

Modellbasierte Quantifizierung von finanziellen Anreizen für Haus- haltkunden durch zeitvariable Netznutzungsentgelte (Masterarbeit)

Autor: Robert Halver
Erstprüfer: Univ.-Prof. Dr.-Ing Aaron Praktiknjo
Betreuung: Lars Nolting, M. Sc; Dipl.-Kfm. Edgar Garske

Kurzfassung

Die veränderten Anforderungen an die Netzstruktur im Rahmen der Energiewende setzen die aktuelle Netzentgeltsystematik zunehmend unter Druck und belasten letzten Endes die Endverbraucher im Niederspannungsnetz. In diesem Kontext werden in der vorliegenden Masterarbeit anhand eines integralen Ansatzes die finanziellen Anreize beziehungsweise Einsparpotenziale durch verbraucherseitige Lastverlagerung bei einer zeitvariablen Netzentgeltstruktur evaluiert. Weitere Ziele sind die Erörterung der Möglichkeiten, die Haushalte effektiv für Lastverlagerung besitzen und ab welchem Zeitpunkt Lastverlagerung als Demand-Side-Management-Maßnahme nicht mehr ausreicht, um konventionellen Netzausbau vermeiden zu können. Zu diesem Zweck wird das gesamte Einsparpotenzial in € pro MWh für einen definierten Einfamilienhaushalt mittels eines dualen Modellansatzes quantifiziert.

Basierend auf den BDEW-Standardlastprofilen wird ein individuelles, zeitvariables Tarifschema entworfen, aus dem sich in Abhängigkeit von der Kundenreaktion das direkte Einsparpotenzial eines Haushaltes ergibt. Das systemische Einsparpotenzial wird einerseits aus der Höhe der Kosten für konventionellen Netzausbau innerhalb eines definierten Modellgebietes eruiert, die sich bei der Vermeidung auf die Netzentgelte der Haushaltskunden auswirken. Andererseits spiegelt sich aus der verringerten Lastnachfrage in den vorgelagerten Netzebenen ein einmaliger finanzieller Anreiz in den Netzentgelten wider.

Das auf diese Weise generierte Einsparpotenzial beläuft sich im ersten Jahr auf 30,40 €/MWh und ab dem zweiten Jahr für die Dauer der Nutzung auf 17,94 €/MWh. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die kundenseitige Lastverlagerung mit 1,44 €/MWh nur einen geringen Anteil an dem Einsparpotenzial hat, wohingegen insbesondere die vermiedenen Investitionskosten mit 16,50 €/MWh den größten Anteil am gesamten Einsparpotenzial besitzen. Durch die Verringerung der Lastnachfrage in den vorgelagerten Netzebenen kommt eine einmalige Umlage von 12,10 €/MWh auf die Netzentgelte hinzu. Für einen charakteristischen 4-Personen-Einfamilienhaushalt ohne Warmwasseraufbereitung und Elektrospeicherheizung bedeutet das eine jährliche finanzielle Erleichterung von 120,16 € im ersten Jahr und von 71,76 € ab dem zweiten Jahr.

Des Weiteren wird gezeigt, dass ausgehend von der Netzsituation flexible Netzentgelte als Demand-Side-Management Netzausbaumaßnahmen aufgrund von steigender Elektromobilität im privaten Sektor schätzungsweise bis zum Jahr 2030 ohne intelligentes Lademanagement hinauszögern können.

Abstract

The changed requirements on the grid structure in the context of the energy transition increase the pressure on the current grid fee system and ultimately burden the end users in the low-voltage grid. In this context, the present master thesis uses an integral approach in order to evaluate the financial incentives respectively saving potentials of consumer-side load shifting in a time-variable grid fee structure. Furthermore, the effective possibilities of the households for load shifting and from which point load shifting as demand-side-management measure is no longer sufficient to avoid conventional grid expansion are assessed.

For this purpose, the total saving potential in € per MWh for a defined one-family household is quantified using a dual model approach. Based on the BDEW standard load profiles, an individual, time-variable tariff scheme is designed, from which the direct saving potential of a household results depending on the customer reaction. The systemic saving potential is determined, on the one hand, by the amount of costs for grid expansion measures within a defined model area: With the avoidance of this, the investments not made are deducted from the grid fee development of the households. On the other hand, reduced demand for load in the upstream grid levels reflects a one-time financial incentive in the network fees.

The generated saving potential amounts to 30,40 €/MWh in the first year and to 17,94 €/MWh from the second year onwards for the utilization period. The results show that customer-side load shifting at 1,44 €/MWh has only a small share of the saving potential, whereas in particular the avoided investment costs have the largest share of the total potential at 16,50 €/MWh. The reduction of load demand in the upstream grid levels leads to a one-off allocation of 12,10 €/MWh on the grid fees. For a characteristic 4-person single family household, without domestic hot water and electric storage heating, the annual financial relief adds up to 120,16 € in the first year and to 71,76 € from the second year onwards.

In addition, it is shown that flexible network charges as demand-side-management based on the network situation can delay network expansion measures due to increasing electromobility in the private sector until approximately 2030 without intelligent charging management.