

SIEMENS



Totally Integrated Power

Technische Schriftenreihe Ausgabe 5

Einfluss der Lastgänge im Einspeisestromkreis
auf die Lebenszyklus-Energiekosten

Answers for infrastructure.



Inhalt

Einleitung	4
Berechnung der Verlustleistung	5
Ermittlung der Wirkarbeit anhand des Lastgangs	6
Bestimmung der Life-Cycle-Kosten am Beispiel einiger Betriebskonfigurationen	7
• Betrachtete Szenarien	7
• Beschreibung der betrachteten Varianten und der zugehörigen Alternativen	9
• Verlustbetrachtungen	11
• Auswertungen für die Life-Cycle-Kosten	12
• Bewertung der Verlustleistung mit CO ₂ -Emissionen	16
Fazit	17



Totally Integrated Power

Die elektrische Energieversorgung bildet, vergleichbar mit einer Lebensader, die Basis für eine zuverlässige und effiziente Funktion aller damit betriebenen Gebäudeeinrichtungen. Für die elektrische Energieverteilung sind daher durchgängige Lösungen gefragt. Unsere Antwort darauf: Totally Integrated Power.



Einleitung

Elektrische Netze in einem Gebäude werden entsprechend den aktuellen Normen und Richtlinien projiziert. Das bedeutet, dass z.B. Kabel/Leitungen dimensioniert werden hinsichtlich Überlast-, Kurzschluss- und Personenschutz sowie Spannungsfall.

Dementsprechend werden Schalt- und Schutzgeräte ausgelegt. Ziele, wie z.B. Vollselektivität, sind entweder Kundenwunsch oder werden in einschlägigen Normen gefordert.

Das Softwaretool SIMARIS design unterstützt hierbei den Anwender bei der Erstellung und Auslegung eines elektrischen Gebäudenetzes.

Im Rahmen der vorliegenden Technischen Schrift definieren wir wie folgt:

Lebenszyklus-Kosten:

Gesamtkosten über die gesamte Betriebsdauer

Lebenszyklus-Energiekosten:

Anteil der Kosten für elektrische Energie (Verbrauch und Investitionen) an den Lebenszyklus-Kosten

In Abhängigkeit von der Nutzung, wie z.B. eines Bürogebäudes, einer Werksversorgung usw., variieren die Momentanwerte von Grund- und Spitzenlast der bezogene Energie während des Betriebs mehr oder weniger (siehe hierzu die Abbildung 3 und Abbildung 4).

Berechnung der Verlustleistung

Die Verlustleistung im Drehstromsystem kann für Transformatoren, Schienenverteiler und Kabel/Leitungen anhand der folgenden Formeln ausreichend genau ermittelt werden.

- Transformator

$$P_v = P_0 + \left(\frac{S_{Last}}{S_{rT}} \right)^2 \times P_k$$

bzw.

$$P_v = P_0 + \left(\frac{I_{Last}}{I_{rT}} \right)^2 \times P_k$$

- Schienenverteiler bzw. Kabel

$$P_v = 3 \times I_{Last}^2 \times R$$

In die Verlustformel des Transformators geht der Belastungsgrad (Verhältnis von zugeschalteter Last und Bemessungsscheinleistung des Transformators) quadratisch ein, so dass die entstehenden Lastverluste (auch Übertragungsverluste genannt) mit zunehmenden Belastungsgrad immer bedeutsamer werden.

Transformatoren können bei gleicher Bemessungsscheinleistung auch mit geringeren Leerlaufverlusten gebaut werden. Die Leerlaufverluste hängen nicht nur von der zu übertragenden Leistung ab, sondern entstehen, sobald der Transformator einseitig mit Spannung versorgt wird (fester Wert).

Analog zur quadratischen Abhängigkeit der Lastverluste vom Belastungsverhältnis für Transformatoren geht bei Schienenverteilern und Kabeln der Scheinstrom zur Verlustberechnung quadratisch ein.

Zudem ist die Leitertemperatur zu beachten, da sie den Leiterwiderstand und somit die Verluste beeinflusst. Da die Leitertemperatur u. a. von der Last abhängig ist, wird zur vereinfachten Berechnung ein fester Temperaturwert definiert (z.B. 55°C).

P_v	Verlustleistung
P_0	Leerlaufverluste
P_k	Kurzschlussverluste <ul style="list-style-type: none"> • Öltransformatoren ($P_{k75^\circ C}$) • GEA FOL Transformatoren ($P_{k120^\circ C}$)
S_{Last} bzw. I_{Last}	Scheinleistung bzw. Scheinstrom aus dem Lastgang (aufgrund zugeschalteter Verbraucher)
S_{rT} bzw. I_{rT}	Bemessungsscheinleistung bzw. -scheinstrom

P_v	Verlustleistung
I_{Last}	Betriebsstrom (Scheinstrom) aus dem Lastgang (aufgrund zugeschalteter Verbraucher)
R	Widerstand bei Leitertemperatur und Übertragungsstrecke

Ermittlung der Wirkarbeit anhand des Lastgangs

Je nach Gebäudetyp und -nutzung kann ein entsprechendes Verbrauchsverhalten angenommen werden, wie z.B. in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellt. Aufgrund der unterschiedlichen Leistungen zu verschiedenen Zeitpunkten entstehen unterschiedliche Verluste. Somit kann bei der Berechnung der Wirkarbeit nicht mit festen Werten für Scheinleistung und Scheinstrom gerechnet werden. In der Abbildung 2 wird die Übertragung der Energie über den Einspeisestromkreis als Lastgang dargestellt. Danach teilt sie sich entsprechend der zugeschalteten Last im nachfolgenden Netz auf.

Dabei wird an der Übergabestelle (Messfeld in der Mittelspannungs-Schaltanlage) vom Netz des Verteilnetzbetreibers zum Kundennetz die Wirkarbeit als 1/4-Stunden-Mittelwert aufgezeichnet. Der Wert von 145,260 kWh ist die gemessene Wirkarbeit zwischen 0:15 Uhr und 0:30 Uhr (siehe als Beispiel die Abbildung 1).

Die einzelnen Werte für die Wirkarbeit aus Abbildung 1 können in Scheinleistungen und Scheinstrome umgerechnet werden. Grundsätzlich müssen zu jeder Wirkarbeit auch die Werte für Spannung und Wirkleistungsfaktor $\cos \varphi$ dokumentiert werden, da diese sich ändern können, je nachdem, ob Lasten zu- und abgeschaltet werden. Das bedeutet, dass höherwertige Messgeräte mit entsprechender Funktionalität eingebaut werden müssen.

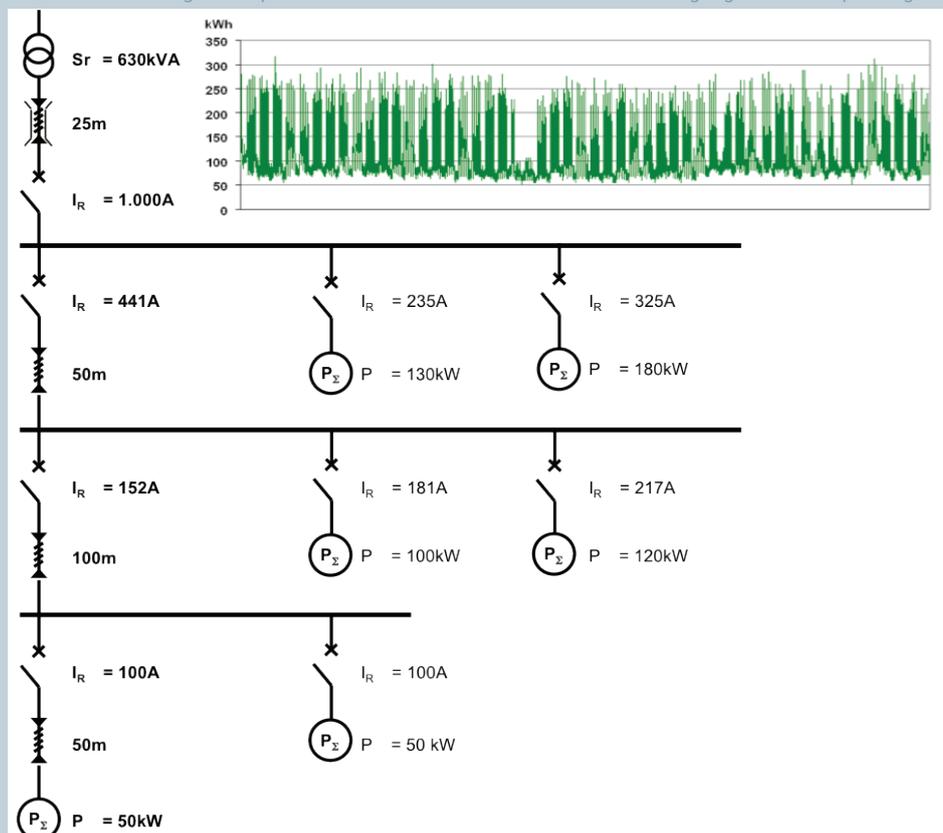
Zur Vereinfachung kann von einer konstanten Spannung und einem konstanten Wirkleistungsfaktor $\cos \varphi$ ausgegangen werden, um die jeweilige Scheinleistung und den Scheinstrom ermitteln zu können.

Die Optimierung der Lebenszyklus-Energiekosten hängt von den eingesetzten Betriebsmitteln (Transformatoren/ Stromschienen/Kabel) bei gegebenem Lastgang ab. Im folgenden Beispiel wird eine solche Betrachtung anhand realer Bedingungen untersucht.

Zeitstempel	Wirkarbeit [kWh]
1.1.10 0:15	146,501
1.1.10 0:30	145,260
1.1.10 0:45	146,453
1.1.10 1:00	146,835
1.1.10 1:15	146,357
1.1.10 1:30	147,455
1.1.10 1:45	147,073
1.1.10 2:00	146,644

Abbildung 1: Energiemessung im 1/4-Stunden-Takt

Abbildung 2: Beispiel eines elektrischen Gebäudenetzes mit Lastgang an der Einspeisung



Bestimmung der Lebenszyklus-Energiekosten am Beispiel einiger Betriebskonfigurationen

Vorweg ist festzuhalten, dass es nicht möglich ist, allgemein gültige Festlegungen zu treffen. Vielmehr sind genaue Kenntnisse der Betriebskonfiguration und der Betriebsbedingungen erforderlich, um bereits in einer Planungsphase Aussagen zu Lebenszyklus-Energiekosten zu treffen. Ausgehend von der Konfiguration aus Abbildung 2 wird in unserem Beispiel zwischen den zwei Varianten der Einspeisestromkreise unterschieden, dem Einzelbetrieb und dem Parallelbetrieb. Zusätzlich werden eine fiktive Industriestromversorgung und eine fiktive Büroumgebung als unterschiedliche Lastszenarien mit entsprechenden Lastgängen betrachtet. Für diese vier verschiedenen Fälle werden einige Alternativen bei Transformatoren und Schienenverteiltern betrachtet und miteinander verglichen.

Betrachtete Szenarien

Um eine Betrachtung der Lebenszyklus-Energiekosten durchführen zu können, werden zwei unterschiedliche Jahresganglinien (Lastgang über ein Jahr) verwendet.

Szenario 1:

Szenario 1 (siehe Abbildung 3) beschreibt den Lastverlauf eines Industriebetriebs mit hoher Grundlast und kleinen Schwankungen in den Lastspitzen.

Folgende Kennwerte können aus der Jahresganglinie abgeleitet werden:

- Jahres-Lastspitzenwert: 1.000 kVA
- Lastmittelwert: 847 kVA
- Grundlast: 634 kVA
- Jahresarbeit: 6.673.867 kWh/a
- Nutzungsdauer 7.415 h
- Verluststunden: 6.318 h
- Jahres-Wirkleistungs-Peak: 900 kW

Szenario 2:

Szenario 2 (siehe Abbildung 4) stellt den Lastverlauf eines Bürogebäudes mit großen Schwankungen zwischen Tag und Nacht bei relativ geringer Grundlast dar.

Kennwerte der Jahresganglinie:

- Jahres-Lastspitzenwert: 1.000 kVA
- Lastmittelwert: 321 kVA
- Grundlast: 88 kVA
- Jahresarbeit: 2.534.522 kWh/a
- Nutzungsdauer 2.816 h
- Verluststunden: 1.262 h
- Jahres-Wirkleistungs-Peak: 900 kW

Die Nutzungsdauer gibt an, wie viele Stunden im Jahr der Jahres-Lastspitzenwert übertragen werden muss, um auf die Jahresarbeit der tatsächlichen Ganglinie zu kommen.

$$Nutzungsdauer[h] = \frac{Jahresarbeit[kWh]}{Jahres-Wirkleistungs - Peak[kW]}$$

Sind die Lastverluste für Transformatoren anhand der ¼-Stunden-Werte des Lastgangs ermittelt worden, können die Verluststunden anhand der folgenden Formel ermittelt werden.

$$Verluststunden[h] = \frac{Summe\ der\ Jahres - Lastverluste[kWh]}{Lastverluste[kW] \times \left(\frac{Jahres - Wirkleistungs - Peak[kW]}{Bemessungscheinleistung[kW]} \right)^2}$$

Die Höhe der Verluststunden hängt demzufolge vom Lastgang ab. Wird der Transformator durch einen Transformator mit größerer Bemessungscheinleistung ersetzt, können seine Lastverluste mittels der zuvor ermittelten Verluststunden berechnet werden.

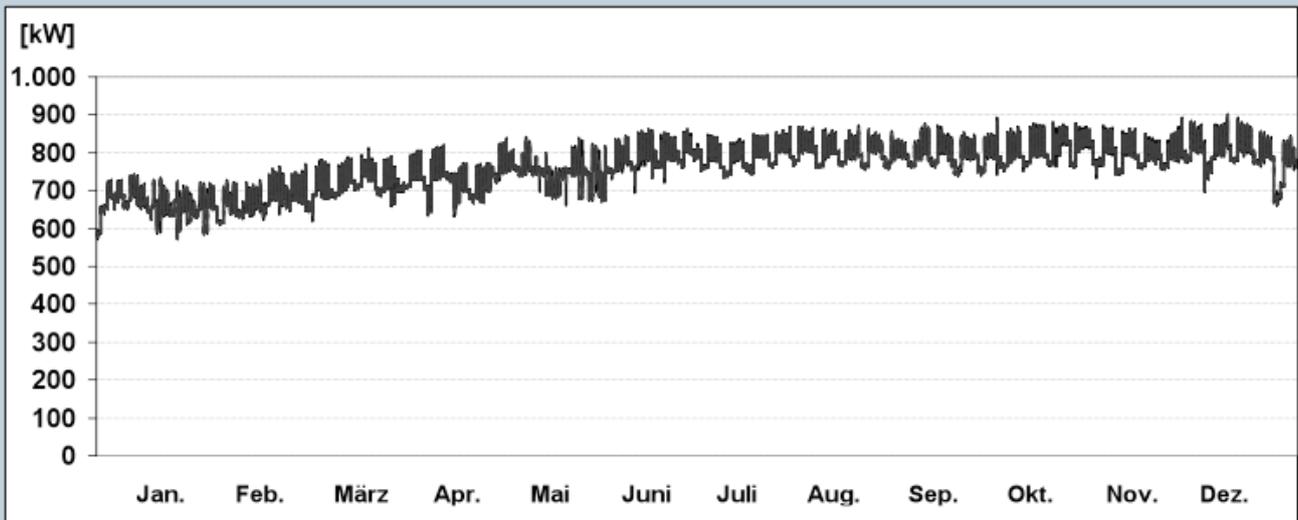


Abbildung 3: Lastgang für Szenario 1

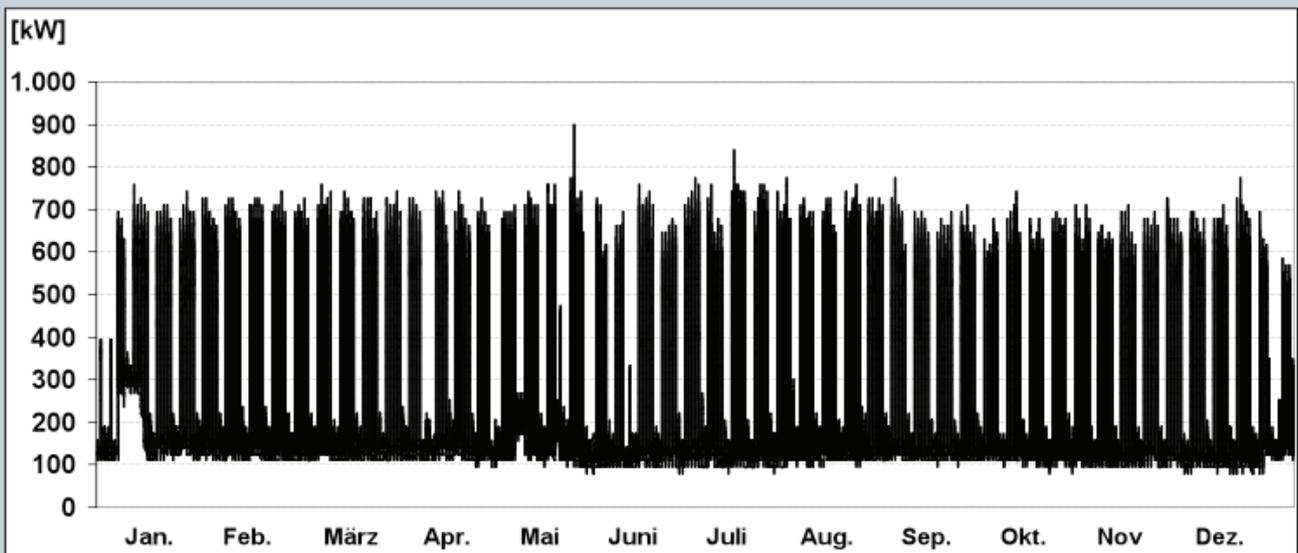


Abbildung 4: Lastgang für Szenario 2

Beschreibung der betrachteten Varianten und der zugehörigen Alternativen

Ausgehend von der Einspeisekonfiguration in Abbildung 5 werden im Folgenden zwei Varianten betrachtet. In der einen Variante wird die Last nur über einen der beiden Transformatoren versorgt (Einzelbetrieb – ein Transformator versorgt die gesamte Last, der zweite Transformator ist Stand-by) und in der anderen Variante über beide Transformatoren gleichzeitig (Parallelbetrieb).

Die Transformatoren werden in diesen Varianten baugleich angenommen. Aufgrund ihrer vielseitigen Einsatzmöglichkeiten werden GEAFOL Transformatoren verwendet.

Die Transformatoren werden zunächst entsprechend der angeschlossenen Last dimensioniert. Für die Alternativlösungen werden in beiden Varianten Transformatoren mit anderer Nennscheinleistung und/oder mit reduzierten Leerlaufverlusten betrachtet. Zu beachten ist, dass bei Ausfall einer Einspeisung der verbleibende Transformator die maximale Last versorgen kann. Gegebenenfalls muss dieser über angebaute Lüfter gekühlt werden. GEAFOL

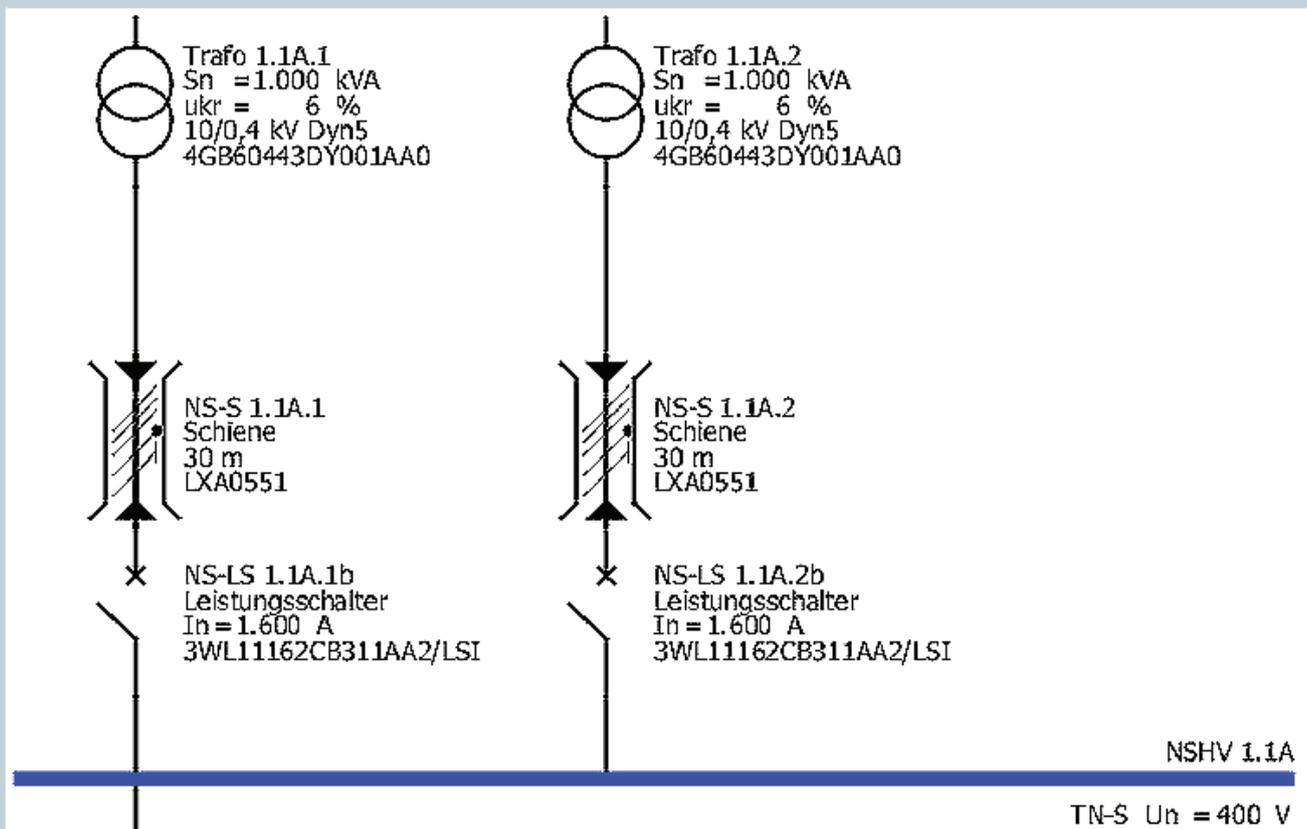
Transformatoren können bis zu 40 % überlastet werden. Die Investitionskosten der Lüfter sind bei diesen Transformatoren berücksichtigt.

Als Verbindung zwischen Transformator und Niederspannungshauptverteilung werden ausschließlich Schienenverteiler eingesetzt. Die Schienenverteiler SIVACON 8PS der Reihe LX mit Aluminium als Leitermaterial werden entsprechend dem Transformator-Nennstrom ausgewählt. Für die Alternativbetrachtungen bei den Schienenverteilern werden entsprechend größere Varianten angenommen.

Transformatoren und Schienenverteiler werden unabhängig voneinander betrachtet, um die größtmögliche Variabilität bei den Varianten und Alternativen beizubehalten. Die Verzinsung der Mehrinvestition wird nicht berücksichtigt.

Die Werte in den nachfolgenden Tabellen für die Leerlaufverluste P_0 und für die Kurzschlussverluste $P_{k120^\circ\text{C}}$ gelten je Transformator. Für Schienenverteiler gelten eine Länge von 30 m und 55°C Leitertemperatur.

Abbildung 5: Beispiel für Parallelbetrieb



Variante 1: Einzelbetrieb

Bei der ersten Variante wird von den beiden parallelen Einspeisungen nur ein Transformator belastet. Nach einem Monat wird auf den zweiten Transformator umgeschaltet. Aufgrund der höheren Anzahl von Schaltspielen erfolgt die Umschaltung über den Niederspannungsleistungsschalter im Einspeisestromkreis. Somit findet ein abwechselnder Betrieb statt. Die Leerlaufverluste des sekundärseitig nicht zugeschalteten Transformators werden in der Berechnung berücksichtigt.

Diese Variante bezeichnen wir als Einzelbetrieb.

	Einzelbetrieb					
	Planung	Alternative				
Bemessungsscheinleistung [kVA]	2 x 1.000 normal	2 x 1.000 reduziert	2 x 1.250 normal	2 x 1.250 reduziert	2 x 1.600 reduziert	2 x 800 reduziert
Kühlung	-	-	-	-	-	belüftet
u_{kr}	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %
P_o [kW]	2,3	1,8	2,7	2,1	2,4	1,5
$P_{k120^\circ C}$ [kW]	9,4	9,4	12	12	12,8	8,3
Δ Investition	Referenz	+2.040 €	+4.140 €	+6.820 €	+20.180 €	+2.560 €
Schienensystem	2 x LXA05 ...	2 x LXA06 ...	2 x LXA06 ...	2 x LXA07 ...	2 x LXA07 ...	2 x LXA06 ...
Bemessungsstrom [A]	1.600	2.000	2.000	2.500	2.500	2.000
Δ Investition	Referenz	+14.898 €	+14.898 €	+23.226 €	+23.226 €	+14.898 €

Variante 2: Parallelbetrieb

Bei der zweiten Variante wird jeder der beiden Transformatoren in der Paralleleinspeisung belastet. Die Last teilt sich zu je 50 % auf. Bei Ausfall eines Einspeisestrangs kann der verbleibende Transformator die Last komplett versorgen. Gegebenenfalls muss dieser gekühlt werden. Diese Variante bezeichnen wir als Parallelbetrieb. Die Zusatzbelüftung erhöht die Investitionskosten für die 800 kVA Transformatoren.

	Parallelbetrieb					
	Planung	Alternative				
Bemessungsscheinleistung [kVA]	2 x 1.000 normal	2 x 1.000 reduziert	2 x 1.250 normal	2 x 1.250 reduziert	2 x 800 normal	2 x 800 reduziert
Kühlung	-	-	-	-	ggf. belüftet	ggf. belüftet
u_{kr}	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %
P_o [kW]	2,3	1,8	2,7	2,1	1,95	1,5
$P_{k120^\circ C}$ [kW]	9,4	9,4	12	12	8,3	8,3
Δ Investition	Referenz	+2.040 €	+4.140 €	+6.820 €	+1.740 €	+2.560 €
Schienensystem	2 x LXA05 ...	2 x LXA06 ...	2 x LXA06 ...	2 x LXA07 ...	2 x LXA06 ...	2 x LXA06 ...
Bemessungsstrom [A]	1.600	2.000	2.000	2.500	2.500	2.000
Δ Investition	Referenz	+14.898 €	+14.898 €	+23.226 €	+14.898 €	+14.898 €

Jede Variante wird für die beiden zuvor beschriebenen Szenarien durchgerechnet, um festzustellen, wie hoch die Lebenszyklus-Energiekosten sind, und ob sich diese durch Optimierung (Vergleich der Alternativen) verringern lassen. Ein Störfallbetrieb (Ausfall eines Transformators) wird nicht berücksichtigt.

Um den 1,4-fachen Nennstrom eines einzelnen verbleibenden 800 kVA Transformators zu übertragen, wird ein LXA06 Schienenverteiler mit 2.000 A Bemessungsstrom dimensioniert.

Verlustbetrachtungen

Alle Verlustkosten basieren auf einem Stromarbeitspreis von 0,15 €/kWh. Dargestellt werden für die vier betrachteten Fälle die jeweiligen Differenzen der Alternativlösungen bei den Verlustkosten gegenüber der Planung.

Szenario 1: Einzelbetrieb						
	Planung	Alternative Varianten				
Bemessungsscheinleistung [kVA]	2 x 1.000 normal	2 x 1.000 reduziert	2 x 1.250 normal	2 x 1.250 reduziert	2 x 1.600 reduziert	2 x 800 reduziert
Verluste relativ	Referenz	-9 %	-4 %	-14 %	-26 %	+9 %
Verlustkosten	Referenz	-1.314 €	-579 €	-2.156 €	-3.907 €	+1.280 €
Schienensystem	LXA05	LXA06	LXA06	LXA07	LXA07	LXA06
Verluste relativ	Referenz	-25 %	-25 %	-36,1 %	-36,1 %	-25 %
Verlustkosten	Referenz	-1.823 €/a	-1.823 €/a	-2.633 €/a	-2.633 €/a	-1.823 €/a

Szenario 1: Parallelbetrieb						
	Planung	Alternative Varianten				
Bemessungsscheinleistung [kVA]	2 x 1.000 normal	2 x 1.000 reduziert	2 x 1.250 normal	2 x 1.250 reduziert	2 x 800 normal	2 x 800 reduziert
Verluste relativ	Referenz	-12,5 %	+2,2 %	-12,8 %	+7,3 %	-3,9 %
Verlustkosten	Referenz	-1.314 €/a	+236 €/a	-1.341 €/a	+771 €/a	-411 €/a
Schienensystem	2 x LXA05	2 x LXA06	2 x LXA06	2 x LXA07	2 x LXA06	2 x LXA06
Verluste relativ	Referenz	-25 %	-25 %	-36,1 %	-25 %	-25 %
Verlustkosten	Referenz	-912 €/a	-912 €/a	-1.317 €/a	-912 €/a	-912 €/a

Szenario 2: Einzelbetrieb						
	Planung	Alternative Varianten				
Bemessungsscheinleistung [kVA]	2 x 1.000 normal	2 x 1.000 reduziert	2 x 1.250 normal	2 x 1.250 reduziert	2 x 1.600 reduziert	2 x 800 reduziert
Verluste relativ	Referenz	-16,8 %	+9,3 %	-10,9 %	-7,3 %	-18,2 %
Verlustkosten	Referenz	-1.314 €/a	+726 €/a	-851 €/a	-570 €/a	-1.427 €/a
Schienensystem	LXA05	LXA06	LXA06	LXA07	LXA07	LXA06
Verluste relativ	Referenz	-25 %	-25 %	-36,1 %	-36,1 %	-25 %
Verlustkosten	Referenz	-364 €/a	-364 €/a	-526 €/a	-526 €/a	-364 €/a

Szenario 2: Parallelbetrieb						
	Planung	Alternative Varianten				
Bemessungsscheinleistung [kVA]	2 x 1.000 normal	2 x 1.000 reduziert	2 x 1.250 normal	2 x 1.250 reduziert	2 x 800 normal	2 x 800 reduziert
Verluste relativ	Referenz	-18,9 %	+12,8 %	-9,9 %	-8,4 %	-25,4 %
Verlustkosten	Referenz	-1.314 €/a	+888 €/a	-688 €/a	-582 €/a	-1.765 €/a
Schienensystem	2 x LXA05	2 x LXA06	2 x LXA06	2 x LXA07	2 x LXA06	2 x LXA06
Verluste relativ	Referenz	-25 %	-25 %	-36,1 %	-25 %	-25 %
Verlustkosten	Referenz	-182 €/a	-182 €/a	-263 €/a	-182 €/a	-182 €/a

Auswertungen für die Lebenszyklus-Energiekosten

Zur Veranschaulichung der unterschiedlichen Beiträge zu den Lebenszyklus-Energiekosten für die verschiedenen Szenarien, Varianten und Alternativen wird eine farbliche Kennzeichnung (siehe Abbildung 6) eingeführt. Der Zeitraum für die Betrachtung der Lebenszyklus-Energiekosten wird auf fünf Jahre beschränkt. Eine Investitionsabrechnung mit Abschreibung und Zinsen für die Kreditsumme wird nicht angesetzt.

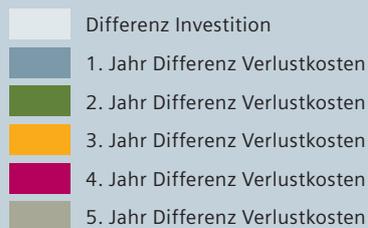


Abbildung 6: Farbliche Kennzeichnung der Beiträge zu den Life-Cycle-Kosten

Da nur Differenzen aufgezeigt werden sollen, werden für jeden der in den Abbildungen 7, 8, 9 und 10 betrachteten Fälle die Lebenszyklus-Energiekosten für das System aus der Planung über 5 Jahre als Nullpunkt gewählt. Abweichend davon werden die Mehr- bzw. Minderkosten für die Alternativen in den verschiedenen Szenarien und Varianten dargestellt.

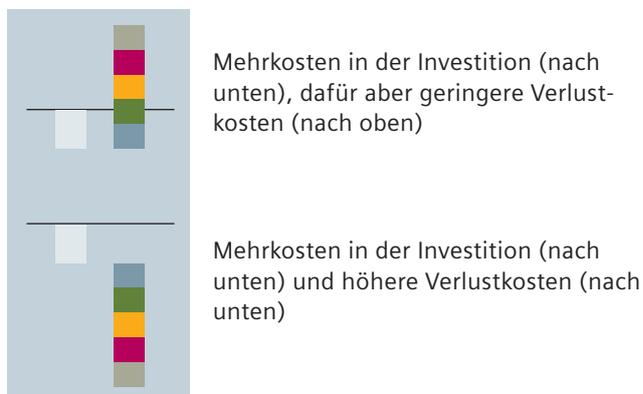
Achtung:

Die absoluten Verlustkosten sind für die Planungsvariante in den vier Fällen unterschiedlich. Daher müssten bei einer vergleichenden Betrachtung zwischen den vier Fällen immer die absoluten Kosten sowie die Investitionsmöglichkeiten beachtet werden. Für die Grafiken bedeutet dies, dass jeder Nulllinie ein anderer Gesamtkostenwert für die Komponenten des Planungssystems und deren Betrieb über fünf Jahre zugrunde liegt.

Ausgehend vom Nullpunkt werden für die Alternativen zunächst die Mehrinvestitionen aufgetragen und anschließend die jährlichen Differenzen der Verlustkosten zwischen Planung und Alternative für fünf Jahre dargestellt. Damit wird leicht ersichtlich, ob und in wie vielen Jahren sich eine Mehrinvestition durch die eingesparten Verlustkosten amortisiert.

Erläuterungen zu den Auswertungen

Folgende Fälle treten in den Auswertungen auf:



Die Differenzen der Verlustkosten werden nicht von der Null-€-Linie (Nullpunkt) aus betrachtet, sondern immer ausgehend vom Differenzwert bei den Investitionen. Der Ausgangspunkt – hier die Null-€-Linie – bezieht sich auf die Investitions- und Verlustkosten für das Planungssystem im betrachteten Fall.

Anmerkung: Für jede Anlage und Nutzung sollte eine Einzelbetrachtung durchgeführt werden.

i) Auswertung für Einzelbetrieb und Szenario 1

In Abbildung 7 sind die Differenzen der Lebenszyklus-Energiekosten für folgende Transformator-Alternativen aufgetragen:

- Zwei GEAFOL Transformatoren 1.000 kVA mit reduzierten Verlusten
- Zwei GEAFOL Transformatoren 1.250 kVA mit normalen Verlusten
- Zwei GEAFOL Transformatoren 1.250 kVA mit reduzierten Verlusten
- Zwei GEAFOL Transformatoren 1.600 kVA mit reduzierten Verlusten
- Zwei GEAFOL Transformatoren 800 kVA mit Zusatzbelüftung und reduzierten Verlusten

Bei den Schienenverteilersystemen werden in Abbildung 7 die beiden Systeme LXA06 und LXA07 mit der geplanten Basis LXA05 verglichen. Die verlustoptimierten Varianten von Transformatoren mit größerer Bemessungsscheinleistung bringen aufgrund der verringerten Leerlaufverluste zumeist deutliche Vorteile bei den Verlustkosten. Angesichts der Größenverhältnisse der Einspareffekte zwischen den Alternativen T1, T3 und T4 für Variante 1 – Szenario 1 in Abbildung 7 sollte bei konkreten Projekten eine genaue Kostenermittlung mit Abschreibung, Wartung und Gebrauchsdauer erfolgen. Für die beiden betrachteten, alternativen Schienensysteme gilt Ähnliches.

Die Alternative 1-1 T5 erweist sich bei einer beständig hohen Auslastung im Überlastbetrieb als ungünstig, da die Verluste gegenüber der Planungsvariante größer sind und die Lüfter zusätzlich Energie verbrauchen.

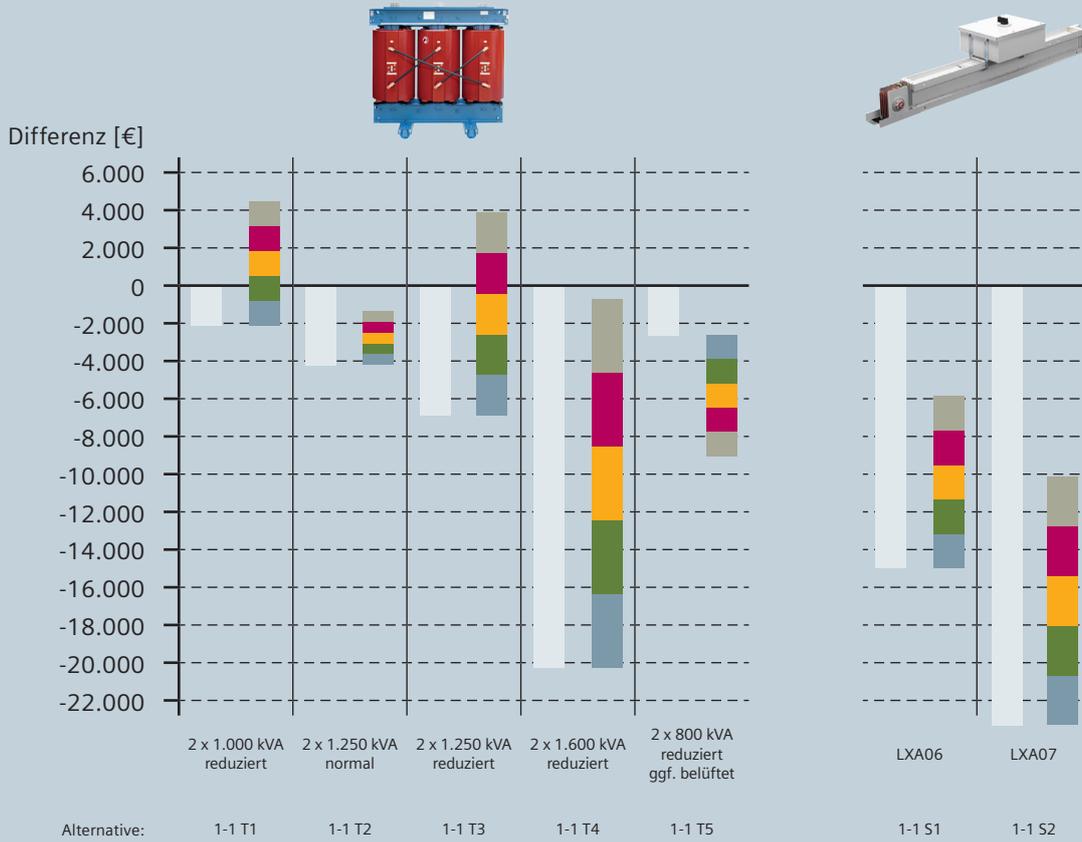


Abbildung 7: Vergleich der Lebenszyklus-Energiekosten für GEAUFOL Transformatoren und LXA Schienenverteilersysteme im Einzelbetrieb (Variante 1) und für Szenario 1 (Planungssystem: 2 x GEAUFOL 1.000 kVA mit normalen Verlusten; 2 x LXA05 mit 30 m Länge)

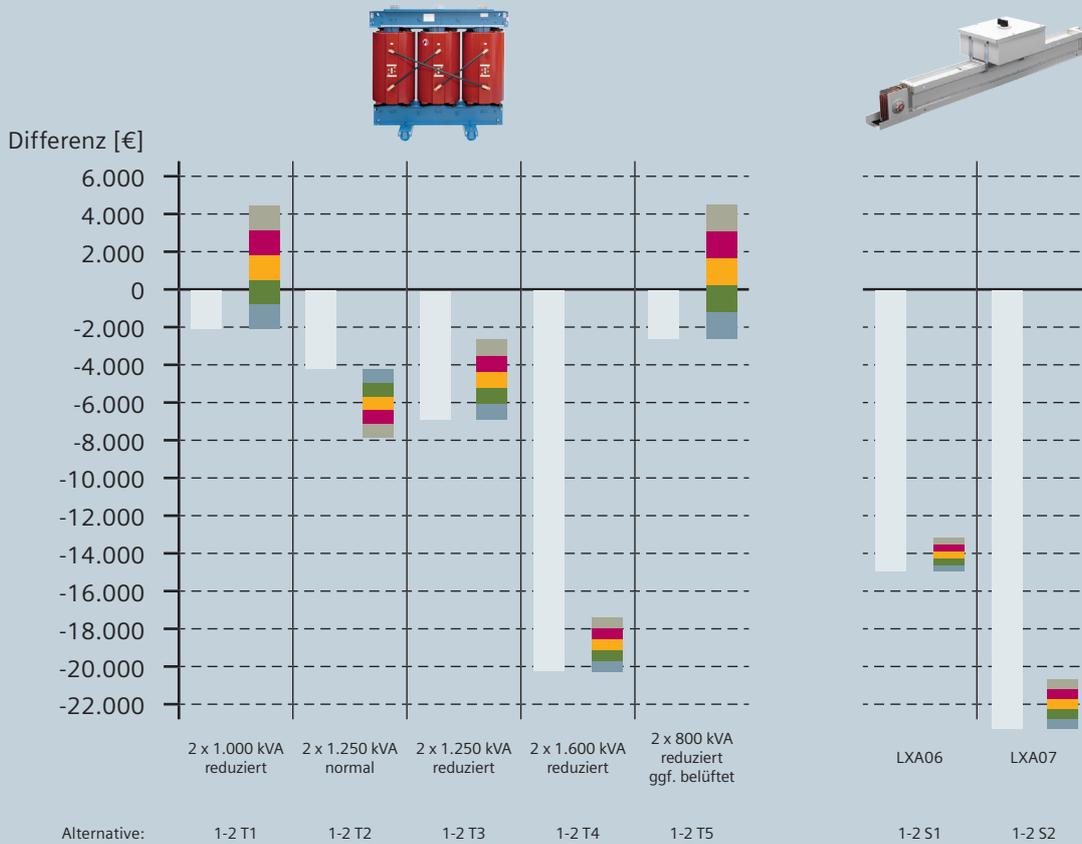


Abbildung 8: Vergleich der Lebenszyklus-Energiekosten für GEAUFOL Transformatoren und LXA Schienenverteilersysteme im Einzelbetrieb (Variante 2) und für Szenario 2 (Planungssystem: 2 x GEAUFOL 1.000 kVA mit normalen Verlusten; 2 x LXA05 mit 30 m Länge)

ii) Auswertung für Einzelbetrieb und Szenario 2

Für den Einzelbetrieb in Szenario 2 wurden die gleichen Alternativen wie unter Punkt i) gewählt (siehe Abbildung 8).

Die Investitionen für die einzelnen Alternativen unterscheiden sich nicht zwischen Szenario 1 und 2. Bei der Betrachtung der Verlustkosten für die Alternativen der Schienenverteiler ist zu beachten, dass diese für das Planungssystem im Szenario 2 auf etwa ein Fünftel gegenüber Szenario 1 sinken, so dass auch keine großen Vorteile durch größere Leiterquerschnitte zu erwarten sind. Es bleibt festzuhalten, dass bei den Schienenverteilersystemen keine der beiden gezeigten Alternativen kostengünstig einsetzbar ist.

Durch die im Vergleich zu Szenario 1 geringere Auslastung des Einspeisesystems werden die die größeren Transformatoren mit reduzierten Leerlaufverlusten ungünstiger, während die Alternative 1-2 T5 mit ähnlichen Kostenvorteilen wie die Alternative 1-2 T1 betrieben werden kann. Ein wichtiges Entscheidungskriterium wird dann die Nutzererwartung hinsichtlich der Verbrauchsentwicklung sein. Wird mit einem steigenden Verbrauch gerechnet, nähert sich das Szenario 2 dem Szenario 1 und die Alternative mit den kleineren belüfteten Transformatoren wird dann ungünstiger.

iii) Auswertung für Parallelbetrieb und Szenario 1

In Abbildung 9 wird aufgrund der unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten die Alternative mit den beiden 1.600 kVA GEAFOL Transformatoren durch eine Alternative mit zwei 800 kVA GEAFOL Transformatoren mit zusätzlicher Belüftung und normalen Verlusten ersetzt.

- Zwei GEAFOL Transformatoren 1.000 kVA mit reduzierten Verlusten
- Zwei GEAFOL Transformatoren 1.250 kVA mit normalen Verlusten
- Zwei GEAFOL Transformatoren 1.250 kVA mit reduzierten Verlusten
- Zwei GEAFOL Transformatoren 800 kVA mit Zusatzbelüftung und normalen Verlusten
- Zwei GEAFOL Transformatoren 800 kVA mit Zusatzbelüftung und reduzierten Verlusten

Wichtiger Hinweis: Die Verlustkosten für die Transformatoren im Planungssystem liegen etwa 30 % niedriger als beim Einzelbetrieb. Somit ist auch die Relation der Verlustkosten zu den Investitionskosten eine andere als zuvor.

Wie zuvor bieten auch hier die verlustreduzierten Transformatorvarianten Kostenvorteile bei den Verlustkosten. Und durch die Verteilung der Lasten auf zwei Paralleltransformatoren wird auch die Alternative 2-1 T5 interessant, da diese nicht wie im Einzelbetrieb überlastet werden. Deutlich wird, dass die Alternative 2-1 T1 die größten Vorteile bietet.

Für die Schienenverteilersysteme ist eine genaue projektspezifische Betrachtung nötig. Die höheren Investitionen für größere Schienenverteilersysteme können sich bei einer Leistungserhöhung während der Systemlebensdauer als vorteilhaft erweisen. Die Verlustkosten halbieren sich bei Parallelbetrieb gegenüber dem Einzelbetrieb, so dass die Differenzen wiederum geringer erscheinen.

iv) Auswertung für Parallelbetrieb und Szenario 2

Für den Parallelbetrieb und Szenario 2 werden die gleichen Alternativen wie unter iii) betrachtet (siehe Abbildung 10).

Die Ergebnisse für Fall iv) lassen sich in gewissem Maße aus den vorher getroffenen Aussagen ableiten. Auch hier spielen die Unterschiede bei den Verlustkosten für die verschiedenen Schienenverteilersysteme keine besondere Rolle, so dass nur bei einem erhöhten Leistungsbedarf in der Zukunft über größere Schienenverteilersysteme nachgedacht werden sollte. Durch die geringere Auslastung der Transformatoren werden die kleineren Größen (Alternative 2-2 T5) mit reduzierten Leerlaufverlusten und Zusatzbelüftung für die Leistungserhöhung interessant.

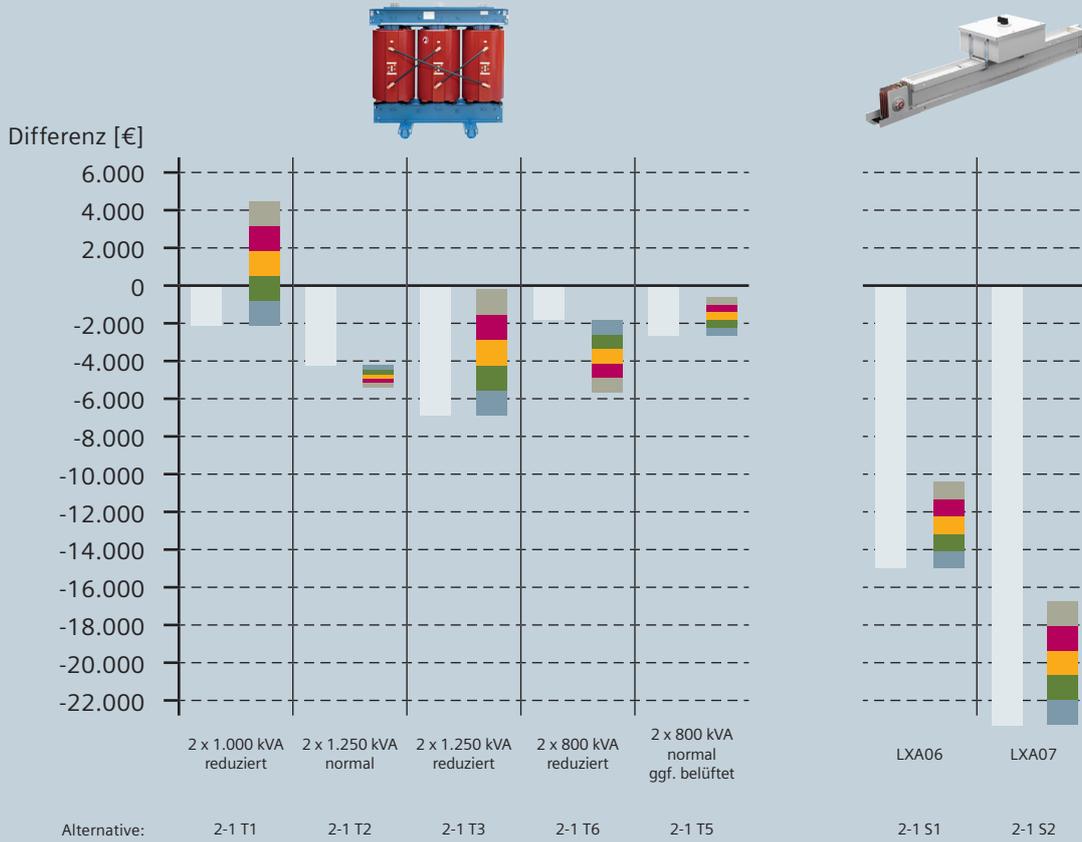


Abbildung 9: Vergleich der Lebenszyklus-Energiekosten für GEAUFOL Transformatoren und LXA Schienenverteilersysteme im Parallelbetrieb (Variante 2) und für Szenario 1 (Planungssystem: 2 x GEAUFOL 1.000 kVA mit normalen Verlusten; 2 x LXA05 mit 30 m Länge)

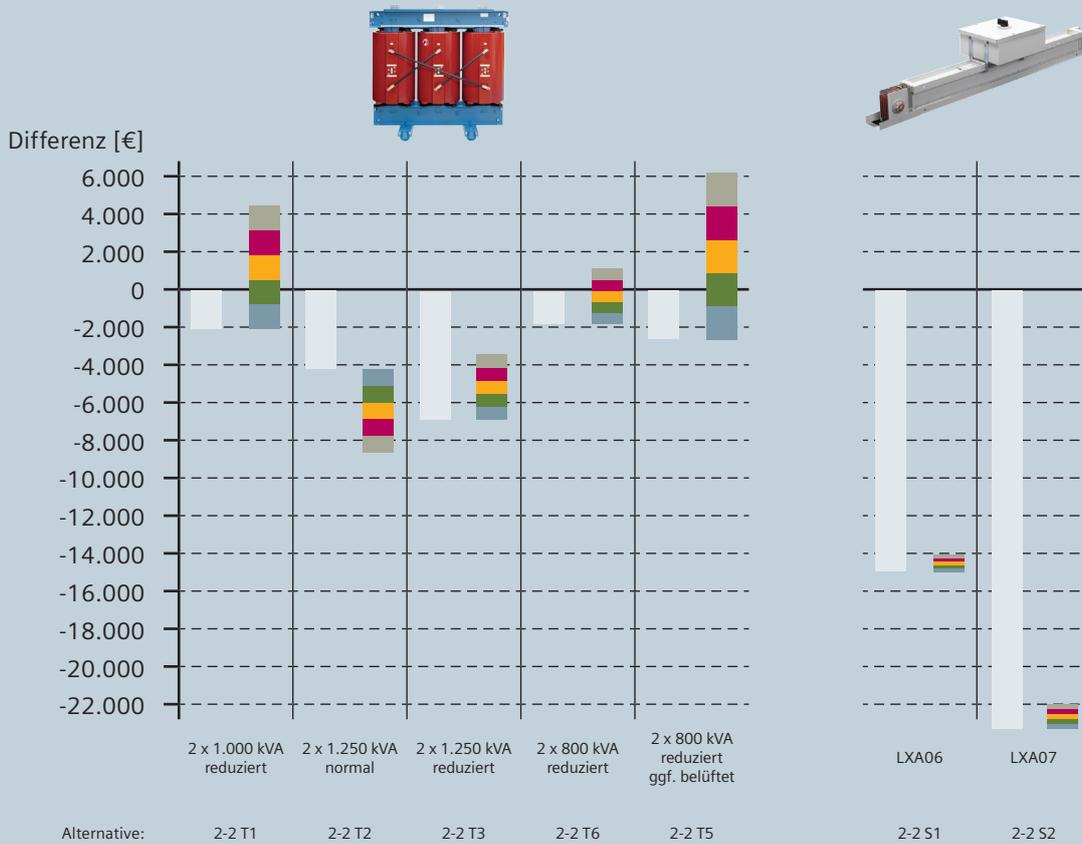
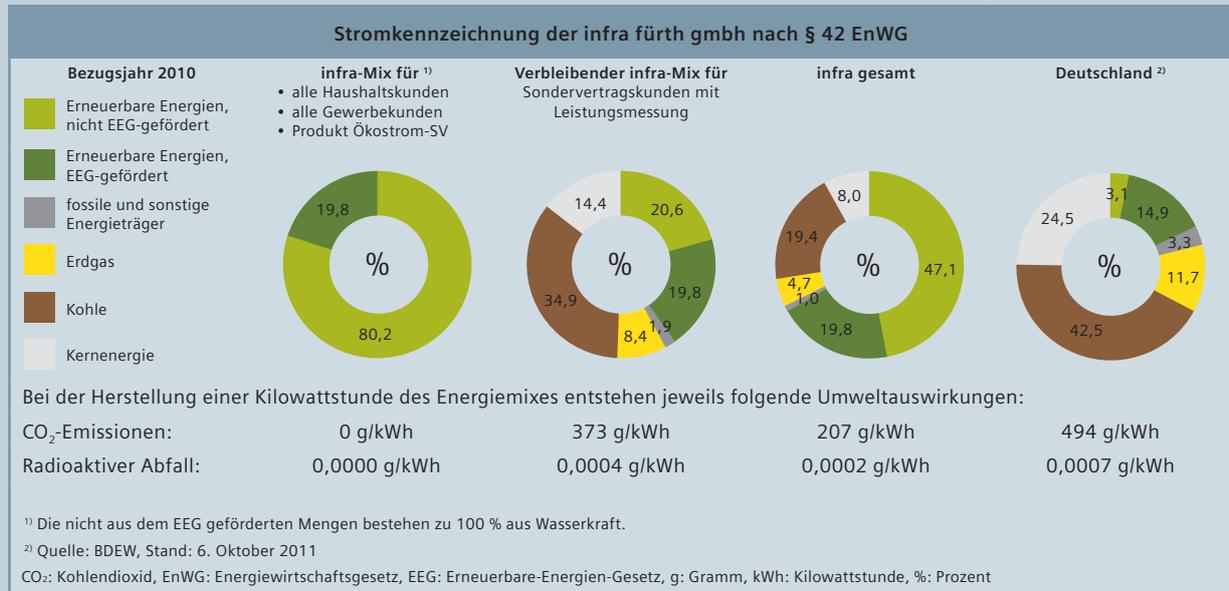


Abbildung 10: Vergleich der Lebenszyklus-Energiekosten für GEAUFOL Transformatoren und LXA Schienenverteilersysteme im Parallelbetrieb (Variante 2) und für Szenario 2 (Planungssystem: 2 x GEAUFOL 1.000 kVA mit normalen Verlusten; 2 x LXA05 mit 30 m Länge)

Bewertung der Verlustleistung mit CO₂-Emissionen

Der Stromlieferant gibt auf seiner Rechnung den Strom-Mix bekannt. Daraus lässt sich erkennen, wie der Strom erzeugt wird, und wie viel CO₂-Anteile je gelieferter kWh ausgestoßen werden, siehe Abbildung 11 als Beispiel.



Quelle: infra fürth gmbh, <http://www.infra-fuerth.de/de/energie/strom/stromkennzeichnung/>, Stand: 1. November 2011

Abbildung 11: Lastgang für Szenario 1

Die eingesparte Verlustarbeit für einige der vorher betrachteten Alternativen hat eine Minderung der CO₂-Emissionen zur Folge.

Zum Beispiel verringern beim Parallelbetrieb mit Szenario 1 die 1.250 kVA Transformatoren mit reduzierten Leerlaufverlusten die Verlustarbeit gegenüber der Planungsbasis um 8.937 kWh/a. Mit einem CO₂-Faktor von 0,494 kg/kWh ergeben sich eingesparte CO₂-Emissionen von ca. 4,4 t/a.

Fazit

Die Höhe der erzeugten Verluste und der damit verbundenen Lebenszyklus-Energiekosten hängen stark von der Nutzung des Gebäudes oder der Liegenschaft ab. Ob und in wie weit eine Optimierung Sinn macht, wird einerseits von den Energiebezugsdaten, andererseits von der Planbarkeit zukünftiger Entwicklungen bestimmt. Ist der Energiebezug sehr hoch, so dass der Transformator hoch ausgelastet ist, macht es durchaus Sinn, auf einen Transformator mit höherer Bemessungsscheinleistung und reduzierten Leerlaufverlusten zu wechseln. Sind dagegen nur hohe Lastspitzen vorhanden, könnte es sinnvoll sein, einen kleineren Transformator kurzzeitig in seinem Überlastbereich fahren zu lassen. Sind Änderungen im Nutzungsverhalten absehbar, sollte die Planung der Energieversorgung darauf eingehen. Ebenso werden Finanzierungsmöglichkeiten und Gebrauchsdauer auf die Kostenrechnung Einfluss nehmen.

Durch die reduzierte Verlustleistung werden nicht nur die Lebenszyklus-Energiekosten reduziert, sondern auch CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung im Kraftwerk und im weiteren Verlauf der Stromübertragung und -verteilung vermieden. Für Unternehmen, die einen jährlichen Umweltreport durchführen wollen oder müssen, kann dies hilfreich sein.



Siemens AG
Infrastructure & Cities Sector
Low and Medium Voltage Division
Postfach 32 20
91050 Erlangen
Deutschland

Die Informationen in dieser Broschüre enthalten lediglich allgemeine Beschreibungen bzw. Leistungsmerkmale, welche im konkreten Anwendungsfall nicht immer in der beschriebenen Form zutreffen bzw. welche sich durch Weiterentwicklung der Produkte ändern können. Die gewünschten Leistungsmerkmale sind nur dann verbindlich, wenn sie bei Vertragsschluss ausdrücklich vereinbart werden. Alle Erzeugnisbezeichnungen können Marken oder Erzeugnisnamen der Siemens AG oder anderer, zuliefernder Unternehmen sein, deren Benutzung durch Dritte für deren Zwecke die Rechte der Inhaber verletzen kann.

Änderungen vorbehalten • 0912
© Siemens AG 2012 • Deutschland