

**Р.Ф.Юнусов  
С.К.Шерьязов  
Ш.Б.Юсупов**

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ  
ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ  
ЭЛЕКТРОПОТРЕБИТЕЛЕЙ МАЛОЙ  
МОЩНОСТИ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ  
(на примере Джизакской головной насосной станции)**

**МОНОГРАФИЯ**



**Монография рассмотрена и допущена к публикации на заседании  
Научного Совета «Ташкентского института инженеров ирригации и  
механизации сельского хозяйства» Национального исследовательского  
университета (Протокол №6 от « 26 » января 2023 г.).**

**УДК 621.311.26**

**ISBN 978-9943-9665-8-1**

В монографии рассматриваются характеристики технологического оборудования и электропотребителей Джизакской головной насосной станции. Определены номинальные, рабочие, эксплуатационные и результирующие показатели электропотребителей – мощности, режимы работы, потребление электрической энергии. Различными методами определён потенциал нетрадиционных возобновляемых источников энергии – солнце и ветер – на территории насосной станции. Приведены методики расчёта и результаты расчётов по определению суммарной тепловой и электрической энергии для рекомендуемых отдельных видов электропотребителей. Даны указания по энергообеспечению конкретных потребителей.

Монография предназначена для студентов бакалавриата по направлениям образования 5430500-«Энергообеспечение сельского и водного хозяйства», 5430200-«Электрификация и автоматизация сельского хозяйства», 5111000-5310200-«Электроэнергетика (в водном хозяйстве), магистратуры 5А430501-«Энергообеспечение сельского и водного хозяйства», а также для специалистов, выполняющих научно-практические работы по разработке и использованию нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

**Рецензенты:** **Бердиев У.Т.** – Ташкент давлат транспорт университети «Электротехника» кафедраси мудири, т.ф.н., профессор.  
**Рахматов А.Д.** – ТИҚХММИ «Электр таъминоти ва қайта тикланувчи энергия манбалари» кафедраси доценти, т.ф.н.

**Юнусов Р.Ф., Шерязов С.К., Юсупов Ш.Б.**  
**Использование возобновляемых источников энергии для  
электропотребителей малой мощности насосной станции  
(на примере Джизакской головной насосной станции).**  
**Монография. - Т.: «ТИИИМСХ» НИУ, 2023. – 92 с.**

© «Ташкентский институт инженеров ирригации и механизации сельского хозяйства» Национальный исследовательский университет, 2023 г.

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность проблемы.** Электроснабжение сельской местности решает целый ряд задач и прежде всего повышает эффективность агропромышленного производства, улучшает условия жизни населения в сельской местности. Учитывая все возрастающее потребление тепловой и электрической энергии в сельском хозяйстве, необходимо совершенствовать системы электрооборудования теплоэнергоснабжения, рационально использовать топливно-энергетические ресурсы и искать новые методы и технологии получения энергии на основе современных энергосберегающих технологий [10-16].

Сельское хозяйство, определяющее продовольственную безопасность страны, относится к числу энергоёмких отраслей. Ограниченные запасы органического топлива и непрерывный рост затрат на их использование требуют поиска путей рационального использования энергетических ресурсов. Одним из путей является использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [10-17].

В мире использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) занимает одно из ведущих мест по экономии топливно-энергетических ресурсов, повышению надёжности и бесперебойности энергоснабжения. Экономический потенциал возобновляемых источников велик, и их доля в мировом энергопотреблении может составить более 15%. В Республике Узбекистан экономический потенциал возобновляемой энергии составляет около 35% от объёма потребления топливно-энергетических ресурсов, что является благоприятным условием для решения энергетических проблем [10-20]. «Учитывая, что запланированное увеличение доли использования ВИЭ на 32%, энергоэффективности на 32,5%, уменьшение выбросов и парниковых газов как минимум на 40% на мировом уровне в период с 2021 по 2030 года» [21], требует внедрения на практике установок ВИЭ, повышающих бесперебойность и надёжность энергии. В связи с этим, использование установок ВИЭ, адаптированных к климатическим условиям региона, имеет важное значение.

В мире ведутся научно-исследовательские работы, направленные на создание оптимальных конструктивных и схемных решений технологических

установок ВИЭ для энергопотребителей малой мощности и научное обоснование их параметров. В связи с этим, особое внимание уделяется созданию установок ВИЭ, адаптированных к климатическим условиям, обоснованию процесса технологической работы и энергетических параметров. Из числа ВИЭ наиболее перспективным и по признаку доступности потребителям являются использование солнечной и ветровой энергии. В мире действует большой парк гелио- и ветроэнергетических установок (ГЭУ, ВЭУ) с суммарной мощностью более 200 ГВт.

В Республике Узбекистан достигнуты определённые результаты по принятию комплексных мер и расширению использования возобновляемой энергии в энергетических сетях, разработки усовершенствованных установок ВИЭ на основе энергосберегающих технологий [1-9]. В Стратегии действий по дальнейшему развитию Республики Узбекистан на 2017-2021 годы, определены задачи: «... внедрения инновационных технологий, научно-технических разработок в сфере развития возобновляемой энергетики и повышения энергоэффективности, расширение производства и локализация энергосберегающего оборудования и приборов, в том числе путём трансфера технологий и создания инженерных центров...» [9]. При реализации этих задач, большое значение имеет создание научно-технических решений по созданию технологических установок ВИЭ, предназначенных для выработки электроэнергии с использованием возобновляемых различных видов энергии, а также обоснованию их оптимальных параметров.

Таким образом, существует экономико-хозяйственная проблема в объективной необходимости использования ВИЭ в сельско и водохозяйственном производстве. Её интерпретация в научно-техническую область требует решения двух проблем: определение условий эффективного использования возобновляемых источников (ВИ) и создание эффективных схем совместного использования традиционных и возобновляемых источников для рационального сочетания потребляемых энергоресурсов в системе энергоснабжения.

Анализ систем энергоснабжения в производствах агропромышленного комплекса показывает, что ВИЭ, как правило, рассматривается как дополнительный источник. Тогда система энергоснабжения с использованием

ВИЭ должна иметь научно обоснованную структуру для рационального использования энергоресурсов.

Рациональное сочетание потребляемых энергоресурсов может быть определено на стадии проектирования системы энергоснабжения. Однако недостаточная проработка методологических основ и общих методических положений в проектировании энергосистемы с использованием ВИЭ не позволяет выбрать рациональное сочетание традиционных и возобновляемых энергоресурсов.

В условиях развитой гелио- и ветротехники наиболее актуальными становятся вопросы эффективного их использования путём согласования режимов поступления и потребления возобновляемой энергии. Отсутствие научно обоснованных показателей и методов их оценки не позволяют определить условия эффективного использования ВИЭ в системе энергоснабжения.

Настоящая работа посвящена решению научно-практической проблемы, теоретического обоснования рационального сочетания традиционных и возобновляемых энергоресурсов для эффективного энергоснабжения энергопотребителей малой мощности на насосной станции с учётом потенциала солнечной и ветровой энергии на примере Джизакской насосной станции, позволяющих решать задачи структурной оптимизации комбинированной системы энергоснабжения конкретных потребителей.

**Цель работы.** Разработка методологии рационального сочетания традиционных и возобновляемых энергоресурсов в системе энергоснабжения маломощных потребителей на насосной станции для снижения затрат на потребляемую энергию (для оценки эффекта от совместного использования возобновляемых источников энергии разных типов в автономной системе электроснабжения).

**Объект исследования.** Комбинированная система энергоснабжения маломощных потребителей на насосной станции с использованием гелио- и ветроэнергетических установок.

**Предмет исследования.** Оценка взаимосвязи функционирования гелио- и ветроэнергетических установок в комбинированной системе энергоснабжения

маломощных потребителей на насосной станции.

Для достижения поставленной цели ставятся следующие **задачи**:

1. Провести анализ состояния энергоснабжения маломощных потребителей на насосной станции и разработать методологию выбора рационального сочетания традиционных и возобновляемых энергоресурсов в системе их энергоснабжения;

2. Разработать показатели и методы оценки использования возобновляемых источников в системе энергоснабжения путём согласования режимов поступления и потребления возобновляемой энергии;

3. Определить энергетические характеристики возобновляемых источников и условия функционирования гелио- и ветроэнергетических установок при отдельном и совместном использовании солнечной и ветровой энергии;

4. В дальнейших работах разработать технические решения для согласованного действия традиционных и возобновляемых источников в системе энергоснабжения и исследовать режимы их работы путём имитационного моделирования;

5. На основе технико-экономических показателей системы энергоснабжения обосновать оптимальные параметры гелио- и ветроэнергетических установок и условия эффективного энергообеспечения потребителей от ВИЭ;

6. Разработать рекомендации по выбору рационального сочетания потребляемых энергоресурсов в системе энергоснабжения маломощных потребителей на насосной станции (на примере Джизакской насосной станции).

#### **Методы исследований и достоверность результатов.**

Методологической основой исследований является системный подход к анализу комплексной схемы энергоснабжения. В работе использованы основные положения теоретической электротехники и теплотехники, электро- и теплоснабжения сельского хозяйства, теории вероятностей и математической статистики, а также методы математического моделирования процессов в системе энергоснабжения, использующей возобновляемые источники, и оптимизации параметров системы.

# 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ДЖИЗАКСКОЙ ГОЛОВНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

## 1.1. Общая характеристика каскада Джизакских насосных станций

Каскад Джизакских насосных станций представляет собой ирригационный комплекс, состоящий из трёх насосных станций, подводящих каналов, напорных трубопроводов, магистральных каналов и гидротехнических сооружений на них. Основной задачей каскада является своевременная и бесперебойная подача воды, для орошения земель Сырдарьинской и Джизакской областей [22, 23].

Под ведомством Управления Джизакской Головной Насосной Станции (ДГНС) находится каскад Джизакских насосных станций со следующими сооружениями: 1-ая Джизакская насосная станция (ДНС); 2-ая Джизакская насосная станция (ДНС); 3-я Джизакская насосная станция (ДНС); Хавасабадская насосная станция; Янгиабадская насосная станция I-II-III-IV-стояки; магистральные каналы ДМ-I, ДМ-II и ДМ-III; подстанция, обслуживающая три насосные станции; стальные напорные трубы, находящиеся под высоким давлением воды и водоподводящие каналы.

Джизакская насосная станция №1 имеет 7 насосных агрегатов, 5 из которых оснащены насосами типа 2400В 25/40 и электродвигателями марки ВДС-375/125-24-У4, 2 насоса – типа 1600В 10/40 приводятся электродвигателями марки ВДС-325/59-24-У4. Эта насосная станция (длина напорного трубопровода I – 2260 м., длина напорного трубопровода II – 2256 м, диаметр трубопроводов – 4240 мм) подаёт воду в магистральный канал ДМ-I, находящийся на высоте  $H = 23,7$  м. К напорному трубопроводу I подключены 2 насосных агрегата производительностью по  $10 \text{ м}^3/\text{с}$  и 2 насосных агрегата – по  $25 \text{ м}^3/\text{с}$ , к напорному трубопроводу II подключены 3 насосных агрегата производительностью по  $25 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Джизакская насосная станция №2 оснащена 4 насосами типа 2000В 16/63 и электродвигателями марки ВДС-375/130-24-У4, 2 насосами типа 1200В 6,3/63 и электродвигателями марки ВДС-325/49-16С. Эти насосные агрегаты (длина напорного трубопровода I – 2270 м, диаметр – 3640 мм, длина напорного

трубопровода II – 2266 м, диаметр – 4240 мм) подают воду по стальным трубам в канал ДМ-II-I, находящийся на высоте  $H = 46$  м.

Джизакская насосная станция №3 оснащена двумя насосами типа 1200В 6,3/63 и электродвигателями марки ВДС-325/49-16, двумя насосами типа 2000В 16/63 и электродвигателями марки ВДС-375/130-24-У4. Напорная труба имеет длину 3152 м, диаметр – 3640 мм и переносит воду по трубе на высоту  $H = 44,5$  м в канал ДМ-III.

Вода в Джизакскую насосную станцию №1 поступает через водоподводящий канал (длина 675 м) из проточного канала Южный Мирзачуль, уровень воды в котором регулируется затвором на ПК-400.

Хавасабадская насосная станция оснащена 5 насосами типа Д4000-95-А-2 и 5 электродвигателями марки СДНЗ-216-59-6Уз. Два напорных трубопровода длиной 8,7 км и диаметрами по 1020 мм подают  $4 \text{ м}^3/\text{сек}$  воды на высоту 61,92 метра.

Янгибадская насосная станция 1-ого подъёма укомплектована 5 насосами типа Д1250-65 и 5 электродвигателями марки ДАВ-315-4УЗ. Напорный трубопровод имеет длину 5,1 км, диаметром 1020 мм, переносит  $1,2 \text{ м}^3/\text{сек}$  воды на высоту 51,55 м.

Янгибадская насосная станция 2-ого подъёма укомплектована 5 насосами типа ЦНСГ 850-24 и 5 электродвигателями марки А4-85/49-4УЗ. Длина напорного трубопровода составляет 27,5 км при диаметре 1020 мм, по которому проходит  $1,024 \text{ м}^3/\text{сек}$  воды на высоту 171,17 м.

Янгибадская насосная станция 3-его подъёма укомплектована 7 насосами типа ЦНСГ 850/240 и 7 электродвигателями марки А4-450Х-4УЗ. Длина напорного трубопровода составляет 11,9 км при диаметре 1020 мм, по ней подача воды составляет  $2,7 \text{ м}^3/\text{сек}$  на высоту 211 м.

Янгибадская насосная станция 4-ого подъёма укомплектована 4 насосами типа ЦНС 300/360 и ЦНС-300/420, электродвигателями марки А4-85/49-4УЗ. Длина напорного трубопровода составляет 30,7 км с различными диаметрами 1020 мм, 530 мм и 426 мм, по которым проходит  $0,67 \text{ м}^3/\text{сек}$  воды и поднимается на высоту 300 м.



Вода в Джизакскую насосную станцию №2 поступает через водоподводящий канал длиной  $L=1495$  м из проточного канала ДМ-I, уровень воды в котором регулируется затвором на ПК-371.

Вода в Джизакскую насосную станцию №3 поступает через водоподводящий канал длиной  $L=2200$  м из проточного канала ДМ-II-I, уровень воды в котором регулируется затвором на ПК-33.

В период 2020 года ремонтная бригада Управления Насосных станций своими силами выполнила текущий ремонт 5 насосных агрегатов в ДГНС, 2 насосных агрегата во 2-ой ДНС, 3 насосных агрегата во 3-ей ДНС.

В период 2020 года Подрядные организации Управления Насосных станций своими силами выполнила текущий ремонт 5 насосных агрегатов в ДГНС, 2 насосных агрегата во 2-ой ДНС, 3 насосных агрегата во 3-ей ДНС.

В целях улучшения технического состояния 3-го каскада АНС и обеспечения его бесперебойной работы в план на 2021 год включены работы по закачке с целью повышения прочности бетонных стен подземных частей здания насосной станции, предотвращения эрозии.

Выполняются все запланированные мероприятия по дальнейшему совершенствованию эксплуатации насосных станций Управления, повышению их долговечности и обеспечению безопасной эксплуатации насосных агрегатов, каналов и гидротехнических сооружений в поливном сезоне 2021 года [22, 23].

## **1.2. Краткая характеристика объекта исследования**

Джизакская насосная станция оснащена в настоящее время семью насосными агрегатами: двумя разменными типа 1600В 10/40 с электродвигателями ВДС-325-59/24-У4 и пятью основными типа 2400В 25/40 с электродвигателями ВДС-375-125/28-У4, которые осуществляют водоподъём по двум ниткам напорных трубопроводов ( $D=4240$  мм,  $L=2258$  метров) на высоту 23 метра. На первую нитку работают два разменных и два основных агрегата; на вторую нить задействованы параллельно три основных агрегата (рис. 1.1).

Головной водозабор Джизакской оросительной системы осуществляется из верхнего бьефа перегораживающего сооружения на ПК400 Южно-Мирзачульского канала и подаёт воду в канал ДМ-1 между 1-ДНС и 2-ДНС,

разделён перегораживающим сооружением для создания подпоры воды, обеспечивающих поступление поливной воды в теле левой дамбы канала.

1-ДНС расположена в Сырдарьинской области Хавастского района посёлок Мустакиллик (рис. 1.2).



Рисунок 1.1. Подъёмные трубопроводы насосной станции.



Рисунок 1.2. Расположение насосной станции.

### 1.3. Особенности энергоснабжения Джизакской насосной станции

Электроснабжение насосной станции 1-ДНС осуществляется по двум воздушным линиям 10 кВ на металлических опорах от подстанции 220/110/10 кВ «Тузель» – длиной 215 метров (табл. 1.1).

На насосной станции имеется три секции КРУ-10 кВ с отдельными вводами, от которых запитаны семь синхронных электродвигателей напряжением 6 и 10 кВ мощностью: 5000 кВт – 2 шт.; мощностью 12500 кВт – 5 шт., два силовых трансформатора собственных нужд по 100 кВА 10/04 кВ и две воздушные линии 10 кВ. Основные данные о насосной станции отображены в таблице 1.1 [22, 23].

Таблица 1.1. Основные данные 1-ДНС.

№	Показатели	Единицы измерения	Сведения
1	Расположение и адрес		Сырдарский район, Хавастский район, посёлок Мустакилик
2	Функция насосной станции		Орошение
3	Источник воды		Южный Мирзачульский канал ПК-396+30
4	Год ввода в эксплуатацию		1978 год
5	Организация-проектировщик		«Средазгипроводхлопок»
6	Завод производитель насосных агрегатов		«Уралгидромаш»
7	Количество установленных насосных агрегатов	шт.	7
8	Марка насосов		1600В-10/40 – 2 шт. 2400В-25/40 – 5 шт.
9	Подача насосных агрегатов	м куб в секунду	10, 25
10	Высота подъёма воды	м	23,7
11	Марка электродвигателей		ВДС-325/59-24, ВДС-375/125-28
12	Установленная мощность	кВт	72500
13	Рабочее напряжение	В	6000, 10000

14	Частота вращения ротора	Оборотов в минуту	250, 214
15	Линия электропередач 10кВ		ВЛ «Тузель» 10 кВ – 215 м
16	Категория надёжности электроснабжения		II

Электродвигатели запитаны через силовые трансформаторы 10/6 кВ мощностью 6300 кВА каждый. Питание низковольтных электродвигателей вспомогательного оборудования насосной станции осуществляется от комплектного РУ-0,4 кВ.

Таблица 1.2. Основное электрооборудование 1-ДНС.

№ п/п	Наименование электрооборудования		Номинальная мощность, кВт	Время работы в сутки
<b>Электродвигатели</b>				
1	для привода насоса 7 шт.		72500	24 часа
2	для привода задвижек 6 шт.		9,6	2 часа если падает давление в МНУ
3	для привода дренажных насосов 4 шт.		477	3 часа (16-19 часов)
4	Для привода мостового крана 2 шт.		54	3-4 часа (при ремонтных работах)
<b>Электроосвещение</b>				
5	Машинного зала	Светодиодные лампы 20 шт.	0,576	10 часов
6	Вспомогательного помещения	Светодиодные лампы 58 шт.	1,799	10 часов
7	Нижние этажи (аккумуляторная, РУ-10, Кабельная, Дисковый затвор, тех вода, ОТМЗ,9)	Светодиодные лампы 27 шт.	1,213	24 часа
8	Периметр насосной станции	Светодиодные лампы 23 шт.	1,955	10 часов
<b>Электронагреватели</b>				
9	Водонагреватели		3,0	4 часа (12-16 часов)
10	Воздухонагреватель 4 шт.		8,5	10 часов
<b>Система охлаждения</b>				
11	Кондиционер		7,0	10 часов

Как видно основными потребителями электрической энергии являются основные и дренажные насосы. Их питание осуществляется на напряжении 6, 10 и 0,4 кВ соответственно (табл. 1.2).

1600В-10/40 и 2400В-25/40 центробежные насосы с вертикальной осью одноступенчатые, спирального типа, с рабочими колёсами одностороннего входа.

Насосы предназначены для перекачивания воды и других жидкостей (рис.1.3), аналогичных по вязкости и химической активности, с максимальной плотностью твёрдых частиц 2500 кг/м<sup>3</sup>, максимальной массовой концентрацией твёрдых частиц 0,5%, в том числе абразивных 2%, максимальный размер твёрдых частиц 0,1мм, с температурой не более 45 градусов Цельсия [24, 25].

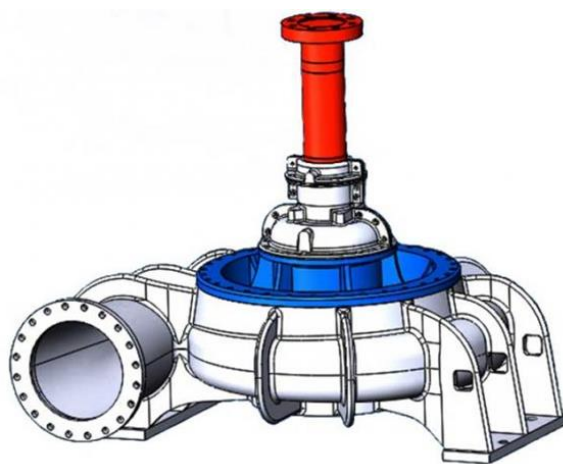


Рисунок 1.3. Внешний вид насосов типа В.

Для привода насосов применяются синхронные электродвигатели типа ВДС2-325/64-20 и ВДС2-375/125-28 (рис. 1.4). Они представляют собой модернизированные вертикальные синхронные двигатели с наружными диаметрами статора 325 и 375 см соответственно; длиной сердечника 64 и 125 см соответственно; с 20 и 28 полюсами. Двигатели специально разработаны для привода вертикальных гидравлических насосов и для применения в подвесном исполнении с подпятником и двумя направляющими подшипниковыми корпусами, расположенными в верхней и нижней крестовине, с фланцевым исполнением соединения вала двигателя и насоса [26].

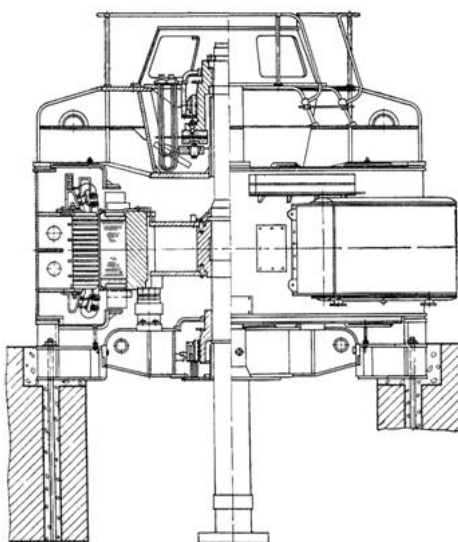


Рисунок 1.4. Внешний вид двигателей типа ВДС.

#### **1.4. Электрические потребители малой мощности насосной станции**

Для потребителей малой мощности, включенных к трансформаторам собственных нужд (10/0,4 кВ), эффективно использование возобновляемых источников энергии.

Предлагается замена устройств электрического нагрева, вентиляции и приборов электрического освещения в различных помещениях насосной станции.

Вентиляционные установки смонтированы на нижних этажах насосной станции (рис. 1.5.). Вентиляционная система насосной станции ДГНС-1 предназначена в основном для предотвращения повышения влажности внутри здания, также для перекачивания через 4 отдельных воздухозаборных вала в насосной станции. Для откачки влажного воздуха, дыма и газов используются 4 отдельные приточные шахты в помещении аккумуляторного блока, помещении технического водоснабжения, зале МНУ, помещении зала КРУ-10. Насосная станция ДГНС 1 работает непрерывно в течение марта, апреля, мая, июня, июля, августа, сентября и октября (8 месяцев) в связи с тем, что насосная станция используется для орошения земель в сельскохозяйственный вегетационный период. В течение оставшихся 4 месяцев года их используют

при ремонте (когда требуются сварочные работы). В насосной станции ДГНС-1 вентиляционная система приводится в работу 4 асинхронными электродвигателями каждый мощностью 0,75 кВт. Они управляются вручную простыми автоматическими выключателями. Для привода приточных вентиляционных устройств насосной станции ДГНС-1 используются электродвигатели мощностью 3 кВт.

Таблица 1.3. Потребляемая мощность при непрерывной работе насосной станции ДГНС 1.

Месяцы / Названия комнат	март	апрел	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь
Аккумуляторная	558	534	558	534	558	558	534	558
Помещение технического водоснабжения	558	534	558	534	558	558	534	558
Зал МНУ	558	534	558	534	558	558	534	558
Зал КРУ-10	558	534	558	534	558	558	534	558
Итого:	2232	2136	2232	2136	2232	2136	2232	2136
Общее потребление источников бесперебойного питания								17472

Таблица 1.4. График потребления электроэнергии при ремонте вентиляционной системы в насосной станции ДГНС 1.

Месяцы / названия комнат	январь	феврал	Ноябрь	декабрь
Аккумуляторная	250	250	250	250
Помещение технического водоснабжения		200		
Зал МНУ	250			250
Зал КРУ-10			250	
Итого:	500	450	500	500
Расход электроэнергии в период ремонта				1950

Суммарная годовая потребляемая мощность для этих установок в насосной станции ДГНС 1 составляет 19422 кВт х ч.





Рисунок 1.5. Вентиляционные установки в помещениях насосной станции.



Рисунок 1.6. Нагревательная установка в помещении электродвигателя.



Необходимо разработать энергоэффективные режимы управления воздухозаборными устройствами насосной станции ДГНС 1 и выбрать их панели автоматического управления.

1. Вентиляционная система насосной станции ДГНС 1 может автоматически управляться датчиками влажности и газа.

2. Систему электроснабжения вентиляционной системы можно обеспечивать от автономной солнечной электростанции, потому что имеют малые потребляемые мощности электродвигателей и соответствующие режимы работы.

Устройства для обогрева помещений (рис. 1.6.) используются для удаления влаги в помещениях смонтированных электродвигателей. Они служат для подсушки изоляции обмоток электродвигателей насосов.

Система освещения в различных помещениях насосной станции работает в соответствующих режимах: в машинном зале, диспетчерской и других помещениях, где есть естественное освещение меньше часов в сутки; на нижних этажах круглосуточно. Режимы работы, установленные осветительные устройства и их мощности приведены в журналах регистрации потребления электрической энергии (рис. 1.7). На рисунках 1.8 и 1.9 приведены результаты расчётов потребления электрической энергии осветительными установками в различных помещениях насосной станции по дням и месяцам соответственно. По результатам видны характеристики осветительных установок: конструкция, источник освещения, установленная мощность, время работы, потребляемая электрическая энергия и сравнительные данные.

Для электроснабжения осветительных установок эффективно применение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – локальных электростанций. При этом осветительные сети необходимо управлять автоматически и объединить по режимам работы и территориально (расположению по этажам). В главе 3 приведены расчёты использования ВИЭ для осветительных сетей.







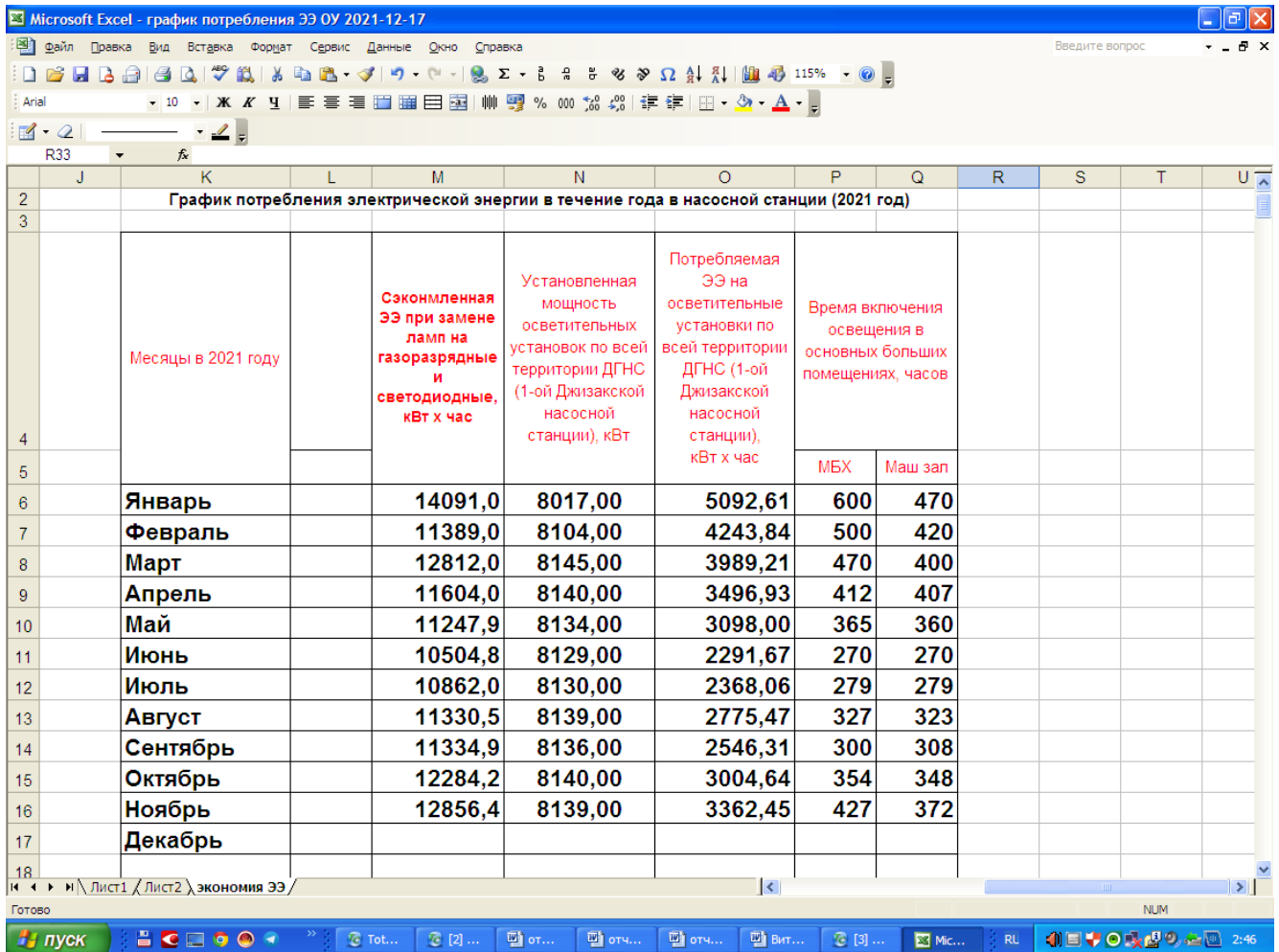


Рисунок 1.9. Листинг расчёта графика потребления суммарной электрической энергии по месяцам осветительными установками в насосной станции.

## 2. ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

### 2.1. Современная электроэнергетика Республики Узбекистан

Энергосистема республики крупнейшая в центральной Азии. Суммарная установленная генерируемая мощность превышает 14000 МВт. При этом более 80% генерирующих мощностей приходится на тепловые электростанции, в которых большинство энергоблоков работают на газе. Остальная выработка происходит на гидроэлектростанциях (рис.2.1). Ежегодная суммарная выработка составляет 60 миллиардов кВт\*ч электроэнергии, и растёт с каждым годом. Рост энергопотребления, связан с увеличением темпов роста ВВП.



Рисунок 2.1. Структура потребления и выработки энергии в республике.

В настоящее время в электросетях технические потери электроэнергии составляют 13% , четверть из которых приходится на республиканские участки магистральной сети 500/220 кВ. Остальные потери происходят в распределительных сетях [27].

В отдельных районах республики наблюдается дефицит электроэнергии. Центры питания и потребления расположены неравномерно. Поэтому наиболее часто, отключения происходят в Ферганской долине, в Кашкадарьинской, Сурхандарьинской, Самаркандской областях. Наиболее часто отключения происходят в осенне-зимний период.

Наибольшая выработка в республике происходит путём тепловой генерации.

В 2017 году была создана «Узбекгидроэнерго». Компания создана на базе существующих ГЭС, гидротехнических и прочих имеющих отношения к гидроэнергетике подразделений АО «Узбекэнерго», а также Объединения «Узсувэнерго» Минсельводхоза. АО «Узбекгидроэнерго» является исполнительным и ответственным органом по своевременному и качественному исполнению программы мер по дальнейшему развитию гидроэнергетики республики.

Из существующих ГЭС республики только Чарвакская, с установленной мощностью 620 МВт, и Ходжикентская с установленной мощностью 165 МВт могут предоставлять услуги, поскольку имеют зарегулированный сток в виде водохранилищ. В связи с вышеперечисленным, можно сделать вывод, что маневренные мощности невысоки и не превышают 5,5% от общей установленной мощности энергосистемы.

Гидроэнергетические ресурсы невысоки и достаточно ограничены. В связи с этим покрытие пиковых нагрузок и суточное регулирование не возможны без мобильных мощностей в системе республики. В связи с этим инвестирование в строительство пиковых электростанций, одно из приоритетных направлений развития системы.

Ввиду значительного потенциала в республике планируется активное внедрение и развитие генерации на базе возобновляемых источников энергии, в основном энергии солнца и ветра.

## **2.2. Использование возобновляемых источников энергии Республики Узбекистан**

Согласно постановлению Президента Республики Узбекистан ПП-4422 от 22.08.2019г, поручено увеличить долю ВИЭ в существующем объёме генерации до 25% к 2030 году. При этом в период 2020-2030гг, прогнозируется увеличение доли генерации электроэнергии от ВИЭ: по гидроэнергетике до 1487,6 МВт, по солнечной энергетике до 4300 МВт; по ветряной энергетике увеличение мощностей до 1600 МВт.

Имеющиеся потенциал водных ресурсов и значительный накопленный опыт сооружения и эксплуатации гидротехнических сооружений, позволяет иметь значительное развитие ВИЭ в области гидроэнергетики, путём разработки ввода мощностей малых и каскадных ГЭС, с применением современных гидроагрегатов.

Использование биогаза одно из перспективных направлений внедрения систем, на базе возобновляемых источников обеспечивающие безотходность производства и решающие вопросы переработки бытовых отходов. В связи с интенсивным развитием в республике животноводства, птицеводства и в целом сельского хозяйства, возникает необходимость переработки органических отходов. Использование биологического газа в энергетических целях позволит обеспечить относительную энергетическую, как тепловую, так и электрическую, автономность хозяйств особенно отдалённых от централизованного подвода энергии. При этом продукты переработки, возможно, использовать как удобрения для повышения плодородности земель. В настоящее время на части хозяйств Наманганской, Андижанской, Хорезмской, Сырдарьинской и Ташкентской областях по госпрограммам были созданы проекты установок выработки биологического газа различной производительности для переработки отходов животноводства и птицеводства. В настоящий момент в госпрограммах обсуждаются меры по развитию и глубокому внедрению энергетики биологического газа.

Методика расчёта установок выработки биологического газа включает в себя расчёт и определение технологической схемы, параметров конструкции и режимов работы установки, количества вырабатываемых биологического газа, энергии, тепла и оценку показателей энергетической эффективности и экономичности системы. Устройство установок по переработке биологического газа включает в себя комплекс расчётов для выбора систем по подготовке сырья, биомассы, установки, мощности станций и определению потребляемых нагрузок и согласования режимов при присоединении в существующую энергосистему. Помимо перечисленных выше условий должны быть рассмотрены меры по безопасной эксплуатации установок биологического газа.

Наиболее перспективными к развитию и внедрению являются ветровая и солнечная энергетика в связи с экологической чистотой, мобильностью станций, быстротой возведения, возможностью автономного пользования и других многочисленных преимуществ [28].

В настоящее время ведутся масштабные работы по разработке и внедрению технологий, а так же практическому использованию наиболее перспективных видов ВИЭ. В настоящее время в Ташкентской области эксплуатируется ветроэнергетическая станция мощностью 750 кВт. Вскоре на условиях партнерства государственных и частных инвестиций планируется возвести ветроэнергетические станции в районе Нукуса в Республике Каракалпакстан с установленной мощностью 100 МВт и в районе Зарафшан Навоийской области мощностью 200 МВт. Кроме того, на базе того же партнёрства, планируется создание солнечных фотоэлектрических станций в Карманинском районе Навоийской области с установленной мощностью 100 МВт и в Нурабадском районе Самаркандской области с установленной мощностью 100 МВт. В настоящее время, к введёнными в эксплуатацию солнечным фотоэлектрическим станциям автономного типа, можно отнести: станцию в Кандымском газоперерабатывающем комплексе Каракульского района Бухарской области с установленной мощностью 1,2 МВт, а также эксплуатируемые, в разных регионах республики, станции, с суммарной



установленной мощностью 317 кВт, которые частично интегрированы с локальными электрическими сетями, для обеспечения собственных нужд организаций.

Помимо введения крупных объектов энергетики, так же возможно повсеместное внедрение индивидуальных солнечных энергетических установок, как для нагрева сред для теплоснабжения и горячего водоснабжения.

Вследствие географического рельефа и климатических условий Узбекистана потенциал ветровой энергетики так же высок. Согласно многолетним климатическим наблюдениям, скорость ветра на территории республики может достигать 24 м/с. С учётом того, что для ветроэнергетических установок, достаточной является скорость 4 м/с, позволяет говорить о высоком потенциале развития ветровой энергетики.

Однако нестабильность и резкость климатических условий вносит особенность использования ветровой энергетики. Так резкие повышения скорости ветра, которые могут превышать допустимые значения, могут привести к выводу из строя ветроэнергетические установки. Также в большую часть времени ожидается низкое значение скорости ветра.

### **2.3. Использование солнечной энергии в Джизакской головной насосной станции**

Солнечная энергетика имеет наибольший потенциал в Республике. Уровень поступающей дневной инсоляции на территории Республики составляет с 2,8 до 5,2 кВт\*ч/м<sup>2</sup>. Количество солнечных дней на территории республики составляет от 250 до 270, а продолжительность солнечного свечения может достигать от 2850 до 3050 часов в году (рис. 2.2).

Сведём известные данные многолетних наблюдений, для места расположения насосной станции [29-34].

Энергетическая освещённость солнечной радиацией (кВт/м<sup>2</sup>) при ясном небе отображены зависимостями (рисунки 2.3-2.7).

Приведены средние значения энергетической освещённости:  $S$  – прямая солнечная радиация на нормальную к лучу поверхность;  $S'$  – прямая солнечная радиация на горизонтальную поверхность;  $D$  – рассеянная радиация на горизонтальную поверхность;  $Q$  – суммарная радиация на горизонтальную поверхность.

Значения приведены в актинометрические сроки наблюдений при следующих условиях облачности и состояния диска солнца: для рассеянной, суммарной радиации и радиационного баланса – общая облачность не более 2 баллов, солнечный диск и околосолнечная зона радиусом  $5^\circ$  свободны от облаков (и следов облаков); для прямой радиации, независимо от количества облаков – диск солнца и околосолнечная зона радиусом  $5^\circ$  должны быть свободны от облаков и их следов.

Средние значения энергетической освещённости  $S$ ,  $D$ ,  $Q$  вычислены из выборочных измерений при указанных условиях за весь период актинометрических наблюдений на станции. Они представляют собой наиболее высокие значения прямой, суммарной радиации, радиационного баланса и в большинстве случаев наиболее низкие значения рассеянной радиации при средней прозрачности атмосферы [29-36].

Значения прямой радиации  $S'$  при ясном небе, поступающей на горизонтальную поверхность, получены как разность между выборочными средними значениями суммарной и рассеянной радиации (рисунки 2.8-2.13).

Приведённые данные дают представление об изменении солнечной радиации при ясном небе от одного срока наблюдений к другому. Эти данные использованы для построения кривой суточного хода радиации при ясном небе.

Так же на зависимостях приведены средние многолетние значения сумм прямой  $S$ , рассеянной  $D$ , суммарной  $Q$  радиации и радиационного баланса  $B$  за разные интервалы времени – час, сутки, месяц и год.

По ст. Ташкент, обсерватория рассматриваемые зависимости составлены по данным самопишущих приборов.

Разделив часовые суммы  $S$ ,  $D$ ,  $Q$ ,  $B$ , выраженные в МДж/м<sup>2</sup>, на 3,6, получены средние часовые энергетические освещённости этих величин (в кВт/м<sup>2</sup>). Суммы радиации за месяц получены умножением суточной суммы на число дней в месяце.

Годовые суммы радиации получены суммированием месячных сумм.

Сведения по сумме прямой солнечной радиации на горизонтальную поверхность при ясном небе отображены на зависимости.

Сведения по продолжительности солнечного свечения отображены на зависимостях. Представлены средние многолетние значения следующих характеристик: продолжительность солнечного сияния, среднее значение за день с солнцем, суточный ход (рисунки 2.14-2.16).

Значения средней многолетней продолжительности солнечного сияния по месяцам и за год получены непосредственно путём подсчёта за весь период наблюдений (не менее 20 лет).

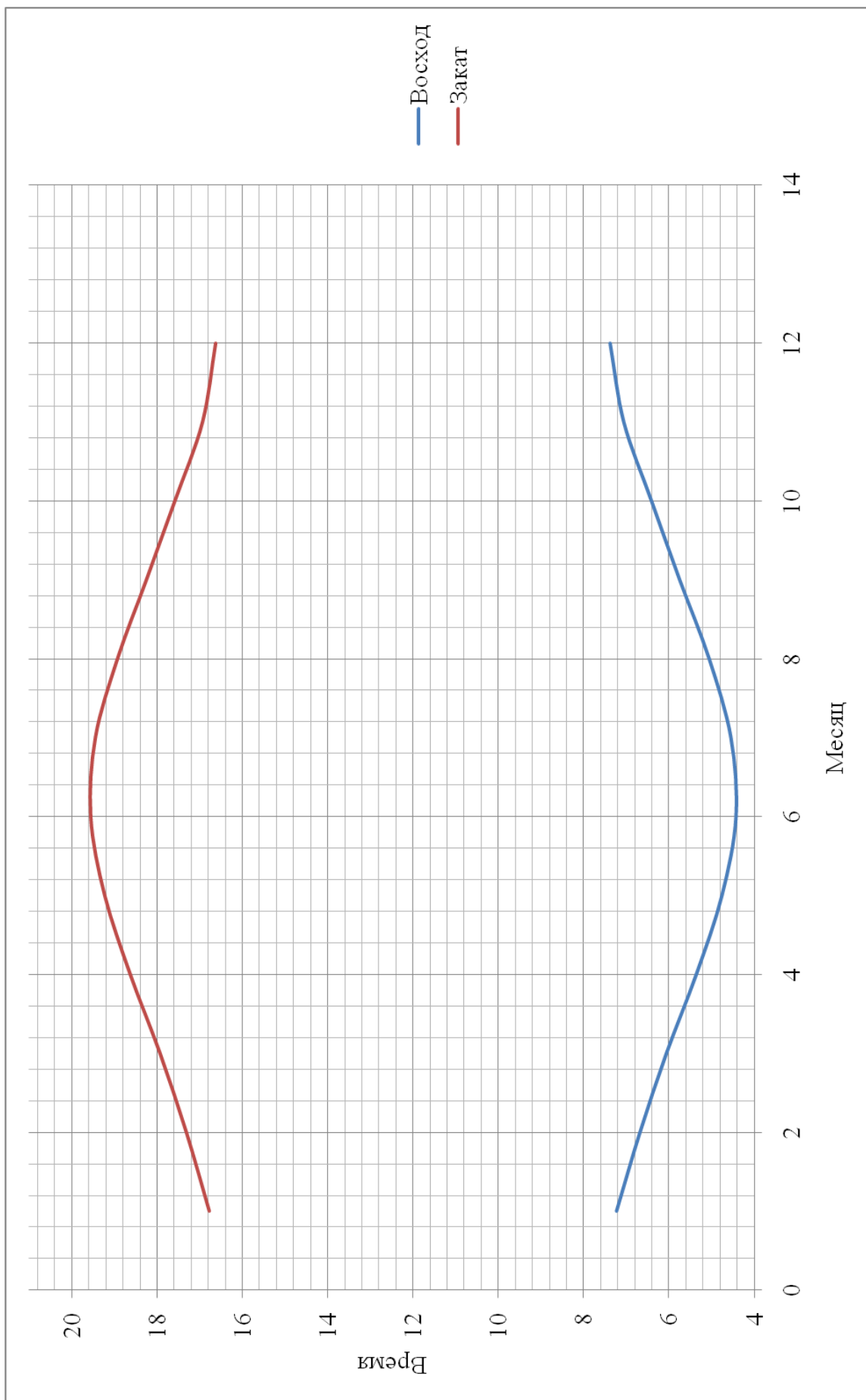


Рисунок 2.2. Время восхода и заката по месяцам.

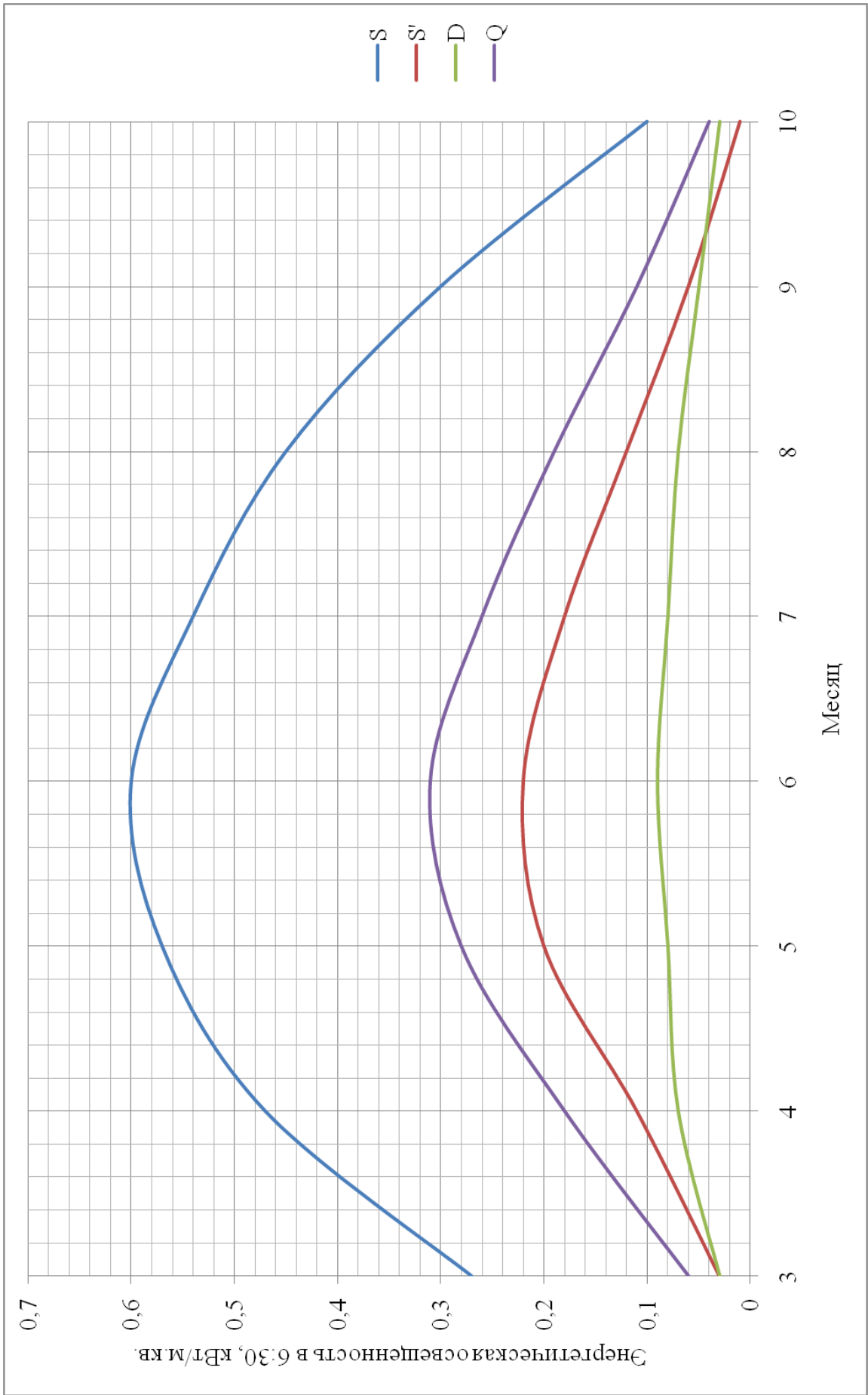


Рисунок 2.3. Энергетическая освещённость в 6.30 часов по месяцам.

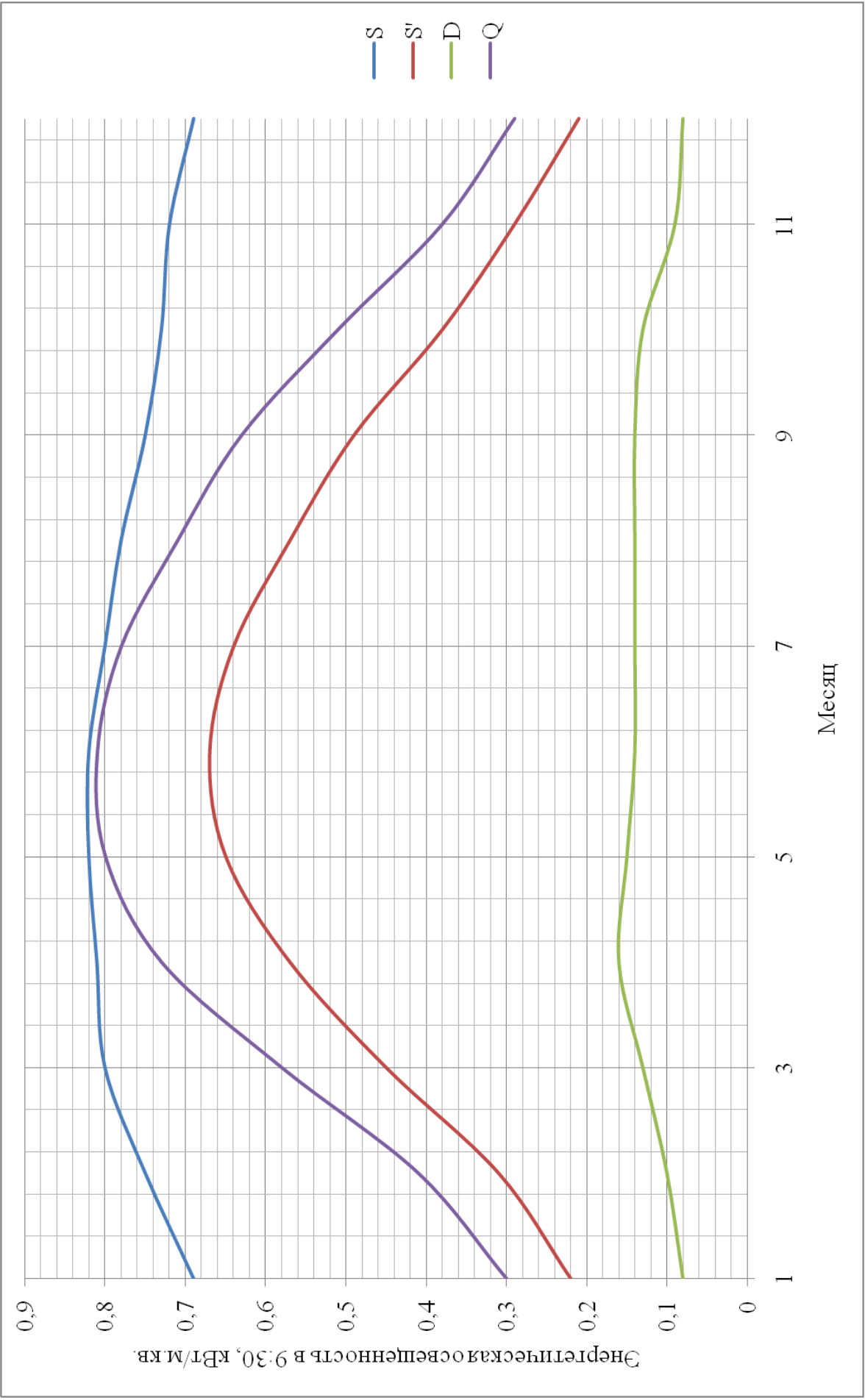


Рисунок 2.4. Энергетическая освещённость в 9.30 часов по месяцам.

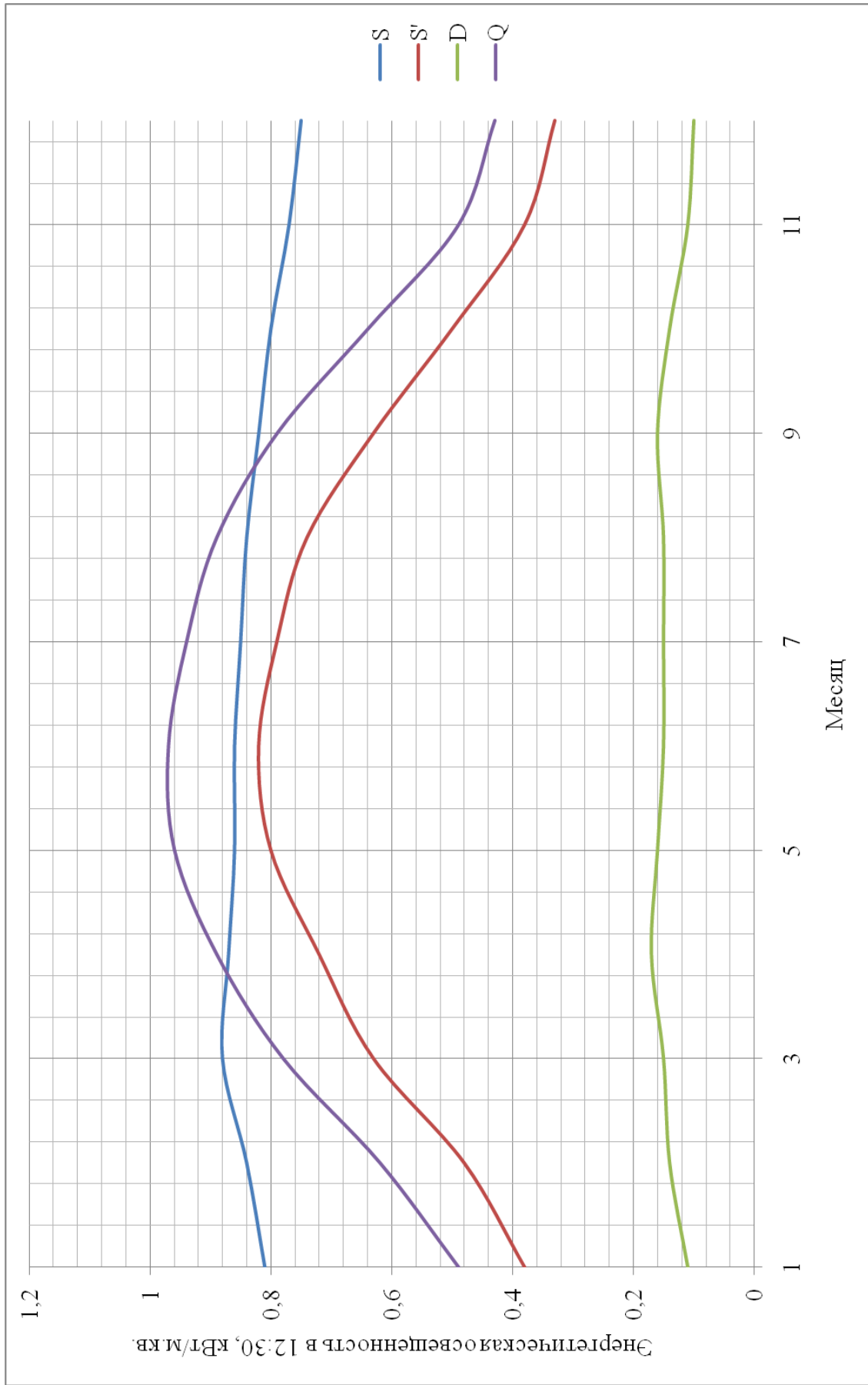


Рисунок 2.5. Энергетическая освещённость в 12.30 часов по месяцам.

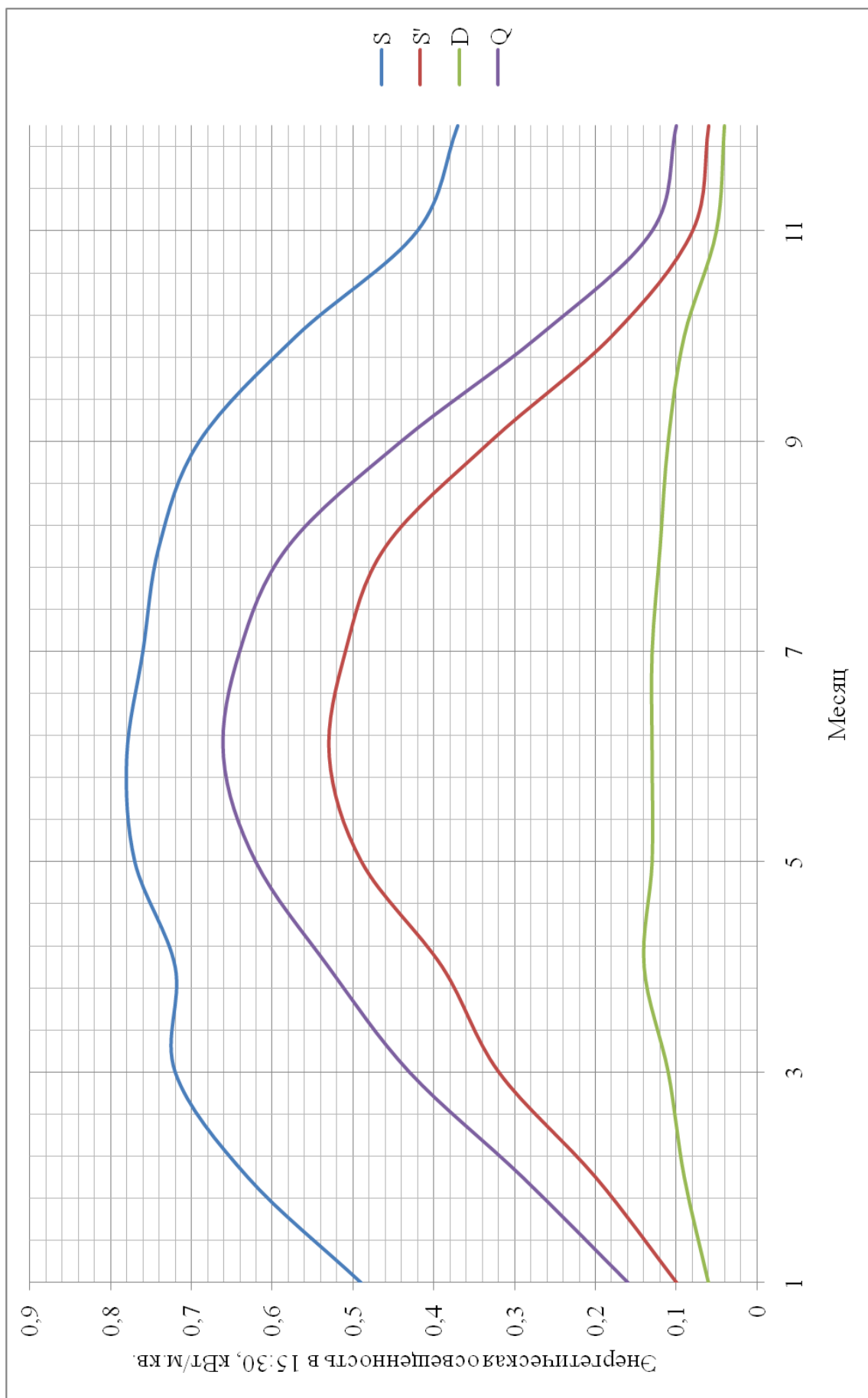


Рисунок 2.6. Энергетическая освещённость в 15.30 часов по месяцам.



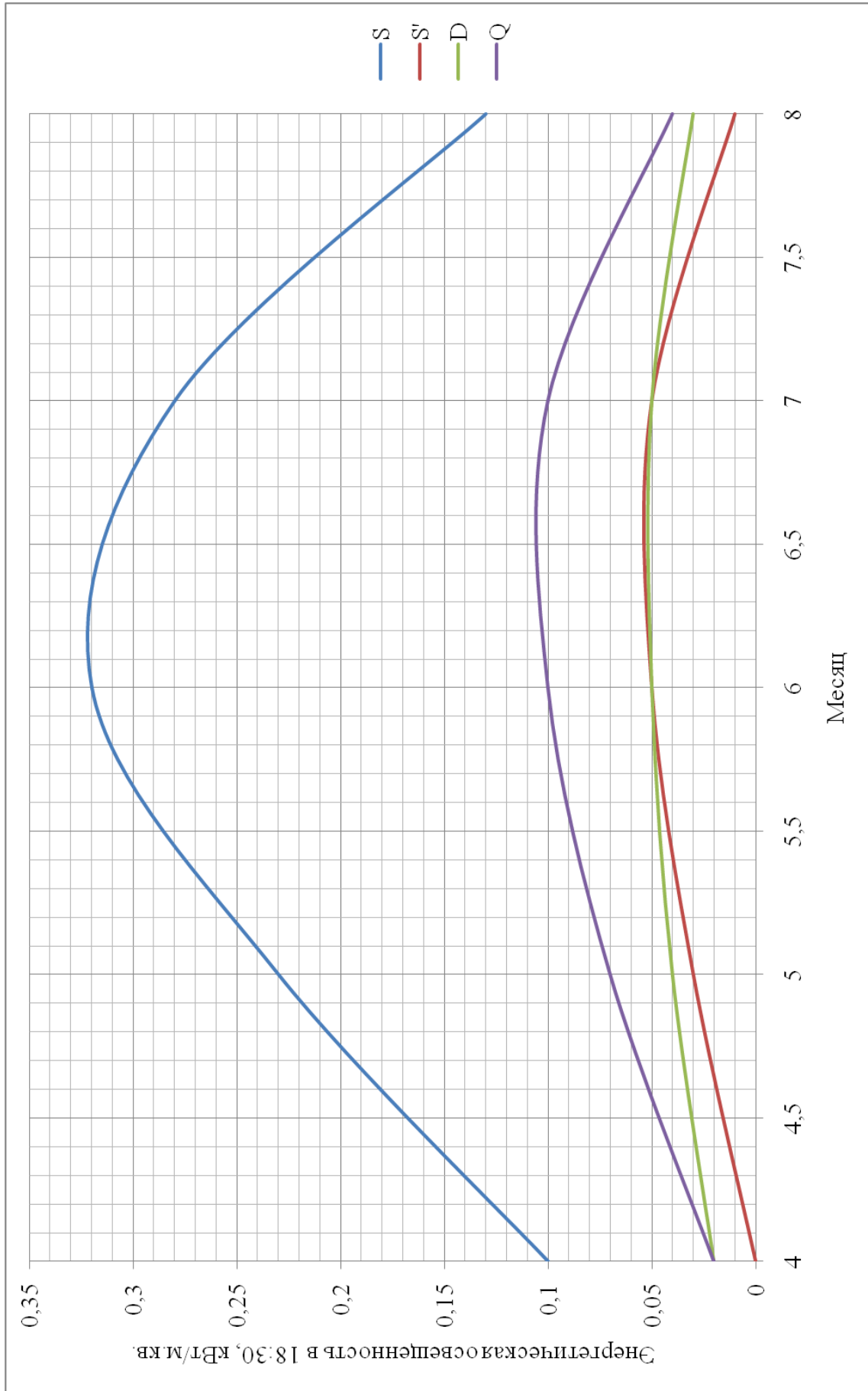


Рисунок 2.7. Энергетическая освещённость в 18.30 часов по месяцам.

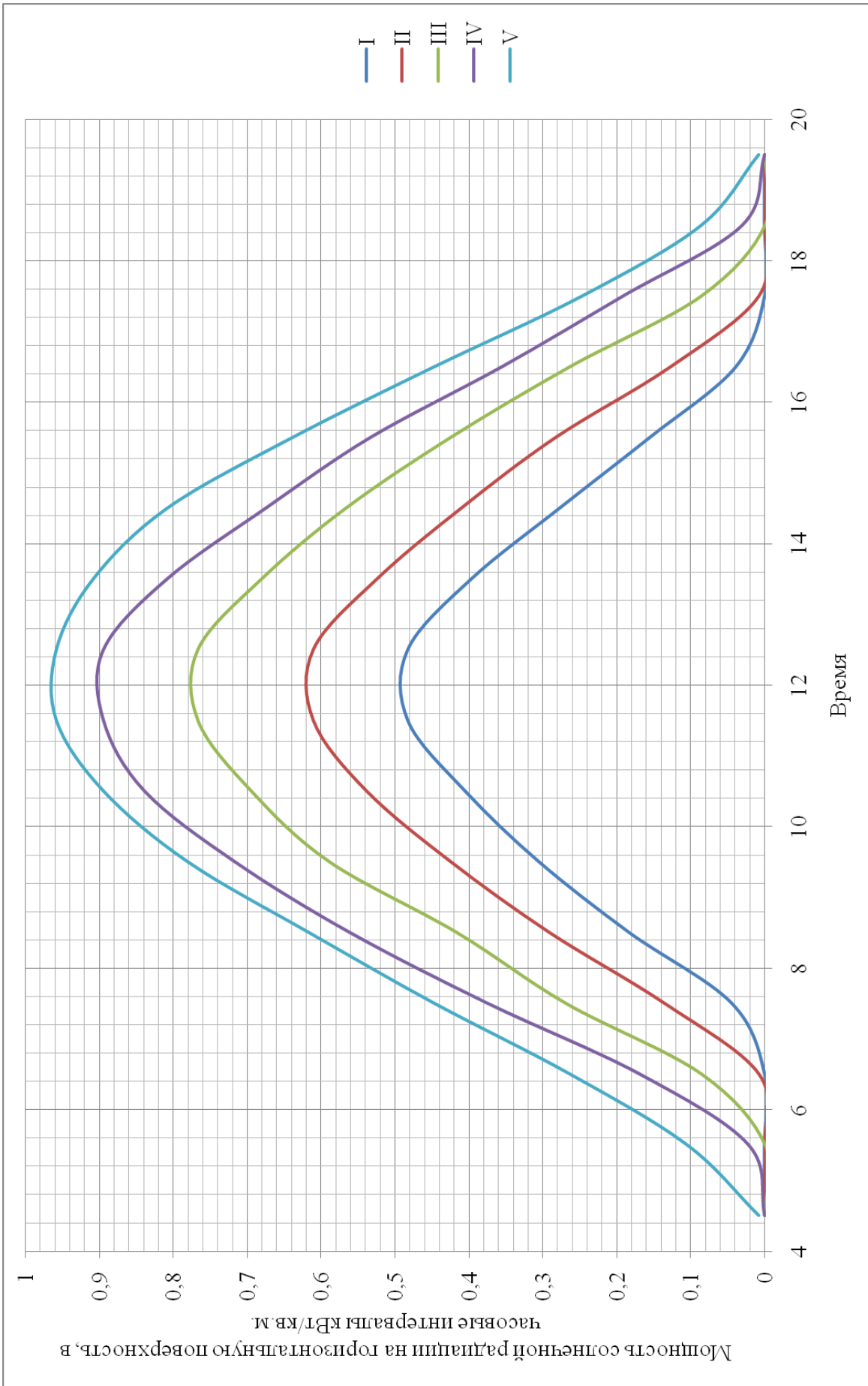


Рисунок 2.8. Мощность солнечной радиации на горизонтальную поверхность в различные часовые интервалы с января по май.

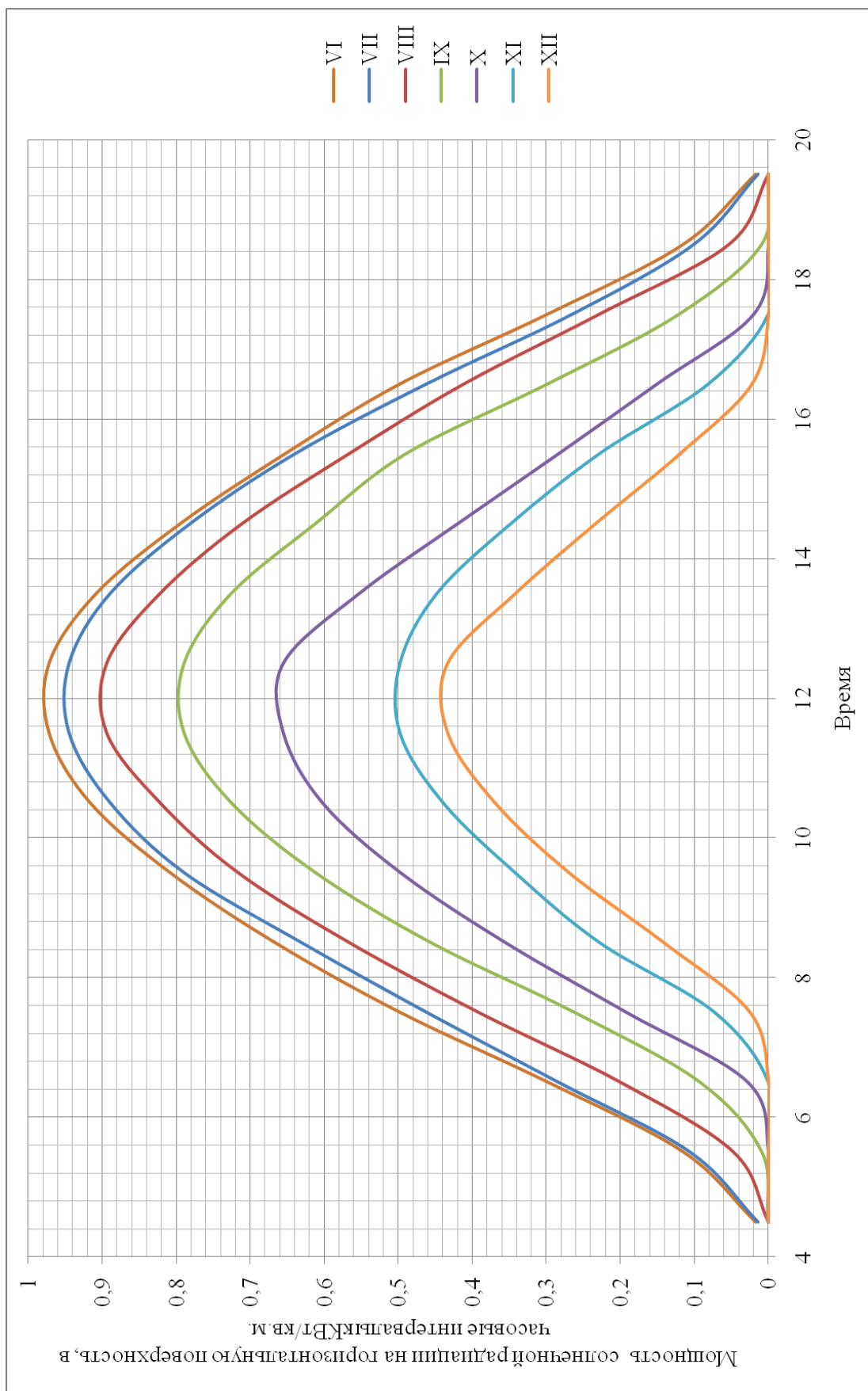


Рисунок 2.9. Мощность солнечной радиации на горизонтальную поверхность в различные часовые интервалы с июня по декабрь.

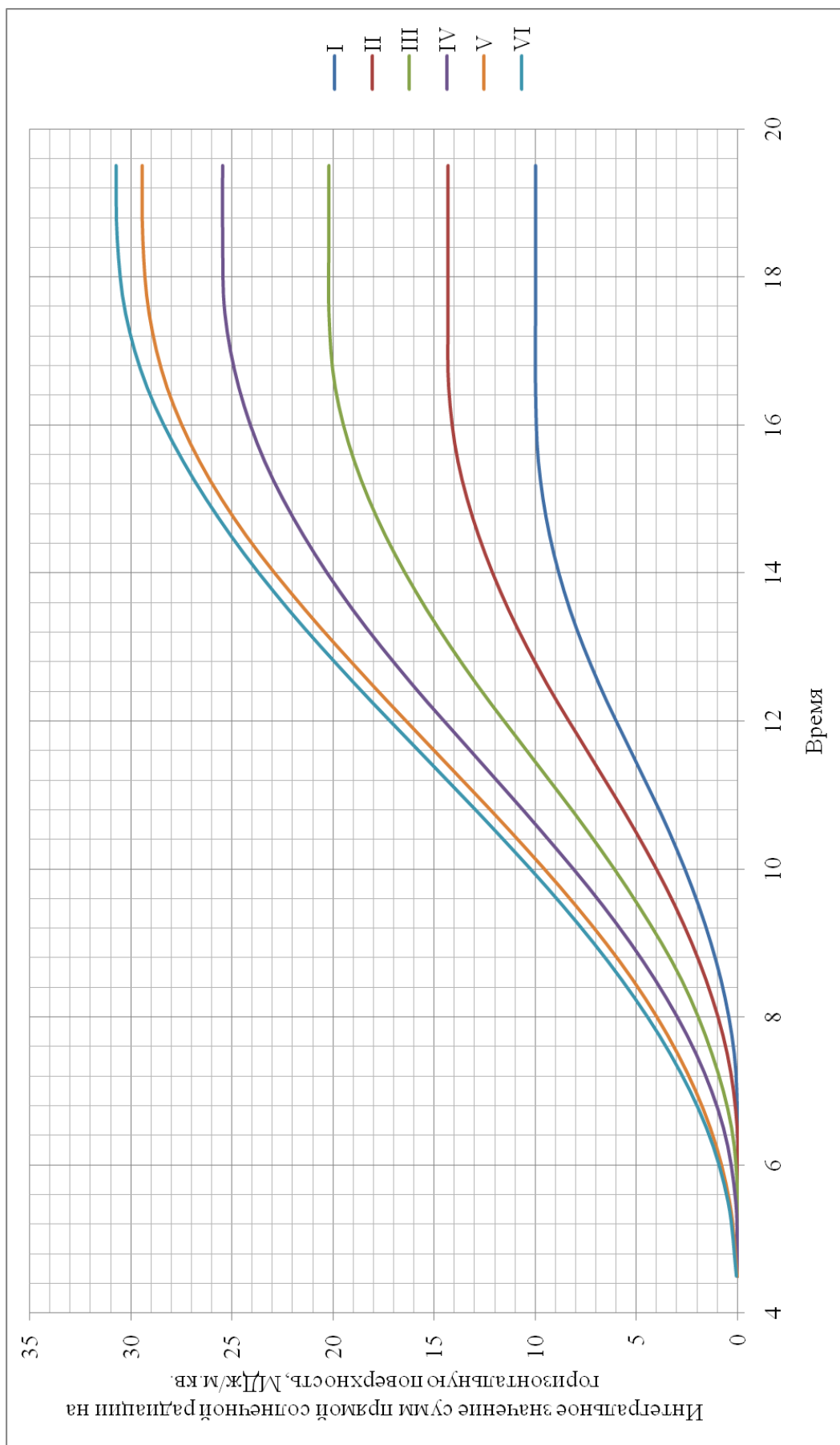


Рисунок 2.10. Интегральное суточное значение сумм прямой солнечной радиации на горизонтальную поверхность в различные часовые интервалы с января по июнь.

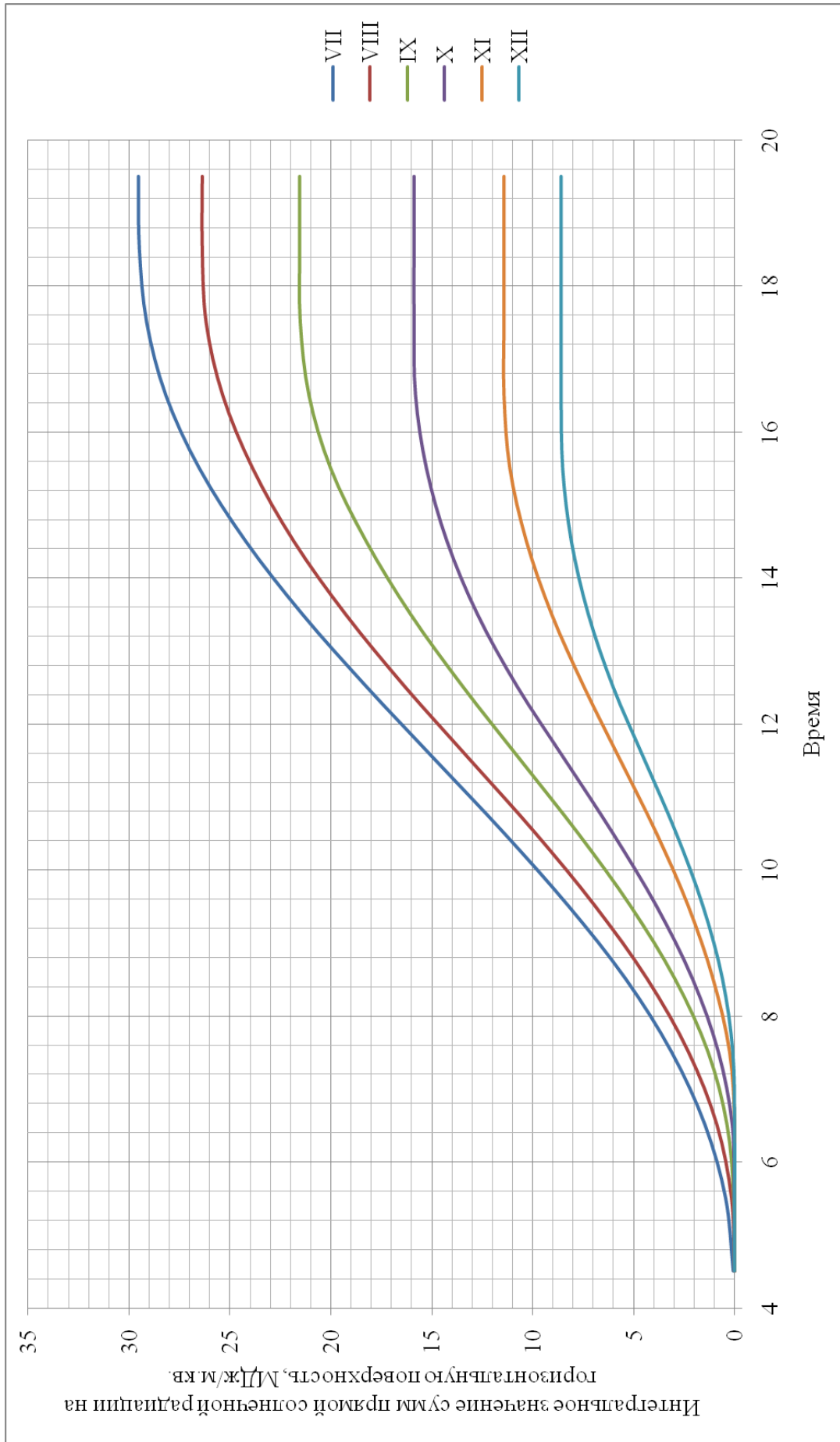


Рисунок 2.11. Интегральное суточное значение сумм прямой солнечной радиации на горизонтальную поверхность в различные часовые интервалы с июля по декабрь.

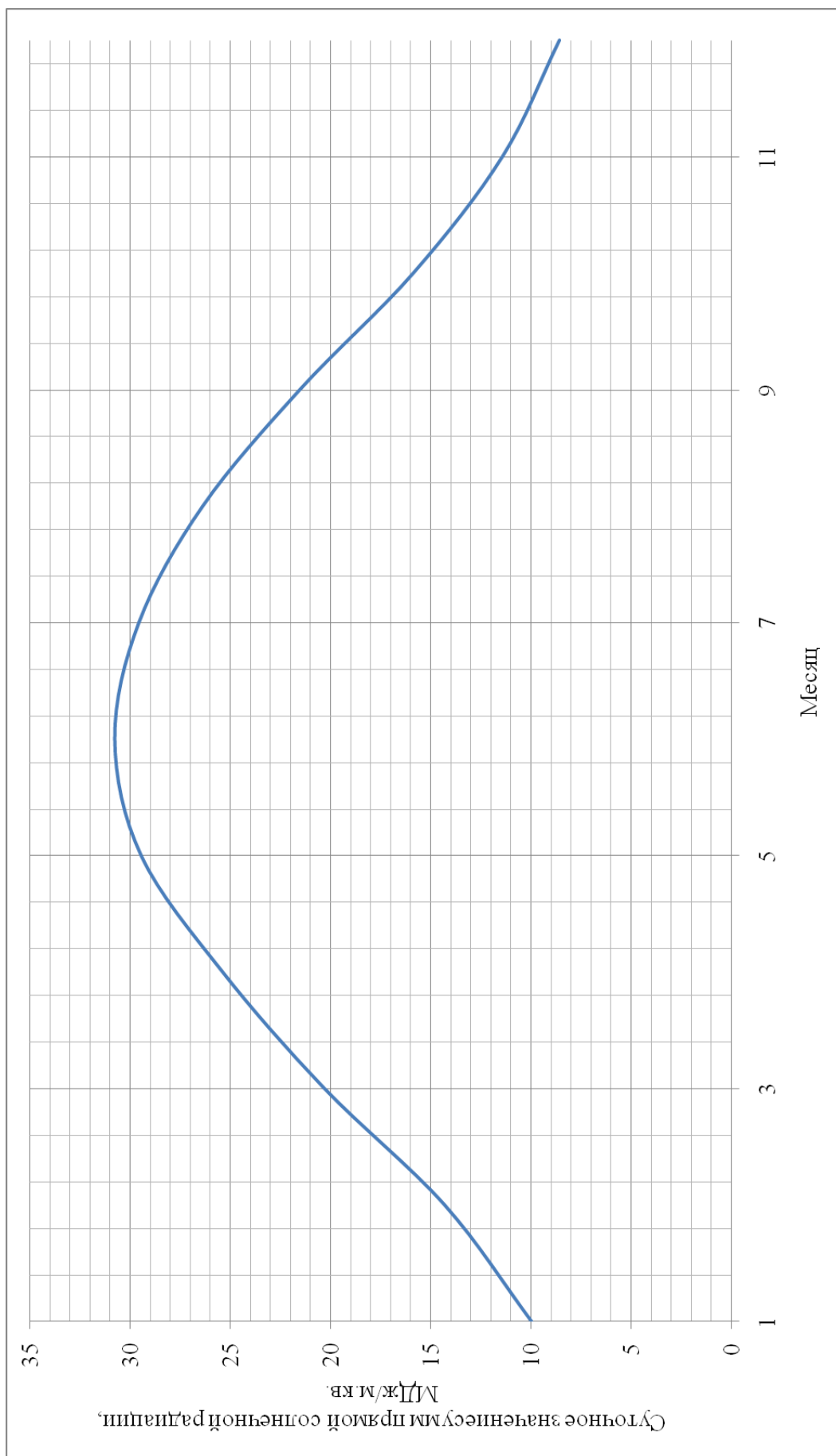


Рисунок 2.12. Суточное значение сумм прямой солнечной радиации на горизонтальную поверхность по месяцам.

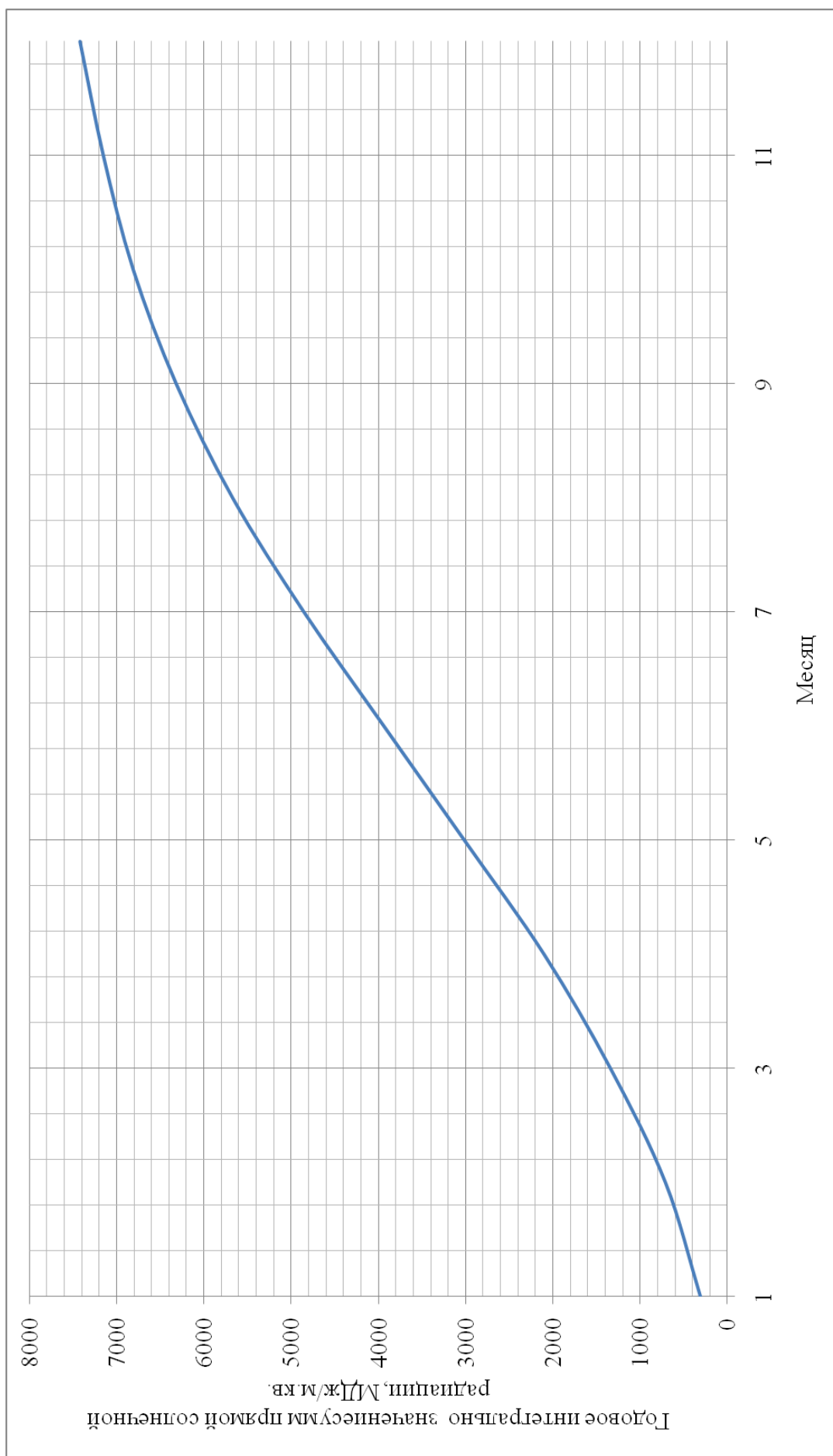


Рисунок 2.13. Годовое интегральное значение прямой солнечной радиации на горизонтальную поверхность по месяцам.

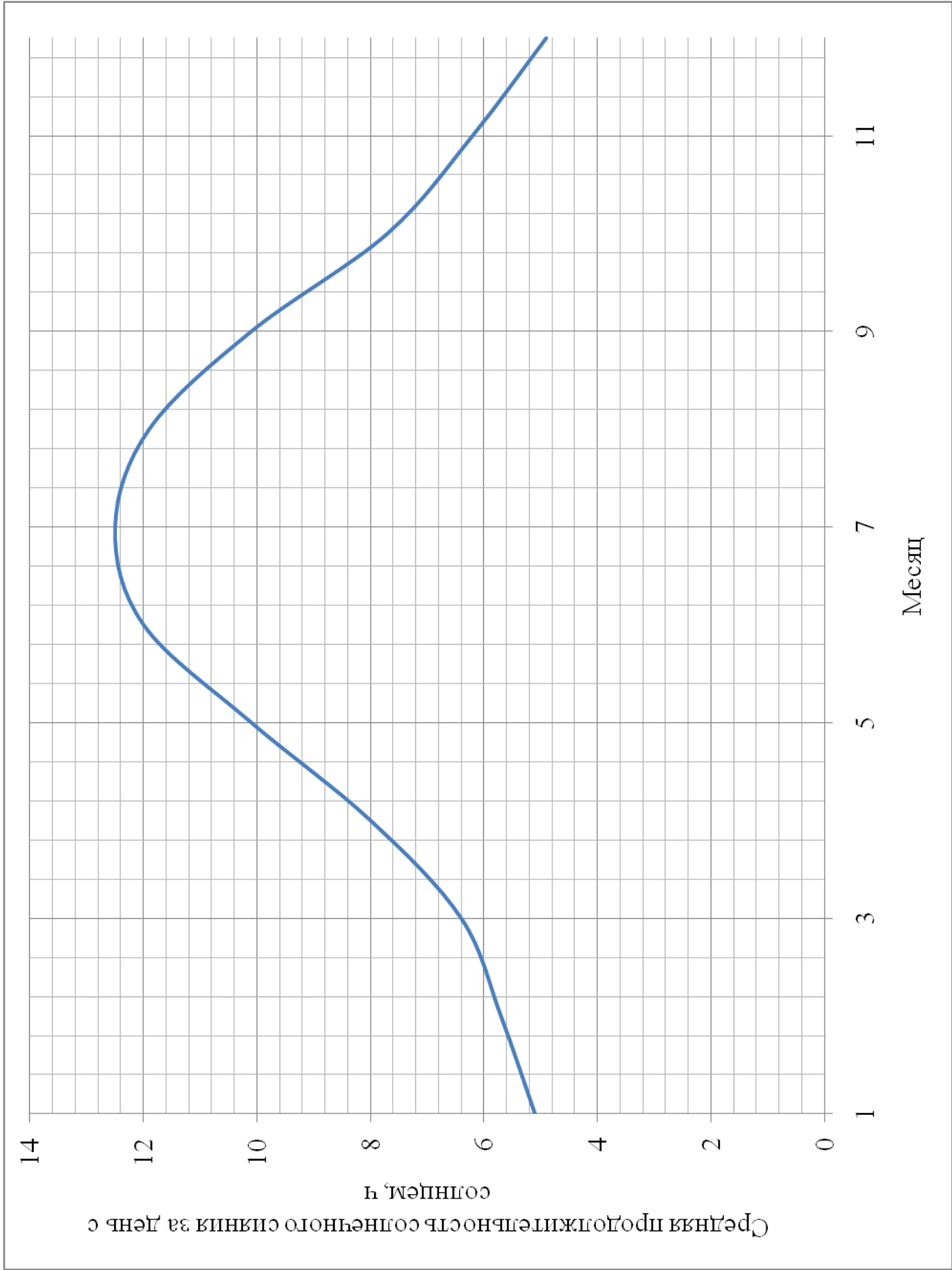


Рисунок 2.14..Средняя продолжительность солнечного сияния за день с солнцем по месяцам.



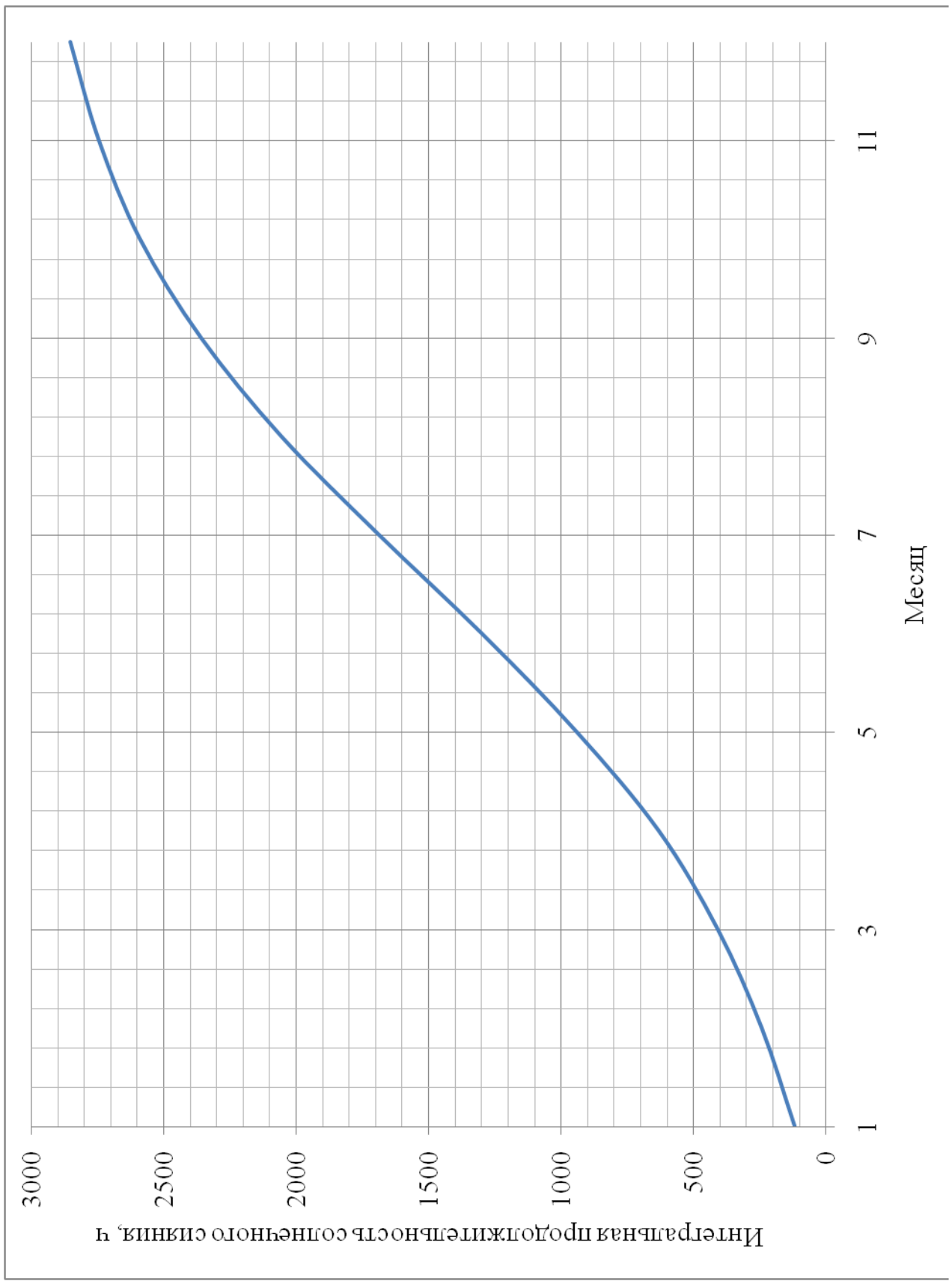


Рисунок 2.15. Интегральная продолжительность солнечного сияния по месяцам.

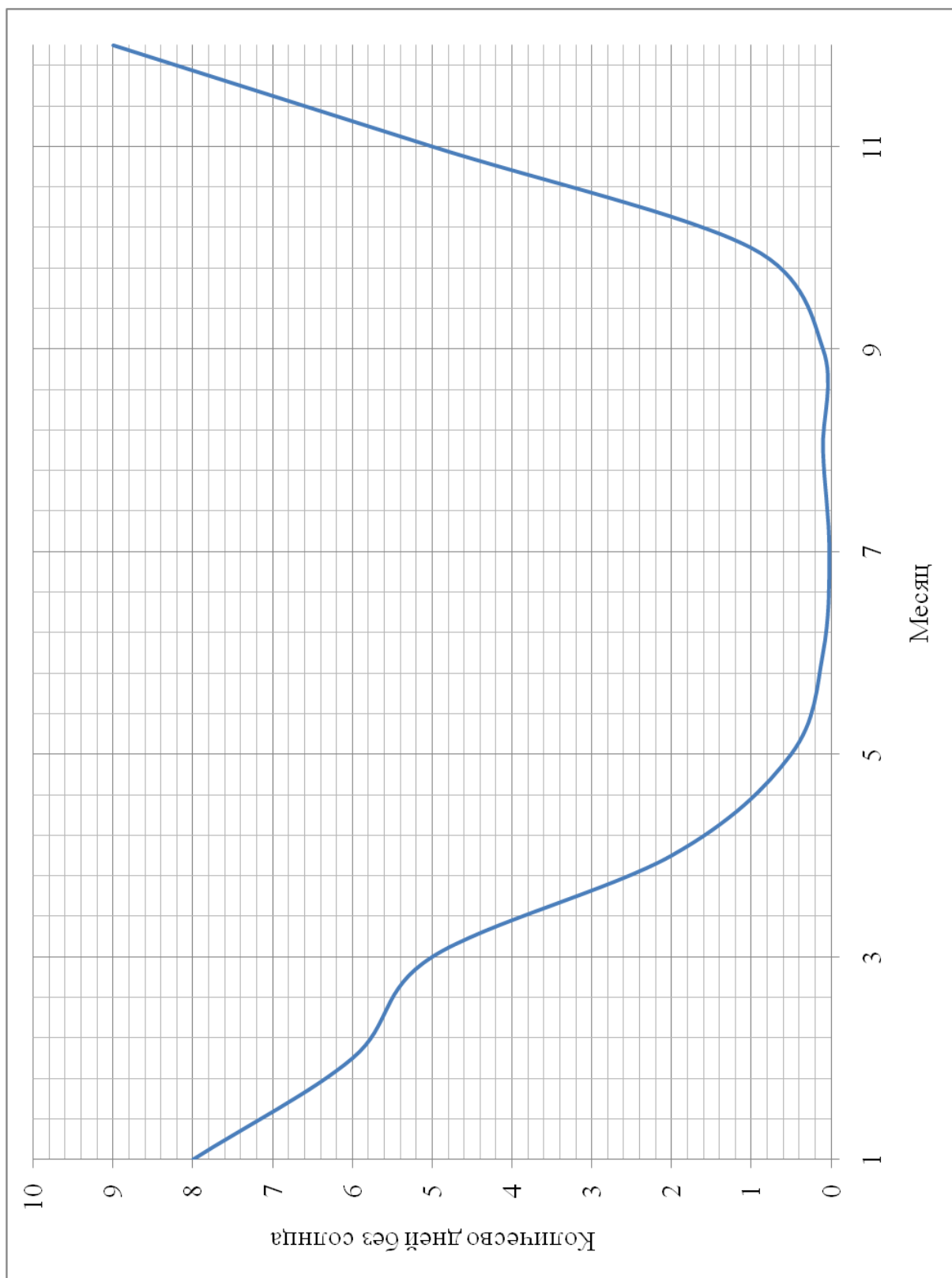


Рисунок 2.16. Количество дней без солнца по месяцам.

### 3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ДЖИЗАКСКОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

В насосной станции, в первую очередь, для электроснабжения маломощных электрических потребителей (устройства для нагрева, вентиляции, электроосветительные устройства и бытовые электроприборы), а также для бытовых нужд персонала обеспечение горячей водой может быть эффективно использование гелио- и ветроустановок. Для этого необходимо определить электрические и тепловые нагрузки насосной станции по месяцам (за расчетный период), распределение нагрузки по надёжности электроснабжения для выбора источников энергии с резервированием, определение энергопотенциала солнечной и ветровой энергии в условиях Республики Узбекистана (в частности, на территории Джизакской головной насосной станции), экспериментальные исследования по оценке энергоресурсов солнечного излучения и ветрового потока, экспериментальные исследования по определению режима работы солнечных и ветровых установок.

#### 3.1. Использование солнечных коллекторов для нагрева воды

В системе электроснабжения предлагается заменить электрический нагрев теплоснабжением от солнечных коллекторов. Общую тепловую нагрузку определим исходя из загрузки электрических приборов нагрева.

$$Q_{\text{нотр}} = \sum_{i=1}^n (P_i \cdot \tau_i \cdot 3,6) , \quad (3.1)$$

где  $Q_{\text{нотр}}$  – потребная тепловая производительность, МДж;

$P_i$  – нагрузка  $i$ -ого электрического прибора нагрева, кВт;

$\tau_i$  – время работы  $i$ -ого электрического прибора нагрева, час.

Определим потребную суточную энергию, МДж:

$$Q_{\text{нотр}} = 3 \cdot 16 \cdot 3,6 + 8,5 \cdot 10 \cdot 3,6 = 478,8 \text{ МДж.}$$

### 3.1.1. Общие сведения о системе солнечного теплоснабжения

В общем случае система солнечного теплоснабжения состоит из ряда основных элементов, предназначенных для сбора, аккумуляции и использования солнечной энергии. Для этого используются солнечные коллекторы, бак аккумулятор тепловой энергии и приборы системы теплоснабжения соответственно.

Солнечный коллектор – это устройство для сбора солнечной энергии, переносимой в видимом инфракрасном спектре излучения. Солнечный коллектор осуществляет нагрев теплоносителя, в отличие от фотоэлектрических преобразователей позволяющих получать электрическую энергию.

Солнечные коллекторы классифицируются на жидкостные и воздушные в зависимости от типа применяемого теплоносителя, и на плоские и трубчатые в зависимости от типа конструкции. Каждая из конструкций обладает своими достоинствами и недостатками, а тип наиболее приемлемого солнечного коллектора зависит от таких факторов, как назначении тепловой энергии (горячее водоснабжение, отопление, получение пара, сушка сельскохозяйственной продукции и пр.) и условия окружающей среды (температура окружающего воздуха, интенсивность и продолжительность солнечного излучения) [37].

В воздушных коллекторах нет проблем с замерзанием и кипением теплоносителя, что свойственно для жидкостных коллекторов. Как правило, воздушные коллекторы более дешёвые, и в них использованы более дешёвые материалы. Основное их использование заключается в отоплении и сельскохозяйственной сушке продукции. В качестве абсорбера в них используются формованные листы из металла и неметаллических материалов. Проток воздуха через абсорбер обеспечивается естественной конвекцией или под воздействием вентилятора. Так как теплопроводность воздуха ниже теплопроводности жидкости, теплопередача абсорбера ниже. В некоторых воздушных коллекторах для создания турбулентного потока и повышения коэффициента теплоотдачи используют вентиляторы. Однако при подобной мере повышении эффективности так же имеет место повышение эксплуатаци-

онных затрат системы.

Надёжность и простота являются главными достоинствами данных коллекторов, а срок их службы может достигать 20 лет. Однако ряд особенностей ограничивает широкое применение воздушных коллекторов. К ним можно отнести:

- ❖ большая потребная площадь из-за низкой теплоемкости воздуха;
- ❖ потребность в значительной длине воздуховода;
- ❖ сложность аккумулирования тепловой энергии воздуха.

В жидкостных коллекторах происходит нагрев жидкого теплоносителя.

Плоские жидкостные солнечные коллекторы представляет собой короб с теплоизоляцией и прозрачной крышкой из стекла или пластика, внутри которого расположен абсорбер. Для снижения тепловых потерь используется тепловая изоляция и остекление.

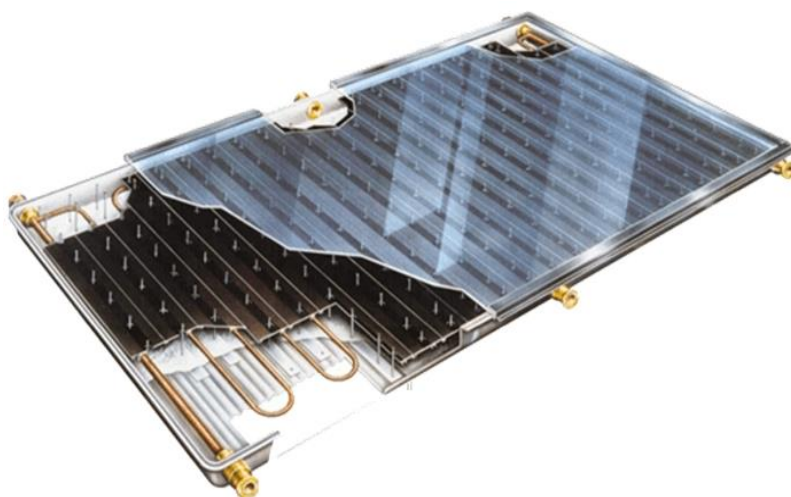


Рисунок 3.1. Плоский солнечный коллектор.

Поглощающая пластина имеет тёмный цвет, для увеличения поглощения. Для увеличения поглотительной способности используются селективные покрытия абсорберов. Они обладают большей поглотительной и низкой долей излучения в инфракрасном спектре. Абсорбер выполняется из металла с высокой теплопроводностью, чаще всего меди. Так же использование меди упрощает нанесение селективных покрытий.

Плоские солнечные коллекторы разработаны для использования в регионах с теплым солнечным климатом. Поэтому плоские коллекторы неэффективны в холодную, облачную и ветреную погоду. Кроме того

использование традиционной теплоизоляции и негерметичного корпуса приводят к потере эффективности и сокращению срока службы. Эти недостатки устраняются путем использования вакуумных коллекторов.

Вакуумные солнечные коллекторы обладают большей эффективностью и позволяют нагревать теплоноситель до более высоких температур. Излучение проходит через наружную стеклянную трубку и попадает на внутреннюю трубку с селективным покрытием. Коллектор состоит параллельно составленных стеклянных трубок, к каждой из которых прикреплен трубчатый медный поглотитель с термосифонным эффектом.



Рисунок 3.2. Трубчатый вакуумный солнечный коллектор.

В настоящее время существует большое количество типов вакуумных солнечных коллекторов, с различной конструкцией. Данные коллекторы гораздо эффективнее плоских по ряду причин:

- ❖ эффективная работа, как от прямой, так и рассеянной солнечной радиации,
- с минимальными тепловыми потерями, благодаря использованию вакуума, позволяют эффективно использовать их в зимний период;
- ❖ круглая форма позволяет солнечному свету падать перпендикулярно абсорберу в течение большей части дня.

Для дальнейшего расчёта примем вакуумные трубчатые солнечные коллекторы.

### 3.1.2. Определение потребной площади солнечных коллекторов в энергосистеме джизакской насосной станции

Проведём расчёт, используя известную методику определения потребной площади солнечных коллекторов [38-42].

Для расчёта примем вакуумные трубчатые солнечные коллекторы.

Определим дневную удельную производительность тепловой энергии коллектора (МДж/м<sup>2</sup>). Расчёт проведём для каждого месяца. Для расчёта используем выражение:

$$Q_{в.уд.i}^{дн} = F_R \cdot \left[ H_s \cdot (\tau\alpha) - U_L \cdot S_{cp} \cdot (T_{вх} - T_o) \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \right], \quad (3.2)$$

где  $H_s$  – суммарная энергия на горизонтальной поверхности, МДж/м.кв.;

$F_R$  – коэффициент, связанный с эффективностью переноса тепла от пластины коллектора к жидкости, отводящей тепло, 0,9;

$(\tau\alpha)$  – приведённая поглощательная способность, учитывающая результирующее влияние оптических свойств материалов коллектора, 0,9;

$U_L$  – коэффициент тепловых потерь, учитывающий возможные суммарные потери с единицы площади коллектора, 2 Вт/(м.кв.\*°К);

$S_{cp}$  – действительная продолжительность солнечного сияния, час;

$T_{вх}$  – температура на входе солнечного коллектора, °К;

$T_o$  – температура окружающей среды, °К.

Значения действительной продолжительности солнечного сияния для расчётного района республики возьмём с представленных ранее зависимостей. Суммарную энергию на горизонтальную поверхность так же возьмём с представленной ранее зависимости.

Температура окружающей среды – для разных месяцев отобразим в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Температура окружающей среды для разных месяцев.

Месяц	Температура в градусах Цельсия	Температура в градусах Кельвина
Январь	-0,6	272,4
Февраль	1,9	274,9
Март	7,9	280,9
Апрель	14,7	287,7
Май	20,1	293,1
Июнь	24,9	297,9
Июль	27	300
Август	25	298
Сентябрь	19,6	292,6
Октябрь	12,8	285,8
Ноябрь	6,6	279,6
Декабрь	1,9	274,9

Температуру на входе в коллектор определим по выражению:

$$T_{axi} = (T_o + T_6) / 2 \quad , \quad (3.3)$$

где  $T_6$  – температура воды в баке-аккумуляторе к концу дня, 323 °К.

Температура на входе солнечного коллектора в марте:

$$T_{ax3} = (280,9 + 323,0) / 2 = 302,0 \quad \text{°К.}$$

Дневная выработка тепловой энергии гелиоустановки в марте

$$Q_{в.уд.3}^{дн} = 0,9 \cdot [20,3 \cdot 0,9 - 2 \cdot 6,4 \cdot (302,0 - 280,9) \cdot 3,6 \cdot 10^{-3}] = 15,58 \quad \text{МДж/м}^2.$$

Данный расчёт выполним для остальных месяцев, и сведём результаты в таблицу 3.2.

Определим уровень солнечной энергии, поступающей на наклонную поверхность в среднем за день данного месяца по выражению:

$$H_T = H_s \cdot R_\phi \quad , \quad (3.4)$$

где  $R_\phi$  – отношение среднемесячных дневных приходов суммарной энергии на наклонную и горизонтальную поверхности.



Таблица 3.2. Температура на входе солнечного коллектора и производительность коллектора.

Месяц	Температура на входе в коллектор, °К	Дневная удельная производительность тепловой энергии гелиоустановки на горизонтальной поверхности, МДж/м <sup>2</sup>
Январь	297,7	7,26
Февраль	298,95	10,71
Март	301,95	15,58
Апрель	305,35	19,64
Май	308,05	22,87
Июнь	310,45	23,93
Июль	311,5	23,00
Август	310,5	20,40
Сентябрь	307,8	16,44
Октябрь	304,4	11,93
Ноябрь	301,3	8,39
Декабрь	298,95	6,20

Для определения значения  $R$  необходимо знать составляющие солнечной энергии: прямую, рассеянную и отраженную солнечную радиацию. Предположив, что рассеянная энергия по небосводу распределена равномерно:

$$R_{\varphi} = \left(1 - \frac{H_d}{H}\right) \cdot R_b + \frac{H_d}{H} \cdot \frac{1 + \cos(\varphi_k)}{2} + \rho \cdot \frac{1 - \cos(\varphi_k)}{2}, \quad (3.5)$$

где  $R_b$  – отношение среднемесячных дневных приходов прямой энергии на наклонную и горизонтальную поверхности;

$\varphi_k$  – угол наклона коллектора к горизонту;

$\rho$  – отражательная способность Земли, от 0,2 до 0,7.

Максимальное значение отражательной способности соответствует зимним условиям, когда имеется снежный покров. Теоретически  $R_b$  является функцией пропускной способности атмосферы:

$$R_b = \frac{\cos(\gamma - \varphi_k) \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega'_s + (\pi / 180) \cdot \omega'_s \cdot \sin(\gamma - \varphi_k) \cdot \sin \delta}{\cos \gamma \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + (\pi / 180) \cdot \omega_s \cdot \sin \varphi_k \cdot \sin \delta}, \quad (3.6)$$

где  $\gamma$  – широта местности (для северного полушария значение положительное);

$\omega_s$  – часовой угол захода солнца на горизонтальной поверхности;

$\omega'_s$  – часовой угол захода солнца на наклонной поверхности;

$\delta$  – склонение солнца;

$$\omega_s = \arccos(-\operatorname{tg}\gamma \cdot \operatorname{tg}\delta) ; \quad (3.7)$$

$$\omega'_s = \min\left[\omega_s ; \arccos(-\operatorname{tg}(\gamma - \varphi_k) \cdot \operatorname{tg}\delta)\right] ; \quad (3.8)$$

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left[360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right] , \quad (3.9)$$

где  $n$  – порядковый номер дня года.

Значения отношения сведём в таблицу 3.3.

Для определения оптимального угла наклона рассчитаем искомые значения солнечной энергии, поступающей на наклонную поверхность для величины углов от  $10^\circ$  до  $90^\circ$ , для каждого месяца. Результаты расчёта сведём в таблицу 3.4.

Определяем ожидаемую производительность тепловой энергии в зависимости, от угла используя выражение:

$$Q_{в.год.i}^{\partial n} = F_R \cdot \left[ H_T \cdot (\alpha) - U_L \cdot S_{cp} \cdot (T_{вх} - T_o) \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \right] . \quad (3.10)$$

Расчёт проведём для вышеперечисленных углов наклона гелиоустановки. Результаты расчёта сведём в таблицу 3.5.

Потребную площадь гелиоустановки в каждом месяце определим по выражению:

$$Ai = Q_{ni}^{сум} / Q_{в.год.i}^{\partial n} . \quad (3.11)$$

Полученные результаты расчёта сведём в таблицу 3.6.

Таблица 3.3. Значение отношений.

Угол	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
5	0,87	0,94	1,03	1,12	1,20	1,23	1,22	1,15	1,07	0,97	0,89	0,85
10	0,98	1,02	1,09	1,13	1,16	1,17	1,17	1,14	1,11	1,05	0,99	0,96
15	1,08	1,10	1,14	1,13	1,12	1,11	1,12	1,13	1,14	1,12	1,09	1,08
20	1,19	1,18	1,18	1,13	1,08	1,06	1,07	1,11	1,17	1,19	1,19	1,20
25	1,30	1,26	1,22	1,13	1,04	1,00	1,02	1,09	1,19	1,26	1,30	1,32
30	1,42	1,33	1,25	1,11	1,00	0,95	0,97	1,06	1,21	1,32	1,41	1,46
35	1,54	1,40	1,28	1,10	0,96	0,90	0,93	1,03	1,21	1,37	1,51	1,60
40	1,65	1,47	1,30	1,08	0,92	0,85	0,88	1,00	1,22	1,42	1,61	1,74
45	1,77	1,52	1,31	1,05	0,88	0,81	0,84	0,97	1,21	1,46	1,71	1,87
50	1,87	1,57	1,32	1,03	0,83	0,76	0,79	0,94	1,20	1,49	1,80	2,01
55	1,97	1,61	1,31	1,00	0,79	0,72	0,75	0,90	1,19	1,51	1,87	2,14
60	2,06	1,63	1,30	0,96	0,75	0,68	0,71	0,86	1,16	1,53	1,94	2,25
65	2,12	1,65	1,28	0,93	0,71	0,63	0,67	0,82	1,14	1,53	1,99	2,35
70	2,17	1,65	1,26	0,89	0,67	0,60	0,63	0,78	1,10	1,51	2,02	2,43
75	2,19	1,63	1,22	0,84	0,63	0,56	0,59	0,74	1,07	1,49	2,02	2,47
80	2,19	1,60	1,18	0,80	0,59	0,52	0,55	0,70	1,02	1,46	2,01	2,48
85	2,16	1,56	1,13	0,76	0,55	0,49	0,51	0,66	0,97	1,41	1,97	2,46
90	2,10	1,50	1,08	0,71	0,51	0,45	0,48	0,61	0,92	1,35	1,91	2,40

Таблица 3.4. Интенсивность солнечной энергии на наклонной поверхности.

Ф, (градусов)/ месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
10	9,74	14,6	22,1	28,7	34,2	36,1	34,5	30,1	23,9	16,6	11,3	8,26
20	11,9	16,9	24	28,7	31,9	32,6	31,6	29,2	25,2	18,9	13,7	10,3
30	14,2	19,1	25,5	28,3	29,5	29,3	28,8	28	26	20,9	16,1	12,5
40	16,5	21	26,4	27,3	27	26,3	26,1	26,5	26,2	22,6	18,4	14,9
50	18,7	22,5	26,7	26,1	24,6	23,4	23,4	24,7	25,9	23,7	20,6	17,3
60	20,5	23,4	26,4	24,4	22,1	20,8	20,9	22,8	25,1	24,2	22,2	19,4
70	21,7	23,6	25,5	22,5	19,7	18,3	18,5	20,7	23,8	24	23,1	20,9
80	21,9	22,9	24	20,3	17,4	16	16,3	18,5	22	23,1	23	21,3
90	21	21,5	22	18	15,1	14	14,2	16,2	19,8	21,5	21,9	20,6

Таблица 3.5. Дневная удельная теплопроизводительность гелиоустановки с различными углами наклона.

Ф, (градусов)/ месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
10	7,05	11	17,1	22,4	26,9	28,4	27,1	23,6	18,5	12,6	8,33	5,86
20	8,74	12,8	18,6	22,4	24,9	25,5	24,7	22,8	19,5	14,4	10,2	7,45
30	10,6	14,6	19,8	22	23	22,9	22,4	21,8	20,2	16,1	12,2	9,28
40	12,5	16,1	20,5	21,2	21	20,4	20,2	20,5	20,3	17,4	14	11,2
50	14,2	17,2	20,7	20,1	18,9	18	18	19	20	18,2	15,7	13
60	15,7	18	20,4	18,8	16,9	15,8	16	17,5	19,3	18,6	17	14,7
70	16,6	18,2	19,7	17,3	15	13,9	14,1	15,8	18,3	18,5	17,8	16
80	16,7	17,6	18,5	15,5	13,1	12	12,2	14	16,9	17,8	17,7	16,3
90	16	16,5	16,8	13,5	11,2	10,3	10,5	12,1	15,1	16,4	16,7	15,7

Таблица 3.6. Потребные площади гелиоустановки.

Показатели	Месяц												За сезон	
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
$Q_{\text{потр.}}$ МДж	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	174835	
Угол	0	47,9	33,4	23,6	18,9	16,3	15,6	16,2	18,2	22,2	30,2	41,9	55,7	28,3
	10	67,9	43,5	28,1	21,4	17,8	16,9	17,7	20,3	25,8	38,0	57,5	81,8	36,4
	20	54,8	37,3	25,8	21,4	19,2	18,8	19,4	21,0	24,5	33,2	47,1	64,3	32,2
	30	45,1	32,8	24,2	21,8	20,8	21,0	21,4	22,0	23,8	29,8	39,4	51,6	29,5
	40	38,5	29,7	23,4	22,6	22,8	23,5	23,7	23,3	23,6	27,6	34,2	42,9	28,0
	50	33,8	27,8	23,2	23,8	25,3	26,6	26,6	25,2	24,0	26,3	30,6	36,8	27,5
	60	30,6	26,7	23,5	25,5	28,3	30,2	30,0	27,4	24,8	25,7	28,2	32,5	27,8
	70	28,8	26,4	24,3	27,7	31,8	34,5	34,0	30,3	26,2	25,8	27,0	30,0	28,9
	80	28,6	27,2	25,9	30,9	36,5	39,9	39,2	34,2	28,4	27,0	27,1	29,3	31,2
	90	30,0	29,1	28,5	35,4	42,6	46,5	45,7	39,5	31,8	29,2	28,6	30,5	34,8

Проведённый анализ результатов расчёта показал, что в каждом месяце потребная площадь гелиоустановки различна. В системе теплоснабжения предусмотрим дополнительное, дублирующее устройство в виде имеющихся электрических нагревателей. Дублёр необходим в любом варианте, так как возможны дни, когда интенсивность солнечной радиации окажется

недостаточной для нагрева необходимого количества воды до требуемой температуры.

Исходя из расчёта, минимальная потребная площадь составляет 27,5 квадратных метров при 50 градусах наклона.

При изменении угла наклона меняется и расчётная потребная площадь. Это можно проследить и по средней величине потребной площади за год. Минимальная площадь ожидается при 30-70 градусах угла наклона солнечных коллекторов.

Полученные результаты являются предварительными для выбора угла наклона ГЭУ и определения оптимальной площади солнечных коллекторов. Угол наклона предлагается выбрать из условия максимального обеспечения потребной энергии после определения оптимальной площади солнечного коллектора.

Для определения оптимальной площади необходимо определить удельные затраты на солнечную установку и на использование традиционного источника.

Стоимость энергии от традиционного источника главным образом зависит от вида топлива, но при этом стоимость энергии будет больше стоимости топлива из-за необходимых затрат на обслуживание энергоустановки и большего расхода топлива в ходе преобразования первичного топлива в ТГУ и дальнейших преобразованиях в электрическую энергию и обратно в тепловую. В общем случае за стоимость энергии от традиционного источника примем стоимость электрической энергии на территории республики 3,5 руб/кВт\*ч.

Оптимальную площадь ГЭУ определяем по упрощённой методике по выражению:

$$A_{opt} = -\ln \left( \frac{I_z \cdot \gamma_z \cdot K_{y0}^{ГЭУ} \cdot A_c}{k_f \cdot p(S) \cdot C_{mp} \cdot Q_n} \right) \cdot A_c, \quad (3.12)$$

где  $A_{opt}$  – оптимальная площадь, обеспечивающая минимальные затраты на потребляемую электроэнергию от ГЭУ, м.кв.;

$I_2$  – амортизационные отчисления на реновацию и затраты на текущий ремонт установки, 0,1;

$K_{уд}^{ГЭУ}$  – удельные капиталовложения ГЭУ, 12000 руб/м.кв.;

$k_f$  – поправочный коэффициент, 1,4;

$p(S)$  – вероятность солнечного свечения (средняя за расчётный период);

$Q_n$  – потребная энергия, МДж;

$A_c$  – минимальная расчетная площадь, 27,5 кв.м.

Вероятность солнечного сияния  $p_i(S)$  определим используя представленные ранее зависимости. Полученные данные отобразим в таблице 3.7 и рассчитываем среднее значение.

Таблица 3.7. Среднее значение вероятности солнечного свечения.

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Среднее значение
$p(S)$	0,74	0,79	0,84	0,93	0,98	1	1	1	1	0,97	0,83	0,71	0,90

$$A_{opt} = -\ln\left(\frac{0,1 \cdot 1,6 \cdot 12000 \cdot 27,5}{1,4 \cdot 0,9 \cdot 0,97 \cdot 174835}\right) \cdot 27,5 = 38,5 \text{ кв.м.}$$

Определим количество вырабатываемой энергии для солнечных коллекторов рассчитанной оптимальной площадью в зависимости от угла наклона.

Опыт эксплуатации солнечных коллекторов показывает, что в течение расчётного периода его лучше устанавливать под одним статическим углом наклона. При этом возникает необходимость выбрать оптимальный угол наклона солнечных коллекторов.

Под оптимальным углом наклона солнечных коллекторов понимается такое положение, при котором ожидается максимальное энергообеспечение потребителей. Для выбора угла наклона оценим условия энергообеспечения от рассчитанной площади солнечных коллекторов с выбранной оптимальной площадью.

Для оценки обеспеченности энергией рассчитаем возможную выработку при выбранной оптимальной площади солнечных коллекторов в зависимости от угла наклона. Результат расчёта сведём в таблицу 3.8.

Таблица 3.8. Выработка ГЭУ с оптимальной площадью в зависимости от угла наклона солнечных коллекторов, МДж/м.кв.

Угол	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0	267,0	394,2	573,3	722,9	841,5	880,7	846,5	750,6	605,2	439,2	308,9	228,2
10	271,6	423,8	656,8	863,6	1034,2	1092,4	1043,4	907,7	713,5	485,6	320,5	225,5
20	336,5	493,8	715,3	862,1	959,7	981,2	951,0	877,9	752,0	555,4	391,8	286,8
30	408,5	562,2	761,2	847,8	885,2	880,1	863,8	839,7	776,4	619,4	467,8	357,4
40	479,6	619,9	788,0	817,6	807,4	783,6	777,3	790,3	781,8	669,1	539,8	430,2
50	545,8	663,6	795,4	774,7	728,4	692,6	693,4	733,0	769,8	702,0	603,2	501,6
60	602,7	691,6	786,2	724,0	652,6	610,1	615,4	672,4	744,2	718,0	654,1	567,1
70	640,0	698,9	759,4	665,8	579,3	534,8	542,4	608,9	705,1	713,8	683,5	614,7
80	644,6	678,5	711,3	596,9	504,6	462,2	470,4	538,8	649,0	683,9	680,2	628,5
90	615,1	633,5	646,5	521,6	432,9	396,9	403,4	466,4	580,5	632,3	644,6	604,3

Определим коэффициент обеспеченности от солнечных коллекторов по выражению:

$$K_{об}^{ГУ} = \frac{Q_{пол.цум.i}}{Q_{н.цум.i}} \leq 1 \quad (3.13)$$

Коэффициент использования солнечных коллекторов определим по выражению:

$$K_u^{ГУ} = \frac{Q_{н.цум.i}}{Q_{пол.цум.i}} \leq 1 \quad (3.14)$$

При ожидаемой выработке в июне, при угле наклона солнечных коллекторов 20 градусов, при расчетной площади с  $A_{опт} = 38,5$  кв.м., коэффициенты обеспеченности и использования:

$$K_{об}^{ГУ} = \frac{981,2}{479,0} = 2,05 > 1 \quad , \quad \text{поэтому принимаем } K_{об}^{ГУ} = 1 \quad ;$$

$$K_u^{ГУ} = \frac{479,0}{981,2} = 0,49 \quad .$$

Результаты расчёта для других месяцев и углов наклона сведём в таблицы 3.9 и 3.10.

Таблица 3.9. Коэффициент обеспечения.

Угол	Месяц												Среднее за год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
0	0,56	0,82	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,92	0,64	0,48	0,87
10	0,57	0,88	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,67	0,47	0,88
20	0,70	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,82	0,60	0,93
30	0,85	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,75	0,96
40	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90	0,99
50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
60	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
70	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,96	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
90	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90	0,83	0,84	0,97	1,00	1,00	1,00	1,00	0,96

Таблица 3.10. Коэффициент использования.

Угол	Месяц												Среднее за год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
0	1,00	1,00	0,84	0,66	0,57	0,54	0,57	0,64	0,79	1,00	1,00	1,00	0,80
10	1,00	1,00	0,73	0,55	0,46	0,44	0,46	0,53	0,67	0,99	1,00	1,00	0,74
20	1,00	0,97	0,67	0,56	0,50	0,49	0,50	0,55	0,64	0,86	1,00	1,00	0,73
30	1,00	0,85	0,63	0,56	0,54	0,54	0,55	0,57	0,62	0,77	1,00	1,00	0,72
40	1,00	0,77	0,61	0,59	0,59	0,61	0,62	0,61	0,61	0,72	0,89	1,00	0,72
50	0,88	0,72	0,60	0,62	0,66	0,69	0,69	0,65	0,62	0,68	0,79	0,95	0,71
60	0,79	0,69	0,61	0,66	0,73	0,79	0,78	0,71	0,64	0,67	0,73	0,84	0,72
70	0,75	0,69	0,63	0,72	0,83	0,90	0,88	0,79	0,68	0,67	0,70	0,78	0,75
80	0,74	0,71	0,67	0,80	0,95	1,00	1,00	0,89	0,74	0,70	0,70	0,76	0,81
90	0,78	0,76	0,74	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	0,83	0,76	0,74	0,79	0,86

Принимаем угол установки солнечных коллекторов 50 градусов.

Для каждого из месяцев определим коэффициент, рассчитывая его с учётом вероятности поступления солнечного свечения используя выражение:

$$f_i^{GY} = K_{об}^{GY} \cdot p_i(S) . \quad (3.15)$$

где  $p_i(S)$  – обеспеченность продолжительности солнечного сияния в месяце.

Результаты расчёта сведём в таблицу 3.11.



Таблица 3.11. Доля замещающей энергии от ГЭУ.

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Среднее значение
<i>f</i>	0,74	0,79	0,84	0,93	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	0,97	0,83	0,71	0,90

### 3.1.3. Выбор солнечных коллекторов и дополнительного оборудования

После результатов расчёта к установке предлагаются вакуумные трубчатые солнечные коллекторы SCH-30 (рис. 3.3). Площадь поглощения одного коллектора составляет 2,7 м.кв. Основные параметры коллектора отражены в таблице 3.12. К установке предлагается 15 коллекторов, с суммарной площадью поглощения 40,5 м.кв.

Таблица 3.12. Основные параметры SCH-30.

Наименование показателя	Значение, показатель, характеристика
Габариты, мм	1970 x 2270
КПД	До 0,92
Теплоизоляция	Минеральная вата 40 мм
Материал трубки	Боросиликатное стекло
Структура трубки	Цельностеклянная концентрическая трубка с двойными стенками
Внешний диаметр трубки, мм	58
Количество трубок	30
Сезонность эксплуатации	Круглогодичное
Покрытие	Многослойное абсорбирующее покрытие прямого напыления

Для циркуляции в системе предлагается использовать слабый раствор этиленгликоля, для исключения возможности замерзания и нарушения системы солнечного теплоснабжения. При этом расход примем из условий 0,04 м. куб. в час на 1 м.кв. солнечных коллекторов. Общий расход для системы примем равным 1,62 м. куб. в час.

Для обеспечения бесперебойного доступа к горячему водоснабжению необходима аккумуляция тепловой энергии. К установке предлагается жидкостный аккумулятор тепловой энергии. Согласно рекомендациям примем

емкость бака-аккумулятора равным 0,1 м. куб. на 1 м.кв. солнечных коллекторов. Рекомендованным к установке баком-аккумулятором является бак или несколько баков с общим установленным объемом 4 м. куб.



Рисунок 3.3. Внешний вид солнечного коллектора SCH-30.

### 3.1.4. Экономическая эффективность использования солнечных коллекторов

Проведённые расчёты показали, что солнечные коллекторы с расчётной площадью могут заменить традиционный источник энергии за сезон на 90%.

Стоимость тепловой энергии при заданных затратах определим используя выражение:

$$C_{ГЭУ} = \frac{I_2 \cdot \gamma_2 \cdot K_{уд}^{ГЭУ} \cdot A_c}{Q_n \cdot f}, \quad (3.16)$$

где  $\gamma_2$  – коэффициент отчислений на монтаж,  $\gamma_2 = 1,6$ .

$$C_{ГЭУ} = \frac{0,1 \cdot 1,6 \cdot 12000 \cdot 38,5}{174835 \cdot 0,9} = 0,46 \text{ (руб / МДж)} = 1,69 \text{ (руб / кВт} \cdot \text{ч)} .$$

Определяем себестоимость совместного использования по выражению:

$$C_{СКЭ} = C_{ГЭУ} \cdot f_i^{ГУ} + C_{mp} \cdot (1 - f_i^{ГУ}) . \quad (3.17)$$

$$C_{СКЭ} = 0,46 \cdot 0,9 + 0,97 \cdot (1 - 0,9) = 0,511 \text{ (руб / МДж)} = 1,84 \text{ (руб / кВт} \cdot \text{ч)}$$

Определим срок окупаемости, используя выражение:

$$T_{ок} = \frac{K_{уд}^{ГЭУ} \cdot A_c}{Q_n \cdot (C_{mp} - C_{СКЭ})} . \quad (3.18)$$

$$T_{ок} = \frac{12000 \cdot 38,5}{174835 \cdot (0,97 - 0,511)} = 5 \text{ лет} .$$

Определение срока окупаемости показывает, что солнечные коллекторы окупаются раньше срока службы, равного 10 годам. Это говорит об эффективности использования солнечных коллекторов.

Определим количество сэкономленного топлива по выражению:

$$\Delta\beta_T = \frac{Q_n \cdot f_i^{ГУ}}{Q_p^H \cdot \eta_{экс}} , \quad (3.19)$$

где  $Q_p^H$  – теплотворная способность условного топлива,  $Q_p^H = 29330$

МДж/т.у.т.

$\eta_{экс}$  – эксплуатационный коэффициент полезного использования топлива,

$$\eta_{экс} = 0,65.$$

$$\Delta\beta_T = \frac{174385 \cdot 0,9}{29330 \cdot 0,65} = 8,23 \text{ т.у.т.}$$

За счёт использования солнечных коллекторов ожидается экономия органического топлива, составляющая 8,23 тонн условного топлива.

### 3.2. Использование фотоэлектрических преобразователей для выработки электрической энергии для освещения

В системе электроснабжения, предлагается изменить централизованное питание осветительных приборов на питание от фотоэлектрических преобразователей. Поскольку в системе 4 цепи освещения, расчёт будем проводить для каждой из них по известной методике. Общую нагрузку определим исходя из мощности осветительных приборов и времени их работы:

$$Q_{\text{потр}} = \sum_{n=1}^m (P_n \cdot \tau_n) , \quad (3.20)$$

где  $Q_{\text{потр}}$  – потребная электрическая энергия, кВт\*ч;

$P_n$  – нагрузка n-ого электрического осветительного прибора, кВт;

$\tau_n$  – время работы электрического осветительного прибора, ч.

$$Q_{\text{потр1}} = 0,576 \cdot 10 = 5,76 \text{ кВт} \cdot \text{ч} .$$

Таблица 3.13. Нагрузки системы освещения.

Цепь	P, кВт	$\tau$ , ч	$Q_{\text{потр}}$ , кВт*ч	$Q_{\text{потр}}$ , МДж
1	0,576	10	5,76	20,74
2	1,799	10	17,99	64,76
3	1,213	24	29,11	104,8
4	1,955	10	19,55	70,38

Потребная энергия системы освещения определяется как сумма потребных энергий каждой из цепи по выражению:

$$Q_{\text{потр}} = Q_{\text{потр1}} + Q_{\text{потр2}} + Q_{\text{потр3}} + Q_{\text{потр4}} . \quad (3.21)$$

$$Q_{\text{потр}} = 20,74 + 64,76 + 104,80 + 70,38 = 260,68 \text{ МДж} .$$

### 3.2.1. Общие сведения о системах с фотоэлектрическими преобразователями

В фотоэлектрических установках используются элементы на основе кремния трёх видов: монокристаллические, поликристаллические и аморфные. Различие заключается в организации атомов в кристаллической структуре.

Использование гибридных методов привело к созданию элементов, которые имеют как кристаллический переход, так и тонкий полупрозрачный аморфный, расположенный над кристаллическим переходом. Поскольку кристаллы и аморфный кремний эффективно преобразуют спектр света частично и они различны, применение подобных элементов позволяет повысить общий КПД солнечного элемента. В настоящее время их коэффициент полезного действия может превышать 40 процентов, в лабораторных условиях.

Фотоэлектрические панели (ФЭП) состоят из кремниевых элементов. Поскольку отдельный кремниевый элемент не способен произвести потребного количества электроэнергии, необходимая их часть собирается в панели, для обеспечения потребных параметров.

Панель представляет собой фотоэлектрический генератор, состоящий из стеклянной плиты, с тыльной стороны которой, между двумя слоями герметизирующей плёнки, размещены солнечные элементы, электрически соединённые между собой токопроводящими шинами. Нижний слой герметизирующей плёнки защищён от внешних воздействий защитным слоем. К внутренней стороне корпуса панели прикреплён блок электрических контактов для подключения, расположенный под герметичной крышкой.

ФЭП имеют огромное количество различных типоразмеров. Самыми распространёнными являются кремниевые солнечные панели мощностью 40-260 Вт. Их коэффициент полезного действия варьируется от 5 до 20 процентов. ФЭП работают при любой комбинации напряжения и тока. Определяющая рабочая точка панели зависит от параметров подключенной к панели сети. На практике ФЭП работают при комбинации значений тока и напряжения, обеспечивающих выработку достаточной мощности. Оптимальная точка работы ФЭП называется точкой максимальной мощности. Именно для этой точки определяются номинальная мощность и КПД солнечной панели.

Прямое включение ФЭП к аккумуляторам электрической энергии, приводит к условиям, когда они будут работать на напряжении, равном напряжению заряда батарей на момент включения. В связи с этим ФЭП должны иметь запас по выдаваемому напряжению [10].

Мощность ФЭП прямо пропорционально зависит от поступающей солнечной радиации. При определённых значениях ФЭП может прекратить выработку. Например, для кристаллических панелей это, примерно, 150-200 Вт на м.кв., а для аморфных – около 100 Вт на м.кв. ФЭП вырабатывает помимо электроэнергии ещё и тепловую энергию. Для ФЭП работающей в ТММ характерна выработка только 15 процентов электрической энергии, остальная энергия приводит к нагреву.

### 3.2.2. Определение потребной площади фотоэлектрических преобразователей

Определим дневную удельную производительность системы электроснабжения с ФЭП в зависимости, от угла наклона. Расчёт проведём для каждого месяца. Результаты расчёта сведём в таблицу 3.14. Для расчёта используем выражение:

$$Q_{в.уд.i}^{ДН} = H_T \cdot \eta_{ФЭП} \cdot \eta_{ИНВ} \cdot \eta_{АК} \quad , \quad (3.22)$$

где  $\eta_{ФЭП}$  – КПД ФЭП, примем равным 0,18;

$\eta_{ИНВ}$  – КПД инвертора, примем равным 0,9;

$\eta_{АК}$  – КПД процесса аккумуляции электрической энергии, примем 0,95.

Потребная площадь ФЭП в каждом месяце определим по выражению:

$$A_i = Q_{ni}^{СУТ} / Q_{в.уд.i}^{ДН} \quad . \quad (3.23)$$

Результаты расчёта сведем в таблицу 3.15.

В системе электроснабжения с использованием ФЭП, в случае нехватки энергии возможно использовать централизованное электроснабжение. Дублирование необходимо в любом варианте, так как возможны дни, когда интенсивность солнечной радиации окажется недостаточной для достаточного заряда аккумуляторов.

Таблица 3.14. Дневная удельная производительность фотоэлектрической системы с различными углами наклона.

φ, (град)/ Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0	1,50	2,15	3,05	3,81	4,42	4,61	4,43	3,96	3,23	2,38	1,72	1,29
10	1,46	2,19	3,31	4,31	5,13	5,41	5,17	4,52	3,59	2,49	1,70	1,24
20	1,78	2,54	3,60	4,31	4,78	4,88	4,74	4,39	3,78	2,84	2,05	1,54
30	2,13	2,87	3,82	4,24	4,42	4,39	4,32	4,20	3,90	3,14	2,41	1,88
40	2,48	3,15	3,96	4,10	4,05	3,94	3,91	3,97	3,93	3,39	2,77	2,24
50	2,81	3,37	4,01	3,91	3,68	3,51	3,52	3,71	3,88	3,56	3,08	2,59
60	3,08	3,51	3,96	3,66	3,32	3,12	3,14	3,42	3,76	3,63	3,33	2,91
70	3,25	3,53	3,83	3,37	2,96	2,74	2,78	3,10	3,56	3,61	3,46	3,13
80	3,28	3,44	3,60	3,05	2,61	2,40	2,44	2,77	3,30	3,47	3,45	3,20
90	3,14	3,23	3,29	2,69	2,27	2,09	2,12	2,43	2,98	3,23	3,28	3,09

Таблица 3.15. Потребные площади ФЭП.

Показатели	Месяц												За сезон	
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
Q <sub>потр</sub> , МДж	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	95265
Угол	0	174,2	121,5	85,7	68,6	59,1	56,6	58,9	66,0	80,8	109,6	152,1	202,3	102,9
	10	178,6	119,0	78,8	60,6	50,9	48,3	50,4	57,7	72,8	104,8	153,8	210,5	98,8
	20	146,4	102,8	72,4	60,5	54,6	53,4	55,1	59,5	69,0	92,0	127,4	169,0	88,5
	30	122,7	91,1	68,3	61,6	59,1	59,4	60,5	62,1	67,0	83,1	108,2	138,8	81,8
	40	105,4	82,8	65,9	63,6	64,4	66,3	66,8	65,7	66,4	77,0	94,4	116,6	77,9
	50	93,0	77,4	65,1	66,8	70,8	74,3	74,2	70,4	67,2	73,4	84,7	100,6	76,5
	60	84,8	74,4	65,9	71,3	78,6	83,8	83,1	76,4	69,4	71,8	78,4	89,7	77,3
	70	80,3	73,8	68,2	77,3	88,2	95,1	93,8	84,2	73,2	72,4	75,4	83,4	80,5
	80	79,6	75,8	72,5	85,6	100,2	108,7	106,9	94,2	79,1	75,3	75,6	81,5	86,3
	90	83,0	80,8	79,2	96,9	115,2	124,7	122,8	107,5	87,7	80,9	79,5	84,4	95,2

Исходя из расчёта, минимальная потребная площадь составляет 76,5 квадратных метра при 50 градусах наклона.

При изменении угла наклона меняется и расчетная потребная площадь. Это можно проследить и по средней величине потребной площади за год. Минимальная площадь ожидается при 30-70 градусах угла.

Оптимальную площадь ФЭП определяем по упрощённой методике по выражению:

$$A_{opt} = -\ln\left(\frac{I_z \cdot \gamma_z \cdot K_{уд}^{\PhiЭП} \cdot A_c}{k_f \cdot p(S) \cdot C_{мп} \cdot Q_n}\right) \cdot A_c, \quad (3.24)$$

где  $A_{opt}$  – оптимальная площадь, обеспечивающая минимальные затраты на потребляемую электроэнергию от ФЭП, м.кв.;

$I_z$  – амортизационные отчисления на реновацию и затраты на текущий ремонт установки, 0,05;

$K_{уд}^{\PhiЭП}$  – удельные капиталовложения ФЭП, 10500 руб/м.кв.;

$k_f$  – поправочный коэффициент, 1,4;

$p(S)$  – вероятность солнечного свечения (средняя за расчётный период);

$Q_n$  – потребная энергия, МДж;

$A_c$  – минимальная расчётная площадь, 76,5 кв.м.

Вероятность солнечного сияния  $p_i(S)$  определим используя представленные ранее зависимости. Полученные данные отобразим в таблице 3.16 и рассчитываем среднее значение.

Таблица 3.16. Среднее значение вероятности солнечного свечения.

Ме- сяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Среднее значение
$p(S)$	0,74	0,79	0,84	0,93	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	0,97	0,83	0,71	0,90

$$A_{opt} = -\ln\left(\frac{0,05 \cdot 1,25 \cdot 10500 \cdot 76,5}{1,4 \cdot 0,9 \cdot 0,97 \cdot 95265}\right) \cdot 76,5 = 64,26 \text{ кв.м.}$$

Для оценки обеспеченности энергией рассчитаем возможную выработку при выбранной оптимальной площади ФЭП в зависимости от угла наклона.

Результат расчёта сведём в таблицу 3.17.

Определим коэффициент обеспеченности и использования от фотоэлектрических преобразователей по выражениям (3.13) и (3.14).

Результаты расчёта сведём в таблицы 3.18 и 3.19.



Таблица 3.17. Выработка ФЭП с оптимальной площадью в зависимости от угла наклона солнечных коллекторов, МДж/м.кв.

Угол	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0	96,3	138	196	245	284	296	285	254	208	153	110	82,9
10	93,9	141	213	277	330	348	332	291	230	160	109	79,7
20	115	163	232	277	307	314	305	282	243	182	132	99,2
30	137	184	246	272	284	282	277	270	250	202	155	121
40	159	202	254	264	260	253	251	255	253	218	178	144
50	180	217	258	251	237	226	226	238	250	229	198	167
60	198	225	255	235	213	200	202	219	242	234	214	187
70	209	227	246	217	190	176	179	199	229	232	222	201
80	211	221	231	196	167	154	157	178	212	223	222	206
90	202	208	212	173	146	135	137	156	191	207	211	199

Таблица 3.18. Коэффициент обеспечения.

Угол	Месяц												Среднее за год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
0	0,37	0,53	0,75	0,94	1,00	1,00	1,00	0,97	0,80	0,59	0,42	0,32	0,72
10	0,36	0,54	0,82	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,88	0,61	0,42	0,31	0,74
20	0,44	0,63	0,89	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,70	0,50	0,38	0,79
30	0,52	0,71	0,94	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,96	0,77	0,59	0,46	0,83
40	0,61	0,78	0,97	1,00	1,00	0,97	0,96	0,98	0,97	0,83	0,68	0,55	0,86
50	0,69	0,83	0,99	0,96	0,91	0,86	0,87	0,91	0,96	0,88	0,76	0,64	0,85
60	0,76	0,86	0,98	0,90	0,82	0,77	0,77	0,84	0,93	0,89	0,82	0,72	0,84
70	0,80	0,87	0,94	0,83	0,73	0,68	0,68	0,76	0,88	0,89	0,85	0,77	0,81
80	0,81	0,85	0,89	0,75	0,64	0,59	0,60	0,68	0,81	0,85	0,85	0,79	0,76
90	0,77	0,80	0,81	0,66	0,56	0,52	0,52	0,60	0,73	0,79	0,81	0,76	0,69

Таблица 3.19. Коэффициент использования.

Угол	Месяц												Среднее за год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
0	1,00	1,00	1,00	1,00	0,92	0,88	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98
10	1,00	1,00	1,00	0,94	0,79	0,75	0,79	0,90	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93
20	1,00	1,00	1,00	0,94	0,85	0,83	0,86	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00	0,95
30	1,00	1,00	1,00	0,96	0,92	0,92	0,94	0,97	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98
40	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
60	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
70	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
90	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Принимаем угол установки ФЭП 40 градусов.

Для каждого из месяцев определим коэффициент, рассчитывая его с учётом вероятности поступления солнечного свечения используя выражение (3.15).

Результаты расчёта сведём в таблицу 3.20.

Таблица 3.20. Доля замещаемой энергии от ФЭП.

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Среднее значение
$f$	0,45	0,61	0,82	0,93	0,98	0,97	0,96	0,97	0,96	0,81	0,57	0,39	0,79

### 3.2.3. Выбор ФЭП и дополнительного оборудования

После результатов расчёта к установке предлагаются фотоэлектрические преобразователи SM 50-12 P (рис. 3.4). К установке предлагается 170 панелей с суммарной площадью 64,6 м.кв.

Фотоэлектрические панели серии SM выполнены из особо эффективных элементов с индексом «Grade A». ФЭП выполнены из закалённого стекла и алюминиевого профиля с анодированием, что обеспечивает высокую прочность конструкции. Технология выполнения элементов – поликристаллическая, с толщиной ячейки 220 мкм и общим количеством 36 элементов. Основные характеристики представлены в [44].

Пиковая мощность модуля составляет 50 Вт. Номинальное напряжение 12 В, при напряжении в точке максимальной мощности 18,4 В. При этом ток в точке максимальной мощности составляет 2,72 А. КПД составляет 16,3%.



Рисунок 3.4. Внешний вид ФЭП SM 50-12 P.

Так же к установке предлагается 43 аккумуляторных батареи с напряжением 12 В и ёмкостью 100 А\*ч.

Для заряда аккумуляторов предлагается к использованию 4 контролера с током заряда 60А. Для установки предлагаются контроллер серии МРРТ4860 (рис. 3.5) [45]. Контроллер оснащен технологией многопикового слежения и отслеживания точки максимальной мощности. Благодаря этому контроллер повышает эффективность использования ФЭП до 20% по сравнению с ШИМ методом. Алгоритм слежения контроллера позволяет точно отслеживать оптимальную точку работы на вольтамперной характеристике практически мгновенно. Контроллер позволяет получить точность слежения МРРТ до 99%. Технологии, применённые в контроллере, позволяют осуществлять заряд различных типов батарей. При превышении мощности солнечного модуля определённого уровня и превышении зарядного тока, контроллер снижает мощность заряда и зарядного тока до номинального значения.



Рисунок 3.5. Внешний вид контроллера серии MRPT4860.

Контроллер поддерживает мгновенный большой пусковой ток для ёмкостных нагрузок. Так же контроллер распознаёт напряжение аккумулятора. Контроллер оснащён ЖК экраном, при помощи которого пользователь может контролировать работу устройства и изменять параметры системы. При превышении температуры выше установленное значение, предусмотрено снижение зарядного тока до понижения температуры контроллера (рис. 3.6).

### 3.2.4. Экономическая эффективность использования фотоэлектрических преобразователей

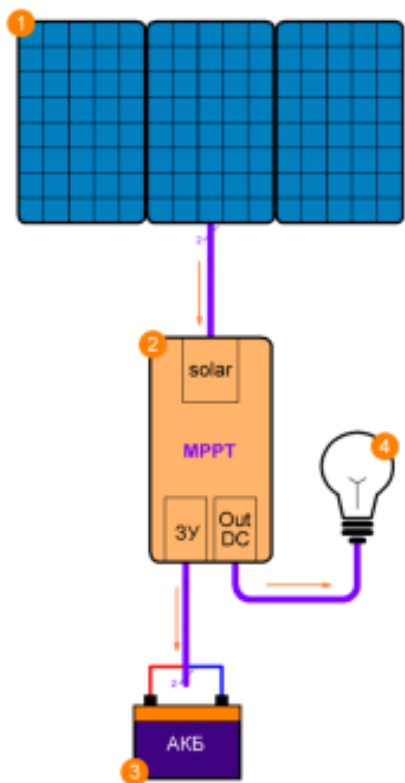
Стоимость электроэнергии при заданных затратах определим используя выражение:

$$C_{\text{ФЭП}} = \frac{I_2 \cdot \gamma_2 \cdot K_{\text{уд}}^{\text{ФЭП}} \cdot A_c}{Q_n \cdot f}, \quad (3.25)$$

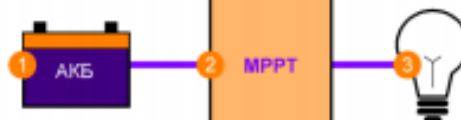
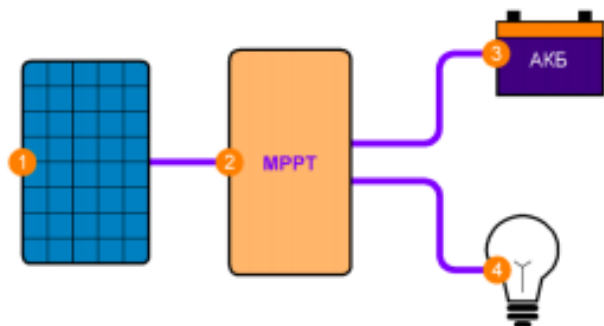
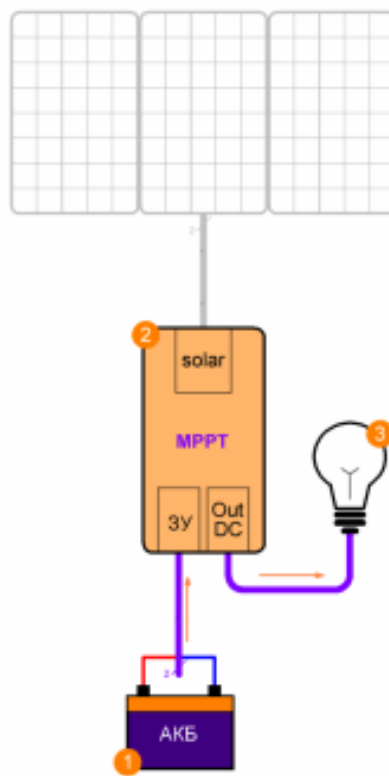
где  $\gamma_2$  – коэффициент отчислений на монтаж, 1,4.

$$C_{\text{ФЭП}} = \frac{0,05 \cdot 1,25 \cdot 10500 \cdot 64,6}{95265 \cdot 0,79} = 0,56 \text{ (руб / МДж) .}$$

Энергии от солнца достаточно



Энергии от солнца недостаточно  
(облачно или ночь)



Энергия от солнечных панелей 1 через контроллер 2 накапливается в аккумуляторе 3. Параллельно энергия передается подключенным потребителям 4

При отсутствии солнечной энергии потребители 3 питаются накопленной в аккумуляторе 1 энергией.

Рисунок 3.6. Режим работы системы при использовании контроллеров серии MPPT4860.

Определяем себестоимость совместного использования по выражению:

$$C_{СКЭ} = C_{ФЭП} \cdot f_i^{ГУ} + C_{тр} \cdot (1 - f_i^{ГУ}) . \quad (3.26)$$

$$C_{СКЭ} = 0,56 \cdot 0,79 + 0,97 \cdot (1 - 0,79) = 0,65 \text{ (руб / МДж)} = 2,36 \text{ (руб / кВт} \cdot \text{ч)}$$

Определим срок окупаемости, используя выражение:

$$T_{ок} = \frac{K_{уд}^{ФЭП} \cdot A_c}{Q_n \cdot (C_{тр} - C_{СКЭ})} . \quad (3.27)$$

$$T_{ок} = \frac{10500 \cdot 64,6}{95265 \cdot (0,97 - 0,56)} = 17,4 \text{ лет} .$$

Определение стоимости электроэнергии показывает, что система фотоэлектрических преобразователей является выгодной и окупается за срок службы, равный 20 годам.

Определим количество сэкономленного топлива по выражению:

$$\Delta\beta_T = \frac{Q_n \cdot f}{Q_p^H \cdot \eta_{экс}} . \quad (3.28)$$

$$\Delta\beta_T = \frac{95265 \cdot 0,79}{29330 \cdot 0,65} = 3,95 \text{ т.у.т.}$$

За счёт использования фотоэлектрических преобразователей ожидается экономия органического топлива, составляющая 3,95 тонн условного топлива.

Суммарная экономия органического топлива, при использовании солнечной энергии в энергосистеме насосной станции составляет 12,18 тонн условного топлива.

### 3.3. Использование ветровой энергии в энергосистеме

#### Джизакской головной насосной станции

Сведём известные данные многолетних наблюдений, для места расположения насосной станции. Представим среднемесячные и годовые скорости ветра (м/с), вычисленные из рядов ежегодных месячных значений за период не менее 30 лет. Ошибки расчёта изменяются от 0,0 до 0,1 м/с.

Таблица 3.21. Среднемесячная и годовая скорость ветра.

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Скорость, м/с	1,8	2	2,5	2,6	2,3	2,8	3,1	2,8	2,3	2,1	1,9	1,7	2,3

Так же приведём среднемесячные и годовые скорости ветра (м/с) по срокам. Приведены средняя скорость ветра в различные часы суток, вычисленные из рядов срочных значений скорости ветра отдельно для каждого срока и за все месяцы, за период не менее 10 лет. Статистические ошибки расчёта составляют от 0,08 до 0,1 м/с.

Таблица 3.22. Среднемесячная и годовая скорость ветра по срокам.

Время	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
21.00	1,5	1,4	1,7	1,7	1,6	1,9	1,8	1,6	1,6	1,5	1,3	1,5	1,6
0.00	1,6	1,5	1,7	1,7	1,5	1,7	1,6	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,5
3.00	1,6	1,6	1,7	1,6	1,4	1,58	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4	1,4	1,5
6.00	1,5	1,5	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5
9.00	1,6	1,7	1,9	2	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,7
12.00	1,8	1,9	2,2	2,3	2,2	2,1	2	2	2,1	1,8	1,7	1,6	2
15.00	1,5	1,8	2,1	2,3	2,2	1,9	1,9	1,9	1,8	1,4	1,4	1,4	1,8
18.00	1,4	1,5	1,9	1,8	1,8	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,4	1,5

Приведём повторяемость (%) различных градаций скорости ветра. Повторяемость скорости ветра по градациям рассчитана за период не менее 10 лет. Расчёт повторяемости конкретной градации скорости ветра получен как отношение суммы числа случаев этой градации всех направлений ветра к

общему числу всех скоростей и направлений, включая штили. Данные получены непосредственно путём подсчёта из рядов наблюдений за все сроки для каждого месяца и за год. Ошибки расчёта изменяются от 0,1 до 0,9%.

Таблица 3.23. Повторяемость скорости ветра по градациям.

Скорость, м/с	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
0 - 1	63,5	59,5	51,3	49,3	52,9	53,9	57,9	62	61,4	68	68	65,6	59,4
2 - 3	29,9	33,5	38,9	40,9	40	38,2	36	32,8	34,3	28,6	29,1	29,8	34,3
4 - 5	5,8	6,3	8,4	8,7	5,9	6,4	5,5	4,7	4	3,1	2,7	4,3	5,5
6 - 7	0,7	0,6	1,1	0,9	1	1,3	0,5	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,6
8 - 9	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1		0,1			0,1	0,1
10 - 11			0,1		0,05	0,1				0,1	0,03		0,05
12 - 13													0,05
14 - 17					0,05								

Приведём среднее число дней со скоростью ветра, равной или превышающей заданное значение. Представлено среднее многолетнее число дней, в которые хотя бы в один из сроков наблюдений отмечалась скорость ветра, равная или превышающая 8, 15 и 20 м/с. Исключение составляет число дней со скоростью ветра, равной или более 15 м/с, которое определялось по данным о скорости ветра как в срок наблюдений, так и между сроками.

Таблица 3.24. Среднее число дней со скоростью ветра.

Скорость, м/с	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
>8	2,7	2,5	4,0	4,3	3,4	4,9	7,4	7,7	4	2,8	2,2	2	4,8
>15	0,7	1,2	0,9	0,7	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,3	0,4	0,8	6,0
>20		0,1	0,1	0,1	0,1							0,1	1,0

Определим количество удельной вырабатываемой энергии.

Определяем скорость ветра, при которой вырабатывается средняя мощность по выражению:

$$v_{cp.m} = \sqrt{\sum_{v_{min}}^{v_{max}} v_i^3 \cdot tv_i} \quad (3.29)$$



Для января месяца:

$$v_{\text{ср.м}} = \sqrt{0,5^3 \cdot 0,64 + 2,5^3 \cdot 0,3 + 4,5^3 \cdot 0,058 + 6,5^3 \cdot 0,007 + 8,5^3 \cdot 0,001} = 1,889 \text{ м/с}$$

Тогда суточная выработка в марте определяется по выражению:

$$W_{\text{уд.и}}^C = 24 \cdot \beta \cdot v_{\text{ср.м.и}}^3, \quad (3.30)$$

где  $\beta$  – коэффициент постоянных составляющих,  $\beta = 2 \cdot 10^{-4}$ .

$$W_{\text{уд.1}}^C = 24 \cdot 2 \cdot 1,889^3 = 0,038 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^2.$$

Полная выработка ветроустановки определяется по выражению:

$$W_{\text{ВЭУ}}^M = W_{\text{уд.1}}^C \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (3.31)$$

где  $d$  – диаметр колеса, м.

Так для малой ветроустановки с диаметром ветроколеса 7 м суточная выработка в январе составит:

$$W_{\text{ВЭУ}}^I = 0,038 \cdot \frac{3,14 \cdot 7^2}{4} = 1,31 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Результаты для остальных месяцев проведём аналогично и сведём в таблицу 3.25.

Таблица 3.25. Среднемесячная скорость ветра и удельная производительность ВЭУ.

Параметр	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$v_{\text{ср.м}} \text{ м/с}$	1,889	1,961	2,232	2,228	2,117	2,133	1,947	1,835	1,807	1,667	1,629	1,748	1,966
$W_{\text{уд.и}}^C \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м.кв.}$	0,038	0,042	0,062	0,062	0,053	0,054	0,041	0,035	0,033	0,026	0,024	0,03	0,043
$W_{\text{ВЭУ}} \text{ кВт} \cdot \text{ч}$	1,453	1,623	2,394	2,384	2,044	2,091	1,591	1,331	1,270	0,998	0,931	1,150	1,637

Как правило, экономически эффективным является использование ветроустановок при среднем значении скорости ветра 3 м/с и более. Таким образом, использование ветровой энергии в энергосистеме Джизакской насосной станции не является рациональным.

Существующие ветроэнергетические установки имеют три базовых скорости ветра для ВЭУ: минимальная ( $v_{min}$ ), рабочая или номинальная ( $v_p$ ) и максимальная ( $v_{max}$ ).

Минимальная скорость ветра показывает значение скорости ветра, при которой ветроколесо начинает вращаться. При этом не следует ожидать выработку электроэнергии. Существующие ВЭУ начинают работать при скорости ветра 3 м/с и более.

При скорости ветра равной номинальной или рабочей, ветроколесо вращается с номинальной скоростью и ВЭУ вырабатывает номинальную мощность. При дальнейшем росте скорости ветра, ВЭУ вырабатывает номинальную мощность до вывода ветроколеса из-под воздействия ветра, когда его скорость достигнет максимального значения, опасной для установки.

Анализ скорости ветра местности показывает, что использование ветроустановок является экономически не выгодным. Для использования ВЭУ требуется более тщательный анализ местных условий по скорости ветра, что выходит за рамки данной работы.

Таким образом, по приведённым данным, использование ветровой энергии в энергосистеме Джизакской головной насосной станции считаем не рациональным. Энергоснабжение потребителей данной станции возможно за счёт солнечной энергии.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ состояния энергоснабжения Джизакской насосной станции показал, что энергоприёмники получают питание от традиционно сложившихся источников энергии, на базе органических видов топлива. При этом потребители обеспечиваются тепловой и электрической энергией в полном объёме и по надёжности энергоснабжения система энергообеспечения отвечает современным требованиям.

Вместе с тем следует отметить тенденцию роста затрат на энергоснабжение, в связи с ростом стоимости электрической энергии и органического топлива для получения тепловой энергии. Теплоснабжение осуществляется централизованно от котельной или локально за счёт использования ТЭНов, преобразующие электрическую энергию.

Для снижения затрат на потребляемую энергию рассмотрены возможности использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). При этом рассмотрены два вида возобновляемой энергии: солнечная и ветровая энергия, по признаку доступности их потребителю.

ВИЭ призваны замещать традиционно используемые органические виды топлива, в т.ч. электрическую энергию, получаемую из централизованной системы электроснабжения. При этом следует ожидать экономию органических видов топлива с учётом затрат на их поставку или потери электрической энергии в сетях.

Важно было определить оптимальные условия использования ВИЭ, чтобы обеспечить потребную энергию с минимальными затратами. Это значит, необходимо было установить оптимальное соотношение традиционных и возобновляемых энергоресурсов в системе комбинированного энергоснабжения.

Оптимальное соотношение энергоресурсов повышает эффективность энергоснабжения Джизакской насосной станции. При этом важно выбрать вариант эффективного использования ВИЭ.

В ходе исследования системы энергоснабжения Джизакской насосной станции определены энергоприёмники, которые могут получать питание от

ВИЭ. Для указанных энергоприёмников необходимо было выбрать энергоустановки с оптимальными параметрами.

Для использования солнечной и ветровой энергии в Джизакской насосной станции определены их энергетические характеристики. При этом важно учитывать случайный характер поступающей возобновляемой энергии.

Для использования солнечной энергии определены суточный и годовой ход солнечного излучения, продолжительность солнечного сияния, что важно для определения времени работы солнечной установки в течение расчётного периода (месяц, сезон или год). Полученные данные позволяют установить их в вероятностной форме.

Для использования энергии ветра определены значения скорости ветра, также внутри года. Для учёта её изменчивости установлена повторяемость скорости ветра по заданным градациям.

Для теплоснабжения используются солнечные коллекторы, бак аккумулятор тепловой энергии, циркуляционные насосы и устройства автоматики и управления системой солнечного энергоснабжения.

Для эффективного теплоснабжения заданной потребной энергии около 175000 МДж оптимальная площадь СК составляет 38,5 м<sup>2</sup>. При этом угол наклона солнечных установок принимается 50 градусов относительно горизонта, обеспечивающий максимальное энергообеспечение с использованием установленной площади на 70%.

Доля замещения потребной энергии от системы солнечного теплоснабжения составляет почти 90%. В результате ожидается экономия органического топлива более 8 тонны условного топлива. При этом стоимость тепловой энергии от комбинированной установки составит 1,84 руб./кВт ч, когда от традиционного источника составляет 3,5 руб./кВт ч. Снижение затрат составляет 1,66 руб. с кВт ч тепловой энергии и позволяет окупить солнечные установки за 5 лет, что намного меньше срока её службы.

Для электроснабжения электроприёмников рассмотрены солнечные батареи. При этом потребители электрической энергии сгруппированы на 4 группы для освещения объектов с суммарной нагрузкой 72,4 кВт ч.

Проведенные исследования позволили определить оптимальную площадь солнечных батарей, которая составила 64,2 м<sup>2</sup>. При этом угол наклона принимается 40 градусов, который позволяет максимально обеспечить потребную энергию на 86%, с использованием установленных солнечных батарей на 100%.

Доля замещения потребной электрической энергии составляет почти 80%. Экономия электрической энергии от электрической сети составляет около 21000 кВт ч. Стоимость электрической энергии от комбинированной системы электроснабжения составит 2,36 руб./кВт ч. Снижение затрат на потребляемую электрическую энергию позволяет окупить солнечные батареи за 17,4 года, что меньше срока её службы.

Исследование использования энергии ветра показали на её не эффективность, из-за низкой скорости ветра. Среднемесячные данные по скорости ветра показали максимальные значения до 3 м/с летом и минимум 2 м/с зимой. Среднегодовая скорость ветра составляет 2,3 м/с. При этом повторяемость скорости ветра показывает появление скорости ветра 4 м/с и более очень редким.

Существующие ветроэнергетические установки начинают работать при скорости ветра 4 м/с и более. С учётом энергетических характеристик ветрового потока и технической характеристики ветроустановок следует ожидать низкую эффективность системы электроснабжения.

Таким образом, результаты проведённых исследований показывают возможность эффективного энергоснабжения потребителей с использованием возобновляемой энергии. При этом наиболее эффективным является солнечная энергия и существуют оптимальные параметры солнечных установок для электро- и теплоснабжения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан. Премьер-министр Республики Узбекистан Ш.М.Мирзиёев. «Об утверждении положения о республиканской комиссии по вопросам энергоэффективности и развитию возобновляемых источников энергии». № 238, от 13.08.2015 г.

2. Постановление Президента Республики Узбекистан Ш.М.Мирзиёева. «О программе мер по дальнейшему развитию возобновляемой энергетики, повышению энергоэффективности в отраслях экономики и социальной сфере на 2017-2021 годы». № ПП-3012, от 26.05.2017 г. («Ўзбекистон Республикаси қонун ҳужжатлари тўплами», 2017 йил 5 июнь, 22-сон, 424-модда).

3. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан. Премьер-министр Республики Узбекистан А.Арипов. «Об утверждении Положения о механизме идентификации организации в качестве специализирующейся на выпуске установок по производству энергии из возобновляемых источников». № 908, от 13.11.2017 г.

4. Постановление Президента Республики Узбекистан Ш.М.Мирзиёева. «О дополнительных мерах по реализации инвестиционных проектов в области возобновляемых источников энергии». № ПП-3687, от 28.04.2018 г.

5. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан. Премьер-министр Республики Узбекистан А.Арипов. «О мерах по развитию возобновляемых источников энергии и привлечению частных инвестиций для создания фотоэлектрических станций». № 633, от 08.08.2018 г.

6. Закон Республики Узбекистан Ш.М.Мирзиёева. «Об использовании возобновляемых источников энергии». № ЗРУ-539, от 21.05.2019 г.

7. Постановление Президента Республики Узбекистан Ш.М.Мирзиёева. «Об ускоренных мерах по повышению энергоэффективности отраслей экономики и социальной сферы, внедрению энергосберегающих технологий и развитию возобновляемых источников энергии». № ПП-4422, от 22.08.2019 г.

8. Постановление Президента Республики Узбекистан Ш.М.Мирзиёева. «О мерах по развитию возобновляемой и водородной энергетики в Республике Узбекистан». № ПП-5063, от 09.04.2021 г.

9. Указ Президента Республики Узбекистан Ш.М.Мирзиёева. «О Стратегии действий по дальнейшему развитию Республики Узбекистан на 2017-2021 годы». № УП-4947, от 07.02.2017 г.

10. Шерьязов С.К., Пташкина-Гирина О.С. Использование возобновляемых источников энергии в сельском хозяйстве: Учебное пособие. – Челябинск: ЧГАА, 2013. – 280 с.
11. Твайделл Дж, Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 391 с.
12. Саплин Л.А. Энергоснабжение сельскохозяйственных потребителей с использованием возобновляемых источников: Учеб. пособие для вузов / Л.А.Саплин, С.К.Шерьязов, О.С.Пташкина-Гирина, Ю.П.Ильин. – Челябинск: Изд-во ЧГАУ, 2000. – 203 с.
13. Раджабов А., Ибрагимов М. Қайта тикланувчан энергия манбалари ва фойдаланиш технологиялари. Дарслик. – Т.: ТИҚХММИ, 2020. – 393 б.
14. Шерьязов С.К. Возобновляемые источники в системе энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей: Монография. – Челябинск: ЧГАУ, 2008. – 302 с.
15. Амерханов Р.А. Оптимизация сельскохозяйственных энергетических установок с использованием возобновляемых видов энергии. – М.: Колос-Пресс, 2003. – 532 с.
16. Раджабов А., Ибрагимов М., Бердишев А.С., Эшпулатов Н.М. Қишлоқ хўжалиги ишлаб чиқаришида қайта тикланувчи энергия манбаларидан фойдаланиш технологияларини ривожлантиришнинг илмий-методологик асослари. Монография. – Т.: ТИҚХММИ, 2020. – 252 б.
17. Аллаев К.Р. Электроэнергетика Узбекистана и мира. – Т.: «Fan va texnologiya», 2009. – 463 с.
18. Зохидов Р.А. Энергетика мира и Узбекистана. – Т.: Молия, 2011. – 388 с.
19. Шерьязов С.К. Методология рационального сочетания традиционных и возобновляемых энергоресурсов в системе энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей: Автореф. дис. ... д.т.н. – Красноярск: Красноярский ГАУ, 2011. – 33 с.
20. Сафаров А.Б. Бухоро вилоятининг иқлимий шароитларига мослаштирилган самарадор шамол энергетик қурилмасини яратиш: Автореф. дис. ... т.ф.ф.д. (PhD). – Қарши: Қарши МИИ, 2021. – 23 б.
21. [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en)
22. Отчёт деятельности каскада Джизакской головной насосной станции за 2020 год. – Джизак: ДГНС, 2020. – 248 с.

23. [https://jbnsb.uz/ru/nasos\\_stansiya/жиззах-бош-насос-станцияси/](https://jbnsb.uz/ru/nasos_stansiya/жиззах-бош-насос-станцияси/)
24. <https://t-sila.ru/catalog/view/95>
25. <https://t-sila.ru/catalog/view/91>
26. <https://electro.mashinform.ru/dvigateli-sinhronnye-moshchnostyu-1000-kvt-i-vy-she/dvigateli-vertikalnye-sinhronnye-trehfaznye-tipov-vds2-325-i-vds-375-obj3702.html>
27. [https://energo-cis.ru/wyswyg/file/news/Энергосистема\\_Узбекистана.pdf](https://energo-cis.ru/wyswyg/file/news/Энергосистема_Узбекистана.pdf)
28. <https://azizovpartners.uz/ru/2020/08/03/возобновляемая-энергетика-в-узбекистане/> .html
29. Научно прикладной справочник климата СССР. Многолетние данные. Выпуск 19. Узбекская ССР. Справочник специалиста. – Ленинград: Гидрометеиздат, 1989. – 281 с.
30. Рудак М.С. Ветро- и гелиоэнергетический кадастр республики Узбекистан. – Т.: ГУГМ при КБ РУз, САНИГМИ, 2003. – 147 с.
31. Балашова Г.Н., Житомирская О.М., Семёнова О.А. Климатическое описание республик Средней Азии. – Л.: Гидрометеиздат, 1960. – 244 с.
32. Глазырин Г.Е., Чанышева С.Г., Чуб В.Е. Краткий очерк климата Узбекистана. – Т.: «Chinor ENK», 1999. – 40 с.
33. Научно-прикладной справочник по климату СССР, сер.3, ч 1-6, вып 19, кн. 1 и 2. – Л.: Гидрометеиздат, 1989. – 279 с. и 349 с.
34. Атлас ветрового и солнечного климатов России / Под ред. М.М.Борисенко, В.В.Стадник. – СПб.: Изд-во ГГО, 1997. – 173 с.
35. Солнечная энергетика: Учеб. пособие / В.И.Виссарионов, Г.В.Дерюгина, В.А.Кузнецова [и др.]; Под ред. В.И.Виссарионова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 276 с.
36. Шерьязов С.К. Выбор рационального сочетания традиционных и возобновляемых энергоресурсов в системе энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей (на примере Челябинской области): Рекомендации для руководителей энергетических служб АПК / С.К.Шерьязов. – Челябинск: Изд-во ЧГАА, 2010. – 40 с.
37. <https://asad16.ru/tipy-solnechnyh-kollektorov/>
38. Саплин Л.А. Энергоснабжение сельскохозяйственных потребителей с использованием возобновляемых источников: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Челябинск: ЧГАУ, 1999. – 48 с.



39. Бастрон А.В., Михеева Н.Б., Судаев Е.М. Горячее водоснабжение сельских бытовых потребителей Красноярского края с использованием солнечной энергии. – Красноярск: Красноярский ГАУ, 2016. – 132 с.
40. Цугленок Н.В., Шерьязов С.К., Бастрон А.В. Рациональное сочетание традиционных и возобновляемых источников энергии в системе энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей. – Красноярск: Красноярский ГАУ, 2012. – 360 с.
41. Бастрон А.В., Шерьязов С.К. Энергообеспечение потребителей с использованием возобновляемых источников энергии: Учеб. пособие. – Красноярск: Красноярский ГАУ, 2019. – 118 с.
42. Тлеулов А.Х. Методы оценки характеристик ветроэнергетических и гелиоустановок сельскохозяйственных объектов: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Челябинск: ЧГАУ, 1996. – 44 с.
43. Бессель В.В., Кучеров В.Г., Мингалеева Р.Д. Изучение солнечных фотоэлектрических элементов. Учебно-методическое пособие. – М.: РГУ нефти и газа, 2016. – 93 с.
44. <https://www.delta-battery.ru/solar/delta-sm/sm-poli/Delta-SM-50-12-P/>
45. <https://www.delta-battery.ru/control/mppt/delta-mppt4860/>
46. Патент РФ на изобретение № 2382900. Система для автономного электроснабжения потребителей / С.К.Шерьязов, М.В.Шелубаев, А.А.Аверин, Н.А.Чернов // БИ. – 2010. – № 6.
47. Патент на полезную модель № 89184. Ветроэлектрическая установка / С.К.Шерьязов, М.В.Шелубаев // БИ. – 2009. – № 33.
48. Патент РФ на изобретение № 2325551. Устройство для автономного энергоснабжения потребителей / С.К.Шерьязов, А.А.Аверин // БИ. – 2008. – № 15.
49. Патент на полезную модель № 65150. Гелиоветро дизельгенераторная установка для энергоснабжения / С.К.Шерьязов, А.А.Аверин, Р.А.Ахметжанов // БИ. – 2007. – № 21.
50. Патент РФ на изобретение № 2228492. Устройство для горячего водоснабжения / С.К.Шерьязов, Р.А.Ахметжанов // БИ. – 2004. – № 13.
51. А.С. СССР № 1315416. Энергетическая установка / Л.А.Саплин, В.Л.Орлов, Р.Ф.Юнусов, С.К.Шерьязов // БИ. – 1993. – № 18.

52. Шерьязов С.К., Юнусов Р.Ф., Чигак А.С. Определение энергетических характеристик солнечных элементов // «Электр энергиясини ишлаб чиқариш, узатиш ва тақсимлаш ҳамда ундан оқилона фойдаланишнинг долзарб муаммолари». Сб. научных работ Республиканской научно-техн. конф., 2020 г., 21-22 декабря, ТГТУ. – Ташкент, 2020, С. 45-47.

53. Шерьязов С.К., Юнусов Р.Ф., Телюбаев Ж.Б. Биогазовые установки, как источник возобновляемой энергии // «Электр энергиясини ишлаб чиқариш, узатиш ва тақсимлаш ҳамда ундан оқилона фойдаланишнинг долзарб муаммолари». Сб. научных работ Республиканской научно-техн. конф., 2020 г., 21-22 декабря, ТГТУ. – Ташкент, 2020, С. 47-49.

54. Шерьязов С.К., Юнусов Р.Ф., Доскенов А.Х., Чигак А.С. Разработка эффективной системы солнечного теплоснабжения // «Тенденции развития альтернативной и возобновляемой энергетики: вызовы и решения». Международная научно-техн. конф. 2021 г., 17-18 мая, ТГТУ. – Ташкент, 2021, С. 412-418.

55. Шерьязов С.К., Юнусов Р.Ф., Доскенов А.Х., Чигак А.С., Зокиров У.У. Система солнечного энергоснабжения насосной станции // «Роль и место физики в области техники». Республиканская научно-практ. конф. 2021 г., 28 мая, Каракалпакский ГУ им. Бердаха. – Нукус, 2021, С. 146-150.

56. Юнусов Р.Ф., Шерьязов С.К., Юсупов Ш.Б., Доскенов А.Х. Энергоснабжение насосных станций // «Иқтисодиёт тармоқлари ва ижтимоий соҳанинг энергия самарадорлигини оширишга қаратилган автоматлаштириш ва энергетика муаммоларни ечишда илғор инновацион технологиялар ва таълимнинг ўрни» мавзусида Халқаро илмий-амалий конф. 2021 й., 24-25 июнь, Наманган муҳандислик-технология институти, 2021, С. 805-807.

57. Шерьязов С.К., Юнусов Р.Ф., Юсупов Ш.Б., Доскенов А.Х. Комплексное энергоснабжение с использованием возобновляемых источников энергии маломощных потребителей насосных станций // «Проблемы энерго- и ресурсосбережения» – Журнал. Специальный выпуск – 2021 г. – Т.: ТГТУ, 2021. – С. 323-329.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

## Определение параметров солнечной радиации

Q59     $\downarrow$      $\times$      $\checkmark$      $f_x$     =CP3НАЧ(SS9:AG59)

Таблица 3.1 - Параметры солнечной радиации

		В	С	Д	Е	Ф	Г	Н	И	Ј	К	Л	М	Н	О
	Параметры и данные/Мест	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь		
1															
2	Ясная солнечная радиация на горизонтальной поверхности	6:30		0,27	0,47	0,57	0,60	0,54	0,45	0,30	0,10				
3		9:30	0,69	0,80	0,81	0,82	0,82	0,80	0,78	0,75	0,73	0,72	0,69		
4		12:30	0,81	0,84	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84	0,82	0,80	0,77	0,75		
5		15:30	0,49	0,63	0,72	0,72	0,71	0,78	0,74	0,69	0,57	0,42	0,37		
6		18:30				0,10	0,23	0,32	0,28	0,13					
7		6:30		0,03	0,11	0,20	0,22	0,18	0,12	0,06	0,01				
8	Ясная солнечная радиация на горизонтальной поверхности	9:30	0,22	0,31	0,45	0,57	0,65	0,67	0,64	0,49	0,38	0,29	0,21		
9		12:30	0,38	0,48	0,63	0,72	0,80	0,82	0,79	0,63	0,50	0,38	0,33		
10		15:30	0,10	0,20	0,32	0,39	0,49	0,53	0,51	0,33	0,18	0,08	0,06		
11		18:30				0,00	0,03	0,05	0,05	0,01					
12		6:30		0,03	0,07	0,08	0,09	0,08	0,07	0,05	0,03				
13	Рассеянная солнечная радиация на горизонтальной поверхности	9:30	0,08	0,10	0,13	0,16	0,15	0,14	0,14	0,14	0,13	0,09	0,08		
14		12:30	0,11	0,14	0,15	0,17	0,16	0,15	0,15	0,16	0,14	0,11	0,10		
15		15:30	0,06	0,09	0,11	0,14	0,13	0,13	0,12	0,11	0,09	0,05	0,04		
16		18:30				0,02	0,04	0,05	0,03						
17		6:30		0,06	0,18	0,28	0,31	0,26	0,19	0,11	0,04				
18	Угловая солнечная радиация на горизонтальной поверхности	9:30	0,30	0,41	0,58	0,73	0,80	0,81	0,78	0,63	0,51	0,38	0,29		
19		12:30	0,49	0,62	0,78	0,89	0,96	0,97	0,89	0,79	0,64	0,49	0,43		
20		15:30	0,16	0,29	0,43	0,53	0,62	0,66	0,58	0,44	0,27	0,13	0,10		
21		18:30				0,02	0,07	0,10	0,10	0,04					
22															

### Сумма прямой солнечной радиации по нормали к углу падения солнечных лучей и на горизонтальную поверхность

Q59    =СРЭНАЧ(559;AG59)

Таблица 3.2 – Сумма прямой солнечной радиации по нормали к углу падения солнечных лучей, МДж/м<sup>2</sup>·ч.

Месяц	За часовой интервал												Σ за месяц						
	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16		16-17	17-18	18-19	19-20		
Январь			0,65	1,92	2,53	2,81	2,95	2,76	2,38	1,81	0,43					9,99	310		
Февраль			0,12	1,35	2,30	2,76	2,84	2,62	2,02	1,04	0,48	2,64	1,02	0,06			14,32	461	
Март			0,68	2,04	2,56	2,89	3,08	3,19	3,07	2,68	2,56	1,84	0,83				20,33	630	
Апрель			0,37	1,61	2,31	2,68	2,81	3,04	3,12	3,07	2,84	2,71	2,40	1,76	0,34			25,38	781
Май			0,56	1,62	1,94	2,40	2,73	2,84	3,07	3,12	3,07	2,89	2,79	2,50	1,82	0,82	0,84	29,44	813
Июнь			0,26	1,41	2,12	2,56	2,81	2,84	3,04	3,12	3,07	2,89	2,81	2,50	2,04	1,30	0,25	30,75	822
Июль			0,17	1,15	1,97	2,40	2,71	2,89	3,02	3,07	3,07	2,89	2,71	2,28	1,84	1,02	0,31	29,23	818
Август			0,85	1,84	2,22	2,58	2,84	2,89	3,07	3,07	3,02	2,89	2,63	2,27	1,84	0,56		26,37	817
Сентябрь			0,69	0,97	1,84	2,30	2,68	2,89	2,89	2,89	2,81	2,79	2,48	1,84	0,87	0,86		21,53	646
Октябрь			0,19	1,18	2,10	2,53	2,78	2,89	2,89	2,89	2,78	2,53	2,17	1,33	0,19			15,88	492
Ноябрь					1,03	2,12	2,53	2,73	2,81	2,81	2,71	2,43	1,76	0,72				11,44	343
Декабрь					0,44	1,74	2,38	2,63	2,71	2,71	2,53	2,30	1,53	0,41				8,60	267
Год																		7418	

Сумма прямой солнечной радиации на горизонтальную поверхность, МДж/м<sup>2</sup>·ч.

Месяц	За часовой интервал												Σ за месяц							
	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16		16-17	17-18	18-19	19-20			
Январь				0,16	0,66	1,1	1,48	1,74	1,74	1,43	1	0,56	0,34				9,99	310		
Февраль			0,03	0,49	1,05	1,53	1,84	2,2	2,2	1,89	1,48	1,02	0,48	0,03				14,32	461	
Март			0,31	0,97	1,165	2,12	2,5	2,76	2,76	2,45	2,04	1,53	0,85	0,21				20,33	630	
Апрель			0,08	0,61	1,33	2,02	2,38	3,02	3,22	3,21	2,43	1,92	1,28	0,89	0,11				25,38	781
Май			0,03	0,38	0,95	1,61	2,22	2,81	3,22	3,45	3,45	3,27	2,81	2,3	1,61	0,89	0,31	0,03	29,44	813
Июнь			0,06	0,41	1,07	1,79	2,4	2,81	3,3	3,5	3,27	3,88	3,33	1,79	1,07	0,41	0,06	30,75	822	
Июль			0,05	0,38	1,02	1,66	2,27	2,84	3,2	3,4	3,4	3,2	2,81	2,3	1,66	0,95	0,36	0,05	29,23	818
Август			0,17	0,73	1,41	2,04	2,58	2,96	3,22	3,22	2,96	2,56	2,04	1,48	0,82	0,39		26,37	817	
Сентябрь			0,03	0,33	0,84	1,64	2,2	2,43	2,84	2,84	2,43	2,2	1,76	1,07	0,43	0,03		21,53	646	
Октябрь			0,1	0,69	1,28	1,79	2,17	2,38	2,36	1,99	1,51	1,02	0,54	0,07				15,88	492	
Ноябрь				0,26	0,82	1,23	1,38	1,79	1,79	1,61	1,25	0,82	0,29					11,44	343	
Декабрь				0,09	0,31	0,97	1,33	1,56	1,56	1,23	0,84	0,43	0,08					8,60	267	
Год																		7418		

## Элементы расчёта дневной удельной производительности гелиоустановки

F	BG	BH	BI
	Месяц	Температура в грудусах Цельсия	Температура в градусах Кельвина
	Январь	-0,6	272,4
	Февраль	1,9	274,9
	Март	7,9	280,9
	Апрель	14,7	287,7
	Май	20,1	293,1
	Июнь	24,9	297,9
	Июль	27	300
	Август	25	298
	Сентябрь	19,6	292,6
	Октябрь	12,8	285,8
	Ноябрь	6,6	279,6
	Декабрь	1,9	274,9
	Месяц	Температура на входе в коллектор, К	Дневная удельная теплопроизводительность гелиоустановки на горизонтальной поверхности, МДж/м. кв
	Январь	297,7	7,26
	Февраль	298,95	10,71
	Март	301,95	15,58
	Апрель	305,35	19,64
	Май	308,05	22,87
	Июнь	310,45	23,93
	Июль	311,5	23,00
	Август	310,5	20,40
	Сентябрь	307,8	16,44
	Октябрь	304,4	11,93
	Ноябрь	301,3	8,39
	Декабрь	298,95	6,20

4



**Элементы расчёта дневной удельной производительности гелиоустановки  
с различными углами наклона**

	BJ	BK	BL	BM	BN	BO	BP	BQ	BR	BS	BT	BU	BV	E
φ, (град)/ Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
10	0,98	1,02	1,09	1,13	1,16	1,17	1,17	1,14	1,11	1,05	0,99	0,96		
20	1,19	1,18	1,18	1,13	1,08	1,06	1,07	1,11	1,17	1,19	1,19	1,20		
30	1,42	1,33	1,25	1,11	1,00	0,95	0,97	1,06	1,21	1,32	1,41	1,46		
40	1,65	1,47	1,30	1,08	0,92	0,85	0,88	1,00	1,22	1,42	1,61	1,74		
50	1,87	1,57	1,32	1,03	0,83	0,76	0,79	0,94	1,20	1,49	1,80	2,01		
60	2,06	1,63	1,30	0,96	0,75	0,68	0,71	0,86	1,16	1,53	1,94	2,25		
70	2,17	1,65	1,26	0,89	0,67	0,60	0,63	0,78	1,10	1,51	2,02	2,43		
80	2,19	1,60	1,18	0,80	0,59	0,52	0,55	0,70	1,02	1,46	2,01	2,48		
90	2,10	1,50	1,08	0,71	0,51	0,45	0,48	0,61	0,92	1,35	1,91	2,40		
φ, (град)/ Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
10	9,74	14,6	22,1	28,7	34,2	36,1	34,5	30,1	23,9	16,6	11,3	8,26		
20	11,9	16,9	24	28,7	31,9	32,6	31,6	29,2	25,2	18,9	13,7	10,3		
30	14,2	19,1	25,5	28,3	29,5	29,3	28,8	28	26	20,9	16,1	12,5		
40	16,5	21	26,4	27,3	27	26,3	26,1	26,5	26,2	22,6	18,4	14,9		
50	18,7	22,5	26,7	26,1	24,6	23,4	23,4	24,7	25,9	23,7	20,6	17,3		
60	20,5	23,4	26,4	24,4	22,1	20,8	20,9	22,8	25,1	24,2	22,2	19,4		
70	21,7	23,6	25,5	22,5	19,7	18,3	18,5	20,7	23,8	24	23,1	20,9		
80	21,9	22,9	24	20,3	17,4	16	16,3	18,5	22	23,1	23	21,3		
90	21	21,5	22	18	15,1	14	14,2	16,2	19,8	21,5	21,9	20,6		
φ, (град)/ Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
10	7,05	11	17,1	22,4	26,9	28,4	27,1	23,6	18,5	12,6	8,33	5,86		
20	8,74	12,8	18,6	22,4	24,9	25,5	24,7	22,8	19,5	14,4	10,2	7,45		
30	10,6	14,6	19,8	22	23	22,9	22,4	21,8	20,2	16,1	12,2	9,28		
40	12,5	16,1	20,5	21,2	21	20,4	20,2	20,5	20,3	17,4	14	11,2		
50	14,2	17,2	20,7	20,1	18,9	18	18	19	20	18,2	15,7	13		
60	15,7	18	20,4	18,8	16,9	15,8	16	17,5	19,3	18,6	17	14,7		
70	16,6	18,2	19,7	17,3	15	13,9	14,1	15,8	18,3	18,5	17,8	16		
80	16,7	17,6	18,5	15,5	13,1	12	12,2	14	16,9	17,8	17,7	16,3		
90	16	16,5	16,8	13,5	11,2	10,3	10,5	12,1	15,1	16,4	16,7	15,7		

5

Элементы расчёта коэффициентов использования и обеспечения

ВХ	ВУ	ВЗ	СА	СВ	СС	СД	СЕ	СF	СG	СН	СИ	СJ	СК	СL	С
Угол		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Среднее за год	
	0	0,56	0,82	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,92	0,64	0,48	0,87	
	10	0,57	0,88	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,67	0,47	0,88	
	20	0,70	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,82	0,60	0,93	
	30	0,85	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,75	0,96	
	40	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90	0,99	
	50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
	60	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
	70	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
	80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,96	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
	90	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90	0,83	0,84	0,97	1,00	1,00	1,00	1,00	0,96	

ВХ	ВУ	ВЗ	СА	СВ	СС	СД	СЕ	СF	СG	СН	СИ	СJ	СК	СL	С
Угол		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Среднее за год	
	0	1,00	1,00	0,84	0,66	0,57	0,54	0,57	0,64	0,79	1,00	1,00	1,00	0,80	
	10	1,00	1,00	0,73	0,55	0,46	0,44	0,46	0,53	0,67	0,99	1,00	1,00	0,74	
	20	1,00	0,97	0,67	0,56	0,50	0,49	0,50	0,55	0,64	0,86	1,00	1,00	0,73	
	30	1,00	0,85	0,63	0,56	0,54	0,54	0,55	0,57	0,62	0,77	1,00	1,00	0,72	
	40	1,00	0,77	0,61	0,59	0,59	0,61	0,62	0,61	0,61	0,72	0,89	1,00	0,72	
	50	0,88	0,72	0,60	0,62	0,66	0,69	0,69	0,65	0,62	0,68	0,79	0,95	0,71	
	60	0,79	0,69	0,61	0,66	0,73	0,79	0,78	0,71	0,64	0,67	0,73	0,84	0,72	
	70	0,75	0,69	0,63	0,72	0,83	0,90	0,88	0,79	0,68	0,67	0,70	0,78	0,75	
	80	0,74	0,71	0,67	0,80	0,95	1,00	1,00	0,89	0,74	0,70	0,70	0,76	0,81	
	90	0,78	0,76	0,74	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	0,83	0,76	0,74	0,79	0,86	



Элементы расчёта отношения мощностей солнечного сияния на горизонтальную и наклонную поверхности

$$1 - (M2/L2) * K2 + (M2/L2) * ((1 + \cos(D2 * (3,14/180))) / 2) + 0,5 * ((1 - \cos(D2 * (3,14/180))) / 2)$$

D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
		часовой угол захода солнца г	часовой угол захода солнца н	итоговый часовой угол захода солнца н	Rb ч	Rb з	Rb	Q	D		
5	-21,2952	1,238036	1,294702224	1,23803644	0,011992	0,014736	0,813787	0,46	0,15	0,874839	
10	-21,2952	1,238036	1,344078853	1,23803644	0,013511	0,014058	0,961061	0,46	0,15	0,975078	
15	-21,2952	1,238036	1,388279483	1,23803644	0,014927	0,013391	1,114715	0,46	0,15	1,080268	
20	-21,2952	1,238036	1,428604009	1,23803644	0,01623	0,012739	1,274025	0,46	0,15	1,189908	
25	-21,2952	1,238036	1,466276703	1,23803644	0,017409	0,012107	1,437888	0,46	0,15	1,303237	
30	-21,2952	1,238036	1,502086197	1,23803644	0,018456	0,011501	1,604733	0,46	0,15	1,419176	
35	-21,2952	1,238036	1,536724184	1,23803644	0,019363	0,010924	1,772426	0,46	0,15	1,536259	
40	-21,2952	1,238036	1,570796327	1,23803644	0,020122	0,010382	1,938181	0,46	0,15	1,652577	
45	-21,2952	1,238036	1,60486847	1,23803644	0,020729	0,009878	2,098497	0,46	0,15	1,765736	
50	-21,2952	1,238036	1,639506456	1,23803644	0,021177	0,009416	2,249136	0,46	0,15	1,872841	
55	-21,2952	1,238036	1,67531595	1,23803644	0,021465	0,008999	2,38518	0,46	0,15	1,970537	
60	-21,2952	1,238036	1,712988645	1,23803644	0,02159	0,008632	2,501187	0,46	0,15	2,055108	
65	-21,2952	1,238036	1,75336317	1,23803644	0,02155	0,008316	2,59147	0,46	0,15	2,122674	
70	-21,2952	1,238036	1,7975138	1,23803644	0,021347	0,008054	2,650512	0,46	0,15	2,169466	
75	-21,2952	1,238036	1,846890429	1,23803644	0,020981	0,007848	2,673481	0,46	0,15	2,192176	
80	-21,2952	1,238036	1,903556214	1,23803644	0,020456	0,0077	2,656803	0,46	0,15	2,188337	
85	-21,2952	1,238036	1,970623797	1,23803644	0,019775	0,00761	2,598674	0,46	0,15	2,156668	
90	-21,2952	1,238036	2,05313689	1,23803644	0,018944	0,007579	2,499432	0,46	0,15	2,097374	



Элементы расчёта отношения мощностей солнечного сияния на горизонтальную и наклонную поверхности

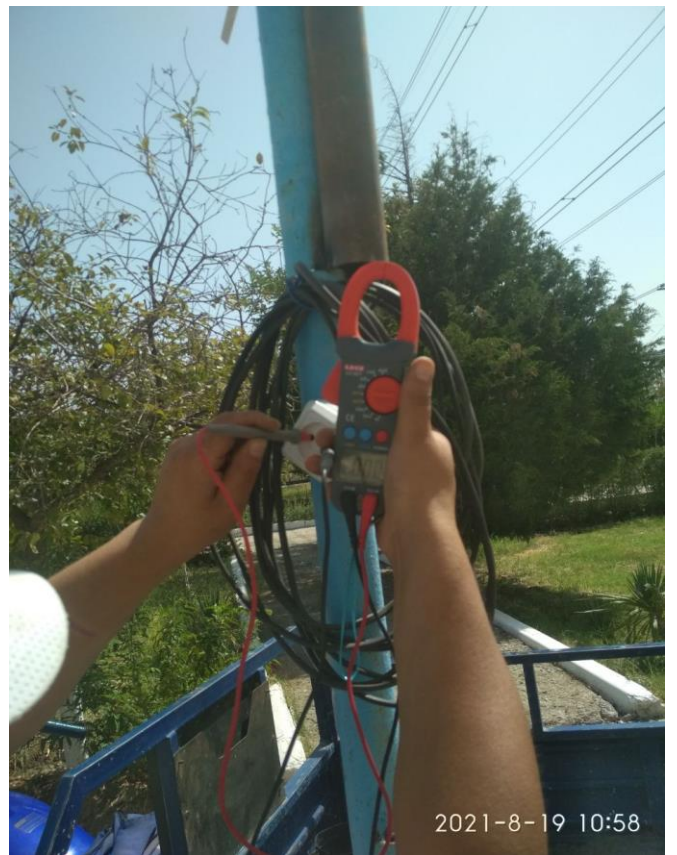
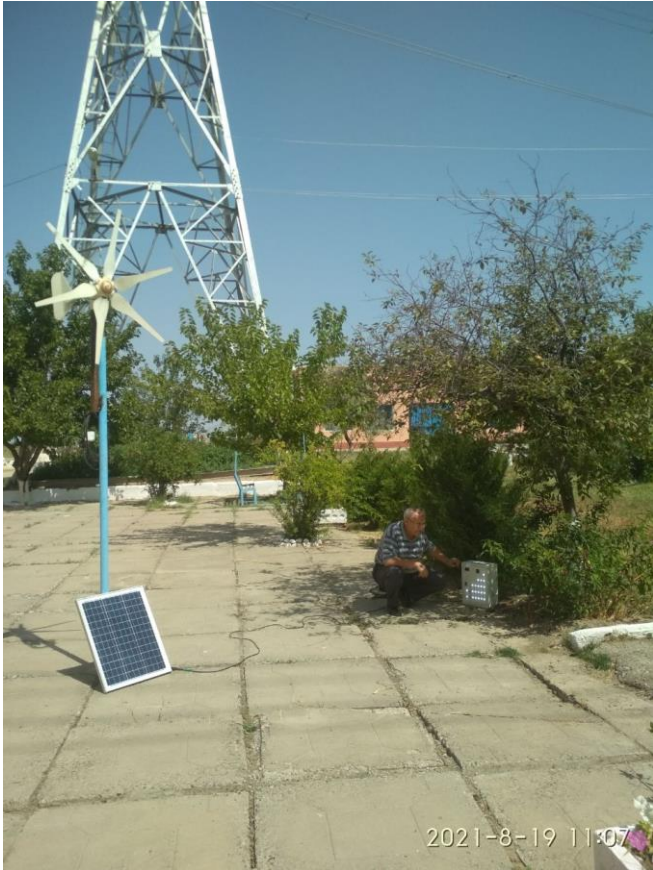
$$:(1-(M2/L2))*K2+(M2/L2)*((1+\cos(D2*(3,14/180)))/2)+0,5*((1-\cos(D2*(3,14/180)))/2)$$

D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
		часовой угол захода солнца	часовой угол захода солнца	итоговы й часовой угол захода солнца	Rb ч	Rb э	Rb	Q	D	
5	-13,6745	1,365455	1,399804	1,365455	0,015735	0,017243	0,91251	0,59	0,18	0,939572
10	-13,6745	1,365455	1,430021	1,365455	0,017233	0,016757	1,028386	0,59	0,18	1,021205
15	-13,6745	1,365455	1,457224	1,365455	0,018599	0,016278	1,142618	0,59	0,18	1,102425
20	-13,6745	1,365455	1,482221	1,365455	0,019825	0,01581	1,253949	0,59	0,18	1,182345
25	-13,6745	1,365455	1,505626	1,365455	0,020899	0,015356	1,360952	0,59	0,18	1,259953
30	-13,6745	1,365455	1,527927	1,365455	0,021815	0,014921	1,46203	0,59	0,18	1,334116
35	-13,6745	1,365455	1,549531	1,365455	0,022565	0,014507	1,555439	0,59	0,18	1,403591
40	-13,6745	1,365455	1,570796	1,365455	0,023143	0,014117	1,639308	0,59	0,18	1,467043
45	-13,6745	1,365455	1,592062	1,365455	0,023545	0,013756	1,71169	0,59	0,18	1,523082
50	-13,6745	1,365455	1,613665	1,365455	0,023769	0,013424	1,770621	0,59	0,18	1,570296
55	-13,6745	1,365455	1,635966	1,365455	0,023811	0,013125	1,814194	0,59	0,18	1,607315
60	-13,6745	1,365455	1,659372	1,365455	0,023673	0,012861	1,840655	0,59	0,18	1,632868
65	-13,6745	1,365455	1,684369	1,365455	0,023354	0,012634	1,848501	0,59	0,18	1,645856
70	-13,6745	1,365455	1,711572	1,365455	0,022858	0,012446	1,836583	0,59	0,18	1,645423
75	-13,6745	1,365455	1,741789	1,365455	0,022189	0,012298	1,804206	0,59	0,18	1,631026
80	-13,6745	1,365455	1,776137	1,365455	0,02135	0,012192	1,751199	0,59	0,18	1,602486
85	-13,6745	1,365455	1,816234	1,365455	0,020349	0,012127	1,677977	0,59	0,18	1,560027
90	-13,6745	1,365455	1,864547	1,365455	0,019194	0,012105	1,585543	0,59	0,18	1,504283

Расчёты результатов отношения мощностей солнечного сияния на горизонтальную и наклонную поверхности

Угол	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC
	Месяц												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
5	0,87	0,94	1,03	1,12	1,20	1,23	1,22	1,15	1,07	0,97	0,89	0,85	
10	0,98	1,02	1,09	1,13	1,16	1,17	1,17	1,14	1,11	1,05	0,99	0,96	
15	1,08	1,10	1,14	1,13	1,12	1,11	1,12	1,13	1,14	1,12	1,09	1,08	
20	1,19	1,18	1,18	1,13	1,08	1,06	1,07	1,11	1,17	1,19	1,19	1,20	
25	1,30	1,26	1,22	1,13	1,04	1,00	1,02	1,09	1,19	1,26	1,30	1,32	
30	1,42	1,33	1,25	1,11	1,00	0,95	0,97	1,06	1,21	1,32	1,41	1,46	
35	1,54	1,40	1,28	1,10	0,96	0,90	0,93	1,03	1,21	1,37	1,51	1,60	
40	1,65	1,47	1,30	1,08	0,92	0,85	0,88	1,00	1,22	1,42	1,61	1,74	
45	1,77	1,52	1,31	1,05	0,88	0,81	0,84	0,97	1,21	1,46	1,71	1,87	
50	1,87	1,57	1,32	1,03	0,83	0,76	0,79	0,94	1,20	1,49	1,80	2,01	
55	1,97	1,61	1,31	1,00	0,79	0,72	0,75	0,90	1,19	1,51	1,87	2,14	
60	2,06	1,63	1,30	0,96	0,75	0,68	0,71	0,86	1,16	1,53	1,94	2,25	
65	2,12	1,65	1,28	0,93	0,71	0,63	0,67	0,82	1,14	1,53	1,99	2,35	
70	2,17	1,65	1,26	0,89	0,67	0,60	0,63	0,78	1,10	1,51	2,02	2,43	
75	2,19	1,63	1,22	0,84	0,63	0,56	0,59	0,74	1,07	1,49	2,02	2,47	
80	2,19	1,60	1,18	0,80	0,59	0,52	0,55	0,70	1,02	1,46	2,01	2,48	
85	2,16	1,56	1,13	0,76	0,55	0,49	0,51	0,66	0,97	1,41	1,97	2,46	
90	2,10	1,50	1,08	0,71	0,51	0,45	0,48	0,61	0,92	1,35	1,91	2,40	









## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ . . . . .</b>	<b>3</b>
<b>1. ХАРАКТЕРИСТИКА ДЖИЗАКСКОЙ ГОЛОВНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ . . . . .</b>	<b>7</b>
1.1. Общая характеристика каскада Джизакских насосных станций . . . . .	7
1.2. Краткая характеристика объекта исследования . . . . .	9
1.3. Особенности энергоснабжения Джизакской насосной станции	11
1.4. Электрические потребители малой мощности насосной станции . . . . .	14
<b>2. ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ . . . . .</b>	<b>21</b>
2.1. Современная электроэнергетика Республики Узбекистан . .	21
2.2. Использование возобновляемых источников энергии Республики Узбекистан . . . . .	23
2.3. Использование солнечной энергии в Джизакской головной насосной станции . . . . .	25
<b>3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ДЖИЗАКСКОЙ НАСОС- НОЙ СТАНЦИИ . . . . .</b>	<b>43</b>
3.1. Использование солнечных коллекторов для нагрева воды . .	43
3.1.1. Общие сведения о системе солнечного теплоснабжения . . .	44
3.1.2. Определение потребной площади солнечных коллекторов . .	47
3.1.3. Выбор солнечных коллекторов и дополнительного оборудо- вания . . . . .	57
3.1.4. Экономическая эффективность использования солнечных коллекторов . . . . .	58

<b>3.2. Использование фотоэлектрических преобразователей для выработки электрической энергии для освещения . . . . .</b>	<b>60</b>
<b>3.2.1. Общие сведения о системах с фотоэлектрическими преобразователями . . . . .</b>	<b>61</b>
<b>3.2.2. Определение потребной площади фотоэлектрических преобразователей . . . . .</b>	<b>62</b>
<b>3.2.3. Выбор ФЭП и дополнительного оборудования . . . . .</b>	<b>66</b>
<b>3.2.4. Экономическая эффективность использования фотоэлектрических преобразователей . . . . .</b>	<b>68</b>
<b>3.3. Использование ветровой энергии в энергосистеме Джизакской насосной станции . . . . .</b>	<b>71</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ . . . . .</b>	<b>75</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ . . . . .</b>	<b>78</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ . . . . .</b>	<b>83</b>

**Юнусов Рустем Фаикович  
Шерьязов Сакен Койшибаевич  
Юсупов Шарофиддин Буронович**

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ  
ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ  
ЭЛЕКТРОПОТРЕБИТЕЛЕЙ МАЛОЙ  
МОЩНОСТИ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ  
(на примере Джизакской головной насосной станции)**

**МОНОГРАФИЯ**

**Редактор: Ташходжаева Н.**

---

*Подписано к печати: \_\_\_\_\_ . Формат бумаги 60x84, 1/16.  
Объем 5,9 п.л. Тираж 10 экз. Заказ № \_\_\_\_\_.  
Напечатано в типографии НИУ «ТИИИМСХ».  
Ташкент-700000, ул. Кары Ниязова, 39.*

