USAID
FROM THE AMERICAN PEOPLE

РУКОВОДСТВО ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ИНСТРУМЕНТОВ АНАЛИЗА ПОТОКА МОЩНОСТИ В ПЛАНИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ДЛЯ ОРГАНОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Сентябрь 2020
Настоящий документ предоставлен Агентству США по международному развитию (USAID) в целях ознакомления. Подготовлен Национальной ассоциацией членов комиссий по регулированию коммунальных предприятий (NARUC).

РУКОВОДСТВО ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ИНСТРУМЕНТОВ АНАЛИЗА ПОТОКА МОЩНОСТИ В ПЛАНИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ДЛЯ ОРГАНОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Название проекта:	Повышение эффективности рынка благодаря пониманию преимуществ рыночной интеграции для потребителя
Отделение-спонсор USAID:	Бюро USAID по Европе и Евразии
Соглашение о сотрудничестве №:	AID-OAA-A-16-00049
Получатель:	Национальная ассоциация членов комиссий по регулированию коммунальных предприятий (NARUC)
Дата публикации:	сентября 2020 г.
Авторы:	Божидар Радович, Маттиас Мюллер-Менак, Кристиан Хьюикер

National Association of Regulatory Utility Commissioners

Настоящая публикация подготовлена при поддержке Отдела энергетики и инфраструктуры Бюро по Европе и Евразии в соответствии с условиями Договора о сотрудничестве с Национальной ассоциацией членов комиссий по регулированию коммунальных предприятий, № AID-OAA-A-16-00049. Содержание публикации входит в сферу ответственности Национальной ассоциации членов комиссий по регулированию коммунальных предприятий и может не совпадать с точкой зрения USAID или правительства Соединенных Штатов Америки.

Фото на обложке: ©peshkov / Adobe Stock

Содержание

1 ВВЕДЕНИЕ 5

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И ИНСТРУМЕНТЫ 8

2.1 ОБОСНОВАНИЕ, СТРУКТУРА И ОСОБЕННОСТИ 8
2.1.1 СТАТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ 9
2.1.2 ДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ 11
2.2 ТИПОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И МЕТОДЫ 13

3 ТРЕБОВАНИЯ К ВХОДНЫМ ДАННЫМ 14

3.1 ОСНОВНЫЕ ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ 14
3.2 СБОР И ОЦЕНКА ВХОДНЫХ ДАННЫХ 21

4 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОТОКА МОЩНОСТИ В ПЛАНИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И АНАЛИЗЕ РЫНКА 25

4.1 ВКЛЮЧЕНИЕ РАСЧЕТА ПОТОКА МОЩНОСТИ В ОБЩИЙ СЦЕНАРНЫЙ АНАЛИЗ 25
4.2 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АНАЛИЗА ПОТОКА НАГРУЗКИ 26

5 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ 29

6 РОЛЬ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ 35

6.1 ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА МОДЕЛИРОВАНИЯ 35
6.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЦЕНАРИЕВ И ДОПУЩЕНИЙ 36
6.3 ВЫПОЛНЕНИЕ АНАЛИЗА ПОТОКА МОЩНОСТИ 36
6.4 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И УТВЕРЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ 39

7 ЗАКЛЮЧЕНИЕ 41

Рисунки

Рисунок 1. Типы моделирования энергетической системы и их взаимодействие 6
Рисунок 2. Упрощенная картограмма энергосетей в Юго-Восточной Европе 16
Рисунок 3. Однолинейная схема Восточной синхронной зоны Японии 17
Рисунок 4. Пример пределов напряжения для анализа потока нагрузки и безопасности сетей в Германии 18
Рисунок 5. Регионализация ветровой и солнечной электроэнергетики, согласно плану развития энергосистемы Германии 22
Рисунок 6. Автоматический регулятор напряжения IEEE тип 1 23
Рисунок 7. Входные данные, поступающие с рынка, которые используются в планировании развития передающих сетей Германии 24
Рисунок 8. Анализ потока нагрузки как часть процесса планирования электропередачи. 25
Рисунок 9. Пример учета различных факторов при сценарном анализе TSO Германии 26
Рисунок 10. От традиционных к современным методам планирования электропередачи 28
Рисунок 11. Диаграмма профиля напряжения, полученная с помощью пакета PSS/E 30
Рисунок 12. Пример ранжированных результатов напряжения N-1, полученных с помощью программного пакета PowerFactory 30
Рисунок 13. Линейные нагрузки до и после оптимизации электросети. 31
Рисунок 14. Потребности в сокращении поставок ВИЭ и передиспетчеризации в Германии 33
Рисунок 15. Пример динамического анализа стабильности частоты 34

Таблицы

Таблица 1. Типовые компоненты анализа энергосети в планировании электропередчи 8
Таблица 2. Основные исходные данные для конфигурации моделей потока нагрузки и энергосистем 15
Таблица 3. Стандартные источники получения определенных типов входных данных 21
Таблица 4. Выборочные результаты анализа нештатных ситуаций 32

Текстовые вставки

Вставка 1. Роль органа регулирования в планировании передающих сетей Германии 38
Вставка 2. Планирование развития передающих сетей Испании 40

I Введение

Национальные регулирующие органы стран европейского и евразийского регионов[1] ведут активную работу, направленную на повышение эффективности рынков электроэнергии. Поскольку большинство этих стран являются участниками европейского Договора об энергетическом сообществе, их операторы передающих систем обязаны регулярно оценивать долгосрочную надежность производства электроэнергии, а также, в соответствии с правилами, установленными Евросоюзом, составлять долгосрочные планы развития сетей по каждой отдельной стране. Национальные регулирующие органы несут ответственность за мониторинг этого процесса, и в большинстве случаев рассматривают и утверждают окончательные планы развития. Кроме того, в соответствии с целями ЕС, большинство национальных регулирующих органов оказывают прямое содействие расширению действующих рынков электроэнергии и региональной интеграции национальных рынков.

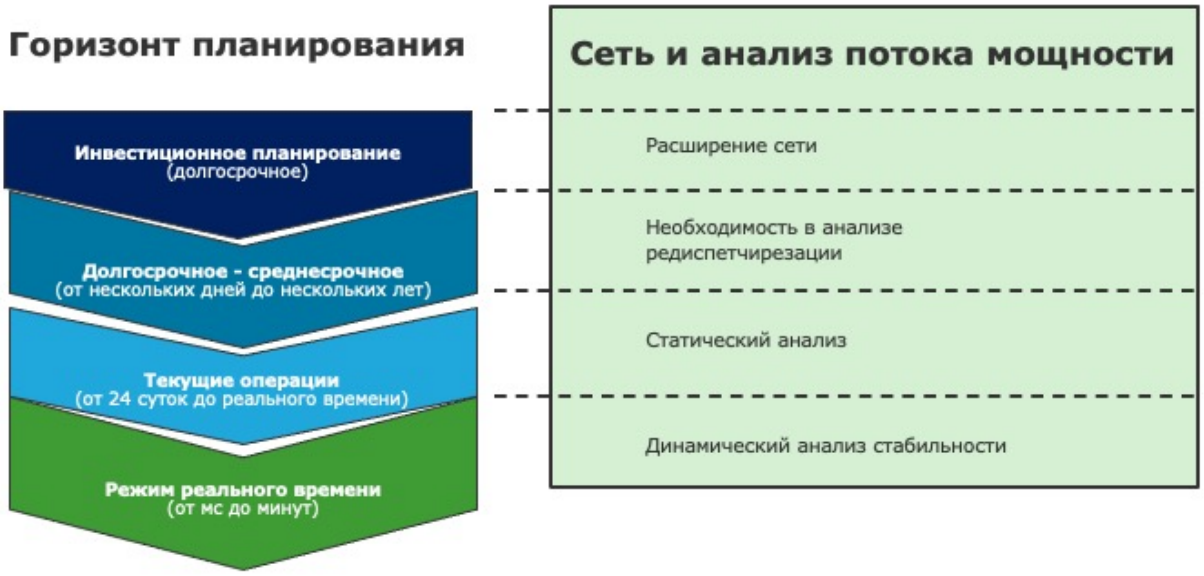
В рамках договора о сотрудничестве с Бюро по Европе и Евразии Агентства международного развития (USAID) Национальная ассоциация членов комиссий по регулированию коммунальных предприятий (NARUC) реализует Программу повышения стабильности и качества инженерно-технических знаний на европейских и евразийских энергетических рынках (ESTEEM), предназначенную для стран, получающих помощь от USAID, и представительств USAID. При финансовой поддержке USAID NARUC оказывает национальным регулирующим органам стран европейского и евразийского регионов консультативную помощь по инженерно-техническим вопросам в целях повышения уровня знаний и потенциала в указанных областях.

Хотя преимущества интеграции рынков очевидны, принятие решений по дальнейшему продвижению к этой цели осложняется из-за проблем технического и политического характера. Поэтому крайне важно, чтобы регулирующие органы, операторы передающих систем и другие отраслевые участники этого процесса вели открытый диалог, а национальные регулирующие органы имели четкое представление о плюсах и минусах объединения рынков с тем, чтобы подготовиться к последствиям реализации такого сценария. Точно так же, регулирующие органы стран Европы и Евразии должны уметь критически анализировать и оценивать долгосрочные планы развития, предложенные операторами передающих систем (TSO) и другими сетевыми операторами.

В этой связи, NARUC поручил авторам подготовить краткие справочники, в которых рассматриваются принципы, методы использования и общие сведения об аналитических инструментах двух типов, которые часто применяются для этих целей TSO и другими аналогичными структурами. В настоящем документе («Краткий справочник I») основное внимание уделяется, с одной стороны, анализу потока нагрузки при планировании передающих сетей, а с другой стороны, анализу структурных изменений рынка, включая, в частности, соединение рынков и другие средства региональной интеграции. Параллельно был подготовлен еще одно руководство («Краткий справочник II – Руководство по использованию инструментов моделирования производства в анализе рынка для органов регулирования»), в

[1] В рамках данного проекта сюда относятся национальные органы Албании, Армении, Боснии и Герцеговины, Грузии, Косово, Молдовы, Черногории, Северной Македонии и Украины.

котором обсуждается использование инструментов рыночного моделирования при планировании расширения производства электроэнергии и построении рыночных моделей, как показано на Рисунок 1.



<u>Рисунок 1. Типы моделирования энергетической системы и их взаимодействие.</u>

Источник: DNV GL

Другие разделы справочника включают следующее:

- *Глава 2* вводную информацию, необходимую для понимания базовых принципов, основных причин, преимуществ и типов инструментов моделирования, которые часто используются в электроэнергетической отрасли при проведении анализа потока нагрузки.
- *В главе 3* представлены основные исходные данные и параметры, требующиеся для работы программных пакетов по моделированию энергосистем.
- *В главе 4* даны пояснения, касающиеся использования инструментов анализа потока нагрузки, когда они применяются для конкретных целей планирования передающих сетей и оценки рыночных реформ.
- *В главе 5* дан обзор типовых результатов анализа нагрузки, полученных с помощью инструментов анализа, и их практическую пользу для органов регулирования.
- *В главе 6* обсуждается роль органа органов регулирования в сопровождении, мониторинге и выдаче разрешения на использование анализа потока нагрузки в рамках выполнения стоящих перед ним задач в области надзора за электроэнергетическим рынком.

- *Глава 7* содержит ряд заключительных выводов.

Наконец, следует отметить, что термин «анализ потока нагрузки», как правило, обозначает определенный тип анализа энергосистем, в частности, он связан с расчетом и анализом потоков мощности и напряжением передающей (или распределительной) сети. Однако в настоящем документе этот термин также используется для обозначения других видов анализа, например, анализ нештатных ситуаций и динамический анализ, которые имеют отношение к долгосрочному планированию передающих сетей и оценке рыночных реформ.

2 Основные принципы и инструменты

2.1 Обоснование, структура и особенности

Специалисты, планирующие работу передающих сетей, используют анализ потоков нагрузки и анализ энергосистем при проведении широкого спектра аналитических расчетов (см. Таблица1). Как уже отмечалось, статический и динамический анализ обычно различают следующим образом:

- статический анализ используется для оценки потоков мощности в отдельный момент времени, при этом
- динамический анализ позволяет оценивать характеристики энергосистемы в переходном режиме после аварийного события.

Таблица1. Типовые компоненты анализа энергосети в планировании электропередачи

Статический анализ	Динамический анализ
Анализ потока нагрузки	Стабильность напряжения
Анализ нештатных ситуаций	Стабильность частоты
Анализ короткого замыкания (установившееся состояние)	Стабильность угла поворота ротора
Расчет чистой пропускной способности сети	Мощность короткого замыкания (переходное состояние)
Передиспетчеризация	

Примечание. В красном прямоугольнике показаны ключевые аспекты планирования передающих сетей.
Источник: DNV GL

Традиционно, процесс планирования обычно опирался на три показателя, выделенные красным прямоугольником в левом верхнем углу Таблица1, то есть, на анализ потока нагрузки, анализ нештатных ситуаций и анализ короткого замыкания (в статичном состоянии). Эти аспекты внешне связаны со следующими терминами и определениями Рабочей группы по стабильности Международного совета по большим энергетическим системам Института инженеров по электротехнике и радиоэлектронике (CIGRÉ-IEEE):[2]

*«**Надежность** энергосистемы - вероятность ее удовлетворительной работы в долгосрочной перспективе. Это означает способность энергосистемы обеспечивать*

[2] P. Kundur et al., "Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions," *IEEE Transactions on Power Systems* 19, no. 3 (August 2004): 1387–1401, https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981.

электроснабжение в достаточном объеме, почти непрерывно, с небольшими перерывами в течение длительного периода времени.»

*«**Безопасность** энергосистемы относится к степени риска, связанного с ее способностью выдерживать возникшие неисправности в работе (нештатные ситуации) не прерывая обслуживание потребителей. Это связано с устойчивостью системы к неизбежным неисправностям в работе, и, следовательно, зависит от условий функционирования системы, а также от вероятности случайного возникновения неисправностей.»*

*«**Стабильность** энергосистемы означает непрерывность ее нормального функционирования после возникновения неисправностей. Это зависит от условий функционирования системы и характера физических повреждений.»*

Однако проведение более детального рыночного или ориентированного на рынок анализа может потребовать других видов моделирования, таких как расчет чистой пропускной способности сети и редиспетчеризации. В следующей части раздела мы дадим краткое разъяснение по каждому из пунктов, перечисленных в Таблица1.

2.1.1 Статический анализ

В общих чертах, статичное состояние означает состояние, которое в будущем остается неизменным. В энергосистемах это относится к состоянию, когда нагрузка и производство находятся в равновесии, а энергосистема относительно стабильна.

Анализ потока нагрузки

В программах по моделированию энергосистем чаще всего используется метод расчета нагрузки. Анализ нагрузки переменного тока используется для определения всех потоков мощности, уровней напряжения и углов напряжения линий и узлов в энергосистеме. Из-за нелинейной зависимости между активной мощностью, реактивной мощностью, величиной напряжения и углом напряжения[3], применяется итерационный процесс решения, в основе которого обычно лежит метод Ньютона-Рафсона. Время решения может меняться в зависимости от размера и сложности анализируемой энергосистемы. Основным недостатком оценки нагрузки переменного тока является «риск несходимости», то есть расчет нагрузки переменного тока может оказаться невозможным.

В качестве альтернативы можно использовать анализ нагрузки постоянного тока. Поскольку анализ нагрузки постоянного тока всегда сходится и не требует итераций, он часто используется везде, где требуется проведение повторяющейся оперативной оценки нагрузки. Это происходит, например, в том случае, когда оценивается более длительный период времени, скажем, целый год, или несколько сценариев. Анализ нагрузки постоянного тока позволяет получить оценку реальных потоков мощности, поскольку он учитывает только потоки активной мощности и не берет в расчет потоки реактивной мощности. Следовательно, этот метод менее точен, чем анализ потока нагрузки переменного тока.[4] Тем не менее,

[3] Hossein Seifi and Mohammad Sadegh Sepasian, *Electric Power System Planning: Issues, Algorithms and Solutions - Appendix*, Power Systems (Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2011), https://doi.org/10.1007/978-3-642-17989-1.
[4] Seifi and Sepasian.

точность анализа нагрузки постоянного тока обычно достаточна для оценки передающих сетей, но не для оценки распределительных сетей.

Анализ нештатных ситуаций

Типовой статический анализ – это анализ нештатных ситуаций, который используется для проверки надежности энергосистемы в условиях возникновения аварийных ситуаций, таких как отказ линии электропередачи, трансформатора, генератора или объекта компенсации реактивной мощности. Помимо единичного отказа, который называется *нештатной ситуацией N-1*, этот анализ может также применяться к *нештатным ситуациям N-2*, то есть одновременную потерю двух генераторов или линий электропередачи. Аналогичным образом, он может также охватывать так называемые *отказы общего характера*, такие как поломка многоцепной опоры линии электропередач или отказ шины на подстанции.

Анализ короткого замыкания

Анализ короткого замыкания служит для определения воздействия различных типов короткого замыкания на энергосистемы, включая минимальные и максимальные однофазные или симметричные (трехфазные) короткие замыкания, либо многополюсные короткие замыкания с/без контакта с землей. При анализе статического состояния такой тип анализа обычно используется для оценки номинальных параметров отдельных энергосетевых активов (например, линий, автоматов защиты сети, выключателей и т. д.), настройки схем защиты или условий заземления. Кроме того, он также может потребоваться для оценки качества напряжения и общей стабильности.

Расчет чистой пропускной способности сети

В то время как анализ потоков нагрузки в основном используется для изучения реальных физических потоков в сети электропередачи, межгосударственная торговля на оптовом рынке электроэнергии часто ведется на основе так называемой чистой пропускной способности сети (NTC). Соответствующие значения NTC определяются с помощью анализа потока нагрузки, где обмен между двумя различными областями постепенно увеличивается до тех пор, пока не достигнет предела (т. е. нарушения N-1), установленного одним или несколькими сетевыми ограничениями. Поэтому многие инструменты анализа нагрузки включают в себя специальные функциональные возможности для автоматического определения значений NTC при передаче электроэнергии через определенные границы или интерфейсы. Хотя определение NTC является частью оперативного планирования, указанный показатель также может применяться при планировании сетей электропередачи и при анализе рынка, то есть, эти значения используются в качестве исходных данных при построении рыночных моделей.

Редиспетчеризация

Торговля на зональных рынках электроэнергии иногда приводит к внутренней перегруженности сетей в отдельной рыночной зоне или в зоне торгов; такую перегруженность невозможно устранить за счет оптовых продаж. В указанных случаях возникает необходимость решать подобные проблемы с помощью редиспетчеризации, то есть, путем корректировки производства электричества (или нагрузки) в одном или нескольких конкретных сегментах сети. Хотя редиспетчеризация является главным образом особенностью ежедневных операций, она также должна учитываться при планировании, независимо от того, проводится

ли анализ в связи с планированием передающих сетей или же для оценки результатов структурных изменений рынка или региональной интеграции.

2.1.2 Динамический анализ

Стабильность — это способность системы возвращаться в устойчивое состояние после неисправности. Согласно классификации Рабочей группы CIGRÉ-IEEE по терминам и определениям стабильности[5], характеристики стабильности можно определить следующим образом:

- стабильность частоты
- стабильность напряжения
- стабильность угла поворота ротора

Кроме того, анализ динамической стабильности может также применяться для анализа короткого замыкания, как было показано в предыдущем разделе.

Стабильность частоты

Частота — это общесистемный параметр, который одинаков во всей энергосистеме на всех уровнях напряжения. Стабильность частоты означает способность энергосистемы обеспечить сбалансированность нагрузки и спроса. Стабильность частоты может отклоняться в течение различных временных интервалов от нескольких секунд до нескольких часов, что вызвано, например, следующим:

- потерей генерации (заниженная частота);
- потерей или отключением большой нагрузки (завышенная частота);
- расхождениями в прогнозировании (заниженная или завышенная частота)
- потеря межсистемных соединений (заниженная или завышенная частота).

Большинство отклонений частоты может быть восстановлено с помощью рабочего резерва до номинальных значений. Более серьезные отклонения частоты могут потребовать использования дополнительных резервов (например, аварийного резерва), либо корректировки диспетчеризации генератора, либо сброса нагрузки для восстановления рабочего резерва или номинальной частоты.

Стабильность напряжения

Напряжение — это параметр отдельного участка энергосистемы, на который влияет поток реактивной мощности, действующий в сети. Дисбаланс реактивной мощности может приводить к скачку напряжения на данном участке энергосистемы. Например, крупные потоки электроэнергии могут приводить к снижению напряжения в сетях, состоящих преимущественно из воздушных линий.

[5] Kundur et al., “Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions.”

Проблемы стабильности напряжения можно разделить[6] на следующие типы:

- проблемы долгосрочной стабильности напряжения:
    - *цепная реакция*, возникающая в результате перегруженных ветвей, ответвлений трансформаторов и т. д. (каскадные сбои);
    - развивается в течение нескольких минут, либо нескольких часов и обычно носит всеобщий характер (коллапс напряжения);
- проблемы краткосрочной стабильности напряжения:
    - потеря стабильности напряжения в краткосрочной период, например, после отключения линии или генератора;
    - кратковременная нестабильность напряжения развивается либо за сотни миллисекунды, либо за несколько секунд;
- проблемы динамической стабильности напряжения (нестабильность асинхронных машин):
    - Во время кратковременных падений напряжения асинхронные генераторы ускоряются, а асинхронные двигатели замедляются, приближаясь к точке затухания. При работе вблизи точки затухания, асинхронные машины поглощают гораздо больше реактивной мощности, чем перед возникновением неполадок. Следовательно, асинхронные машины могут мешать восстановлению напряжения в системе или даже инициировать локальную нестабильность напряжения.
    - Динамическая нестабильность напряжения развивается в считанные секунды. Поэтому она представляет собой особый тип кратковременной нестабильности напряжения.

Стабильность угла поворота ротора

Синхронные машины имеют свойство раскачиваться и вибрировать относительно друг друга в случае возникновения даже небольших неисправностей. Чтобы смягчить это явление, непосредственно связанные синхронные генераторы оснащаются демпфирующими обмотками и во многих случаях дополнительными стабилизаторами энергосистемы. Это управляющие устройства, которые модулируют напряжение возбуждения для улучшения демпфирования системы.

Стабильность угла поворота ротора указывает на способность энергосистемы поддерживать синхронность после возникновения масштабных нарушений, таких как сбои электросетей. Из-за нелинейного характера энергетических систем устойчивость угла поворота ротора зависит не только от свойств системы, но и от типа неисправности. Из-за сложности задачи,

[6] Moeller & Poeller Engineering GmbH, "Power System Security in Developing and Emerging Countries," vRE Discussion Series, VRE Discussion Series (Bonn / Germany: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH), accessed May 14, 2020, https://energypedia.info/images/1/15/Discussion_Series_05_Technology_web.pdf.

проанализировать стабильность угла поворота ротора можно только с помощью серии имитационных моделей во временной области с использованием динамических моделей генераторов, регуляторов и контроллеров.

2.2 Типовые инструменты и методы

Специалисты по планированию передающих сетей имеют широкий выбор инструментов моделирования, включая пакеты расчетно-технических программ PSS®E, PowerFactory, NEPLAN, Powerworld и многие другие. Среди самых популярных инструментов моделирования энергетических систем — программные пакеты PSS®E и PowerFactory, которые используются по всему миру и имеют широкое применение в упомянутых в данном справочнике регионах. Оба инструмента обладают схожими функциональными возможностями и обеспечивают выполнение не только основных функций, описанных в предыдущем разделе, но и анализа потока нагрузки или анализа нештатных ситуаций, а также ряда дополнительных функций. Согласно одному из исследований[7], оба инструмента дают сходные результаты анализа установившегося и динамического состояния, несмотря на применение разных базовых методов расчета. Кроме того, оба инструмента поддерживают расширенную визуализацию и различные функциональные возможности для импорта и экспорта данных и результатов моделирования.

[7] Björn Karlsson, "Comparison of PSSE & PowerFactory," 2013, http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-209640.

3 Требования к входным данным

3.1 Основные входные данные

В зависимости от объема и направленности анализа, конфигурация моделей потока нагрузки может требовать различных типов исходных данных (см. Таблица 2). Для анализа потока нагрузки и безопасности необходима следующая информация:

- сетевые данные, включая общую топологию энергосети и технические параметры сетевых активов, такие как импеданс, номинальные и регулирующие возможности линий, трансформаторов, установок постоянного тока высокого напряжения и компенсаторов реактивной мощности;
- информация об узловой генерации или нагрузке активной и реактивной мощности на всех соответствующих узлах энергосети.

Более детальный анализ, например, анализ короткого замыкания или динамическое моделирование, требует дополнительной информации о генераторах, нагрузках, механизмах управления, алгоритмах и т. д. Наконец, специалисты по планированию дальнейшего расширения передающих сетей также должны определить возможные нештатные ситуации и технические ограничения, которые необходимо соблюдать.

Таблица 2. Основные исходные данные для конфигурации моделей потока нагрузки и энергосистем

Категория	Параметры, необходимые для планирования энергосетей и связанного с ним моделирования потоков мощности
Динамические данные, полученные с рынка электроэнергии (динамические ряды МВт, почасовые данные)	• Диспетчеризация непосредственно подключенных объектов, включая промышленные предприятия, крупные склады и т.д. • Для каждого узла электросети – агрегированные динамические данные по диспетчеризации по категориям ВИЭ для установок, подключенных к нижележащей сети. • Нагрузка напрямую подключенной электростанции ВИЭ. Для не подключенной напрямую ВИЭ (малая электростанция ВИЭ, солнечные батареи, установленные на крышах жилых домов и т.д.) -- агрегированные значения подачи электроэнергии для каждого узла сети в соответствии с категорией ВИЭ. • Нагрузка по каждому напрямую подключенному коммерческому и промышленному потребителю; для не подключенных напрямую потребителей агрегированные значения нагрузки каждого узла сети. • Диспетчеризация эквивалентов нагрузки, подключенных к нижележащим и окружающим сетям. • График импорта/экспорта в зоне контроля (графики постоянного тока, отводы фазорегулирующих трансформаторов, связанные с чистой пропускной мощностью)
Сетевые данные	• Топология сети (линии, узлы подстанции, шинопровод, шинопровод муфт подключенных ТЭЦ, хозяйства на ВИЭ, коммерческие и промышленные потребители) • Статичные параметры основных сетевых объектов (линии ОВКВ, системы ОВКВ, трансформаторы, включая фазовращающие, компенсационные активы, такие как катушки реактора, MSCDN, SVC, STATCOM и т. д.): особенно номинальные напряжения, тепловая мощность для непрерывной и кратковременной работы, все схемы отвода, R1, X1, C1 в качестве абсолютных значений или удельных значений + длина [км]. • Электрические параметры сетевых эквивалентов для подключенных нижележащих и окружающих сетей. • Для моделирования короткого замыкания: S_r, U_r, uk, потери меди, R_0, xd'' или S_k'' (макс/мин/текущее значение), X_1/R_1, X_0/R_0, R_0, X_0, C_0
Данные генерации (для каждого напрямую подключенного генератора или хозяйства, работающего на ВИЭ)	• Кривая пропускной способности (P_{min}, P_{max}, Q_{min}, Q_{max}) • Доля резерва для сдерживания частоты (FCR) и быстрого резерва для регулирования частоты (FFR) на каждый генерирующий блок. • Режим управления напряжением (PQ, PV, cosPhi). • Данные по трансформатору блока (номинальные напряжения, S в МВА, номера отводов, напряжение на положение отвода, потери меди, uk). • Для моделирования короткого замыкания: $S_{ном}$, $U_{ном}$, uk, P_k $R_{,0}$, xD'' или S_k'' (макс./мин./текущее значение), X_1/R_1, x_0/R_0
Эксплуатационные аспекты	• Нормальное состояние коммутации и соответствующие специальные топологические меры. • Значения чистой пропускной способности для профилей контролируемой зоны и любые ограничения по потоку мощности в межсетевых соединениях, зависящие от температуры. • Реализованный или запланированный динамический мониторинг электропередачи. • Особые режимы защиты (например, от перегрузки по току, пониженного напряжения).

Источник: DNV GL

Топология и данные передающей энергосети

Как уже говорилось, конфигурация модели энергосистемы начинается с базовой сетевой структуры, т. е. топологии всех линий, подстанций, трансформаторов, распределительных устройств и т. д. В принципе, упомянутые данные описывают конструкцию и структуру реальной энергосети, как показано на упрощенной картограмме передающих сетей в Юго-Восточной Европе, Рисунок 2.

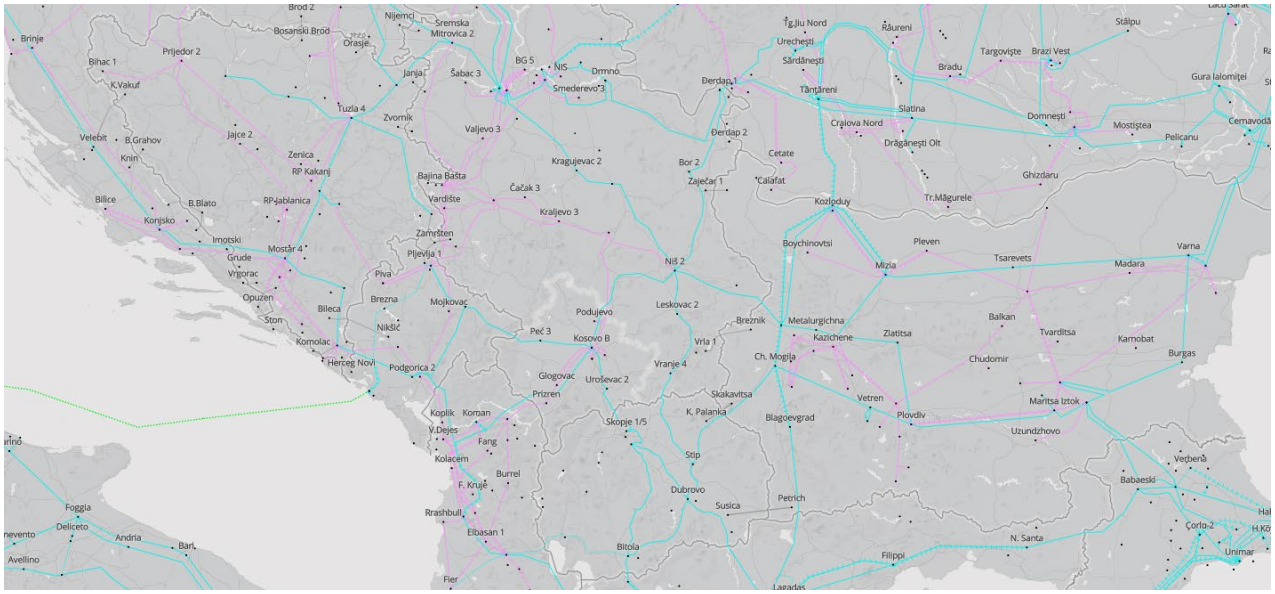


Рисунок 2: Упрощенная картограмма энергосетей в Юго-Восточной Европе.

Источник: ENTSO-E[8]

Однако для моделирования энергосетей географическое расположение передающей сети и размещение ее отдельных активов имеют лишь небольшое значение. Полноценный анализ требует тщательного учета электрических параметров всех соответствующих сетевых активов и точного отображения топологии основной сети. На практике, последнее обычно представлено в виде упрощенных однолинейных схем электросети, как показано, например, на рис. Рисунок 3.

В отличие от географической карты, на которой стараются отразить точное географическое местоположение или маршрут всех соответствующих элементов, однолинейная схема состоит из упрощенного графика, показывающего топологию электросети, то есть, состоящего из всех узлов сети и соединений (например, линий и трансформаторов) между различными узлами. Таким образом, визуальная разметка отдельной однолинейной схемы может существенно отличаться от географического расположения сети, а расстояния между различными узлами могут вообще не отражать реальную протяженность показанных на схеме сетевых активов.

Для того чтобы уменьшить сложность базовых расчетов, информация о передающих и распределительных сетях часто объединяется или сокращается. Например, при анализе нагрузки передающей сети часто отбрасываются все элементы подводящих и распределительных сетей. Аналогичным образом, соседние сети представляются в «редуцированном» виде или в виде эквивалентных систем, которые обладают основными характеристиками соответствующих сетей, но представленными в упрощенной форме.[9]

[8] ENTSO-E, *Interconnected Network of Continental Europe*, December 31, 2018, December 31, 2018.

[9] Так называемое сокращение сети является еще одной типичной особенностью большинства инструментов анализа нагрузки.

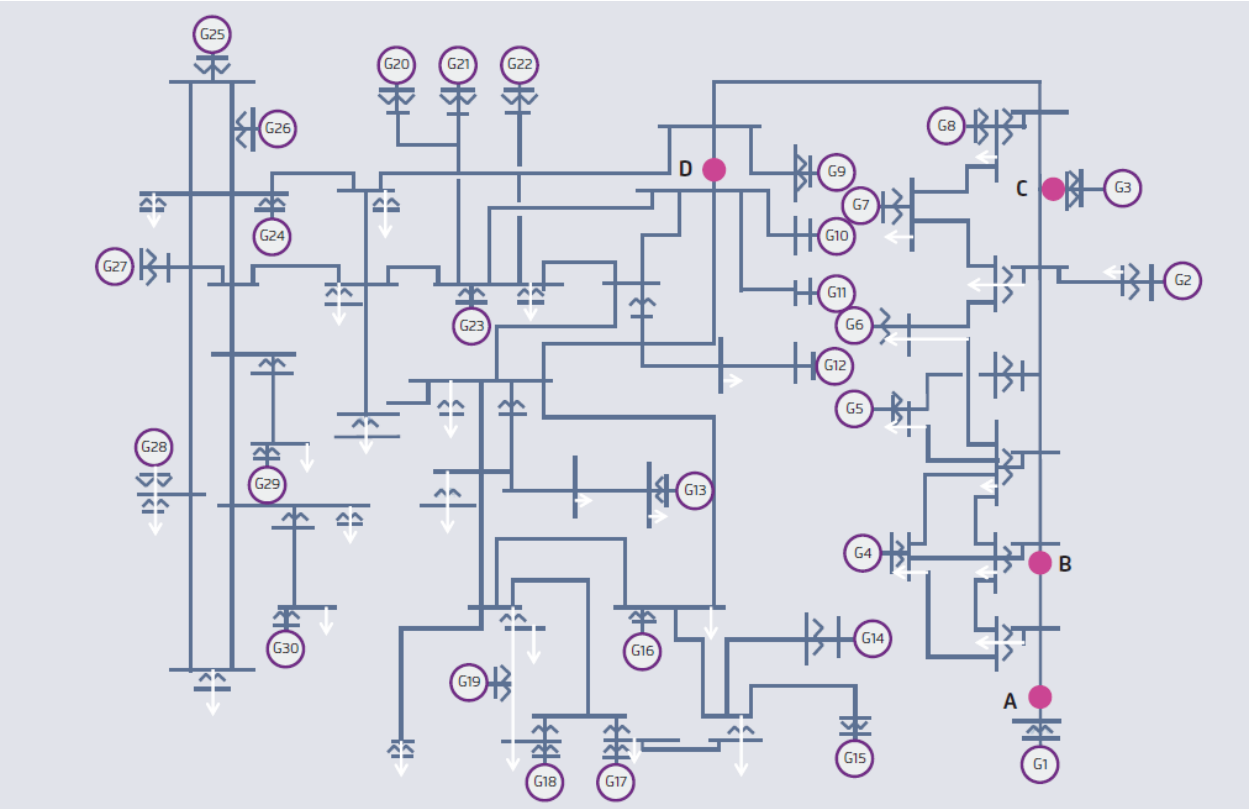


Рисунок 3. Однолинейная схема Восточной синхронной зоны Японии.

Источник: Институт возобновляемых источников энергии[10]

Помимо топологии электросети, распределение потоков нагрузки или пропускная способность отдельных агрегатов передающих сетей и интерфейсов зависит от электрических параметров соответствующих элементов. Подобно топологии электросети, эти параметры зависят от структуры и конструкции соответствующих компонентов, таких как физическая структура, диаметр, материал проводника и т. д. линий электропередачи, от типа трансформаторов, условий окружающей среды (температура, скорость ветра) и т. д., а также от напряжения, при котором они работают. Однако для проведения анализа потока нагрузки необходимо выделить ограниченный набор электрических параметров, включая, прежде всего, импеданс (сопротивление и реактивное сопротивление), допустимую номинальную или максимальную мощность, параметры отвода трансформатора и т. д. Для динамического анализа могут потребоваться дополнительные модели линий электропередачи, включая, например, информацию о фактическом расположении проводников или фаз.

[10] Agora Energiewende, "Integrating Renewables into the Japanese Power Grid by 2030" (Renewable Energy Institute, April 2019).

Технические ограничения, наиболее важные сетевые ответвления и нештатные ситуации

Конечная цель любого сетевого анализа состоит в выявлении возможных нарушений установленных пределов и технических ограничений, которые могут поставить под угрозу безопасную и надежную работу энергосистемы. Таким образом, необходимо четко определить допустимые пределы, например, в отношении тепловой нагрузки линий и трансформаторов, напряжения и частоты, угла поворота ротора и т. д.

Нужно помнить, что пределы могут меняться с течением времени или в зависимости от типа применяемого анализа. Например, максимально допустимая нагрузка (или номинальная нагрузка) линий и трансформаторов может зависеть от внешних условий, таких как температура или скорость ветра. Точно так же, различные ограничения часто применяются для анализа потока нагрузки и безопасности, то есть для условий N-0, N-1 или N-2. Так, общепринятой практикой является допуск временной перегрузки в условиях N-1, а допустимые диапазоны напряжений могут быть больше, чем в нижеприведенном случае на примере Германии, Рисунок 4.

Базовый режим (n-0):	U_{min} = 390 кВ … U_{max} = 420 кВ U_{min} = 220 кВ … U_{max} = 245 кВ
Режим (n-1):	U_{min} = 390 кВ … U_{max} = 420 кВ U_{min} = 220 кВ … U_{max} = 245 кВ

Рисунок 4. Пример пределов напряжения для анализа потока нагрузки и безопасности сетей в Германии.

Источник: DNV GL

Специалист по планированию работы передающих сетей должен решить, для каких *наиболее важных* ответвлений данные технические ограничения обязательны, а для анализа безопасности — какие нештатные ситуации следует учесть в первую очередь. Например, при планировании работы передающих сетей тепловые ограничения обязательно учитываются для линий электропередачи, но не для трансформаторов, сетевых элементов на подводящих линиях и даже не для распределительных сетей.

Аналогичные вопросы возникают при выборе критических нештатных ситуаций. Хотя анализ всех возможных нештатных ситуаций может представляться целесообразным, на практике это зачастую невозможно и бесполезно. Во-первых, большое число нештатных ситуаций напрямую отразится на числе комбинаций, которые придется учесть, и, следовательно, на время вычислений. Более того, хотя математически многие комбинации можно рассчитать, они не имеют практического значения просто потому, что воздействие одних на наиболее важные ответвления будет минимальным, в то время как другие будет невозможно устранить, например, в случае радиальных линий. Поэтому на практике анализ нештатных ситуаций

обычно ограничивается наиболее вероятными аварийными случаями[11], то есть, событиями, которые могут произойти и оказать значительное влияние на энергосистему.

Генерация и нагрузка

Даже самый простой анализ потока нагрузки требует знания объемов производства и нагрузки на каждом узле электросети. В случае анализа генерации такие параметры обычно включают максимальную мощность и запланированную или ожидаемую производительность каждого генерирующего блока. Для анализа нагрузки моделируется прогнозируемый спрос отдельного потребителя или агрегированное потребление в конкретном узле сети. Если речь идет о генерирующих блоках и электроприемниках, подключенных непосредственно к передающей сети, такая информация, как правило, известна. Однако ситуация меняется, если речь идет о распределенных ресурсах, которые подключены к подводящим или распределительным сетям. В последнем случае необходимо оценить возможности и воздействие таких ресурсов, включая распределение по одному или нескольким узлам передачи.

Аналогичным образом, многие виды анализа требуют дополнительной информации, например, о технологии производства (традиционная генерация, например, угольные электростанции, или нетрадиционная, например, солнечная энергия). При некоторых видах анализа также важно различать синхронные и несинхронные генераторы. Синхронные генераторы обладают возможностями, которые имеют значение для стабильности энергосистемы (например, синхронизирующий момент или инерция). Также, различные генераторы могут иметь различные возможности для обеспечения резервов и реактивной мощности.

Динамические модели

Динамические модели применяются в анализе стабильности, например, чтобы гарантировать, что короткое замыкание вблизи генераторных установок не приведут к нестабильности генераторов или что коммутационные операции не приведут к колебаниям полюсных колес в передающей системе, которые могут вызвать срабатывание защиты генераторного блока (*сигнал выключения*). Существуют упрощенные методы, которые применяются для оценки таких факторов, основанной на расчетах короткого замыкания. Однако, если упрощенные методы дали критические значения, следует провести детальное динамическое моделирование, так называемый анализ стабильности. Для анализа стабильности требуются динамические модели компонентов энергосистемы с наборами параметров, выходящими за рамки параметров, применяемых при статическом анализе или анализе короткого замыкания, в том числе:

- динамическая модель синхронных машин, включающая механические и связанные с контроллером параметры (управление турбиной);
- модели систем возбуждения, автоматические регуляторы напряжения (AVR) и стабилизаторы энергосистемы;

[11] AEMC, "Security," AEMC, accessed May 26, 2020, https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity/electricity-system/security.

- модели ветрогенераторов и их приборы управления, включая параметры инвертора;
- модели фотоэлектрических инверторов; и
- прочие.

3.2 Сбор и оценка входных данных

В Таблица 3 дан перечень стандартных источников различных типов входных данных, обсуждавшихся выше. Можно предположить, что вся необходимая информация о сетях либо имеется у самого оператора передающих систем (TSO), либо ее надо получать у других сетевых компаний, включая, при необходимости, компании сопредельных стран (например, в случае интерконнекторов или соседних сетей). Точно так же, выбор критически важных ответвлений и нештатных ситуаций обычно производится по усмотрению специалиста по планированию работы передающих сетей на базе его практического опыта или договора с другими заинтересованными сторонами, например, с сетевыми операторами.

Таблица 3. Стандартные источники получения определенных типов входных данных

Тип данных	Основные источники
Топология и данные передающей энергосети	TSO, другие сетевые операторы
Технические ограничения	Технические правила, стандарты планирования и эксплуатации
Критически-важные ответвления и нештатные ситуации	Выбор производится оператором передающей сети (по договоренности с другими заинтересованными сторонами) Режим эксплуатации
Генерация и нагрузка	Данные предоставляются генерирующими компаниями и потребителями (подключенными к передающей сети) Сводные данные по оценке операторов распределительной (DSO) и генерирующей (TSO) сетей
Динамические модели	Данные предоставляются генерирующими компаниями и потребителями (подключенными к передающей сети) Технические правила и стандарты Стандартные библиотеки универсальных программных инструментов (производителей)

Источник: DNV GL

В отличие от этого, большинство технических ограничений, как правило, базируются на четко определенных внешних источниках. Так, для большинства видов анализа энергосистемы существуют действующие стандарты, требования к сетевому коду, стандартная документация, требования по внутрисистемному планированию, либо процедуры. В этих документах указаны граничные условия и требования по проведению анализа любого типа.

Как указано в Таблица 3, техническая информация о генерации и нагрузке в передающих сетях обычно предоставляется операторами соответствующих объектов (например, электростанций, промышленных электроприемников, операторов распределительных сетей) оператору передающих систем, по крайней мере, по установленным блокам, либо объектам, находящимся в стадии строительства или на поздней стадии планирования. Более того, в большинстве случаев эта информация уже доступна TSO или соответствующему сетевому оператору для оперативных целей. В отличие от этого, по будущим проектам, в рамках

которых еще не поданы заявки на подключение к сетям, эта информация обычно базируется на собственных оценках или предположениях TSO.

Однако для распределенных ресурсов – децентрализованной генерации и потребителям, подключенным к распределительным сетям – ситуация иная. В этом случае необходимая информация, как правило, представляется операторами распределительных сетей оператору передающих сетей (TSO). Поэтому необходима тесная координация и сотрудничество между всеми задействованными сетевыми операторами. Но есть и другие варианты, например, немецкие TSO могут по своему усмотрению вложить значительные ресурсы в самостоятельные либо закупленные восходящие (bottom up) расчеты для развития распределенных сетей ветровых и солнечных источников (см. Рисунок 5).

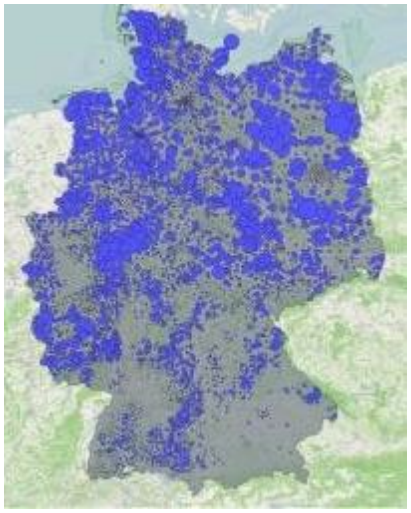
ВЭУ	Солнечные батареи
	

Рисунок 5. Регионализация ветровой и солнечной электроэнергетики, согласно плану развития энергосистемы Германии.

Источник: План развития энергосетей Германии на период 2015 - 2025 гг.[12]

Специалисты по планированию работы передающих сетей также должны иметь доступ к входным данным, необходимым для проведения динамического анализа. Что касается существующих энергосетевых объектов, такую информацию можно получить в ходе информационного обмена при оперативном планировании и операциях в реальном времени. Однако такая информация далеко не всегда доступна, если речь идет о будущих электростанциях и распределительных сетях. Кроме того, разработка и обеспечение динамических моделей требует значительных усилий.

По этой причине IEEE и Международная электротехническая комиссия (МЭК) подготовили подробные стандартные модели, которые включены в библиотеки общепринятых программных инструментов проведения расчетов в энергетическом секторе, включающие

[12] Four German TSOs, "Grid Development Plans 2025 | Grid Development Plan," accessed June 16, 2020, https://www.netzentwicklungsplan.de/en/grid-development-plans/grid-development-plans-2025.

описание подобных моделей в анализе стабильности, например IEEE 421.5–2016 [13] (см. пример на Рисунок 6). Для некоторых видов анализа (например, анализ соединения сетей) разработчик проекта должен предоставить либо сертифицированные параметры стандартизированных моделей, либо саму модель, сертифицированную производителем. Поскольку не все динамические модели можно сопоставить со стандартизированными моделями, многие TSO имеют собственные библиотеки моделей с параметрами, заданными пользователями.

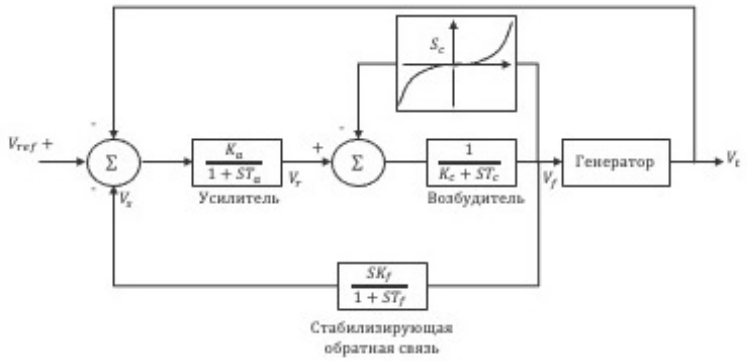


Рисунок 6. Автоматический регулятор напряжения IEEE тип 1.

Источник: DNV GL

Наконец, на Рисунок 7 дан схематический обзор основных входных данных, поступающих с энергетического рынка, которые используют немецкие TSO при разработке планов развития энергосетей. Энергосистема Германии одна из крупнейших в Европе, она включает свыше 2000 генерирующих блоков, а также отдельную обработку 124 зон нагрузки, которые в целом рассчитаны на 8760 часов. Это наглядно иллюстрирует масштабность анализа, проведенного немецкими TSO.

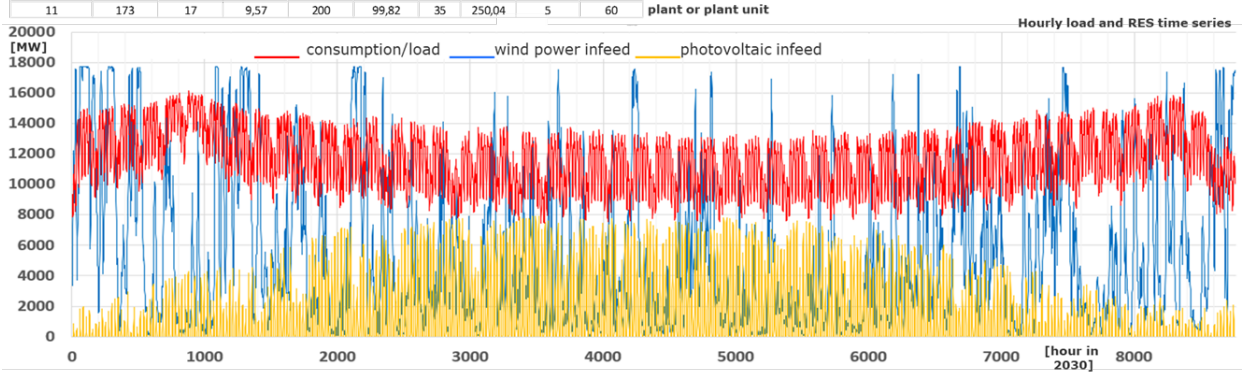
[13] "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, August 2016, 1–207, https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7553421.

	Plant 1	Plant 2	Plant 3	Plant 4	Plant 5	Plant 6	Plant 7	Plant 8	Plant 9
Hour in 2030	Natural gas	Natural gas	Natural gas	Natural gas	Natural gas	Waste	Hard coal	natural gas	natural gas
1	165,54	17	8,97	200	93,56	35	250,04	5	60
2	166,08	17	9	200	93,91	35	250,04	5	60
3	168,76	17	9,15	200	95,47	35	250,04	5	60
4	173	17	9,95	200	103,85	35	250,04	5	60
5	173	17	10,77	200	112,39	35	250,04	5	60
6	173	17	11,36	200	118,49	25,34	250,04	5	53,09
7	173	17	11,45	200	119,51	25,66	250,04	5	44
8	173	17	11,16	200	116,46	25,81	250,04	5	44
9	173	17	10,62	200	110,81	25,57	250,04	5	44
10	173	17	10,15	200	105,91	25,13	250,04	5	44
11	173	17	9,57	200	99,82	35	250,04	5	60

Hourly dispatch of each conventional plant or plant unit

Phase-shifter transf.	PST 1	PST 2	PST 3	PST 4	PST 5
Hour in 2030	tap	tap	tap	tap	tap
1	-7	-7	-7	-7	0
2	-15	-15	-15	-15	0
3	-14	-14	-14	-14	0
4	-15	-15	-15	-15	0
5	-17	-17	-17	-17	0
6	-19	-19	-19	-19	0

Other operational data (hourly), e.g. PST tapping



<u>Рисунок 7. Входные данные, поступающие с рынка, которые используются в планировании развития передающих сетей Германии.</u>

Источник: План развития энергосетей Германии на период 2017 - 2030 гг. (диаграмма отражает зону управления частотой 50 Гц).

4 Моделирование потока мощности в планировании электропередачи и анализе рынка

4.1 Включение расчета потока мощности в общий сценарный анализ

Планирование и анализ структуры рынка часто базируются на сценарном анализе. В этой связи важно учитывать, что в рамках настоящего документа анализ перетоков мощности не может проводиться изолированно, а всегда включается в более широкий процесс, который прямо или косвенно предусматривает также моделирование рынка. Это можно объяснить тем, что, как уже указывалось в предыдущей главе, анализ потока нагрузки основан на одном или нескольких заданных режимах диспетчеризации. Режимы диспетчеризации дают важнейшую информацию для анализа и, следовательно, эту информацию нужно получить заранее, то есть, либо с помощью экспертных оценок, либо путем построения модели рынка.

На Рисунок 8 показан соответствующий пример: интеграция модели энергосистемы в комплексный процесс моделирования при планировании электропередачи. А именно, начиная с построения первоначального сценария и определения всех соответствующих исходных допущений, первый этап количественного анализа состоит в моделировании рынка, то есть, в получении параметров разных режимов диспетчеризации. На третьем этапе эта информация используется в детальном моделировании энергосистемы согласно описанию в настоящем документе, и лишь затем эти данные применяются для анализа эффективности затрат или других оценок на заключительном этапе.

По аналогичной схеме, тот же основной подход часто используется для изучения последствий, связанных с изменениями структуры рынка, таких как региональная интеграция или объединение рынков. В последнем случае сценарии, разработанные на первом этапе, прежде всего отражают различные варианты структуры рынка, в то время как остальная часть анализа в целом остается прежней.

Рисунок 8. Анализ потока нагрузки как часть общего процесса планирования электропередачи.

Источник: DNV GL

В этой связи мы рекомендуем обратиться к четвертой главе «Краткого справочника по моделированию рынка» (Primer on Market Simulation), где дан более подробный разбор всей области применения сценарного анализа и анализа чувствительности в ходе планирования электропередачи и анализа структуры рынка. Подобно моделированию рынка, сценарный анализ в таких условиях имеет ключевое значение для поиска решений, связанных с факторами

неопределенности. Для иллюстрации на Рисунок 9 показано, как TSO 50 Гц Восточной Германии использует сценарный анализ для учета растущего числа и влияния нештатных ситуаций по мере расширения горизонта планирования.

Рисунок 9. Пример учета различных факторов при сценарном анализе TSO Германии.

Источник: DNV GL

4.2 Область применения анализа потока нагрузки

Как правило, анализ потока нагрузки и другие виды анализа энергосистем сосредоточены на анализе сценариев экстремальных ситуаций, таких как максимальная и минимальная нагрузка в зимний и летний периоды, либо другие периоды или сезоны. Подобный выбор традиционно обусловлен недостатком вычислительных ресурсов и серьезными усилиями, которых требовало проведение детального анализа потока нагрузки переменного тока. В то же время, этот выбор был оправдан, поскольку основной целью анализа являлась проверка способности системы обеспечить должную степень надежности в экстремальных условиях.

Однако по мере региональной интеграции рынков электроэнергии разных стран и увеличения доли производства за счет возобновляемых источников с переменным характером выработки этот подход все больше устаревает. Региональная интеграция упрощает обмен между энергосистемами. Энергосистемы подвергаются воздействию самых разных обстоятельств, в результате которых критические ситуации могут возникать в самое разное время. Аналогичным образом, ветровая и солнечная энергия вызывают гораздо более неустойчивые системные условия, и периоды минимальной и максимальной остаточной нагрузки, а также периоды максимальной потребности в последующей нагрузке, больше не могут быть привязаны к заранее определенному времени. Как следствие, сетевые операторы все чаще вынуждены

увеличивать число анализируемых текущих состояний системы, начиная с нескольких и кончая «многочисленными» (см. нижний левый угол на Рисунок 10).

В результате продолжающейся региональной интеграции местных рынков электроэнергии и растущего влияния различных типов возобновляемых источников с переменным характером выработки электроэнергии, системные операторы в континентальной Европе и некоторых частях США начали понимать, что определить «критические ситуации» становится все труднее. Кроме того, анализ факторов, воздействующих на рынок электроэнергии, а также комплексный анализ экономической эффективности крупных сетевых инвестиций требует более широкого подхода. Так, если анализ критических ситуаций может оказаться достаточным для оценки безопасности и надежности энергосистемы, то экономический эффект инвестиций или рыночных реформ в первую очередь зависит от «усредненного» воздействия соответствующих изменений.

Благодаря постоянному совершенствованию аналитических инструментов, системные операторы все чаще используют полный хронологический анализ, охватывающий целые годы, аналогично методу, который традиционно использовался для моделирования рынка. Кроме того, для учета более долгосрочных колебаний, например, влияние временных периодов с различными погодными условиями, иногда также используются вероятностные методы. Вероятностные методы, с довольно высокой вероятностью, помогают определить наихудшие условия, а также распределение возможных условий эксплуатации.

Комбинаторные или случайно генерируемые (например, методом Монте-Карло) условия анализируются автоматически или вручную с помощью программного обеспечения по моделированию энергосистем, чтобы определить их влияние на надежность, безопасность или стабильность энергосистемы. Как показано на Рисунок 10, эти технические достижения привели к возрастанию степени сложности расчетов временных разрезов при планировании электропередачи.

Рисунок 10. От традиционных к современным методам планирования электропередачи.

Источник: DNV GL

Помимо временного аспекта, важно также учесть еще один аспект, имеющий ключевое значение в планировании электропередачи. А именно, в то время как в анализе рыночного воздействия обычно рассматривают лишь одно или несколько изменений, специалистам по планированию электропередачи, для решения выявленных проблем, может потребоваться оценка и моделирование большого числа изменений. Масштабы таких изменений сети могут означать большее число самостоятельных проектов, начиная с простой оптимизации сети с помощью выбранных параметров улучшения работы сетей и заканчивая крупномасштабным расширением.

5 Интерпретация и оценка результатов

Как было указано в разделе 3.1, анализ потока нагрузки в основном используется для того, чтобы понять, остается ли сетевая нагрузка (уровень напряжения в сети) в пределах, определенных законодательными, нормативными и техническими ограничениями. Большинство обычных программных средств, включая программные пакеты PSS/E и PowerFactory, поддерживают соответствующие функции изложения, визуализации и оценки важных результатов.

В следующем разделе мы кратко изложим ряд типовых инструментов, которые могут быть полезны для различных видов анализа, включая:

- использование так называемых «тепловых карт»;
- визуализация нагрузок линий электропередачи;
- перечни критически важных элементов и нештатных ситуаций;
- визуализация потребностей в сокращении поставок и передиспетчеризации; и
- диаграммы, показывающие реакцию динамической системы.

Тепловые карты напряжения и нагрузок в сети

Рисунок 11 представляет однолинейную диаграмму и профиль напряжения в виде тепловой карты, созданной с помощью пакета PSS/E. Цвета тепловой карты показывают, находится ли расчетное напряжение выше или ниже номинального напряжения. Расчетные напряжения, показанные на этом рисунке, выражены в о.е., что эквивалентно отношению расчетного напряжения к номинальному напряжению данного узла или элемента сети[14]. Во многих странах при нормальной работе допускается напряжение до 10% выше номинального, что эквивалентно 1,10 о.е.

По цветам тепловой карты на Рисунок 11 можно легко определить критически важные области. Например, области, помеченные темно-красным цветом, указывают места, где напряжение шин находится на уровне 1,05 о.е. и, следовательно, приближается к допустимым пределам рабочего напряжения соответствующей системы. Аналогично, темно-синим цветом отмечены области пониженного напряжения. Таким образом, тепловая карта позволяет интегрировать данные таких наблюдений в общую, более масштабную картину электросети.

В качестве еще одного варианта визуализации уровней сетевого напряжения, на рисунке 12 показан пример ранжированных результатов напряжения N-1, полученных с помощью программного пакета PowerFactory.

[14] Значение, равное одной относительной единице (о.е.), означает, что расчетное напряжение равно номинальному напряжению, а значения больше (меньше) единицы указывают на то, что расчетное напряжение выше (ниже) номинального значения.

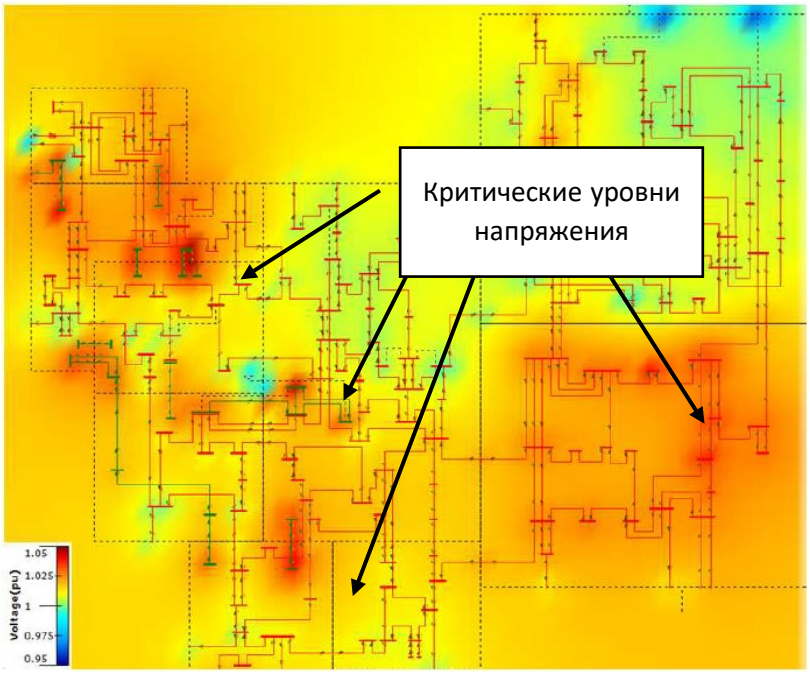


Рисунок 11. Диаграмма профиля напряжения, полученная с помощью программного пакета PSS/E.

Источник: см. "Перспективы рынка электроэнергии до 2030 года", стр. 147; дополнительная информация представлена DNV GL[15].

	Component	Voltage Max. [p.u.]	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Contingency Number	Contingency Name	Base Case and Post Voltage [0,969 p.u. - 1,211 p.u.]
1	Component 154	1,211	0,169	1,043	157	Element 1622	
2	Component 287	1,211	0,169	1,043	157	Element 983	
3	Component 334	1,163	0,159	1,004	902	Element 764	
4	Component 544	1,163	0,159	1,004	902	Element 712	
5	Component 125	1,157	0,158	0,998	902	Element 648	
6	Component 766	1,144	0,118	1,026	902	Element 735	
7	Component 127	1,138	0,156	0,982	902	Element 723	
8	Component 458	1,132	0,058	1,074	1116	Element 927	
9	Component 1469	1,128	0,154	0,974	902	Element 892	
10	Component 145	1,127	0,043	1,084	902	Element 93	
11	Component 151	1,125	0,119	1,006	902	Element 783	
12	Component 142	1,124	0,119	1,006	902	Element 142	
13	Component 113	1,123	0,154	0,969	902	Element 24	
14	Component 714	1,122	0,088	1,034	902	Element 257	
15	Component 215	1,119	0,043	1,076	902	Element 634	
16	Component 166	1,117	0,056	1,061	1089	Element 1616	
17	Component 817	1,116	0,056	1,060	1089	Element 781	
18	Component 818	1,111	0,070	1,041	1116	Element 954	
19	Component 519	1,111	0,070	1,041	1116	Element 565	
20	Component 20	1,110	0,049	1,061	1042	Element 812	
21	Component 28	1,110	0,049	1,061	1042	Element 634	
22	Component 220	1,110	0,049	1,061	1042	Element 665	

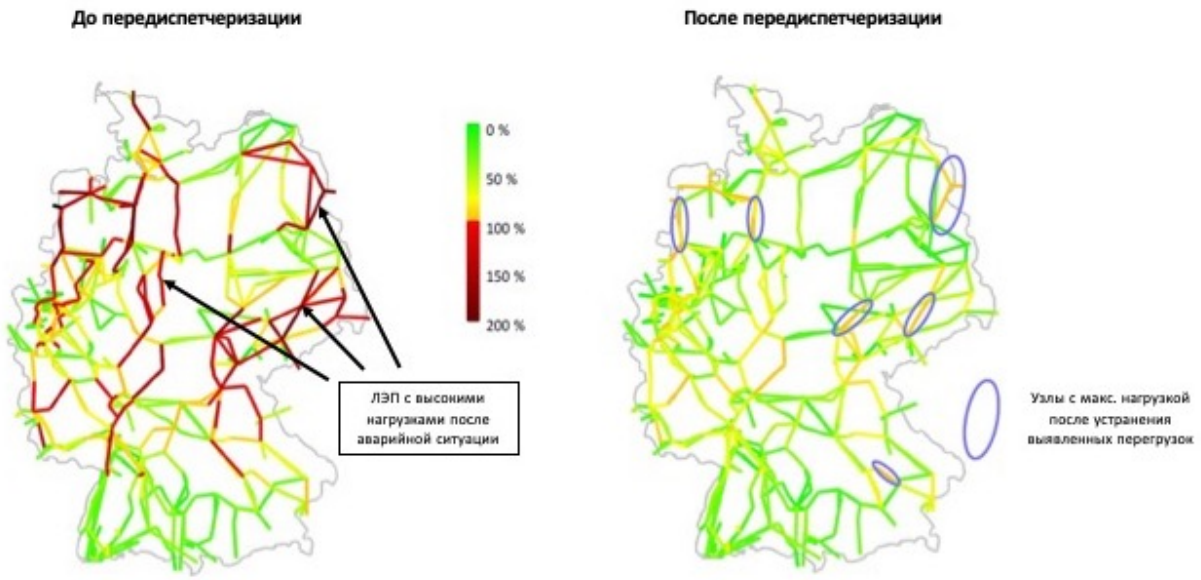
Рисунок 12. Пример ранжированных результатов напряжения N-1, полученных с помощью программного пакета PowerFactory.

Источник: DNV GL

[15] Djordje Dobrijevic, Hrvoje Keko, and Martina Mikulić, "SEE Electricity Market Perspectives until 2030," n.d., 163.

Визуализация нагрузки в сети

На рисунке 13 показана аналогичная форма визуализации. В данном примере на упрощенной географической схеме электросети показаны линии электропередачи, которые были бы перегружены в случае возникновения нештатной ситуации N-1. Как и прежде, критически важные сегменты отмечены различными оттенками желтого и красного. В этом конкретном примере схема в левой части **Error! Reference source not found.**рисунка 13 показывает, что многие ЛЭП могут быть перегружены в часы критической нагрузки в течение года. В правой части рисунка схема показывает те же результаты с учетом различных типов улучшения и расширения энергосети, предложенных для рассмотрения операторами передающих систем, которые позволят снизить влияние нештатных ситуаций. Сравнение этих двух схем ясно показывает, что предлагаемые типы модернизации и расширения сети способны в значительной мере устранить аварийную ситуацию.



<u>Рисунок 13. Нагрузки на ЛЭП до и после передиспетчеризации.</u>

Источник: Отчеты четырех TSO Германии[16], дополнительные пояснения DNV GL.

Помимо графических изображений, стандартные программные инструменты анализа потока нагрузки также дают возможность получить структурированные таблицы, которые показывают нужные данные по всем либо только по критически важным компонентам сети. Для иллюстрации в Таблица 4 приведен список критических нештатных ситуаций. Так, в таблице указаны: сама нештатная ситуация на данном компоненте, контролируемый компонент (который показал перегрузку), а также его расчетный поток и нагрузка. Кроме того, в таблице указаны номинальное напряжение и тип различных компонентов (например, линии

[16] 50Hertz Transmission GmbH et al., "Abschlussbericht - Systemanalysen 2018," 2018, 55.

электропередачи, трансформаторы и проч.), поскольку к разным элементам могут применяться различные пороговые значения.

Таблица 4. Выборочные результаты анализа нештатных ситуаций

Контролируемый компонент Типы: 1 - трансформатор 2 – воздушная ЛЭП							Рейтинг А	поток	Нагрузка	«Аварийные» компоненты
Начальный узел		кВ	Конечный узел		кВ	Тип	MBA	MBA	%	
26059	SK 1-A	110	3WNDTR	СКОПЬЕ 5	WND 2	1	300	300.7	100.2	Воздушная ЛЭП 26003-26065
26111	SK 1	400	3WNDTR	СКОПЬЕ 5	WND 1	1	300	308.8	102.9	Воздушная ЛЭП 26003-26065
26111	SK 1	400	3WNDTR	СКОПЬЕ 5	WND 1	1	300	303.2	101.1	Воздушная ЛЭП 26013-26115
26111	SK 1	400	3WNDTR	СКОПЬЕ 5	WND 1	1	300	305.1	101.7	Воздушная ЛЭП 26017-26066
26059	SK 1-A	110	3WNDTR	СКОПЬЕ 5	WND 2	1	300	300.1	100	Воздушная ЛЭП 26032-26065
26111	SK 1	400	3WNDTR	СКОПЬЕ 5	WND 1	1	300	308.2	102.7	Воздушная ЛЭП 26032-26065
26059	SK 1-A	110	3WNDTR	СКОПЬЕ 5	WND 2	1	300	301.1	100.4	Воздушная ЛЭП 26059-26063
26111	SK 1	400	3WNDTR	СКОПЬЕ 5	WND 1	1	300	309.7	103.2	Воздушная ЛЭП 26059-26063
26059	SK 1-A	110	3WNDTR						1.4	Воздушная ЛЭП 26062-26063
26111	SK 1	400	3WNDTR						4.4	Воздушная ЛЭП 26062-26063
26059	SK 1-A	110	3WNDTR						2.8	Воздушная ЛЭП 26066-26115
26111	SK 1	400	3WNDTR						5.6	Воздушная ЛЭП 26066-26115
26111	SK 1	400	3WNDTR	СКОПЬЕ 5	WND 1	1	300	303.7	101.2	Воздушная ЛЭП 26069-26125
26105	Z.RID	110	26603	TETO-ZR-GT	15	1	100	101.7	101.7	Воздушная ЛЭП 26105-26604
26059	SK 1-A	110	26063	SK 4-A	110	2	123	190.8	171.3	400/110/35 kV Трансф. Скопье 5
26062	SK 3	110	26063	SK 4-A	110	2	123	140.2	123.1	400/110/35 kV Трансф. Скопье 5
26063	SK 4-A	110	3WNDTR	СКОПЬЕ 4	WND 2	1	300	478.5	159.5	400/110/35 kV Трансф. Скопье 5
26064	SK 4	400	3WNDTR	СКОПЬЕ 4	WND 1	1	300	510.5	170.2	400/110/35 kV Трансф. Скопье 5
26059	SK 1-A	110	26063	SK 4-A	110	2	123	119.9	105.3	400/110/35 kV Трансф. Скопье 4
26059	SK 1-A	110	3WNDTR	СКОПЬЕ 5	WND 2	1	300	484.8	161.6	400/110/35 kV Трансф. Скопье 4
26105	Z.RID	110	26603	TETO-ZR-GT	15	1	100	100.2	100.2	400/110/35 kV Трансф. Скопье 4
26111	SK 1	400	3WNDTR	СКОПЬЕ 5	WND 1	1	300	513.5	171.2	400/110/35 kV Трансф. Скопье 4
26105	Z.RID	110	26603	TETO-ZR-GT	15	1	100	100.8	100.8	400/110/10 kV Трансф. Куманово
26111	SK 1	400	3WNDTR	СКОПЬЕ 5	WND 1	1	300	306.9	102.3	400/110/10 kV Трансф. Охрид

Компоненты энергосети с высокими нагрузками после аварийной ситуации

Источник: DNV GL, Влияние подключения электромобилей на передающую сеть в Македонии[17].

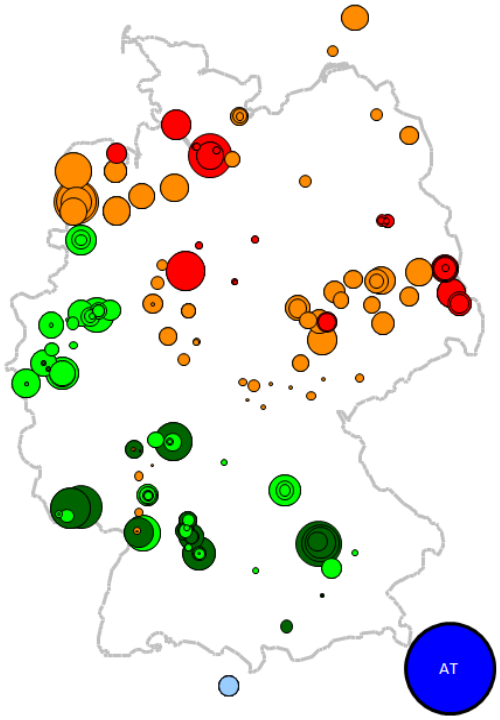
Сокращение и передиспетчеризация

В конкретной ситуации, перегрузки и проблемы с напряжением в сети могут потребовать изменений в диспетчеризации производимой электроэнергии или нагрузки, включая, например, сокращение электроэнергии из возобновляемых источников с переменным характером выработки либо передиспетчеризацию обычной электроэнергии. Такие меры

[17] DNV GL Energy Advisory GmbH, "Effects of Plug-In Electric Vehicles (PEV) on the Transmission Grid of North Macedonia (Final Report)," Final Report, April 23, 2019. Available at: https://www.mepso.com.mk/CMS/Content_Data/Dokumenti/%D0%A1%D1%82%D1%83%D0%B4%D0%B8%D0%B8%20%D0%B8%20%D0%B0%D0%BD%D0%B0%D0%BB%D0%B8%D0%B7%D0%B8/2019/MEPSO_PEV%20EN.pdf; last accessed on June 17, 2020

имеют ключевое значение для комплексной экономической оценки и могут существенно повлиять на оптовый рынок. В этой связи, на Рисунок 14 представлен пример, показывающий местоположение и масштаб применения указанных мер в рамках заданного сценария по планированию передающих сетей Германии

Меры	**ГВт**
Сокращение поставок ветровой электроэнергии	*-6,8*
Передиспетчеризация в сторону снижения	*-5,5*
Передиспетчеризация в сторону увеличения	*+5,3*
Передиспетчеризация ГЭС	*+0,2*
Резерв	*+5,8*
Передиспетчеризация зарубежных потоков	*+1,0*
Суммарное значение	***0,0***



Ограничение подачи ВИЭ

Снижение генерации традиционного типа в DE

Увеличение генерации традиционного типа (рынок) в DE

Увеличение резервной подачи в DE

Снижение выработки генерирующего агрегата ГАЭС в DE

Увеличение выработки электроэнергии в соседних странах

Рисунок 14. Потребности в сокращении поставок ВИЭ и передиспетчеризации в Германии.

Источник: TSO Германии[18].

Визуализация результатов динамического анализа

Хотя может показаться, что динамический анализ слабо связан с целями настоящего руководства, этот анализ имеет ключевое значение в оценке проблем, которые могут быть вызваны ВИ с переменным характером выработки электроэнергии. Для иллюстрации, на Рисунок 15 показано влияние отключения генератора на частоту системы. Согласно этому анализу, отключение вызывает максимальное падение частоты до ~58.70 Гц (при номинальной

[18] 50Hertz Transmission GmbH et al., "Abschlussbericht - Systemanalysen 2018."

частоте 60 Гц), причем первичный резерв способен стабилизировать частоту на этом уровне[19]. Кроме того, были рассмотрены три сценария с различными уровнями быстрого реагирования солнечных и ветряных электростанций на изменения частоты в сети (Fast Frequency Response/FFR). Инерция обеспечивается синхронной генерацией и влияет на то, как быстро частота падает после отключения. Чем выше FFR относительно искусственной инерции в энергосистеме, тем медленнее падение частоты, как показано в сценарии «Быстрое реагирование солнечных и ветряных электростанций на изменения частоты». В изолированных и небольших взаимосвязанных энергосистемах уменьшение инерции системы может привести к проблемам стабильности частоты.

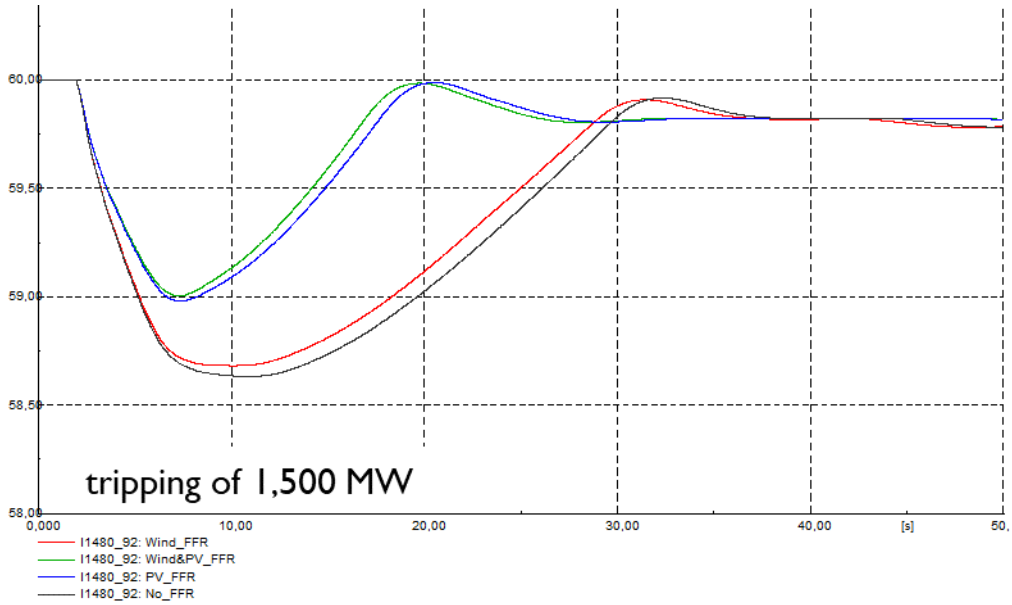


Рисунок 15. Пример динамического анализа стабильности частоты.

Источник: DNV GL/GridLab

[19] Обратите внимание, что этот вымышленный пример был рассчитан без учета автоматического управления генерацией.

6 Роль органа регулирования

Роль, органа регулирования в процессе моделировании может быть различной в зависимости от страны. В этом разделе перечислены функции, которые может принять на себя орган регулирования на различных этапах этого процесса, т. е.:

- **организация процесса моделирования**, например, определение масштабов анализа, функций и обязанностей, ключевых процессов, сроков и т. д.;
- **определение сценариев и допущений**, т. е. каким образом получить все необходимые входные данные для анализа (сравните разделы 3 и 4.1 выше);
- **мониторинг диапазона анализа потока нагрузки**, возможно, включая выбор, разработку и анализ вариантов расширения передающих сетей; и
- **интерпретация и утверждение результатов**, включая окончательное утверждение самого анализа потока мощности и его дальнейшее применение в надзорной практике.

Ниже мы более подробно рассмотрим и прокомментируем каждый из этих этапов.

6.1 Организация процесса моделирования

В рамках действующего законодательства и сферы его применения, одна из основных функций органа регулирования – определить общие принципы, которые позволяют стандартизировать и облегчить общий процесс моделирования, а также функции, обязанности и режим взаимодействия участников этого процесса. Кроме того, органы регулирования обеспечивают доступ TSO (или иных аналогичных организаций) к требуемым данным.

Некоторые из ключевых задач, которые определяются и контролируются органом регулирования, перечислены ниже.

- *Определить необходимые данные и обязанности*. Необходимо четко обозначить, кто из участников процесса несет ответственность за сбор и, соответственно, предоставление данных и за какие данные они отвечают. Например, оператор энергоблока должен предоставлять оператору системы информацию о технических характеристиках и возможностях энергоблока.
- *Определить процесс*. Целесообразно иметь общее описание процесса моделирования, включая первоначальный сбор, обмен и обработку исходных данных, разработку сценария, моделирование, а также итоговое обсуждение и утверждение результатов моделирования. В описании указываются сроки выполнения основных этапов. Аналогичным образом, отдельно описывается этап рассмотрения, консультаций и утверждения основных допущений и результатов моделирования.
- *Содействовать контактам и участию в процессе заинтересованных сторон*. Необходимо следить за тем, чтобы правила сбора, подготовки и обмена данными применялись всеми заинтересованными сторонами. К ним относятся генерирующие компании, потребители, операторы энергосистемы, а также операторы других соответствующих объектов энергосети, таких как компании-вставки и компании-хранилища.

- *Стандартизация инструментов и протоколов*. Качество моделирования улучшат четко сформулированные, понятные определения, а также обмен стандартизированными данными между TSO и заинтересованными сторонами. С этой целью орган регулирования может разработать нормативные акты, касающиеся инструментов и протоколов, которые будут использоваться для мониторинга, сбора и обмена данными, и контролировать и утверждать подготовку соответствующих правил и инструментов, осуществляемую TSO.

В зависимости от местного законодательства и общепринятой практики, определенные задачи и обязанности могут также находиться в ведении самого TSO. Аналогичным образом, регулирующий орган ограничиться разработкой лишь основных правил, в которых определены ответственность и ключевые требования к процессу планирования расширения электросетей, оставив разработку дальнейших деталей на усмотрение TSO. Но даже в этих случаях регулирующий орган должен играть важную роль, то есть контролировать процесс, подтверждать, что все необходимое предусмотрено, вмешиваться там, где это необходимо, и, возможно, подтверждать или утверждать соответствующие предложения и правила, разработанные TSO.

6.2 Определение сценариев и допущений

Хотя большую часть необходимых данных, как правило, можно получить от различных заинтересованных сторон, часть исходных данных всегда будет основана на экспертных предположениях или, по крайней мере, на экспертном мнении о диапазоне значений различных параметров и об источниках информации. В некоторых случаях подобные экспертные допущения могут оказать значительное влияние на результаты анализа. Точно так же, определение и выбор сценариев предполагает принятие самостоятельных решений об основном направлении анализа и, что не менее важно, о том, какими аспектами следует пренебречь.

Во многих странах соответствующие процессы оставлены на усмотрение TSO и других сетевых операторов, при этом орган регулирования участвует только в анализе итогового плана развития. В отличие от этого, в Германии применяется иной подход: федеральный орган регулирования организует первую консультацию и принимает решение об общем сценарном подходе, предложенном TSO, до начала проведения анализа потока мощности (см. Вставка I). Хотя этот дополнительный шаг удлиняет первоначальный процесс, он позволяет заинтересованным сторонам участвовать в этом процессе на гораздо более раннем этапе и сводит к минимуму риск того, что TSO будут вынуждены повторно проводить анализ на более позднем этапе.

6.3 Выполнение анализа потока мощности

В большинстве стран анализ потока мощности и все связанные с ним процедуры проводятся исключительно TSO, зачастую во взаимодействии с другими сетевыми операторами или владельцами. Это связано с тем, что указанные субъекты не только прекрасно знакомы с ситуацией в соответствующих энергосетях и имеют доступ к необходимым инструментам и данным, но и несут ответственность за расширение сети на более позднем этапе. И наоборот, регулирующий орган в идеале должен сохранять определенную дистанцию, поскольку предлагаемые изменения повлияют на будущие издержки сети.

Тем не менее, если снова взять пример Германии, в состав федерального органа регулирования энергетики входит структура, способная выполнять собственный анализ потока мощности и участвующая в детальном планировании и анализе предлагаемых мер по развитию сети. Однако важно отметить, что решение о передаче регулирующему органу таких полномочий и обязанностей не связано с его основными функциями по надзору за рынком электроэнергии. На самом деле, такое решение связано с конкретной ролью регулирующего органа в планировании мер по расширению энергосети, которая определена Федеральным планом требований к развитию энергосетей (Federal Requirements Plan (FRP)) и Программой Федерального отраслевого планирования (Federal Sectoral Planning) (см. Вставка 1), принятых с целью упорядочить и ускорить процесс планирования.

Вставка 1. Роль органа регулирования в планировании передающих сетей Германии [20]

Федеральный орган Германии по надзору в области энергетики – Bundesnetzagentur[21] (BNetzA), – выполняет ряд ключевых функций в планировании развития передающих сетей. Помимо рассмотрения и утверждения общего **сценарного подхода**, который предлагается TSO, BNetzA также утверждает окончательный **план развития сети** и некоторые последующие этапы детального планирования определенных проектов.

Наименование	Роль BNetzA
Сценарный подход	Четыре немецких TSO разрабатывают сценарную структуру, описывающую различные сценарии расширения передающих сетей. BNetzA отвечает за анализ, консультации, внесение необходимых изменений и утверждение сценарной структуры.
План развития сети	На основе утвержденного сценарного подхода, TCO проводят анализ потока мощности и готовят проект плана развития сети на следующее десятилетие. Как и в случае со сценарным подходом, BNetzA отвечает за рассмотрение, консультации и утверждение плана развития сети. Кроме того, BNetzA проводит общую (высокого уровня) оценку воздействия на окружающую среду.
Федеральный план требований по развитию энергосетей	По крайней мере раз в четыре года BNetzA готовит Федеральный план требований по развитию энергосетей и представляет его федеральному правительству на утверждение. Федеральный план базируется на Плане развития сети и соответствующей оценке экологического воздействия, а также включает информацию по всем необходимым проектам.
Федеральное отраслевое планирование	Для линий, включенных в Закон о федеральном плане требований в области развития энергосетей, которые пересекают границы субъектов федерации или государственную границу, BNetzA определяет маршрутные коридоры с помощью так называемой Программы федерального отраслевого планирования.
Утверждение детального маршрута и порядка планирования	Точный маршрут прокладки новой ЛЭП внутри заданного маршрутного коридора определяется с помощью Процедуры утверждения порядка планирования.

[20] "Netzausbau - Five Steps," accessed May 7, 2020, https://www.netzausbau.de/EN/5steps/en.html.
[21] Федеральное сетевое агентство по электричеству, газу, телекоммуникациям, почте и железным дорогам.

6.4 Интерпретация и утверждение результатов

Хотя роль органа регулирования на начальных этапах планирования передающих сетей весьма различна, как правило, орган регулирования имеет право рассматривать и утверждать окончательный план развития сети. В ЕС эти обязанности закреплены в так называемом «третьем пакете».

В рамках таких обязанностей органы регулирования, как правило, должны обеспечить проведение необходимых консультаций с соответствующими заинтересованными сторонами, то есть, либо проводить консультации самостоятельно, либо сопровождать и контролировать процесс консультаций, проводимых TSO (или аналогичной организацией).

Кроме того, орган регулирования должен иметь возможность выполнять необходимый анализ и оценку (проекта) плана развития сети и любых предложенных мер по ее расширению. В рамках настоящего документа, это предполагает наличие знаний о базовых принципах использования инструментов и методов анализа потока мощности, а также способность анализировать результаты моделирования и иметь представление о том, какое влияние исходные данные на потоки мощности и работу сети.

Кроме того, для поддержки этого процесса желательно, чтобы орган регулирования имел право не только задавать общие вопросы, но и запрашивать оценку конкретных изменений, внесенных в исходные допущения, сценарии и/или меры по расширению сети, даже если это потребует проведения дополнительного анализа потока мощности. Там, где необходимо, это должно также включать право на продление, хотя бы в разумных переделах, общих сроков завершения стадии планирования.

Этот подход отражен, например, в общем процессе подготовки плана развития передающих сетей в Испании, как кратко показано во вставке 2 ниже. Хотя соответствующие функции возложены на Министерство экологии и демографических проблем, а не на орган регулирования, процесс планирования предусматривает дополнительный этап проработки после того, как подготовка первоначального проекта плана завершена. А именно, первоначальный проект обсуждается с соответствующими органами власти в целях выявить конкретные проблемы и необходимость внесения изменений. Затем все поступившие отзывы учитываются TSO в ходе второго этапа анализа, и только после этого обновленный план развития сети выносится на общественное обсуждение и, наконец, на окончательное утверждение правительством.

Вставка 2. Планирование развития передающих сетей в Испании [22]

В Испании план расширения передающих сетей определяет плановое развитие сетей передачи электроэнергии на ближайшие шесть лет. Основная цель плана расширения сетей заключается в том, чтобы обеспечить надежность поставок и одновременно помочь переходу на иные источники электроэнергии. Кроме того, план должен соответствовать энергетической политике, определенной на национальном и общеевропейском уровнях.

Процесс планирования состоит из следующих шести этапов.

Наименование	**Функции и обязанности**
Этап 1. Этап поступления предложений (3 месяца) *Участники: министерство, автономные сообщества, участники рынка, орган регулирования (Национальная комиссия по рынкам и конкуренции (CNMC).*	Министерство экологии и демографических проблем публикует информацию о начале процесса планирования в правительственном вестнике Испании. После этого автономные сообщества и другие субъекты готовят свои предложения по развитию передающих сетей и направляют их в министерство и TSO (REE). Параллельно орган регулирования (CNMC) готовит отчет, определяющий критерии финансово-экономической устойчивости, которые учитываются при разработке плана развития сетей.
Этап 2. Этап анализа (6 месяцев) *Участники: TSO (REE)*	На основании полученной информации REE выполняет необходимые технические расчеты, готовит первоначальный отчет о разработке плана и направляет отчет в Министерство.
Этап 3. Этап обсуждения (1 месяц) *Участники: Министерство, автономные сообщества*	Министерство обсуждает первоначальные предложения по развитию сетей с автономными сообществами и готовит совместный отзыв для направления TSO.
Этап 4. Стадия доработки (2 месяца) *Участники: Министерство, TSO (REE)*	На основе полученного отзыва REE дорабатывает план развития сетей и отсылает его министерству.
Этап 5. Этап согласования (4 месяца) *Участники: Министерство, TSO (REE), регулирующий орган (CNMC), общественность*	CNMC оценивает выполнение плана развития сетей по критериям устойчивости и передает свое заключение в министерство. Министерство готовит окончательный план развития передающих сетей, который должен включать стратегическую экологическую декларацию, составленную Управлением охраны окружающей среды министерства. Заинтересованные стороны могут высказать свои замечания по этому плану в ходе консультаций с общественностью.
Этап 6: Этап утверждения *Участники: Правительство, Конгресс*	Окончательный план развития сети электропередачи утверждается правительством после его принятия конгрессом.

[22] "Red Eléctrica de España | The 2021-2026 Planning Process," accessed May 7, 2020, https://www.ree.es/en/activities/electrical-planning/new-transmission-grid-planning.

7 Заключение

Настоящее руководство рассказывает об использовании анализа потока мощности в контексте регулирования энергетики, то есть, планирования работы передающих сетей и оценки планируемых изменений в структуре рынка. Анализ такого типа обычно выполняется сетевыми операторами, такими как операторы передающей системы (TSO) или операторы распределительной системы (DSO). При этом сами органы регулирования, как правило, не принимают непосредственного участия в проведении анализа. Тем не менее, чтобы обеспечить объективный и прозрачный подход, привлечь заинтересованные стороны и получить надежную оценку результатов анализа важно, чтобы органы регулирования имели представление об основных принципах анализа потока мощности, необходимых входных и выходных данных, а также необходимых инструментах и методах интерпретации и использования результатов.

Помимо общепринятых стандартных отраслевых инструментов, таких как программные пакеты PSS®E, PowerFactory, NEPLAN или Powerworld, для анализа потока мощности сетевые операторы могут также использовать другие, программы, в том числе, разработанные на местах. Несмотря на существенные различия в структуре и дизайне, интерфейсах и функциональных возможностях, большинство этих инструментов поддерживают базовый набор функций как для статического, так и для динамического анализа. Поэтому, как представляется, целесообразно оставить выбор конкретных пакетов программного обеспечения на усмотрение сетевых операторов.

В отличие от этого, результаты анализа потока мощности в огромной степени зависят от исходных допущений и масштабов анализа. По этой причине органы регулирования энергетики должны уделить особое внимание выбору сценариев и допущений, источникам и порядку сбора исходных данных от заинтересованных сторон, если в этом есть необходимость. Это относится, в частности, к допущениям по объему и пространственному распределению генерации и мощности, к выбору возможных вариантов модернизации или расширения сети, к определению критически важных ответвлений и нештатных ситуаций, либо к установлению применимых пределов и пороговых значений.

Органам регулирования энергетики не следует самостоятельно проводить такой анализ. Тем не менее, они должны уметь оценивать и интерпретировать полученные аналитические данные, такие как нагрузка (критических) сегментов электросети или профили напряжения. При этом основное внимание следует уделить пониманию взаимосвязи между полученными данными, с одной стороны, и их воздействием на системную и сетевую безопасность, с другой стороны.

Исходя из этого, органы регулирования энергетики должны в первую очередь уделить внимание следующим задачам, связанным с анализом потока мощности в контексте планирования работы передающих сетей и изменений в структуре рынка:

- **организация процесса моделирования**, куда входит, в частности, определение масштабов анализа, функций и обязанностей участников, ключевых процессов, сроков и т. д.;

- **определение сценариев и допущений**, что необходимо, чтобы получить необходимые входные данные для анализа (сравните разделы 3 и 4.1 выше);
- **мониторинг масштабов анализа потока мощности**, возможно, включая выбор, разработку и анализ вариантов расширения передающих сетей; и
- **интерпретация и утверждение результатов**, включая окончательное утверждение самого анализа потока мощности и его дальнейшего применения в надзорной практике.

Органам регулирования рекомендуется активно взаимодействовать с заинтересованными лицами, приняв участие в планировании анализа на ранних этапах, в том числе в разработке сценариев до начала проведения анализа потока мощности. Также, рекомендуется уделить основное внимание обеспечению необходимой координации между TSO и DSO в рамках общего процесса планирования.

По вопросам, касающимся настоящей публикации, обращаться к Эрин Хаммел (ehammel@naruc.org).

National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)
1101 Vermont Ave, NW, Suite 200
Washington, DC 20005 USA
Tel: +1-202-898-2210
Fax: +1-202-898-2213
www.naruc.org