

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

**Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Тульский государственный университет»**

Кафедра "Санитарно-технические системы"

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
К КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЕ
по дисциплине
“ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ”**

Направление подготовки: 270800 - СТРОИТЕЛЬСТВО
Профиль подготовки: Теплогазоснабжение и вентиляция
Квалификация (степень) выпускника: бакалавр
Форма обучения: очная, заочная, заочная сокращенная

Тула 2011 г.

Методические указания составлены доцентом С.А. Солодковым и обсуждены на заседании кафедры "Санитарно-технические системы" горно-строительного факультета

Протокол № _____ от "____" _____ 2011г.

Зав. кафедрой _____ Р.А. Ковалев

Методические указания пересмотрены и утверждены на заседании кафедры "Санитарно-технические системы" горно-строительного факультета

Протокол № _____ от "____" _____ г.

Зав. кафедрой _____ Р.А. Ковалев

ВВЕДЕНИЕ

Для практического закрепления теоретического курса студентами выполняется контрольная работа на тему «Расчет солнечно-теплоснабжных систем теплоснабжения». В работе производится расчет системы горячего водоснабжения с использованием солнечной энергии, проводится оценка экономической эффективности использования солнечной энергии для целей горячего водоснабжения.

Задание включает в себя:

- * район застройки;
 - * годовая потребность в теплоте на горячее водоснабжение, ГДж;
 - * вид вытесняемого энергоносителя и коэффициент полезного его использования;
- Пояснительная записка объемом 15-20 стр. Объем работы 10 часов.

1. РАСЧЕТ СОЛНЕЧНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Расчет систем солнечного теплоснабжения основывается на оценке потенциала и режима солнечной радиации, а также определении схемно-структурной организации, характеристик отдельных элементов, производительности системы и ее эффективности.

Оценку располагаемого потенциала и режима поступления солнечной энергии для каждого рассматриваемого района производят на основе данных Справочника по климату СССР (Гидрометеиздат Л., 1962). Оценке подлежат краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные характеристики. При этом под перечисленными характеристиками понимаются средние значения интенсивности солнечной радиации в часовом, суточном, месячном и годовом интервалах времени.

Величину располагаемого потенциала и режимные характеристики солнечного излучения определяют на основе обработки результатов наблюдений за солнечной радиацией на актинометрических станциях и построения соответствующих статистических моделей потока солнечной радиации в том или ином районе.

Долгосрочные характеристики солнечного излучения (МДж/м²· месяц - [формулы \(2\)-\(4\)](#) и МДж/м²· год - [формулы \(5\)-\(7\)](#)) находят на основе статистических моделей распределения солнечного излучения по территории рассматриваемого региона

$$H_i = H_i^b + H_i^d, \quad (2)$$

$$H_i^b = [a_i + b_i(\lambda - \lambda_0) + c_i(\varphi - \varphi_0)]e^{d_i z}, \quad (3)$$

$$H_i^d = [a_i' + b_i'(\lambda' - \lambda_0) + c_i(\varphi' - \varphi_0)] e^{d_i z'}, \quad (4)$$

$$H = H^b + H^d, \quad (5)$$

$$H^b = \sum_{i=1}^{12} H_i^b, \quad (6)$$

$$H^d = \sum_{i=1}^{12} H_i^d, \quad (7)$$

где H_i^b , H_i^d , H_i - среднемесячные значения потоков прямой, рассеянной и полной солнечной радиации на горизонтальную поверхность для i -го месяца ($i=1, 2 \dots 12$); H^b , H^d , H - то же, для среднегодовых значений; a , b , c , d - эмпирические коэффициенты; φ' , λ' , z' - координаты проектируемой ССТ, соответственно широта, долгота и высота над уровнем моря; φ , λ , z - то же, для некоторой точки, принятой за начальную в рассматриваемом регионе.

Значения эмпирических коэффициентов, входящих в функции распределения солнечной радиации, см. [формулы \(3\)](#) и [\(4\)](#), могут быть получены на основе статистической обработки данных наблюдений за интенсивностью солнечного сияния на актинометрических станциях. 2.5. Среднегодовые значения потока солнечной радиации H на горизонтальной поверхности находят по [формулам \(5\)-\(7\)](#) суммированием их среднемесячных значений по [формулам \(2\)-\(4\)](#).

По среднесрочным характеристикам потока солнечной радиации определяют их максимальные средние суточные величины, а также обеспеченность последних для равнинных и горных районов ([рис. 1](#), см. [табл. 2](#)).

Краткосрочные характеристики интенсивности солнечной радиации определяют по их максимальным суточным значениям для различных месяцев года на основании коэффициентов суточного распределения, которые находят по графикам, [рис. 2](#).

Для перехода от значений потоков солнечной радиации на горизонтальной поверхности к соответствующим их значениям для наклонных поверхностей используют формулу

$$H = H_i R_i^b + H_i^b \frac{1 + \cos \alpha}{2} + (H_i^b + H_i^d) \frac{1 - \cos \alpha}{\alpha} \rho, \quad (8)$$

где α - угол наклона поверхности к горизонту; ρ - коэффициент, характеризующий отражательную способность поверхности; R_i^b - коэффициент приведения, завися-

щий от широты местности, времени года, времени суток и угла наклона, находят по [рис. 3](#).

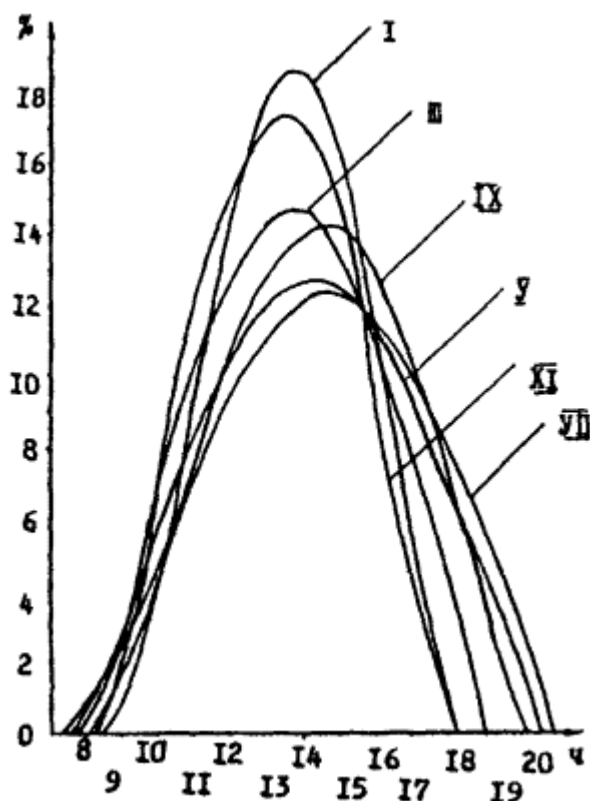


Рис. 2. Графики относительного распределения солнечной радиации в течение

дня (в % от $H_{\max}^{\text{сум}}$)

Расчет ССТ производят на основе приведенных выше методов определения характеристик потока солнечной радиации, а также теплотехнических характеристик отдельных элементов ССТ, графика тепловой нагрузки объекта теплоснабжения с учетом требований к расчетным температурам теплоносителя.

При расчете ССТ используют годовой и суточный графики тепловых нагрузок потребителя по отдельным процессам, различающимся расчетными температурами теплоносителя.

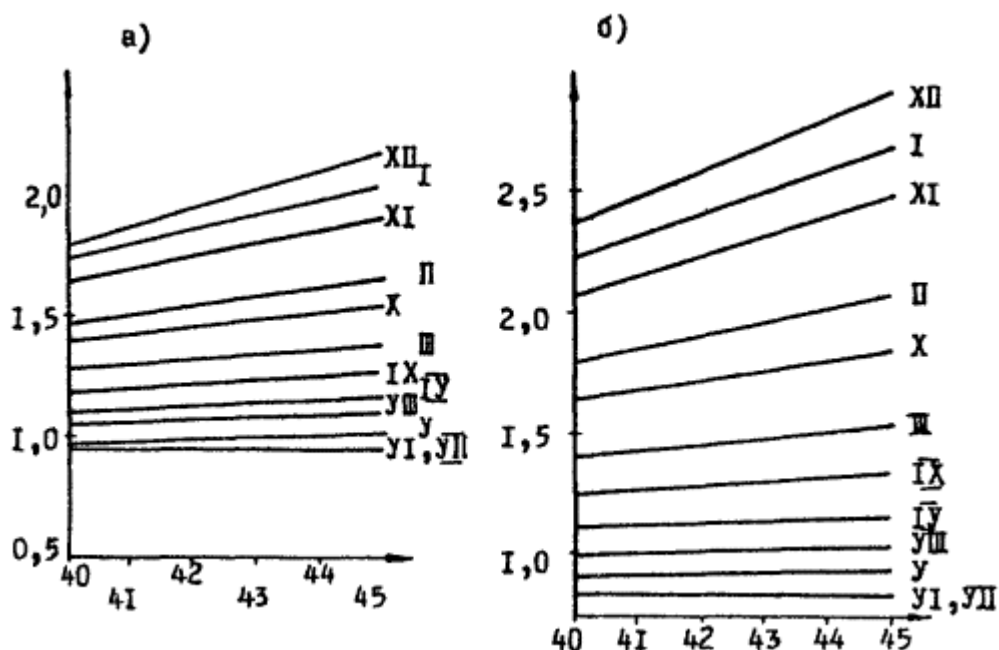
Расчет ССТ в общем случае из-за нестационарности поступления солнечной радиации представляет сложную техническую задачу, для решения которой используют методы моделирования на ЭВМ. Однако эти методы целесообразны лишь при решении исследовательских задач, связанных с выбором типовых схемных решений ССТ. На проектной стадии ССТ разрабатывают на основе типовых схем, приведенных на [рис. 4](#).

На начальном этапе расчета ССТ определяют долю среднегодовой тепловой нагруз-

ки объекта, покрываемой альтернативным источником (см. п. 4.5). Величину α_a находят либо по результатам технико-экономических расчетов, либо на основании задаваемого графика работы ССТ. В последнем случае

$$\alpha_a = \frac{\sum_i \alpha_{ai} \cdot q_i \cdot h_i}{\sum_i Q_i}, \quad (9)$$

где α_a - доля нагрузки $Q_i = q_i \cdot h_i$, покрываемой ССТ в i -й промежуток времени, МДж; q_i - средняя часовая (суточная) тепловая нагрузка за i -й промежуток времени, МДж/ч, МДж/сут; h_i - продолжительность i -го промежутка времени, ч, сут.



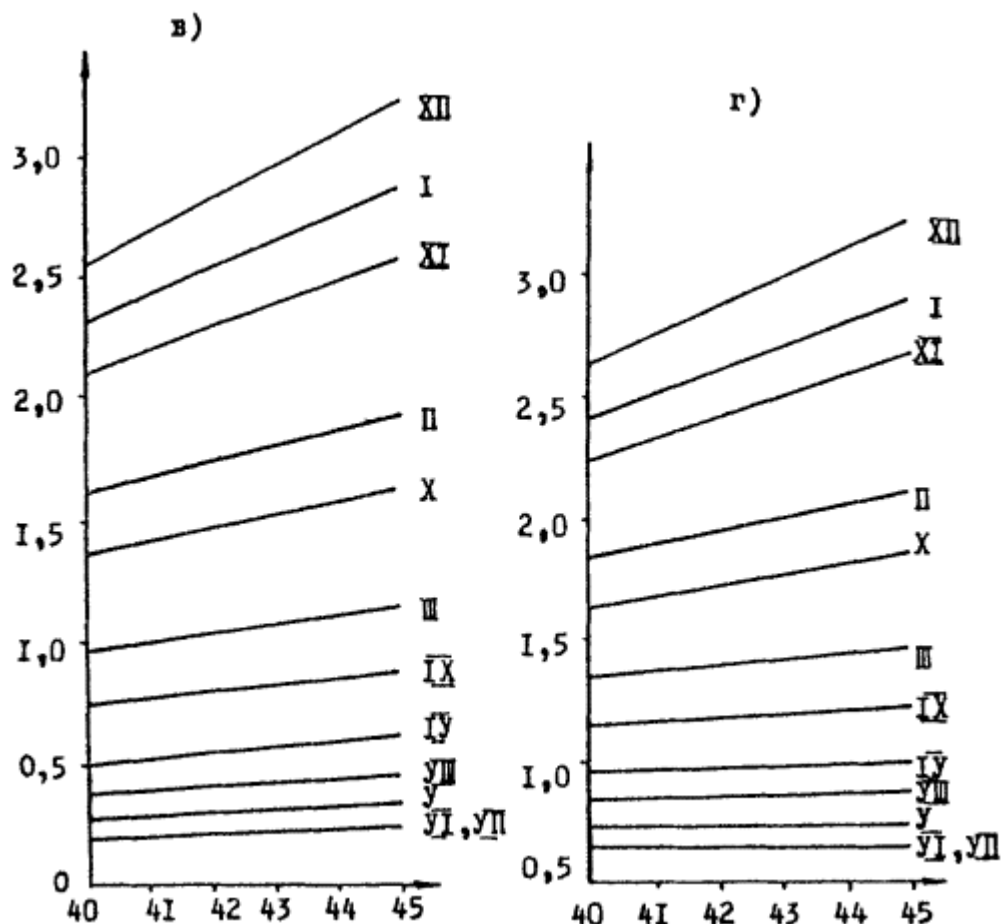


Рис. 3. Значения R_b для ориентированных на юг поверхностей (φ - широта местности, α - угол наклона поверхности. Римскими цифрами указаны месяцы).

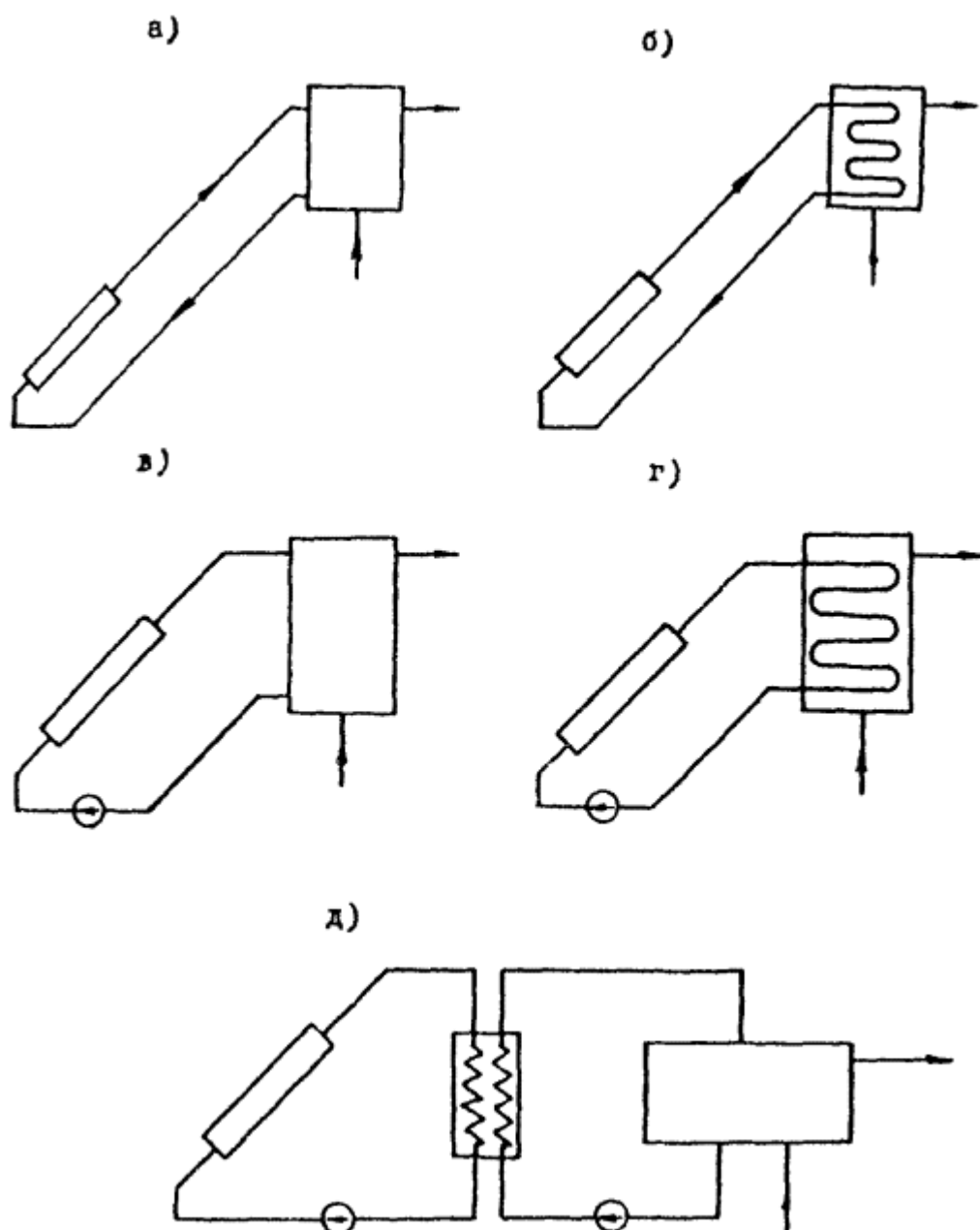
а - $\varphi - \alpha = 15^\circ$; б - $\varphi - \alpha = 0^\circ$; в - $\varphi - \alpha = 90^\circ$; г - $\varphi - \alpha = -15^\circ$

В качестве расчетного промежутка времени h_i обычно принимают календарный месяц. В этом случае α_{ai} - доля среднемесячной нагрузки, покрываемой ССТ в i -м месяце ($i=1, 2, 3 \dots 12$). По известному значению α_a и среднегодовой тепловой нагрузке объекта

$$Q = \sum_{i=1}^{12} Q_i \quad \text{определяют годовую тепловую производительность ССТ}$$

$$Q_{\text{ССТ}} = \alpha_a \cdot Q. \quad (10)$$

В зависимости от назначения, годовой производительности и расчетных параметров теплоносителя в системе теплоснабжения выбирают одну из возможных типовых схем, см. [рис. 4](#).



Принципиальные схемы действующих систем солнечного теплоснабжения

а и в - одноконтурные системы соответственно с естественной и принудительной циркуляцией теплоносителя; б и г - двухконтурные системы соответственно с естественной и принудительной циркуляцией теплоносителя и емкостным теплообменником; д - то же, с принудительной циркуляцией и со скоростным теплообменником

Системы СТ проектируются на базе стандартного набора технологических элементов, включающих солнечные коллекторы; аккумулирующие емкости; трубопроводы; регулирующие устройства.

В системах солнечного теплоснабжения в зависимости от их назначения используют солнечные коллекторы различного типа, отличающиеся конструктивными особенно-

стями и теплотехническими характеристиками, [табл. 1](#).

Для покрытия сезонных нагрузок горячего водоснабжения целесообразно использовать упрощенные ССТ на базе солнечных абсорберов, т.е. солнечные коллекторы без стеклянных поверхностей ограждения. В системах солнечного подогрева воды круглогодичного назначения - коллекторы типа "лист-труба" с одинарным остеклением; в комплексных системах солнечного подогрева воды и отопления - сочетание коллекторов с одинарным и двойным остеклением и селективным покрытием.

В общем случае выбор типа используемых солнечных коллекторов является частью задачи технико-экономического обоснования ССТ.

2.16. Несовпадение графиков выработки и потребления теплоты ССТ обуславливает необходимость включения в ССТ тепловых аккумуляторов, обеспечивающих регулирование отпуска теплоты в соответствии с графиком его потребления.

По характеру регулирования отпуска теплоты в ССТ используют аккумуляторы трех типов: суточного регулирования; регулирования неравномерности выработки теплоты, обусловленной влиянием метеорологических факторов, и регулирования сезонной неравномерности выработки и потребления теплоты.

В зависимости от расчетных параметров теплоносителя в ССТ, ее эффективности, графика тепловой нагрузки и ряда других факторов при проектировании для выравнивания суточной неравномерности солнечной радиации и кратковременного влияния метеорологических факторов удельную величину аккумулирования принимают 50-75 л на 1 м² солнечного коллектора. Емкость аккумулятора для сезонного регулирования требует специальных расчетов.

В крупных ССТ для суточного регулирования предпочтительно использовать многосекционные аккумуляторы или системы отдельных аккумуляторов, что обеспечивает гибкость системы при различных вариациях поступления солнечной радиации.

Таблица 1

Тип коллектора	Максимально возможная доля солнечной радиации, воспринимаемая коллектором	Тепловые потери коллектора, Вт/(м ² ·°C)
С одним прозрачным покрытием и матово-черной поглощающей пластиной	0,74	6,56
С двумя прозрачными покрытиями и неселективной пластиной	0,64	3,74
С одним прозрачным покрытием и селективной поглощающей пластиной	0,71	4,74
С двумя прозрачными покрытиями и селективной	0,66	2,76

Тип коллектора	Максимально возможная доля солнечной радиации, воспринимаемая коллектором	Тепловые потери коллектора, Вт/(м ² ·°C)
поглощающей пластиной		
С двойным остеклением и матово-черной поглощающей поверхностью	0,66	3,63
С двумя покрытиями и нёселективной поглощающей пластиной	0,46	3,07
Жидкостный с селективной поглощающей поверхностью из черного никеля и двойными покрытиями	0,53	3,92
Жидкостный зеркальный с селективной зеркальной пластиной из черного никеля	0,42	3,37
Медный жидкостный с двумя покрытиями	0,71	5,48
Жидкостный с одним покрытием и селективной поглощающей пластиной	0,7	5,69
Жидкостный с двумя покрытиями и без селективной поглощающей пластины	0,65	4,43

В качестве тепловых аккумуляторов в ССТ используют стандартные металлические емкости с дополнительной теплоизоляцией.

В ССТ с принудительной циркуляцией теплоносителя важное значение имеет правильный выбор мощности циркуляционного насоса, так как это влияет на расход теплоносителя через коллекторы, а следовательно, и на эффективность отвода теплоты. Мощность циркуляционного насоса выбирают из расчета, чтобы развиваемый им напор удовлетворял условию

$$H_{\text{НАС}} \geq XV^2, \quad (11)$$

где X - полное гидравлическое сопротивление системы; V - расход теплоносителя в системе, кг/(м²·с).

Приемлемые значения коэффициента отвода теплоты в коллекторе достигаются при расходе теплоносителя $V=0,005-0,001$ кг/(м²·с). Суммарный расход теплоносителя в системе и его гидравлическое сопротивление определяются конфигурацией и элементарным составом системы.

Системы солнечного теплоснабжения должны быть в полной мере оснащены регулирующими устройствами, обеспечивающими возможность получения максимального КПД в процессе пуско-наладочных испытаний. В частности, ССТ должна быть оснащена вентилями в объеме, достаточном для проверки работоспособности и регулирования ее отдельных частей и узлов, а также устройствами автоматического регулирования.

ССТ проектируют из стандартных элементов в виде секций солнечных коллекторов с параллельно-последовательным соединением отдельных секций с таким расчетом,

чтобы обеспечить одинаковый расход теплоносителя через коллекторы всех секций.

Отдельные секции солнечных коллекторов должны включать равное число рядов с последовательным соединением. Для обеспечения однородности поля температур в плоскости коллекторов общее число рядов плоских коллекторов в секции не должно превышать 16. Число последовательно соединенных коллекторов в ряду определяется расходом теплоносителя через коллектор и расчетной разностью его температур на входе и выходе из ряда. При принятых расчетных температурах теплоносителя в системах теплоснабжения и рекомендуемых расходах теплоносителя число последовательно соединенных коллекторов в ряду не должно быть более 2-3. С увеличением числа коллекторов в ряду температура теплоносителя на выходе превышает расчетную, что отрицательно сказывается на КПД коллекторов по ходу движения теплоносителя и приводит к снижению эффективности работы системы в целом.

Расчетную площадь $S_{\text{ССТ}}$ солнечных коллекторов в ССТ определяют по среднегодовой тепловой нагрузке ССТ $Q_{\text{ССТ}}$, среднегодовому КПД системы рассматриваемого типа $\overline{\eta_{\text{ССТ}}}$ и годовому потоку солнечной радиации по направлению нормали к плоскости коллекторов системы H . Величину $Q_{\text{ССТ}}$ - в соответствии с рекомендациями [п.2.12](#).

Значения $\overline{\eta_{\text{ССТ}}}$, полученные на основании эксплуатационных характеристик 165 ССТ (единичной площадью 5-1000 м²), построенных управлением "Спецгелиотепломонтаж", приведены на [рис. 5](#).

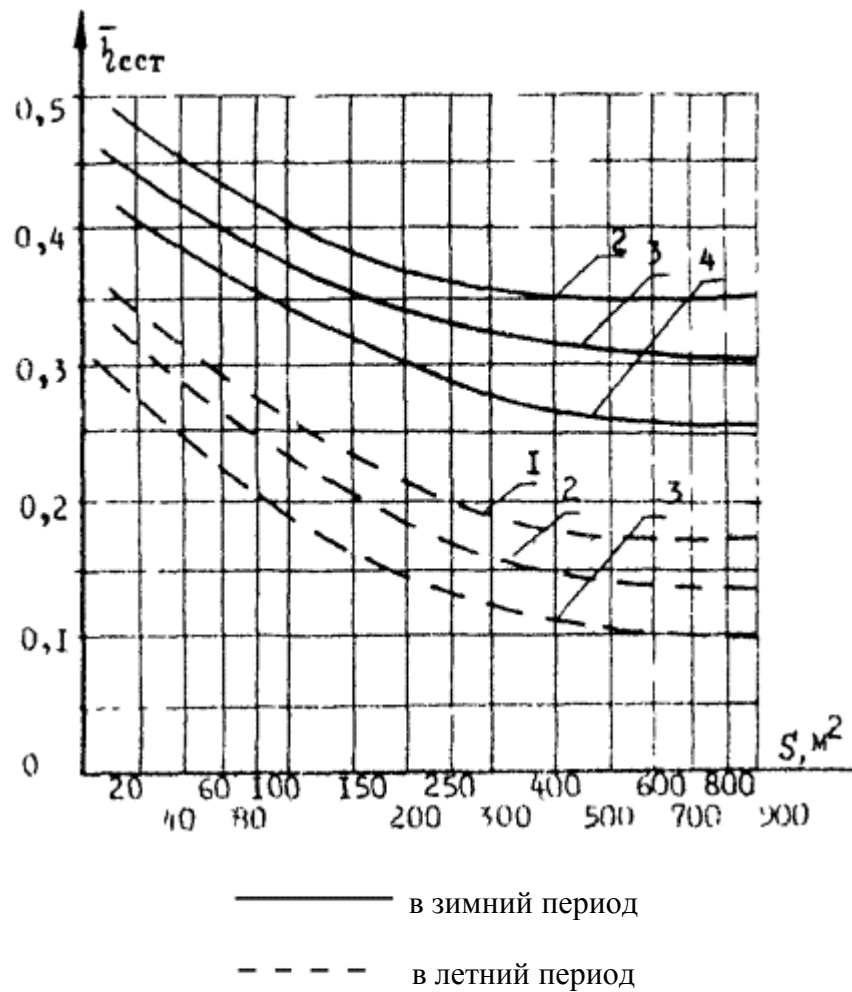


Рис. 5. Эксплуатационный коэффициент эффективности ССТ при температурах теплоносителя

1 - 30°C; 2 - 40°C; 3 - 50°C; 4 - 60°C

Годовой поток солнечной радиации H находят по [формуле \(8\)](#) с приведением к нормали по направлению к плоскости коллекторов. При этом угол наклона плоскости коллекторов принимают из условия максимизации суммарного потока солнечной радиации за расчетный срок эксплуатации системы в течение года. В системах солнечного подогрева воды для нужд сезонных потребителей $\alpha = \varphi + 15^\circ$, для круглогодичного назначения $\alpha = \varphi$, где φ - широта местности.

На основании значений Q_{CCT} и $\bar{\eta}_{CCT}$ объекта по графикам, смотри [рис. 5](#), определяют значения $\bar{\eta}_{CCT}$ и S_{CCT} из условия

$$Q_{CCT} = \bar{\eta}_{CCT} \cdot H \cdot S_{CCT}. \quad (12)$$

Используя графики относительного изменения среднемесячных КПД ССТ различного типа ([рис. 6](#)), значений H_i и $S_{\text{ССТ}}$, вычисляют расчетные значения теплопроизводительности ССТ для различных месяцев года и долю их участия в покрытии месячных нагрузок объекта.

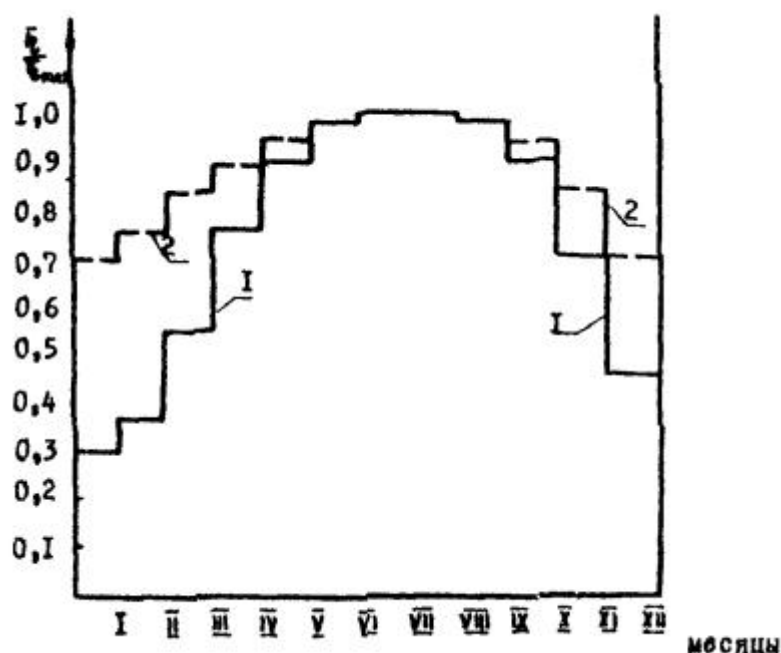


Рис. 6. Относительные изменения среднемесячных КПД теплоносителя в гелио-контуре

1 - при постоянном расходе; 2 - при регулируемом расходе

При расчете сезонных ССТ (см. [п.4.4](#)), а также (см. [рис. 5, 6](#)) ССТ, работающих в зимний период (ом. [пп.3.12-3.13](#)), используют кривые зависимости КПД ССТ от площади коллекторов и температуры теплоносителя, построенные как для зимнего периода (декабрь-февраль), так и условно летнего (остальные месяцы года).

При известной площади солнечных коллекторов проектируемой ССТ ее конкретная конфигурация обусловлена условиями размещения коллекторов. Во всех случаях схемное решение ССТ должно обеспечивать равномерное распределение теплоносителя в системе, недопустимость превышения расчетных значений его температур и возможность регулирования отдельных секций.

2. РАСЧЕТ СОЛНЕЧНО-ТЕПЛОНАСОСНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОХЛАДОСНАБЖЕНИЯ

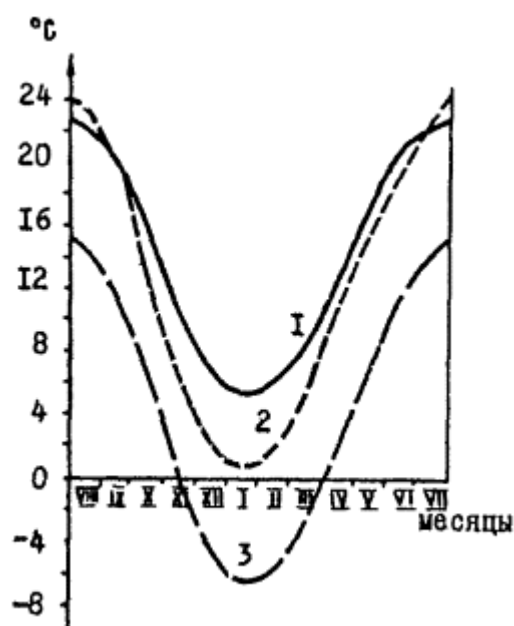
Естественными аккумуляторами энергии солнечного излучения являются атмосфера, гидросфера и верхние слои грунта земной поверхности. При определенных термодина-

мических условиях эти низкопотенциальные источники теплоты могут быть использованы в тепло-насосных установках (ТНУ) для теплохладоснабжения потребителей. Величинами, характеризующими низкопотенциальные источники возобновляемой энергии, являются их температура и удельная энтальпия. Эти показатели для различных районов страны могут быть получены из соответствующих климатологических и гидрологических справочников.

В качестве примера на графиках (рис. 7-9) для различных районов Грузинской ССР приведены среднемесячные температуры воздуха, воды и почвы (на различных глубинах), на рис. 10 - зависимость изменения среднемесячных значений теплоотдачи грунта от глубины залегания теплоприемников ТНУ.

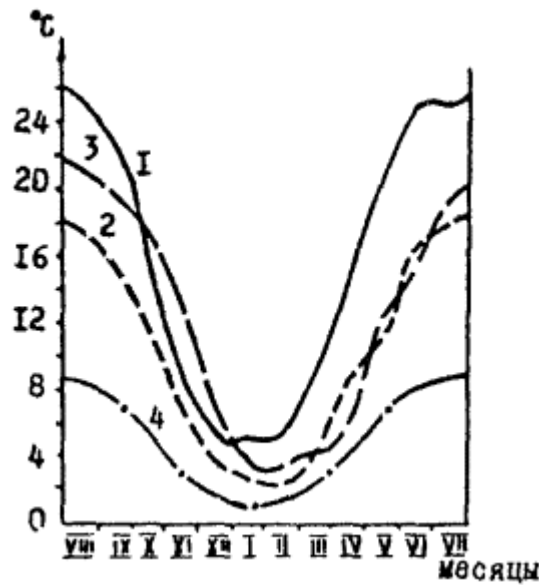
Наряду с приведенными выше внешними факторами, при выборе принципиальной схемы ТНУ необходимо учитывать структуру тепловой и холодильной нагрузки тепло-снабжения и соответствующую им величину зимней и летней расчетной часовой нагрузки.

Теплонасосная установка работает по одной из разновидностей термодинамического цикла и отличается от холодильной машины тем, что действует при более высоких нижнем и верхнем уровнях температур. В зависимости от конструкции и принципа работы ТНУ бывают компрессионными, абсорбционными, парожеткторными, турбовоздушными и полупроводниковыми. В настоящее время наиболее распространены ТНУ компрессионного типа, рассматриваемые ниже.



1 - для равнинных районов Западной Грузии; 2 - то же, Восточной Грузии; 3 - для горных райо-

Рис. 7. Среднемесячная температура воздуха



1 - в Черном море; 2 - в реках Западной Грузии; 3 - то же, Восточной Грузии; 4 - в горных реках и водоемах

Рис. 8. Среднемесячная температура воды

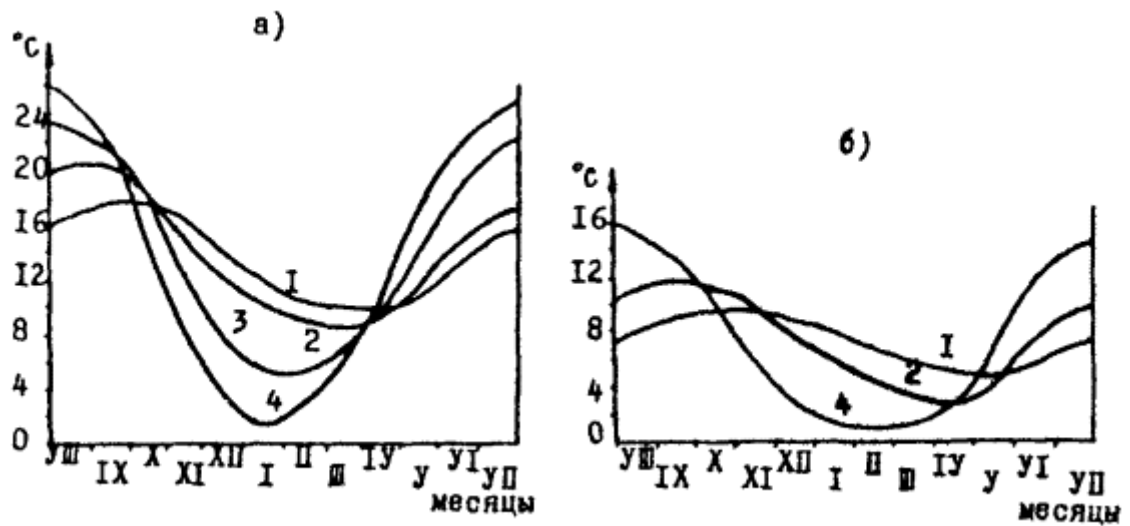


Рис. 9. Среднемесячные температуры почвы на различных глубинах

а - для равнинных районов; б - для горных районов

1 - 3,2м; 2 - 1,6м; 3 - 0,8 м; 4 - 0,4 м; 5 - 0,2м

Принципиальная схема парокомпрессионной ТНУ включает два теплообменника, испаритель, конденсатор и компрессор. Действие ТНУ основано на отборе теплоты $q_{0,c}$

от низкопотенциального источника (в нашем случае окружающей среды), ее трансформации и передаче теплоносителю q_k . В результате подвода теплоты $q_{o.c}$ при температуре окружающей среды $T_{o.c}$ рабочий агент в испарителе из жидкого состояния переходит в пар, который в компрессоре сжимается до состояния насыщенного пара. При повышении давления температура рабочего агента возрастает до температуры теплоприемника. Сжатый пар поступает в конденсатор, где в результате отбора теплоты q_k рабочий агент переходит в первоначальное жидкое состояние, после чего цикл повторяется.

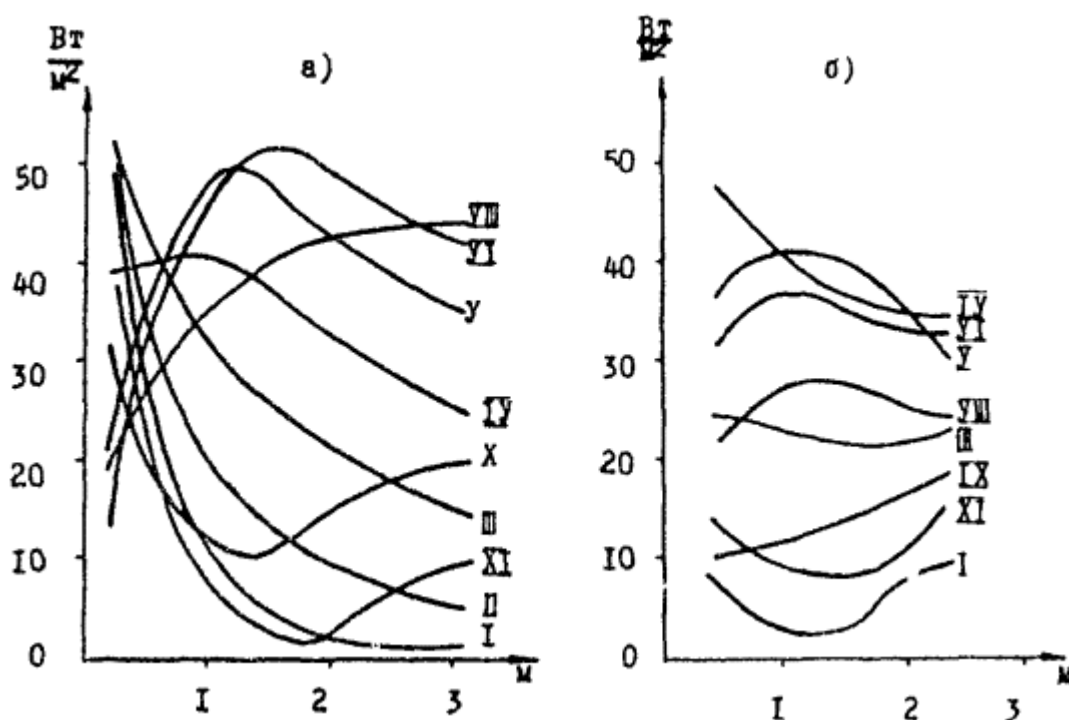


Рис. 10. Зависимость теплового потока от глубины залегания теплоприемников для различных месяцев года

а - для равнинных районов; б - для горных районов

Для обратимо работающей ТНУ тепловая энергия, переданная потребителю q_k , равна сумме теплоты, отобранной у низкопотенциального источника $q_{o.c}$ и эквивалентного количества теплоты, полученной за счет расхода электроэнергии на привод компрессора $q_{\text{э}}$,

$$q_k = q_{o.c} + q_{\text{э}}, \quad (13)$$

$$q_{o.c} = \frac{T_{o.c}}{T} q_k. \quad (14)$$

$$q_{\text{э}} = \left(1 - \frac{T_{\text{о.с}}}{T}\right) \cdot q_{\text{к}}, \quad (15)$$

где $T_{\text{о.с}}$ и T - соответственно температура среды теплоотдатчика и теплоприемника, К.

Коэффициент преобразования ТНУ $f_{\text{ТНУ}}$ определяется отношением количества теплоты, переданной нагреваемой среде к подаваемой,

$$f_{\text{ТНУ}} = \frac{q_{\text{к}}}{q_{\text{э}}} = \frac{T}{T - T_{\text{о.с}}}. \quad (16)$$

Величина, обратная $f_{\text{ТНУ}}$, определяет удельные затраты работы на выработку теплоты

$$A_{\text{ТНУ}} = \frac{1}{f_{\text{ТНУ}}} = \frac{T - T_{\text{о.с}}}{T}. \quad (17)$$

Реальные тепловые насосы работают в необратимом цикле, вследствие этого их коэффициент преобразования вычисляют по формуле

$$f_{\text{ТНУ}} = \eta_{\text{е}} \frac{T}{T - T_{\text{о}}}. \quad (18)$$

где $\eta_{\text{е}}$ - степень термодинамического совершенства рассматриваемого цикла.

Для парокомпрессионных ТНУ

$$\eta_{\text{е}} = \eta_{\Delta} \eta_{\text{э}} \eta_{\text{и}} \eta_{\text{км}} \eta_{\text{эл}} + \eta_{\text{эл}} (1 - \eta_{\text{и}} \eta_{\text{м}}) \frac{T - T_{\text{о.с}}}{T}, \quad (19)$$

где η_{Δ} - степень термодинамического совершенства необратимого цикла Карно; $\eta_{\text{э}}$ - коэффициент, учитывающий приближение эталонного цикла к необратимому циклу Карно; $\eta_{\text{и}}$ - индикаторный КПД; $\eta_{\text{км}}$ - коэффициент, учитывающий степень обратимости процесса сжатия в компрессоре; $\eta_{\text{м}}$, $\eta_{\text{эл}}$ - механический и электрический КПД установки.

Перечисленные коэффициенты находят по формулам

$$\eta_{\Delta} = \frac{T + \Delta T_{\text{ж}}}{T - T_{\text{о}} + \Delta T_{\text{ж}} + \Delta T_{\text{к}}} \cdot \frac{T - T_{\text{о.с}}}{T}, \quad (20)$$

$$\eta_{\text{э}} = 0,97 - 0,00412(T - T_{\text{о}}), \quad (21)$$

$$\eta_i = \frac{T + \Delta T_K}{T_{O.C} - \Delta T_H}, \quad (22)$$

$$\eta_M = 0,85, \quad (23)$$

$$\eta_{эл} = 0,9, \quad (24)$$

где ΔT_K , ΔT_H - соответственно температурные перепады в конденсаторе и испарителе. Рекомендуемые значения $\Delta T_K = 5^\circ\text{C}$, $\Delta T_H = 3^\circ\text{C}$.

При переменных во времени температурах теплоотдатчика и теплоприемника подлежат определению максимальные, минимальные и средние за рассматриваемый промежуток времени значения коэффициента $\bar{f}_{ТНУ}$. Первые два находят согласно [п. 3.6](#) Рекомендаций, а последний - по [формуле \(25\)](#)

$$\bar{f}_{ТНУ} = \frac{\sum_{i=1}^m f_{ТНУ} Q_{ТНУ}^* h_i}{\sum_{i=1}^m Q_{ТНУ}^* h_i}, \quad (25)$$

где $f_{ТНУ}$, $Q_{ТНУ}^*$ - соответственно коэффициент преобразования и потребляемая мощность ТНУ в i -й интервал времени; m - число интервалов, на которое разбивается рассматриваемый промежуток времени.

На предпроектной стадии средние значения $\bar{f}_{ТНУ}$ для различных низкопотенциальных источников теплоты можно определять по зависимостям, приведенным на [рис. 11](#). Технические характеристики ТНУ, а также холодильных пароэжекторных машин, используемых в режиме ТНУ, приведены в [табл. 4](#).

Эффективность солнечно-теплонасосных систем теплоснабжения обусловлена, с одной стороны, возможностью частичного снижения тепловых нагрузок ССТ (а следовательно, уменьшения площади их коллекторов), а с другой стороны, созданием условий, при которых как ССТ, так и ТНУ работают в течение года при максимально возможных КПД первых и коэффициенте преобразования вторых.

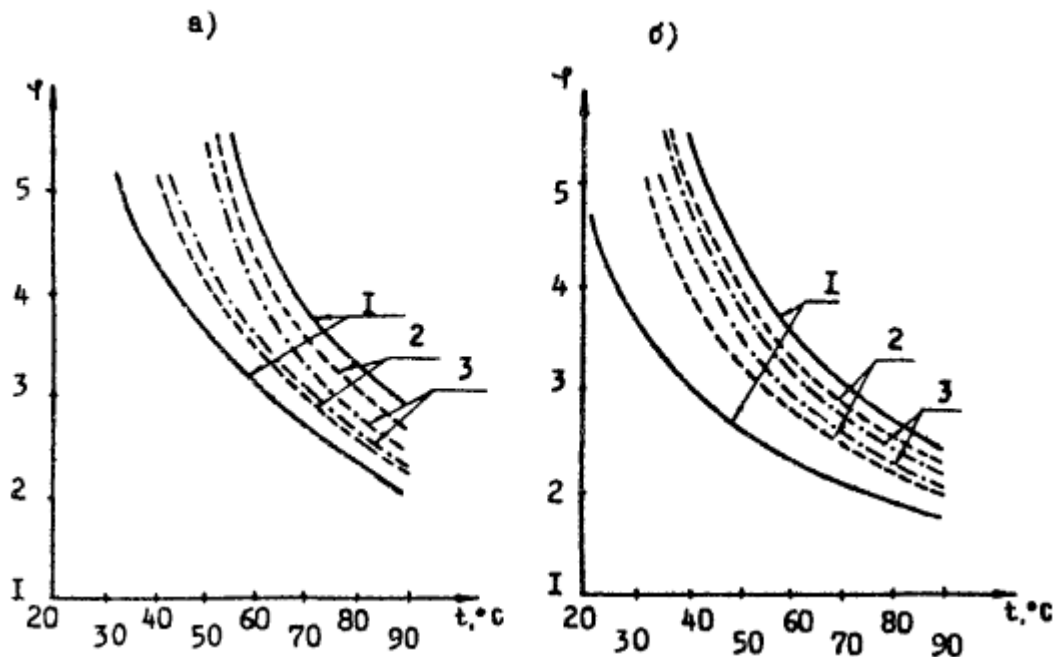


Рис. 11. Зависимость коэффициента преобразования ТНУ от типа низкопотенциальных источников теплоты

1 - воздух; 2 - вода; 3 - грунт

Зависимость производительности как ССТ, так ТНУ от изменяющихся с течением времени параметров внешней среды предопределяет необходимость обеспечения работы СТСТ в двух основных режимах:

летний - параллельная работа ССТ и ТНУ, используемой в режиме кондиционирования воздуха при одновременном подогреве воды в конденсаторе;

зимний - последовательная работа ССТ и ТНУ с отбором теплоты у теплоносителя гелиоконтура, в испарителе ТНУ и подогревом до нужной температуры в конденсаторе ТНУ теплоносителя системы.

Использование теплоты, сбрасываемой в конденсаторе ТНУ, который работает в режиме кондиционирования воздуха, для частичного покрытия графика нагрузки горячего водоснабжения в летний период обуславливает снижение нагрузки ССТ за тот же период на величину

$$Q_{ТНУ}^{\pi} = \frac{\bar{f}_{\pi}}{f_{\pi} - 1} \cdot h_{\kappa} \cdot q_{\text{конд}}, \quad (26)$$

где $Q_{ТНУ}^{\pi}$ - отпуск теплоты, используемой в (условно) летний период для горячего водоснабжения, ГДж; $q_{\text{конд}}$ - максимальная часовая нагрузка (установленная мощ-

ность) в режиме летнего кондиционирования воздуха, ГДж/ч; f_l - средние за летний период значения коэффициента преобразования ТНУ ([рис. 11](#)); h_k - число часов использования установленной мощности ТНУ в условно летний период.

Таблица 4

Марка машины	Тепло- или хладопроизводительность, ГДж/ч	Расход теплоносителя, м ³ /ч		Мощность при- вода, кВт	Удельная стоимость тыс. руб машины*, ГДж/ч
		испаритель	конденсатор		
МКТ-14-2-0	0,1	6	3,5	8,6	27,4
МКТ-20-2-0	0,12	10	5	13,5	21,7
ИКТ-28-2-0	0,16	12,5	7	17,5	21,6
МКТ-40-2-0	0,25	15	15	19,8	10,4
МКТ-80-2-0	0,5	30	30	39,6	13,4
1 ХМФУ-40/1	0,33	30	30	27,8	11,6
1 ХМФУ-80/1	0,66	54	60	52	9
МКГ-110-2-0	0,9	45	50	75	9,1
МКТ-220-2-6	1,55	90	105	97	8,2
МКТ-350-2-1	2,43	150	150	165	10
АН-4,5-2,4	0,02	-	1,2	3	40
МВТ-14-1-0	0,06	6	-	6,3	46
10 ТМТ-2000	14	108	114	1100	26,4
АТФТ-5-10	39,6	1600	220	4000	25,3

*Удельная стоимость машины включает стоимость наладки, монтажа и площади, занимаемой машиной, и определяется коэффициентом 1,38.

С учетом [формулы \(26\)](#) расчетную летнюю нагрузку ССТ $Q_{сст}^л$ - определяют из выражения

$$Q_{сст}^л = Q_{гвс}^л - Q_{тну}^л, \quad (27)$$

а соответствующую ей площадь солнечных коллекторов

$$S_a^л = \frac{Q_{сст}^л}{\eta_{сст}^л \cdot \bar{H}_л}, \quad (28)$$

где $Q_{гвс}^л$ - нагрузка горячего водоснабжения потребителя, которая в летний период в рассматриваемых схемах, как правило в течение 4-5 месяцев полностью покрывается ССТ или СТСТ, МДж; $\bar{H}_л$ - суммарное летнее поступление солнечной радиации на площадь коллектора, ГДж/м²; $\eta_{сст}^л$ - среднее значение КПД солнечной системы в летний период, находят по [рис. 6](#).

Эффективность работы СТСТ в зимний период в значительной степени определяется

расчетной температурой теплоносителя в гелиоконтуре T_3 . Оптимальное значение этой температуры, K , находят из уравнения

$$T_3^2 - \left(\frac{\bar{F}_3 \bar{H}_3}{\bar{U}_3} + T_P + T_0 \right) T_3 + \left[\frac{(2\bar{F}_3 H_3)}{2U_3} + T_0 \right] T_P = 0, \quad (29)$$

где $\bar{F}_3$, $\bar{H}_3$, $\bar{U}_3$, T_0 - усредненные за зимний период значения; $\bar{F}_3$ - коэффициент поглощения солнечной радиации гелиоконтура; U_3 - коэффициент полных тепловых потерь гелиоконтура, $\bar{H}_3$ - среднесуточный поток солнечной радиации, Вт/м²; T_0 - среднесуточная температура воздуха за рассматриваемый период, К; T_P^3 - температура теплоносителя в системе теплоснабжения объекта, К.

В системах горячего водоснабжения при $T_P=55^\circ\text{C}$ оптимальные значения $T_{Г.В}$ находятся в интервале $25-35^\circ\text{C}$. Переход к приведенным значениям рабочих температур теплоносителя приводит к увеличению средних значений КПД гелиоконтура в 1,5-2 раза (см. [рис. 5](#)).

Использование подогретой в гелиоконтуре воды в качестве низкопотенциального источника в зимний период обеспечивает достаточно высокие значения коэффициента преобразования ТНУ, а следовательно, повышает и ее эффективность в целом.

В солнечно-теплонасосных установках, предназначенных для покрытия годового графика нагрузки потребителя, за расчетную нагрузку ТНУ принимают наибольшее значение из тепловой q_T и холодильной q_X нагрузок, т.е.

$$q_{\text{ТНУ}} = \max \{q_T, q_X\}. \quad (30)$$

В этом случае тепловую нагрузку ССТ в летний период рекомендуется определять по [формуле \(27\)](#), а в зимний из выражения

$$Q_{\text{сстз}} = \frac{\bar{f}_3 - 1}{\bar{f}_3} h_3 q_T, \quad (31)$$

где $\bar{f}_3$ - среднее значение коэффициента преобразования ТНУ за зимний период, соответствующее температуре низкопотенциального источника (воды, подогретой в гелиоконтуре); определяют по [уравнению \(29\)](#); h_3 - число часов использования расчетной нагрузки в зимний период.

Площадь солнечных коллекторов (м²), обеспечивающая поступление теплоты в объеме, определяемом из [выражения \(31\)](#), равна

$$S_3 = \frac{Q_{\text{сст}}}{\eta_3 \cdot H_3}, \quad (32)$$

где η_3 - средний за зимний период КПД ССТ при расчетной температуре теплоносителя в гелиоконтуре, определяемой из [выражения \(29\)](#) и по [рис. 5](#); H_3 - суммарный поток солнечной радиации на плоскость коллектора за зимний период, МДж/м².

В общем случае площадь солнечных коллекторов ССТ, вычисляемая из [выражения \(32\)](#), будет больше ее значения, определяемого из [выражения \(28\)](#), т.е. $S_3 > S_{\text{л}}$. С учетом этого в СТСТ круглогодичного назначения для использования избыточных мощностей ССТ в летний период необходимо устройство сезонных аккумуляторов тепла, что позволит снизить нагрузку ССТ в зимний период. При этом между тепловой емкостью аккумулятора и разностью $S_3 - S_{\text{л}}$ существует оптимальное соотношение, определяемое технико-экономическими расчетами.

3.15. Расчет отдельных компонентов солнечно-теплонасосных установок при определенных выше значениях их тепловых и холодильных нагрузок и параметрах теплоносителя производят в соответствии с приведенными в [пп.2.1-2.22](#) и [3.5-3.10](#) рекомендациями.

3. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Эффективность использования нетрадиционных (альтернативных) источников энергии по сравнению с традиционными (базовыми) зависит от работы всех звеньев системы теплоснабжения, включая получение, преобразование и использование энергоресурсов.

Экономическая эффективность альтернативных источников энергии определяется совокупностью факторов, обусловленных:

- денежными и материальными затратами на новые системы теплоснабжения;
- экономией на базовых источниках энергоресурсов и значениями замыкающих затрат по этим ресурсам;
- сокращением ущерба от загрязнения окружающей среды;
- экономией труда на базовых генерирующих установках, а в ряде случаев и вытеснением генерирующих мощностей базовых источников.

Применяя критерий, см. [формулу \(1\)](#), при сопоставлении приведенных затрат альтернативного Z_a и базового Z_b источника энергии используют выражение

$$\Delta Z = Z_b - Z_a \geq 0, \quad (33)$$

где ΔZ - эффект частичного или полного замещения базового источника альтернативным (в нашем случае ССТ или СТСТ), руб/год. Иначе ΔZ можно представить в следующем виде

$$\Delta Z = \Delta Z_{\text{э}} + \Delta Z_{\text{о.с}} + \Delta Z_{\text{ч}} - \Delta Z_{\text{г}}, \quad (34)$$

где $\Delta Z_{\text{э}}$ - эффект от экономии энергоресурса, используемого базовым источником тепловой энергии, руб/год (определяют согласно [пп.4.4-4.7](#) настоящих Рекомендаций); $\Delta Z_{\text{о.с}}$ - эффект от снижения загрязнения окружающей среды при использовании альтернативного источника энергии ([п.4.8](#)), руб/год; $\Delta Z_{\text{ч}}$ - эффект от экономии зарплаты на базовой генерирующей установке или социальный эффект при применении мелких индивидуальных установок ([пп. 4.9-4.10](#)), руб/год; $\Delta Z_{\text{г}}$ - дополнительные затраты на альтернативные генерирующие установки - ССТ и СТСТ ([пп. 4.11-4.13](#)), руб/год.

Экономический эффект от экономии энергоресурса, используемого базовым источником теплоснабжения, определяется:

объемом тепловой энергии, покрываемой альтернативным источником $Q_{\text{а}}$;
удельным расходом энергоресурса, используемого базовым источником теплоэнергии $\bar{B}$;
замыкающими затратами на топливо и (или) электроэнергию франко-базисный источник C .

$$\Delta Z_{\text{э}} = Q_{\text{а}} \cdot \bar{B} \cdot C. \quad (35)$$

Величину $Q_{\text{а}}$ определяют, как

$$Q_{\text{а}} = \alpha_{\text{а}} \cdot Q, \quad (36)$$

где Q - среднегодовая (сезонная) тепловая нагрузка объекта, оборудованного ССТ и СТСТ; $\alpha_{\text{а}}$ - доля среднегодовой нагрузки, покрываемой альтернативными источниками.

Величина $Q_{\text{а}}$ зависит как от характера потребителя, так и режима потребления теплоты в течение года. По времени потребления теплоты в течение года эти потребители можно подразделить на три условные группы:

1. Круглогодичные - жилые дома, гостиницы, общежития, санатории, сельскохозяйственные и производственные потребители горячей воды (технологические и санитарно-гигиенические нужды), спортивно-оздоровительные объекты, предприятия коммунального хозяйства и т.п.

2. Средней длительности (6 месяцев) - сезонные базы отдыха, кемпинги, а также сезонные предприятия бытового обслуживания и общественного питания и т.п.

3. Малой длительности (3-4 месяца) - пионерские лагеря, летние базы отдыха, дачные дома, а также предприятия коммунально-бытового обслуживания и торговли в этих районах (бани, парикмахерские, организации общественного питания и т.п.).

В каждой из этих групп потребителей теплоты имеются относительно крупные, средние и мелкие. Это предъявляет различные требования как к теплогенерирующим установкам, так и к используемым ими теплоносителям.

Для потребителей первой группы при оценке эффективности ССТ и СТСТ учитывают эффект от вытеснения части топлива, который в значительной мере зависит от доли нагрузки ($\alpha_a < 1$), покрываемой нетрадиционным возобновляемым источником энергии. Расчет этой величины приведен ниже (см. [пп.4.6-4.7](#)). Эффект от экономии зарплаты при возможности остановки одного или нескольких котлов в период максимальной солнечной радиации см. [п.4.9](#).

Для потребителей 2 и 3 группы возможно полное исключение традиционного источника теплоснабжения. В этом случае $\alpha_a = 1$ и при оценке экономического эффекта ССТ и СТСТ учитывают и экономию капитальных вложений в традиционный источник.

Оптимальное значение доли годовой нагрузки, покрываемой ССТ или СТСТ, определяют на основе максимизации [выражения \(33\)](#). Практически это достигается варьированием коэффициента α_a в пределах 0-1 с одновременным определением для каждого значения α_a величины эффекта замещения базового источника ΔZ в [формуле \(34\)](#). Оптимальной является величина α_a , при которой эффект от замещения базового источника альтернативным достигает максимального значения.

Таблица 5

Установки	Энергоноситель		
	твердое топливо	жидкое топливо	электроэнергия
I. Паровые и водогрейные котлы			
КВ-300 М; КВ-300 МТ	40-50	55-60	-
КВ-300 У	-	50-60	-
КТ-500; ЦТ-1000	45-55	-	-
Д-721 А; Д-900	-	55-60	-
Е-1/9	40-50	50-60	-
КИ-1500; КГ-1500	-	55-65	-
Энергия 3М и 6М	45-55	60-70	-
Универсал 5М и 6М	-	-	-
Минск-1	40-50	-	-
ДКВР-2,5-13; 4,0-13; 6,5-13	45-55	60-70	-
II. Теплогенераторы			
ТГ-2,5; ТГ-75А; ТТ-150А; ТН-1А	-	50-60	-

Установки	Энергоноситель		
	твердое топливо	жидкое топливо	электроэнергия
III. Электрокотельные	-	-	95
IV. Отопительные варочные печи	40-50	-	-
V. Водонагреватели индивидуального пользования	-	-	95
Электроводонагреватели	40-50	-	-
Водогрейные колонки			

Значения удельного расхода сэкономленного энергоресурса (величина в [формуле \(35\)](#)) определяют

для электроэнергии $\bar{B}_э$ (Вт· ч/ГДж)

$$\bar{B}_э = \frac{278}{\bar{\eta}_э}, \quad (37)$$

для (условного) топлива $\bar{B}_г$ (т/ГДж)

$$\bar{B}_г = \frac{0,034}{\bar{\eta}_г}, \quad (38)$$

где 278 и 0,034 - соответственно теоретический эквивалент электроэнергии и топлива (условного) на 1 ГДж теплоты;

$\bar{\eta}_э$, $\bar{\eta}_г$ - среднегодовые эксплуатационные коэффициенты полезного использования (КПИ) энергоносителей (электроэнергия, топливо), учитывающие потери ([табл. 5-7](#)): в теплогенерирующих установках $\eta_г$, при транспортировании $\eta_т$ и хранении $\eta_{хр}$ энергоресурсов

$$\bar{\eta}_э = \eta_г \cdot \eta_т, \quad (39)$$

$$\bar{\eta}_г = \eta_в \cdot \eta_т \cdot \eta_{хр}, \quad (40)$$

Таблица 6

Коэффициенты	Твердое топливо	Жидкое топливо	Электроэнергия
$\eta_г$	0,9-0,95	0,95-0,97	0,85-0,9
$\eta_{хр}$	0,95	0,95-0,97	-

Таблица 7

Установки	Энергоноситель		
	твердое топливо	жидкое топливо	электроэнергия
Паровые и водогрейные котлы типа: КВ-300, Е-1/9. Минск-1;	0,34-0,45	0,48-0,56	-
ДКВР, Энергия, Универсал, КТ-500	0,38-0,5	0,5-0,66	-

Установки	Энергоноситель		
	твердое топливо	жидкое топливо	электроэнергия
Теплогенераторы типа ТГ и ТН	-	0,48-0,56	-
Электрокотельные, электроводонагреватели	-	-	0,81-0,86
Водогрейные колонки и отопительные варочные печи	0,34-0,45	-	-

Значения эксплуатационного КПД базовой установки η_6 определяют из [табл. 5](#). Значения коэффициентов η_T и η_{XP} - из [табл. 6](#).

Потери тепловой энергии в теплопроводящих сетях не учитываются, так как они имеют место как в альтернативных, так и базовых системах теплоснабжения (при условии размещения гелиоколлекторов на кровле).

Удельные народнохозяйственные затраты на топливо и электроэнергию, используемые базовыми теплогенерирующими установками (величина C в [выражении \(35\)](#)), определяют как

$$\bar{C}_T = C_{\text{ЭМ}}^T + C_{\text{ВГ}}^T + C_{\text{ХР}}^T, \quad (41)$$

$$\bar{C}_Э = C_{\text{ЭМ}}^Э + C_{\text{ВГ}}^Э, \quad (42)$$

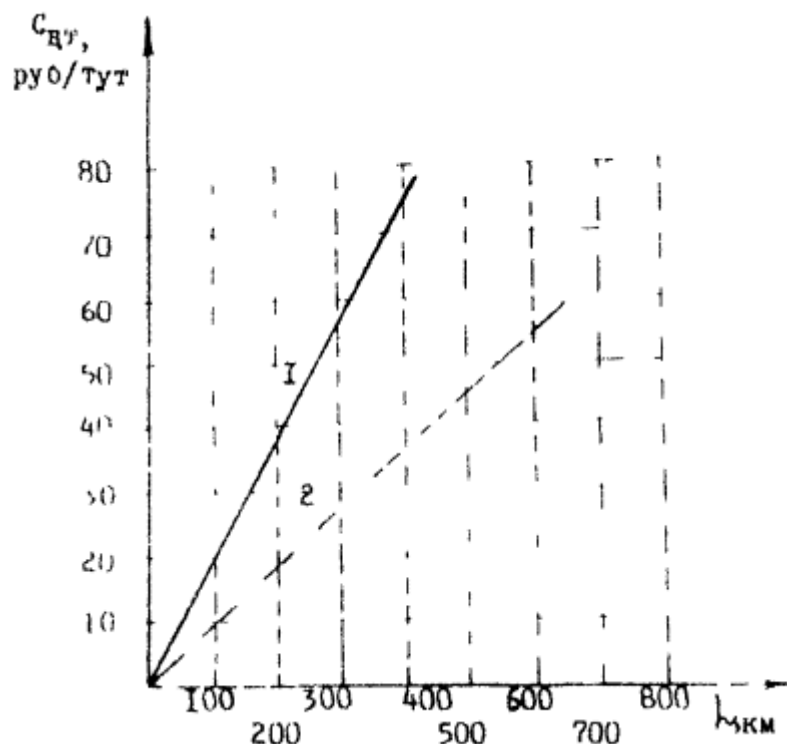


Рис. 12. Удельные приведенные затраты на внутрирайонный автомобильный транспорт

1 - твердого топлива; 2 - жидкого топлива

где $C_{ЭМ}$ - замыкающие затраты на условное топливо, руб/т, или электроэнергию, руб/МВт·ч; принимают по [табл. 8](#) и [9](#); $C_{в.т}$ - приведенные значения затрат на внутри-районный транспорт условного топлива, руб/т и электроэнергии, руб/МВт·ч, принимают соответственно по [рис. 12](#) и [табл. 10](#); $C_{ХР}$ - приведенные значения удельных затрат на хранение условного топлива, руб/т.

Для определения $C_{ХР}$, необходимо на основе анализа годового режима потребления и доставки топлива найти требуемую емкость складирования; зная значения емкости склада, по укрупненным показателям [табл. 11](#) определяют его стоимость, а делением полученной величины на годовой (сезонный) расход топлива - величину удельных затрат на хранение топлива.

Экономический эффект от предотвращения загрязнения окружающей среды при использовании возобновляемых источников энергии определяется снижением дополнительных затрат на базовые источники энергоснабжения при условии их экологической сопоставимости. Экологическую составляющую экономической эффективности возобновляемых источников энергии можно оценить по величине ущерба, наносимого окружающей среде традиционными теплогенерирующими установками.

Таблица 8

Районы СССР	Энергетический уголь		Природный газ	Мазут
	рядовой			
	каменный	бурый		
Северо-запад РСФСР	50-52	-	57-60	69-72
Мурманская обл., Карельская АССР	53-56	-	60-63	72-75
Архангельская обл., Коми АССР	44-48	-	50-54	68-71
Центральный район	48-51	45-48	57-60	69-72
Центрально-Черноземный район	49-52	46-49	56-59	69-72
Северный Кавказ	55-58	-	62-65	73-76
Среднее Поволжье	47-50	-	53-65	68-71
Уральский район	37-40*	-	47-50	65-68
	33-36			
Тюменская обл.	36-39	-	31-33	64-67
Омская обл.	33-36*	31-33	44-47	64-67
	27-30			
Новосибирская, Томская области	30-34	26-29	40-42	66-69
Кемеровская обл., Алтайский край	27-30	21-24	42-44	68-71
Красноярский край	29-32	18-20	41-43	66-69
Иркутская обл.	31-34	22-25	42-45	67-70

Районы СССР	Энергетический уголь		Природный газ	Мазут
	рядовой			
	каменный	бурый		
Бурятская АССР, Читинская обл.	37-40	33-36	-	70-73
Амурская обл.	47-50	45-48	-	78-81
Хабаровско-Комсомольский край	49-52	47-50	60-63	77-79
Приморский край	54-57	52-53	-	80-83
Закавказье	57-60	-	64-67	71-74

*В знаменателе указаны затраты на экибастузский уголь.

Таблица 9

Объединенные и отдельные электроэнергетические системы	Замыкающие затраты по зонам графика электрической нагрузки		
	грузки		
	базисная	маневренная	пиковая
Центр, Северо-запад, Средняя Волга	19-20	29-34	47-50
Юг, Северный Кавказ	19-20	32-34	50-53
Закавказье	19-20	34-35	52-54
Урал	20-21	26-27	46-48
Сибирь	15-16	16-17	17-18
Дальний Восток	23-23	23-24	24-25
Казахстан	16-18	19-20	20-21
Средняя Азия	20-21	24-26	25-27
Европейский Север	20-21	30-33	-

Таблица 10

Районы	Затраты**, руб/МВт·ч
Нечерноземная зона	11-13
Центрально-Черноземная зона	9-11
Северный Кавказ	10-12
Среднее Поволжье	8-10
Нижнее Поволжье	11-13
Северный Урал	9-11
Южный Урал	8-10
Западная Сибирь	11-14
Восточная Сибирь	12-15
Дальний Восток	12-15

*Обжитая зона.

**Затраты на распределение дополнительного потока электроэнергии по элементам распределительной сети высокого напряжения при свободном режиме электропотребления и годовом числе часов использования максимума нагрузки - 3700.

Таблица 11

Жидкое топливо (условное)		Твердое топливо (условное)	
емкость склада, тыс. т	затраты, руб/т	емкость склада, тыс. т	затраты, руб/т
3(1×3)	39	20	23
5(1×5)	33	50	16
8(2×3)	29	100	14
10(1×10)	27	100	10
40(2×20)	17	-	-

Жидкое топливо (условное)		Твердое топливо (условное)	
емкость склада, тыс. т	затраты, руб/т	емкость склада, тыс. т	затраты, руб/т
60(3×20)	15	-	-

Экономический эффект от снижения загрязнения окружающей среды (величина $\Delta Z_{o.c}$ в [выражении \(34\)](#)) зависит от объема топлива, сэкономленного на базовой тепло-генерирующей установке за счет использования возобновляемых источников энергии $Q_a \cdot V_T$ и величины удельного ущерба от снижения расхода топлива (условного) $\Delta \bar{Z}_{o.c}$ (руб/т)

$$\Delta Z_{o.c} = \Delta \bar{Z}_{o.c} \cdot Q_a \cdot V_T, \quad (43)$$

Величину $\Delta \bar{Z}_{o.c}$ можно определять по "Временной типовой методике определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценке экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды" (Госплан СССР, Госстрой СССР, АН СССР, 1983) и "Руководству по расчету количества и удельных показателей выбросов вредных веществ в атмосферу" (М., ВПТИтрансстрой, 1982).

Экономическую оценку ущерба, причиняемого газовыми выбросами загрязнений в атмосферу воздуха для отдельного источника в соответствии с указанными методиками, определяют по формуле

$$\Delta \bar{Z}_{o.c} = \frac{\gamma \sigma \zeta \mu}{V_T}, \quad (44)$$

где V_T - годовой (сезонный) объем топлива (условного), сэкономленного за счет использования альтернативной установки; γ - константа, численное значение которой равно 2,4 руб/т; σ - показатель относительной опасности загрязнения атмосферы воздуха над территорией населенных пунктов различного назначения (безразмерная). Эта величина равна 2 - для села; 5 - для города и 10 - для зон рекреации; ζ - поправочный коэффициент, учитывающий характер рассеяния примеси в атмосфере. Для мелких котельных с высотой труб менее 10 м значение ζ в зависимости от наличия золоуловителей и их КПД составляет: 07 - для газообразных примесей (SO_2 , CO, NO и т.п.) и твердых частиц при КПД золоуловителей >90%; 3 - для твердых частиц при КПД золоуловителей 70-90%; 10 - для твердых частиц при отсутствии золоуловителей или при их КПД меньше 70%; μ - приведенная масса годового выброса загрязнений, т/год,

$$\mu = \sum_{i=1}^J A_i m_i, \quad (45)$$

где J - общее число примесей, выбрасываемых источником в атмосферу; m_i - масса годового выброса примесей i -го вида топлива (условного) в атмосферу, т/год; A_i - показатель относительной агрессивности примеси i -го вида топлива (условного), т/т. Он учитывает целый ряд факторов, в том числе предельно допустимую концентрацию в радиусе действия установки, вероятность накопления исходной примеси и вторичных загрязнителей в компонентах окружающей среды, в продуктах питания, поступления примеси в организм человека неингаляционным путем и т.п. Величины A_i и m_i определяют по дополнению к приложению "Временной типовой методики определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды" (М., Госплан СССР, Госстрой СССР, АН СССР, 1983), а также с использованием ряда исходных данных "Руководства по расчету количества выбросов".

Для укрупненных расчетов (в условиях Грузинской ССР) удельный ущерб $\Delta Z_{0.с.}$, причиняемый при сжигании различных видов топлива, по данным инж. Бирюкова Г.Р., можно принять в зависимости от наличия (1) или отсутствия (2) очистных сооружений в размере, руб/т.

Виды топлива	Село		Город		Зона рекреации	
	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
Природный газ	-	1	-	2,5	-	5
Мазут, печное бытовое	2	14	5	36	10	72
Уголь	1,5	56	4	145	7	260

Приведенные данные показывают необоснованность рассмотрения в качестве базовых источников теплоты угольных мелких котельных (без очистных сооружений) в городах и зонах рекреации и теплогенерирующих установок на мазуте и печном бытовом топливе (ПБТ) в зонах рекреации. Здесь в качестве базовых источников должны рассматриваться электрические системы теплоснабжения. При внедрении ССТ и СТСТ на действующих объектах значение $\Delta \bar{Z}$ определяют по приведенным выше показателям в зависимости от вида вытесняемого топлива.

4.9. Эффект от экономии зарплаты (руб/год) на базовой теплогенерирующей установке, см. величину $\Delta Z_{\text{ч}}$ в [формуле\(34\)](#), определяют возможностью полной или частичной остановки котлов в течение 3-6 месяцев максимального солнечного излучения

$$\Delta Z_{\text{э}} = Z_{\text{э.л}}^{\text{э}} - Z_{\text{а}}^{\text{э}}, \quad (46)$$

где $Z_{\text{э.л}}^{\text{э}}$ - расходы на заработную плату эксплуатационного персонала $n_{\text{э}}^{\text{л}}$, приходящегося на котел, останавливаемый летом (на $t_{\text{л}}$ месяцев) в период работы ССТ, руб/год; $Z_{\text{э.л}}^{\text{э}}$ находят из выражения

$$Z_{\text{э.л}}^{\text{э}} = \frac{\text{Ч}}{12} n_{\text{э}}^{\text{л}} t_{\text{л}}, \quad (47)$$

здесь Ч - среднегодовая удельная зарплата с начислениями эксплуатационного персонала, обслуживающего базисную установку; по данным АКХ, может приниматься в размере 1900-2000 руб/год на человека.

Величину $n_{\text{э}}^{\text{л}}$ определяют из формулы

$$n_{\text{э}}^{\text{л}} = n_{\text{б}} \cdot \alpha_{\text{а}}, \quad (48)$$

где $n_{\text{б}}$ - численность эксплуатационного персонала базисного источника находят по проектным данным или для укрупненных расчетов - по [табл. 12](#); $\alpha_{\text{а}}$ определяют по [формуле \(9\)](#).

$Z_{\text{а}}$ - заработную плату персонала (годовые расходы на протирку поверхности остекления солнечных коллекторов, руб/год), обслуживающего ССТ, рассчитывают по формуле

$$Z_{\text{а}}^{\text{э}} = C_{\text{а}}^{\text{э}} \cdot S.$$

По аналогии с затратами на протирку окон промышленных предприятий $C_{\text{а}}^{\text{э}}$ (по данным ЦНИИ промзданий) можно принимать в размере: 2-2,5 руб на 10 м поверхности солнечных коллекторов. (Большая величина для условий более высокой запыленности).

Таблица 12

Состав оборудования	Установленная производитель- ность, ГДж/ч	Удельные кап- вложения, тыс. руб ГДж/ч	Платный ко- эффициент чел ГДж/ч	Автор проекта и год выпуска
Газомазутное топливо				
1.4×"Минск"	13,4	5,8	0,37	УкрНИИинжпроект, 1986
2.4×"Братск II"	14,2	12	0,8	Калинингражданпроект, 1986
3.5×"Факел II"	16,7	10	0,72	То же, 1965
4.4×"Братск II"+2 эко-	16,7	10,6	0,72	" , 1986

Состав оборудования	Установленная производитель- ность, ГДж/ч	Удельные кап- вложения, $\frac{\text{тыс. руб}}{\text{ГДж/ч}}$	Платный ко- эффициент $\frac{\text{чел}}{\text{ГДж/ч}}$	Автор проекта и год выпуска
номайзера		Твердое топливо		
5.2×"Универсал"	2,8	5	1,4	Каунасский ин-т с/х стр-ва
6.2×КВМ-0,63	3,8	21,2	1,3	Кишинев-колхоз-проект, 1988
7.6×КВМ-0,63	11,3	12,6	1	То же
8.4×Е-1/9	9,8	16,2	1,2	ГПИ Сантехпроект, г. Горький
9.6×"Братск I"	22,6	13,4	0,71	Калинингражданпроект

4.10. Эффект, выражающийся в экономии затрат труда при самообслуживании индивидуальных источников теплоты (так называемый социальный эффект использования альтернативных источников энергии), определяют для ССТ как

$$\Delta Z_c = \Delta \bar{Z}_c \cdot S_{\text{ССТ}}, \quad (49)$$

где $\Delta \bar{Z}_c$ - удельная величина социального эффекта; принимается равной 3 руб/м² ССТ.

4.11. Дополнительные затраты в солнечные системы теплоснабжения, см. величину ΔZ_{Γ} в [формуле \(34\)](#), определяют для первой группы потребителей (см. [п.4.4](#))

$$Z_{\Gamma}^{\text{ССТ}} = E'_H \cdot \bar{K}_{\text{ССТ}} \cdot S_{\text{ССТ}}, \quad (50)$$

где $E'_H = (E_H + \epsilon_{\text{ССТ}}) = 0,15-0,18$ коэффициент, учитывающий норму эффективности капитальных вложений ($E_H = 0,1$) и отчислений на амортизацию; $\epsilon_{\text{ССТ}} = 0,05-0,08$ - амортизационные отчисления ССТ в долях от капитальных вложений соответственно для ССТ потребителей 1-й и 2-й и 3-й групп. Отчисления на ремонт ССТ ввиду малых значений при укрупненных расчетах можно не учитывать; $\bar{K}_{\text{ССТ}}$ - удельные капиталовложения в ССТ, определяют по смете. Для укрупненных расчетов до 1990 г. принимают равными 120 руб/м²; $S_{\text{ССТ}}$ - площадь ССТ, определяемая из [формул \(10\)](#) и [формул \(12\)](#) как

$$S_{\text{ССТ}} = \frac{\alpha_a \cdot Q}{\eta_{\text{ССТ}} \cdot H}. \quad (51)$$

4.12. Для второй и третьей групп потребителей, см. [формулу \(36\)](#), при $\alpha_a = 1$ и, следовательно, $Q_a = Q$, величину дополнительных затрат в ССТ находят по формуле

$$\Delta Z_{\Gamma}^{\text{ССТ}} = E'_H \bar{K}'_{\text{ССТ}} \cdot S_{\text{ССТ}} - E''_H \bar{K} \cdot Q^2, \quad (52)$$

где $\bar{K}'_{\text{CCT}}$ - удельные капиталовложения в упрощенные ССТ, определяемые по смете. Для укрупненных расчетов до 1990 г. принимают равными 80-100 руб/м²; $E''_H=(E_H+\epsilon_B)$ - коэффициент, учитывающий норму эффективности капитальных вложений, отчисления на амортизацию и текущий ремонт. Укрупненно ϵ_B можно принимать равным 0,1-0,07); $\bar{K}_B$ - удельные капиталовложения в базовый источник, определяемые по смете или укрупненным показателям (см. [табл. 12](#)), тыс.руб/(ГДж/ч); $Q^ч$ - расчетная часовая нагрузка потребителя, ГДж/ч.

4.13. Дополнительные затраты (руб/год) в солнечно-теплонасосные системы теплоснабжения (СТСТ), см. величину ΔZ_{Γ} в [формуле \(34\)](#), определяют по формуле

$$\Delta S^{\text{CCT}} = \left(E'_H \bar{K}_{\text{CCT}} S_{\text{CCT}} + E'''_H \bar{K}_{\text{TNU}} Q^ч_{\text{TNU}} + \frac{C_{\text{э}} Q^ч_{\text{TNU}} h_{\text{TNU}}}{\bar{f}_{\text{TNU}}} \right) - E''_H \bar{K}_B Q^ч_B. \quad (53)$$

где E'''_H - коэффициент, учитывающий норму эффективности капитальных вложений, отчисления на амортизацию и текущий ремонт ТНУ; ϵ_{TNU} можно принимать равным 0,15; $Q^ч_B$ - величина расчетной нагрузки, покрываемая СТСТ, т.е. величина, характеризующая возможное уменьшение дублирующей мощности базовой установки, ГДж/ч. Она может изменяться от нуля до величины расчетной нагрузки потребителя; $Q^ч_{\text{TNU}}$ - часовая производительность ТНУ, ГДж/ч; $C_{\text{э}}$ - удельные затраты на электроэнергию, франко ТНУ, руб/МВт·ч; определяют по данным [табл. 9](#) и [10](#); h_{TNU} - число часов использования мощности ТНУ; $\bar{f}$ - среднее годовое значение коэффициента преобразования ТНУ, определяемое из [формулы \(18\)](#) или [рис. 11](#); $\bar{K}_{\text{TNU}}$ - удельные капитальные вложения в ТНУ, руб/(ГДж/ч). Определяют по [табл. 4](#).

В системах, где производительность ТНУ выбирают по холодильной нагрузке, $\bar{K}_{\text{TNU}}=0$, так как потребность в парокомпрессионной холодильной машине учитывается и в базовом варианте.

Библиографический список рекомендуемой литературы

Основной

1 Полонский, В.М. Энергосбережение : учеб.пособие для вузов / В.М.Полонский, М.С.Трутнева .— М. : АСВ, 2005 .— 160с. : ил. — Библиогр.в конце кн. — ISBN 5-93093-360-X : 156.91.

Дополнительный

1. Андрижиевский, А.А. Энергосбережение и энергетический менеджмент : учеб.пособие для вузов / А.А.Андрижиевский,В.И.Володин .— 2-е изд.,испр. — Минск : Вышэйшая школа, 2005 .— 294с. : ил. — Библиогр.в конце кн. — ISBN 985-06-1128-6 /в пер./ : 164.50.

2. Лисиенко, В.Г. Хрестоматия энергосбережения : Справочник:В 2 кн. Кн.2 / В.Г.Лисиенко,Я.М.Щелоков,М.Г.Ладыгичев;Под ред.В.Г.Лисиенко .— М. : Тепло-энергетик, 2002 .— 768с. : ил. — Библиогр.в конце гл. — ISBN 5-902202-05-1(Кн.2,1-й 3-д) /в пер./ : 4059.00 .— ISBN 5-90222-03-5.

Приложение

Исходные данные для расчета

№ варианта	Город	Годовая потребность в теплоте на горячее водоснабжение, ГДж,
1.	Владивосток	560
2.	Брянск	840
3.	Курск	1060
4.	Минусинск	1200
5.	Брест	1400
6.	Архангельск	1800
7.	Красноярск	2000
8.	Москва	2200
9.	Братск	2400
10	Иваново	2600
11	Калуга	2800
12	Магадан	3000
13	Астрахань	3200
14	Тула	560
15	Ниж. Тагил	840
16	Иркутск	1060
17	Вологда	1200
18	Воронеж	1400
19	Краснодар	1800
20	Кемерово	2000
21	Воркута	2200
22	Иркутск	2400
23	Казань	2600
24	Кострома	2800
25	Гамбов	3000