кадмиум телурид, бакар индиум диселенид итн. На пазарот, со преку 90 %, најзастапени се ФВ ќелиите од монокристален и поликристален силициум.



Слика 2.6: Изглед на ФВ модули со различна технологија на ќелии

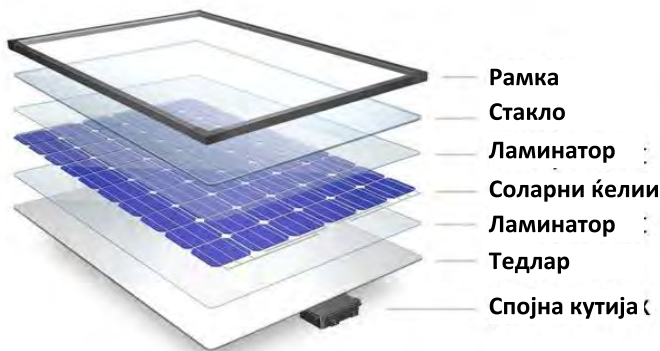
Ќелиите од монокристален силициум имаат најголема ефикасност, но и нивната цена е највисока. Ќелиите од поликристален силициум имаа нешто пониска ефикасност, пониска цена и покажуваат подобри перформанси при повисока температура во однос на монокристалните. Ќелиите од аморфен силициум (од тенкослоен филм) имаат најниска цена, но и пониска ефикасност. Имаат подобри перформанси при делумно засенување и облачно време во однос на другите, работниот век им е помал и нивните перформанси брзо се влошуваат. На сликата е прикажана достигнатата ефикасност на комерцијално достапни фотоволтаични ќелии.



**Слика 2.7: Ефикасност на фотоволтаични ќелии и модули
изработени со различни технологии и материјали**

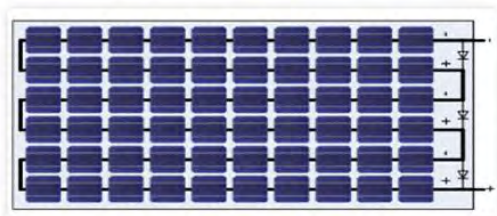
2.2.2. Карактеристики на фотоволтаични ќелии, модули и генератори

Електричната моќност на една фотоволтаична ќелија зависи од технологијата од која е направена, како и од нејзината површина, а изнесува 1 – 4 W. За да се добие поголема моќност се поврзуваат повеќе ќелии во серија. Ќелиите се тенки и се изработени од кршлив материјал. Поради тоа, за непречено користење тие се поставуваат на подлога од посебен материјал (тедлар), однапред се заштитуваат со стакло, а целата конструкција од страните се зацврстува со алуминиумски профил. На таков начин се формира фотоволтаичен модул.



Слика 2.8: Составни компоненти на фотоволтаичен модул

Најчесто сите ќелии од модулот електрично се спојуваат во серија. Паралелно со секои 15 – 20 ќелии се поставува диода, која го штити модулот од преголеми загревања, што се резултат на засенувања и дефекти во ќелиите. Електричната врска на ќелиите се води до спојна кутија што е поставена на задната страна на модулите. Од кутијата излегуваат две жици на чии краеви се поврзани конектори. Најчесто применувани конектори се од типот MC-4, а поретко Тусо и др.

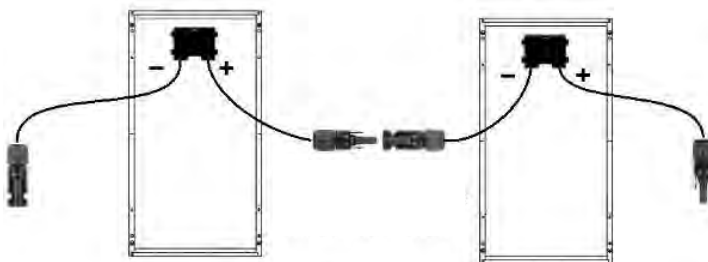


Слика 2.9: Поврзување на ќелиите во фотоволтаичен модул



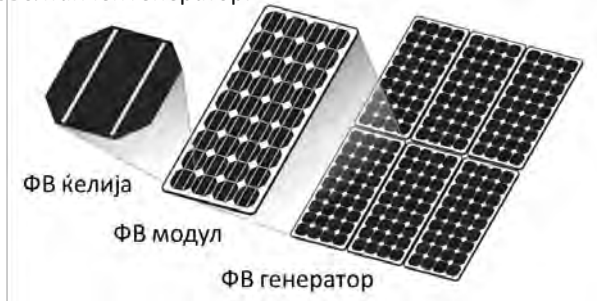
Слика 2.10: Изглед на задна страна на фотоволтаичен модул

Уште поголема моќност може да се добие со сериско врзување на фотоволтаичните модули, кое се остварува со соодветно приклучување на конекторите. На таков начин се добива низа од последователно врзани модули – т.н. *стринг*. Бројот на сериски врзани модули во еден стринг се определува со посебни пресметки, а зависи од минималната и максималната вредност на влезниот напон во инверторот, како и од карактеристиките на модулите.



Слика 2.11: Поврзување на фотоволтаични модули

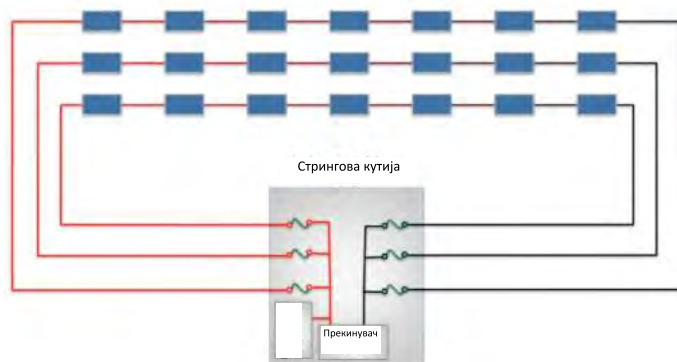
Стринговите може да се врзуваат паралелно, а тоа најчесто се изведува во т.н. стрингови кутии. Покрај врските, во стринговите кутии се поставуваат елементи за прекуструјна и пренапонска заштита, а во одредени случаи и склопка за прекинување на струјното коло. На таков начин се создава фотоволтаичен генератор.



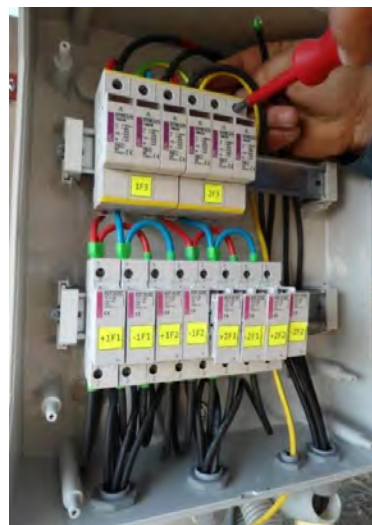
Слика 2.12: Називи на составните компоненти на фотоволтаичен генератор



Слика 2.13: Фотоволтаични панели



Слика 2.14: Поврзување на фотоволтаичен генератор

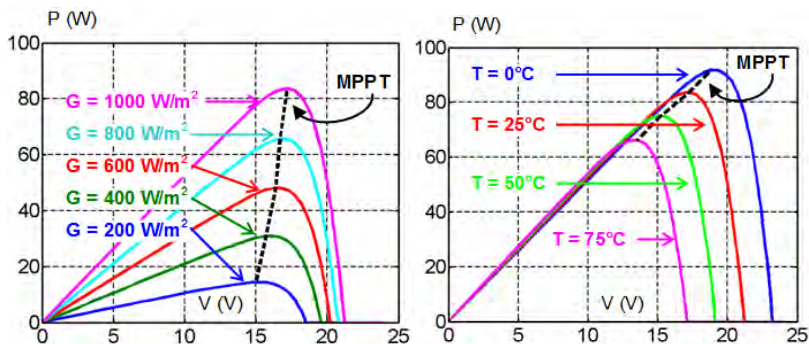


Слика 2.15: Стрингова кутија

Многу е важно во еден фотоволтаичен генератор сите модули да се од ист производител, од ист тип и да имаат исти карактеристики. Исто така, бројот на модули во еден стринг треба да биде ист. Во спротивно, генераторот нема да работи ефикасно, а дури постои можност за оштетување на модулите.

Излезот од фотоволтаичниот генератор зависи од интензитетот на сончевото зрачење што упаѓа врз површината на модулите и од температурата на ќелиите. Ако овие два параметра не се менуваат, моќноста на фотоволтаичниот генератор, зависно од тоа колкав е напонот, т.е. колкав е отпорот на потрошувачот врзан на неговите краеве, моќноста се менува од нула до некоја максимална вредност, при која генераторот работи најефикасно. Таа вредност се нарекува точка на максимална моќност. За подесување на генераторите да работат во таа точка, постојат уреди за барање на точката на максимална моќност (MPPT – Maximal Power Point Tracker), кои начесто се интегрираат во инверторите.

Со намалување на сончевото зрачење се намалува и максималната моќност што може да ја даде фотоволтаичниот генератор. Спротивно од тоа влијае температурата на ќелиите. Со намалување на температурата расте моќноста и спротивно. Притоа, за секој °C повисока температура на ќелиите, моќноста на фотоволтаичниот генератор опаѓа од 0,35 – 0,5 %. На сликата е прикажан модул чија моќност опаѓа од 92 W при 0 °C на 65 W при 75 °C. Соодветно, намалувањето на моќноста изнесува $(92 - 65) \times 100 / (92 \times 75) = 0,391 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$



Слика 2.16: Карактеристики на моќноста на фотоволтаичен модул при промена на сончевото зрачење и при промена на температурата на ќелиите

Со оглед на зависноста на моќноста на фотоволтаичниот генератор од интензитетот на сончевото зрачење и температурата на ќелиите, модулите се тестираат при точно определени услови, наречени *стандардни тест услови* (STC – Standard Test Conditions). Карактеристичните параметри што се добиваат при овие услови се среќаваат во каталозите за модулите, што се даваат од страна на производителите.

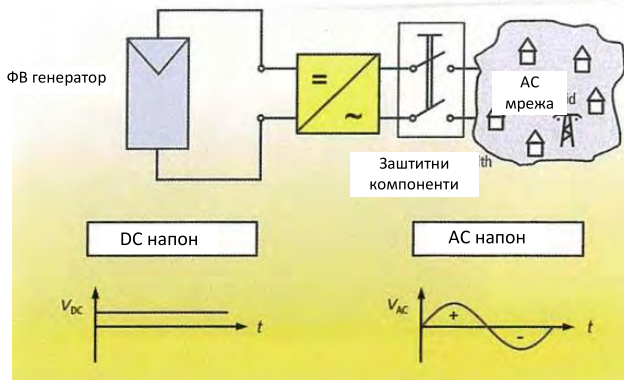
Температурата на ќелиите зависи од температурата на воздухот и од интензитетот на сончевото зрачење. За разлика од температурата на воздухот, температурата на ќелиите тешко може да се измери, па затоа треба да се пресмета. За да се овозможат пресметките, модулите се тестираат и при други услови, кои реално може да се очекуваат. Тие се наречени *нормални услови на работа*, при што се мери нивната температурата на ќелиите (NOCT – Normal Operation Cell Temperature). Обично NOCT изнесува од 45 – 50 °C.

Standard Test Conditions – STC (Стандардни тест услови)	
Сончево зрачење	1000 W/m ²
Температура на ќелиите	25 °C
Спектар на сончево зрачење	AM1.5

Normal operation cell temperature - NOCT Температура при нормални работни услови	
Сончево зрачење	800 W/m ²
Температура на воздухот	20 °C
Брзина на ветер	1 m/s

2.3. Инвертори како компоненти на фотоволтаичните системи

Фотоволтаичните генератори вршат конверзија на сончевото зрачење во електрична енергија. Генерираната енергија е со еднонасочни параметри (напон и струја). Електродистрибутивната мрежа и најголемиот број потрошувачи работат на наизменичен напон (230 V, 50 Hz). За претворање на еднонасочните напони и струи во наизменични (со соодветни вредности на напонот) се користат инвертори.



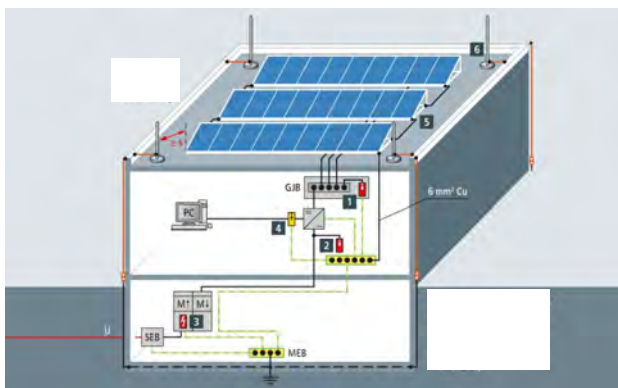
Слика 2.17: Намена на инвертор во фотоволтаичен систем

Современите инвертори покрај конверзијата на еднонасочните напони и струи во наизменични, интегрираат и многу други функции, како што се: прилагодување на работната точка на фотоволтаичниот генераторот за да работи во режим на максимална моќност (MPPT), контрола на реактивната енергија, заштита, мониторинг, итн.

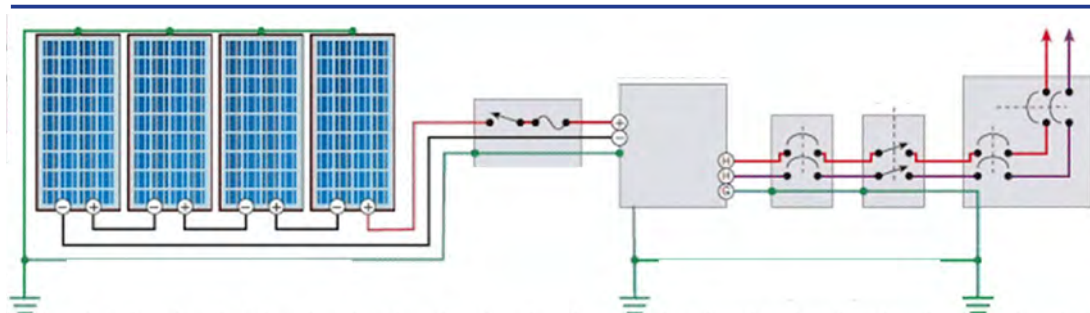
Кај автономните фотоволтаични системи инверторот има улога да ја одржува константна фреквенцијата и ефективната вредност на напонот на потрошувачите. За разлика од тоа, кај системите врзани на мрежа, инверторот се прилагодува кон фреквенцијата и напонот на мрежата. Инверторите можат да содржат трансформатор и во тој случај се врши галванско одвојување на мрежата од генераторот, што оневозможува пренапоните од мрежата да се пренесат кон генераторот, но нивната ефикасност е пониска. Безтрансформаторските инвертори имаат висока ефикасност (преку 98 %). При димензионирањето на фотоволтаичните системи важен е опсегот на напоните на еднонасочната страна на инверторот. Од него зависи бројот на фотоволтаични модули во еден стринг.

2.4. Останати компоненти на фотоволтаичните системи

За правилно функционирање на ФВ системите, покрај ФВ модулите и инверторите, во ФВ системот се среќаваат и други компоненти, како што се ожичувањето, компонентите за прекуструјна и пренапонска заштита, громобранската заштита, заземјувањето, уредите за мониторинг итн. Ожичувањето го сочинуваат електричните кабли што ги поврзуваат компонентите. Пресекот на каблите од ожичувањето се избира така што во ниту една точка загубата на напон да не е поголема од неколку проценти.



Слика 2.18: Громобранска заштита на фотоволтаичен систем поставен во објект



Слика 2.19: Шема со прекуструјна заштита на фотоволтаичен систем (осигурувачи)

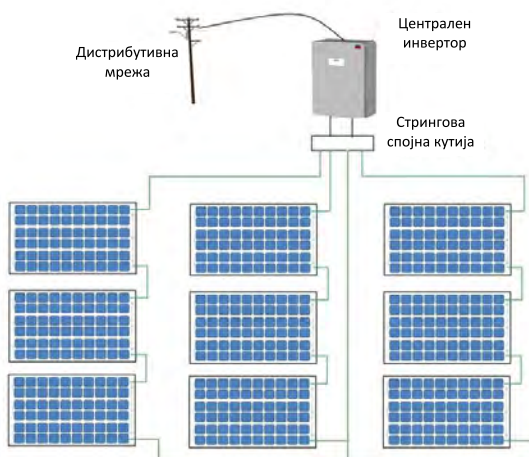
2.5. Конфигурации на фотоволтаични системи

2.5.1. Поврзување на фотоволтаичните генератори и инверторите

Во практиката се среќаваат неколку начини на поврзување (топологии, конфигурации) на ФВ генераторот со инверторот. Се разликуваат конфигурации со:

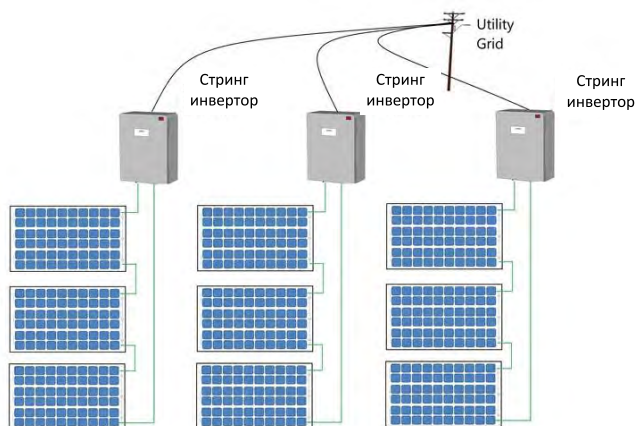
- централен инвертор (со моќност од неколку десетици киловати до 100 мегавати)
- стринг инвертори (со моќност од неколку стотини вати до неколку десетици киловати)
- мулти-стринг инвертори (со моќност од неколку стотини вати до неколку десетици киловати)
- микро-инвертори (со моќност од 50 W до 500 W)

Во конфигурацијата со централен инвертор системот се состои од еден инвертор, што значи дека неговата моќност може да биде многу голема. Оваа конфигурација е со најниска цена за иста моќност, едноставна е за проектирање и изведба. Недостаток е што целата централа е поврзана на еден уред за барање на максималната моќност (MPPT), поради што системот при делумно засенување има значително помала моќност. Имаат помала доверливост затоа што при дефект, целата централа е надвор од функција. Во помали земји тешко е да се обезбеди овластено сервисирање на инверторот во краток период.



Слика 2.20: Конфигурација на фотоволтаичен систем со централен инвертор

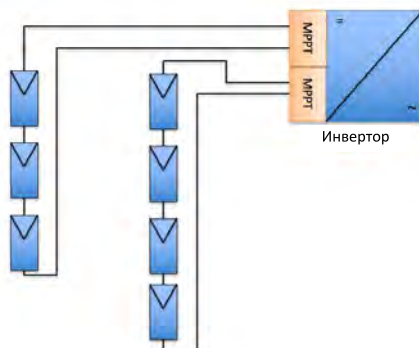
Во конфигурацијата со стринг инвертори, секој инвертор е поврзан со еден или повеќе паралелно врзани стрингови на еднонасочната страна од инверторите. Кај системите со поголема моќност, повеќе стринг инвертори се поврзуваат паралелно. Во случај на повеќе врзани стрингови, конфигурацијата е слична како случајот со централен инвертор, но моќноста во овој случај е многу пониска.



Слика 2.21: Конфигурација на фотоволтаичен систем со стринг инвертори

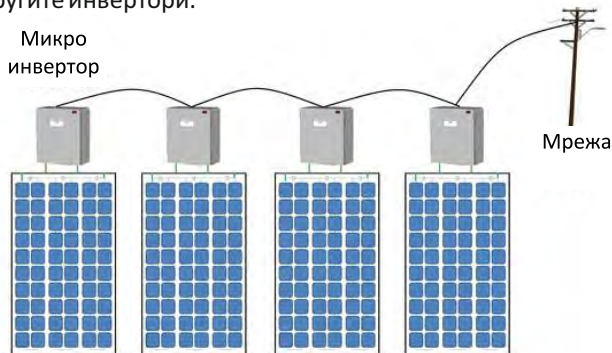
Предности на стринг инверторите се: помали димензии во однос на централните инвертори, посебни MPPT за помали делови од ФВ генераторот, можност да се врши мониторинг на секој стринг, поголема доверливост, можност за чување резервни инвертори. Недостаток е повисоката цена за иста моќност во однос на централните инвертори.

Посебен тип на стринг инвертори се т.н. мулти-стринг инвертори. Тие содржат (најчесто) два или три MPPT уреди. Во двата уреди може да се разликува бројот на стрингови, дури и бројот на модули по стринг. Вакви инвертори се користат во случај кога делови од ФВ генераторот се наоѓаат под различни услови, на пр. различно засенување, покривни површини со различна ориентација и наклон и сл.



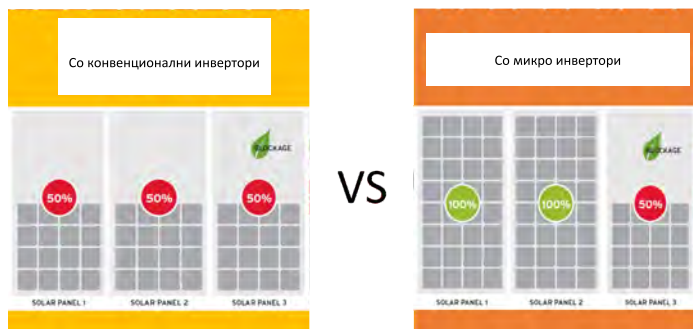
Слика 2.22: Примена на мулти-стринг инвертор кај ФВ генератор поставен на покрив од кука со две страни

Микро инверторите често се нарекуваат и модулни инвертори, бидејќи за секој ФВ модул има посебен инвертор. Микро инверторите на наизменичната страна се поврзуваат со другите инвертори.



Слика 2.23: Конфигурација на фотоволтаичен систем со микро инвертори

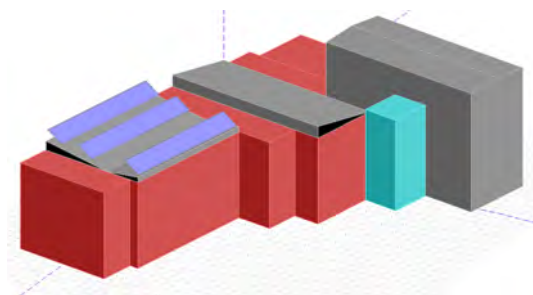
Предност на конфигурациите со микро-инвертори подобро однесување при делумно засенување на ФВ генераторот, бидејќи постоењето на MPPT уред за секој инвертор, го оптимизира излезот на секој ФВ модул посебно. Со систем за мониторинг може да се следи однесувањето на секој ФВ модул. Недостатоци се највисоката цена за иста моќност, високите трошоци за одржување, отежнат пристап за одржување кај ФВ генератори поставени на покрив.



Слика 2.24: Влијание на засенување кај конвенционален инвертор и кај микро инвертор

2.5.2. Димензионирање на компонентите на фотоволтаичните системи

Пред да се започне со планирање на ФВ систем е потребно да се знае локацијата на поставувањето на системот, неговата намена и финансиските средства што може да бидат потрошени за набавка и инсталација на опремата за ФВ системот. Исто така е потребно да се определат блиските и подалечните објекти што може да ги засенуваат ФВ модулите, големината, обликот, ориентацијата и наклонот на покривната (или другата) површина каде треба да се постават модулите, како и можностите за нивно прицврстување. Податоците за сончевото зрачење се неопходни за определување на енергијата што треба да се добие од ФВ системот за период од една година. Во денешно време, за димензионирање на ФВ системите се користат специјализирани софтверски алатки (PVSYST, PV*SOL, SAM, PV Designer). Овие алатки нудат можност за детално креирање на сцената (блиски и далечни објекти, висина на хоризонтот), точна локација, наклонетост и ориентација на модулите итн. Во себе интегрираат големи бази на податоци со компоненти, кои постојано се обновуваат, како и бази на податоци со сончево зрачење.



Слика 2.25: CAD дизајн на ФВ систем поставен на покрив од индустриска хала (симулација со софтверската алатка PVSYST)

ТАБЕЛА 2.1

Перформанси на
ФВ систем врзан на
мрежа со моќност
од 15 kWp –
енергетски биланс

	Глоб. хор. kWh/m ²	Тамб °C	Глоб.Накл. kWh/m ²	Глоб.еф kWh/m ²	ФВген kWh	ФВмрежа kWh	КПДген %	КПДсист %
Јан	56,7	-1,50	96,5	92,4	1358	1329	15,60	15,27
Фев	71,7	0,10	105,2	100,9	1481	1451	15,61	15,30
Мар	109,7	4,20	141,3	135,0	1954	1915	15,34	15,03
Апр	126,6	9,40	141,2	134,1	1875	1835	14,72	14,41
Мај	160,3	15,10	163,4	154,9	2124	2080	14,41	14,12
Јун	189,3	19,40	186,2	176,8	2353	2302	14,01	13,71
Јул	199,3	22,10	200,2	190,2	2499	2447	13,85	13,55
Авг	174,5	22,00	188,6	179,7	2355	2306	13,84	13,56
Сеп	128,7	17,30	158,8	152,1	2037	1995	14,22	13,93
Окт	89,9	11,30	128,4	123,0	1729	1694	14,93	14,63
Ное	54,6	4,70	89,3	85,2	1230	1204	15,26	14,95
Дек	44,6	-0,50	76,5	72,7	1073	1049	15,55	15,20
Год.	1405,9	10,36	1675,7	1597,1	22067	21608	14,60	14,30

Исто така производителите на инвертори нудат софтверски алатки за симулација, кои обично имаат ограничени можности, но може да се искористат за определување на бројот на ФВ модули во стринговите, како и бројот на паралелно врзани стрингови.

2.5.3. Поставување на фотоволтаичните модули на покрив

Начинот на поставување на ФВ модулите е од големо значење за инвестицијата, одржувањето и перформансите на ФВ системите. Во практиката, кај семејните куќи, ФВ модулите се поставуваат на земја или на коси покриви (види слика).



Слика 2.26: Поставување на ФВ модули на покрив и на земја



Слика 2.27: Поставување на ФВ модули на покрив со посебни држачи

При поставување на земја предности се: поедноставна монтажа, можност за редовно чистење на модулите, пониската температура на ќелиите поради подобрите услови за одведување на топлината, мултифункционалност (на пр. засенување на паркинг) итн. Главен недостаток е потребата од добивање на одобрение за градење, што е сложена и скапа постапка и повисоката цена.

За поставување на ФВ модули врз коси покриви, постојат посебни држачи што се прицврстуваат врз покривната конструкција што претставува предност поради ниската цена на целата носечка конструкција. Тоа е најчесто одлучувачки фактор како да се постават модулите, при што не се користи дополнителна конструкција за прилагодување на аголот на наклон или ориентацијата на модулите. При поставување на модулите врз покрив потребна е само согласност за поставување на опрема од Општината, што е многу поедноставно да се добие. Недостатоци се потешката монтажа поради непристапноста на покривот, недостапноста за редовно чистење на модулите и послабото проветрување на задниот дел на модулите што доведува до повисока температура на ќелиите, а со тоа и до нешто послаби перформанси. Во продолжение се прикажани можните начини на поставување на модулите врз покривните површини, заедно соодветната инсталирана моќност, проценетото производство на електрична енергија и очекуваната цена.

16 ФВ модули (4 kWp)	2 x 8 модули	4 x 4 модули				P = 27,2 m ² E = 5600 kWh/год Цена: ~ 3200 €
20 ФВ модули (5 kWp)	2 x 10 модули	4 x 5 модули	5 x 4 мод.	2x5 + 2x5 мод.		P = 34 m ² E = 7000 kWh/год Цена: ~ 4000 €
24 ФВ модули (6 kWp)	2 x 12 модули	3 x 8 модули	4 x 6 мод.	2x6 + 2x6 мод.		P = 41 m ² E = 8400 kWh/год Цена: ~ 4800 €

Слика 2.28: Број на модули, потребна површина, моќност, годишно производство, цена и начин на поставување на ФВ модули на покрив (димензии на еден ФВ модул 1 m x 1,7 m со моќност од 250 Wp)

2.6. Акумулирање на енергија

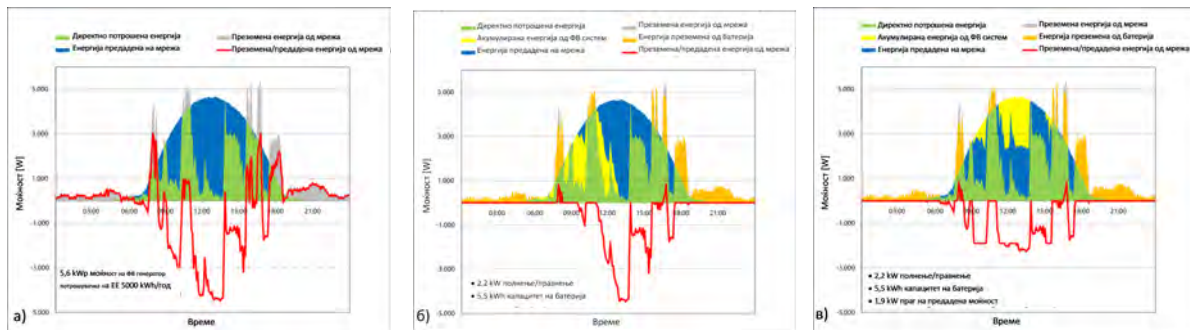
Сончевото зрачење го има само дење и тоа со променлив интензитет, па поради тоа и производството на електрична енергија од ФВ системите има варијабилен карактер. Слично е и со некои останати системи што користат обновливи извори на енергија. Во услови кога производствени единици со варијабилен карактер се приклучени на електричната мрежа недостатокот или вишокот произведена енергија треба да се балансира со другите производствени единици, како во целиот електроенергетски систем, така и во дистрибутивните мрежи. Исто така, балансирањето може делумно да се оствари со примена на уреди за привремено акумулирање на енергијата, како и со управување на потрошувачката или производството на децентрализираните производствени единици.

Децентрализираното производство е најдоброто решение за балансирањето. На пр. во Германија, повеќе од 70 % од енергијата од ФВ системите, се произведува со системи со помала моќност што се приклучени на нисконапонската мрежа, исто како и најголемиот број потрошувачи. Поради тоа децентрализираното балансирање е најдобриот начин за да се оствари тоа, поради близината меѓу производните единици, потрошувачите и уредите за акумулирање на енергија, со што се намалуваат загубите при преносот и дистрибуцијата на енергијата.

Сепак треба да се знае дека батериите за акумулирање на електрична енергија имаат висока специфична цена и таа не се намалува за поголеми капацитети и имаат краток работен век. Поради тоа од технички аспект, децентрализираното акумулирање на енергијата (повеќе батерии распределени во мрежата со помал капацитет) нуди повеќе можности и предности. Во прилог на ова, со одредени механизми за поддршка, може да се поттикнат голем број сопственици на куќи и други приватни инвеститори, да инсталираат акумулатори на електрична енергија. На таков начин би се зголемила доверливоста на мрежата, како и максималниот капацитет на ФВ системи што може да се вклучат во дистрибутивната мрежа.

Со примена на акумулаторските батерии кај ФВ системите наменети за покривање на сопствената потрошувачка, се намалува енергијата што се предава кон мрежата. Тоа е важно од финансискиот аспект, т.е. за предадената енергија се добива многу ниска цена, па поисплатливо е таа да се акумулира и да се користи подоцна. Исто така, со тоа се намалува оптоварувањето на мрежата, со што се остава поголем простор за поврзување на повеќе производни единици. За илустрација на ова, е дадена анализа на потрошувачката на едно четиричлено семејство што во својата куќа поставило фотоволтаичен систем со моќност од 5,6 kWp. Анализирани се три случаи: без батерија и со батерија со капацитет на акумулирање од 5,5 kWh без ограничување на предадена моќност, и со ограничување на предадената моќност од 1,9 kW.

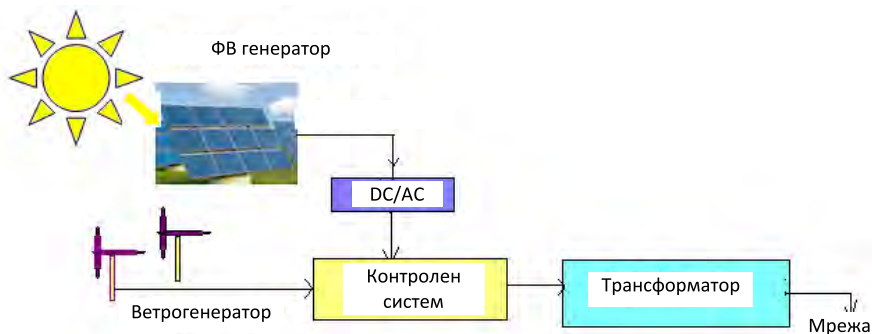
Притоа, меѓу 9 и 10 часот моќноста на ФВ системот е околу 3 kW од кои за потрошувачите се користат 0,7 kW (сопствена потрошувачка). 1,9 kW моќност се предава на мрежата, а останатиот дел се акумулира во батеријата. Најголемиот дел од преостанатата енергија е акумулиран во батеријата. По 10 часот потрошувачката е поголема од моќноста на ФВ системот, притоа кусокот моќност се добива од батеријата. Меѓу 11:30 и 14:00 се надминува предадената моќност кон мрежата од 1,9 kW, бидејќи моќноста на полнење на батеријата е ограничена на 2,2. По 14:00 расте потрошувачката, па предадената моќност на мрежата не е поголема од 1,9 kW, дури и да нема акумулаторска батерија. Околу 8:00 и 17:00, потрошувачката го надминува производството од ФВ системот и моќноста што може да ја даде батеријата, па недостатокот се надополнува од мрежата.



Слика 2.29: Дијаграми на потрошувачка на домаќинство и производство од ФВ систем,
а) без батерија, б) со батерија со капацитет на акумулирање од 5,5 kWh без ограничување на предадена моќност
в) со батерија со капацитет на акумулирање од 5,5 kWh со ограничување на предадената моќност од 1,9 kW

2.7. Хибридни фотоволтаични системи

Хибридните енергетски системи се системи кои произведуваат енергија од два или повеќе извори. Така на пример, хибриден фотоволтаичен систем, покрај фотоволтаичниот систем, во себе интегрира на пр. ветерен генератор и/или мала хидро електрична централа, и/или електрична централа на биогаз или гас и тн.



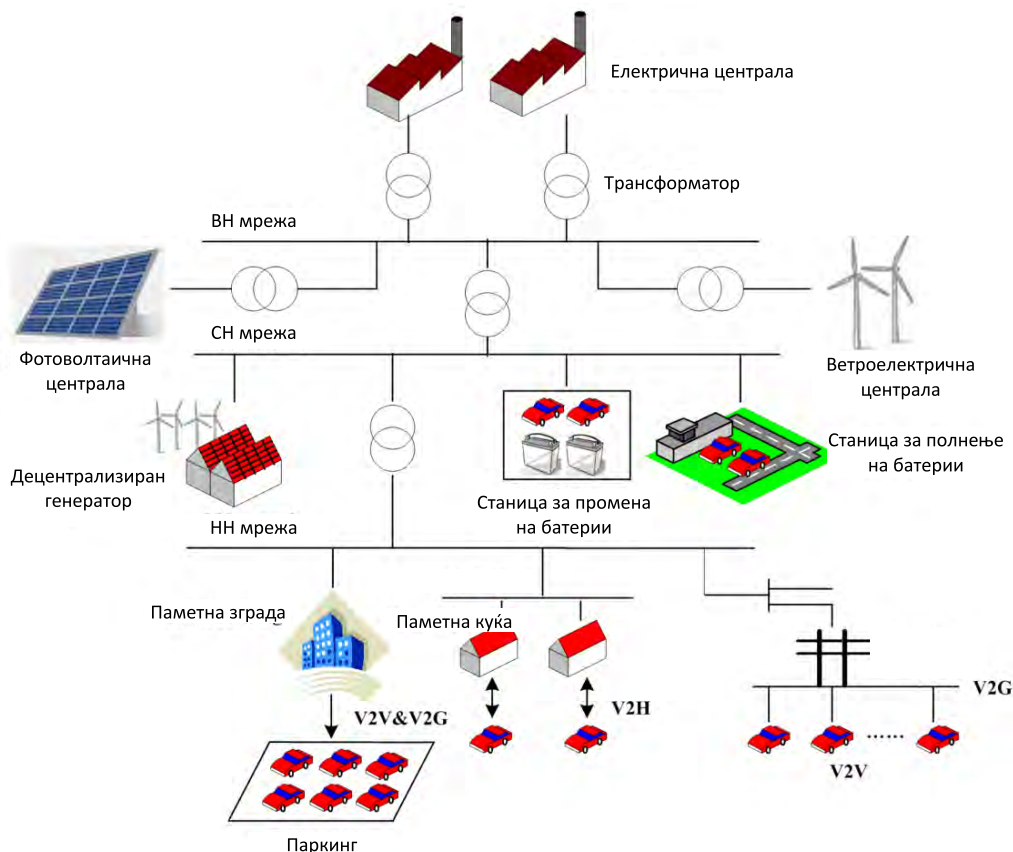
Многу често во себе интегрираат и акумулаторски батерии. Хибридните енергетски системи многу често наоѓаат примена кај системите за автономно снабдување со електрична енергија, при што се намалува производната цена на електричната енергија, се зголемува доверливоста, намалува загадувањето и сл. Од друга страна, хибридните системи се среќаваат и како врзани на електроенергетската мрежа, најчесто како децентрализирани производни единици.

Основната причина за „хибридизацијата“ на производните единици врзани на електроенергетската мрежа е континуираноста на производството. Фотоволтаичните системи, како и неколку други видови системи што користат обновливи извори на енергија (ветерни генератори, мали хидро електрични центри и сл.), имаат варијабилен карактер на производство, кој е последица на варијабилноста на енергијата добиена од основниот извор на енергија (сонце, ветер, водотек), што се карактеризира со регуларни и случајни промени. Овие енергетски постројки се одликуваат со висока инвестиција и многу ниски трошоци за тековно работење. Тоа значи за исплатливо да работат е потребно максимално да ја искористуваат енергијата на примарниот извор.

Од друга страна генераторите што користат природен гас, биогаз, бензин или дизел гориво имаат пониска инвестиција, трошоците за гориво и одржување се високи. Од друга страна, овие производни единици може брзо да се вклучат, исклучат или да ја променат нивната моќност без да предизвикаат поголеми трошоци. Овие постројки може да се управуваат, т.е. диспечираат.

Во хибридните фотоволтаични системи варијабилното производство или отсуството на производството од фотоволтаичниот систем може да се надополни со производство од диспечибилен извор. Во ваков случај производството може да се прилагодува кон потребите на локалните потрошувачи што е од големо значење за дистрибутивната мрежа, како од аспект на намалени загуби и подобрени напонски прилики, така и од аспект на приклучување на мрежата на нови потрошувачи и нови генератори без да има потреба од дополнителни вложувања.

Хибридните системи ќе бидат од особено значење во блиска иднина кога се очекува експанзија на користењето на електричните возила. Возилата ќе ги полнат своите батерии со енергија од мрежата. Но, се предвидува дека често ќе имаат можност, во одредени периоди да ја враќаат акумулираната енергија во мрежата, т.н. режим возило-во-мрежа (v2g – vehicle to grid).



Слика 2.31: Дистрибутивна мрежа со децентрализирано генерирање и приклучување на електрични возила

2.8. Примери за фотоволтаични системи во индустриски објекти

2.8.1. ФВ систем на покрив од магацин Parapolitis



Локација: Маркопуло, Атики, Грција
Почеток со работа: 2012
Инсталирана моќност на ФВ генераторот: 100 kWp
Тип на модули: Stay-Powerful, ќелии од поликристален силициум
Производство: 144000 kWh/год
Површина: 660 m²

Целта на проектот е да се намалат трошоците а електрична енергија, а истовремено да се подобрат перформансите на магацинот о однос на препораките за заштита на животната средина.

2.8.2 ФВ систем на покрив од индустриска хала во Тицино (Швајцарија)



Во 2013 е изграден ФВ систем на покривот на покривот на индустриска хала во Тицино (Швајцарија). Инсталирани се 1800 ФВ модули со вкупна моќност од 450 kWp. Системот е изграден за шест месеци. Произведува енергија што може да снабди 110 домаќинства.

2.8.3. ФВ систем на покрив од халата Југоктокта – Штип



ФВ систем со моќност од 72 kW е изграден во 2017 год. на покривот на фабриката Југоктокта во Штип. Инсталирани се 294 ФВ модули со моќност од 245 W. Системот опфаќа 4 Diehl Platinum инвертори со моќност од 1 x 22 kW и 4 x 16 kW. Очекуваното годишно производство на електрична енергија е 94 500 kWh. Системот е изведен од КМГ ЕОЛ Квазар – Скопје.

2.8.4 ФВ систем на покрив од халата на Мавис – Штип



ФВ систем со моќност од 250 kW е изграден во 2010 год. на покривот на фабриката Мавис во Штип. За произведената енергија добива повластена тарифа од 41 centЕУР/kWh. Инсталирани се 1500 ФВ модули. Системот опфаќа 25 инвертори SB 10000V Steca, секој со моќност од 10 kW. Очекуваното годишно производство на електрична енергија е околу 290 MWh.

3. Прописи и административни процедури

3.1. Преглед на закони и прописи

- Закон за енергетика (Службен весник на РМ бр. 16/2011)
- Закон за градење
- Закон за квалитет на амбиентен воздух (Сл. весник на РМ бр. 67/04 и 92/07);
- Закон за заштита од бучава во животната средина (Сл. весник на РМ бр. 79/07);
- Уредба за гранични вредности на нивоа и видови на загадувачки супстанции во амбиенталниот воздух и прагови на алармирање, рокови за постигнување на граничните вредности, маргини на толеранција за гранична вредност, целни вредности и долгорочни цели (Сл. весник на РМ бр. 50/2005);
- Закон за заштита на културното наследство (Сл. весник на РМ бр. 20/04 и 115/07);
- Уредбата за определување на проектите и критериумите врз основа на кои се утврдува потребата за спроведување на постапка за оцена на влијанијата врз животната средина
- Правилник за повластени производители на електрична енергија од обновливи извори на енергија
- Правилник за лиценци за вршење на енергетски дејности (Службен Весник на РМ бр. 143 од 15.10.2011)
- Деловник за работа на Регулаторната комисија за енергетика

3.2. Мрежни правила и децентрализирано производство

Операторот на дистрибутивната мрежа е должен да обезбеди сигурно, квалитетно и доверливо снабдување на сите потрошувачи во системот. Начинот на кој го остварува е пропишан во подзаконскиот акт *Мрежни правила за дистрибуција на електрична енергија*. Децентрализираните генератори се приклучуваат на дистрибутивната мрежа според мрежните правила, за што е потребно да се поднесе посебно барање (БСП-2). Покрај општите правила, при приклучување на генератори на електрична енергија, треба да се задоволат барањата наведени мрежните правила, кои посебно се однесуваат на дисперзираните генератори.

При приклучување на генератори во дадена дистрибутивна мрежа потребна е анализа на состојбата на дистрибутивната мрежа при различни режими на работа. Така, за мрежата се анализира приклучувањето на генераторот. Посебен акцент се става врз анализите за следните карактеристични состојби при:

- минимално оптоварување на мрежата и минимално производство на енергија
- минимално оптоварување и максимално производство на електрична енергија;
- максимално оптоварување и минимално производство;
- максимално оптоварување и максимално производство.

Во сите карактеристични состојби потребно е напонот во сите јазли во мрежата да не ги надминува дозволените граници на отстапување, кои се зададени со мрежните правила. Одржувањето на напонот не само на местото каде се приклучува генераторот, туку и низ целата мрежа може да претставува проблем за дистрибутивниот оператор. Во зависност од тоа каков е типот на постројката која се приклучува (директно поврзан генератор или преку инвертор), се прават проценки на влијанијата врз мрежата од аспект на појава:

- фликери;
- виши хармоници;
- небалансираност на фазите;
- инјектирање на реактивна моќност и др.

3.3. Постапка за добивање на одобрение за градење и лиценца за производство на електрична енергија

3.3.1. Постапка во Р. Македонија

Прв чекор за добивање на лиценца за производство на електрична енергија од системи што користат обновливи извори на енергија е обезбедување на одобрение за градење. За таа цел е потребно да се ангажира фирма за изработка на урбанистичка документација. Според законот за изменување и дополнување на законот за градење (Сл.Весник бр. 31, од 22 февруари 2016 год.), за фотоволтаични системи поставени на покрив со моќност до 1 MW, не е потребно одобрение за градење, туку општината издава согласност за поставување на опрема. За тоа се поднесува посебно барање, согласно со Законот за градење.

Од операторот на дистрибутивниот систем (ЕВН – дистрибуција) да се побара и добие согласност за приклучок на дистрибутивниот систем.

Одобрението за градење, т.е. согласноста за поставување на опрема, е потребниот документ за следните постапки:

- Изведба на ФВ системот
- Стекнување на одобрение за употреба
- Лиценца за производство на електрична енергија
- Упис на објектот во Регистарот на објекти за производство на електрична енергија од обновливи извори на енергија
- Доделување на статус на повластен производител
- Договор за откуп на електрична енергија со оператор на пазарот на електрична енергија

За добивање лиценца за производство на електрична енергија од обновливи извори на електрична енергија, во Р. Македонија е пропишана постапка што ги опфаќа следните чекори:

- Инвеститорот може да ја започне постапката за добивање лиценца веднаш по добивањето на одобрението за градба.
- Постапката за издавање лиценца започнува пред Регулаторната комисија за енергетика на Република Македонија од денот на приемот на барањето за издавање лиценца и потребната документација (член 14 од Правилникот за условите, начинот и постапката за издавање, менување и одземање на лиценците за вршење енергетски дејности).
- Регулаторната комисија за енергетика на Република Македонија е должна во рок од осум работни дена од добивањето на барањето да укаже на недостатоците. Доколку Регулаторната комисија за енергетика на Република Македонија утврди дека барањето има формални недостатоци, ќе донесе заклучок со кој ќе определи рок за отстранување на недостатоците, кој не може да биде подолг од 15 дена.
- Доколку Регулаторната комисија за енергетика на Република Македонија утврди дека барањето нема формални недостатоци, донесува заклучок со кој го задолжува барателот во рок од три работни дена да подготви известувања до јавните гласила.
- Регулаторната комисија за енергетика на Република Македонија донесува одлука за издавање лиценца во рок што не може да биде подолг од 20 дена од денот на завршувањето на подготвителната седница.
- Барањето за издавање одобрение за употреба на градби се поднесува до Министерството за транспорт и врски или до општината (чл. 72, 73, 74, 75, 76 и 77 – од Законот за градење, „Службен весник на Република Македонија“, бр. 130/09).

- Барањето за издавање одобрение за употреба на градби се поднесува до Министерството за транспорт и врски или до општината (чл. 72, 73, 74, 75, 76 и 77 – од Законот за градење, „Службен весник на Република Македонија“, бр. 130/09).
- Одобрението за градење престанува да важи доколку инвеститорот не почне со изградба во рок од шест месеци од денот кога одобрението за градење станало правосилно.
- Надлежниот орган од член 58 од Законот за градење („Службен весник“, бр. 130/09) ќе издаде одобрение за употреба на градбата во рок од 15 дена од денот на извршениот технички преглед, ако комисијата која го извршила техничкиот преглед во записникот констатирала дека градбата може да се даде во употреба.
- Објектите што се градат од обновливи извори на енергија спаѓаат во втора и трета категорија од член 57 од Законот за градење.
- Регулаторната комисија за енергетика е должна да ја издаде лиценцата, доколку се исполнети условите, најдоцна во рок од 90 дена од денот на поднесувањето на барањето, врз основа на член 40 од Законот за енергетика („Службен весник на Република Македонија“, бр. 63/06, 36/07 и 106/08) и член 14 од Правилникот за условите, начинот и постапката за издавање, менување и одземање на лиценците за вршење енергетски дејности („Службен весник на Република Македонија“, бр. 31/09).¹¹
- Агенцијата за енергетика на Република Македонија издава потврда, по барање на инвеститорот, за стекнување привремен статус на повластен производител на електрична енергија од обновливи извори на енергија.
- Откако ќе добие трајна лиценца за електрична енергија од Регулаторната комисија за енергетика на Република Македонија, инвеститорот поднесува барање за код од Регистарот на постројки за обновливи извори на енергија во Агенцијата за енергетика на Република Македонија (чл. 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 и 19 – од Правилникот за искористување на обновливите извори на енергија за производство на електрична енергија, „Службен весник на Република Македонија“, бр. 127/08).

3.3.2. Постапка во Р. Бугарија

Во Р. Бугарија, приклучувањето на фотоволтаичните системи на електродистрибутивната мрежа, опишано е во Законот за обновливи извори на енергија (ЗОИЕ). Обновливата електрична енергија (ОИЕ), вклучувајќи ги и фотоволтаичните системи, се промовира преку:

- Обезбедување гарантиран пристап до електричната енергија произведена од фотоволтаични системи до мрежите за пренос и дистрибуција, во согласност со безбедносните критериуми дефинирани со правилата од чл. 83, став. 1, точки 4 и 5 од Законот за енергетика.
- Гарантирање на откуп на електрична енергија произведена од фотоволтаични системи, за фиксен рок (20 години), по повластена цена за целиот период.

Согласно член 24 (1) и (2) од ЗОИЕ, фотоволтаични системи до 30 kWp може да се инсталираат, односно да се изградат на покривни и фасадни конструкции и да се присоединети кон електричната мрежа. Исто така, фотоволтаични системи може да се инсталираат и на згради и врз недвижности во урбанизирани територии и тоа до 200kWp моќност, вклучувајќи ја можноста за производство и складирање на енергија, а воедно и активноста за присоединување кон електричната мрежа во урбанизирани територии.

За постројките со овие капацитети, како и за сопствените потреби, нивното планирање од страна на КЕБР не е потребно. Тие можат да бидат инсталирани и поврзани во секое време, се додека ФВ системите ги исполнуваат барањата за заштита на дистрибутивната мрежа. Ова значи дека инверторот кој го конвертира напонот и струјата ги има сите потребни заштити.

Исто така, не постојат бариери за изградба на мрежни фотоволтаични системи за сопствени потреби преку продажба на вишок енергија (чл.25) и нема преференцијални набавни цени (член 31 и 32 од Законот за електрична енергија). Меѓутоа вишокот на произведена енергија се купува на слободниот пазар по многу ниски цени, што претставува пречка за развојот на овој вид системи, барем досега. Со либерализацијата на пазарот на електрична енергија, се предвидува дека инсталациите на овие системи значително ќе се зголемат.

Типично, компаниите имаат високи трошоци за потрошувачка на електрична енергија, а често и потреба за континуирано снабдување со енергија. Покривите на индустриските згради, производствените и магацински објекти, може да се користат за инсталирање на ФВ модули. ФВ системите во индустриските објекти може да се користат за покривање на сопствената потрошувачка, како и за резервно непрекинато напојување на приоритетните потрошувачи, а во краен случај и да го продаваат од вишокот произведена енергија. Друга предност за компаниите со т.н. „загадувачки индустрии“ е дека можат да инсталираат фотоволтаичен систем кој има 0 % загадување. Исто така, многу компании можат да аплицираат за субвенции во рамките на европските и националните програми за инсталирање на еколошки и ефикасни фотоволтаични системи. Кај индустриските потрошувачи, најчесто се користат ФВ системи врзани на мрежа.

За продажба на произведената енергија од ФВ системи во индустриски објекти, се користи чл.24, т.2 од ЗВЕИ, за инсталирани моќности до 200 kWp. Чекорите за градба на ФВ систем во индустриските објекти се слични како и за домаќинствата и за повеќе семејните згради:

Чекор 1: Доставување на документи за издавање на скица со виза за проектирање - од локалната општина / со природен чин или договор за сопственост на имотот, актуелни скица на имотот /време - рок од 14 до 30 дена /документот се издава од Главниот архитект на Општината / цена на документот е - 16 лева.

Чекор 2: Поднесување на проекти - електрични и конструктивни заклучоци по чл.147 став 1, т.14 од Законот за уред на територијата (ЗУТ), заедно со визата за проектирање од локалната општина за координација на проектите и издавање на "Овластување за инсталирање на ФтСПТ"/ Рок - 30 + 14 дена / цена - 250 лева.

Чекор 3: Истовремено се поднесуваат документите во локалното претпријатие за дистрибуција на електрична енергија (ЕПД) – и тоа, документ за сопственост, скица со визата за проектирање и електричниот проект за издавање на Мислењето за точката на приклучување на фотоволтаични системи за производство на електрична енергија (ФтСПТ). Рок до 30 дена / цена - 38 лева.

Чекор 4: По добивањето на мислењето од ЕРП и Сертификатот за инсталација од Општината, се поднесуваат документите во ЕДП за склучување на Договор за пристап и приклучување на фотоволтаични системи кон електричната мрежа / рок 30 дена, во локалното ЕПД / цена - 380 лв.

Чекор 5: По потпишувањето на договорот и извршената монтажа на фотоволтаичен систем се поднесува барање во ЕПД за 72 часовни примероци / 30 дена / за ова нема такси.

Чекор 6: Потпишување на протокол за комплетирање и поврзување на фотоволтаичен систем со ЕПД / по 72 часа примероци, исто така е без надоместоци.

Чекор 7: Потпишување на долгорочен договор за продажба на електрична енергија (20 год., по повластени цени со локалното ЕПД) се врши во рок од 30 дена.

Предности: Не треба да има проблем со добивање на дозволи и известувања - институциите се општински и јавни установи. Тие се погодни за поставување на фотоволтаични системи - нивните градежни објекти. Општинските и државните администрации, исто така, имаат финансиски технолошки вишок и во случај на потешкотии, можат да ангажираат јавно-приватни партнерства за постигнување високо ефективни решенија.

Недостатоци: Индустриските објекти обично поседуваат големи покривни површини што овозможува инсталирање на ФВ системи со големи моќности. Притоа произведената енергија може да се користи ефикасно за сопствени потреби, но исто така и да биде продавана по ЗВЕИ. Производството на енергија е по најсовремени еколошки стандарди со 0 % емисија од CO₂. НЕ се користат корисни земјоделски или урбани површини.

4. Финансирање

4.1. Механизми за поддршка на за инвестирање во фотоволтаични системи

4.1.1. Повластени тарифи

Со цел да се поттикне градбата на системи што користат обновливи извори на енергија, во **Р. Македонија** се обезбедени повластени тарифи неколку видови системи и електрични централи. Повластената тарифа за фотоволтаични системи, за прв пат е донесена во 2008 година и оттогаш е три пати менувана.

ТАБЕЛА 4.1. Повластени цени на ел.а енергија произведена од ФВ системи во Р. Македонија

Година	Моќност на ФВ систем до 50 kW [€cents/kWh]	Моќност на ФВ систем 51-1000 kW [€cents/kWh]	Повластен период во години
2008	46	41	20
2011	38	34	15
2011	30	26	15
2013	16	12	15

За фотоволтаичните системи, со одлука на владата на **Р. Македонија** е определена максимална инсталирана моќност (квота). Квотата вкупно изнесува 18 MW, кои 4 MW е за системи до 50 kW, 14 MW – за системи од 51 – 1000 kW. Оваа квота во Р. Македонија е речиси исполнета, па е потребно да се бараат други начини за поддршка.

За **Р. Бугарија** повластените набавни цени беа воведени од страна на Регулаторна комисија за енергетика и вода (КЕВР). На следните табели се прикажани повластените тарифи за електричната енергијата произведена од фотоволтаични системи за претходниот период и во моментов.

ТАБЕЛА 4.2. Тарифи за ФВ системи монтирани на покриви и фасади [лв./MWh] (Цените се без вклучен ДДВ -20%)

Почеток на повластена тарифа	Инсталирана моќност до 5 kWp [лв./MWh]	Инсталирана моќност до 5 kWp [€cents/kWh]	Инсталирана моќност од 5 kWp до 30 kWp [лв./MWh]	Инсталирана моќност од 5 kWp до 30 kWp [€cents/kWh]
29.12.2006	782,00	40,0	718,00	36,7
01.04.2009	823,00	42,1	725,00	37,1
31.03.2010	792,89	40,5	728,29	37,2
30.03.2011	760,48	38,9	699,11	35,7
30.06.2015	228,00	11,7	211,71	10,8
30.06.2016	255,39	13,1	213,92	10,9
01.07.2017	271,67	13,9	231,20	11,8

ТАБЕЛА 4.3 Повластена тарифа [лв./MWh] (без вклучен ДДВ -20%)

Вкупна инсталирана моќност на ФВ модулите	01.7.2011	01.7.2012	01.9.2012	01.7.2013	01.7.2014
До 5 kWp, монтирани на покриви и фасади	605,23	400,7	381,18	353,97	211,81
Од 5 kWp до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади	605,23	400,7	289,96	284,18	203,97
Од 30 kWp до 200 kWp, монтирани на покриви, фасади, производств. хали и др.	596,5	369,08	226,87	211,4	169,12
Од 200 kWp до 1000 kWp, монтирани на покриви, фасади, производств. хали и др.	583,77	316,11	206,34	196,58	144,68
До 30 kWp	576,5	268,68	193,42	195,44	152,19
Од 30 kWp до 200 kWp	567,41	260,77	188,1	191,13	143,35
Од 200 kWp до 10 000 kWp	485,6	237,05	171,37	176,29	134,03
Над 10 000 kWp	485,6	236,26	169,85	160,2	131,36

Цените се со одлуките на КЕВР во текот на годините, цената на тарифите за ФВ системи постојано се намалува, со мали флукутации. Исто така, во последниве години, одлуките беа донесени само за фотоволтаични системи до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади на постоечки објекти и соседните терени во урбаните средини, што е показател дека акцентот во иднина ќе биде ставен на покривните инсталации.

Според податоците на Бугарската фотоволтаична асоцијација (објавени на 06.09.2017 год.) вкупниот инсталиран капацитет на фотоволтаични електроцентрали поврзани со дистрибутивната мрежа за електрична енергија во Р. Бугарија е за системи: до 30 kWp - 3 690,56 kW, до 5 MWp – 682 719,53 kW и поголеми од 5 MWp - 133 331,32 kW. Со тоа, вкупниот инсталиран капацитет во Р. Бугарија, заклучно со почетокот на септември 2017 год. изнесува околу 820 MW.

4.1.2. Сопствена потрошувачка и размена на електрична енергија

Како што претходно беше споменато, главни предности на ФВ системите се производство на електрична енергија во близина на потрошувачите, како и иста или пониска производна цена, во однос на цената на електричната енергија што се нуди за домаќинствата и другите објекти од страната на дистрибутерот на електрична енергија. Притоа произведената енергија од ФВ систем што е поставен во објект (врз покрив, врз сидови или на околна површина), првенствено се користи за покривање на сопствената потрошувачка (од страна на потрошувачите што се наоѓаат во објектот), а вишокот или недостатокот енергија се предава или се презема од електричната мрежа. Притоа, зависно од регулативата во државата, цената на предадената електрична енергија различно се вреднува.

Главното постојат три начини за користење а ФВ системите за покривање на сопствената потрошувачка, кои се разликуваат според начинот на пласирање и наплата на вишокот енергија. Првиот начин е со лимитирање на моќноста на ФВ системот. Притоа, со посебен уред (лимитер) се ограничува моќноста на ФВ системот, кој во ниту еден момент не дозволува производството да ја надмине потрошувачката, т.е. не дозволува предавање на електрична енергија во мрежата. Ваквиот начин се користи кога не е можно да се склучи договор за предавање на електрична енергија со снабдувачот или со операторот на дистрибутивниот систем. Со вториот начин е овозможено да се предава енергија на мрежата, но за тоа не се добива надомест. Со примена на третиот начин е овозможено предавање на електрична енергија на мрежата, при што од страна на снабдувачот се добива минимален надомест, на пример во висина на регулираната цена на електрична енергија, што во Р. Македонија изнесува околу 4 €cents/kWh.

Главни фактори што влијаат врз исплатливоста на примена на ФВ систем за покривање на сопствената потрошувачка се: вкупната потрошувачка и вкупното производство на електрична енергија, како и обликот на дневниот дијаграм на потрошувачка. За комерцијални потрошувачи дневниот дијаграм на потрошувачка се менува од случај до случај и не е можно без посебна анализа да се оцени дали е погодно користењето на ФВ систем за покривање на сопствената потрошувачка.

Многу е важно да се определи односот на произведената и потрошената енергија, бидејќи тоа го ограничува нивото на користење на сопствената потрошувачка. Доколку постои баланс меѓу потрошената и произведената енергија, исто така е важен и степенот на совпаѓањето на дијаграмот на потрошувачката со дијаграмот на производството. Од тоа зависи колкав дел од генерираната енергија директно ќе биде потрошен, а колкав дел од енергијата ќе биде предаден на мрежата.



Слика 4.1: Примена на ФВ систем за сопствена потрошувачка

ФВ системите за сопствена потрошувачка може и да се користат во индустриски објекти. Притоа, покрај намалувањето на сметките за испорачана активна енергија, може да се намали и делот од сметката за реактивна енергија. Особено е интересна можноста за намалување на врвната моќност, која може да биде значаен дел од сметката за електрична енергија, особено доколку врвното оптоварување се јавува во текот на денот. За посигурни резултати при намалувањето на врвното оптоварување, препорачливо е да се користат акумулаторски батерии.

При примена на ФВ систем за покривање на сопствената потрошувачка многу е важно доброто димензионирање на системот, затоа што може да се доведе во прашање економската исплатливост.

4.1.3. Грантови и даночни олеснувања

Во Р. Бугарија фирмите и самостојните трговци имаат пристап до различни шеми за добивање грантови, кои што финансираат изградба на фотоволтаични системи. Во овој програмски период 2014-2020 година, финансирањето на Програмата за развој на руралните региони (ПРСР) и со Оперативната програма „Иновации и конкурентност“ (ОПИК) е насочено кон реализацијата и финансирањето на проекти, кои вклучуваат активности во областа на ОИЕ за задоволување на сопствените енергетски потреби на корисниците.

Со Програмата за рурален развој 2014-2020, главни мерки на кои што може да се аплицира се изградба на инсталација за обновлива енергија, се: 4.1 „Инвестиции во земјоделски стопанства" и 4.2 „Инвестиции во преработка / маркетинг на земјоделски производи". Таква можност даваат и подмерките 6.4.1 „Инвестиции за поддршка на неземјоделски активности" и 6.4.2 „Инвестиции за поддршка на неземјоделски активности во областа - подпрограма за развој на мали фарми". Основниот услов е инсталираниот капацитет да не ја надминува потрошувачката на објектот, што значи електричната енергија од ОИ може да се користи само за сопствени потреби не и за продажба.

Постои и **Оперативната програма „Иновации и конкурентност" (ОПИК)** по шемите на „Поддршка за воведување на заштеда на енергија со технологии и користењето на обновливи извори на енергија", „Енергетска ефикасност за мали и средни претпријатија" и др. Тука повторно е условено произведената енергија да не може да се продава, односно треба целосно да се искористи за задоволување на енергетските потреби на наведените потрошувачи.

Во рамките на спроведувањето на **Финансискиот механизам на Европскиот економски простор** и спроведувањето на Норвешкиот финансиски механизам за периодот 2014-2021 година, бизнисмените во Бугарија имаат пристап до повеќе од 115 милиони евра, и тоа наменети за развој на проекти за зголемување на енергетската ефикасност и користењето на обновливите енергетски извори.

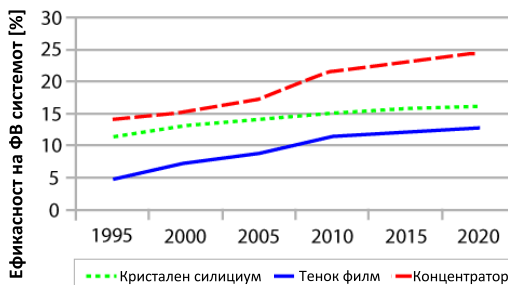
Како земја членка на Европската Унија, Бугарија има и пристап до рамковните програми на заедницата за поддршка на спроведувањето на стратегијата Европа 2020 - **Хоризонт 2020, Програма "Конкурентност на компании и МСП", (COSME), LIFE и Европските програми за територијална соработка (INTERREG VA, IPA CBC, INTERREG VB, INTERREG Europe).**

5. Техноекономска анализа

Техничката ефикасност на искористувањето на обновливите извори на енергија е поврзана со коефициентот на корисно дејство на процесот. Тој претставува количник помеѓу добиената корисна енергија и вкупно вложената енергија. Кога се работи за фотоволтаични системи, влезна енергија е енергијата на сончево зрачење, а целта на инженерите е да се изнајде таков систем кој на најефикасен начин ќе изврши претворање на сончевата енергија во електрична. Техничката ефикасност се определува врз основа на законите на физиката и таа е секогаш помала од еден. текот на животниот век на техничкиот систем.

$$\eta_{technical} = \frac{\text{Добиена енергија од системот}}{\text{Вложена енергија}} < 1$$

Денешниов предизвик на инженерите е да се конструираат фотоволтаични панели со што поголема ефикасност, кои за зададено влезно количество на сончево зрачење ќе произведат што е можно поголема количина на електрична енергија. Во денешни услови, со развојот на технологијата, ефикасноста на фотоволтаичните системи продолжува да расте и во зависност од технологијата достигнува некаде од 15-20%.



Слика 5.1: Ефикасност на фотоволтаичните системи во зависност од технологијата

Важно е да се нагласи дека истражувањата продолжуваат и дека во лабораториски услови се постигнати и степени на ефикасност поголеми од 40%, но тие денеска сèуште не се комерцијално достапни.

Од друга страна, пак, за да може еден проект кој е фисибилен од технички аспект да биде п и реализиран, мора да биде прифатлив и од комерцијален аспект. Оттука се наметнува потребата за анализа на економската ефикасност на една фотоволтаична електрична централа, како сложен техничко-технилошки систем за што е потребно да се определат очекуваните трошоци и очекуваните добивки во текот на нејзиниот животен век.

Економската ефикасност на еден технички систем можеме да ја дефинираме како количник на очекуваната добивка од преземање на проектот (B – Benefit) и вкупните трошоци во текот на целиот животен век:

$$\eta_{economy} = \frac{\text{Добивка од проектот}}{\text{Трошоци за реализација на проектот}} > 1$$

За разлика од техничката ефикасност која е секогаш е помала од 1, очекувањата на Инвеститорот, во случајот мало или средно претпријатие, се дека со преземање на проектот ќе оствари посакувана монетарна добивка, која ќе биде поголема од вложените финансиски средства.

Најчесто, придобивките од проектот се изразуваат во монетарни единици (на пример, добивка остварена заради продажба на електричната енергија). Но, не сите придобивки од преземање на проектите се директно парично мерливи. Така, на пример, проектите за производство на електрична енергија од сончева енергија преку фотоволтаичните системи обезбедуваат чиста енергија која е лоцирана непосредно до самиот потрошувач – претпријатие кое со производството на електрична енергија од фотоволтаични системи може да задоволи поголем дел од своите потреби. Со тоа се намалува на штетната емисија на стакленички гасови во атмосферата со што се придонесува за здрава животна средина, а дополнителни придобивка претставува и намалувањето на загубите на енергија кои се јавуваат при пренос на енергијата од големите класични електрични центри до крајните корисници. Затоа за целосна евалуација на овие проекти за производство на електрична енергија од фотоволтаични системи е потребно вреднување на сите бенефити со соодветен монетарен еквивалент.

Можеме да заклучиме дека одлуката дали ќе се преземе еден проект за градба на фотоволтаичен систем во рамките на едно претпријатие претставува техничко-економски проблем во кој треба да се анализираат и техничките аспекти и економските придобивки од проектот. Иако економската ефикасност во многу случаи има предност над техничката, сепак, меѓу нив постои и поврзаност бидејќи развојот на технологијата и инженерингот ги прави техничките системи поевтини и сè поисплатливи од економски аспект. Тука, секако треба да се има предвид и желбата на сопственикот на малото/средно претпријатие да инвестира во проекти здрави за животната средина, како и неговите очекувања од реализација на проектот.

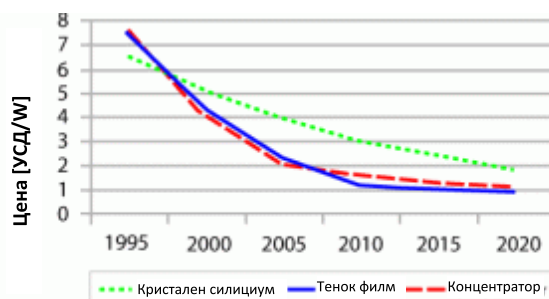
Во една сѐопфатна анализа која го надминува обемот на овој Прирачник секако би требало да се анализираат и придружните ризици за претпријатието кои се јавуваат при преземање на овие проекти.

5.1. Анализа на структурата на трошоци и добивки – Cash Flow на проектот за градба на домашен фотоволтаичен систем

Трошоците кои се среќаваат при градба и експлоатација на еден фотоволтаичен систем се состојат од иницијални инвестициони трошоци за градба, како и оперативни трошоци и трошоци за одржување.

Проектите кои се преземаат за градба на фотоволтаични системи за производство на електрична енергија, без разлика дали се работи за домашни фотоволтаични системи, фотоволтаични системи кои се реализираат во рамките на индустријските капацитети или се работи за фотоволтаична електрична централа, се карактеризираат со големи почетни инвестиции. Позитивна страна е што капиталните трошоци, со развој на технологијата, се во постојан пад, така што, во блиска иднина, посебно кога се има предвид ограничениот количина на фосилни горива што ни стојат на располагање, електричната енергија произведена од фотоволтаичните системи се очекува да биде најевтина и најприфатлива.

Привлечноста за производството на електрична енергија од фотоволтаични системи во голема мерка зависи од нивната ефикасност. Затоа, еден од најголемите предизвици на инженерите кои се поврзани со искористување на енергијата на сончевото зрачење е да конструираат фотоволтаични панели со што поголема ефикасност, кои за зададено влезно количество на сончево зрачење ќе произведат што е можно поголема количина на електрична енергија. На сл.5.2 е прикажан трендот на зголемување на ефикасноста на фотоволтаичните системи, во зависност од употребената технологија.



Слика 5.2: Движење на капиталните трошоци за градба на фотоволтаични системи

Почетната инвестиција потребна за инсталација на фотоволтаичниот систем, во главно, се состои од трошоци за:

- набавка на модули и инвертори,
- трошоци за метална конструкција,
- трошоци за проектирање на системот,
- трошоци за монтажа,
- трошоци за набавка или изнајмување на земјиштето,
- трошоци за добивање на потребни документи околу градежните дозволи и сл.

Генерално гледано, специфичните трошоци на проектот се намалуваат со зголемувањето на инсталираноста на фотоволтаичната централа.

Цената на ФВ модулите зависи од технологијата со која се изработени ќелиите. Секако, дека при набавката на опремата, покрај цената, треба да се земат предвид и следниве важни карактеристики кои го дефинираат квалитетот на фотоволтаичниот панел како што се:

- Коефициентот на полезно дејство на фотоволтаичниот панел
- Годишното процентуално намалувањето на коефициентот полезно дејство на фотоволтаичниот панел со тек на време
- Векот на експлоатација на фотоволтаичниот панел
- Гаранцијата на производителот
- Достапност на сервисот и сл.

Од друга страна, фотоволтаичните системи бараат релативно мали трошоци за одржување и погон во текот на периодот на експлоатација. Тука се подразбираат трошоците за сервисирање на фотоволтаичниот систем, дополнителните трошоци за поправка, чистење на панелите, осигурување и сл. Во зависност од типот на инсталираните делови кај фотоволтаичната централа, како и од нејзината инсталираност, годишните оперативни трошоци се движат помеѓу 20-50 евра/kW.

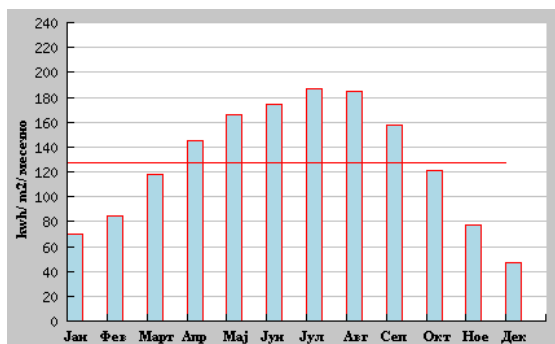
Користите што се добиваат од реализација на фотоволтаичниот систем претпријатијата ги остваруваат преку производството на електрична енергија. Главната цел за преземање на овие проекти на фотоволтаични системи кои се реализираат со ограничени буџети, кај малите и средни претпријатија е да се задоволи целосно или делумно сопствената потрошувачка на електрична енергија, додека вишокот на електрична енергија што нема да се потроши се планира да се предава во дистрибутивната мрежа. Со тоа би се намалил трошокот за купување на електрична енергија од дистрибутивниот систем, а во случаите кога постои вишок на производство тоа производство да се продаде или, пак, да се замени за соодветна количина на електрична енергија во периодите кога производството на електрична енергија од фотоволтаичниот систем е недоволно да ги задоволи сопствените потреби.

5.1.1. Проценка на годишното производство на електрична енергија од фотоволтаичен систем

Едно од основните прашања кој си го поставува селој потенцијален инвеститор во фотоволтаичен систем е колкаво би било очекуваното годишно производство на електрична енергија и каква би била дистрибуцијата на тоа производство по месеци. Може да се каже дека производството на електрична енергија од фотоволтаичните системи инсталирани во мали или средни препријатија може релативно добро да се процени за дадена географска локација каде е инсталиран фотоволтаичниот систем. Карактеристика на тоа производство се релативно малите осцилации на ниво на вкупно очекувано производство во тек на една календарска година, но и големи осцилации во текот на различните сезони што е разбирливо заради различната сончева инсолација во текот на различните месеци од годината. Така, на пример, постојат големи разлики во месечното производство на електрична енергија од фотоволтаичните електрични центри во месеците јануари и јули, што е разбирливо заради различната количина на сончево зрачење. Во следната табела е направена споредба на годишната соларната радијација во Македонија со земјите лидери во искористувањето на соларната енергија во Европа.

ТАБЕЛА 5.1. Соларна ирадијација врз Македонија и соларна ирадијација врз земјите лидери во искористувањето на соларната енергија

Годишна глобална ирадијација (kWh/m ²)				
	Германија	Чешка	Шпанија	Македонија
Минимум	1.074	1.115	1.365	1.482
Просек	1.147	1.169	1.812	1.623
Максимум	1.445	1.267	2.028	1.722



Слика 5.3: Распределба на сончево зрачење по месеци за локација Штип во Р. Македонија

Имајќи ја предвид положбата на Македонија која е доста повољна за искористување на сончевата енергија, се смета дека во иднина во Македонија има простор за многу поголемо искористување на сончевата енергија, било да е тоа за производство на електрична енергија преку фотоволтаични центри или, пак, за производство на топла вода. На слика 5.3. е претставена сончевата ирадијација по месеци за дадена специфична локација во Р. Македонија. За анализираното подрачје средната месечна ирадијација изнесува 128 kWh/m², вкупната годишна 1537 kWh/m².

Карактеристично е дека односот помеѓу сончевата ирадијација во месец јули и месец декември изнесува повеќе од 4, што значи дека производството на електрична енергија од фотоволтаичниот систем во месец јули ќе биде повеќе од 4 пати поголемо од она декември. Ова покажува дека производството на електрична енергија од фотоволтаична централа во голема мера зависи од годишното време. Посебно е критичен зимскиот период кога сончевата инсолација значително е намалена. Од пресметковен аспект важна карактеристична величина претставува сумата на квадратите на отстапувањата на месечните сончеви зрачења од средногодишната вредност. Овој статистички показател именуван како стандардната девијација е мерка за нерамномерноста на зрачењето. Во овој пример стандардната девијација изнесува 49,53 kWh/m².

5.2. Начини на финансирање на проектите на фотоволтаичните системи

Обезбедувањето на паричните средства претставува една од основните задачи за реализирање на проектите. Потребните средства за реализација на фотоволтаични системи пред сè, зависи од планираната инсталираност на системот. При тоа специфичната инвестиција по инсталиран kWp се намалува со зголемување на инсталираната моќност. Така, на пример, за реализација на домашен фотоволтаичен систем инсталиран на кров на кука потребно е да се обезбедат од 1200-1400 €/kWp, додека, за фотоволтаичните центри со поголема моќност специфичната инвестиција, на денешно ниво на развој на технологијата (2017) изнесува околу 1100 €/kWp.

Доколку се направи споредба помеѓу инвестиционите трошоци за градба на фотоволтаични центри со различен капацитет, се гледа дека тие во најголем дел зависат од цените на фотоволтаичните модули, за кои што од производителите се добива пониска цена доколку се набавуваат во поголеми количини. Со зголемувањето на моќноста на фотоволтаичните центри се намалуваат трошоците за набавка на инвертори. Имено, кај поголемите центри, за разлика од помалите, се набавуваат помал број на инвертори, но со поголем капацитет.

Исто така, кај поголемите фотоволтаични центри се заштедува и на специфичните трошоци поврзани со планирање, проектирање, монтажа и сл., но сепак, кога ќе се земат предвид високите трошоци за носачите (конструкцијата) на панелите и електричната инсталација кај фотоволтаичните системи монтирани на земја, овие предности делумно се компензираат.

Финансирањето на градбата на фотоволтаични електрични центри може да се реализира на повеќе начини и тоа:

- Сопствени средства
- Средства обезбедени преку кредитирање
- Комбиниран начин на финансирање
- Средства обезбедени преку субвенции, донации, спонзорства или пак соодветни програми за развој

Користење на сопствени средства. Овој начин на финансирање е погоден кога се работи за помали инвестициони вложувања и може да се применува за финансирање на фотоволтаични центри со помала инсталирана моќност (помала од 50 kWp). Во овој случај очекуваните добивките од инвестицијата треба да се споредат со остварените добивки од камата кога истите тие средства би се вложиле во банка. При тоа мора да нагласиме дека каматите за штедните влогови во комерцијалните банки и штедилници во Република Македонија се многу намалени (1-2% на годишно ниво), што пак претставува поттик повеќе за потенцијалните инвеститори да ги инвестираат своите слободните заштедени средства во градба на фотоволтаични електрични центри.

Средства обезбедени преку кредитирање. Овој начин е неопходен кога не се поседуваат сопствени парични средства и кога се очекува проектот преку своите остварени добивки (во случајот преку произведената електрична енергија) да овозможи отплаќање кредитот, но и да обезбеди дополнителна добивка. Кога се работи за финансирање на поголеми фотоволтаични центри со моќност на 100 kWp овој начин на финансирање е најповолен бидејќи не ангажира дополнителни слободни средства. Треба да се внимава производството на електрична енергија да може да ги покрие месечните анuitети што треба да се отплаќаат на банката, со цел да се избегне подигање на дополнителен кредит.

Комбиниран начин на финансирање: дел инвестицијата се покрива од сопствени средства, а дел преку земање на кредит од банка. Овој начин на финансирање претставува добар компромис на добрите страни на првите два начини на финансирање (да не се оди во преголемо задолжување и со тоа да се плаќаат големи камати на банките, но и да се ангажира прифатливо ниво на сопствени средства). Овој начин на финансирање би бил погоден за финансирање на фотоволтаични електрични центри со моќност од 50-100 kWp

Средства обезбедени преку субвенции, донации, спонзорства, или соодветни програми за развој. Преку овие начини на финансирање се постигнува намалување на делот на учество на Инвеститорот, а се постигнува заедничко добро (намалување на емисијата на штетни стакленички гасови, здрава животна средина, исполнување на цели за застапеност на обновливите извори на енергија во вкупното производство и сл.). На, пример, при градба на фотоволтаична централа државата може да се откаже од данокот за земјиштето или пак, да субвенционира одреден процент во покривање на иницијалните трошоци на инвеститорите. Наменски средства можат да се обезбедат и преку соодветни програми за развој или преку проекти финансирани од Европската Унија (ЕУ) чија примарна цел е промоција на производство на електрична енергија од обновливи извори.

5.2.1. Карактеристики на кредитите

Кога се изработува финансиска анализа на една инвестиција, потребно е да се дефинираат клучни карактеристики на кредитите со кои финансира проектот: висината на кредитот, каматната стапка, рочноста на кредитот, грејс периодот, како и дополнителните трошоци кои се поврзани со административните постапки.

Каматната стапка ја одредуваат банките или агенциите. Со каматната стапка се дефинира каматата односно надокнадата што заемопримателот му ја дава на заемодавачот за направената услуга: давање на пари. Вообичаено, каматните стапки на краткорочните и долгорочните кредити се разликуваат. Каматната стапка се поврзува и со ризикот на инвестицијата, така што се очекува поризичните проекти да бидат финансирани со кредити со поголеми каматни стапки. Исто така, краткорочните кредити заради извесност, по правило, имаат помали каматни стапки. Што се однесува за финансирање на проекти поврзани со градба на фотоволтаични системи неопходни се кредити со ниски каматни стапки или т.н. “зелени” кредити со кои Инвеститорите ќе бидат стимулирани да вложуваат во таков тип на проекти.

Рочноста на кредитот претставува времето договорено со банката (заемодавачот) за враќање на кредитот. Идеален кредит е оној кој трае исто толку долго колку и проектот кој се финансира со негова помош. Меѓутоа, во пракса, тоа е често неизводливо. Затоа, потребно е да се дефинира период кој ги покрива главниот дел од инвестициите, посебно оние кои процентуално се најзастапени во вкупните трошоци. Ако кредитот има пократок век од проектот реализиран со негова помош, проектот ќе мора да генерира поголем приход за инвестицијата се отплати што е можно побрзо. Од друга страна, пак, ако кредитот има подолг век од животниот век на проектот кој се финансира со негова помош, проектот ќе се доведе во ситуација да има потреба од дополнителен кредит за замена на амортизираните елементи, а иницијалниот кредит за истиот проект сèуште нема да биде отплатен. Времето на отплата на кредитот зависи и од типот на проектот и способноста да се генерира добивка со која ќе се исплаќа кредитот. Исто така, времето за исплата е поголемо за поголеми кредити. Така за очекување е доколку се земе кредит од банка за реализација на помала фотоволтаична централа (на пример, околу 50.000 €) рочноста на кредитот да биде 5-10 години, а доколку се земе кредит за финансирање на кредит на фотоволтаична електрична централа со поголема моќност (на пример, околу 500.000 €) периодот на отплата на кредитот се зголемува и може да биде од 10-15 години.

Грејс период е времето во кое кредитобарателот сèуште не започнал да го отплаќа кредитот. Меѓутоа, комерцијалните банки оваа можност најчесто ја нудат кога се позајмува поголема сума на пари и кај долгорочните кредити, но не и кај краткорочните. Причината заради која постои овој механизам е да се надмине периодот во кој проектот сèуште не започнал да генерира профит. Постојат два типа на грејс период. Првиот тип на грејс период е почест и се однесува само на главницата на кредитот. Во текот на грејс периодот, каматата се отплаќа на заемодавателот, но не и главницата на кредитот. На овој начин, по истекот на грејс периодот, кредитобарателот го должи истиот износ на главница како и на почетокот.

Вториот тип грејс на период се однесува на каматата. Во овој случај, каматата не се отплаќа, туку се додава на главницата, а на овој начин, вкупниот износ кој треба да се отплати постојано се зголемува во текот на грејс периодот. Ова не е вообичаено и карактеристично за овој тип на грејс е тоа што периодите се пократки. Исто така, при договарање на кредитите за финансирање на проекти на фотоволтаични центри треба да се води сметка и за т.н. скриени трошоци кои се јавуваат при аплицирање за кредитот кај комерцијалните банки, како и за дополнителните трошоци кои можат да се јават при затворање на кредитот. Како еден од важните фактори во Договорите за кредитирање се казнените каматни стапки, кои банката има право да ги наплати од заемопримачот (Инвеститорот), доколку тој навреме не ги сервисира своите обврски кон заемодавателот (Банката).

Во Таб.5.2 се прикажани месечните рати што треба да се исплаќаат на Банката доколку се земе кредит од 20.000 € за реализација на фотоволтаичен систем во мало или средно претпријатие (SME). Во табелата може да се отчита како месечната рата зависи од каматната стапка (%) и од годините на отплата на кредитот. Доколку кредитот со кој се инвестира проектот се разликува од 20.000,00 €, вредноста на месечната рата прикажана во Табелата 1, треба да се помножи со висината на земениот кредит и да се подели со 20.000,00. Така на пример, доколку за реализација на домашен фотоволтаичен систем се земе кредит од банка во висина од 30.000 €, со каматна стапка од 5% и време на отплата на кредитот од 8 години, од Табелата отчитуваме за каматна стапка од 5% и време на отплата на кредитот 8 години вредност: 253,20 €. За да ја добиеме месечната рата за кредитот чија вредност изнесува 30.000 € таа вредност ја множиме со 30000 и ја делиме со 20000 со што ја добиваме месечната рата за кредитот во вредност од 379,8 €.

ТАБЕЛА 5.2. Месечна рата на исплата на кредит за реализација на фотоволтаичен систем во мало или средно претпријатие.

Висина на кредитот:		20.000,00 €		SME фотоволтаичен систем			
Тип на отплата:		месечна					
Години на отплата	Каматна стапка (%)						
	0,5	1	2	3	4	5	6
3	559,85	564,16	572,85	581,62	590,48	599,42	608,44
4	420,93	425,23	433,90	442,69	451,58	460,59	469,70
5	337,59	341,87	350,56	359,37	368,33	377,42	386,66
6	282,02	286,31	295,01	303,87	312,90	322,10	331,46
7	242,34	246,62	255,35	264,27	273,38	282,68	292,17
8	212,57	216,86	225,62	234,59	243,79	253,20	262,83
9	189,42	193,72	202,51	211,54	220,82	230,35	240,11
10	170,90	175,21	184,03	193,12	202,49	212,13	222,04

5.3. Временска димензија на парите и паричен тек на проектот

Економската валоризација на техничките проекти, а особено на проектите поврзани со производство на електрична енергија од обновливи извори, е сложена задача која треба првенствено да даде одговор на прашањето дали идните очекувани добивки, со прифатлив ризик, можат да ги оправдаат вложувањата и дали предложените начин на инвестирање се најдобриот начин за остварување на посакуваната цел. Финансиската евалуација на инвестициите во фотоволтаични системи, чија првенствена цел е производство на „чиста“ електрична енергија може да се подели на следниве чекори:

1. Проценка на приливите и одливите во готовински текови на пари (Cash Flow),
2. Усвојување на критериум за евалуација и пресметка на показатели за исплатливост на инвестицијата и
3. Анализа на резултатите, споредба со усвоените критериуми за прифатливост со донесување одлука за прифаќање или одбивање на проектот како инвестиција.

При економска валоризација на проектите општо прифатен е фактот дека денешната вредност на еден долар е поголема од вредноста на тој бројно ист еден долар во иднина ("A nearby penny is worth a distant dollar!"). Оваа констатација за променливата вредност на парите има повеќе причини. Една од нив е тоа што во секое општество, повеќе или помалку е присутна инфлација, која ја намалува куповната моќ на идните пари во споредба со истата количина на тековни пари. Освен тоа, мора да се признае дека од низа причини постои реален ризик за враќање на парите, ризик кој се зголемува како се продолжува времето на чекање.

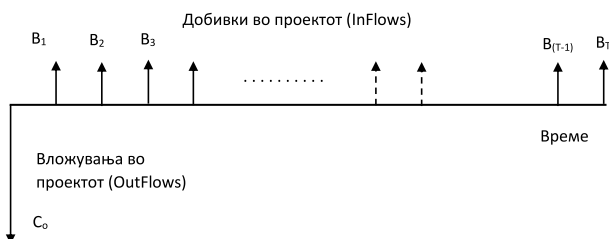
Во денешнава пазарно ориентирана околина, полна со неизвесност, секогаш е присутна желбата парите да се добијат што е можно побрзо. Затоа и ветувањето за добивање на 10.000 € после 5 дена е далеку повредно од ветувањето дека истата количина на пари ќе се добие по 5 година. Логиката за тоа е проста и едноставна: првиот настан е многу произвесен и посигурен во споредба со вториот. Интуитивно: парите можат да се вложат и во банка, па за нив да се добие и соодветна камата, која за пет години ќе ја зголеми почетната вредност на влогот.

Трета причина за воведување на временската димензија на вредноста на парите е можноста за нивно инвестирање. Така, еден денешен долар е повреден од еден долар добиен по една година бидејќи тој може продуктивно да се инвестира и оплоди во текот на таа една година. Чекајќи да помине една година за да се добијат парите, фактички се прави загуба (трошок) заради пропуштената можност на претпријатието, која е еднаква на очекуваната добивка од пропуштената инвестиција.

Бидејќи вредноста на парите има временска димензија, при економските анализи на проектите, практично е невозможно просто собирање на готовинските текови на пари (cash-flows) кои се случуваат во различни временски периоди. Затоа со цел да се сведат сите готовински текови на пари на една референтна точка се користи методот на актуализација со која сите парични текови се сведуваат (актуализираат) со помош на стапка на актуализација (дисконтна стапка) на почетната година на стартување на проектот.

Паричен тек или протек на пари (Cash Flow) претставува разлика помеѓу сите идни приходи (Cash In Flows) и расходи (Cash Out Flows) во номинален износ поврзани за одреден период и даден инвестиционен проект. Паричните токови се претставува на една временска оска, при што на негативниот дел на оската со стрелка насочена надолу се нанесуваат трошоците кои се јавуваат во проектот, а на позитивниот со стрелка насочена нагоре се нанесуваат очекуваните добивки од преземање на проектот.

На сл.5.6 е прикажан типичен паричен тек за еден домашен фотоволтаичен проект, каде инвестициите се во почетната (нулта) година (C_0), додека во останатиот период на експлоатација на проектот се предвидени позитивни парични приливи заради произведената електрична енергија од домашниот фотоволтаичниот систем.



Слика 5.6: Типичен Cash Flow дијаграм за проект на домашен фотоволтаичен систем

5.4. Методи за економска анализа на проекти од обновливи извори на енергија

Методите кои се употребуваат за проценка на економската ефикасност на инвестиционите проекти за производство на електрична енергија од обновливи извори е сложен процес која бара технички и економски познавања. Проект-менаџерите мора многу добро и суштински да ги познаваат методите за економска анализа, бидејќи нивната правилна примена е значајна за објективна проценка на ефикасноста на инвестицијата, како и за селекција и рангирање на инвестиционите проекти.

Проект-менаџерите, исто така, мораат да ги разликуваат инвестиционите критериуми од методите за пресметување на економските ефективности на инвестициите. Инвестиционите критериуми тежнеат кон постигнување на некој одреден ефект (максимизација на профитот, минимизирање на трошоците, максимизација на вкупното производство и сл.), додека методите за проценка на економските ефективности на инвестиција ни овозможуваат врз база веќе утврдените критериуми да направиме избор помеѓу повеќето инвестициони проекти.

Понатаму, во овој Водич, ќе ги објасниме најприфатените и најразвиените методи за проценка на економските ефективности на инвестициони проекти во инженерската практика со осврт за нивната примена на различни типови на проекти поврзани со анализа на економската ефикасност на вложувањата во фотоволтаичните системи за производство на електрична енергија. Во процесот на вреднување и одлучување се тежи да се елиминира временската димензија на вредноста на парите. Затоа и методите кои се користат за валоризација на проектите вршат сведување на сите приходи и расходи од проектот на исто референтно време.

Сегашна вредност на парите е тековна вредност на идните износи на пари или серија на плаќања евалуирани по дадена стапка на актуализација (дисконтна стапка). Стапката на актуализација (дисконтна стапка, Discount Rate, или стапка на капитализација, Capitalisation Rate) е каматна стапка која се користи за да паричните токови што се случуваат во иднина се конвертираат во сегашни вредности. Сегашната вредност на парите се пресметува според следнава формула:

каде што:

$$PV = \frac{FV_n}{(1+k)^n} = \frac{FV_n}{(1+s_d)^n}$$

PV - сегашна вредност на паричниот ток;

FV_n - вредност на паричниот ток што се случува во година n ;

k - каматна стапка за конверзија на идните парични токови во сегашни;

s_d - стапка на актуализација (дисконтна стапка – discount rate);

Вообичаено, економско-финансиските анализи се прават со стапки на актуализација кои се за неколку процентни поени поголеми од важечките камати во комерцијалните банки. Стапката на актуализација врши обезвреднување на паричните токови што се случуваат во далечна иднина. Таа во себе го вклучува и ризикот, при што во поризични проекти или со пресметка со валута која има поголем ризик од губење на својата вредност се применуваат пресметки со поголеми стапки на актуализација.

5.4.1. Метод - Време за враќање на вложените средства

Со методот за време потребно за враќање на вложените средства (Pay Back Period - PBP) се пресметува (проценува) времето потребно за да се врати износот на долгорочно вложените средства. Притоа се пресметува најмалото време T , за кој сумарниот нето паричен прилив сведен на сегашно време ќе ги покрие иницијалните инвестиции. За проект на фотоволтаичен систем каде што иницијалните вложувања се случуваат во почетната година, времето на повраток на инвестицијата е она најмало време T за кое е исполнет условот:

$$NPV = -I_0 + \sum_{i=1}^T \frac{B_{ni}}{(1+s_a)^i} > 0$$

Важно е да се истакне дека времето (бројот на години) за враќање на средствата не мора да се совпадне со економскиот век на инвестициониот проект, кој е поправило подолг. Изборот на рокот за враќање на средствата главно се базира на технолошкиот напредок. Всушност, индустриските компании се соочуваат со сè пократок циклус на технологиите, како и со растечката конкуренција на пазарот, па заради тоа потребно е тоа да биде што пократко, бидејќи брзото враќање на инвестиционите вложувања значи и поголема сигурност и ликвидност на компанијата која вложува. Со други зборови, проектите со пократок рок на враќање на вложените средства го намалува ризикот на инвестирањето. Се смета дека степенот на ризикот расте право пропорционално со должината на рокот на враќање на средствата.

Добра страна на овој метод е едноставноста, па заради тоа е еден од факторите на неговата популарност во инженерската пракса. Тој може да се користи за споредување на повеќе алтернативни проекти, при што ефективен е оној кој има пократок рок на враќање на вложените средства, односно кој има помало време T и обратно, ќе се отфрли оној проект кој има поголемо.

Овој метод е доста популарен помеѓу инвеститорите кои сакаат да знаат за колку време можат да очекуваат поврат на вложените средства, меѓутоа за целосен и сѓопфатна економска анализа на исплатливоста на вложувањата се користат и се повеќе ценети методот на нето сегашна вредност, пресметката на индексот на профитабилности и внатрешната стапка на рентабилност на проектот.

5.4.2. Метод на нето сегашна вредност

Пресметката на сегашната вредност на проектот (Net Present Value - NPV) се сведува на пресметка на два еквивалентни готовински текови на пари, кои се случуваат во време нула, т.е. во моментот на изведување на анализата.

Нето сегашната вредност на проектот (Net Present Value - NPV) претставува разлика помеѓу сегашната вредност на сите готовински приходи (Cash InFlows-CIF) или бенефити (B) и сегашната вредност помеѓу сите готовински расходи во проектот (Cash OutFlows-COF), односно трошоци (C) и може да се пресмета според формулата:

Ако претпоставиме дека траењето на проектот е nT години, а годишните готовински текови на пари се случуваат на крајот од секоја година, равенката според која може да се пресмета нето сегашна вредност (NPV) може да се напише во следнава дискретна форма:

$$NPV = \sum_{i=0}^n \frac{B_i - C_i}{(1 + s_a)^i} = \sum_{i=0}^n \frac{B_i}{(1 + s_a)^i} - \sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1 + s_a)^i} = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1 + s_a)^i}$$

каде што:
 B_i - добивки (бенефити) кои настануваат во годината i ;
 C_i - трошоци кои настануваат во годината i ;
 s_a - стапка на актуализација (дисконтна стапка – discount rate);

Методот на нето сегашна вредност е применлив за секаков тип на проекти. Овој метод е теориски издржан и квантитативен метод кој овозможува споредба на приливи и одливи на парични средства во исти временски точки. Добра страна на методот е и што го уважува целиот економски век на проектот.

Може да се заклучи дека нето сегашната вредност претставува показател за тоа колкави се очекуваните добивки, сведени на денешно време, што ќе се добијат со преземање на анализираниот проект. Како таков може да му помогне на Инвеститорот во проекти на фотоволтаични системи за производство на електрична енергија да ги процени очекуваните добивки во тек на целиот економски век на проектот и да одлучи дали тие се доволно големи за да проектот се прифати како инвестиција.

Од економска гледна точка проектот е прифатлив за инвестиција доколку пресметаната нето сегашната вредност е позитивна. Доколку пак нето сегашната вредност на проектот е негативна тогаш тој се отфрла, како неприфатлив за инвестиција. Критериумите за прифатливост на инвестицијата сликовито се прикажани во Таб.5.3.

ТАБЕЛА 5.3. Критериуми за прифатливост на проектот според методот на нето сегашна вредност

Ако...	Значи...	Тогаш...
NPV > 0	Инвестицијата ќе ги зголеми приходите на претпријатието	Проектот може да се прифати
NPV < 0	Инвестицијата ќе ги намали приходите на претпријатието	Проектот треба да се одбие
NPV = 0	Инвестицијата ниту ќе ги зголеми ниту ќе ги намали приходите на претпријатието	Одлуката не може да се донесе врз база на овој фактор. Треба да се земат предвид други фактори и направат дополнителни анализи.

Овој метод може да послужи и за споредба на проекти чија големина на инвестиции е приближно иста. Примената на овој метод може да му помогне на Инвеститорот правилно да ги насочи своите инвестиции и од нив за себе да оствари максимална добивка.

Кога се работи за инвестиции во фотоволтаични електрични центри инвестициите се значителни, а истражувањата покажуваат дека поголеми добивки може да се очекуваат доколку се зголеми експлоатациониот период.

Во литературата се наведуваат и повеќе слаби страни на методот на нето сегашна вредност меѓу кои ќе ги споменеме:

- Субјективноста на проценката на стапката на актуализација (дисконтна стапка) - превисока или прениска стапка на актуализација је менува суштината за ефикасноста на проектот како инвестиција.

- Критериумот не го изразува доволно добро влијанието на должината на оперативниот период. Споредба на два проекти со различен експлоатационен период може да биде несигурна.
- При рангирање и селекција на проектите не ги изразува непосредно различните односи на инвестициите. На пример, проектот А со вкупен бенефит од 102 мил. € и трошок од 100 мил. € има еднаква нето сегашна вредност како и проект Б во кој вкупната корист е 12 мил. €, а вкупната вредност на трошоците се 10 мил. €.

5.4.3. Пресметка на индексот на профитабилност – Benefit/Cost метод

Друг показател кој се користи за валоризација на проектите е **индексот на профитабилност** (Profitability Index - PI) или често познат како **количник корист/трошок** (Benefit-Cost Ratio - BCR). Со примена на овој метод се надминува третата слаба страна на методот на нето сегашна вредност кој не го изразува добро релативниот однос на инвестициите.

Со примена на овој метод, индексот на профитабилност на проектот А изнесува 1,02 додека индексот на профитабилност на проектот Б изнесува 1,2. Тоа претставува добар индикатор дека проектот Б е подобар како инвестиција во споредба со проектот А, што може и интуитивно да се заклучи и заради зголемениот ризик за реализација на иста добивката во проектот А како и во проектот Б, но со 10 пати зголемен ангажиран капитал. Индексот на профитабилност се пресметува како количник на сегашната вредност на сите готовински приходи и сегашната вредност на сите готовински расходи во проектот. Се пресметува според формулата:

$$PI = \frac{B}{C} = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{B_i}{(1+s_a)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+s_a)^i}}$$

$$PI = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{B_{nj}}{(1+s_a)^j}}{I_0}$$

Доколку инвестициите се случуваат само во почетната година, што е најчест и многу реален случај при поставување на фотоволтаичен систем за производство на електрична енергија во домаќинствата, индексот на профитабилност се пресметува како количник помеѓу сегашната (актуализирана/дисконтирана) вредност на оперативниот готовински тек и сегашната вредност на иницијалните инвестиции.

B_{nj} - нето добивка во годината j , после одбивање на сите трошоци, вклучувајќи ги и даноците
 I_0 - почетна инвестиција
 s_a - стапка на актуализација (дисконтна стапка – discount rate);

Очигледно, инвестицијата е прифатлива доколку индексот на профитабилност е поголем од 1,0. Доколку, пак индексот на профитабилност е помал од 1,0 инвестицијата не е прифатлива за реализација. Во случај кога индексот на профитабилност на проектот е еднаков на единица, проектот е на границата на прифатливост. Критериумите за прифатливост на инвестицијата според овој критериум се прикажани во Таб.5.4.

ТАБЕЛА 5.4. Критериуми за прифатливост на проектот според индексот на профитабилност (Benefit/Cost метод)

Ако...	Значи...	Тогаш...
$PI > 1$	Инвестицијата ќе ги зголеми приходите на претпријатието	Проектот може да се прифати
$PI < 1$	Инвестицијата ќе ги намали приходите на претпријатието	Проектот треба да се одбие
$PI = 1$	Инвестицијата ниту ќе ги зголеми ниту ќе ги намали приходите на претпријатието	Одлуката не може да се донесе врз база на овој фактор . Во тој случај треба да се земат предвид други дополнителни фактори.

Во случај на споредба на два проекти преку Benefit/Cost методот, од економски аспект поприфатлив е оној проект чиј индекс на профитабилност е поголем.

5.4.4. Пресметка на внатрешната стапка на рентабилност

Внатрешната стапка на рентабилност (повраток на инвестициите) (Internal Rate of Return-IRR) претставува една од најкористените методи за вреднување на проектите. IRR е дефиниран како стапка на актуализација при која нето сегашната вредност на проектот е еднаква на нула:

$$NPV = \sum_{i=0}^n \frac{B_i}{(1+IRR)^i} - \sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+IRR)^i} = \sum_{i=0}^n \frac{B_i - C_i}{(1+IRR)^i} = 0$$

Прифатливоста на проектот според критериумот внатрешната стапка на рентабилност зависи од трошокот на капиталот во компанијата. Ако пресметаниот IRR го надминува процентуалниот трошок на капитал, тогаш инвестицијата е прифатлива. Доколку, пак, пресметаната внатрешна стапка на рентабилност е помала од процентуалниот трошок на капиталот, инвестицијата во проектот се отфрла.

Често пати како показател за споредба може да се користат и следниве показатели:

1. Каматната стапка на средствата од кои се финансира проектот. Според методот на внатрешна стапка на рентабилност проектот е прифатлив доколку пресметаниот IRR е поголем од каматната стапка на средствата со кои се финансира проектот и
2. Бараната стапка на принос (повраток на капиталот) (Required Rate of Return). Се бара пресметаниот IRR да биде поголем од бараната стапка на принос,

Пресметката на внатрешната стапка на рентабилност, која е решение на равенката (1), бара познавање од математика или познавање на некој комерцијален софтверски пакет. Најчесто се пресметува итеративно со избор на почетно решение кое е еднако на посакуваната внатрешна стапка на рентабилност на проектот или, пак, со користење на алатките GoalSeek или Solver кои се дел од програмот MS Excel. Кога два проекти се споредуваат со помош на нивната внатрешна стапка на рентабилност (IRR), од економски аспект поприфатлив е оној проект кој има поголема внатрешна стапка на рентабилност.

5.4.5. Анализа на случај – градба на фотоволтаична централа

Градбата на една фотоволтаична централа е сложен и уникатен технички проект, кој се презема со цел да се произведе „чиста“ електрична енергија од обновлив извор. За тоа да се оствари потребно е да се задоволат низ технички и економски услови. Самата почетна инвестиција може да биде поделена на неколку сегменти:

- трошоци за обезбедување на градежно земјиште
- трошоци за обезбедување на потребни документи и дозволи
- дизајнирање и проектирање на централата
- набавка на опрема
- носечка конструкција за панелите
- инсталација на опремата

Во понатамошниот тек на проектот, мора да се предвидат и:

- трошоци за одржување и сервисирање на централата
- трошоци за осигурување на опремата

Една од најпроблематичните ставки за да Инвеститорот донесе одлука за отпочнување на градба е првата ставка, односно обезбедување на земја/површина за изградба на фотоволтаична централа. Имено за да се изгради ФВ централа, потребно е да се обезбеди градежна дозвола. За да се обезбеди оваа дозвола потребни се повеќе документи, но уште поважно е што оваа процедура кај нас, во Р. Македонија, може да трае многу долго, што може да биде обесхрабрувачки за Инвеститорот или пак да донесе одлука за преносачување на инвестицијата. Воопшто, целата постапка за обезбедување на сите потребни документи за да почне со работа централата, треба да се рационализира и олесни со цел да се поттикнат инвестициите при градба на нови фотоволтаични централи.



Слика 5.5: Фотоволтаичен систем изграден врз магацин на компанија

Исплатливоста на фотоволтаичните системи поврзани на мрежа наменети за делумно покривање на потрошувачката на електрична енергија е анализирана за неколкуте тарифни групи на потрошувачи, дефинирани од страна на Регулаторната комисија за енергетика (РКЕ) на Р. Македонија. Според РКЕ потрошувачите на електрична енергија се поделени во две групи. Во првата група припаѓаат домаќинствата, додека пак во втората група се комерцијалните и деловните објекти и индустриските потрошувачи. Двете групи се поделени во по два тарифни степени. Во Таб.5.5 се прикажани цените за испорачана електрична енергија за потрошувачите од втората тарифна група во Р. Македонија кои важат во октомври 2017 година.

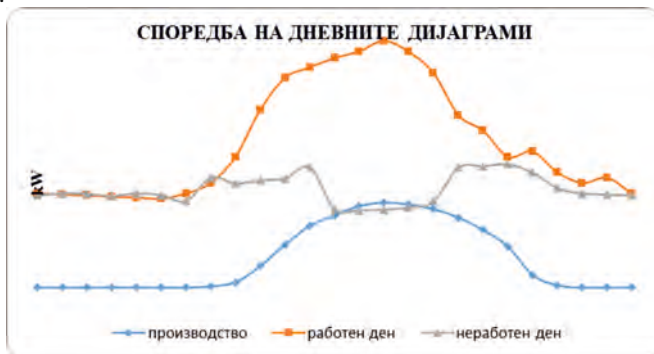
ТАБЕЛА 5.5. Цени на електрична енергија во втората тарифна група на потрошувачи

I тарифен степен	
Максимална (врвна) ангажирана моќност во интервал од 15 минути во текот на еден месец	752,41 ден/kW
Превземена активна електрична енергија (висока тарифа)	3,6 ден/kWh
Превземена активна електрична енергија (ниска тарифа)	1,77 ден/kWh
Прекумерна превземена реактивна електрична енергија $\cos\varphi = 0,95$ (висока тарифа)	0,89 ден/kVarh
Прекумерна превземена реактивна електрична енергија $\cos\varphi = 0,95$ (ниска тарифа)	0,46 ден/kVarh
II тарифен степен	
Превземена активна електрична енергија (висока тарифа)	8,7 ден/kWh
Прекумерна превземена реактивна електрична енергија $\cos\varphi = 0,95$ (висока тарифа)	1,66 ден/kVarh

Значи бенефитот од производство на електрична енергија од фотоволтаичните системи на претпријатијата кои спаѓаат во вториот тарифен систем може да се реализира со:

- намалување на максималната ангажирана врвна моќност на претпријатието
- намалување на преземената електрична енергија од мрежа во периодите кога
- отрошувачката е поголема од производството
- продажба на вишокот на електрична енергија во мрежа во периодите кога
- производството е поголемо од потрошувачката

На слика 5.6 е претставен конзумот на индустриски потрошувач со максимална инсталирана моќност од 50 kW кој припаѓа на вториот тарифен степен. Анализирана е можноста потрошувачот да постави ФВ систем со инсталирана моќност од 19,8 kWp, кој би служел за намалување на превземената активна моќност од мрежа. Може да се заклучи дека фотоволтаичниот систем во периодот од 9.00 до 19.00 го намалува превземеното количество на енергија од мрежа, а во неработни денови во периодот од 12.00 – 16.00 часот и целосно ја покрива побарувачката на електрична енергија на претпријатието, со што се овозможува значителна заштеда.



Слика 5.6: Споредба на просечни работните дијаграми во работен и неработен дена на претпријатие со можноста за производство на електрична енергија од фотоволтаичен систем со моќност 20 kWp

Во Таб.5.6 е прикажана зависност на внатрешната стапка на рентабилност на еден фотоволтаичен систем кој напојува претпријатие кое електричната енергија ја плаќа според вториот тарифен степен. Резултатите се охрабрувачки бидејќи овозможуваат прифатливост на инвестицијата доколку се обезбедат парични средства чиј трошок на капитал не надминува 10% што е и реално остварливо. Исто така може да се завележи дека продолжувањето на експлоатациониот период од 20 на 25 години не доведува до подобрување на економскиот показател.

ТАБЕЛА 5.6. Зависност на внатрешната стапка на рентабилност од времетраење на експлоатациониот период на фотоволтаична електрична централа и од нејзината моќност (II тарифен степен)

	10	15	16	17	18	19	20	25
20 kWp	6,53%	9,72%	9,96%	10,14%	10,27%	10,36%	10,41%	10,36%

Економската исплатливост на фотоволтаичните системи инсталирани во мали и средни претпријатија се очекува во иднина уште повеќе да се зголеми, а со тоа и интересот за нивна градба заради:

- Намалување на специфичната цена на чинење на инсталирам kWp за фотоволтаична електрична централа
- Зголемување на цената на електрична енергија
- Обезбедување на евтини “зелени” кредити со каматна стапка блиска до 0%
- Потребата од обезбедување на поголемо сопствено производство од обновливи извори и сл.

Исто така, многу мали и средни претпријатија очекуваат поддршка од фондови кои имаат за цел заштита на околината, како и поддршка од државата со субвенционирање на почетната инвестиција, со што би се поттикнал процесот на обезбедување на сопствена енергија кај малите и средни претпријатија. Позитивните искуства секако ќе придонесат за охрабрување на сопствениците на мали и средни претпријатија да вложат во фотоволтаични системи, прифаќајќи ги како можност за зголемување на нивниот капитал.