ИНВЕСТИЦИИ ПО ОТРАСЛЯМ



Книга 12

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА и коммунальные компании

Виталий Гурьев

Виталий Гурьев

Электроэнергетика и коммунальные компании

«Автор»
2026

Гурьев В.

Электроэнергетика и коммунальные компании / В. Гурьев — «Автор», 2026

Электроэнергия нужна всегда: в кризис, при санкциях и при любой ключевой ставке. Поэтому энергетику считают защитным сектором. Эта книга объясняет, как устроена отрасль и на чём зарабатывают её компании. Вы узнаете, чем генерация отличается от электросетей, как государство регулирует тарифы и почему решения регулятора напрямую определяют прибыль. Мы подробно разберём программы ДПМ, которые гарантируют возврат вложений в новые мощности, и то, что происходит с компаниями после окончания этих выплат. Отдельное внимание уделено дивидендной политике энергетиков и их долговой нагрузке. Вы научитесь находить в секторе бумаги, которые приносят стабильный доход при любой погоде на рынке.AI was used in the preparation of the book.

© Гурьев В., 2026
© Автор, 2026

Содержание

Глава 1. Электричество нужно всегда 6
Глава 2. Как разделили единую энергосистему 14
Глава 3. Физика, без которой не понять прибыль 22
Глава 4. Оптовый рынок электроэнергии 30
Глава 5. Рынок мощности, или плата за готовность 38
Конец ознакомительного фрагмента. 45

Виталий Гурьев
Электроэнергетика и коммунальные компании

Эта книга носит исключительно образовательный и информационный характер. Ни одно из её положений не является индивидуальной инвестиционной рекомендацией, предложением купить или продать какой-либо финансовый инструмент, налоговой или юридической консультацией.

Все герои, примеры, расчёты и ставки в книге вымышлены или приведены для иллюстрации. Упоминания реальных компаний не являются рекламой или оценкой их текущей деятельности. Требования Банка России, правила биржи и налоговые нормы изложены по состоянию на момент написания книги и могут измениться.

Перед любым решением сверяйтесь с актуальными документами эмитента и нормативными актами, а при необходимости консультируйтесь со специалистом. Инвестиции связаны с риском, включая потерю части или всего вложенного капитала, и решения о вложении денег вы принимаете самостоятельно и под свою ответственность.

Глава 1. Электричество нужно всегда

В январе, когда за окном минус тридцать два, Константин заступает на ночную смену в половине восьмого вечера. Ему пятьдесят один год, двадцать восемь из них он отработал в энергетике, а последние девять лет руководит сменой на крупной газовой электростанции в Костромской области. Перед ним блочный щит с десятками приборов, на экранах бегут цифры нагрузки, а в наушниках время от времени звучит голос диспетчера, который просит поднять мощность ещё на двадцать мегаватт. В такие ночи вся область греется и светится благодаря тому, что делают он и его люди. Под утро, когда нагрузка спадает, Константин открывает в телефоне брокерское приложение и смотрит на котировки акций своей компании, которые лежат у него на счёте уже несколько лет.

Акций у него пятьдесят тысяч штук, покупал он их понемногу в 2019–2021 годах, в среднем по четырнадцать рублей. Сейчас они стоят около двадцати четырёх рублей, и весь пакет оценивается примерно в миллион двести тысяч рублей. Коллеги в курилке называют компанию «дойной коровой», потому что она исправно платит дивиденды. На инвесторском форуме недавно появилась тревожная запись: якобы через год-два компания лишится значительной части прибыли из-за какого-то окончания «ДПМ». Константин прекрасно знает, как устроен котёл и турбина, но что такое ДПМ с точки зрения денег, он объяснить не может.

В тот же вечер в Перми его племянница Яна сидит на кухне над стопкой квитанций и таблиц. Ей тридцать два года, она экономист управляющей компании, которая обслуживает шестьдесят многоквартирных домов. Каждый месяц она сводит начисления за электричество, отопление и воду, разбирается с должниками и отвечает на вопросы жильцов, почему тариф опять вырос. У Яны есть брокерский счёт примерно на девятьсот тысяч рублей, и она давно присматривается к акциям местной сетевой компании и энергосбыта, которые платят высокие дивиденды. Её логика проста: если люди платят за свет всегда, значит, и компании, которые этот свет продают, должны зарабатывать всегда.

Возможно, вы узнаёте себя в ком-то из них. Одни читатели работают в отрасли и видят её изнутри, но плохо представляют, как физика превращается в прибыль и дивиденды. Другие каждый месяц оплачивают коммунальные счета и слышали, что энергетика считается спокойным и надёжным сектором для инвестиций. Эта книга написана для читателей обоих типов. Мы пройдём весь путь от котла электростанции до вашей розетки и на каждом шаге будем выяснять, кто здесь зарабатывает, кто устанавливает правила и что из этого может достаться частному инвестору.

Начнём с того, как электричество попадает к вам домой. В начале цепочки стоит электростанция, которую в отрасли называют генерацией. Она сжигает газ или уголь, использует силу падающей воды, энергию атомного ядра, солнца или ветра и превращает их в электрическую энергию. Генерация — это производство, и именно здесь создаётся сам товар. Без неё вся остальная цепочка бессмысленна, потому что передавать и продавать было бы нечего.

От станции электричество уходит по магистральным линиям высокого напряжения. Это те самые высокие опоры с толстыми проводами, которые вы видите вдоль трасс и которые тянутся через леса и поля на сотни километров. Высокое напряжение нужно для того, чтобы передавать энергию на большие расстояния с минимальными потерями. Магистральная сеть связывает между собой регионы и позволяет перебрасывать электричество оттуда, где его в избытке, туда, где его не хватает. Её можно сравнить с федеральными трассами в транспортной системе страны.

Ближе к городам и посёлкам напряжение понижают на подстанциях, и дальше энергия идёт по распределительным сетям. Это линии поменьше, трансформаторные будки во дворах, кабели под землёй, которые подводят электричество к каждому дому, заводу и школе. Распре-

делительные сети похожи на городские улицы и переулки: по ним не едут далеко, но без них невозможно добраться до конкретного адреса. Компании, которые владеют такими сетями, обычно работают в одном или нескольких соседних регионах. Подробно о том, как они устроены и как зарабатывают, мы поговорим в двенадцатой главе.

Последнее звено цепочки называется сбытом. Сбытовая компания ничего не производит и ничего не передаёт, зато именно она заключает с вами договор, выставляет счёт и собирает деньги. Её можно сравнить с магазином, который покупает товар на оптовой базе, оплачивает доставку и продаёт его конечному покупателю с небольшой наценкой. Когда Яна видит в квитанции название поставщика электроэнергии, она видит именно сбытовую компанию. О том, почему у сбытов такие высокие дивиденды и такая маленькая стоимость на бирже, мы подробно поговорим в четырнадцатой главе.

Итого в цепочке четыре звена: генерация, магистральная сеть, распределительная сеть и сбыт. В конце стоит потребитель, который платит за всё сразу одной цифрой в квитанции или в счёте. На самом деле эта цифра складывается из нескольких частей: стоимости самой энергии и мощности, платы за передачу по сетям, сбытовой надбавки и платы инфраструктурным организациям. Каждую часть кто-то получает, и у каждого получателя свои правила игры. Инвестору важно понимать, к какому звену относится компания, потому что от этого зависит почти всё остальное.

Теперь о главной особенности товара, вокруг которого построена вся отрасль. Электроэнергию практически нельзя сложить на склад. Пшеницу можно засыпать в элеватор, нефть залить в резервуар, уголь сгрузить на площадку, а электричество должно быть потреблено в ту же секунду, когда его произвели. Если в какой-то момент станции выдают больше энергии, чем потребляют заводы и дома, частота в сети растёт, если меньше — падает. Любое серьёзное отклонение грозит аварией, поэтому производство и потребление в энергосистеме уравниваются непрерывно, каждую секунду.

Конечно, способы запасать энергию существуют. Есть гидроаккумулирующие станции, которые ночью закачивают воду наверх, а днём сбрасывают её через турбины. Есть аккумуляторные батареи, которые в последние годы становятся дешевле и мощнее. Однако в масштабах всей энергосистемы эти накопители пока покрывают лишь малую долю потребности, и о них мы подробнее поговорим в двадцатой главе. Для экономики отрасли сегодня важен простой факт: электричество производится ровно тогда, когда оно нужно.

Из этой особенности вытекают последствия, которые вы встретите почти в каждой главе. Энергосистеме нужны станции, которые стоят наготове и включаются только в часы пиковой нагрузки, и нужен диспетчер, который управляет всеми станциями как единым оркестром. Ей нужны резервы на случай аварии, а значит, кто-то должен оплачивать содержание мощностей, которые большую часть года простаивают. Именно поэтому в электроэнергетике продают не один товар, а два: саму энергию и готовность её произвести. Разница между ними станет понятна в третьей главе, а пока просто запомните, что они существуют.

Кто же покупает всё это электричество в нашей стране? Крупнейший потребитель в России — промышленность: металлургические и химические комбинаты, нефтеперерабатывающие заводы, предприятия машиностроения. Одни крупные заводы потребляют столько же энергии, сколько целый областной центр. Значительная доля приходится на транспорт, прежде всего на электрифицированные железные дороги и трубопроводы, где насосы перекачивают нефть и газ. Отдельная группа — бюджетные организации: больницы, школы, детские сады, уличное освещение.

Население, то есть мы с вами, потребляет заметно меньше промышленности, но играет в отрасли особую роль. Цены для граждан устанавливает государство, и они долгие годы держатся ниже экономически обоснованного уровня. Разницу фактически оплачивают промышленные потребители, и этот механизм называется перекрёстным субсидированием. О нём мы

подробно поговорим в тринадцатой главе. Пока достаточно понимать, что электричество для населения — это не только товар, но и социальная тема, а значит, политика здесь всегда рядом с экономикой.

Общее потребление электроэнергии в России превышает тысячу миллиардов киловатт-часов в год и в последние годы растёт. Растёт оно неравномерно: в одних регионах появляются новые производства, центры обработки данных и майнинговые фермы, в других потребление годами стоит на месте. Для генерирующих компаний рост спроса означает более высокую загрузку станций и более высокие цены. Для сетей он означает новые подключения и новые инвестиции. Для сбытов — больше проданных киловатт-часов и больше выручки, с которой берётся наценка.

Почему энергетику называют защитным сектором? Защитными на бирже считают компании, чьи доходы мало зависят от состояния экономики. Люди продолжают пользоваться светом, холодильником и отоплением даже тогда, когда откладывают покупку машины или ремонт. Промышленность в кризис снижает выпуск, но её потребление электричества падает гораздо меньше, чем продажи автомобилей или квартир. Поэтому выручка энергетических компаний обычно колеблется слабее, чем выручка производителей потребительских товаров длительного пользования.

Есть и вторая причина этой репутации. Значительная часть доходов энергетиков регулируется государством и рассчитывается по заранее известным правилам. Тарифы сетевых компаний утверждаются на год и даже на несколько лет вперёд, платежи за мощность для новых станций гарантированы долгосрочными договорами, цены для населения индексируются по понятному графику. Когда инвестор знает правила, он может с большой точностью прогнозировать доходы компании. Предсказуемость сама по себе ценна, и рынок готов за неё платить.

Третья причина защитной репутации связана с дивидендами. Многие энергетические компании выплачивают значительную часть прибыли акционерам, а дивидендная доходность сетевых и сбытовых компаний нередко превышает доходность вкладов. Для частного инвестора, который хочет получать регулярный денежный поток, такие бумаги выглядят естественным выбором. Именно об этом думает Яна, когда смотрит на акции местной сетевой компании. Ей кажется, что это почти облигация, только с более высоким доходом.

Наконец, за энергетикой стоит реальное имущество: станции, линии, подстанции, которые нельзя быстро построить заново. Если компания стоит на бирже дешевле, чем обошлось бы строительство её станций, инвестор чувствует себя защищённым запасом стоимости. Эта логика понятна и выглядит надёжно. Однако, как мы увидим дальше, стоимость строительства и стоимость бизнеса — совсем разные вещи, и именно здесь начинающие инвесторы ошибаются чаще всего.

Пора посмотреть на защитность скептически. В энергетике у прибыли есть совладелец, который не значится в реестре акционеров, — регулятор. Государство определяет тарифы на передачу, правила оптового рынка, параметры отборов мощности, доходность договоров на строительство станций и цены для населения. Если завтра регулятор решит, что сетевым компаниям достаточно индексации на два процента ниже инфляции, их прибыль сократится, хотя потребление электричества не изменится ни на киловатт-час. Получается, что выручка защищена от экономического цикла, но не защищена от решений чиновников.

Константин видел это на собственной компании. Несколько лет назад правила оптового рынка поменялись, и цена мощности для старых станций оказалась ниже, чем рассчитывали аналитики. Акции упали на четверть за несколько недель, хотя станции работали так же, как и раньше. Никакого кризиса в экономике не было, просто изменились параметры, которые задаёт государство. Защитный сектор оказался защищён от одних рисков и открыт для других.

Вернёмся на минуту к квитанции, с которой Яна работает каждый месяц, и разберём её как инвестор, а не как бухгалтер. Допустим, жилец платит за электричество тысячу руб-

лей в месяц. По оценкам участников рынка, примерно сорок процентов этой суммы приходится на саму энергию и мощность, то есть уходит генерирующим компаниям через оптовый рынок. Ещё около половины забирают сети за то, что довезли энергию до дома, а оставшиеся несколько процентов составляют сбытовая надбавка и плата инфраструктурным организациям рынка. Пропорции заметно различаются по регионам и группам потребителей, поэтому воспринимайте эти цифры как условную картинку, а не как точный расчёт.

Даже такая грубая картинка многое объясняет. Сети получают из каждого рубля больше, чем станции, хотя ничего не производят, потому что содержать миллионы километров проводов и тысячи подстанций очень дорого. Сбыт получает совсем немного, зато через его руки проходит вся сумма целиком, и если жильцы перестанут платить, первым почувствует это именно он. Генераторы зависят от того, по какой цене продают энергию на оптовом рынке, а эта цена меняется каждый час. Три звена делят один и тот же рубль, но каждое отвечает за свою часть рисков.

Защитность отрасли хорошо видна, если сравнить её с другими секторами в тяжёлые годы. Когда экономика проваливается, продажи новых автомобилей могут сократиться вдвое, ввод жилья замедлиться на треть, а выпуск стали упасть на десятки процентов. Потребление электроэнергии в такие периоды обычно снижается лишь на несколько процентов, потому что заводы продолжают работать хотя бы частично, а дома и больницы не выключают свет. Выручка энергетических компаний поэтому меняется гораздо меньше, чем выручка их промышленных клиентов. Для инвестора это означает, что прибыль энергетиков трудно обвалить одним плохим годом.

Однако защитный не означает доходный. Котировки многих энергетических компаний годами топтались на месте, пока остальной рынок рос, и инвесторы, купившие их ради спокойствия, получали доход только от дивидендов. Бывали периоды, когда акции генераторов стоили дешевле половины своей балансовой стоимости, а их владельцы годами ждали, когда рынок оценит это по достоинству. Такая ситуация хорошо описана в книге «Стоимостное инвестирование и инвестирование в рост» как ловушка стоимости. В энергетике она встречается особенно часто, потому что регулятор может годами не давать компании зарабатывать больше определённого уровня.

Есть и ещё одна тонкость, которую новички замечают слишком поздно. Защитный сектор защищает от падения выручки, но не от роста процентных ставок. Энергетики живут в долг, потому что строят станции и сети на десятилетия, и когда ставки растут, их процентные расходы увеличиваются, а прибыль снижается. Кроме того, при высоких ставках инвесторы требуют от дивидендных акций более высокой доходности, и цены этих акций опускаются, даже если с компаниями ничего не происходит. Об этом подробнее пойдёт речь в семнадцатой главе, где мы разберём долг и облигации энергетиков.

Получается, что слово «защитный» стоит понимать узко: выручка устойчива к экономическим спадам, но прибыль и цена акции подвержены другим, особым рискам. Регуляторные решения, процентные ставки, цены топлива, погода, долги потребителей влияют на энергетику не меньше, чем на другие отрасли, просто проявляются по-другому. Инвестор, который понимает эти риски, может использовать защитные свойства сектора с выгодой для себя. Инвестор, который просто верит в надёжность «света, который нужен всегда», рискует разочароваться в самый неподходящий момент.

У Яны есть своя, очень распространённая причина интересоваться энергетикой: эти компании ей знакомы. Она каждый день видит машины аварийной бригады сетевой компании, получает письма от энергосбыта и знает по именам половину его менеджеров, отвечающих за работу с управляющими компаниями. Знакомство создаёт ощущение понимания, а понимание кажется защитой от ошибок. Инвесторы во всём мире охотнее покупают бумаги компаний из своего города и своей отрасли, и психологи называют это предпочтением знакомого.

У такого подхода есть сильная сторона. Яна действительно видит то, чего не видят аналитики из столицы: как часто случаются аварии, насколько быстро бригады их устраняют, как ведут себя должники и насколько жёстко энергосбыт с ними работает. Эти наблюдения могут подсказать, что дела компании идут лучше или хуже, чем показывает отчётность. Однако знакомый бизнес и понятный бизнес — не одно и то же, и умение отличить одно от другого придёт к Яне только к концу книги, когда она разберётся в тарифах, дебиторской задолженности и дивидендной политике.

Константин страдает от той же иллюзии в профессиональном варианте. Он знает свою станцию до последнего вентиля и уверен, что раз оборудование в порядке, то и акции в порядке. Между тем цену его акций определяют не столько исправные турбины, сколько правила оптового рынка, календарь гарантированных платежей и решения совета директоров о дивидендах. Именно эти вещи мы будем раскрывать главу за главой.

Регулирование работает в обе стороны, и об этом тоже важно помнить. Иногда государство поддерживает отрасль: запускает программы строительства с гарантированной доходностью, повышает тарифы выше инфляции ради инвестиций в сети, переводит города на более выгодную модель теплоснабжения. В такие периоды энергетические акции растут быстрее рынка, и инвесторы, которые вовремя разглядели изменения правил, зарабатывают больше, чем на модных отраслях. Регулятор может как отнять часть прибыли, так и подарить её. Поэтому главный навык инвестора в энергетике — умение читать не только отчётность компаний, но и решения регулятора.

Миф о защитности опасен ещё и тем, что он объединяет под одной вывеской очень разные бизнесы. Генерирующая компания, у которой половина прибыли зависит от цены газа и рыночных цен на электроэнергию, ведёт себя совсем не так, как сетевая компания с тарифом на пять лет вперёд. Сбыт с тонкой наценкой и огромной дебиторской задолженностью рискует иначе, чем гидростанция, у которой нет топливных затрат, зато есть зависимость от дождей и снега. Называть всё это одним защитным сектором — примерно то же самое, что считать одинаково безопасными поездку на трамвае и полёт на воздушном шаре только потому, что и то и другое называется транспортом. Об отдельных рисках сектора мы подробно поговорим в восемнадцатой главе.

Чтобы разговор не оставался абстрактным, через всю книгу пройдут несколько условных компаний. Все они вымышлены, их названия взяты от рек, а совпадения с реальными компаниями случайны. Цифры подобраны так, чтобы быть похожими на реальные пропорции отрасли, но не повторять показатели конкретных эмитентов. Это позволит нам спокойно считать, ошибаться и разбирать ошибки, не рекламируя и не критикуя реальные бумаги.

Первая компания — «Унженская генерирующая компания», которую мы будем называть коротко УГК. Это тепловой генератор в европейской части России: семь станций, из них четыре крупные электростанции, которые в отрасли по традиции называют ГРЭС, и три теплоэлектроцентрали, снабжающие города теплом. Установленная электрическая мощность компании составляет девять тысяч мегаватт, а за год станции вырабатывают около сорока миллиардов киловатт-часов электроэнергии. Именно на одной из её станций работает Константин, и именно её акции лежат у него на счёте. Выручка УГК за прошлый год составила сто сорок миллиардов рублей, и в следующих главах мы разберём, из чего она складывается.

У УГК есть особенность, которая станет одной из главных тем книги. В 2010-х годах компания построила четыре новых парогазовых блока общей мощностью две тысячи четыреста мегаватт по специальным договорам с гарантированной доходностью. Для двух блоков эти договоры уже закончились, а ещё по двум выплаты завершатся в ближайшие два года. Именно об этом пишут на форуме, который так встревожил Константина. В шестой и седьмой главах мы шаг за шагом посчитаем, что это означает для прибыли и дивидендов компании.

Вторая компания — «Чусовская сетевая компания», или ЧСК. Она владеет распределительными сетями в Пермском крае: десятками тысяч километров линий электропередачи, тысячами трансформаторных подстанций, кабелями в городах и посёлках. Выручка ЧСК составляет шестьдесят миллиардов рублей, а её тарифы утверждает государство. Яна видит эту компанию каждый день: когда к одному из её домов подключают новую линию или когда в микрорайоне на несколько часов пропадает свет из-за аварии на подстанции. Её акции платят высокие дивиденды, и именно они первыми попали в список покупок Яны.

Третья компания — «Вишерский энергосбыт», гарантирующий поставщик электроэнергии в Пермском крае. Он продаёт электричество жителям, предприятиям и бюджетным организациям региона и выставляет те самые счета, которые Яна каждый месяц сверяет на работе. Выручка сбыта составляет шестьдесят миллиардов рублей, почти как у сетевой компании, но стоит он на бирже в несколько раз дешевле. Почему так происходит и чем рискует инвестор, который покупает сбыт ради дивидендов, мы разберём в четырнадцатой главе. Позже в книге появятся ещё две компании: гидрогенератор из Сибири и коммунальный водоканал, выпустивший облигации.

Теперь представим трёх типичных инвесторов, которые приходят в энергетику. Первый тип можно назвать охотником за дивидендами. Ему важен регулярный денежный поток, он смотрит на дивидендную доходность, историю выплат и дивидендную политику. Такой инвестор держит бумаги годами, реинвестирует выплаты или живёт на них и почти не обращает внимания на колебания котировок. Яна по складу характера относится именно к этому типу.

Главная ошибка охотника за дивидендами — смотреть на доходность прошлого года и считать, что она повторится. В энергетике дивиденды зависят от решений регулятора, от инвестиционных программ и от графика окончания гарантированных платежей. Высокая доходность часто оказывается не подарком, а предупреждением: рынок уже знает, что выплаты скоро сократятся, и поэтому держит цену акции низкой. Об устойчивости дивидендов подробно поговорим в девятнадцатой главе. Пока запомните простое правило: дивидендная доходность — это вопрос, а не ответ.

Второй тип инвестора можно назвать ловцом переоценки. Он ищет компании, которые рынок недооценивает из-за временных проблем или непонимания, и покупает их в расчёте на рост цены. В энергетике такие возможности возникают при изменении правил рынка, при запуске новых программ строительства, при переходе городов на новую модель теплоснабжения, при смене владельца компании. Ловец переоценки внимательно читает проекты постановлений правительства и решения регуляторов, потому что именно там скрываются будущие изменения прибыли. Его доход нерегулярен, зато может быть в разы выше дивидендного.

Риск ловца переоценки в том, что ожидаемое изменение может не случиться или случиться гораздо позже. Проекты правил годами обсуждаются, переносятся и меняются. Инвестор, купивший акции в ожидании решения, иногда держит их три-четыре года, пока не дождётся результата или пока не потеряет терпение. Если компания всё это время платит приличные дивиденды, ожидание не так болезненно. Если не платит, деньги фактически замораживаются.

Третий тип инвестора — это держатель облигаций. Он не хочет рисковать капиталом ради роста и предпочитает заранее известный купон. Энергетические компании активно занимают на долговом рынке, потому что строят станции и сети на десятилетия вперёд. Их облигации обычно надёжнее облигаций компаний из более рискованных отраслей, а доходность выше доходности государственных бумаг. Для консервативного инвестора облигации сетевой компании или крупного генератора могут стать основой портфеля, и об этом подробно пойдёт речь в семнадцатой главе.

Многие инвесторы совмещают все три подхода. Константин, например, держит акции генератора ради дивидендов, но в последние месяцы всё чаще думает о том, что их цена может

измениться из-за окончания гарантированных платежей. Яна хочет дивидендов, но готова часть денег держать в облигациях, чтобы спать спокойно. К концу книги каждый из них примет своё решение, и вы увидите, как знания об отрасли меняют выбор. Возможно, вы примерите на себя один из подходов или соберёте свой.

Чтобы легче представить всю систему, воспользуемся одной аналогией, которая пройдёт через книгу. Представьте себе обычный городской водопровод. Есть насосные станции, которые качают воду, есть магистральные трубы большого диаметра, есть трубы поменьше, которые идут в каждый двор, и есть водоканал, который выставляет жильцам счета. В каждом доме люди открывают и закрывают краны, когда им удобно, и никто не спрашивает разрешения у насосной станции. Задача системы в том, чтобы давление в трубах всегда оставалось нормальным, сколько бы кранов ни открыли одновременно.

В настоящем водопроводе помогает водонапорная башня. Ночью, когда краны закрыты, насосы закачивают в неё воду, а утром, когда весь город одновременно встаёт и включает душ, башня отдаёт запас и выравнивает давление. В энергосистеме такой башни почти нет: электричество нельзя накачать впрок в огромный резервуар. Поэтому роль башни играют станции, которые стоят в резерве и включаются по команде диспетчера за считанные минуты. За то, что они готовы включиться, им платят, даже если большую часть времени они молчат.

В этой аналогии генерирующая компания похожа на владельца насосной станции, который получает плату и за каждый кубометр воды, и за то, что его насосы всегда готовы к работе. Сетевая компания похожа на владельца труб, которому платят за прокачку, сколько бы воды ни прошло, причём плату устанавливает город. Сбыт похож на расчётный центр, который собирает деньги с жильцов и распределяет их между насосной станцией и владельцем труб, оставляя себе небольшой процент. Мы будем возвращаться к этому водопроводу, когда речь пойдёт о мощности, тарифах и неплатежах.

Теперь о том, как устроена книга. Вторая глава рассказывает, как единая энергосистема страны была разделена на отдельные компании и почему наследство этой реформы до сих пор определяет состав сектора на бирже. Третья глава посвящена физике, без которой не понять прибыль: мощности и энергии, графику нагрузки, резервам. Четвёртая и пятая главы объясняют, как устроен оптовый рынок электроэнергии и рынок мощности. Шестая, седьмая и восьмая главы раскрывают историю договоров на строительство станций, последствия окончания выплат и новую волну модернизации.

Девятая, десятая и одиннадцатая главы рассказывают о разных видах генерации: тепловых станциях и топливе, теплоснабжении городов, гидростанциях, атомной энергетике и возобновляемых источниках. Двенадцатая и тринадцатая главы посвящены сетям и тарифам, четырнадцатая — сбытовым компаниям, пятнадцатая — коммунальным компаниям за пределами электричества: водоканалам, газораспределению, операторам по вывозу отходов. С шестнадцатой главы начинается практическая часть: как читать отчётность энергетика, как оценивать долг и облигации, какие риски подстерегают инвестора в защитном секторе, как оценивать акции и дивиденды. Двадцатая глава посвящена будущему отрасли и вашему личному маршруту.

Несколько тем мы сознательно не будем раскрывать подробно, потому что им посвящены другие книги серии «Инвестиции по отраслям». Мультипликаторы, свободный денежный поток и модель дисконтированных денежных потоков подробно объясняются в книге «Фундаментальный анализ». Дивидендные директивы для компаний с государственным участием, права миноритариев и налог на сверхприбыль разобраны в книге «Компании с госучастием». Налоги на добычу газа и экономика газовой монополии описаны в книге «Нефтегазовые компании». Здесь мы будем только ссылаться на эти темы, чтобы не повторяться и сосредоточиться на том, что отличает энергетику от остальных отраслей.

Читать книгу лучше по порядку, потому что каждая следующая глава опирается на предыдущие. Если вы уже работаете в энергетике, как Константин, первые главы покажутся вам знакомыми, но в них есть финансовая сторона, которую инженеры обычно не видят. Если вы, как Яна, знаете отрасль со стороны потребителя, обратите особое внимание на четвёртую, пятую и шестую главы: без понимания рынка мощности невозможно правильно оценить ни одну генерирующую компанию. Практические главы в конце книги можно перечитывать отдельно, когда вы будете выбирать конкретные бумаги. Правовые и налоговые нормы, о которых пойдёт речь, приведены на момент написания книги и могут меняться, поэтому перед любым решением сверяйтесь с актуальной редакцией документов.

Давайте подведём итог первой главы. Электроэнергетика — это цепочка из генерации, магистральных и распределительных сетей и сбыта, а её товар нельзя сложить на склад, поэтому система должна уравновешивать производство и потребление каждую секунду. Сектор считают защитным, потому что спрос на электричество устойчив, правила во многом известны заранее, а дивиденды высоки. Однако у прибыли энергетиков есть невидимый совладелец — регулятор, который может как поддержать отрасль, так и изъять часть её доходов. Защитность нужно проверять для каждой компании отдельно.

Константин утром после смены задал себе вопрос, который станет отправной точкой для его истории: почему акции компании, где он работает, вообще существуют на бирже и откуда в его отрасли столько разных публичных компаний. Ответ уходит в историю, в те годы, когда вся энергетика страны была одним огромным хозяйством. В следующей главе мы посмотрим, как это хозяйство было разделено на части, кому достались генерация и сети и что получили от реформы частные акционеры.

Глава 2. Как разделили единую энергосистему

Весной Константин разбирал вещи в квартире покойного отца и в старом серванте наткнулся на картонную папку с надписью «Ценные бумаги». Внутри лежали пожелтевшие выписки из реестра акционеров регионального акционерного общества энергетики и электрификации, датированные 1993 годом. Отец тридцать лет проработал электромонтёром в районных сетях и получил эти акции при приватизации, как и тысячи других работников отрасли. Рядом лежали более поздние письма: уведомления о реорганизации, о выделении каких-то новых компаний, о зачислении акций на счёт в депозитарии. Константин долго перебирал бумаги и понял, что отцовские акции за пятнадцать лет превратились в пакеты сразу нескольких компаний, о существовании которых сам отец, скорее всего, даже не подозревал.

История этой папки — отличный вход в историю всей отрасли. Чтобы понять, почему сегодня на бирже торгуются десятки энергетических компаний, почему одни из них частные, а другие государственные, почему генерация и сети живут отдельно, нужно вернуться на сто лет назад. Электроэнергетика нашей страны долго строилась как единый организм, а потом за несколько лет была разрезана на части по сложной хирургической схеме. Многое из того, что инвестор видит сегодня, — прямое наследство этой операции. Без неё не понять ни состав сектора, ни логику регулирования.

Отправная точка — план электрификации, принятый в декабре 1920 года. Страна только выходила из Гражданской войны, промышленность стояла, а план предполагал за десять-пятнадцать лет построить три десятка районных электростанций и связать их линиями электропередачи. Многие тогда считали эту задачу фантастической, однако к началу 1930-х годов её выполнили и даже перевыполнили. Именно с тех пор крупные электростанции, работающие на большой район, и называют ГРЭС, то есть государственными районными электростанциями. Название пережило эпоху, и станция, на которой работает Константин, до сих пор носит его по традиции.

Главная идея плана была не столько в отдельных станциях, сколько в их объединении. Станции, связанные общей сетью, могут подстраховывать друг друга, делить нагрузку и работать эффективнее, чем каждая в одиночку. В следующие десятилетия региональные энергосистемы объединялись в крупные объединённые системы, а те, в свою очередь, связывались между собой линиями сверхвысокого напряжения. К концу советского периода сложилась единая энергосистема, охватывающая огромную территорию от западных границ до Сибири с единым диспетчерским управлением. По масштабу ей не было равных в мире.

Экономика этой системы была плановой. Станции строились по решению министерства, тарифы устанавливались централизованно, а слово «прибыль» имело скорее бухгалтерский смысл. Никто не спрашивал, окупится ли новая ГРЭС: её строили, потому что так требовал план развития промышленности. Сети, станции, ремонтные предприятия, проектные институты входили в единое ведомство. Такая система хорошо справлялась со строительством, но плохо считала деньги, и это стало очевидно, когда плановая экономика закончилась.

В начале 1990-х годов на основе региональных энергосистем были созданы акционерные общества энергетики и электрификации. Каждое из них объединяло в одном регионе всё сразу: электростанции, тепловые сети, распределительные электросети и продажу энергии потребителям. Крупнейшие электростанции и магистральные сети остались в общероссийском холдинге, о котором мы поговорим чуть ниже. Часть акций региональных обществ при приватизации досталась их работникам, часть была продана на чековых и денежных аукционах, а контрольные пакеты в основном остались под контролем государства через холдинг. Именно так у отца Константина оказались акции.

Девяностые годы стали для энергетики временем выживания. Предприятия-потребители не платили за электричество, потому что им самим не платили их покупатели, а бюджеты не платили за свет в больницах и школах. Энергетики не могли просто отключить неплательщиков: отключение военного объекта, больницы или целого города было немыслимо. В результате огромная часть расчётов шла через бартер и взаимозачёты, когда вместо денег энергокомпания получала трубы, вагоны, продукты или векселя. По оценкам того времени, в отдельные годы деньгами оплачивалась лишь небольшая часть отпущенной электроэнергии.

Бартер разрушал экономику отрасли изнутри. Получив вместо денег партию металлопроката, энергокомпания не могла заплатить им зарплату или купить топливо, поэтому металлопрокат приходилось перепродавать с дисконтом через посредников. На этих цепочках зарабатывали все, кроме самих энергетиков и их акционеров. Станции не ремонтировались, новые не строились, а газовики, в свою очередь, не получали денег за топливо и угрожали сокращением поставок. Зимой в отдельных регионах случались веерные отключения, и люди сидели в холодных квартирах.

Константин хорошо помнит те годы, потому что как раз тогда пришёл на станцию молодым специалистом. Зарплату задерживали по несколько месяцев, а иногда выдавали продуктовыми наборами, которые станция получала от неплательщиков. Половина оборудования требовала ремонта, но денег на запчасти не было, и ремонтники собирали агрегаты из того, что удавалось найти. Тогда никто в коллективе не думал об акциях и дивидендах. Думали о том, как пережить следующую зиму без серьёзной аварии.

Для инвестора тех лет энергетика выглядела странно. С одной стороны, её активы были огромными: тысячи мегаватт мощности, десятки тысяч километров линий, станции, которые невозможно построить заново дешевле нескольких миллиардов долларов. С другой стороны, эти активы почти не приносили денег, а стоимость компаний на бирже составляла крошечную долю от стоимости их имущества. Иностранные фонды покупали акции энергетиков в расчёте на будущее, когда отрасль начнёт зарабатывать. Ждать им пришлось долго, а некоторые так и не дождались.

Центральное место в этой истории занимал общероссийский холдинг РАО «ЕЭС России», созданный в конце 1992 года. В него вошли крупнейшие электростанции, магистральные сети, центральное диспетчерское управление и контрольные пакеты большинства региональных энергокомпаний. Государство владело в холдинге контрольным пакетом, а остальные акции принадлежали частным инвесторам, в том числе иностранным. По сути, это была вся энергетика страны в одной компании, за исключением атомных станций и некоторых региональных систем. Такого монстра не было ни в одной другой отрасли.

Для фондового рынка РАО «ЕЭС России» на долгие годы стало главной бумагой. Его акции входили в число самых ликвидных на российских биржах, по ним совершалась огромная доля всех сделок, а частные инвесторы конца 1990-х и начала 2000-х нередко начинали знакомство с рынком именно с них. Цена акций холдинга служила барометром настроений: когда иностранцы приходили на российский рынок, они первым делом покупали энергетику, когда уходили — первым делом её продавали. Бумаги холдинга называли «голубой фишкой» задолго до того, как на рынке появилось много других ликвидных акций. История российского рынка того времени подробно описана в книге серии «История российского фондового рынка».

Почему же такую мощную компанию решили разделить? К концу 1990-х годов стало понятно, что единая монополия не способна привлечь деньги для обновления отрасли. Оборудование старело, новые станции не строились, а государство не могло финансировать модернизацию из бюджета. Частные инвесторы готовы были вкладывать деньги только в бизнес, который приносит понятную прибыль, а в едином холдинге прибыль терялась между звеньями, тарифами и перекрёстными субсидиями. Требовалась новая модель, в которой у каждого звена будет собственная экономика.

Логика реформы строилась на простом разделении: отделить то, где возможна конкуренция, от того, где она невозможна. Производство электроэнергии можно сделать конкурентным: если станций много, они могут соревноваться за право продавать энергию, и выиграет тот, кто производит дешевле. Передача по сетям конкурентной быть не может: никто не будет строить вторую линию электропередачи параллельно первой, это слишком дорого и бессмысленно. Сети остаются естественной монополией, а значит, их доходы должно регулировать государство. Сбыт можно сделать конкурентным хотя бы частично, особенно для крупных клиентов.

Вспомним аналогию с водопроводом из первой главы. Насосных станций в большом городе может быть несколько, и они вполне способны конкурировать, кто подаст воду дешевле. Трубы же в каждый двор прокладывают один раз, и прокладывать вторые трубы параллельно первым нет никакого смысла. Значит, владелец труб остаётся монополистом, и его плату за прокачку должен утверждать город. Реформа энергетики сделала ровно это: насосные станции отдали частникам и рынку, а трубы оставили под присмотром государства.

Правовую основу реформы заложили в начале 2000-х годов. В 2001 году правительство утвердило основные направления реформирования электроэнергетики, а в 2003 году был принят федеральный закон «Об электроэнергетике», который до сих пор остаётся главным документом отрасли с многочисленными изменениями. Закон разделил виды деятельности, ввёл понятия оптового и розничного рынков, определил роль системного оператора и сетевых организаций. Ключевой принцип звучал так: одна компания не должна одновременно владеть генерацией и сетями в одной ценовой зоне, за немногими исключениями. Этот принцип разделения и стал скальпелем для хирургической операции над отраслью.

Операция шла в несколько этапов, и первым делом разрезали региональные энергокомпании. Каждое акционерное общество энергетики и электрификации, которое раньше объединяло в регионе станции, сети и продажи, разделилось на несколько новых обществ. Отдельно выделялась генерирующая компания с электростанциями, отдельно распределительная сетевая компания, отдельно сбытовая компания, отдельно магистральные сети региона, иногда ещё ремонтные и сервисные предприятия. Акционеры старой компании получали акции каждой из новых пропорционально своей доле. Именно поэтому в папке отца Константина лежали уведомления о выделении сразу нескольких обществ.

Затем новые региональные компании стали собирать в крупные межрегиональные структуры по видам деятельности. Распределительные сети соседних регионов объединили в межрегиональные сетевые компании, магистральные сети передали единой федеральной сетевой компании. Сбытовые компании в основном остались региональными и вскоре стали получать статус гарантирующих поставщиков. Генерацию же собрали в компании нового типа, о которых стоит рассказать подробнее, потому что именно они составляют сегодня ядро генерирующего сектора на бирже.

Крупные тепловые электростанции распределили между шестью оптовыми генерирующими компаниями, которые сокращённо называли ОГК. Их формировали по экстерриториальному принципу: в одну компанию включали станции из разных регионов, иногда расположенные за тысячи километров друг от друга. Смысл был в том, чтобы ни одна компания не получила монополию в отдельном районе и не могла диктовать там цены. Мощность каждой из шести тепловых ОГК была сопоставимой, порядка восьми-девяти тысяч мегаватт, чтобы на будущем рынке они конкурировали на равных. Гидростанции собрали в отдельную гидрогенерирующую компанию, которая позже стала крупнейшим гидрогенератором страны.

Электростанции поменьше, в основном теплоэлектроцентрали, которые снабжают города и теплом, и электричеством, объединили в четырнадцать территориальных генерирующих компаний, или ТГК. Здесь принцип был обратным: в одну ТГК включали станции соседних регионов, потому что тепло нельзя передать далеко и теплоснабжение города неразрывно связано с местными станциями. ТГК с самого начала оказались в более сложном положении, чем ОГК.

Значительную часть их доходов давало тепло, тарифы на которое регулировались жёстко, а о проблемах теплового бизнеса мы подробно поговорим в десятой главе. Наша условная УГК по своему устройству напоминает нечто среднее между ОГК и ТГК: у неё есть и крупные ГРЭС, и городские ТЭЦ.

Следующий этап реформы был самым важным для инвесторов: продажа генерации частным владельцам. С 2006 по 2008 год оптовые и территориальные генерирующие компании проводили дополнительные выпуски акций и продавали их на бирже и стратегическим инвесторам, а государство продавало свои пакеты. Покупателями становились европейские энергетические концерны из Италии, Германии и Финляндии, крупные российские промышленные группы, металлургические и газовые компании. Совокупно реформа привлекла в отрасль десятки миллиардов долларов, и это был один из крупнейших приватизационных процессов в истории страны. Время продаж совпало с расцветом российского рынка, и цены оказались очень высокими.

Покупатели получали не только станции, но и обязательства. Деньги от допэмиссий должны были пойти не в карман прежних владельцев, а на строительство новых энергоблоков. Каждый покупатель брал на себя инвестиционную программу: построить к определённому сроку новые мощности в определённых местах. Инвесторы соглашались, потому что рассчитывали на рост цен на электроэнергию после либерализации рынка и на гарантии возврата вложений. Позже эти обязательства были оформлены в виде договоров о предоставлении мощности, которым посвящена шестая глава.

Новые владельцы часто не догадывались, насколько дорогой окажется эта сделка. Уже в конце 2008 года грянул мировой финансовый кризис, спрос на электроэнергию упал, рынок акций обрушился, а кредиты подорожали. Компании, которые за год до этого привлекли деньги по высоким ценам, теперь должны были строить станции в условиях кризиса. Акции генераторов за несколько месяцев потеряли большую часть стоимости, и многие из них так и не вернулись к уровням 2007–2008 годов даже через полтора десятилетия. Для тех, кто покупал на пике, реформа обернулась многолетним убытком.

Этот урок полезно запомнить каждому инвестору в энергетику. Высокая цена при размещении не гарантирует будущей прибыли, даже если бизнес надёжный и защитный. Оптимизм 2007 года строился на ожидании, что рыночные цены на электроэнергию быстро вырастут и сделают новые станции очень прибыльными. На деле государство не позволило ценам расти так быстро, кризис снизил спрос, а строительство обошлось дороже планов. Инвестор, который купил акции генератора в 2007 году ради «вечного спроса на электричество», получил хороший пример того, что спрос и доходность — разные вещи.

Финальный аккорд реформы прозвучал 1 июля 2008 года, когда РАО «ЕЭС России» прекратило существование. Холдинг не просто закрыли, а разделили между акционерами. Каждый частный акционер получил вместо акций РАО пакеты акций компаний-наследников пропорционально своей доле в холдинге: генерирующих компаний, магистральной сетевой компании, гидрогенератора, сетевого холдинга, компании по экспорту электроэнергии и других. Доли государства перешли к государственным холдингам, которые затем объединялись с операционными компаниями. В результате на бирже одномоментно появилось несколько десятков новых энергетических бумаг.

Допустим, у человека было десять тысяч акций РАО «ЕЭС России». После реорганизации он обнаружил на своём счёте акции примерно двадцати разных компаний, причём многие из них в небольших количествах, с непривычными ценами и плохой ликвидностью. Кому-то досталось несколько сотен акций одной генерирующей компании, несколько тысяч акций другой, несколько миллионов акций сетевой компании стоимостью меньше копейки за штуку. Разобраться в этом было непросто, и многие частные инвесторы просто продали всё, что полу-

чили, на волне кризиса осени 2008 года. Позже некоторые из них жалели об этом, а некоторые радовались, потому что часть бумаг так и не восстановилась.

Акционеры, которые не согласились с реорганизацией и голосовали против, имели право потребовать выкупа своих акций по цене, установленной советом директоров. Этим правом воспользовались многие, особенно иностранные фонды, которые не хотели держать двадцать мелких пакетов. Механизм выкупа при реорганизации и сегодня работает по общим правилам закона об акционерных обществах, а права миноритариев в таких ситуациях подробно описаны в книге «Компании с госучастием». Для нас важно другое: реорганизация 2008 года стала самым масштабным выделением компаний в истории российского рынка. Её последствия инвестор видит каждый раз, когда открывает список энергетических бумаг в торговом терминале.

Отцовская папка Константина прошла тот же путь в уменьшенном масштабе. Две тысячи акций регионального АО-энерго превратились в акции региональной генерирующей компании, которая затем влилась в одну из ТГК, в акции распределительной сетевой компании, которая вошла в межрегиональную сетевую компанию, в акции сбыта, в акции магистральной сетевой компании и ещё нескольких мелких обществ. Некоторые из этих компаний позже провели обмен акций при слиянии, и количество бумаг на счёте менялось ещё несколько раз. Константин обратился в депозитарий и выяснил, что всё наследство сейчас стоит около девяноста тысяч рублей. Сумма небольшая, но она наглядно показала ему, как работает история отрасли.

Обратите внимание, что за пятнадцать лет пакет отца не стал источником богатства, хотя за это время электроэнергии в стране произвели огромное количество. Значительная часть стоимости была потеряна в 1990-е годы из-за неплатежей, часть растворилась в многочисленных реорганизациях, часть упала вместе с рынком в 2008 году. Дивиденды все эти годы были скромными или отсутствовали вовсе. Константин сделал из этого первый важный вывод: то, что отрасль нужна стране, ещё не значит, что её акции принесут хороший доход.

Параллельно с разделением компаний шла либерализация цен, и её стоит описать отдельно, потому что именно на неё рассчитывали покупатели генерации. До реформы все цены на электроэнергию устанавливало государство. С 2007 года на оптовом рынке начался постепенный переход к свободным ценам: каждый год всё большая доля электроэнергии, кроме поставок населению, продавалась не по тарифу, а по цене, которая складывалась на торгах. Сначала это были единицы процентов объёма, затем десятки процентов, и к 2011 году вся электроэнергия для промышленности и других потребителей, кроме населения и приравненных к нему категорий, стала продаваться по нерегулируемым ценам.

Для генерирующих компаний это означало, что их доходы перестали определяться одним тарифным решением в год и стали зависеть от спроса, цены топлива и конкуренции на каждом часе торгов. Инвесторы 2007 года рассчитывали, что свободные цены быстро подтянутся к уровню, при котором строительство новых станций будет окупаться само по себе. Логика была понятной: если старые станции изношены, а новых мало, цена на свободном рынке должна расти до тех пор, пока строить не станет выгодно. На практике этого не случилось, и причины мы разберём в шестой главе, когда будем говорить о том, почему в 2000-х никто не хотел строить станции.

Промышленные потребители почувствовали либерализацию по-своему. Для крупных заводов электроэнергия — существенная статья затрат, и рост цен на оптовом рынке сразу отражался на их себестоимости. Промышленники через свои объединения постоянно добивались ограничения роста цен, и государство нередко шло им навстречу. В результате сложилось хрупкое равновесие: генераторы хотели свободы цен, потребители хотели предсказуемости, а регулятор лавировал между ними. Это равновесие сохраняется до сих пор и проявляется в каждой новой редакции правил рынка.

Для населения либерализация почти ничего не изменила. Граждане по-прежнему платят по регулируемым тарифам, которые утверждают региональные власти, а электроэнергия для них закупается на оптовом рынке по особым регулируемым договорам. Решение сохранить для людей регулируемую цену было политическим: резкий рост счетов за свет мог вызвать общественное недовольство, особенно в регионах с низкими доходами. О регулируемых договорах для населения мы подробно поговорим в четвёртой главе, а о тарифах для граждан — в тринадцатой.

Константин хорошо помнит, как на станции обсуждали переход к рынку. Старые инженеры не понимали, зачем станции продавать электричество на торгах, если раньше всё решал план, а молодые экономисты, пришедшие от новых владельцев, говорили о марже, загрузке и ценовых заявках. Впервые за много лет на станции появились люди, которые считали, выгодно ли включать тот или иной блок в конкретный час. Для Константина это было непривычно: он привык думать о надёжности и режимах, а не о цене. Однако именно тогда он впервые задумался, что его работа имеет денежное измерение, которое можно измерить в рублях за каждый мегаватт-час.

Либерализация научила рынок ещё одному. Свободная цена — это не обязательно высокая цена. В годы, когда спрос был слабым, а мощностей в избытке, цены на оптовом рынке оставались низкими, и старые станции едва покрывали свои затраты. Свободный рынок вознаграждает эффективных и наказывает неэффективных, и после реформы различия между станциями внутри одной компании стали видны как никогда раньше. Это важно для инвестора: генерирующая компания на свободном рынке зарабатывает ровно настолько, насколько её станции эффективнее самой дорогой станции в системе.

Попробуйте представить двух владельцев станций на одном рынке. У первого современный блок, который тратит на каждый киловатт-час заметно меньше газа, у второго старый агрегат полувековой давности. Цена на торгах для них одинакова, а топливные затраты различаются почти вдвое, поэтому первый зарабатывает хорошую маржу, а второй работает почти в ноль. До либерализации эта разница пряталась внутри единого тарифа, а после неё стала главным источником прибыли или убытков. Механику этой маржи мы детально разберём в четвёртой главе.

Теперь посмотрим, что после реформы осталось у государства, потому что эта часть сектора по-прежнему определяет правила игры для всех остальных. Во-первых, магистральные сети высокого напряжения остались под государственным контролем. Это хребет энергосистемы, по которому электричество перетекает между регионами, и отдавать его частным владельцам сочли недопустимым. Позже магистральные и распределительные сети были собраны под крылом единого государственного сетевого холдинга, который сегодня контролирует большую часть электросетевого хозяйства страны. О его устройстве и дочерних региональных компаниях пойдёт речь в двенадцатой главе.

Во-вторых, государство сохранило диспетчерское управление. Системный оператор, о котором мы подробно поговорим в третьей главе, управляет режимами работы всех станций и сетей, решает, какая станция и сколько должна выдавать в каждый момент времени. Он не владеет ни одной станцией и не продаёт электричество, но без его команды ни один крупный блок не включится и не выключится. Отдавать такую функцию частной компании было бы опасно, поэтому системный оператор остался полностью государственным. Для инвестора он важен как источник правил и данных: именно его отчёты показывают реальную картину потребления и загрузки станций.

В-третьих, под контролем государства остались гидроэнергетика и атомная энергетика. Крупнейшие гидростанции страны собраны в компанию с государственным контролем, акции которой торгуются на бирже. Атомные станции вообще никогда не входили в РАО «ЕЭС России» и принадлежат государственной атомной корпорации, акции которой на бирже не обраща-

ются. Обе отрасли требуют огромных долгосрочных вложений и несут особые риски, поэтому государство сочло правильным держать их у себя. Об экономике гидро- и атомной генерации мы поговорим в одиннадцатой главе.

В-четвёртых, у государства осталась компания, через которую идёт экспорт и импорт электроэнергии, а позже она выросла в крупный энергетический холдинг с генерацией и сбытами. Кроме того, государственные компании сохранили или приобрели контроль над рядом тепловых генераторов, когда иностранные и частные владельцы по разным причинам выходили из бизнеса. В итоге энергетика оказалась смешанной: часть генерации частная, часть государственная, сети почти целиком под государственным контролем, сбыты принадлежат самым разным собственникам. Такую пёструю картину стоит держать в голове, когда вы выбираете бумаги.

Отдельно стоит сказать об инфраструктуре оптового рынка. Реформа создала некоммерческое партнёрство, которое сегодня называется ассоциацией «Совет рынка», и коммерческого оператора, который проводит торги и расчёты между участниками. Эти организации не принадлежат ни генераторам, ни потребителям, а служат площадкой, где они встречаются. Их правила и решения напрямую влияют на доходы генерирующих компаний, поэтому за их заседаниями внимательно следят аналитики. Подробно о том, как работают торги на оптовом рынке, мы поговорим в четвёртой главе.

Почему всё это важно для инвестора сегодня, спустя почти два десятилетия после завершения реформы? Потому что наследство реформы видно в списке бумаг на бирже буквально на каждом шагу. Многочисленные региональные сетевые компании, выделенные из бывших АО-энерго, до сих пор торгуются как отдельные эмитенты, хотя и входят в состав государственного холдинга. У многих из них есть и обыкновенные, и привилегированные акции, доставшиеся от старых обществ. Сбытовые компании в нескольких регионах тоже остались публичными, хотя их бизнес совсем небольшой по сравнению с генерацией.

Наследство проявляется и в необычных ценах акций. Многие энергетические компании выпустили при реорганизациях огромное количество акций, и цена одной бумаги у них измеряется копейками или долями рубля. Новички иногда принимают это за признак дешевизны, хотя цена одной акции сама по себе ничего не говорит о стоимости компании. Акция за двадцать копеек может быть дорогой, если акций сотни миллиардов, а акция за тысячу рублей может быть дешёвой, если их мало. Значение имеет только капитализация и её соотношение с прибылью и активами компании.

Есть и третье следствие: у многих энергетических компаний небольшая доля акций в свободном обращении. Основной пакет принадлежит государственному холдингу, крупной промышленной группе или стратегическому инвестору, а на бирже обращается лишь десять-двадцать процентов. Это снижает ликвидность и делает котировки чувствительными к сделкам отдельных крупных участников. Для частного инвестора такая структура означает, что его голос на собрании ничего не решает, а судьба дивидендов определяется интересами главного акционера. Ограниченная ликвидность особенно заметна во втором эшелоне, которому посвящена отдельная книга серии об акциях второго и третьего эшелона.

Наконец, реформа оставила незавершённые вопросы, которые до сих пор влияют на прибыль компаний. Перекрёстное субсидирование между промышленностью и населением так и не было устранено. Тепловой бизнес так и остался менее выгодным, чем электрический, хотя постепенно ситуация меняется. Розничный рынок электроэнергии так и не стал по-настоящему конкурентным для граждан: вы не можете выбрать поставщика электричества так же, как выбираете мобильного оператора. Каждая из этих тем станет предметом отдельного разговора в следующих главах.

Полезно взглянуть на реформу и глазами тех, кто тогда принимал решения. Её авторы надеялись, что рыночные цены быстро привлекут частные деньги, конкуренция снизит затраты,

а сети, освобождённые от генерации, станут прозрачными и эффективными. Отчасти так и случилось: за пятнадцать лет после реформы в стране построили десятки гигаватт новых мощностей, а надёжность энергосистемы выросла. Однако построили их не столько благодаря свободному рынку, сколько благодаря гарантированным платежам, о которых мы поговорим в шестой главе. Рынок оказался гибридом: конкуренция в одних местах и плотное регулирование в других.

Для частного инвестора этот гибрид означает простую вещь: в энергетике нельзя оценивать компанию, не понимая, какая часть её доходов рыночная, а какая регулируемая. Рыночная часть зависит от цен, спроса и конкуренции, регулируемая — от решений государства и долгосрочных договоров. У сетевой компании почти всё регулируемое, у сбыта почти всё регулируемое, но с риском неплатежей, у генератора — смесь, пропорции которой меняются со временем. Умение разложить выручку компании на эти части — главный навык, которому учит эта книга.

Константин, листая папку отца, задумался ещё об одном. Его отец получил акции бесплатно и никогда не следил за ними, а сам Константин покупал акции УГК за собственные деньги и внимательно следит за котировками. Однако оба они владели долями в бизнесе, правила которого определяли другие люди. Отец этого не замечал, потому что акции для него были бумажкой из шкафа. Константин же хочет понимать эти правила, чтобы не повторить судьбу отцовской папки.

Давайте подведём итоги второй главы. Единая энергосистема страны создавалась как плановое хозяйство, пережила тяжёлые девяностые с неплатежами и бартером и в 2000-х годах была разделена по принципу «конкурентное отдельно от монопольного». Генерацию продали частным и иностранным инвесторам вместе с обязательствами строить новые блоки, сети и диспетчерское управление остались за государством, а гидро- и атомная генерация — тоже под государственным контролем. Холдинг РАО «ЕЭС России» прекратил существование в 2008 году, раздав акционерам пакеты компаний-наследников. Наследство этой операции видно сегодня в составе сектора, в ценах акций и в структуре собственников.

Чтобы двигаться дальше, нам нужно разобраться, что именно продают и покупают все эти компании. В первой главе мы упомянули, что в энергетике существует два товара — энергия и мощность. Константин объясняет эту разницу новичкам на станции за пять минут, но для инвестора за ней скрывается половина экономики отрасли. В следующей главе мы спустимся в машинный зал и разберёмся в физике, без которой невозможно понять, откуда у энергетиков берётся прибыль.

Глава 3. Физика, без которой не понять прибыль

В субботу Яна приехала к дяде в гости, и за чаем разговор зашёл о его акциях. Константин попытался объяснить ей, что компания получает деньги не только за электроэнергию, но и за мощность, и сразу увидел недоумение в её глазах. Тогда он взял со стола электрический чайник и перевернул его, показывая наклейку на дне. Там было написано «2000 Вт», и Константин сказал, что это и есть мощность: способность чайника потреблять энергию с определённой скоростью. Чайник может стоять выключенным весь день, но если вы его включите, он сразу будет потреблять ровно два киловатта.

Затем Константин спросил, сколько энергии чайник тратит за одно кипячение. Яна не знала, и он посчитал вслух: чайник работает примерно три минуты, то есть одну двадцатую часть часа, поэтому два киловатта умножаем на одну двадцатую и получаем одну десятую киловатт-часа. Именно киловатт-часы и считает счётчик в квартире Яны, именно за них жильцы платят по квитанции. Киловатт — это скорость, а киловатт-час — это объём, примерно как скорость автомобиля и пройденное расстояние. Если чайник кипятить десять раз в день, за месяц набежит тридцать киловатт-часов, хотя его мощность всё время остаётся неизменной.

Яна задумалась и спросила: если жильцы платят только за киловатт-часы, зачем тогда кому-то платить за мощность? Константин улыбнулся, потому что именно этот вопрос он задавал себе двадцать лет назад, когда переходил с технической работы на должность начальника смены. Ответ на него — ключ ко всей экономике генерации. Чтобы его понять, нужно посмотреть на энергосистему глазами диспетчера, а не потребителя.

Представьте, что в морозный вечер вся область одновременно включает чайники, обогреватели, плиты и стиральные машины. Каждый прибор требует своих киловатт мощности в ту же секунду, когда его включили. Если суммарная мощность всех включённых приборов превысит мощность всех работающих станций, системе станет нечем покрыть спрос, и где-то придётся отключать потребителей. Значит, в системе должно быть достаточно станций, способных выдать нужное количество киловатт именно в этот момент. Способность выдать нужную мощность в пиковую минуту ценна сама по себе, даже если в остальное время она не используется.

Поэтому в электроэнергетике продают два разных товара. Первый товар — электрическая энергия, которую измеряют в киловатт-часах, мегаватт-часах и миллиардах киловатт-часов. Её производят, передают и потребляют, за неё платят по счётчику. Второй товар — мощность, то есть готовность станции выдать определённое количество мегаватт по команде системы. Мощность не потребляют, её держат наготове, примерно как пожарную команду, которая получает зарплату и тогда, когда пожаров нет.

Аналогия с пожарной командой хорошо объясняет логику оплаты. Город платит пожарным не за каждый потушенный пожар, а за то, что они в любой момент готовы выехать. Если пожарных сократить, деньги сэкономятся только до первого серьёзного пожара, после которого город потеряет гораздо больше. Точно так же энергосистема платит станциям за готовность, потому что без этой готовности первая же морозная неделя обернётся отключениями. Плата за мощность — это страховой взнос всей экономики за надёжное электроснабжение.

Для генерирующей компании это означает два потока выручки. Первый поток идёт от продажи энергии и зависит от того, сколько киловатт-часов станция выработала и по какой цене продала. Второй поток идёт от продажи мощности и зависит от того, сколько мегаватт станция держит в готовности и какая цена мощности установлена. В выручке УГК, о которой мы упоминали в первой главе, энергия даёт шестьдесят четыре миллиарда рублей, а мощность — сорок шесть миллиардов. Механизм рынка мощности мы подробно разберём в пятой главе,

а пока важно запомнить, что почти треть доходов компании приходится на товар, который нельзя пощупать.

Теперь познакомимся с главной характеристикой любой станции — установленной мощностью. Это максимальная мощность, которую станция может выдать по паспорту своего оборудования, обычно её измеряют в мегаваттах. Один мегаватт равен тысяче киловатт, то есть мощности примерно пятисот работающих чайников. Крупная ГРЭС может иметь установленную мощность в несколько тысяч мегаватт, а небольшая городская котельная с турбиной — всего несколько мегаватт. Установленная мощность всех станций УГК составляет девять тысяч мегаватт, или девять гигаватт.

Установленная мощность показывает потолок, но станции редко работают на пределе круглый год. Чтобы понять, насколько интенсивно используется оборудование, считают коэффициент использования установленной мощности, который в отрасли сокращают до КИУМ. Он показывает, какую долю от теоретически возможной выработки станция реально произвела за год. Теоретический максимум легко посчитать: установленную мощность умножают на число часов в году, а в обычном году их восемь тысяч семьсот шестьдесят.

Посчитаем этот показатель для нашей УГК. Девять гигаватт, умноженные на восемь тысяч семьсот шестьдесят часов, дают теоретический максимум около семидесяти девяти миллиардов киловатт-часов в год. Фактически станции компании выработали сорок миллиардов киловатт-часов, поэтому КИУМ составляет около пятидесяти одного процента. Это нормальный уровень для тепловой генерации в России: часть станций работает почти постоянно, часть простаивает в ремонтах, часть включается только в холодное время года. Для сравнения, атомные станции обычно работают с КИУМ выше восьмидесяти процентов, а солнечные — около пятнадцати процентов из-за ночей и облачности.

Инвестору КИУМ важен потому, что он показывает, насколько активно рынок востребует станции компании. Рост КИУМ означает, что станции чаще выигрывают конкуренцию на торгах, больше вырабатывают и больше зарабатывают на продаже энергии. Падение КИУМ может означать снижение спроса, появление более дешёвых конкурентов или проблемы с оборудованием. Если вы видите, что у генератора КИУМ снижается несколько лет подряд, стоит выяснить причину, прежде чем покупать его акции.

Однако высокий КИУМ не всегда означает высокую прибыль. Станция может работать много, но продавать энергию почти по себестоимости, если цена на рынке низкая, а топливо дорогое. Другая станция может работать мало, но хорошо зарабатывать на мощности. КИУМ — это показатель востребованности, а не доходности, и рассматривать его стоит вместе с ценами и затратами. В девятой главе мы увидим, как вместе с ним анализировать расход топлива и другие операционные показатели.

Разницу между двумя товарами хорошо видно и со стороны крупного потребителя. Завод, подключённый к сети, платит не только за потреблённые киловатт-часы, но и за мощность, причём её объём для него определяют по тому, сколько он потреблял в часы пиковой нагрузки всей энергосистемы. Если завод в эти часы снижает потребление, его плата за мощность уменьшается, хотя общий объём энергии за месяц может остаться прежним. Поэтому многие предприятия переносят энергоёмкие операции на ночь или выходные, а главный энергетик завода внимательно следит за графиком плановых пиковых часов, которые публикуются заранее. Небольшие потребители и население платят по одной ставке за киловатт-час, но внутри неё всё равно спрятана доля платы за мощность.

У каждого товара свои единицы измерения цены. Энергию на оптовом рынке продают в рублях за мегаватт-час, то есть за тысячу киловатт-часов, и цена меняется каждый час. Мощность продают в рублях за мегаватт в месяц: станция получает фиксированную сумму за каждый мегаватт, который она держит в готовности в течение месяца. У УГК средняя цена конкурентной мощности составляет около двухсот семидесяти тысяч рублей за мегаватт в месяц.

Если перевести это в годовую сумму, каждый мегаватт готовой к работе мощности приносит компании больше трёх миллионов рублей в год, независимо от того, сколько энергии он выработал.

Удобно представить станцию как такси с двумя тарифами. Пассажир платит за каждый километр пути, и это похоже на плату за энергию. Кроме того, диспетчерская служба платит водителю фиксированную сумму за то, что он дежурит на линии в часы пик и готов выехать по первому вызову, и это похоже на плату за мощность. Водитель, который много возит, зарабатывает в основном на километрах, а водитель, который дежурит в резерве, — на фиксированной ставке. Для инвестора важно понимать, какой из двух тарифов кормит конкретную станцию.

Почему это так важно для оценки компании? Потому что два потока выручки ведут себя по-разному. Выручка от энергии колеблется вместе с ценами на оптовом рынке, погодой, спросом и ценой топлива, иногда сильно меняясь от квартала к кварталу. Выручка от мощности заранее известна на годы вперёд, потому что цена мощности определяется на долгосрочных отборах или в долгосрочных договорах. Чем больше доля мощности в выручке, тем предсказуемее доходы генератора и тем больше он похож на облигацию.

Следующее понятие, без которого не обойтись, — график нагрузки. Потребление электроэнергии меняется в течение суток по довольно предсказуемой кривой. Ночью, когда большинство людей спит, а многие заводы работают в одну смену, потребление опускается до минимума. Утром, когда люди просыпаются, а предприятия начинают работу, оно быстро растёт. Вечером, когда люди возвращаются домой, включают свет, плиты, телевизоры и стиральные машины, наступает вечерний пик.

Разница между ночным минимумом и вечерним максимумом может быть значительной, порой в десятки процентов. Энергосистема должна уметь пройти этот путь каждые сутки: днём наращивать выработку, ночью сокращать её. Не все станции способны быстро менять мощность. Крупный угольный блок может часами выходить на нужную нагрузку, атомная станция вообще предпочитает работать ровно, а гидростанция может изменить выработку за несколько минут, просто открыв или закрыв затворы.

Помимо суточных колебаний, есть и сезонные. В России потребление электроэнергии зимой заметно выше, чем летом: темнеет раньше, работают электрические обогреватели, а теплоэлектроцентрали вырабатывают электричество вместе с теплом. Самые высокие нагрузки года обычно приходятся на сильные морозы в декабре, январе и феврале. Именно в эти дни энергосистема проходит главную проверку, и именно к этим дням готовят все резервы. Летом, наоборот, наступает время плановых ремонтов, потому что часть станций можно остановить без риска для потребителей.

В последние годы в южных регионах появился и летний пик. Жара заставляет миллионы людей включать кондиционеры, и потребление в разгар лета может приближаться к зимнему уровню или даже превышать его. Это создаёт новые проблемы для энергосистемы юга, где летом ещё и меньше воды в реках, а значит, гидростанции выдают меньше. О дефиците мощности в отдельных регионах мы поговорим в двадцатой главе. Для инвестора важно понимать, что график нагрузки меняется вместе с образом жизни людей и структурой экономики.

Константин видит этот график каждую смену на экране диспетчерского щита. Зимней ночью он получает команду снизить нагрузку блока, утром — поднять, вечером — поднять ещё больше, а ближе к полуночи снова снизить. Блок работает как дыхание всей области: вдох вечером, выдох ночью. За годы работы Константин научился по графику нагрузки угадывать погоду, день недели и даже праздники. В новогоднюю ночь, например, потребление ведёт себя совсем не так, как в обычный день, и диспетчеры готовятся к этому заранее.

Теперь главный принцип энергосистемы, о котором мы упомянули в первой главе: баланс в каждую секунду. Производство и потребление электроэнергии должны совпадать постоянно, и мерилом этого совпадения служит частота переменного тока. В нашей энергосистеме, как и

в большинстве стран мира, номинальная частота составляет пятьдесят герц. Если потребление превышает производство, генераторы на станциях начинают притормаживать и частота падает, если производство превышает потребление — частота растёт. Отклонения допускаются лишь в очень узких пределах, иначе оборудование начинает автоматически отключаться для самозащиты.

Следить за балансом поручено системному оператору, о котором мы говорили во второй главе. Это центральная диспетчерская служба энергосистемы с филиалами во всех объединённых и региональных энергосистемах. Системный оператор планирует режимы работы станций на сутки вперёд, отдаёт команды на изменение нагрузки в реальном времени, управляет перетоками по сетям и решает, какие станции держать в резерве. Каждая крупная станция подчиняется его диспетчерским командам независимо от того, кому она принадлежит. Голос в наушниках Константина, который просит поднять мощность, — это голос именно этой службы.

Системный оператор не продаёт и не покупает электроэнергию, но его решения влияют на доходы каждой станции. Он определяет, какие блоки будут работать в каждый час, исходя из заявок генераторов на оптовом рынке и требований надёжности. Иногда он заставляет работать дорогую станцию, потому что без неё нельзя обеспечить надёжность в конкретном районе, а иногда не включает дешёвую, потому что сети не могут передать её энергию потребителям. Для инвестора эти решения выглядят как изменения выработки и выручки, причины которых не всегда видны в отчётности. Поэтому полезно читать не только отчёты компаний, но и отчёты системного оператора о работе энергосистемы.

Разные станции играют в энергосистеме разные роли, и на этом строится их экономика. Базовая генерация работает почти круглосуточно и круглый год, покрывая минимальную нагрузку, которая есть всегда. Это атомные станции, крупные гидростанции в многоводный период, эффективные тепловые блоки и теплоэлектроцентрали в отопительный сезон. Им выгодно работать постоянно, потому что их переменные затраты низкие или потому что они обязаны вырабатывать тепло для городов. Базовые станции похожи на основной состав футбольной команды, который выходит на поле каждый матч.

Полупиковая генерация включается днём и вечером, когда нагрузка растёт, и разгружается ночью. Это тепловые станции средней эффективности, которые способны менять мощность за несколько часов. Именно они чаще всего определяют цену на оптовом рынке в дневные часы, о чём подробнее пойдёт речь в четвёртой главе. Большинство блоков УГК относится именно к этой категории: они работают днём, снижают нагрузку ночью и останавливаются летом на ремонт.

Пиковая генерация включается только в часы максимальной нагрузки, иногда на несколько десятков часов в год. Это станции с высокими переменными затратами или станции, способные очень быстро набирать мощность: газотурбинные установки, гидростанции, гидроаккумулирующие станции. Работают они мало, а значит, продажа энергии почти не приносит им денег. Зато без них энергосистема не пройдёт вечерний пик в мороз, и их главный доход — плата за мощность. Пиковые станции похожи на запасных игроков, которых выпускают в решающие минуты матча.

Распределение ролей объясняет, почему разные станции одной компании зарабатывают по-разному. Базовая станция получает основной доход от продажи энергии, пиковая — от мощности, полупиковая — понемногу от обоих. Когда вы анализируете генерирующую компанию, полезно понимать, какая доля её станций работает в базе, а какая в пике. Компания с большой долей пиковых мощностей сильнее зависит от решений о цене мощности, а компания с базовыми станциями — от рыночных цен на энергию и от цены топлива.

Разберём одни сутки на блоке Константина в цифрах. Блок рассчитан на триста мегаватт. Ночью, с часу до шести утра, по команде диспетчера он работает примерно на ста восьмидесяти мегаваттах, утром поднимается до двухсот пятидесяти, а вечером, с пяти до девяти часов,

выходит почти на полную мощность в двести девяносто мегаватт. За сутки блок вырабатывает около пяти с половиной миллионов киловатт-часов, хотя при работе на полной мощности круглые сутки мог бы выработать больше семи миллионов. Разница и есть та самая недогрузка, которая отражается в КИУМ.

Почему диспетчер не держит блок на полной мощности постоянно? Потому что ночью столько электроэнергии просто никому не нужно, а производить её впустую физически невозможно. Если бы все станции области ночью работали на максимуме, частота в сети выросла бы, и автоматика начала бы отключать оборудование. Поэтому ночная нагрузка распределяется между станциями так, чтобы работали самые дешёвые и те, кого нельзя остановить, например теплоэлектроцентрали, которые обязаны отапливать город. Блоку Константина достаётся то, что остаётся после них.

Способность быстро менять мощность называют манёвренностью, и она тоже стоит денег. Блок, который за полчаса может поднять нагрузку на сотню мегаватт, ценнее блока, которому для этого нужно три часа. Манёвренность особенно важна в энергосистемах с большой долей солнечных и ветровых станций, выработка которых зависит от погоды и может резко упасть, когда туча закрывает солнце или стихает ветер. В России доля таких станций пока невелика, но там, где она растёт, ценность манёвренных станций увеличивается. Об этом подробнее мы поговорим в одиннадцатой главе.

График нагрузки различается и по дням недели. В будни потребление выше, чем в выходные, потому что работают офисы и предприятия с пятидневной неделей. В праздники, особенно в длинные январские каникулы, промышленная нагрузка падает, хотя бытовая растёт. Непрерывные производства, например алюминиевые заводы или химические комбинаты, потребляют энергию почти ровно круглые сутки и круглый год, и регионы с такими предприятиями имеют более плоский график. Чем ровнее график, тем выше КИУМ станций в регионе и тем лучше они используют своё оборудование.

На график влияет и погода в самом прямом смысле. В морозный день потребление растёт из-за электрического отопления, освещения в короткий световой день и работы систем подогрева на предприятиях. Аналитики отрасли строят модели, которые связывают потребление с температурой воздуха, и эти модели позволяют системному оператору планировать нагрузку на сутки вперёд с хорошей точностью. Инвестору такие модели строить не нужно, но полезно помнить, что аномально тёплая зима снижает выработку и выручку генераторов, а аномально холодная — увеличивает. Подробнее о погоде как факторе риска мы поговорим в восемнадцатой главе.

Наконец, у графика нагрузки есть долгосрочная составляющая — рост или снижение потребления год от года. Если в регионе строятся новые заводы, жилые кварталы и центры обработки данных, пиковая нагрузка растёт, и со временем существующих станций может перестать хватать. Если промышленность закрывается, а население уезжает, потребление снижается, и станции простаивают. Системный оператор ежегодно публикует прогнозы потребления и баланса мощности на несколько лет вперёд. Для инвестора эти прогнозы показывают, где через пять-семь лет понадобятся новые станции и сети, а значит, где появятся новые инвестиционные программы.

Поддержание частоты — не только обязанность, но и маленький отдельный бизнес. Все крупные станции обязаны участвовать в общем первичном регулировании частоты, то есть автоматически немного менять мощность, когда частота отклоняется от пятидесяти герц. Помимо этого, системный оператор отбирает станции для оказания так называемых системных услуг: нормированного регулирования частоты, автоматического вторичного регулирования, работы в режиме синхронного компенсатора. За эти услуги станции получают отдельную плату по договорам с системным оператором.

Для крупной генерирующей компании выручка от системных услуг невелика, обычно это доли процента от общей выручки. Однако для отдельных манёвренных блоков и гидростанций она бывает заметной, а главное — подчёркивает важную мысль. Энергосистема платит не только за киловатт-часы и мегаватты, но и за качество: за скорость реакции, за точность поддержания режима, за готовность действовать в аварийной ситуации. Чем сложнее становится энергосистема, тем больше появляется таких услуг и тем выше их ценность.

Когда вы встречаете в отчёте генератора небольшую строку «прочая выручка» или «системные услуги», теперь вы знаете, что за ней скрывается. Обычно на оценку компании она почти не влияет, но её рост может говорить о том, что станции компании становятся востребованными как регуляторы. В будущем, по мере роста доли солнечных и ветровых станций и появления накопителей энергии, рынок системных услуг может стать заметнее.

Теперь расширим взгляд от отдельной станции до всей страны. Единая энергосистема России состоит из нескольких объединённых энергосистем, связанных между собой линиями высокого напряжения: Центра, Северо-Запада, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири и Востока. Каждая из них объединяет энергосистемы нескольких регионов и имеет свой характер. В европейской части и на Урале основу генерации составляют газовые тепловые станции и атомные станции, в Сибири — гидростанции и угольные станции, на Дальнем Востоке — угольные станции и несколько крупных гидростанций. Помимо этого, существуют изолированные энергосистемы в удалённых районах, не связанные с единой сетью.

Объединённые энергосистемы обмениваются электроэнергией, и эти потоки называют перетоками. Если в Сибири многоводный год и гидростанции производят много дешёвой энергии, часть её может перетекать на Урал. Если на юге жаркое лето и не хватает мощности, туда направляют энергию из центра. Однако пропускная способность линий между энергосистемами ограничена, поэтому перетоки не могут полностью выровнять ситуацию. Именно из-за ограничений перетоков цены в разных частях страны различаются, и в четвёртой главе мы увидим, как это отражается на рынке.

Для инвестора география имеет большое значение. Генератор в Сибири живёт в мире, где цены зависят от того, сколько воды пришло в реки, а генератор в европейской части — в мире, где цены зависят от стоимости газа. Сетевая компания в быстро растущем регионе получает новые подключения и новые инвестиции, а в регионе с сокращающимся населением годами работает без роста. Сбыт в регионе с высокой платёжной дисциплиной спокойно собирает деньги, а в регионе с многочисленными должниками постоянно борется с неплатежами. Прежде чем покупать бумаги энергетической компании, полезно посмотреть на карту и понять, в какой энергосистеме она работает.

Следующее важное понятие — резерв мощности. Энергосистема не может работать впритык, когда суммарная мощность станций в точности равна пиковому потреблению. В любой момент может аварийно отключиться крупный блок, может оборваться линия электропередачи, может ударить мороз сильнее прогноза. Поэтому в системе всегда держат дополнительную мощность сверх ожидаемого пика. Часть этого резерва находится во вращении, то есть станции работают с недогрузкой и могут мгновенно её увеличить, часть — в холодном состоянии и может быть включена за несколько часов.

Вернёмся к аналогии с водопроводом из первой главы. Если город держит насосы только на средний расход воды, то утром, когда все одновременно откроют краны, давление упадёт, и на верхних этажах вода пропадёт. Поэтому город держит дополнительные насосы, которые большую часть дня не работают, но готовы включиться в часы пик или при поломке основного насоса. Эти насосы нужно покупать, обслуживать и укомплектовывать персоналом, даже если они простаивают. Точно так же энергосистема содержит резервные станции, и за их готовность платят все потребители через цену мощности.

По данным системного оператора, установленная мощность станций единой энергосистемы России составляет почти двести семьдесят гигаватт, а максимум потребления в сильные морозы — порядка ста шестидесяти-ста семидесяти гигаватт. На первый взгляд кажется, что резерв огромен, около ста гигаватт. Однако часть станций в любой момент находится в ремонте, часть не может выдать полную мощность из-за ограничений по топливу или воде, часть заперта в энергосистемах, откуда нельзя передать энергию в дефицитные районы. Реально доступный резерв гораздо меньше, а в отдельных регионах его не хватает уже сегодня. Избыток мощности в масштабах страны и дефицит в конкретных точках — одна из главных особенностей нашей энергосистемы.

Резерв стоит денег, и вокруг него постоянно идёт спор. Потребители, особенно промышленные, считают, что платят за слишком большое количество лишних станций, многие из которых старые и неэффективные. Генераторы отвечают, что без этих станций система не переживёт аномальных морозов и аварий. Регулятор ищет компромисс, решая, какие старые станции можно вывести из эксплуатации, а какие нужно сохранить. Как именно это решается, мы разберём в пятой главе, когда будем говорить о выводе станций.

Чем грозит нехватка резерва, лучше всего показывают крупные аварии. В мае 2005 года авария на одной из подстанций в Москве повлекла каскадные отключения, и без света на несколько часов остались значительная часть Москвы и соседние области. Останавливалось метро, пропадала связь, вставали предприятия. В августе 2003 года ещё более масштабная авария произошла в Северной Америке, где без электричества остались десятки миллионов человек на северо-востоке США и в Канаде. В обоих случаях первоначальный сбой был локальным, но перегрузка соседних линий и станций запустила цепную реакцию.

Механизм каскадной аварии похож на эффект домино. Когда отключается одна линия, её нагрузка перераспределяется на соседние, и те начинают перегреваться. Защита отключает перегруженные линии, нагрузка перекидывается дальше, и через несколько минут из строя выходит целый район. Чтобы этого не случилось, системный оператор держит запас пропускной способности и мощности, а автоматика противоаварийного управления отключает часть потребителей заранее, чтобы спасти остальных. Каждая крупная авария становится поводом пересмотреть правила надёжности, и такие пересмотры почти всегда означают новые расходы для энергокомпаний.

Для инвестора у аварий две стороны. С одной стороны, крупная авария на станции или подстанции бьёт по конкретной компании: ремонт, штрафы, потеря выручки, судебные иски. О таких рисках мы подробно поговорим в восемнадцатой главе. С другой стороны, аварии напоминают обществу и регулятору, что надёжность стоит денег, и после них обычно легче проходят решения об увеличении инвестиционных программ и тарифов. Отрасль, которая работает без аварий, рискует столкнуться с желанием регулятора сэкономить на её доходах.

Осталось соединить, как физические параметры превращаются в строки финансового отчёта, и начнём с установленной мощности. Установленная мощность определяет, за сколько мегаватт компания может получать плату за мощность. Выработка в киловатт-часах вместе с ценой на оптовом рынке определяет выручку от продажи энергии. КИУМ показывает, насколько активно используются станции. Расход топлива на каждый киловатт-час определяет себестоимость, а отпуск тепла определяет выручку теплового бизнеса.

Для УГК эта связь выглядит так. Девять тысяч мегаватт установленной мощности дают право на плату за мощность, которая приносит сорок шесть миллиардов рублей в год. Сорок миллиардов киловатт-часов выработки по средней цене около одного рубля шестидесяти копеек за киловатт-час приносят шестьдесят четыре миллиарда рублей. Двадцать миллионов гигакалорий отпущенного тепла по средней цене полторы тысячи рублей за гигакалорию приносят ещё тридцать миллиардов. Вместе это и есть сто сорок миллиардов выручки, о которых мы говорили в первой главе.

Когда вы читаете новости о генерирующей компании, переводите их на язык этих параметров. Сообщение о вводе нового блока означает рост установленной мощности и, возможно, рост платы за мощность. Сообщение о тёплой зиме означает снижение выработки и отпуска тепла. Сообщение о многоводном годе в Сибири означает рост выработки гидростанций и снижение цен для тепловых станций региона. Сообщение о ремонте крупного блока означает временное снижение выработки и, возможно, штрафы за неготовность мощности.

Давайте подведём итоги третьей главы. В энергетике продают два товара: энергию, которую измеряют в киловатт-часах, и мощность, то есть готовность станции выдать нужное количество мегаватт в любой момент. Установленная мощность показывает потолок возможностей станции, а КИУМ — степень её использования. Потребление меняется по суточному и сезонному графику, а производство должно совпадать с ним каждую секунду, за чем следит системный оператор. Станции делятся на базовые, полупиковые и пиковые и зарабатывают по-разному, а резерв мощности необходим для надёжности, хотя и стоит денег.

Яна после разговора с дядей записала в блокнот две строчки: «киловатт — это скорость, киловатт-час — это объём» и «за мощность платят, как пожарным». Теперь ей стало интересно, кто и как определяет цену каждого из этих товаров. Если цены для её жильцов утверждает регион, то откуда берутся цены, по которым станции продают энергию? В следующей главе мы отправимся на оптовый рынок электроэнергии и посмотрим, как каждый день, каждый час складывается цена электричества.

Глава 4. Оптовый рынок электроэнергии

В понедельник Яна разбирала на работе счета энергосбыта и наткнулась на странность. Жилые дома управляющей компании оплачивали электричество по тарифу, который утверждает регион и который она знала наизусть. Однако у компании была ещё собственная котельная и офис на первом этаже одного из домов, и по ним счёт выставлялся по так называемой нерегулируемой цене. Эта цена менялась каждый месяц, иногда на несколько процентов, и в договоре было написано, что она определяется «по результатам торгов на оптовом рынке». Яна позвонила знакомому менеджеру энергосбыта, и тот честно признался, что объяснить формулу за пять минут не сможет.

Вечером Яна написала дяде: «Кто торгует электричеством и где эти торги?» Константин ответил, что его станция участвует в них каждый день, но сам он видит только итог — диспетчерский график на завтра, по которому блок должен работать. Сами торги проводят экономисты компании и специальные организации, о которых он знает мало. Яна решила разобраться сама, и в этой главе мы пройдём её путь. Без понимания оптового рынка невозможно понять, сколько зарабатывает генерирующая компания и почему её прибыль меняется от квартала к кварталу.

Начнём с общей картины рынка. В России электроэнергия продаётся на двух уровнях: оптовом и розничном. На оптовом рынке встречаются крупные игроки: генерирующие компании продают энергию и мощность, а сбытовые компании и крупные потребители их покупают. На розничном рынке сбытовые компании перепродают купленное конечным потребителям в регионах: населению, магазинам, небольшим предприятиям. Котельная и офис Яниной управляющей компании — розничные потребители, а нерегулируемая цена, которую они платят, — это оптовая цена, к которой добавлены сетевые тарифы, сбытовая надбавка и плата за услуги инфраструктуры.

Кто может работать на оптовом рынке? Продавцами выступают владельцы электростанций достаточно крупной мощности: тепловые, атомные, гидростанции и станции на возобновляемых источниках. Покупателями становятся гарантирующие поставщики, независимые сбытовые компании и крупные промышленные предприятия, которые решили покупать энергию напрямую, минуя сбыт. Сетевые компании тоже покупают на оптовом рынке энергию, но для особой цели: чтобы компенсировать потери в своих сетях. Каждый участник должен соответствовать требованиям, иметь систему коммерческого учёта и быть принят в члены торговой системы.

Помимо продавцов и покупателей, на рынке работают инфраструктурные организации. Ассоциация «Совет рынка», о которой мы упоминали во второй главе, разрабатывает правила, контролирует участников и разбирает споры. Коммерческий оператор проводит торги, рассчитывает цены и объёмы. Центр финансовых расчётов собирает деньги с покупателей и распределяет их между продавцами. Системный оператор, о котором шла речь в третьей главе, следит за тем, чтобы итоги торгов были физически выполнимы и не нарушали надёжность энергосистемы.

Удобно представить оптовый рынок как большой рыбный аукцион в портовом городе. Рыбаки привозят улов и сообщают, по какой минимальной цене готовы его продать, а оптовые покупатели сообщают, сколько рыбы и по какой максимальной цене им нужно. Аукционист сводит заявки и определяет цену, по которой совершаются сделки. Совет рынка похож на администрацию порта, которая пишет правила аукциона, а центр расчётов — на кассу, через которую проходят деньги. Разница только в том, что электричество нельзя отложить до следующего утра, поэтому аукцион проводится на каждый час будущих суток.

Главная площадка оптового рынка называется рынком на сутки вперёд. Каждый день генерирующие компании подают заявки на каждый час следующих суток: сколько мегаватт-часов каждая станция готова продать и по какой минимальной цене. Покупатели подают заявки на покупку: сколько энергии им нужно в каждый час и по какой максимальной цене. Коммерческий оператор собирает все заявки, учитывает ограничения сетей и надёжности, которые сообщает системный оператор, и рассчитывает равновесные цены и объёмы. Итоги торгов публикуются, и каждая станция получает план выработки на следующие сутки.

Заявки продавцов, выстроенные от самой дешёвой к самой дорогой, образуют кривую предложения. Её левый край занимают станции с минимальными переменными затратами: атомные и гидростанции, а также теплоэлектроцентрали, которые обязаны работать ради тепла. Дальше идут эффективные парогазовые блоки, затем старые паросиловые блоки с высоким расходом топлива, а на самом правом краю — самые дорогие и редко работающие станции. Заявки покупателей образуют кривую спроса, и точка пересечения двух кривых определяет цену каждого часа. Если спрос высокий, как в морозный вечер, пересечение сдвигается вправо, к дорогим станциям, и цена растёт.

Важная деталь: многие станции подают так называемые ценопринимающие заявки. Это заявки без ограничения минимальной цены, которые означают готовность продать энергию по любой цене, которая сложится на торгах. Так поступают атомные станции, которым невыгодно и технически сложно менять мощность, гидростанции, которые обязаны пропускать воду по графику, и теплоэлектроцентрали в отопительный сезон. Ценопринимающие заявки гарантируют станции, что она будет работать, но лишают её влияния на цену. Для таких станций выгода определяется тем, насколько рыночная цена превышает их собственные затраты.

Покупатели на рынке на сутки вперёд тоже чаще всего подают ценопринимающие заявки, потому что им нужно купить энергию для своих потребителей в любом случае. Гарантирующий поставщик не может отказаться снабжать город электричеством только потому, что цена показалась ему высокой. Поэтому спрос на оптовом рынке почти не реагирует на цену, особенно в коротком периоде. Именно это делает рынок электроэнергии таким чувствительным к предложению: если с рынка уходит несколько крупных блоков, цена может резко вырасти, потому что спрос не может быстро сократиться.

Яна, читая описание рынка, сразу вспомнила, как работают её жильцы. Никто из них не выключает холодильник, если узнаёт, что электричество подорожало на пять процентов. Спрос на электроэнергию жёсткий, как говорят экономисты, и это одновременно хорошо и плохо для генераторов. Хорошо, потому что в часы дефицита они могут продать энергию по высокой цене. Плохо, потому что при избытке мощности цена падает, и никакое снижение цены не заставит потребителей купить больше.

Теперь о самом интересном и самом непривычном для новичков принципе — маржинальном ценообразовании. На рынке на сутки вперёд все продавцы, чьи заявки были приняты в конкретный час и в конкретном узле, получают одинаковую цену. Эта цена определяется заявкой самой дорогой станции, которая понадобилась, чтобы покрыть спрос. Атомная станция с минимальными затратами и старая паросиловая станция с высокими затратами получают в один и тот же час одну и ту же цену за мегаватт-час. Разница между этой ценой и собственными затратами каждой станции и составляет её маржу.

Разберём этот принцип на простом примере. Допустим, в энергосистеме есть пять станций, каждая мощностью тысяча мегаватт. У первой, атомной, переменные затраты составляют двести рублей за мегаватт-час, у второй, гидростанции, — сто рублей, у третьей, современного парогазового блока, — девятьсот пятьдесят рублей, у четвёртой, старого паросилового блока, — тысяча триста рублей, у пятой, самой старой, — тысяча шестьсот рублей. Если в этот час спрос составляет три с половиной тысячи мегаватт, работают первые четыре станции, а

четвёртая загружена наполовину. Цена определяется заявкой четвёртой станции и составляет примерно тысячу триста рублей за мегаватт-час.

Посмотрим, что это значит для каждого участника. Гидростанция получает тысячу триста рублей при затратах в сто рублей и зарабатывает тысячу двести рублей маржи с каждого мегаватт-часа. Атомная станция зарабатывает тысячу сто, парогазовый блок — триста пятьдесят, а старый паросиловой блок, который определил цену, зарабатывает почти ноль. Пятая станция в этот час не работает вовсе. Если вечером спрос вырастет до четырёх с половиной тысяч мегаватт, понадобится пятая станция, цена поднимется до тысячи шестисот рублей, и маржа всех остальных вырастет на триста рублей с каждого мегаватт-часа.

Почему рынок устроен именно так, а не так, чтобы каждый получал свою заявленную цену? Если бы каждая станция получала ровно столько, сколько заявила, все генераторы начали бы угадывать цену самой дорогой станции и заявлять её, чтобы заработать больше. Итог для потребителей был бы примерно тем же, но рынок стал бы игрой в угадайку, а цены — менее прозрачными. Маржинальное ценообразование стимулирует каждую станцию честно заявлять свои реальные затраты, потому что заявка влияет только на то, будет ли станция работать, а цену определяет рынок. Такой принцип используется на большинстве электроэнергетических рынков мира.

Для инвестора из этого вытекает важный вывод. Прибыль генератора на рынке энергии определяется не его собственными затратами, а разницей между его затратами и затратами самой дорогой работающей станции. Компания с эффективными станциями зарабатывает больше, когда в системе много дорогих старых станций, которые определяют цену. Если старые станции выводят из эксплуатации, а на их место приходят современные блоки, цена на рынке снижается, и маржа всех участников сокращается. Получается парадокс: обновление энергосистемы в целом полезно для страны, но может уменьшить прибыль владельцев уже существующих эффективных станций.

Рынок на сутки вперёд хорошо объясняет и то, почему цены в разные часы так сильно различаются. Ночью, когда спрос низкий, цену определяют дешёвые станции, и она может опускаться до минимальных значений. Вечером в мороз её определяют самые дорогие станции, и она поднимается до максимума. Средняя цена за сутки, месяц или год складывается из тысяч таких часовых цен. Именно эту среднюю цену аналитики сравнивают из года в год, когда оценивают конъюнктуру рынка.

Константин, услышав от Яны про маржинальную цену, вспомнил случай из практики. Однажды зимой на соседней станции аварийно остановился крупный блок, и несколько дней диспетчер держал его станцию на полной мощности, включая самые старые агрегаты. Цены на рынке в те дни выросли, и экономисты компании потом говорили, что за неделю заработали больше, чем за обычный месяц. Тогда Константин не понимал, при чём здесь цены, ведь его блок работал как обычно. Теперь он видел, что его станция получала высокую цену, которую определяли самые дорогие блоки системы.

Есть ли у генераторов соблазн искусственно завышать цену? Теоретически крупная компания, владеющая станциями, которые часто определяют цену, могла бы заявлять их дороже реальных затрат или выводить часть мощности с рынка, чтобы поднять цену для остальных своих станций. Именно поэтому заявки генераторов находятся под постоянным контролем Совета рынка и антимонопольной службы. Существуют правила, ограничивающие заявки ценой, обоснованной реальными затратами, и механизмы, которые выявляют подозрительное поведение. Нарушителей штрафуют, а их заявки могут заменяться расчётными.

Помимо рынка на сутки вперёд, генераторы могут продавать энергию по свободным двусторонним договорам. В таком договоре станция и покупатель напрямую договариваются о цене и объёмах на определённый срок, например на год. Обычно это выгодно крупным промышленным потребителям, которые хотят зафиксировать цену и защититься от колебаний

рынка. Для генератора двусторонний договор снижает неопределённость выручки, но лишает его возможности заработать на всплесках цены. Доля таких договоров на рынке невелика, и основная часть энергии продаётся через рынок на сутки вперёд.

Существует ещё и биржевой сегмент, где торгуются стандартные контракты на поставку электроэнергии с поставкой в будущем. Он позволяет участникам заранее зафиксировать цену на месяц или квартал вперёд. Этот сегмент у нас развит слабее, чем, например, в Европе, где фьючерсы на электроэнергию стали массовым инструментом для энергетиков и промышленников. Частным инвесторам в России такие контракты практически недоступны. Для нас важнее понимать, что основная выручка генераторов определяется ценами рынка на сутки вперёд.

Константин, слушая рассказ Яны о торгах, сравнил оптовый рынок с огромной диспетчерской, где вместо команд звучат цены, и согласился, что так ему намного понятнее, почему его блок то загружают полностью, то держат на минимуме.

Теперь поговорим о географии рынка. Оптовый рынок в России разделён на ценовые зоны, внутри которых цены формируются на конкурентных торгах. Первая ценовая зона охватывает европейскую часть страны и Урал, вторая — Сибирь. Зоны связаны между собой линиями электропередачи, но их пропускная способность ограничена, поэтому цены в зонах могут сильно различаться. С 2025 года объединённая энергосистема Востока, которая раньше работала по регулируемым правилам, юридически включена во вторую ценовую зону, однако переход к рыночным механизмам там идёт постепенно, по мере строительства связей с остальной энергосистемой.

Цены в двух зонах отличаются по понятным причинам. В первой зоне основная часть энергии вырабатывается на газовых станциях, поэтому цена тесно связана со стоимостью газа и меняется вместе с ней. Во второй зоне велика доля гидростанций, и в многоводные годы цена может опускаться очень низко, а в маловодные — подниматься, когда приходится загружать угольные станции. Поэтому генератор во второй зоне живёт в гораздо более переменчивом мире, чем генератор в первой. О том, как это отражается на компаниях сибирской гидрогенерации, мы поговорим в одиннадцатой главе.

Кроме ценовых зон, существуют неценовые зоны. Это территории, где по техническим причинам конкурентный рынок организовать невозможно: слишком мало станций, слабые связи с соседними энергосистемами или изолированная работа. К ним относятся, например, Калининградская область, а также Архангельская область и Республика Коми, хотя для последних закон уже допускает поэтапное включение в ценовые зоны. Там цены на электроэнергию и мощность устанавливает регулятор по методу «затраты плюс разумная доходность». Для генераторов в неценовых зонах доход предсказуем, но и возможностей заработать больше почти нет.

Отдельно стоят изолированные энергосистемы в удалённых районах Крайнего Севера и Дальнего Востока, которые вообще не связаны с единой сетью. Там работают небольшие дизельные и угольные станции, и стоимость производства электроэнергии может быть в разы выше, чем в центральной части страны. Тарифы для местных жителей при этом ограничиваются, а разницу покрывают из бюджета и через специальные механизмы выравнивания, о которых мы поговорим в тринадцатой главе. Компании, работающие в таких районах, зависят от государственных решений ещё сильнее, чем остальные энергетики.

Внутри ценовой зоны цена тоже не одинакова, и здесь в игру вступают узловые цены. Энергосистема разбита на несколько тысяч расчётных узлов, и в каждом узле цена в каждый час может немного отличаться. Если сеть между двумя частями зоны перегружена, энергия из дешёвой части не может свободно перетечь в дорогую, и цены по разные стороны ограничения расходятся. Узловые цены учитывают потери при передаче и сетевые ограничения, поэтому они честнее отражают реальную стоимость энергии в конкретном месте. Станция, стоящая в

удачном узле, может зарабатывать больше аналогичной станции, стоящей в узле с избытком генерации.

Представьте сеть дорог в большом городе. Если все хотят попасть в центр, а мост через реку один, то по другую сторону моста образуется пробка, и доставка в центр становится дороже. Узловые цены работают похожим образом: если линия электропередачи перегружена, энергия по ту сторону становится дороже, а по эту сторону — дешевле. Станции, которые находятся в центре, за мостом, получают более высокую цену. Станции, которые стоят перед мостом, вынуждены довольствоваться более низкой ценой.

Для инвестора узловые цены означают, что расположение станций имеет значение. Генерирующая компания со станциями в энергодефицитном районе получает более высокие цены, чем компания со станциями в районе с избытком мощности. Строительство новой линии электропередачи может как помочь, так и навредить конкретной станции: если линия соединит дешёвый район с дорогим, цены в дорогом районе снизятся. Компании редко раскрывают подробные данные о ценах в своих узлах, но средняя цена продажи энергии в отчётности позволяет сравнить их между собой. Если у одной компании она заметно выше, чем у другой в той же зоне, причиной часто бывает именно география.

Яна, разбираясь с ценовыми зонами, вспомнила про нерегулируемую цену своей котельной. Пермский край находится в первой ценовой зоне, а значит, оптовая составляющая этой цены зависит от торгов, где цену чаще всего определяют газовые станции. Когда газ дорожает, а это происходит при ежегодной индексации регулируемых цен на газ, стоимость электроэнергии для котельной тоже растёт. Яна поняла, почему её счёт иногда меняется сильнее, чем региональный тариф для населения: у жильцов цена регулируемая, а у котельной — рыночная. Для неё как экономиста это означало, что бюджет котельной нужно планировать с запасом на колебания цены.

Помимо рынка на сутки вперёд, есть балансирующий рынок. Он нужен потому, что реальная жизнь никогда не совпадает с планом в точности. Потребители могут потребить больше или меньше запланированного, станция может аварийно снизить мощность, погода может измениться. Системный оператор в реальном времени корректирует работу станций, увеличивая или снижая их нагрузку, и эти отклонения оплачиваются по ценам балансирующего рынка.

Принцип балансирующего рынка прост: тот, кто отклонился от плана, платит за это, а тот, кто помог системе выровнять баланс, получает компенсацию. Если станция по своей вине выработала меньше, чем должна была по итогам рынка на сутки вперёд, ей приходится докупать недостающую энергию по цене балансирующего рынка, которая обычно невыгодна. Если станция по команде системного оператора увеличила выработку, она получает за это оплату. Такая система стимулирует участников точно планировать и выполнять свои обязательства. Для генератора с надёжным оборудованием балансирующий рынок — небольшой дополнительный источник дохода, для генератора с частыми поломками — источник убытков.

Как оптовая цена доходит до розничного потребителя вроде котельной Яны? Для этого существуют предельные уровни нерегулируемых цен, которые гарантирующий поставщик рассчитывает каждый месяц по итогам оптового рынка. В них входит средневзвешенная цена энергии и мощности, купленных на опте, к которой добавляются тариф на передачу по сетям, сбытовая надбавка и плата за услуги инфраструктуры. Расчёт ведётся по строгим правилам, а результаты публикуются на сайте гарантирующего поставщика. Поэтому нерегулируемая цена не произвольна, хотя и меняется от месяца к месяцу.

Розничные потребители, которые платят по нерегулируемым ценам, могут выбирать ценовую категорию. Всего их шесть, и они различаются тем, насколько подробно учитывается время потребления. Первая категория самая простая: одна цена за каждый киловатт-час независимо от того, когда он потреблён. Вторая категория делит сутки на зоны, например ночную

и дневную, и в каждой зоне своя цена. Категории с третьей по шестую предполагают почасовой учёт, а в некоторых из них потребитель отдельно оплачивает мощность по своему потреблению в часы пиковой нагрузки системы.

Выбор категории может заметно изменить счёт. Котельная Яны работает круглосуточно, но основную нагрузку даёт в ночные и утренние часы, когда идёт подогрев воды. Если перевести её с первой категории на почасовую, большая часть потребления придётся на дешёвые ночные часы, а оплата мощности окажется небольшой, потому что в вечерний пик системы котельная потребляет мало. Яна попросила энергосбыт сделать расчёт по последним двенадцати месяцам и обнаружила, что переход на почасовую категорию сэкономил бы около восьми процентов годовой суммы. Для почасового учёта потребовался новый счётчик, но он окупался меньше чем за год.

Этот пример показывает, как устроен рынок с точки зрения потребителя: он вознаграждает тех, кто потребляет энергию тогда, когда она дешевле, и наказывает тех, кто нагружает систему в пиковые часы. Для промышленных предприятий такие решения стоят миллионы рублей, и у крупных заводов есть целые службы, которые оптимизируют график потребления. Для инвестора это напоминание, что спрос на электроэнергию хоть и жёсткий, но не совсем: крупные потребители реагируют на цены, перенося нагрузку во времени. Чем больше потребителей так делают, тем ровнее становится график и тем меньше нужно дорогих пиковых станций.

Есть у рынка и механизмы ограничения цен. Заявки генераторов не могут превышать определённых уровней, а в периоды аномальных нагрузок регулятор может вмешаться, если цены начинают расти слишком резко. В других странах бывали эпизоды, когда цены на электроэнергию взлетали в десятки раз за несколько дней, например во время сильных морозов или засухи. У нас такие всплески сдерживаются правилами рынка и большим запасом мощности, поэтому цена на рынке на сутки вперёд обычно меняется плавнее. Для генераторов это означает меньше шансов сорвать куш в дни дефицита, зато и меньше риска непредсказуемых провалов.

Тут стоит сказать и о росте оптовых цен в долгосрочном плане. За последние годы средние цены на рынке на сутки вперёд в первой ценовой зоне росли, как правило, сопоставимо с инфляцией или чуть быстрее, следуя за индексацией цен на газ и ростом спроса. Резких скачков, характерных для некоторых зарубежных рынков, у нас не было. Для инвесторов это означает, что генерация в первой ценовой зоне предлагает умеренный, предсказуемый рост выручки от энергии, без больших сюрпризов, но и без шансов на взрывной рост. Совсем другая картина во второй ценовой зоне, где многое решает вода.

В последние годы на рынке появились и агрегаторы управления спросом. Это компании, которые объединяют десятки потребителей, готовых по сигналу системного оператора снижать потребление в часы пиковой нагрузки, и получают за это плату. Для энергосистемы такое снижение работает так же, как включение дополнительной пиковой станции, только обходится дешевле. Пока объёмы этого механизма невелики по сравнению с мощностью всей системы, но сама идея важна: на рынке электроэнергии может участвовать не только тот, кто производит, но и тот, кто готов вовремя отказаться от потребления. Для генераторов это потенциальный конкурент в часы пика, который со временем может снизить ценность самых дорогих пиковых станций.

Остаётся разобраться, как на этом рынке покупается электроэнергия для населения. Мы уже говорили, что граждане платят по регулируемым тарифам. Чтобы это было возможно, часть энергии и мощности на оптовом рынке продаётся не по рыночным ценам, а по регулируемым договорам. Каждая генерирующая компания обязана поставить определённую долю своей выработки по цене, которую устанавливает федеральный регулятор, а покупают эту энергию гарантирующие поставщики для снабжения населения и приравненных к нему катего-

рий потребителей. Объёмы таких договоров рассчитываются так, чтобы покрыть потребление граждан в каждом регионе.

Регулируемая цена в этих договорах обычно ниже рыночной, поэтому для генераторов они менее выгодны, чем продажа на рынке на сутки вперёд. Можно сказать, что каждая генерирующая компания отдаёт часть своей выручки на поддержку низких цен для населения. Для отдельных станций, особенно эффективных, разница между регулируемой и рыночной ценой может быть заметной. В отчётности генераторов доля регулируемых договоров обычно раскрывается, и её снижение со временем улучшает средние цены продажи. Однако резких изменений здесь ждать не стоит, потому что вопрос тарифов для граждан всегда остаётся социально чувствительным.

Теперь соберём всё вместе и посмотрим, как генерирующая компания зарабатывает на рынке энергии. Ключевой показатель здесь — спред между ценой продажи и топливными затратами. В отрасли его иногда называют искровым спредом для газовых станций. Чем больше спред, тем больше маржа станции с каждого мегаватт-часа. Спред зависит от трёх вещей: от рыночной цены, от цены топлива и от того, сколько топлива станция тратит на производство одного мегаватт-часа.

Посчитаем спред на примере нашей УГК. Средняя цена продажи электроэнергии у компании составляет около тысячи шестисот рублей за мегаватт-час. Современные парогазовые блоки компании тратят топлива примерно на девятьсот пятьдесят рублей на каждый мегаватт-час, поэтому их спред составляет около шестисот пятидесяти рублей. Старые паросиловые блоки тратят топлива примерно на тысячу триста рублей, и их спред — всего триста рублей. Если цена газа вырастет на десять процентов, а цена на рынке останется прежней, спред парогазовых блоков сократится примерно на девяносто пять рублей, а паросиловых — на сто тридцать рублей.

На практике цена на рынке обычно растёт вслед за ценой газа, потому что газовые станции чаще всего определяют маржинальную цену. Если цену определяет газовый блок с затратами тысяча шестьсот рублей, а газ дорожает на десять процентов, его заявка вырастет примерно до тысячи семисот шестидесяти рублей, и рыночная цена поднимется вслед за ней. Тогда спред эффективных станций даже немного увеличится, потому что их затраты выросли меньше, чем цена. Именно поэтому индексация цен на газ не всегда вредит генераторам: всё зависит от того, насколько их станции эффективнее маржинальной. Подробнее о цене газа и топливных затратах мы поговорим в девятой главе.

Для УГК спред на энергии приносит основную часть маржи вне платежей за мощность. Если сорок миллиардов киловатт-часов выработки распределены так, что половину дают парогазовые блоки, а половину — паросиловые, средний спред составит около четырёхсот семидесяти пяти рублей за мегаватт-час. Умножив на сорок миллионов мегаватт-часов, получаем около девятнадцати миллиардов рублей маржи на продаже энергии до вычета постоянных затрат. Это заметная сумма, но она гораздо более переменчива, чем плата за мощность. Изменение среднего спреда всего на пятьдесят рублей меняет эту маржу на два миллиарда рублей в год.

Какие ошибки допускают новички, когда смотрят на рынок электроэнергии? Первая ошибка — считать, что рост цен на электроэнергию автоматически означает рост прибыли генераторов. Если цены выросли из-за подорожания газа, маржа может не измениться или даже сократиться. Вторая ошибка — сравнивать цены в разных ценовых зонах без учёта их природы: низкая цена в Сибири в многоводный год не говорит о проблемах энергетики региона, а говорит о хорошей воде. Третья ошибка — забывать о регулируемых договорах и считать, что вся выработка продаётся по рыночной цене.

Четвёртая ошибка — смотреть только на цену энергии и игнорировать мощность. Как мы увидим в следующей главе, для многих станций плата за мощность важнее маржи на энергии,

а для пиковых станций она составляет почти весь доход. Пятая ошибка — экстраполировать цены одного года на будущее. Цены на рынке зависят от погоды, ввода новых станций, вывода старых, изменения правил и цены топлива, и прошлогодний уровень может не повториться. Хороший аналитик смотрит на цены за несколько лет и пытается понять их движущие силы, а не просто продлевает последнюю цифру.

Где искать данные о рынке? Совет рынка и коммерческий оператор публикуют итоги торгов: индексы цен рынка на сутки вперёд по ценовым зонам, объёмы, структуру заявок. Системный оператор публикует данные о потреблении и выработке по энергосистемам. Генерирующие компании в своих отчётах приводят средние цены продажи энергии и мощности, объёмы выработки, доли регулируемых договоров. Этих данных достаточно, чтобы частный инвестор мог следить за конъюнктурой рынка и понимать, как она отражается на компаниях, которыми он владеет.

Оптовый рынок электроэнергии объединяет генераторов, сбыты, крупных потребителей и инфраструктурные организации. Главная площадка — рынок на сутки вперёд, где цены формируются на каждый час по принципу маржинального ценообразования: все работающие станции получают цену самой дорогой станции, понадобившейся для покрытия спроса. Рынок разделён на ценовые зоны с разной структурой генерации, неценовые зоны с регулируемыми ценами и узлы, где цены учитывают сетевые ограничения. Население снабжается по регулируемым договорам, а отклонения от плана оплачиваются на балансирующем рынке. Маржа генератора на энергии определяется спредом между рыночной ценой и топливными затратами его станций.

Яна теперь понимала, откуда берётся нерегулируемая цена её котельной, и даже начала следить за индексами цен в первой ценовой зоне. Однако у неё остался вопрос, который Константин задал ей ещё в прошлую субботу: если станция получает деньги за энергию на торгах, за что ей платят ещё и за мощность и кто решает, сколько это стоит? В следующей главе мы разберём второй рынок, на котором продаётся не энергия, а готовность её произвести.

Глава 5. Рынок мощности, или плата за готовность

В конце ноября Константин заступил на смену и получил от диспетчера необычное указание. Один из старых блоков станции нужно было держать в горячем резерве: котёл растоплен, турбина прогрета, персонал на местах, но в сеть блок не выдаёт ни одного киловатт-часа. Так продолжалось трое суток, пока на юге области не закончилась авария на линии электропередачи и не отпала необходимость в страховке. Молодой инженер смены спросил Константина, зачем жечь газ впустую и платить людям за то, что блок стоит. Константин ответил, что за эти трое суток станция заработала, просто не на энергии, а на готовности.

Этот ответ звучит странно для человека со стороны, но для энергетика он очевиден. В третьей главе мы сравнили мощность с пожарной командой, которой платят за готовность выехать, а не за каждый потушенный пожар. Теперь пора разобраться, как эта плата устроена на практике: кто её определяет, сколько она стоит, кто за неё платит и как она отражается в выручке генерирующих компаний. Для многих станций плата за мощность важнее заработка на энергии, а для некоторых составляет почти весь доход. Без понимания рынка мощности невозможно правильно оценить ни одного генератора.

Начнём с главного вопроса: зачем вообще платить станции за то, что она просто существует? Представьте рынок, где станции получают деньги только за проданную энергию. Пиковая станция, которая работает пятьдесят часов в году, за эти пятьдесят часов должна заработать столько, чтобы покрыть все свои затраты за год: зарплату персонала, ремонты, налоги на имущество, проценты по кредитам. Значит, в эти часы цена энергии должна быть фантастически высокой, в десятки раз выше обычной. Иначе станцию просто закроют, и в следующий морозный вечер системе будет нечем покрыть пик.

Некоторые страны действительно пошли по такому пути. Там рынок допускает очень высокие цены в часы дефицита, и именно эти часы окупают пиковые станции. Однако у такой модели есть недостатки: цены становятся крайне волатильными, потребители несут огромные риски, а инвестор, решающий строить станцию, не знает, сколько дефицитных часов будет в ближайшие годы. В результате станции строятся с опозданием, а в годы нехватки мощности цены взлетают так, что вмешиваются политики. Российская модель выбрала другой путь: разделить оплату энергии и оплату мощности.

Плата за мощность компенсирует станции постоянные затраты, которые не зависят от выработки. К ним относятся зарплата персонала, плановые ремонты, налог на имущество, страхование, содержание зданий и оборудования, а также возврат вложенного капитала. Плата за энергию покрывает переменные затраты, прежде всего топливо, и даёт маржу, о которой мы говорили в четвёртой главе. Такое разделение позволяет станциям работать по экономической логике: включаться тогда, когда их переменные затраты ниже рыночной цены, и при этом не разоряться в те часы, когда они стоят. Пиковая станция может простаивать почти весь год и всё равно покрывать свои постоянные затраты.

Вспомним ещё раз аналогию с водопроводом. Насосные станции получают от города две платы: за каждый закачанный кубометр и за то, что насосы готовы работать. Если бы город платил только за кубометры, резервные насосы никто бы не стал содержать, и при первом же пиковом расходе давление в трубах упало бы. Плата за готовность делает содержание резервных насосов экономически осмысленным. Рынок мощности в энергетике выполняет ровно эту функцию.

Как определяется, сколько мощности нужно и сколько за неё платить? Основной механизм называется конкурентным отбором мощности, сокращённо КОМ. Это ежегодный аукцион, на котором генерирующие компании предлагают свою мощность на определённый год в будущем, а системный оператор отбирает столько мощности, сколько нужно энергосистеме с

учётом прогнозного потребления и резерва. Станции, которые прошли отбор, получают право на оплату мощности весь год по цене, сложившейся на аукционе. Станции, которые не прошли, остаются без этой платы и, как правило, должны быть выведены из эксплуатации или найти другой способ существования.

На отборе каждая станция подаёт заявку: сколько мегаватт она готова предоставить и по какой минимальной цене. Цена в заявке отражает постоянные затраты станции, которые она хочет покрыть. Системный оператор выстраивает заявки от дешёвых к дорогим и сопоставляет их со спросом на мощность. Отбираются самые дешёвые станции в объёме, необходимом для надёжной работы системы. Цена, по которой оплачивается мощность всех отобранных станций, определяется точкой пересечения предложения и спроса.

Важная особенность отбора состоит в том, что спрос на мощность задаётся не рынком, а правительством в виде кривой спроса. Эта кривая показывает, сколько мощности система готова купить при разной цене. При низкой цене система готова купить больше мощности, создавая запас надёжности, при высокой — меньше. Параметры кривой утверждаются заранее и индексируются, поэтому они фактически задают диапазон, в котором может находиться цена мощности. Для генераторов это означает, что их доходы от мощности во многом определяются не конкуренцией, а решениями регулятора о параметрах кривой.

Почему спрос на мощность задаёт регулятор, а не потребители? Потому что надёжность энергосистемы — общее благо, которое каждый отдельный потребитель не может купить для себя. Если один завод откажется платить за резерв, он всё равно получит электричество благодаря резерву, который оплачивают другие. Это классическая проблема безбилетника, и решить её можно только централизованно. Поэтому государство решает, сколько надёжности нужно системе, а рынок определяет, какие станции её обеспечат дешевле.

Самый известный пример рынка, где платят только за энергию, — энергосистема американского штата Техас. Там нет отдельной платы за мощность, а станции окупаются за счёт высоких цен в редкие часы дефицита. В феврале 2021 года на штат обрушились аномальные морозы, часть станций остановилась из-за замёрзшего оборудования и нехватки газа, а спрос на отопление резко вырос. Оптовая цена электроэнергии несколько дней держалась на установленном потолке в девять тысяч долларов за мегаватт-час, что в десятки раз выше обычного уровня, и при этом миллионы домов остались без света.

Эта история показала обе стороны модели без платы за мощность. Владельцы станций, которые смогли работать в те дни, заработали огромные деньги, а некоторые покупатели и сбытовые компании, не защитившиеся от скачка цен, разорились. Потребители с договорами по плавающей цене получили счета на тысячи долларов за несколько дней. После этого в штате начали обсуждать, как стимулировать содержание резервных мощностей и подготовку станций к морозам, то есть фактически как ввести элементы платы за готовность.

Российская модель с отдельным рынком мощности лишена таких крайностей. Цены на энергию у нас меняются в разумных пределах, а резервные станции содержатся за счёт платы за мощность, которую распределяют на всех потребителей равномерно в течение года. Цена этой стабильности — постоянные платежи за мощность, которые потребители вносят даже в годы, когда резерв почти не нужен. Для инвестора российская модель означает более скромные шансы на сверхприбыль, но и более предсказуемый денежный поток генераторов.

Разберём кривую спроса подробнее, потому что именно её параметры инвесторы обсуждают каждый раз, когда приближается очередной отбор. Кривая задаётся двумя или несколькими точками. В первой точке определяется максимальная цена, при которой система купит минимально необходимый объём мощности. Во второй точке определяется более низкая цена, при которой система готова купить больший объём с запасом. Между этими точками кривая наклонена: чем больше мощности предлагается, тем ниже цена.

Допустим, в первой ценовой зоне система нуждается как минимум в ста пятидесяти гигаваттах мощности, а при цене ниже определённого уровня готова купить до ста шестидесяти гигаватт. Если генераторы предлагают сто пятьдесят пять гигаватт по низким ценам, итоговая цена окажется где-то посередине между двумя точками. Если же часть старых станций выводится и предложение сокращается до ста пятидесяти двух гигаватт, цена сдвигается ближе к верхней точке. Цифры в примере условные, но они показывают главное: при избытке мощности её цена прижимается к нижней границе, а при сокращении предложения растёт.

Долгие годы в России был избыток мощности, оставшийся с советских времён и усиленный строительством новых блоков в 2010-х годах. Поэтому цены на отборах держались ближе к нижней границе кривой, и старые станции едва покрывали свои постоянные затраты. Владельцы генерации жаловались, что цена мощности не позволяет даже нормально ремонтировать оборудование, не говоря о его обновлении. В последние годы ситуация меняется: потребление растёт, часть старых станций выведена, и в отдельных регионах избыток превратился в дефицит. Это постепенно поднимает цену мощности на отборах.

Параметры кривой спроса индексируются, но не всегда на полную инфляцию. Если цена мощности индексируется медленнее, чем растут затраты генераторов, их маржа на мощности со временем сокращается в реальном выражении. Если правительство решает поднять параметры кривой, например чтобы стимулировать ремонты и модернизацию, доходы генераторов растут. Именно такие решения могут за несколько недель переоценить акции генерирующих компаний на десятки процентов. В первой главе мы упоминали, как изменение правил рынка мощности обрушило акции УГК на четверть, и теперь понятно, о каком механизме шла речь.

Ещё одна важная черта российского отбора — его долгосрочный горизонт. Первые отборы проводились на год вперёд, затем горизонт увеличили до четырёх лет, а позже — до шести лет. Это значит, что уже сегодня известна цена мощности, по которой станции будут получать деньги через несколько лет. Для инвестора такая предсказуемость очень ценна: зная результаты отборов, можно с хорошей точностью прогнозировать выручку генератора от конкурентной мощности на годы вперёд. Мало в какой отрасли можно заранее знать цену своей продукции на шесть лет.

Предсказуемость работает в обе стороны. Если отбор прошёл по низкой цене, генератор знает, что ближайшие годы его доходы от мощности будут скромными, и никакие изменения спроса этого не исправят до следующего отбора. Если отбор прошёл по высокой цене, генератор обеспечен хорошей выручкой надолго. Поэтому результаты каждого отбора — важное событие для инвесторов, и аналитики заранее публикуют свои прогнозы. Частному инвестору полезно отмечать в календаре даты отборов и следить за их итогами, которые публикует системный оператор.

Конкурентный отбор проводится отдельно для каждой ценовой зоны, а внутри зоны могут выделяться отдельные территории с собственными ценами, если между ними есть сетевые ограничения. Цены в первой и второй ценовой зоне обычно различаются, потому что различается структура генерации и баланс мощности. В Сибири, где много гидростанций и избыток мощности в многоводные годы, цена мощности исторически была ниже. Однако по мере роста потребления в Сибири, в том числе из-за майнинга и новых производств, баланс там сжимается, и это может изменить соотношение цен.

Теперь о станциях, которые не прошли отбор. Если станция слишком дорогая и её заявка не попала в отобранный объём, она теряет право на рыночную оплату мощности. Владелец может вывести её из эксплуатации, но здесь возникает проблема: некоторые станции нельзя закрыть без ущерба для надёжности. Например, теплоэлектроцентраль может быть единственным источником тепла для целого города, а станция в удалённом районе может быть единственной, способной поддерживать напряжение в местной сети. Закрыть такие станции нельзя, даже если они проиграли конкуренцию.

Для таких случаев существует статус вынужденной генерации. Станция, которая не прошла отбор, но необходима для надёжности энергосистемы или для теплоснабжения, получает этот статус по решению правительственной комиссии. Её мощность оплачивается не по цене отбора, а по тарифу, который устанавливает регулятор на основе её экономически обоснованных затрат. Звучит как спасение, однако тариф вынужденной генерации обычно позволяет лишь покрыть затраты, без существенной прибыли. Кроме того, статус присваивается на ограниченный срок, и каждый раз его нужно подтверждать.

Вынужденная генерация — компромисс между рынком и надёжностью, и у него есть цена. Потребители платят за мощность станций, которые проиграли конкуренцию, и эти платежи увеличивают общую стоимость мощности. Генераторы, со своей стороны, получают за такие станции минимальную доходность, но вынуждены их содержать. Для инвестора доля вынужденной генерации в портфеле компании — сигнал о качестве активов: чем она выше, тем больше у компании старых и неэффективных станций, которые не приносят прибыли. У УГК, например, одна из трёх ТЭЦ работает в режиме вынужденной генерации, потому что она единственный источник тепла для небольшого города.

Отдельно стоит сказать о ситуации, когда станция прошла отбор, но не может выполнить свои обязательства. Получая плату за мощность, генератор обязуется держать оборудование в готовности и выдавать мощность по команде системного оператора. Если блок оказывается не готов из-за аварии, незапланированного ремонта или нехватки топлива, плата за мощность снижается. Система штрафов устроена так, чтобы генератор не мог получать деньги за мощность, которой фактически нет. Чем чаще и дольше простаивает оборудование вне плановых ремонтов, тем больше компания теряет.

Константин хорошо знает эту механику по своей станции. Несколько лет назад у одного из блоков треснул ротор генератора, и блок простоял в аварийном ремонте почти два месяца. Плата за мощность по этому блоку за эти месяцы была резко снижена, и компания потеряла несколько сотен миллионов рублей выручки, не считая затрат на сам ремонт. После этого руководство станции ужесточило требования к профилактике, а Константин получил выговор за то, что его смена не заметила вовремя признаки неисправности. С тех пор он относится к вибрационным датчикам с особым вниманием.

Для инвестора система штрафов означает, что надёжность оборудования — это прямые деньги. Компания со старым, изношенным парком чаще сталкивается с аварийными простоями и чаще теряет плату за мощность. Компания, которая вовремя вкладывает в ремонты, получает плату полностью. В отчётности генераторов можно встретить показатель готовности мощности или данные о снижении платы за неготовность, и их стоит сравнивать между компаниями. Если у одной компании такие потери систематически выше, это сигнал о проблемах с оборудованием или управлением.

Плановые ремонты при этом не наказываются, если они согласованы с системным оператором заранее. Каждый год генераторы составляют график ремонтов, и системный оператор утверждает его так, чтобы в любой момент в системе оставалось достаточно мощности. Обычно крупные ремонты проводят летом, когда нагрузка ниже. Однако если ремонт затягивается и захватывает осень или зиму, плата за мощность может снижаться. Поэтому сроки ремонтной кампании для генератора так же важны, как и её стоимость.

Теперь поговорим о выводе станций из эксплуатации. Казалось бы, если станция старая и убыточная, владелец может просто её закрыть, однако на практике всё сложнее. Чтобы вывести станцию из эксплуатации, генератор должен подать заявление системному оператору, и тот проверяет, не пострадает ли от этого надёжность энергосистемы. Если вывод допустим, станцию закрывают. Если нет, генератор может быть обязан продолжать её работу, получая статус вынужденной генерации.

Вывод старых станций — важный процесс для всей отрасли. В энергосистеме много блоков, построенных в 1950-х, 1960-х и 1970-х годах, с высоким расходом топлива и большими затратами на ремонт. Их вывод сокращает избыток мощности и поднимает цену на отборах, что выгодно оставшимся станциям. Кроме того, вывод позволяет генератору сократить постоянные затраты на содержание убыточного оборудования. Для акционеров компании, которая выводит старые станции, это обычно хорошая новость, если вывод не создаёт проблем для теплоснабжения городов.

Однако вывод станций имеет и обратную сторону. В последние годы в ряде регионов потребление начало расти быстрее, чем ожидалось, и выведенные мощности оказались нужны. Системному оператору приходится пересматривать планы, откладывать вывод старых блоков и даже искать способы вернуть в строй те, что уже были выведены. Это показывает, насколько трудно предсказать баланс мощности на годы вперёд. Для инвесторов это означает, что излишек мощности, долго давивший на цены, не вечен.

Теперь важный вопрос: кто в конечном счёте платит за мощность? Платят все потребители оптового рынка, то есть гарантирующие поставщики, сбыты и крупные предприятия, а через них — все конечные потребители. Объём мощности, который оплачивает каждый покупатель, определяется его потреблением в пиковые часы системы, о чём мы говорили в третьей главе. Цена мощности для покупателей включает не только конкурентную мощность, отобранную на КОМ, но и мощность, построенную по специальным договорам с гарантированной доходностью, мощность вынужденной генерации, мощность станций на возобновляемых источниках и ряд других надбавок.

Последнее обстоятельство особенно важно для понимания отрасли. Для потребителя цена мощности складывается из множества составляющих, и конкурентная мощность — лишь одна из них. Когда промышленники жалуются на рост стоимости мощности, они имеют в виду суммарную цену, в которой значительную долю составляют платежи за новые станции и различные надбавки. Регулятор постоянно ищет баланс между интересами генераторов, которым нужны деньги на обновление, и интересами потребителей, для которых рост стоимости электроэнергии означает рост затрат. Население от этих колебаний защищено регулируемыми тарифами, о которых пойдёт речь в тринадцатой главе.

Для генераторов вывод отсюда простой: любое новое решение, которое увеличивает нагрузку на потребителей, будет встречено сопротивлением промышленности. Если суммарная цена мощности растёт слишком быстро, регулятор может ограничить какую-то из её составляющих, и это ударит по тем генераторам, которые от неё зависят. Поэтому инвестору полезно следить не только за ценой мощности для своей компании, но и за общей нагрузкой на потребителей. Когда она приближается к пределу политической терпимости, вероятность неблагоприятных решений растёт.

Теперь посмотрим, как плата за мощность выглядит в выручке УГК. Девять тысяч мегаватт установленной мощности компании делятся на две части. Семь тысяч восемьсот мегаватт — это конкурентная мощность, отобранная на КОМ, а тысяча двести мегаватт — мощность новых блоков, построенных по специальным договорам. За конкурентную мощность компания получает около двухсот семидесяти тысяч рублей за мегаватт в месяц, и это даёт около двадцати пяти миллиардов рублей в год. За тысячу двести мегаватт новых блоков компания получает около миллиона четырёхсот пятидесяти тысяч рублей за мегаватт в месяц, и это ещё около двадцати одного миллиарда рублей.

Обратите внимание на это соотношение цифр. Тысяча двести мегаватт новых блоков приносят почти столько же, сколько семь тысяч восемьсот мегаватт старых. Каждый мегаватт новых блоков оплачивается примерно в пять раз дороже, чем мегаватт конкурентной мощности. Это не ошибка и не подарок: так устроены договоры, по которым эти блоки строились, и они рассчитаны на возврат вложенных в строительство денег с определённой доходностью. О

том, как устроены эти договоры, мы подробно поговорим в шестой главе, а об их окончании — в седьмой.

Теперь посмотрим и на прибыльность этих потоков. Плата за конкурентную мощность в двадцать пять миллиардов рублей покрывает постоянные затраты старых станций, но оставляет относительно немного прибыли, потому что содержание устаревшего оборудования обходится дорого. Плата за новые блоки в двадцать один миллиард почти целиком превращается в прибыль, потому что постоянные затраты на современные блоки невелики. По оценке аналитиков, из тридцати двух миллиардов рублей EBITDA УГК около семнадцати миллиардов приходится именно на платежи за новые блоки. Это больше половины всей операционной прибыли компании.

Теперь понятно, почему Константина так встревожила запись на форуме. Если больше половины прибыли компании зависит от платежей, которые скоро закончатся, то и прибыль, и дивиденды должны заметно снизиться. Однако насколько именно, когда и что компания может этому противопоставить, нельзя понять без подробного разговора о самих договорах. Прежде чем к нему переходить, разберём несколько типичных ошибок, которые новички допускают при анализе рынка мощности.

Полезно посчитать, насколько прибыль УГК чувствительна к цене конкурентной мощности. Допустим, на очередном отборе цена мощности в первой ценовой зоне выросла на десять процентов, с двухсот семидесяти до двухсот девяноста семи тысяч рублей за мегаватт в месяц. Для семи тысяч восьмисот мегаватт конкурентной мощности это означает дополнительно около двух с половиной миллиардов рублей выручки в год. Поскольку постоянные затраты станций от этого не меняются, почти вся прибавка переходит в EBITDA. После налога на прибыль по ставке двадцать пять процентов чистая прибыль вырастет примерно на миллиард девятьсот миллионов рублей.

Переведём это на одну акцию. У УГК четыре миллиарда акций, поэтому дополнительная прибыль составит около сорока семи копеек на акцию в год. При текущей прибыли около трёх рублей двадцати копеек на акцию это прибавка почти в пятнадцать процентов. Если компания платит в дивиденды половину прибыли, дивиденд вырастет примерно на двадцать четыре копейки. Получается, что изменение одного параметра рынка мощности на десять процентов меняет прибыль компании на пятнадцать процентов, и это хорошо объясняет, почему акции генераторов так живо реагируют на решения о правилах отборов.

Однако здесь важна временная деталь. Поскольку отборы проводятся на шесть лет вперёд, рост цены на очередном отборе влияет только на выручку того далёкого года, на который проводился отбор. Выручка ближайших лет уже определена прошлыми отборами и не изменится. Рынок, конечно, учитывает будущий рост в цене акций сразу, но в отчётности он проявится только через несколько лет. Инвестор, который ждёт немедленного роста прибыли после удачного отбора, рискует разочароваться.

Обратный пример не менее поучителен. Если правительство решит снизить параметры кривой спроса, например, чтобы ограничить рост затрат промышленности, падение цены мощности на десять процентов уменьшит прибыль УГК на те же пятнадцать процентов в соответствующем году. Для компании со старым парком, у которой прибыль на конкурентной мощности и так невелика, такое снижение может означать переход от небольшой прибыли к убытку по отдельным станциям. Именно поэтому генераторы так активно участвуют в обсуждении правил рынка через отраслевые ассоциации. Для них параметры кривой спроса — вопрос выживания старых станций.

Помимо отборов на шесть лет, в отдельных случаях проводятся отборы мощности для особых целей: строительства новых станций в энергодефицитных районах или модернизации старых. Цены на них определяются по другим правилам и обычно выше цен обычного отбора, потому что учитывают необходимость окупить новые вложения. Об этих механизмах пойдёт

речь в восьмой главе. Здесь важно понять, что рынок мощности не однороден: под одним названием скрывается несколько разных механизмов с разной экономикой.

Первая ошибка — считать всю плату за мощность одинаковой. В выручке генератора могут смешиваться платежи за конкурентную мощность, за новые блоки по специальным договорам, за вынужденную генерацию, за модернизированные блоки, и все они ведут себя по-разному. Конкурентная мощность зависит от отборов, новые блоки — от сроков договоров, вынужденная генерация — от решений правительственной комиссии. Инвестор, который видит только итоговую строку «выручка от мощности», не понимает, какая её часть устойчива, а какая скоро исчезнет. Хорошие компании раскрывают структуру этой выручки, и её стоит изучать в первую очередь.

Вторая ошибка — переоценивать рост цены мощности. Когда цены на отборах начинают расти, кажется, что этот рост будет продолжаться. Однако параметры кривой спроса задаёт правительство, и если рост слишком быстрый, они могут быть пересмотрены. Кроме того, высокие цены стимулируют генераторов откладывать вывод старых станций, а это увеличивает предложение и сдерживает цену. Рост цены мощности обычно бывает плавным и ограниченным.

Третья ошибка — недооценивать значение надёжности. Новички часто думают, что если станция прошла отбор, то плата за мощность ей гарантирована. На деле аварийные простои и затянувшиеся ремонты могут заметно снизить выручку. Компании с изношенным оборудованием регулярно теряют часть платы за мощность, и эти потери редко попадают в заголовки новостей. Внимательный инвестор смотрит на данные о готовности оборудования так же внимательно, как на цены.

Конец ознакомительного фрагмента.

Текст предоставлен ООО «Литрес».

Прочитайте эту книгу целиком, купив полную легальную версию на Литрес.

Безопасно оплатить книгу можно банковской картой Visa, MasterCard, Maestro, со счета мобильного телефона, с платежного терминала, в салоне МТС или Связной, через PayPal, WebMoney, Яндекс.Деньги, QIWI Кошелек, бонусными картами или другим удобным Вам способом.