An aerial photograph of a city, likely Zurich, showing a river with a dam in the center. The city buildings are dense, and there are green spaces. A blue semi-transparent box is overlaid on the left side of the image, containing text.

Die zukünftige Rolle des Alpenstroms für die Schweizer Netzsicherheit und den Erfolg der Energiewende

Dr. Alexander Fuchs

Tagung zur Nachhaltigkeit von Alpenstrom

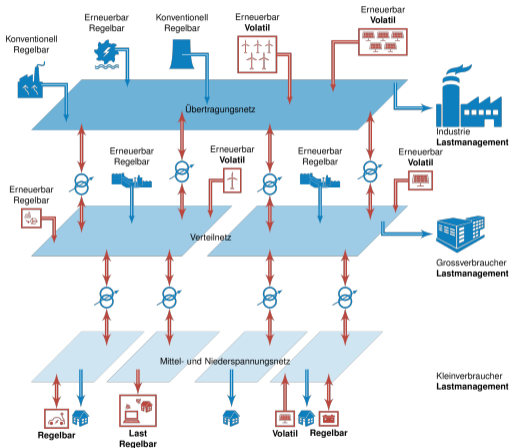
6. September 2021

Forschungsstelle Energienetze



- **Non-Profit** Institution, angegliedert an die ETHZ
- Gründung 2011 **unterstützt durch den Schweizer Energiesektors**
- **Brücke** zwischen Forschung und Industrie:
 - Angewandte Forschung im Bereich von Strom- und Energienetzen
 - **Unabhängige** technische und wirtschaftliche Analyse, Simulation, Planung
 - **Unterstützung der Industrie** durch Beratung und Fokusstudien

Hintergrund und Herausforderungen



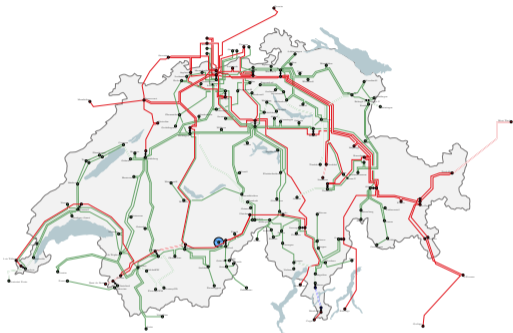
- Das Schweizer und Europäische Elektrizitätssystem ändert sich **schnell** und **grundlegend**.
- **Produktion:** Dezentralisierung, Integration erneuerbarer Erzeugung, Abschaltung konventioneller Erzeugung.
- **Nachfrage:** Zunehmende Elektrifizierung (Haushalte, Elektromobilität)
- **Netz:** Transitflüsse im Übertragungsnetz, Kapazitätsgrenzen, bi-direktionale volatile Lastflüsse im Verteilnetz, abnehmende Schwungmasse im Netz

Outline

1. Wasserkraft und Netzsicherheit

2. PV-Strom aus Verteilnetzen

Annahmen und Fragestellung



- Schweizer Übertragungsnetz:
AC-Lastflussmodell mit Spannungs- und Leitungsgrenzen
- Kapazitäten für Erzeugung und Pumpen, Speichervolumen

- Zeitreihen: Netto-Last, Export Italien, Strompreis, Wasser-Zufluss (zum Teil mit Prognoseunsicherheiten)
- Szenarien:
 - Nuklearproduktion (2650 MW oder 0 MW)
 - Laufwassererzeugung (500 MW bis 3000 MW)
 - Netzgrenzen (Nominell oder N-1 Sicherheit)
- Variablen: Produktion Wasserkraft, Import Nord

Sind Stromimporte aus dem Norden eine Alternative zur Schweizer Wasserkraft?

Methodik

1. **Bestimmung Mindeskapazität** ("Winterreserve")
 - Simulation Schweizer Netz mit variablen Last- und Exportwerten
 - Bestimmung der erforderlichen Mindestproduktion durch Wasserkraft
 - Ableitung von monatlichen Mindestfüllstände
2. **Iterative Simulation Speicherbewirtschaftung**
 - Zeitlich aggregierte **Jahres-Prognose** (Zuflüsse, Last, Strompreis)
 - **Planung** (Zielpreis, Produktion, Pumpen) und **Simulation** (1 Monat in Stunden-Schritten)
 - Wiederholung in Monats-Schritten
3. **Vergleichs-Szenarien**
 - Variation Laufwasser, Nuklear, Last, Netzgrenzen
 - Abschätzung der Kosten durch Prognose-Ungenauigkeit

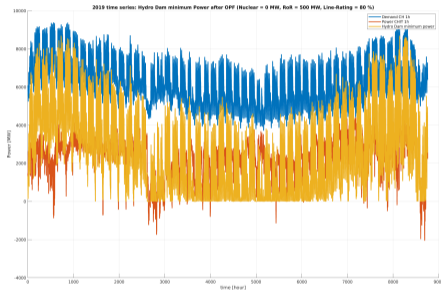
Mindestproduktion Wasserkraft

mit Nuklear, normal Laufwasser



Last, Export Italien, resultierende Mindestproduktion Wasserkraft

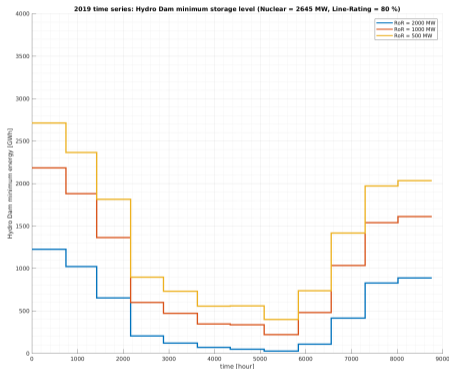
ohne Nuklear, wenig Laufwasser



- Netzgrenzen führen zu Import-Limiten und Mindestbedarf an lokaler Produktion
- **Zukünftig deutlicher Anstieg der Mindestproduktion durch Schweizer Wasserkraft möglich**

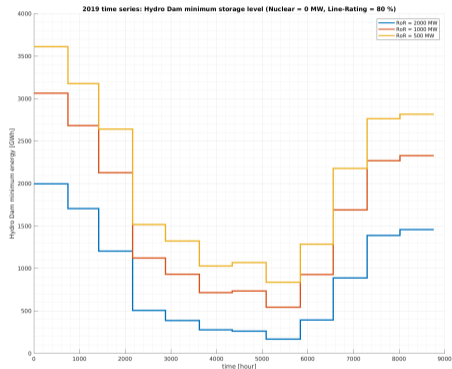
Mindestfüllstand Speicherseen

mit Nuklear



2000 MW , 1000 MW, 500 MW Laufwasser

ohne Nuklear

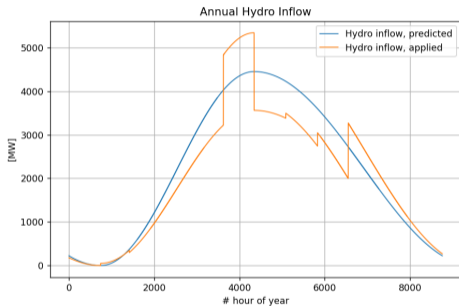


- **Mindestfüllstand je Monat kann zukünftig vermehrt Markteingriffe erfordern ("Winterreserve")**

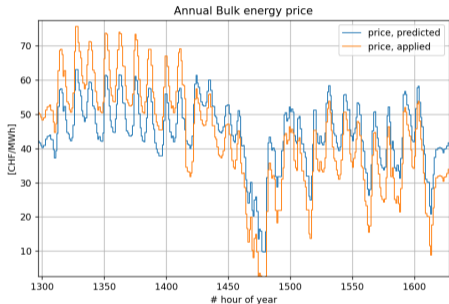
Prognosen für Bewirtschaftung

Prognose, Tatsächlicher Wert

Zuflüsse



Strompreise

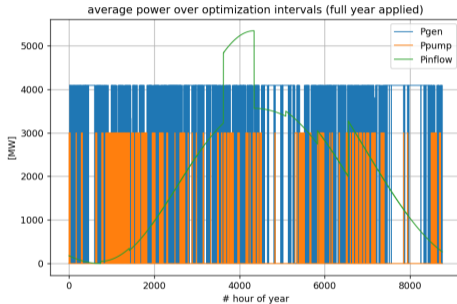


- **Prognosefehler führen zu Mehrkosten, aber können korrigiert werden.**

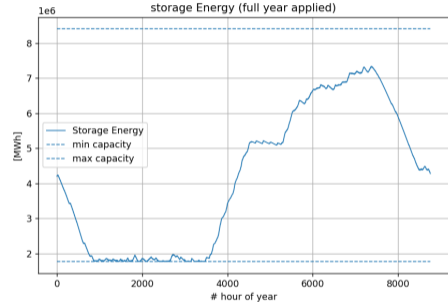
Iterative Simulation Bewirtschaftung

Aggregiert für die ganze Schweiz

Erzeugung, Pumpen, Zufluss



Resultierender Füllstand



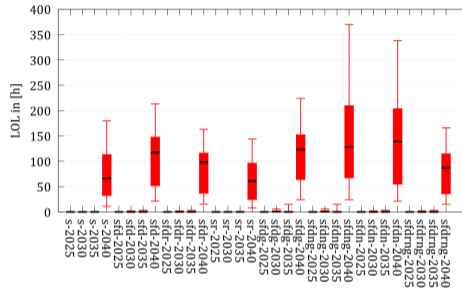
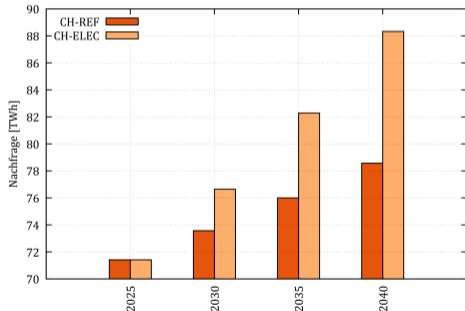
- **Im Betrieb wird die verfügbare Flexibilität auf Basis der verfügbaren Prognosen bestmöglich eingesetzt.**

Systemanalyse des Europäischen Stromnetzes

(System-Adequacy Studie für BFE)

Stochastische Simulation (Markt, System, Wetter) mit
Lastabwurf als letzter Massnahme.

- Reduktion Nuklear (FR), Ausstieg Kohle (DE)
- Importrestriktionen, Verzögerung Netzausbau
- Zunahme elektrische Last und RES (Bild)



- **Bei Zunahme der elektrischen Last kommt es in allen Szenarien zum Lastabwurf (CH und Europa).**
- Dieses Szenario ist nicht unwahrscheinlich, es müssen Massnahmen getroffen werden.

Zusammenfassung

- Stromimporte können Bedarf nicht vollständig decken (Leitungs- und Spannungsgrenzen innerhalb der Schweiz und zum Ausland)
- Verschärfende Aspekte:
 - strengere Importbeschränkungen mit Europa (ATC statt flow-based Marktkopplung)
 - Mögliche Abschaltung von Grosskraftwerken (Nuklear)
 - Steigende Elektrifizierung, Elektromobilität
- Lösungswege:
 - Steuerung Übertragungsnetz: *schon heute genutzt*
 - Verschärfte Export-Schranken: *begrenzter Nutzen*
 - Zusätzliche Inlandsproduktion: *Flexibilität und ganztägige Verfügbarkeit nötig
(Solar-PV + Speicher, Wasser, Gas)*
 - Ausbau Übertragungsnetz (Transformatoren, Leitungen): *Umsetzung langwierig*
 - **Leistungsvorhaltung in bestehenden Kraftwerken** *"Winterreserve"*

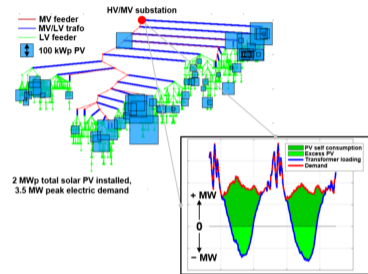
Schweizer Wasserkraft kommt Schlüsselrolle zu.

Outline

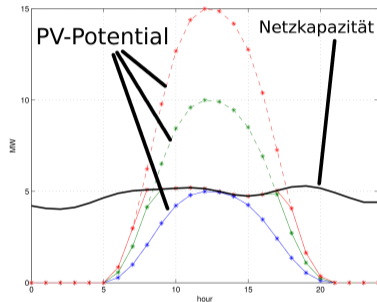
1. Wasserkraft und Netzsicherheit

2. PV-Strom aus Verteilnetzen

Hintergrund: Transformation der Verteilnetze



- Elektromobilität steigert Last in Verteilnetzen (Faktor 3 oder mehr zu Spitzenzeiten)
- Ziel PV-Leistung Schweiz 10-50 GWp (hauptsächlich aus Verteilnetzen)



Verteilnetze können an Kapazitäts-Grenzen geraten ("Flaschenhals der Energiewende")

Situation der Verteilnetzbetreiber

Herausforderungen:

- **Unsicherheiten für Betriebsstrategien und Investitionsentscheidungen:**

- kurz-, mittel- und langfristige Versorgungssituation
- regulatorische Rahmenbedingungen (Schweiz- und Europaweit).

- **Entwicklung der Lastprofile:**

- Elektrifizierung der Haushalte (Wärmepumpen)
- Anstieg von **Elektromobilität**
- Anstieg der **PV-Produktion**
- Verteilte Beschaffung von Regelenergie

- Risiko für **Überlastung, Spannungsprobleme, teure Lastspitzen**

Entwicklung von Netzbetrieb und Netzplanung:

1. **Messungen und Prognosen** der Belastung aller Netzelemente.

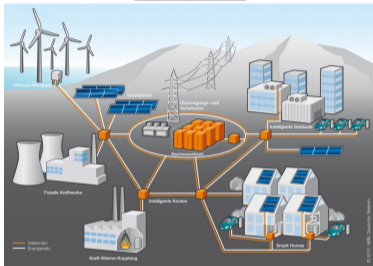
- Heute meist nur wenige aggregierte Messungen
- Kombination von Datenquellen und Abschätzungen.

2. **Intelligente Steuerungsmöglichkeiten**

- Engpassvermeidung allein durch Netzausbau zunehmend ineffizient.
- Kompensation schwankender Leistungsspitzen.

Netzbetrieb und Digitalisierung

Smart Grid



Smart Metering



- Stromnetz, das **Produktion, Verbrauch und Speicherung automatisch koordiniert.**
- Verbessert **Integration fluktuierender Produktionsanlagen** (PV, Wind)
- Erhöht die Versorgungssicherheit

- Smart Meter Rollout bei Schweizer VNBs
- Bidirektionale Messung, Echtzeitauslesung, Schalten
- Legt **Grundlage für zukünftige Smart-Grid Anwendungen** (ähnlich wie Glasfaser-Infrastruktur für Kommunikation)

Anwendungsfälle Smart-Grid und Digitalisierung

Ziel der Anwendung:

- Vermeidung von Engpässen (Leistung und Spannung)
- Vermeidung teurer Lastspitzen und der Netzkosten gegenüber Vorlieger (Peak-Shaving)
- Günstige Beschaffung der Energie (Arbitrage)
- Eigenverbrauch (VNB oder individueller Haushalt)

Potentielle Lösungsstrategie:

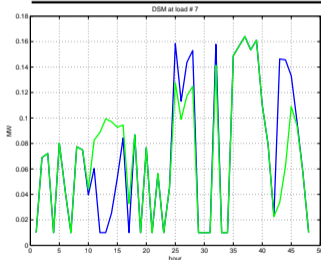
- **Netzausbau**, Betrieb weiter wie bisher
- Nutzen von **Flexibilität**:
 - Einsatz von Speicherelementen (Batterien)
 - Lastmanagement und Steuerung
 - Produktionsmanagement und Steuerung

Vorgehen Netzbetreiber:

- Identifikation von Entwicklungsszenarien, Anforderungen und Anwendungsfällen.
- Prüfen der **Anwendbarkeit auf das individuelle Verteilnetz** und die Kundengruppen.
- **Quantifizierung der Kosten, Risiken, Chancen.**

Flexibilität ist sehr wertvoll

Flexibilitätstyp	Art der Verschiebung	Umfang und Häufigkeit
EV-Ladestation	→ bis zu einigen Stunden	Lade-Leistung und Ankunftszeit
PV alleine	↓ Begrenzung	installierter PV-Leistung und Tageszeit
PV und Batterie	↔ Laden/Entladen	Batterie-Leistung/Kapazität
Wärmepumpen	↔ bis zu einigen Stunden	Wärmepumpen-Leistung < 3 Mal/Tag



Lastgang ohne Flexibilität und mit Flexibilität.

- Verteilung der lokalen Gleichzeitigkeit der aggregierten Lastgänge
- Schon 5% Last-Flexibilität bringt **hohe Einsparungen beim Netzausbau**
- Wo ist Flexibilität (**zentral oder dezentral**)?
- Wer besitzt und betreibt die Anlagen (**VNB oder Endkunde**)?
- Welche Ansätze gibt es, den netzdienlichen Einsatz der Flexibilitäten zu realisieren (**Automatisiert, Steuerung durch VNB, Tarif**)?

Auslegung der Smart-Grid Anwendungsfälle

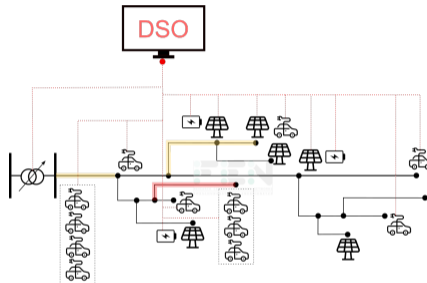
Ziel	Mögliche Lösungen	Auslegungsgrösse
Engpassmanagement	Netzausbau, dezentrale Flexibilität	Höhe/Häufigkeit der Überlast
Lastspitzensenkung	zentrale/dezentrale Flexibilität	Höhe/Häufigkeit der Lastspitze
Günstige Energiebeschaffung	zentrale/dezentrale Flexibilität	Last- und Preisprofil (spread)
Eigenverbrauch VNB	zentrale/dezentrale Flexibilität	Lastprofil, PV Kapazität VNB
Eigenverbrauch Endkunde	dezentrale Flexibilität	Lastprofil, PV Kapazität lokal

Beobachtung:

- Auslegung abhängig von der individuellen Situation und den Zielen des VNB.
- **Dezentrale Flexibilität** hilft bei allen Anwendungsfällen und Zielen.
- Dezentrale Flexibilität erfordert **technische Infrastruktur** (erfolgt durch Smart-Meter Rollout).
- Dezentrale Flexibilität erfordert **vertraglich Anpassungen** (Echtzeit-Messung und Steuerbarkeit).

Fallstudie

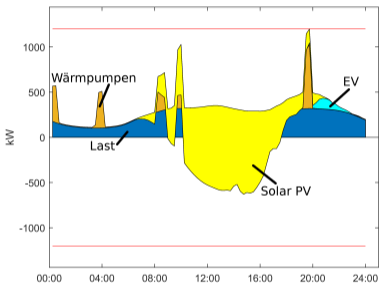
- Aktuelles Projekt an der ETHZ-FEN zur Bewertung von Flexibilitäten im Verteilnetz (mit ewz und Repower)
- Simulation von Varianten mit **hohem Anteil an Wärmepumpen, EV-Ladestationen, und Solar-PV**
- Lastprofile auf Basis von Messungen und Prognosen, simuliert in **realistischen Verteilnetzmodellen**



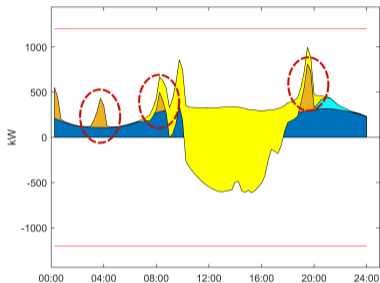
Smart-Grid Annahmen:

- **Detaillierte Messungen** zur Identifikation von Überlastungen
- **Aktivierung/Steuerung** der Flexibilitäten **lokal und automatisiert**

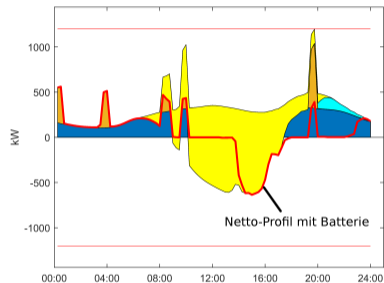
Aggregierte Lastprofile am Trafo



Ausgangslage:
Keine Flexibilität

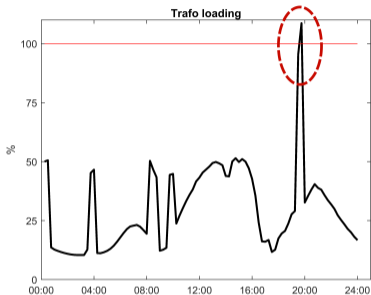


Szenario 1:
Flexible Wärmepumpe
(Verteilung ± 45 min nach Fahrplan)



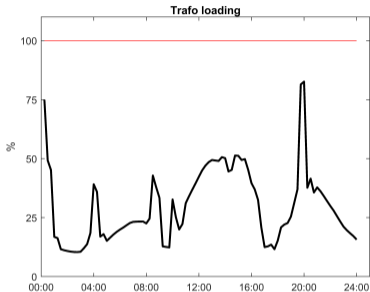
Szenario 2:
Batterie
(Eigenverbrauchsoptimierung der Endkunden)

Trafo-Belastung



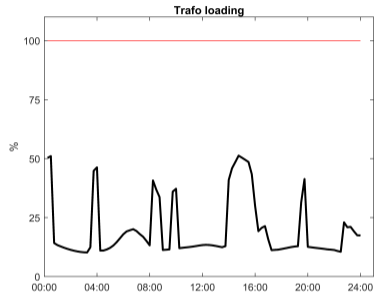
Ausgangslage:
Keine Flexibilität

Überlastung zu Spitzenzeiten



Szenario 1:
Flexible Wärmepumpe
(Verteilung ± 45 min nach Fahrplan)

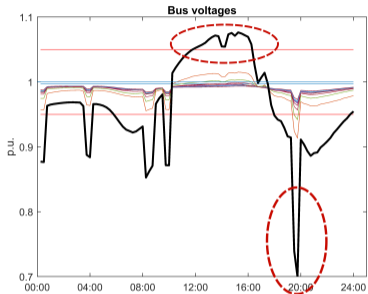
Entlastung durch
Lastverschiebung



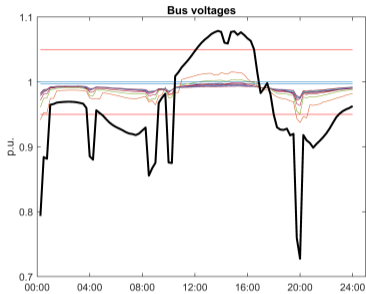
Szenario 2:
Batterie
(Eigenverbrauchsoptimierung der
Endkunden)

Entlastung durch zusätzliche
Einspeisung

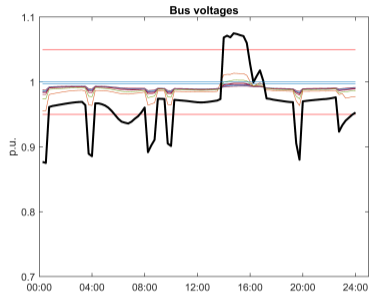
Knoten-Spannungen



Ausgangslage:
Keine Flexibilität



Szenario 1:
Flexible Wärmepumpe
(Verteilung ± 45 min nach Fahrplan)



Szenario 2:
Batterie
(Eigenverbrauchsoptimierung der Endkunden)
Entlastung durch zusätzliche Einspeisung

Kaum Entlastung durch Lastverschiebung

Knoten mit Über/Unterspannung (bei hoher Produktion/Last)

Zusammenfassung

- Hohe Durchdringung von Solar-PV und E-Mobilität führt **Verteilnetze an Kapazitätsgrenzen**
- Analyse der Lösungsansätze **Netzausbau** und **Last-Flexibilität mit Echtzeit-Messung** für den einzelnen Netzbetreiber erlaubt zielgerichtete Massnahmen
- Synergien: **dezentrale Batterien** kombinieren mehrere Ziele (Eigenverbrauch, Lastspitzen, Spannungsprobleme)
- Bei wachsender E-Mobilität sollten die **Ladung zeitlich verteilt** erfolgen.
- Entwicklung von Flexibilitäts-Anreizen: Tarife, Belohnungssystem
- Lösung hängt stark von der individuellen Situation im Netzgebiet ab, z.B. Komfortbedingungen, Preissensitivität, E-Mobilität-Verhalten, Sicherheitspräferenzen

Ganzheitliche Analyse ermittelt sinnvollste Entwicklungs-Strategie.



Dr. Alexander Fuchs

Principal Expert and Consulting Engineer

fuchs@fen.ethz.ch

ETH Zurich

Forschungsstelle Energienetze

SOI

Sonneggstrasse 28

8006 Zürich, Schweiz

<http://www.fen.ethz.ch>