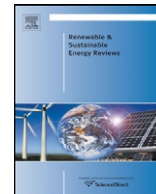


Listas de conteúdo disponíveis em [Ciência Direta](#)

Avaliações de energia renovável e sustentável

página inicial do jornal: www.todoseles.com/loccate/rser

ACV de energia renovável para sistemas de geração de eletricidade – Uma revisão

Varúna^{a,*}, IK Bhat^a, Ravi Prakash^b^aNIT, Hamirpur (HP) 177005, Índia^bMNNIT, Allahabad, Índia

INFORMAÇÕES DO ARTIGO

Historia do artigo:

Recebido em 30 de maio de 2008.

Aceito em 21 de agosto de 2008.

Palavras-chave:

Desenvolvimento sustentável

Impactos ambientais

Emissões

Energia

ACV

ABSTRATO

O desenvolvimento sustentável requer métodos e ferramentas para medir e comparar os impactos ambientais das atividades humanas para vários produtos (bens e serviços). Fornecer bens e serviços à sociedade contribui para uma ampla gama de impactos ambientais. Os impactos ambientais incluem as emissões para o ambiente e o consumo de recursos, bem como outras intervenções, como o uso da terra, etc. A avaliação do ciclo de vida (ACV) é uma técnica para avaliar as cargas ambientais de um produto ou sistema. O objetivo deste artigo é revisar os sistemas existentes de energia e CO₂ análises do ciclo de vida de sistemas de geração de eletricidade baseados em fontes renováveis.

O documento salienta que as emissões de carbono provenientes de sistemas de energia renovável (ER) não são nulas, como geralmente se assume ao avaliar os créditos de carbono. Além disso, a gama de emissões de carbono dos sistemas de ER foi descoberta a partir da literatura existente e comparada com as dos sistemas baseados em combustíveis fósseis, de modo a ajudar numa escolha racional de sistemas de fornecimento de energia.

© 2008 Elsevier Ltd. Todos os direitos reservados.

Conteúdo

1. Introdução: Metodologia ACV.....	1067
2. ACV de sistemas de energias renováveis.....	1068
2.1. Sistema de energia eólica.....	1068
2.2. Sistema solar fotovoltaico.....	1069
2.3. Sistema solar térmico.....	1070
2.4. Sistema de biomassa.....	1070
2.5. Energia hidrelétrica.....	1071
3. Comparação com sistemas convencionais.....	1071
4. Conclusões.....	1072
Referências.....	1072

1. Introdução: Metodologia ACV

A avaliação do ciclo de vida (ACV) é uma técnica para avaliar vários aspectos associados ao desenvolvimento de um produto e seu impacto potencial ao longo da vida de um produto (ou seja, do berço ao túmulo), desde a aquisição da matéria-prima, processamento, fabricação, uso e, finalmente, seu descarte.[1]. Os estudos de ACV devem abordar de forma sistemática e adequada os aspectos ambientais dos produtos/sistemas. A profundidade dos detalhes e o prazo de um estudo de ACV podem variar muito

extensão, dependendo da definição de objetivo e escopo. O escopo, as premissas, a descrição da qualidade dos dados, as metodologias e os resultados dos estudos de ACV devem ser transparentes. A metodologia de ACV deve ser passível de inclusão de novas descobertas científicas e melhorias no estado da arte da tecnologia. A força da ACV está na sua abordagem de estudar de forma holística todo o produto/sistema e nos permite evitar a subotimização que pode ser o resultado de apenas alguns processos serem focados. Os resultados também são relacionados ao uso de um produto, o que permite comparações entre alternativas. A avaliação do ciclo de vida (ACV) inclui definição de objetivo e escopo, análise de inventário, avaliação de impacto e interpretação de resultados conforme mostrado em [Figura 1 \[2–4\]](#).

* Autor correspondente. Tel.: +91 1972 254742; fax: +91 1972 223834.

Endereço de email: varun7go@gmail.com (Varuna).

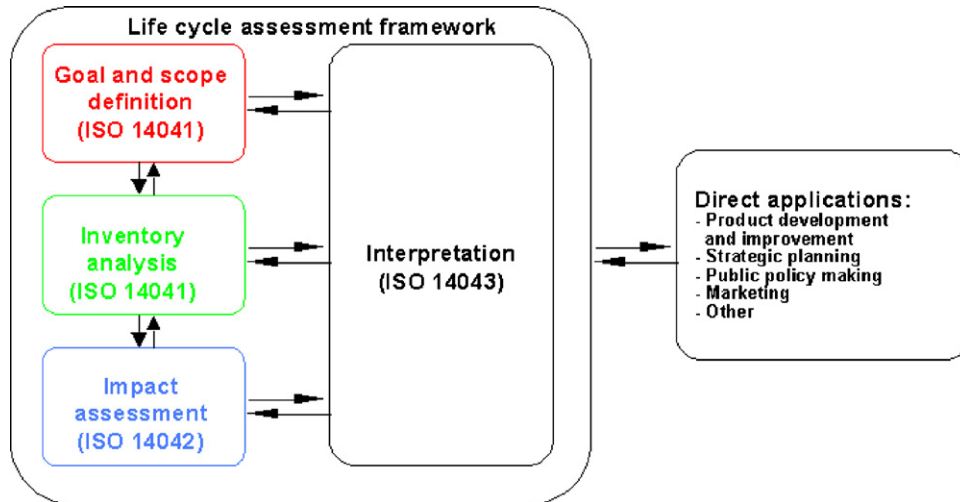


Figura 1. Estrutura de avaliação do ciclo de vida[5].

A crescente consciência da importância da energia na nossa sociedade e a crescente preocupação com as futuras fontes de energia levaram a questionamentos sobre a quantidade de energia utilizada na produção de bens e serviços. Uma aplicação importante da ACV é a análise de energia líquida. A energia líquida foi definida como a quantidade de energia que resta para uso do consumidor após o pagamento dos custos de energia para encontrar, produzir, atualizar e entregar a energia.[6]. Se uma nova tecnologia consumisse mais energia do que produzia, de modo que tivesse uma produção líquida de energia negativa, não poderia fornecer qualquer contribuição útil para o fornecimento de energia e deveria ser descartada como um sumidouro líquido de energia. Por outro lado, se uma nova tecnologia energética pudesse alcançar uma produção líquida positiva de energia quando a energia é escassa, então deveria ser adotada para utilização mesmo que a avaliação econômica das suas perspectivas seja considerada desfavorável.[7].

A LCA é um instrumento para quantificar todos os impactos de toda a cadeia de fornecimento de energia, por exemplo, para obter a procura cumulativa de energia (CED) para a produção de uma central elétrica, as emissões de carbono do seu ciclo de vida, etc. e todos os fluxos de energia e materiais através deles são examinados[8]. O impacto do ciclo de vida dos sistemas típicos de energia renovável é importante quando os comparamos com sistemas convencionais baseados em combustíveis para uma escolha racional de fontes de energia. Além das diferenças bem conhecidas entre os sistemas convencionais baseados em combustíveis e os sistemas de energia renovável em termos de impacto econômico, uma série de diferenças marcantes em todas as outras áreas de impacto favorecem fortemente as soluções de energia renovável.[9].

2. ACV de sistemas de energias renováveis

A ACV pode ser aplicada para avaliar o impacto da produção de electricidade no ambiente e permitirá aos produtores tomar melhores decisões relativamente à protecção ambiental.[10]. Tahara et al. [11] estudou CO₂ tempo de retorno para futuras usinas elétricas de energia renovável em comparação com usinas elétricas comerciais movidas a combustíveis fósseis (carvão, petróleo e GNL), a fim de estimar o CO₂ potencial de redução das energias renováveis. Kreith et al.[12] estima o CO₂ vitalício e emissões de usinas de energia térmica a carvão, fotovoltaicas e solares nos EUA. Estes CO₂as estimativas são baseadas em uma análise de energia líquida derivada de sistemas operacionais e estudos detalhados de projeto. O estudo detalhado do sistema é o seguinte.

2.1. Sistema de energia eólica

Hackear[13] calcula o custo energético da energia de um pequeno sistema elétrico eólico usando a metodologia empregada por Pilati

e Ricardo[14] no exame de sistemas de geração de electricidade. Esta metodologia requer o cálculo da energia para construir e operar sistemas de geração de electricidade, mas não considera a energia necessária para descartar uma usina geradora ou seus resíduos. Os valores de energia de entrada incluem energia direta e energia indireta. A energia direta é como o carvão para abastecer uma central elétrica a carvão, enquanto a energia indireta é a energia incorporada na fabricação dos componentes de um sistema de geração de electricidade. Os custos indiretos de energia são quantificados pela utilização de valores energéticos atribuídos a 357 setores da economia dos Estados Unidos. Esses valores de energia são calculados a partir de tabelas econômicas de insumo-produto. Essas tabelas são expressas como Unidades Térmicas Britânicas (BTU) por valor em dólares do produto final.

O pequeno sistema de conversão elétrica eólica examinado neste estudo consiste em um gerador eólico de 3 kW em uma torre de 20 m com um sistema de armazenamento de bateria de 400 Ah e um inversor de corrente elétrica. O custo de energia do pequeno sistema elétrico eólico neste estudo é de 1,92 BTU de entrada de energia primária para cada BTU de produção elétrica. Este valor é a proporção da energia de entrada do sistema elétrico eólico pequeno, 5,96 - 10⁸ BTU de energia primária, para produzir energia de 3,1 - 10⁸ BTU de electricidade.

Schlesner[15] estudou a avaliação de energia e emissões relacionadas à produção e fabricação de materiais para um parque eólico offshore, bem como para um parque eólico em terra. A produção de energia ao longo da vida útil dos parques eólicos foi estimada a fim de calcular o tempo de retorno de energia dos parques eólicos. Os parques eólicos analisados são um parque eólico off-shore composto por turbinas de 10.500 kW com capacidade total de 5 MW, e um parque eólico terrestre composto por unidades de 18.500 kW com capacidade total de 9 MW. As turbinas são máquinas de três pás com regulação de passo offshore, cada uma com capacidade de 500 kW a uma velocidade nominal do vento de 16 m/s. A altura da torre é de 40,5 m e o diâmetro do rotor é de 39 m. A energia primária utilizada na produção e descarte de materiais que compõem o parque eólico offshore é de 43.873 GJ. A produção anual de electricidade de 12.500 MWh do parque eólico é convertida em energia primária que seria consumida numa central eléctrica convencional, a fim de estimar o tempo de retorno da energia. Com base numa eficiência estimada de 40%, o consumo de energia é recuperado em 0,39 ano ou menos de 2% de uma vida útil de 20 anos para um parque eólico offshore, as emissões são de 16,5 g-CO₂/kWh, 0,03 g-SO₂/kWh e 0,05 g-NO_x/kWh e para o parque eólico terrestre os números correspondentes são 9,7 g-CO₂/kWh, 0,02 g-SO₂/kWh e 0,03 g-NO_x/kWh, respectivamente.

Jungbluth et al.[16] modelou turbinas eólicas de 600 kW, 800 kW e 2 MW para condições onshore europeias. O ciclo de vida completo

inventários com dados brutos do processo unitário para todas as etapas de produção podem ser encontrados no banco de dados Ecoinvent. O fator de capacidade depende das condições do local e das características da turbina eólica. Para a Suíça, o factor de capacidade das centrais eólicas modeladas individualmente é calculado utilizando estatísticas de produção de electricidade dos últimos anos, a fim de obter uma espécie de valores médios. A turbina de 2 MW provoca emissões mais elevadas do que a turbina de 800 kW. Em ambos os casos, a maior contribuição provém da fabricação de materiais. Os valores absolutos destas emissões de gases com efeito de estufa são de cerca de 11 g-CO₂/kWh para onshore e cerca de 13 g-CO₂/kWh para a turbina off-shore.

Lenzen e Munksgaard[17] rever a energia existente e o CO₂, análises do ciclo de vida de turbinas eólicas, a fim de determinar as causas dos resultados amplamente variados de estudos anteriores. Nesta pesquisa, energia e CO₂ análises de turbinas eólicas são apresentadas considerando a influência de diferentes parâmetros como tempo de vida, fator de carga, potência nominal, país de fabricação, etc. Lenzen e Wachsmann[18] examinou a energia e o CO₂ incorporado em uma determinada turbina eólica fabricada no Brasil e na Alemanha. O aerogerador modelo E-40 fabricado pela empresa alemã Enercon possui rotor de três pás, passo controlado e potência nominal de 500 ou 600 kW. Ambos os países apresentam um grande consumo de combustíveis líquidos à base de petróleo. Embora o gás natural e a energia nuclear sejam importantes apenas para as indústrias alemãs, a energia hidráulica, o bagaço e a lenha e o álcool à base de cana-de-açúcar são exclusivos do Brasil. Neste cinco cenários foram examinados e para cada cenário foram consideradas cinco opções de instalação com diferentes locais (com diferentes alturas de torre e massas de fundação). Para o cenário hipotético, assumiu-se que 75% da produção de aço do Brasil é proveniente de sucata de aço do forno elétrico a arco (ESF) e 25% de minério primário através do forno básico de oxigênio (BOF). tabela 1 mostra uma visão geral do país sobre energia e CO₂ análise de turbinas eólicas.

2.2. Sistema solar fotovoltaico

Espera-se que a tecnologia fotovoltaica (PV) seja uma tecnologia líder para resolver os problemas relativos à energia e ao meio ambiente global devido às diversas vantagens do sistema fotovoltaico.

Schaefer e Hagedorn[25] realizou uma análise comparativa dos requisitos de superfície e materiais de diferentes centrais elétricas. O consumo de energia acumulada (energia oculta ou energia cinzenta) na fabricação e construção de centrais fotovoltaicas, CO₂ foram avaliadas as emissões causadas pela geração de energia fotovoltaica e o tempo de amortização da energia (energy pay back time). O consumo acumulado de energia primária para a construção das centrais fotovoltaicas varia entre 13.000 e 21.000 kWh/kWp e representa o limite mais baixo para o atual estado da técnica. Pode-se aceitar que

os valores variariam entre 7.000 e 12.000 kWh/kWp, o que poderá ser alcançado nos próximos 5 anos com melhorias tecnológicas e ao mesmo tempo um aumento nas taxas de produção. Neste estudo o 0,62 kg-CO₂/kWh foram tomados como fator de emissão específico para o consumo final acumulado de energia elétrica. O CO₂as emissões são de 3.360 kg-CO₂/kWp e 5,020 kg-CO₂/kWp para tecnologia amorfa monocristalina, respectivamente.

Prakash e Bansal[26] realizou análises energéticas da produção de módulos solares fotovoltaicos na Índia. Wafers monocristalinos de silício tipo p são importados para produção de células e módulos na Índia. O período de retorno energético de um módulo SPV monocristalino na Índia foi avaliado em aproximadamente 4 anos.

Kato et al.[27] fizeram uma análise do ciclo de vida de células fotovoltaicas de silício monocristalino (c-Si) e sistemas fotovoltaicos residenciais usando silício fora de qualidade fornecido por indústrias de semicondutores. Este estudo foi realizado para um sistema fotovoltaico residencial de 3 kW instalado na cobertura. O sistema fotovoltaico residencial foi assumido como conectado à rede elétrica sem bateria e instalado onde a radiação solar é de 1427 kWh/m²ano. A produção elétrica anual do sistema fotovoltaico é calculada em 3,47 MWh/ano. O equilíbrio do sistema (BOS) do sistema fotovoltaico residencial consiste em uma estrutura de suporte e um inversor. O CO indireto₂as emissões dos sistemas fotovoltaicos usando as células fotovoltaicas c-Si compostas de Si fora de qualidade foram estimadas em 91 g-CO₂/ kWh.

Alsema[28] estudou os requisitos de energia e CO₂ emissões para a produção de módulos fotovoltaicos e componentes BOS de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Ambas as tecnologias de módulo c-Si e de filme fino são investigadas. O período de retorno de energia foi de 2,5 a 3 anos para instalação no telhado e de 3 a 4 anos para sistemas de vários megawatts montados no solo. O CO₂as emissões do sistema de telhado foram calculadas como 50–60 g/kWh agora e provavelmente 20–30 g/kWh no futuro.

Mason et al.[29]O estudo refere-se a uma análise do ciclo de vida dos componentes do equilíbrio do sistema (BOS) das instalações fotovoltaicas multicristalinas de 3,5 MWp na planta fotovoltaica de campo da Tucson Electric Power (TEP) em Springville, AZ. A TEP instituiu um programa inovador de instalação fotovoltaica orientado pela otimização do projeto e minimização de custos. A TEP projetou a usina fotovoltaica de Springville para 8 MWp. Foram instalados 4,6 MWp de módulos fotovoltaicos, dos quais 3,5 MWp são quadros mc-Si e 1,1 MWp são quadros e módulos fotovoltaicos de filme fino sem moldura. Os usos de energia do ciclo de vida e as emissões de GEE ao longo do ciclo de vida completo do BOS fotovoltaico foram determinados a partir dos bancos de dados comerciais do Inventário de Ciclo de Vida (LCI), Franklin e Ecoinvent, fontes de domínio público do Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) e da Associação de Alumínio. Fontes de dados complementares incluem as da Administração de Informação de Energia dos EUA, o Departamento de Energia dos EUA. A energia primária total no ciclo de vida do BOS é de 542 MJ/m²de energia fotovoltaica instalada

tabela 1
Visão geral de energia e CO₂ análise de turbinas eólicas

S. não.	Ano de estudo	Localização	Classificação de potência (kW)	Tempo de vida (anos)	Intensidade energética (kWh/kWh)	g-CO ₂ /kWh
1	1997[19]	Dinamarca	30	20	. 1	N / D
2	1996[20]	Japão	100	20	. 456	123,7
3	2001[18]	Brasil	500	20	. 069	N / D
4	1999[21]	Índia	1500	20	. 032	N / D
5	1996[22]	naíno Unido	6600	20	N / D	25
6	2001[23]	Japão	100	25	. 160	39,4
7	2005[24]	Japão	300	N / D	N / D	29,5
8	1981[13]	EUA	3	N / D	1.016	N / D
9	2000[15]	Dinamarca	10 - 500 ^a 18 - 500 ^b	20	N / D	16,5 9,7
10	2005[16]	Suíça	30–800	20	N / D	11

^a No mar.

^b Em terra.

mesa 2

Visão geral do CO₂análise do sistema fotovoltaico

S. não.	Ano de estudo	Localização	Tipo de célula	Classificação de potência (kW)	g-CO ₂ /kWh
1	2005[24]	Japão	a-Si	–	53,4
2	1992[25]	Alemanha	c-Si	300/1500	250/150
3	1992[25]	Alemanha	mc-Si	300/1500	250/110
4	1992[25]	Alemanha	a-Si	300/1500	170/100
5	1997[27]	Japão	c-Si	3	91
6	2000[28]	Itália	c-Si e filme fino c-Si	3300	50-60
7	2006[30]	Cingapura		2.7	165
8	2005[31]	Grécia	mc-Si	3	104 ^a
9	2005[29]	NÓS	mc-Si	3500	184 kg-CO ₂ /kWp

^aSupondo vida útil de 20 anos.

módulos e o período de retorno de energia é de 0,21 ano. As emissões de GEE durante o ciclo de vida do BOS são de 29–31 kg-CO₂/m².

Kannan et al.[30]realizou LCA e análise de custo do ciclo de vida para um sistema solar fotovoltaico distribuído de 2,7 kWp operando em Cingapura. Neste estudo, a análise do tempo de retorno de energia do sistema solar fotovoltaico e suas emissões e custos de gases de efeito estufa são comparados com uma turbina a vapor movida a óleo combustível. O sistema solar fotovoltaico de 2,7 kWp consiste em 36 módulos monocristalinos (12 V, 75 Wp) montados no telhado de um edifício com estruturas de suporte de alumínio e blocos de concreto para a base. Os 12 módulos são conectados em série para gerar 204 V CC em sua tensão nominal. Todos os indicadores do estudo, como uso de energia, emissões e custos, são indexados com base na unidade funcional que é definida como 1 kWh de eletricidade CA. O uso de energia no ciclo de vida seria reduzido para 2,2 MJ/kWh e o EPBT seria de 4,5 anos. As emissões de GEE seriam de cerca de 165 g-CO₂/ kWh.

Tripanagnostopoulos et al.[31]realizaram um estudo de ACV em sistemas fotovoltaicos e fotovoltaicos/T usando o software SimaPro 5.1, determinando dois parâmetros de tempo de retorno. O tempo de retorno de energia (EPBT) e o CO₂ tempo de retorno (CO₂PBT). O estudo se concentra em um sistema fotovoltaico ou fotovoltaico/T de 3 kWp com uma superfície ativa de 30 m²com módulos fotovoltaicos de silício multicristalino. O melhor caso é o PV/T com vidros (com ou sem refletores) operando na temperatura mais baixa (258C) mostra período de retorno de 0,8 ano. mesa 2 mostra uma visão geral do país sobre CO₂análise do sistema fotovoltaico.

2.3. Sistema solar térmico

Lenzen[32]explora formas de determinar o custo dos gases de efeito estufa das tecnologias de geração de eletricidade. Nessas diferentes abordagens de cálculo do GGC, são avaliadas suas características e suas deficiências. Posteriormente, estes métodos são aplicados a três tipos de usinas de energia solar: calha parabólica, receptor central e antena parabólica, bem como a alguns sistemas fósseis para comparação. São tratados cinco aspectos diferentes da sua análise de gases de efeito estufa: o efeito da escolha do método no resultado de uma determinada planta, o efeito do backup de combustível fóssil no GGC da planta, economias de escala e uma comparação com análises recentes de gases de efeito estufa de outras sistemas de geração de eletricidade.

O impacto ambiental decorrente da produção de eletricidade a partir de uma central solar térmica de 1 MW e a tecnologia utilizada baseia-se num disco parabolooidal. A planta consiste em 17 grandes discos solares que geram vapor para acionar um motor. O vapor gerado pelos coletores é usado para acionar 5 motores Stirling para produzir eletricidade[33]. Uma usina solar térmica de 17 MW com tecnologia de torre central e 2.750 heliostatos utiliza sal fundido para fornecer 16 horas de energia armazenada. Uma usina térmica solar de 50 MW com tecnologia de calhas parabólicas composta por 624 coletores de calhas parabólicas que utiliza óleo sintético como fluido de transferência e sais fundidos para sistema de armazenamento de 7 horas[34].Tabela 3 mostra uma visão geral do país sobre CO₂análise do sistema solar térmico.

2.4. Sistema de biomassa

Hartmann e Kaltsschmitt[35]estuda os efeitos ambientais da produção de eletricidade a partir de diferentes biocombustíveis por meio da co-combustão com carvão mineral em centrais elétricas a carvão existentes, são analisados e comparados com a produção de eletricidade apenas a partir de carvão mineral com base na ACV. No estudo, utilizou-se palha e madeira residual numa mistura de 10% com carvão numa central eléctrica existente na parte sul da Alemanha. As emissões de CO₂os equivalentes para o fornecimento de eletricidade a partir da biomassa são muito inferiores aos da hulha.

Rafaschieri et al.[36]analisou o impacto ambiental da produção de energia elétrica através de um ciclo combinado de gaseificação integrada (IGCC) alimentado por culturas energéticas dedicadas (silvicultura de rotação curta de choupo (SRF)) por abordagem de ciclo de vida. Esses resultados são comparados com a opção alternativa de produção de energia por usinas convencionais movidas a combustíveis fósseis. Como modelo de avaliação de impacto foi aplicada a metodologia Eco-indicador. Este método foi desenvolvido no âmbito do Programa Nacional Holandês sobre reciclagem de resíduos. O ciclo de produção de biomassa baseia-se na colheita de choupos com 2 anos de idade. O SRF é precedido por um cultivo em viveiro de 3 anos destinado à produção de mudas. O rendimento de biomassa alcançável é estimado em cerca de 20 Mg secos/ha/ano. A quantidade líquida disponível de biomassa é de cerca de 16 Mg secos/ha/ano, como resultado da secagem natural durante o armazenamento. Para o transporte de biomassa foram utilizados reboques a diesel (carga de 40 Mg) e a distância média do estoque de biomassa até a usina foi assumida como sendo de 75 km. O consumo de energia e as emissões causadas pela extração, processamento, transporte e combustão de combustível para transporte foram completamente levado em conta. Um gás de baixo ou médio poder calorífico é produzido por um gaseificador de leito fluidizado pressurizado (PFB) com uma corrente de ar ou oxigênio (a injeção de vapor não é necessária devido à umidade da biomassa). O LHV do gás é sensível tanto ao agente oxidante quanto à umidade da biomassa. O gaseificador inclui filtros mecânicos e um ciclone eficaz para remover partículas grandes do gás. Uma etapa adicional de filtração também é necessária para remover partículas finas (menores que 10µm) que não deve ser ingerido pela turbina a gás. A biomassa é utilizada como combustível em uma usina de ciclo combinado gás/vapor. A produção de biomassa é de 7330 kg-CO₂ emissões por ha por ano como um todo.

Tabela 3
Visão geral do CO₂análise do sistema solar térmico

S. não.	Ano de estudar	Localização	Tipo	Vida (anos)	Poder avaliação (MW)	g-CO ₂ / kWh
1	2006[33]	Itália	Prato parabolooidal	30	1	13.6
2	2006[34]	Espanha	Torre central Calha parabólica	25 25	17 50	202 196
3	1990[11]	NÓS	Receptor central	30	100	43

Tabela 4
Visão geral do CO₂análise do sistema de biomassa

S. não.	Ano de estudo	Processo	Potência	g-CO ₂ /kWh
1	2004[39]	Sistema de carvão + coqueima de biomassa e CO ₂ sequestro	457 MW	43
2	2005[38]	IBGCC + CO ₂ remoção (absorção química) Cogeração de	204,5 MW	178
3	2005[40]	biogás	80 kW	78
4	1999[35]	90% carvão e 10% palha 90% carvão e 10% madeira IGCC	509 megawatts	37
				35
5	1999[36]		1 MWh	110

Corti e Lombardi[37] realizou análise de desempenho e avaliação do ciclo de vida de um ciclo combinado de gaseificação integrada (IGCC) alimentado com biomassa com CO₂ a montante absorção química. Na simulação foi modelado um gaseificador atmosférico alimentado com vazão mássica de biomassa de 31 kg/s. A biomassa considerada é o choupo seco, caracterizado por uma relação carbono/hidrogénio de 8,28 e um LHV de cerca de 18.000 kJ/kg. Valores de efeito estufa para as diferentes fases consideradas em termos de kg de CO₂equivalente por unidade funcional (1 MJ de energia produzida). Os resultados são comparados com o IGCC com De CO₂ onde CO₂ a redução na pilha é obtida por meio da absorção química da solução de amina. Um IBGCC com CO₂ a absorção química do gás de síntese foi simulada por meio do Aspen Plus. Os resultados são 167 kg-CO₂/MWh em relação ao carvão convencional IGCC 700–800 kg-CO₂/MWh e NGCC 380 kg-CO₂/MWh.

Carpentieri et al.[38] estudou a avaliação do ciclo de vida de um ciclo combinado integrado de gaseificação de biomassa (IBGCC) com CO₂ remoção por absorção química. Neste âmbito foi realizada uma ACV com apresentação dos resultados com base na metodologia de avaliação de impacto do Eco-indicador 95. O objetivo deste trabalho é avaliar o impacto ambiental, num horizonte de ciclo de vida, da utilização de biomassa na produção de energia. As contribuições das diferentes fases do ciclo de vida para os impactos globais são destacadas, a fim de avaliar as fases de maior impacto. Além disso, foi examinada uma comparação com um estudo análogo de ACV de um ciclo de conversão de energia semelhante alimentado com carvão (ICGCC). O resultado simulado deste CO específico do IBGCC as emissões são de 178 kg-CO₂/MWh. Tabela 4 mostra uma visão geral do país sobre CO₂análise do sistema de biomassa.

2.5. Energia hidrelétrica

Espera-se que a geração de energia Hydel aumente de 1.953 TWh em 1984 para cerca de 7.680 TWh em 2020 DC e espera-se que uma grande parte desse crescimento ocorra nos países em desenvolvimento.[41]. O desenvolvimento da energia hidroelétrica em todo o mundo está a receber atenção renovada à medida que aumentam os custos económicos, políticos e ambientais da produção de energia convencional. Gleick[42] comparar os impactos ambientais e ecológicos de pequenos e grandes sistemas de geração hidrelétrica com foco nas necessidades de terreno, perdas de água por evaporação, infiltração e sedimentação.

Gagnon e Vate[43] relata as conclusões de uma recente reunião de peritos da Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA) sobre a avaliação das emissões de gases com efeito de estufa provenientes do ciclo de vida completo da energia hidroelétrica. Discute as diferentes categorias de usinas hidrelétricas tendo em vista as três principais fontes de emissões de GEE. Um de

as emissões associadas à construção da central, a segunda emissão proveniente da biomassa em decomposição de terrenos inundados por reservatórios hidroelétricos e a terceira é a energia de reserva térmica. Se a produção de uma determinada central hidroelétrica for inteiramente sazonal, nomeadamente para a maioria das centrais de passagem fluvial, a produção de electricidade de reserva (necessária para compensar) deverá ser incluída na avaliação. Existem certos fatores sem incluí-los, o estudo não poderia ser concluído. Os factores são centrais fluviais versus centrais com reservatório, material utilizado terra/rocha versus betão armado, volume das barragens e diques, que são específicos do local e da dimensão global do projecto. A quantidade de materiais necessários para a construção de usinas hidrelétricas. Esses materiais são principalmente aço e concreto/cimento. As usinas a fio d'água requerem muito menos material por unidade de energia. O carácter específico do local das actividades de construção resulta numa gama substancial de avaliações (1–10 g-CO₂/ kWh). Quando um reservatório hidroelétrico é criado, a biomassa recentemente inundada irá decair e o processo libertará gradualmente alguns gases com efeito de estufa. Muitos factores podem afectar as emissões de GEE provenientes da biomassa em decomposição e o tamanho do reservatório é um factor importante. Portanto, as usinas a fio d'água não produzem emissões significativas de GEE. As centrais hidroelétricas em países tropicais húmidos têm um potencial para elevadas emissões de GEE devido às seguintes condições. Elevadas quantidades de biomassa por ha, biomassa que se encontra principalmente na cobertura florestal e não em solos profundos, condições quentes com processo de decomposição em funcionamento 12 meses por ano. Com as suposições extremas de que 100% da biomassa inundada se decomporia ao longo de 100 anos e que 20% do carbono da biomassa seria emitido como CH₄o fator de emissão de Tucuruí (usina) seria de 237 g-CO₂equiv./kWh, um fator que é várias vezes inferior às opções modernas de combustíveis fósseis. Tabela 5 mostra uma visão geral do país sobre CO₂análise do sistema hídrico.

3. Comparação com sistemas convencionais

Tabela 6 [46] mostra as emissões do ciclo de vida de vários combustíveis convencionais para geração de electricidade e a emissão máxima para a usina a carvão é de 975,3 g-CO₂/kWh e mínimo para a usina nuclear, que gira em torno de 24,2 g-CO₂/kWh. Tabela 7 mostra a comparação entre as tecnologias de geração de electricidade renovável e as fontes convencionais de geração de electricidade. As emissões do ciclo de vida são comparativamente muito elevadas nas fontes convencionais em comparação com as fontes renováveis. Nas fontes convencionais, apenas a geração de electricidade baseada na energia nuclear tem menos emissões para o ambiente, mas o despejo do material radioactivo causa maiores danos ao meio ambiente.

Tabela 5
Visão geral do CO₂análise do sistema hidrelétrico

S. não.	Ano de estudo	Localização	Tipo	Tempo de vida (anos)	Classificação de potência (MW)	g-CO ₂ /kWh
1	1997[43]	Japão	Reservatório	100	4000	237
2	1996[44]	Suíça	Escoamento do rio	80	3.2	3.7
			Armazenar	70–200	8.6	4,5
3	1996[45]	Japão	Escoamento do rio	30	10	18

Tabela 6
Comparação de LCEs (g-CO₂/kWh) de técnicas convencionais de geração de eletricidade [46]

Fases da ACV	Carvão queimado	Petróleo disparado	Gás disparado	Nuclear
Combustão de combustível	886,8	704,3	477,9	–
Construção	3,6	2,3	2,9	2,8
Operação	32,0	35,2	117,7	20,9
Descomissionamento/metano vazamento ^a	52,9	0,3	9,1	0,4
Total	975,3	742,1	607,6	24,2

^aPara o desmantelamento da energia nuclear em vez de fuga de metano.

Tabela 7
Comparação de LCEs (g-CO₂/kWh) de geração de eletricidade convencional com fontes renováveis de geração de eletricidade

S. não.	Sistemas convencionais		Sistemas renováveis	
	Sistema	g-CO ₂ /kWh	Sistema	g-CO ₂ /kWh
1	Carvão queimado	975,3	Vento	9,7–123,7
2	Petróleo disparado	742,1	Energia solar fotovoltaica	53,4–250
3	Gás disparado	607,6	Biomassa	35–178
4	Nuclear	24,2	Solar térmico hidro	13,6–202 3,7–237

4. Conclusões

Uma tendência geral nos resultados dos sistemas acima estudados é claramente a favor das tecnologias de energias renováveis. Comparando o melhor lugar entre as fontes de energia renováveis, observa-se que os pequenos projectos hidroeléctricos (tipos de funcionamento) (nos quais não há armazenamento de água) tendem a ser mais atractivos, mas dependentes do local. Para uma selecção óptima das fontes de electricidade deverá haver algumas tecnologias mistas para que a carga sobre o ambiente possa ser reduzida e a distribuição de electricidade seja possível. Este estudo salienta ainda que alguns sistemas de energia renovável, por exemplo, a energia solar fotovoltaica, podem produzir emissões significativas de carbono ao longo do ciclo de vida e este facto deve ser tido em conta na avaliação dos créditos de carbono disponíveis a partir de tais sistemas.

Apêndice A

A.1. Tempo de retorno de energia

O tempo de retorno de energia (EPBT) significa anos para recuperar o consumo de energia primária ao longo do seu ciclo de vida através da sua própria produção de energia. Tanto a necessidade total de energia primária como a produção anual de energia dizem respeito à energia primária. O tempo de retorno de energia (ano) de um sistema é uma relação entre a necessidade total de energia primária do sistema ao longo do seu ciclo de vida e a energia primária anual gerada por um sistema. Para converter a produção anual de energia (kWh) de electricidade em energia primária, analisou-se a eficiência das centrais eléctricas no país assumido.

A.2. CO₂hora da vingança

CO₂ tempo de retorno (PBT) é calculado a partir de estimativas de CO₂ emissões da construção e durante a operação em larga escala da combustão de combustíveis fósseis durante a operação.

Por exemplo, a definição de CO₂ tempo de retorno, para usinas hidrelétricas versus usinas a carvão, é definido da seguinte forma:

$$CO_2PBT \frac{1}{2} \delta C_{hidro} = E_{hidro} P - \delta C_{carvão} = E_{carvão} P \frac{1}{2} \delta C_{carvão} = E_{carvão} P - \delta C_{hidro} = E_{hidro} P$$

onde C = CO₂ emissões da produção de materiais e sua construção (g-CO₂); Ó = CO₂ emissões da planta geradora (em operação) (g-CO₂/ano); E = eletricidade gerada anualmente (kWh/ano).

A.3. Intensidade energética

A intensidade energética para uma planta de potência nominal (P) e fator de carga (EU), é definido como a razão entre a necessidade de energia (E) para construção, operação e descomissionamento e a produção de eletricidade da usina ao longo de sua vida útil (T).

$$\text{Intensidade energética} = \frac{E}{P \cdot 8760 \cdot EU \cdot T}$$

Referências

- [1] ISO 14040. Gestão Ambiental – Avaliação do Ciclo de Vida – Princípios e Estrutura; 1997.
- [2] ISO 14041. Gestão Ambiental – Avaliação do Ciclo de Vida – Definição de Objetivos e Escopo e Análise de Inventário; 1998.
- [3] ISO 14042. Gestão Ambiental – Avaliação do Ciclo de Vida – Avaliação do Impacto do Ciclo de Vida; 2000.
- [4] ISO 14043. Gestão Ambiental – Avaliação do Ciclo de Vida – Interpretação do Ciclo de Vida; 2000.
- [5] Rebitzer G, Ekvall T, Frischknecht R, Hunkeler D, Norris G, Rydberg T, et al. Avaliação do ciclo de vida. Parte 1. Estrutura, definição de objetivo e escopo, análise de inventário e aplicações. Meio Ambiente Internacional 2004;30:701–20.
- [6] Huettner DA. Análise energética líquida: uma avaliação económica. Ciência 1976;192(4235):101–4.
- [7] Mortimer ND. Análise energética de fontes de energia renováveis. Política Energética 1991;19(4):374–81.
- [8] Wagner HJ. In: Mathur J, Wagner HJ, Bansal NK, editores. Avaliação do ciclo de vida das energias renováveis, segurança energética, alterações climáticas e desenvolvimento sustentável. Nova Delhi: Editores Anamaya; 2007.
- [9] Sorensen B. Análise do ciclo de vida de sistemas de energia renovável. Energia Renovável 1994;5(2):1270–7.
- [10] Goralczyk M. Avaliação do ciclo de vida no setor de energia renovável. Energia Aplicada 2003;75:205–11.
- [11] Tahara K, Kojima T, Inaba A. Avaliação de CO₂ tempo de retorno das usinas de energia por LCA. Conversão e Gestão de Energia 1997;38:615–20.
- [12] Kreith F, Norton P, Brown D. Uma comparação de CO₂ emissões de usinas de energia fóssil e solar nos EUA. Energia 1990;15(12):1181–98.
- [13] Haack BN. Análise de energia líquida de pequenos sistemas de conversão de energia eólica. Energia Aplicada 1981;9:193–200.
- [14] Pilati DA, Richard RP. Necessidades totais de energia para nove sistemas de geração de eletricidade. Centro de Computação Avançada, Relatório 165 da Universidade de Illinois; 1975.
- [15] Schleisner L. Avaliação do ciclo de vida de um parque eólico e externalidades relacionadas. Energia Renovável 2000;20:279–88.
- [16] Jungbluth N, Bauer C, Dones R, Frischknecht R. Avaliação do ciclo de vida para tecnologias emergentes: estudos de caso para energia fotovoltaica e eólica. Jornal Internacional de Avaliação do Ciclo de Vida 2005;10(1):24–34.
- [17] Lenzen M, Munksgaard J. Energia e CO₂ análise do ciclo de vida de turbinas eólicas, revisão e aplicações. Energia Renovável 2002;26:339–62.
- [18] Lenzen M, Wachsmann U. Turbinas eólicas no Brasil e na Alemanha: um exemplo de variabilidade geográfica na avaliação do ciclo de vida. Energia Aplicada 2004;77:119–30.
- [19] Krohn S. O balanço energético das turbinas eólicas modernas. Nota sobre Energia Eólica 1997;16:1–16.
- [20] Uchiyama Y. Análise do ciclo de vida de células fotovoltaicas e usinas eólicas. In: Avaliação das emissões de gases de efeito estufa de toda a cadeia energética da energia solar e eólica e outras fontes de energia. Viena, Áustria: AIEA; 1996.
- [21] Gurzenich D, Mathur J, Bansal NK, Wagner HJ. Demanda cumulativa de energia para tecnologias selecionadas de energia renovável. Jornal Internacional de Avaliação do Ciclo de Vida 1999;4(3):143–9.
- [22] Proops JLR, Gay PW, Speck S, Schroder T. As implicações da poluição ao longo da vida de vários tipos de geração de eletricidade. Política Energética 1996;24(3):229–37.
- [23] Nomura N, Inaba A, Tonooka Y, Akai M. Emissão de gases óxidos no ciclo de vida de sistemas de geração de energia. Energia Aplicada 2001;68:215–27.
- [24] Hondo H. Análise de emissões de GEE do ciclo de vida de sistemas de geração de energia – caso japonês. Energia 2005;30:2042–56.
- [25] Schaefer H, Hagedorn G. Energia oculta e características ambientais correlacionadas da geração de energia fotovoltaica. Energia Renovável 1992;2(2):159–66.
- [26] Prakash R, Bansal NK. Análise energética da produção de módulos solares fotovoltaicos na Índia. Fontes de Energia 1995;17:605–13.
- [27] Kato K, Murata A, Sakuta K. Uma avaliação sobre o ciclo de vida do sistema de energia fotovoltaica considerando a energia de produção de silício fora de qualidade. Materiais de Energia Solar e Células Solares 1997;47:95–100.

- [28] Alsema EA. Tempo de retorno de energia e CO₂ emissões de sistemas fotovoltaicos. *Progresso em Pesquisa e Aplicações Fotovoltaicas* 2000;8:17–25.
- [29] Mason JE, Fthenakis VM, Hensen T, Kim HC. Retorno de energia e ciclo de vida CO₂ emissões do BOS em uma instalação fotovoltaica otimizada de 3,5 MW. *Progresso em Pesquisa e Aplicações Fotovoltaicas* 2005;14(2):179–90.
- [30] Kannan R, Leong KC, Osman R, Ho HK, Tso CP. Estudo de avaliação do ciclo de vida de sistemas solares fotovoltaicos: um exemplo de sistema solar fotovoltaico distribuído de 2,7 kWp em Cingapura. *Energia Solar* 2006;80(5):555–63.
- [31] Tripanagnostopoulos Y, Souliotis M, Battisti R, Corrado A. Energia, custo e resultados de LCA de sistemas solares fotovoltaicos e híbridos PV/T. *Progresso em Pesquisa e Aplicações Fotovoltaicas* 2005;13:235–50.
- [32] Lenzen M. Análise de gases de efeito estufa na geração de eletricidade solar-térmica. *Energia Solar* 1999;65(6):353–68.
- [33] <http://ieeexplore.ieee.org/iel5/4150423/4117419/04150447.pdf>.
- [34] http://www.ciemat.es/recursos/doc/Areas_Actividad/Energia/ASE/1443584518_1522007122446.pdf.
- [35] Hartmann D, Kaltsschmitt M. Geração de eletricidade a partir de biomassa sólida por meio de co-combustão com energia de carvão e balanços de emissões de um estudo de caso alemão. *Biomassa e Bioenergia* 1999;16:397–406.
- [36] Rafaschieri A, Rapaccini M, Manfrida G. Avaliação do ciclo de vida da produção de eletricidade a partir de culturas energéticas de choupo em comparação com combustíveis fósseis convencionais. *Conversão e gestão de energia* 1999;40:1477–93.
- [37] Corti A, Lombardi L. Ciclo combinado de gaseificação integrada de biomassa com CO₂ reduzido: emissões: análise de desempenho e avaliação do ciclo de vida (ACV). *Energia* 2004;29:2109–24.
- [38] Carpentieri M, Corti A, Lombardi L. Avaliação do ciclo de vida (LCA) de um ciclo combinado integrado de gaseificação de biomassa (IGBCC) com CO₂ remoção. *Conversão e Gestão de Energia* 2005;46:1790–808.
- [39] Spath PL, Mann MK. Energia de biomassa e sistemas fósseis convencionais com e sem CO₂ Sequestro – Comparação do Balanço Energético, Emissões de Gases de Efeito Estufa e Economia. Relatório NREL nº TP-510-32575; 2004.
- [40] Chevalier C, Meunier F. Avaliação ambiental de unidades de co ou trieração de biogás por metodologia de análise de ciclo de vida. *Engenharia Térmica Aplicada* 2005;25(17–18):3025–41.
- [41] Lele SM, Subramaniam DK. Uma abordagem de energia líquida hidro-madeira para a concepção de projetos hidrelétricos. *Energia* 1988;13(4):367–81.
- [42] Gleick PH. Consequências ambientais do desenvolvimento hidrelétrico, o papel do tamanho e tipo da instalação. *Energia* 1992;17(8):735–47.
- [43] Gagnon L, Vate JFV. Emissões de gases de efeito estufa provenientes de energia hidrelétrica. *Política Energética* 1997;25(1):7–13.
- [44] Dones R, Gantner U. Emissões de gases de efeito estufa da cadeia energética completa da energia hidrelétrica na Suíça. In: Reunião do grupo consultivo da AIEA sobre "Avaliação das emissões de gases de efeito estufa de toda a cadeia energética para energia hidrelétrica, energia nuclear e outras fontes de energia"; 1996.
- [45] Uchiyama Y. Análise do ciclo de vida de sistemas de geração e fornecimento de eletricidade. In: Simpósio sobre eletricidade, saúde e meio ambiente: avaliação comparativa no apoio à tomada de decisão; 1995. pág. 279–91.
- [46] Varun, Bhat IK, Prakash R. Avaliação do ciclo de vida de fontes convencionais de geração de eletricidade. In: Conferência Nacional sobre Energia e Meio Ambiente; 2006, Jaipur, Índia. pág. 229–36.