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: 91 (2000)

Heft: 20

Artikel: Ein transparentes Modell zur Berechnung der Netzbenutzungsgebühren und Tarife

Autor: Höckel, Michael / Moser, Wilfried

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-855607

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: 24.08.2025

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

Ein transparentes Modell zur Berechnung der Netzbenutzungsgebühren und Tarife

In einem gemeinsamen Projekt des Energie Service Biel/Bienne und der Hochschule für Technik und Architektur Biel wurde an der HTA Biel ein Energieabrechnungs- und Tarifierungsmodell erarbeitet, mit dem sowohl die Elektrizitätstarife als auch die Kosten für die Benutzung des Versorgungsnetzes des ES Biel durch Dritte (Durchleitungskosten) berechnet werden können. Die Berechnungen werden in einem Tabellenkalkulations-File durchgeführt, welches aufgrund seiner übersichtlichen Struktur leicht zu bedienen ist und gegebenenfalls rasch modifiziert werden kann. Der Artikel beschreibt die verwendeten Modelle und stellt Ergebnisse dar, die sich auf fiktive Werte eines Modell-Stadtwerkes beziehen.

■ Michael Höckel und Wilfried Moser

Vorgehen und Ziele

Die HTA Biel verfolgt durch Industrieprojekte das Ziel, die Ingenieurausbildung möglichst praxisnah zu gestalten und eine gute Plattform für angewandte Forschung und Entwicklung für Industrie und Dozenten zu bieten. Das Projekt «Modernes Tarifmodell für den ES Biel» ist ein hervorragendes Beispiel für eine ideale Symbiose in diesem Bereich.

Die Arbeiten wurden im Zeitraum Frühjahr 1999 bis Frühjahr 2000 durchgeführt. Die Zeitspanne war weniger durch den Arbeitsumfang, sondern durch die Einsatzmöglichkeiten der Studenten in diesem Projekt gegeben, welche im Durchschnitt an der HTA Biel während einem Tag pro Woche in den Labors an Projekten arbeiten.

Bei der Erarbeitung eines Tarifsystems ist folgender Ablauf faktisch vorgegeben:

- Strukturierung der Selbstkosten des EW aus der Anlagenbuchhaltung
- Definition des Verteilmodells der Fixkosten
- Ermittlung der Durchleitungskosten je Spannungsebene
- Ermittlung der Durchleitungskosten je Kundengruppe
- Berechnung eines konsistenten Tarifsystems

Im Anschluss an die studentischen Arbeiten wurde das erstellte «Tool» in Form eines Excel-Sheets in enger Zusammenarbeit von Dozent und Fachstelle des ES Biel getestet, optimiert und weiterentwickelt. Durch diesen Know-How-Transfer ist sichergestellt, dass auch der Anwender mit den Modellen vertraut wird und die Ergebnisse interpretieren lernt.

Kernproblematik

Die Preise von Handelsgütern spiegeln im Allgemeinen die Kosten wieder. Im Einzelhandel wird der Preis einer Ware massgeblich vom Einkaufspreis bestimmt, der wiederum dem Stückpreis der Produktion entspricht. Der Detaillist

Adresse der Autoren
Michael Höckel
Professor für Energieversorgung
Berner Fachhochschule HTA Biel
Postfach 1180
2501 Biel

Wilfried Moser
Responsable Ingénierie Electricité
Energie Service
2500 Biel/Bienne 4

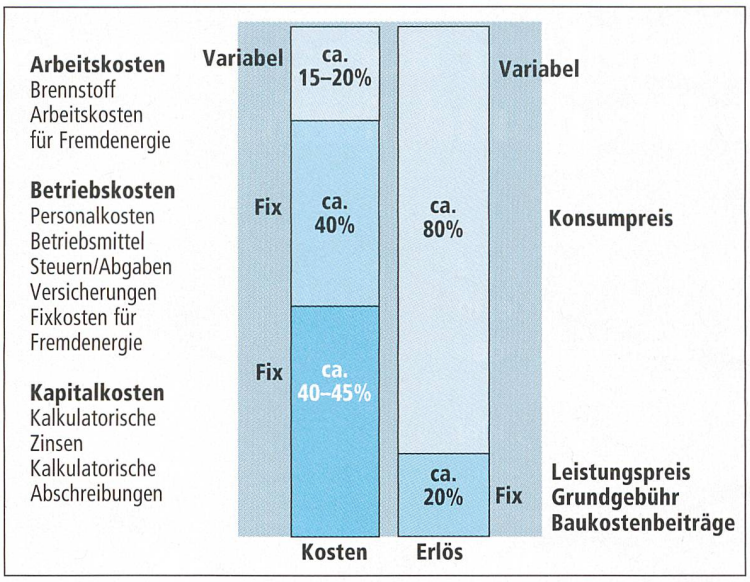

Bild 1 Das Kernproblem stellt die Umrechnung der Fixkosten in mengenabhängige Konsumpreise dar.

schlägt seine Infrastruktur- und Personalkosten, welche kurzfristig mengenunabhängig sind, auf die Ware auf. Sind diese Fixkosten verglichen mit dem Gesamtumsatz klein, kommt dem verwendeten Verteilschlüssel eine grosse Bedeutung zu.

In der Elektrizitätsversorgung sind allerdings die Energieeinkaufskosten für Stadtwerke, entsprechend der Stromerzeugungskosten in Grosskraftwerken, verglichen mit den Selbstkosten (Netz) relativ niedrig. Dies lässt schon die enorme Preisdifferenz zwischen dem europäischen Spotmarkt (2–5 Rp./kWh) und dem Tarifniveau im Feinverteilnetz 20 bis 30 Rp./kWh erahnen. Zudem können die Selbstkosten des EVU als Fixkosten angesehen werden, da sie von der transportierten Strommenge kurzfristig unabhängig sind. Würde sich der Stromkonsum im Versorgungsgebiet rasch verringern, würden die Netzkosten in den nächsten Jahren davon nicht tangiert werden.

Damit ist dem Schlüssel für die Verteilung der Selbstkosten höchste Beachtung zu schenken. Die Aufgabe ist nun, den grössten gemeinsamen Nenner der zum Teil gegensätzlichen Anforderungen an das Modell, nämlich Verursachergerechtigkeit, Handhabbarkeit, Datenaufwand und Transparenz zu finden. Da diese Optimierungsfrage subjektiver Natur ist, findet man heute in der Praxis sehr unterschiedliche Verteilschlüssel.

Zusammenstellung der Inputdaten

Das Modell-Stadtwerk macht mit rund 30 000 Kunden einen Jahresumsatz von rund 200 GWh (Bild 2), wobei der Hauptteil der Energie im Niederspannungsnetz abgegeben wird. Im Folgenden wird zwischen drei Kundengruppen und vier verschiedenen Netzanschlussniveaus unterschieden, für welche jeweils eigene Transitkosten und Tarife berechnet werden.

Tarifkalkulationen basieren auf den Jahreskosten des Unternehmens. Folglich hängt die Güte der Berechnungen stark davon ab, welche Grundlagen die Betriebsbuchhaltung zur Verfügung stellt. Dabei steckt der Teufel nicht im Detail. Die wesentliche Leistung bei der Erarbeitung dieser Daten ist die sinnvolle Aggregation des oft sehr umfangreichen Zahlenmaterials. Hierbei wurde zwischen Strombeschaffungskosten, Netzselbstkosten und Kosten für die Energieabrechnung unterschieden. Wenn man bereits bei der Zusammenstellung der Daten deren Relevanz auf das Gesamtergebnis abschätzt, lässt sich viel Arbeit sparen. Für das Modell-Stadtwerk wurde aus typischen Kennzahlen ein finanzieller Gesamtaufwand von knapp 40 Mio. sFr./a abgeleitet (Bild 3), auf welchen die nachfolgenden Rechnungen basieren.

Strombeschaffungskosten ab 50 kV	25,0 Mio. Fr.
Netzselbstkosten	11,4 Mio. Fr.
Energieabrechnungskosten	2,5 Mio. Fr.

Bild 3 Finanzielle Grundlagendaten.

Berechnungsschritte

Ausgehend von den Rohdaten der Kostenrechnung sind für die Ermittlung der Durchleitungskosten vier, für die Berechnung der Tarife fünf Berechnungsschritte notwendig (Bild 4). Zunächst werden die Energiebeschaffungskosten in Fix- und variable Kosten aufgetrennt. Hierzu wurde ein Bedarfsdeckungsmodell mit thermischen Referenzkraftwerken verwendet, auf dessen Beschreibung an dieser Stelle verzichtet wird.

Die Netzkosten von insgesamt 11,4 Mio. sFr. werden auf die verschiedenen Netzniveaus umgelegt und durch die Höchstlast in dem jeweiligen Netzteil dividiert, wodurch sich recht unterschiedliche Netzselbstkosten zwischen 20 und 200 sFr./kW ergeben. Die gesamten Fixkosten der Stromlieferung, die Beschaffungsfixkosten und die Netzselbstkosten werden zusammen in Fixkosten pro Abgabeniveau umgerechnet und anschliessend auf die Kundengruppen mit Hilfe eines so genannten Lastverlaufsverfahrens verteilt. Die resultierenden Fixkosten je Kundengruppe werden anschliessend in Arbeitspreise und für grössere Kunden mit Leistungsmessung zum Teil in Leistungspreise umgerechnet. Die kundenabhängigen Kosten führen direkt zum jeweiligen Grundpreis je Kundengruppe.

	Haushaltskunde			Industriekunde			Gewerbe/Dienstleistung		
	Anzahl	(MWh/a)	(GWh/a)	Anzahl	(MWh/a)	(GWh/a)	Anzahl	(MWh/a)	(GWh/a)
Unterwerk	0	0	0	5	2500	13	0	0	–
Netz 16 kV	0	0	0	5	2000	10	0	0	–
Trafostation 16/0,4	100	10	1	10	1000	10	10	1000	10
Netz 0,4 kV	30 000	2,5	75	50	1000	50	150	250	38
Summe	**30 100**		**76**	**70**		**83**	**160**		**48**

Bild 2 Kunden des Modell-Stadtwerkes.

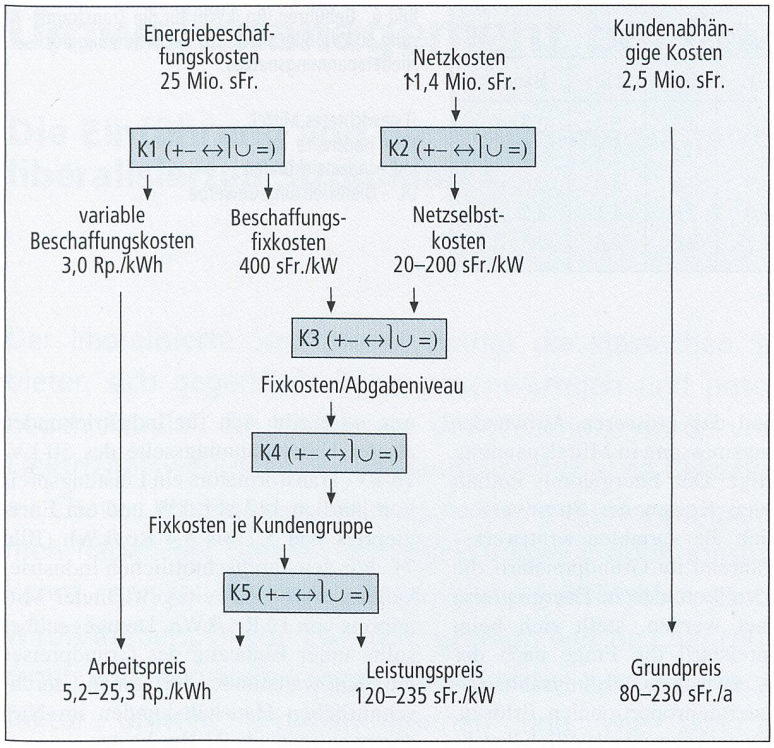

Bild 4 Abfolge der Berechnungen.

Verteilung der Fixkosten

Für die Verteilung der Fixkosten auf die einzelnen Kunden existieren mehrere Verfahren. Im Wesentlichen gilt das Prinzip: Je komplizierter die Anwendung, umso gerechter ist das Verfahren.

Eine triviale Lösung bietet die Verteilung der Fixkosten nach der Energiemenge. Diese Grösse wird bei jedem Kunden erfasst, allerdings wird ein Kunde, der Bandenergie bezieht, genau gleich verrechnet wie ein Kunde, dessen Verbrauch sich auf wenige Stunden am Tag konzentriert, obwohl dessen Versorgung tendenziell höhere Leistungskosten verursacht.

Diesem Umstand trägt das Höchstlastverfahren Rechnung, da die Leistungskosten nach der individuellen Höchstlast der einzelnen Kunden verteilt wird. Bei diesem Verfahren muss die Maximalleistung der einzelnen Kunden bekannt sein, wodurch der Datenbeschaffungsaufwand etwas höher ist. Allerdings bestimmen nicht die individuellen Höchstlasten der Kunden die Kosten des EVU, sondern die Spitzenlast im Netz. Es ist folglich mehr verursachergerecht, wenn man die Kosten nach dem Leistungsanteil der jeweiligen Kunden an dieser Lastspitze im Netz des EVU verteilt (Spitzenlastverfahren). Die gleichzeitige Aufnahme dieser Leistungswerte bei allen Kunden ist jedoch schwierig. Zudem ist die Kostenwirksamkeit einer einzigen Stunde im Jahr aufgrund der Lenkungswirkung als problematisch anzusehen. Basiert man nicht auf einer Stunde, sondern auf mehreren Stunden, berücksichtigt man also den Lastverlauf, so geht man zum so genannten Lastverlaufsverfahren über.

Prinzip des Lastverlaufsverfahrens

Das Verfahren soll an einem einfachen Beispiel mit nur zwei Zeitperioden (Stunden) und zwei Kunden erläutert werden. In Stunde 1 belastet nur der Kunde A das Netz mit 0,5 kW. Die Netzspitzenlast von 1 kW wird in Stunde 2 erreicht, wobei Kunde A und Kunde B diese Leistung aufnimmt. Die Netzkosten liegen vereinfacht bei 1 sFr./kW. Da beide Kunden die gleiche Energiemenge von 0,75 kWh aufnehmen, würden sie nach dem Energiemengenverfahren beide 0,5 sFr. bezahlen. Nach dem Höchstlastverfahren müsste Kunde A einen Anteil von 0,5/1,25 und Kunde B einen Anteil von 0,75/1,25 der Kosten tragen. Basiert man auf dem Spitzenlastverfahren würde dem Kunden A 0,25 sFr. und dem Kunden B 0,75 sFr. in Rechnung gestellt.

Beim Lastverlaufsverfahren werden die Kosten zuerst auf so genannte Leistungsbereiche verteilt. In unserem Fall bietet es sich an, zwei Leistungsbereiche zu generieren (LB1: 0–0,5 kW; LB 2: 0,5–1 kW). Die Leistungskosten von 1 sFr./kW werden nun linear verteilt. Dies bedeutet, dass den beiden Leistungsbereichen je 0,5 sFr. zugeordnet werden. Da nur Periode 2 im LB2 vorkommt, werden die gesamten Kosten dieses Leistungsbereiches der Periode 2 angelastet, während die Kosten des LB1 auf beide Zeitperioden paritätisch aufgeteilt werden. Folglich müssen die Kunden in Periode 1 sFr. 0,25 bezahlen, während die Kunden in Periode 2 sFr. 0,75 einbringen müssen. Die Kosten verteilen sich daher auf die beiden Kunden gemäss Bild 5.

Dieses Verfahren basiert auf dem Lastgang der verschiedenen Kundengruppen. Während bei Grosskunden der Aufwand zur Messung des individuellen Lastganges in einem angemessenen Verhältnis zum Umsatz stehen kann, sollte bei Kleinkunden auf die Literatur zurückgegriffen werden. Für unser Modell-Stadtwerk wurde der Standard-Lastgang pro Kundengruppe einer Veröffentlichung von Jürg Mutzner[1] entnommen.

[1] Jürg Mutzner: Tarife, Preise und Kosten der elektrischen Energie. VSE-Sonderdruck Nr. 2.99d (1997).

Kunde A: 0,25 sFr. + 0,75 sFr.?(0,25 kW/1 kW) = 0,44 sFr. bzw. (0,44/0,75 kWh) = 58 Rp./kWh
Kunde B: 0,75 sFr.?(0,75 kW/1 kW) = 0,56 sFr. bzw. (0,56/0,75 kWh) = 75 Rp./kWh

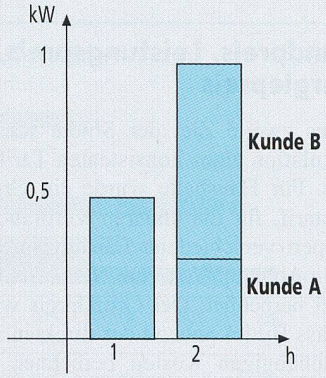

Bild 5 Prinzip des Lastverlaufsverfahrens am Beispiel von zwei Zeitperioden und zwei Kunden.

Transformierung 50 kV/16 kV					Netzbenutzung 0,4 kV				
	HH	Ind	DL	Band		HH	Ind	DL	Band
ϕ[1]	0,43	0,43	0,52	0,28	ϕ[1]	4,4	4,3	5,2	2,7
Wi-HT	0,64	0,64	0,70	0,38	Wi-HT	6,6	6,6	7,2	3,7
Wi-NT	0,29	0,28	0,29	0,27	Wi-NT	2,9	2,8	3,0	2,6
So-HT	0,39	0,39	0,42	0,35	So-HT	3,9	3,9	4,1	3,2
So-NT	0,26	0,26	0,26	0,26	So-NT	2,7	2,6	2,6	2,5

Bild 6 Gebühren (Rp./kWh) für die Transformierung 50 kV/16 kV sowie für die Benutzung des Niederspannungsnetzes.

[1]) gewichtetes Mittel
HH – Haushalte
Ind – Industriekunden
DL – Dienstleistung/Gewerbe

Netzbenutzungsgebühren

Die Netzbenutzungsgebühren lassen sich nun für jede Netzebene separat errechnen, indem man die Netzselbstkosten auf die durch diese Netzebene transitierte Energie mit Hilfe des Lastverlaufsverfahrens verteilt. In Bild 6 wurden die Resultate in Rp./kWh exemplarisch für zwei Netzebenen zusammengestellt. Es wurden dabei die beiden Tarifzeiten, Hoch- und Niedertarif im Winter- und Sommerhalbjahr unterschieden. Den Gebühren für den Stromtransit der bereits erwähnten Verbrauchergruppen wurden als Vergleichsgrössen die Gebühren für die Übertragung von Bandenergie gegenübergestellt.

Die teuerste Periode ist naturgemäss der Winter-Hochtarif. Für das Niederspannungsnetz werden Gebühren von bis zu 7 Rp./kWh errechnet. Aufgrund der ungünstigen Bezugscharakteristik mit hohem Bezug während der Spitzenlaststunden ist der Hochtarifpreis für die Kundengruppe Dienstleistung/Gewerbe am höchsten. Die Gebühr ist ungefähr doppelt so hoch wie diejenige für den Transit von Bandenergie. Die Transformierung ist wesentlich günstiger als die Nutzung eines Netzteiles. Der mit der Energiemenge gewichtete Durchschnittspreis ist für Bandenergie am tiefsten. Würde ausschliesslich Bandenergie transitiert, ergäben sich für alle Zeitperioden gleich hohe Gebühren.

Grundpreis, Leistungspreis, Energiepreis

Das zweite Ziel der Studie war die Kalkulation eines konsistenten Tarifsystems. Für Haushalte wurde ein Grundpreistarif, für die anderen Verbrauchergruppen verschiedene Leistungspreistarife in Abhängigkeit vom Netzanschlusspunkt berechnet. Der Grundpreis wurde gemäss Bild 4 anhand der direkten kundenabhängigen Kosten berechnet. Der höhere Grundpreis für Industriekunden ist aufgrund des grösseren Aufwandes bei Leistungsmessung in Mittelspannung gerechtfertigt. Der Energiepreis enthält die variablen Kosten der Stromversorgung, sprich die variablen Kraftwerkskosten. Während im Grundpreistarif die Fixkosten vollkommen in Energiepreise umgerechnet werden, stellt sich beim Leistungspreistarif die Frage nach der Aufteilung zwischen leistungsabhängigen und energieproportionalen Erlösen. Es wäre rein energiewirtschaftlich durchaus gerechtfertigt, die Fixkosten zu 100% in einen entsprechenden Leistungspreis umzurechnen. Hierdurch würde allerdings eine starke Lenkungswirkung erzeugt, welche den bestehenden Ressourcen zu wenig Rechnung trägt. Darüber hinaus würde ein tiefer Energiepreis dem Ziel des rationellen Umgangs mit elektrischer Energie widersprechen. Legt man 40% der Fixkosten auf den Energiepreis um, so ergibt sich für Industriekunden ab der Unterspannungsseite des 50-kV/16-kV-Transformators ein Leistungspreis von jährlich 142 sFr./kW und ein Energiepreis von 5,2 bis 8,4 Rp./kWh (Bild 7). Für den durchschnittlichen Industriekunden ergibt sich ein gewichteter Mittelpreis von 12 Rp./kWh. Demgegenüber sollte unter Einbezug des Grundpreises die Kilowattstunde für einen durchschnittlichen Haushaltskunden im Niederspannungsnetz 21 Rp. kosten.

		HH	Ind
Grundpreis	(sFr./a)	80	230
Leistungspreis	(sFr./kW/a)		142
Wi/HT	(Rp./kWh)	25,2	8,4
Wi/NT	(Rp./kWh)	12,9	5,4
So/HT	(Rp./kWh)	16,5	6,3
So/NT	(Rp./kWh)	12,2	5,2

Bild 7 Grund- und Leistungspreistarif für Haushaltskunden im Niederspannungsnetz und Industriekunden ab Unterspannungs-Sammelschiene der Transformierung 50 kV/16 kV.

Erkenntnisse

Für die Berechnung der Netzbenutzungsgebühren sowie der Stromtarife werden auf den ersten Blick eine Vielzahl von Grundlagen mit einem umfangreichen Zahlenmaterial benötigt. Führt man sich allerdings vor Augen, welche Zahlen das Ergebnis entscheidend beeinflussen, so kristallisieren sich doch nur wenige wirklich relevante Einflussfaktoren auf die Resultate heraus. Zu diesen gehört die Wahl des Berechnungsmodells ebenso wie die Zusammenfassung von Kunden zu Tarifgruppen, die Definition der Tarifzeiten oder die Tarifoptionen und letztlich die Festlegung, wie viele Fixkosten durch variable Erlöse gedeckt werden sollen. Es ist wichtig, diese «unternehmerischen» Entscheide herauszuarbeiten und der entsprechenden Führungsebene vorzulegen.

Modèle de tarification

En collaboration avec l'Energie Service Biel/Bienne, l'Ecole d'ingénieurs de Bienne (Haute Ecole Spécialisée Bernoise) a développé un modèle de tarification lié aux coûts réels engendrés par les clients raccordés au réseau d'électricité. L'ensemble des calculs sont réalisés au moyen d'une tabelle de calculation dont la conception et la structure permet de réaliser les adaptations et mises à jour de manière relativement simple et rapide.

Le présent article décrit la conception de ce modèle et présente les résultats à partir d'une situation fictive.