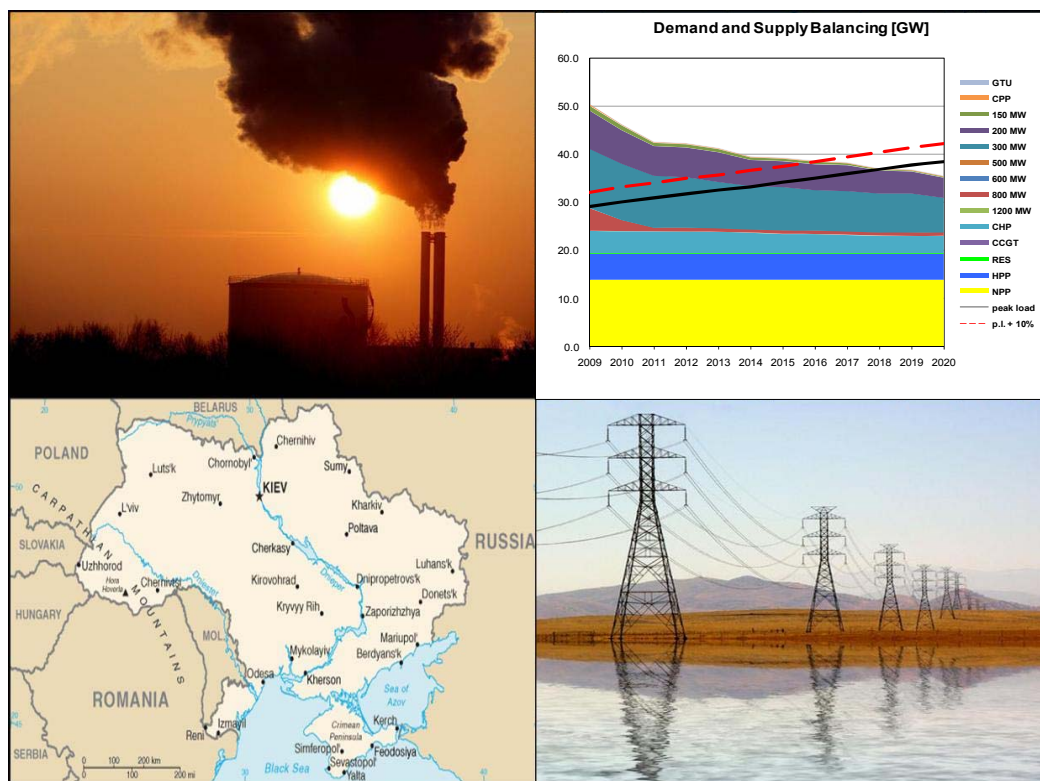




European Bank
for Reconstruction and Development

Европейский банк реконструкции и развития

Динамика развития коэффициентов выбросов углерода при производстве электрической энергии в Украине



Исследование базового уровня выбросов в Украине

- Заключительный отчет -

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	ВВЕДЕНИЕ	1-1
2	АНАЛИЗ И РАЗВИТИЕ ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ УКРАИНЫ	2-1
	2.1 История производства и передачи электроэнергии.....	2-2
	2.2 Анализ и прогноз спроса на электрическую энергию	2-3
	2.3 Анализ инвестиционных программ	2-5
3	МЕТОДОЛОГИЯ РАСЧЕТОВ	3-1
	3.1 Метод расчетов РКИК ООН	3-1
	3.1.1 Основная методика расчетов.....	3-1
	3.1.2 Разъяснение некоторых конкретных вопросов в отношении Метода РКИК ООН.....	3-4
	3.2 Построение Имитационной модели энергосистемы	3-7
	3.2.1 Общая структура.....	3-7
	3.2.2 Прогноз остаточной (полезной) нагрузки, подаваемой тепловыми электростанциями	3-11
	3.2.3 Составление графиков технического обслуживания	3-14
	3.2.4 Принцип ранжирования генерирующих компаний, заявленных в порядке цены за выработанную энергию и диспетчерское управление электростанцией.....	3-14
	3.2.5 Имитационное моделирование по методу Монте-Карло	3-16
4	РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ И КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ УГЛЕРОДА	4-1
	4.1 Прогноз графика нагрузки по продолжительности	4-1
	4.2 Прогноз структуры энергетики	4-2
	4.3 Соответствующие коэффициенты выбросов углерода	4-3
5	ВЫВОДЫ.....	1

СПИСОК СХЕМ И ДИАГРАММ

Схема 1-1: Структура исследования базового уровня выбросов	1-2
Схема 2-1: Объединенная энергосистема Украины.....	2-1
Диаграмма 2-2: (а) Установленная мощность и (б) Производство электроэнергии в энергосистеме Украины	2-2
Диаграмма 2-3: Анализ и прогноз спроса на электроэнергию в ОЭС Украины	2-4
Диаграмма 2-4: (а) Баланс спроса и предложения и (б) План увеличения мощностей по ОЭС Украины	2-5
Схема 3-1: Базовая структура Имитационной модели энергосистемы	3-8
Схема 3-2: Структура обработки данных Имитационной модели энергосистемы	3-9
Схема 3-3: Структура обработки данных для расчета коэффициента выбросов углерода в рамках Имитационной модели энергосистемы	3-10
Диаграмма 3-4: Пример выработки и электрической нагрузки на гидроаккумулирующей электростанции за сутки	3-12
Диаграмма 3-5: Пример выработки электроэнергии на ГЭС за сутки	3-13
Диаграмма 3-6: Наложение нагрузочных кривых за характерную неделю	3-13
Диаграмма 4-1: (а) Прогноз почасового графика нагрузки на 2012 г., вкл. импорт/экспорт и (б) соответствующий почасовой график нагрузки по продолжительности.....	4-1
Диаграмма 4-2: (а) Суточный прогноз распределения нагрузки на 17.09.2012 г. и (б) Прогноз годовой выработки электроэнергии на генерирующих мощностях.....	4-2
Диаграмма 4-3: Результаты имитационного моделирования по методу Монте-Карло: (а) Распределение (медиана, мин., макс.) для коэффициента выбросов Рабочего диапазона и (б) Прогноз динамики коэффициентов выбросов Рабочего диапазона.....	4-3
Диаграмма 5-1: Динамика развития коэффициентов выбросов углерода для Украины.....	2
Диаграмма 5-2: Определение коэффициентов выбросов углерода для стороны потребления	3

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2-1: Протяженность линий электропередачи в ОЭС Украины	2-3
Таблица 4-1: Годовые коэффициенты выбросов углерода для Украины	4-4
Таблица 5-1: Коэффициенты выбросов углерода для Украины на период 2009 – 2020 гг.	1
Таблица 5-2: Коэффициенты выбросов углерода для стороны потребления на период 2009 – 2020 гг.	3

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источники использованной информации

АББРЕВИАТУРЫ

МЧР	Механизм чистого развития
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
КД	Комбинированный диапазон
СО ₂	Двуокись углерода
КЭС	Конденсационная электростанция
ЕБРР	Европейский банк реконструкции и развития
ЕСОСПЭЭ	Европейская сеть операторов систем передачи электроэнергии
EUR	Евро (валюта)
ПГ	Парниковые газы
ГТУ	Газотурбинная установка
ГВт	Гигаватт
ГВт·ч	Гигаватт·час
ГЭС	Гидроэлектростанция
НО	Независимый орган
ПСО	Проект совместного осуществления
км	Километр
кВ	Киловольт
кВА	Киловольт-ампер
кВт·ч	Киловатт·час
НСЭ	Нормированная стоимость электроэнергии
ЛИ	Ламайер Интернациональ
МТЭ	Министерство топлива и энергетики
ПС	Протокол совещания
MS	Майкрософт
МВА	Мегавольт-ампер
МВт	Мегаватт
МВт·ч	Мегаватт·час
НАЭИ	Национальное агентство экологических инвестиций Украины
АЭС	Атомная электростанция
ГАЭС	Гидроаккумулирующая электростанция
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
СО-ЦДУ	Системный оператор – Центральное диспетчерское управление
ПИКП	Предельные издержки короткого периода
т	Метрическая тонна
ТЭС	Тепловая электростанция
UAH	Гривна (валюта в Украине)
РКИК ООН	Рамочная конвенция ООН об изменении климата
ОЭС	Объединенная энергосистема

1 ВВЕДЕНИЕ

16 июля 2009 года Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) заключил контракт на консультационные услуги для проведения исследований по Проекту «Динамика развития коэффициентов выбросов углерода при производстве электрической энергии в Украине» с компанией «Ламайер Интернациональ» в качестве субподрядчика.

Проект представляет собой исследование базового уровня выбросов, основная цель которого заключается в расчете обоснованных коэффициентов выбросов углерода для Украины на период с 2009 по 2020 годы. Данные коэффициенты выбросов углерода при производстве электрической энергии в Украине будут способствовать разработке базового сценария мероприятий по Проектам совместного осуществления (ПСО) с учетом того, что ЕБРР рассматривает возможности финансирования большого количества инвестиционных проектов, что в свою очередь приведет к более эффективному использованию энергии с точки зрения сокращения выбросов парниковых газов.

Согласно календарному графику выполнения работ Проект был разделен на три основных пакета работ:

Пакет работ I:	Проверка и анализ данных
Пакет работ II:	Разработка Имитационной модели энергосистемы и исследование базового уровня
Пакет работ III:	Подтверждение достоверности аккредитованной независимой организацией

Исследование включает в себя тщательную проверку и анализ данных с учетом долгосрочной перспективы. Данная работа выполнялась в целях обоснованного моделирования развития энергосистемы Украины. Официальные данные были получены при активной помощи Национального агентства экологических инвестиций Украины (НАЭИ), Киев, которое также действует в качестве Национального координационного центра по Проектам совместного осуществления.

Подробный перечень источников использованной информации с указанием ее происхождения представлен в Приложении.

Что касается структуры настоящего исследования базового уровня выбросов, то был предложен следующий подход (СхемаСхема 1-1).

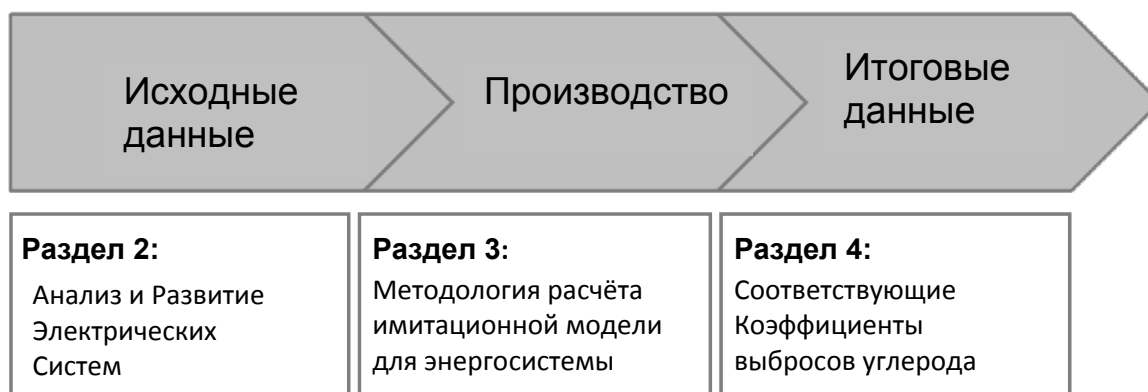


Схема 1-1: Структура исследования базового уровня выбросов

В **Разделе 2** дан анализ и описание текущего состояния энергосистемы Украины, тем самым определяются необходимые вводные данные для расчета коэффициентов выбросов углерода.

Соответственно были выделены хронологические данные по мощностям по производству и передаче электроэнергии в соответствующей системе. Далее был выполнен анализ спроса на электрическую энергию посредством оценки всех характеристик нагрузки в сравнении с ожидаемой динамикой развития спроса на электроэнергию в рассматриваемый период. В отношении предложения (электроснабжения) в соответствующих подразделах дан анализ официальной инвестиционной программы для обеспечения баланса спроса и предложения. Предусматриваемый план расширения системы энергоснабжения также отмечен в данном контексте.

Если предшествующий анализ формирует вводные данные, то **Раздел 3** дает подробное описание основного метода расчета с использованием вводных данных.

Учитывая тот факт, что результирующие коэффициенты выбросов углерода будут использованы для определения базового сценария перспективных мероприятий в рамках ПСО в Украине, все расчеты должны быть выполнены в полном соответствии с официальными нормативами и методами вычисления, опубликованными Рамочной конвенцией ООН об изменении климата (РКИК ООН).

После определения приемлемого метода расчетов в следующем подразделе подробным образом представлена общая схема разработки Имитационной модели энергосистемы. В рамках Модели особое внимание уделено анализу распределения нагрузки для дальнейшего прогнозирования наиболее вероятной структуры энергетики на период 2009 – 2020 гг.

В **Разделе 4** представлены соответствующие коэффициенты выбросов углерода для энергосистемы Украины после моделирования распределения нагрузки между электростанциями, описание которой приведено ранее.

Результат Имитационной модели энергосистемы включает:

- Прогноз графика нагрузки по продолжительности, представляющий спрос на электроэнергию на будущий период;

- Прогноз структуры энергетики, представляющий электроснабжение на будущий период; и
- Итоговые коэффициенты выбросов углерода.

Информация представляется с разбивкой по годам.

И наконец, в **Главе 5** дано заключение по данному Исследованию посредством обобщения основных результатов Проекта с рекомендациями по применению Имитационной модели энергосистемы в перспективе с учетом постоянного ее обновления и использования потребителями в конечном итоге.

2 АНАЛИЗ И РАЗВИТИЕ ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ УКРАИНЫ

Далее представлено подробное описание анализа текущего состояния энергосистемы Украины. Результаты анализа служат в качестве вводных параметров для разработанной Имитационной модели энергосистемы с целью расчета соответствующих коэффициентов выбросов углерода, как отмечено в Разделе 3.

Следует отметить, что в соответствии с уже представленным Отчетом о начале работ, утвержденным Заказчиком, Объединенная энергосистема Украины (ОЭСУ) рассматривается как субъект под управлением Национального системного оператора, находящегося в подчинении Национальной энергетической компании «Укрэнерго».

Соответственно, для всех последующих расчетов Консультантом рассматривалась Объединенная энергосистема Украины. Ее географическая протяженность представлена на Схеме Схема 2-1 (см. ниже).



Источник: НЭК «Укрэнерго»

Схема 2-1: Объединенная энергосистема Украины

В следующих подразделах представлены текущее состояние и перспективное развитие ОЭС с точки зрения:

- истории производства и передачи электрической энергии;
- анализа и прогноза спроса;
- анализа инвестиционных программ.

2.1 История производства и передачи электроэнергии

Являясь составной частью бывшего Советского Союза с большой плотностью промышленных предприятий, энергосистема Украины имеет значительную избыточную установленную мощность (см. Диаграмму 2-1), в то время как большое количество электростанций работают либо со сравнительно низким коэффициентом использования мощности либо были поставлены на консервацию. Таким образом, общая мощность всех подключенных к ОЭС электростанций, за исключением тех, которые работают в изолированных сетях, составляет примерно 50,2 ГВт по данным за 2009 год.

На Диаграмме 2-2 представлен более подробный обзор структуры электростанций, работающих в энергосистеме Украины в соответствии с технологиями станций.

Соответственно, доля выработки электроэнергии на серийных тепловых электростанциях составляет почти 62% (30,9 ГВт), в то время как доля атомных электростанций составляет 27,5% (13,8 ГВт) от установленной мощности. На третьем месте находится гидроэнергетика с выработкой 5,5 ГВт, что составляет 11% от установленной мощности.

Что касается общей выработки электроэнергии в Украине, то по последним данным она составила примерно 185000 ГВт·ч. Однако в зависимости от технологии электростанций производство электроэнергии значительно отличается от возможностей, предоставляемых установленной мощностью. Так атомные электростанции четко обеспечивают базовую электрическую нагрузку, что составляет около 48% от общей доли. Тепловые электростанции находятся на втором месте по производству электроэнергии, что составляет почти 46%, так как избыточные установленные мощности электростанций, работающих на ископаемых видах топлива, все еще эксплуатируются в системе. В отличие от этого, гидроэнергетика обеспечивает порядка 6% выходной мощности, играя незначительную роль в электроснабжении страны. До настоящего времени другие возобновляемые источники энергии (ВИЭ) не играют значительной роли.

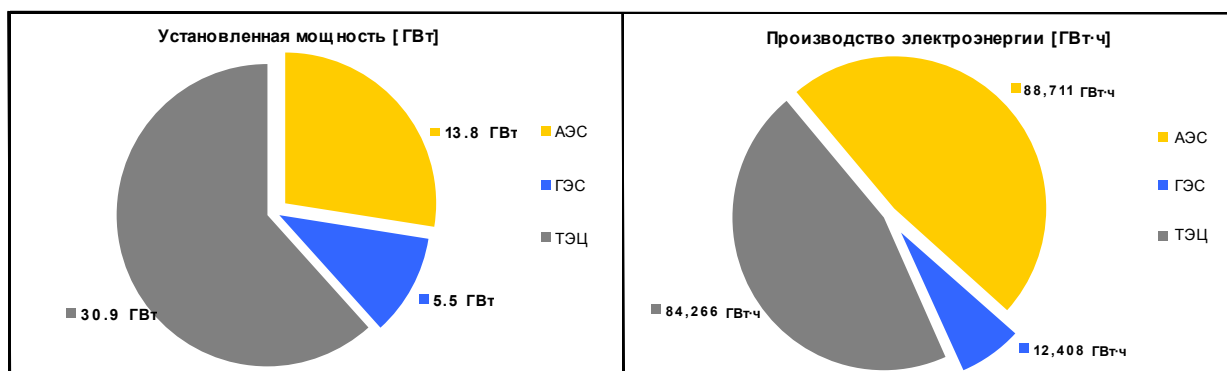


Диаграмма 2-2: (а) Установленная мощность и (б) Производство электроэнергии в энергосистеме Украины

Что касается инфраструктуры системы передачи электроэнергии в Украине, то электрические сети разделены на различные классы высокого напряжения для поддержания общей работоспособности Объединенной энергосистемы страны.

Поэтому высоковольтные электросети в Украине в основном формируются линиями электропередачи напряжением от 110 до 750 кВ.

Благодаря своему географическому положению в Восточной Европе Украина построила и эксплуатирует большое количество высоковольтных ЛЭП международного значения, которые соединяют, например, Западную Украину с Европейской сетью операторов систем передачи электроэнергии (ЕСОСПЭЭ). Другие действующие линии электропередачи соединяют энергосистему Украины с энергосистемами России, Молдовы и Беларуси.

Общая протяженность линий электропередачи, представленных в Таблица 2-1, с учетом вышеупомянутых высоковольтных классов в объеме энергосистемы Украины, составляет около 22 700 км.

Таблица 2-1: Протяженность линий электропередачи в ОЭС Украины

Длина Линий Электропередачи [тыс. км]				
ОЭС	110 кВ - 220 кВ	330 кВ	400 кВ - 750 кВ	ИТОГО
Украина	4.6	13.2	4.9	22.7

Что касается хронологических данных по потерям электрической энергии в ОЭС Украины, то последние официальные цифры были опубликованы в 2006 году Министерством топлива и энергетики и составили 13% от всей выходной электрической мощности в виде технических потерь.

При этом с учетом планируемых крупных инвестиций в проекты по инфраструктуре линий электропередачи властями Украины планируется значительное снижение данной величины в среднесрочной перспективе, см. также примечание к Инвестиционной программе Украины в Разделе 2.3.

2.2 Анализ и прогноз спроса на электрическую энергию

После проведения анализа текущего состояния производства и передачи электроэнергии в рамках энергосистемы Украины в следующих подразделах представлены самые последние данные по спросу на электроэнергию и прогнозированию, необходимые для обоснованной оценки спроса на электроэнергию в ОЭСУ в перспективе. Далее дана оценка официально утвержденных инвестиционных программ для составления общего баланса спроса и предложения.

В связи с этим, был выполнен комплексный анализ спроса на электрическую энергию на основании официальных данных, имеющих либо в свободном доступе в архивах НЭК «Укрэнерго» либо предоставленных Министерством топлива и энергетики Украины.

Результаты анализа обобщены в подробной таблице данных и представлены ниже на Диаграмма 2-3.

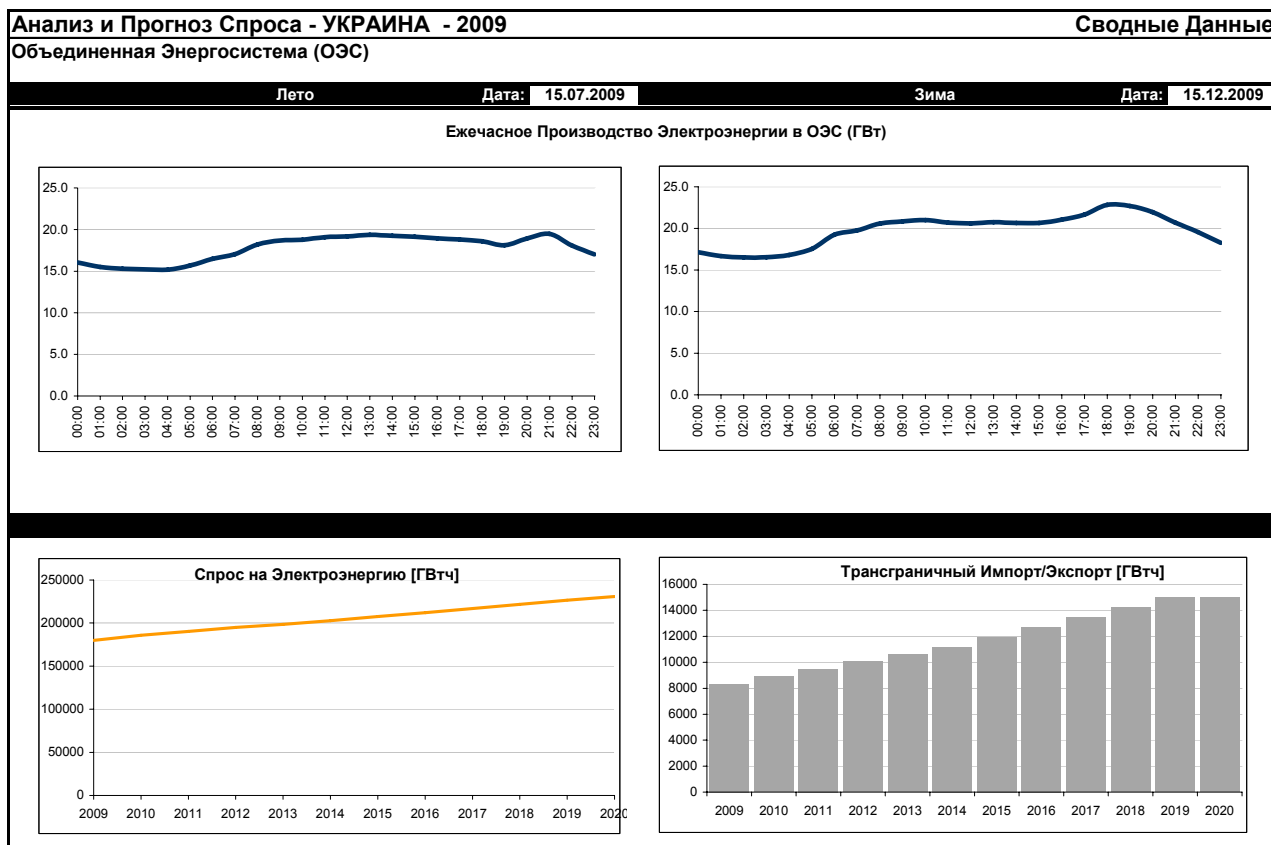


Диаграмма 2-3: Анализ и прогноз спроса на электроэнергию в ОЭС Украины

На Диаграмме 2-3 представлены графики почасовой выработки электроэнергии в Украине в течение характерного рабочего дня в летний и зимний периоды 2009 года.

Вполне очевидно, что общий объем выработки электроэнергии в летний период имеет тенденцию быть ниже, чем в зимний, когда, например, использование дополнительных обогревательных приборов повышает общий спрос на электроэнергию. Более того, пик выработки электроэнергии наблюдается по суточному графику нагрузки в зимний период около 18.00.

Далее особое внимание следует обратить на обе схемы в нижней части Диаграммы 2-3.

Здесь представлена динамика развития спроса на электроэнергию в целом по Украине на основании официальных данных. Соответственно, был спрогнозирован среднегодовой прирост спроса на 2,3% на период 2009 - 2020 гг. Данная цифра служит важным вводным параметром для моделирования спроса на электроэнергию в будущем периоде и поэтому включена в разработанную Имитационную модель энергосистемы (см. Раздел 3.2). Кроме того, объемы импорта и экспорта электроэнергии через границу Украины также представлены в нижней части диаграммы, что подтверждает, что ОЭС Украины остается значительным экспортером электроэнергии в рассматриваемый период. Более того, ожидается, что в перспективе ОЭС Украины будет экспортировать все возрастающие объемы электрической энергии в соседние энергосистемы.

После проведения тщательного анализа текущего и перспективного спроса на электроэнергию в следующем подразделе раскрывается тема электроснабжения в разрезе адекватного покрытия прогнозируемого спроса после проведения тщательного анализа текущего и перспективного спроса на электроэнергию.

2.3 Анализ инвестиционных программ

Несмотря на ранее отмеченные избыточные установленные мощности, в ОЭС Украины ожидается ввод новых генерирующих мощностей, в частности, для замены старых неэффективных электростанций.

Далее рассматривается ожидаемое увеличение пиковой нагрузки, представляющей собой перспективный спрос на электрическую энергию и график вывода из эксплуатации действующих электростанций. На Диаграмма 2-4 (а) представлены обе стороны развития для Украины на период 2009-2020 гг. Цифры были получены в результате анализа официально утвержденных инвестиционных планов, предоставленных Министерством топлива и энергетики. Очевидно, что имеющиеся и эксплуатируемые в настоящее время генерирующие мощности не способны удовлетворить прогнозируемый пиковый спрос на электроэнергию после 2018 года.

На Диаграмма 2-4 упомянутые выше избыточные установленные мощности вполне очевидны, в частности при сопоставлении с графиком ожидаемого пикового спроса. Тем не менее, прогнозируется постоянное снижение избыточных мощностей за рассматриваемый период. Далее следует отметить, что пунктирная линия над графиком (кривой) пикового спроса на Диаграмма 2-4 (а) включает в себя 10% резерв безопасности на возможные непредвиденные обстоятельства. С учетом ожидаемого пика спроса, включая предел допустимого изменения, новые генерирующие мощности потребуются к 2016 году, согласно графику вывода из эксплуатации электростанций.

Далее дано описание дополнительных инвестиций в строительство современных генерирующих объектов для замены неэффективных и технически устаревших электростанций в энергосистеме Украины.

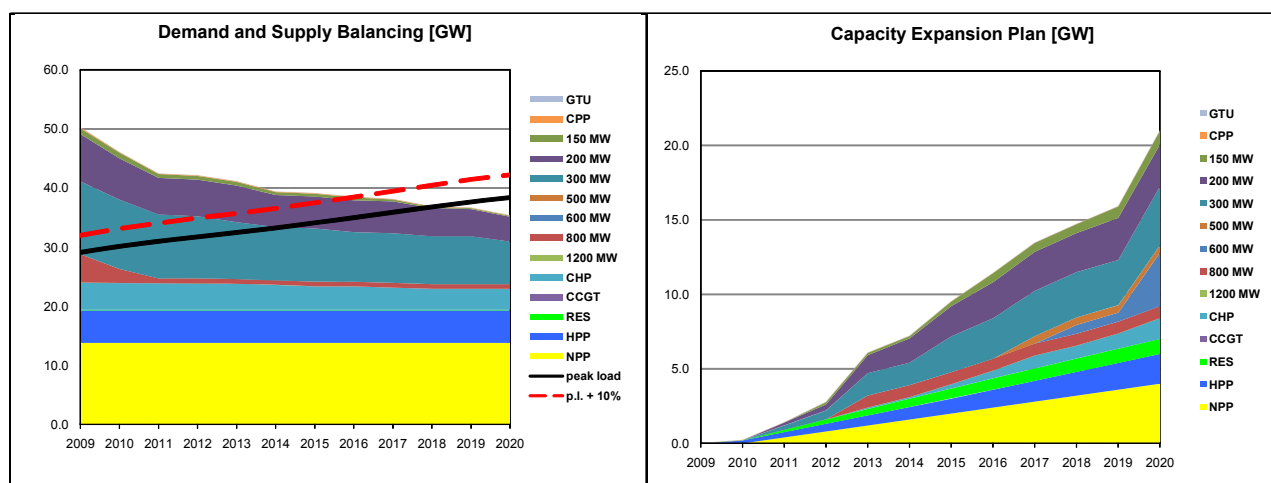


Диаграмма 2-4: (а) Баланс спроса и предложения и (б) План увеличения мощностей по ОЭС Украины

Соответственно, Диаграмма 2-4 (б) дает обобщение плана увеличения мощностей в Украине.

Реализация вышеупомянутых инвестиций выразится в повышении общей мощности на 21 ГВт до 2020 года в Украине для замены неэффективных электростанций. Более того, предусматривается ввод новых различных типов электростанций, причем доля дополнительных мощностей ТЭЦ (12 ГВт установленной мощности в целом) и атомных станций (4 ГВт установленной мощности) будет наибольшей до 2020 года.

Примечание по Инвестиционной программе Украины:

Согласно официально утвержденным инвестиционным планам, опубликованным Министерством топлива и энергетики в своем докладе «Стратегия развития энергетики Украины на период до 2030 года» основные инвестиции в области энергетики предусматривают следующее.

Следует отметить, что данный список не является исчерпывающим:

- Модернизация, реконструкция, усовершенствование безопасности и управления эксплуатируемых атомных электростанций;
- Продление эксплуатационного ресурса атомных электростанций;
- Сдача в эксплуатацию новых атомных энергоблоков, гидроаккумулирующих станций и вывод из эксплуатации технически устаревших энергоблоков;
- Ремонт оборудования ТЭС посредством увеличения их эксплуатационного ресурса, завершение пилотных проектов по реконструкции блоков тепловых электростанций, сдача в эксплуатацию новых тепловых станций;
- Общая реконструкция блоков ТЭС, включая сдачу в эксплуатацию новых блоков и консервацию блоков станций, эксплуатация которых признана нецелесообразной;
- Модернизация и развитие энергетических сетей с учетом планируемых линий межсистемной связи с ОЭС Украины.

Общие планируемые инвестиции, заявленные по ОЭС Украины, составляют примерно 500,6 млрд. украинских гривен (~ 46 млрд. Евро) на период 2006 - 2030 гг. по расчетам на базе 2006 года.

Таким образом, представленный здесь план расширения мощностей формирует основу для моделирования предполагаемой структуры энергетики в Украине на период 2009 – 2020 гг. Соответственно, будут рассчитаны коэффициенты выбросов углерода с использованием данных, проанализированных в настоящем Разделе.

Хочется отметить, что указанная методология для моделирования сценария перспективного электроснабжения и соответствующие коэффициенты выброса углерода подробно описаны в Разделе 3.

3 МЕТОДОЛОГИЯ РАСЧЕТОВ

После тщательного анализа необходимых вводных данных для расчета годовых коэффициентов выброса углерода, изложенных в предыдущем Разделе, в этом представлена методология расчетов Имитационной модели энергосистемы.

С учетом того, что рассчитанные коэффициенты выбросов углерода должны способствовать определению базового сценария разработки будущих мероприятий по проектам совместного осуществления в Украине, их расчеты должны соответствовать официальным требованиям РКИК ООН, в частности методам расчета, имеющимся в свободном доступе.

Следовательно, структура данного раздела, во-первых, представляет «Методы расчета коэффициентов выбросов для энергосистемы»¹, применяемые РКИК ООН в их последней версии 02 от 16 октября 2009 года и метод расчета, выбранный Консультантом.

Во-вторых, дано подробное объяснение основополагающих принципов расчета для разработанной Имитационной модели энергосистемы, спроектированной в MS EXCEL для получения всестороннего представления об оценке и, особенно, об обработке подвергшихся анализу данных.

В этом отношении приводится ссылка на рабочую встречу со специалистами НАЭИ в Киеве.² Кроме того, методология расчетов была также представлена аккредитованной независимой организации (АНО) «TÜV SÜD».³

Также следует отметить, что описываемая в дальнейшем методология расчета была представлена НАЭИ и утверждена ими в соответствии с основными этапами Проекта.

3.1 Метод расчетов РКИК ООН

«Метод расчета коэффициентов выбросов для энергосистемы, версия 02» РКИК ООН (в дальнейшем именуемый «Метод РКИК ООН») был разработан, главным образом, в рамках проектной деятельности по Механизму чистого развития (МЧР). Однако, так как официально утвержденные РКИК ООН методологии по базовым исследованиям и мониторингу для МЧР и соответствующие методические инструменты также используются в схеме ПСО, то упомянутый Метод РКИК ООН применяется в дальнейшем в качестве официального метода расчетов для определения допустимых коэффициентов выбросов углерода.

3.1.1 Основная методика расчетов

Основная методика расчетов коэффициентов выбросов углерода заключается в сочетании коэффициента выбросов Рабочего диапазона (РД) и коэффициента выбросов Введенного диапазона (ВД) для надлежащей оценки выбросов в условиях отсутствия деятельности по проектам МЧР и ПСО.

¹ См. РКИК ООН (<http://cdm.unfccc.int/index.html>)

² Протокол совещания от 12 марта 2010 г.

³ Первое совещание состоялось 12 января 2010 г, затем последовали совещания по телефону в режиме конференции.

Для расчета РД можно применить четыре различных подхода. На основании имеющихся данных и с учетом взаимного согласования с НАЭИ и «TÜV SÜD» в роли аккредитованной независимой организации для расчета коэффициентов выбросов углерода в Украине выбирается **простой скорректированный РД**. Данный метод расчетов соответственно позволяет отдельно рассмотреть низкотратные электростанции / электростанции с обязательной выработкой электроэнергии в энергосистеме, которые определяются как:

- Электростанции с низкими предельными издержками производства электроэнергии; и/или
- Электростанции, нагрузка которым задается независимо от дневной или сезонной нагрузки.

В основном, экономичные электростанции / электростанции с обязательной выработкой электроэнергии включают в себя атомные электростанции, ГЭС и другие генерирующие мощности на возобновляемых источниках энергии. Однако в случае с энергосистемой Украины большая часть серийных ТЭС эксплуатируются также как электростанции с обязательной выработкой электроэнергии, так как они подают тепловую и электрическую энергию в теплофикационном режиме (ТЭЦ) для целей централизованного теплоснабжения в зимний период.

В рамках простого скорректированного РД такие экономичные электростанции / электростанции с обязательной выработкой электроэнергии рассматриваются отдельно, в предположении, что их доля в общем объеме производства в энергосистеме равна или выше 50%.

Соответственно, простой скорректированный РД рассчитывается по следующему уравнению:

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_k EG_{k,y} \times EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}}$$

где:

$EF_{grid,OM-adj,y}$	коэффициент выбросов CO ₂ простого скорректированного РД в год y [тCO ₂ /МВт·ч];
λ_y	Коэффициент, выражающий процент времени, в течение которого экономичные электростанции / электростанции с обязательной выработкой электроэнергии оказываются рентабельными в год y [%];
$EG_{m,y}$	Количество электроэнергии нетто, выработанной и переданной в энергосистему энергоблоком m в год y [МВт·ч];
$EG_{k,y}$	Количество электроэнергии нетто, выработанной и переданной в энергосистему экономичными энергоблоками / энергоблоками с обязательной выработкой электроэнергии k в год y [МВт·ч];
$EF_{EL,m,y}$	коэффициент выбросов CO ₂ энергоблока m в год y [тCO ₂ /МВт·ч];
$EF_{EL,k,y}$	коэффициент выбросов CO ₂ энергоблока k в год y [тCO ₂ /МВт·ч].

Критический параметр λ_y , позволяющий провести дифференциацию между экономичными энергоблоками / энергоблоками с обязательной выработкой электроэнергии и другими энергоблоками с задаваемой нагрузкой, определяется следующим образом:

$$\lambda_y = \frac{\text{Number of hours low-cost / must-run sources are on the margin in year } y}{8760 \text{ hours per year}}$$

Далее рассчитывается ВД. Предполагается, что недавно построенные электростанции имеют значение для будущего повышения мощности соответствующей энергосистемы. Таким образом, ВД представляет собой последние изменения в развитии внутри энергосистемы, в особенности там, где установленная генерирующая мощность возрастает.

В соответствии с требованиями РКИК ООН выборочная группа электростанций, содержащих ВД, состоит из:

- (i) Комплекта из пяти энергоблоков, которые были построены совсем недавно; или
- (ii) Комплекта дополнительных мощностей в энергосистеме, составляющих 20% от общего объема выработки энергосистемы, и которые были построены в самое последнее время, что дает большую годовую выработку электроэнергии.

ВД рассчитывается следующим образом:

$$EG_{grid, BM, y} = \frac{\sum_m EG_{m, y} \times EF_{EL, m, y}}{\sum_m EG_{m, y}}$$

где:

$EF_{grid, BM, y}$ Коэффициент выбросов CO_2 Введенного диапазона в год y [$тCO_2/МВт\cdotч$];

$EG_{m, y}$ Количество электроэнергии нетто, выработанной и переданной в энергосистему энергоблоком m в год y [$МВт\cdotч$];

$EF_{EL, m, y}$ коэффициент выбросов CO_2 энергоблока m в год y [$тCO_2/МВт\cdotч$].

После расчета коэффициентов выброса углерода РД и ВД общий объем выбросов углерода, который представляет собой приемлемый базовый сценарий в соответствующей энергосистеме, определяется как Комбинированный диапазон (КД) и рассчитывается по следующему уравнению:

$$EG_{grid, CM, y} = EF_{grid, OM, y} \times w_{OM} + EF_{grid, BM, y} \times w_{BM}$$

Соответственно коэффициент выбросов углерода КД является производным от суммы РД и ВД при условии учета соответствующих средневзвешенных коэффициентов. В соответствии с методикой РКИК ООН средневзвешенные коэффициенты w_{OM} и w_{BM} определяются как

равные по умолчанию, где $w_{OM} = 0,5$ и $w_{BM} = 0,5$. Однако, в Модели могут применяться другие средневзвешенные коэффициенты (например, для ветровых и солнечных проектов).

Как было отмечено выше, методики расчетов РКИК ООН формируют основу для начальной структуры и, более того, режима расчета для Имитационной модели энергосистемы. Структура Модели представлена в следующем подразделе, при этом особое внимание уделено анализу распределения нагрузки для прогнозирования наиболее реалистичного сценария электроснабжения на рассматриваемый период.

3.1.2 Разъяснение некоторых конкретных вопросов в отношении Метода РКИК ООН

В отношении некоторых конкретных подробных положений по расчету коэффициентов выбросов метод РКИК ООН предлагает варианты или направляет пользователя на поиск собственного подхода. Далее даются разъяснения по конкретным вопросам:

Техническое перевооружение:

В случае переоснащения пользователь может заменить имеющийся энергоблок, добавив модифицированный энергоблок в список электростанций (включая повышение кпд/мощности). Однако во избежание двойных расчетов добавленной мощности, полученной в результате переоснащения энергоблока в рамках ВД, изначальную дату сдачи в эксплуатацию конкретного энергоблока оставляют неизменной.

Ссылка: Метод РКИК ООН, стр. 14: *«Общее указание – энергоблок считается построенным на дату, когда он начал подавать электроэнергию в энергосистему.»*

Ссылка: Метод РКИК ООН, стр. 15: *«Добавленная мощность, полученная в результате технического перевооружения электростанций, не включается в расчеты коэффициента выбросов ВД.»*

Проекты совместного осуществления (МЧР):

Модель предлагает отмечать ТЭС, ГЭС и электростанции ВИЭ как проекты совместного осуществления (ПСО). Эти выделенные энергоблоки рассматриваются специально в рамках определения блоков для теоретически рассчитанного ВД (см. Раздел 3.2).

Ссылка: Модель РКИК ООН, стр. 14 и стр. 15: *«Электростанция, зарегистрированная в рамках проектной деятельности МЧР, должна быть исключена из группы выборки т. Однако, если группа энергоблоков, не зарегистрированных в качестве МЧР, выбранная для оценки коэффициента выбросов ВД, включает в себя энергоблок(и), построенные более 10 лет назад, тогда: (1) исключите из группы энергоблок(и), построенные более 10 лет назад; и (2) включите энергетические проекты, подключенные к энергосистеме, зарегистрированные как проекты МЧР, нагрузка которых задается в энергосистеме оператором.»*

Расчеты ВД для Украины:

В отношении рассчитанных ожидаемых коэффициентов выбросов углерода для Украины, только рассчитанный РД рассматривается в качестве применимого базового сценария.

Энергосистема Украины характеризуется большими избыточными установленными мощностями. Поэтому, доля недавно построенных энергоблоков за последние пять лет значительно меньше 20% от общего объема производства в системе (в МВт·ч). Кроме того, период времени, относящийся к строительству новых энергоблоков, составляющих 20% от общего объема производства в системе, составляет свыше 25 лет и уже исчерпал предел представительности ожидаемой технологии и структуры топливного баланса электростанций ВД.

Метод РКИК ООН подразумевает, что ПСО заменит действующее производство электроэнергии (РД) и/или избежит строительства новых станций (ВД). Однако, в Украине ВД основан, главным образом, на новых атомных электростанциях, которые являются частью экономичных электростанций / электростанций с обязательной выработкой электроэнергии. Нереально предполагать, что ПСО уклонится от строительства данных электростанций или заставит их производить меньше электроэнергии. Таким образом, с методологической точки зрения ВД следует исключить, так как представительность блоков ВД в общей установленной мощности Украины очень ограничена либо отсутствует совсем.

Ссылка: Метод РКИК ООН, стр. 14, сноска 6: *«Если данный подход корректно не отражает электростанции, которые возможно будут построены при отсутствии деятельности по проектам, то участникам проектов предлагается подавать альтернативные предложения на рассмотрение Совета директоров МЧР.»*

Рассмотрение импорта электроэнергии:

Модель основана на том, что все выбросы учитываются для одной энергосистемы, которые выбрасываются в пределах именно этой энергосистемы. Это означает, что экспорт электроэнергии прибавляется к нагрузке, и ее соответствующие выбросы учитываются в пределах рассматриваемой энергосистемы. Следуя данному принципу, импорт электроэнергии рассчитывается при выбросах равных нулю.

Ссылка:

Метод РКИК ООН, стр. 4: *«[...] определение коэффициента(-ов) выбросов CO₂ для чистого импорта электроэнергии [...] с] 0 тCO₂/МВт·ч»* (вариант (а)).

Данное правило применяется как для внутригосударственного (при наличии), так и межгосударственного импорта электроэнергии.

Объединение и разграничение электростанций:

Для уменьшения сложности вследствие большого количества энергоблоков, установленных в энергосистеме Украины, схожие энергоблоки на одной площадке группируются в одну электростанцию по технологии, мощности, типу топлива и кпд. Так как данное группирование основано на правилах, предусмотренных в Методе РКИК ООН, то полученные таким образом электростанции называются «Электростанции РКИК ООН» в рамках данного исследования базового уровня выбросов.

Ссылка:

Метод РКИК ООН, стр. 1: «*Электростанция / блок – это установка, производящая электрическую энергию. Несколько энергоблоков на одной площадке представляют собой одну электростанцию [...].*»

Рассмотрение электростанций вне энергосистемы:

Для прогнозирования коэффициентов выбросов Объединенной энергосистемы Украины, электростанции вне системы не рассматриваются.

Ссылка:

Метод РКИК ООН, стр. 4: «*Участники проекта могут выбирать между двумя следующими вариантами расчета коэффициента выбросов РД и ВД: Вариант 1: В расчет включаются только электростанции, включенные в энергосистему.*»

Виды топлива:

Для низшей теплотворной способности, так же как и для коэффициентов выбросов по топливу применяются соответствующие значения МГЭИК по умолчанию.

В случае, если энергоблок использует более одного вида топлива, то учитывается топливо с наименьшим коэффициентом выбросов CO₂.

Ссылка:

Метод РКИК ООН, стр. 20 + стр. 21: «*Значения МГЭИК по умолчанию на нижнем пределе неопределенности на доверительном интервале 95%, как предусмотрено в таблице 1.2 [и таблице 1.4] Главы 1, Том 2 (Энергия), Руководство МГЭИК 2006 г. по Национальному кадастру парниковых газов.*»

Метод РКИК ООН, стр. 8: «*Там где предусмотрено несколько видов топлива для энергоблока, используйте вид топлива с наименьшим коэффициентом выбросов CO₂ [...].*»

Гидроэлектростанции:

Учитывая тот факт, что гидроаккумулирующие электростанции в Украине представляют только незначительную установленную мощность, они рассматриваются в данном конкретном случае в основной категории гидроэлектростанций. Данный подход соответствует официальному подходу Национальной стратегии развития энергетики Украины 2006 г. (Раздел III, стр. 26).

Использование источников информации:

В основном, для расчета коэффициентов выбросов углерода использовались только официальные и находящиеся в свободном доступе данные. Тем не менее, в целях оценки качества данных они были сверены с внутренней информацией компании «Ламайер Интернациональ».

3.2 Построение Имитационной модели энергосистемы

После описания теоретических фундаментальных принципов расчета коэффициентов выбросов углерода, определенных Методом РКИК ООН, в данном Разделе особое внимание уделено как структуре, так и принципам построения Имитационной модели энергосистемы. Если Метод РКИК ООН указывает направления для расчета коэффициентов выбросов по факту (т.е. на основании исторических данных), то цель данного исследования заключается в применении данных инструкций для разработки прогноза наиболее вероятной динамики развития коэффициентов выбросов углерода в энергосистеме Украины.

В Подразделе 3.2.1 дан подробный обзор основной структуры Имитационной модели энергосистемы, а в последующих подразделах объясняются основные принципы режима расчетов.

3.2.1 Общая структура

Метод РКИК ООН предусматривает директивы по расчету исторических коэффициентов выбросов углерода в фактически реализованных энергосистемах. Таким образом, Метод РКИК ООН определяет правила расчета коэффициентов выбросов в энергосистеме по факту, т.е. все значения, имеющие отношение к историческим нагрузкам в системе, эксплуатационным данным по электростанции (например, годовая выработка электроэнергии, общий объем выбросов CO₂), сдаче в эксплуатацию и вывода из нее энергоблоков, уже существуют и служат в качестве вводных параметров для расчетов.

Однако, задача данного Исследования состоит в обеспечении прогноза наиболее вероятной динамики развития коэффициентов выбросов в энергосистеме Украины. Данный прогноз в дальнейшем именуется как «ожидаемые» расчеты в отличие от фактических расчетов, как описывалось выше.

Результаты данного Исследования не должны сводиться только к прогнозу коэффициентов выбросов энергосистемы, но также могут быть использованы и для построения Модели, которая позволит пользователю выполнять перерасчеты коэффициентов выбросов на текущей основе. Как уже отмечалось, директивы по Методу РКИК ООН имеют отношение только к прошлым годам и не предназначены для прогнозируемых величин. Тем не менее, Имитационная модель энергосистемы будет также способна рассчитывать обязательные коэффициенты выбросов в энергосистеме. С учетом данного факта Консультант решил при согласовании с Заказчиком и предписанной независимой организацией ввести фактические расчеты в Модель, что позволит выполнять точные расчеты исторических коэффициентов выбросов в энергосистеме в соответствии с правилами РКИК ООН. Базовая структура данной модели показана на СхемеСхема 3-1.

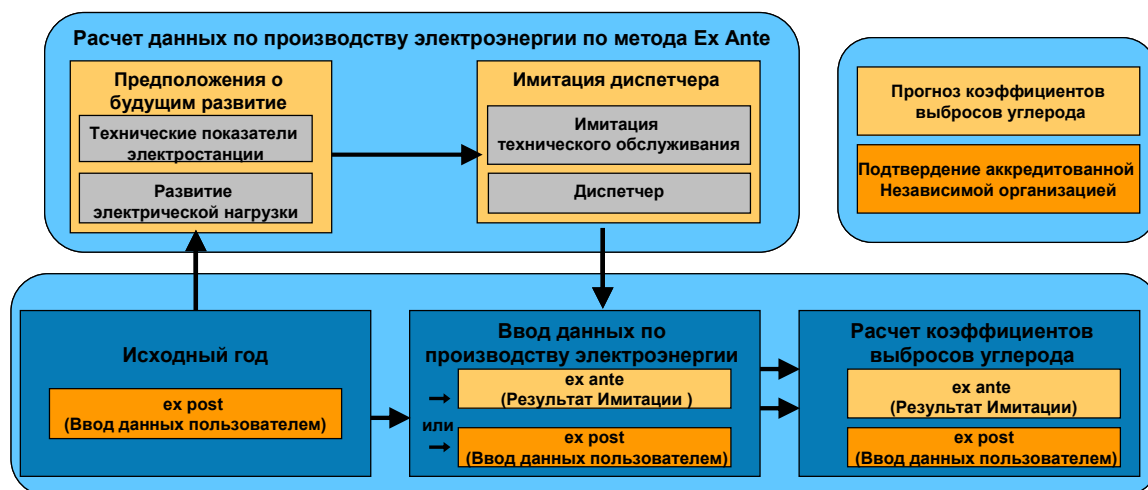


Схема 3-1: Базовая структура Имитационной модели энергосистемы

Соответственно, Модель позволяет выполнять расчеты коэффициентов выбросов углерода в динамике и используется для фактических расчетов и ожидаемых (в плане прогнозирования). Разница, таким образом, скрыта в характере используемых параметров. Так как все вводные параметры за прошедшие годы уже существуют, их следует ввести в Модель, и она спрограммирует точные коэффициенты выбросов углерода на основании введенных значений. Для прогнозирования (ожидаемый результат) необходимые вводные параметры еще не реализованы для сравнения.

По этой причине Имитационная модель энергосистемы учитывает официальные прогнозы развития энергосистемы, такие как установленная мощность, технологии, КПД, типы топлива, режим работы, прогноз внутреннего спроса на электроэнергию, а также импорт и экспорт электроэнергии. При функционировании данных параметров Имитационная модель энергосистемы моделирует работу энергосистемы со всеми имеющимися в ней энергоблоками. Результаты данного моделирования представляют собой вводные параметры для последующего расчета коэффициентов выбросов углерода согласно подходу, предложенному Методом РКИК ООН, как пояснялось выше. Иными словами: Имитационная модель энергосистемы производит вводные параметры, необходимые для расчета коэффициентов выбросов углерода на перспективу. Расчет ожидаемых коэффициентов выбросов углерода выполняется на основании тех же принципов с теми же уравнениями и структурой, которые Модель использует для фактических расчетов (сравните Раздел 3.1.2).

Принципиальная схема обработки данных Имитационной модели энергосистемы представлена на Схема 3-2:

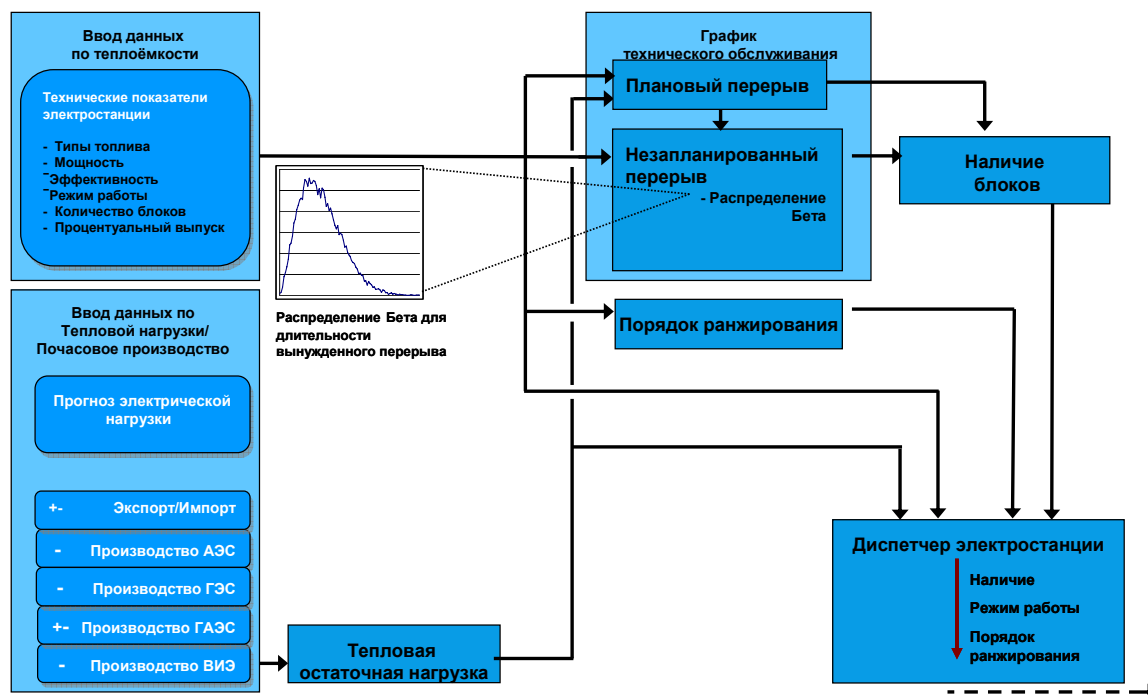


Схема 3-2: Структура обработки данных Имитационной модели энергосистемы

Как отмечалось выше, для Модели требуются несколько вводных параметров, имеющих отношение к характеристикам как действующих энергоблоков, так и вводимых в эксплуатацию до 2020 года. Кроме этого, необходима информация о спросе на электроэнергию (например, график почасовой нагрузки, годовой спрос на электроэнергию), а также данные по импорту / экспорту электроэнергии для прогнозирования полной нагрузки энергосистемы на каждый час и на прогнозируемый год. Данная электрическая нагрузка обеспечивается всеми имеющимися генерирующими энергоблоками. При такой схеме работа атомных электростанций, гидроэлектростанций, гидроаккумулирующих станций и станций, работающих на возобновляемых источниках энергии, исключается из общей нагрузки. Остаточная нагрузка покрывается серийными тепловыми электростанциями и называется «Тепловая остаточная нагрузка». Подробное описание данного процесса и генерирующих профилей каждого типа технологий электростанций представлено в следующем подразделе.

При использовании информации о плановых ремонтах и масштабах вынужденных отключений каждого энергоблока программируется график ремонтных работ и технического обслуживания. Параллельно Модель определяет порядок ранжирования тепловых электростанций в зависимости от их затрат на производство электроэнергии на качественной основе (подробное описание смотрите в следующем подразделе).

При функции всей этой информации управление нагрузкой тепловых электростанций выполняется при соблюдении эксплуатационных ограничений, таких как обязательная выработка электроэнергии, вращающийся резерв, а также технический минимум энергоблоков.

В результате управления нагрузкой рассчитывается годовой объем производства и соответствующие ему выбросы. Согласно правилам расчета простого скорректированного РД (см. Раздел 3.1) тепловые электростанции подразделяются на экономичные, с обязательной выработкой электроэнергии и другие электростанции. С учетом того, что

атомные электростанции и ГЭС представляют собой экономичные источники энергии, их эксплуатация рассматривается как экономичная / обязательная выработка. Подобный подход применяется и к возобновляемым источникам энергии. Так как их выходная мощность не может быть распределена, они представляют собой обязательную выработку. Выбросы экономичных электростанций / электростанций с обязательной выработкой делятся на сумму всей экономичной / обязательной выработки для расчета второй части уравнения коэффициента выбросов углерода по методу простого скорректированного РД. Процесс схематически отражен на Схема 3-3.

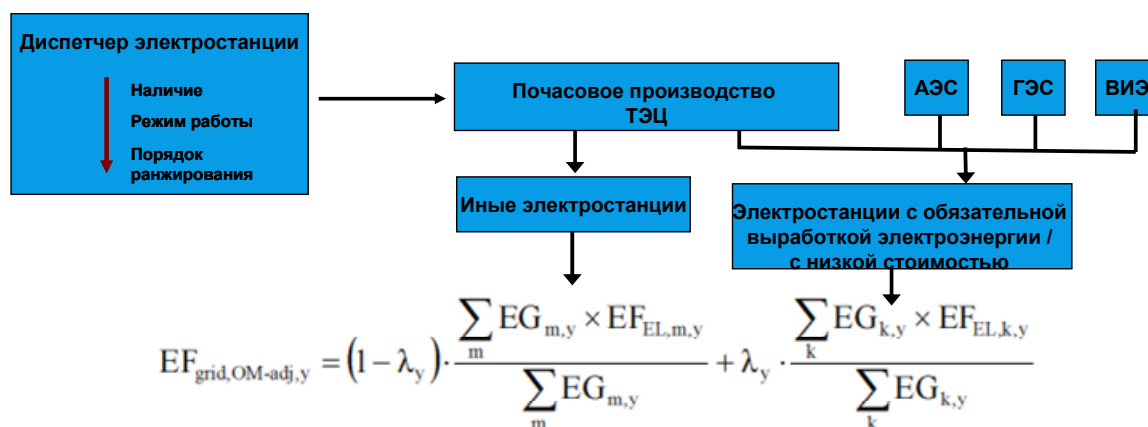


Схема 3-3: Структура обработки данных для расчета коэффициента выбросов углерода в рамках Имитационной модели энергосистемы

В следующем разделе дано теоретическое описание Введенного диапазона (ВД). Однако, следует отметить, что расчетный ВД не рассматривается в Украине, как указано в Разделе 3.1.2.

Что касается теоретических расчетов ВД, то Модель обращается к истории недавно введенных в эксплуатацию энергоблоков по годам сдачи в эксплуатацию соответствующих энергоблоков. По Методу РКИК ООН выбираются только самые недавно построенные энергоблоки, которые в сумме вырабатывают более 20% всей производимой энергосистемой электроэнергии. Учитываются выбросы и выработка данных электростанций при расчете коэффициента выбросов ВД согласно принципам, приведенным в Разделе 3.1.

Соответственно, коэффициент выбросов Комбинированного диапазона рассчитывается как средневзвешенная величина (см. Раздел 3.1) коэффициента выбросов РД и ВД.

Вышеуказанный подход учитывает коэффициенты выбросов углерода со стороны поставщиков энергии. Кроме того, Моделью предлагается опция расчета коэффициентов выбросов углерода со стороны потребления в соответствии с документом МЧР «Методика расчета базового уровня выбросов, проектные выбросы и/или загрязнения от утечек энергии при потреблении электроэнергии, версия 01». Коэффициенты выбросов углерода со стороны энергоснабжения конвертируются через применение данных по техническим потерям в энергосистеме.

3.2.2 Прогноз остаточной (полезной) нагрузки, подаваемой тепловыми электростанциями

Для прогнозирования электрической нагрузки на следующий год для Модели требуются два входных параметра: во-первых, необходим почасовой профиль нагрузки за один год («базовый год»). Во-вторых, необходим прогноз годовой выработки электроэнергии. Соответствующие прогнозы составляются на базе потребления на уровне отпуска электрической энергии. «Отпуск» относится к соответствующим шинам электростанций. Это означает, что фактические потери в электрических сетях («технические потери»), а также нетехнические потери, например, кражи электроэнергии, уже включены, т.е. рассчитаны в данных прогнозах. Почасовой график нагрузки базового года масштабируется годовым потреблением на уровне отпуска электроэнергии для получения прогноза графика нагрузки на соответствующий год. При данном подходе удовлетворяется не только запланированный годовой спрос на электроэнергию, но и прописываются характерные модели потребления будущих периодов, в частности время и предельный максимум нагрузки.

Для Украины почасовой график нагрузки (уровень отпуска) дан для внутренней нагрузки. Экспорт представлен в виде годового объема энергии. Такой годовой объем был разделен на сумму годового времени, так как он учитывается в качестве базовой нагрузки. Данный подход соответствует характерным значениям по месяцам, представленным НЭК «Укрэнерго».

Для целей настоящего исследования 2009 год рассматривается в качестве базового года, поскольку данный год представляет собой последний исторический период, по которому имеются большая часть данных как точные достигнутые величины либо как достигнутые величины за первое полугодие со спрогнозированным продолжением на весь год. Тем не менее, Модель разработана таким образом, чтобы пользователи могли изменить базовый год на год рассматриваемого периода, например на 2012. Так обеспечивается постоянное обновление прогноза рассчитанных в настоящее время коэффициентов выбросов на базе официальных прогнозных данных по энергосистеме с 2009 года с учетом официальных данных последующих периодов, которые будут более точными с приближением фактического спрогнозированного года, и в данных официальных прогнозах будет меньше недостоверности.

Конечной целью настоящего Исследования является оценка коэффициентов выбросов энергосистемы, электростанции без выбросов рассматриваются в совокупности. Данный подход оправдан вследствие нескольких аспектов: Поскольку работу атомных электростанций (АЭС) невозможно ускорять или замедлять, то генерация на них представляет собой выработку электроэнергии в режиме базовой нагрузки. По этой причине официально спрогнозированная выработка электроэнергии в Украине на будущие периоды моделируется таким образом, чтобы обеспечить постоянное покрытие базовой нагрузки в течение всего года. Следовательно, их можно представить в совокупности как «одну большую» виртуальную электростанцию. Тот же принцип можно применить к возобновляемым источникам энергии: Поскольку доля ВИЭ в установленной мощности крайне мала ($< 0,1\%$), то профиль выработки имеет несущественное влияние на выработку электроэнергии другими электростанциями.

Задачей гидроаккумулирующих электростанций является снятие максимумов нагрузки для более экономически выгодной эксплуатации тепловых электростанций. Поскольку нормированные затраты на производство электроэнергии на пиковых электростанциях всегда достаточно высоки, то ГАЭС могут таким образом способствовать экономии посредством выравнивания остаточной нагрузки для теплоэлектростанций. Ввиду суточной

неоднородности пиковых и непиковых периодов (суточные графики электрической нагрузки) ГАЭС эксплуатируются для обеспечения перехода с дневного на ночной режим. В данном контексте ГАЭС моделируются так, чтобы снизить годовую электрическую нагрузку в периоды пиковой нагрузки. На основании официально спрогнозированных данных по годовой выработке электроэнергии и значений нагрузки дана разбивка этих значений по дням, которые затем сведены в суточный график нагрузки при возникновении периодов пиковой нагрузки (и соответственно непиковых периодов) с учетом их максимальной номинальной мощности. Диаграмма 3-4 отражает примерную работу ГАЭС в течение одних суток.

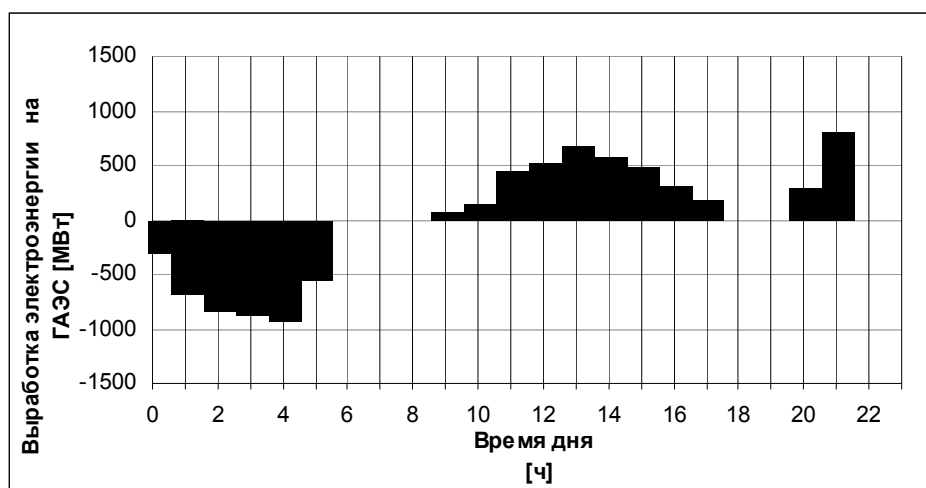


Диаграмма 3-4: Пример выработки и электрической нагрузки на гидроаккумулирующей электростанции за сутки

Работа гидроэлектростанций аналогична работе гидроаккумулирующих электростанций. Поскольку первичные энергоресурсы имеются в любом случае (возобновляемого характера), а доступ к ним легко контролируем, то гидроэлектростанции представляют собой оптимальные пиковые электростанции. Отсюда следует, что диспетчерское управление гидроэлектростанциями осуществляется таким образом, чтобы выровнять график нагрузки для снижения пиков. Кроме плотинных ГЭС существуют также русловые ГЭС (как правило, меньшей мощности) без водохранилищ. Данные станции обеспечивают выработку электроэнергии в режиме базовой нагрузки в течение суток. На основании имеющейся в открытом доступе информации базовый компонент просчитан как 65%, а пиковый компонент - 35% от ежесуточной выработки. На Диаграмме 3-5 представлен пример суточной работы гидроэлектростанций.

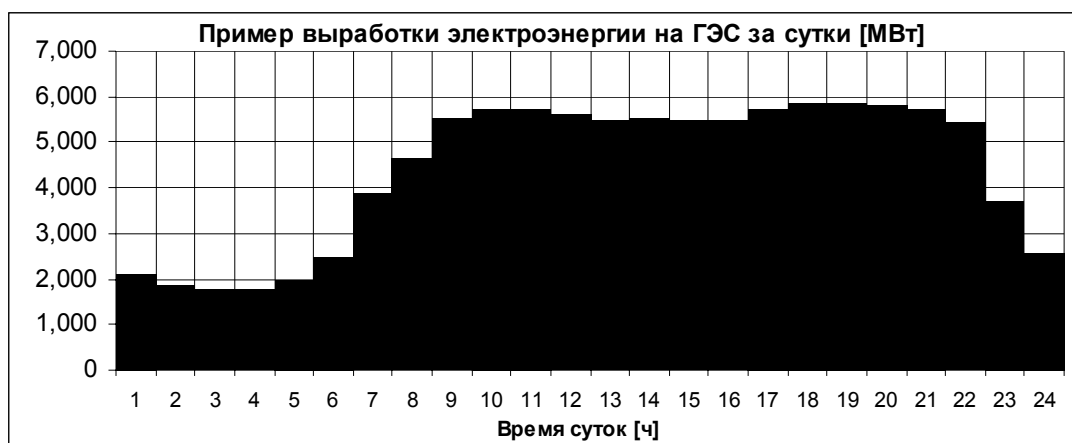


Диаграмма 3-5: Пример выработки электроэнергии на ГЭС за сутки

Ввиду сезонных колебаний в гидрологии водозаборов ГЭС, внутригодовое распределение выработки электроэнергии была оценена на основе опыта Ламайер по стране. На основании данных результатов внутригодовая выработка электроэнергии на ГЭС предполагается 20%-30%-20%-30%. Эти значения были проверены путем проведения интервью с местными экспертами. Кроме того, влияние на ежегодном общем объеме выбросов всей системы еще меньше.

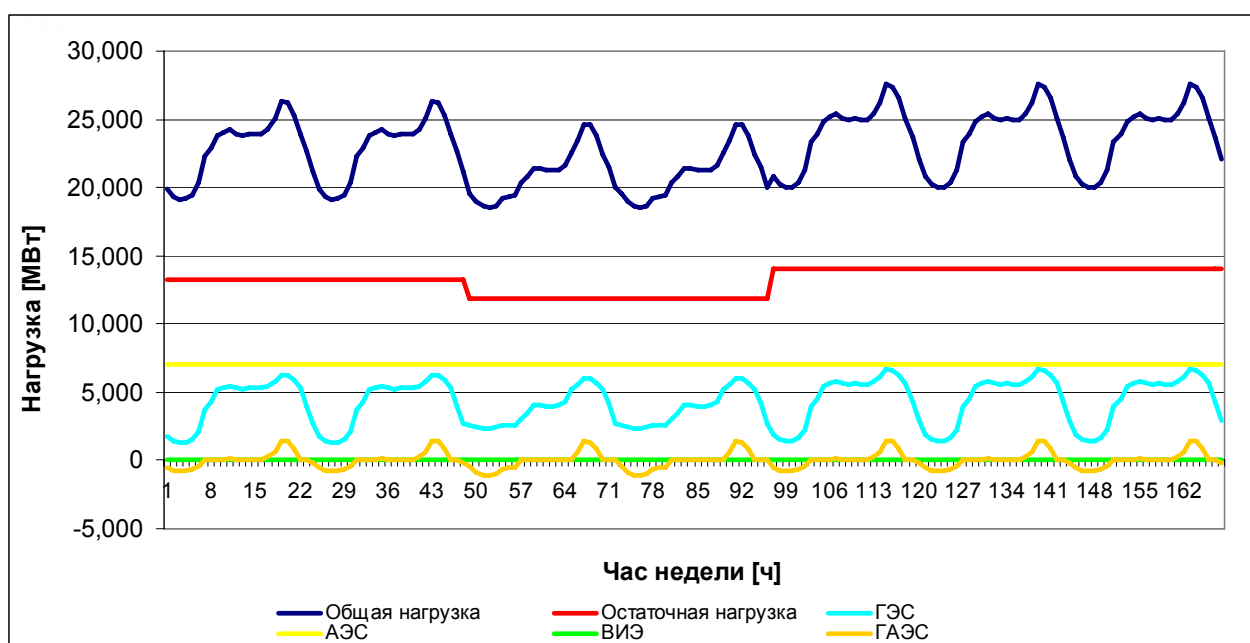


Диаграмма 3-6: Наложение нагрузочных кривых за характерную неделю

Следуя принципу, описание которого приведено в предыдущем подразделе, выработка электроэнергии на АЭС, ВИЭ, ГЭС и ГАЭС вычитается из общей нагрузки энергосистемы. Формируемый таким образом график нагрузки называется графиком остаточной нагрузки. Кривая остаточной нагрузки во взаимодействии с кривой общей нагрузки и кривыми,

которые рассматриваются для перехода от общей нагрузки к остаточной нагрузке, отражены на Диаграмме Диаграмма 3-6. Данная остаточная нагрузка затем должна быть подана тепловыми электростанциями. Описание их функционирования изложено в двух последующих подразделах.

3.2.3 Составление графиков технического обслуживания

В целом, коэффициент использования энергоблока снижается за счет двух различных типов отключений: плановые остановки и вынужденные остановки. Плановый останов - это ежегодный период технического обслуживания, в течение которого осуществляются общий ремонт и общий капитальный ремонт. Вынужденный останов – это неопределенное во времени, не предусмотренное графиком снижение коэффициента готовности энергоблоков. Для моделирования коэффициента выбросов углерода с помощью расчетов распределения нагрузки необходимо строго учитывать коэффициент использования энергоблока в перспективе.

Правила прогнозирования плановых отключений в настоящем Исследовании определяются следующим образом:

30% блоков, начиная с самых мощных, планируются к отключению для технического обслуживания в течение месяцев с низким спросом на электрическую энергию. Для определения периода низкого спроса на электроэнергию рассчитывается скользящее среднее значение часового потребления электроэнергии на последующие три месяца и определяется час минимального потребления. В этот час начинается интенсивный период обслуживания. В данный период обслуживаются самые крупные блоки. Обслуживание всех остальных блоков осуществляется на протяжении всего года. Продолжительность планового технического обслуживания принята как 10% от года, а именно, 876 часов.

Для моделирования неопределенного вынужденного отключения исходят из следующих предположений:

Чем больше период использования конкретного энергоблока, тем больше вероятность того, что произойдет вынужденное отключение. В случае неиспользования блока это будет продолжаться не менее 4 последующих суток. Далее, чем больше период неиспользования блока, возникает возможность, что агрегат будет снова в работе.

В рамках Модели устанавливается первый график планового технического обслуживания, а затем выполняется моделирование произвольных отключений на базе уже установленных периодов планового технического обслуживания. Результат – совокупность коэффициентов использования энергоблока на почасовой основе.

3.2.4 Принцип ранжирования генерирующих компаний, заявленных в порядке цены за выработанную энергию и диспетчерское управление электростанцией

Эксплуатация электростанций определяется экономическими и техническими критериями. Принимая во внимание тот факт, что иерархия генерации определяется главным образом экономическими параметрами, фактическая эксплуатация ранжированных в таком порядке электростанций следует техническим правилам.

Экономический критерий состоит в постоянном удовлетворении кратковременного спроса на электроэнергию оптимального с экономической точки зрения сочетания согласованных по мощности электростанций. Данная задача реализуется через так называемый принцип «ранжирования производителей энергии», который распределяет электростанции в

определенном порядке по удельной стоимости выработки электрической энергии. Для расчета коэффициента выбросов путем моделирования работы энергосистемы на качественной основе учитываются предельные издержки короткого периода (ПИКП). Кривая порядка ранжирования в первую очередь учитывает тип топлива, так как затраты на топливо представляют самую большую составляющую затрат в ПИКП. Во-вторых, принимаются во внимание размеры энергоблоков. В связи с тем, что крупные энергоблоки дают эффект масштабирования, их удельная стоимость выработки электрической энергии или нормированная стоимость электроэнергии (НСЭЭ) ниже стоимости выработки на аналогичном блоке с меньшей установленной мощностью.

В результате установленная мощность представляет собой второй критерий в рамках определения порядка ранжирования. Третий критерий учитывает средний коэффициент полезного действия энергоблоков, который определяет, насколько эффективно используется топливо для выработки электрической энергии.

Для расчета выбросов в час h конкретной электростанции j принимаются во внимание два различных КПД станции. Условия окружающей среды дополнительно определяют эффективность процесса сжигания, а также работу турбины. Однако, основным движущим фактором КПД является температура. Учитывая большие температурные перепады в Украине вследствие континентального климата, Модель отражает данные обстоятельства посредством применения удельного КПД для летнего периода и удельного КПД для зимнего периода. Более того, теплоэлектроцентрали должны отбирать соответствующие объемы пара на централизованное теплоснабжение. Поскольку для выработки электрической энергии может быть использовано меньшее количество пара, то КПД возрастает. КПД каждого энергоблока были взяты либо из таблиц технических данных либо были предоставлены соответствующими ведомствами.

Технические критерии включают комплекс различных ограничений, влияющих на работу энергоблоков:

Во-первых, ограничения по обязательной выработке электроэнергии вынуждают энергоблок при всех обстоятельствах выдавать требуемую мощность, например, из-за режима комбинированного производства тепловой и электрической энергии. В зависимости от типа турбины у них либо фиксированное соотношение выработки тепловой и электрической энергии (напр., турбина с противодавлением) либо это конденсационные электростанции с отбором пара (напр., конденсационная турбина с регулируемым отбором пара). Поскольку турбины с противодавлением производят тепловую и электрическую энергию в фиксированном эксплуатационном режиме, они также должны вырабатывать номинальную электрическую мощность. Конденсационные турбины с отбором пара более гибки, так как отбор пара из турбины может быть изменен. Следовательно, они не должны всегда работать на своей номинальной электрической мощности. Однако поскольку уровень спроса на тепловую энергию в Украине высок в зимний период, то оба типа турбин должны вырабатывать свою максимальную тепловую мощность и, таким образом, работать на 100% своей номинальной электрической мощности. В летний период спрос на тепловую энергию ниже, но он все же существует. По этой причине турбины с противодавлением должны работать на 100% своей номинальной электрической мощности, конденсационные турбины с отбором пара не должны вырабатывать свою максимальную тепловую мощность. Пар может сохраняться и использоваться для выработки электрической энергии, что позволяет повысить электрический КПД. В летний период мощность по обязательной выработке электрической энергии составляет 40%.

Второе техническое ограничение заключается в техническом минимуме каждого энергоблока. Ни один энергоблок ТЭС не может снизить свою электрическую мощность до близких к нулю величин. Соответствующая техническая минимальная мощность зависит от типа топлива. Угольные энергоблоки могут снижать свою мощность до 50% от своей номинальной мощности, газовые установки – до 30% от своей номинальной мощности.

Третьим техническим критерием является вращающийся резерв. Энергосистемам требуется баланс мощности. Гидроэлектростанции и гидроаккумулирующие электростанции могут поставлять вторичную и третичную резервную мощность в зависимости от времени задержки, в течение которого необходима мощность. При этом для стабильной работы энергосистемы первичная резервная мощность требуется в течение секунд или даже меньших по времени интервалов. В данном контексте вращающиеся массы турбин серийных тепловых электростанций представляют собой хорошее средство для баланса электрической мощности. Электрическая мощность может быть скорректирована за счет регулирования количества пара, поступающего в турбину из котла. Тепловые электростанции, таким образом, представляют собой основу регулирования частоты в энергосистемах. Вследствие этого Модель учитывает эксплуатацию всех тепловых энергоблоков максимум на 90% своей номинальной электрической мощности. Только в случае повышения нагрузки теплоэлектростанции эксплуатируются на номинальной мощности.

3.2.5 Имитационное моделирование по методу Монте-Карло

Поскольку моделирование вынужденного отключения каждого энергоблока описывается вероятностными процессами, то фактическая готовность каждого конкретного энергоблока j в конкретный час h года не является детерминированной. Иными словами: при каждом прогоне имитационного моделирования коэффициент использования блока j в час h может измениться как функция определенных вероятностных процессов. Каждый прогон имитационного моделирования может представлять собой возможное состояние, которое будет реализовано с заданной величиной вероятности. Коэффициент использования каждого энергоблока влияет, таким образом, на результирующий коэффициент выбросов углерода.

Для описания наиболее вероятной работы энергосистем для целей прогнозирования наиболее вероятной динамики развития коэффициента выбросов углерода выполняется Моделирование по методу Монте-Карло. Моделирование по методу Монте-Карло выполняет имитационное моделирование достаточно большого количества возможных вариантов работы энергосистемы, а также коэффициентов выбросов углерода. С их помощью можно рассчитать частотность взаимодействия, которое описывает динамику развития коэффициента выбросов углерода.

В ходе разработки Имитационной Модели Энергосистемы обнаружено, что влияние коэффициента использования энергоблоков на фактическое изменение коэффициента выбросов углерода является относительно низким.

В особенности коэффициенты использования агрегатов вряд ли влияют на Рабочий диапазон. В ряде случаев коэффициенты использования могут изменить годовую выработку отдельных энергоблоков таким образом, что состав Введенного диапазона изменяется. В этих особых случаях Введенный диапазон может отклоняться от значений, реализованных в большинстве случаев. При всем при этом данные отклонения встречаются относительно редко. Максимальное отклонение коэффициента выбросов Комбинированного диапазона на уровне 0,33% было отмечено в Украине в 2009 году.

Стандартное отклонение ОЭС Украины составляет 0,21%. Благодаря данному наблюдению был сделан вывод о том, что 100 прогонов имитационного моделирования на систему в год достаточно для расчета наиболее вероятной динамики развития годового коэффициента выбросов углерода.

Упомянутая величина, реализуемая в большинстве случаев, выражается медианой распределения ста моделирований. Однако для полноты картины представляются соответствующие минимальные и максимальные значения для обеспечения обзора возможных диапазонов соответствующего коэффициента выбросов углерода.

4 РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ И КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ УГЛЕРОДА

В Разделе 3 основное внимание было сосредоточено на методологии анализа управления нагрузкой, а также методике расчета коэффициентов выбросов углерода, а в Разделе 4 представлены результаты проведенных имитационных моделирований и расчетов по энергосистеме.

Для Объединенной энергосистемы Украины представлены, во-первых, прогноз спроса на электрическую энергию и в особенности ее графика нагрузки, далее приведено описание того, как этот спрос будет удовлетворен. Для данной цели приведены примерные суточные профили распределения нагрузки между электростанциями, а также динамика годовой структуры генерирующих мощностей.

С помощью такой информации о работе соответствующей энергосистемы в будущем периоде были рассчитаны коэффициенты выбросов углерода и представлены в Разделе 4.3.

4.1 Прогноз графика нагрузки по продолжительности

Прогноз графиков нагрузки был составлен по методике, описание которой приведено в Разделе 3. Для примера смоделированный график на 2012 год приведен на Диаграмме Диаграмма 4-1.

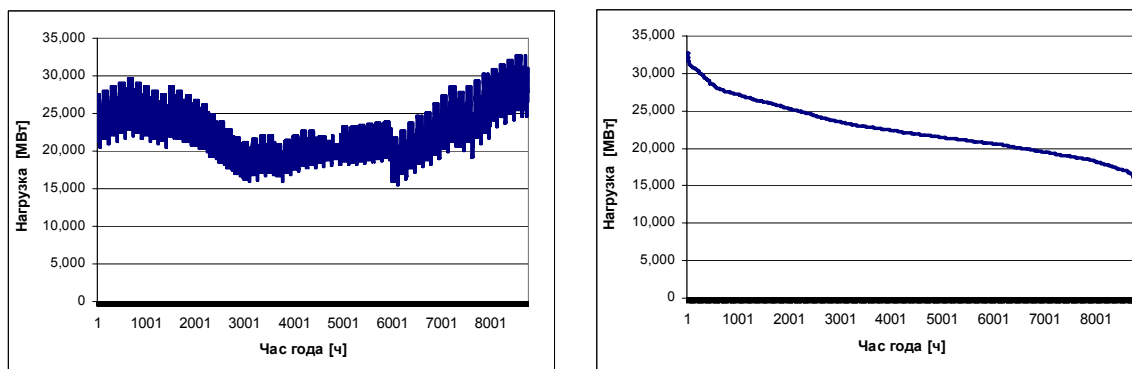


Диаграмма 4-1: (а) Прогноз почасового графика нагрузки на 2012 г., вкл. импорт/экспорт и (б) соответствующий почасовой график нагрузки по продолжительности

В связи с отсутствием данных по почасовой нагрузке, данный прогнозный график нагрузки был сгенерирован синтетически с помощью восьми показательных суток (по одному рабочему и по одному выходному дню для каждого времени года) и ежемесячной пиковой нагрузки за 2009 г., предоставленных НЭК «Укрэнерго».

Можно видеть годовой, а также суточный и еженедельный сезонный режим нагрузки. Соответственно, нагрузка в летние месяцы ниже по сравнению с нагрузкой в зимний период. В зависимости от времени суток, а также дня недели средняя нагрузка в электрической сети составляет приблизительно 17000 - 22000 МВт, а в зимний период данное значение возрастает до 20000 - 29000 МВт. Максимальная нагрузка в системе

возникает в зимний период (декабрь, дневное время суток, 17:00), когда часовая нагрузка составляет 32750 МВт.

Проиллюстрированные значения представляют собой «внутреннюю» нагрузку потребителей Объединенной энергосистемы Украины. Кроме того баланс годовых объемов импорта/экспорта равномерно распределяется на общее количество часов в году, т.е. 8760 часов. Поскольку динамика технических и нетехнических потерь в Украине уже была включена в цифру годового спроса на электрическую энергию, которая используется для определения масштаба спроса на электроэнергию на будущие периоды, то указанные выше цифры называются «уровнем отпуска». Следовательно, данные объемы должны быть фактически выработаны эксплуатирующимися в Украине электростанциями. Таким образом, данная величина представляет собой базу объемов выработки электрической энергии при расчете показателя выбросов углерода для энергосистемы Украины.

4.2 Прогноз структуры энергетики

Согласно методике, описание которой приведено в Разделе 3, отображенная ранее нагрузка послужила в качестве входного параметра для моделирования энергосистемы, которая затем распределяется между энергоблоками в соответствии со списком ранжирования производителей энергии в порядке заявленной цены, а также ограничениями по вращающему резерву. На Диаграмме Диаграмма 4-2 представлено распределение нагрузки для примерного рабочего дня 17 сентября 2012 года.

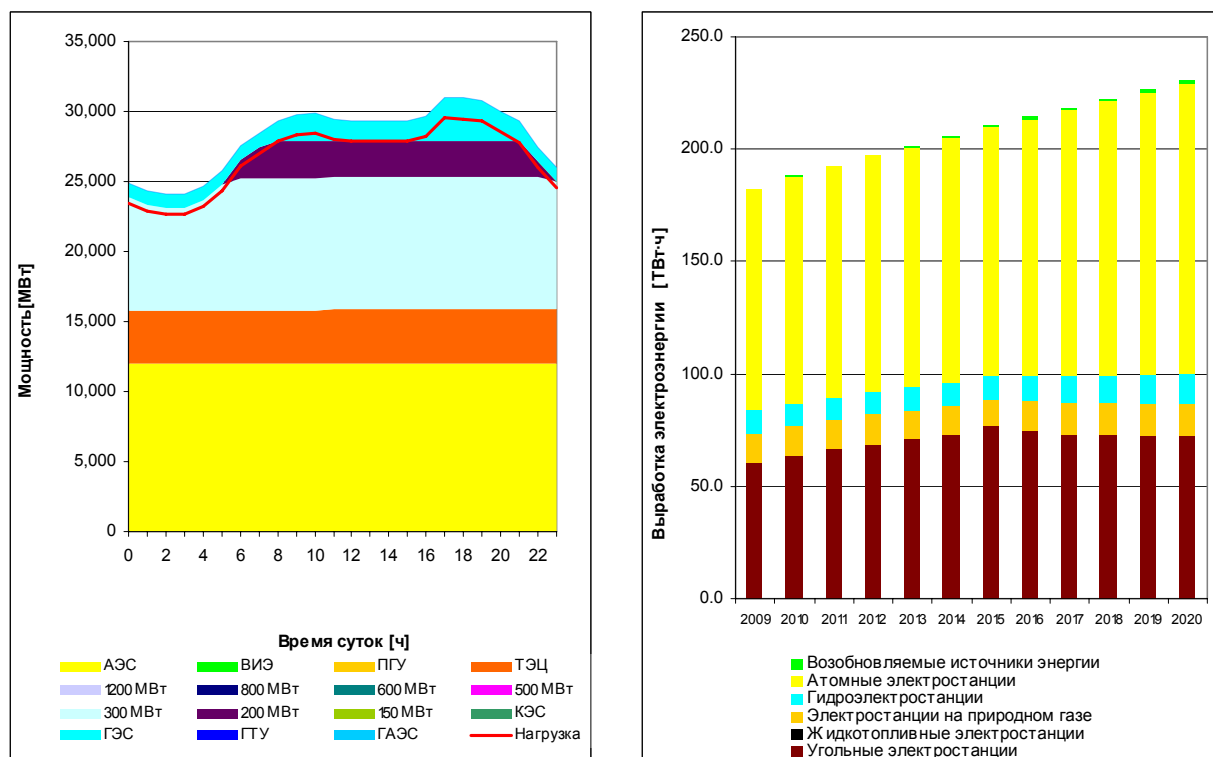


Диаграмма 4-2: (а) Суточный прогноз распределения нагрузки на 17.09.2012 г. и (б) Прогноз годовой выработки электроэнергии на генерирующих мощностях

В рассматриваемый день всего было произведено 675 ГВт·ч электрической энергии. На диаграмме можно четко распознать, что более половины энергии поставляется атомными электростанциями, которые эксплуатируются с мощностью около 12000 МВт. Кроме того выработка базовой нагрузки обеспечивается теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) с мощностью порядка 3800 МВт. Электростанции мощностью 300 МВт также играют значительную роль, поскольку в течение данных суток они в среднем работают при 7300 МВт. При этом их мощность сильно варьируется и в периоды максимальной нагрузки возрастает до 9500 МВт. В часы пиковой нагрузки электростанции мощностью 200 МВт также выдают мощность в диапазоне от 1000 до 2600 МВт. Также заметная доля пиковой нагрузки приходится на гидроэлектростанции, так как она возрастает до 3000 МВт около 17:00.

При сопоставлении годовых структур выработки энергии на генерирующих мощностях можно видеть, что доля электростанций всех типов возрастает пропорционально по отношению к общей выработке энергии.

Самая большая доля выработки, приходящаяся на атомные электростанции, возрастает с 99 ТВт·ч в 2009 г. до 130 ТВт·ч в 2020 г. и составит 56% от общего объема производства. Кроме того, в соответствующий период растет доля энергии, производимой угольными электростанциями, с 60 ТВт·ч до 76 ТВт·ч к 2015 г., затем снижается до 72 ТВт·ч к 2020 г., что составляет 31% от общей выработки. Объем производства электроэнергии на работающих на природном газе электростанциях увеличивается с 13 ТВт·ч до 14 ТВт·ч, а выработка на ГЭС последовательно повышается с 10 ТВт·ч до 13 ТВт·ч. В отличие от этого доля выработки электроэнергии за счет возобновляемых источников энергии возрастает за данный период, но все еще является незначительной в размере 0,6% в 2020 г.

4.3 Соответствующие коэффициенты выбросов углерода

Применяя Метод РКИК ООН для расчета динамики развития годовых коэффициентов выбросов углерода, была принята во внимание приведенная выше структура выработки энергии на генерирующих мощностях наряду с соответствующими КПД энергоблоков, а также коэффициентами выбросов углерода по топливу. Диаграмма Диаграмма 4-3 отражает результаты по ОЭС:

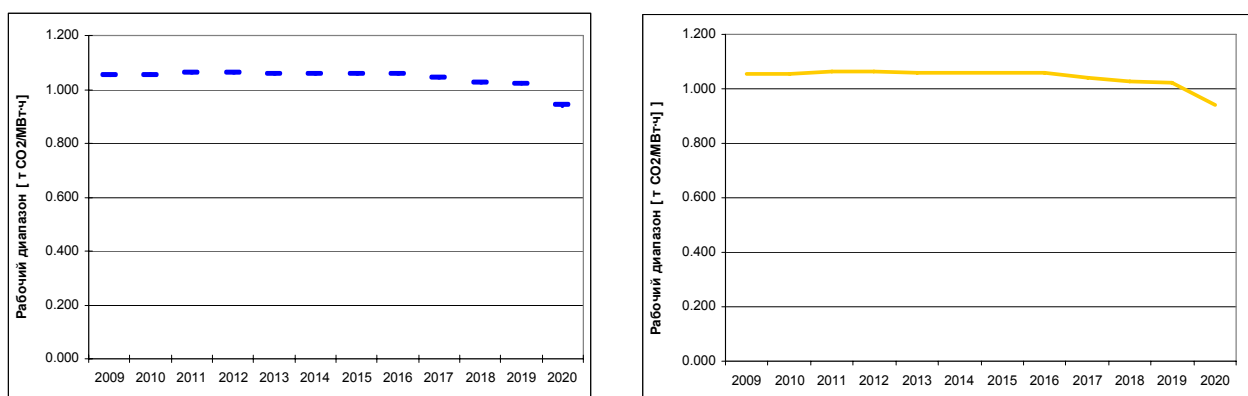


Диаграмма 4-3: Результаты имитационного моделирования по методу Монте-Карло: (а) Распределение (медиана, мин., макс.) для коэффициента выбросов Рабочего диапазона и (б) Прогноз динамики коэффициентов выбросов Рабочего диапазона

Как констатировалось в Разделе 3.1.2, Рабочий диапазон представляет собой коэффициент выбросов углерода при фактической работе рассматриваемой энергосистемы. Коэффициент выбросов Рабочего диапазона начинается со значения 1,052 т CO₂/МВт·ч в 2009 году и незначительно повышается в 2011-2012 гг. до максимального значения 1,063 т CO₂/ МВт·ч. Коэффициент выбросов Рабочего диапазона снижается до 0,941 т CO₂/ МВт·ч после 2012 г..

Соответствующие годовые коэффициенты выбросов углерода для Украины представлены в Таблице Таблица 4-1 только для Рабочего диапазона.

Таблица 4-1: Годовые коэффициенты выбросов углерода для Украины

[т CO ₂ /МВт·ч]		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
УКРАИНА	РД	1.052	1.055	1.063	1.063	1.058	1.059	1.059	1.059	1.043	1.026	1.022	0.941

5 ВЫВОДЫ

На основании ранее полученных результатов в данном заключительном Разделе представлены основные заключения по Проекту и рекомендации по дальнейшей работе по постоянному применению разработанной Имитационной модели энергосистемы с особым акцентом на перспективное развитие подвергнутой анализу энергосистемы.

Консультантом определены официальные источники информации, которую необходимо было применить для создания многоцелевой базы данных для разработки требуемой Имитационной модели энергосистемы. В данном контексте была определена граница существующей энергосистемы в соответствии с официальной административной организационной структурой национального системного оператора НЭК «Укрэнерго», и она соответственно рассматривается как одна единая энергосистема.

На последующем этапе была разработана динамическая Модель, позволяющая моделировать динамику перспективного развития упомянутой выше энергосистемы. В основе методологии заложены уже построенные и запланированные к строительству энергоблоки, системы линий электропередачи и экспортные/импортные режимы нагрузки. В целях моделирования плана ожидаемого увеличения мощностей энергосистемы с учетом суммарного спроса на электрическую энергию были включены официальные инвестиционные программы.

Путем проведения анализа распределения нагрузки на основании правил экономического распределения нагрузки был смоделирован наиболее реалистичный сценарий спроса и предложения на электроэнергию с разбивкой по годам на период 2009 – 2020 гг. Данный сценарий соответственно служит базой для расчета соответствующих коэффициентов выбросов углерода.

Подводя итог, были получены следующие коэффициенты выбросов углерода в расчете на год для Объединенной энергосистемы Украины (см. Таблицу Таблица 5-1). Динамика развития годовых коэффициентов выбросов углерода для энергосистемы Украины представлена графически на Диаграмме Диаграмма 5-1.

Таблица 5-1: Коэффициенты выбросов углерода для Украины на период 2009 – 2020 гг.

[г CO ₂ /МВт·ч]		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
УКРАИНА	РД	1.052	1.055	1.063	1.063	1.058	1.059	1.059	1.059	1.043	1.026	1.022	0.941

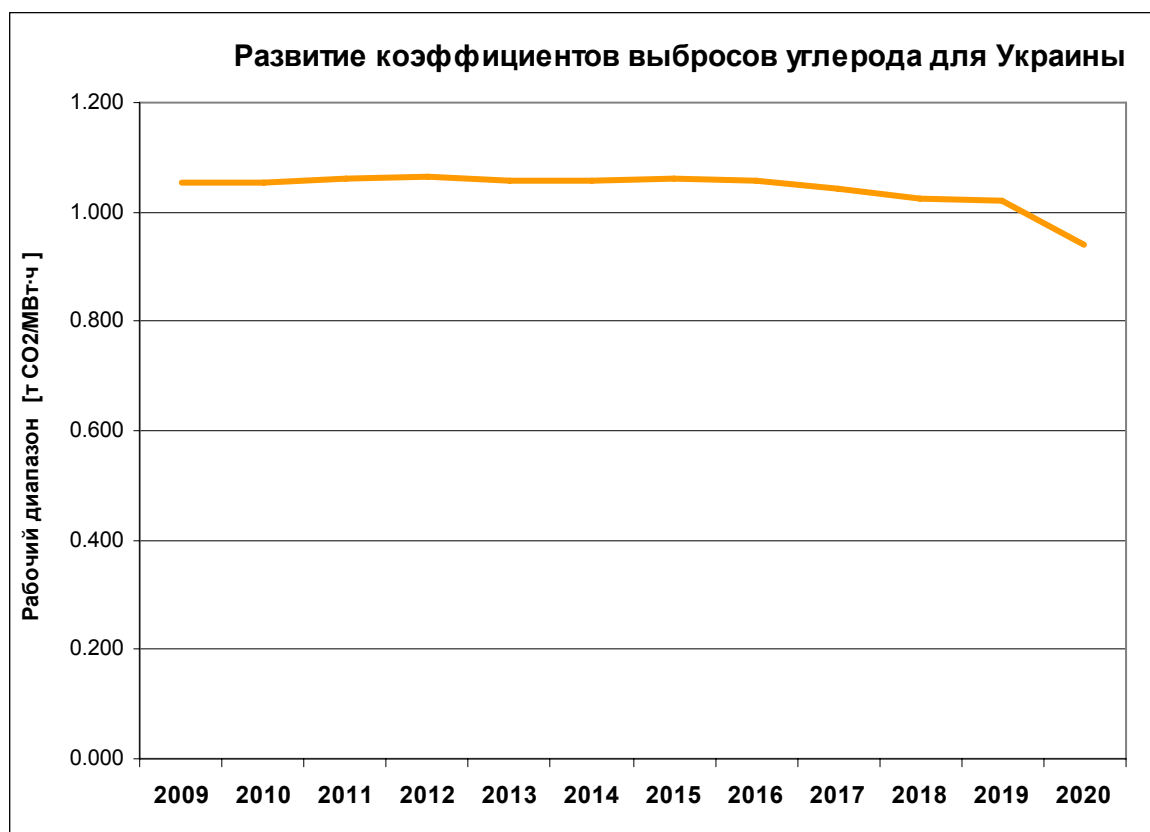


Диаграмма 5-1: Динамика развития коэффициентов выбросов углерода для Украины

Для ясности следует отметить, что Введенный диапазон, который должен представлять самые последние данные по увеличению мощностей в рамках энергосистемы, не учитывался в Украине.

При применении ВД в том виде, как это определено Моделью РКИК ООН, данная величина в результате даст почти ноль, так как энергосистема Украины характеризуется большой долей избыточной установленной мощности. Соответственно, использование таким образом рассчитанного ВД приведет в результате к искажению картины общего коэффициента выбросов по Украине.

В соответствии с ранее проведенным Базовым исследованием «Стандартизированные коэффициенты выбросов для электрических сетей Украины»⁴ для применяемого базового сценария должен учитываться только Рабочий диапазон.

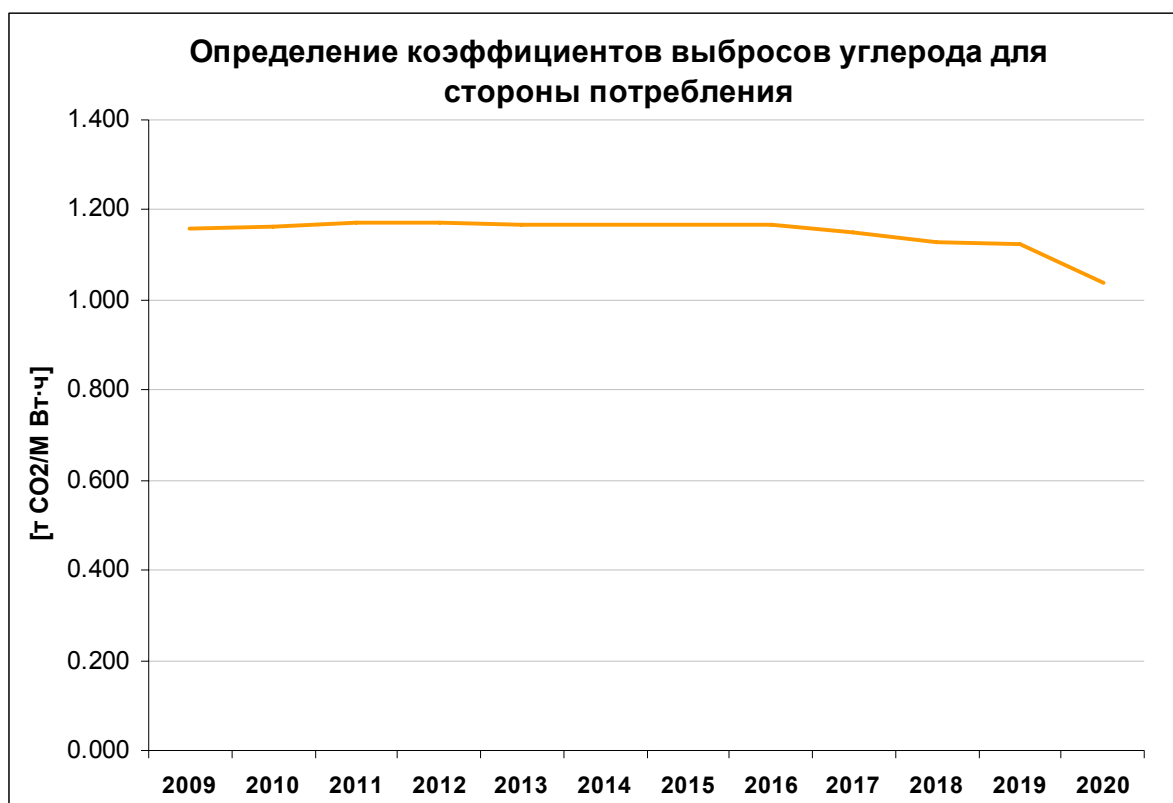
Выше описанные коэффициенты выбросов углерода применимы для проектов, относящихся к производству электрической энергии генерации. Однако, для проектов, относящихся к стороне потребления электроэнергии, должны быть приняты во внимание соответствующие коэффициенты выбросов углерода для стороны потребления. В соответствии с документом РКИК ООН " Методы для расчёта базовой линии, проекта и/или утечки выбросов" (Версия 01), они выведены из коэффициенты выбросов углерода при производстве электрической энергии, учитывая среднюю техническую передачу электроэнергии и потери при распределении для энерго систем.

⁴ См. «Стандартизированные коэффициенты выбросов для электрических сетей Украины», «Глобал Карбон Б. В.», 2 февраля 2007 г.

Далее представлены коэффициенты выбросов углерода с для российских ОЭС в течение периода с 2009 до 2020.

**Таблица 5-2: Коэффициенты выбросов углерода для стороны потребления
на период 2009 – 2020 гг.**

[т CO ₂ /МВт·ч]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
УКРАИНА	1.160	1.162	1.171	1.172	1.166	1.167	1.168	1.167	1.149	1.130	1.126	1.036



**Диаграмма 5-2: Определение коэффициентов выбросов углерода
для стороны потребления**

Что касается результатов, полученных в ходе исследования базового уровня выбросов, то разработаны следующие рекомендации по применению предлагаемой Имитационной модели энергосистемы в перспективе.

Следует отметить, что источники информации, использованной для получения приведенных выше коэффициентов выбросов углерода, отражают текущий уровень информации, опубликованной либо предоставленной официальными учреждениями Украины.

Однако в силу неопределенности любого, даже официального, прогноза настоятельно рекомендуется вести постоянный мониторинг возможных уточнений любого официального источника данных. В данном ключе имеется в виду возможность проведения расчетов по Имитационной модели энергосистемы по факту (см. Раздел 3.2). Введение самых последних ретроактивных данных по системе позволит пользователю рассчитывать точные коэффициенты выбросов углерода на ежегодной основе.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Источники использованной информации

ДААННЫЕ	ИСТОЧНИК
<p>База данных по электростанциям</p> <ul style="list-style-type: none"> • Установленная/фактическая мощность по блокам • Кпд по блокам • Тип топлива по блокам • Годы сдачи в эксплуатацию по блокам • Плановый вывод из эксплуатации по блокам 	<ul style="list-style-type: none"> • Министерство топлива и энергетики (Сайт: http://www.mpe.energy.gov.ua) • Отчеты ЕБРР по исследованиям • Анализ «Ламайер Интернациональ»
<p>Данные по распределению и профилю нагрузки</p> <ul style="list-style-type: none"> • Суточные графики нагрузки на характерный день Объединенной энергосистемы Украины • Суточные объемы экспорта/импорта • Эксплуатационные характеристики распределения нагрузки между тепловыми электростанциями, ГЭС и ТЭЦ • Регламенты электростанций по обязательной выработке/низкой себестоимости электроэнергии 	<ul style="list-style-type: none"> • Министерство топлива и энергетики • НЭК «Укрэнерго» (Сайт: http://www.ukrenergo.energy.gov.ua) • ЕСОСПЭЭ (Сайт: http://www.entsoe.eu) • Анализ «Ламайер Интернациональ»
<p>Динамика развития спроса на электрическую энергию</p> <ul style="list-style-type: none"> • Уточненный прогноз на 2009 – 2020 гг., в том числе годовое потребление электрической энергии и максимальная потребляемая мощность 	<ul style="list-style-type: none"> • Министерство топлива и энергетики • Анализ «Ламайер Интернациональ»
<p>Динамика развития предложения</p> <ul style="list-style-type: none"> • Сценарии развития производства энергии до 2030 года • Уточненный План расширения мощностей тепловых электростанций • Инвестиционные программы по сдаче в эксплуатацию новых энергоблоков 	<ul style="list-style-type: none"> • Министерство топлива и энергетики • Анализ «Ламайер Интернациональ»

Все данные, использованные в Исследовании, представлены в Приложении к Протоколу совещания с «НАЭИ» от 12 марта 2010 г.