УДК 33 DOI: 10.14451/1.252.254

Индикаторы оценки эффективности использования энергетических ресурсов

© 2025 **Темукуев Тимур Борисович**
Кандидат экономических наук, доцент. Кабардино-Балкарский государственный аграрный университет им. В. М. Кокова, Россия, Нальчик.
E-mail: energoconsul@mail.ru

Ключевые слова: первичные энергетические ресурсы, индикаторы энергоэффективности, удельный расход энергии, коэффициент полезного действия.

В статье рассматриваются методы оценок эффективности использования первичных энергетических ресурсов по всей производственно-технологической цепочке от добычи ископаемого топлива до поставки электроэнергии потребителю на наиболее простом примере, когда природный газ является топливом как для газовых турбин, приводящих в действие магистральные компрессоры, так и для тепловых электрических станций, вырабатывающих только электрическую энергию. Оценки эффективности использования возобновляемых энергетических ресурсов не являются однозначной. В настоящее время по общепринятой методике оцениваются энергетические ресурсы рек и эффективность их использования гидроэлектростанциями на определённых отрезках рек.

Введение

Система энергосбережения на практике в пределах одной страны предполагает не только простое понижение удельных расходов при использовании первичных энергоресурсов во всех отраслях экономики, производящей продукцию и эксплуатирующих оборудование и машины, но и снижение выброса диоксида углерода в атмосферу, чтобы в будущем добиться углеродной нейтральности. Цель благородная, но достичь ее когда-либо в пределах большого государства или всего мира вряд ли удастся, так как это означало бы, что человечество ограничило свое потребление энергией, получаемой от возобновляемых ресурсов. Все, что современная наука относит к первичной энергии, получаемой от возобновляемых ресурсов, кроме геотермальной энергии и энергии приливов, есть энергия, получаемая от Солнца.

Тепловой поток прямого солнечного излучения вне земной атмосферы, направленный на Землю, частично отражается. Остальная часть солнечных лучей, проникнув через атмосферу, достигают поверхности Земли, где они испаряют воду, нагревают воздух, почву и воду.

Солнечные, ветровые и гидравлические электростанции преобразуют энергию возобновляемых энергоресурсов в электрическую энергию. Их доля, как по мощности, так и по выработке, в энергобалансах большинства стран незначительна. В России электроэнергию, выработанную на гидроэлектростанциях, считают полученной от возобновляемого источника только при их мощности менее 25 МВт.

К источникам энергии без углеродного следа, с определенными оговорками, можно отнести атомные электростанции.

В отраслях экономики России нормативными индикаторами энергоэффективности являются удельный расход энергии на производство продукции и коэффициент полезного действия всех типов двигателей, то есть учитываются только прямые (эксплуатационные) затраты энергии. Косвенные расходы энергии, которые нельзя определить напрямую приборами, не учитываются.

Топливно-энергетического ресурсы России

Под первичными энергетическими ресурсами в России понимается «совокупность всех видов топлива и энергии, напрямую получаемых из природных ресурсов и используемых в хозяйственной и иной деятельности — по способам использования подразделяют на топливные и нетопливные; по признаку сохранения запасов — на возобновляемые и невозобновляемые» [3].

В данной работе для оценки состояния топливно-энергетического комплекса, использованы материалы Росстата за 2022 год [6], полученные до вступления в силу распоряжения Правительства РФ, которое приостановило предоставление и распространение официальной статистической информации по отдельным видам экономической деятельности [4].

По данным Росстата в стране *произведено первичных энергоресурсов* 1913 млн т условного топлива (у.т.), в том числе нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная, включая газовый конденсат — 765, газ природный и попутный — 781, уголь — 310, торф — 0,1, древесина топливная — 39 [3, с. 370].

При глубине переработки нефтяного сырья в 84,3% из 277 млн т нефти, поступившей на первичную переработку, в частности, получены, млн т: бензин автомобильный — 42,3, топливо дизельное — 84,7, мазут топочный — 40,9 [3, с. 375].

Конечное потребление топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) по видам топлива и энергии составило 481 млн т нефтяного эквивалента, что соответствует 687,1 млн т у.т., в том числе по видам топлива и энергии: уголь, кокс, торф — 28,9, жидкое топливо — 144,4, газообразное топливо — 206,9, электричество — 129,3, тепло — 169,3, биомасса и отходы — 8,3 [3, с. 370].

Суммарная мощность всех электростанций на конец года — 270 млн кВт, в том числе: тепловые — 184, гидроэлектростанции — 52,5, атомные — 29,6, работающие от возобновляемых источников энергии — 3,9 [3, с. 383].

Электробаланс 2022 года без учета электроэнергии, полученной из других стран и отпущенного за пределы РФ:

произведено — 1170 млрд кВт·ч, в том числе электростанциями: тепловыми — 738, гидравлическими — 199, атомными — 224, работающими от возобновляемых источников энергии — 8,6;

потреблено — 1154 млрд кВт·ч (100%), в том числе: промышленными организациями — 595, сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство — 23,0, строительство — 13,2, торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов — 33,3, транспортировка и хранение — 94,1, деятельность в области информации и связи — 8,3, прочие виды экономической деятельности — 107, население — 181, потери в электросетях — 98,5 [3, с. 382].

Для производства 738 млрд кВт·ч электроэнергии на тепловых электростанциях при удельном расходе условного топлива 326,7 г/(кВт·ч) потребовалось 241,1 млн т у. т., что составило 12,6% от произведенных первичных энергоресурсов РФ.

Методы оценки эффективности использования энергоресурсов

Для оценки эффективности использования энергии во всех звеньях производственно-технологической цепочки (ПТЦ) топливно-энергетического комплекса, в различных вариантах используются три основных индикатора: коэффициент полезного действия (КПД); удельный расход условного топлива (у. т.) на единицу произведенной продукции; доля потерь, как при

транспортировке топлива, так и при передаче энергии по тепловым и электрическим сетям.

КПД для любого звена ПТЦ вычисляется как отношение количества энергии на выходе $Q_{вх}$к количеству энергии на входе $Q_{вых}$:

$$\eta = \frac{Q_{вых}}{Q_{вх}} \text{ или } \eta = \frac{Q_{вх} - \Delta Q}{Q_{вх}}, \quad (1)$$

где $\Delta Q = Q_{вх} - Q_{вых}$ – доля потерь энергии.

Между удельным расходом топлива

$$b_э = \frac{Q_э}{L_э} \quad (2)$$

и КПД теплового двигателя

$$\eta_э = \frac{L_э}{Q_э} \quad (3)$$

существует зависимость:

$$b_э \eta_э = 1 \text{ или } \eta_э = \frac{1}{b_э} \text{ и } b_э = \frac{1}{\eta_э},$$

где: $Q_э$ – расход тепла, Дж; $L_э$ – полезная работа, Дж.

В данной работе рассматриваются потери энергии, в пересчете на условное топливо, на различных участках ПТЦ от добычи натурального топлива, транспортировки и преобразования ее энергии в тепловую и электрическую энергию с последующей доставкой их конечному потребителю:

$$\eta_{птц} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4, \quad (4)$$

где КПД: η_1 – при добыче и переработке топлива; η_2 – при транспортировке топлива; η_3 – ТЭС с учетом потерь на собственные нужды; η_4 – электрических сетей при передаче электроэнергии от шин ТЭС к конечному потребителю.

Для упрощения анализа величин потерь энергии от добычи топлива до подачи электроэнергии потребителю, в качестве энергоносителя рассматривается природный газ с неизменным составом на участке от его переработки до топки котла ТЭС.

Удельный расход энергии при добыче и переработке природного газа

Природный газ после добычи подвергается первичной переработке «путем физических и физико-химического воздействия, направленное на удаление из него примесей и придания ему качества, необходимое для последующего безопасного хранения, транспортирования и использования, и выделения компонентов и фракций» [1].

Поскольку товарный газ, поставляемый в магистральные газопроводы, – это смесь нескольких компонентов, то при заданной теплоте сгорания его плотность меняется в зависимости от соотношения метана и других газов. В России для расчетов используется газ при стандартных условиях (абсолютных давлении p = 101325 Па и температуре T = 293,15 К) с принятой нормативной низшей теплотой сгорания $Q_н^{с.у.}$ = 33,08 МДж/м^3 и плотностью около 0,75 кг/м^3. Низшая теплота сгорания условного топлива $Q_н^{у.т.}$ = 29,31 МДж/кг. Эквивалентное ей количество энергии содержится при стандартных условиях в газе объемом $V^{с.у.}$ = 0,886 м^3 (0,753 кг).

На газовых промыслах публичного акционерного общества «Газпром» средний расход топливно-энергетических ресурсов по видам деятельности составлял, %: добыча газа – 12,77, магистральный транспорт газа – 76,01, подземное хранение газа – 0,81, переработка газа, конденсата и нефти – 8,59, распределение газа – 1,81. Удельный расход топливно-энергетических ресурсов в 2010–2015 годы увеличился от 16,28 до 17,63 кг у. т./тыс. м^3 газа [8].

Для вычисления КПД газового промысла формулу (1) необходимо преобразовать так, чтобы в числителе и знаменателе получить единые единицы измерения

$$\eta_{гп} = 1 - \frac{Q_н^{у.т.} B_{гп}}{Q_н^{с.у.} \cdot V_р^{с.у.}}, \quad (5)$$

где: $Q_н^{у.т.}$ – низшая теплота сгорания условного топлива, МДж/кг; $B_{гп}$ – расход условного топлива газового промысла на отпуск 1000 м^3

товарного газа, кг; $Q_н^{с.у.}$ — низшая объемная теплота сгорания природного газа при стандартных условиях, МДж/м^3; $V_р^{с.у.}$ — расчетный объем природного газа при стандартных условиях, м^3.

Если соответственно подставить их численные значения в формулу (5), то определится средний КПД газовых промыслов публичного акционерного общества «Газпром»

$$\eta_{гп} = 1 - \frac{29,3076 \cdot 17,63}{33,08 \cdot 10^3} = 0,984.$$

Удельный расход энергии на транспортировку товарного газа по трубопроводу до ТЭС

Магистральный трубопровод начинается с головной перекачивающей станции, а вдоль трассы устанавливают промежуточные перекачивающие станции, обычно через 100–150 км. В рассматриваемом варианте — от головной перекачивающей станции до ТЭС.

Для магистрального газопровода с газотурбинным приводом компрессора, с учетом технологических потерь природного газа в системе, КПД определится по формуле (1), которая примет два вида

$$\eta_{гп} = \frac{Q_н^{с.у.} V_2^{с.у.}}{Q_н^{с.у.} V_1^{с.у.}} \text{ или } \eta_{гп} = \frac{V_2^{с.у.}}{V_1^{с.у.}};$$

$$\eta_{мг} = \frac{Q_н^{р} G_2}{Q_н^{р} G_1} \text{ или } \eta_{п} = \frac{G_2}{G_1},$$

где: $Q_н^{с.у.}$ — то же, что в формуле (5); $V_1^{с.у.}$, $V_2^{с.у.}$ и G_1, G_2 — объемы природного газа при стандартных условиях и веса, измеренные на входе и выходе магистрального газопровода за расчетный период, м^3 [9].

Удельный расход условного топлива (УРУТ) на выработку 1 кВт·ч электрической энергии на ТЭС

При расчете удельного расхода условного топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии и КПД тепловых электростанций (ТЭС), предназначенных исключительно для выработки электрической энергии, формулы (2) и (3) запишутся соответственно:

$$b_{ТЭС} = \frac{Q_н^{у.т.} B_{ТЭС}}{W_{ТЭС}}, \text{ г у.т/(кВт} \cdot \text{ч)} \quad (6)$$

и

$$\eta_{ТЭС} = \frac{W_{ТЭС}}{Q_н^{у.т.} B_{ТЭС}}, \quad (7)$$

где: $Q_н^{у.т.}$ — низшая теплота сгорания условного топлива, МДж/кг; $B_{ТЭС}$ — расход условного топлива на ТЭС за расчетный период, кг; $W_{ТЭС}$ — отпуск электроэнергии на шины ТЭС за расчетный период, кВт·ч.

После решения системы из уравнений (6) и (7) при $Q_н^{у.т.}$= 29,3076 МДж/кг формула (3) примет вид

$$b_{ТЭС} \eta_{ТЭС} = 122,835, \quad (8)$$

где 122,835 — переводной коэффициент.

Средний удельный расход условного топлива (УРУТ) на производство электроэнергии на российских ТЭС в 2022 году составил 312,3 г [2, с. 19]. Соответственно КПД, вычисленный по формуле (8), при таком УРУТ составляет 0,3933 или 39,33%, при среднемировом значении этого показателя около 41% в 2022 году.

Из-за существующих рисков роста УРУТ в ближайшие годы, его целевые показатели на отпуск электроэнергии, заложенные в Энергостратегии России до 2035 года, распоряжением федерального правительства от 28 февраля 2024 года увеличены. Нормативный показатель УРУТ на период 2024–2035 годов установлен на уровне 313,1 г у. т. на 1 кВт·ч [5], соответственно средний КПД ТЭС России будет составлять 39,23%.

Доля потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. КПД электрических сетей

Доля потерь электроэнергии в электрических сетях от шин производителей до конечного потребителя в 2022 году составила 8,8% [2, с. 19]. Следовательно, средний КПД электрических сетей равен 91,2% или η_4 = 0,912.

Для рассматриваемого варианта ПТЦ, когда в качестве топлива на ТЭС используется природный газ, с учетом, приведенных выше показателей (η_1= 0,984 — при добыче и переработке газа; η_2 = 0,9 — при транспортировке газа; η_3 = 0,392 —

ТЭС с учетом потерь на собственные нужды; η_4 = 0,912 — электрических сетей при передаче электроэнергии от шин ТЭС к конечному потребителю) общий КПД, учитывающий только эксплуатационные расходы энергии, вычисленный по формуле (4), составит 0,317 или 31,7%.

Возобновляемые источники энергии

Основные возобновляемые источники энергии на Земле связаны с Солнцем. Суммарная мощность солнечного излучения, проходящего через единицу площади, ориентированной перпендикулярно потоку солнечных лучей, на расстоянии одной астрономической единицы от Солнца вне земной атмосферы называют *солнечной постоянной* $q_{сп}$. Наиболее точной ее оценкой считается 1360,8 ± 0,5 Вт/м^2.

Если Землю принять за шар, то ее площадь, освещаемая Солнцем, равна площади полусферы. Количество энергии, поступающей на Землю от Солнца, вне земной атмосферы определится как произведение солнечной постоянной на площадь **сечения**, проходящего через центр Земли, которая в два раза меньше площади ее полусферы.

Без учета наклона земной оси к плоскости орбиты — максимальное значение прямого излучения, проходящего через единицу площади, ориентированной перпендикулярно потоку солнечных лучей, будет в точке на экваторе Земли, где солнечное излучение пересекает земную атмосферу по кратчайшему пути, то есть по нормали.

Земля вращается не только вокруг Солнца, но и вокруг своей условной оси. Максимальная линейная скорость на поверхности Земли, составляющая 465,1013 м/с, на экваторе. На уровне моря, в точке, где установлен пиргелиометр, максимальное значение теплового потока за сутки, при принятых единицах измерения, длится одну секунду, когда Солнце находится в зените. Затем тепловой поток в измеряемой точке экватора к ночи уменьшается до нуля, а утром начнет увеличиваться, достигая максимума к обеду.

Максимальная мощность солнечного теплового потока на линии экватора составляет 1020 Вт/м^2. Исходя из значения солнечной постоянной и этой величины суммарный тепловой поток прямого солнечного излучения, направленного на земной диск вне атмосферы Земли, который в течение года меняется незначительно, составит 173 436 ТВт, а на уровне моря — 130 000 ТВт. Для сравнения — общая мощность всех действующих электростанций в мире около 2 ТВт.

Среднесуточное значение теплового солнечного потока на экваторе около 250 Вт/м^2. С учетом соотношения площади поверхности Земли и его диаметрального сечения эта величина составит 62,5 Вт/м^2.

Максимальный тепловой поток, падающий на единицу поверхности Земли, с учетом того, что она имеет форму шара, от экватора будет уменьшаться по странам света.

Вращение Земли вокруг своей оси приводит к смене дня и ночи, а ее движение по орбите с наклонной осью — к смене времен года.

При практических расчетах суммарная (прямая и рассеянная) солнечная радиация на горизонтальную поверхность при безоблачном небе $q_ш$, МДж/м^2, зависящая от географической широты, помесячно определяется по своду правил [7]. Это означает, что при использовании любого метода преобразования, полученная энергия будет меньше, чем переданная от Солнца на земную поверхность на данной географической широте.

Коэффициент полезного использования солнечной энергии $\eta_{сэ}$ — это отношение величины фактической энергии, полученной с единицы горизонтальной поверхности $q_ф$, к суммарной широтной солнечной радиации на единицу горизонтальной поверхности при безоблачном небе $q_ш$, за расчетный период в МДж/м^2, который определяется по следующей формуле:

$$\eta_{сэ} = \frac{q_ф}{q_ш}.$$

С незначительными преобразованиями данную формулу можно применять при использовании солнечных фотоэлектрических панелей и выращивании растений для получения биотоплива.

Экономическая эффективность солнечной энергии, при любом способе ее использования, зависит от географических координат местности, чем дальше от экватора, тем меньше солнечной энергии поступает на единицу площади горизонтальной поверхности. В то же время коэффициент использования установленной мощности на одной и той же широте в значительной степени зависит от микроклимата района строительства солнечной электростанции. Для выбора соответствующей площадки для строительства необходимо провести кропотливую исследовательскую работу [11].

Согласно данным Минэнерго России по состоянию на 01.01.2022 в Единой энергосистеме страны, общая мощность солнечных электростанций составила 1,962 ГВт, что менее одного процента от суммарной мощности генерации электроэнергии [10].

Сила ветра с географической широтой напрямую не связана. Из-за сопротивления воздуха в пограничном слое у поверхности земли скорость ветра возрастает по высоте, поэтому лопасти винта ветрогенератора стремятся поднять как можно выше.

Суммарная мощность ветроэлектростанций России 2,108 ГВт по состоянию на 1.01.2023, а выработка электроэнергии за 2022 год составила 5,5 млрд кВт·ч. Оба показателя менее одного процента.

КПД любой ветровой установки следует рассматривать как отношение ее средней мощности к средней кинетической энергии (мощности) ветрового потока с площадью поперечного сечения равной ометаемой площади за расчетный период.

Выводы

Коэффициент полезного действия в качестве оценочного индикатора позволяет с использованием приборов учета определять потери энергии как в отдельных звеньях производственно-технологической цепочки, так и в целом всего комплекса.

Однако используемые индикаторы энергетической эффективности не в состоянии оценить экономическую состоятельность той или иной системы (комплекса), так как они учитывают только эксплуатационные потери, оставляя за скобками затраты энергии на создания соответствующей структуры и изготовление необходимого оборудования и последующей ее утилизации.

Для оценки экономической эффективности того или иного метода использования топливно-энергетических ресурсов необходимо определять полные затраты энергии — от геологоразведочных работ до утилизации оборудования и рекультивации местности.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 53521-2009 Переработка природного газа. Термины и определения. — М. : Стандартинформ, 2019. — 12 с.
2. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышения энергетической эффективности в Российской Федерации в 2022 году. — 2023. — 152 с.
3. Приказ Росстата от 04.04.2014 № 229 «Об утверждении официальной статистической методологии составления топливно-энергетического баланса Российской Федерации». — URL: https://legalacts.ru/doc/prikaz-rosstata-ot-04042014-n-229-ob (дата обр. 27.10.2025).
4. Распоряжение Правительства РФ от 26.04.2023 № 1074-р. — URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202304280072?index=1.
5. Распоряжения правительства РФ от 28.02.2024 № 444-р. — URL: http://government.ru/docs/all/152336 (дата обр. 28.06.2025).
6. Российский статистический ежегодник. — М. : ФСГС РФ, 2024. — 633 с.
7. Свод правил СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология» / Утвержден приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 24 декабря 2020 г. № 859/пр.
8. *Степанов С. Е., Крюков О. В.* Энергоэффективность технологических объектов добычи газа на

примере оценки энергоемкости газового промысла // Сфера. Нефть и газ. – 2023. – 4 (91). – С. 62–66.
9. *Темукуев Т. Б.* Особенности энергетической оценки транспортирования жидких и газообразных ископаемых углеродов // Экономические науки. – 2025. – 2 (242). – С. 332–339.
10. ТЭК России / Российский потенциал энергии солнца. – URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/manuals/8/1050 (дата обр. 28.06.2025).
11. *Шакиров В. А., Яковкина Т. Н., Курбацкий В. Г.* Методика оценки выработки электроэнергии солнечными электростанциями с использо-ванием данных многолетних наблюдений метеостанций // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2020. – 20 (4). – С. 858–875.