

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 83 (1992)

Heft: 18

Artikel: Taux d'inflation et dimensionnement des transformateurs

Autor: Kehlhofer, E.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-902870>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 13.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Taux d'inflation et dimensionnement des transformateurs

E. Kehlhofer

Les sociétés distributrices d'électricité sont très gourmandes en investissements. Parmi ceux-ci, dans les actifs des bilans, le poste «transformateur» prend une place non négligeable. Lors d'extension de réseau ou de rénovation, il importe de vouer un soin particulier au choix financier qui s'offre à l'acheteur. Le présent article a pour but de fournir un support théorique définissant mieux le bon compromis à retenir, tout en faisant ressortir l'influence du facteur «inflation».

Die Elektrizitätsverteilung ist sehr kapitalintensiv, wobei auch der Posten «Transformatoren» eine bedeutende Rolle einnimmt. Beim Netzausbau oder bei der Netzerneuerung ist es angezeigt, den angebotenen Produkten unter dem langfristigen finanziellen Aspekt besondere Beachtung zu schenken. Der Beitrag soll eine theoretische Basis liefern, um den gesuchten Kompromiss zu finden, indem speziell der Einfluss der Inflation berücksichtigt wird.

L'achat d'un transformateur ou tout autre investissement engendre des coûts que l'on peut classer en deux catégories:

- coûts d'achat
- coûts d'exploitation

Ces derniers se subdivisent en coûts d'entretien, en coûts dus aux pertes fer et en coûts engendrés par les pertes cuivre. Dans la suite de notre réflexion, nous ne tiendrons point compte des coûts d'entretien étant donné qu'ils sont relativement faibles par rapport à ceux provoqués par les pertes.

On peut rappeler que les pertes fer se produisent à l'intérieur du noyau ferromagnétique, d'où leur nom. Elles se caractérisent par le fait qu'elles sont constantes quel que soit le régime.

Les pertes cuivre sont, elles, dues à l'effet Joule causé par le courant circulant dans les bobines, augmentées des pertes additionnelles. Elles varient avec le carré du courant ou, puisque la tension est considérée comme constante, le carré de la puissance transmise.

Une diminution des pertes fer ou des pertes cuivre passe par l'augmentation des quantités de ces matériaux, d'où un accroissement du coût du transformateur.

Recherche du bon compromis

Deux extrêmes s'offrent ainsi à l'acheteur. Soit il acquiert un équipement à un bas prix d'achat mais avec des pertes élevées ou il désire de basses pertes, mais impliquant un coût d'achat élevé. Pour dimensionner correctement le transformateur, il s'agit de trouver le meilleur compromis possible entre de faibles pertes électriques et un prix de fabrication judicieux. Pour atteindre ce but, contrairement à la majorité des pays européens qui utilisent des tableaux de pertes, la Suisse a adopté le

principe dit de capitalisation des pertes, formulé ainsi:

$$P_c = P_o + (c_{Fe} \Delta P_{Fe} + c_{Cu} \Delta P_{Cu})$$

avec

P_c prix capitalisé (sFr.)

P_o prix d'offre (sFr.)

ΔP_{Fe} écart de pertes fer (kW)

ΔP_{Cu} écart de pertes cuivre (kW)

c_{Fe} capitalisation pertes fer (sFr./kW)

c_{Cu} capitalisation pertes cuivre (sFr./kW)

Pour l'acheteur, la difficulté réside dans le fait qu'il doit définir des capitalisations de pertes qui correspondent au total des coûts qu'elles engendrent durant toute la vie du transformateur pris en considération. En d'autres termes, l'optimum financier sera atteint lorsque la capitalisation des coûts d'achat et des coûts d'exploitation sera minimale.

La figure 1 donne une représentation graphique de ces coûts. La courbe coût d'achat et coût d'achat capitalisé à l'échéance (fin de durée de vie du transformateur) se caractérise par une diminution de ces dépenses lorsque les pertes augmentent. Par contre, les coûts d'exploitation annuels, les coûts d'exploitation capitalisés à l'échéance augmentent avec ces mêmes pertes.

On remarque enfin la courbe des coûts totaux capitalisés à l'échéance et son minima qui représente l'optimum que nous recherchons. Pour des pertes inférieures ou supérieures à la valeur de ce minima, on a un accroissement des coûts totaux.

La position de ce point s'obtient par dérivation de cette courbe, autrement dit en déterminant leurs coûts marginaux, qui sont représentés sur la figure 2. (Le coût marginal étant le coût à payer pour une unité supplémentaire, dans notre cas 1 kW. L'unité est sFr./kW).

Comme le montre cette figure 2, l'optimum des pertes sera atteint au point de passage par zéro de la courbe coût total capitalisé marginal, qui est la somme du coût d'achat capitalisé margi-

Adresse de l'auteur

Eric Kehlhofer, Ing. EPFL, Lic. HEC,
Chef du service CTP,
Compagnie vaudoise d'électricité (CVE),
Rue de Lausanne 53, 1110 Morges.

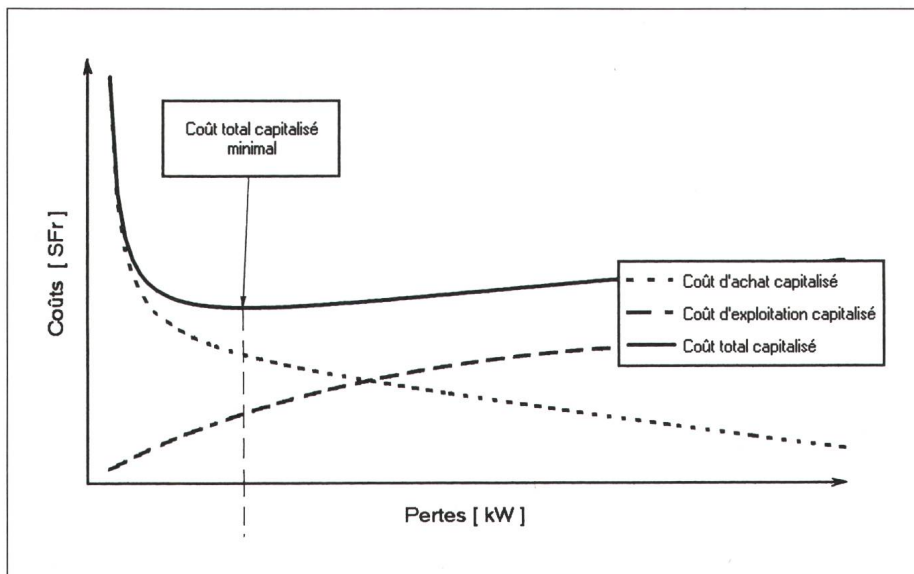


Figure 1 Coûts capitalisés d'un transformateur

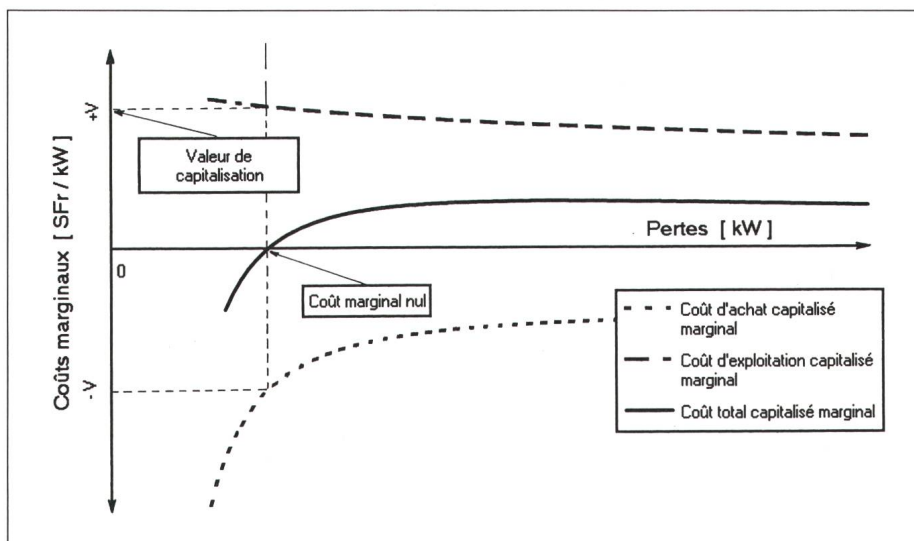


Figure 2 Coûts marginaux d'un transformateur

nal et du coût d'exploitation capitalisé marginal.

Si l'acheteur connaît les courbes coût d'exploitation, il n'en est pas de même des courbes coût d'achat. En effet, le fournisseur sera certainement peu enclin à fournir des informations aussi détaillées à l'acheteur potentiel. Celui-ci devra donc résoudre son problème en ne connaissant qu'une seule des deux courbes: la capitalisation des coûts d'exploitation ou capitalisation des pertes.

Calcul des capitalisations des pertes

Dans ce chapitre, nous étudierons deux cas de figure:

- exploitation d'un transformateur en service permanent

- exploitation de deux transformateurs en parallèle.

Un seul transformateur est en service, le second ou réserve chaude n'est enclenché que si la marche à deux transformateurs est plus économique. Les pertes de transformation seront:

avec un transformateur sous tension:

$$P_1 = P_{Fe} + \left(\frac{P}{P_N}\right)^2 \cdot P_{Cu} \quad (1.1)$$

avec deux transformateurs sous tension:

$$P_2 = 2P_{Fe} + \left(\frac{P/2}{P_N}\right)^2 \cdot P_{Cu} \quad (1.2)$$

avec
 P_{Fe} pertes fer (kW)
 P_{Cu} pertes cuivre à P_N (kW)
 P charge du poste (MVA)
 P_N puissance nominale (MVA)

Le deuxième transformateur est donc mis en service lorsque $P_1 = P_2$ ou:

$$P \geq P_N \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot P_{Fe}}{P_{Cu}}} \quad (2)$$

Exploitation en service permanent

Ce cas est relativement favorable puisque les coûts d'exploitation varient de manière linéaire avec les pertes. En effet, un transformateur avec des pertes doubles engendre également des coûts d'exploitation doubles. Les coûts d'exploitation marginaux seront donc constants et égaux à la pente de la droite (figure 3).

Dans son appel d'offre, l'acheteur indiquera ses valeurs de capitalisation de pertes, que le fournisseur utilisera pour définir l'optimum de pertes conformément à la figure 3. On remarque que dans ce cas de figure, les valeurs de capitalisation des pertes fer et des pertes cuivre sont indépendantes.

Exploitation avec deux transformateurs en parallèle

Ce cas de figure a l'inconvénient de correspondre à une courbe des coûts d'exploitation non linéaire. En effet, un doublement des pertes fer, par exemple, n'engendre pas obligatoirement un doublement des coûts d'exploitation dus aux pertes fer. Comme le montre la formule (2), le deuxième transformateur ne sera enclenché que pour une charge plus élevée et le coût d'exploitation marginal est modifié à la baisse.

Par contre, si nous admettons un dimensionnement qui tienne compte d'un rapport pertes cuivre sur pertes fer constant, nous retrouvons la linéarité que nous avons évoquée dans le chapitre précédent. Les valeurs de capitalisation des pertes fer et des pertes cuivre sont alors dépendantes l'une de l'autre.

Cette approximation est à notre avis admissible et pratiquée couramment. La norme CEI 354 donne un rapport P_{Fe}/P_{Cu} de six pour les unités transformatrices de puissance. L'ingénieur reprend ce rapport de six ou choisit une autre valeur conforme aux charges de son réseau. En fonction de ces paramètres, il en déduit les valeurs de capitalisation.

Formules

Pour nos calculs, nous prendrons comme hypothèse que l'énergie se facture par tranche horaire, tandis que la puissance par tranche mensuelle. Les

coûts marginaux pour les pertes fer et les pertes cuivre pour l'année m sont:

$$C_{Fe_m} = \sum_{t_1=1}^{12} f_{pFe}(t_1) \cdot T_p(t_1) + \sum_{t_1=1}^{8760} f_{EFe}(t_2) \cdot T_E(t_2) \quad (3)$$

$$C_{Cu_m} = \sum_{t_1=1}^{12} f_{pCu}(t_1) \cdot T_p(t_1) + \sum_{t_1=1}^{8760} f_{ECu}(t_2) \cdot T_E(t_2) \quad (4)$$

avec

f_{pFe} courbe classée des puissances

souscrites pour 1 kW de pertes fer

f_{pCu} courbe classée des puissances sous-

crites pour 1 kW de pertes cuivre

f_{EFe} courbe classée des énergies consom-

mées par 1 kW de pertes fer

f_{ECu} courbe classée des énergies consom-

mées par 1 kW de pertes cuivre

T_p tarif de puissance non indexé

T_E tarif de l'énergie non indexé

Les tarifs de l'énergie et de la puissance, comme tout produit et bien de consommation, sont soumis aux lois de l'inflation. Pour l'année m, les formules 3 et 4 deviennent:

$$C'_{Fe_m} = C_{Fe_m} \cdot (1 + i')^m \quad (5)$$

$$C'_{Cu_m} = C_{Cu_m} \cdot (1 + i')^m \quad (6)$$

avec

i' taux d'inflation moyen

En multipliant les formules 5 et 6 par $(1 + i)$, on obtient le coût d'exploitation de l'année m à l'échéance des n années.

$$V_{Fq_n} = C_{Fq_n} \cdot (1 + i')^m \cdot (1 + i)^{n-m} \quad (7)$$

$$V_{Cu_m} = C_{Cu_m} \cdot (1 + i')^m \cdot (1 + i)^{n-m} \quad (8)$$

La sommation des coûts de n années et la division par l'intérêt composé des n années donnent la valeur de capitalisation à la date d'achat.

$$V_{Fe} = \frac{\sum_{m=1}^n C_{Fe_m} \cdot (1 + i')^m \cdot (1 + i)^{n-m}}{(1 + i)^n} \quad (9)$$

$$V_{Cu} = \frac{\sum_{m=1}^n C_{Cu_m} \cdot (1 + i')^m \cdot (1 + i)^{n-m}}{(1 + i)^n} \quad (10)$$

En résumé, on peut dire que les valeurs de capitalisation des pertes tiennent notamment compte:

- du taux d'intérêt
- de la courbe de charge des transformateurs
- du mode d'exploitation service permanent ou réserve chaude
- de la charge maximale tolérée par le transformateur
- du taux d'accroissement de la charge
- des tarifs d'énergie et de puissance

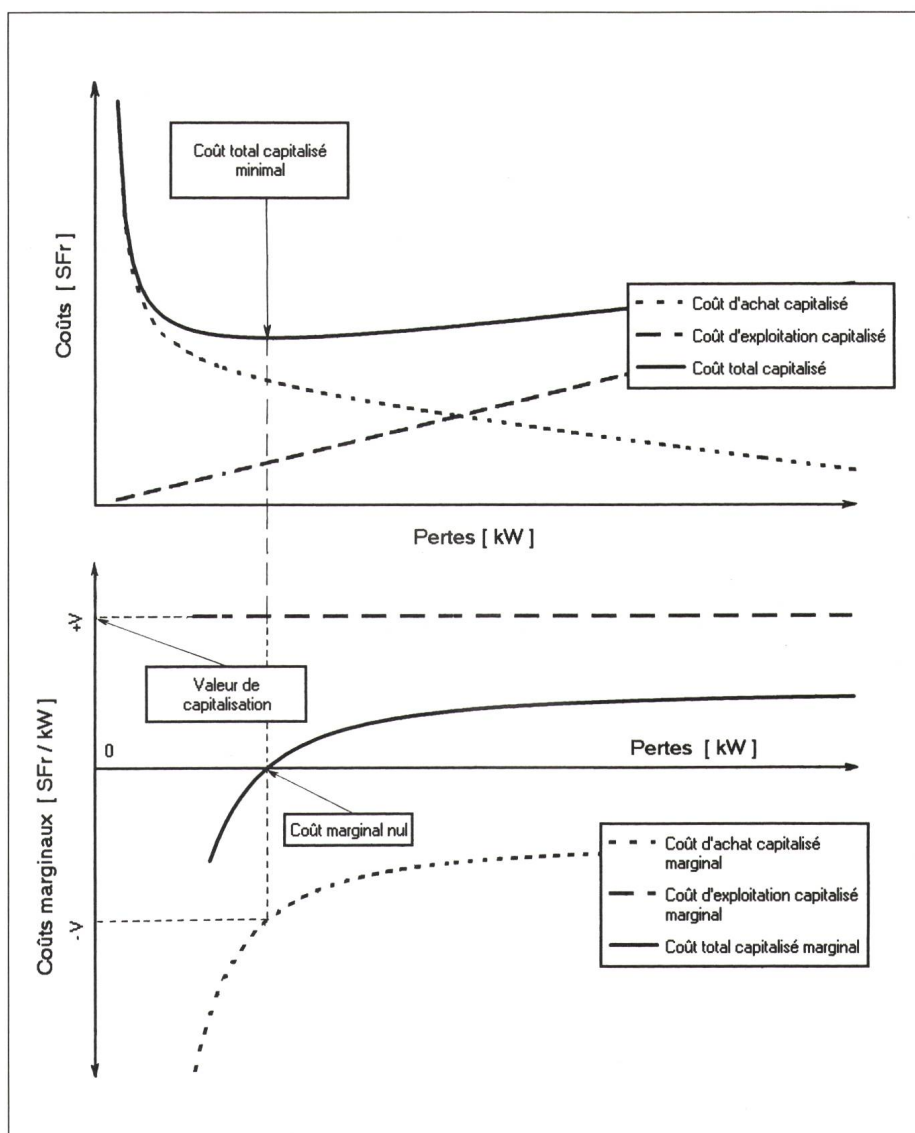


Figure 3 Coûts capitalisés et marginaux d'un transformateur en service permanent

Taux d'intérêt	4%	5%	6%	7%
Taux d'inflation				
0%	6980	6260	5640	5110
1%	7770	6940	6230	5620
2%	8680	7720	6900	6200
3%	9730	8620	7670	6860
4%	10950	9650	8560	7620
5%	12340	10840	9570	8490

Tableau I Marche économique – Capitalisation des P_{Fe} (sFr./kW)

Taux d'intérêt	4%	5%	6%	7%
Taux d'inflation				
0%	1550	1390	1250	1120
1%	1730	1540	1380	1240
2%	1940	1720	1540	1370
3%	2180	1930	1710	1530
4%	2460	2170	1910	1700
5%	2780	2440	2150	1900

Tableau II Marche économique – Capitalisation de P_{Cu} (sFr./kW)

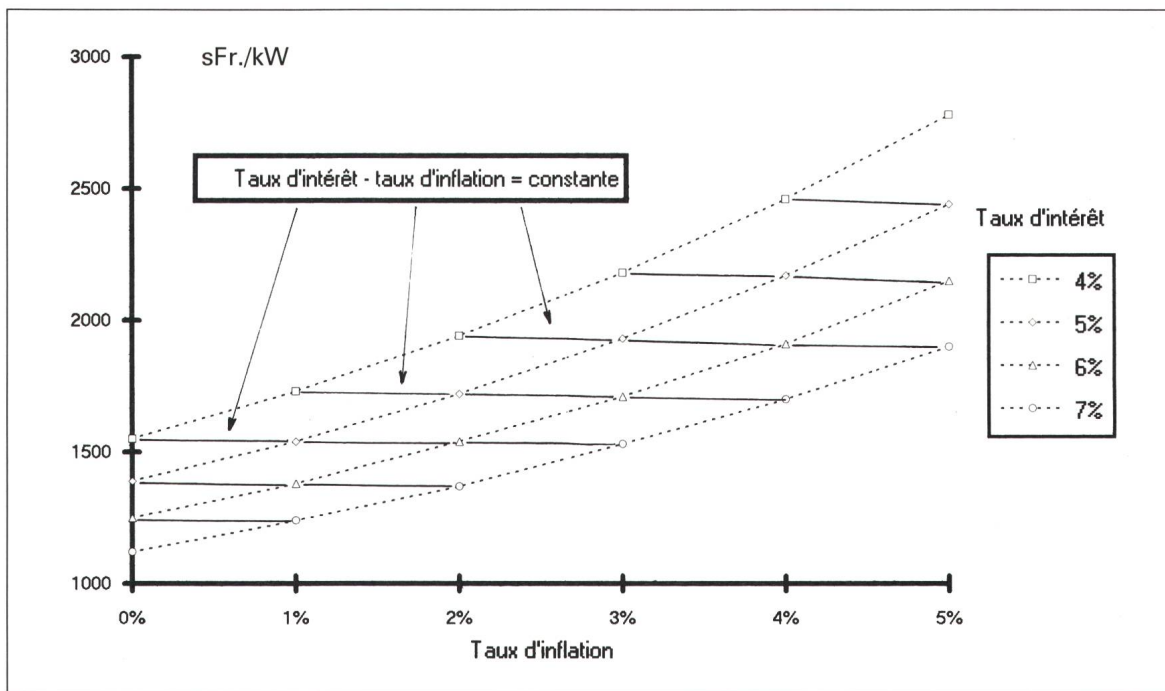


Figure 4
Capitalisation des
pertes P_{Cu} pour une
marche économique

- du rapport entre les pertes cuivre et les pertes fer
- et enfin du facteur d'inflation

Valeur de capitalisation

A titre d'exemple, nous avons choisi un poste 125/20 kV de la Compagnie vaudoise d'électricité comprenant deux transformateurs de 50 MVA et un critère d'indisponibilité de « $n - 1$ ».

Le recours au PC s'est avéré indispensable pour tenir compte de toutes ces hypothèses et pour permettre de considérer les effets des variations de

certaines de ces paramètres (intérêt, inflation, type d'exploitation).

La capitalisation des pertes fer et pertes cuivre est représentée ci-dessous en fonction du taux d'intérêt et du taux d'inflation pour:

- *Une marche économique:*
un seul transformateur est en service. Le second n'est enclenché que si la marche des transformateurs est plus économique (tabl. I et II).
- *Marche à perturbations réduites:*
les deux transformateurs sont toujours en service sur barres séparées

dans le but de réduire de moitié les perturbations MT (tabl. III et IV).

Pour exemple, la figure 4 démontre les résultats du tableau II sous forme de graphique.

Conclusions

En observant les différents tableaux, on peut constater que les valeurs de capitalisation avec la même différence «taux d'intérêt – taux d'inflation» sont très proches entre elles (figure 4). Ceci correspond à une réalité économique, dans le sens que l'on a toujours observé une interdépendance des taux d'intérêt et taux d'inflation. Cette méthode de calcul a donc l'avantage de nous libérer des contraintes de variation de ces taux.

De plus, ces mêmes tableaux présentent des différences de l'ordre de 30 à 70% entre les valeurs de capitalisation indexées et non indexées, différences qui soulignent l'importance du facteur «taux d'inflation».

De manière plus générale, on peut étendre ce raisonnement aux calculs de rentabilité de tous nos investissements et notamment ceux de nos centrales, qui, en son temps, étaient jugées non rentables mais qui le sont devenues aujourd'hui. L'omission de l'influence du taux d'inflation dans les calculs de retour d'investissement n'est certainement pas étrangère à cette amélioration de rendement.

De nos jours, le projet Swissmetro, le TGV français et d'autres encore sont calculés financièrement en tenant compte de l'inflation.

Taux d'intérêt	4%	5%	6%	7%
Taux d'inflation				
0%	10660	9620	8720	7950
1%	11800	10600	9570	8690
2%	13120	11730	10540	9520
3%	14640	13020	11650	10480
4%	16400	14520	12930	11570
5%	18440	16250	14400	12830

Tableau III Marche à perturbation réduite – Capitalisation des P_{Fe} (sFr./kW)

Taux d'intérêt	4%	5%	6%	7%
Taux d'inflation				
0%	1390	1240	1110	1000
1%	1550	1380	1230	1100
2%	1740	1540	1370	1230
3%	1960	1730	1530	1360
4%	2210	1940	1720	1520
5%	2510	2190	1930	1700

Tableau IV Marche à perturbation réduite – Capitalisation des P_{Cu} (sFr./kW)